

Projektbericht | 25.06.2018

RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung

Schlussbericht

FKZ 0325874 A-C

*Gefördert durch das Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie*

07/2015 – 12/2017

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Dieser Bericht ist Ergebnis des Verbundvorhabens „Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung (RegMex)“. Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Projektlaufzeit: Juli 2015– Dezember 2017

Projektkoordination:

Prof. Dr. Stefan Lechtenböhrer
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Abteilung Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Tel.: +49 202/2492-216
stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org

Projektpartner:

Dr. Thomas Pregger
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart
Tel.: +49 711/6862 - 355
thomas.pregger@dlr.de

Dr.-Ing. Andreas Palzer
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg
Tel.: +49 761/4588 - 9132
andreas.palzer@ise.fraunhofer.de

Autorinnen/Autoren:

DLR: Hans Christian Gils

ISE: Philip Sterchele, Christoph Kost, Lucas Brucker

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI):

Tomke Janßen, Christine Krüger, Dietmar Schüwer, Hans-Jochen Luhmann,
Mathis Buddeke

Mit Beiträgen von: Uwe Klann, Juri Horst (IZES), Franziska Flachsbarth,
Matthias Koch (Öko-Institut e.V.), Mareike Jentsch, Diana Böttger, Irina Ganal
(Fraunhofer IEE), Constantin Dierstein, Hannes Hobbie (TU Dresden), Julia Welsch
(IER)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	6
Tabellenverzeichnis	10
Abbildungsverzeichnis	11
1 Einführung	13
1.1 Ziel des Forschungsvorhabens	13
1.2 Struktur des Projektes und des Berichts	13
2 AP A: Definition von Rahmenszenarien und Storylines	15
2.1 Szenariodaten für Modellvergleiche	15
2.1.1 <i>Struktur des Szenariorahmens</i>	16
2.1.2 <i>Bestimmung geeigneter Szenarien</i>	18
2.1.3 <i>Anpassungen des Szenariorahmens in den Modellexperimenten</i>	22
2.2 Transparente Darstellung von Energiesystemmodellen	24
2.2.1 <i>Erstellung geeigneter Fact Sheets</i>	25
3 AP B: Modellexperiment 1: Gesamtsystem	29
3.1 Ziel des Modellexperiments	29
3.2 Auswahl der Energiesystemmodelle	29
3.2.1 <i>REMod-D (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE)</i>	29
3.2.2 <i>TIMES PanEU (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung)</i>	33
3.2.3 <i>SCOPE (Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)</i>	37
3.3 Parametrierung der Modelle für den Modellvergleich	42
3.4 Indikatoren für den Modellvergleich	45
3.5 Ergebnisse und Auswertung	47
3.5.1 <i>Zielszenario</i>	47
3.5.2 <i>Ambitioniertes Szenario</i>	61
3.5.3 <i>Zusammenfassung und Fazit</i>	72
4 AP C: Modellexperiment 2: Stromsystem und flexible Sektorenkopplung	78
4.1 Ziele des Modellexperiments	78
4.2 Parametrierung der Modelle für das Modellexperiment	78
4.2.1 <i>Vorgehensweise bei der Modellierung</i>	78
4.2.2 <i>Nutzung von Rahmenannahmen im Modellexperiment</i>	79
4.2.3 <i>Ableitung europäischer Szenarien</i>	80
4.2.4 <i>Untersuchungsgebiet und Technologien im Modellexperiment</i>	81
4.2.5 <i>Vereinheitlichung der Eingangsdaten</i>	83
4.2.6 <i>Betrachtete Szenarien</i>	85
4.2.7 <i>Sensitivitätsrechnungen</i>	86
4.3 Beteiligte Modelle	86

4.3.1	<i>REMix (DLR)</i>	86
4.3.2	<i>PowerFlex-Grid-EU (Öko-Institut)</i>	88
4.3.3	<i>SCOPE (Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)</i>	89
4.3.4	<i>ELMOD (TU Dresden)</i>	89
4.3.5	<i>Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Modelle</i>	91
4.4	Indikatoren für den Modellvergleich	94
4.5	Ergebnisse und Auswertung	94
4.5.1	<i>Gesamteuropäische Szenarien</i>	95
4.5.2	<i>Modellexperiment für Deutschland</i>	96
4.5.3	<i>Sensitivitätsanalyse</i>	104
4.6	Zusammenfassung und Fazit	108
5	AP D: Disruptive Elemente in der Energiesystemmodellierung	112
5.1	Definition und Funktion disruptiver Elemente in Energieszenarien, Ursachen und Wirkungen	112
5.1.1	<i>Definition im Kontext</i>	112
5.1.2	<i>Konsequenzen für die methodische Vorgehensweise</i>	114
5.2	Identifikation potentiell geeigneter disruptiver Elemente	116
5.2.1	<i>Überblick zur Vorgehensweise</i>	116
5.2.2	<i>Sammlung möglicher disruptiver Elemente</i>	117
5.3	Kriterien für die Auswahl von geeigneten DE für Modellexperimente	128
5.4	Auswahl von für die Modellierung besonders charakteristischen DE	131
5.5	Theoretische Abbildbarkeit der ausgewählten DE in den verwendeten Energiesystemmodellen	133
5.5.1	<i>Bewertung des Modellierungsaufwandes durch die Modellexperimentteilnehmer</i>	133
5.6	Bedingungen der Modellierbarkeit von disruptiven Elementen	139
5.6.1	<i>Modelleingangsdaten</i>	139
5.6.2	<i>Modelltyp</i>	140
5.6.3	<i>Modellierungsansatz – nur für Ausbaumodelle</i>	142
5.7	Schlussfolgerung: Ein Vorschlag zur Modellierung der DE	147
5.7.1	<i>Prüfung der Stabilität der Investitionsentscheidung mittels Sensitivitätsrechnungen</i>	147
5.7.2	<i>Operationalisierung des Kriteriums „wirtschaftlich optimal“</i>	148
5.7.3	<i>Der Lösungsvorschlag</i>	148
6	AP E: Synthese	150
6.1	Schlussfolgerungen aus Modellexperiment 1	150
6.2	Schlussfolgerungen aus Modellexperiment 2	152
6.3	Schlussfolgerungen für zukünftige Modellexperimente	155

7	Literaturverzeichnis	157
8	Anhang	161
8.1	Struktur des Szenariorahmens	161
8.1.1	<i>Demographische und (sozio-)ökonomische Entwicklung</i>	161
8.1.2	<i>Preisentwicklung fossiler Energieträger, CO₂-Zertifikate und CO₂-Speicherung & Wichtige Kosten</i>	162
8.1.3	<i>Daten zur Strominfrastruktur</i>	165
8.1.4	<i>Potenzialgrenzen erneuerbarer Energien und CO₂-Speicherpotenzial</i>	167
8.1.5	<i>Treibhausgase</i>	168
8.1.6	<i>Energiebedarf</i>	168
8.1.7	<i>Energiebereitstellung und -Umwandlung</i>	170
8.1.8	<i>Verkehr</i>	172
8.2	Tabellarischer Vergleich der Charakteristika der Rahmenszenarien	174
8.3	Ausgefüllte Modelltemplates der Leads der Modellexperimente 1 und 2	179
8.4	Modelltemplates der Modellexperimentteilnehmer	180
8.4.1	<i>Modellexperiment 1 – REMod-D</i>	180
8.4.2	<i>Modellexperiment 1 – SCOPE</i>	181
8.4.3	<i>Modellexperiment 1 – TIMES Pan EU</i>	182
8.4.4	<i>Modellexperiment 2 - REMix</i>	183
8.4.5	<i>Modellexperiment 2 – Power Flex</i>	184
8.4.6	<i>Modellexperiment 2 – ELMOD</i>	185
8.5	Begründungen für die Filterungen disruptiver Elemente	186
8.6	Skizze des Vorgehens im „Black-Swan-Projekt“	190

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

3D	dreidimensional
Abt.	Abteilung
abzgl.	abzüglich
AC	Wechselstrom
AP	Arbeitspaket
BAT	Best Available Technology
BBK	Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe
BEV	Battery Electric Vehicle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
Bsp.	Beispiel
BSV	Bruttostromverbrauch
BtL	Biomass to Liquid
BZ	Brennstoffzelle
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital expenditures
CCGT	Combined Cycle Gas Turbines
CCS	Carbon Capture and Storage
chem.	chemisch
CPLEX	Programmsystem zu Modellierung und Lösung von Optimierungsproblemen
CSP	Sonnenwärmekraftwerk
d. h.	das heißt
d. i.	das ist
DC	Gleichstrom
DE	Disruptive Elemente
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DSM	Demand Side Management
DT	Dampfturbine
E	Elektro
E-Kfz	Elektro-Kraftfahrzeug
e.V.	eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
einschl.	einschließlich
ELMOD	European Electricity Market Model
ern.	erneuerbare
et al.	und andere
etc.	et cetera
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EU	Europäische Union
evtl.	eventuell
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
exkl.	exclusive
f. / ff.	folgende Seiten
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FKZ	Förderkennzeichen
GAMS	General Algebraic Modeling System
ges.	gesamt

Gew.	Gewinnung
ggf.	gegebenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampf-Kraftwerk
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH
HH	Haushalte
HKW	Heizkraftwerk
HKW	Heizkraftwerk
i. Allg.	im Allgemeinen
i. d. R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
inkl.	inklusive
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
IT	Informationstechnik
IZES	Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme
JAZ	Jahresarbeitszahl
Krad	Kraftrad
KRITIS	Initiative des BBK und BSI: Schutz kritischer Infrastrukturen
KUP	Kurzumtriebsplantage
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNF	leichtes Nutzfahrzeug
max.	maximal
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MwSt.	Mehrwertsteuer
Nawaro	nachwachsende Rohstoffe
Nr.	Nummer
NT	Niedertemperatur
NTC	Net Transfer Capacity
o.	ohne
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OEP	Open Energy Platform
öffentl.	öffentlich
offsh.	offshore
onsh.	onshore
OPEX	Operating expenses
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
p. a.	pro Jahr
PEM-Elektrolyse	Polymer electron Membran-Elektrolyse
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PSO	Particle Swarm Optimization

PtG	Power to Gas
PtH	Power to Heat
PtX	Power to "X"
PV	Photovoltaik
REEV	Range Extended Electric Vehicle
Ref.	Referenz
REG	Regenerative Energieerzeugung
RegMex	Modellexperimente und –vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung
RES	Referenzenergiesystem
s.	siehe
S.	Seite
SNF	schweres Nutzfahrzeug
sog.	sogenannten
sonst.	sonstige
spezif.	spezifisch
TCO	Total Cost of Ownership
THG	Treibhausgas
TWW	Trinkwarmwasser
u.	und
u. a.	und andere
u. U.	unter Umständen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	United States
usw.	und so weiter
v.	von
v. a.	vor allem
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
WI	Wuppertal Institut
WP	Wärmepumpe
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich

Einheiten und Symbole

-	bis
/	pro
&	und
%	Prozent
°C	Grad Celsius
<	kleiner
>	größer
\$	US-Doller
€	Euro
a	Jahr
b	barrel
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	Kohlenstoffdioxidäquivalent
ct	Cent
EUR	Euro
Fz-km	Fahrzeugkilometer
GW	Gigawatt
GW _{el}	Gigawatt-elektrisch
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW _{th}	Kilowatt-thermisch
l	Liter
M€	Millionen Euro
m ²	Quadratmeter
Mio.	Millionen
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonnen
MW	Megawatt
MW _p	Megawatt peak
N ₂ O	Lachgas
NO _x	Stickstoffoxid
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
SKE	Steinkohleeinheit
t	tonnen
TJ	TeraJoule
tkm	Tonnenkilometer
Tsd.	Tausend
TWh	Terrawattstunden
TWh _{el}	Terrawattstunden-elektrisch

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Gegenüberstellung der als Orientierungsrahmen genutzten Szenario-Storylines-----	20
Tabelle 2-2: Modell-Template zur Beschreibung der an RegMex teilnehmenden Modelle-----	27
Tabelle 3-1: Technologien und Sektoren in TIMES PanEU-----	34
Tabelle 3-2: Modelleingangsdaten in TIMES PanEU (für jede Region)-----	36
Tabelle 3-3: Modellergebnisdaten in TIMES PanEU (für jede Region)-----	37
Tabelle 3-4: Übersicht Modellcharakterisierung-----	40
Tabelle 3-5: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Strom-----	45
Tabelle 3-6: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Wärme-----	46
Tabelle 3-7: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Sonstiges-----	46
Tabelle 3-8: Volllaststunden ausgewählter Technologien im Zielszenario-----	50
Tabelle 3-9: Volllaststunden (Strom) der flexiblen Kraftwerke im Zielszenario-----	53
Tabelle 3-10: Erklärungen zur Sektoreneinteilung und Zuteilung in Abbildung 1.5.-----	54
Tabelle 3-11: Eingangsparameter ausgewählter Wärmepumpen-----	57
Tabelle 3-12: Volllaststunden der flexiblen Kraftwerke im ambitionierten Szenario-----	65
Tabelle 4-1: Übersicht der Rahmenannahmen für das Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 im Vergleich zu 2015.-----	80
Tabelle 4-2: Übersicht der im Modellexperiment betrachteten Technologien. Die installierten Leistungen der hervorgehobenen Technologien werden modellendogen ermittelt.-----	83
Tabelle 4-3: Übersicht Modellcharakterisierung in der im Experiment eingesetzten Konfiguration.-----	91
Tabelle 4-4: Übersicht der Ergebnisparameter für den Modellvergleich-----	94
Tabelle 5-1: Überblick über mögliche disruptive Elemente-----	126
Tabelle 5-2: Eingrenzung disruptiver Elemente auf Basis der fünf ausgewählten Kriterien-----	131
Tabelle 5-3: Unmittelbare Eignung der verbleibenden 21 disruptiven Elemente für die Modellexperimente „Stromsystem“ und „Energiesystem“ („x“: geeignet, „-“: ungeeignet)-----	132
Tabelle 5-4: Wirkungseinschätzung der verbleibenden neun disruptiven Elemente nach (EWI et al. 2016)-----	133
Tabelle 5-5: Ausgewählte 21 disruptive Elemente mit Kurzbeschreibung-----	135
Tabelle 5-6: Modellierbarkeit der DE - nach Häufigkeit sortierte Antworten aus der Befragung der Modellexperimenteilnehmer (N = 6 Modelle)-----	137
Tabelle 5-7: Kategorisierung der DE nach Art der Umsetzung in der Modellierung-----	138

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Klassifikation unterschiedlicher Modelltypen -----	25
Abbildung 3-1: Schema des Energiesystems, wie es im Simulationsmodell REMod-D abgebildet ist-----	30
Abbildung 3-2: Zeitliche Auflösung TIMES PanEU-----	35
Abbildung 3-3: Stromnachfrage und Stromlastgang in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen in TIMES PanEU -----	36
Abbildung 3-4: Schematische Darstellung von SCOPE -----	38
Abbildung 3-5: Graphische Darstellung der Vorgehensweise zur Harmonisierung von Schnittstellen: Modellergebnis aus Modell A dient als Input für Modell B -----	43
Abbildung 3-6: Installierte Leistung der fEE im Zielszenario-----	48
Abbildung 3-7: Strombereitstellung durch fEE und konventionelle Energietechnologien im Zielszenario.-----	49
Abbildung 3-8: Installierte flexible Kraftwerksleistung im Zielszenario -----	52
Abbildung 3-9: Strombereitstellung durch flexible Kraftwerksleistung im Zielszenario -----	53
Abbildung 3-10: Stromverbrauch nach Energieverbrauchssektoren im Zielszenario -----	54
Abbildung 3-11: Installierte thermische Leistung Wärmepumpen im Zielszenario-----	56
Abbildung 3-12: Stromverbrauch durch Power-to-Heat-Technologien im Zielszenario-----	58
Abbildung 3-13: Endenergiebedarf im Industriesektor (Prozesswärme) im Zielszenario.-----	59
Abbildung 3-14: PKW Antriebskonzepte im Zielszenario im Jahr 2050.-----	60
Abbildung 3-15: Installierte Leistung der fEE im ambitionierten Szenario-----	61
Abbildung 3-16: Strombereitstellung durch fEE und konventionelle Energietechnologien im ambitionierten Szenario. -----	62
Abbildung 3-17: Installierte flexible Kraftwerksleistung im ambitionierten Szenario -----	64
Abbildung 3-18: Strombereitstellung durch flexible Kraftwerksleistung im ambitionierten Szenario -----	65
Abbildung 3-19: Stromverbrauch nach Energieverbrauchssektoren im ambitionierten Szenario. -----	67
Abbildung 3-20: Installierte thermische Leistung Wärmepumpen im ambitionierten Szenario -----	68
Abbildung 3-21: Stromverbrauch durch Power-to-Heat-Technologien im ambitionierten Szenario -----	69
Abbildung 3-22: Endenergiebedarf im Industriesektor (Prozesswärme) im ambitionierten Szenario.-----	70
Abbildung 3-23: PKW Antriebskonzepte im ambitionierten Szenario im Jahr 2050. -----	72
Abbildung 4-1: Übersicht der Vorgehensweise in Modellexperiment 2 -----	79
Abbildung 4-2: Regionalisierte Betrachtung Deutschlands.-----	82
Abbildung 4-3: Übersicht der Unterschiede zwischen den Szenarien.-----	85
Abbildung 4-4: Überblick REMix-Modell -----	87
Abbildung 4-5: Geographische Auflösung des ELMOD-Modells -----	90
Abbildung 4-6: Übersicht der in das Modellexperiment eingehenden Kennzahlen aus der vorgelagerten europaweiten Betrachtung -----	95
Abbildung 4-7: Vergleich des modellendogenen Zubaus aus Gaskraftwerken und Stromspeichern-----	97
Abbildung 4-8: Vergleich der Stromerzeugungsstruktur -----	98
Abbildung 4-9: Vergleich der Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken und KWK-Anlagen-----	99

Abbildung 4-10: Vergleich des Einsatzes von Speichern und Lastmanagement-----	100
Abbildung 4-11: Vergleich der über die Regionengrenzen übertragenen Strommengen -----	101
Abbildung 4-12: Vergleich der Systemverluste-----	102
Abbildung 4-13: Vergleich des Einsatzes von Wärmespeichern (links) und Elektroheizern (rechts) -----	103
Abbildung 4-14: Vergleich der jährlichen CO ₂ -Emissionen (links) und variablen Systembetriebskosten (rechts)-----	104
Abbildung 4-15: Vergleich des endogenen Zubaus an Gaskraftwerken und Stromspeichern in den Sensitivitätsläufen-----	105
Abbildung 4-16: Vergleich der Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken und Stromspeichern in den Sensitivitätsläufen -----	106
Abbildung 4-17: Vergleich der CO ₂ -Emissionen und variablen Systemkosten in den Sensitivitätsläufen -----	108
Abbildung 5-1: Filterprozess der Identifikation und Auswahl disruptiver Elemente -----	117
Abbildung 5-2: Verteilung der Häufigkeit der Abbildbarkeit der 21 DE in den 6 untersuchten Modellen -----	138
Abbildung 5-3: Modellansätze nach Zeithorizont – stetig variiert. Quelle: DLR eigene Abbildung.-----	143

1 Einführung

1.1 Ziel des Forschungsvorhabens

Mit der Umstellung des Energiesystems hin zu zunehmenden Anteilen Erneuerbaren Energien gehen Fragestellungen von steigender Komplexität einher. Vor diesem Hintergrund ist in den letzten Jahren eine große Anzahl von modellbasierten Szenarioanalysen des Energiesystems entstanden. Diese basieren auf einer Vielzahl unterschiedlicher Modelle, die auf verschiedene Fragestellungen oder Untersuchungsschwerpunkte zugeschnitten sind. Somit kommen diese Modelle zu unterschiedlichen Ergebnissen, die selten direkt vergleichbar sind. Um die Modellergebnisse qualifiziert diskutieren und einordnen zu können, wird es zunehmend wichtiger, die Modelle transparent darzustellen und die Ergebnisse der Modellanalysen unter Berücksichtigung der Modelleigenschaften zu betrachten.

Das Projekt „Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung“, kurz RegMex, setzt an diesem Punkt an. Es werden Modellexperimente unter Bedingungen durchgeführt, die es erlauben, die Modellierungsansätze transparent zu vergleichen und damit die Unterschiede in den Ergebnissen der Modellrechnungen mit den Eigenschaften der Modelle in Verbindung zu bringen.

Ergebnisse dieses Projektes sind somit einerseits inhaltlicher Art, indem aus den Schnittmengen der Modellergebnisse robuste Aussagen abgeleitet werden können, als auch methodischer Art, wie die Identifikation besonders sensitiver Parameter und das vertiefte Verständnis der Modelleigenschaften und ihrer Auswirkung auf die Modellierungsergebnisse.

1.2 Struktur des Projektes und des Berichts

Das Projekt RegMex setzt sich aus fünf Arbeitspaketen (AP) A bis E zusammen. Diese Projektstruktur spiegelt sich in der Gliederung dieses Berichts wider. Im Folgenden werden kurz die Ziele jedes APs vorgestellt, eine ausführlichere Beschreibung findet sich jeweils zu Beginn der entsprechenden Berichtskapitel.

- AP A „Definition von Rahmenannahmen und Storylines“ (siehe Kapitel 2): Zusammenstellung konsistenter Szenariodatenätze als Grundlage für die Durchführung der Modellexperimente und Entwicklung von Templates zur transparenten Darstellung von Modellen
- AP B „Modellexperiment 1: Gesamtsystem“ (siehe Kapitel 3): Modellierung der Entwicklung des Energiesystems (Strom, Wärme, Verkehr) bis 2050 und Untersuchung der Robustheit verschiedener Systementwicklungen
- AP C „Modellexperiment 2: Stromsystem und flexible Sektorenkopplung“ (siehe Kapitel 4): zeitlich aufgelöste Modellierung des stromseitigen Lastausgleichs und Analyse der Unterschiede in den Modellergebnissen
- AP D „Disruptive Elemente in der Energiesystemmodellierung“ (siehe Kapitel 4): Identifikation potenzieller disruptiver Elemente in der Energiesystemmodellierung und Diskussion der Umsetzbarkeit in verschiedenen Modellen
- AP E „Synthese“ (siehe Kapitel 4): Zusammenführung der wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorhergehenden AP und Schlussfolgerungen für zukünftige Modellexperimente

Die Bearbeitung der Arbeitspakete A und D sowie die Gesamtkoordination lag beim Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Wuppertal Institut). Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) koordinierte das Arbeitspaket B sowie die Arbeiten am Synthesekapitel E, das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) führte das Arbeitspaket C durch. In AP B waren zudem das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) und das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) als Modellexperimenteilebnehmer eingebunden. Das IEE nahm auch am Modellexperiment in AP C teil, ebenso das Öko-Institut sowie die Technische Universität Dresden. In AP D war das Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme (IZES) an der Beschreibung der disruptiven Elemente beteiligt.

Anmerkungen zum Projektablauf

Während der Bearbeitung des Projektes zeigte es sich, dass es zeitlich und im Rahmen des angesetzten Aufwandes nicht möglich war, die in AP D untersuchten disruptive Elemente in den Modellexperimenten abzubilden. Statt dessen wurde sich hier darauf beschränkt, diese disruptiven Elemente zunächst eindeutig zu definieren und die theoretische Umsetzbarkeit in den teilnehmenden Modellen zu diskutieren, und darauf aufbauend ein konkretes Vorgehen zur Untersuchung disruptiver Elemente in Energiesystemmodellen vorzuschlagen. Die tatsächliche Umsetzung bleibt somit eine offene Fragestellung für zukünftige Modellierungs- oder Modellexperimentprojekte.

Verschiedene, nicht planbare personelle Faktoren, führten dazu, dass die Bearbeitung von Arbeitspaket A mehrfach unterbrochen werden musste und nicht so eng mit der Durchführung der Modellexperimente verknüpft werden konnte wie dies ursprünglich geplant war. In der Konsequenz bedeutet das, dass einige der in AP A angestellten Überlegungen nur konzeptionellen Charakter haben, im Rahmen des Projektes aber nicht umfänglich umgesetzt werden konnten.

2 AP A: Definition von Rahmenszenarien und Storylines

Ziel des Arbeitspaketes A ist es, durch die Ausarbeitung von Strukturen einen Orientierungsrahmen zu schaffen, in dem die Modellexperimente mit der erforderlichen Transparenz und Vergleichbarkeit durchgeführt werden können. Das betrifft einerseits die im Modellvergleich genutzten Rahmendaten: Für die Auswertung der Modellexperimente ist es essentiell zu wissen, welche Daten genau in welches Modell eingeflossen sind und diese Daten für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse soweit möglich zu harmonisieren.

Andererseits betrifft die Strukturierungsarbeit auch die für die Modellexperimente herangezogenen Modelle, denn ebenso ist es notwendig, die Modelleigenheiten zu kennen, um die Modellvergleiche zielgerichtet konzipieren und auswerten zu können.

In diesem Arbeitspaket werden daher sowohl für die Ausweisung und Dokumentation der Szenariodaten als auch für die Beschreibung der Modelle

- Strukturierungen vorgenommen,
- entsprechend strukturierte Dokumente entworfen und
- die Strukturen für den hier angestellten Modellvergleich beispielhaft gefüllt.

Dies schafft die Voraussetzung dafür, dass Vergleiche und konstruktive Diskurse der Ergebnisse der verschiedenen Modellexperimente untereinander sowie mit anderen Arbeiten außerhalb dieses Vorhabens möglich werden.

Anmerkung zur Bearbeitung dieses Arbeitspakets

Wie in der Einführung beschrieben, musste die Arbeit an diesen Arbeitspaket mehrfach unterbrochen werden und konnte nicht so eng mit der Durchführung der Modellexperimente verknüpft werden wie dies geplant war. So wurden in den Modellexperimenten zwar beispielsweise die in diesem AP zusammengestellten Szenariodatenheets herangezogen. Diese mussten aber an die Erfordernisse der Modellexperimente angepasst werden (siehe Abschnitt 2.1.3). Eine Rückführung der angepassten Daten in den übergreifenden Szenariorahmen war im Rahmen des Projektes nicht mehr möglich. Weitere Abweichungen vom ursprünglichen Vorhaben werden im Weiteren mit Fußnoten kenntlich gemacht und erläutert.

2.1 Szenariodaten für Modellvergleiche

In diesem Kapitel werden drei Elemente beschrieben: Zunächst werden Überlegungen zur allgemeinen Systematisierung und Aufbereitung von Szenariodaten zur Nutzung in Modellexperimenten angestellt. Anschließend wird der in diesem Projekt entworfene Szenariorahmen geschildert. Im dritten Teil schließlich wird beschrieben, wie diese Szenariodaten an die Bedürfnisse der Modellexperimente angepasst wurden. Dort findet eine kurze Beschreibung der vorgenommenen Anpassungen statt, genauere Schilderungen finden sich in den Berichtskapiteln der Modellexperimente (Kapitel 3.3 und 4.2.5).

Nachfolgend werden hier relevante Begrifflichkeiten entsprechend ihrer Verwendung im Projektkontext definiert.

Definition Szenario

Zu einem Szenario gehören nach dem Verständnis im Projektkontext sowohl die Eingangsdaten (also alle Rahmendaten, normativen Annahmen und sonstigen Eingangsdaten, welche die Modelle benötigen) als auch die Modelle selbst, da sie je nach Modelltyp unterschiedliche Fragestellungen adressieren und da verschiedene Modellierungsansätze und Funktionalitäten zugrunde liegen. Entsprechend beeinflussen sie die möglichen Zukunftsentwicklungen, die mittels der Szenarien skizziert werden und sind deshalb nach unserem Verständnis Teil des Szenarios. Darüber hinaus sind auch die Ergebnisse der Szenariorechnungen ein bedeutender Teil des Szenarios.

In der Konzeption der Szenarien zeigt sich, dass eine Unterteilung in Eingangs- und Ergebnisdaten bei der Berücksichtigung einer Vielzahl von Modellen nicht sinnvoll durchgeführt werden kann. So ist beispielsweise die Energienachfrage in dem einen Modell ein Ergebnis, in dem anderen jedoch eine Vorgabe. Aus diesem Grund wird im Projektkontext der Begriff der Szenariodaten eingeführt und im Folgenden genutzt.

Definition Szenariodaten

Zu den Szenariodaten werden im weiteren sowohl die Inputdaten (sozioökonomische und technische Rahmendaten & normative Annahmen, sonstige Inputdaten der Modelle,...) als auch die Ergebnisdaten gefasst. Dieser Datensatz wird auch als Szenariorahmen bezeichnet. Es bildet den quantitativen Rahmen, innerhalb dessen die Modelle verglichen werden.

Definition Szenarien-Storylines

Der Begriff Szenarien-Storylines wird genutzt, um die für die Zusammenstellung des Szenariorahmens herangezogenen spezifischen Szenarien zu bezeichnen.

2.1.1 Struktur des Szenariorahmens

Zu Beginn der Entwicklung der Dokumentationsstruktur wurden zunächst bereits bestehende Dokumentationen von Szenariodaten gesichtet (Förster et al. 2012), (Sascha Samadi et al. 2014), (Prognos 2002), (Prognos AG et al. 2014), (Nitsch et al. 2012).

Hieraus konnten bereits wichtige Merkmale zur Konzeption einer Dokumentationsstruktur abgeleitet werden. Zusammengeführt mit den Anforderungen aus dem Projektkontext und dem Ziel, zu einer höheren Transparenz beizutragen, ergeben sich folgende relevante Charakteristika der Dokumentationsstruktur:

- Bei der Zusammenführung der Eingangs- und Ergebnisdaten aus Szenarien wird in der Dokumentationsstruktur für jeden Parameter hinterlegt, auf welche Weise er in dem jeweiligen Modell genutzt wird:
 - exogen als Zeitreihe,
 - exogen als Startdaten,
 - endogen zur modellinternen Weiternutzung,
 - endogen als Ergebnisdaten oder
 - nachrichtlich.
- Als ein wichtiges Kriterium zur Schaffung von Transparenz soll außerdem zu jedem Eingangsparameter der Datenursprung dokumentiert werden können.
- Die Parameter sollen, wie üblich, in Form von chronologischen Datenreihen beschrieben werden. Neben Ist-Daten und im Szenarienkontext erzeugten bzw. exogen genutzten Zukunftsprojektionen soll es möglich sein, die Dokumentstruktur so anzupassen, dass auch historische Daten berücksichtigt werden können. Dadurch können langfristige Trends abgebildet und grundsätzlich auch Modelle genutzt werden, die beispielsweise zukünftige Trends unter Zuhilfenahme von historischen Trends modellieren.
- Die Struktur der Dokumentation des Szenariorahmens muss einerseits soweit normiert sein, dass eine direkte Vergleichbarkeit der Datensätze verschiedener Modelle möglich ist, zum anderen aber flexibel genug anpassbar sein, um unterschiedlichen Aufschlüsselungen oder Definitionen in den Modellen gerecht zu werden.

Entsprechend dieser Anforderungen wurde eine Dokumentationsstruktur für Szenariodaten entwickelt, die im Folgenden kurz beschrieben wird. In Anhang 8.1 findet sich die tabellarische Darstellung dieser Struktur.

Die Tabellenstruktur wurde im Projektverlauf angepasst. Die folgende Beschreibung bezieht sich auf den letzten Stand, der für die Abstimmung zwischen den Projektpartnern genutzt wurde. Diese Rahmenstruktur muss bei der Durchführung konkreter Modellierungsarbeiten und Modellvergleiche angepasst werden, um den Bedürfnissen des Modellexperiments jeweils Rechnung zu tragen. Dies fand auch innerhalb der RegMex-Modellexperimente statt, entsprechende strukturelle Änderungen sind in Kapitel 2.1.3 kurz beschrieben. Eine genauere Beschreibung der Anpassungen findet sich in den Berichtskapiteln der Modellexperimente (siehe Kapitel 3.3 und 4.2.2).

Der Szenariorahmen wird in Form mehrerer Tabellen dokumentiert, die in einer MS Excel-Arbeitsmappe zusammengeführt sind. Voran steht eine Anleitung zum Umgang mit den Tabellenblättern. Außerdem können dort Änderungen, welche die Bearbeiter in der Tabellenstruktur vornehmen, zentral dokumentiert werden. Es wurden Tabellenblätter zu folgenden Kategorien angelegt:

- **Demographische und (sozio-)ökonomische Entwicklung**
 - Hier werden Zeitreihen der Parameter wie die Bevölkerungsentwicklung, das Bruttoinlandsprodukt, die Bruttowertschöpfung nach Sektoren sowie die Entwicklung der Verkehrsleistung beschrieben.
- **Preisentwicklung fossiler Energieträger, CO₂-Zertifikate & weitere Kosten**
 - Dieses Tabellenblatt enthält die Entwicklung relevanter Kostenfaktoren wie Grenzübergangs- und Großhandelspreise fossiler Energieträger, CO₂-Preise, Investitions- und Betriebskosten von Stromerzeugungsanlagen sowie Übertragungskapazitäten und Stromgestehungskosten.
- **Daten zur Strominfrastruktur**
 - In dieser Tabelle sind installierte Stromerzeugungskapazitäten und Speicherleistungen aufgeführt. Außerdem werden hier die Lastmanagement-Parameter sowie Grenzkuppelleitungskapazitäten beschrieben.
- **Potenzialgrenzen erneuerbarer Energien und CO₂-Speicherpotenzial**
 - Dieses Tabellenblatt dokumentiert die angenommenen Potenzialgrenzen der CO₂-Speicherung sowie der heimischen regenerativen Stromerzeugung.
- **Treibhausgase**
 - Hier werden die Treibhausgasemissionen der Szenarien festgehalten, differenziert nach energiebedingten und sonstigen Treibhausgasen, nach Sektoren sowie nach Gasen.
- **Energiebedarf**

Ein wesentlicher Treiber vieler Szenarien ist der Endenergiebedarf, der hier in verschiedenen Aufschlüsselungen dokumentiert wird (nach Sektoren, nach Energieträgern, nach Energieträgern innerhalb der Sektoren)
- **Energiebereitstellung und –umwandlung**
 - Hier wird der Primärenergiebedarf nach Energieträgern, der Energiebedarf für die Herstellung von Treib- und Kraftstoffen sowie die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern beschrieben.
- **Verkehr**
 - In diesem Tabellenblatt werden diverse Verkehrsparameter festgehalten, die über die im Blatt „Sozioökonomischen Entwicklung“ beschriebene Verkehrsleistung hinausgehen.
- **Indikatoren**
 - Dieses Blatt dient zur Zusammenstellung und Berechnung von Schlüsselindikatoren anhand der Eintragungen in den anderen Tabellenblättern. Welche Indikatoren ausgewiesen werden sollen ist stark vom Untersuchungsgegenstand abhängig. Beispiele sind die Energieintensität, der Primärenergieverbrauch pro Kopf oder die relativen Änderungen der Treibhausgasemissionen.

2.1.2 Bestimmung geeigneter Szenarien

Die zuvor beschriebene Szenarienstruktur wird im nächsten Schritt mit Inhalt gefüllt. Dafür werden zwei Datensätze genutzt, die verschiedene Szenarien-Storylines mit unterschiedlich ambitionierten Zielen beschreiben.

Es gibt grundsätzlich zwei mögliche Herangehensweisen bei der Auswahl der Szenarien-Storylines. Die eine besteht darin, die Modellexperimente zu einem „altbekannten“, bereits analysierten Problem durchzuführen. Die zweite liegt in der Auswahl inhaltlich neuer Storylines, welche die bestehende Fachdiskussion auch inhaltlich voranbringen können. Bei der folgend beschriebenen Auswahl handelt es sich um eine Kombination aus beidem: Zum einen wird das so genannte „Zielszenario“ aus der Energiereferenzprognose (BMWi 2014) gewählt, so dass eine hohe Vergleichbarkeit zu bestehenden Szenarien geschaffen wird. Darüber hinaus wird für den Vergleich ein für diesen Projektkontext entwickeltes ambitionierteres Szenario genutzt. Auf diese Weise kann ein zusätzlicher Beitrag zur inhaltlichen Diskussion geleistet werden.

Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Charakteristika der beiden Szenario-Storylines vorgestellt, anschließend werden diese einander tabellarisch gegenübergestellt.

Zielszenario

Zur Betrachtung eines etablierten Szenarios wurde das Zielszenario aus der Energiereferenzprognose (BMWi 2014) gewählt. Dieses bildet die Grundlage einer Vielzahl von mit Modellen erzeugten Szenarien und ermöglicht damit eine besonders gute Vergleichbarkeit der Modellexperimente mit bestehenden Modellierungen. Ein wesentliches Merkmal dieses Szenarios ist eine Minderung der Treibhausgase gegenüber 1990 um 80 %.

Die Energiereferenzprognose beschreibt zwei Zukünfte: Zum einen die aus Sicht der Autoren wahrscheinliche energiewirtschaftliche Zukunft bis zum Jahr 2030, darüber hinaus wird dieses Szenario durch das Trendszenario bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Dafür werden zu erwartende wirtschaftliche, politische und demographische Trends zugrunde gelegt. Diesem *Trendszenario* zufolge werden die energie- und klimaschutzpolitischen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung zum überwiegenden Teil nicht erreicht. Da im RegMex-Projekt Klimaschutzszenarien betrachtet werden sollen, wird dieses Szenario nicht genutzt. Stattdessen wird hier das so genannte *Zielszenario der Energiereferenzprognose* verwendet. In diesem Zielszenario werden aus Sicht der Autoren gewünschte, aber für wenig wahrscheinlich gehaltene Entwicklungen zu einem Zielsystem definiert, in dem die Ziele des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung (BMWi und BMU 2010) bezüglich THG-Minderung, Endenergieverbrauch und Anteile erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung und an der Endenergie erfüllt werden. Dafür wird unterstellt, dass die energie- und klimapolitischen Ziele vorrangig verfolgt werden und es der Politik gelingt, in vielen Bereichen bestehende Hemmnisse zu überwinden. Ein wichtiger Bestandteil ist eine (deutlich über das *Trendszenario*) hinausgehende Minderung des Energiebedarfs. Zur Zielerreichung erforderliche Maßnahmen sind beispielsweise eine Verdopplung der energetischen Sanierungsrate und erhebliche Steigerungen der Energieeffizienz, unter anderem im Rahmen der gewerblichen Wirtschaft. Im Verkehrssektor werden niedrigere spezifische Kraftstoffverbräuche insbesondere bei

Pkw sowie bei Lkw und Sattelschleppern als auch eine schnellere Marktdurchdringung von Elektro-Pkw unterstellt. Eine verstärkte Substitution fossiler durch biogene Kraftstoffe wird in allen Verkehrszweigen umgesetzt. Außerdem wird ein (verglichen zum *Trendszenario*) verstärkter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten unterstellt. Es wird beispielsweise in 2050 ein Anteil von 79 % Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreicht.

Ambitioniertes Szenario

Das ambitionierte Szenario sieht erzeugungsseitig bis (spätestens) 2050 den Kohleausstieg und einen Anteil von Erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung von 90 % vor. Dadurch soll eine Minderung der energiebedingten THG-Emissionen von 90 % (ggü. 1990) erreicht werden. Zudem wird in dieser möglichen Zukunft ein starker Ausbau der Wasserstoffwirtschaft skizziert. Der Wasserstoff soll sowohl im Verkehrssektor als auch für industrielle Zwecke in vergleichsweise großem Umfang eingesetzt werden.

Ein wichtiges Charakterisierungsmerkmal des Szenarios ist das unterstellte Produktionswachstum im industriellen Sektor, welches getrieben durch eine europäische Re-Industrialisierungsstrategie bezogen auf den Zeitraum 2010 bis 2050 durchschnittlich 1,1 %/a beträgt. Eine weitere strukturell wichtige Annahme bezieht sich auf den Verkehrssektor: Der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege verschiebt sich in zu Lasten des Pkw hin zu mehr Radverkehr und öffentlichem Verkehr. Im Gebäudebestand steigt die energetische Sanierungsrate auf eine durchschnittliche Rate von 2 % im Jahr bis 2050. Außerdem steigt der Anteil der Raumwärme- und Warmwassererzeugung aus erneuerbaren Energien und Strom (Wärmepumpen) stark an und verdrängt die konventionellen Energieträger Öl und Gas weitgehend.

Im Industriebereich wird bei Ersatz und Neubau von Industrieanlagen grundsätzlich auf die Best Available Technology (BAT) zurückgegriffen. Ergänzend dazu kommen Low-Carbon-Technologien zum Einsatz. Es werden also auch fortschrittliche Technologien genutzt, die heute noch nicht zur Verfügung stehen, die Technologiesprünge erfordern oder großtechnisch unter heutigen Rahmenbedingungen noch nicht eingesetzt werden können.

Tabellarischer Vergleich der genutzten Szenario-Storylines

Im Folgenden werden die wesentlichen Charakteristika der beiden Szenarien gegenübergestellt. Ein umfassenderer tabellarischer Vergleich findet sich in Anhang 8.2.¹

Tabelle 2-1: Gegenüberstellung der als Orientierungsrahmen genutzten Szenario-Storylines

Szenarioaspekt	Zielszenario	Ambitioniertes Szenario
Energiebedingte Emissionen	Das Ziel der Minderung der THG-Emission wird erreicht mit -43 % in 2020 und -80 % in 2050.	Es wird eine Minderung der energiebedingten THG-Emissionen von -90 % in 2050 erreicht.

¹ Anmerkung: Die zuvor in Abschnitt 2.1.1 beschriebene Struktur konnte im Rahmen des Projektes nicht vollständig mit Inhalt gefüllt werden. Deswegen wird hier darauf verzichtet, die ausgefüllten Szenariorahmentabellen aufzuführen. Statt dessen zeigt Anhang 8.1 die hier erarbeitete Struktur. Parallel zur Veröffentlichung dieses Berichts werden Anstrengungen unternommen, die in den Modellexperimenten genutzten Datensätze in geeigneter Form verfügbar zu machen.

Strukturelle Veränderungen des Energiesektors	Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiter vorangetrieben. Gleichzeitig gewinnt Nachfrageflexibilität vor allem in der Industrie an Bedeutung.	Das Energiesystem wird insgesamt stärker integriert. Demand Side Management, Power-to-Heat, die netzdienliche? Fahrweise von KWK-Anlagen und flexible Wasserstoff-Elektrolyse treiben die Integration von Energienachfrage und -Angebot voran.
Entwicklung von Energiepreisen		
Preise	Der Ölpreis steigt auf 128 US\$/b (2050). Die Energiepreise steigen insgesamt nur moderat. Der Heizölpreis steigt auf 1.280 €/2011/t, der Erdgaspreis auf 5,8 €/kWh, der Strompreis liegt 2050 bei 15,0 €/kWh (normal) bzw. bei 10,4 €/kWh (stromintensiv).	Wie Zielszenario.
Entwicklung von CO₂-Emissionszertifikatspreisen		
	Im Zielszenario wird angenommen, dass der CO ₂ -Preis bis 2030 auf 40 €/2011/tCO ₂ und bis 2050 auf 76 €/2011/tCO ₂ steigt.	Wie Zielszenario.
Industrieproduktion		
Industrie	Industrielle Wertschöpfung steigt um 1,1 % p. a.	Wie Zielszenario
Entwicklung des Endenergieverbrauchs Industrie		
	Der Endenergieverbrauch verringert sich zwischen 2011 (2.634 PJ) und 2050 (1.727 PJ) um knapp 34 %.	Bis 2030 ist ein Anstieg um 5 % gegenüber 2012 zu verzeichnen, bis 2050 vermindert sich der Endenergiebedarf dann jedoch um 19 % gegenüber 2012.
Entwicklung des Endenergieverbrauchs Haushalte		
Haushalte	Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte liegt 2050 um 44 % niedriger als 2011.	Der Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt bis 2050 um 52 %.
Entwicklung des Endenergieverbrauchs GHD		
GHD	Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD liegt im Jahr 2050 um 44 % niedriger als 2011.	Im GHD-Sektor ist die Minderung geringer als im Zielszenario: Bis 2050 wird eine Reduktion von 23 % erreicht.
Grundphilosophie Verkehr		
Verkehr	Es werden keine grundlegenden Verhaltensänderungen unterstellt, MIV bleibt der wichtigste Mobilitätsträger. Es findet ein Marktdurchbruch der E-Kfz statt. Wasserstoff setzt sich nur in Nischen durch. Es wird angenommen, dass der Verkehrssektor bis 2050 eine Senkung der jährlichen CO ₂ -Emissionen auf ein Niveau von 38 Mio. t (-76 %) erreicht.	Im Verkehrssektor kommt in diesem Szenario in vergleichsweise hohem Maße Wasserstoff zum Einsatz (ab 2040). Zudem wird eine strukturell wichtige Annahme für den Verkehrssektor unterstellt: Eine Nahmobilitätsstrategie für Agglomerationsräume. Der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege verschiebt sich in zu Lasten des Pkw hin zu mehr Radverkehr und öffentlichem Verkehr.
Entwicklung des Endenergieverbrauchs Verkehr		
	Im Zielszenario wird das Ziel 40 % Endenergie-reduktion bis 2050 umgesetzt. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs sinkt von 2.568 PJ (2011) bis 2050 auf 1.547 PJ	Im Verkehrssektor werden auch im ambitionierten Szenario erhebliche Einsparungen erreicht. Bis 2050 etwas mehr als 35 % gegenüber 2012.
Anteil EE am Bruttostromverbrauch		
Stromerzeugung	Der Anteil erneuerbarer Energien am BSV steigt auf 79 % im Jahr 2050 an.	Der Anteil erneuerbarer Energien am BSV steigt auf 90 % im Jahr 2050 an.
Entwicklung installierte Leistung Windenergie		

Die installierte Leistung der Windkraft steigt von 29 GW (2011) auf knapp 89 GW (2050). Die Stromerzeugung steigt von 49 TWh (2011) auf knapp 214 TWh (2050), Offshore trägt davon 64 TWh (30 %).	Die installierte Leistung zur Erzeugung von Elektrizität aus Windenergie steigt von 29 GW in 2011 auf 156 GW in 2050, die Stromerzeugung steigt von 139 TWh (2011) auf 449 TWh (2050). Davon werden ca. 40 % Offshore erzeugt.
Entwicklung installierte Leistung PV	
Die Stromerzeugung aus PV steigt von 19,4 TWh (2011) auf 75 TWh (2050). Damit steigt die installierte Leistung von 25 GW (2011) auf knapp 78 GW (2050).	Auch die installierten PV-Kapazitäten steigen signifikant stärker an als im Zielszenario, bis 2050 auf 142 GW bei einer erzeugten Energiemenge von 154 TWh.
Struktur des konventionellen Kraftwerksparks	
Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der Steinkohle noch 1 % und der Anteil der Braunkohle noch 4 % der Bruttostromerzeugung. Öl- und Sonstige haben 3 % und Erdgas 10 % Anteil.	Bis zum Jahr 2050 gehen alle Kohlekraftwerke vom Netz, Gaskraftwerke und Gas-KWK verbleiben noch im Kraftwerkspark.

2.1.3 Anpassungen des Szenariorahmens in den Modellexperimenten

Der zuvor beschriebene Szenariorahmen bildet den Hintergrund der Untersuchungen in den Modellexperimenten. Gleichwohl ist es notwendig, für die Durchführung der Modellexperimente sowohl die Struktur des Rahmens als auch stellenweise die inhaltlichen Parameter anzupassen, um den spezifischen Bedürfnissen der Modellvergleiche gerecht zu werden.

Anpassungen in Modellexperiment 1

Im Modellexperiment 1 (Gesamtsystem²) werden beide Szenarien in ihrer Entwicklung bis 2050 modelliert. Zunächst wird durch mehrere Abstimmungsrunden bestimmt, welche der Szenarienparameter entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse haben und demnach unter den Experimententeilnehmern harmonisiert werden sollen. Damit werden wesentliche Schlüsselparameter festgeschrieben. Diese werden aus dem Szenariorahmen übernommen oder unter den Modellen ausgetauscht (wenn beispielsweise ein Parameter in einem Modell ein Ergebnis ist, in einem anderen wiederum als Eingangswert benötigt wird). Die von den Modellierern als weniger relevant für den Modellvergleich eingeschätzten Parameter werden nicht festgeschrieben und die Festlegung wird, wenn notwendig, den einzelnen Modellen bzw. Modellierern überlassen. Dazu kommt, dass einige strukturelle Unterschiede zwischen den Szenarien im Modellexperiment nicht explizit vorgegeben werden können, da die entsprechenden Parameter nicht Eingangs-, sondern Ergebnisdaten der Modelle sind (beispielsweise die Anteile Erneuerbarer Energien). Eine genauere Beschreibung der vorgenommenen Anpassungen wird in Kapitel 3.3 gegeben.

Anpassungen in Modellexperiment 2

Im Modellexperiment 2 (Stromsystem) wird der Einsatz von Lastausgleichsoptionen im Stromsystem in stündlicher Auflösung für das Jahr 2050 modelliert. Wegen des besonderen Schwerpunkts auf der Bewertung des Lastausgleichs in Systemen mit

² Entwicklung der Erzeugungs- und Nachfrageseite des Energiesystems inklusive aller Verbrauchssektoren Strom, Verkehr, Wärme, Industrie

hohem Anteil fluktuierender EE-Erzeugung, wird nicht zwischen den beiden Rahmenszenarien ambitioniertes Szenario und Zielszenario unterschieden. Statt dessen werden innerhalb des ambitionierten Szenarios Varianten untersucht, die sich im Netzausbauzustand, in den regionalen Eigenversorgungsquoten sowie den vorgegebenen Kapazitäten Erneuerbarer Energien unterscheiden. Außerdem ist die Einbettung in das europäische Umfeld relevant für die Modellierung. Da die dafür benötigten Daten im vordefinierten Szenariorahmen zum großen Teil nicht dargestellt werden, löst sich Modellexperiment 2 weitgehend davon und generiert aus vorgelagerten Modellläufen eigenständige Rahmendaten³. Diese werden unter den Experimententeilnehmern harmonisiert. Eine genauere Beschreibung der Anpassungen wird in Kapitel 4.2.2 gegeben.

Beide Modellexperimente schaffen sich jeweils eine eigene Ergebnisstruktur, die den Bedürfnissen ihres Modellvergleiches entspricht, und die es erlaubt, die relevanten Ergebnisparameter leicht zu vergleichen.

³ Vom zuvor beschriebenen Szenariorahmen wird der Strombedarf für konventionelle Verbraucher, für Wärmepumpen und für industrielle Prozesswärme sowie der Wasserstoffbedarf für Industrie und Verkehr übernommen.

2.2 Transparente Darstellung von Energiesystemmodellen

Für die Konzeption und die erfolgreiche Durchführung der Modellexperimente ist nicht nur ein klar definierter Szenariorahmen (Kapitel 2.1) erforderlich, sondern auch eine genaue Kenntnis der eingesetzten Modelle. Deswegen wurden im Projekt Templates zur aussagekräftigen Charakterisierung von Energiesystemmodellen und ihren verwendeten methodischen Ansätzen entwickelt. Diese Dokumentationsstruktur soll über den Projektkontext hinaus nutzbar sein.

Die Notwendigkeit dafür ergibt sich, neben den Bedürfnissen des Modellvergleichs, aus den Transparenzanforderungen an Energieszenariostudien im Rahmen einer „guten wissenschaftlichen Praxis“ (Appelrath et al. 2015). Insbesondere unzureichende Darstellungen von Modellen als „Black-Boxes“ in Gutachten für politische Entscheidungsträger und der Fakt, dass die Modelle selbst aufgrund proprietärer Eigentumsstrukturen häufig für die wissenschaftliche Fachgemeinschaft nicht zugänglich sind, führen zu einem Mangel an Transparenz (Dieckhoff 2015 S. 22). Um diesem Umstand zu begegnen, gibt es seit einigen Jahren verstärkt das Bestreben, Modelle inklusive ihres Quellcodes entsprechend des Open-Source-Gedankens zu veröffentlichen. Doch auch wenn dies nicht möglich oder gewünscht ist, ist es erstrebenswert, die Modellcharakteristika öffentlich zu beschreiben, um die Modelle transparent einsetzen und ihre Ergebnisse einordnen zu können.

Die folgende Abbildung 2-1 zeigt - angelehnt an (Möst et al. 2009) - eine Darstellung der Klassifikation unterschiedlicher Modelltypen. Im Rahmen dieses Projektes liegt der Fokus auf Energie- und Stromsystemmodellen (vierter Quadrant in der Abbildung). Doch auch Modelle anderer Kategorien sollen mit Hilfe der hier erarbeiteten Fact Sheets beschrieben werden können.

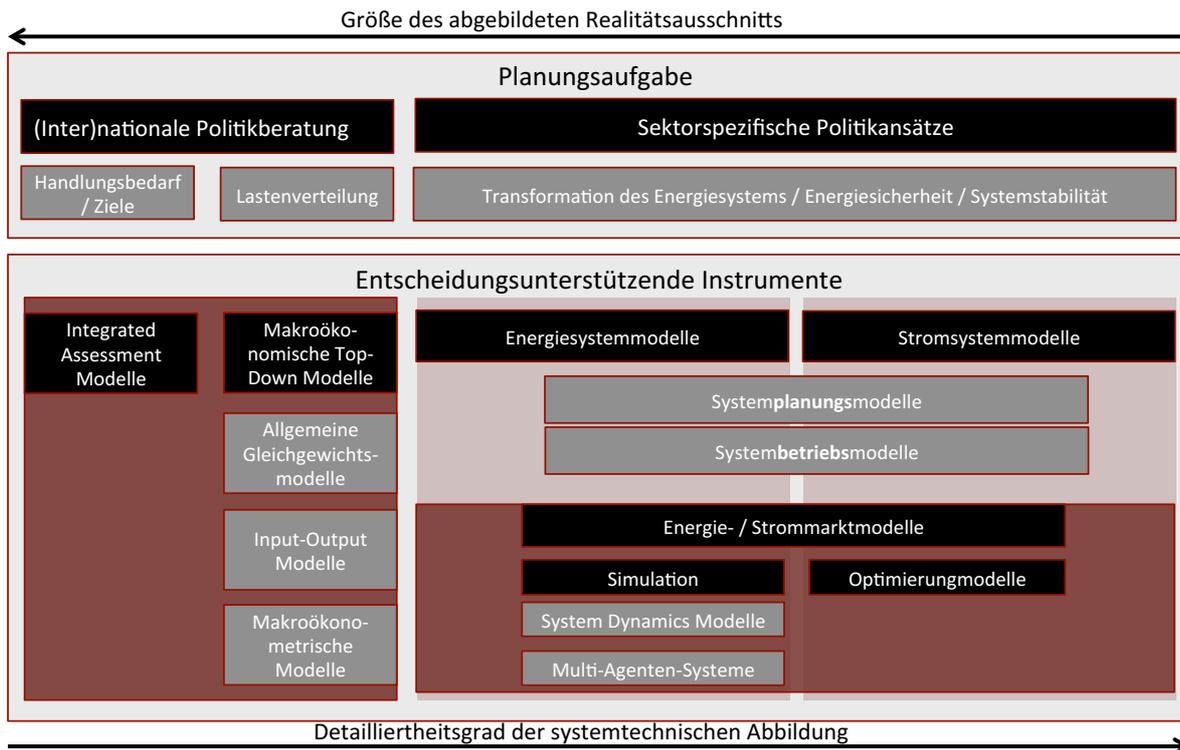


Abbildung 2-1: Klassifikation unterschiedlicher Modelltypen

Quelle: Eigene Darstellung nach (Möst et al. 2009)

2.2.1 Erstellung geeigneter Fact Sheets

Die Erstellung geeigneter Modell-Dokumentationsstrukturen wird im Projekt als mehrstufiger Prozess durchgeführt. Zunächst wird basierend auf Literaturrecherchen und eigenen Überlegungen eine Struktur entworfen, die den Zweck hat, Modelle zu identifizieren, welche für die Modellvergleiche geeignet sind. Anschließend werden innerhalb der beiden Modellexperimente eigene Fact Sheets entworfen, die spezifischere Eigenheiten der Modelle erfassen, um vor diesem Hintergrund die Ergebnisse der Modellrechnungen im Modellvergleich einordnen zu können (siehe hierzu auch Kapitel 3.2 und 4.3). Parallel zum Einsatz dieser Fact Sheets beteiligte sich das Projektkonsortium am Entwurf der *Model Fact Sheets* in der *Open Energy Platform* (Open Energy Modelling Initiative 2017).

Entwurf einer Modelldokumentationsstruktur

Auf dem Weg zur Entwicklung eines Fact Sheets gilt es zunächst, die wichtigsten Kriterien zur Kategorisierung und Beschreibung von Energiesystemmodellen zu identifizieren. Auf diese Kriterien hin wurden mehrere Reviews von Energiesystemmodellen gesichtet ((Pfenninger et al. 2014), (Amerighi et al. 2010), (Connolly et al. 2010), (Atkeson und Kehoe 1994)).

Daraus kann folgende Liste an Klassifizierungs- und Charakterisierungsmerkmalen abstrahiert werden:

- **Hintergrundinformationen**
 - Name & Akronym,
 - Institution & Entwickler
 - Veröffentlichungsjahr und Update, Versionsnummer
 - Geldgeber
- **Zugang & Nutzer**
 - Anzahl der herausgegebenen Versionen
 - Anzahl Downloads / Käufe des Tools
 - Kosten / Open Source
 - Benötigtes Betriebssystem, Interface, Programmiersprache
 - Ausbildungszeit zum Nutzen des Tools
- **Methodik**
 - Modelltyp & Lösungsverfahren
 - Endogene & Exogene Variablen / Grad der Endogenisierung
 - Randbedingungen
 - Benötigte Daten
 - Charakterisierung der Dynamiken
 - Fähigkeit zur Abbildung von Unsicherheiten & Risikobewertung
- **Zweck**
 - Zweck & Fokus des Modells / Modelloutputs
 - Spezifische Fähigkeit zur Evaluation von bestimmten politischen Perspektiven
- **Gültigkeitsbereich / Abgrenzung**
 - Abbildung des Energiesystems (Sektoren, Technologien, Systemgrenzen, ...)
 - Ökonomie (Nachfrage & Beschäftigungseffekte / Carbon Tax)
 - Gesellschaft (Akzeptanz)
 - Politik (Möglichkeit zur Analyse spezifischer Politiken)
 - Auflösung (minimale und maximale räumliche und zeitliche Auflösung)

Vor diesem Hintergrund wurde zunächst ein reduziertes Datenblatt entworfen. Zweck dieses Datenblattes ist es, mit geringem Aufwand kurze Modellbeschreibungen zu generieren. Auf dieser Basis wird zum einen die Eignung der Modelle zur Teilnahme am Modellvergleich überprüft. Zum anderen dienen diese Informationen dazu, die Konzeption der Modellexperimente feinzusteuern. In diesem Template werden die in der folgenden Tabelle 2-2 dargestellten Kriterien abgefragt:

Tabelle 2-2: Modell-Template zur Beschreibung der an RegMex teilnehmenden Modelle

Modellname und Akronym
Modellzweck <i>Bitte hier eine präzise Zusammenfassung der übergeordneten Ziele des Modells.</i>
Modelltyp (siehe hierzu Abbildung 2-1)) <i>Wie kann das Modell klassifiziert werden? Welcher Lösungsalgorithmus wird genutzt?</i>
Räumliche und zeitliche Maßstäbe <i>Was ist der größte räumliche Maßstab? Was ist die kleinstmögliche räumliche Auflösung? Was ist die kleinstmögliche zeitliche Auflösung?</i>
Inhaltlicher Geltungsbereich (Abgrenzung) <i>Welcher Teil des Energiesystems wird abgedeckt? Unten stehende Differenzierungen haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Fehlende Kategorien bitte ergänzen.</i> <i>Sektoren: (Industrie, GHD, Haushalte, Landwirtschaft, Kleinverbrauch, Verkehr (MIV, Güter, Luft, Schiff))</i> <i>Stromsystem: (Welche Stromerzeugungstechnologien, DSM, Speicher,...)</i> <i>Wärme: (Objekt, Fernwärme, KWK,...)</i> <i>Kraftstoffe & Brennstoffe:</i> <i>Netze: (Strom, Gas, Fernwärme, sonstige, Detailliertheit der Abbildung)</i> <i>Energiearten: (Primär, Sekundär, End/Nutz,...)</i> <i>Inwieweit werden Aspekte des Marktes berücksichtigt?</i>
Inputdaten <i>Bitte hier eine präzise Beschreibung der benötigten Inputdaten/exogenen Daten. (z. B. Primärenergie)</i>
Outputdaten <i>Bitte hier eine präzise Beschreibung der Outputdaten. Welche Ergebnisse können im RegMex-Kontext von besonderer Relevanz sein? (z. B. levelized cost of PV power in ct/kWh; installed capacity of PV in MW_p)</i>
Stand der Modellentwicklung <i>Sind im Rahmen von RegMex Modellweiterentwicklungen vorgesehen? Wenn ja, in welchem Bereich und welcher Art?</i>

In Anhang 8.3 finden sich die ausgefüllten Fact Sheets für die Modelle REMOD-D (Fraunhofer ISE, Lead von Modellexperiment 1) und REMix (DLR, Lead von Modellexperiment 2).

Spezifischere Modellbeschreibungen in den Modellexperimenten

Innerhalb der Modellexperimente wurden eigene Modellbeschreibungstemplates genutzt, die den spezifischeren Bedürfnissen der Modellvergleiche Rechnung tragen.

Diese Templates sind kategorisiert nach

- Modellcharakterisierung
- Technische und mathematische Grundlagen
- Art der Optimierung
- Räumliche und zeitliche Maßstäbe
- Inhaltlicher Geltungsbereich
- Daten (Eingangs- und Ergebnisdaten)
- Dokumentation

Es werden spezifische Charakteristika erfragt, beispielsweise der technische Fokus, die Programmierumgebung, die Zielfunktion, der für die Optimierung genutzte Solver sowie eine tabellarische Darstellung der Eingangs- und Ergebnisdaten. In Anhang 8.4 sind die Modellbeschreibungen der Modellexperiment-Teilnehmer aufgeführt. Modelle, die in beiden Modellexperimenten teilnehmen, werden jeweils nur einmal abgebildet.

Beitrag zu den Model Fact Sheets der Open Energy Platform

Parallel zu den Arbeiten und Modellexperimenten im Projekt RegMex beteiligten sich Projektmitarbeiter an Workshops der OpenMod-Initiative (www.openmod-initiative.org). Eine Entwicklung der OpenMod-Initiative ist die Open Energy Platform (OEP) (<http://oep.iks.cs.ovgu.de/>). Ziel der OEP ist die Erhöhung der Transparenz in der Energiesystemmodellierung. Dazu werden Daten, Fact Sheets und Literatur aus diesem Kontext eingestellt und frei verfügbar gemacht. Ein Produkt der Open Energy Platform sind die Model Fact Sheets. In die Erstellung dieser Fact Sheets, die unter <http://oep.iks.cs.ovgu.de/factsheets/models/> eingesehen werden können, sind Arbeiten aus dem RegMex-Projekt eingeflossen.

3 AP B: Modellexperiment 1: Gesamtsystem

3.1 Ziel des Modellexperiments

Ziel des Modellexperiments 1 ist es mögliche Zukunftsszenarien des Gesamtsystems⁴ anhand verschiedener Energiesystemmodelle auf Basis einer konsistenten und einheitlichen Vorgehensweise zu simulieren und zu validieren. Hierbei sollen Erkenntnisse zur Robustheit verschiedener Systementwicklungen gewonnen werden. Es umfasst zunächst die weitergehende Charakterisierung der im Kapitel 2 erarbeiteten Szenariovarianten, die konsistente Parametrierung der eingesetzten Modelle (Kapitel 3.3) und die Konkretisierung geeigneter Templates (Kapitel 3.4) sowie die Durchführung und Auswertung von Simulationsrechnungen mit dem Fokus auf das zukünftige Gesamtsystem (Kapitel 3.5).

3.2 Auswahl der Energiesystemmodelle

Bei der Auswahl der Modellierungsteams, die in das Modellexperiment 1 eingebunden werden sollen, handelt es sich um Forschungsinstitute die sich schwerpunktmäßig mit Energiesystemmodellierung befassen. Anforderungen an die Simulations- und Optimierungsmodelle sind:

- Abbildung des gesamten Energiesystems Deutschlands d. h. der Angebotsseite sowie der vier wesentlichen Sektoren der Nachfrageseite (Haushalte, Gewerbe, Handel Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) in *einem* technisch-ökonomischen oder energiewirtschaftlichen Modell
- Möglichkeit der Abbildung verschiedener Strategien des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf der Nachfrage- und Angebotsseite der Energieeffizienz sowie verschiedener nicht-technischer Strategien (wie z. B. Veränderungen im Modal-Split).

Die drei Energiesystemmodelle REMod-D (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme), TIMES-PanEU (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart) und SCOPE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik) entsprechen den genannten Anforderungen und nehmen am Modellexperiment 1 (ME 1) teil.

Im Folgenden werden die Energiesystemmodelle und die zugrunde liegenden methodischen Herangehensweisen kurz dargestellt. Die ausgefüllten Modelltemplates finden sich im Anhang 8.4.

3.2.1 REMod-D (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE)

Die grundlegende Funktionsweise des Modells REMod-D (Regenerative Energien Modell - Deutschland) ist die kostenbasierte Strukturoptimierung eines deutschen Energieversorgungssystems dessen energiebedingte CO₂-Emissionen einen vorgegebenen Zielwert bzw. Zielpfad nicht überschreiten. Ziel der Optimierung ist es, kostenminimal alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so zu dimensionie-

⁴ Dies umfasst die Angebotsseite sowie die vier Sektoren der Nachfrageseite (Haushalte, Gewerbe, Handel Dienstleistungen, Industrie und Verkehr) bzw. die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr

ren, dass in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist. Das Energiefluss-Schema des in REMod abgebildeten Energiesystems ist in der nachfolgenden Grafik dargestellt, wobei die Details der Nutzungsseite (z. B. Vielfalt der Heizungssysteme, Vielfalt der Antriebskonzepte für Fahrzeuge) in der Darstellung nicht enthalten sind (Abbildung 3-1).

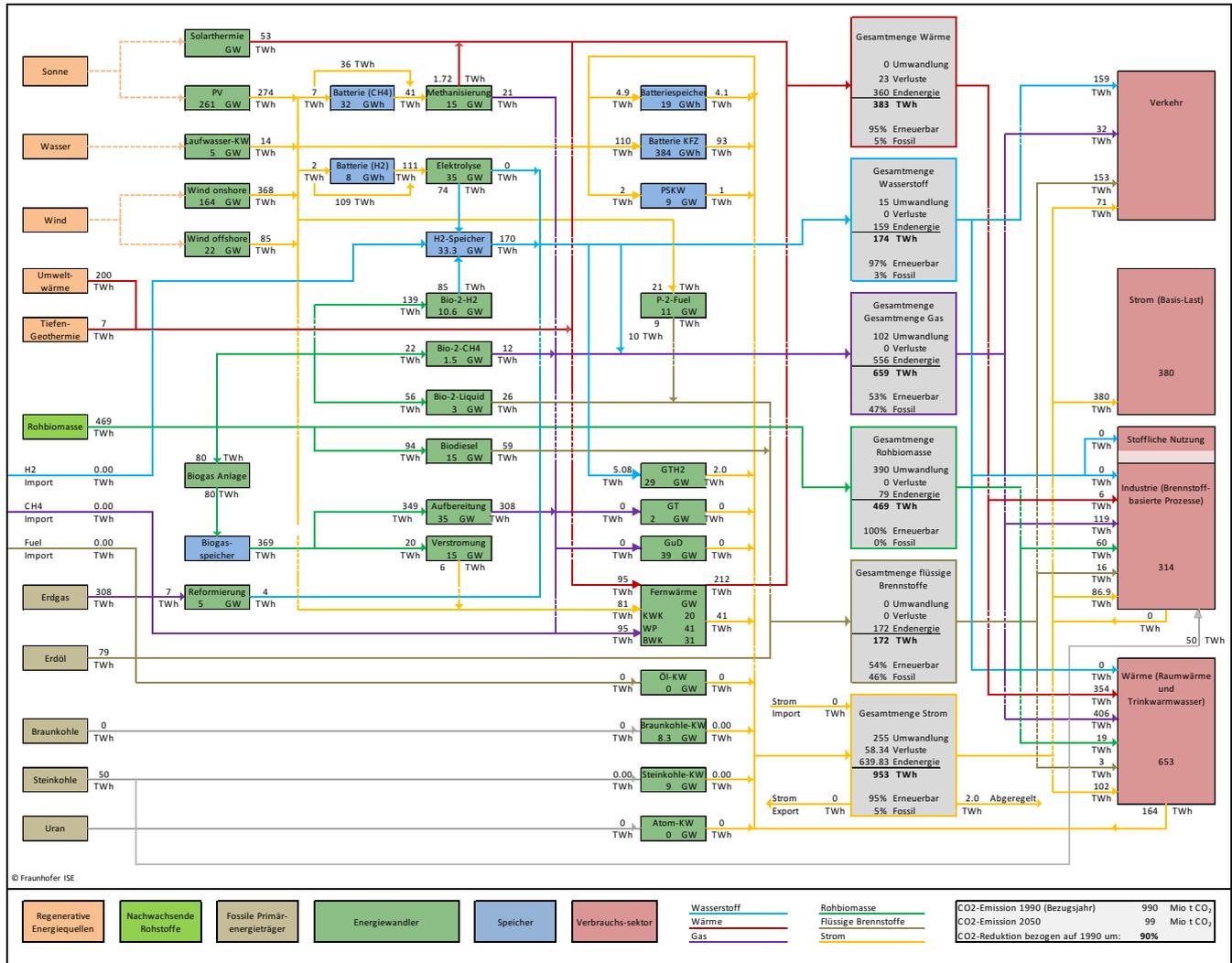


Abbildung 3-1: Schema des Energiesystems, wie es im Simulationsmodell REMod-D abgebildet ist⁵

Berücksichtigte Systemkomponenten

Als Stromerzeuger sind konventionelle Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke, ölbefeuerte Kraftwerke, Kraft-Wärmekopplungsanlagen, Gas- und Dampfkraftwerke und Gasturbinen auf Basis von CH4 oder H2 implementiert. Erneuerbarer Strom kann im Modell aus Windkraftanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen, Biogas-Blockheizkraftwerke (Biogas-BHKW) und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Biomasse kann in unterschiedlichen Nut-

⁵ Die Darstellung zeigt alle Wandlungspfade von fossiler Primärenergie bzw. erneuerbaren Energien bis zu den jeweiligen Verbrauchssektoren. Die Zahlenwerte basieren auf dem im Weiteren vorgestellten „ambitionierten Szenario“

zungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann z. B. Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet werden oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert. Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen (in Kfz) Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive Netz ca. 210 TWh (Trost et al. 2012)) dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Sie werden demnach nicht in der Optimierung berücksichtigt (Palzer 2016).

Die Energienachfrageseite wird in vier Gruppen unterteilt: Verkehr, originäre Stromanwendungen (Basisstromlast – hierin enthalten sind alle heutigen Stromverbraucher inkl. Strom für Bahnverkehr und Industrieanwendungen), Gebäudewärme (sowohl Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude und Industriegebäude) und Prozesswärme in der Industrie. Hierbei wird der Verkehrssektor im Detail durch PKW und LKW mit jeweils sieben Fahrzeugkonzepten abgebildet. Rein bilanziell, d. h. nicht zeitlich aufgelöst, werden die Energienachfrage der Luftfahrt, Schifffahrt und die des brennstoffbasierten Bahnverkehrs berücksichtigt. Die Basisstromlast wird über Lastprofile basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber abgebildet, die um die Stromlast für Heizungsanlagen reduziert wurde. Diese Last wird modellendogen berechnet und ist somit nicht Teil der Basislast (Palzer 2016).

Der Gebäudesektor ist mit 22 möglichen Heizwärmeversorgungstechniken implementiert. Jede dieser Heizungstechniken kann optional durch einen Wärmespeicher und eine Solarthermieanlage ergänzt werden. Thermische Speicher können sowohl über Solarthermie, KWK-Anlagen, als auch mit Wärme aus Strom (direkt oder über eine Wärmepumpe), beladen werden. Letzteres ermöglicht eine flexible Nutzung von Strom bei negativer Residuallast. Umgekehrt können bei positiver Residuallast und gleichzeitigem Wärmebedarf die Wärmepumpe ausgeschaltet und der Speicher entladen werden.

Die Energienachfrage der Industrie ist abgeleitet aus den statistischen Daten des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi 2015) und bezieht sich auf die brennstoffbasierte Energiebereitstellung für Prozesswärme. Die Stromnachfrage der Industrie ist in der Basisstromlast erfasst (Palzer 2016).

Das Modell REMod-D basiert auf einfachen physikalischen Modellen aller enthaltenen Komponenten. Zentraler Bestandteil ist dabei der Austausch von Energie über das Stromsystem. Eine nach der Einspeisung von erneuerbarem Strom noch zu deckende Last, wird durch die Erzeugung von Strom aus Anlagen unterschiedlicher Sektoren ausgeglichen. Überschüssiger Strom hingegen kann gespeichert und/oder in unterschiedliche Energieformen (chemisch und thermisch) gewandelt und somit für alle Sektoren zugänglich gemacht werden. Der Betrieb der stromerzeugenden und

stromverwendenden Anlagen bei positiver bzw. negativer Residuallast folgt einer festgelegten Betriebsführungsstrategie. Die Reihenfolge der Nutzung der Komponenten in dieser Betriebsführung folgt dem Pfad der höchsten Energieeffizienz bei gleichzeitig niedrigsten CO₂-Emissionen (Palzer 2016). Zur Deckung positiver Residuallasten werden nach der Verwendung von elektrischen Speichern zunächst KWK-Anlagen betrieben und die entstehende Wärme dazu genutzt thermische Speicher zu beladen bzw. Wärmelasten zu decken, sofern diese zeitgleich vorliegen. Weiterer Bedarf wird durch den Betrieb von GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen im »nur-Strom-Modus« gedeckt. Die restliche Last wird durch hochflexible Gas- und Ölturbinen und mit Hilfe der verbleibenden, flexibel einsetzbaren Leistung der konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerke gedeckt. In Modellrechnungen, in denen auch der Import von Strom betrachtet wird, kann dieser am Ende der Einsatzkaskade mit einer zuvor definierten maximalen Leistung ebenfalls zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. (Palzer 2016)

Maßgeblich für die verschiedenen Residuallastzustände während der Simulation ist der Einfluss des Wetters. Um diesen adäquat abzubilden, werden im Rahmen der Rechnungen drei reale Datensätze der Jahre 2011–2013 verwendet. Die im Modell verwendeten Wetterdaten zur Berechnung der Einspeise- und Lastprofile basieren auf öffentlich zugänglichen Daten des Deutschen Wetterdienstes ((Deutscher Wetterdienst 2015a), (Deutscher Wetterdienst 2015b)). Verarbeitet werden im Modell Wetterdaten aus zwei verschiedenen Referenzstandorten in Deutschland, Braunschweig für Norddeutschland und Würzburg für Süddeutschland. Von beiden Standorten werden stündliche Außentemperaturwerte und Strahlungsdaten verwendet. Zur Berücksichtigung stochastischer Effekte werden für die Berechnung des Wetters im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 die verfügbaren Wetterdaten der Jahre 2011, 2012 und 2013 zu Beginn der Rechnungen zufällig auf den Zeitraum von 2015 bis 2050 verteilt. Jede iterative Berechnung eines Transformationspfads innerhalb einer Optimierung verwendet dann diese Sequenz in immer gleicher Form. Damit wurde für den gesamten Zeitraum 2015–2050 ein konsistenter Datensatz erstellt, der als Basis für die Errechnung der Stromerzeugung aus Solarenergie und Wind dient, mit dem die Heizlast des Gebäudesektors berechnet wird und der als Basis für die Wärmeerzeugung aus solarthermischen Anlagen verwendet wird. Der reale Verlauf der Stromverbrauchsdaten dieser Jahre wird ebenso in der gleichen Sequenz verwendet, um eine adäquate Korrelation zwischen dem Verlauf der Basisstromlast und dem Verlauf der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen, der durch den Verlauf der meteorologischen Größen bestimmt ist, sicherzustellen. (Palzer 2016)

Kostenannahmen und Zielfunktion

Die technologiespezifischen Anlagenkosten werden, in Abhängigkeit des betrachteten Jahres, einer exogen vorgegebenen Kostenfunktion entnommen. Bei der Bestimmung dieser Kostenfunktion wurde basierend auf recherchierten Preisprognosen eine Kurve durch die jeweiligen Stützjahre gelegt. So ist es im Modell möglich für jedes Jahr einen spezifischen Kostenwert in €₂₀₁₃/kW für jede Technologie anzugeben ((Palzer 2016), (Henning und Palzer 2015)). Neben den Kostenbetrachtungen für Komponenten wie Wandler oder Speicher, bei denen die spezifischen Kosten bezogen auf die thermische oder elektrische Leistung bzw. Kapazität der Anlagen verwendet werden, werden im Modell auch Kosten für Energieeinsparmaßnahmen im

Gebäudesektor durch energetische Sanierung berücksichtigt. Hierbei werden nur energiebedingte Mehrkosten der Sanierung berücksichtigt, die sich aus der Differenz der Vollkosten und den ohnehin für eine Sanierung zum Erhalt des Gebäudes anfallenden Kosten ergeben. Grundlage ist das sogenannte Kopplungsprinzip, welches besagt, dass eine energetische Sanierung eines Bauteils nur dann durchgeführt wird, wenn das Bauteil sowieso saniert werden muss ((Kah und Feist 2005), (Pillen et al. 2010), (Stolte et al. 2012)).

Ähnlich wie zur Vorgehensweise bei der energetischen Gebäudesanierung wird das Kopplungsprinzip auch auf die Sektoren Verkehr und Heizungstechnologien angewandt. Hier werden als Referenztechnologien für die erforderlichen Kosten zur Erneuerung der Anlage im Falle von PKW mit klassischem Verbrennungsmotor angesetzt und im Bereich der Heizungstechniken eine Gasbrennwertheizung. In den Gesamtkosten des betrachteten Klimaschutzszenarios ist somit der finanzielle Mehraufwand des veränderten Energiesystems bezogen auf das heutige System berücksichtigt. (Palzer 2016)

Die Berechnung der über den Betrachtungszeitraum (2015-2050) aufzuwendenden Gesamtkosten für die Transformation des Energiesystems (Brennstoffkosten, Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Betrieb, Finanzierung) werden analog zur Vorgabe der VDI-Richtlinie 2067 berechnet und für jedes Jahr annuisiert. Der Bezugszeitraum für die Annuisierung ist die jeweilige technische Lebensdauer der Technologien. Zinsen werden technologiespezifisch angegeben.

3.2.2 **TIMES PanEU (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung)**

TIMES ist ein Modellgenerator für Bottom-up Energiesystemmodelle, der innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde (ETSAP 2017). In TIMES erfolgt eine Trennung zwischen der anwenderspezifischen Modellstruktur (dargestellt als Referenzenergiesystem (RES)), den Daten, der mathematischen Formulierung der Nebenbedingungen und dem Lösungsverfahren ((Remme 2006), (Loulou et al. 2005)). Das heißt, der Anwender erstellt ein Energiesystemmodell mittels des Datenmanagementsystems VEDA-TIMES ((Gargiulo 2009), (Gargiulo et al. 2016), (Wright et al. 2016)) von dem die nutzerspezifischen Modellstruktur- und Eingabedaten an TIMES übergeben und in mathematische Gleichungen, basierend auf der algebraischen Modellierungssprache GAMS, umgewandelt werden.

Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU ist ein lineares Optimierungsmodell, in dem das Energiesystem der Staaten der EU28 sowie von Norwegen und der Schweiz hinsichtlich seiner Gesamtsystemkosten integral optimiert wird. Der Modellierungszeitraum reicht von 2010 bis 2050 und ist in mehrere Zeitschritte unterteilt (5-Jahres-Schritte). Bei der Optimierung erfolgt eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum ((Blesl et al. 2010), (Blesl et al. 2012), (Blesl 2014)). Im Rahmen des Projektes RegMex wird ausschließlich der Deutschland-Teil von TIMES PanEU berücksichtigt, da hier der Fokus der Betrachtung auf Deutschland liegt. Das Referenzenergiesystem von TIMES PanEU ist in mehrere Sektoren gegliedert, die in Tabelle 3-1 dargestellt sind.

Tabelle 3-1: Technologien und Sektoren in TIMES PanEU

Abgebildete Sektoren mit Technologien:

- Öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung
- Bereitstellung von Energieträgern: Primärenergieressourcen (z. B. Rohöl, Erdgas, Kohle, Bioenergieträger), Power-to-Gas, Raffinerien (Kober 2014)
- Transport: PKW, Bus, LKW, Motorrad, Güterzug, Passagierzug, Flugverkehr, Schifffahrt
- Industrie: Energieintensive (Eisen, Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Zement, Kalk, Flachglas, Behälterglas, Papier) und nicht-energieintensive Branchen (sonstige Nichteisenmetalle, sonstige Chemie, sonstige nichtmetallische Mineralien, Lebensmittel, übrige Industrien), industrielle Eigenerzeuger (Kober 2014)
- Haushalte: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Spülmaschine, Waschmaschine, Trockner, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage; der Wärmebedarf (Raumwärme, Klimatisierung, Warmwasser) wird zusätzlich unterteilt in den Wärmebedarf städtischer und ländlicher Einfamilienhäuser sowie der Mehrfamilienhäuser (jeweils Alt- und Neubau)
- GHD: Raumwärme, Raumklimatisierung, Warmwasser, Kochen, Beleuchtung, Kühlung, Öffentliche Beleuchtung, Sonstige Elektrizitätsnachfrage, Sonstige Energienachfrage; hier wird der Wärmebedarf weiter unterteilt nach Gebäudetyp (kleine und große Gebäude)
- Landwirtschaft

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Jeder Staat als Kupferplatte
- Berücksichtigung von Grenzkuppelkapazitäten
- Netzausbau in Kosten berücksichtigt
- Transformationsprozesse für verschiedene Spannungsebenen

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Stromspeicher: Stationäre und mobile Batteriespeicher (PKW), Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)
- Gasspeicher: Wasserstoffspeicher
- Warmwasserspeicher in der Fernwärme
- Warmwasserspeicher in Haushalten (Deutschland)
- Elektrische Nachtspeicherheizung in Haushalten (Deutschland)
- DSM (Deutschland)

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- Power-to-Heat: Wärmepumpen und Elektrokessel/Heizstäbe
- Power-to-Gas: PEM-Elektrolyse, Methanisierung
- KWK
- Mobile Batteriespeicher (PKW)

Berücksichtigte Systemdienstleistungen

- Kapazitätsreserve

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:

- Kapazitätsrestriktionen
- Mengenrestriktionen, usw.

Zeitliche Auflösung

Zur detaillierten Abbildung von Speichern und anderen Flexibilisierungsoptionen wurde die zeitliche Auflösung für Deutschland auf fünf Typwochen mit dreistündlicher Auflösung erhöht ((Welsch 2017), (Welsch und Blesl 2014), (Welsch und Blesl 2015), (Welsch et al. 2016), (Welsch et al. 2017), (Fahl et al. 2015)). Dies wird in Abbildung 3-2 schematisch abgebildet. Die unterjährige Zeitstruktur für Deutschland setzt sich zusammen aus:

- Einer Standard-Typwoche pro Jahreszeit (224 Zeitsegmente pro Jahr, 56 Zeitsegmente pro Woche)
- Einer zusätzlichen Herbst-Peakwoche zur Abbildung hoher Einspeisung und Schwankungen fluktuierender erneuerbarer Energien (56 Zeitsegmente pro Jahr)

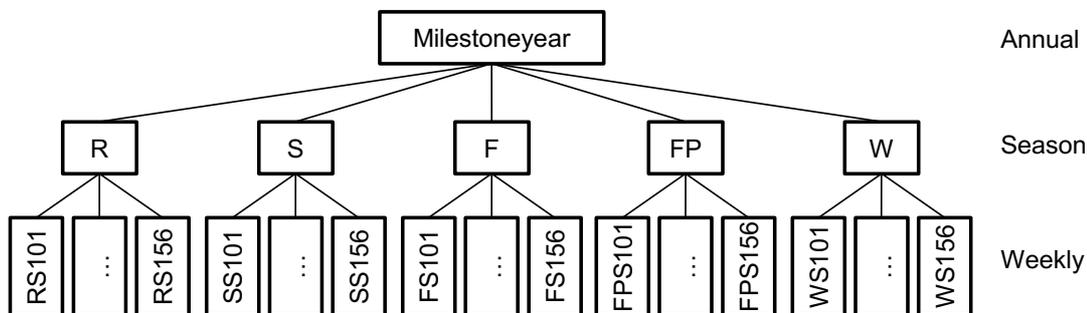


Abbildung 3-2: Zeitliche Auflösung TIMES PanEU

Hierbei gelten folgende Abkürzungen:

- R: Spring FP: Fall Peak
- S: Summer W: Winter
- F: Fall S_iX: Zeitsegment $\forall X = 01, \dots, 56$

Sowohl die nachgefragte Strommenge als auch der dazugehörige Stromlastgang sind in TIMES PanEU modellendogenes Optimierungsergebnis und verändern sich in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen (Abbildung 3-3). Das heißt, durch die Abbildung aller Sektoren wird auch die Lastverlagerung infolge veränderter Stromnachfrage von Anwendungstechnologien berücksichtigt. Die Abbildung verdeutlicht dies anhand exemplarischer Strom- und Nutzenergienachfrageganglinien für den Haushaltssektor in Deutschland.

Die Stromnachfrage der Haushalte (im Bild links dargestellt) verändert sich hier in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen (z. B. Warmwasser aus Strom, Kochen aus Strom). Die Stromanwendungen stehen dabei in Konkurrenz zu anderen Endenergieträgern (z. B. Gas für das Kochen).

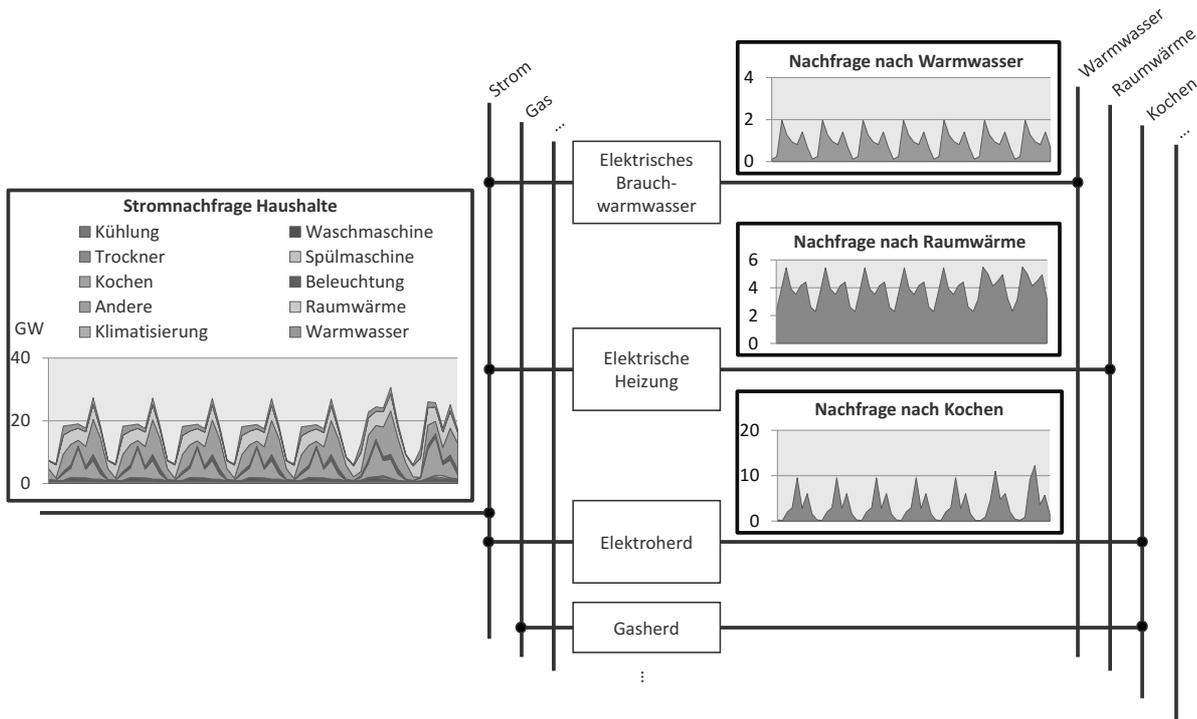


Abbildung 3-3: Stromnachfrage und Stromlastgang in Abhängigkeit der genutzten Stromanwendungen in TIMES PanEU

Modellstärken und -grenzen

Die integrale Optimierung über den gesamten Zeithorizont und die Möglichkeit zur Einbindung aller EU-Länder ermöglicht langfristige Entscheidungen bei Berücksichtigung der sektorübergreifenden Wechselwirkungen. Durch die Abbildung von Deutschland als Kupferplatte treten Bündelungseffekte auf, da keine Netzrestriktionen (Stromnetz und Wärmenetz) berücksichtigt werden können.

Eingangsdaten in TIMES PanEU

Tabelle 3-2 zeigt die generellen Eingangsdaten in TIMES PanEU. In jedem Sektor stehen verschiedene Technologien zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung. Die techno-ökonomische Charakterisierung der Technologien setzt sich dabei aus unterschiedlichen Parametern zusammen.

Tabelle 3-2: Modelleingangsdaten in TIMES PanEU (für jede Region)

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Wirkungsgrade	Ja	Ja
Potentiale	Ja	Ja
Lebensdauern	nein	Ja
Verfügbarkeiten der Anlagen	Ja	Ja
Spezifische Investitionen, variable und fixe Betriebskosten	Ja	Ja
Kapazitäten im Basisjahr	Ja	Ja
Energieträgerpreise	Ja	Ja

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Emissionsobergrenzen	Ja	Nein (CO ₂), Ja (NO _x , ...)
Ausbauziele für Erneuerbare Energien (Szenarien)	Ja	Teilweise
Nachfrageganglinien und Mengen für Energiedienstleistungen	Ja	Ja
Grenzkuppelkapazitäten	Ja	Nein
Einspeiseprofile für EE	Ja	Ja
Kapazitätsrestriktionen, Mengenrestriktionen, usw.		

Ergebnisdaten in TIMES PanEU

Die generellen Modellergebnisdaten in TIMES PanEU sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Ergebnisse setzen sich insbesondere aus dem Ausbau und Einsatz der verschiedenen Technologien und Energieträger in den einzelnen Sektoren sowie den Systemkosten zusammen.

Tabelle 3-3: Modellergebnisdaten in TIMES PanEU (für jede Region)

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Einsatz der Anlagen	Teilweise	Ja
Ausbau der Anlagen	Ja	Ja
Systemkosten	Ja	Ja

3.2.3 SCOPE (Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)

Bei dem Energiesystemmodell SCOPE handelt es sich um eine sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung die am Fraunhofer IEE (vorher IWES) entwickelt wurde ((IWES 2016), (Härtel und Korpås 2017), (Trost 2017), (Jentsch 2014), (Oehsen 2014), (Gerhardt et al. 2015)). Mittels SCOPE wird ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem (Strom, Gebäudewärme, Industrieprozesswärme, Verkehr) bestimmt, welches ein zu definierendes Klimaziel einhält und die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren gewährleistet. Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Fundamentalmodell. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz in stündlicher Auflösung und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und Energiesystems bildet Europa abzgl. Balkan und Baltikum ab.

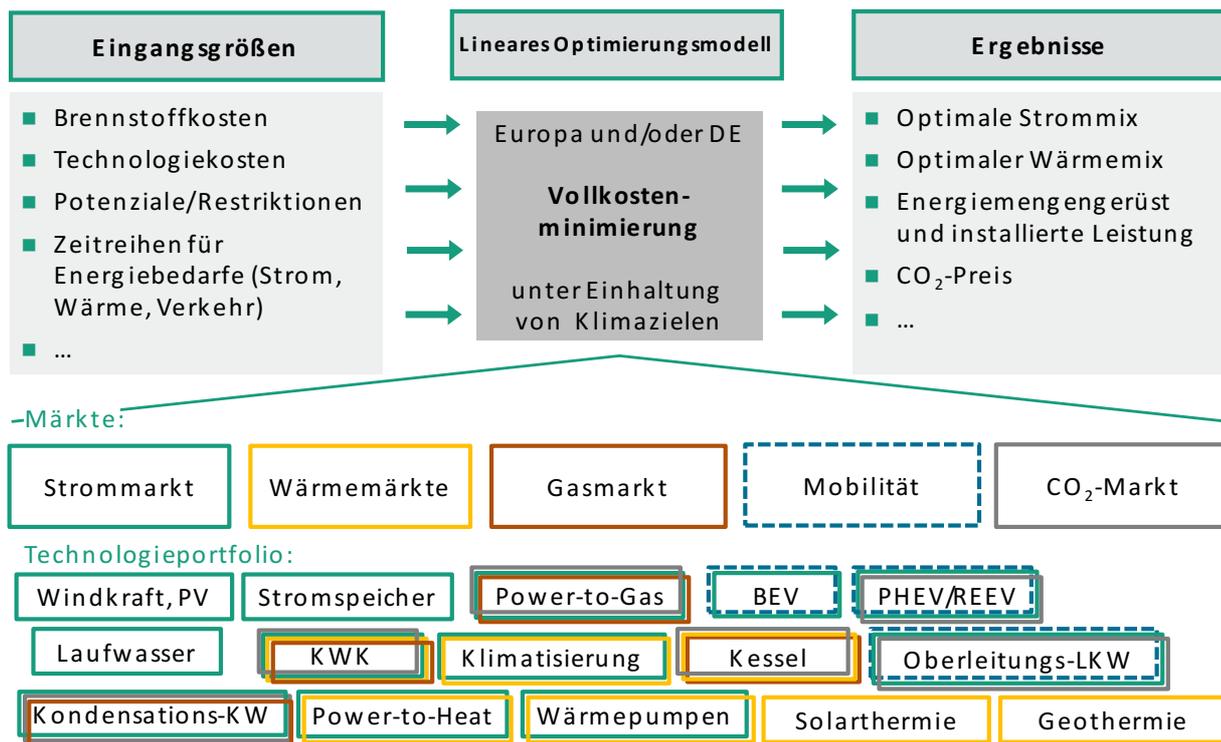


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung von SCOPE

In der Abbildung 3-4 ist das Modell schematisch dargestellt. Neben dem Strommarkt werden der Gasmarkt und ein übergreifender Markt für Emissionsberechtigungen abgebildet. Darüber hinaus werden die Sektoren Wärme und Verkehr differenziert abgebildet. Die einzelnen dargestellten Technologien interagieren somit jeweils mit unterschiedlichen Märkten.

Durch eine stundenscharfe Abbildung der Angebots- und Nachfragecharakteristiken eines Szenariojahres können sowohl die erneuerbaren Stromerzeuger (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Biogas/Biomasse) als auch konventionelle Kraftwerke (Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, flexible KWK-Anlagen) sowie der Einsatz von Speichertechnologien (Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher bzw. allgemein die Erzeugung von PtX-Energieträgern) und Lastmanagementoptionen detailliert abgebildet werden. Die Möglichkeit des Stromaustauschs zwischen Ländern und Regionen kann über einen DC-Lastfluss-Ansatz oder vereinfacht über NTC-Werte (Net Transfer Capacity) abgebildet werden. Zusätzlich werden in Abhängigkeit der Fragestellung die Sektoren Wärme und Verkehr mit ihren Schnittstellen zum Stromsektor in einem hohen Detaillierungsgrad mit abgebildet. Hier werden durch den Einsatz von Wärmepumpen, flexiblen multivalenten Wärmeerzeugern z. B. KWK-Anlagen mit Wärmespeicher sowie gasbetriebenen und elektrischen Backupkesseln, batterieelektrischen bzw. hybriden Antriebskonzepten im Individual- und Schwerlastverkehr zusätzliche Nachfrageprofile aber auch zukünftige Flexibilitätspotenziale umfangreich modelliert.

Für das Modell sind wesentliche Inputdaten

- die Bestimmung von EE-Potenzialflächen auf Basis von Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen,

- eine EE-Einspeisesimulation auf Basis von Wetterdaten zur zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Bestimmung des Erzeugungspotenzials auf den jeweiligen Flächen,
- die Abbildung des hydrologischen Kraftwerksparks mit historischen Zuflussdaten für Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke,
- die Abbildung von weiteren Anlagen der Stromerzeugung aus Kernkraft, Geothermie und Abfall,
- der Bedarf an Gebäudewärme, Industrie-Prozesswärme und Technologien zu deren Deckung und
- die Verkehrsentwicklung und mögliche Technologien.

Das modular aufgebaute Modell wird jeweils für eine spezifische Fragestellung parametrisiert. Zwei typische Modellkonfigurationen sind die Anwendung als kombinierte Zubau- und Einsatzoptimierung (SCOPE-Zubau) zur Erstellung von sektorenübergreifenden Zielszenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems sowie die Anwendung für eine möglichst realitätsnahe Abbildung der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung auf dem Strommarkt z. B. zur Bewertung verschiedener Ausgleichstechnologien (SCOPE-Strommarkt). Im Kontext der Modellexperimente sind verschiedene Modellkonfigurationen von SCOPE-Zubau eingesetzt worden. Prinzipiell kann dabei für jede modellierte Technologie basierend auf einer stündlichen linearen Einsatzplanung (8760 h) in einer geschlossenen Optimierung gleichzeitig für alle Technologien eine Investitionsentscheidung getroffen werden. Typische Ergebnisgrößen von SCOPE-Zubau sind ein optimierter Technologiemix für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie die detailliert aufgeschlüsselten Strom- und Endenergiebedarfe des modellierten Szenarios. Durch die stündliche Auflösung des Modells können auch Investitionsentscheidungen für Speicher und mit Nachfragetechnologien verbundene Flexibilitätseffekte detailliert ermittelt werden sowie zahlreiche Informationen z. B. über benötigte Backup-Kapazitäten oder die Flexibilitätsanforderungen zukünftiger Technologien abgeleitet werden. In der Prozesskette von Modellexperiment 1 wird dabei als erster Schritt das langfristige Zieljahr 2050 gerechnet. Aus den Ergebnisgrößen können dann minimale und maximale Ausbaukorridore für die installierten Wind- und PV-Leistungen im Jahr 2030 abgeleitet werden. Dadurch wird sichergestellt, dass die Zielgrößen für das Jahr 2050, unter Berücksichtigung von Marktwachstumsgrenzen und technologiespezifischen Lebensdauern, erreicht werden können.

In Modellexperiment 1 wird für den herkömmlichen Stromverbrauch das historische, um Nachtspeicherheizungen bereinigte (vgl. (Eckstein et al. 2015)) Stromverbrauchsprofil aus dem Jahr 2011 verwendet. Neue Stromverbraucher im Verkehrs- und Wärmesektor werden durch das Modell zusätzlich generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet. Für das Szenariojahr 2030 werden zusätzlich noch Bestandskraftwerke berücksichtigt.

Für die Deckung des Verkehrsaufkommens stehen dem Modell vollelektrische (BEV), hybride (PHEV und REEV) und Wasserstofffahrzeuge zur Verfügung. Konventionelle Technologien werden über Emissionen abgebildet.

In einem vorgelagerten Bottom-up Modell wird auf TCO-Basis die Entwicklung des Fahrzeugbestandes über die Zeit (in Jahren) ermittelt. Das Modell ermöglicht auf

Basis umfangreicher Kosten- und Technologieparameter eine detaillierte Simulation der Marktdurchdringung vielfältiger Antriebs-/Kraftstoffkombinationen. Der Modellierungsansatz basiert auf einem disaggregierten Nachfragemodell kombiniert mit einem dynamischen Stock-Flow-Ansatz, bei dem die individuelle Kaufentscheidung anhand von Vergleichskalkulationen der Gesamtkosten erfolgt. (Troost 2016).

Auf Grundlage der ermittelten zukünftigen Fahrzeuganzahlen von E-Fahrzeugen in den jeweiligen Nutzergruppen werden dann je Stützjahr mit einem weiteren Modell auf Basis von Mobilitätsdaten stündlich aufgelöste Zeitreihen für die Fahrprofile der Elektromobilität ermittelt. Diese Zeitreihen dienen als Input für die Optimierung des Energiesystems in SCOPE. Bei der Gesamtsystemoptimierung wird das Laden der Batterien, innerhalb bestimmter Grenzen, zeitlich optimiert. Es wird angenommen, dass 2030 nur 50 % der elektrischen Fahrzeuge gesteuert laden. Im Jahr 2050 hingegen, laden 80 % der reinen Elektrofahrzeuge sowie 60 % der Hybridfahrzeuge gesteuert. Bei Hybridfahrzeugen wird zusätzlich entschieden, wann die Fahrleistung mit konventioneller Energie erbracht wird. Da im Rahmen des Modellexperiments die Fahrzeugkilometer für die Synchronisierung der Eingangsparameter abgestimmt wurden, wurden die Zeitreihen der einzelnen Technologien des Elektromobilitätsmodells entsprechend skaliert. Ebenso wurde der Anteil der Wasserstofffahrzeuge am motorisierten Individualverkehr des IER übernommen, da diese Technologie im kostenoptimierten Fahrzeugbestand nicht berücksichtigt werden würde.

Für die Beantwortung einer spezifischen Fragestellung wird das Modell jeweils parametrisiert. Als typische Ergebnisgrößen bestimmt SCOPE dann die kostenoptimale Zusammensetzung sowie den Betrieb des betrachteten Energiesystems unter Einhaltung des CO₂-Ziels. Dabei liefert es stündlich aufgelöste Zeitreihen und installierte Leistungen aller eingesetzten Technologien.

Zusammenfassend stellt Tabelle 3-4 die jeweiligen Modelle und ihre Charakteristika gegenüber. Spezifika wie Zweck, Typus, und Fokus der Energiesystemmodelle, sowie aber auch weitere Parameter zu deren Charakterisierung liefern eine wichtige Hilfe um Gemeinsamkeiten und Unterschiede zu identifizieren.

Tabelle 3-4: Übersicht Modellcharakterisierung

Modellcharakterisierung	REMod-D	TIMES PanEU	SCOPE
Zweck des Modell	Zukünftige Zusammensetzung des deutschen Energiesystems unter Einhaltung von Emissionszielen.	Energiesystemmodell (EU-28) + Norwegen & Schweiz, Abbildung des gesamten Energiesystems (Bereitstellung bis Nachfrage, Strom, Wärme, Verkehr).	Energieversorgungsszenarien für Deutschland mit Integration in europäisches Stromsystem, sektorübergreifende Klimaschutzszenarien.
Modeltyp	Technisches Energiesystemmodell, Ausbauplanung bei Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten.	Energiesystemmodell	Energiesystemmodell zur Betriebsoptimierung und Ausbauplanung, bei Minimierung der Systemkosten unter Einhaltung von Emissionszielen (oder Zertifikatskosten).

Modellcharakterisierung	REMod-D	TIMES PanEU	SCOPE
Technischer Fokus	Beschreibung der Interaktion zwischen den Sektoren: Strom, Wärme, Verkehr & Industrie auf dem Transformationspfad bis 2050.	Darstellung der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie	Lastdeckung im Strom- & Wärmesektor für verschiedene Temperaturniveaus und Gebäudetypen, Implementierung der Flexibilitäten im Verkehrssektor
Technische und mathematische Grundlagen			
Programmierungsumgebung	Delphi/Python	GAMS	Matlab
Programmierverfahren	Prozedural / Objektorientiert	Lineare Optimierung	lineare Programmierung oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
Bevorzugter Solver	PSO –Algorithmus (Particle Swarm Optimization)	CPLEX	CPLEX
Umgang mit Unsicherheit	Sensitivitätsanalysen/ Szenarien	Sensitivitätsanalysen / Szenarien	Sensitivitätsanalysen / Szenarien
Deterministisch	prinzipiell ja. Durch stochastischen Einfluss des Optimierers nein.	ja	ja
Optimierung			
Zielfunktion	Minimierung der Gesamtsystemkosten	Minimierung der Gesamtsystemkosten	Minimierung der Gesamtsystemkosten
Elemente der Zielfunktion	Annuitätsberechnung basierend auf VDI 2067. CAPEX, OPEX (Einbeziehung von technologie-spezifischen Lernkurven) und Strafterme.	CAPEX, OPEX	Annuitäten aller Anlagen, CAPEX, OPEX (CO ₂ -Zertifikatskosten möglich, oder über Begrenzung der Emissionen Implizit)
Räumliche und zeitliche Maßstäbe			
Typisches Untersuchungsgebiet	Deutschland	EU-28 + Norwegen + Schweiz	Europa (exkl. Balkan und Baltikum), oder Teile davon
Regionale Unterteilung Deutschlands	Keine Unterteilung	Keine Unterteilung	wahlweise 18 Regionen (Regionen der ÜNB)
Minimale unterjährige Zeitschrittlänge	1 Stunde	Deutschland: Typwoche pro Jahreszeit dreistündlich, Resteuropa: 12 Typstunden pro Jahr (1 Typ-tag pro Jahreszeit mit je drei Zeitschritten)	1 Stunde
Untersuchungszeitraum	2014 bis 2050, Jahresscharf	2010 bis 2050, 5-Jahres-Schritten	beliebige Festlegung bis 2050, Tages-, Wochen- bis Jahresrechnungen.

Die detailliertere Erfassung aller relevanten Modellparameter und Daten wurde basierend auf einer Abfrage durch Modelltemplates erfasst und liegen im Anhang 8.4 vor.

3.3 Parametrierung der Modelle für den Modellvergleich

In Kapitel 2 (Arbeitspaket A) wird die Definition zweier Szenarien dargestellt, auf deren Grundlage der Modellvergleich stattgefunden hat. Die im Modellexperiment eingesetzten Modelle REMod-D, TIMES PanEU und SCOPE sind größtenteils jedoch technisch und ökonomisch fokussiert, weshalb wie bereits beschrieben nur ein Teil der in AP A zusammengetragenen Grunddaten übernommen wird. So wird demografischen und sozioökonomischen Entwicklungen in den Modellen zum Teil nur indirekt Rechnung getragen (beispielsweise über zu- oder abnehmende Anzahl an Wohngebäuden oder Fahrzeugen). Gleichzeitig sind Eingangsdaten zu Endenergieverbräuchen einzelner Sektoren nicht immer als exogene Eingangsparameter zu setzen, da diese basierend auf Größen wie Effizienz und Technologiezusammensetzung endogen berechnet werden.

Die Harmonisierung wichtiger Eingangsdaten aller Modelle erfolgte auf Basis des Austauschs von Modelliererfahrungen der teilnehmenden Projektpartner. Aufgrund verschiedener methodischer Ansätze und Modellstrukturen war ein allumfänglicher Abgleich der Daten nicht praktikabel bzw. im Rahmen des begrenzten Projektbudget nicht durchführbar. Beispielfhaft sind hier Kosten und Effizienzen von Technologien zur Wärmebereitstellung zu nennen. So werden in REMod-D im Gebäudesektor 22 mögliche Heizwärmeversorgungstechniken abgebildet, welche optional mit einem Wärmespeicher oder einer Solarthermieanlage ergänzt werden können. In TIMES PanEU hingegen sind Wärmewandler vermehrt als Kombisysteme implementiert, d. h. sie setzen sich aus verschiedenen Systemen zusammen (z. B. elektrische Wärmepumpe und Solarthermieanlage). Auch bei anderen Energiewandlungstechnologien treten ähnliche Schwierigkeiten bei der Harmonisierung der technischen Daten auf, da Anlagentypen in allen Modellen unterschiedlich detailliert abgebildet sind.

Die folgenden – aus Sicht der Modellierer – zentralen Schlüsselgrößen, wurden aus der Datenbasis aus Arbeitspaket A (Kapitel 2) abgestimmt und in den Modellen übernommen. Die Parametrierung wird hierbei für die in Arbeitspaket A definierten Szenarien „Zielszenario“ und „Ambitioniertes Szenario“ durchgeführt. Alle Daten sind für die Jahre 2011, 2020, 2030, 2040 und 2050 hinterlegt.

- Verkehr: Jährliche Fahrleistung, unterteilt nach motorisierter Individualverkehr und LKW (inkl. Busse). Angabe in gefahrene Tonnenkilometer bzw. Personenkilometer. Zudem wird die jährliche brennstoffbasierte Energienachfrage für die Bereiche Luftfahrt, Schifffahrt und schienengebundener Verkehr in TWh vorgegeben.
- CO₂ Reduktionsziel: Vorgegeben werden zwei für die jeweiligen Szenarien individuelle Reduktionspfade der energiebedingten CO₂-Emissionen, definiert durch die Daten aus Arbeitspaket A (Kapitel 2). Die Reduktionsziele und Pfad basieren auf den Dekaden-Zielen der deutschen Bundesregierung (BMUB 2016).
- Biomassepotenzial: Unterteilung des jährlich zur Verfügung stehenden Biomassepotenzials in Deutschland in Waldrestholz bzw. Industrieholz, Restholz, Kurzumtriebsplantage (KUP), feste Reststoffe, vergärbare Reststoffe, vergärbare nachwachsende Rohstoffe und nachwachsende Rohstoffe für mobile Nutzung.

- EE-Potenziale: Obergrenze Ausbaupotenziale für Wind- und Photovoltaikanlagen.
- Preisannahmen: Abstimmung von Grenzübergangspreise für die Primärenergieträger Rohöl, Erdgas und Kraftwerkskohle (Steinkohle).
- Kohleausstieg: Es wurde ein Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle zum Jahr 2040 festgelegt.

Die im Modellexperiment 1 eingesetzten Energiesystemmodelle unterscheiden sich teilweise auch bezüglich der jeweils benötigten Input-Daten. So kommt es vor, dass Daten in einem Modell als Input genutzt werden, wohingegen andere Modelle diese als Modellergebnis erzeugen. Durch die Identifikation von Schnittstellen soll bei der Harmonisierung der Energiesystemmodelle auch dieser Hürde Rechnung getragen werden. Dieses Vorgehen ist vereinfacht in Abbildung 3-5 dargestellt. Die Rechnung aus Modell A wird nach Abbildung 3-5 vorgezogen und dessen Ergebnis in Modell B als exogene Vorgabe genutzt.

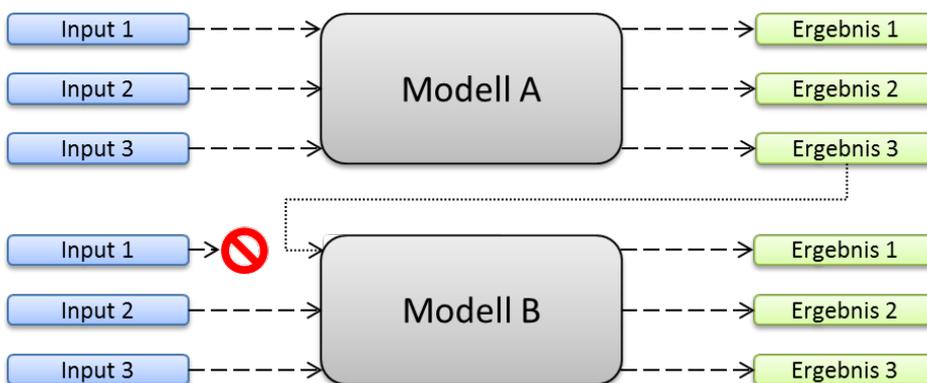


Abbildung 3-5: Graphische Darstellung der Vorgehensweise zur Harmonisierung von Schnittstellen: Modellergebnis aus Modell A dient als Input für Modell B

Eine Schnittstelle betrifft beispielsweise den Gebäudewärmebedarf. Im Hinblick auf eine Synchronisierung der Eingangsparameter wurde der Gebäudewärmebedarf für das SCOPE-Modell aus dem Modell REMod-D des Fraunhofer ISE übernommen.

Grundsätzlich erfolgt die Charakterisierung der Gebäudewärme in einem vorgelagerten technischen Gebäudebestandsmodell. Dort wird die Entwicklung des Wärmebedarfs unter Berücksichtigung der detaillierten statistischen Daten des Gebäudebestands sowie Annahmen zur Entwicklung von Sanierungsraten und -tiefen, Bevölkerung und Flächenbedarf ermittelt und kann je nach Forschungsfrage auf verschiedene Typgebäude aggregiert werden. Im Hinblick auf eine Synchronisierung der Eingangsparameter wurde der Gebäudewärmebedarf für diesen Modellvergleich von dem Modell REMod-D des Fraunhofer ISE übernommen. Die Wärmelastgänge des zugehörigen Wetterjahres werden auf Basis historischer Wetterdaten (Temperatur, Solarstrahlung, Bevölkerung am Standort), unterstellter Heizgrenztemperatur und unter Berücksichtigung von Strahlungsgewinnen generiert und mittels realer Fernwärmelastgänge und Erdgasbilanzkreisprofilen kalibriert. Sie bilden die Eingangsgröße für Wärmenetze und Objektversorgung. Bei der Abbildung der Wärmenetze

wird für das Jahr 2030 ein Fernwärmepotential von 13 % und für 2050 von 25 %⁶ der Endenergie unterstellt. KWK-Anlagen werden jeweils mit Wärmespeicher, Gaskessel sowie entweder Großwärmepumpe oder Elektrokessel und ggf. Solarthermie kombiniert. Bei der Objektversorgung können Erd- oder Luftwärmepumpen (mit Wärmespeicher) oder Gaskessel (ggf. als Hybridsystem in Kombination mit Luftwärmepumpen) eingesetzt werden.

Eine andere Schnittstelle betrifft den Anteil der Wasserstofffahrzeuge am motorisierten Individualverkehr. Aufgrund der Harmonisierung der Fahrzeugkilometer, wurden für das Modell SCOPE die Zeitreihen der einzelnen Technologien des Elektromobilitätsmodells entsprechend skaliert. Ebenso wurde der Anteil der Wasserstofffahrzeuge am motorisierten Individualverkehr aus den vorgelagerten Modellrechnungen mit TIMES PanEU übernommen, da diese Technologie im SCOPE-Modell im kostenoptimierten Fahrzeugbestand nicht berücksichtigt wird.

Im Zuge des Modellexperiments wurden zudem weitere Schnittstellen identifiziert, welche im Folgenden aufgeführt sind:

- Verbindlicher Nachfragepfad an Kohle für die Rohstahlherstellung: Referenzwerte sind für alle 5 Jahre im Zeitraum 2010 bis 2050 festgelegt.
- Entwicklung der Stromnachfrage: Reduktion gegenüber der heutigen Nachfrage in Prozent, festgelegt für Stützjahre im 5 Jahresabstand von 2010 bis 2050.
- Prozesswärmebedarf im Industriesektor: Festgeschrieben für die Stützjahre 2030 und 2050.
- Nutzenergiebedarf für Gebäudewärme: Festgeschrieben für die Stützjahre 2030 und 2050 und unterteilt in den Energiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitung.
- Wetterjahr: Um langfristig eine Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems zu erreichen, werden hohe installierte Leistungen von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen notwendig. Da die Stromerzeugung dieser Anlagen im Wesentlichen von den Wetterbedingungen abhängt, spielt bei der Analyse solcher Szenarien die Wahl des Wetterjahres in der Modellierung eine nicht unerhebliche Rolle. Die Auswirkungen des Wetterjahres in kostenoptimalen Klimaschutzszenarien werden in (Böttger et al. 2017) untersucht. Es zeigte sich, dass die Ergebnisse sensitiv auf die unterschiedlichen Wetterjahre reagieren. Somit spielt die Auswahl des Wetterjahres für die Optimierung eine wichtige Rolle. Um keine wetterbedingten Abweichungen in den Ergebnissen zu erzeugen wurde beschlossen für die Rechnungen das Wetterjahr 2011 zu verwenden.
- Import von Strom: Aufgrund deutlich divergierender methodischer Ansätze wurde - für eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse - Deutschland als Inselsystem gerechnet.

3.4 Indikatoren für den Modellvergleich

Für den Ergebnisvergleich der einzelnen Modelle, wurde im Rahmen des Modellexperiments 1 eine einheitliche Auswertungsstruktur angestrebt. Eine Einteilung der Auswertung nach Verbrauchssektoren konnte nicht verwirklicht werden, da die Modelle sich auch bezüglich der Einteilung und Abgrenzung der Sektoren voneinander unterscheiden. Folglich ist die Auswertungsstruktur in die Bereiche Strom, Wärme und Sonstige unterteilt. Die Auswertungsbereiche wurden anschließend in Teilbereiche untergliedert und auszuwertenden Indikatoren, sowie ihre Anzahl an genutzten Kenngrößen bestimmt. Tabelle 3-5, Tabelle 3-6 und Tabelle 3-7 zeigen hierzu eine Übersicht über die resultierende Auswertungsstruktur.

Tabelle 3-5: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Strom

Auswertung Strom		
Bereich	Ausgewertete Indikatoren	Anzahl ⁷
Fluktuierende Erneuerbare Energien	Installierte Leistung	4
	Bereitgestellte elektrische Energie	
Energieträger	Installierte Leistung	8
	Bereitgestellte elektrische Energie	
	Brennstoffeinsatz	
Energieträger Kraft-Wärme-Kopplung	Installierte Leistung	8
	Bereitgestellte elektrische Energie	
	Bereitgestellte thermische Energie	
	Brennstoffeinsatz	
Flexible Kraftwerksleistung	Installierte Leistung	4
	Bereitgestellte elektrische Energie	
	Brennstoffeinsatz	
Stromspeicher	Installierte Leistung	4
	Installierte Kapazität	
	Energie Beladen	
	Energie Entladen	
Sonstiges: Import, Export, Abregelung	Maximale abgerufene Leistung	3
	Energie	
	Maximale Leistung	
Endenergie nach Sektoren	Energie	6
	Maximale Leistung	
Maximale Erzeugungsleistung	Maximale Leistung	1
Maximale Last (Verbrauch)	Maximale Leistung	1

⁷ Die Anzahl zeigt die Untergliederung der Indikatoren in z. B. Energieträger, Energiemengen, Leistungen, Technologien oder Sektoren.

Tabelle 3-6: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Wärme

Auswertung Wärme		
Bereich	Ausgewertete Indikatoren	Anzahl ⁷
Verbrauch	Nutzenergie	2
	Endenergie	
Solarthermie	Installierte Leistung	3
	Bereitgestellte Energie	
Energetische Gebäudesanierung	Nutzwärmereduktion	1
	Anteil sanierter Gebäude am Bestand	
Wärmespeicher	Installierte Leistung	2
	Installierte Kapazität	
	Temperaturhub	
	Energie Entladen	
	Speicherverluste	
Niedertemperatur-Wärme	Installierte Leistung (thermisch)	10
	Bereitgestellte Energie (thermisch)	
	Eingesetzte Endenergie	
Wärmepumpen	Installierte Leistung (thermisch)	4
	Maximale Leistung abgerufen (elektrisch)	
Power-to-Heat	Stromverbrauch	3
	Maximale Leistung abgerufen (elektrisch)	

Tabelle 3-7: Indikatoren Modellvergleich: Auswertung Sonstiges

Auswertung Sonstiges		
Auswertungsbereich	Ausgewertete Indikatoren	Anzahl ⁷
Energiebedingtes CO ₂	Mio. t CO ₂ nach Sektoren	6
Endenergie	Anteil Erneuerbare je Energieträger	5
	Spezifische CO ₂ -Emissionen je Energieträger	
Energieverbrauch	Endenergie nach Sektoren	6
Primärenergie	Energieverbrauch	8
Kosten	Transformationskosten	4
	Systemkosten	
Biomasseeeinsatz	Eingesetzte Energie	3
	Umwandlungsverluste	
Speicher (Wasserstoff, Methan)	Installierte Kapazität	2
	Energie Entladen	
	Speicherverluste	

Auswertung Sonstiges		
Synthetische Brennstoffe	Installierte Leistung	3
	Gewandelte Energie (Input)	
	Bereitgestellte Energie (Output)	
	Umwandlungsverluste	
Import Energieträger	Energie	4
Industrie Endenergie	Stromverbrauch nach Einsatzbereichen	7
Industrie Endenergie	Energieverbrauch nach Energieträgern	12

3.5 Ergebnisse und Auswertung

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnungen für die Stützjahre 2030 und 2050 vorgestellt. Ziel ist es die, Szenarienergebnisse vergleichbar zu machen und wenn möglich robuste Technologien und Pfade zu identifizieren. Zuerst werden das Zielszenario und das ambitionierte Szenario detailliert separat voneinander betrachtet. Die Ergebnisse sollen insbesondere in Hinblick auf die Unterschiede zwischen den teilnehmenden Modellen analysiert werden. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse Szenario-übergreifend in einem abschließenden Fazit zusammengefasst.

3.5.1 Zielszenario

Stromversorgung

Abbildung 3-6 zeigt die kumulierte installierte Leistung zentraler Wandler von erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung in Deutschland, nämlich Windenergieanlagen auf See und an Land, Photovoltaikanlagen sowie Laufwasserkraftwerke als endogenes Ergebnisse der Modellläufe.

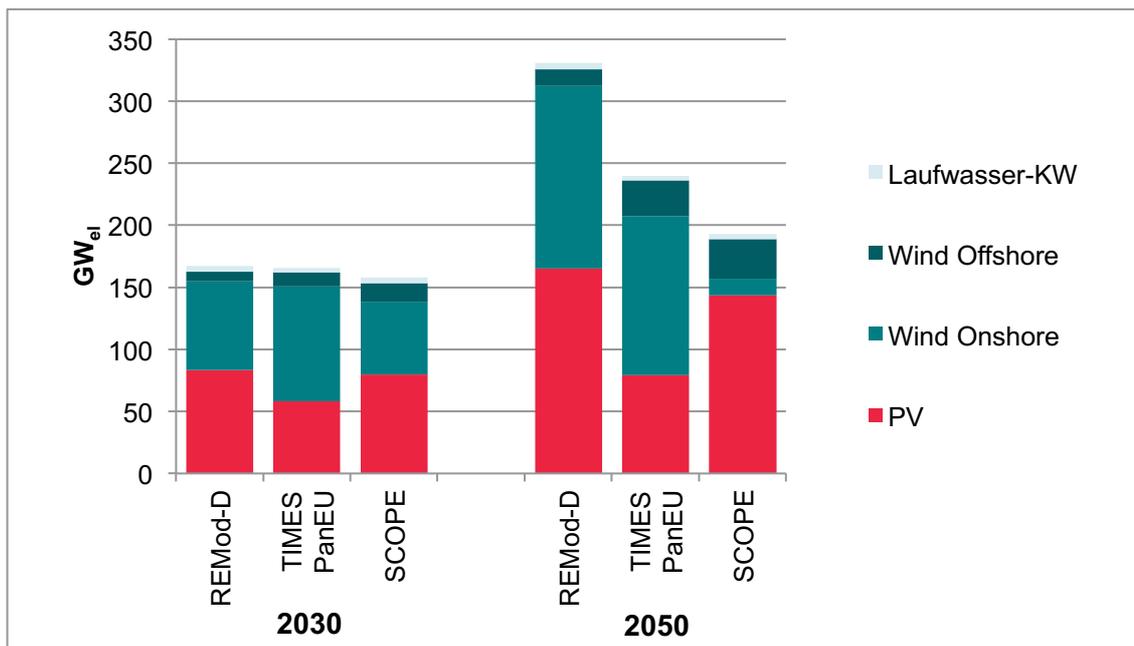


Abbildung 3-6: Installierte Leistung der fEE im Zielszenario

Die Ergebnisse zeigen bis ins Jahr 2030 über alle drei Modelle hinweg einen ähnlichen Ausbau der erneuerbaren Energiewandler. Die kumulierte installierte Leistung liegt hierfür bei etwa 160 GW_{el}. Leichte Unterschiede sind in der Technologiezusammensetzung zu erkennen. Während die Ergebnisse aus den Modellen REMod-D und SCOPE eine in etwa gleiche Aufteilung zwischen Wind und Photovoltaikanlagen aufweisen, zeigt sich im TIMES-Modell eine deutlichere Priorisierung von Windenergieanlagen (an Land). Dies ist zurückzuführen auf unterschiedliche Kostenannahmen für die abgebildeten Technologien und unterschiedliche Netzkosten.

Für das Jahr 2050 liegen die Ergebnisse zur kumulativ installierten Leistung deutlicher auseinander. So liegt diese zwischen 193 GW_{el} (SCOPE) und 330 GW_{el} (REMod-D) und weist damit eine Spanne von etwa 137 GW_{el} auf. Die niedrigste installierte Leistung im Jahr 2050 weist das SCOPE-Modell auf. Hier kommt es, verglichen mit 2030, zu einem Zubau von 35 GW_{el} Photovoltaikanlagen, gleichzeitig werden gegenüber 2030 rund 45 GW_{el} an Windkraftanlagen an Land zurückgebaut. Ausschlaggebend für den Rückbau der Windenergieanlagen ist das große Biomassepotential, welches in SCOPE immer ausgeschöpft wird und vor allem in Form von Biomethan bzw. Holzheizwerke in der Industrie und Fernwärme (welches unter Abgleich der Konversionswirkungsgrade vereinfacht als Biomethangutschrift abgebildet wird) zur Verfügung steht. Dieses regenerative Gas kann sowohl zur Prozess- und Raumwärmebereitstellung als auch zur Stromerzeugung genutzt werden. Somit kann aufgrund des gegebenen Szenariorahmens die Energiebereitstellung in 2050 mit einem geringem Ausbau der erneuerbaren Energien realisiert werden. Da in SCOPE ein Mindestzubau der Windkraft auf See nach den 4C Offshore Daten (4C Offshore 2017) hinterlegt ist, spiegelt sich der geringe EE-Ausbau nur in der Windenergieanlagen auf Land wieder. Den höchsten Zubau verzeichnet hingegen das REMod-D Modell, in welchem sich die kumulierte installierte Leistung von 2030 bis 2050 in etwa verdoppelt. Ausgehend von der heute (2017) kumulativ installierten Leistung an Wind- und Photo-

voltaikanlagen von etwa 105 GW_{el}, werden damit die Erzeugungskapazitäten in allen Modellen bis 2050 um das 1.8 - 3.1-Fache erhöht.

Abbildung 3-7 stellt die gesamte Strombereitstellung durch erneuerbare und konventionelle Wandler für die Jahre 2030 und 2050 dar. Diese liegt im Jahr 2030 zwischen 290 und 315 TWh_{el} für erneuerbare und zwischen 100 und 200 TWh_{el} für konventionelle Wandler.

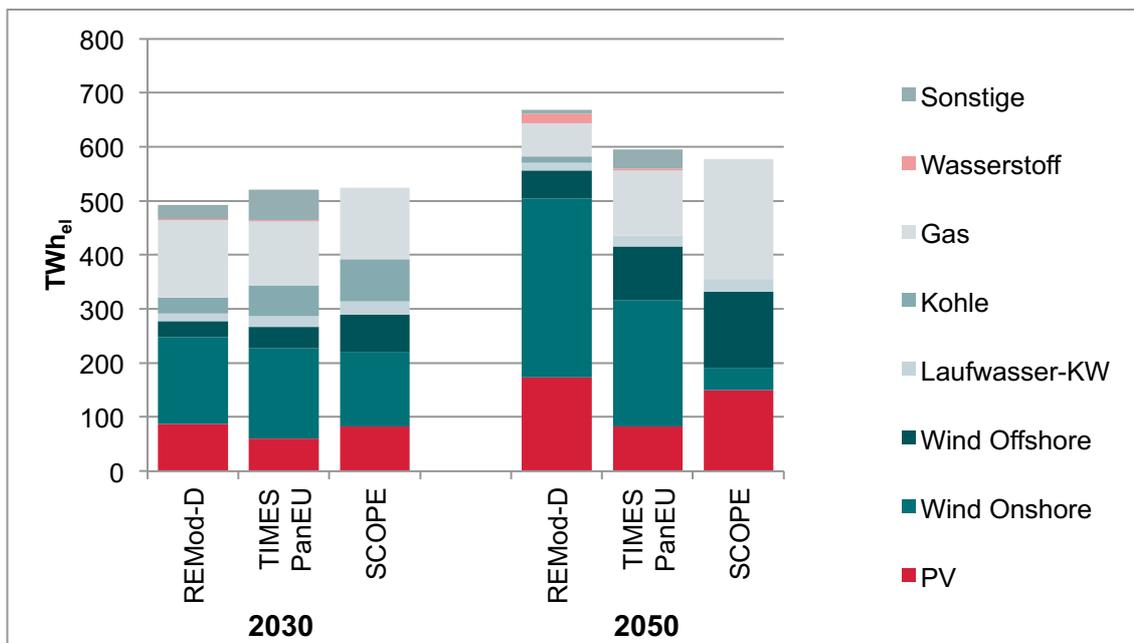


Abbildung 3-7: Strombereitstellung durch fEE und konventionelle Energietechnologien im Zielszenario⁸.

Die Anteile der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) gestalten sich 2030 ähnlich zu den installierten Leistungen aus Abbildung 3-6. Unterschiede werden in diesem Jahr vor allem durch den Einsatz fossiler Energieträger deutlich. So zeigen die Ergebnisse aus dem REMod-D Modell, dass vermehrt Gas zur Verstromung eingesetzt wird. Dies ist u.a. auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zurückzuführen, welche dem Pfad der höchsten Energieeffizienz bei gleichzeitig niedrigsten CO₂-Emissionen folgt⁹. Beim TIMES PanEU und vor allem dem SCOPE Modell basiert die konventionelle Strombereitstellung für das Jahr 2030 zu einem größeren Anteil auf Kohle.

Im Jahr 2050 zeigt sich ein deutlich unterschiedliches Bild. Während die Ergebnisse aus dem REMod-D und TIMES PanEU Modellen nahe legen, dass zwischen 73 % und 85 % des Stroms durch fEE bereitgestellt wird, liegt dieser Anteil im SCOPE Modell bei rund 62 %. Insgesamt liegt die Strombereitstellung aus fEE in 2050 in einem Bereich von 356 bis 570 TWh_{el}. Die Erzeugung aus anderen Energieträgern weist 2050 beim SCOPE Modell mit etwa 222 TWh_{el} den höchsten Betrag auf.

⁸ Sonstige stellen Öl, Kernenergie, Biomasse und Geothermie dar. Gas umfasst Erdgas sowie auch Biogas und synthetisches Gas.

⁹ Eine Variation der Einsatzreihenfolge und dessen Einfluss auf die Ergebnisse wurde in (Palzer 2016) untersucht

Dadurch liegt die kumulativ resultierende Stromerzeugung zwischen den Modellen REMod-D und SCOPE um insgesamt 91 TWh_{el} auseinander (14 %).

Grundsätzlich wurde in der Modelleinstellung für SCOPE in den Rechnungen für 2050 ein Ausschöpfen der technischen Effizienzpotenziale unterstellt. Dies bedeutet, dass thermische Brennstoffe (Biomasse, Erdgas, Power-to-Gas) nur in den Stunden eingesetzt werden, in denen die Nachfrage nicht alternativ durch Strom aus Windkraft und PV in den unterschiedlichen Sektoren gedeckt werden kann.

Dies beinhaltet insbesondere Hybridsysteme im Bereich Wärme wie

- Gaskessel mit Heizstab oder mit Luftwärmepumpen in Gebäuden
- Heizwerke und KWK mit Elektrodenkessel oder Großwärmepumpe in Fernwärme und Industrie im Bereich Warmwasser (<100°C) bzw. nur mit Elektrodenkessel im Bereich Dampf oder Thermoöl (100 - 500°C).

Monovalente Brennstoffverbraucher wie Holzheizungen, KWK auf Basis von Biogas oder Holz, Brennwärtekessel u.a. werden in diesen Modelleinstellungen langfristig nicht mehr abgebildet bzw. nur noch im Bereich der industriellen Verfahren (>500°C).

Die hohe Effizienz in Verbindung mit einer hohen Flexibilität auch von monovalenten Stromverbrauchern (E-Mobilität, Wärmepumpen) führt zu einem generell niedrigeren Brennstoffbedarf für die gleiche Versorgungsaufgabe.

Bei einem hohen Biomassepotenzial führt das dazu, dass ein niedriges Klimaziel auch mit wenig Wind- und PV-Ausbau erreicht werden kann, weil im Rahmen des Emissionsbudgets mehr Erdgas für KWK-Erzeugung zulässig wird.

Als robuste Entwicklung kann festgehalten werden, dass die bereitgestellte Strommenge bis ins Jahr 2050 deutlich ansteigt. Dies ist bedingt durch eine zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren (z. B. batterie- oder wasserstoff-elektrische Mobilität oder elektrische Wärmepumpe) auf dem Weg zur Klimaneutralität. Gleichzeitig wurden in den Ergebnissen mögliche Effizienzmaßnahmen (z. B. energetische Gebäudesanierung) nicht vollumfänglich ausgeschöpft. Vermutet wird, dass es für das System günstiger ist die direkte Stromnachfrage anstatt umfangreichen Effizienzsteigerungsmaßnahmen vermehrt auszubauen. Zudem ist ein verstärkter Einsatz von Energieträgern mit geringeren Kohlestoffumsatz zur Stromerzeugung erkennbar, beispielhaft hierfür ist die Verdrängung der Kohleanteile im Strommix 2050 und der Ausbau der Stromerzeugung aus fEE. Als wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind die Kosten und das gesetzte CO₂-Ziel zu nennen. Somit werden explizit oder implizit Anlagen mit vermehrtem CO₂-Ausstoß zunehmend unwirtschaftlicher im Gesamtsystem.

Tabelle 3-8: Volllaststunden ausgewählter Technologien im Zielszenario

	PV	Wind an Land	Wind auf See	PV	Wind an Land	Wind auf See
	2030			2050		
REMod-D	1050	2243	3900	1050	2243	3900
TIMES PanEU	1037	1818	3370	1042	1829	3417
SCOPE	1029	2365	4582	1044	3181	4373

Tabelle 3-8 zeigt die Volllaststunden zentraler fluktuierender erneuerbarer Energiewandler. Es ist zu erkennen, dass vor allem PV-Anlagen eine gute Übereinstimmung aufweisen. Unterschiede werden vor allem bei Windkraftanlagen auf See und an Land deutlich. Die Volllaststunden bei Windkraft an Land liegen in einer Spanne zwischen 1818 und 2365 für das Jahr 2030. Das TIMES PanEU Modell arbeitet somit mit 23 % weniger Volllaststunden als das SCOPE Modell. Im Jahr 2050 vergrößert sich der Unterschied zwischen den beiden Modellen auf knapp 43 % (1829 TIMES PanEU ggü. 3181 SCOPE). Ein ähnliches Verhältnis zeigt sich bei Windkraft auf See, wo die Volllaststunden des TIMES PanEU Modells 2030 um 26 % und 2050 um 22 % geringer ausfallen. Das REMod-D Modell befindet sich in beiden Untersuchungsjahren zwischen den Werten von TIMES PanEU und SCOPE. Grund für die Differenzen sind unterschiedliche Annahmen bezüglich Windprofilen bzw. Standortannahmen oder technische Entwicklungen. Da es sich je nach Modell um Ergebnisse der Optimierung oder um Eingangsdaten bei diesen Werten handelt, ist es wichtig bei Modellvergleichen diese Größen kenntlich zu machen bzw. in mehreren Iterationsschritten aufeinander anzupassen um vergleichbare installierte Kapazitäten zu erzeugen. Bei der Betrachtung der Volllaststunden der fEE, wird die durch Curtailment abgeregelte Energiemenge nicht mit berücksichtigt. Bei einem zunehmenden Ausbau von fEE steigen auch die Zeiten des Stromüberangebots. Dieses wird in den Modellen in erster Linie alternativ genutzt, beispielsweise zur Umwandlung in synthetische Energieträger, oder eben abgeregelt.

Abbildung 3-8 zeigt die installierte Leistung flexibler Kraftwerke in den Modellen, d. h. jene Kraftwerke die prioritär auf eine positive Residuallast (Strommangel) reagieren können. Zentrale Technologien sind in allen Modellen GuD oder KWK. Eine eindeutige Begriffsabgrenzung konnte hierbei nicht getroffen werden.

Die zunehmende Bedeutung an flexibler Kraftwerksleistung lässt sich durch die Änderung der allgemeinen Stromnachfrage der Energiesysteme erklären. Durch zunehmende Elektrifizierung der Wärmebereitstellung (Prozesswärme / NT-Raumwärme), die Zunahme an Elektromobilität und Power-to-X steigt diese bis zum Jahr 2050 an. Folglich steigt auch die Anforderung nach flexibler installierter Kraftwerksleistung, um mögliche Produktionsausfälle (Bsp. Dunkelflaute¹⁰) der fEE ausgleichen zu können. Dies spiegelt sich im erkennbaren Ausbau bis 2050 wieder. Die kumulative installierte Leistung im Jahr 2050 liegt bei allen Modellen zwischen 64 und 86 GW_{el}.

¹⁰ Zeiten, in denen sowohl schwache Windverhältnisse, als auch geringe Sonneneinstrahlung auftreten. In Folge ist die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien Wind und PV stark eingeschränkt.

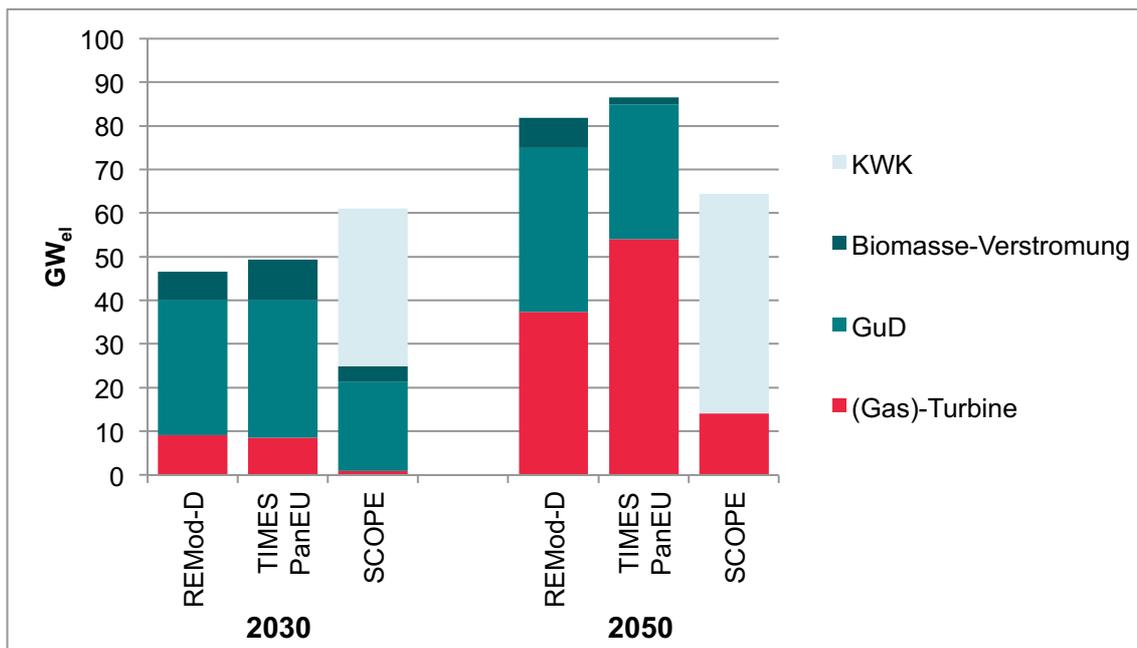


Abbildung 3-8: Installierte flexible Kraftwerksleistung im Zielszenario

Abbildung 3-9 zeigt die Strombereitstellung der flexiblen Kraftwerke für die Jahre 2030 und 2050. Während die Ergebnisse im Jahr 2030 in einem Bereich zwischen 138 und 174 TWh_{el} liegen, zeigen sich insbesondere 2050 deutliche Unterschiede. Die Differenz zwischen den beiden Extremen, REMod-D mit 70 TWh_{el} und SCOPE mit 222 TWh_{el}, beträgt nun 152 TWh_{el}. Gegenüber dem REMod-D Modell ist die Strombereitstellung durch flexible Kraftwerksleistung im SCOPE Modell somit um ein 3.1-Faches erhöht und gegenüber dem TIMES PanEU Modell um ein 2-Faches. Wie oben erläutert, wird im SCOPE-Modell ein äußerst effizienter Einsatz von Brennstoffen in allen Bereichen unterstellt. Entsprechend zeigt sich, dass das geringe Klimaziel theoretisch auch mit einem geringeren EE-Ausbau und deswegen mehr Freiheitsgraden im Einsatz von KWK zu decken ist.

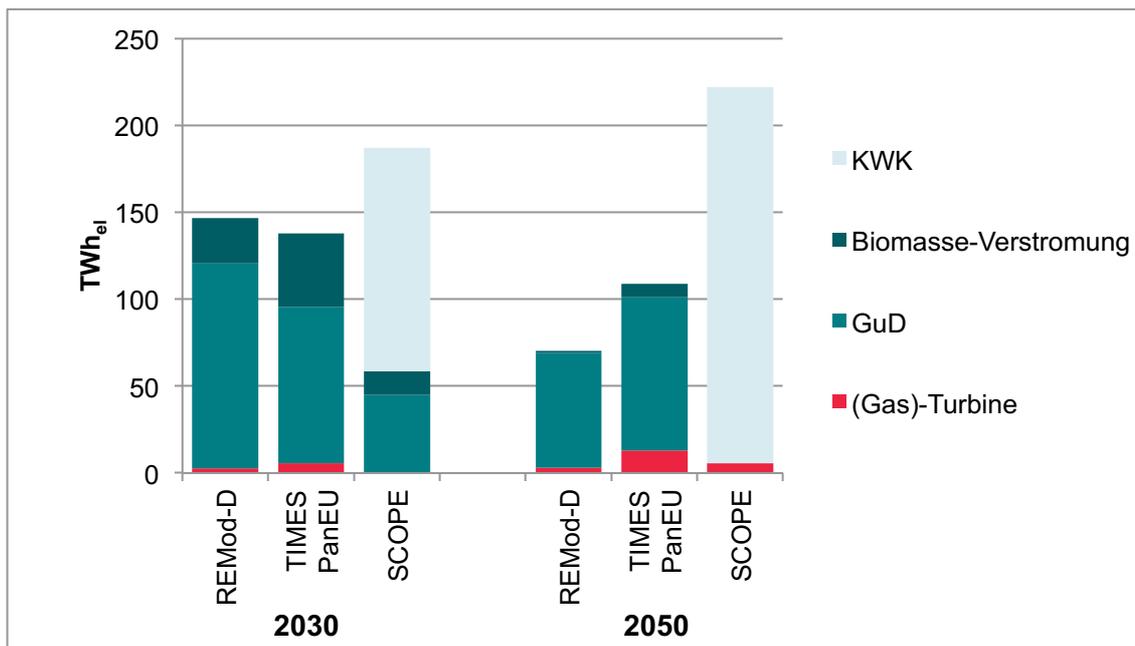


Abbildung 3-9: Strombereitstellung durch flexible Kraftwerksleistung im Zielszenario

Eine Analyse der resultierenden Volllaststunden (Strom) weist auf einen unterschiedlichen Anlagenbetrieb in den Modellen hin. So stellen sowohl GT-, GuD- und Biomasseanlagen teilweise auch KWK-Anlagen dar. Je nach Art der Betriebsführung¹¹ können somit verschiedene Volllaststundenanzahlen resultieren.

Wie Tabelle 3-9 zeigt, weisen die Gasturbinen im Vergleich zu den anderen Technologien eine geringe Anzahl an Volllaststunden auf und liegen über beide Stützjahre und alle Modelle in einem Bereich kleiner 700. Bei den GuD-Anlagen und Biomasse-Verstromung ergeben sich schon deutlichere Unterschiede. So werden 2050 Kraftwerke auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen im TIMES PanEU Modell relativ konstant betrieben, während sie in den anderen Modellen vor allem zur Deckung von Spitzenlasten oder gar nicht eingesetzt werden.

Tabelle 3-9: Volllaststunden (Strom) der flexiblen Kraftwerke im Zielszenario

	GT	GuD	Biomasse	GT	GuD	Biomasse
	2030			2050		
REMod-D	315	3805	4006	78	1768	178
TIMES PanEU	685	2834	4615	242	2850	4843
SCOPE	6	2186	4038	408	2616	-

Es kann festgehalten werden, dass hinsichtlich der erforderlichen installierten Leistung an flexiblen Kraftwerken eine relativ gute Vergleichbarkeit gegeben ist, wobei die Volllaststunden und damit die Betriebsweise der Kraftwerke teilweise stark voneinander abweichen. Bei der notwendigen installierten Leistung ergibt sich im Jahr 2030 eine Differenz zwischen Modellen von etwa 11 GW_{el}, welche bis 2050 auf etwa

¹¹ z. B. Betrieb als reiner Stromerzeuger oder Betrieb als KWK-Anlage in strom- oder wärmegeführtem Betrieb

22 GW_{el} ansteigt. Eine technologiescharfe Unterteilung ist an dieser Stelle allerdings schwierig darstellbar, bedingt durch die unterschiedlichen Modellarchitekturen und Referenztechnologien.

Energiebedarf

Abbildung 3-10 zeigt den Endenergiebedarf aufgeteilt nach Verbrauchssektoren, nämlich in Strom-Basislast, Verkehr, Niedertemperatur-Raumwärme (NT) und Trinkwarmwasser (TWW), Prozesswärme, Sonstige und Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD). Während es zwischen den Sektordefinitionen in den Modellen REMod-D und SCOPE nur geringe Unterschiede gibt, sind diese im TIMES PanEU Modell sehr deutlich. So umfasst die Basislast (Abbildung 3-10, rot) den Stromverbrauch aller originären Stromanwendungen (Bsp. IKT, Beleuchtung, etc.), während im TIMES PanEU Modell dieser Stromverbrauch anderen Sektoren direkt zugeteilt wird. Beispielsweise ist der Strombedarf der deutschen Bahn unter dem Begriff Basislast subsummiert, während dieser in TIMES PanEU als Energienachfrage des Verkehrssektors berechnet wird. Dies führt zu einer unterschiedlichen Einteilung der Sektoren und damit zu einer erschwerten Vergleichbarkeit der sektorspezifischen Ergebnisse (siehe Tabelle 3-10).

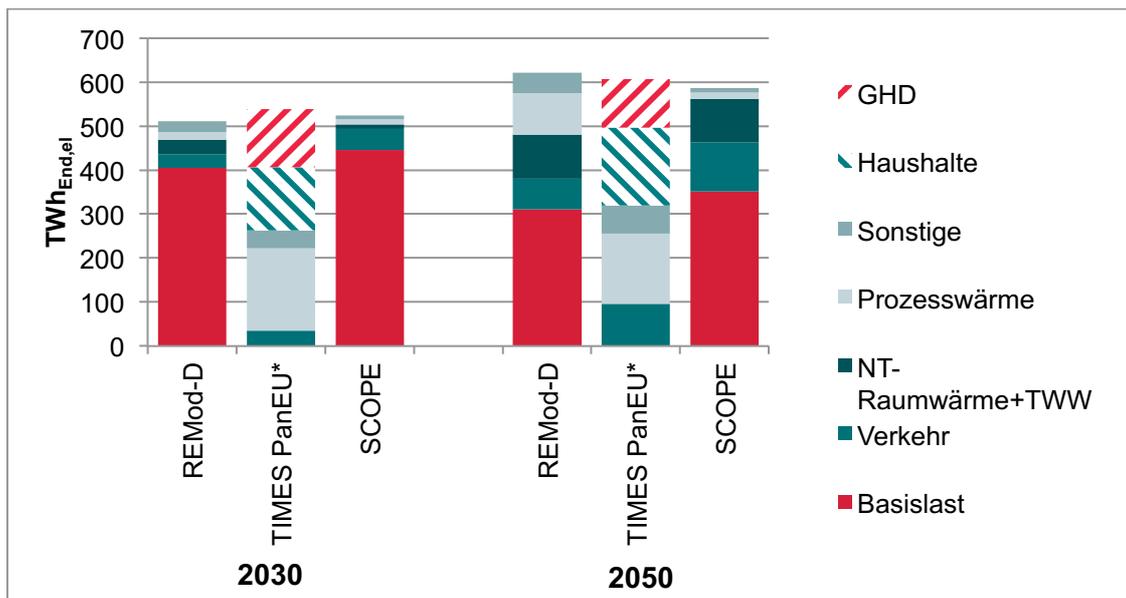


Abbildung 3-10: Stromverbrauch nach Energieverbrauchssektoren im Zielszenario¹²

Tabelle 3-10: Erklärungen zur Sektoreneinteilung und Zuteilung in Abbildung 1.5.

Sektor in Abbildung 3-10	TIMES PanEU	REMod-D / SCOPE

Sektor in Abbildung 3-10	TIMES PanEU	REMod-D / SCOPE
Basislast	-	Originäre Stromanwendungen, Bsp. IKT, Beleuchtung, mechanische Energie für alle stationären Verbraucher, Bahnstrom
Verkehr	Verkehr: zugehörige Energieverwendung	Brennstoffbasierte Energie für Mobilität, Bahnstrom etc. in Basislast erfasst.
NT-Raumwärme + TWW	-	Wärmebereitstellung für Raumwärme und Trinkwarmwasser über alle Sektoren hinweg (HH, GHD, Industrie)
Prozesswärme	Industrie: mechanische Energie, Prozesswärme,...	Wärmebereitstellung für Prozesswärme über alle Sektoren hinweg (HH, GHD, Industrie)
Sonstige	Sonstige	REMod: Verluste (Speicher, Netz,...)
Haushalte	Stromverbrauch, Wärme etc. für Haushalte	-
GHD	Stromverbrauch, Wärme etc. für GHD	-

Abbildung 3-10 zeigt deutlich, dass die originären Stromanwendungen in der Basislast über den Betrachtungszeitraum bis 2050 zunehmend effizienter werden. Dies führt von 2030 bis 2050 zu einer Reduktion der Basislast in REMod-D und SCOPE von 23 % beziehungsweise 21 %. Umgekehrt steigt der Stromverbrauch der anderen Sektoren. Maßgeblich dafür verantwortlich ist die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors, welcher im Zeitraum von 2030 bis zum Jahr 2050 seinen Stromverbrauch über alle Modelle um ein 2.3 bis 2.7-Faches erhöht. Analog hierzu findet auch eine Elektrifizierung in der Niedertemperatur-Raumwärme (NT) und bei der Trinkwarmwasser-Bereitung (TWW) statt, bei der die Modelle im Zeitraum von 2030 bis 2050 eine Erhöhung des Stromverbrauchs um ein 1.2 bis 10.4-Faches verzeichnen. Eine Verzehnfachung des Stromverbrauchs für NT-Raumwärme und TWW wird im SCOPE-Modell erreicht. Insgesamt zeigt sich dadurch, dass der kumulative Wert des Stromverbrauchs (trotz zunehmender Energieeffizienzmaßnahmen oder effizientere Technologien) bis 2050 über alle Modelle hinweg ansteigt.

Im Folgenden wird der Fokus auf die Wärmebereitstellung gelegt. Für alle betrachteten Modelle liegt der thermische Nutzenergiebedarf für die Bereitstellung von

Raumwärme und Trinkwarmwasser in einer ähnlichen Größenordnung. Konkret liegt dessen Wert im Jahr 2030 im Bereich von 705 bis 800 TWh_{th} und für 2050 – aufgrund energetischer Gebäudesanierungen – bei etwa 640 bis 780 TWh_{th}. Abbildung 3-11 stellt die installierten Leistungen der verschiedenen Wärmepumpentechnologien dar.

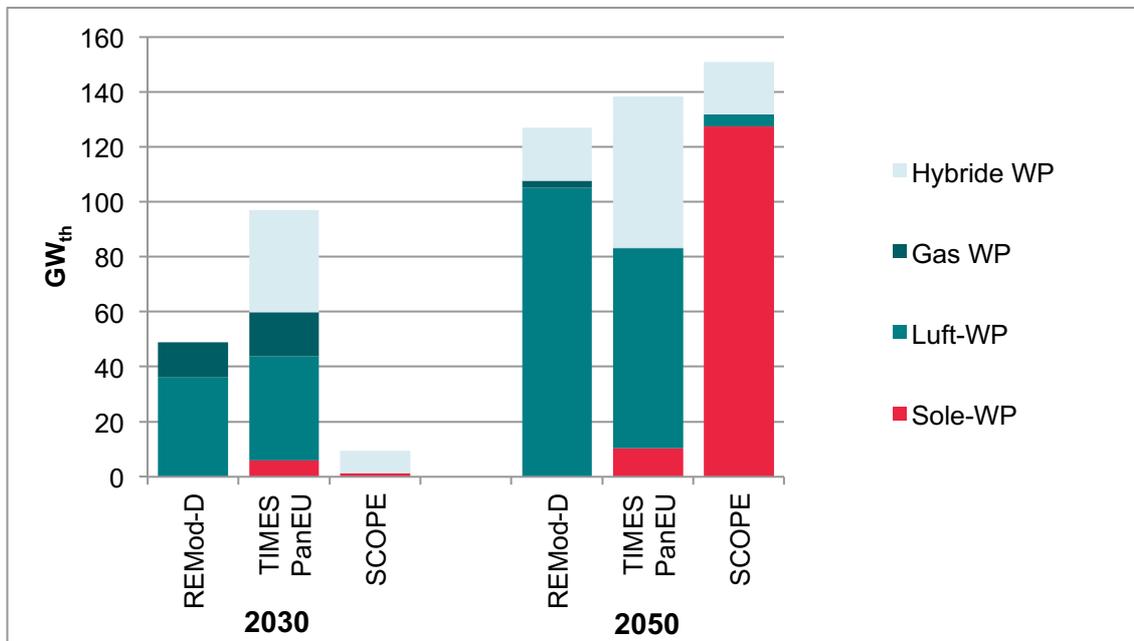


Abbildung 3-11: Installierte thermische Leistung Wärmepumpen im Zielszenario

Es zeigt sich, dass sich die Modellergebnisse in Bezug auf die thermische installierte Leistung der Wärmepumpentechnologien bereits im Jahr 2030 deutlich unterscheiden. Die Modelle REMod-D und TIMES PanEU verzeichnen im Vergleich zum SCOPE-Modell einen früheren Einsatz von Wärmepumpen. Bereits 2030 sind Leistungen im Bereich zwischen 39 und 97 GW_{th} installiert. Dabei handelt es sich vor allem um elektrische Luftwärmepumpen (REMod-D 74 %, TIMES PanEU 39 %), während beim TIMES PanEU Modell auch hybride Wärmepumpen eine bedeutende Rolle spielen (38 %). Die kumulativ installierte thermische Leistung an Wärmepumpen steigt über alle Modelle hinweg an und verzeichnet 2050 beim SCOPE-Modell den höchsten Wert. Über alle Modelle liegt sie in einem Bereich zwischen 127 und 151 GW_{th}. Während die gesamte installierte Leistung der Wärmepumpentechnologien bis 2050 eine ähnliche Größenordnung annimmt, wird aus Abbildung 3-11 eine deutlich unterschiedliche Technologiezusammensetzung ersichtlich. In den Modellen REMod-D und TIMES PanEU werden im Jahr 2050 vor allem elektrische Luftwärmepumpen sowie hybride Wärmepumpen eingesetzt (> 92 %). Die Ergebnisse des SCOPE-Modells machen hier einen verstärkten Einsatz von effizienteren Sole-Wärmepumpen deutlich. Tabelle 3-11 stellt in einen Vergleich der spezifischen Inves-

titionspreise sowie der resultierenden JAZ zwischen elektrischen Sole- und Luftwärmepumpen der Modell SCOPE und REMod-D dar.¹³

Tabelle 3-11: Eingangsparameter ausgewählter Wärmepumpen

Sole-Wärmepumpe				
Jahr	2030		2050	
	Kosten [€ / kW _{th}]	JAZ	Kosten [€ / kW _{th}]	JAZ
REMod-D	1380	3,77 (NT)* 2,47 (HT)*	1232	3,78 (NT)* ----- (HT)*
SCOPE	1141	3,6	1000	4,6
Luft-Wärmepumpe				
Jahr	2030		2050	
	Kosten [€ / kW _{th}]	JAZ	Kosten [€ / kW _{th}]	JAZ
REMod-D	1070	3,44 (NT)* 2,25 (HT)*	956	3,42 (NT)* 2,24 (HT)*
SCOPE	994	2,9	938	3,9

*REMod-D unterscheidet zwischen WP für Nieder- und Hochtemperaturbereich. Im Jahr 2050 entscheidet das Modell aufgrund der um einen Faktor von 1,3 niedrigeren JAZ die Sole Wärmepumpe im Hochtemperaturbereich nicht zu nutzen.

Es zeigt sich, dass im Vergleich der Modelle die spezifischen Investitionskosten im REMod-D Modell über denen in SCOPE liegen. Bei Sole-Wärmepumpen liegt die Differenz 2030 bei 17 % und für 2050 bei 19 %. Bei Luft-Wärmepumpen sind die Differenzen geringer, für das Jahr 2030 7 % und für 2050 2 %. Dies könnte unter anderem ein Grund für die höhere installierte Leistung an Wärmepumpen im Ergebnis des SCOPE-Modells sein. Des Weiteren werden in Tabelle 3 die erzielten (endogenen) Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpentechnologien verglichen. Hierbei sind im REMod-D-Modell nicht lineare Abhängigkeiten der Jahresarbeitszahl hinterlegt, die Speichertemperaturen, Verlustterme, Beladung durch Solarthermie oder Heizstäben usw. berücksichtigen. Der Vergleich zeigt, dass die Werte der Sole-Wärmepumpe für 2030 in beiden Modellen in einem ähnlichen Bereich liegen. Für das Jahr 2050 jedoch beträgt die Differenz in etwa ein Punkt. Die JAZ der Luft-Wärmepumpen weisen keine derartig großen Unterschiede auf.

Die dargestellten Faktoren sind die wesentliche Ursache der unterschiedlichen Aufteilungen auf die Wärmepumpentechnologien. Die Anlageneffizienz und die spezifischen Investitionskosten stellen für die Modelle wesentliche Entscheidungsparameter dar und beeinflussen somit den Zubau, respektive den Umfang der Nutzung, der entsprechenden Technologie in den Modellen. Hervorzuheben ist, dass trotz der festgestellten Unterschiede Wärmepumpentechnologien in 2050 in beiden vorgestellten Modellergebnissen eine zentrale Rolle zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser spielen.

Elektrischer Strom kann zusätzlich auch in Elektrodenkesseln und Nachtspeicherheizungen zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Abbildung 3-12 zeigt den Stromverbrauch der Power-to-Heat Technologien dar. Power-to-Heat wird definiert

¹³ Wie weiter oben beschrieben ist ein „eins-zu-eins“ Vergleich der Kostenannahmen aufgrund der detaillierten Struktur des TIMES PanEU Modells nicht möglich.

als die Erzeugung von Wärme aus elektrische Energie, wobei die eingesetzte elektrische Energie hierbei zeitweise negativer Residuallasten entstammt (Paschotta 2017). Die überschüssige elektrische Energie soll somit effizient genutzt und durch das Power-to-Heat Konzept in Wärme gewandelt werden. Dies stellt einen Baustein der angestrebten Sektorkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor dar.

Abbildung 3-12 stellt den Stromverbrauch durch die Power-to-Heat Technologien Elektrodenkessel, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen dar.

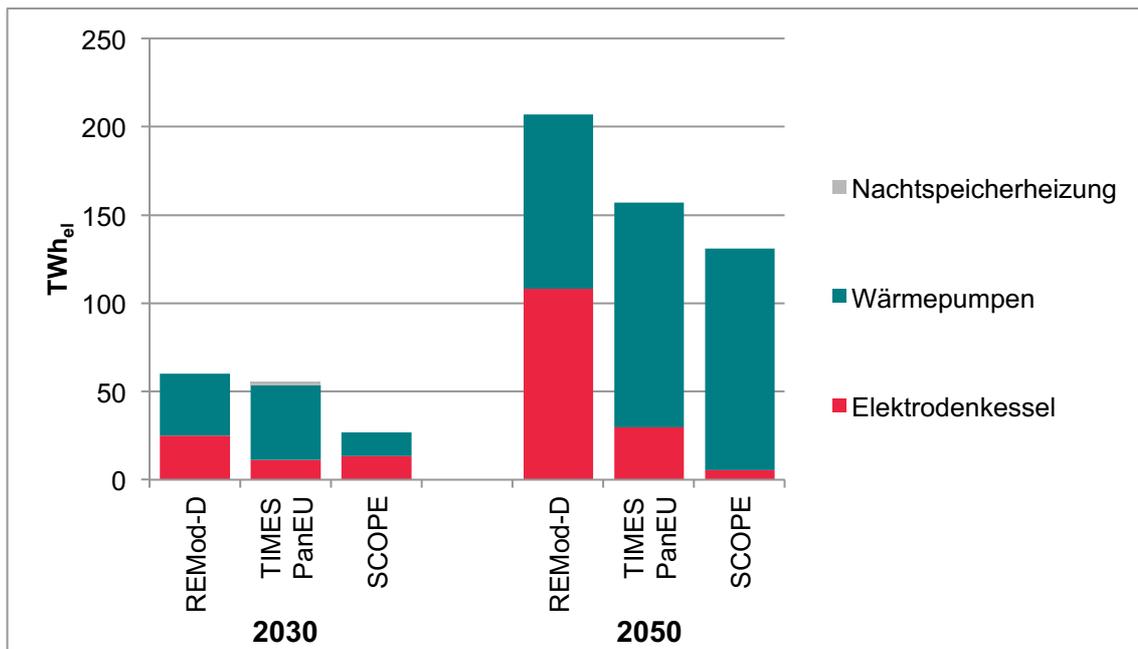


Abbildung 3-12: Stromverbrauch durch Power-to-Heat-Technologien im Zielszenario

Für das Jahr 2030 sind die Stromverbräuche in den verschiedenen Modellen insbesondere aufgrund der unterschiedlichen installierten Leistungen elektrischer Wärmepumpen abweichend. Im Jahr 2050 lässt sich erkennen, dass die Stromverbräuche der Wärmepumpen über alle Modelle in einer ähnlichen Größenordnung liegen (100 – 130 TWh_e). Die Unterschiede in den kumulativen Stromverbräuchen werden vor allem durch die Elektrodenkessel hervorgerufen. REMod-D verzeichnet hierbei den größten Stromverbrauch durch Elektrodenkessel in beiden Betrachtungsjahren. Hauptsächliches Einsatzgebiet für Elektrodenkessel in REMod-D ist der Industriesektor, zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme. In der Auswertung des Modellexperiments wurden die Elektrodenkessel der Wärmenetze im SCOPE-Modell nicht betrachtet. Folglich würde sich durch Einbezug dieser Anteile eine Angleichung an die Ergebnisse der anderen Modelle ergeben.

Abbildung 3-13 stellt den gesamten Endenergieverbrauch für die Bereitstellung industriell genutzter Prozesswärme dar.

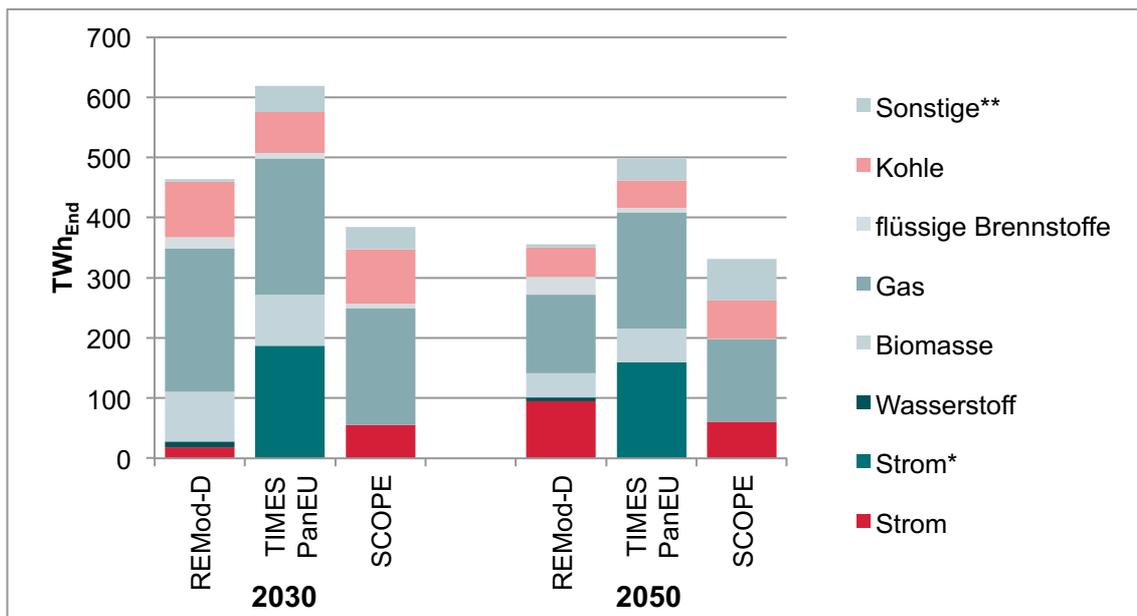


Abbildung 3-13: Endenergiebedarf im Industriesektor (Prozesswärme) im Zielszenario¹⁴.

Auffällig ist die vergleichsweise höhere Stromnachfrage, die aus den Ergebnissen des TIMES PanEU Modells hervorgeht. Diese liegt im Jahr 2030 etwa 155 TWh höher als in REMod-D und 226 TWh höher als in SCOPE. Für 2050 ergeben sich leicht niedrigere Differenzen von 142 TWh gegenüber REMod-D und 161 TWh gegenüber SCOPE. Grund dafür ist die unterschiedliche Einteilung der Sektoren. Während in den Modellen REMod-D und SCOPE die mechanische Energie im Industriesektor in der Basislast subsummiert ist, wird dieser Betrag in TIMES PanEU direkt dem Industriesektor zugewiesen. Ausgehend vom heutigen Wert für mechanische Energie von 165 TWh (BMW 2015), kann die resultierende Differenz im Endenergieverbrauch interpretiert werden. Unter diesem Hintergrund zeigt Abbildung 3-13 eine ähnliche Aufteilung der Energieträger, insbesondere bei den Modellen REMod-D und TIMES PanEU. Im SCOPE Modell fällt auf, dass keine feste Biomasse zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt wird, da diese vergast und als Biogas im Gasverbrauch subsummiert wird. Der Bedarf an Kohle für die Prozesswärmebereitstellung (Eisenherstellung und Kesselkohle) wurde über alle Modell abgestimmt und bewegt sich deshalb in einem ähnlichen Korridor.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass es sowohl im Industriesektor, als auch im Gebäudesektor (Raumwärme und Trinkwarmwasser) zu einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmebereitstellung kommt. Dies zeigt sich vor allem am steigenden Anteil an elektrischen Wärmepumpen, sowie Elektrodenkessel. Dies führt zu einem Anstieg der Stromnachfrage zum Jahr 2050 in allen Modellen, wie in Abbildung 3-10 zu sehen.

In Abbildung 3-14 werden die Verhältnisse der PKW-Antriebskonzepte im Jahr 2050 dargestellt. Hierbei ergibt sich in den Modellen TIMES PanEU und SCOPE eine sehr

¹⁴ *Strom beinhaltet den gesamten Strombedarf der Industrie im TIMES PanEU Modell, nicht ausschließlich den Strom für Prozesswärmebereitstellung. **Sonstige beinhaltet: Fernwärme, Solarthermie, Geothermie und Müll.

gute Übereinstimmung. Beide Modelle erreichen einen Anteil von 85 % an Elektrischen und Hybriden Fahrzeugen am Gesamtbestand an PKW. Auch im Ergebnis des REMod-D Modells dominieren elektrische und hybride Antriebskonzepte in 2050 den motorisierten Individualverkehr. Deren Anteil beträgt nach Umstellung des Energiesystems rund 75 %. Unter „Andere“ sind hier vor allem Technologien wie Diesel-, Benzin- und Gasmotoren (CH₄, H₂, Biogas) subsummiert.

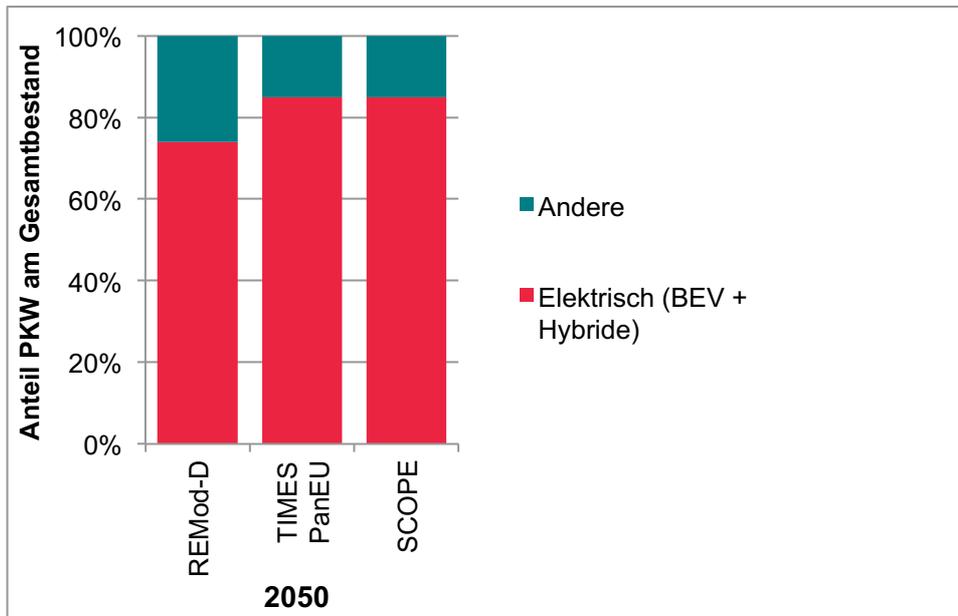


Abbildung 3-14: PKW Antriebskonzepte im Zielszenario im Jahr 2050.¹⁵

¹⁵ Andere umfassen Antriebskonzepte wie Diesel-, Benzin- und Gasmotoren (BEV und Hybride ausgenommen).

3.5.2 Ambitioniertes Szenario

Stromversorgung

Abbildung 3-15 zeigt die kumulierte installierte Leistung der zentralen Wandler von erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung. Dies umfasst Windenergieanlagen auf See und an Land, Photovoltaikanlagen sowie Laufwasserkraftwerke.

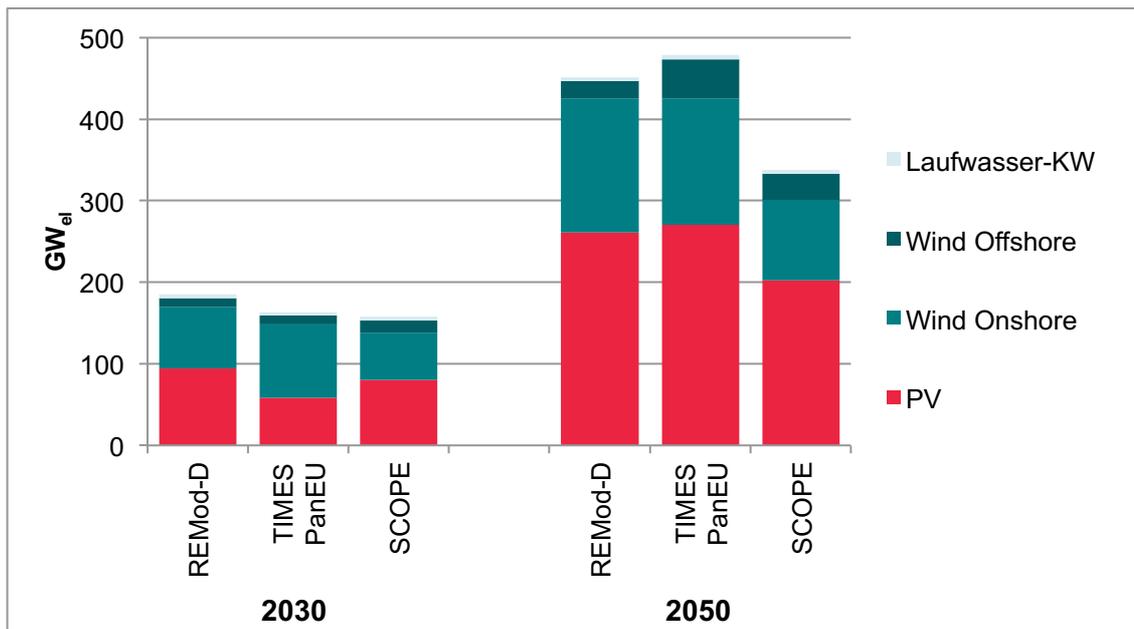


Abbildung 3-15: Installierte Leistung der fEE im ambitionierten Szenario

Die Ergebnisse zeigen bis ins Jahr 2030 über alle drei Modelle hinweg einen ähnlichen Ausbau der erneuerbaren Energiewandler. Die kumulierte installierte Leistung liegt in einem Bereich zwischen 158 - 185 GW_{el}, wobei REMod-D die höchste kumulierte installierte Leistung aufweist. Unterschiede zwischen den Modellen sind in der Technologiezusammensetzung zu erkennen. Während die Ergebnisse aus den Modellen REMod-D und SCOPE eine in etwa gleiche prozentuale Aufteilung zwischen Wind und Photovoltaikanlagen aufweisen, zeigt sich im TIMES-Modell eine deutlichere Priorisierung von Windkraftanlagen (an Land). Die Unterschiede begründen sich hier in unterschiedlichen Annahmen zu Kosten und Netzanbindung.

Im Jahr 2050 liegen die Ergebnisse zur kumulativ installierten Leistung zwischen 338 GW_{el} (SCOPE) und 478 GW_{el} (TIMES PanEU). Sie weisen damit eine Spanne von etwa 140 GW_{el} auf. Der große Unterschied in den Ergebnissen begründet sich in der sich unterscheidenden Verwendung von Biomasse im Modell SCOPE im Vergleich zu den anderen beiden Modellen. In SCOPE wird ein Großteil der Biomasse nach der Wandlung in CH₄ in KWK verstromt und beeinflusst damit direkt den Stromsektor. In den anderen Modellen wird Biomasse vermehrt zur Erzeugung von Prozesswärme oder als Kraftstoff verwendet. Die niedrigste installierte Leistung weisen die Ergebnisse des SCOPE-Modells auf. Hier kommt es, verglichen mit 2030, zu einem Zubau von 180 GW_{el}. Der Ausbau findet in allen Technologien, ausgenommen der Laufwas-

serkraftwerke statt. Den höchsten Zubau verzeichnet hingegen das TIMES PanEU-Modell, in welchem sich die kumulierte installierte Leistung von 2030 bis 2050 in etwa verdreifacht.

Ausgehend von der in 2017 kumulativ installierten Leistung an Wind und Photovoltaikanlagen von etwa 105 GW_{el}, werden damit die Erzeugungskapazitäten, im ambitionierten Szenario, bis 2050 in allen Modellen um das 3.2 – 4.5-Fache erhöht. Dem gegenüber steht eine Erhöhung um das 1.8 - 3.1-Fache im Zielszenario. Im Vergleich zwischen Zielszenario und ambitionierten Szenario, zeigt sich in letzterem ein deutlich höherer Ausbau an installierter Leistung der zentralen Wandler von erneuerbaren Energien. Dies ist bedingt durch die ambitionierteren CO₂-Reduktionsziele (90% Reduktion bis 2050 anstatt 80% im Zielszenario) und die damit ansteigenden Anforderungen an die modellierten Energiesysteme. Um die resultierenden Ausbauziele an fEE (Abbildung 3-15) besser einordnen zu können, wird im Folgenden die jährliche Strombereitstellung analysiert.

Abbildung 3-16 stellt die gesamte Strombereitstellung durch erneuerbare und konventionelle Wandler für die Jahre 2030 und 2050 dar. Diese liegt im Jahr 2030 zwischen 283 und 324 TWh_{el} für erneuerbare und zwischen 102 und 225 TWh_{el} für konventionelle Wandler.

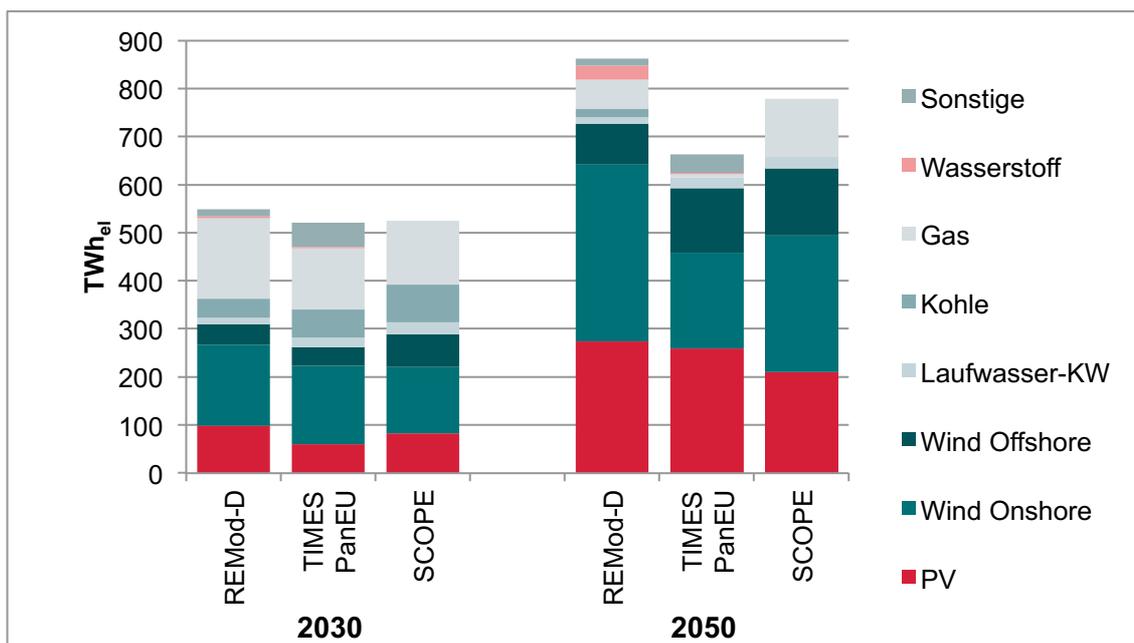


Abbildung 3-16: Strombereitstellung durch fEE und konventionelle Energietechnologien im ambitionierten Szenario.¹⁶

Die Anteile der Strombereitstellung durch fEE gestalten sich für das Jahr 2030 in etwa analog zu den installierten Leistungen aus Abbildung 3-15. Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der eingesetzten Energiesystemmodelle werden in diesem Jahr vor allem durch den Einsatz fossiler Energieträger hervorgerufen.

¹⁶ Sonstige stellen Öl, Kernenergie, Biomasse und Geothermie dar.

So zeigen die Ergebnisse aus dem REMod-D Modell, dass im Jahr 2030 vermehrt Gas zur Verstromung eingesetzt wird. Im TIMES PanEU-Modell ergeben sich in etwa gleiche Anteile an konventioneller Strombereitstellung auf Basis von Gas und Kohle, während diese vor allem im SCOPE-Modell zu einem größeren Anteil auf Kohle basiert. Dies zeigt, dass ein alleiniger Abgleich einer Sterbelinie für Kohlekraftwerke (bzw. Vorgaben zur installierten Leistung), begründet durch die verschiedenen Modellarchitekturen, zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken führt.

Im Jahr 2050 ergibt sich ein deutlich unterschiedliches Bild. Die Ergebnisse aus allen Modellen zeigen, dass etwa 82 bis 98 % des Stroms durch fEE bereitgestellt wird. Insgesamt liegt die Strombereitstellung aus fEE in einem Bereich von 615 (TIMES PanEU SCOPE) bis 740 (REMod-D) TWh_{el}. Die Strombereitstellung aus nicht fEE weist beim SCOPE Modell mit etwa 142 TWh_{el} den höchsten Betrag auf, was in etwa einem Anteil von 14 % entspricht. In den Ergebnissen des TIMES PanEU Modells wird hingegen, mit einem Anteil von unter 2 %, nahezu vollkommen auf konventionelle Energieträger verzichtet. Dieses Modell erzielt im Ambitionierten Szenario für das Jahr 2050 die insgesamt geringste Stromnachfrage. Mit knapp 625 TWh_{el} liegt diese um etwa 28 % geringer als im REMod-D Modell.

Gegenüber dem Zielszenario erhöhen sich 2050 die bereitgestellten Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien deutlich. Lagen diese im Zielszenario noch in einem Bereich von 355 (SCOPE) bis 570 (REMod-D) TWh_{el}, so erreichen sie im ambitionierten Szenario eine Spanne von 615 (TIMES PanEU) bis 740 (REMod-D) TWh_{el}. Das REMod-D Modell stellt in beiden Szenarien die höchste Nachfrage an Strom aus fEE, wo hingegen sich der minimale Strombedarf aus fEE in Zuge des Szenariowechsels bei TIMES PanEU einstellt.

Als robuste Entwicklung kann der deutliche Anstieg der bereitgestellten Strommenge bis ins Jahr 2050 angeführt werden, welcher sich gegenüber dem Zielszenario noch weiter erhöht. Dies ist bedingt durch eine weiterreichende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren auf dem Weg zur Klimaneutralität im Ambitionierten Szenario. Zudem gewinnen Energieträger mit geringerem Umsatz an Kohlenstoff an Bedeutung. Auch dies ist auf die höheren CO₂-Reduktionsziele im ambitionierten Szenario zurückzuführen.

Die Betrachtung der Volllaststunden der zentralen fluktuierenden erneuerbaren Energiewandler im ambitionierten Szenario, zeigt für das Jahr 2030 eine gute Übereinstimmung mit den Werten des Zielszenarios (vgl. Kapitel 3.5.1,

Tabelle 3-8). Im Jahr 2050 decken sich die Werte beider Szenarien in den Modellen REMod-D und SCOPE, allerdings verzeichnen die Volllaststunden für Windkraftanlagen auf See und an Land im TIMES PanEU Modell einen Rückgang. Dieser beträgt im für Windkraftanlagen auf See 626 h (-22 %) und für Anlagen an Land 540 h (-42 %). Grund hierfür ist die berücksichtigte, zunehmende Erschließung von Standorten mit geringeren Ertragspotentialen. Der Rückgang der Volllaststunden bei gleichzeitiger Zunahme an installierter Leistung erklärt unter anderem, warum die höchste installierte Leistung an fEE im TIMES Modell (Abbildung 3-15) gleichzeitig zu der geringsten Strombereitstellung aus fEE führt (Abbildung 3-16).

Abbildung 3-17 zeigt die installierte Leistung flexibler Kraftwerke in den Modellen, d.h. jene Kraftwerke die prioritär auf eine positive Residuallast (Strommangel) reagieren können. Als zentrale Technologien werden in allen Modellen GuD und KWK verwendet, zuzüglich von Gasturbinen (GT) im SCOPE-Modell.

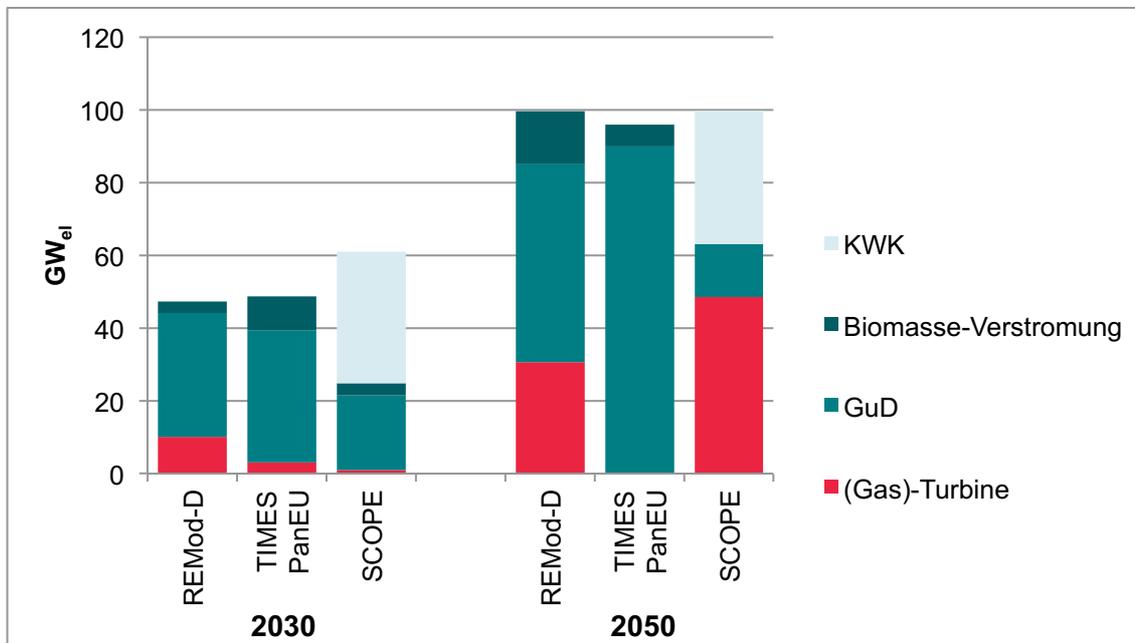


Abbildung 3-17: Installierte flexible Kraftwerksleistung im ambitionierten Szenario

Wie auch im Zielszenario, resultiert der Zuwachs an installierter flexibler Kraftwerksleistung im Ambitionierten Szenario durch eine Zunahme der Stromnachfrage in den Systemen (vgl. Abbildung 3-19). Dies führt zu einem steigenden Bedarf an vorzuhaltender Reserveleistung, der Ausbau an installierter Leistung dieser Kraftwerke bis 2050 spiegelt dies wieder. Kumulativ liegt die installierte Leistung über alle Modelle im Jahr 2050 zwischen 96 und 100 GW_{el} . Bereits im Jahr 2030 zeigen die Modelle eine gute Übereinstimmung, welche sich bis zum Jahr 2050 verdeutlicht. Im Vergleich zwischen den Szenarien zeigt sich vor allem im TIMES PanEU-Modell eine Verschiebung bei den installierten Technologien bis zum Jahr 2050. Bestand im Zielszenario der Park an flexiblen konventionellen Kraftwerken hauptsächlich aus Gasturbinen (62 % an der kumulierten installierten Leistung), so werden diese im ambitionierten Szenario von Gas- und Dampfkraftwerken verdrängt (94 % an der kumulierten installierten Leistung). Vergleicht man diese Ergebnisse mit denen des Zielszenarios, dann fällt auf, dass es hier im ambitionierten Szenario eine bessere Übereinstimmung der Kraftwerksleistung gibt. Begründet ist dieses Verhalten im verfügbaren CO_2 -Budget, welches die Freiheitsgrade des Systems und damit der Optimierung stark einschränkt und somit zu ähnlicheren Ergebnissen führen muss.

Abbildung 3-18 zeigt die Strombereitstellung der flexiblen Kraftwerke für die Jahre 2030 und 2050. Die Ergebnisse im Jahr 2030 liegen in einem Bereich zwischen 140 und 173 TWh_{el} liegen, 2050 hingegen zeigen sich deutliche Unterschiede.

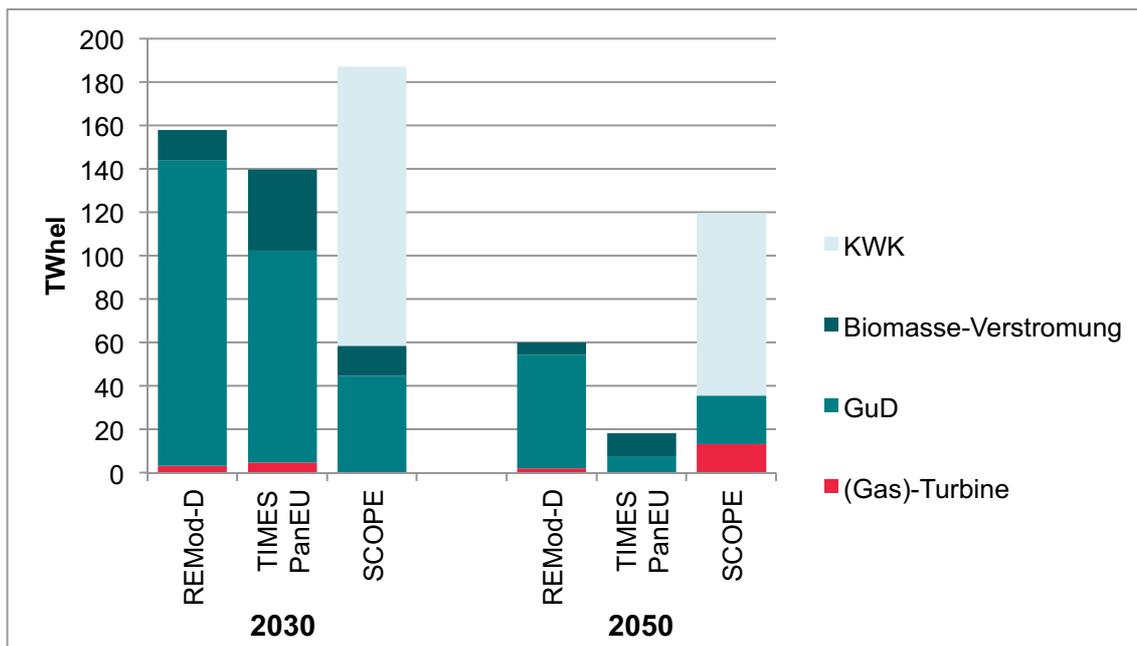


Abbildung 3-18: Strombereitstellung durch flexible Kraftwerksleistung im ambitionierten Szenario

Über alle Modelle ist eine Verringerung der Strombereitstellung im Vergleich zu 2030 erkennbar. D. h., dass die thermischen Kraftwerke im Jahr 2050 vor allem zur Deckung von Lastpeaks betrieben werden. Die höchste Reduktion zeigen hierbei die Ergebnisse des TIMES PanEU-Modells, welche die Strombereitstellung 2050 um 87 % gegenüber 2030 reduzieren. REMod-D weist eine Reduktion um 62 % auf, SCOPE reduziert um 31 %.

Bei einer Analyse der resultierenden Volllaststunden, ist erneut ein unterschiedlicher Anlagenbetrieb in den Modellen ersichtlich (Tabelle 3-12). Während sich für das Jahr 2030 die Volllaststunden in den Modellen REMod-D und SCOPE mit den Volllaststunden im Zielszenario nahezu decken, zeigen die Ergebnisse des TIMES PanEU-Modells einen Anstieg der Volllaststunden bei den Gasturbinen. Für das Jahr 2050 gleichen die Werte ebenfalls dem Zielszenario, ausgenommen die der GuD-Technologie. Hier ist ein Rückgang an Volllaststunden gegenüber dem Zielszenario über alle Modelle zu beobachten.

Tabelle 3-12: Volllaststunden der flexiblen Kraftwerke im ambitionierten Szenario

	GT	GuD	Biomasse	GT	GuD	Biomasse
	2030			2050		
REMod-D	333	4114	4411	66	965	382
TIMES PanEU	1540	2692	3992	274	85	1781
SCOPE	6	2186	4038	275	1532	-

Allgemein zeigt sich im ambitionierten Szenario von 2030 zu 2050 ein Rückgang in der Summe aller Volllaststunden der flexiblen Kraftwerke. Dies markiert einen deutlichen Unterschied im Vergleich zum Zielszenario, da in diesem ausschließlich das REMod-D einen Rückgang der kumulativen Volllaststunden im Jahr 2050 aufweist. Dies ist begründet in der hohen installierten Leistung an fEE und dem großen Anteil an fEE Verstromung im REMod-D Modell, wodurch die kumulativen Volllaststunden

abnehmen. Die Modelle TIMES PanEU und SCOPE zeigen im Zielszenario keinen Rückgang und halten das 2030er Niveau auch im Jahr 2050.

Es kann festgehalten werden, dass die Modelle auch im ambitionierten Szenario hinsichtlich der erforderlichen installierten Leistung an flexiblen Kraftwerken ähnliche Ergebnisse zeigen. Eine technologiescharfe Unterteilung der einzelnen flexiblen Kraftwerksarten ist an dieser Stelle allerdings schwierig darstellbar, bedingt durch die unterschiedlichen Modellarchitekturen, Begriffsdefinitionen und Detailtiefe in der Abbildung der Systemkomponenten.

Energiebedarf

Abbildung 3-19 zeigt den Strombedarf aufgeteilt nach Verbrauchssektoren: Strom-Basislast, Verkehr, Niedertemperatur-Raumwärme (NT) und Trinkwarmwasser (TWW), Prozesswärme, Sonstige und Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD). Während es bezüglich der Definition der Sektoren in den Modellen REMod-D und SCOPE nur geringe Unterschiede gibt, sind diese im TIMES PanEU Modell sehr deutlich. Die Basislast (Abbildung 3-19, rot) umfasst den Stromverbrauch aller originären Stromanwendungen (Bsp. IKT, Beleuchtung, etc.); im TIMES PanEU-Modell ist dieser Stromverbrauch anderen Sektoren direkt zugeteilt. Die detaillierte Unterscheidung wurde bereits in Kapitel 3.5.1 erläutert und ist in Tabelle 3-10 dargestellt. Durch die Differenzen in den einzelnen Modellen und den resultierenden Unterschieden in den Sektordefinitionen, wird ein Vergleich der sektorspezifischen Ergebnisse erschwert. Trotzdem lassen sich unter Kenntnis der einzelnen Unterschiede sowie auch über den kumulierten Bedarf verschiedene Schlussfolgerungen ableiten.

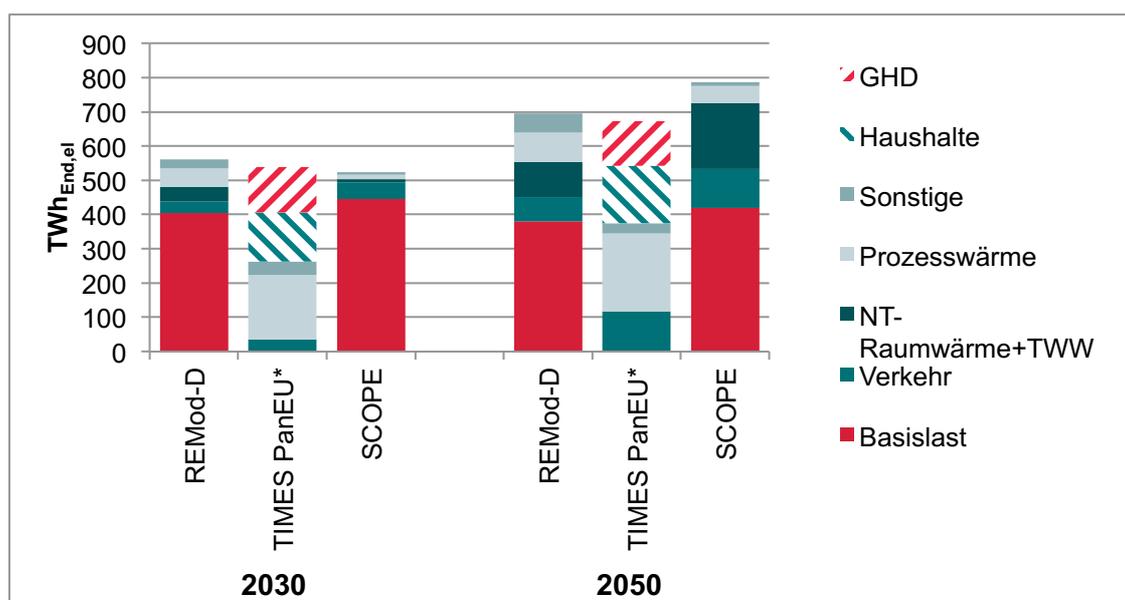


Abbildung 3-19: Stromverbrauch nach Energieverbrauchssektoren im ambitionierten Szenario¹⁷.

Die Ergebnisse, dargestellt in Abbildung 3-19, zeigen, dass die in der Basislast erfassten originären Stromanwendungen über den Betrachtungszeitraum 2030 bis 2050 effizienter werden. Dies umfasst beispielsweise Effizienzsteigerungen bei der Beleuchtung, bei Kühlanwendungen, bei Haushaltsgeräten und im industriellen Bereich durch Pumpen oder Kompressoren. In Summe führt dies in den Modellen REMod-D und SCOPE zu einer Reduktion der Basislast um 6.1 % beziehungsweise 5.6 % bis zum Jahr 2050. Dagegen steigt durch eine zunehmende Elektrifizierung verschiedener Verbrauchstechnologien der Stromverbrauch der anderen Sektoren. Beispielsweise verzeichnet der Verkehrssektor im Jahr 2050 über alle Modelle einen angestiegenen Stromverbrauch, um das 2.2 bis 3.3-Fache gegenüber 2030. Der Anstieg der Stromnachfrage lässt sich auch auf die Zunahme von Speicher- und Netzverlusten im Zuge des Ausbaus der fEE zu erklären. Gleichzeitig wird bis 2050 mehr Strom für Wasserstoffelektrolyse und Power-to-Liquid-Anwendungen nachgefragt. Diese synthetischen Kraftstoffe werden bei ambitionierten CO₂-Reduktionszielen zunehmend zur Dekarbonisierung jener Endverbraucher eingesetzt, bei denen eine technologische Umorientierung schwieriger zu erzielen ist (beispielsweise Luftfahrt oder einzelne Industrieprozesse).

Auch im Sektor Niedertemperatur-Raumwärme (NT) und Trinkwarmwasser (TWW) findet eine Elektrifizierung statt. Hier erzielt das REMod-D Modell ein 2.3-Faches gegenüber den Werten für 2030, wohingegen das SCOPE-Modell eine Erhöhung um den Faktor 20 erreicht. Analog zum Zielszenario zeigt sich insgesamt, dass der kumulative Wert des Stromverbrauchs (trotz zunehmender Energieeffizienzmaßnahmen oder dem Einsatz von effizienteren Technologien) bis 2050 über alle Modelle hinweg ansteigt.

Im Vergleich zwischen Zielszenario und ambitionierten Szenario liegt der kumulierte Stromverbrauch 2030 in beiden Szenarien im gleichen Bereich. Für das Jahr 2050 hingegen zeigt sich im ambitionierten Szenario ein deutlicher Mehrverbrauch gegenüber dem Zielszenario, im speziellen bei dem Model SCOPE (200 TWh_{el}). Der Mehrverbrauch im ambitionierten Szenario im Jahr 2050, wird im Vergleich zum Zielszenario hauptsächlich durch die die Basislast beschrieben, welche in beiden Modellen einen deutlichen Zuwachs verzeichnet. Das TIMES PanEU-Modell hingegen verzeichnet im Vergleich der Szenarien nur einen geringen Zuwachs im Stromverbrauch im ambitionierten Szenario (66 TWh_{el}), welcher hauptsächlich durch eine gestiegene Nachfrage nach Strom zur Prozesswärmebereitstellung zu begründen ist. Eine detaillierte Gegenüberstellung und Analyse der Sektoren wird an dieser Stelle durch die unterschiedliche Abbildung der Sektoren in den Modellen erschwert. Beispielsweise wird im TIMES PanEU-Modell die Industrie durch die Beschreibung unterschiedlicher Prozesse abgebildet (z. B: Stahlherstellung). Die Modelle REMod-D und SCOPE hingegen orientieren sich am insgesamt erforderlichen Energieverbrauch, d. h. ohne die Herstellungsprozesse im Detail zu modellieren. Effizienzgewinne wurden im

¹⁷ Die Einteilung der Sektoren ist nicht in allen Modellen identisch. TIMES PanEU verwendet eine differenzierte Sektoreneinteilung, welche in Tabelle 3-10 erläutert wird.

Rahmen des Modellexperiments entsprechend über eine Anpassung der Stormlast abgebildet (siehe Kapitel 3.3).

Nachfolgend wird die Wärmebereitstellung untersucht. Der thermische Nutzenergiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und zur Trinkwarmwasser liegt für alle betrachteten Modellen in einem ähnlichen Bereich. Für das Jahr 2030 liegt dieser zwischen 757 und 782 TWh_{th} und reduziert sich durch energetische Gebäudesanierung im Jahr 2050 auf 646 bis 695 TWh_{th}. Abbildung 3-20 stellt die installierten Leistungen der verschiedenen Wärmepumpentechnologien dar.

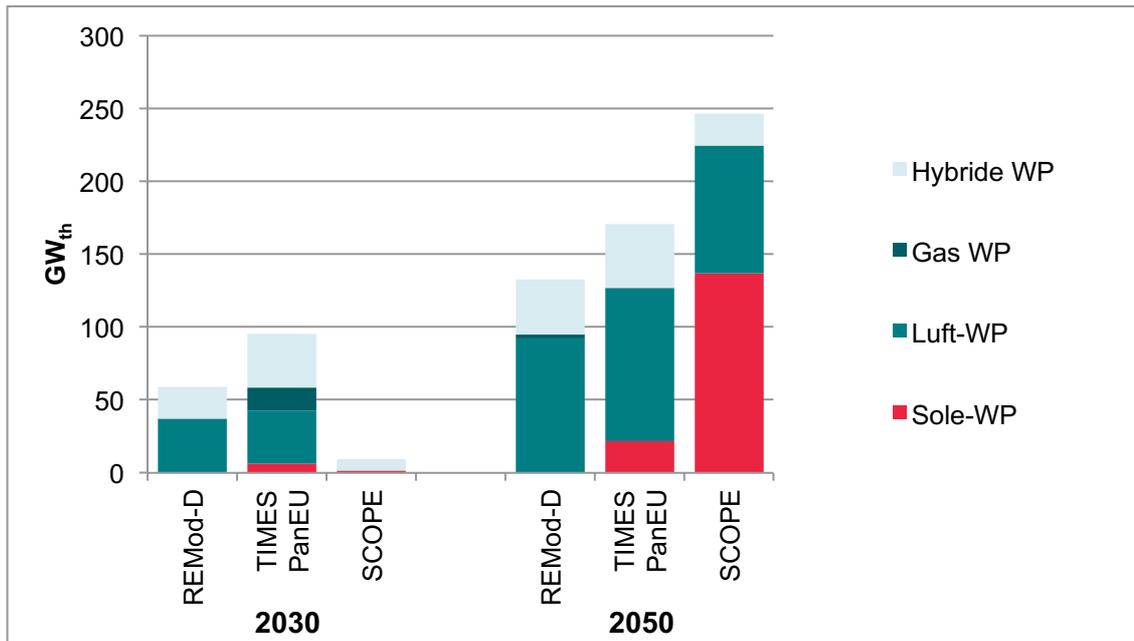


Abbildung 3-20: Installierte thermische Leistung Wärmepumpen im ambitionierten Szenario

Analog zum Zielszenario zeigt sich, dass sich die thermische installierte Leistung der Wärmepumpentechnologien der verwendeten Modelle bereits im Jahr 2030 deutlich unterscheiden. Während REMod-D und TIMES PanEU einen vergleichsweise frühen Einsatz von Wärmepumpen verzeichnen, erreicht das SCOPE Modell im Jahr 2050 die höchste kumulativ installierte thermische Leistung. Diese liegt in 2050 in einem Bereich zwischen 133 - 246 TWh_{th}. In den Modellen REMod-D und TIMES PanEU verzeichnen Luft-Wärmepumpen weiterhin große Anteile (REMod-D 70 %, TIMES PanEU 61 %) an der insgesamt installierten Leistung thermischer Energiewandler. Im SCOPE-Modell wird zusätzlich ein bedeutender Anteil an Heizungstechnologien durch Sole-Wärmepumpen repräsentiert (56 %). Hybride Wärmepumpen spielen vergleichsweise über allen Modellen hinweg eine untergeordnete Rolle an der gesamten Wärmeerzeugung. Deren kumulativ installierte Leistung liegt im Jahr 2050 in einem Bereich zwischen 21 und 43 GW_{th}.

Die Modellergebnisse zeigen für das Zielszenario und das Ambitionierte Szenario unterschiedliche Tendenzen auf. Die installierte Leistung an Wärmepumpentechnologien verzeichnet in 2050 beim REMod-D Modell einen geringen Zuwachs gegenüber dem Zielszenario (6 GW_{th}). Die Ergebnisse der Modelle TIMES PanEU und SCOPE gehen in 2050 für das Ambitionierte Szenario von einer deutlichen Erhöhung der thermischen Leistung aus (32 GW_{th}, beziehungsweise 95 GW_{th}).

Die unterschiedlichen Modellergebnisse bezüglich der Technologiezusammensetzung der Wärmepumpentechnologien (Abbildung 3-20) wurde bereits in Kapitel 3.5.1 aufgegriffen. Anhand Tabelle 3-11 wurden zentrale Kosten und Performance Parameter erläutert. Die dabei aufgezeigten Faktoren sind einer der Gründe weshalb die Modellergebnisse den Einsatz unterschiedliche Wärmepumpentechnologien suggerieren. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass über alle Modelle hinweg Wärmepumpentechnologien in einem nahezu klimaneutralen Energiesystem eine zentrale Technologie zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser darstellen.

Der Stromverbrauch der betrachteten Power-to-Heat-Technologien Elektrodenkessel, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen ist in Abbildung 3-21 dargestellt.

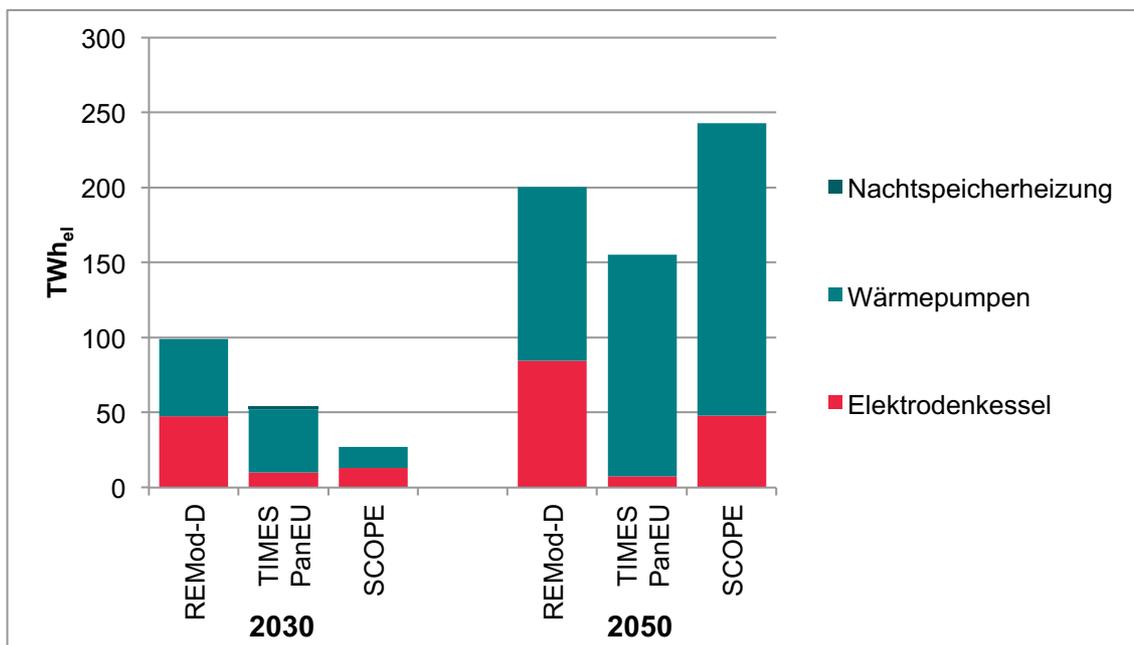


Abbildung 3-21: Stromverbrauch durch Power-to-Heat-Technologien im ambitionierten Szenario

Die Abweichungen im Jahr 2030 resultieren insbesondere aus den unterschiedlichen installierten Leistungen der elektrischen Wärmepumpen in den verschiedenen Modellen (Abbildung 3-20).

Für das Jahr 2050 lässt sich erkennen, dass die Stromverbräuche der Wärmepumpen über alle Modelle in einer Größenordnung zwischen 116 und 195 TWh_{el} liegen. Das SCOPE-Modell verzeichnet hierbei mit 195 TWh_{el} die größte Nachfrage. Die kumulativen Unterschiede in Abbildung 3-20 werden hierbei vor allem durch die Wärmepumpentechnologien hervorgerufen.

Analog zum Zielszenario verzeichnet REMod-D über alle Modelle den größten Stromverbrauch durch Elektrodenkessel in beiden Betrachtungsjahren. Hauptsächlich Einsatzgebiet für Elektrodenkessel in REMod-D ist die Bereitstellung industrieller Prozesswärme. Verschiebungen im Vergleich zum Zielszenario ergeben sich auch hier vor allem im Jahr 2050. Hierbei zeigt das TIMES PanEU-Modell im ambitionierten Szenario einen um etwa 22 TWh_{el} reduzierten Stromverbrauch für Elektrodenkessel, während der Stromverbrauch für Wärmepumpen im Vergleich zum Zielszenario um etwa 20 TWh_{el} zunimmt. Die Ergebnisse des SCOPE-Modells zeigen

im Szenarienvergleich im ambitionierten Szenario einen Zuwachs beim Stromverbrauch sowohl für Elektrodenkessel als auch für Wärmepumpen (43 TWh_{el}, beziehungsweise 69 TWh_{el}).

Im Vergleich für 2050 zwischen Zielszenario und ambitioniertem Szenario fällt auf, dass die modellspezifischen Größenordnungen des Stromverbrauchs bei den Modellen REMod-D und TIMES PanEU über beide Szenarien beinahe identisch sind. Das SCOPE-Modell hingegen verzeichnet im ambitionierten Szenario einen um den Faktor 1.9 erhöhten Stromverbrauch für Power-to-Heat als im Zielszenario. Durch den höheren Ausbau erneuerbarer Energien im ambitionierten Szenario werden im SCOPE Modell zunehmend Elektrodenkessel und Wärmepumpen eingesetzt um resultierende Erzeugungsspeaks zu nutzen.

In Abbildung 3-22 wird der gesamte Energieverbrauch für die Bereitstellung von industriell genutzter Prozesswärme dargestellt.

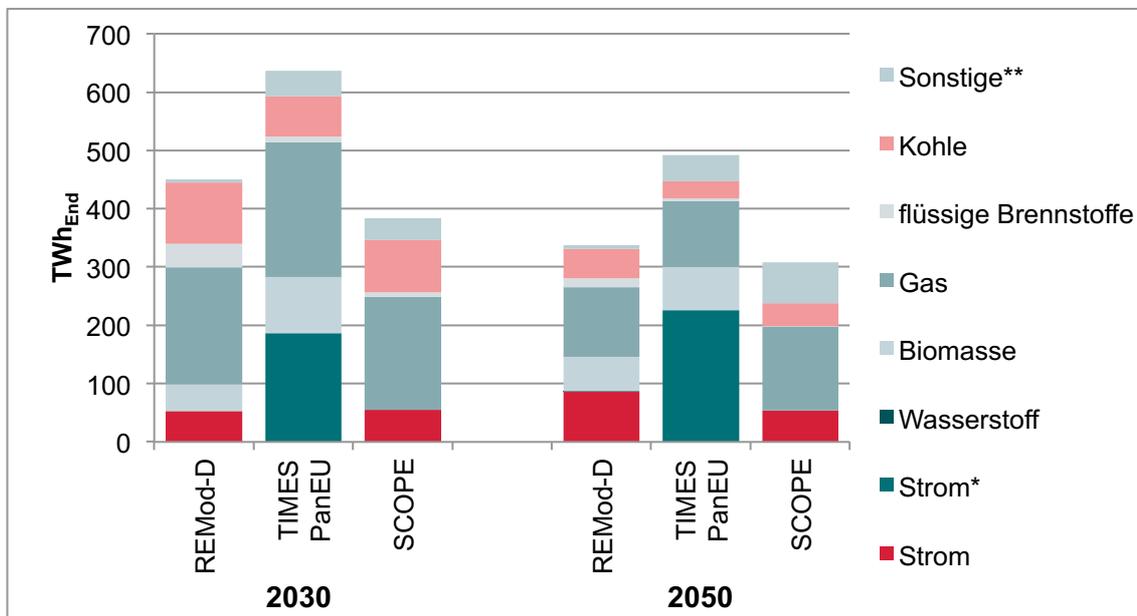


Abbildung 3-22: Endenergiebedarf im Industriesektor (Prozesswärme) im ambitionierten Szenario¹⁸.

Analog zum Zielszenario fällt die vergleichsweise hohe Stromnachfrage aus den Ergebnissen des TIMES PanEU-Modells auf. Für das Jahr 2030 liegt diese 134 TWh über der Stromnachfrage in REMod-D und 131 TWh über der im SCOPE-Modell. Für 2050 bleibt die Differenz zwischen TIMES PanEU und REMod-D etwa in derselben Größenordnung (138 TWh), während sich die Differenz von TIMES PanEU zu SCOPE auf 171 TWh erhöht. Weiter wird auch im ambitionierten Szenario festgestellt, dass feste Biomasse vor allem in den Modellen REMod-D und TIMES PanEU zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden. Feste Biomasse wird im SCOPE Modell, unter Abgleich der Konversionswirkungsgrade, vereinfacht in Form einer Biomethangutschrift abgebildet und im Reiter „Gas“ subsummiert.

¹⁸ *Strom beinhaltet den gesamten Strombedarf der Industrie im TIMES PanEU Modell, nicht ausschließlich den Strom für Prozesswärmebereitstellung. **Sonstige beinhaltet: Fernwärme, Solarthermie, Geothermie und Müll

Der Kohlebedarf ist, wie bereits an der entsprechenden Stelle in Kapitel 3.5.1 beschrieben, über alle Modelle abgestimmt und bewegt sich deshalb in einer ähnlichen Größenordnung. Eine exakte Übereinstimmung konnte aufgrund verschiedener Modellstrukturen und Rohstoff-Nutzungspfade nicht erzielt werden.

Im Vergleich zwischen Zielszenario und ambitioniertem Szenario zeigen die Ergebnisse, dass der kumulative Endenergiebedarf für industriell genutzte Prozesswärme über alle Modelle auf gleichem Niveau bleibt. Einzig eine Verschiebung in den genutzten Energieträgern ist zu erkennen. Gegenüber dem Zielszenario reduziert das SCOPE-Modell im ambitionierten Szenario den Kohleeinsatz und setzt vermehrt auf Gas als Energieträger. Diese Entwicklungen sind die Folge der strengeren CO₂-Reduktionsziele im ambitionierten Szenario, wodurch auch im Industriesektor eine zunehmende Dekarbonisierung resultiert.

Insgesamt kann auch im ambitionierten Szenario festgehalten werden, dass es sowohl im Industriesektor, als auch im Gebäudesektor (Raumwärme und Trinkwarmwasser) zu einer zunehmenden Elektrifizierung der Wärmebereitstellungstechnologien kommt. Dies zeigt sich vor allem am steigenden Anteil an elektrischen Wärmepumpen, sowie Elektrodenkessel.

In Abbildung 3-23 werden die Verhältnisse der PKW-Antriebskonzepte im Jahr 2050 dargestellt. Das TIMES PanEU-Modell erreicht hierbei einen Anteil von 99 % rein elektrischen und hybriden Fahrzeugen, gemessen am Gesamtbestand an PKW. Das SCOPE-Modell zeigt gegenüber dem Zielszenario keine Veränderung und erreicht erneut 85 % an elektrischen Fahrzeugen (BEV und Hybride), wobei die verbleibenden 15 % durch andere Technologien wie Diesel-, Benzin- und Erdgasmotoren abgedeckt werden. Auch REMod-D erreicht in 2050 einen ähnlichen Anteil wie im Zielszenario von rund 75 % elektrische und hybride Fahrzeuge. Der Teil „Andere“ in REMod-D setzt sich vor allem aus Wasserstoff-Brennstoffzellen-basierten Antriebskonzepten zusammen.

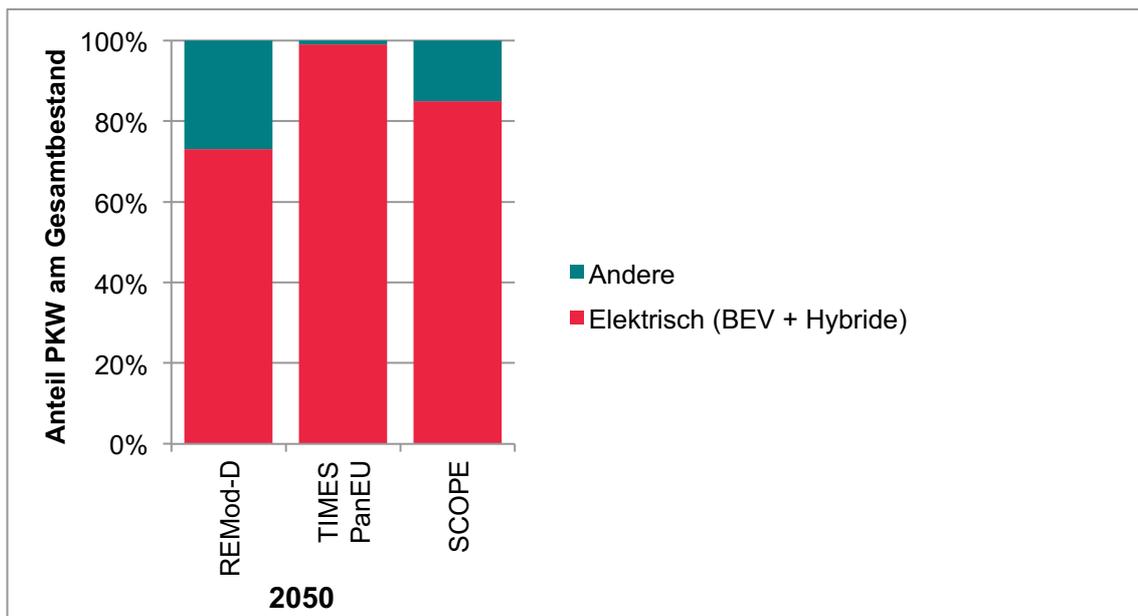


Abbildung 3-23: PKW Antriebskonzepte im ambitionierten Szenario im Jahr 2050¹⁹.

3.5.3 Zusammenfassung und Fazit

Im Folgenden werden robuste Entwicklungen und Ergebnisse, beziehungsweise deutliche Unterschiede zwischen den Modellen in den beiden berechneten Szenarien herausgearbeitet. Die Struktur folgt hierbei der verwendeten Struktur zur Auswertung der Ergebnisse in den vorherigen Kapiteln 3.5.1 und 3.5.2.

Strombereitstellung

Für Deutschland ist – getrieben durch die vorgegebenen CO₂-Emissionsziele -in beiden Szenarien ein Rückgang der fossilen Stromerzeugung sowie ein Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erkennen, wobei teilweise große Unterschiede bei den eingesetzten Stromerzeugungstechnologien festzustellen sind.

Mit dem im Jahr 2022 hinterlegten Kernenergieausstieg kommen, unter Berücksichtigung der Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energien, zunehmend Photovoltaik- und Windkraftanlagen zum Einsatz, um das CO₂-Minderungsziel zu erreichen. Für das Jahr 2050 ergibt sich im Zielszenario für Windkraftanlagen auf See ein Leistungskorridor von 13 bis 32 GW_{el}. Im Ambitionierten Szenario steigt die installierte Leistung an und befindet sich im Bereich zwischen 22 bis 48 GW_{el}. Windkraftanlagen an Land werden in den Modellen REMod-D und TIMES PanEU ähnlich stark ausgebaut. Im Ergebnis des SCOPE Modells wird an dieser Stelle ein Rückbau der installierten Leistung festgestellt. Dieser lässt sich auf den gewählten Szenariorahmen (Zielszenario) und dem damit einhergehenden verstärkten Einsatz von Biomethan zur Stromerzeugung zurückführen. So sind hier in 2050 aufgrund des moderaten CO₂-Reduktionsziels im Zielszenario (80 %) nur geringe Leistungen an Windenergieanlagen erforderlich, welche vor allem durch Offshore-Windenergieanlagen

¹⁹ Andere umfassen alle Antriebskonzepte ausgenommen BEV und Hybride.

gedeckt werden, deren Mindestzubau nach den 4C Offshore Daten im Modell hinterlegt ist. Insgesamt liegen die ausgebauten Leistungen für Wind an Land für das Jahr 2050 im Zielszenario im Bereich zwischen 13 bis 148 GW_{el} und im Ambitionierten Szenario zwischen 99 und 164 GW_{el}.

Der Ausbau der Photovoltaikanlagen erreicht in 2050 für das Zielszenario Werte zwischen 80 und 165 GW_{el}; im Ambitioniertes Szenario liegt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Bereich zwischen 202 und 271 GW_{el}). Die kumulierte elektrische Gesamtleistung der erneuerbaren Energiewandler zeigt in den beiden Szenarien eine eindeutige Sensitivität zu den angestrebten CO₂-Minderungszielen. Bei ambitionierterer CO₂-Minderung, lässt sich entsprechend den Erwartungen ein deutlich höherer Zubau feststellen. Unterschiede in den Modellergebnissen bzgl. der Zusammensetzung der Erzeugung aus FEE ergeben sich insbesondere aus unterschiedlichen angenommenen bzw. berechneten Volllaststunden der Anlagen. Besonders hervorzuheben sind hierbei die abnehmenden Volllaststunden mit zunehmendem Ausbau von FEE im Modell Times PanEU.

Aufgrund Volatilität bei der Einspeisung von Wind- und PV-Strom ist zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine insgesamt höhere Kraftwerkskapazität als im Jahr 2017 erforderlich. So steigt in beiden Szenarien die installierte konventionelle Kraftwerkskapazität im Betrachtungszeitraum von 2030 bis zum Jahr 2050 an.

Während im Zielszenario eine Gesamtleistung in einem Bereich zwischen 64 und 86 GW_{el} über alle Modelle erreicht wird, steigt diese im ambitionierten Szenario auf 96 bis 100 GW_{el} an. Die Modelle zeigen hiermit eine Reaktion auf die gestiegenen Anteile an fEE im System und installierten konventionelle Kraftwerkleistung um eventuelle Ertragsausfälle kompensieren zu können.

Im Jahr 2030 gleicht liegt das Niveau der bereitgestellten elektrischen Energie aus konventionellen Kraftwerken für alle Modelle in einer ähnlichen Größenordnung. Im Jahr 2050 zeigen die Ergebnisse im ambitionierten Szenario gegenüber dem Zielszenario einen deutlichen Rückgang in der bereitgestellten Energie. Wurde im Zielszenario über alle Modelle Energie im Bereich zwischen 70 bis 222 TWh_{el} vom Energiesystem nachgefragt, reduziert sich die Spanne im ambitionierten Szenario auf 18 bis 120 TWh_{el}. Daraus lässt sich schließen, dass durch eine erhöhte installierte Leistung an fEE der Bedarf für konventionell erzeugte Energie sukzessive reduziert werden kann. Diese Entwicklung wird auch durch den Rückgang der Volllaststunden der flexiblen konventionellen Kraftwerke bei zunehmendem Ausbau der fEE bestätigt. Zum Ausgleich von Nachfragespitzen sind jedoch weiterhin vergleichsweise hohe installierte Leistungen konventioneller Erzeuger notwendig. Theoretisch könnten durch eine hohe installierte Leistung an fEE mit regionaler Verteilung und guter Verknüpfung Ausgleichseffekte entstehen und Ertragsausfälle der fEE abgemindert werden. Dies deckt sich mit einer jüngst veröffentlichten Studie des Deutschen Wetterdienstes (Becker 2018), wird aber in diesem Modellexperiment nicht berücksichtigt.

Bei den Volllaststunden der fEE und konventionellen Kraftwerke, weist das TIMES PanEU Modell die tendenziell niedrigsten Werte auf. Die Analyse über zwei Szenarien zeigt hierbei eine Sensitivität der Volllaststunden gegenüber dem CO₂-Ziel und dem damit verbundenen mehr oder weniger ambitionierten Ausbau der fEE. Es lässt sich hierauf basierend folgende Aussage treffen: Das Verhältnis der Volllaststunden

zu den anderen Modellen (REMod-D, SCOPE) wird im TIMES PanEU-Modell umso schlechter je ambitionierter das gesetzte CO₂-Ziel ist.

Trotz des Abgleichs einer Sterbelinie für Kohlekraftwerke, können bezüglich der Technologieverwendung und des Kraftwerkseinsatz in den Modellen Unterschiede beobachtet werden. Die Analysen der Volllaststunden weisen auf unterschiedliche Arten des Anlagenbetriebs in den Modellen hin. Beispielsweise werden Anlagen teilweise als reine Stromerzeuger genutzt, können aber auch als KWK-Anlagen mit strom- oder wärmegeführter Betriebsweise implementiert sein. Besonders bei GT-, GuD- und Biomasse-Anlagen sind hier Unterschiede in den Modellen zu beobachten. Grundsätzlich ist jedoch hinsichtlich der von den modellierten Energiesystemen geforderten installierten Leistung an flexiblen Kraftwerken eine gute Vergleichbarkeit gegeben.

Generell zeigt sich, dass sich über beide Szenarien im Jahr 2030 in allen Modellen ein vergleichbarer Stromverbrauch einstellt.

Energiebedarf

Die Ergebnisse zeigen über alle Modelle und in beiden Szenarien einen Anstieg des Strombedarfs. Die originären Stromanwendungen werden zunehmend effizienter bis 2050, weshalb in beiden Szenarien eine Reduktion der Strombasislast in den Modellen REMod-D und SCOPE zu beobachten ist. TIMES PanEU verwendet hierbei eine andere Sektoreinteilung, weshalb eine „Strombasislast“ nicht ausgewiesen werden kann. Dem gegenüber steht ein steigender Stromverbrauch in den anderen Sektoren²⁰, wofür vornehmlich der Verkehrssektor und die Elektrifizierung von Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitung verantwortlich sind.

Im Vergleich zwischen den beiden Szenarien fällt vor allem der Anstieg des kumulierten Stromverbrauchs im Jahr 2050 im ambitionierten Szenario auf. Dieser wird hauptsächlich durch die ansteigende Strombasislast (REMod-D und SCOPE) hervorgerufen. Im TIMES PanEU Modell steigt hingegen vor allem der Strombedarf im Haushaltssektor durch Power-to-Heat-Anwendungen und im Verkehrssektor (straßengebundener Verkehr) durch die zunehmende Elektrifizierung der resultierenden Antriebskonzepte. Die Unterschiede in der Bereitstellung von Prozesswärme ergeben sich vor allem durch verschiedene Sektordefinitionen. Hier wird der Industriesektor umfangreicher abgebildet (inkl. Industrielle Fertigungsprozesse) und somit auch Stromaufwendungen für mechanische Energie berücksichtigt. Letztere sind bei den Modellen REMod-D und SCOPE in der Basislast enthalten.

Während sich die Modelle REMod-D und SCOPE bei ihren Definitionen der Sektoren gleichen, sind die Unterschiede zum TIMES PanEU Modell deutlich. Die originären Stromanwendungen sind in REMod-D und SCOPE in der Basislast zusammengefasst, während TIMES PanEU diese direkt den Sektoren Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr zuteilt. Die differenzierten Definitionen führen zu einer verschiedenen

²⁰ Besonders im ambitionierten Szenario zeigt sich im REMod-D Modell eine erhöhte Wandlung von Strom in synthetische Kraftstoffe (H₂, CH₄, flüssige Kraftstoffe). Diese werden nicht einem spezifischen Sektor zugeteilt, sondern werden über alle Verbraucher im gleichen Verhältnis eingesetzt.

Zuordnung der Energieverbräuche und folglich zu einer erschwerten Vergleichbarkeit der sektorspezifischen Ergebnisse.

Der thermische Nutzenergiebedarf für die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser kann im Rahmen der Optimierung (in SCOPE ist es eine exogen vorgegebene Größe) in beiden Szenarien durch energetische Gebäudesanierung bis ins Jahr 2050 reduziert werden. Dies zeigen im Speziellen die Ergebnisse des ambitionierten Szenarios. Die zur Deckung des Nutzenergiebedarfs genutzte kumulierte installierte Leistung an Wärmepumpen unterscheidet sich im Zielszenario bereits 2030 deutlich zwischen den Modellen (9 bis 97 GW_{th}), gleicht sich jedoch bis 2050 an (127 bis 151 GW_{th}). Im ambitionierten Szenario sind die Unterschiede auch 2050 noch deutlich (133 bis 246 GW_{th}), hier zeigt das SCOPE Modell einen starken Zubau, welcher zur höchsten installierten Leistung führt. Das ambitionierte Szenario zeigt generell eine erhöhte kumulierte installierte Leistung an Wärmepumpen für das Jahr 2050 über alle Modelle. Hierbei in den Modellen REMod-D und TIMES PanEU in beiden Szenarien Luft- und Hybride-Wärmepumpen die dominanten Wärmepumpentechnologien dar. Im Ergebnis des SCOPE-Modells werden hauptsächlich Sole-Wärmepumpen im Zielszenario und vermehrt Luft-Wärmepumpen im ambitionierten Szenario installiert. Die Differenzen in der Technologiezusammensetzung und in der Entwicklung der installierten Leistungen sind auf die in Kapitel 3.5.1 (Tabelle 3-11) dargestellten Unterschiede bei der Jahresarbeitszahl und den Investitionskosten zurückzuführen. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass in allen Modellergebnissen elektrische Wärmepumpen eine zentrale Rolle bei der Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser einnehmen.

Zuzüglich zu den Wärmepumpen nutzen auch andere Power-to-Heat-Technologien Strom zur Wärmebereitstellung, beispielsweise Elektrokessel und Nachtspeicherheizungen. Die Ergebnisse des Modellexperiments zeigen, dass über alle Modelle für das Jahr 2030, in beiden Szenarien unterschiedliche Stromverbräuche für Power-to-Heat-Anwendungen vorliegen. Bis zum Jahr 2050 gleichen sich die Stromverbräuche über alle Modelle an, sowohl im Ziel- als auch im ambitionierten Szenario. Der letztlich verbleibende Unterschied wird durch die Nutzung von Elektrokesseln hervorgerufen, welche vor allem in REMod-D einen deutlichen Anteil des Stromverbrauchs generieren.

Im Vergleich der beiden Szenarien liegt der Stromverbrauch in REMod-D und TIMES PanEU in einer ähnlichen Größenordnung. Das SCOPE-Modell verzeichnet im ambitionierten Szenario, bedingt durch den Zubau an installierter Leistung von Wärmepumpen und den Einsatz von Elektrokesseln, einen Anstieg im Stromverbrauch.

Durch die sich unterscheidende Definition der Sektoren werden auch bezüglich der Ergebnisse der Stromnachfrage für Prozesswärme Differenzen deutlich. TIMES PanEU weist einen vergleichsweise hohen Strombedarf auf, da hier auch der Strombedarf für mechanische Energie mit berücksichtigt wird. In den Modellen REMod-D und SCOPE ist dieser Anteil der Strombasislast zugeordnet. Die Differenz entspricht in etwa der mechanischen Energienachfrage von 165 TWh (BMW 2015). Diesen Unterschied berücksichtigt, ergibt sich in allen Modellen eine gut übereinstimmende Aufteilungen auf die einzelnen Energieträger. Der Kohlebedarf in der Industrie wur-

de über die Modelle abgestimmt und bewegt sich daher in ähnlichen Korridoren. Leicht Unterschiede ergeben sich dennoch durch die individuellen Nutzungspfade in den Modellen.

Im Zielszenario lässt sich zum Jahr 2050, analog der Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor, eine zunehmende Elektrifizierung der Wärmebereitstellung beobachten. Diese wird vor allem durch steigende Anteile an Wärmepumpen und Elektrokessel charakterisiert. Die Szenarien zeigen im Jahr 2050 einen annähernd gleichen kumulativen Endenergiebedarf. Gegenüber dem Zielszenario ereignet sich im ambitionierten Szenario eine Verschiebung in den genutzten Energieträgern, aufgrund der strikteren CO₂-Ziele. Dies führt zu einer weiter steigenden Elektrifizierung und zu einer zunehmenden Nutzung von Biomasse, bei gleichzeitiger Verdrängung von Erdgas- und Kohleanteilen. Der Grad der Dekarbonisierung im Industriesektor steht folglich in einem kausalen Zusammenhang zum angestrebten CO₂-Reduktionsziel, da Maßnahmen in diesem Sektor als die teuersten gelten, weswegen unter wirtschaftlichen Bedingungen zuvor in anderen Sektoren dekarbonisiert werden.

Systemkosten

Die Analyse der Berechnungsmethodik hat ergeben, dass alle drei Modelle die anfallenden Kosten mit unterschiedlichen Ansätzen erfassen und ausgeben. Im Modell REMod-D wird mit dem sogenannten Kopplungsprinzip gearbeitet. Es besagt, dass der Ersatz einer Technologie nur dann erfolgt, wenn diese ohnehin ersetzt werden müsste. Also nach Ablauf der technischen Lebensdauer. Berechnet werden hierbei nur die Mehrkosten, die sich aus der Differenz der neueren Technologie (z. B. elektrische Wärmepumpe) und der „Referenz-Technologie“ (z. B. Gaskessel) ergeben. Ist die neue Technologie wieder ein Gaskessel ergibt sich die Differenz zu Null. Diese Berechnung erfolgt bei allen Technologien/Maßnahmen die durch neuere ersetzt werden (vgl. hierzu (Palzer 2016)). Erfasst werden somit die Investition inklusive Finanzierungskosten, fixe Kosten und variable Kosten wie z.B. Brennstoff- und CO₂-Kosten. Ausgegeben werden die technologiegebundenen Kosten als annuisierte Werte über den Zeitraum der technischen Lebensdauer der jeweiligen Anlage. In TIMES PanEU werden die gleichen Kostenkategorien erfasst allerdings werden sie als absolute Systemkosten über zuvor definierte Zeiträume (z. B. fünf Jahre) berechnet und ausgegeben. Es erfolgt somit keine Differenzbildung und der ermittelte Kostenwert muss per Definition über dem des Modells REMod-D liegen. Hinzu kommt, dass die Bilanzgrenzen der Modelle teils erhebliche Unterschiede aufweisen. So wird in TIMES PanEU im Gegensatz zu REMod-D und SCOPE der Industriebereich umfangreicher abgebildet und somit Kosten erfasst, die in REMod-D und SCOPE nicht enthalten sind. Zusätzlich werden in SCOPE auch keine Investitionskosten im Verkehrssektor sowie Kosten der Biomassenutzung berücksichtigt. Die Berechnung der verbleibenden Investitionen inklusive Finanzierungskosten, fixe Kosten und variable Kosten erfolgt in SCOPE ebenfalls in absoluten Systemkosten, die für das betrachtete Stützjahr annuisiert werden.

Die ermittelten Systemkosten über alle Szenarien und Modelle unterscheiden sich somit erheblich und sollten nicht mit einander verglichen werden. Trotz der unterschiedlichen jeweiligen Kostenwerte ist bei allen Modellen jedoch der gleiche Trend, dass die Systemkosten im ambitionierten Szenario erheblich zunehmen, zu erkennen. Dies stützt das allgemeine Verständnis, dass mit zunehmenden Klimaschutzanstrengungen die Ausgaben zur Umstellung des Energiesystems ebenfalls ansteigen.

4 AP C: Modellexperiment 2: Stromsystem und flexible Sektorenkopplung

4.1 Ziele des Modellexperiments

Im Zentrum des Modellexperiments „Stromsystem und flexible Sektorenkopplung“ steht die Analyse der Unterschiede in den Ergebnissen optimierender Energiesystemmodelle, die sich bei Verwendung möglichst identischer Eingangsdaten aus den jeweiligen Modellierungsmethoden und Technologieabbildungen ergeben. Diese erfolgt anhand einer Modellierung des stündlichen Einsatzes von Lastausgleichsoptionen im Laufe eines Jahres, mit Fokus auf Versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Die betrachteten Lastausgleichsoptionen umfassen den internationalen und überregionalen Stromaustausch, die Nutzung von Strom-zu-Strom-Energiespeichern, regelbare konventionelle und erneuerbare Kraftwerke, die Abregelung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung, Lastmanagement sowie die Kopplung zu den Sektoren Wärme und Verkehr über Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen, direktelektrische Wärmeerzeugung, Batterieelektrofahrzeuge, sowie der dezentralen Wasserstoffelektrolyse. Die Modellierungen erfolgen in einer einheitlichen geographischen Auflösung für den Betrachtungsraum Deutschland, unterteilt in Regionen und unter Berücksichtigung eines vorgegebenen Stromaustauschs mit den europäischen Nachbarländern. Die untersuchten Szenarien wurden in Anlehnung an die in AP A formulierten Entwicklungspfade und Datenstrukturen definiert.

Der Modellvergleich erfolgt anhand des Bedarfs nach verschiedenen Lastausgleichsoptionen sowie der jährlichen Auslastung aller installierten Leistungen. Darüber hinaus werden die jährlichen Versorgungskosten und die resultierenden CO₂-Emissionen verglichen.

4.2 Parametrierung der Modelle für das Modellexperiment

4.2.1 Vorgehensweise bei der Modellierung

Um die Komplexität und Freiheitsgrade der Optimierung zu reduzieren, ist das Untersuchungsgebiet im Modellexperiment auf Deutschland beschränkt. Der potenziell großen Bedeutung des internationalen Stromaustauschs in Systemen mit hohen EE-Anteilen wird dadurch Rechnung getragen, dass dieser auf Grundlage vorgelagerter europaweiter Rechnungen mit dem Optimierungsmodell REMix im Experiment berücksichtigt wird. Die dort ermittelten Zeitreihen des stündlichen Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarn werden im eigentlichen Experiment in allen Modellen als exogene Vorgabe berücksichtigt. Diese Vorgehensweise wird in Abbildung 4-2 dargestellt. Über ein zielorientiertes Rahmenszenario wird in Anlehnung an das in Kapitel 2 vorgestellte *ambitionierte Szenario* die Stromnachfrage für Deutschland und die europäischen Länder vorgegeben. Ebenso erfolgt eine Festlegung eines (Mindest-)Kraftwerksparks ausgehend von verfügbaren Szenarienstudien (siehe Abschnitt 4.2.3). Mit REMix erfolgt dann eine Zubauoptimierung für weitere Kraftwerkskapazitäten für die Technologien Wind (getrennt nach onshore und offshore), Photovoltaik, konzentrierender Solarthermie (CSP), flexible Gaskraftwerke sowie Stromspeicher über alle Regionen hinweg. Abhängig von der Rahmensetzung der Szenarien wird zudem ein endogener Ausbau des Stromübertragungsnetzes be-

trachtet (siehe Abschnitt 4.2.6). Bei diesen Rechnungen wird eine reduzierte Flexibilität durch Sektorenkopplung angenommen, mit dem Ziel, die Aussagekraft des Modellexperiments bezüglich der Rolle von Lastausgleichsoptionen zu erhöhen. Die resultierenden Ergebnisse zu den in Deutschland installierten Leistungen und den stündlichen Export-/Importzeitreihen werden als Eingangsparameter den Teilnehmern des Modellexperiments bereitgestellt.

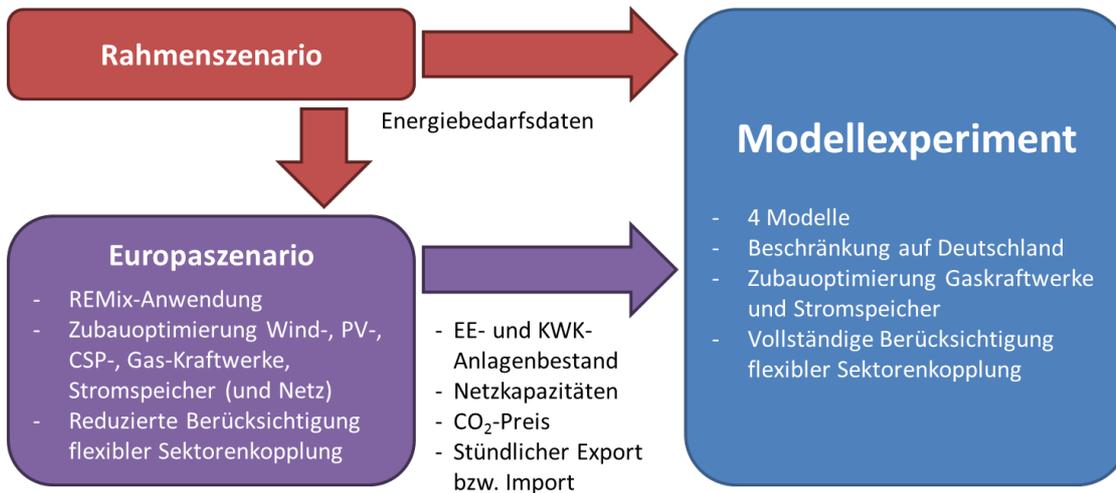


Abbildung 4-1: Übersicht der Vorgehensweise in Modellexperiment 2

Der Fokus des Modellexperiments liegt auf der Bewertung der Modellcharakteristika. Aus diesem Grund wird ein einheitlicher Satz an Eingangsparametern in allen Modellen verwendet. Dieser besteht aus Teilen der in AP A des Gesamtprojekts zusammengetragenen exogenen Rahmenannahmen, sowie den Ergebnissen der vorgelagerten Rechnungen mit dem REMix-Modell. Die folgenden Abschnitte geben einen tieferen Einblick in die jeweils übergebenen Daten.

4.2.2 Nutzung von Rahmenannahmen im Modellexperiment

Das Modellexperiment baut auf einer in den letzten Jahren am DLR erarbeiteten Modellparametrierung auf, die in Anlehnung an das in AP A entwickelte *ambitionierte Szenario* (siehe Kapitel 2) einen zielorientierten Entwicklungspfad der Energiewende im Stromsektor abbildet. Diese Entwicklung wird aus Konsistenzgründen auch für Europa im Grundsatz angenommen. Hierbei werden keine expliziten Annahmen zur sozio-ökonomischen Entwicklung gemacht und besteht nicht der Anspruch eines gesamtgesellschaftlich möglichst robusten und kostenminimierten Szenarios. Insofern haben die Parametrierung und dahinterliegende Rahmenannahmen einen exemplarischen Charakter, um einen aus Modellsicht geeigneten und bewährten Analyserahmen nutzen zu können. Wesentliche Rahmenannahmen sind die Nachfragen an Strom und strombasiertem Wasserstoff in den unterschiedlichen Sektoren des Energiesystems. Differenziert betrachtet werden hierbei die Nachfragen aus dem Verkehrssektor und aus der Industrie sowie die Stromnutzung für Wärmepumpen. Aus dem *ambitionierten Szenario* werden dabei die konventionelle Stromnachfrage, der Endenergieverbrauch an Wasserstoff in Industrie und Verkehr und der Strombedarf der Wärmepumpen und der industriellen Prozesswärmeerzeugung übernommen. Weitere wesentliche Rahmenannahmen sind die Potentiale und Kos-

ten der betrachteten erneuerbaren Energien sowie die spezifischen Kosten aller abgebildeten Technologien einschließlich Speicher und Stromtransportleitungen. Ebenso wurden explizit Kapazitäten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien vorgegeben. Diese Annahmen wurden aus bisherigen Szenarienstudien und eigenen Modellierungen im Rahmen verschiedener Forschungsvorhaben abgeleitet. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Rahmenannahmen

Tabelle 4-1: Übersicht der Rahmenannahmen für das Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 im Vergleich zu 2015.

	2015	2050
Stromnachfragestruktur in TWh/a		
Konventionelle Nachfrage (alle Sektoren)	528	477
Wärmepumpen	5 (ca.)	28 (ca.)
Strom für Elektrofahrzeuge	0,2	44
Strom für Wasserstoffherzeugung Verkehr	0	74 (ca.)
Strom für Wasserstoffherzeugung Industrie	0	41 (ca.)
Stromerzeugungsstruktur in GW		
Wasserkraft (ohne/mit Pumpspeicher)	5,6 / 10,3	4,2 / 12,3
Windkraft an Land	41,2	69*
Windkraft auf See	3,3	29*
Photovoltaik	39,8	74*
Biomasse	7,4	7,9
Kernkraftwerke	11	0
Kohlekraftwerke (einschl. Heizöl)	53	0
Gaskraftwerke	29	6,3*
Anteil EE am Bruttostromverbrauch	31,5 %	85-90 %

*zzgl. endogenem Ausbau

4.2.3 Ableitung europäischer Szenarien

Wesentliches Ziel der vorgelagerten Szenarienmodellierung für Europa ist die Ermittlung der installierten EE-Anlagenleistungen und des stündlichen internationalen Stromaustauschs für das Modellexperiment²¹. Damit wird sichergestellt, dass die für Deutschland angenommene Erzeugungsstruktur Teil eines überwiegend auf erneuerbaren Energiequellen basierenden europäischen Versorgungssystems ist, und die Rolle des internationalen Verbundnetzes als Lastausgleichsoption angemessen berücksichtigt wird.

Das Untersuchungsgebiet der Modellierung umfasst alle Länder Kontinentaleuropas, abzüglich Russlands und der Ukraine, und zuzüglich des Vereinigten Königreichs und Irlands. Deutschland ist bei der vorgelagerten Szenarienmodellierung wie auch im Modellexperiment auf 18 Regionen aufgeteilt (siehe Abschnitt 4.2.4). Gegenüber dem Modellexperiment erfolgt jedoch eine vereinfachte Technologieabbildung hinsichtlich der Sektorenkopplung. Als Ausgleichsoptionen werden lediglich regelbare konventionelle und EE-Kraftwerke, Stromspeicher, das Stromnetz sowie die flexible Wasserstoffelektrolyse betrachtet. Die Ausbauparameter umfasst den Zubau von PV-, Wind-, CSP- und Gaskraftwerken, Batterie- und Wasserstoffkavernenspeicher,

²¹ Die hier betrachteten Szenarien sind eng an die im Forschungsvorhaben INTEEVER untersuchten Szenarien angelehnt (Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit, BMWi – FKZ 03ET4020 A-C)

sowie Gleich- und Wechselstromleitungen. Die Auslegung der dezentralen Elektrolyseure und die Größe der Wasserstoffspeicher sind mit 4000 Volllaststunden bzw. 6 Stunden der Erzeugung fest vorgegeben. Das Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen und der Betrieb elektrischer Wärmepumpen werden vollständig unflexibel angenommen. Eine separate Betrachtung von KWK-Anlagen erfolgt nicht.

Die Ermittlung der Erzeugungskapazitäten erfolgt unter Berücksichtigung eines teilweise bestehenden Anlagenparks. Dieser basiert im Wesentlichen auf dem Szenario „Small&Local“ der eHighway-Studie (Bruninx 2014). Die dort verzeichneten nationalen Kapazitäten wurden jedoch nach ersten Modellläufen teilweise angepasst. So wird der in der Studie angenommene starke Zubau von Speicherwasserkraftwerken in Norwegen und Finnland teilweise reduziert, da sich dieser zu massiven Überschüssen und einer einseitigen Bevorzugung des Netzausbaus führt. Darüber hinaus wurden die Annahmen der Strom- und Wasserstoffnachfragen im Verkehr aus Konsistenzgründen an die Rahmenannahmen für Deutschland angepasst. Für Windanlagen auf See erfolgt eine Korrektur der im Szenario „Small&Local“ sehr geringen installierten Leistungen anhand einerseits der bis heute zugebauten Kapazitäten und andererseits der in eigenen Arbeiten mit REMix EnDat ermittelten Potentiale (Scholz 2012).

Der Zubau an Kraftwerken, Speichern und Stromleitungen wird in erster Linie durch die Vorgabe nationaler CO₂-Emissionsobergrenzen und Eigenversorgungsanteile getrieben. Die Emissionsobergrenzen gehen von einer auf ganz Europa bezogenen Reduktion von über 80 % der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung aus und wurden über die Annahme einer zukünftig gleichen spezifischen CO₂-Emission pro kWh erzeugtem Strom für die einzelnen Länder abgeleitet. Die Vorgabe von Eigenversorgungsanteilen für jede Region stellt eine weitere Einschränkung der Konzentration von EE-Anlagen an wenigen Standorten mit besonders guten Bedingungen sicher (siehe Abschnitt 4.2.6).

4.2.4 Untersuchungsgebiet und Technologien im Modellexperiment

Um Netzrestriktionen abzubilden, erfolgt innerhalb Deutschlands die Betrachtung von 18 Regionen Abbildung 4-2. Diese sind an die Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber angelehnt. Das Stromnetz innerhalb dieser Regionen, sei es das Übertragungsnetz oder das Verteilnetz, wird nicht betrachtet. Für jede Region werden alle dort installierten Anlagen eines Typs, z. B. Stromverbraucher, Kraftwerke und Speicher, aggregiert und wie eine große Einheit behandelt.

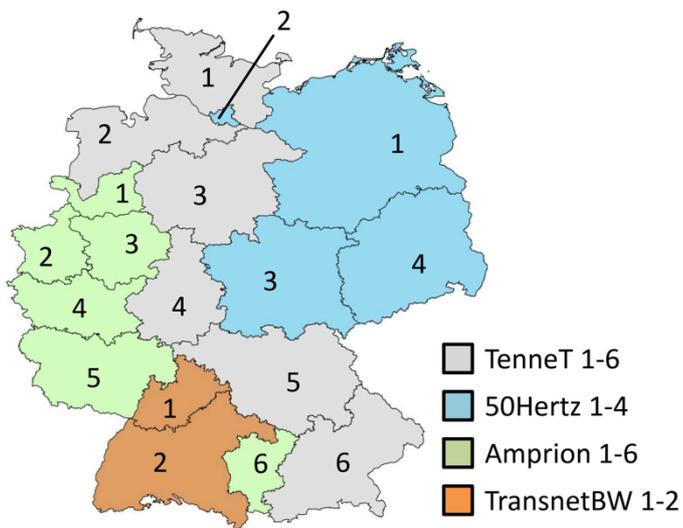


Abbildung 4-2: Regionalisierte Betrachtung Deutschlands.

Der angestrebte direkte Vergleich des Einsatzes verschiedener Lastausgleichsoptionen setzt voraus, dass der Umfang der betrachteten Technologien in allen Systemen möglichst identisch ist. Die im Modellexperiment 2 betrachteten Technologien sind in Tabelle 4-2 zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Übersicht der im Modellexperiment betrachteten Technologien. Die installierten Leistungen der hervorgehobenen Technologien werden modellendogen ermittelt.

Klasse	Technologien	Zusatzkomponenten
Fluktuierende EE	Laufwasserkraft Photovoltaik Windkraft an Land Windkraft auf See	
Regelbare EE	Speicherwasserkraft	
Fossilthermische Kraftwerke	Gasturbinen GuD-Gaskraftwerke	
Stromspeicher	Pumpspeicher Lithium-Ionen-Batterien Wasserstoffkavernenspeicher	
Stromübertragung	Gleichstromleitungen Wechselstromleitungen	
Lastmanagement	Abwurf und Verschiebung ausgewählter industrieller und gewerblicher Lasten	
Sektorenkopplung KWK	Biogas-BHKW Erdgas-BHKW Erdgas-Mikro-BHKW Erdgas-GuD-KWK Biomasse-HKW	Alle ausgestattet mit Spitzenkessel, Wärmespeicher und elektrischem Kessel
Sektorenkopplung elektrische Wärmeerzeugung	Luft-Wasser-Wärmepumpen Sole-Wasser-Wärmepumpen Direktelektrische Prozesswärme	Alle ausgestattet mit Wärmespeicher
Sektorenkopplung Elektromobilität	Vollelektrische BEV Hybridelektrische BEV	
Sektorenkopplung synthetische Brennstoffe	PEM-Elektrolyseur	Ausgestattet mit Tankspeicher

4.2.5 Vereinheitlichung der Eingangsdaten

Gemäß den Zielen des Experiments wurden die Eingangsdaten aller Modelle möglichst vollständig vereinheitlicht. Davon ausgenommen waren einzelne, aus spezifischen Modellcharakteristika resultierende Parameter (siehe Abschnitt 4.3.5). Die Eingangsdaten umfassen im Wesentlichen die techno-ökonomischen Kennzahlen, installierte Anlagenleistungen und Zeitreihen von Erzeugung, Nachfrage und internationalem Stromaustausch. Die Eingangsdatenblätter der drei Szenarien des Modellexperiments sind als Datenanhang des Berichts im Literatursystem des DLR (<http://elib.dlr.de>) unter dem Stichwort RegMex verfügbar.

Für die installierten Leistungen von Wasserkraftwerken (Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher) wurden die heute installierten Kapazitäten gemäß (Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS) 2017), (Bundesnetzagentur 2017) verwendet. Die Netzkapazitäten basieren auf Schätzungen des heutigen Bestands sowie der endogenen Ausbauoptimierung mit REMix in den vorgelagerten europäischen Modellläufen. Die installierten Leistungen der im Rahmen eines Lastmanagements flexiblen Verbraucher in Industrie und Gewerbe wurden gemäß (Gils 2014) (Gils 2016) angenommen. Die installierte Leistung der Elektrolyseure und Wasserstofftankspeicher ergibt sich aus der Wasserstoffnachfrage sowie der Annahme von 4000 jährlichen Volllaststunden der Erzeugung und einer Speicherkapazität von 6 Stunden. Die KWK-Kapazitäten wurden durch Umwandlung der in den europäischen Modellläu-

fen zur Ergänzung der EE benötigte GuD-Leistung unter Berücksichtigung der in (Gils 2015) ermittelten Wärmenetzpotenziale abgeleitet, und auf die betrachteten Regionen und Technologien aufgeteilt. Aus der so bestimmten elektrischen KWK-Leistung wurden mit den angenommenen Stromkennzahlen, Stromverlustkennzahlen, der Anlagenauslegung und dem Wärmebedarfsprofil die jeweils zugeordnete thermische Spitzenlast berechnet. Daraus wurden die Größe der Wärmespeicher, sowie die installierten Leistungen der Spitzenkessel und elektrischen Kessel bestimmt. Dabei wurden die Wärmespeicher in der Gebäudeversorgung auf 4 Stunden, in BHKW-Systemen auf 8 Stunden, und in GuD-Systemen auf 6 Stunden des Jahresspitzenbedarfs dimensioniert. Die konventionellen Spitzenkessel wurden auf die Spitzenlast zzgl. der gegebenenfalls anfallenden Wärmenetzverluste von 10%, und die elektrischen Kessel auf das Doppelte der Spitzenlast ausgelegt. Die Wärmepumpenleistung ergibt sich aus den angenommen jährlichen Wärmemengen von 42 TWh für Luft-Wasser-Wärmepumpen und 57 TWh für Sole-Wasser-Wärmepumpen. Die Speicher werden jeweils auf 2 Stunden des Jahresspitzenbedarfs ausgelegt. Die maximalen Kapazitäten der Wasserstoff-Kavernenspeicher wurden aus (Michalski et al. 2017) entnommen. Der modellendogene Zubau von Batteriespeichern und Gaskraftwerken unterliegt hingegen keiner Obergrenze.

Die installierten PV- und Windanlagenleistungen ergeben sich direkt aus den europäischen Modellläufen. Die stündliche Stromerzeugung sowie der Zufluss zu Lauf- und Speicherwasserkraftwerken wurden gemäß der Beschreibung in (Scholz 2012) unter der Nutzung von REMix-EnDAT (siehe Abschnitt 4.3.1) berechnet. Für Wind- und PV wurde dabei das historische Wetterjahr 2011 verwendet, für Wasserkraft je nach Datenverfügbarkeit unterschiedliche Jahre.

Die regionalen Profile der Netzlast wurden gemäß den historischen Daten für das Jahr 2011 der ENTSOE (ENTSO-E 2011) angenommen. Eine regionale Unterscheidung des Lastprofils wurde nicht betrachtet. Die Profile des stündlichen Exports bzw. Imports entstammen den europäischen Modellläufen. Die Profile des ungesteuerten Ladens, elektrischen Fahrens, Netzkontakts sowie des minimalen und maximalen Batteriefüllstands wurden aus (Luca de Tena 2014) übernommen. Das Wärmebedarfsprofil der Industrie wurde (Gils 2015) entnommen, jenes für die Wärmenetz- und Gebäudeversorgung basiert auf (Gerhardt et al. 2017). Die stündlichen und technologiespezifischen Zeitreihen der maximalen Lasterhöhung bzw. Lastabsenkung entstammen (Gils 2014).

In allen Szenarien werden Brennstoffkosten von 33 €/MWh (chem) für Erdgas und feste Biomasse und 36 €/MWh (chem) für Biogas angenommen. Die Kosten der CO₂-Emissionen wurden aus den europäischen Modellläufen übernommen. Dabei werden die sich aus der Anwendung einer CO₂-Obergrenze ergebenden Grenzpreise für Deutschland verwendet.

Die jährliche Nachfrage der klassischen Stromverbraucher wurde auf Grundlage des *ambitionierten Szenarios* aus AP A mit 477 TWh angenommen, jener der Elektrofahrzeuge mit 44 TWh entsprechend der ambitionierteren Szenarien nach (Nitsch et al. 2012). Die Verteilung auf die 18 Regionen erfolgt anhand der Bevölkerungsanteile bzw. der Fahrzeuganzahl (Kraftfahrt-Bundesamt 2013). Die jährliche Wasserstoffnachfrage von Industrie und Verkehr wird aus dem *ambitionierten Szenario* über-

nommen und beläuft sich auf 55 bzw. 31 TWh, und wird gemäß der industriellen Wärmenachfrage (Gils 2015) bzw. der Fahrzeuganzahl (Kraftfahrt-Bundesamt 2013) verteilt. Die Wärmenachfrage geht nur anteilig für die im Modell betrachteten KWK- und Wärmepumpensysteme in das Modell ein und wird entsprechend der Anlagenverteilung räumlich disaggregiert.

4.2.6 Betrachtete Szenarien

Im Rahmen des Experiments werden drei Szenarien untersucht. Diese unterscheiden sich einerseits in den zur Verfügung stehenden Stromübertragungskapazitäten und andererseits in der EE-Versorgungsstruktur. Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt so, dass der Einsatz der zeitlichen Lastausgleichsoptionen bei unterschiedlichen Charakteristika der fluktuierenden Erzeugung und verschiedenen Möglichkeiten des räumlichen Ausgleichs analysiert werden kann. Dabei wird in allen Szenariovarianten das Jahr 2050 betrachtet. Die Unterschiede im EE-Anlagenpark und den Netzkapazitäten ergeben sich aus den Annahmen bei der Berechnung der europäischen Modellläufe. Diese Annahmen umfassen zum einen die Betrachtung eines modellendogenen Ausbaus des Stromnetzes zwischen den Modellregionen über die aktuell vorhandenen und geplanten Übertragungskapazitäten hinaus. In Szenario *Import* können zusätzliche Leitungen in unbegrenzter Kapazität zugebaut werden, während in Szenario *Dezentral* kein Zubau erlaubt ist. In Szenario *Offshore* kann das Netz nur innerhalb Deutschlands verstärkt werden. Zur Limitierung der Nettostromimporte werden in allen Szenarien Eigenversorgungsanteile vorgegeben, die jede Modellregion erfüllen muss. In den Szenarien *Import* und *Offshore* wird dafür ein Wert von 65 % angesetzt, in Szenario *Dezentral* hingegen 90 %. Um die Rolle eines erweiterten Ausbaus der Windkraft auf See und damit des innerdeutschen Stromtransports dediziert zu untersuchen, wird in Szenario *Offshore* eine gegenüber den anderen Szenarien deutlich erhöhte installierte Windanlagenleistung angesetzt. Abbildung 4-3 fasst die Unterschiede zwischen den Szenarien zusammen.

	Import	Dezentral	Offshore
Netzausbau*	Endogener Zubau in Deutschland und Nachbarländern	Kein endogener Zubau	Endogener Zubau in Deutschland
Eigenversorgung	Jede Modellregion erzeugt 65% ihres Bedarfs	Jede Modellregion erzeugt 90% ihres Bedarfs	Jede Modellregion erzeugt 65% ihres Bedarfs
Vorgegebene EE-Kapazitäten	PV: 74 GW Wind onsh. 69 GW Wind offsh. 29 GW	PV: 74 GW Wind onsh. 69 GW Wind offsh. 29 GW	PV: 74 GW Wind onsh. 69 GW Wind offsh. 45 GW

*außer Anbindung Offshore-Windparks

Abbildung 4-3: Übersicht der Unterschiede zwischen den Szenarien.

4.2.7 Sensitivitätsrechnungen

Über die drei Szenarien des Modellexperiments hinaus werden mit REMix verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Diese haben zum Ziel die Bedeutung einzelner Technologien für den Lastausgleich fokussiert zu analysieren. So werden einerseits die regional kostenoptimalen Auslegungen von Wärmespeichern, Wasserstoffspeichern und direktelektrischer Wärmeerzeugung in KWK-Systemen ermittelt, und andererseits die Wirkung eines ungesteuerten bzw. unflexiblen Betriebs von Elektrolyseuren, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Ladestationen für Batterieelektrofahrzeuge analysiert. Es werden jeweils die Szenarien *Import* und *Dezentral* betrachtet.

4.3 Beteiligte Modelle

Die Auswahl der Modelle erfolgte auf Grundlage einer Reihe von Kriterien, insbesondere hinsichtlich der im Modell abgebildeten Technologien. Diese wurden unter Verwendung des gegenüber AP A gemäß den spezifischen Anforderungen des Experiments angepassten Modellsteckbriefs (siehe Anhang 8.4) für insgesamt zehn externe Modelle abgefragt. Auf dieser Grundlage wurden dann, zusätzlich zum Modell REMix, drei Modelle für eine Teilnahme ausgewählt, die in Umfang und Detail insbesondere hinsichtlich der im Fokus des Experiments stehenden Lastausgleichsoptionen des Stromnetzes, sowie der flexiblen Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr bzw. Strom und Wärme besonders geeignet erschienen. Dabei spielte die Art der Programmierung und des verwendeten mathematischen Lösungsverfahrens keine Rolle. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, sollten die Modelle jedoch über einen Optimierungsalgorithmus verfügen und mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde arbeiten. Zudem wurde vorausgesetzt, dass die Optimierung des Systembetriebs für alle Stunden eines Jahres erfolgt. In den folgenden Abschnitten werden die beteiligten Modelle im Einzelnen vorgestellt. Weitere Details lassen sich den Modellsteckbriefen in Anhang 8.4 entnehmen.

4.3.1 REMix (DLR)

Das Energiesystemmodell REMix wurde im Institut für Technische Thermodynamik des DLR entwickelt und besteht aus den Teilen REMix-EnDAT und REMix-OptiMo (siehe Abbildung 4-4). Im Analysemodell REMix-EnDAT werden die globalen EE-Ressourcen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung untersucht. Es stellt dem Optimierungsmodell REMix-OptiMo die maximal installierbaren Leistungen und stündliche Stromerzeugung nichtregelbarer EE, sowie die stündliche Strom- und Wärmenachfrage zur Verfügung. REMix-OptiMo bietet eine vereinfachte Abbildung des Stromversorgungssystems einschließlich der wesentlichen Kopplungen zu andere Sektoren. Diese umfassen flexible KWK mit Wärmespeicher, elektrische Wärmeerzeugung in Wärmepumpen und direktelektrischen Kesseln, Batterieelektromobilität, industrielles Lastmanagement, sowie die Erzeugung, Speicherung und ggf. Rückverstromung synthetischer Brennstoffe. Eine Zubauoptimierung kann prinzipiell für alle modellierten Technologien zeitgleich innerhalb der vorgegebenen Obergrenzen erfolgen. Über maximal installierbare Leistungen der Technologien hinaus, kann der Benutzer weitere Einschränkungen und Vorgaben hinsichtlich des Gesamtsystems machen. Es können Obergrenzen für CO₂-Emissionen und Stromimporte, sowie mi-

nimal zu erreichende EE-Anteile festgelegt werden. Jede Technologie wird in REMix-OptiMo von einem eigenen Modul beschrieben. Dieses gibt die jeweils vorliegenden technischen Einschränkungen und ökonomischen Zusammenhänge in einem Satz von Gleichungen und Ungleichungen vereinfacht wieder.

Das Modell ist als lineares Problem formuliert, die zu minimierende Zielfunktion enthält die Systemkosten aus Sicht eines zentralen volkswirtschaftlichen Planers. Diese umfassen die anteiligen Investitionskosten modellendogen zugebauter Anlagen, sowie die Betriebskosten aller Anlagen, einschließlich der Brennstoffkosten und etwaiger Emissionszertifikatskosten. REMix ist in GAMS implementiert und wird üblicherweise mit dem CPLEX-Solver gelöst. Eine detaillierte Modellbeschreibung ist in (Gils et al. 2017) enthalten. In REMix erfolgt unter Berücksichtigung der installierbaren Leistungen und stündlichen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien eine Bewertung der kostenminimalen Auslegung und des Betriebs des Versorgungssystems. Üblicherweise erfolgt die Optimierung mit perfekter Voraussicht für ein Jahr, eine rollierende Einsatzplanung ist jedoch ebenfalls möglich, wie auch die Untersuchung mehrjähriger Entwicklungspfade.

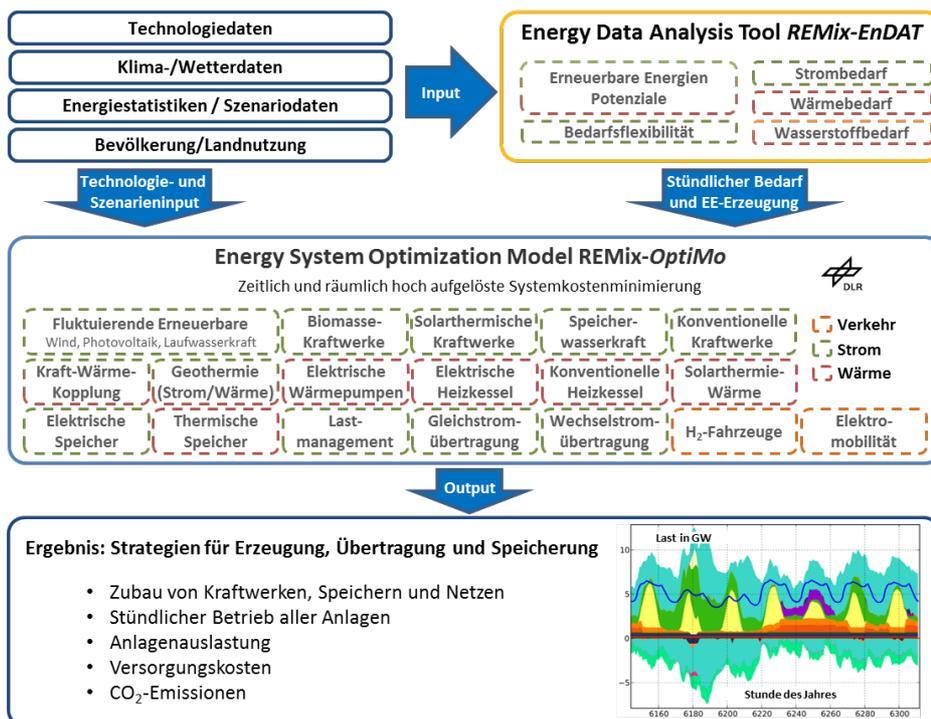


Abbildung 4-4: Überblick REMix-Modell

Mit dem REMix-Modell lässt sich eine Vielzahl energiewirtschaftlicher Fragestellungen angehen. Unter Verwendung des Modellteils REMix-EnDAT können die Potenziale erneuerbarer Energien für Kontinente, Länder und Regionen in stündlicher Auflösung bestimmt werden. Die erschließbaren Ressourcen und deren zeitliche Verfügbarkeit bilden die Grundlage der Szenarienentwicklung für zukünftige Energiesysteme. Für vorgegebene Szenarien installierter Kraftwerks-, Speicher- und Übertragungsleistungen lässt sich mit REMix-OptiMo abschätzen, ob eine Versorgung in jeder Stunde des Jahres gewährleistet werden kann, oder ob zusätzliche Kapazitäten benötigt werden. Wenn ein Ausbau der Technologien zugelassen ist, kann mit dem

Modell die kostengünstigste Kombination zusätzlich zu installierender Leistungen und deren Sensitivität hinsichtlich der Anlagenpreise ermittelt werden. Über die Ausbauoptionen hinaus können die zentralen Parameter des Anlagenbetriebs, wie beispielsweise die Volllaststunden, die Anzahl der Anfahrvorgänge und die Häufigkeit der Abregelung von EE-Anlagen in Abhängigkeit von der Nutzung anderer Technologien bewertet werden.

4.3.2 PowerFlex-Grid-EU (Öko-Institut)

Das Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU ist ein Fundamentalmodell für den europäischen Strommarkt, welches Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage und den Bedarf an Regelleistung zu decken.

Das Einsatzmodell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert und in der Software GAMS implementiert. Es wird mit Hilfe des CPLEX Algorithmus (Simplex Algorithmus) der Firma IBM ILOG gelöst. Die Minimierung der Summe aller variablen Kosten stellt die Zielfunktion des Optimierungsproblems dar. Der zulässige Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen wird über Nebenbedingungen definiert.

Die zeitliche Auflösung des Optimierungsproblems beträgt eine Stunde, der Betrachtungszeitraum liegt bei einem Kalenderjahr (d. h. 8760 Zeitschritte). Innerhalb dieses Betrachtungszeitraums werden sequenziell Lösungen für jeweils einen Optimierungszeitraum berechnet. Dieser Optimierungszeitraum rolliert mit einer entsprechenden Schrittweite durch das Kalenderjahr. Die Länge eines Optimierungszeitraums ist frei einstellbar und reicht von 24 h bis 8760 h. Sie wird in Abhängigkeit von der Problemkomplexität sowie der gewünschten zeitlichen Vorausschau festgelegt.

Die einzelnen Kraftwerke in Deutschland werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke werden nach Möglichkeit blockscharf erfasst und sowohl punktscharf einem Umspannwerk als auch regional einem Bundesland zugeordnet. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen, wie z. B. Blockheizkraftwerke (BHKW), werden in technologie- und bundeslandscharfe Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, sind Teil des thermischen Kraftwerksparks. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung. KWK-Kraftwerke müssen zudem die Nachfrage nach Fernwärme decken.

Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien Laufwasser, Offshore Wind, Onshore Wind und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h. dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch abgeregelt werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas- oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine ganzjährig gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die im Gegensatz zu EE-Anlagen nicht abgeregelt werden kann.

Folgende Flexibilitätsoptionen stehen im PowerFlex-Modell als auswählbare Module zur Verfügung:

- Flexibilisierung von Biogas- und Klärgasanlagen mit Hilfe eines Gasspeichers und einer erhöhten BHKW-Leistung
- Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken mit Hilfe eines Wärmespeichers sowie zusätzlichen Wärmequellen (erdgasbetriebener Heizkessel, elektrischer Heizstab, Solarthermie)
- Pumpspeicherkraftwerke
- Lastmanagement in den Sektoren Haushalte (aggregiert über verschiedene Gerätetypen), Gewerbe, Handel und Dienstleistung (aggregiert über Untersektoren), Industrie (Papier-, Zement- und Chlorindustrie), Wärmepumpe und Elektromobilität (smart charging)
- PV-Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung
- Power-to-Gas

Die Flexibilitätsoptionen Biogasspeicher, Wärmespeicher und Lastmanagement werden jeweils als Durchflussspeicher modelliert. Die zur Verfügung stehende Speicherkapazität kann dabei stündlich variieren und sich zudem über einen negativen und positiven Wertebereich erstrecken, so dass die Strom- oder Wärmeerzeugung bzw. der Stromverbrauch sowohl vor- als auch nachgeholt werden kann. Bei dieser Form der Abbildung wird die Flexibilität nur durch die stündlich auftretenden Speicherverluste beschränkt. Dieses Verfahren ist einerseits numerisch effizient, andererseits werden Be- und Entladeverluste sowie variable Kosten vernachlässigt (vgl. Tabelle 4-4).

Das Übertragungsnetz kann für Deutschland entweder mithilfe des DC-Ansatzes für rund 500 Netzknoten oder mithilfe des Transportmodell-Ansatzes für verschiedene Zonen abgebildet werden. Der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern wird in PowerFlex durch die Abbildung aller ENTSO-E Länder modelliert. Jedes Land wird als ein Netzknoten repräsentiert, welche über Kuppelstellen miteinander verbunden sind.

4.3.3 SCOPE (Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE)

Das Modell SCOPE kam in beiden Modellexperimenten zum Einsatz und wurde folglich bereits in Abschnitt 3.2.3 detailliert beschrieben. Für Experiment 2 wurde SCOPE entsprechend der in Abschnitt 4.2 dargelegten Vorgaben parametrisiert.

4.3.4 ELMOD (TU Dresden)

ELMOD (European Electricity Market Model) kann als Bottom-up-Optimierungsmodell zur Analyse von Wechselwirkungen zwischen Erzeugerseite und dem Übertragungsnetz klassifiziert werden. Dabei wird der Lastfluss im Stromnetz

mitmodelliert. Darüber hinaus ist ELMOD mittels entsprechender Erweiterungen und auf Grund der umfassenden Datenbank in der Lage an eine Vielzahl weiterer Fragenstellungen adaptiert zu werden. Das in RegMex eingesetzte Grundmodell basiert dabei auf den Veröffentlichungen von (Schweppe 1988) und (Stigler 2005) und wird in stündlicher Auflösung in GAMS optimiert. Innerhalb des Modells erfolgt eine lineare Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung wesentlicher Nebenbedingungen wie der physikalischen Eigenschaften des Lastflusses, sowie erzeugungsseitiger, technischer Restriktionen. Darüber hinaus sind sowohl die Erzeugung (konventionell, regenerativ, Speichertechnologien), als auch die Nachfrage und das Übertragungsnetz georeferenziert. Abbildung 4-5 zeigt dabei die geographische Auflösung für das in RegMex verwendete ELMOD.

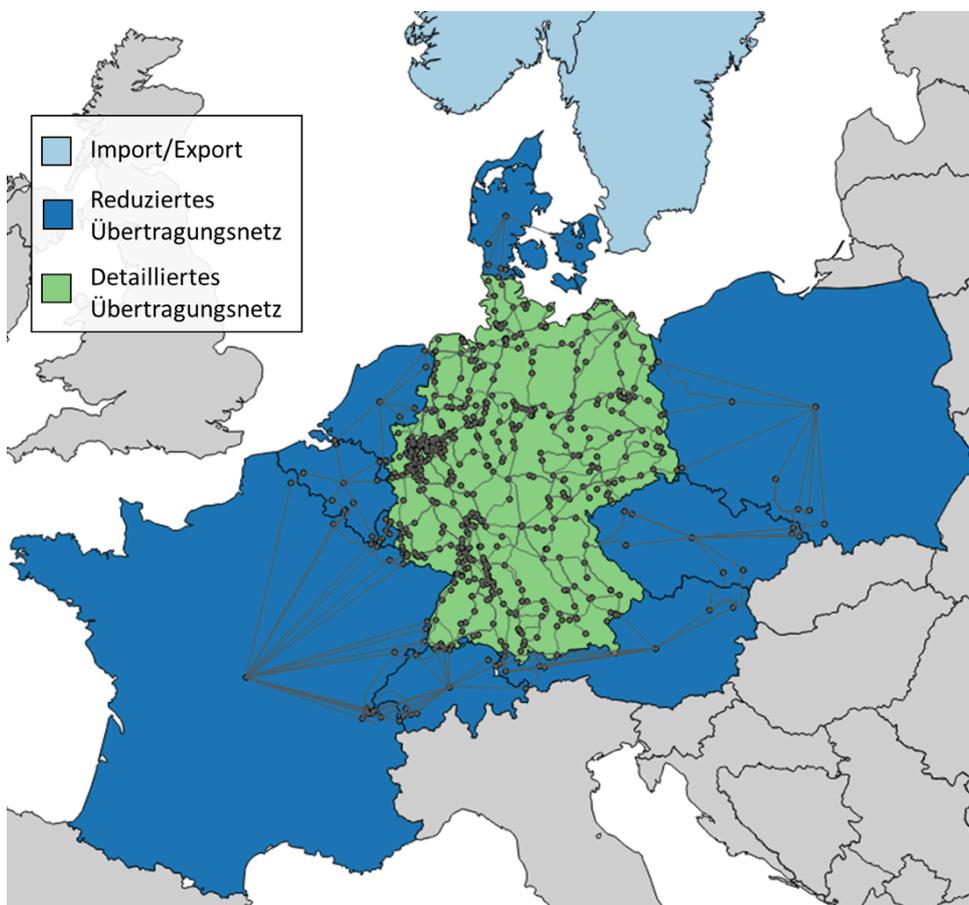


Abbildung 4-5: Geographische Auflösung des ELMOD-Modells

Während die ELMOD zugrunde liegende Datenbank alle EU-Staaten sowie Norwegen, Schweiz, Ukraine und Weißrussland umfasst, liegt der Fokus im Modellexperiment auf Deutschland. Dementsprechend wurde das innerdeutsche Übertragungsnetz detailliert abgebildet und zugrundeliegende Nachfrage- und Erzeugungsprofile sowie Erzeugungskapazitäten für jeden Netzverknüpfungspunkt ermittelt. So werden insgesamt 642 Netzknoten und 1058 Übertragungsleitungen im Übertragungsnetz berücksichtigt. Die Disaggregation der harmonisierten Eingangsdaten auf die Netzknoten erfolgt auf der Grundlage der Bevölkerungsdichte sowie des regionalen BIP für die Stromnachfrage, und anhand der Potenziale für die EE-Erzeugungskapazitäten. Darüber hinaus ist das deutsche Untersuchungsgebiet in 18

Modellregionen eingeteilt, welche in der Abbildung allerdings aus Übersichtlichkeitsgründen nicht berücksichtigt wurden. Anrainerstaaten Deutschlands werden als einzelne Knoten mit kumulierte Nachfrage und Erzeugung sowie stark reduzierter Netzstruktur abgebildet. Für die nur über Hochseekabel mit Deutschland verbundenen Länder Norwegen und Schweden, wurden Erzeuger-, Nachfrage- und Übertragungsnetzstrukturen lediglich als Import/Export Zeitreihen an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten in Deutschland hinterlegt.

4.3.5 Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Modelle

In der im Experiment eingesetzten Konfiguration weisen die eingesetzten Modelle wesentliche Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede auf. Zentrale Gemeinsamkeit methodischer Natur ist die Verwendung linearer Programmierung zur Minimierung der Gesamtkosten aus Sicht eines volkswirtschaftlichen Planers (Tabelle 4-3). Die dabei betrachtete Zielfunktion enthält in allen Modellen die variablen Betriebskosten aller betrachteten Technologien, einschließlich ggf. anfallender Brennstoffkosten und CO₂-Emissions-Zertifikatskosten. In den Modellen REMix und SCOPE können sich zusätzliche Elemente der Zielfunktion aus dem modellendogenen Zubau von Gaskraftwerken und Stromspeichern ergeben, der in PowerFlex und ELMOD im Modellexperiment nicht betrachtet wird.

Tabelle 4-3: Übersicht Modellcharakterisierung in der im Experiment eingesetzten Konfiguration.

Modellcharakterisierung	REMIX	PowerFlex	SCOPE	ELMOD
Technische und mathematische Grundlagen				
Programmierungsumgebung	GAMS	GAMS	Matlab	GAMS
Programmierverfahren	lineare Programmierung oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung			
Bevorzugter Solver	CPLEX			
Umgang mit Unsicherheit	Sensitivitätsanalysen und Szenarien			
Deterministisch	Ja			
Optimierung				
Zielfunktion	Minimierung der Gesamtsystemkosten			
Elemente der Zielfunktion	Annuitäten aller Anlagen, CAPEX, OPEX, Brennstoffkosten, CO ₂ -Zertifikatskosten			
Räumliche und zeitliche Maßstäbe				
Regionale Auflösung	18 Regionen		642 Netzknoten	
Zeitliche Auflösung	1 Stunde			
Optimierungshorizont	1 Jahr	9 Tage	1 Jahr	1 Tag
Technologieabbildung				
Endogene Zubauoptimierung	Gaskraftwerke, Stromspeicher	keine	Gaskraftwerke, Stromspeicher	Keine
Wechselstromnetz	DC-Lastfluss	NTC	NTC	DC-Lastfluss
Flexible Sektorenkopplung	KWK, Wärmepumpen, Elektromobilität, Wasserelektrolyse			Keine

Um dennoch eine Aussage über den Investitionsbedarf in zusätzliche Kraftwerke zu treffen, wurde in PowerFlex in einem zweistufigen Verfahren gerechnet. In der ersten Modellierungsstufe springen virtuelle Gaskraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten bei einer Kapazitätslücke zur Deckung der Stromnachfrage an. Aus diesen Ergebnissen wird dann eine zu installierende Leistung an GuD-Kraftwerken mit ausreichenden Vollaststunden (1800 h/a) abgeleitet. Diese Kraftwerke stehen in der zweiten Modellierungsstufe dann mit ihren individuellen Grenzkosten zur Stromproduktion zur Verfügung. Für den Einsatz von zusätzlichen virtuellen Kraftwerken, der dann auch in der zweiten Modellierungsstufe noch auftritt, wird unterstellt, dass es sich dabei um Gasturbinen handelt. Die hierzu notwendigen Investitionen werden ex-post mit den in den Inputdaten vorgegebenen Parametern ermittelt und im Ergebnis ausgewiesen. Die in REMix und SCOPE zulässige Option, zusätzliche Speicher zuzubauen, wird in PowerFlex im Experiment nicht realisiert.

Während die betrachteten Technologien in den Modellen REMix, PowerFlex und SCOPE identisch sind, wird im Modell ELMOD ein deutlich reduzierter Umfang betrachtet. Durch seinen speziellen Fokus auf das Stromtransportnetz sind die Lastmanagement- und die Sektorenkopplungstechnologien KWK, Wärmepumpen, Batterieelektromobilität sowie flexible Wasserelektrolyse in ELMOD nicht abgebildet. Eine Berücksichtigung des flexiblen Strombedarfs der Sektorenkopplung erfolgt indirekt durch die Einbindung der Einsatzprofile aus den REMix-Ergebnissen. Somit werden Wärmespeicher und Wasserstoffspeicher, wie auch das gesteuerte Laden von Batteriefahrzeugen und die Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien ins Stromnetz implizit mitbetrachtet. Im Gegenzug beinhaltet ELMOD anders als die anderen Modelle eine deutlich höhere räumliche Auflösung und detailliertere Abbildung des Stromübertragungsnetzes. Da für die einzelnen Übertragungsleitungen keine Daten vorgegeben werden, wurde in ELMOD vorab ein optimierter Netzausbau für das Bezugsjahr durchgeführt, der die Netzinfrastruktur für Szenario *Import* unter optimalem Netzausbau bestimmt. Ausgehend von den in den Daten vorhandenen Differenzen der NTC-Übertragungskapazitäten zwischen den Szenarien wurden für *Dezentral* die ausgebauten Leitungskapazitäten entsprechend anteilig der NTC-Werte nach unten skaliert. Zur adäquaten Abbildung der Netzflüsse übernimmt ELMOD auch den europäischen Kraftwerkspark aus der vorgelagerten Modellierung in REMix.

Unter der Annahme, dass Speicherkapazitäten grundsätzlich zur Glättung der Nachfrage und insbesondere zur Integration der fluktuierenden EE installiert werden, wird ein Zusammenhang zwischen der durch ELMOD berechneten Menge an abgegebener Energie und dem zusätzlichen Bedarf an Speicherkapazitäten angenommen. Dementsprechend wird, ausgehend von der maximal benötigten Leistung über alle Zeitschritte hinweg, die nötige minimale Speicherkapazität sowie die identische maximale Ladeleistung pro Modellregion abgeschätzt. Eine Entscheidung über die Aufteilung der benötigten Speicherkapazitäten und Ladeleistungen auf die beiden Speichertechnologien ist nicht möglich. Ein analoges Vorgehen wurde für die zusätzlichen Gaskraftwerke gewählt. Lediglich die Bezugsgröße für die Abschätzung der zusätzlichen Kapazitäten bezieht sich dabei auf die Energiemenge, welche auf Grund der technischen Restriktionen im Modell nicht befriedigt werden kann. Es wird dabei angenommen, dass die zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten zur Schließung der Kapazitätslücke zum Einsatz kommen. Dabei ist der Lastabwurf pro Modellregion und

Zeitschritt auf die lokal anfallende Nachfrage begrenzt. In Abhängigkeit des maximalen Lastabwurfes sowie der nicht befriedigten Nachfragemenge in jeder Modellregion entscheidet ein nachgelagerter Optimierungsalgorithmus welche Kombination aus beiden Erzeugungstechnologien die Nachfrage kostenminimal befriedigt. Dieses Vorgehen kann insgesamt allerdings nur zu einer groben Abschätzung dienen, da einerseits die zusätzlichen Speicher- bzw. Gaskraftwerkskapazitäten modellregionenspezifisch ermittelt werden und somit Synergien und Effekte zwischen den Regionen, als auch Wechselwirkungen zwischen Speicher- und Erzeugungskapazitäten unberücksichtigt bleiben.

Ein Unterschied in der Betrachtung des Stromnetzes liegt nicht nur hinsichtlich der regionalen Auflösung, sondern auch der Technologieabbildung vor. So wird die Stromübertragung zwischen den Regionen im Experiment in den Modellen SCOPE und PowerFlex unter Verwendung eines NTC-Modells berücksichtigt. Dies impliziert, dass alle Verbindungen voneinander unabhängig sind, und überall die volle Übertragungskapazität genutzt werden kann. Abweichend davon kommt in den Modellen REMix und ELMOD der Ansatz des DC-Lastflusses zum Einsatz. Diese linearisierte Abbildung des Leistungsflusses berücksichtigt die Wechselwirkung zwischen den Flüssen über verschiedene mit einem Knoten verbundene Leitungen, was zu einer Reduktion der tatsächlich nutzbaren Übertragungskapazität führt. Dieser Ansatz steht in PowerFlex und SCOPE prinzipiell auch zur Verfügung, konnte aber mit den vorgegebenen Eingangsdaten nicht verwendet werden. Ergänzend zu dem Unterschied in der Modellierung erfolgt in PowerFlex keine endogene Berechnung von Netzverlusten. Diese werden stattdessen nachgelagert auf Grundlage der beobachteten Flüsse abgeschätzt.

Ein weiterer Unterschied zwischen den Modellen betrifft den Zeithorizont der Optimierung. Während in der Modellen REMix und SCOPE eine perfekte Voraussicht für den gesamten Optimierungszeitraum eines Jahres angenommen wird, wird in PowerFlex und ELMOD von einer eingeschränkten Voraussicht für 9 Tage bzw. 1 Tag ausgegangen.

Über diese fundamentalen Unterschiede hinaus weisen die Modelle einige Unterschiede in der Technologieabbildung auf, denen ein möglicher Einfluss auf die Ergebnisse zugeschrieben werden kann. Diese Unterschiede sind in Tabelle 4-4 zusammengefasst.

Tabelle 4-4: Unterschiede in der Technologieabbildung bei der im Experiment genutzten Modellkonfiguration

Technologie	Modellierungsunterschiede im Modellexperiment
Wasserkraft	Kraftwerksscharfe Abbildung mit Kaskaden und Verwendung der Zuflussdaten von 2011 in SCOPE
Wasserstoff-kavernenspeicher	Separate Dimensionierung von Lade-, Entlade- und Speichereinheit in REMix Vorgabe fester Speicherauslegung in SCOPE (10, 20 oder 30 Tage, Lade- und Entladeeinheit gleich groß)
Lastmanagement	Unterschiedliche Technologieabbildung in allen Modellen Keine Berücksichtigung von Kosten in PowerFlex wegen der Modellierung als Durchflussspeicher
Elektromobilität	Unterschiedliche Technologieabbildung in allen Modellen Regionale Lade- und Fahrprofile in Powerflex Kein Rückspeisung ins Stromnetz in PowerFlex
Wärmepumpen	Temperaturabhängige Arbeitszahl in REMix (nur Luft-Wasser-Wärmepumpen) und SCOPE
KWK	Kein Notkühler bei Gegendruck-KWK-Anlagen in SCOPE Getrennte Betrachtung von KWK-Scheibe und Kondensations-scheibe in PowerFlex. Nur Gegendruckbetrieb innerhalb der KWK-Scheibe
Wärmespeicher	Keine Abbildung von variablen Kosten, Be- und Entladewirkungsgrad in PowerFlex wegen der Modellierung als Durchflussspeicher

4.4 Indikatoren für den Modellvergleich

Die Auswertung des Modellexperiments erfolgt in erster Linie anhand des Bedarfs nach zusätzlichen Kraftwerken und Speichern, sowie dem Einsatzverhalten der betrachteten Lastausgleichsoptionen. Über den Einsatz der Lastausgleichsoptionen erfolgt ein Vergleich der Stromversorgungskosten, sowie der jährlichen CO₂-Emissionen. Tabelle 4-4 fasst die betrachteten Modellergebnisgrößen zusammen. Die Übergabe der Modellergebnisse erfolgte durch dafür bereitgestellte Templates. Aufgrund des deutlich höheren Aufwands der Modellparametrierung werden in ELMOD nur die Szenarien *Import* und *Offshore* betrachtet.

Tabelle 4-4: Übersicht der Ergebnisparameter für den Modellvergleich

Parameter	Einheit
Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken (Gasturbinen und GuD)	GW
Bedarf nach zusätzlichen Speichern (Batterie- und Wasserstoffspeicher)	GW/GWh
Abregelung erneuerbarer Energien	TWh
Speicherverluste	TWh
Netzverluste	TWh
Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken	TWh
Ausspeicherung aus Stromspeichern	TWh
Ausspeicherung aus Wärmespeichern	TWh
Erzeugung direktelektrischer Wärme in KWK-Versorgung	TWh
Lastmanagementeinsatz	TWh
Stromflüsse zwischen den Regionen Deutschlands	TWh
CO ₂ -Emissionen	Mt
Versorgungskosten	M€

4.5 Ergebnisse und Auswertung

Im Folgenden werden zunächst die für das Modellexperiment relevanten Ergebnisse der vorgelagerten europäischen Modellläufe mit REMix dargestellt (Abschnitt 4.5.1). Aufbauend darauf erfolgt die Darstellung der Ergebnisse des Modellvergleichs (Abschnitt 4.5.2) sowie der Sensitivitätsrechnungen mit REMix (Abschnitt 4.5.3).

4.5.1 Gesamteuropäische Szenarien

Gemäß der Übersicht in Abbildung 4-6 umfasst die Datenübergabe aus den vorgelagerten europäischen REMix-Läufen den Kraftwerkspark, die Übertragungsnetzkapazitäten, den stündlichen, internationalen Stromaustausch sowie den indikativen CO₂-Preis. Abbildung 4-6 fasst die entsprechenden Modellergebnisse für die drei Szenarien zusammen. Bedingt durch die jeweils getroffenen Annahmen weisen diese wesentliche Unterschiede auf. So ist Szenario *Import* gekennzeichnet durch einen signifikanten Zubau an AC-Leitungen zwischen den Modellregionen und an den Grenzkuppelstellen auf das Doppelte des angenommenen Ausgangszustands. Dieser Netzausbau und der damit verknüpfte Import von rund 15 % der Nachfrage reduziert den EE-Anlagenbedarf in Deutschland gegenüber den anderen Szenarien deutlich und dämpft auch den CO₂-Schattenpreis. Dieser spiegelt die Grenzkosten der CO₂-Vermeidung wider. Die Einschränkung des Stromimports und Fixierung des Stromnetzes auf den heute geplanten Ausbaugrad in Szenario *Dezentral* führt zu deutlich höheren installierten Leistungen von Wind und Photovoltaik. Daraus folgen größere Fluktuationen bei der Einspeisung und ein höherer Lastausgleichsbedarf. Bezüglich Netzausbau, EE-Zubau, Import und CO₂-Schattenpreis liegt Szenario *Offshore* zwischen den beiden anderen Szenarien.

	Import	Dezentral	Offshore
Netzausbau*	AC: 130 GW DC: 0 GW	AC: 0 GW DC: 0 GW	AC: 26 GW DC: 32 GW
Nettoimport	107 TWh/a	37 TWh/a	73 TWh/a
Resultierende EE-Kapazitäten	PV: 161 GW Wind onsh. 117 GW Wind offsh. 29 GW	PV: 283 GW Wind onsh. 129 GW Wind offsh. 29 GW	PV: 185 GW Wind onsh. 105 GW Wind offsh. 45 GW
CO ₂ -Preis	248 €/t	337 €/t	315 €/t

*innerhalb Deutschlands,
zzgl. Anbindung Offshore-Windparks

Abbildung 4-6: Übersicht der in das Modellexperiment eingehenden Kennzahlen aus der vorgelagerten europaweiten Betrachtung

Zur Analyse der durch Wärmespeicher und Elektroheizer bereitgestellten Flexibilität werden die in der europäischen Betrachtung in Deutschland benötigten GuD-Kraftwerke exogen in KWK-Anlagen unterschiedlichen Typs umgewandelt. Der resultierende KWK-Anlagenpark umfasst etwa 14 GW, und setzt sich zusammen aus 2.1 bzw. 2.7 GW an dezentralen Erdgas- und Biogas-BHKW, 0.2 GW an Erdgas-Mikro-BHKWs, 4.0 GW an Erdgas-GuD-Anlagen mit KWK und 5.2 GW an Heizkraftwerken (HKW) mit Verbrennung fester Biomasse. Für diese wird entsprechend Abschnitt 4.2.5 eine Ausstattung mit Spitzenkesseln, Wärmespeichern und Elektroheizern angenommen. Die in der europäischen Betrachtung ermittelten Gaskraftwerks- und Stromspeicherkapazitäten werden nicht in das Modellexperiment übernommen.

4.5.2 Modellexperiment für Deutschland

Die folgende Darstellung der Ergebnisse widmet sich zunächst dem Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken und Speichern. Aufbauend darauf werden die Stromerzeugungsstruktur und insbesondere der Einsatz regelbarer Kraftwerke verglichen. Ergänzend dazu wird anschließend die Nutzung der verschiedenen Lastausgleichsoptionen, sowie die variablen Kosten und CO₂-Emissionen verglichen. Die Interpretation der Ergebnisse erfolgt auf Grundlage der in Abschnitt 4.3.5 aufgeführten Modellunterschiede. Die gezogenen Schlussfolgerungen hinsichtlich der Auswirkung dieser Unterschiede auf die Ergebnisse ergeben sich aus der Betrachtung der gewählten Auswerteindikatoren (Tabelle 4-4). Ein ergänzender Vergleich der stündlichen Zeitreihen des Technologieeinsatzes wird nicht vorgenommen.

Die vorgegebenen Erzeugungskapazitäten reichen trotz der vielfältigen berücksichtigten Lastausgleichsoptionen nicht für eine Nachfragedeckung in jeder Stunde des Jahres aus. Folglich können die flexiblen Sektorenkopplungstechnologien die nicht aus den vorgelagerten Modellläufen übernommenen Gaskraftwerkskapazitäten nicht ersetzen. Folglich bleibt ein Kapazitätsbedarf bestehen, der in den Modellen REMix und SCOPE durch die Investition in zusätzliche Kraftwerke und Speicher gedeckt wird (Abbildung 4-7). In beiden Modellen ergeben sich für alle Szenarien jeweils vergleichbare Werte. Batteriespeicher werden nur in Szenario *Dezentral* gebaut, Wasserstoffspeicher in den Szenarien *Dezentral* und *Offshore*. Während die Entladeleistung der Wasserstoffspeicher jeweils sehr ähnlich ausfällt, ergeben sich bei der Ladeleistung und Speicherkapazität deutliche Unterschiede. Die unabhängige Dimensionierung in REMix führt zu deutlich höheren Ladeleistungen von 19 GW in Szenario *Dezentral* und 13 GW in *Offshore*, auch die Speicherkapazität liegt mit 2.5 bzw. 1.1 TWh um fast das Doppelte höher als in SCOPE (1.6 bzw. 0.7 TWh). In Szenario *Import* erfolgt kein endogener Zubau von Speichern.

Der in allen Szenarien um einige GW höhere Kraftwerksbedarf in SCOPE ergibt sich unter anderem aus der in Ermangelung eines Notkühlers eingeschränkten Flexibilität der Biogas- und Erdgas-BHKW. Zusätzlich können die kleiner ausgelegten Wasserstoffspeicher sowie die Erzeugung aus Wasserkraft, die in SCOPE etwas geringer ausfällt und etwas weniger flexibel ist für diesen Ergebnisunterschied verantwortlich sein.



Abbildung 4-7: Vergleich des modellendogenen Zubaus aus Gaskraftwerken und Stromspeichern²²

Wie Abbildung 4-7 zeigt, ergibt sich in den Modellen PowerFlex und ELMOD ein deutlich höherer Kapazitätsbedarf. Der Unterschied zu den anderen Modellen ist methodisch gut zu erklären. Während bei endogenem Kapazitätsausbau die im System vorhandene Flexibilität vorrangig genutzt wird um den Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken zu minimieren, wird diese in PowerFlex und ELMOD in erster Linie zur Minimierung der mit hohen Strafkosten belegten, nicht bereitgestellten Energiemenge eingesetzt. Da diese Strafkosten nicht mit der Höhe der Deckungslücke sondern nur mit der Energiemenge skalieren, führt dies zu tendenziell höheren Werten bei dem auf dieser Grundlage bestimmten Bedarf nach zusätzlichen Kraftwerken. Dieser Effekt ist bei den ELMOD-Ergebnissen noch deutlich ausgeprägter, was sich aus der detaillierteren Betrachtung des Stromnetzes ergibt. Auch die in ELMOD verwendete Methode der Abschätzung des Speicherzubaus führt zu deutlich höheren Leistungen als in REMix und SCOPE. Dies ergibt sich daraus, dass engpassbedingte Abregelungen erneuerbarer Energien in Form von zusätzlicher Speicherleistung kompensiert werden. Dieser Effekt verstärkt sich insbesondere bei einem asymmetrischen Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen und Netzelementen, da die lokal regenerativ erzeugte Energiemenge nicht vollständig durch das Netz abtransportiert werden kann.

Die Ausweisung von GuD-Anlagen und Gasturbinen ergibt sich in PowerFlex und ELMOD aus einem zweistufigen Vorgehen, in dem zunächst auf Grundlage der Stunden mit Unterdeckung ein Bedarf nach GuD-Anlagen abgeschätzt und die dann noch verbleibenden Versorgungslücken als Gasturbinenkapazität ausgewiesen werden. Dies führt nicht einheitlich zu einer Überschätzung bzw. Unterschätzung der GuD-Leistung im Vergleich zu den anderen Modellen.

²² Speicherkapazitäten in ELMOD sind inklusive der Vorgabe aus den europäischen Szenarien von 5 GW Batteriespeichern in *Import*, sowie 31 GW Batteriespeichern und 6 GW Wasserstoffspeichern in *Dezentral*.

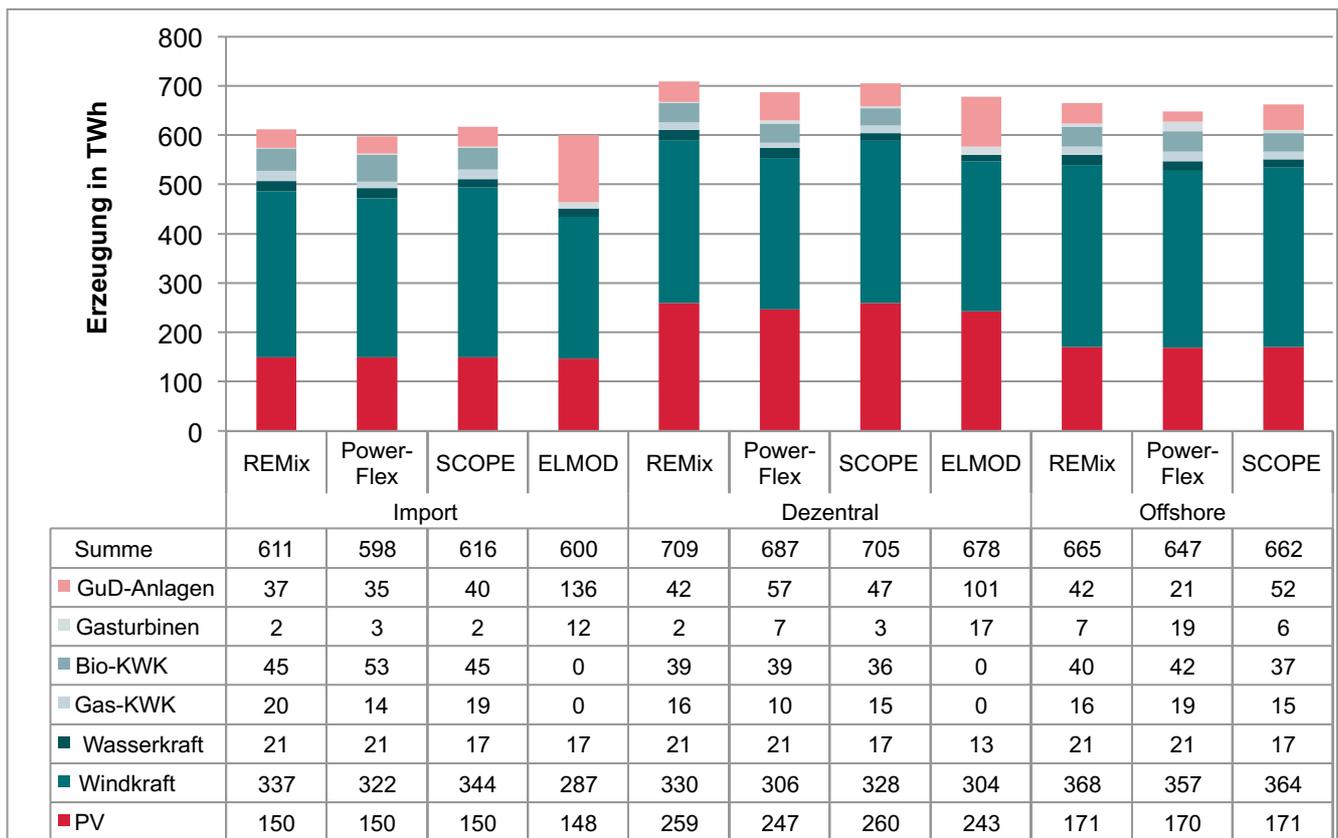


Abbildung 4-8: Vergleich der Stromerzeugungsstruktur

Abbildung 4-8 zeigt die Stromerzeugungsstruktur in den betrachteten Szenarien. Wie beim Kapazitätszubau ergeben sich zwischen REMIX und SCOPE nur sehr geringe Unterschiede. Es zeigt sich, dass in SCOPE systematisch etwa 20 % weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt werden, was sich auf die detaillierte Abbildung der Dämme und Kaskaden und die Verwendung der Daten aus dem Wetterjahr 2011, welches statistisch gesehen ein eher schlechtes Jahr für die Stromerzeugung aus Wasserkraft war, zurückführen lässt. Die Nutzung der Stromerzeugung von Windturbinen und PV-Anlagen fällt in PowerFlex und ELMOD teilweise deutlich geringer aus, gleichbedeutend mit einer entsprechend höheren Abregelung (Abbildung 4-12). Auch die Gesamtstromerzeugung fällt in PowerFlex und ELMOD in allen Szenarien geringer aus als in den anderen Modellen. In PowerFlex ergibt sich dies aus der Vernachlässigung von Netzverlusten, was insgesamt zu einer geringeren Nachfrage führt, und in den Szenarien *Dezentral* und *Offshore* zusätzlich aus der geringeren Verfügbarkeit von Stromspeichern. In ELMOD geht die höhere Abregelung auf zusätzliche Netzrestriktionen zurück, der geringere Gesamtbedarf hingegen auf die Nichtberücksichtigung der elektrischen Wärmeerzeugung in KWK-Systemen.

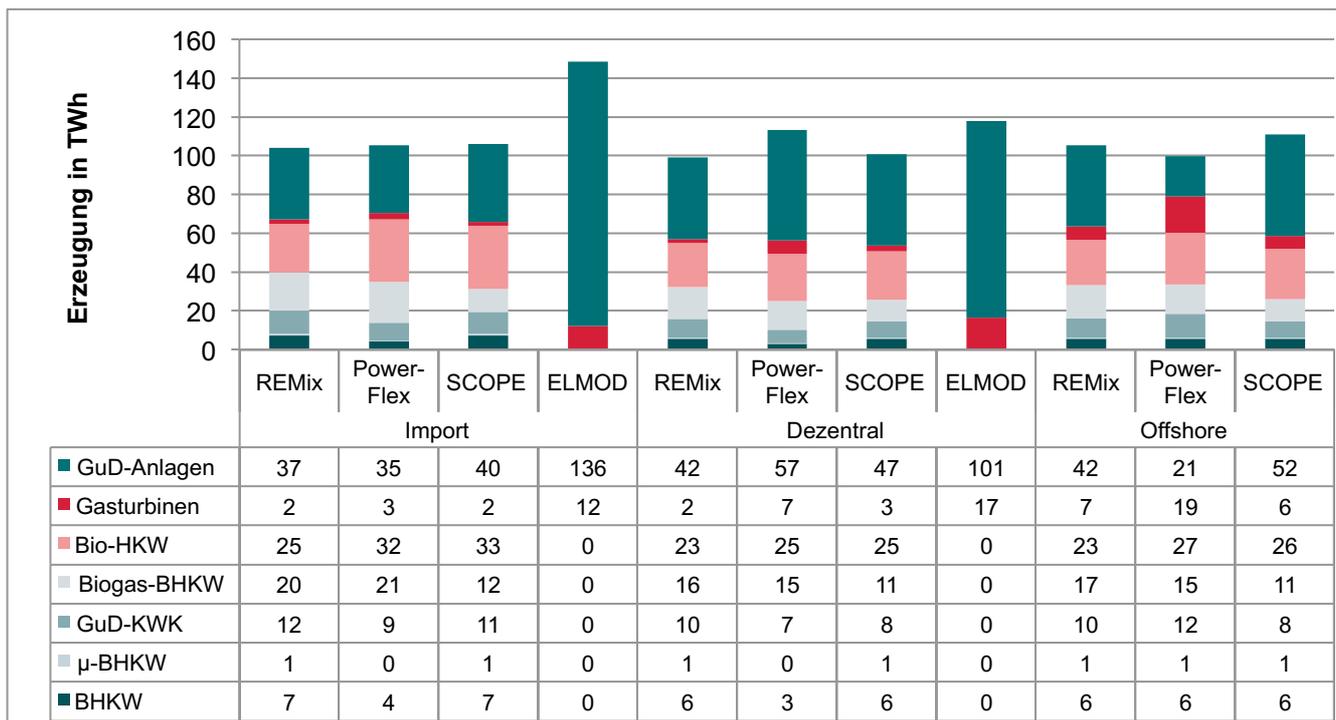


Abbildung 4-9: Vergleich der Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken und KWK-Anlagen

Die jährliche Stromerzeugung in KWK-Anlagen und Gaskraftwerken ist in Abbildung 4-9 detailliert dargestellt. Folgend aus der umfangreicheren EE-Abregelung ist die Stromerzeugung in Gaskraftwerken in ELMOD deutlich höher als in den anderen Modellen. Trotz der dort ebenfalls höheren Abregelung gilt dies für PowerFlex nicht bzw. in deutlich geringerem Maße, was sich aus der Vernachlässigung endogener Netzverluste ergibt.

Vorrangig bedingt durch die Unterschiede in der Modellierung der KWK-Anlagen ergeben sich deutliche Abweichungen auch zwischen den weiteren Modellen. So können durch die Vernachlässigung eines Notkühlers in SCOPE systematisch deutlich geringere Strommengen von BHKW bereitgestellt werden. Dies wird insbesondere durch einen höheren Einsatz von GuD-Kraftwerken und Biomasse-HKW kompensiert. Der geringere Einsatz der Gas-KWK-Anlagen in PowerFlex ergibt sich aus der separaten Betrachtung von KWK- und Kondensationsscheibe. Der geringere Einsatz der Biomasse-HKW in REMix lässt sich nicht direkt mit einem Modellunterschied in Verbindung bringen. Die in PowerFlex teilweise deutlich von REMix und SCOPE abweichenden Ergebnisse beim Einsatz von Gaskraftwerken ohne KWK in Szenario *Offshore* resultieren aus den Unterschieden beim Kraftwerkspark (siehe Abbildung 4-8).

Bedingt durch die verfügbaren Stromspeicherkapazitäten und die Unterschiede in der Modellierung ergeben sich teilweise deutliche Abweichungen in der Nutzung von Stromspeichern und Lastmanagement (Abbildung 4-10). Im Vergleich der Modelle REMix und SCOPE betrifft dies in erster Linie die Ausspeicherung aus Wasserstoffspeichern und die Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen. Ersteres ergibt sich direkt aus den Unterschieden bei der Ladeleistung und Speicherkapazität. Die Unterschiede bei der Nutzung der Ladesteuerung von Batterieelektrofahrzeugen ergeben sich

mutmaßlich aus Details der Modellierung, können aber nicht direkt assoziiert werden.

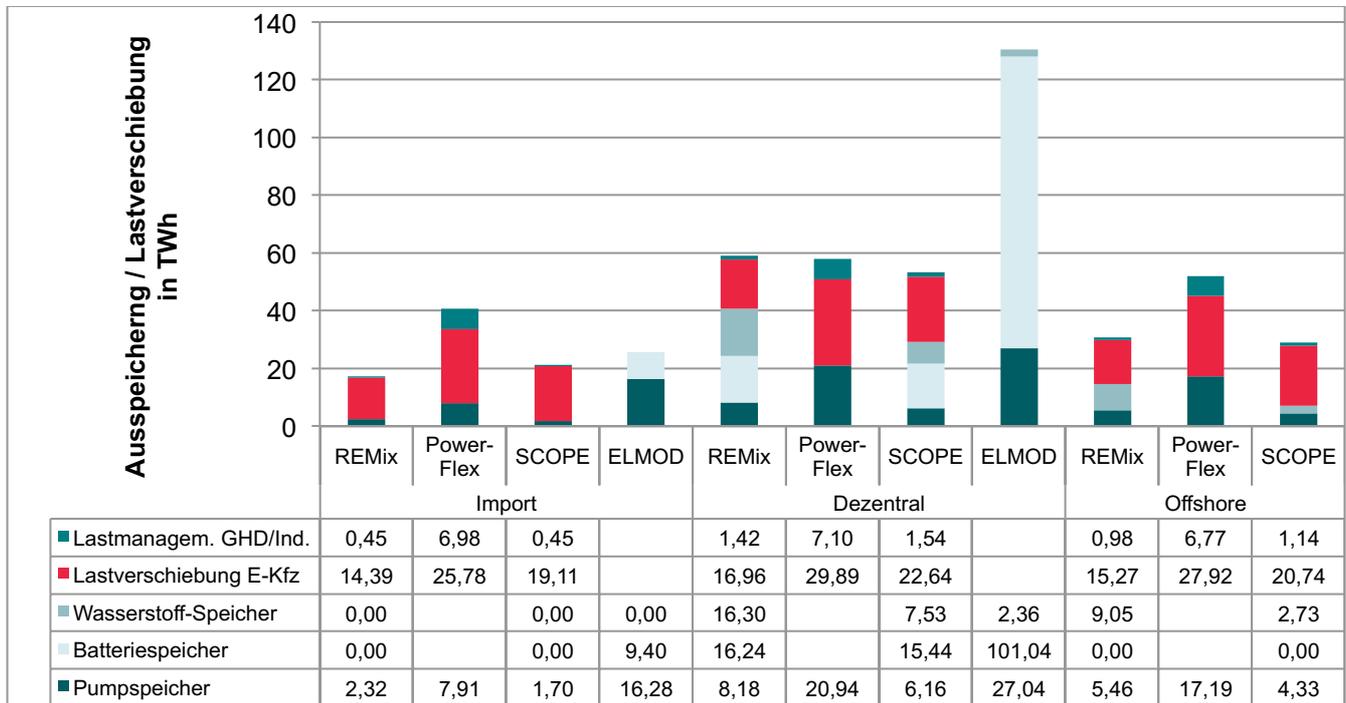


Abbildung 4-10: Vergleich des Einsatzes von Speichern und Lastmanagement

Wesentlich größere Abweichungen zeigen sich im Vergleich mit PowerFlex und ELMOD. Bei PowerFlex ergeben sich diese im Falle des Lastmanagements in Industrie und Gewerbe aus der Vernachlässigung von Kosten, bei der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen von der abweichenden Annahme eines vollständig flexiblen Fuhrparks. Der deutlich höhere Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in PowerFlex lässt sich zumindest teilweise darauf zurückführen, dass ein modellendogener Zubau von Batterie- und Wasserstoffkavernenspeichern nicht möglich ist und der Flexibilitätsbedarf sich daher stärker auf die verfügbaren Optionen konzentriert. Ergänzend könnte der Einsatz der Pumpspeicher durch den rollierenden Horizont und der Nichtberücksichtigung eines endogenen Kraftwerkszubaus begünstigt sein. In ELMOD zeigt sich ein gegenüber den anderen Modellen deutlich erhöhter Einsatz der Stromspeicher von bis zu 1/4 der Stromerzeugung. Dieser wird begünstigt durch das Fehlen anderer zeitlicher Ausgleichsoptionen und bei den Batteriespeichern zudem durch die wesentlich größeren Speicherkapazitäten (Abbildung 4-7). Die ebenfalls relative häufige Nutzung der Pumpspeicher liegt in der Größenordnung des in PowerFlex und Szenario *Dezentral* ermittelten Werts.

Die Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz spielt für den Lastausgleich im Experiment keine wesentliche Rolle. Sie erreicht in Szenario *Import* lediglich 0.06 TWh in REMIX und 0.1 TWh in SCOPE, in *Dezentral* 1.7 TWh bzw. 2.2 TWh, und in *Offshore* 0.7 TWh bzw. 1.3 TWh. Die Unterschiede zwischen den Modellen stehen im Einklang mit einer tendenziell höheren Flexibilität der Elektrofahrzeuge in SCOPE, die sich deutlich ausgeprägter bei der Ladesteuerung zeigt.

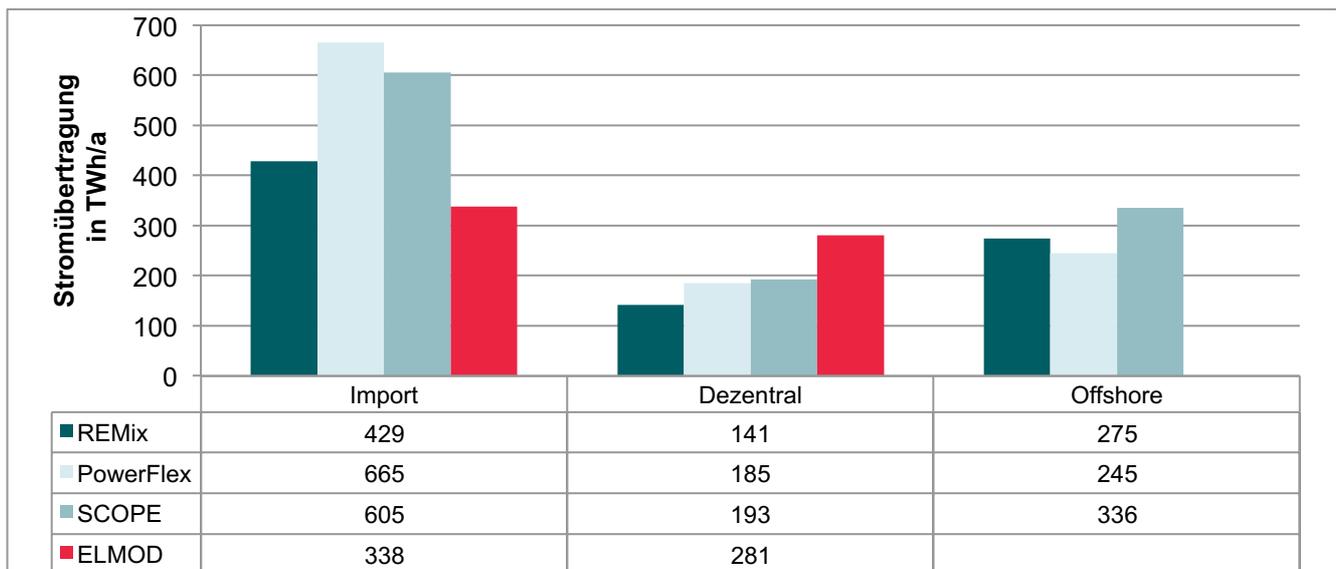


Abbildung 4-11: Vergleich der über die Regionengrenzen übertragenen Strommengen

Der Modellvergleich der Netznutzung zeigt keine durchweg systematischen Muster (Abbildung 4-11). Eine Ausnahme bilden die Ergebnisse von REMix und SCOPE. Durch den in SCOPE verwendeten NTC-Ansatz und die in der Summe über alle Leitungen damit faktisch höhere Übertragungskapazität übersteigt der Stromtransfer jenen in REMix – wo ein DC-Lastfluss-Ansatz verwendet wird – in allen Szenarien um etwa 20 - 40 %. Dieser Effekt ist in PowerFlex in den Szenarien *Import* und *Dezentral* ebenfalls sichtbar, nicht jedoch in *Offshore*. Dies ergibt sich mutmaßlich aus den dort deutlich größeren Unterschieden in der Zusammensetzung des Gaskraftwerkparks (siehe Abbildung 4-8). Die Nichtberücksichtigung von Leitungsverlusten in PowerFlex kann willkürliche Lastflüsse auf den Leitungen hervorrufen, da es keinen Anreiz gibt, den Leistungstransport möglichst gering zu halten. Die relativ geringen übertragenen Strommengen in Szenario *Import* ergeben sich in ELMOD aus den geminderten Leitungskapazitäten zwischen den einzelnen Regionen, welche auf einem abweichenden Netzausbau in ELMOD und somit grundsätzlich nur eine reduzierte Stromübertragung ermöglichen. Die Unterschiede zwischen dem Szenario *Import* und *Dezentral* fallen im Vergleich geringer aus, da die verfügbaren Leitungskapazitäten zwischen den Szenarien sich in ELMOD geringfügiger unterscheiden als in den anderen Modellen.

Die sich aus Abregelung, Netzverlusten und Speicherverlusten ergebenden Systemverluste weisen Unterschiede von bis zu Faktor 6 auf (Abbildung 4-12). Dies ergibt sich im Wesentlichen aus der bereits erwähnten deutlich höheren EE-Abregelung in den Modellen PowerFlex und ELMOD. Modell- und szenarienübergreifend liegen die Netzverluste zwischen 1.9 % und 4.5 % der übertragenen Strommenge. Wesentliche Unterschiede in der Höhe der Speicherverluste ergeben sich einerseits aus dem endogenen Zubau von Wasserstoffkavernenspeicher, der nur in REMix und SCOPE betrachtet wird, und andererseits aus der deutlich intensiveren Nutzung der Pump- und Batteriespeicher in ELMOD.

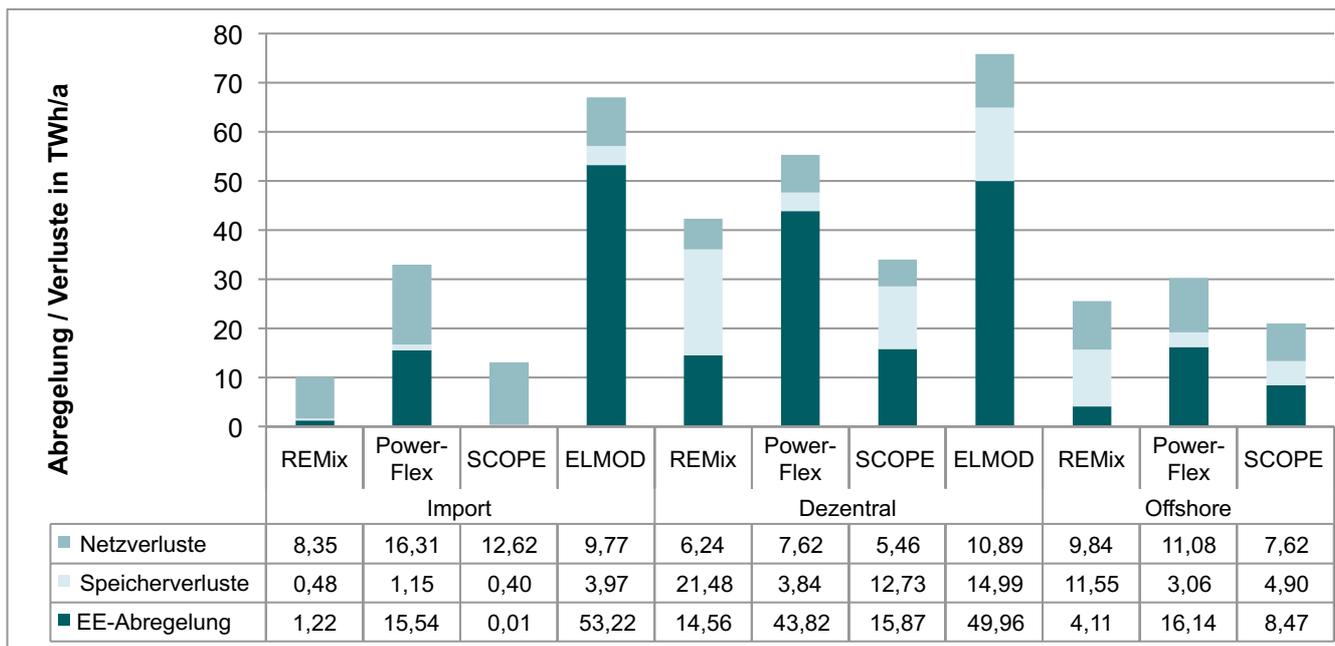


Abbildung 4-12: Vergleich der Systemverluste

Der stromgeführte Betrieb von Wärmepumpen und KWK-Anlagen bietet weitere Möglichkeiten des zeitlichen Lastausgleichs. Er wird insbesondere durch thermische Speicher und im Fall der KWK-Systeme zusätzlich durch elektrische Boiler ermöglicht. Der Einsatz der vorgegebenen Speicher- und Boiler-Kapazitäten unterscheidet sich zwischen den Szenarien und Modellen teilweise deutlich (Abbildung 4-13). Gemäß dem Anteil fluktuierender EE-Erzeugung ist er durchweg in Szenario *Import* am niedrigsten, und in *Dezentral* am höchsten. Der Vergleich der Modelle zeigt, dass die ausgespeicherte Wärmemenge in REMix in allen Szenarien am kleinsten und in PowerFlex am größten ist. Letzteres kann im Zusammenhang mit den in PowerFlex nicht berücksichtigten variablen Kosten und Lagerverlusten der Wärmespeicher gesehen werden. Bei den Gebäudewärmepumpen trägt zur intensiveren Nutzung der Wärmespeicher auch die Nichtberücksichtigung des Rückgangs der Arbeitszahl bei Einspeicherung, die sich aus dem erforderlichen höheren Temperaturniveau ergibt, bei. Die in SCOPE gegenüber REMix deutlich höhere Nutzung der Speicher in Gebäudewärmepumpen steht vermutlich im Zusammenhang mit der Betrachtung einer zeitvariablen Arbeitszahl auch bei Sole-Wasser-Wärmepumpen, welche den Einsatz von Speichern prinzipiell begünstigt. Der geringere Einsatz der Wärmenetzspeicher in SCOPE ist hingegen im Zusammenhang mit dem fehlenden Notkühler in BHKW zu sehen, der die Flexibilität des Einsatzes insbesondere im Sommer einschränkt. Beim Einsatz der elektrischen Boiler ergibt der Modellvergleich kein einheitliches Bild; jedes der Modelle weist in jeweils einem Szenario den höchsten Wert auf. Die in den Szenarien *Dezentral* und *Offshore* in REMix gegenüber den anderen Modellen deutlich geringeren Werte ergeben sich aus der vergleichsweise großen Ladeleistung der Wasserstoffspeicher, die einen deutlich umfangreicheren Einsatz dieser Speicher ermöglicht (siehe auch Abbildung 4-10). Die dort eingespeicherte Leistung steht entsprechend nicht für eine Nutzung in den elektrischen Boilern zur Verfügung. Damit im Zusammenhang steht auch die deutliche geringere Nutzung der Wärmespeicher in diesen Szenarien. Da dort kein Zubau von Stromspeichern erfolgt, tritt dieser Ef-

fekt in Szenario *Import* nicht auf, resultierend in einer hohen Übereinstimmung zwischen REMix und SCOPE.

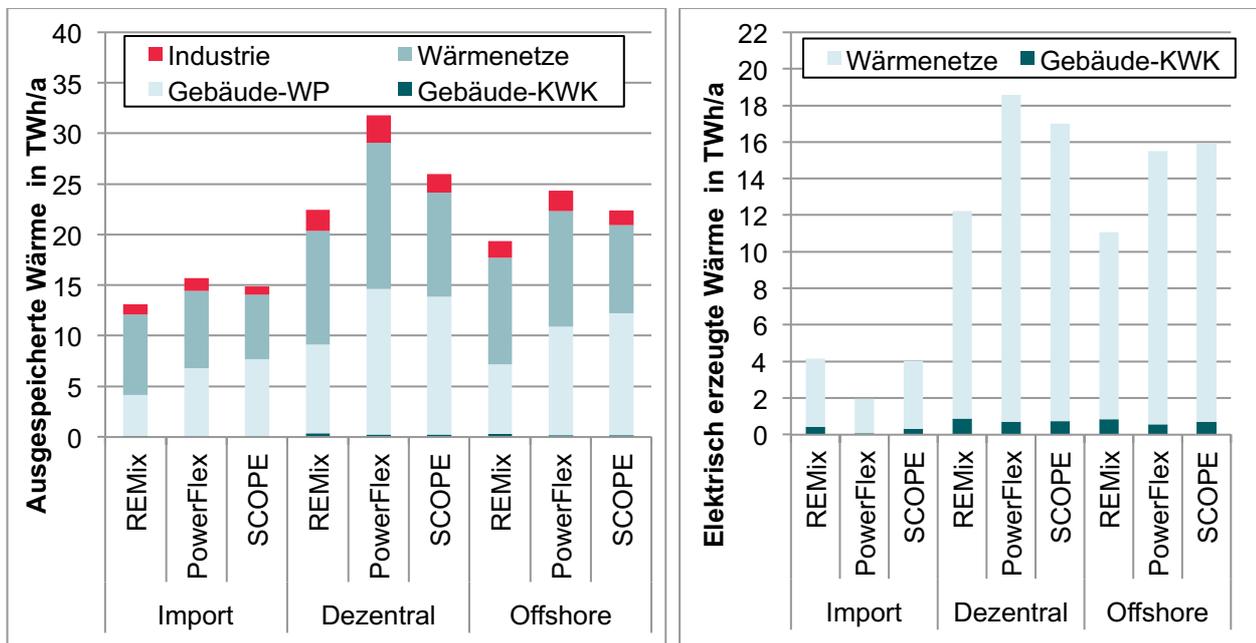


Abbildung 4-13: Vergleich des Einsatzes von Wärmespeichern (links) und Elektroheizern (rechts)

Die jährlichen CO₂-Emissionen im betrachteten Teil des Energiesystems sind direkt mit dem Einsatz der Gaskraftwerke und KWK-Anlagen korreliert. Dementsprechend fallen in den dort modellierten Szenarien *Import* und *Dezentral* die mit Abstand höchsten Emissionen in ELMOD an (Abbildung 4-14). Gemäß der erdgas-basierten Stromerzeugung ergeben sich die niedrigsten Werte in den Szenarien *Import* und *Offshore* in PowerFlex, in *Dezentral* in REMix.

Der deutlich höhere Einsatz der Gaskraftwerke führt dazu, dass auch die variablen Betriebskosten in ELMOD mit Abstand am höchsten sind. Im Vergleich der weiteren Modelle ergeben sich sehr ähnliche Werte, die in REMix durchweg am niedrigsten sind. Dies steht im Einklang mit der jeweils vorliegenden regelbaren Stromerzeugung, und insbesondere dem Einsatz der Gaskraftwerke (Abbildung 4-10). Aufgrund der hohen CO₂-Emissionskosten tragen diese wesentlich zu den variablen Kosten bei, und überlagern auch den Effekt der in PowerFlex verschiedentlich nicht betrachteten variablen Kosten, z. B. von Lastmanagement und Wärmespeichern. Ein weiterer Einflussfaktor ist die günstigere Wärmeversorgung durch die höhere Flexibilität der KWK-Anlagen.

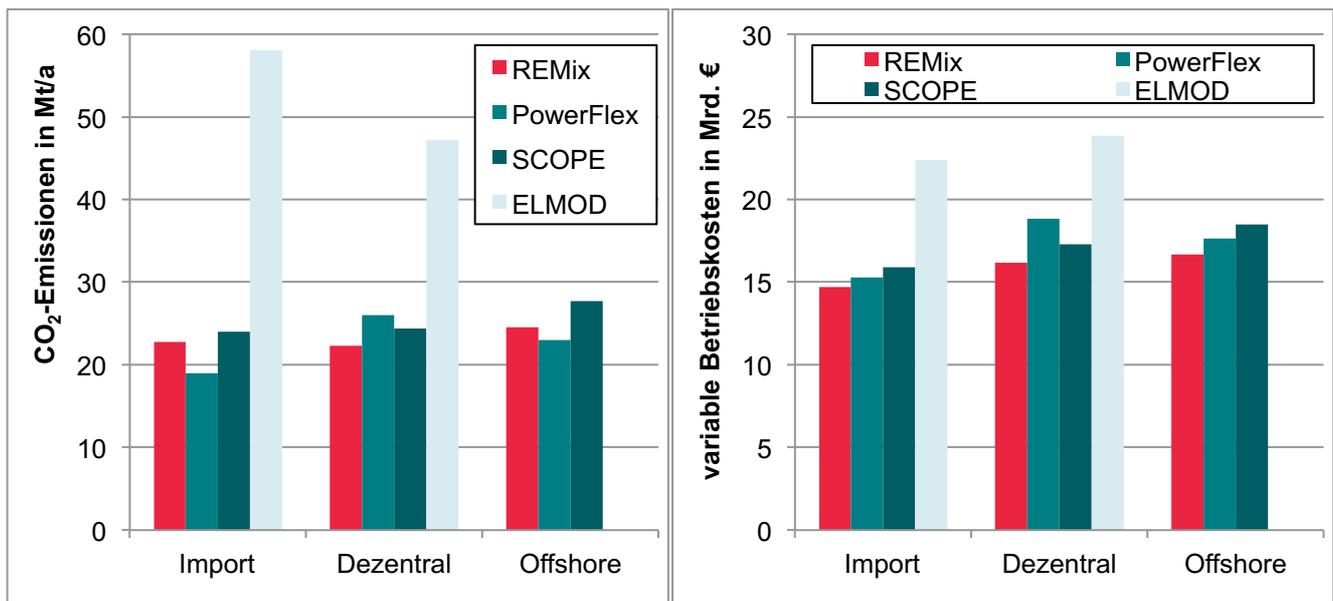


Abbildung 4-14: Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen (links) und variablen Systembetriebskosten (rechts)

4.5.3 Sensitivitätsanalyse

Ziel der Sensitivitätsbetrachtung ist eine vertiefte Analyse der Bedeutung einzelner Technologien für den Lastausgleich (siehe Abschnitt 4.2.7). Dafür werden mit REMix für die Szenarien *Import* und *Dezentral* ergänzende Modellrechnungen durchgeführt, und die Ergebnisse im Folgenden jeweils mit jenen des entsprechenden Szenarios verglichen.

Die Betrachtung eines ungesteuerten Ladens von Batteriefahrzeugen und der Nichtverfügbarkeit einer Rückspeisung ins Netz (*NoEVFlex*) bewirkt in beiden betrachteten Szenarien eine Zunahme des Gaskraftwerksbedarfs um gut 1 GW. Während dieser in Szenario *Import* nur durch GuD-Anlagen gedeckt wird, liegt der Anstieg der Kraftwerksleistung in Szenario *Dezentral* überwiegend bei Gasturbinen. Ein zusätzlicher endogener Zubau von Speichern erfolgt nur bei Batteriespeichern in *Dezentral* und beläuft sich dort auf 14 GW, entsprechend einer Verdoppelung der installierten Leistung (Abbildung 4-15). Diese zusätzlichen stationären Batteriespeicher übernehmen vollständig die Funktion der Fahrzeugbatterien, weswegen sich bei der Nutzung von Lastmanagement, flexibler Wärmeerzeugung und des Stromnetzes keine Änderungen ergeben. Die Zunahme des ausgespeicherten Stroms nimmt hingegen von 41 TWh auf 55 TWh zu (Abbildung 4-16). Die höheren Speicherverluste werden durch 1.7 TWh an zusätzlicher Erzeugung in Gaskraftwerken kompensiert. Abweichend davon wird die mangelnde Flexibilität der Batteriefahrzeuge in Szenario *Import* überwiegend durch die vorhandenen Lastausgleichsoptionen ausgeglichen. Dies ist möglich, da die Auslegung der Übertragungskapazitäten in der vorgelagerten europäischen Modellierung ohne Berücksichtigung flexibler Sektorenkopplung erfolgt, und folglich eher überdimensioniert ist. Darüber hinaus ist auch die Auslegung der Wärmespeicher größer als benötigt, wie die weiteren Sensitivitätsrechnungen zeigen. Im Detail resultiert eine Zunahme des Pumpspeicher- und Lastmanagementes auf mehr als das Doppelte, sowie der Wärmespeichernutzung und elektrischen

Wärmeerzeugung um etwa ein Drittel. Weiterhin zeigen sich eine leichte Zunahme der Stromübertragung und eine leichte Verschiebung der Erzeugung von KWK-Anlagen zu Gaskraftwerken. Die zusätzlichen Verluste belaufen sich auf etwa 2.5 TWh und werden durch Gaskraftwerke ausgeglichen.

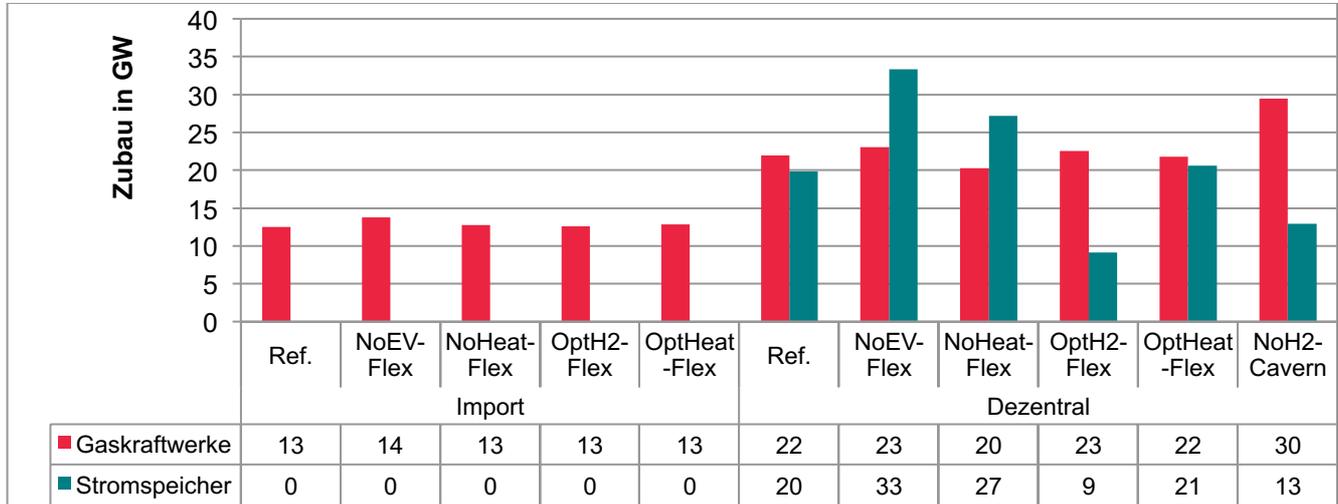


Abbildung 4-15: Vergleich des endogenen Zubaus an Gaskraftwerken und Stromspeichern in den Sensitivitätsläufen²³

Ein unflexibler Betrieb von KWK-Anlagen und Wärmepumpen (*NoHeatFlex*) hat strom- und wärmeseitig deutliche Auswirkungen. In beiden Szenarien reduziert sich der Betrieb der KWK-Anlagen und muss durch eine doppelt so hohe Wärmeerzeugung in Spitzenkesseln kompensiert werden. Stromseitig zeigen sich ähnliche Muster wie bei unflexiblen Betrieb der Batteriefahrzeuge. In Szenario *Dezentral* erfolgt ein umfangreicher zusätzlicher Ausbau an Batteriespeichern und Wasserstoffkavernenspeichern um insgesamt 7 GW oder 25 % (Abbildung 4-15). Im gleichen relativen Maß nimmt auch der Einsatz der Stromspeicher zu, während sich bei den Batteriefahrzeugen und Lastmanagement keine Änderungen ergeben. Durch die zusätzlichen Speicher und das Wegfallen der elektrischen Wärmeerzeugung reduzieren sich der Bedarf nach und Einsatz von Gaskraftwerken um jeweils etwa 10 %. In Szenario *Import* werden aus den oben erwähnten Gründen keine zusätzlichen Stromspeicher endogen zugebaut, sondern die vorhandenen Lastausgleichsoptionen intensiver genutzt. Wesentlich ist die Zunahme insbesondere bei der Nutzung der Pumpspeicher (+75 %, 2 TWh), und Abregelung (+100 %, 1 TWh), sie betrifft aber auch Gaskraftwerke, Lastmanagement und gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen.

Eine Optimierung der Auslegung von dezentralen Elektrolyseuren und Wasserstofftankspeichern (*OptH2Flex*) hat in den betrachteten Szenarien *Import* und *Dezentral* teilweise gegensätzliche Auswirkungen. Im Szenario *Import* ergibt sich bei endogenem Ausbau eine um 20 % geringere Elektrolyseursleistung von knapp 23 GW, bei

²³ NoEVFlex bezeichnet die Varianten mit ungesteuertem Laden von Batterieelektrofahrzeugen, NoHeatFlex die Varianten ohne Wärmespeicher und elektrische Wärmeerzeugung in KWK-Systemen, OptH2Flex die Varianten mit endogener Optimierung der Auslegung von dezentralen Elektrolyseuren und Wasserstofftankspeichern, OptHeatFlex die Varianten mit endogener Optimierung der Auslegung von Wärmespeicher und elektrische Wärmeerzeugung in KWK-Systemen, und NoH2Cavern die Variante ohne Betrachtung von Wasserstoffkavernenspeichern.

einer gegenüber der exogenen Vorgabe um 4 % höheren Speicherkapazität von 134 GWh. Im Szenario *Dezentral* ergibt sich hingegen eine Erhöhung der Elektrolyseursleistung um gut 15 % auf dann 33 GW, und zu mehr als einer Verdopplung der Kapazität der Wasserstoffspeicher auf 280 GWh. In beiden Szenarien folgt aus der abweichenden Auslegung eine Verschiebung des Gaskraftwerkszubaues von Gasturbinen auf GuD bei nahezu gleichbleibender Gesamtleistung, einhergehend mit einer höheren Auslastung der Kraftwerke (Abbildung 4-16). Im Szenario *Dezentral* resultiert zudem eine deutliche Reduktion des endogenen Speicherausbaus, bei den Batteriespeichern um 75 %, bei den zentralen Wasserstoffspeichern um 20 % der Entladeleistung (Abbildung 4-16). Die abweichende Auslegung bewirkt in Szenario *Import* keine wesentlichen Änderungen bei der Stromerzeugungsstruktur. Es ergibt sich jedoch eine deutliche Erhöhung in der Nutzung der zeitlichen Lastausgleichsoptionen. Diese beläuft sich bei Pumpspeichern auf gut 100 %, des gesteuerten Ladens von Batteriefahrzeugen um 10 %, bei der Rückspeisung ins Netz aus den Fahrzeugen auf über 300 %, bei den Wärmespeichern auf 10 % und beim sonstigen Lastmanagement auf 60 %. Im Szenario *Dezentral* bewirkt die optimierte Auslegung der dezentralen Wasserstoffinfrastruktur eine Reduktion der KWK-Stromerzeugung um gut 10 %, die durch zusätzliche Erzeugung in Gas-Kondensationskraftwerken kompensiert wird. Die deutlich reduzierte Verfügbarkeit anderer Speicher verursacht, neben einem Rückgang der Speichernutzung um 30 %, eine leichte Erhöhung der Abregelung, der elektrischen Wärmeerzeugung und der Rückspeisung aus Batteriefahrzeugen um jeweils etwa 20 - 40 %.

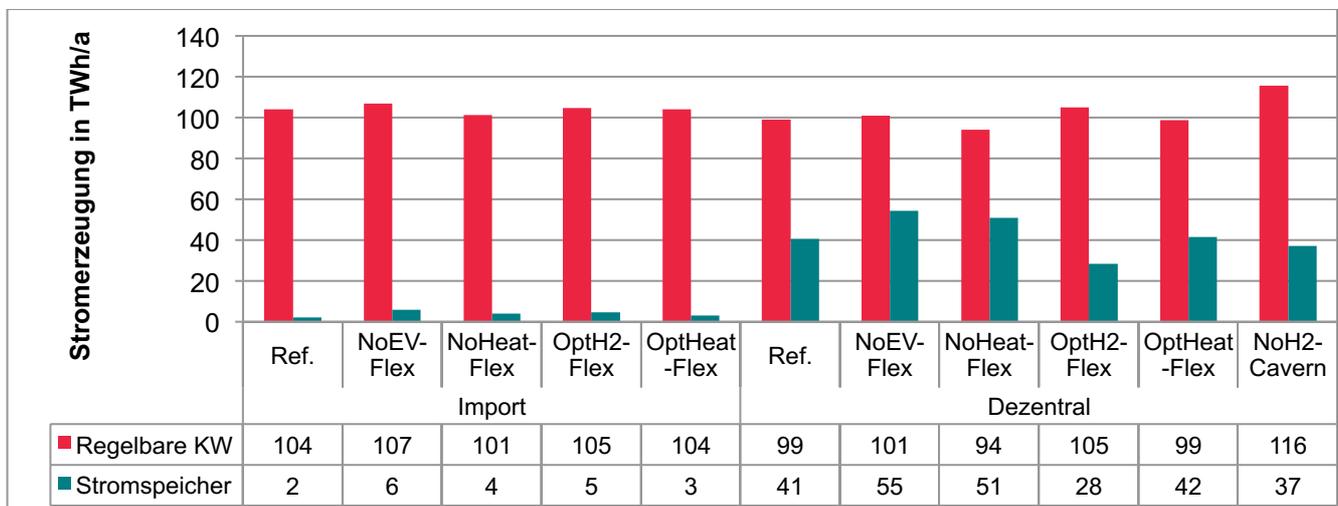


Abbildung 4-16: Vergleich der Stromerzeugung in regelbaren Kraftwerken und Stromspeichern in den Sensitivitätsläufen

Die endogene Optimierung der Wärmespeicher und elektrischen Boiler (*OptHeat-Flex*) hat insbesondere in Szenario *Import*, in dem das Stromnetz für einen weitreichenden Ausgleich ausgelegt ist, wesentliche Auswirkungen. So erfolgt eine deutlich kleinere Auslegung der Wärmespeicher um insgesamt 60 % bzw. 200 GWh. Diese betrifft insbesondere die Gebäudewärmepumpen, für die keinerlei Speicher gebaut werden. Im Gegensatz dazu werden Speicher bei großen GuD-KWK-Anlagen sogar größer ausgelegt als es die exogene Vorgabe vorsieht. Die aus den Speichern gespeicherte Wärme reduziert sich um 40 %, entsprechend 5 TWh. Die installierte Leistung der elektrischen Boiler fällt gegenüber der exogenen Vorgabe um 90 % ge-

ringer aus und summiert sich auf 6 GW. Sie werden bevorzugt in Kombination mit erdgasbefeuerten KWK-Anlagen berücksichtigt. Trotz der deutlich geringeren Leistung sinkt der Einsatz der elektrischen Boiler nur um 5 % bzw. 0.25 TWh. Wie auch für die geringfügige Reduktion der KWK-Erzeugung um 0.7 TWh wird die Wärme stattdessen in den Spitzenkesseln erzeugt. Die anderen Ausgleichsoptionen profitieren tendenziell von der geringeren Flexibilität bei der Wärmeerzeugung, in absoluten Zahlen steigt dabei vor allem der Einsatz der Pumpspeicher (+33 %, 2 TWh). In Szenario *Dezentral* kommt der flexiblen Wärmeerzeugung eine wesentlich gewichtigere Rolle zu, was sich auch bei der endogenen Auslegung von Wärmespeichern und elektrischen Boilern zeigt. So ist die installierte Wärmespeicherkapazität um nur 7 % (20 GWh) geringer als die endogene Vorgabe. Diese ist jedoch deutlich abweichend auf die Technologien verteilt, bei kleinerer Auslegung bei Biomasse- und Biogas-KWK sowie Sole-Wasser-Wärmepumpen, und größere Auslegung bei Gas-KWK, elektrischer Prozesswärmeerzeugung und Luft-Wasser-Wärmepumpen. Die geringere Kapazität der Wärmespeicher wird durch zusätzliche Stromspeicher, darunter Batterie- und Wasserstoffkavernenspeicher, im Umfang von insgesamt 30 GWh und mit einer Konverterleistung von 0.8 GW kompensiert. Ähnlich der Kapazität sinkt auch der Einsatz der Wärmespeicher um 8 %, entsprechend 1.7 TWh. Analog zum Szenario *Import* ergibt die endogene Auslegung der elektrischen Boiler deutlich geringere Werte als die exogene Vorgabe. Die Gesamtleistung beläuft sich auf 15 GW, und liegt somit um 75 % geringer. Die Wärmeerzeugung in den elektrischen Boiler reduziert sich dadurch jedoch nur um 8 % bzw. 1 TWh. Stromerzeugung, Stromspeichereinsatz, EE-Abregelung, flexible Batteriefahrzeuge und Lastmanagement werden nur unwesentlich durch die kleinere Auslegung der Wärmespeicher und elektrischen Boiler beeinträchtigt.

Wenn in Szenario *Dezentral* keine Wasserstoffkavernenspeicher gebaut werden dürfen (*NoH2Cavern*), erfolgt eine Kompensation durch weitere Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 7.5 GW (Abbildung 4-15). Der Wegfall der Langzeitspeicher führt zu keinem Anstieg beim endogenen Zubau der Kurzfristspeicher, hier repräsentiert durch die Batteriespeicher. Daraus resultierend verdoppelt sich die abgeregelte EE-Stromerzeugung nahezu auf 27 TWh. Im Gegenzug erhöht sich die Erzeugung in Gaskraftwerken auf etwa 65 TWh, entsprechend dem Wert in PowerFlex. Damit einher geht ein Anstieg der Emissionen. Trotz der um ein Viertel geringeren Speicherleistung sinkt die ausgespeicherte Strommenge nur um 10 %, gleichbedeutend mit einer intensiveren Nutzung der Pump- und Batteriespeicher. Ein Rückgang ähnlicher Größenordnung zeigt sich auch bei der Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen. Im Gegensatz dazu steigt die elektrische Wärmeerzeugung in KWK-Systemen um 55 % und die Wärmespeichernutzung um 8 %. Insgesamt nähern sich die REMix-Ergebnisse denen von PowerFlex sichtbar an, wenn in beiden Modellen kein endogener Speicherzubau betrachtet wird.

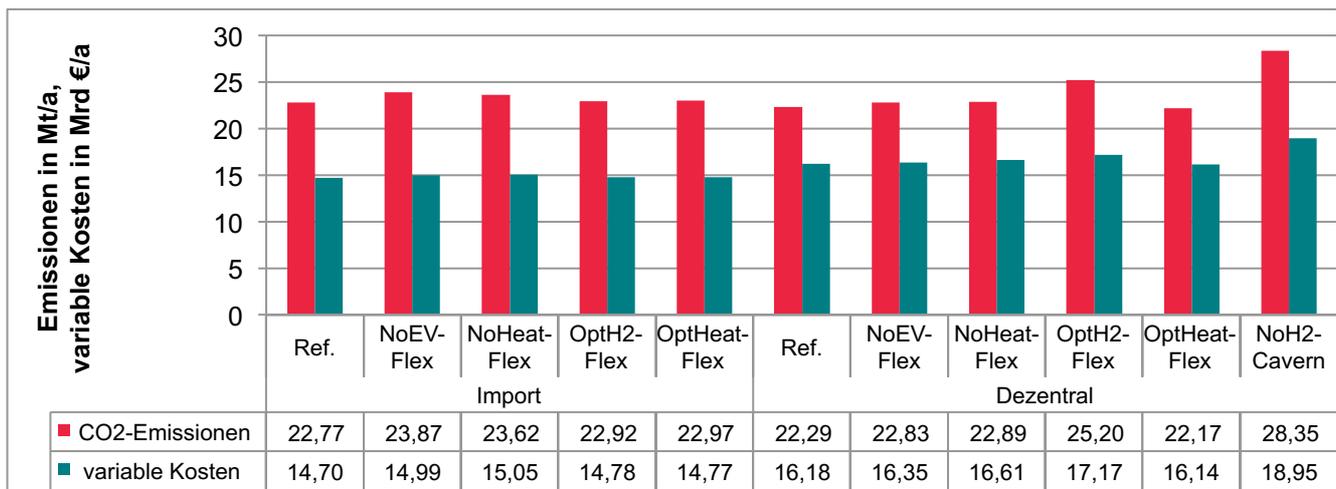


Abbildung 4-17: Vergleich der CO₂-Emissionen und variablen Systemkosten in den Sensitivitätsläufen²⁴

Die reduzierte Verfügbarkeit und optimierte Auslegung von Lastausgleichsoptionen in den Sensitivitätsläufen beeinflusst die CO₂-Emissionen und variablen Betriebskosten des Systems (Abbildung 4-17). Für Szenario *Import* ergibt sich eine Zunahme der Emissionen und variablen Kosten bei allen Varianten, die sich durchweg aus der Zunahme des Einsatzes der Gaskraftwerke ergibt. In den Varianten mit optimierter Auslegung der dezentralen Wasserstoffinfrastruktur und flexiblen Wärmeerzeugung ergeben sich durch die geringeren Anlagenzubau Einsparungen bei den Systemkosten von knapp 1 % bzw. 3 % erreichen. Für Szenario *Dezentral* lässt sich durch die optimierte Auslegung der Wärmespeicher und elektrischen Boiler eine leichte Reduktion der Emissionen und variablen Kosten erreichen. In allen anderen Varianten zeigen sich hingegen Anstiege beider Werte. Die Einsparungen bei den Systemkosten durch die optimierte Auslegung liegt in der gleichen Größenordnung wie in Szenario *Import*.

4.6 Zusammenfassung und Fazit

Die im Modellexperiment betrachteten Szenarien bieten vielfältige Einblicke in die Rolle des Lastausgleichs bei hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung. Der Vergleich der Szenarien *Import* und *Dezentral* zeigt insbesondere die Auswirkung eines stärkeren Stromnetzausbaus gegenüber einer verstärkten dezentralen Erzeugung. So bewirkt eine weitere Stärkung des Stromnetzes eine deutliche Reduktion des Bedarfs nach zusätzlichen regelbaren Backup-Kraftwerken und Stromspeichern. Auch der Einsatz von regelbaren Kraftwerken, Stromspeichern und flexibler Sektorenkopplung wird durch eine Stärkung des Netzes und geringeren regionalen Importlimits und folglich höheren Konzentration von EE-Anlagen an Standorte guter Ressourcenverfügbarkeit reduziert. Dies wird unterstrichen durch die Ergebnisse der endogenen Optimierung der dezentralen Wasserstoffinfrastruktur und der flexiblen Auslegung von KWK- und

²⁴ NoEVFlex bezeichnet die Varianten mit ungesteuertem Laden von Batterieelektrofahrzeugen, NoHeatFlex die Varianten ohne Wärmespeicher und elektrische Wärmeerzeugung in KWK-Systemen, OptH2Flex die Varianten mit endogener Optimierung der Auslegung von dezentralen Elektrolyseuren und Wasserstofftankspeichern, OptHeatFlex die Varianten mit endogener Optimierung der Auslegung von Wärmespeicher und elektrische Wärmeerzeugung in KWK-Systemen, und NoH2Cavern die Variante ohne Betrachtung von Wasserstoffkavernenspeichern.

Wärmepumpensystemen in der Sensitivitätsanalyse, die in Szenario *Import* zu deutlich geringeren Kapazitäten und Einsatzzeiten für Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Wärmespeicher und elektrischen Boiler führt als in Szenario *Dezentral*. Die Nichtverfügbarkeit einer stromgeführten Wärmezeugung und eines flexiblen Ladens von Batteriefahrzeugen führt in Szenario *Import* zu einer stärkeren Nutzung der vorhandenen Ausgleichsoptionen, während in Szenario *Dezentral* zusätzliche Stromspeicher gebaut werden. Dies ergibt sich aus einer Überdimensionierung verschiedener Lastausgleichsoptionen in Szenario *Import*, die sich aus der gewählten Vorgehensweise ergibt. Der in Szenario *Offshore* betrachtete Fall einer Fokussierung Deutschlands auf den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und den Transport von deren Erzeugung in den Süden des Landes liegt hinsichtlich des Bedarfs nach Lastausgleichsoptionen und der Einsatz erwartungsgemäß zwischen beiden anderen, stärker pointierten Szenarien.

Der Vergleich der Ergebnisse der Modelle erlaubt vielfältige Schlüsse hinsichtlich der Auswirkung unterschiedlicher Technologieabbildung auf die Ergebnisse. Über alle Szenarien und Modelle hinweg zeigt sich, dass eine identische Parametrierung nicht zu identischen, aber doch zu relativ ähnlichen Ergebnissen führt. Davon ausgenommen ist das Modell ELMOD, das aufgrund seiner grundlegend anderen Modellstruktur und Zielsetzung nur bedingt für den Ergebnisvergleich herangezogen werden konnte. So konnten die bereitgestellten Daten nicht so in das Modell übernommen werden, dass eine konsistente Einheit aus Stromerzeugung und der knotenscharf betrachteten Netzinfrastruktur geschaffen wurde. Als Konsequenz daraus ergeben sich einerseits ein extrem hoher Bedarf nach zusätzlichen Gaskraftwerken und Batteriespeichern und andererseits eine deutlich höhere EE-Abregelung, die durch zusätzlichen Einsatz der Gaskraftwerke kompensiert werden muss. Letzteres schlägt sich auch deutlich in den Emissionen und Systemkosten nieder. Die in ihrer Tendenz den anderen Modellen entgegenlaufenden Stromübertragungsmengen sind eine weitere Folge der Inkonsistenz von Erzeugungs- und Netzkapazitäten.

Für die weiteren beteiligten Modelle – REMix, PowerFlex und SCOPE - gilt, dass Abweichungen in den Ergebnissen überwiegend auf Modellunterschiede zurückführbar sind. Aufgrund der Herangehensweise im Modellexperiment sind die Effekte einzelner Unterschiede nicht quantifizierbar. Dies folgt direkt daraus, dass individuelle Modellunterschiede nicht separat analysiert werden. Nichtsdestotrotz erlaubt die Analyse der Ergebnisse die Ableitung verschiedener qualitativer Aussagen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Abschätzung des Bedarfs nach zusätzlichen Kraftwerken ohne endogene Optimierung und auf Grundlage der Minimierung der ungedeckten Stromnachfrage zu einer deutlichen Überschätzung führt. Hinsichtlich des endogenen Zubaus von Stromspeichern zeigt der Vergleich der Ergebnisse der Modelle REMix und SCOPE, dass eine freie Dimensionierung von Lade-, Entlade- und Speichereinheit gegenüber einer identischen Lade- und Entladeleistung und der Vorgabe fester Speichergrößen zu deutlichen Unterschieden in der Auslegung führen kann. Dies betrifft im Modellexperiment die Wasserstoffkavernenspeicher, die in REMix mit einer 2,5-4-mal größeren Ladeleistung ausgelegt werden.

Zwischen den Modellen mit endogenem Kraftwerks- und Speicherzubaue – REMix und SCOPE – ergeben sich kaum Unterschiede in der Nutzung und Abregelung fluk-

tuierender EE-Stromerzeugung. Infolgedessen ist auch die Summe der regelbaren Erzeugung sehr ähnlich. Dennoch ergeben sich einige Unterschiede in der Nutzung der Lastausgleichsoptionen, insbesondere bei der Stromübertragung und dem Einsatz der Stromspeicher. Letzteres ergibt sich überwiegend aus der abweichenden Auslegung der Wasserstoffkavernenspeicher, ersteres aus den unterschiedlichen Modellierungsansätzen. Aufgrund der dadurch reduzierten tatsächlichen Übertragungskapazität führt die Verwendung des DC-Lastfluss-Ansatzes in REMix gegenüber dem NTC-Ansatz in SCOPE zu einer um 20 – 40 % geringeren Nutzung des Stromnetzes. Folglich kann durch eine möglichst detaillierte Abbildung des Stromnetzes eine Überschätzung von dessen Ausgleichswirkung reduziert werden. Trotz der deutlich höheren Leitungsauslastung führt die höhere Übertragungskapazität in SCOPE jedoch nicht zu einem geringeren endogenen Zubau an Kraftwerken und Speichern. Folglich scheint sich die Netzmodellierung auf den Kapazitätsbedarf nicht oder nur unwesentlich auszuwirken.

Die Ergebnisse geben jedoch keinen Hinweis darauf, dass die genauere Modellierung des Netzes zu einem höheren Kapazitätsbedarf führt. Aufgrund der Nichtberücksichtigung zusätzlicher Stromspeicher und dem verlustfreien Stromtransport zwischen den Regionen ergeben sich in PowerFlex deutliche Unterschiede bei der EE-Abregelung (bis zu Faktor 10), dem Bedarf nach regelbarer Erzeugung (bis zu 15 %) und den Netzflüssen (bis zu Faktor 3). Die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung mit REMix suggerieren, dass der endogene Speicherausbau die beobachtete Reduktion der regelbaren Erzeugung und der Abregelung bewirkt, die deutlich geringeren Netzflüsse jedoch nicht.

Die Ergebnisse des Modellexperiments unterstreichen zudem die wesentliche Wirkung der Technologieabbildung auf den Einsatz von KWK-Anlagen. So bewirkt die Nichtberücksichtigung eines Notkühlers einen um bis zu 80 % geringeren Einsatz von Biogas-BHKWs.

Die Modellergebnisse belegen auch die hohe Attraktivität eines gesteuerten Ladens von Batterieelektrofahrzeugen zur Reduktion der Systemkosten. Steht dafür nicht nur ein Teil sondern der gesamte Fahrzeugbestand zur Verfügung erhöhte sich der zeitlich verschobene Ladestrom entsprechend. Im Gegensatz dazu wird eine Rückspeisung ins Netz bei den hier angenommenen Kosten kaum in Anspruch genommen. Bei Berücksichtigung von Abrufkosten erbringt das Lastmanagement in Industrie und Gewerbe einen kaum größeren Beitrag zum Lastausgleich. Werden die variablen Kosten vernachlässigt ergeben sich deutlich größere Beiträge. Dies ist vor dem Hintergrund möglicher Kosten und Einschränkungen für die Verbraucher aber eine eher optimistische Einschätzung des Lastmanagementpotenzials. Hinsichtlich des Einsatzes der Wärmespeicher suggerieren die Ergebnisse einen geringen Einfluss der berücksichtigten Kosten und Verluste. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Nutzung der Wärmespeicher sowohl mit der Verfügbarkeit und Auslegung von Wasserstoffspeichern korreliert ist, unabhängig davon, ob diese über die Option einer Rückverstromung verfügen. Eine voneinander unabhängige Dimensionierung der Lade- und Entladeeinheit der Wasserstoffspeicher mit Rückverstromung wirkt sich wesentlich auf die Nutzung von EE-Erzeugungsspitzen aus. Wenn eine größere Auslegung der Ladeeinheit möglich ist, kann die EE-Abregelung reduziert werden, je-

doch auf Kosten höherer Speicherverluste. Der für die Nutzung in elektrischen Boilern in KWK-Systemen zur Verfügung stehende Strom wird ebenfalls reduziert.

Zusammenfassend zeigt sich im Vergleich der Ergebnisse insbesondere von REMix und SCOPE, aber auch von PowerFlex eine relativ hohe Robustheit hinsichtlich des aggregierten Einsatzes von regelbaren Kraftwerken, sowie der Summe des durch Elektromobilität, Stromspeicher, Wärmespeicher und Lastmanagement bereitgestellten zeitlichen Lastausgleichs. Innerhalb dieser beiden Kategorien ergeben sich größere Abweichungen, die sich auf die dargelegten, vielfältigen Unterschiede in Details der Modellierung zurückführen lassen.

5 AP D: Disruptive Elemente in der Energiesystemmodellierung

Ursprünglich war beabsichtigt, im Rahmen des Projektes disruptive Elemente (DE), welche in diesem AP D identifiziert werden, in den Modellexperimenten (AP B und AP C) abzubilden. Dies konnte im Laufe der Projektbearbeitung zeitlich und im Rahmen des angesetzten Aufwandes nicht geleistet werden.

Statt dessen wird hier, nach der Definition (Kapitel 5.1) und Auswahl disruptiver Elemente (Kapitel 5.2 bis 5.4) zunächst diskutiert, welche disruptiven Elemente in den an den Modellexperimenten beteiligten Modellen wie umgesetzt werden könnten (Kapitel 5.5). Anschließend werden übergreifende Konzepte zur Implementierung disruptiver Elemente vorgestellt (Kapitel 5.6) und darauf aufbauend ein konkretes Vorgehen zur Untersuchung bzw. Modellierung disruptiver Elemente vorgeschlagen (Kapitel 5.7). Diese Arbeiten können somit zur Vorbereitung zukünftiger Modellierungs- und Modellvergleichsprojekte dienen, in denen die Umsetzung der Modellierung disruptiver Elemente durchgeführt wird.

5.1 Definition und Funktion disruptiver Elemente in Energieszenarien, Ursachen und Wirkungen

5.1.1 Definition im Kontext

Disruptive Elemente werden hier im Zusammenhang von Energieszenarien betrachtet. Energieszenarien stellen mögliche Verläufe der Änderung eines Energiesystems – bzw. hier insbesondere eines Ausschnitts, eines Elektrizitätssystems, – dar. Sie handeln also von Zukunft, nicht aber im Sinne von Prognosen sondern im Sinne von Möglichkeiten.

Vom Autor eines Szenarios bzw. besser eines Szenariensets ist deswegen eine methodische Haltung der Zukunft als Raum von Optionen gegenüber einzunehmen – es geht explizit nicht um die Wahrnehmung von Fakten. Üblicherweise wird die Haltung des Allwissenden eingenommen, der das Geschehen überschauen kann, weil es deterministisch bestimmt in der Zeit abläuft – die aus der Physik überkommene Vorstellung des Laplace'schen Dämons ist leitend, zumindest der Form nach. Danach reicht die Kenntnis der ‚Mechanik‘ eines Systems, etwas Strukturellem, verbunden mit der Kenntnis der Ausgangsbedingungen, etwas Kontingentem, aus, um die zukünftigen Zustände des Systems abzuleiten. Überraschendes kommt in dieser Vorstellung nicht vor, es ist methodisch ausgeschlossen.

Diese methodische Ausschaltung des Überraschenden ist ein Mangel. In dem Projekt, von dem hier berichtet wird, wurde ein Anlauf unternommen, diesem Mangel abzuwehren.

Um zu vermeiden, Eulen nach Athen zu tragen, muss man allerdings einräumen, dass der Szenarien-Community dieser methodische Mangel bestens bewusst ist. Sie hat dazu eine Weise des Umgangs entwickelt, die im Kern darin besteht, dass Szenarien immer im Plural genommen werden – sie sollen ein Bündel möglicher Optionen des Ablaufs des Systems in Zukunft darstellen. Damit ist der Determinismus, der formal im einzelnen Szenario unterstellt wird, dann doch aufgehoben. Mehrere Szenarien stellen mögliche Zukünfte dar – eigentlich ist sogar gemeint, dass mit der Darstellung der Ränder eines Szenarien-Trichters die Zwischenverläufe mitabge-

deckt sind. Das Überraschende, welches konstitutiv für die wirkliche Offenheit der Zukunft ist, wird dann, so der methodische Standpunkt der Autoren von Szenarien üblicherweise, dadurch abgedeckt, dass irgendein Szenario später in Wirklichkeit eintritt. Das ist nicht (analytisch) bestimmt von den Autoren, sie sehen sich – zu Recht – nicht in der Rolle des Laplace'schen Dämons, der alles an Gesetzmäßigkeiten und aktuellen Randbedingungen kennt. Deshalb ihre schon beinahe ritualisierte Betonung dessen, dass Szenarien keine Prognosen seien. Damit aber, mit dieser methodischen Auffassung, wird der potentielle Eintritt des Überraschenden, der nicht geleugnet werden soll, zumindest aus der Sphäre des analytischen Zugriffs herausgeschoben, in die Sphäre des (späteren) Wirklichen. Das ist immer noch unbefriedigend.

Gesteigert wird diese methodisch bedingte Situation, die Anlass für Unzufriedenheit bietet, noch in energieökonomischen Modellen. Energieökonomische Modelle sind eine Erweiterung von (physischen) Energiesystemmodellen. Hier wird die Sphäre von (bewerteten) Kosten und Nutzen durch Überlagerung den physischen Energiesystemmodellen hinzugefügt. Die Bewertung gerade des stark investiven Teils des Energiesystems wird durch „*discounted cash flow*“ vorgenommen, also durch „bewertende Antizipation“, d. i. durch Bildung von Gegenwartswerten, welche dem Fluss von Nettoeinnahmen in Zukunft äquivalent sind. Methodisch ist das nur möglich, wenn die Zukunft langfristig als bekannt unterstellt wird, also qua Determinismus. Das realistische Moment der „Überraschung“ ist aber einführbar: Das geschieht durch Überlagerung der deterministischen Wertebene mit Probabilistik – ökonomisch ist etwas möglich, was in der Simulation der physischen Abläufe nicht geht: dass die Unsicherheit, der Grad der Unsicherheit, über bestehende Kalküle in die ökonomische Bewertung einzufließen vermag. Voraussetzung für eine befriedigende Nutzung dieser methodischen Option ist allerdings, dass die gewählte Probabilistik nicht lediglich gegriffen sondern empirisch fundiert ist – aber daran mangelt es häufig, weil bei langfristigen und gar noch transformativen Verläufen des Systems es auch an Empirie fehlt, auf die eine Probabilistik mit Anspruch auf Relevanz abzustützen wäre.

Vor diesem Hintergrund wurde im vorliegenden Projekt ein anderer Ansatz zum Umgang mit dem Phänomen der Unsicherheit gewählt, mit dem geschichtlichen Phänomen, dass es doch deutlich anders kommen kann – und nach aller Erfahrung auch kommt – als anfangs allgemein, insbesondere in der Experten-Community, gedacht. Hier wird auf die physischen Energiesysteme (bzw. ihre Repräsentation in entsprechenden Modellen) fokussiert. Fokussiert wird zudem auf das einzelne Szenario, den einzelnen Modelllauf. Unterstellt wird, so die Sprechweise, dass in Modellläufen die Fortschreibung von „Trends“ widergespiegelt wird, mit einer gewissen Offenheit, dem bereits erwähnten „Trichter“. Der Fokus ist auf das einzelne Szenario gerichtet.

Schlüsselbegriff ist der Ausdruck „disruptive Elemente“. Ein „disruptives Element“ ist für die in Szenarien beschriebene trendgerechte Entwicklung eines Energiesystems dasjenige, was für die Entwicklung des Lebenssystems auf dem Planeten Erde der Einschlag eines Asteroiden vor etwa 65 Millionen Jahren im Golf von Mexiko war. „Disruptive Elemente“ kommen von außerhalb des betrachteten Systems und kommen überraschend, unvorhergesehen. Gemeint ist zudem nicht jegliches Ereignis

nis, als „disruptiv“ sollen vielmehr nur Ereignisse gelten, die fundamentale Änderungen (Ereignisse) darstellen und folglich (Aus-) Wirkungen haben, die erhebliche Abweichungen von einem Trend mit sich bringen – im Extrem, vor 65 Mio. Jahren, die Auslöschung der damals dominanten Tierart. Für „disruptive Elemente“ konstitutiv ist deshalb, dass sie einerseits von den üblichen explorativen Szenarien oder den Annahmen in Zielszenarien im Ursachenbündel nicht erfasst werden – das gilt aber für sehr viele Randbedingungen –, dass sie bzw. ihre Berücksichtigung aber andererseits die Ergebnisse eines Szenarienlaufs im Modell, d. i. den Systemverlauf, maßgeblich beeinflussen, d. h. verändern gegenüber der vorherigen Annahme bzw. Erwartung.

Wie erwähnt gilt: Aufgrund ihrer Seltenheit ist die Wahrscheinlichkeit ihres Eintritts und damit die Wahrscheinlichkeit des Auftretens ihrer ‚disruptiven‘ Wirkung nicht auf Erfahrungsbasis bestimmbar.

Disruptive Ereignisse kommen, wie erwähnt, von „außerhalb“ (mindestens des betrachteten Systems, aber auch von außerhalb der üblicherweise betrachteten Randbedingungen für dieses System) – was ihren Überraschungseffekt zum Teil erklärt. „Außerhalb“ heißt jedenfalls „außerhalb des Betrachtungsbereichs“ der Modellierer bzw. Szenario-Autoren. Inhaltlich ist das generell nicht näher zu bestimmen, die Ereignisse können ihren Ausgang vom technischen, gesellschaftlichen, politischen/regulatorischen und/oder marktlichen Bereich im In- oder Ausland nehmen. Sie können prinzipiell von überall her kommen; besonders interessant aber ist selbstverständlich, den Blick auf diejenigen Bereiche zu lenken, die gemäß der Kultur der Fach-Szene nicht als einflusssträchtig gelten. Mögliche Herkunftsbereiche disruptiver Ereignisse, so die methodische Maxime, werden weniger durch ein sachgeleitetes Screening als vielmehr durch ein Screening der leitenden Vorurteile und Ausblendungen der Fachszene bestimmt.

5.1.2 Konsequenzen für die methodische Vorgehensweise

Hat man mittels eines solchen Screenings ein disruptionsträchtiges Element identifiziert, so kann ohne nähere Untersuchung nicht entschieden werden, ob dieses Ereignis Szenarioergebnisse tatsächlich maßgeblich zu beeinflussen vermag, ob es die Disruptiv-Eigenschaft wirklich besitzt. Daraus folgt eine Konsequenz für die methodische Vorgehensweise, wie potentiell disruptive Ereignisse zu identifizieren sind und eine Auswahl anschließend näher zu analysieren ist. Welche Änderungen dabei im Kontext des Projekts als disruptiv und welche Elemente deswegen als potentiell disruptiv anzusehen sind und welche Auswahl in Sensitivitätsanalysen oder Szenariovarianten näher zu betrachten ist, hängt auch von der Festlegung der ohnehin zu untersuchenden Szenarien ab.

Die Antwort auf die Frage, ob der Einfluss eines disruptiven Elements eine Änderung der Eingangsparameter herbeiführt und dann eine disruptive Wirkung entfaltet, ist nicht allein kategorial zu bestimmen. Sie ist vielmehr zudem vom quantitativen Ausmaß der Änderung abhängig. Eine kleine Änderung des Verhältnisses der Preise von Steinkohle und Erdgas beispielsweise hat schwerlich einen Einfluss auf die in der Stromerzeugung eingesetzten Technologien und deren Volllaststunden – es sei denn, diese kleine Änderung führte zu einem Wechsel der kleiner-größer-Relation und dann zu einem Switch in der Merit Order. Eine große Änderung hingegen verändert

die Merit Order so gut wie sicher und führt dann regelmäßig zu einer Verdrängung der Steinkohle aus der Stromerzeugung. Eine solche Aussage quantitativer Art kann i. Allg. nicht bereits aus der Kategorie abgeleitet werden. Solche Aussagen werden erst, für ausgewählte Elemente-Kandidaten, im Zuge der Implementierung potenziell-disruptiver Elemente in Modelle getroffen.

Eine disruptive Wirkung kann, so eine weitere prinzipielle Unterscheidung mit Bedeutung für die Heuristik, auf zwei Arten entstehen. Ereignisse können entweder eine sehr breite Wirkung auf das Energiesystem entfalten oder sie können in einem begrenzten Bereich sehr tief wirken. Beispiel für ein Ereignis mit einer breiten Wirkung ist eine deutlich größere Bevölkerung in Zukunft als in Szenarien üblicherweise angenommen. Gerade für Ereignisse mit einer breiten Wirkung aber ist es schwierig, die Frage zu klären, ob überhaupt oder ab welcher Veränderung im Vergleich zu üblicherweise verwandten Quantifizierungen sie als potenziell disruptiv gelten können – um das zu können, bedarf es i. d. R. vorab einer quantitativen Analyse. Zudem gilt einschränkend, dass quantitative Analysen für derartige Disruptionen mitunter nur unter sehr restriktiven Annahmen möglich sind.

Nicht als disruptiv eingestuft und folglich hier nicht berücksichtigt werden Ereignisse, die zwar sehr wohl tiefgreifend wirken, das aber doch lediglich kurzfristig und vorübergehend. Im Rahmen der gemeinsamen Initiative des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) und des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) „Schutzes kritischer Infrastrukturen“ (KRITIS) (BBK und BSI 2016) sind sie beispielhaft Thema und werden hier betrachtet. So wurde unter dem KRITIS-Dach im Energiesektor, der zu den Bereichen mit kritischen Infrastrukturen gerechnet wird, in der Branche Elektrizität ein lang anhaltender und großräumiger Stromausfall unterstellt und im Hinblick auf die Kapazitäten der Bevölkerung zur Bewältigung eines solchen Stromausfalles untersucht. Im Rahmen von KRITIS wird dazu typischerweise gefragt, wie die Wahrscheinlichkeit eines solchen Ausfalls reduziert werden könne, wie im Falle eines Ausfalls bestmöglich zu reagieren sei und vor allem wie kapazitativ Vorsorge getroffen werden könne für den Fall des Eintretens eines solchen schwerwiegenden und tiefgreifenden Ereignisses. D. h. die Fragestellung unterstellt, dass ein solches Ereignis nicht *nachhaltig* disruptiv ist.

Nicht gefragt bzw. unterstellt wird hingegen, ob ein solches Vorkommnis zu einer fundamentalen Änderung im Elektrizitätssystem zu führen vermag. Das aber wäre im vorliegenden Projekt die Frage. Ein solches Vorkommnis kann erhebliche Lerneffekte auslösen, z. B. dass die Akteure sich entscheiden, für sich selbst Vorsorge zu treffen, sich so auszurüsten, dass ihre Resilienz erheblich gesteigert wird – und dass die dafür angeschafften Kapazitäten im Normalbetrieb zur Verfügung stehen, genutzt werden können und dafür anderes substituieren. Gefragt wird somit danach, wie die Akteure im System kollektiv reagieren, wenn aufgrund eines Ereignisses die Sicherheit der Stromversorgung als reduziert wahrgenommen wird, und wie sie durch ihre Reaktion das Energiesystem in Deutschland dauerhaft ändern. Ein Beispiel ist - allerdings mit einer Ersatz-Technologie der Vergangenheit - der hohe Notstromdiesel-Besatz in Staaten mit weit weniger robusten Stromsystemen. Moderner wäre es, Photovoltaik mit Speichern als dezentrales Back-up zu nutzen.

Aufgrund des Ziels im vorliegenden Projekt werden im Vergleich zu den beiden Szenarien als disruptiv vornehmlich solche Ereignisse betrachtet, welche die Erreichung des Klimaschutzziels erschweren, also beispielsweise bei dem Einflussparameter „Preise fossiler Brennstoffe“ eine Senkung der Preise, nicht ihre Erhöhung.

Ein weiterer Ausschluss ist festzuhalten. Im Prinzip gilt: Disruptive Elemente können auch solche sein, die das Energiesystem vermittelt über komplexe Wirkungsketten in anderen Systemen, also äußerst indirekt, beeinflussen. Ein Beispiel: In Folge des Klimawandels kommt es zur Zunahme extremer Wetterereignisse, die zu Schäden an biogenen Rohstoffen, Erzeugungsanlagen und Leitungen führen. Derartige indirekte Effekte werden im Weiteren i. Allg. nicht berücksichtigt, da sie überwiegend nur mit erheblichem Aufwand quantitativ abgeschätzt werden können und z. B. über ökonomische Wirkungen laufende Effekte grundsätzlich nur in einem iterativen Prozess zwischen Energiesystemmodellen und makroökonomischen Modellen einigermaßen konsistent abgebildet werden können. Eine solche Iteration ist im gegenwärtigen Projekt nicht vorgesehen.

5.2 Identifikation potentiell geeigneter disruptiver Elemente

5.2.1 Überblick zur Vorgehensweise

Bei dem Vorgehen handelt es sich um einen mehrstufigen Filterprozess, der in Abbildung 5-1 schematisch dargestellt ist. Ausgehend von einer Sammlung potentiell möglicher disruptiver Elemente werden mittels nachfolgend zu entwickelnder Kriterienraster Elemente ausgesondert.

- a) In einem ersten Schritt erfolgt die Sammlung von disruptiven Elementen, wobei auch vorhandene Literatur mit einbezogen wurde.
- b) In einem zweiten Schritt erfolgt eine erste Vorauswahl. Hierzu werden Kriterien definiert, die in den Modellexperimenten als ergänzend zum Zielszenario und ambitionierten Szenario gerechnet werden.
- c) Der dritte und letzte Schritt prüft, inwieweit sie für die Modellexperimente geeignet sind.

Für einen besseren Lesefluss wird die eigentliche Sammlung an Elementen nur im Anhang aufgeführt und lediglich die Vorgehensweise und Ergebnisse in den folgenden Kapiteln dargestellt.

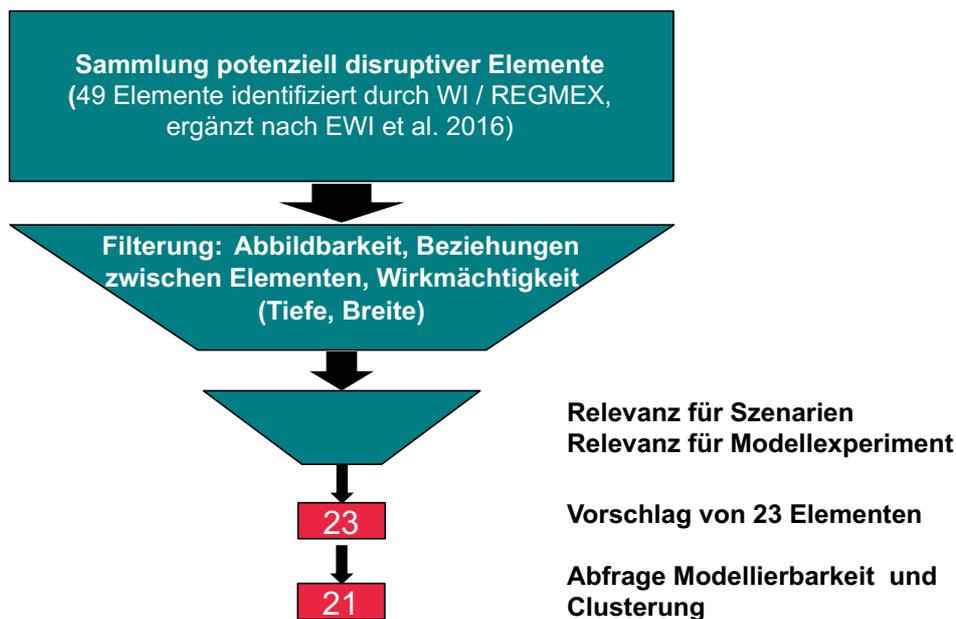


Abbildung 5-1: Filterprozess der Identifikation und Auswahl disruptiver Elemente

5.2.2 Sammlung möglicher disruptiver Elemente

Im ersten Schritt wurden mögliche disruptive Elemente gesammelt. Dabei wurden zwei Wege verfolgt:

- 1 | Es wurden allgemein diskutierte disruptive Elemente – z. B. im Zusammenhang mit der IKT-Technik oder dem Klimawandel – aufgenommen;
- 2 | Es wurden potentielle Disruptionen unmittelbar im Energiebereich betrachtet.

Die Elemente beider Gruppen sind nicht distinkt, da Elemente der ersten Gruppe ihren Wirkungspfad über Teile des Energiesystems nehmen, die in der zweiten Gruppe behandelt werden. Der Unterschied ist, dass die Elemente der ersten Gruppe nicht allein Ursachen für potentielle disruptive Effekte darstellen, sondern darüber hinaus auch bestimmte Muster der Änderungen des Energiesystems aufweisen. Ein schneller Klimawandel z. B. bewirkt gleichzeitig eine Verringerung des Raumwärmebedarfs, eine Erhöhung des Klimatisierungsbedarfs, u. U. vermehrte Engpässe für wassergekühlte thermische Kraftwerke im Sommer, u. U. häufigere Schäden z. B. an Windkraftanlagen und PV-Anlagen durch vermehrte Extremwetterereignisse und häufigere Sperrungen von Wasserstraßen für die Binnenschifffahrt. Derartige Kombinationen geraten bei einer reinen Betrachtung von unmittelbar den Energiebereich betreffenden Größen aus dem Blick.

Da der Fokus der Modellierung auf die Erreichung von Klimaschutzziele ausgerichtet ist und deren Robustheit geprüft werden soll, werden Ereignisse betrachtet, welche die Erreichung dieser Ziele erschweren.

Die Sammlung potentiell „disruptiver Elemente“ wurde beendet, als die weitere Recherche v. a. Ursachen für bereits enthaltene Elemente oder ähnliche Ereignisse lie-

ferte²⁵ oder Elemente enthielt, die wesentliche Unterschiede zwischen dem „Zielszenario und dem ambitionierten Szenario betrafen, da diese innerhalb der ohnehin betrachteten Modellexperimente diskutiert werden. Nachträglich wurde die Liste noch mit der Liste der Risikocluster aus (EWI et al. 2016) verglichen und um diejenigen Cluster ergänzt, die noch nicht durch mindestens ein potentiell disruptives Element abgebildet und gleichzeitig von (EWI et al. 2016) nach Expertenbewertung unter den zwanzig bedeutsamsten Clustern nach dem Kriterium „Betroffenheit“ eingeordnet wurden (vgl. hierzu auch Anhang 2). Diese Einschränkung wurde verwendet, da es nicht sinnvoll erscheint, Cluster aufzunehmen, von denen angenommen wird, dass sie nicht erheblich auf die Energiewende wirken.

Daraus resultiert die folgende Liste, in der zuerst die einzelnen Elemente in Stichworten benannt und dann kurz näher bestimmt werden²⁶. Sie ist unterteilt auf die internationale und nationale Ebene. Diese Unterteilung erfolgt, weil davon auszugehen ist, dass internationale im Vergleich zu nationalen Ereignissen schwerer von deutschen Akteuren und durch Maßnahmen in Deutschland zu beeinflussen sind. Beide Ebenen sind wiederum weiter untergliedert nach „Preise, Kosten und Technik“ sowie „Gesellschaft, Politik und Regulierung“. Hintergrund dafür ist, dass so zwei Gruppen geschaffen wurden, deren Elemente untereinander sehr viel enger zusammenhängen als mit denjenigen der anderen Gruppe. Diese Einteilung dient jedoch nur einer geordneten Darstellung. Für den weiteren Verlauf der Diskussion ist diese Unterscheidung unerheblich. Dort wird von den einzelnen potentiell disruptiven Elementen ausgegangen.

Elemente auf internationaler Ebene

Preise, Kosten und Technik

- Einflüsse globaler Energiemärkte, die sich in den Importpreisen von Brennstoffen manifestieren. Hier ist zum einen an langfristige Preisentwicklungen zu denken, die maßgeblich für Verbrauch und Investitionsentscheidungen sind. Zum anderen kann auch eine vorübergehende - z. B. für einige Jahre anhaltende - Änderung von Importpreisen zu Reaktionen führen, die unter Umständen langfristig sinnvolle Lösungsstrategien behindern.
- Variation der Stromgestehungskosten durch Technologieweiterentwicklungen (z. B. Windkraftanlagen, PV, smart grids, virtuelle Kraftwerke). Je nach Technikentwicklung können sich die relativen Kosten verschiedener fEE-Anlagen sowie Techniken zu deren Systemintegration unterschiedlich entwickeln. Es ist davon auszugehen, dass sich dies erheblich auf den langfristig kosteneffizienten Zielpfad auswirkt.
- Kostendurchbruch bei (dezentralen) Speichern. Eine erhebliche Kostensenkung bei dezentralen Speichern kann das Zielsystem stark beeinflussen, da

²⁵ Z. B. als mögliches disruptives Element eine Anreizregulierungsverordnung, die keine ausreichenden Anreize für einen Netzausbau bietet; enthalten war schon ein verzögerter Netzausbau

²⁶ Die anfängliche Kurzbenennung wird auch verwendet, um später einen eindeutigen Bezug herzustellen, der dann auch über eine Nummerierung läuft. Die Nummernliste findet sich in Anlage 1. Dort sind auch die aus (EWI et al. 2016) zusätzlich identifizierten Risikocluster enthalten, die nicht durch die anderweitige potentiell disruptive Elemente abgebildet werden und die wegen der als gering eingeschätzten Betroffenheit nicht weiter verfolgt wurden. Die weiter verfolgten übernommenen Risikocluster sind in die folgende Liste integriert und dort kenntlich gemacht.

nun regionale oder lokale Lösungen der Systemtransformation attraktiver werden und zudem eine Eigenerzeugung mit einem höheren Eigenverbrauch verbunden sein kann (EWI et al. 2016)²⁷.

- Kostendurchbruch bei Carbon Capture and Storage (CCS), CCS akzeptiert, Nachrüstung möglich. Durch einen Kostendurchbruch bei CCS und einer Akzeptanz der Technik in Deutschland könnten Kohlekraftwerke längere Zeit einen erheblichen Teil der Stromerzeugung übernehmen.
- Die Stromerzeugung mittels PV kostet nur noch sehr wenig, was zu Flatrate-Tarifen führt und einer damit einhergehenden Energieverschwendung. Entsprechende Überlegungen liegen z. B. von Rifkin (Rifkin 2014) vor. Sofern PV-Stromerzeugung tatsächlich nahezu nichts kosten sollte und entsprechende Leistungen zugebaut würden, resultierte daraus auf PV konzentrierter Ausbaupfad. Sollte die mögliche Stromverschwendung jedoch so groß sein, dass die PV-Anlagen an ihre Potenzialgrenze stoßen, sind höhere Preise zu erwarten. Zudem tragen in Deutschland Stromverbraucher auch Netzentgelte, Umlagen und Steuern, was einen Flatrate-Tarif für alle Stromverbraucher als unwahrscheinlich erscheinen lässt. Insofern ist es sinnvoll, dieses disruptive Element auf eine deutliche Senkung des variablen Anteils der Verbraucherpreise zu reduzieren. Dies kann z. B. durch eine Verlagerung der gesamten Netzentgelte auf die Anschlussleistung sowie durch eine Finanzierung des EE- und KWK-Zubaus und -bestands über Fonds zustande kommen. Dies senkt dann den Anreiz für Energieeffizienz.
- Lernkurven bei Erneuerbaren Technologien treten nicht in erwartetem Maße ein. Sofern EE-Technologien teurer als erwartet werden, ist damit zu rechnen, dass andere Bereiche – insbesondere die Effizienz betreffende – einen größeren Teil zur CO₂-Reduktion beitragen müssen.
- Verknappungen von Strukturmaterialien wie z. B. Stahl, Kupfer, Aluminium, Zement, seltene Erden oder kritische Ressourcen. Eine Verknappung führt tendenziell zu einer Preiserhöhung²⁸. Dies erhöht zum einen tendenziell die Kosten von Energietechnologien. Je nach betroffenen Materialien kann dies unterschiedlich auf die Preise verschiedener Technologien wirken, also zum anderen deren Relativpreis ändern. Dabei ist auch zu beachten, dass innerhalb einer Anwendung (z. B. PV) nur einzelne Techniken (z. B. Dünnschicht) betroffen sein können und die Möglichkeit, bestimmte Materialien zu substituieren, je nach Technologie verschieden sein kann.

²⁷ (EWI et al. 2016) subsumieren unter Durchbruch von Speichertechnologien auch einen schnellen Marktzutritt von „batterieelektrischen PKW“. Ein deutlich schnellerer als gegenwärtig erwarteter Zutritt kann die Energiewende erheblich beeinflussen, da die Stromnachfrage dann relativ frühzeitig stärker steigt oder weniger zurückgeht. Sie ordnen das Risikocluster im Schwerpunkt als „Pink Swan“ ein. Da dies zumindest bei einem sehr schnell wachsenden Marktanteil von batterieelektrischen PKW (vorübergehend) fraglich ist und bei Eintritt dieses Clusters gleichzeitig ein deutlich anderer Entwicklungspfad des Stromsystems wahrscheinlich ist, wurde dieses disruptive Element in der Liste beibehalten.

²⁸ Grundsätzlich kann insbesondere für Ressourcen, die nur in wenigen Ländern gefördert werden, auch eine mengenmäßige Verknappung, z. B. durch ein Ausfuhrverbot, auftreten. Dann stünden preisunabhängig diese Ressourcen nicht zur Verfügung. Gedanklich kann dies für eine Verarbeitung außerhalb des Landes als eine extreme Preissteigerung aufgefasst werden. In dem Fall ist zu fragen, inwieweit dann (Vor)Produkte, die diese Ressource enthalten, von dem entsprechenden Land auf dem Weltmarkt angeboten werden. Zu kritischen Ressourcen s. z. B. (Viebahn et al. 2015). Allgemein zu Ressourcenpreisen und deren Bedeutung z. B. für die Onshore-Windkraft (z. B. Stahl) s. (Wallasch et al. 2013).

- In Haushalten und Teilen des GHD setzt eine starke Eigenproduktion ein, die insbesondere auf 3D-Druckern basiert. Dadurch werden „traditionelle (Industrie)Betriebe“ verdrängt und evtl. der Stromverbrauch erhöht.
- Durch Entwicklung und Einsatz von „Energy Harvesting“-Technologien (z. B. durch Nutzung des piezoelektrischen Effekts) wird ein merklicher Anteil des Stromverbrauchs gedeckt²⁹.
- „Naturkatastrophen – Man-made (schwere Umweltkatastrophe als Treiber: Fukushima II in Frankreich führt zu internationalem Nachvollzug der Energiewende; Tanker-Unglück vor der deutschen Küste)“ (EWI et al. 2016)³⁰

Gesellschaft, Politik und Regulierung

- Splittung des Europäischen Marktes. Durch eine auf eng verstandene nationale Interessen fokussierte Politik in vielen EU-Staaten erodiert die EU, was sich in einer Abkehr vom Euro, in einer Verringerung der intra-EU-Beweglichkeit von Arbeit, Kapital, Gütern und Dienstleistungen, einer Abkehr von EU-Förderrichtlinien (z. B. in der Landwirtschaft, der Regionalpolitik oder von Beihilferichtlinien) und/oder in einer Zunahme nicht mehr EU-weit geltender Standards manifestieren kann. Damit würde der EU-Binnenmarkt teilweise aufgelöst bzw. eine Bewegung hin zu nationalen Märkten verursacht. Zudem wird der europäische CO₂-Zertifikatehandel eingestellt oder zumindest nicht wirkmächtig belebt.
- Kein Stromaustausch mit anderen Ländern. Dies kann als ein möglicher Teil einer Splittung des „Europäischen Marktes“ aufgefasst werden. Das Element muss jedoch nicht auf einer Erosion der gesamten EU basieren. In Bezug auf den Stromaustausch sind dabei drei Ausprägungen möglich, die einzeln oder zusammengenommen auftreten können: Zum ersten kann die Kopplung der Börsen wieder rückgängig gemacht werden, zum zweiten kann der systematische Import von EE-Strom unterbunden werden und zum dritten kann die physische Übertragung über Koppelstellen reduziert werden.
- Erdgasverfügbarkeit sinkt (Fokus Osteuropa). Aufgrund anhaltender oder zunehmender politischer Spannungen zwischen der EU und Russland reduziert Russland die Lieferungen zumindest nach Osteuropa und liefert auch nicht genug in die restliche EU, damit diese die Versorgung der östliche EU-Staaten und der Ukraine übernehmen kann. Zudem baut Russland ggf. Leitungskapazitäten auf, um das Erdgas auch nach China absetzen zu können. Dadurch nimmt die von Russland gelieferte in Deutschland verfügbare Menge an Erdgas ab. Gleichzeitig sinkt die Erdgasgewinnung in West- und Nordeuropa. Die resultierende Knappheit an Erdgas hält zumindest so lange an, bis LNG-

²⁹ Zu einem Technologieüberblick für kleine Systeme s. (Bhatnagar und Owende 2015) oder (Yildiz 2009).

³⁰ Übernommen aus (EWI et al. 2016). Eine nähere Beschreibung ist dort nicht zu finden; in der Klammer sind die zwei dort genannten Initialrisiken aufgeführt. Auf eine nähere Beschreibung wird verzichtet, da die beiden Initialrisiken deutlich unterschiedliche Reaktionen haben dürften: Während für „... Fukushima II ...“ benannt ist, dass die Reaktion darin besteht, die deutsche Energiewende international nachzuvollziehen, könnte ein Tankerunglück z. B. einen Ausstieg aus dem Energieträger Erdöl politisch prioritär werden lassen, wodurch eine deutliche Umsteuerung der Energiewende resultieren würde. Ob (EWI et al. 2016) eine solche Reaktion meinen, ist aber offen.

Terminals mit einer erforderlichen Kapazität geplant, gebaut und in Betrieb genommen sind.

- Makroökonomische Einflüsse. Makroökonomische Einflüsse sind teils durch globale bzw. internationale Entwicklungen bedingt. Deshalb werden sie hier aufgeführt. Betrachtet werden dabei einzelne Faktoren, die aber wahrscheinlich nicht alle zusammen auftreten werden. Die Faktoren sind:
 - a) Hohe Realzinsen: Im Zuge eines globalen starken Wachstums steigt die Nachfrage nach Kapital, was die Realzinsen in die Höhe treibt. Hohe Realzinsen beeinflussen eine Klimapolitik an vielen Stellen, da im Zuge einer solchen Politik tendenziell der Einsatz von fossilen Energieträgern durch Kapital substituiert wird (z. B. durch den Ausbau von Windkraftanlagen oder durch eine Wärmedämmung von Gebäuden) und diese Substitution teurer wird.
 - b) Hohe Inflation: Eine hohe Inflation hat - je nachdem, ob sie erwartet wurde oder nicht – insofern eine Wirkung, als sie die erwarteten oder tatsächlichen zukünftigen realen Einnahmen oder Ausgaben aus Investitionen beeinflusst und u. U. den geforderten Nominalzins und aufgrund von Risikoerwägungen auch den Realzins. Insbesondere die Wirkung von nominal festgelegten Förderungen kann beeinflusst werden. Eine hohe Inflationsrate könnte zumindest vorübergehend entstehen, wenn sich z. B. Importpreise erhöhen, woraufhin höhere Nominallöhne durchgesetzt werden, was wiederum die Inflationsrate erhöht und die Zentralbank eine höhere Inflationsrate (vorübergehend) in Kauf nimmt, um eine (Verstärkung der) Rezession zu vermeiden.
 - c) Langanhaltende Rezession: Eine länger anhaltende Rezession – durch Mechanismen wie sie in den letzten Jahren in Griechenland oder in Spanien zu beobachten waren – könnte zukünftig auch Deutschland treffen. In Bezug auf den Energiebereich besteht die unmittelbare Wirkung einerseits in einem Rückgang der Energienachfrage. Andererseits werden in einer solchen Phase und auch nach einer wirtschaftlichen Erholung aber Investitionen in Energieeffizienz und Erneuerbare Energien reduziert, da erstens die private Haushalte ihr Vermögen teils einsetzen werden, um einen gewissen Lebensstandard zu sichern, was ihre Möglichkeit z. B. Haussanierung zu finanzieren reduziert, und zweitens die öffentlichen Haushalte aufgrund einer entstehenden hohen Schuldenquote für eine Energiewende erforderliche Ausgaben anhaltend reduzieren und ansonsten eine Entlastung von Haushalten und Unternehmen - z. B. von höheren Umlagen oder Kosten der Umsetzung von ordnungsrechtlichen Vorschriften – oberste Priorität erhält.
 - d) Finanzknappheit: Eine Finanzknappheit kann – auch ohne Zinsanstieg – entstehen, wenn Banken auch bei niedrigen Refinanzierungszinsen aus Risikoerwägungen und/oder um ihre Bilanzen zu bereinigen, weniger Kredite vergeben oder die für eine Kreditvergabe erforderlichen Sicherheiten erhöhen. Davon können Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energie betroffen sein.

Elemente auf nationaler Ebene

Preise, Kosten und Technik

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet nicht wie geplant voran. Als Ursache hierfür können verschiedene politische (z. B. bestimmte Förderungen unterbleiben oder wirken nicht) ökonomische (z. B. Kostenentwicklungen) oder gesellschaftliche (z. B. zur Akzeptanz) Ereignisse herangezogen werden.
- Engpässe im Bereich der energetischen Biomassenutzung. Aufgrund von Flächenknappheit und der Konkurrenz zu anderen Verwendungen (z. B. der Nahrungsmittelproduktion) kann sich die Menge der in Deutschland entstandenen Biomasse, die für energetische Zwecke zur Verfügung steht, reduzieren. Unter Umständen könnte auch der Klimawandel, z. B. durch häufiger auftretende Klimaextremereignisse, die Menge und Verlässlichkeit der Verfügbarkeit von Biomasse reduzieren.
- Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirtschaft. Allgemein kann der Klimawandel erhebliche Auswirkungen auf die Energiewirtschaft haben (adelphie et al. 2015), (Bieritz 2015). Zu nennen sind durch den erwarteten Temperaturanstieg induzierte Verringerungen des Heizenergiebedarfs bei einer gleichzeitigen Erhöhung des Kühlenergiebedarfs sowie durch Verringerungen des Niederschlags im Sommer verursachte geringere Stromerzeugungen aus Wasserkraft und wassergekühlten thermischen Kraftwerke. Hinzu kommen durch zunehmende Extremereignisse hervorgerufene Schäden an Erzeugungsanlagen oder Leitungen.
- Rückbau des Gasnetzes. Aufgrund eines Übergangs zu anderen Energieträgern für die Wärmeversorgung sowohl im Haushalts- als auch im Industriesektor wird das Erdgasnetz nicht weiter ausgebaut bzw. zurückgebaut (IWES et al. 2015). Es steht dann langfristig nicht mehr in dem Umfang für die Verteilung von Gasen – z. B. aus Biomasse oder Power-to-Gas (PtG) - zur Verfügung.
- Zielverfehlung bei Einsparzielen. Als Ursache hierfür können verschiedene politische (z. B. bestimmte Maßnahmen wirken nicht), ökonomische (z. B. Kostenentwicklungen) oder gesellschaftliche (z. B. Konsumentenverhalten) Ereignisse herangezogen werden.
- Folgen einer sehr schnellen Verbreitung von Industrie 4.0. Durch eine schnelle Verbreitung von Industrie 4.0 könnte sich aufgrund der zunehmenden Robotik und Kommunikationserfordernisse der Stromverbrauch merklich erhöhen. Allerdings wird Industrie 4.0 vornehmlich als Vehikel zur Erhöhung der Energieeffizienz und der Lastverschiebung diskutiert (Richter 2015).
- Smart Grids, Smart Markets, Smart Meter, Smart Homes. Ähnlich wie zu Industrie 4.0 werden Smart Grids und Smart Meter v. a. im Zusammenhang mit Lastverschiebungen und einer Steigerung der Energieeffizienz diskutiert. Der zusätzliche Stromverbrauch wurde nur gelegentlich abgeschätzt. Insofern könnte ein besonders schnelles Ausrollen von insbesondere Smart Meter auch zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs führen, ohne dass sich eine entsprechende Erhöhung der Energieeffizienz einstellt oder eine Lastverschiebung erfolgt. Andererseits ist es möglich, dass z. B. aufgrund von ungünstigen rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen ein Ausbau lange verzögert

wird, was langfristig dazu führt, dass Lastverschiebungspotenziale in Haushalten und GHD nicht genutzt werden können.

- Technische Risiken der zunehmenden Umstellung des Energiesystems auf den hoch vernetzten Energieträger Strom. Mit einer Strategie der Umstellung weiterer Teile des Energiesystems auf Strom erhöht sich auch die Vulnerabilität anderer wichtiger Infrastrukturen in Bezug auf Stromausfälle. Zu nennen sind hierbei z. B. der Verkehr und die Wärmeversorgung. Damit steigt die Bedeutung der Versorgungssicherheit im Strombereich. Diese wird unter Umständen durch die größere Bedeutung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien und die internationale Vernetzung (Übertragung von potentiell systemgefährdenden Ereignissen) beeinträchtigt.
- Ungleichzeitigkeiten beim Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen. Kritisch ist hierbei v. a. ein Netzausbau, der deutlich hinter dem erwarteten Maß zurückbleiben kann. Dadurch werden mitunter ein Technologiemix und bestimmte Standortentscheidungen für einzelne Technologien dysfunktional, da sie nicht geeignet sind, einen entfernten gleichzeitigen Verbrauch zu decken. Konkret ist hierbei hinsichtlich des Stromübertragungsnetzes v. a. an den Ausbau von Offshore-Wind zu denken und an eine weiter fortschreitende Konzentration von Onshore-Wind in Nord-(und Ost)deutschland. Im Fall eines verringerten Netzausbaus wären diese Anlagen dann häufig zu drosseln und gleichzeitig könnte in Süddeutschland eine Überschussnachfrage entstehen, die nur durch zusätzliche installierte Leistungen zu decken ist. Zudem könnte auch der Ausbau von Stromverteilnetzen hinter den Anforderungen eines geplanten EE-Zubaus zurückfallen und dadurch lokal oder regional den Ausbau von fEE hemmen oder ein hohes Ausmaß an Drosselungen von EE-Anlagen erforderlich machen.
- Versorgungssicherheit Strom sinkt stark. Durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, durch Netzrestriktionen und einem Überantworten der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit allein auf die Energy-Only-Märkte sinkt die Versorgungssicherheit erheblich. Betroffene Unternehmen und Haushalte sichern sich deshalb vermehrt durch Eigenversorgung und Notstromaggregate ab, wobei die Notstromaggregate auch anderweitig eingesetzt werden, um hohe Strompreise auszunutzen. Andererseits kann es zu einer Abwanderung von Industriearbeitsplätzen kommen, was die Akzeptanz der Energiewende gefährden würde.
- Durch häufigere kurzfristige massive Ausfälle (z. B. durch Terrorismus oder aufgrund zunehmend alternder Betriebsmittel) erhöhen sich die Sicherheitsanforderungen. Diese werden durch zunehmende Redundanz und insbesondere durch regionale Systeme, die (netz- und erzeugungsseitig) Versorgungssicherheit gewährleisten können, erfüllt.
- Die Elektrifizierungsstrategie – e-Mobility bzw. Brennstoffzellen-Fahrzeuge, PtH, PtG - kann langfristig nicht wie geplant umgesetzt werden. Es muss dann verstärkt auf andere Energieträger und Infrastrukturen – z. B. auf die Gasinfrastruktur - zurückgegriffen werden. Ursache dafür kann z. B. ein Ausbleiben von erwarteten Kostensenkungen der Technologien sein, fehlende Anreize

aufgrund von regulatorischen und steuerlichen Entscheidungen oder zumindest teilweise von fehlender Akzeptanz.

- Bestimmte Investitionspfade entwickeln sich zu Lock-in-Situationen. Dies kann vor allem dann auftreten, wenn Skalenerträge, Lerneffekte und Netzwerkeffekte von großer Bedeutung sind. Zudem können auf vorübergehenden Rahmendaten – z. B. jeweils aktuellen Energieträgerpreisen – basierende langfristige Investitionen das Energiesystem auf lange Zeit prägen, auch wenn sich die in die Investitionsentscheidungen einfließende Annahmen als erheblich falsch erweisen und die Investition bei perfekter Voraussicht (oder rationalen Erwartungen und gleicher Risikopräferenz) unterblieben wäre.
- Ein großer Teil der Eigentümer insbesondere von Einfamilienhäusern und von Teilen aus dem Sektor GHD verfolgt ein Energieautarkiekonzept und schließt sich an kein Energienetz mehr an oder kappt den Netzanschluss. Für den Neubau werden solche Konzepte üblich. Getrieben ist diese Entwicklung v. a. durch deutlich günstiger werdende PV-Anlagen und kleine Stromspeicher. Auf das verbleibende Stromnetz entfällt dann eine reduzierte Nachfrage aber auch eine reduzierte Einspeisung.
- Der Ausbau von Bahnlinien für den Güterverkehr unterbleibt. Gleichzeitig werden die meisten der kleineren Güterbahnhöfe geschlossen. Dadurch wird Güterverkehr auf die Straße verlagert. Durch die entstehenden Überfüllungskosten könnte es teilweise auch zu Standortverlagerungen von Unternehmen ins Ausland führen.
- Wegen Überfüllung werden größere Teile des regionalen Güterverkehrs und Lieferservices auf Drohnen verlagert. Der Luftgüterverkehr im Inland steigt stark an.
- Zum Personenverkehr
 - a) Der Energiebedarf für den Personenverkehr und dessen Aufteilung auf Energieträger und Technologien hängt sowohl vom Nutzerverhalten als auch von der technischen Entwicklung ab. Mögliche disruptive Elemente können deshalb sowohl am Verhalten als auch an Technologien ansetzen. In Bezug auf das Verhalten kann etwa angenommen werden, dass der Personenverkehr weiterhin überwiegend mit dem PKW bewältigt wird und sich die Verkehrsleistung pro Person und der Energieverbrauch nicht deutlich reduzieren oder ggf. steigt.
 - b) In Bezug auf die Technik könnte die Elektrifizierung – durch z. B. Elektrofahrzeuge oder Wasserstofffahrzeuge - des Straßenverkehrs unterbleiben. Daneben könnte auch die für den Verkehr verfügbare Biomasse gering bleiben.

Gesellschaft, Politik und Regulierung

- Existierende und zukünftige gesellschaftliche Risiken:
 - a) Mangelnde Akzeptanz (v. a. von Windenergieanlagen, Pumpspeicherkraftwerken, Stromnetztrassen, Biomasseanlagen, Freiflächen-PV) in der lokalen Bevölkerung. Auch eine prinzipielle Akzeptanz der Energiewende führt nicht notwendigerweise zu einer Akzeptanz konkreter Maßnahmen

vor Ort. Deshalb können verschiedenste konkrete Maßnahmen verzögert oder gar nicht realisiert werden.

- b) **Demographische Entwicklung:** Die Bevölkerungsvorausberechnungen, die wesentliche Teile der zukünftig erwarteten Energienachfrage bestimmt, ist selbst eine Modellrechnung, die auf „aus heutiger Sicht erkennbaren Trends“ basiert (Statistisches Bundesamt 2015). Sofern die Bevölkerung merklich größer wird als dort angenommen, könnte sich eine andere Klimaschutzstrategie als erforderlich erweisen, da z. B. für bestimmte Energieträger Potenzialgrenzen relevant oder langfristig zu entwickelnde Infrastrukturen mit zu geringer Kapazität ausgelegt werden könnten.
- c) **Konsumentenverhalten:** Das Konsumentenverhalten kann für eine gegebene technische Entwicklung den Energieverbrauch direkt erheblich beeinflussen, z. B. im Bereich der Raumwärme. Zudem kann aus Konsumentensicht der Energieverbrauch nicht eine maßgebliche Größe für eine Konsumententscheidung sein oder ein verringerter Energieverbrauch durch andere Eigenschaften (teilweise oder über-)kompensiert werden (z. B. größere Bildschirme bei Fernsehgeräten oder mehr Fernsehgeräte pro Haushalt). Aufgrund derlei Rebound-Effekte kann das Konsumentenverhalten den Energieverbrauch erheblich beeinflussen und mitunter technische Entwicklungen hemmen oder fördern.
- Einflüsse der Klimapolitik der Bundesländer und Kommunen. Selbst bei gegebenen Randbedingungen und gegebener Politik des Bundes³¹ können die Bundesländer die Klimaschutzpolitik erheblich beeinflussen. Z. B. können durch Planungsvorgaben oder die konkrete Durchführung der Ländern obliegende Überwachung von Bundesgesetzen die Wirkung von Bundesgesetzen erheblich beeinflusst werden.
 - Für eine Legislaturperiode (z. B. 2021 - 2025) senkt die Bundesregierung die Priorität des Klimaschutzes drastisch. Eine dauerhaft geringe Priorität des Klimaschutzes zu betrachten erscheint wenig sinnvoll, da dann trivialerweise mit einer Verfehlung der Klimaschutzziele zu rechnen ist³². Eine vorübergehende Phase – z. B. eine Legislaturperiode – könnte jedoch dazu führen, dass in dieser Phase insbesondere Investitionsentscheidungen getroffen werden, die es erheblich erschweren, die langfristigen Klimaschutzziele (z. B. bis 2050) zu erreichen.
 - Die Verteilung von Einkommen (und Vermögen) wird sehr viel ungleicher. Das bewirkt einerseits, dass ein Großteil der Haushalte sich keine energieeffizienten Geräte und u. U. keine sanierten Wohnungen und Gebäude leisten kann und andererseits ein anderer Teil einen sehr material- und energieintensiven Lebensstil pflegt. Somit könnte eine deutlich ungleicher werdende Ein-

³¹ Auf eine Betrachtung des unmittelbaren Einflusses der Länder auf die Bundespolitik wurde hier verzichtet. Klimaschutzpolitische Ziele sind ohne Klimapolitik fast nicht erreichbar, im föderalen Politiksystem aber ist die Mitwirkung der Länder essentiell.

³² (EWI et al. 2016) betrachtet aber auch eine länger anhaltende Senkung der politischen Priorität für Klimaschutz.

kommensverteilung die Energienachfrage insgesamt und in ihrer Struktur merklich verändern³³.

Tabelle 5-1: Überblick über mögliche disruptive Elemente

Nummer disruptives Element	ggf. Untergruppe	Kurzname
1		Einflüsse globaler Energiemärkte
2		Makroökonomische Einflüsse
	2a	hohe Realzinsen
	2b	hohe Inflation
	2c	langanhaltende Rezession
	2d	Finanzknappheit
	2e	stärkeres Wirtschaftswachstum
3		Splittung des Europäischen Marktes
	3a	s. makroökonomische Effekte
	3b	s. kein Stromaustausch
4		Kein (Strom-)Austausch
5		Erdgasverfügbarkeit sinkt
6		Sehr schnelle Verbreitung von Industrie 4.0
7		Variation der Stromgestehungskosten/-speicher/Smart ... durch Technologieweiterentwicklungen
8		Kostendurchbruch dezentrale Speicher
9		Kostendurchbruch CCS
10		Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...
11		Geringe Lerneffekte bei EE-Technologien
12		Langsamer Ausbau von EE-Technologien
13		Rückbau Gasnetz
14		Zielverfehlung bei Einsparzielen
15		Gesellschaftliche Risiken

³³ Die Wirkung einer ungleicher werdenden Einkommensverteilung auf die Energienachfrage wurde bisher kaum untersucht. Die umgekehrte Richtung – wie sich Bestandteile der Klimapolitik auf die Einkommensverteilung auswirken – wird hingegen des Öfteren diskutiert (z. B. (Neuhoff et al. 2012), (Kopatz 2013).

Nummer disruptives Element	ggf. Untergruppe	Kurzname
	15a	Keine Akzeptanz
	15b	Demographische Entwicklung
	15c	Konsumentenverhalten
16		Klimapolitik der Bundesländer und Kommunen
17		Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft
18		Versorgungssicherheit Strom sinkt
19		Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt
20		Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden
21		Technische Risiken der Umstellung des Energiesystems auf Strom
22		Lock-in-Situationen
23		Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien
24		Engpässe bei energetischen Biomassenutzung
25		Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...
26		Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt
27		Wirkung ungleicherer Einkommensverteilung auf das Energiesystem
28		Strom(energie)autarke Häuser
29		Infrastruktur für Bahngüterverkehr wird schlechter
30		Regionaler Luftgüterverkehr
31		Eigenproduktion HH, GHD steigt (3D-Drucker)
32		Einschlägige Gesetze verfehlen Wirkung
33		Reaktion auf erhöhte Gefahr kurzfristiger Unterbrechungen (z. B. Terroranschläge)
34		Exotische Stromerzeugungssysteme setzen sich durch (z. B. Nutzung piezoelektrischer Effekte)
35		Personenverkehr
	35 a	Verhalten: PKW-Nutzung bleibt dominant, Verkehrsleistung sinkt kaum
	35 b	Elektrifizierung (auch indirekte) unterbleibt; ggf. Biomasseverfügbarkeit eingeschränkt
36		Unakzeptable Kosten der Klimapolitik
37		Naturkatastrophen - Man-made

5.3 Kriterien für die Auswahl von geeigneten DE für Modellexperimente

Von der Überlegung ausgehend, dass die Einbeziehung disruptiver Elemente in Szenarien dazu dienen soll, den in klassischen Szenarienrechnungen nur unzureichend umgesetzten Umgang mit Unsicherheiten zu verbessern, ist es nach der Herausarbeitung einer ersten Liste möglicher disruptiver Szenarien wichtig, diejenigen zu identifizieren, die erfolgreich im Rahmen dieses Projekts modelliert werden können und dem Erkenntnisfortschritt dienen können.

Dazu ist es wichtig, sich die Erarbeitung „klassischer Szenarien“ wieder vor Augen zu führen.

- Die „einfachste“ Form eines Szenarios besteht darin, in einem definierten System eine Entwicklung fortzuschreiben, als könne man diese mittels mechanischer Gegebenheiten berechnen.
- Eine erste Möglichkeit, die Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen einzubeziehen, besteht in der Berechnung eines ganzen Bündels an möglichen Optionen des Ablaufs des Systems in Zukunft. Hierdurch entsteht ein Szenarientrichter, zwischen dem alle Szenarienabläufe abgedeckt sind.
- In ökonomischen Modellen kann durch die Kombination der deterministischen Wertebene mit einer empirisch fundierten Probabilistik ein gewisser Grad an Unsicherheit in die ökonomische Bewertung einfließen.

Die Einbindung disruptiver Elemente in Szenarien entzieht sich jedoch einer Erfassung durch probabilistische Berechnungsmethoden, da ihre Eintrittswahrscheinlichkeiten und Wirkungen nicht auf Erfahrungsbasis bestimmt werden können. Um im Rahmen dieser Studie einen nennenswerten Erkenntnisfortschritt trotz der Unwägbarkeit der disruptiven Ereignisse erzielen zu können, empfiehlt es sich daher, eine Auswahl aus den 37 bisher identifizierten möglichen disruptiven Ereignissen zu treffen. Diese Auswahl dient letztlich dazu, weniger Elemente zu modellieren bzw. in die engere Auswahl zu nehmen und damit letztlich präzisere Aussagen treffen zu können.

Daher wurde die oben angeführte Liste einer Filterung unterzogen, wobei insgesamt fünf Kriterien zur Anwendung kamen. Die ersten vier dieser Kriterien sind stärker erkenntnistheoretisch motiviert. Das fünfte Kriterium ist eher pragmatischer Art und bezieht die tatsächlichen Möglichkeiten der energiesystemischen Modellierung ein.

Diese **fünf Kriterien** werden hier angewendet:

- 1 | Gibt es eine kausale Verbindung zwischen den disruptiven Elementen?
- 2 | Gibt es eine Ähnlichkeit der Wirkung zwischen verschiedenen Elementen?
- 3 | Ist ein (relativ) bedeutender (unmittelbarer) Effekt zu erwarten?
- 4 | Ist die Wirkung eines disruptiven Elements bereits im Unterschied zwischen Ziel- und ambitionierten Szenario enthalten?
- 5 | Ist eine quantitative Abbildung in den Modellexperimenten gut möglich?

Im Folgenden wird kurz beschrieben, inwiefern die einzelnen Kriterien dem wissenschaftlichen Erkenntnisfortschritt dienen können:

■ Zu 1. „Kausale Verbindung“:

Die potentiell disruptiven Elemente wurden einzeln gesammelt, allerdings ist der Zusammenhang zwischen den Elementen offen. Somit kann eine erste Verringerung der Anzahl der Ereignisse erfolgen, indem die kausale Beziehung zwischen den einzelnen disruptiven Elementen untersucht wird. Damit werden die Kriterien herausgefiltert, die möglichst vollständig in der Wirkungskette anderer Elemente liegen oder deren Wirkung durch eine Kombination mehrerer anderer Elemente näherungsweise abgebildet werden kann. Dabei kann auch der Fall auftreten, dass diverse disruptive Ereignisse, die weiter vom Energiesystem (und damit der modellierten Systemgrenze) entfernt sind, als Ursachen für näher am Energiesystem liegende Elemente dienen (z. B. kann eine verringerte Akzeptanz die Ursache für einen langsamen Ausbau von EE sein)³⁴. Mit unterschiedlicher Nähe ist dabei gemeint, dass einzelne Elemente unmittelbar Änderungen des Energiesystems beschreiben – z. B. Verfehlung von Energieeinsparzielen –, andere wiederum beschreiben Änderungen, die erst vermittelt auf das Energiesystem wirken – z. B. Verringerung der Akzeptanz. Sortiert man also die Elemente aus, die sich einander bedingen bzw. deren Wirkungen letztlich ineinandergreifen, reduziert man einerseits die Fehlerwahrscheinlichkeit der Modellierung selbst und kann ggf. damit auch das Risikomanagement der Energiewende verbessern.

■ Zu 2. „Ähnlichkeit der Wirkung“:

Ebenso lassen sich voraussichtlich bessere Erkenntniseffekte erzielen, indem man ähnliche Elemente zusammenfasst und damit die Modellkomplexität verringert. Verschiedene Elemente können eine recht ähnliche Reaktion erwarten lassen, z. B. kann eine Preisänderung recht ähnlich wie eine Mengenänderung wirken, da eine Preiserhöhung für ein Gut im Allgemeinen eine Reduktion der gelieferten Menge mit sich bringt. Oder: Eine Relativpreisänderung zwischen zwei Substituten führt zu einer relativ geringeren Menge des teurer gewordenen Substituts. Insofern können verschiedene Preis- bzw. Kostenänderungen und verschiedene Mengenänderungen recht ähnliche Effekte erwarten lassen. Dies ist vermutlich gerade dann der Fall, wenn man – wie in diesem Projekt – vornehmlich an partialanalytischen Untersuchungen des Energie- bzw. Stromsystems interessiert ist.

³⁴ Der Zusammenhang ist aber häufig komplizierter, da z. B. „geringere Lerneffekte bei erneuerbaren Energien“ die „Akzeptanz“ reduzieren können und dann beides wiederum zu einem „langsameren Ausbau der EE“ beitragen kann.

- **Zu 3. „Relative Bedeutung der Effekte“:**

Durch dieses Kriterium sollen diejenigen Elemente, die eine relativ geringe Wirkung auf das Energie- oder Stromsystem erwarten lassen, gefiltert werden. Da sich die Effekte möglicher disruptiver Elemente im Allgemeinen weder in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit noch mit ihren Wirkungen verlässlich abschätzen lassen, wurden im Rahmen dieses Filterschritts hauptsächlich eigene Einschätzungen vorgenommen. Betrachtet wurden dabei v. a. möglichst unmittelbare Effekte. Weit ausdifferenzierten Wirkungsketten, wie sie (EWI et al. 2016) nur für die näher untersuchten „Risikocluster“ erstellt hat, können für die Vorauswahl aufgrund der hohen Anzahl an Elementen nicht durchgeführt werden. Die Einschätzungen aus (EWI et al. 2016) – insbesondere die dort auf S. 189 zu findende Einschätzung der „Betroffenheit“ – wurde jedoch hinzugezogen.

- **Zu 4. „Elementerfassung bereits im Unterschied zwischen Zielszenario und ambitioniertem Szenario“:**

In den Modellexperimenten werden ohnehin zwei Szenarien berechnet: das Zielszenario und das ambitionierte Szenario. Falls in unterschiedlichen Annahmen für diese beiden Szenarien bereits ein „disruptives Element“ enthalten ist, ist es implizit auch bereits quantitativ untersucht. In einem Szenariovergleich dürften dann auch einem solchen Element zuzuordnende Unterschiede thematisiert werden, sofern diese bedeutsam sind. Insofern wird das entsprechende Element schon untersucht, wenngleich in Zusammenhang mit einigen anderen Änderungen. Deshalb erscheint es angemessen, für die spezielle quantitative Berechnung die Elemente auszuwählen, die noch nicht betrachtet wurden. Allerdings könnte die quantitative Variation eines Elements zwischen den beiden betrachteten Szenarien im Vergleich zur möglichen Variation so gering sein, dass eine weitergehende Untersuchung des Elements angezeigt sein könnte. Insofern ist dieses Kriterium nicht so stark wie die Kriterien Nummer 3 und 5. Dem wurde dadurch Rechnung getragen, dass kein Element allein aufgrund dieses Kriteriums gefiltert wurde.

- **Zu 5. „Quantitative Abbildbarkeit in Modellexperimenten?“:**

Das Ziel der Auswahl ist eine Abbildung der Effekte in quantitativen Energie- und Stromsystemmodellen. Aufgrund dieses Ziels ist es naheliegend, auf diejenigen Elemente zu fokussieren, die sich quantitativ in diesen Modellen gut abbilden lassen. Dieses Kriterium ist überwiegend pragmatisch, dient aber letztlich auch dem Erkenntnisfortschritt, da es allzu waghalsige Modellierungsannahmen ausschließen soll. Aufgrund der geringen Mittel und der Eigenschaften der Modelle, die hier zur Verfügung standen, ist es im Rahmen dieses Projektes nicht sinnvoll, Elemente in die engere Auswahl zu nehmen, die nicht oder nur nach erheblichen Vorarbeiten so quantifiziert werden können, dass sie den gewählten Modellen zugänglich sind. Die Einschätzung nach diesem Kriterium sagt also nichts über die potentielle Bedeutung eines Elements aus. Es sagt auch nicht unbedingt etwas darüber aus, ob ein Element grundsätzlich einer quantitativen Analyse zugänglich ist.

Die entsprechenden Einschätzungen zu diesen fünf Kriterien sind in Anhang 8.5 zu finden. Dort ist auch die Begründung für die ausgefilterten Elemente dokumentiert.

Tabelle 5-2: Eingrenzung disruptiver Elemente auf Basis der fünf ausgewählten Kriterien

Nr. DE	Kurzname
1	Einflüsse globaler Energiemärkte
2	Makroökonomische Einflüsse
2a	Hohe Realzinsen
2c	Langanhaltende Rezession
4	Kein (Strom-)Austausch
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher
9	Kostendurchbruch CCS
10	Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...
11	Geringe Lerneffekte bei EE-Technologien
13	Rückbau Gasnetz
15	Gesellschaftliche Risiken
15a	Keine Akzeptanz
15c	Konsumentenverhalten
17	Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien
24	Engpässe bei energetischen Biomassenutzung
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...
26	Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik

5.4 Auswahl von für die Modellierung besonders charakteristischen DE

Hier kamen zwei Kriterien zum Einsatz. Das **erste Kriterium** untersucht die Eignung eines Elements für seinen möglichen Einsatz differenziert nach den beiden Modelltypen „Stromsystemmodell“ und „Energiesystemmodell“. Dies alleine führt nicht zu einer Minderung der betrachteten potentiell disruptiven Elemente in Summe. Differenziert nach Modelltypen ergab sich Folgendes: (a) von den betrachteten 19 Elementen waren sechs (nur) für ein Stromsystemmodell geeignet; (b) die Liste der für die Energiesystemmodelle geeigneten Elemente reduzierte sich auf 17.

Tabelle 5-3: Unmittelbare Eignung der verbleibenden 21 disruptiven Elemente für die Modellexperimente „Stromsystem“ und „Energiesystem“ („x“: geeignet, „-“: ungeeignet)

Nr. DE	Kurzname	Stromsystemmodell	Energiesystemmodell
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	-	x
2	Makroökonomische Einflüsse		
2a	Hohe Realzinsen	-	x
2c	Langanhaltende Rezession	-	x
4	Kein (Strom-)Austausch	x	-
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt	-	x
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher	x	x
9	Kostendurchbruch CCS	-	x
10	Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...	-	x
11	geringe Lerneffekte ...bei Erneuerbaren	-	x
13	Rückbau Gasnetz	-	x
15	gesellschaftliche Risiken		
15a	Keine Akzeptanz	-	x
15c	Konsumentenverhalten	-	x
17	Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft	-	x
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt	x	-
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	x	-
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden	x	x
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	-	x
24	Engpässe bei energetischen Biomassenutzung	-	x
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...	x	x
26	Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt	-	x
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	-	x

Als **zweites Kriterium** für die weitere Auswahl der verbleibenden disruptiven Elemente wurden die Ergebnisse der Wirkungseinschätzung nach (EWI et al. 2016) herangezogen. Elemente, für die entsprechende Einschätzungen nicht vorliegen, wurden ausgefiltert. Es handelt sich um mehr als die Hälfte der verbleibenden Elemente. Bei den übrig gebliebenen DE wurde die Wirkung von „Einflüsse globaler Energiemärkte“ – also Energiepreise – eindeutig als das bedeutsamste angesehen. Als relativ wenig bedeutsam sind demnach insbesondere Nr. 8, 9, 25, 26 und 36 anzusehen. Da sich die Einschätzungen von (EWI et al. 2016) hierbei bereits auf dort vertieft untersuchte „Risikocluster“ bezieht, ist es angemessen, diese stark zu berücksichtigen. Es werden daher die zuvor genannten nicht potentiell bedeutsamen disruptiven Elemente nicht weiter betrachtet.

Tabelle 5-4: Wirkungseinschätzung der verbleibenden neun disruptiven Elemente nach (EWI et al. 2016)

Nr. DE	Kurzname	Einfluss auf Rahmenbedingungen	Resilienz/Robustheit der Energiewende
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	Hoch	hoch
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt	Hoch	mittel
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher	Mittel	gering
9	Kostendurchbruch CCS	Mittel	gering
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	Mittel	mittel
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	Hoch	gering
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...	Mittel	gering
26	Ziel Energiewende wird im Bund für eine Legislaturperiode nicht verfolgt	Mittel	gering
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	Mittel	gering

Bei den verbleibenden potentiell disruptiven Elementen könnten weitere Kriterien herangezogen werden (Neuigkeit, Ausmaß der Unsicherheit, geeignet, um unterschiedliche Modellkonzeptionen hervorzuheben)³⁵. Es zeigt sich aber, dass bis auf „Neuigkeit“ keines dieser Kriterien eine weitere hilfreich deutliche Differenzierung zulässt.

5.5 Theoretische Abbildbarkeit der ausgewählten DE in den verwendeten Energiesystemmodellen

5.5.1 Bewertung des Modellierungsaufwandes durch die Modellexperimententeilnehmer

Bei den beiden Modellexperimenten (vgl. Kapitel 3 und 4) sind insgesamt sechs Energiesystemmodelle mit unterschiedlichem thematischen Fokus sowie variierenden Modellierungsansätzen eingebunden. Ziel der Untersuchung, über die hier berichtet wird, war es, Möglichkeiten und Grenzen der Modellierbarkeit von disruptiven Elementen (DE) bzw. deren Abbildbarkeit zu erkunden. Das bedeutete u. a. einerseits mögliche Ansätze zu deren Abbildung zu eruieren bzw. andererseits mögliche Hemmnisse – im Extremfall: Grenzen – für die Modellierbarkeit zu bestimmen.

Um dieses zu erreichen, wurde unter den Teilnehmern der Modellexperimente eine Umfrage durchgeführt (vgl. Fragenkatalog). Der Filterprozess hatte im ersten Schritt zu 21 disruptiven Elementen geführt. Mit diesem Ergebnis wurde auf die Teilnehmer der Modellexperimente zugegangen. Für jedes dieser identifizierten DE (in Tabelle 5-2 aufgeführt) wurden von den Modellexperimententeilnehmern Angaben über die generelle Modellierbarkeit sowie zum nötigen Anpassungsaufwand bei den Modellen oder den verwendeten Eingangsdaten gemacht.

³⁵ Andere dort für die Auswahl nach einer Filterung verwendete Kriterien wurden hier bereits in die Filterung mit einbezogen. Das Kriterium „geeignet für beide Modellexperimente“ wurde aufgegeben, da die Untersuchungsgegenstände in den beiden Modelltypen so unterschiedlich sind, dass praktisch keine Schnittmenge gefunden werden kann.

Fragenkatalog zur Modellierbarkeit

- 1 | Kann dieses DE mit dem uns vorliegenden Modell hinreichend abgebildet werden?
(ja/nein/eingeschränkt)
- 2 | Kann die Abbildung durch eine Parametervariation vorgenommen werden? (ja/nein)
- 3 | Welche Parameter müssten variiert werden?
- 4 | Ist für die Abbildung die Aufbereitung neuer, veränderter Inputdaten notwendig (z. B. Wetterdaten, Nachfragezeitreihen)? (ja/nein)
- 5 | Wenn ja, welche Inputdaten umfasst dies?
- 6 | Ist für die Abbildung eine Erweiterung des Modells erforderlich?
- 7 | Wenn ja, welche Modellteile/Funktionen müssten angepasst oder erweitert werden?
- 8 | Erfordert die Abbildung erhöhten Rechenaufwand (z. B. mehrere Vergleichssimulationen, Iterationen)?
- 9 | Kurze Erläuterung des Zusatzaufwandes

Tabelle 5-5: Ausgewählte 21 disruptive Elemente mit Kurzbeschreibung

Nr	Disruptives Element	Kurzbeschreibung
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	Einflüsse globaler Energiemärkte, die sich in den Importpreisen von Brennstoffen manifestieren.
2	Makroökonomische Einflüsse	
2a	Hohe Realzinsen	Im Zuge eines globalen starken Wachstums steigt die Nachfrage nach Kapital, was die Realzinsen in die Höhe treibt.
2c	Langanhaltende Rezession	Eine länger anhaltende Rezession – durch Mechanismen wie sie in den letzten Jahren in Griechenland oder in Spanien zu beobachten waren – könnte zukünftig auch Deutschland treffen. In Bezug auf den Energiebereich besteht die unmittelbare Wirkung einerseits in einem Rückgang der Energienachfrage. Andererseits werden in und nach einer solchen Phase Investitionen erschwert.
4	Kein (Strom-)Austausch	In Bezug auf den Stromaustausch sind dabei drei Ausprägungen möglich, die einzeln oder zusammengenommen auftreten können: Zum ersten kann die Kopplung der Börsen wieder rückgängig gemacht werden, zum zweiten kann der systematische Import von EE-Strom unterbunden werden und zum dritten kann die physische Übertragung reduziert werden.
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt	Aufgrund anhaltender oder zunehmender politischer Spannungen zwischen der EU und Russland reduziert Russland die Lieferungen zumindest nach Osteuropa und liefert auch nicht genug in die restliche EU, damit diese die Versorgung der östliche EU-Staaten und der Ukraine übernehmen kann. Zudem baut Russland ggf. Leitungskapazitäten auf, um das Erdgas auch nach China absetzen zu können. Dadurch nimmt die von Russland gelieferte in Deutschland verfügbare Menge an Erdgas ab.
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher	Eine erhebliche Kostensenkung von dezentralen Speichern.
9	Kostendurchbruch CCS	Kostendurchbruch bei CCS, CCS akzeptiert, Nachrüstung möglich.
10	Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...	Die Stromerzeugung mittels PV kostet nur mehr sehr wenig, was zu Flatrate-Tarifen führt und einer damit einhergehenden Verbrauchssteigerung.
11	Geringe Lerneffekte bei Erneuerbaren	Lernkurven bei Erneuerbaren Technologien treten nicht in erwartetem Maße ein.
13	Rückbau Gasnetz	Aufgrund eines Übergangs zu anderen Energieträgern für die Wärmeversorgung sowohl im Haushalts- als auch im Industriesektor wird das Erdgasnetz nicht weiter ausgebaut bzw. zurückgebaut.
15	Gesellschaftliche Risiken	
15a	Keine Akzeptanz	Mangelnde Akzeptanz (v. a. von Windenergieanlagen, Pumpspeicherkraftwerke, Stromnetztrassen, Biomasseanlagen, Freiflächen-PV) in der lokalen Bevölkerung.
15c	Konsumentenverhalten	Zielverfehlung bei Einsparzielen. Als Ursache hierfür können verschiedene politische (z. B. bestimmte Maßnahmen wirken nicht), ökonomische (z. B. Kostenentwicklungen) oder gesellschaftliche (z. B. Konsumentenverhalten) Ereignisse herangezogen werden.
17	Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft	Durch den erwarteten Temperaturanstieg induzierte Verringerungen des Heizenergiebedarfs bei einer gleichzeitigen Erhöhung des Kühlenergiebedarfs sowie durch Verringerungen des Niederschlags im Sommer verursachte geringere Stromerzeugungen aus Wasserkraft und wassergekühlte thermische Kraftwerke. Hinzu kommen durch zunehmende Extremereignisse hervorgerufene Schäden an Erzeugungsanlagen oder Leitungen.

Nr	Disruptives Element	Kurzbeschreibung
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt	Durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, durch Netzrestriktionen und einem Überantworten der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit allein auf die Energy-Only-Märkte sinkt die Versorgungssicherheit erheblich.
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	Massive Ungleichzeitigkeiten beim Ausbau von Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen.
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden	Die Elektrifizierungsstrategie – e-Mobility bzw. Brennstoffzellen-Fahrzeuge, PtH, PtG - kann langfristig nicht wie geplant umgesetzt werden.
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	Verknappungen von Strukturmaterialien wie z. B. Stahl, Kupfer, Aluminium, Zement, seltene Erden oder kritische Ressourcen.
24	Engpässe bei energetischen Biomassenutzung	Aufgrund von Flächenknappheit und der Konkurrenz zu anderen Verwendungen (z. B. der Nahrungsmittelproduktion) kann sich die Menge der in Deutschland entstandenen Biomasse, die für energetische Zwecke zur Verfügung steht, reduzieren. Unter Umständen könnte auch der Klimawandel, z. B. durch häufiger auftretende Klimaextremereignisse, die Menge und Verlässlichkeit der Verfügbarkeit von Biomasse reduzieren.
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...	Ein besonders schnelles Ausrollen von Smart Metern führt zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs, ohne dass sich eine entsprechende Erhöhung der Energieeffizienz einstellt oder eine Lastverschiebung erfolgt. Andererseits ist es auch möglich, dass z.B. aufgrund von ungünstigen rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen ein Ausbau lange verzögert wird, was langfristig dazu führt, dass Lastverschiebungspotenziale in Haushalten und GHD nicht genutzt werden können.
26	Ziel Energiewende wird im Bund für eine Legislaturperiode nicht verfolgt	Für eine Legislaturperiode (z. B. 2021-2025) senkt die Bundesregierung die Priorität des Klimaschutzes drastisch.
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	Die Verteilung von Einkommen (und Vermögen) wird sehr viel ungleicher. Das bewirkt einerseits, dass ein Großteil der Haushalte sich keine energieeffizienten Geräte und u. U. keine sanierten Wohnungen und Gebäude leisten kann und andererseits ein anderer Teil einen sehr material- und energieintensiven Lebensstil pflegt. Somit könnte eine deutlich ungleicher werdende Einkommensverteilung die Energienachfrage insgesamt und in ihrer Struktur merklich verändern

Die Antworten der Modellexperimententeilnehmer auf die erste, grundsätzliche Frage der Modellierbarkeit wurden zusammengeführt. Es zeigt sich, dass zahlreiche DE insbesondere durch die Variation der Eingangsdaten abgebildet werden können. Den detaillierten Antworten der Modellierer ist zu entnehmen, dass der Aufwand oft jedoch nicht in der Modellanpassung anfällt. Vielmehr wird eine plausible Anpassung der Szenariodaten als die eigentliche Herausforderung angesehen. Dies gilt vor allem für Disruptionen mit gesamtgesellschaftlichem Charakter wie z. B.: „Langanhaltende Rezession“. Demnach wirken sich die Disruptionen auf weite Bereiche der verwendeten Eingangsdaten wie veränderte Energienachfrage, Zinsniveaus oder Technologiekosten aus. Bei der Abbildung dieser DE ist folglich mit großem Aufwand bei der Szenarioanalyse zu rechnen.

Tabelle 5-6: Modellierbarkeit der DE - nach Häufigkeit sortierte Antworten aus der Befragung der Modellexperimenteinteilnehmer (N = 6 Modelle)

Nr.	Kurzname	Kann dieses DE mit dem uns vorliegenden Modell hinreichend abgebildet werden? (ja/nein/eingeschränkt)						Bewertung „ja“
2a	Hohe Realzinsen	ja	ja	nein	ja	ja	ja	5
4	Kein (Strom-)Austausch	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	ja	5
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher	ja	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	5
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden	ja	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	5
24	Engpässe bei energetischen Biomassennutzung	ja	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	5
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	ja	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	4
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt	ja	ja	ja	ja	nein	eingeschränkt	4
11	Geringe Lerneffekte bei Erneuerbaren	ja	ja	ja	ja	eingeschränkt	eingeschränkt	4
15c	Konsumentenverhalten	ja	ja	eingeschränkt	ja	ja	eingeschränkt	4
2c	Langanhaltende Rezession	eingeschränkt	eingeschränkt	ja	ja	ja	eingeschränkt	3
9	Kostendurchbruch CCS	ja	ja	eingeschränkt	ja	nein	eingeschränkt	3
10	Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...	ja	ja	eingeschränkt	ja	eingeschränkt	eingeschränkt	3
15a	Keine Akzeptanz	ja	ja	eingeschränkt	ja	eingeschränkt	eingeschränkt	3
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	eingeschränkt	eingeschränkt	ja	ja	ja	eingeschränkt	3
26	Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt	ja	ja	eingeschränkt	nein	ja	eingeschränkt	3
17	Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft	eingeschränkt	ja	eingeschränkt	ja	eingeschränkt	eingeschränkt	2
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt	nein	ja	nein	ja	eingeschränkt	eingeschränkt	2
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...	nein	eingeschränkt	eingeschränkt	ja	ja	eingeschränkt	2
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	eingeschränkt	eingeschränkt	eingeschränkt	ja	ja	eingeschränkt	2
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	eingeschränkt	eingeschränkt	nein	nein	ja	nein	1
13	Rückbau Gasnetz	eingeschränkt	eingeschränkt	nein	nein	nein	nein	0

Abbildung 5-2 zeigt die Verteilung der Häufigkeit, mit der DE abbildbar sind. Kein DE ist von allen 6 Modellen abbildbar, jedoch sind in 19 von 21 Fällen (= 90 %) die Elemente von mindestens zwei Modellen abbildbar.

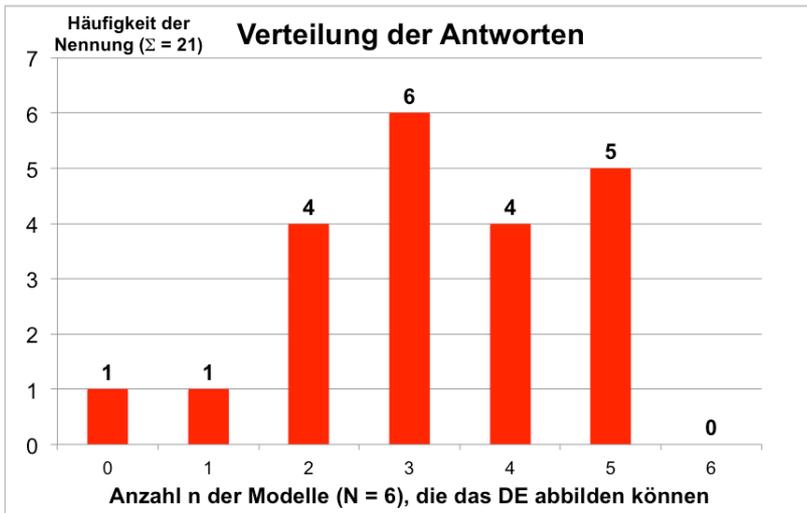


Abbildung 5-2: Verteilung der Häufigkeit der Abbildbarkeit der 21 DE in den 6 untersuchten Modellen

Grundsätzlich können die DE nach der Art ihrer Umsetzung in den Energiesystemmodellen unterschieden werden. Tabelle 5-7 zeigt eine Kategorisierung der DE nach dem primären Anpassungsbedarf für die Modellierung. Durch die Umfrage zeichnen sich insgesamt 4 Kategorien ab, durch deren Variation ein weiter Teil der DE abgebildet werden kann.

1. Kostenannahmen
2. Energienachfrage
3. Technologieparameter
4. Anpassung des Modellierungsansatzes

In der Tabelle sind nur die primären Änderungsbedarfe aufgetragen. In vielen Fällen sind jedoch zusätzliche Anpassungen in anderen Kategorien notwendig, um eine umfassende Bewertung der disruptiven Elemente vornehmen zu können.

Tabelle 5-7: Kategorisierung der DE nach Art der Umsetzung in der Modellierung

	Disruptives Element	Art der Variation	Ebenfalls angepasst	In n Fällen umsetzbar (N = 6 Modelle)
2a	Hohe Realzinsen	Kosten	-	5
8	Kostendurchbruch dezentrale Speicher	Kosten	-	5
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	Kosten	-	4
5	Erdgasverfügbarkeit sinkt	Kosten	Technologieparameter	4
11	Geringe Lerneffekte bei Erneuerbaren	Kosten	Technologieparameter	4
10	Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...	Kosten	Nachfrage	3
26	Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt	Kosten	-	3
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	Kosten	-	1
13	Rückbau Gasnetz	Kosten	Nachfrage	0
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt	Modellansatz	-	2
15c	Konsumentenverhalten	Nachfrage	-	4
2c	Langanhaltende Rezession	Nachfrage	-	3
17	Auswirkungen Klimawandel auf	Nachfrage	-	2

	Disruptives Element	Art der Variation	Ebenfalls angepasst	In n Fällen umsetzbar (N = 6 Modelle)
	Energiewirtschaft			
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...	Nachfrage	Technologieparameter	2
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	Nachfrage	-	2
4	Kein (Strom-)Austausch	Technologieparameter	-	5
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden	Technologieparameter	Nachfrage	5
24	Engpässe bei energetischen Biomassenutzung	Technologieparameter	-	5
9	Kostendurchbruch CCS	Technologieparameter	Kosten	3
15a	Keine Akzeptanz	Technologieparameter	-	3
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	Technologieparameter	-	3

5.6 Bedingungen der Modellierbarkeit von disruptiven Elementen

Im Rahmen eines internen Workshops wurden die Rückmeldungen der Modellierer allen Modellexperimentteilnehmern vorgestellt und gemeinsam diskutiert. Dabei stand die Vorstellung einer „adäquaten Abbildung“ im Zentrum. Es wurde bekräftigt, dass für die „adäquate Abbildung“ von DE Dreierlei notwendig bzw. von großem Einfluss sei:

- Der Modell-Input: eine plausible Anpassung der Szenariodaten;
- der Modelltyp; also der Verwendungszweck, auf den hin ein Modell konzipiert wurde;
- der gewählte Modellierungsansatz, d. i. die Technik der Modellierung.

5.6.1 Modelleingangsdaten

„Szenariodaten“ sind Entwicklungsverläufe von Randbedingungen, sie sind zeitlich indizierte Daten. Eine zentrale Eigenschaft disruptiver Elemente ist deren sachlich unvorhergesehenes Eintreten, (i) auf einen Schlag, und (ii) zu einem unbestimmten Zeitpunkt. Dies impliziert, dass die Szenariodaten, wie sie für die Planung bzw. Auslegung von Systemkomponenten zugrunde gelegt wurden, wie technische Auslastung der Komponenten sowie ökonomische Rahmenparameter, abrupt unzutreffend werden. „Abrupt“ heißt dabei: in kurzer Frist *und* wesentlich. D. h. nicht allmählich verändernd.

Im Fall von ökonomisch optimierend arbeitenden Modellen³⁶ ist dazu Zweierlei festzustellen.

1. Unter sinngemäß bzw. exakt realisierter „perfekter Vorausschau“ kann dieser Fall nicht eintreten, weil das abrupte Eintreten dieses Ereignisses dann auch vorhergesehen wird – das „Überraschende“ ist (unter gewissen Bedingungen) nicht modellierbar.

³⁶ Genauer gesagt: bei einem gewissen Verständnis von „ökonomisch optimierend“ (vgl. dazu unten den Modellierungsansatz)

2. Geht man auf die Ebene des Beobachters, dann vergleicht der das Ergebnis einer Szenario-rechnung mit ‚ungestörten‘ Szenariodaten mit den grob abgeschätzten Ergebnissen mittels Daten eines unterstellten DE-Eintritts. Dieser Beobachter stellt fest: Ab dem DE-Eintrittszeitpunkt zeigt das Modellergebnis Systemkonstellationen, die, wie rückblickend diagnostizierbar, i. d. R. keine kostenminimale Konstellationen mehr sind. DE bringen somit die in Modellen implementierte Vorstellung von „ökonomischer Optimierung“ durcheinander.

5.6.2 Modelltyp

Basis ist eine Unterscheidung nach Modelltypen (siehe Kapitel 2.2, einen Überblick gibt Abbildung 2-1). Im Rahmen dieses Projektes wird der Fokus auf Energie- und Stromsystemmodelle gelegt. Für beide Modelltypen sind Nutzungen in den Modi „Systemausbaumodelle“ und „Systemeinsatzmodelle“ möglich. Diese Unterscheidung wird hier, verkürzt, als Unterscheidung nach **Ausbaumodellen** und **Einsatzmodellen** übernommen.³⁷ Bestens bekannt und anschaulich ist diese Unterscheidung für die Modellierung des Elektrizitätssystems. Im Modus „Ausbaumodell“ wird die Entwicklung des Kraftwerksparks über die Zeit bestimmt; im Modus „Einsatzmodell“ wird der optimale Kraftwerkseinsatz bei gegebenem (d. h. im anderen Modelltyp bestimmtem) Bestand an Kraftwerken (Anlagen) bestimmt – zu einem jeden Zeitpunkt über den Betrachtungszeitraum.³⁸ Im Modus „Einsatzmodell“ wird der Anlagenbestand, wie immer auch er zustande gekommen sein mag, als gegeben genommen – es geht da lediglich um Kurzfristentscheidungen hinsichtlich der (optimalen) Nutzung dieses Anlagenbestands.

Im hiesigen Kontext aber geht es (i. d. R.) nicht nur um eine Modellierung des Elektrizitätssystems, sondern des Energiesystems. Das bedeutet:

- i) Das **Verhältnis von Ausbaumodellen und Einsatzmodellen** ist hier als **komplementär** stilisiert. ‚Eigentlich‘ steht eine vollintegrierte Optimierung an. In einigen Modellen wird so gerechnet, in anderen wird das aus lediglich pragmatischen Gründen unterlassen. Stattdessen wird im Ausbaumodell mit Parametern gerechnet, deren Begründung aus Einsatzmodellen abgeleitet ist.

³⁷ Damit soll nicht gesagt werden, dass die konkreten berücksichtigten Modelle allein in einem Modus, als Ausbau- oder als Einsatzmodell, nutzbar seien.

³⁸ Es gibt auch Modelle, die beide Leistungen uno actu erbringen. REMod-B beispielsweise vermag Ausbau und Einsatz gleichzeitig zu bestimmen.

- ii) Der **Unterschied beider Modelltypen** liegt (vordergründig) in der **Erstreckung des Betrachtungszeitraums**. Im Modus „Einsatzmodell“ geht es um eine Kurzfristbetrachtung, im Modus „Ausbaumodell“ geht es um eine Langfristbetrachtung. Diese unterschiedliche Fristigkeit lässt erwarten, dass die „adäquate Abbildbarkeit“ von DE sich in beiden Modelltypen bzw. -modi erheblich unterschiedlich darstellt. Präzise gesprochen: Eigentlich geht es bei der Abbildbarkeit von DE, bei der Verfolgung des Ziels einer „adäquaten Abbildung“ von DE, um den Langfristaspekt allein – dass die komplementäre Funktion von Einsatzmodellen erhalten bleibt, ist offensichtlich. Hier wurde daraus die Konsequenz gezogen, die Frage nach der Abbildbarkeit von DE im Folgenden allein noch für einen Modelltyp zu verfolgen, für Ausbaumodelle.³⁹
- iii) Hinter der (vordergründigen) zeitlichen Fristigkeit steht eigentlich eine produktionstheoretische **Unterscheidung zwischen Produktionsfaktoren nach ihrer Nutzbarkeitsdauer** bzw. Lebensdauer. Produktion geschieht mit Hilfe komplementärer Produktionsfaktoren, die aber deutlich unterschiedliche Lebensdauern haben – gespiegelt in (steuerlichen) Abschreibungszeiten. Personen-Verkehr z. B. wird produziert mit Hilfe der folgenden Produktionsfaktoren: Straßen (50 a), PKW (5 a) und Treibstoff (< 1 a), zudem noch mit Tankanlagen (20 a). Der für DE interessante Fall sind die Anlageinvestitionen mit wirklich langer Lebensdauer, also die sog. Infrastruktur-Investitionen. Bei ihnen nämlich ist die ‚Schleifspur‘ durch den Eintritt von DE, nachdem sie errichtet worden sind, am längsten. Die Produktionsfaktoren mit kürzerer Lebensdauer sind in ihrem Wert weniger vulnerabel – sie können auch weit flexibler im regionalen Einsatz sein.
- iv) Was eben mit einem ungefähren Begriff als „Schleifspur“ eingeführt wurde, ist, technisch gesprochen, die **Sorge um „Stranded Assets“** bzw. „Stranded Investments“. Es geht um Wertverlust. Es handelt sich da um einen in der (Umwelt-)Regulierung sowie, komplementär, in der Unternehmensbewertung eingeführten Zentral-Begriff. Er ist als auch rechtlich in verschiedenen Kontexten operationalisiert. Entscheidungen von (Umwelt)Regulierern können wirken wie DE: sie ändern die Ertragshöflichkeit von errichteten Anlagen, potenziell mit beiderlei Vorzeichen, positiv wie negativ.
- v) In der Darstellung unter iii) wurde eine Eigenschaft von langfristigen Anlage-Gütern, im Extremfall von Infrastruktur-Investitionen unterstellt: Dass sie völlig inflexibel seien; dass über ihren Wert nur ihre Nutzung entscheidet – also digital: Null Wert bei Null Nutzung (bisheriger Art). Das aber ist ein Extremfall. Im allgemeinen Fall gilt eine gewisse Flexibilität, eine Anpassbarkeit – was in der theoretischen Kapitaltheorie als **„Malleability of Capital Goods“** bezeichnet wird. Zwei Beispiel: Wird der LKW-Verkehr auf Elektrotraktion umgestellt, so sind bestehende Straßen mit Stromversorgungen nachrüstbar. Oder: Es sind bereits ganze Stahlwerke an einem Ort abgebaut und an einem neuen Ort wieder aufgebaut worden. Unter dem Aspekt der Modellierung von DE im Hinblick auf die Gefahr von „Stranded Assets“ hat diese Malleability einen entscheidenden Einfluss. Dazu hat sie angemessen modelliert zu sein, im Rahmen der **Restwertbestimmung bei Eintritt eines DE**. Generell wird man sagen können, dass die bestehenden Modelle in ihrer Auslegung nicht auf dieses Charakteristikum hin entwickelt worden sind – es ist deshalb zu erwarten, dass sie den Wert von „Stranded Assets“ und somit den Verlust durch DE (bei Langfrist-Investitionen) eher überschätzen.

³⁹ Die Stilisierung gilt nicht für alle disruptiven Elemente. So kann z. B. ein verzögerter Netzausbau mit Einsatzmodellen besser betrachtbar sein.

- vi) Von Einfluss (auf ein quantitatives Modellergebnis) ist selbstverständlich auch die **Definition von „Stranded Assets“** bzw. deren Operationalisierung. Für die allgemeine Definition sei hier auf (IRENA 2017) verwiesen, die des US Congressional Budget Office von 1998. Sie lautet: *“the decline in the value of electricity-generating assets due to restructuring of the industry”*. Diese allgemeine Definition ist offen gegenüber dem Konzept, dem gemäß der (Rest-)Wert eines materialisierten Vermögensgegenstandes bestimmt wird. Da stehen sich der **Opportunitätskosten-Ansatz** und der **Buchwert-Ansatz** als extreme Pole gegenüber. Nach der International Renewable Energy Agency (IRENA) scheint es einen Konsens zu geben, sich den Buchwert-Ansatz heranzuziehen. So hat es IRENA für sich selbst entschieden, so ist aber auch die Position der IEA, deren (in entscheidenden Punkt ambivalente) Definition lautet *„those investments which have already been made but which, at some time prior to the end of their economic life (as assumed at the investment decision point), are no longer able to earn an economic return as a result of changes in the market and regulatory environment brought about by climate policy”*. Präziser ist die Definition der Generation Foundation, die da lautet: *„an asset which loses economic value well ahead of its anticipated useful life, whether that is a result of changes in legislation, regulation, market forces, disruptive innovation, societal norms, or environmental shocks”*; und eindeutig in dieser Hinsicht ist IRENA in ihrer eigenen Definition: *„stranded assets are defined as the remaining book value of assets substituted before the end of their anticipated technical lifetime and without recovery of any remaining value“*.

5.6.3 Modellierungsansatz – nur für Ausbaumodelle

Aufgabe von Ausbaumodellen ist die Bestimmung des (ökonomisch) optimalen Ausbaus von Kapazitäten für einen Betrachtungszeitraum (z. B. 2015 bis 2050) im Rahmen einer Stützjahresanalyse. Da werden zwei Arten der Vorgehensweise unterschieden: (a) der sog. **„Perfect Foresight“**-Ansatz; und (b) sog. **myopische Ansätze**. Bei dieser Unterscheidung handelt es sich nicht wirklich um einen diametralen Gegensatz, wie die Benennung zu glauben nahelegt, sondern um ein Kontinuum, wobei **„Perfect Foresight“** für das eine Extrem des Kontinuums steht. **„No Foresight“** steht für das andere Extrem (vgl. Abbildung 5-3).

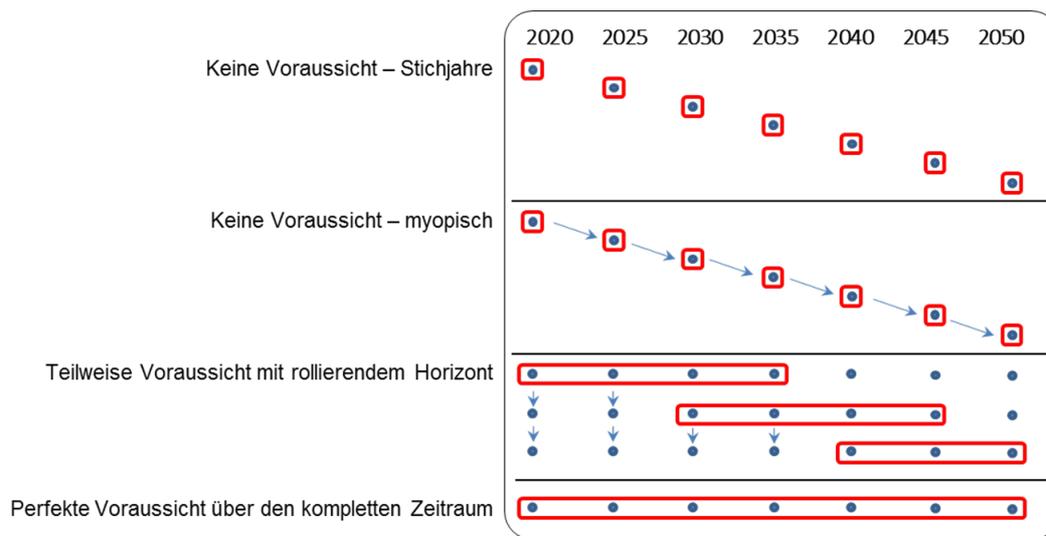


Abbildung 5-3: Modellansätze nach Zeithorizont – stetig variiert. Quelle: DLR eigene Abbildung.

Die Abbildung zeigt, dass Modellansätze nach der Extension von Zukunfts-Zeithorizonten unterschieden werden. Treibt man die Myopie ins Extrem, so landet man bei „No Foresight“. Die gemäßigt myopischen Ansätze verfügen über einen (beschränkten) Zeithorizont von (beispielhaft) 15 Jahren – die Ausbauplanung über die gesamte Zeit von 30 Jahren bringen sie durch jeweils zeitverzögerte Neubestimmung („rollierender Horizont“) zustande.

Die Methode der „Stützjhranalyse“ ist durch folgende Vereinfachungen gegenüber der vollen Realität charakterisiert:

- Der Zeitaufwand zwischen Feststellung eines Bedarfs, Investitionsentscheid und Inbetriebnahme der Anlage ist als so klein angenommen, dass alles in ein Jahr passt – ein festgestellter Bedarf bzw. Mangel wird gleichsam umgehend beseitigt.
- Für die Zeitpunkte nach einem Stützpunkjtahr (für 2021, 2022, 2023, und 2024 beispielsweise) gilt die Annahme, dass sie wie das vorherige Stützjahr (also 2020) aussehen.
- Für ein folgendes Stützjahr gilt ein neues Set von Variablen. D. h. aus Modellierersicht wird weiteres an Zukunft eingespielt.

Im „**No foresight**“-Fall wird in der Gegenwart für jedes Stützjahr, im Rhythmus von fünf Jahresschritten, Kraftwerkseinsatz und Ausgleichsbedarf im Detail untersucht und ggf. ein Bedarf an zusätzlichen Anlagen (Kraftwerken, Speichern etc.) identifiziert. Ein Ausbau/Anlagenzubau im Fall ohne Voraussicht auf weitere Jahre ergibt sich allein aus der Notwendigkeit der Bedarfsdeckung im betrachteten Jahr. Das Modell trifft die Investitionsentscheidung unter der Annahme, dass alle Jahre bis zum Ende der Amortisationszeit identisch dem betrachteten Stützjahr sind. Beim nächsten Stützpunkjtahr ist es gleichsam ‚überrascht‘ durch die neuen Randbedingungen.

Im „**Perfect foresight**“ Ansatz werden die Szenarioannahmen als geschlossener Datensatz in die Optimierung für den gesamten Betrachtungszeitraum übergeben. Szenarioannahmen enthalten die Entwicklung der Rahmenparameter wie Kosten (der technologischen Optionen sowie der Produktionsfaktoren, insbesondere Energie,) und Energienachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum. Bei diesem Ansatz soll ein ökonomisches Optimum über den gesamten Betrachtungszeitraum

berechnet werden, allerdings auch im vereinfachenden Stützjahresmodus. Als „ökonomisches Optimum“ verstanden wird etwas, welches nur bestimmbar ist, wenn für Investitionsentscheidungen zu den bestimmten Zeitpunkten die „vollständige Kenntnis von zukünftigen Entwicklungen“ zugrunde gelegt wird. Auch wenn hinsichtlich des Verständnisses von „vollständig“ eine Einschränkung angezeigt ist, so gilt doch: Dies ist eine Annahme bzw. Entscheidung, welche fast das exakte Gegenteil von dem ist, das hier untersucht wird, dem Eintreten von DE. Eine „Abbildbarkeit“ von DE erscheint hier, bei diesem Ansatz des Modelltyps „Ausbaumodell“, auf den ersten Blick so gut wie ausgeschlossen – durch externe Manipulation ist sie aber doch möglich (wie unten beschrieben).

Im Falle der Optionen zwischen den Extremen, der Vielfalt von **myopischen Ansätzen**, sieht es vielversprechender aus (vgl. (Babrowski et al. 2014), (Keppo und Strubegger 2010), (Fuso Nerini et al. 2017)) . Da werden die zu tätigen Investitionen in Anlagen in den einzelnen Stützjahren nicht mehr für den gesamten Betrachtungszeitraum berechnet, das Optimum wird pro Schritt über einen zeitlich deutlich beschränkteren Vorausschauhorizont lediglich berechnet – in dem Fall, der in Abbildung 5-3 als „Rolling Horizon“ bezeichnet ist, beträgt der Horizont beispielhaft 15 Jahre. Für diesen Horizont wird, wie im „Perfect Foresight“-Ansatz, (teilweise) die genaue Kenntnis der Entwicklung der Parameter unterstellt.

Die Formel „Ansatz der genauen Kenntnis aller zukünftigen Ereignisse“ ist somit zentral. In welchem Sinne sie nicht wirklich präzise ist, sie mehr verspricht als gehalten wird bzw. zu halten möglich ist, ist Thema im Kasten „ökonomische Optimierung in intertemporalen Modellen“. Nimmt man sie zum Nennwert, so stellt sie ein unüberwindbares Hindernis für die Abbildung disruptiver (unerwarteter) Ereignisse und Entwicklungen dar. Grundsätzlich wird ein Modell mit perfekter Voraussicht eine Disruption, die in den Rahmenparametern angegeben ist, vorab erkennen und diese in den zeitlich früheren Investitionsentscheidungen berücksichtigen – ökonomische Bewertung wie Optimierung sind eben antizipativ. Disruptive Elemente können nur dann adäquat abgebildet werden, wenn die Prognose zukünftiger Entwicklungspfade bei den Investitionsentscheidungen von der ökonomischen Bewertung des „tatsächlichen“ Einsatzes der Technologien getrennt wird – wenn also damit eine Inkonsistenz hinsichtlich der Zukunftsvorausschau eingebaut wird. Lock-In Situationen und sog. Stranded Investments, welche durch DE entstehen können, können nur in solchen Modellansätzen abgebildet werden, in denen hinsichtlich der ökonomischen Bewertung mindestens inkonsistente Doppelungen bzw. Ambivalenzen implementiert werden. Das mag sich provokativer anhören als es ist. Schließlich optimieren die wirklichen Marktteilnehmer, insbesondere die Investoren in Infrastrukturen und langfristige Anlagen, auch nicht gemäß dem „Perfect Foresight“-Ansatz, sondern myopisch. Interpretiert man die myopischen Ansätze als verhaltensökonomisch intendierte Modelle, dann ist die dortige Widerspiegelung von Inkonsistenzen und Ambivalenzen als realitätsgerecht legitim.

Info-Box: Ökonomische Optimierung in intertemporalen Modellen

Gemacht werden müssen in jeglichem Modellansatz Annahmen über die Restwerte der bestehenden Anlagen, sofern diese nicht ‚verbraucht‘ sind, am Ende des (hier beschränkten) Vorausschauhorizontes – was übrigens auch im „Perfect Foresight“-Ansatz unausweichlich ist. Zentral ist, auf welche Weise diese Restwerte bestimmt werden. Im allgemeinen (theoretischen) Fall gilt: Der Wert eines Investitionsgutes zu einem Zeitpunkt ist aus der Zukunft bestimmt, er ist gleich dem Gegenwartswert der zukünftigen Erträge. Die Bestimmung eines Restwertes ist, bei dem üblichen Verständnis von ökonomischer Optimalität, nur bei voller Kenntnis der Zukunft möglich. Da myopische Ansätze sich von „perfect foresight“-Ansätzen unterscheiden sollen, ist davon auszugehen, dass dies dadurch geschieht, dass Restwerte nach buchhalterischen Faustregeln bestimmt werden, z.B. qua linearer (zeitproportionaler) Abschreibung auf den Anschaffungswert (sog. „pro rata tempore“-Methode) – oder auch durch andere Verfahren, die am Markt üblich sind. Myopische Ansätze widersprechen damit zwar nicht prinzipiell, aber in der faktischen Handhabung dem Optimalitätsverständnis der ökonomischen Werttheorie. Sie nähern sich verhaltensökonomischen Ansätzen mit Akteuren, die für sich zwar in Anspruch nehmen, ökonomisch zu optimieren, im Maße der Schrittweite aber ihre (irrigen) Zukunftseinschätzungen „realisieren“, d.h. ihre Bewertung des Anlagenbestands korrigieren und ihre Investitionsplanung dem dann neuen Zukunftsbild anpassen. Es sind „*Trial and error*“-Ansätze, die hier abgebildet werden. Entscheidend für den Vergleich der Ergebnisse eines solchen Ansatzes mit denen im „Perfect Foresight“-Ansatz ist die Distanz von der vollständigen Voraussicht über mehrere Jahrzehnte.

In der Diskussion wurden für die drei Modellierungsansätze mögliche Formen der Abbildung disruptiver Elemente vorgeschlagen.

(a) Stützjahrbetrachtung mit perfekter Voraussicht über den gesamten Betrachtungszeitraum:

Um die DE adäquat abzubilden, lautet der Vorschlag, zwei Simulationsläufe durchzuführen. Im ersten Lauf wird ein Szenario *ohne* DE berechnet, welches als Referenzszenario dient. Im zweiten Lauf wird das Energiesystem, welches zum Zeitpunkt des Eintretens der Disruption (innerhalb des Betrachtungszeitraumes) vorliegt, als Startkonfiguration in eine weitere Simulation implementiert. In diesem Lauf werden die durch das DE veränderten Entwicklungspfade für die weitere Berechnung des Zubaus bis in das Zieljahr berechnet. Subtrahiert man die Anlagenkonfigurationen, die im ersten und im zweiten Lauf produziert werden, so erhält man die Effekte des DE auf das Energiesystem in Form eines quantitativen Vergleich des Zubaus im Anlagenbestand, also in realen Konfigurationen, nicht in Werten.

(b) Stützjahrenbetrachtung mit myopischem Ansatz, jedoch ebenfalls perfekter Vorausschau aus Sicht des jeweiligen Stützjahres

Hier kann die gleiche Herangehensweise angewendet werden, die auch im vorangehenden Ansatz Verwendung finden kann.

(c) Stützjahrenbetrachtung mit myopischem Ansatz, jedoch mit beschränktem Vorausschauhorizont.

In diesem Modellansatz ist ein DE abbildbar mit nur einem Simulationslauf, also nicht als Differenz von ‚mit‘ versus ‚ohne‘. Er ist dafür geeignet, weil der Vorausschauhorizont, welcher für Investitionsentscheidungen verwendet wird, im Verhältnis zum gesamten Betrachtungszeitraum recht kurz ist.

Info-Box: Einsatzmodelle

Das Ergebnis der Diskussion mit den Modellierern ist: DE haben im Regelfall einen erheblichen und langdauernden Einfluss auf das Energiesystem und dessen Gesamtkosten. DE, die ausschließlich den kurzfristigen Einsatz der vorhandenen Technologien betreffen, werden im Screening-Trichter ausgefiltert. Es stellt sich deshalb die Frage, ob Einsatzmodelle im Zusammenhang mit der Analyse von DE eine Funktion haben können.

Die Antwort lautet: Genauso wie erst Einsatzmodelle in der Lage sind, den Einsatz und damit die Rentabilität einer zugebauten Anlage präzise zu bestimmen – wofür im Ausbaumodell Schätzwerte unterstellt werden –, so gilt dies auch, wenn man Auswirkungen der DE auf die Energieerzeugung und Verteilung präzise quantifizieren will. Es erscheint daher sinnvoll, die Ergebnisse der Ausbaumodelle mit zusätzlichen Analysen für das dynamische Systemverhalten zu flankieren. Einsatzmodelle und Ausbaumodelle sind komplementär zueinander – und das gilt natürlich auch für die Analyse von DE.

Als weiteres Problem bei der Modellierung wurde der Umgang mit der ökonomischen Bewertung von Investitionen identifiziert. In einigen Modellen wird eine Investition, die zu einem bestimmten Zeitpunkt durchgeführt wird, mit dem derzeitigen Kapitalwert, unter Annahme einer bestimmten Nutzung und Lebensdauer bewertet. Eine nachträgliche Änderung der Laufzeit oder der Auslastung aufgrund des Einflusses disruptiver Ereignisse hat keinen Einfluss auf die angenommenen Kosten. Um den Effekt der DE abzubilden müsste folglich (bei myopischem Ansatz) eine nachträgliche Bewertung der Kosten vorgenommen werden. Ansonsten werden Mehrkosten, die sich aus der geänderten Betriebsweise ergeben, nicht berücksichtigt.

Fazit: Im Grunde ist es zwingend notwendig, die Investitionsentscheidungen auf Basis „erwartbarer“ Entwicklungen zu fällen. Die Berechnung der tatsächlichen Systemkosten muss jedoch nachgelagert mit den Entwicklungen berechnet werden, die sich auch durch unvorhergesehene DE ergeben haben.

5.7 Schlussfolgerung: Ein Vorschlag zur Modellierung der DE

Hier wird, auf Basis der analytischen Überlegungen in den Kapiteln 5.1 bis 5.6, ein Vorschlag gemacht, wie mit ökonomisch optimierenden Energiesystemmodellen mit dem Phänomen DE sinngemäß umgegangen werden kann.

5.7.1 Prüfung der Stabilität der Investitionsentscheidung mittels Sensitivitätsrechnungen

Zentraler Begriff in der Aufgabenstellung ist die „Modellierbarkeit von DE“. DE sind überraschend eintretende Ereignisse. In Modellierungen mit vollständiger Voraussicht sind sie nicht „abbildbar“, weil es bei „vollständiger Voraussicht“ keine „Überraschungen“ geben kann – das ist definitorisch ausgeschlossen. Also ist man gut beraten, noch einmal zurückzutreten und erneut zu fragen: Wonach wird eigentlich gesucht?

Die analytischen Überlegungen legen eine Einengung nahe. Danach geht es um die Modellierung lediglich des Zubaus von „Anlagen“. Anlagen sind langlebige Investitionen. Prototypisch für sie stehen Infrastrukturen. Die Grenze zwischen „langlebige Anlagen-Investitionen“ und „Infrastrukturen“ wird hier unscharf gelassen. Fokussiert werden im Folgenden nur noch Infrastrukturen.

Das Kalkül der ökonomischen Optimierung von infrastrukturellen Investitionsentscheidungen weist verschiedene Charakteristika auf – von denen wird hier nur eines hervorgehoben: Infrastrukturen zählen zu den Anlagegütern mit der längsten Lebensdauer. Zudem ist bei ihnen die faktische Lebens- und Nutzungsdauer regelmäßig bzw. typischerweise weit länger als die Amortisationszeit, mit der sie im Kalkül als wirtschaftlich optimal berechnet werden und also über sie entschieden wird. Bei ihnen ist damit die „Stranded-Asset“-Problematik am extremsten ausgeprägt.

Für Entscheidungen über den Zubau von Infrastruktur, also für den „stranded-asset“-vulnerabelsten Fall, wird im Hinblick auf DE ein Verfahren der Modellierung gesucht, welches entscheidbar macht, ob eine (nach üblichen Bewertungs-Verfahren) gewählte Option auch im Falle des Eintritts (einer gewissen Klasse) von DE präferierbar bleibt. Dabei handelt es sich, so der Eindruck, um die übliche und etablierte Fragestellung nach der Stabilität der Feststellung der Vorzugswürdigkeit einer Investitions-Option gegenüber anderen unter einer wesentlichen Änderung des Annahmesets (für die Zukunft).

Trifft diese Einschätzung des eigentlichen Anliegens hinter der Frage nach der „Modellierbarkeit von DE“ zu, so ist die Antwort methodisch wohlbekannt und einfach: Man macht zunächst einen Referenzlauf zur Bestimmung der optimalen Lösung – und anschließend mehrere Läufe mit Parameter-Variation als Sensitivitätsrechnungen. Ziel ist die Bestimmung einer ‚robusten‘ Entscheidung. Hier, im Falle DE, hat die Sensitivitätsrechnung lediglich eine andere Form: nicht die Form „stetige Parameter-Variation über die Zeit“, sondern die Form „mit Eintritt eines DE während des Betrachtungszeitraums“. Die DE kann man ihrerseits variieren nach Eintrittsdatum und nach Clustern, für das ein DE steht – und dafür die Ergebnisse in Kapitel 5.1 bis 5.5 heranziehen. Die Aufgabe ist, festzustellen, welcher Pfad von Infrastruktur-Investitionen in seiner Vorzugswürdigkeit einigermaßen stabil ist gegenüber den (Variationen von) DE.

Kriterium bei diesem Check der Stabilität der Investitionsentscheidung ist der Begriff „Vorzugswürdigkeit“. Das ist kein neuer Begriff, er bezieht sich vielmehr auf das Wirtschaftlichkeits- bzw. „Optimalitäts“-Kriterium, mit dem die Optionen (als Sequenzen über die Zeit) in der Gegenwart im Hinblick auf ihre Vorzugswürdigkeit vergleichbar gemacht werden.

Die angemessene Operationalisierung dieses Kriteriums ist deshalb das zweite Element in dem hier gemachten Vorschlag zur Vorgehensweise. Auch hier ist die methodische Maxime die der legitimierten Einengung.

5.7.2 Operationalisierung des Kriteriums „wirtschaftlich optimal“

Beim Studium der diversen Modellansätze fiel Zweierlei auf.

- i) Die Ansätze werden beschrieben, als ob bei vollständiger Voraussicht zu modellieren und zu optimieren der eigentliche Anspruch sei.
- ii) Faktisch aber wurde vielfältig abgeschnitten. Es wurde faktisch gemäß Kriterien optimiert, wie sie sich in der Praxis der Entscheidungsfindung zu Langfrist-Investitionen vielfältig finden – verwendet werden meist vereinfachende (Stabilitäts-)Annahmen über die Zukunft.

Es besteht somit eine Differenz zwischen dem Ideal der wirtschaftlichen Optimalität (in der Modellierung, auch deren Anspruch) und der tatsächlichen Optimierung seitens der empirischen Subjekte, die über langlebige Anlage-Investitionen entscheiden. In Ansätzen mit (vermeintlich) „eingeschränktem“ Optimalitätsanspruch folgen die Modelle dem, was in der Empirie vorzufinden ist. Allerdings immer mit der Wertung, das sei suboptimal.

Diese Differenz kann man versuchen, theoretisch auf einen Begriff zu bringen, etwa mit der folgenden Formulierung:

In Modellen, wie in Kapitel 5.5 entfaltet, wird einem Kostenverständnis gemäß dem Opportunitätskostenkonzept gefolgt – die gelte es zu minimieren. Konsequenz ist, dass da ein extrem hohes Risiko von „Stranded Assets“ existiert.

Die Alternative ist, in der Definition von Kosten dem Buchwert-Konzept zu folgen. Dann wird unter „Kosten“ allein der Aufwand für die Errichtung einer langlebigen Investition verstanden – darüber hinausgehende Elemente von Opportunitätskosten sind abgeschnitten, das „Rentenelement“ ist aus dem Kostenverständnis getilgt. Dafür spricht: (i) In der Praxis werden diesem Kriterium gemäß die relevanten Entscheidungen getroffen – was mit dem Ausdruck „Myopie“ auch angemessen beschrieben ist, weil ein möglicher zusätzlicher (und leistungsloser) Gewinn nach Erreichen des Amortisationszeitpunkts aus dem Blick genommen wird. (ii) Mit dem Buchwert-Konzept wird allein auf Werte Bezug genommen, welchen eine Leistung seitens der Leistungserbringer („Faktoreinkommen“) gegenübersteht, das leistungslose Element hingegen wird ausgeschlossen – was die Legitimität dieser (einengenden) Wahl erhöht.

5.7.3 Der Lösungsvorschlag

Die Lösung des gestellten Problems, disruptive Elemente zu „modellieren“, besteht dann in Folgendem Ansatz, der in drei Elementen benannt wird:

- 1) Gesucht wird, gemäß der etablierten Vorstellung, ein stabiles Set von Anlage-Investitionen, mit der etablierten Methode der Sensitivitätsrechnung. Die nur besteht in diesem Fall im Einspielen von DE (statt mittels stetiger Parametervariation über die Zeit).
- 2) Das Ziel der Optimierung wird beschränkt, ist also keine Total-Optimierung mehr – und zwar auf eine Klasse von Anlage-Investitionen, die mit der längsten Nutzungsdauer, d. i. Infrastrukturen.
- 3) Das Kriterium „Optimalität“, das Ziel, wird (im Sinne einer Myopie) beschränkt auf das Erreichen einer Amortisation des Faktoreinsatzes lediglich; äquivalent formuliert ist dies als „Vermeiden von Kosten in Form von „Stranded Investments““.

6 AP E: Synthese

Das Arbeitspaket E stellt die abschließende und übergreifende Synthese der im Projekt durchgeführten Untersuchungen und erzielten Erkenntnisse vor. Hierzu werden für Modellexperiment 1 und 2 jeweils eine Interpretation der Ergebnisse in Hinblick auf verwendete Modelle und Eingangsdaten durchgeführt. Für jedes Experiment werden dann die wichtigsten Merkmale und Untersuchungsschwerpunkte im Modellexperiment und zentrale Ergebnisse des Modellexperiments präsentiert.

Abschließend werden Schlussfolgerungen für zukünftige Modellexperimente zusammengefasst.

6.1 Schlussfolgerungen aus Modellexperiment 1

Übersicht

In Kapitel 3.5 wurden die Ergebnisse aus verschiedenen Modellrechnungen zu jeweils zwei Szenarien dargestellt und analysiert. Dabei wurde anhand verschiedener Beispiele klar gezeigt, dass die Einordnung und Interpretation der Ergebnisse nicht losgelöst von den Energiesystemmodellen und deren methodischen Unterschieden erfolgen darf. So sind beispielsweise Aussagen zur Transformation von Sektoren nicht exakt von einem Modell zum anderen übertragbar, da sich diese häufig hinsichtlich der getroffenen Definition bzw. Abgrenzung der Sektoren mehr oder weniger stark voneinander unterscheiden. Exemplarisch ist hierzu die Orientierung an den volkswirtschaftlichen Sektoren (GHD, Industrie, Haushalte, Verkehr), oder eine Einteilung in Anlehnung an die Energiesektoren (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) zu nennen.

Viele der technischen Komponenten des Energiesystems werden in allen Modellen dargestellt, jedoch ergeben sich gleichzeitig große Unterschiede: Bei der Anlagenkonfiguration der einzelnen Technologien werden von den Modellen unterschiedliche Detailgrade verwendet, sei es was die Blockgröße eines Kraftwerkes oder die Unterscheidung von Energieträgern als Edukt angeht. Beispielhaft sei hier eine Abstufung der Gasturbinen anhand der Herkunft des eingesetzten Gases genannt, welche nicht von allen Modellen verwendet wird. Die Unterschiede im Detailierungsgrad führen zu differenzierten Anlagentypen und zu einer eingeschränkten Vergleichbarkeit der Einzelanlagen.

Um die verschiedenen Modelle vergleichen zu können, wurden im Modellexperiment unterschiedliche Schwerpunkte berücksichtigt. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen, ist die Abstimmung einheitlicher Zielgrößen und Randbedingungen bei der Optimierung von zentraler Bedeutung. Da die eingesetzten Energiesystemmodelle teilweise für unterschiedliche Fragestellungen eingesetzt werden, ist die Harmonisierung einer gemeinsamen Zielgröße unabdingbar. So sind die Modelle in der Lage, unterschiedliche Arten und Quellen von Emissionen zu erfassen. Ein Beispiel hierzu ist die Erfassung von Treibhausgasemissionen unterschiedlicher industrieller Prozesse im Gegensatz zur Berücksichtigung ausschließlich energiebedingter CO₂-Emissionen.

Ein weiterer zentraler Schritt zur Berücksichtigung von methodischen Unterschieden war die Definition von Schnittstellen zwischen den Energiesystemmodellen. Diese waren notwendig, da endogene Daten teilweise als Modellergebnis exogen anderen Modellen übergeben (Kapitel 3.3) werden mussten. Die Harmonisierung der Daten und die Implementierung von Schnittstellen waren aufgrund der methodischen Unterschiede in den Modellen nicht trivial und erforderten oftmals für eine erfolgreiche Abstimmung mehrere Iterationen bzw. Modellläufe.

Trotz der dargestellten Herausforderungen zeigen die Ergebnisse über alle drei Modelle in beiden Szenarien ähnliche (robuste) Systementwicklungen auf. Dies betrifft u.a. den erforderlichen Ausbau an fluktuierenden erneuerbaren Energiewandlungsanlagen, den Wandel von verbrennungsmotorischen zu elektrischen Antriebskonzepten im Verkehrssektor, den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudesektor sowie im Allgemeinen die Elektrifizierung des Wärmesektors. Zudem zeigen die Ergebnisse aller Modelle eine klare Abhängigkeit zwischen dem CO₂-Ziel und dem systemisch erforderlichen Umbau auf.

Sensitive Parameter

Aus dem Modellexperiment konnten die folgenden besonders sensitiven Parameter auf das Ergebnis identifiziert werden.

- Einsatz von Kohle in der Industrie zur Rohstahlherstellung: Da ein direkter Einfluss auf die CO₂-Bilanz, d. h. auf die Zielgröße des Modellexperiments, besteht, ist eine einheitliche Berücksichtigung in allen Modellen erfolgt.
- CO₂-Reduktionspfad: Ein abgestimmter Reduktionspfad als harte Bedingung anhand von Stützjahren (2020, 2030, 2040, 2050) stellt eine essentielle Zielgröße der Optimierungsmodelle dar. Zudem ist eine Festlegung notwendig, welche spezifischen Emissionen reduziert werden sollen. In Modellexperiment 1 wurde festgelegt, nur die energiebedingten CO₂-Emissionen zu berücksichtigen.
- Geographische Grenzen des Systems bzw. der Importe: Die Festlegung der geographischen Abdeckung ist zu vereinheitlichen. In Modellexperiment 1 wurde das System Deutschland als Inselsystem abgebildet.
- Biomasseverfügbarkeit: Die Möglichkeit eines Imports von Biomasse entspannt Modellenergiesysteme bei der angestrebten CO₂-Reduktion. Neben der direkten Nutzung (Verbrennung) kann Biomasse umgewandelt werden in flüssige Brennstoffe oder Gase, welche wiederum in den verschiedenen Sektoren (insbesondere Verkehr, Wärme und Industrie) Anwendung finden und das System klimaneutraler gestalten. Die Menge an verfügbarer Biomasse hat in beiden Szenarien einen bedeutenden Einfluss.
- Ausstieg aus der Kohleverstromung: Die Sterbelinie von Kohlekraftwerken beeinträchtigt den CO₂-Pfad ebenfalls stark. Dies ergibt sich aus der Beeinflussung des Freiraums für andere Technologieoptionen.
- Prozesswärmebedarf und Nutzenergiebedarf für Gebäudewärme: Die in den jeweiligen Modellen zu deckende Nachfrage nach Wärme sollte in et-

wa gleich sein. Sie wurde in Modellexperiment 1 abgestimmt, um eine gleiche Ausgangsbasis zu schaffen.

- Nachfragen nach Strom und Wärme: Die zeitliche Entwicklung, Reduktion durch Effizienzentwicklungen oder Zuwachs durch zunehmende Elektronik beeinflussen die Nachfrageentwicklung in der Zukunft. Eine Harmonisierung ist essentiell für die Modelle.
- Wetterinformationen: Die Wetterinformationen beeinflussen den Output von Wind- und Solartechnologien. Unterschiedliche Annahmen wirken sich direkt auf die Einspeisepprofile und Volllaststunden der jeweiligen Technologien aus.

Kritische Aspekte für den Modellvergleich

- Identifikation und Abgleich von relevanten Eingangsdaten: Jedes Modell hat andere Eingangsgrößen. Teilweise werden Ergebnisse von Modell A in Modell B als Eingangsdaten eingelesen, diese Schnittstellen gilt es so frühzeitig wie möglich zu identifizieren und anzugleichen. Die genaue (gleiche) Definition von Parametern (bzw. Eingangsdaten) spielt hierbei eine gewichtige Rolle (z. B. was ist „Stromverbrauch“? Basislast oder Gesamtlast zuzüglich aller Power-to-X-Anwendungen, etc.).
- Verschiedene Modellarchitekturen und entstehende Schnittstellen: Unterschiedliche Eingangs- / Ausgangsdaten erschaffen Schwierigkeiten in der Abstimmung und beim Angleichen von Eingangsdaten.
→ Ein Lösungsansatz können iterative Prozesse sein, die jedoch zu einem hohen zeitlichen Aufwand führen.
- Definition einer verbindlichen Zielgröße: Da es sich um Optimierungsmodelle handelt, muss eine Zielgröße (zum Beispiel Definition einer CO₂-Reduktionszielgröße) so festgelegt werden, dass sie im Zieljahr erreicht wird bzw. in den einzelnen Stützjahren eingehalten wird.
- Techno-ökonomische Parameter: Einzelne Annahmen, wie z. B. die spezifischen Investitionskosten von Wärmepumpen, können zu signifikanten Abweichungen in den Ergebnissen führen. Bei einer Fokussierung auf Modellunterschiede sollten einflussreiche Annahmen möglichst vereinheitlicht werden.

6.2 Schlussfolgerungen aus Modellexperiment 2

Auswahl der Modelle

Bei der Auswahl der Modelle wurde mit ELMOD bewusst ein Modell gewählt, das sich in seinem inhaltlichen Geltungsbereich deutlich von den anderen Modellen abgrenzt. Dadurch sollte untersucht werden, wie sich der Bedarf nach Stromspeichern und Kraftwerken, wie auch deren Einsatz durch die detaillierte Betrachtung des Stromtransportnetzes ändert. In den Modellergebnissen zeigen sich jedoch extreme Abweichungen von den anderen Modellen, die sich nicht alleine auf die genauere Abbildung des Stromnetzes zurückführen lassen. Vielmehr waren die vorgegebenen

Eingangsdaten des Experiments für eine Parametrierung von ELMOD nicht ausreichend, und die notwendigerweise ergänzend getroffenen Annahmen waren nicht damit konsistent. Als Konsequenz daraus sind die Ergebnisse von ELMOD mit denen der anderen Modelle nur bedingt vergleichbar. Eine Ausweitung des Eingangsdatensatzes auf die in ELMOD benötigten zusätzlichen Parameter, darunter die Kapazitäten einzelner Übertragungsleitungen und eine netzknotenscharfe Zuordnung von Bedarf und Erzeugung, war im Rahmen des Experiments nicht zu bewerkstelligen. Folglich kann keine Aussage darüber getroffen werden, ob die Erweiterung des Eingangsdatensatzes eine Erhöhung der Vergleichbarkeit in den Ergebnissen bewirken würde. Die Erfahrung aus dem Modellexperiment legt nahe, dass für eine detaillierte und technologiespezifische Untersuchung der Auswirkung von Unterschieden in der Technologieabbildung auf die Ergebnisse eine Beschränkung auf Modelle mit vergleichbarer Zielsetzung und Anforderungen an die Eingangsdaten zu bevorzugen ist.

Die am Experiment teilnehmenden Modelle weisen zwar wesentliche Unterschiede in ihren Eigenschaften und Details der Technologieabbildung auf, sind jedoch in ihren mathematischen Grundlagen identisch. Alle Modelle basieren auf einer linearen Optimierung, und minimieren die Zielfunktion der Systemkosten. Dies begünstigt zwar eine Vergleichbarkeit in den Modellergebnissen, führt aber zu einer Einschränkung der Perspektive. Vor diesem Hintergrund ist eine Ausweitung auf andere Zielfunktionen und Optimierungsverfahren, aber auch auf grundsätzliche andere Modellierungsansätze sehr wünschenswert. Dies kann Simulationsansätze, wie auch quadratische oder gemischt-ganzzahlige Optimierungsansätze einschließen. Hinsichtlich anderer Zielfunktionen käme beispielsweise die Betrachtung einer Minimierung der CO₂-Emissionen bei Anwendung einer Kostenobergrenze in Frage.

Implementierung

Einige Unterschiede in der Struktur und den Fähigkeiten der beteiligten Modelle gingen nicht aus den für die Auswahl verwendeten Templates hervor, sondern wurden erst im Rahmen des Austauschprozesses zwischen den beteiligten Wissenschaftlern vollumfänglich klar. Exemplarisch für Unterschiede in der Modellstruktur ist das unterschiedliche Verständnis eines modularen Modellaufbaus. Während ein endogener Kapazitätsausbau in REMix in allen jeweils technologieklassenspezifischen Modulen separat implementiert ist, erfolgt dieser in PowerFlex technologieübergreifend durch Nutzung eines einzigen dafür entwickelten Moduls. Ein Beispiel für einen erst im Verlauf der Experimentvorbereitung erfassten Unterschied in den Modellfähigkeiten ist die nicht in allen Modellen gegebene Option eines zunächst im Rahmen des Experiments geplanten integralen endogenen Ausbaus von Kraftwerken, Stromspeichern und Stromnetzen. Auch die Erfassung von Unterschieden im Datenbedarf und den in der Auswertung als Gründe für die Unterschiede in den Ergebnissen identifizierten Modelldetails erforderte einen über das Modelltemplate weit hinausreichenden Austausch. Dies betrifft insbesondere die Analyse der Ergebnisse der Modelle REMix, PowerFlex und SCOPE. Einige Unterschiede in den Modellkonfigurationen und in der Einbindung der Eingangsdaten wurden sogar erst nach den Modellläufen durch die detaillierte Analyse der Ergebnisse offensichtlich. Dies konnte teilweise iterativ noch angepasst werden, teilweise aber auch nicht mehr. Es betrifft beispielsweise die Betrachtung von Notkühlern in KWK-Systemen im Modell SCO-

PE, oder die Übernahme der in den vorgelagerten europäischen REMix-Läufen ermittelten Stromspeicherkapazitäten in ELMOD. Dies unterstreicht die Wichtigkeit eines umfassenden Austauschs und Verständnisses über Modell- und Datenstrukturen, sowie die Notwendigkeit eines iterativen Modellierungsprozesses. Beides konnte mit den für das Experiment verfügbaren Mitteln nicht vollumfänglich realisiert werden.

Durchführung

Bei der Durchführung des Experiments ergab sich als weitere Herausforderung, dass die Szenarien im Modell PowerFlex zu unerwartet hohen Lösungszeiten von mehreren Wochen führte. Zur Realisierung kürzerer Lösungszeiten erfolgte eine Umstellung auf eine rollierende Einsatzoptimierung. Ein Vergleich der mathematischen Eigenschaften der in den Modellen jeweils resultierenden Gleichungssysteme – beispielsweise hinsichtlich der Variablenzahl – war nicht Teil des Experiments. Ebenso wenig erfolgte eine Analyse der für die Lösung der Gleichungssysteme benötigten Zeitdauern und Arbeitsspeicherkapazitäten. Unter anderem diese Modelleigenschaften stehen im Fokus der Modellexperimente des laufenden, stärker technisch orientierten Projekts BEAM-ME⁴⁰. Die Erfahrung aus dem RegMex-Projekt legt nahe, zumindest ausgewählte mathematische und informationstechnische Parameter auch in die Auswertung von auf inhaltliche Modelldetails ausgerichteten Modellexperimenten mit aufzunehmen.

Modellharmonisierung

Abweichend von Modellexperiment 1 wurde in Modellexperiment 2 eine möglichst vollständige Vereinheitlichung der Eingangsdaten realisiert. Dies wurde begünstigt durch die größere Ähnlichkeit der verwendeten Modelle und den tendenziell geringeren Datenbedarf. Davon ausgenommen ist jeweils das Modell ELMOD, woraus sich die oben dargelegten Einschränkungen bei der Durchführung des Modellvergleichs ergaben. Ein Nachteil der gewählten Herangehensweise liegt klar in dem deutlich größeren Abstimmungsbedarf hinsichtlich der in den Modellen benötigten Eingangsdaten, wie auch der Ergründung von Modellunterschieden. Dem gegenüber stehen deutlich bessere Möglichkeiten, Unterschiede in Ergebnissen auf die Modelleigenschaften zurückführen zu können. Diese Zurückführung unterliegt jedoch Einschränkungen, die sich daraus ergeben, dass sich die Modelle jeweils in verschiedenen Punkten unterscheiden, was eine klare Quantifizierung einzelner Effekte unmöglich macht. Zukünftige Modellexperimente sollten diesen Aspekt aufgreifen und durch die Betrachtung stark reduzierter Systeme die Wirkung von Details der Technologieabbildung in den Modellen ergänzend analysieren.

⁴⁰ „Realisierung von Beschleunigungsstrategien der anwendungsorientierten Mathematik und Informatik für optimierende Energiesystemmodelle“, www.beam-me-projekt.de

Technologieabbildung

Die Ergebnisse des Experiments unterstreichen, dass sich eine Bewertung des Bedarfs nach zusätzlichen Kraftwerken und Speichern auf eine endogene Ausbauroptimierung stützen sollte. Die in verschiedenen Modellen getroffenen Abschätzungen auf Grundlage der ungedeckten Energienachfrage führen zu deutlichen Überschätzungen. Dies ergibt sich daraus, dass eine Minimierung der ungedeckten Nachfrage ein anderes Einsatzverhalten von Energiespeichern und anderen zeitlichen Lastausgleichsoptionen anreizt, als die Minimierung der maximalen Deckungslücke (entsprechend der Minimierung des Bedarfs an zusätzlicher Kraftwerkskapazität). Hinsichtlich des Speicherbedarfs zeigt sich, dass eine separate Dimensionierung der Lade- und Entladeeinheit eine deutlich präzisere Abschätzung des Speicherbedarfs ermöglicht. Dies wurde im Modellexperiment für Langzeitspeicher gezeigt, die mit deutlich größeren Lade- als Entladeeinheiten ausgelegt wurden. Auf Grund der Vielzahl der Modellunterschiede konnten Differenzen beim Einsatz der Lastausgleichsoptionen nicht direkt zugeordnet werden. Als Konsequenz daraus können für den jeweils notwendigen Detailgrad der Modellierung, z. B. hinsichtlich der Abbildung des Stromnetzes, keine abschließenden Folgerungen gezogen werden. Davon ausgenommen ist die Schlussfolgerung, dass die Vernachlässigung von variablen Kosten eines Lastmanagements in Industrie und Gewerbe zu einer Zunahme von dessen Einsatz um mehr als eine Größenordnung bewirkt.

6.3 Schlussfolgerungen für zukünftige Modellexperimente

In beiden Modellexperimenten wurde die Erfahrung gemacht, dass die Implementierung des Experiments einen hohen vorbereitenden Abstimmungsbedarf benötigt. Dieser umfasst zunächst die Gewinnung eines gemeinsamen Verständnisses von den beteiligten Modellen, sowohl hinsichtlich der Modellstruktur und -eigenschaften als auch der für die Parametrierung der Modelle benötigten Eingangsdaten. Der Detailgrad des verwendeten Modelltemplates (siehe Anhang 8.4) erwies sich zwar als ausreichend für die Auswahl der Modelle, bietet jedoch kein umfassendes Bild aller für das Experiment relevanten Modelldetails. Folgende Empfehlungen werden aus den Modellexperimenten abgeleitet:

- **Genügend Zeit für Harmonisierung der Eingangsdaten in die Modelle einplanen:**
Modelle mit vergleichbarer Zielsetzung aber unterschiedlichem Aufbau verwenden oft deutlich voneinander abweichende Eingangsdaten. Zudem werden gleiche Größen innerhalb der Modelle teilweise unterschiedlich verwendet, weshalb eine Angleichung von Referenzgrößen sehr zeitaufwändig sein kann, da mehrere Iterationen nötig sind. Als Beispiel aus Modellexperiment 1 sei hier die Kohleverwendung zur Stahlherstellung genannt, welche in den drei Modellen über mehrere iterative Schleifen an die im Konsortium vereinbarten Werte herangeführt wurde.
- **Datensammlung erst nach Abfrage notwendiger Eingangsgrößen starten:**
Es wird empfohlen, die Erhebung von später ungenutzten Daten für die Szenarierechnungen zu vermeiden. Das Vorgehen könnte analog eines Lastenhefts gestaltet werden, indem für jedes Modell ein Anforderungskatalog erstellt wird, und

somit die zu erhebenden Daten eindeutig benannt werden. Zudem kann über Abgleich der Lastenhefte schon auf Schnittstellen und etwaige Unterschiede hingewiesen werden.

■ **Gezielte Auswahl der Modelle:**

Ähnliche Modellstrukturen und Modellabdeckung vereinfachen die Harmonisierung der Eingangsdaten und die Rückführung von Ergebnisunterschieden auf die Modelleigenschaften. Nachteilig ist dabei, dass keine Aussagen über die Wirkung unterschiedlicher Modellansätze möglich sind. Dies wurde durch das Modellexperiment 2 im Vergleich zu Modellexperiment 1 deutlich.

■ **Identifikation von Modellschnittstellen:**

Da einzelne Modelle teilweise auf Daten aus anderen Modellen angewiesen sind, kann es sinnvoll sein, die Modelle über Schnittstellen zu verknüpfen. Eine Aufbereitung von Eingangsdaten, zugeschnitten auf die jeweiligen Modelle, ist erst möglich, wenn die Schnittstellen der Modelle bekannt sind.

■ **Schwerpunktsetzung hinsichtlich des Fokus der Analyse:**

Unterschiede in den Modellstrukturen und der Einfluss auf das Ergebnis sind schwer zu analysieren. Um zu wissen, wie stark unterschiedliche Modellstrukturen die Ergebnisse beeinflussen, müsste man versuchen, die einzelnen Effekte zu isolieren. Das könnte entweder code-seitig oder durch gezielte Sensitivitätsanalysen erfolgen, in denen jeweils nur ein Wert mehrmals geändert wird. Zudem ist eine möglichst vollständige Harmonisierung der Eingangsdaten vonnöten. Der Aufwand hierfür ist aber entsprechend hoch.

Die Einsicht in unterschiedliche Modellierungsansätze wie auch deren Diskussion stellt für die wissenschaftliche Gemeinschaft einen zentralen Mehrwert dar. Die gesammelten Erkenntnisse bieten darüber hinaus wichtige Orientierungspunkte für die Setzung von Prioritäten und Strukturierung zukünftiger Modellvergleiche.

Abschließend lässt sich aussagen, dass jedes Modell individuelle Stärken und Einsatzschwerpunkte aufweist. Aufgrund dessen ist ein Vergleich der Modelle teils schwierig, da diese für unterschiedliche Untersuchungsschwerpunkte konzipiert wurden (vgl. Kapitel 3.2). In den Modellexperimenten wurde versucht, diese Differenzen durch ein Angleichen zu verringern, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. In den Ergebnissen konnten anschließend robuste Entwicklungen identifiziert werden, welche von allen Modellen getragen wurden. Dies lässt schließen, dass trotz konzeptioneller Unterschiede ein gewisser Grad an Vergleichbarkeit durch Abstimmung und Angleichung erreicht werden kann.

7 Literaturverzeichnis

- 4C Offshore (2017): Offshore Wind Farms Intelligence Database. Suffolk.
- adelphie et al. (2015): Vulnerabilität Deutschlands gegenüber dem Klimawandel. Abschlussbericht No. 24/2015. Climate Change. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt Dessau.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_24_2015_vulnerabilitaet_deutschlands_gegenueber_dem_klimawandel_1.pdf. Last access: 16 April 2018.
- Amerighi, O.; Ciorba, U.; Tommasiono, M. C. (2010): Inventory and characterization of existing tools ATEsT Models Characterization Report Deliverable D2. 1. ATEsT, October.
- Appelrath, H.-J.; Dieckhoff, C.; Fishedick, M.; Grunwald, A.; Höffler, F.; Mayer, C.; Weimer-Jehle, W. (2015): Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung. Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung. München: Herausgeber: acatech, Leopoldina, Akademieunion.
- Atkeson, A.; Kehoe, P. J. (1994): Models of energy use: Putty-putty versus putty-clay. National Bureau of Economic Research.
- Babrowski, S.; Heffels, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014): Reducing computing time of energy system models by a myopic approach. *Energy Systems* 5(1)65–83. doi: 10.1007/s12667-013-0085-1.
- BBK; BSI (2016): Internetplattform zum Schutz Kritischer Infrastrukturen. Kritis.
https://www.kritis.bund.de/SubSites/Kritis/DE/Home/home_node.html. Last access: 17 April 2018.
- Becker, P. (2018): Kombination von Windkraft und Photovoltaik zeigt eindrucksvolle Effekte: Deutscher Wetterdienst analysiert wetterbedingte Ertragsausfälle erneuerbarer Energien - Klimapressekonferenz des Deutschen Wetterdienstes (DWD) am 6. März 2018 in Berlin. Berlin.
- Bhatnagar, V.; Owende, P. (2015): Energy harvesting for assistive and mobile applications. *Energy Science and Engineering* (3)153–173. doi: 10.1002/ese3.63.
- Bieritz, L. (2015): Die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirtschaft: Welche Folgen hat die Erwärmung auf die Energieerzeugung und -verteilung? Gesellschaft für Wissenschaftliche Strukturfor-schung mbH. <http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-paper15-7.pdf>. Last access: 16 April 2018.
- Blesl, M. (2014): Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2014/9626/pdf/FB_120_Blesl_KWK_Energie_und_Technikanalyse_pdf.pdf. Last access: 09 September 2015.
- Blesl, M.; Kober, T.; Bruchof, D.; Kuder, R. (2010): Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond. *Energy Policy* 38(10)6278–6292. doi: 10.1016/j.enpol.2010.06.018.
- Blesl, M.; Kober, T.; Kuder, R.; Bruchof, D. (2012): Implications of different climate protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. *Climate Policy* 12(3)301–319. doi: 10.1080/14693062.2011.637815.
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- BMWi (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht No. 57/12. Basel/Köln/Osnabrück: EWI, GWS, Prognos.
<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht>
- BMWi (2015): Zahlen und Fakten - Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung. (BMWi, Hrsg.).
- BMWi; BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts. Berlin: Bundesregierung.
www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/dokumente.html. Last access: 22 Juli 2014.
- Böttger, D.; Gerhardt, N.; Ganai, I. (2017): Auswirkungen des Wetterjahres in kostenoptimalen Klimaschutzszenarien: Optimierung in der Energiewirtschaft, 12. Fachtagung, Würzburg, 8. und 9. November 2017. VDI-Berichte (Nichtredigierter Manuskriptdruck., Bd. 2303). Düsseldorf: VDI Verlag GmbH.
- Bruninx, K. et al. (2014): D 2.1 Data sets of scenarios for 2050. June 2014. e-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050.
- Bundesnetzagentur (2017): Kraftwerkliste zu der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030.

- Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B. V.; Leahy, M. (2010): A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy* 87(4)1059–1082.
- Deutscher Wetterdienst (2015a): CDC - Climate Data Center. <http://www.dwd.de/cdc>
- Deutscher Wetterdienst (2015b): Veröffentlichungen zum COSMO-Modell: (COSMO-EU, COSMO-DE, COSMO-DE EPS). <http://www.dwd.de/>
- Dieckhoff, C. (2015): *Modellierte Zukunft: Energieszenarien in der wissenschaftlichen Politikberatung*. Science studies (Bielefeld, Germany). Bielefeld: Transcript.
- Eckstein, S.; Buddecke, M.; Merten, F. (2015): *Europäischer Lastgang 2050: Projektbericht zum Arbeitspaket 4. Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050*. Wuppertal 2015. Wuppertal. https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050_AP4_Lastgang.pdf
- ENTSO-E (2011): Exchange Data. , <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/exchange/>. Last access: 19 Dezember 2011.
- ETSAP (2017): Energy Technology System Analysis Programme. <http://iea-etsap.org/>
- EWI; GWS; prognos (2016): *Black Swans (Risiken) in der Energiewende - Risikomanagement für die Energiewende*. Basel: BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-black-swans-risiken-studie.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Fahl, U.; Welsch, J.; Eberl, T.; Vu, T.; Steurer, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Telsnig, T. (2015): *Systemanalyse Energiespeicher*. (Universität Stuttgart, Hrsg.). Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Förster, H.; Healy, S.; Loreck, C.; Matthes, F. C.; Fishedick, M.; Lechtenböhrer, S.; Samadi, S.; Venjakob, J. (2012): *Metastudy analysis on 2050 energy scenarios: policy briefing*. Berlin : Smart Energy for Europe Platform, 2012 - (SEFEP working paper 2012-5). Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- {Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS), R. E. S. & N. A. (2017): *powerplantmatching: hydro-aggregation_beta*. <https://github.com/FRESNA/powerplantmatching>
- Fuso Nerini, F.; Keppo, I.; Strachan, N. (2017): *Myopic decision making in energy system decarbonisation pathways. A UK case study*. *Energy Strategy Reviews* 1719–26. doi: 10.1016/j.esr.2017.06.001.
- Gargiulo, M. (2009): *Getting started with TIMES-VEDA*. (Energy Technology System Analysis Programme, Hrsg.).
- Gargiulo, M.; Vailancourt, K.; de Miglio, R. (2016): *Documentation for the TIMES Model, Part IV*. (Energy Technology System Analysis Programme, Hrsg.).
- Gerhardt, A.-K., N. ..Böttger, D. ..Trost, T. ..Scholz, A. ..Pape, C. ..Gerlache et al. (2017): *Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre*. Fraunhofer IWES. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-439079.html>
- Gils, H. C. (2014): *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*. *Energy* 671–18.
- Gils, H. C. (2015): *Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage*. PhD Thesis. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6888>: Universität Stuttgart. Abgerufen von URL: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6888>.
- Gils, H. C. (2016): *Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study*. *Applied Energy* 162401 – 415. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.083>.
- Gils, H. C.; Scholz, Y.; Pregger, T.; Tena, D. L. de; Heide, D. (2017): *Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe*. *Energy* 123173 – 188. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.115>.
- Härtel, P.; Korpås, M. (2017): *Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe*. *energies* 10(1841)2–28.
- Henning, H.-M.; Palzer, A. (2015): *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050*.
- IRENA (2017): *Stranded assets and renewables: how the energy transition affects the value of energy reserves, buildings and capital stock*. Abu Dhabi, AE: International Renewable Energy Agency (IRENA). www.irena.org/remap
- IWES et al. (2015): *Wärme-Roadmap und Handlungsempfehlungen*. https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/workshops/2015_05_03%20-%20Abschlussworkshop_Waerme_4-W%C3%A4rmeroadmap.pdf. Last access: 16 April 2018.
- IWES, F. (2016): *SCOPE: Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems*. Fraunhofer IWES. http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf

- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. PhD Thesis. Universität Kassel. Abgerufen von URL: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html>.
- Kah, O.; Feist, W. (2005): Wirtschaftlichkeit von Wärmedämm-Massnahmen im Gebäudebestand 2005.
- Keppo, I.; Strubegger, M. (2010): Short term decisions for long term problems – The effect of foresight on model based energy systems analysis. *Energy* 35(5)2033–2042. doi: 10.1016/j.energy.2010.01.019.
- Kober, T. (2014): Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt. PhD Thesis. Stuttgart: Universität Stuttgart.
- Kopatz, M. (2013): *Energiewende. Aber fair! Wie sich die Energiezukunft sozial tragfähig gestalten lässt*. München: oekom Verlag. www.wupperinst.org/faireenergiewende
- Kraftfahrt-Bundesamt (2013): *Kraftfahrzeugbestand nach Kraftfahrzeugarten, Stichtag 01.01.11 - regionale Ebenen*. http://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2011_2014/2011/Fahrzeugbestand/fz_bestand_tabelle.html?nn=646304
- Loulou, R.; Remme, U.; Kanudia, A.; Lehtila, A.; Goldstein, G. (2005): *Documentation for the TIMES Model, Part II. (Energy Technology System Analysis Programme, Hrsg.)*.
- Luca de Tena, D. (2014): *Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles*. PhD Thesis. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2339>; Universität Stuttgart. Abgerufen von URL: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2339>.
- Michalski, J.; Bünger, U.; Crotagino, F.; Donadei, S.; Schneider, G.-S.; Pregger, T.; Cao, K.-K.; Heide, D. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy* 42(19)13427 – 13443. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>.
- Möst, D.; Fichtner, W.; Grunwald, A.; *Workshop Energiesystemanalyse (Hrsg.) (2009): Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe. Karlsruhe: Univ.-verl.*
- Neuhoff, K.; Bach, S.; Diekmann, J.; Beznoska, M.; El-Laboudy, T. (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden. *DIW-Wochenbericht* (41). https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.409391.de/12-41-1.pdf. Last access: 16 April 2018.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; et al. (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. <http://elib.dlr.de/76043/>
- Oehsen, A. v (2014): *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*. PhD Thesis. Universität Kassel. Abgerufen von URL: <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-2013050742706/5/DissertationAmanyVonOehsen.pdf>.
- Open Energy Modelling Initiative (2017): *Open Energy Platform - Model Fact Sheets*. <http://oep.iks.cs.ovgu.de/factsheets/models/>. Last access: 03 Januar 2018.
- Palzer, A. (2016): *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Solare Energie- und Systemforschung*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
- Paschotta, R. (2017): *RP-Energie-Lexikon: Power-to-Heat*. https://www.energielexikon.info/power_to_heat.html
- Pfenninger, S.; Hawkes, A.; Keirstead, J. (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 3374–86.
- Pillen, N.; Discher, H.; Hinz, E.; Enseling, A. (2010): *Bericht 2010. dena-Sanierungsstudie. Teil 1: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand: Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“*.
- Prognos AG; EWI; gws (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung.
- Prognos, I. E. R. (2002): *WI (2002): Szenarienerstellung. Endbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages*. Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Basel, Stuttgart, Wuppertal.

- Remme, U. (2006): Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Universität Stuttgart. doi: 10.18419/OPUS-1703.
- Richter, M. (2015): Industrie 4.0 und Energieeffizienz in der Produktion – Aktuelle Entwicklungen und Anwendungsbeispiele. IWU Vortrag, Chemnitz.
<https://industrie40.vdma.org/documents/4214230/5356229/IWU%20Vortrag%20Mark%20Richter/d1060b17-9c8b-450b-8dcf-cb66ddfa95be>. Last access: 16 April 2018.
- Rifkin, J. (2014): *The Zero Marginal Cost Society*. New York: Palgrave Macmillan.
- Sascha Samadi; Stefan Lechtenböhmer; Magdolna Prantner; Arjuna Nebel (2014): Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien. Gutachten des Umweltbundesamtes. CLIMATE CHANGE 27/2014. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Scholz, Y. (2012): Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. PhD Thesis. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2015>: Universität Stuttgart.
- Schweppe, R. E., F. C. Caramanis, M. e. Tabors, R. D. und Bohn (1988): *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Press.
- Statistisches Bundesamt (2015): Bevölkerung Deutschlands bis 2060. Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/BevoelkerungDeutschland2060Presse5124204159004.pdf?__blob=publicationFile. Last access: 16 April 2018.
- Stigler, und C. T., Heinz (2005): Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) under the Constraints of Network Capacities by Nodal Pricing. *Central European Journal of Operations Research* 13105–125.
- Stolte, C.; Marcinek, H.; Discher, H.; Hinz, E.; Enseling, A. (2012): Bericht 2011. dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden: Begleitforschung zum dena-Projekt \glqqNiedrigenergiehaus im Bestand\grqq.
- Trost, T. (2016): Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr. Dissertation. Fraunhofer IWES.
- Trost, T. (2017): Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr. Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem. PhD Thesis. Universität Leipzig. Abgerufen von URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-432324.html>.
- Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36(3)173–190. doi: 10.1007/s12398-012-0080-6.
- Viebahn, P.; Soukup, O.; Samadi, S.; Teubler, J.; Wiesen, K.; Ritthoff, M. (2015): Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49655–671. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.070.
- Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, K.; Ekkert, M. (2013): Deutsche WindGuard - Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20140730_kostensituation_windenergie_land.pdf. Last access: 16 April 2018.
- Welsch, J. (2017): Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im europäischen Energiesystem: STRise-Fachtagung \dqStuttgarter Energiedialog\ dq. Stuttgart: Stuttgart Research Initiative on Integrated Systems Analysis for Energy.
- Welsch, J.; Blesl, M. (2014): Modelling of storage processes in TIMES PanEU: ETSAP. Copenhagen.
- Welsch, J.; Blesl, M. (2015): Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU: 11. Fachtagung Optimierung der Energiewirtschaft, VDI. VDI-Berichte (Nichtred. Ms-Dr., Bd. 2266).
- Welsch, J.; Blesl, M.; Hufendiek, K. (2016): Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU: 14. Symposium Energieinnovation Graz.
- Welsch, J.; Schmid, D.; Montenegro, R.; Pang, X.; Gardumi, F.; Balyk, O.; et al. (2017): Multi-sectoral modelling of decarbonisation pathways: a pilot thought experiment. (REEEM, Hrsg.). Brüssel: Energy Modelling Platform Europe.
- Wright, E.; Kanudia, A.; Loulou, R.; Goldstein, G. (2016): Documentation for the TIMES Model, Part V. (Energy Technology System Analysis Programme, Hrsg.).
- Yildiz, F. (2009): Potential ambient energy-harvesting sources and techniques. *Journal of Technology Studies* 3540–48.

8 Anhang

8.1 Struktur des Szenariorahmens

8.1.1 Demographische und (sozio-)ökonomische Entwicklung

Demographische und (Sozio-)ökonomische Entwicklung	
Kriterium	Einheit
Bevölkerungsentwicklung (in Mio.)	in Mio.
Haushalte	in Mio.
Wohnfläche	in Mio. m ²
Personenverkehrsleistung nach Verkehrsträgern	in Mrd. Pkm
Motorisierter Individualverkehr	
<i>Pkw</i>	
<i>Motorisierte Zweiräder</i>	
Busse	
Schienerverkehr	
<i>Straßen-, Stadt-, U-Bahnen</i>	
<i>Eisenbahnnahverkehr</i>	
<i>Eisenbahnfernverkehr</i>	
Luftverkehr	
GESAMT	
Zunahme(+) / Abnahme (-) bezogen auf Basisjahr	
Güterverkehrsleistung nach Verkehrsträgern	in Mrd. tkm
Straßengüterverkehr	
Eisenbahnverkehr	
Binnenschifffahrt	
Luftverkehr	
GESAMT	
Zunahme(+) / Abnahme (-) bezogen auf Basisjahr	
Diskontsatz (in %)	
Bruttoinlandsprodukt	real, in Mrd. Euro ₂₀₀₅
Durchschnittliche jährliche Änderungsrate	%
Erwerbstätige	in Mio.

Kriterium	Einheit
Bruttowertschöpfung	real, in Mrd. Euro ₂₀₀₅
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	
<i>Land- und Forstwirtschaft</i>	
<i>Fischerei</i>	
Produzierendes Gewerbe (mit Baugewerbe)	
<i>Gew. v. Steinen u. Erden</i>	
<i>Ernährung und Tabak</i>	
<i>Papiergewerbe</i>	
<i>Chemie gesamt</i>	
<i>Sonst. chemische Industrie</i>	
<i>Gummi- u. Kunststoffwaren</i>	
<i>Handel, Kleinbetriebe/Handwerk</i>	
<i>Gastgewerbe</i>	
<i>Verkehr/Nachrichten</i>	
<i>Banken/Versicherung</i>	
<i>Grundstücks- u. Wohnungswesen etc.</i>	
<i>öffentl. Verwaltung, Militär</i>	
<i>Erziehung/Unterricht</i>	
<i>Gesundheit/Soziales</i>	
<i>Sonstige private Dienstleistungen</i>	
<i>Häusliche Dienste</i>	
GESAMT	

8.1.2 Preisentwicklung fossiler Energieträger, CO₂-Zertifikate und CO₂-Speicherung & Wichtige Kosten

Preisentwicklung fossiler Energieträger, CO ₂ -Zertifikaten und CO ₂ -Speicherung	
Kriterium	Einheit
Grenzübergangspreise	real, in Euro ₂₀₁₁
Rohölpreis	pro t
Erdgaspreis	pro kWh
Steinkohlepreis	Pro SKE
Preise frei Kraftwerk bzw. Großhandelspreis	real, in Euro ₂₀₁₁
Heizöl (Großhandelspreis)	
Erdgas frei Kraftwerk	
Steinkohlepreis frei Kraftwerk	
Braunkohlepreis frei Kraftwerk	
Kernbrennstoff UO ₂ frei Kraftwerk	
Verbraucherpreise, real, Preisbasis 2011	
Haushalte (inkl. MwSt.)	
Heizöl leicht	Cent/l
Erdgas	Cent/kWh
Verkehr (inkl. MwSt.)	
Benzin	EUR/l
Diesel	EUR/l
Industrie (ohne MwSt.)	
Heizöl leicht	EUR/t
Heizöl schwer	EUR/t
Erdgas	Cent/kWh
Drittland-Steinkohle	EUR/t SKE
Preise CO₂-Zertifikate	real, in Euro ₂₀₁₁
CO₂-Aufschlag für ausgewählte fossile Energieträger	real, in Euro ₂₀₁₁
Heizöl leicht	EUR/t
Heizöl schwer	EUR/t
Benzin	EUR/l
Diesel	EUR/l
Heizöl schwer	EUR/t
Steinkohle	EUR/t SKE
Kosten für CO₂-Transport und -Speicherung	in Euro ₂₀₁₁ pro t
Kosten Stromerzeugungsanlagen	
Kriterium	Einheit
Investitionskosten in Zubau von Stromerzeugungsanlagen / Revisionszeiten, technische Lebensdauer und Außerbetriebnahmezeitpunkte	In Euro ₂₀₁₁ pro MW
Wasserkraft insgesamt <i>Große Wasserkraft</i>	

Kosten Stromerzeugungsanlagen	
Kriterium	Einheit
Windkraft insgesamt	
<i>Windkraft onshore</i>	
<i>Windkraft offshore (<20m Wassertiefe)</i>	
<i>Windkraft offshore (>20m Wassertiefe)</i>	
Fotovoltaik	
<i>Dachflächenanlagen</i>	
<i>Freiflächenanlagen</i>	
Biomasse (fest)	
<i>Biomasse KWK (fest)</i>	
<i>Biomasse (gas)</i>	
<i>Biomasse KWK (gas)</i>	
Geothermie	
<i>Tiefengeothermie</i>	
<i>Oberflächennahe Systeme</i>	
<i>zentrale WP</i>	
<i>dezentrale WP</i>	
Solarthermische Kraftwerke	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle innovativ	
Steinkohle IGCC	
Steinkohle IGCC CCS	
Braunkohle	
Gas DT	
Gas GT	
Gas GuD	
Gas GuD CCS	
Öl GT	
Abfall	
Steinkohle HKW	
Steinkohle HKW CCS	
Braunkohle HKW	
Braunkohle HKW CCS	
Gas DT HKW	
Gas GT HKW	
Gas GT HKW CCS	
Gas GuD HKW	
Gas GuD HKW CCS	
Gas BHKW	
Öl GT HKW	
Diesel BHKW	
Abfall HKW	

<i>Kleine Wasserkraft</i>	
Kosten Stromerzeugungsanlagen	
Kriterium	Einheit
Investitionskosten Retrofit (alle Kraftwerkstypen)	
Betriebs- und Wartungskosten von Stromerzeugungsanlagen	in Euro₂₀₁₁ pro kW und Jahr
Wasserkraft insgesamt	
<i>Große Wasserkraft</i>	
<i>Kleine Wasserkraft</i>	
Windkraft insgesamt	
<i>Windkraft onshore</i>	
<i>Windkraft offshore</i>	
Fotovoltaik	
<i>Dachflächenanlagen</i>	
<i>Freiflächenanlagen</i>	
Biomasse	
Biogas	
Geothermie	
<i>Tiefengeothermie</i>	
<i>Oberflächennahe Systeme</i>	
<i>zentrale WP</i>	
<i>denzentrale WP</i>	
Solarthermische Kraftwerke	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle CCS	
Steinkohle IGCC	
Steinkohle IGCC CCS	
Braunkohle	
Braunkohle CCS	
Gas DT	
Gas GT	
Gas GuD	
Gas GuD CCS	
Oel GT	
Abfall	
Steinkohle HKW	
Steinkohle HKW CCS	
Braunkohle HKW	
Braunkohle HKW CCS	
Gas DT HKW	
Gas GT HKW	
Gas GT HKW CCS	
Gas GuD HKW	
Gas GuD HKW CCS	

40 (OCGT) - 60 (CCGT)

Kosten Stromerzeugungsanlagen	
Kriterium	Einheit
Gas BHKW	
Oel GT HKW	
Diesel BHKW	
Abfall HKW	
Spezifische Gestehungskosten der Stromerzeugung	Anlagenbestand, in Euro-cent₂₀₁₁ pro kWh, inkl. CO₂-Kosten
Erneuerbare Energien (Durchschnitt)	
Wasserkraft insgesamt	
<i>Große Wasserkraft</i>	
<i>Kleine Wasserkraft</i>	
Windkraft insgesamt	
<i>Windkraft onshore</i>	
<i>Windkraft offshore</i>	
Fotovoltaik	
<i>Dachflächenanlagen</i>	
<i>Freiflächenanlagen</i>	
Biomasse	
Biogas	
Geothermie	
<i>Tiefengeothermie</i>	
<i>Oberflächennahe Systeme</i>	
<i>zentrale WP</i>	
<i>denzentrale WP</i>	
Solarthermische Kraftwerke	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle CCS	
Steinkohle IGCC	
Steinkohle IGCC CCS	
Braunkohle	
Braunkohle CCS	
Gas DT	
Gas GT	
Gas GuD	
Gas GuD CCS	
Oel GT	
Abfall	
Steinkohle HKW	
Steinkohle HKW CCS	
Braunkohle HKW	
Braunkohle HKW CCS	
Gas DT HKW	

Kosten Stromerzeugungsanlagen	
Kriterium	Einheit
Gas GT HKW	
Gas GT HKW CCS	
Gas GuD HKW	
Gas GuD HKW CCS	
Gas BHKW	
Oel GT HKW	
Diesel BHKW	
Abfall HKW	
Speicher	
Stromimport	
Kosten Übertragungskapazitäten	
Kriterium	Einheit
<i>Verlauf der Investitionskosten von Stromleitungen</i>	in Euro₂₀₁₁ pro km
AC	
DC	
Betriebs- und Wartungskosten von Stromerzeugungsanlagen	in Euro₂₀₁₁ pro km und Jahr
AC	
DC	
Lebensdauern	in Jahren
AC	
DC	

8.1.3 Daten zur Strominfrastruktur

Daten zur Strominfrastruktur	
Kriterium	Einheit
Inländische Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern	in GW
Kernenergie	
Steinkohle	
<i>Steinkohle CCS</i>	
Braunkohle	
<i>Braunkohle CCS</i>	
Heizöl und Sonstige	
Erdgas	
Erneuerbare Energien	
Wasserkraft	
Wind gesamt	
<i>Wind onshore</i>	
<i>Wind offshore</i>	
Fotovoltaik	
Geothermie	
Biomasse	
Bioöle	
Biogas	
Grubengas	
Speicherkapazität	in GW
Pumpspeicherkraftwerke	
Druckluftspeicher	
Wasserstoffherzeugung / Synthetisches Gas	
Batteriespeicher	
Andere (für ISE: KFZ-Batteriespeicher)	
Annahmen zu Verfügbarkeit von Lastmanagement	
Industrie	
<u>Lastreduktion (in Sinne positiver Regelleistung)</u>	in GW
<i>Alu</i>	
<i>E-Stahl</i>	
<i>Oxy-Stahl</i>	
<i>Grundstoffchemie</i>	
<i>Zement</i>	
<i>Kalk</i>	
<u>Lasterrhöhung (in Sinne negativer Regelleistung)</u>	in GW
<i>Alu</i>	
<i>E-Stahl</i>	
<i>Oxy-Stahl</i>	
<i>Grundstoffchemie</i>	
<i>Zement</i>	
<i>Kalk</i>	

Daten zur Strominfrastruktur	
Kriterium	Einheit
<u>Verschiebedauer</u>	Verschiebedauer in h
<i>Alu</i>	
<i>E-Stahl</i>	
<i>Oxy-Stahl</i>	
<i>Grundstoffchemie</i>	
<i>Zement</i>	
<i>Kalk</i>	
DMS verschobene Energie (Summe)	Strom in TWh/a
GHD	
Haushalte	
Power-to-heat	
Elektromobilität	
Flexible Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor	
Kupplungskapazitäten (NTC)	
Deutschland-Frankreich	MW
Deutschland-Luxemburg	MW
Deutschland-Belgien	MW
Deutschland-Niederlande	MW
Deutschland-Dänemark	MW
Deutschland-Polen	MW
Deutschland-Tschechien	MW
Deutschland-Österreich	MW
Deutschland-Schweiz	MW
Deutschland-Frankreich	TWh/a
Deutschland-Luxemburg	TWh/a
Deutschland-Belgien	TWh/a
Deutschland-Niederlande	TWh/a
Deutschland-Dänemark	TWh/a
Deutschland-Polen	TWh/a
Deutschland-Tschechien	TWh/a
Deutschland-Österreich	TWh/a
Deutschland-Schweiz	TWh/a

Daten zur Strominfrastruktur	
Kategorie	Einheit
Nettowirkungsgrade von Stromerzeugungsanlagen	
Wasserkraft insgesamt	
Große Wasserkraft	
Kleine Wasserkraft	
Windkraft insgesamt	
Windkraft onshore	
Windkraft offshore	
Fotovoltaik	
Biomasse	
Geothermie	
Solarthermische Kraftwerke	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle CCS	
Steinkohle CCS Nachrüstung	
Steinkohle IGCC	
Steinkohle IGCC Nachrüstung	
Braunkohle	
Braunkohle CCS	
Braunkohle CCS Nachrüstung	
Gas DT	
Gas GT	
Gas GuD	
Gas GuD CCS	
Gas GuD CCS Nachrüstung	
Öl GT	
Abfall	
Steinkohle HKW	
Steinkohle HKW CCS	
Steinkohle HKW CCS Nachrüstung	
Gas DT HKW	
Gas GT HKW	
GAS GT HKW CCS	
Gas GT HKW CCS Nachrüstung	
Gas GuD HKW	
Gas GuD HKW CCS	
Gas GuD HKW CCS Nachrüstung	
Gas BHKW	
Öl GT HKW	
Diesel BHKW	
Abfall HKW	
CO₂-Abscheidungsgrad	

8.1.4 Potenzialgrenzen erneuerbarer Energien und CO₂-Speicherpotenzial

Potenzialgrenzen erneuerbare Energien	
Kriterium	Einheit
Angenommene Potentialgrenzen der heimischen Stromerzeugung aus EE	In TWh/a
Windenergie	
Windkraft onshore	
<i>Windkraft offshore</i>	
Fotovoltaik	
<i>Dachflächenanlagen</i>	
Freiflächenanlagen	
Wasserkraft	
Biomasse	
Reststoffe	
Energy corps	
<i>Geothermie</i>	
<i>Meeresenergie</i>	
Angenommene Potentialgrenzen heimischer EE	in PJ/a
Windenergie (Strom)	
Windkraft onshore	
Windkraft offshore	
Solarenergie	
Strom	
Dachflächenanlagen	
Freiflächenanlagen	
Wärme	
Dachflächenanlagen	
Freiflächenanlagen	
Wasserkraft (Strom)	
Biomasse (Strom, Kraftstoffe, Wärme)	
Waldrestholz / Industrierholz	
Restholz	
KUP	
Feste Reststoffe	
vergärbare Reststoffe	
vergärbare Nawaro	
Nawaro mobile Nutzung	
Strom	
Kraftstoffe	
Wärme	
Geothermie (Strom, Wärme)	
Meeresenergie (Strom)	

CO ₂ -Speicherpotential	
Kriterium	Einheit
Angenommene Kapazitätsgrenze für CO₂-Speicherpotential	in Mio. t CO₂
Kapazitätsgrenze in Deutschland	
Kapazitätsgrenze im Ausland, auf die Zugriff besteht	
GESAMT	

8.1.5 Treibhausgase

Treibhausgase	
Kategorie	Einheit
Energiebedingte THG nach Quelle	in Mio. t CO₂-eq.
Verbrennungsbedingt THG	
<i>Private Haushalte</i>	
<i>GHD</i>	
<i>Industrie</i>	
<i>Verkehr</i>	
<i>Energiewirtschaft</i>	
Diffuse Emissionen	
GESAMT	
Energiebedingte THG nach Gasen	in Mio. t CO₂-eq.
Kohlendioxid (CO ₂)	
Methan (CH ₄)	
Lachgas (N ₂ O)	
GESAMT	
Gesamte THG nach Gasen	in Mio. t CO₂-eq.
Kohlendioxid (CO ₂)	
Methan (CH ₄)	
Lachgas (N ₂ O)	
Weitere THG	
GESAMT	
CO₂-Einlagerung durch CCS	in Mio. t CO₂
CO ₂ -Einlagerung pro Jahr	
CO ₂ -Einlagerung kumuliert	

8.1.6 Energiebedarf

Energiebedarf	
Kriterium	Einheit
Endenergieverbrauch nach Sektoren	in PJ
Haushalte	
GHD	
Industrie	
Verkehr	
GESAMT	
Endenergieverbrauch Strom nach Sektoren	in TWh
Haushalte	
GHD	
Industrie	
Verkehr	
<i>für Wasserstoff</i>	
<i>für E-Mobilität</i>	

Energiebedarf	
Kriterium	Einheit
Endenergieverbrauch der Haushalte nach Energieträger	in PJ
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöl	
Gase (o. Wasserstoff)	
Biomasse (einschl. erneuerbare Abfälle)	
Solarthermie	
Wärmepumpen/Geothermie	
Nichterneuerbarer Abfall und sonstige	
Wasserstoff	
Nah- und Fernwärme, HKW-Wärme	
Strom	
GESAMT	

GESAMT	
Endenergieverbrauch Strom für Wärme nach Sektoren	in TWh
Haushalte	
GHD	
Industrie	
Verkehr	
GESAMT	
davon Strom für Wärmepumpen	
Endenergieverbrauch Fernwärme nach Sektoren	in PJ
Haushalte	
GHD	
Industrie	
GESAMT	
Endenergieverbrauch nach Energieträgern	in PJ
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöl	
Gase (o. Wasserstoff)	
Biomasse (einschl. erneuerbare Abfälle)	
Solarthermie	
Wärmepumpen/Geothermie	
Nichtererneuerbarer Abfall und sonstige	
Wasserstoff	
Nah- und Fernwärme, IKW-Wärme	
Strom	
GESAMT	
Anteil EE	
Energiebedarf	
Kriterium	Einheit
Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern	in PJ
Mineralölprodukte	
davon Ottokraftstoffe	
davon Flugturbinenkraftstoffe	
davon Dieselmotorkraftstoffe	
davon sonstige Mineralölprodukte	
Gase (o. Wasserstoff)	
Strom	
Wasserstoff	
Biokraftstoffe	
davon flüssige Biokraftstoffe	
davon Biogas	
GESAMT	

Endenergieverbrauch des GHD-Sektors nach Energieträgern	in PJ
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöl	
Gase (o. Wasserstoff)	
Biomasse (einschl. erneuerbare Abfälle)	
Solarthermie	
Wärmepumpen/Geothermie	
Nichtererneuerbarer Abfall und sonstige	
Wasserstoff	
Nah- und Fernwärme, HKW-Wärme	
Strom	
GESAMT	
Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern	in PJ
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöl	
Gase (o. Wasserstoff)	
Biomasse (einschl. erneuerbare Abfälle)	
Solarthermie	
Wärmepumpen/Geothermie	
Nichtererneuerbarer Abfall und sonstige	
Wasserstoff	
Nah- und Fernwärme, IKW-Wärme	
Strom	
GESAMT	

8.1.7 Energiebereitstellung und -Umwandlung

Energiebereitstellung und -umwandlung	
Kriterium	Einheit
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	in PJ
Kernenergie	
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöle	
Erdgas und andere Gase	
nicht-erneuerbare Abfälle	
Importsaldo Strom	
davon aus erneuerbaren Quellen	
Erneuerbare Energien	
Windkraft	
Wasserkraft	
Fotovoltaik	
Biomasse	
feste Biomasse	
Biokraftstoffe	
gasförmige Biomasse	
ern. Abfälle, Deponiegas	
sonstige erneuerbare Energien	
Geothermie	
Solarthermie	
Umweltwärme	
Sonstige	
GESAMT	
Prüfwert	
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	in % des ges. PEV
Kernenergie	
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöle	
Erdgas und andere Gase	
EE (inkl. REG-Anteil Importsaldo)	
Sonstige (nicht-REG-Anteil des Importstroms, Wasserstoff, nicht-erneuerbare Abfälle)	
Von Energiebereitstellung unabhängiger Energiebedarf	In PJ
Raffinerien – Umwandlungseinsatz	
Raffinerien – Eigenverbrauch	
Raffinerien – gesamt	
Biokraftstoffe	
Wasserstoffproduktion	
Synthetische Kohlenwasserstoffe	
Veredelte Gas, Kokereien	

Energiebereitstellung und -umwandlung	
Kriterium	Einheit
Bruttostromerzeugung nach Energieträgern	In TWh
Wasserkraft insgesamt	
Große Wasserkraft	
Kleine Wasserkraft	
Windkraft insgesamt	
Windkraft onshore	
Windkraft offshore	
Fotovoltaik	
Dachflächenanlagen	
Freiflächenanlagen	
Biomasse	
Biogas	
Geothermie	
Tiefengeothermie	
Oberflächennahe Systeme	
zentrale WP	
dezentrale WP	
Solarthermische Kraftwerke	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle CCS	
Steinkohle IGCC	
Steinkohle IGCC CCS	
Braunkohle	
Braunkohle CCS	
Gas	
Gas DT	
Gas GT	
Gas GuD	
Gas GuD CCS	
Oel	
Oel GT	
Abfall	
Steinkohle HKW	
Steinkohle HKW CCS	
Braunkohle HKW	
Braunkohle HKW CCS	
Gas DT HKW	
Gas GT HKW	
Gas GT HKW CCS	
Gas GuD HKW	
Gas GuD HKW CCS	
Gas BHKW	
Oel GT HKW	
Diesel BHKW	
Abfall HKW	
Sonstige Brennstoffe	

Energiebereitstellung und -umwandlung	
Kategorie	Einheit
Durchschnittliche Jahresvolllaststunden	
Kernenergie	
Steinkohle	
Steinkohle CCS	
Braunkohle	
Braunkohle CCS	
Erdgas	
Speicher (Pumpspeicher und sonstige Speicher)	
Erneuerbare Energien	
<i>Lauf- Speicherwasser</i>	
<i>Wind onshore</i>	
<i>Wind offshore</i>	
<i>Fotovoltaik</i>	
<i>Biomasse</i>	
Sonstige Brennstoffe	
Strombilanz	
Endenergieverbrauch Strom	
Verbrauch im Umwandlungsbereich (inkl. Kraftwerkseigenverbrauch)	
Leitungsverluste	
Speicherstromverbrauch	
Bruttostromverbrauch	
Importsaldo	
<i>davon aus erneuerbaren Quellen</i>	
Bruttostromerzeugung	
Nettostromerzeugung (Brutto minus KW Eigenverbrauch, Leitungsverluste, Speicherstromverbrauch)	
Erzeugung in KWK-Anlagen	
Bruttostromerzeugung	
Bruttowärmeerzeugung	
Nettostromimporte nach Energieträgern	
Kernenergie	
Steinkohle	
Braunkohle	
Mineralöle	
Gase	
Erneuerbare Energien (Biomassen)	
Strom	
<i>davon aus erneuerbaren Quellen</i>	
GESAMT	

8.1.8 Verkehr

PWK-Flotte	
Kriterium	Einheit
Bestand PKW	in Tsd.
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Plug-in Hybridantrieb	
Elektroantrieb	
Gasantrieb	
H ₂ -Brennstoffzelle	
Neuzulassungen PKW	in %
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Plug-in Hybridantrieb	
Elektroantrieb	
Gasantrieb	
H ₂ -Brennstoffzelle	
Besetzungsgrad PKW	Pkm/Fz-km
Spezifische Fahrleistung PKW	in Tsd. Km/(Fz*a)
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Plug-in Hybridantrieb	
Elektroantrieb	
Gasantrieb	
H ₂ -Brennstoffzelle	
Effizienzentwicklung PKW (Neuzulassungen)*	in MJ/km
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Plug-in Hybridantrieb	
Elektroantrieb	
Gasantrieb	
H ₂ -Brennstoffzelle	
Effizienzentwicklung PKW (Bestand)*	in MJ/km
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Plug-in Hybridantrieb	
Elektroantrieb	
Gasantrieb	
H ₂ -Brennstoffzelle	
Kraftstoffzusammensetzung	in %
Benzin: energetischer Anteil Bio-Ethanol/ETBE	
Diesel: energetischer Anteil Bio-Kraftstoffe	
Pulg-in Hybridantrieb: Anteil Strom (bezogen auf km)	
Gas: Anteil Biogas	
Wirkungsgrad Range Extender	

Krad-Flotte	
Kriterium	Einheit
Krad Benzin	
Bestand Krad	in Tsd.
spezif. Fahrleistung	in Tsd. Km/(Fz*a)
Jahresfahrleistung	in Mrd. Fz-km/a
spezif. Kraftstoffbedarf (Benzin)	in MJ/km
Krad elektrisch	
Bestand Krad	in Tsd.
spezif. Fahrleistung	in Tsd. Km/(Fz*a)
Jahresfahrleistung	in Mrd. Fz-km/a
spezif. Kraftstoffbedarf (Strom)	in MJ/km
Auslastungsgrad	in Pkm/Fz-km
Jahresfahrleistung gesamt	in Mrd. Fz-km/a
Personenverkehr weitere	
Kriterium	Einheit
ÖPNV-Schiene	
Auslastungsgrad	in Pkm/Fz-km
Jahresfahrleistung (Fz-km)	in Mrd. Fz-km/a
spezif. Strombedarf	in MJ/Fz-km
Strombedarf	in TJ/a
Eisenbahn (Nahverkehr)-Strom	
Jahresfahrleistung (Pkm)	in Pkm/a
spez. Strombedarf	in MJ/Pkm
Strombedarf	in TJ/a
Eisenbahn (Nahverkehr)-Diesel	
Jahresfahrleistung (Pkm)	in Pkm/a
spezif. Kraftstoffbedarf	in MJ/Pkm
Dieselbedarf	in TJ/a
Anteil Biodiesel	in %
Diesel, fossil	in TJ/a
Biodiesel/BtL	in TJ/a
Eisenbahn (Fernverkehr)	
spez. Strombedarf	in MJ/Pkm
Strombedarf	in TJ/a
Reisebusse (Gelegenheits- und Linienverkehr)	
Auslastungsgrad Gelegenheitsverkehr	in Pkm/Fz-km
Auslastungsgrad Linienverkehr	in Pkm/Fz-km
Fahrzeug-km	in Mrd. Fz-km/a
spezif. Kraftstoffverbrauch	in MJ/Fz-km
Kraftstoffverbrauch	in TJ/a
davon fossil	in TJ/a
davon Biodiesel/BtL	in TJ/a

Personenverkehr weitere	
Kategorie	Einheit
Kraftomnibusse	
Verkehrsleistung (Pkm)	in Pkm
Fahrzeugbestand	in Tsd.
Benzinantrieb	
Dieselantrieb	
Erdgasantrieb	
Batterieelektrischer Antrieb	
Brennstoffzellenantrieb	
Energieverbrauch	in PJ
Benzin	
Diesel	
Erdgas	
Strom	
Biokraftstoffe, Biomethan	
Wasserstoff	
Luftverkehr	
Kategorie	Einheit
Luftverkehr	
MJ/Pkm innerdeutsche Flüge	in MJ/Pkm
MJ/Pkm internationale Flüge	in MJ/Pkm
Anteil BtL-Kerosin	in %
Kerosinbedarf innerdeutsche Flugverkehr	in TJ/a
davon fossil	in TJ/a
Kerosinbedarf internationaler Flugverkehr	in TJ/a
davon fossil	in TJ/a
Güterverkehr	
Kategorie	Einheit
Güterverkehrsleistung (Landverkehr) gesamt	in Mrd. tkm/a
Straßengüterverkehr	
Eisenbahngüterverkehr	
Binnenschifffahrt	
Luftverkehr	
Luftverkehr nach Energierferenzprognose	
Struktur Nutzfahrzeug-Bestand	in Tsd.
LKW und Sattelzüge	
davon leichte Nutzfahrzeuge	
davon Sattelzugmaschinen	

Güterverkehr	
Kategorie	Einheit
Nutzfahrzeug-Bestand	in Tsd.
LNF Benzin	
LNF Diesel	
LNF Elektro	
LNF Gas	
LNF H2-BZ	
Lastwagen (SNF), Diesel	
Sattelzugmaschinen, Diesel	
sonst. Zugmaschinen und sonst. Kfz (Diesel)	
spezif. Jahresfahrleistung nach Fahrzeugen	in Tsd. Fz-km/(Fz*a)
LNF Benzin	
LNF Diesel	
LNF Elektro	
LNF Gas	
LNF H2-BZ	
Lastwagen und -züge (SNF), Diesel	
Sattelzugmaschinen, Diesel	
sonst. Zugmaschinen und sonst. Kfz, Diesel	

8.2 Tabellarischer Vergleich der Charakteristika der Rahmenszenarien

Szenarioaspekt	Zielszenario	Ambitioniertes Szenario
Grundlegendes		
Energiebedingte Emissionen	Das Ziel der Minderung der THG-Emission (-40 % bis 2020, -80 % bis 2050) wird erreicht mit -43 % in 2020 und -80 % in 2050.	Es wird eine Minderung der energiebedingten THG-Emissionen von -85 % bis -90 % erreicht.
Strukturelle Veränderungen des Energiesektors	Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiter vorangetrieben, dies intensiviert den Wettbewerb und dämpft die Kosten der Stromerzeugung. Neben dem Ausbau der Übertragungsnetze wird auch das Verteilnetz modernisiert. Gleichzeitig wird Nachfrageflexibilität vor allem in der Industrie an Bedeutung gewinnen. Sinkende Gesteungskosten bei gleichzeitig steigenden Endverbraucherpreisen reizen Eigenerzeugung und Selbstverbrauch weiter an.	Das Energiesystem wird insgesamt stärker integriert, die Sektor- und Infrastrukturgrenzen schwinden zunehmend. Vor allem ab 2030 treiben Flexibilisierungsoptionen wie Demand Side Management (DSM), Power-to-Heat (PtH), die intelligente Fahrweise von KWK-Anlagen neben der Wasserstoff-Elektrolyse die Integration von Energienachfrage- und -angebotsseite voran.
Rahmenannahmen	Entwicklung der Wirtschaft	
	Das BIP steigt im Mittel um 1 % pro Jahr auf 3.655 Mrd. € ₂₀₀₅ (2050). In Verbindung mit dem Bevölkerungsrückgang führt dies zu einem Anstieg des durchschnittlichen realen Pro-Kopf-Einkommens um 27 % bis 2030 und um 63 % bis 2050. Die Bruttowertschöpfung der Industrie steigt im Mittel um jährlich 1,2 % von 376 Mrd. € ₂₀₀₅ (2011) auf 601 Mrd. € ₂₀₀₅ (2050).	Wie Zielszenario.
	Bevölkerungsentwicklung	
	Die Einwohnerzahl sinkt von 80,2 Mio. im Jahr 2011 auf 78,2 Mio. in 2030 und auf 73,1 Mio. in 2050. Die Alterung der Bevölkerung schreitet voran. Das Verhältnis der Bevölkerung im Rentenalter zur Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter (20-64 Jahre) steigt von 31 % im Jahr 2011 auf 61 % in 2050.	Wie Zielszenario
	Entwicklung von Haushalten und Wohnflächen	
	Im Gegensatz zur Einwohnerzahl steigt die Anzahl der Privathaushalte bis 2035 auf max. 41,5 Mio. weiter an und nimmt bis 2050 etwa auf das heutige Niveau wieder ab (ca. 40 Mio.). Im Jahr 2030 (2050) steht rechnerisch jedem Einwohner eine Wohnfläche von rund 51 m ² (54,5 m ²) zur Verfügung, das sind 10 % (17 %) mehr als im Jahr 2011.	Wie Zielszenario
	Entwicklung der Verkehrsleistung	
Im Personenverkehr führen steigende Einkommen in Verbindung mit der demografischen Entwicklung zu einem leichten Anstieg der Verkehrsleistung bis 2020, danach zu einem leichten Rückgang. Der Modal-Split verändert sich leicht zu Gunsten von Schiene und Luftverkehr. Es kommt zu einer Ausweitung der Güterverkehrsleistung um rund 50 % bis 2050. Innerhalb der Verkehrsträger gibt es eine deutliche Verschiebung von der Straße zur Schiene und teilweise zur Binnenschifffahrt. Trotz hohem Wachstum in der Luftfahrt bleibt ihr Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung unter 0,5 %.	Im Verkehr sinkt die PKW-Zahl durch den Bevölkerungsrückgang. Starke Steigerung der Güterverkehrsleistung wird sowohl auf der Straße als auch auf der Schiene und durch die Binnenschifffahrt bewältigt. Der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege verschiebt sich insbesondere in Ballungsgebieten zu Lasten des Pkw hin zu mehr Radverkehr und öffentlichem Verkehr. Die Nahmobilität wird gestärkt, dies hat Auswirkungen auf die zurückgelegten Entfernungen. Die Verkehrsleistungen pro Person gehen im Rahmen der Verlagerung vom Pkw hin zu Rad- und Fußverkehr nach 2030 zurück.	
Entwicklung von Energiepreisen		
Der Ölpreis steigt auf 128 US\$/b (2050). Die	Wie Zielszenario.	

	<p>Energiepreise steigen insgesamt nur moderat. Der Heizölpreis steigt im Mittel um 1,2 %/a auf 1.280 €₂₀₁₁/t, der Erdgaspreis um 1,5 %/a auf 5,8 €ct/kWh, der Strompreis liegt 2050 bei 15,0 €ct/kWh (normal) bzw. bei 10,4 €ct/kWh (stromintensiv). Preise für die Haushalte 2050: Der Heizölpreis steigt im Mittel um 1,3 %/a auf 135 €ct/l, der Erdgaspreis um 1,0 %/a auf 9,7 €ct/kWh, der Strompreis (normal) um 0,1 %/a auf 27,2 €ct/kWh. Der Grenzübergangspreis für Kraftwerksteinkohle steigt nur gering von 107 (2011) auf 137 €₂₀₁₁/t SKE (2050).</p>	
	Entwicklung von CO₂-Emissionszertifikatspreisen	
	<p>Langfristig wird die vorgesehene Verknappung von Emissionsrechten deren Preis deutlich ansteigen lassen. Im Zielszenario wird wie im Trendszenario angenommen, dass der Preis bis 2030 auf 40 €₂₀₁₁/tCO₂ und bis 2050 auf 76 €₂₀₁₁/tCO₂ steigt. Der Preis der CO₂-Zertifikate wird für die nicht am ETS teilnehmenden Verbraucher ab 2020 durch einen Aufschlag auf die Energieträgerpreise berücksichtigt. Dieser Aufschlag liegt zum Beispiel bei Steinkohle 2050 bei etwa der Hälfte des Endverbraucherpreises.</p>	Wie Zielszenario.
Energiebedarf		
	Industrieproduktion	
	<p>Industrielle Wertschöpfung steigt um 1,1 % p. a.</p>	Wie Zielszenario
	Intraindustrielle strukturelle Veränderungen	
	<p>Energieintensive Branchen verlieren an Bedeutung, die Relevanz des Dienstleistungssektors steigt an. Die Hersteller von Investitionsgütern und Konsumprodukten wachsen überdurchschnittlich.</p>	<p>Entsprechend Zielszenario, ergänzend liefert das Szenario ein Mengengerüst für energieintensive Produkte. Auch strukturelle Entwicklungen der vergangenen Jahre, wie der Erholungsprozess im Bereich der Grundstoffindustrien nach der Wirtschafts- und Finanzkrise sind bei der Projektion berücksichtigt worden.</p>
	Energieproduktivität	
Industrie	<p>Beschleunigter und konsequenter Einsatz von innovativen Technologien und höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Die Effizienzsteigerung wird grundsätzlich effektiver als der weitere Umstieg auf Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gesehen. Die Zusatzinvestitionen hierfür belaufen sich kumuliert für den Zeitraum 2011 bis 2050 auf 43 Mrd. EUR.</p>	<p>Bei Ersatz und Neubau von Industrieanlagen wird grundsätzlich auf die Best-Available-Technology (BAT) zurückgegriffen. Ergänzend dazu kommen Low-Carbon-Technologien im Bereich der Industrie zum Einsatz, d. h. dass auch fortschrittliche Technologien zur Anwendung kommen werden, die heute noch nicht zur Verfügung stehen. Es werden also auch Technologiesprünge berücksichtigt.</p>
	Entwicklung des Endenergieverbrauchs Industrie	
	<p>Der Endenergieverbrauch verringert sich zwischen 2011 (2.634 PJ) und 2050 (1.727 PJ) um knapp 34 %. Erneuerbare Energien tragen 2050 ca. 43 % (einschl. EE-Strom und -Fernwärme) zum Endenergieverbrauch bei. Der Beitrag fossiler Energieträger geht zurück auf unter 50 % (845 PJ).</p>	<p>Aufgrund der geänderten industriellen Strukturen sinkt der Endenergiebedarf des industriellen Sektors zunächst nicht: Bis 2030 ist sogar ein Anstieg um 5 % gegenüber 2012 zu verzeichnen, bis 2050 vermindert sich der Endenergiebedarf dann jedoch um 19 % gegenüber 2012.</p>
	Entwicklung des Stromverbrauchs Industrie	
	Der Stromanteil an der Endenergie bleibt mit	Der Stromverbrauch steigt zunächst an, bis

	etwas mehr als einem Drittel gleich, da sich die zunehmende Elektrifizierung (anteilssteigernd) und höhere Effizienz (anteilsmindernd) ausgleichen. Die Stromnachfrage im Zielszenario liegt 2050 bei 622 PJ.	2050 sinkt er jedoch auf 787 PJ ab. Gegenüber 2012 wird damit eine Minderung von knapp 4 % erreicht. Der Strombedarf ist insgesamt deutlich höher als im Zielszenario. Die Stromnachfrage macht in 2050 einen Anteil von 38 % am gesamten Endenergiebedarf der Industrie aus. Es wird eine umfassendere Elektrifizierungsstrategie verfolgt als im Zielszenario.
	Grundphilosophie Haushalte	
Haushalte	Im Sektor private Haushalte wird bis 2050 eine Minderung der CO ₂ -Emissionen um rund 90 % angestrebt. Um das Ziel erreichen zu können und gleichzeitig den Stromverbrauch zu verringern, muss die Nachfrage nach Raumwärme stark reduziert werden. Dies wird durch eine Erhöhung von Sanierungsrate und Sanierungstiefe erreicht. Gleichzeitig werden die fossilen Energieträger substituiert. Kohle und Heizöl verschwinden weitgehend aus dem Mix. Erdgas wird bis zu rund 20 % durch Biogas ersetzt. Im Bereich Warmwasser werden Solarthermie und Wärmepumpen forciert.	Auch das ambitionierte Szenario sieht eine stärkere Elektrifizierung der Haushalte vor, insbesondere über die Nutzung von Wärmepumpen.
	Energetische Sanierungsrate Haushalte	
	Die Sanierungsrate im Gebäudebestand steigt, die Verdopplung der Sanierungsrate wird fast erreicht. Im Bestand erhöht sich die Reduzierung des Nutzenergiebedarfs bis ins Jahr 2050 im Mittel auf ca. 58 %. Bis ins Jahr 2050 verringert sich der Energiebedarf für Raumwärme gegenüber 2011 um 51 %.	Die energetische Sanierungsrate im Gebäudebestand steigt im Rahmen einer Sanierungsoffensive auf eine durchschnittliche Rate von 2 %/a im Jahr bis 2050.
	Entwicklung des Endenergieverbrauchs Haushalte	
	Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte geht im Zielszenario stärker zurück. 2030 liegt er um 22 % (2050: 43,5 %) niedriger als 2011. Der EE-Anteil an der Endenergie liegt 2050 bei 51 % (bzw. 78 % einschl. EE-Strom und – Fernwärme). Der Anteil der fossilen Energieträger verringert sich bis 2050 auf 16 %.	Der Endenergieverbrauch der Haushalte sinkt im ambitionierten Szenario noch stärker als im Zielszenario der Energiereferenzprognose: bis 2030 um 26 % und bis 2050 um 52 %.
	Grundphilosophie GHD	
GHD	Die Bruttowertschöpfung im Sektor GHD liegt 2050 real um 44 % höher als 2011, die Beschäftigung geht bis 2050 um mehr als 10 % zurück. Während dadurch und durch Verbesserungen bei den Gebäudehüllen der Wärmebedarf deutlich gesenkt wird, sinkt der Stromverbrauch nur gering aufgrund der zunehmenden Nutzung von IKT und von Anlagen zur Kühlung und Lüftung.	Entsprechend dem Zielszenario mit allerdings höheren Anteilen von Strom durch die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen.
	Technologietrends GHD	
	Bekanntere Technologien werden mit dem Ziel höherer Energieeffizienz weiter entwickelt. Zur Anwendung kommen im Sektor GHD vor allem Querschnittstechnologien.	Einsatz der Best-Available-Technology.
	Entwicklung des Endenergieverbrauchs GHD	
	Der Endenergieverbrauch im Sektor GHD liegt im Jahr 2050 um 44 % niedriger als 2011.	Im GHD-Sektor ist die Minderung (wie auch für den Sektor Industrie) geringer als im Zielszenario: Bis 2030 wird eine Reduktion von 10 %, bis 2050 von 23 % erreicht.
Verkehr	Grundphilosophie Verkehr	

	<p>Es werden keine grundlegenden Verhaltensänderungen unterstellt, Mobilität bleibt ein hochbewertetes Gut, der motorisierte Individualverkehr ihr wichtigster Träger. Es findet ein Marktdurchbruch der E-Fahrzeuge statt, aber nicht zielkonform. Wasserstoff als komplementärer erneuerbarer Kraftstoff setzt sich nur in Nischen durch.</p> <p>Es wird angenommen, dass der Verkehrssektor bis 2050 eine Senkung der jährlichen CO₂-Emissionen auf ein Niveau von 38 Mio. t erreicht.</p>	<p>Im Verkehrssektor kommt in diesem Szenario in vergleichsweise hohem Maße Wasserstoff zum Einsatz (ab 2040). Zudem wird eine strukturell wichtige Annahme für den Verkehrssektor unterstellt: Eine Nahmobilitätsstrategie für Agglomerationsräume. Der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege verschiebt sich in zu Lasten des Pkw hin zu mehr Radverkehr und öffentlichem Verkehr</p>
Technologietrends Verkehr		
	<p>Das Emissionsziel wird im Zielszenario durch niedrigere spezifische Kraftstoffverbräuche insbesondere bei Pkw sowie bei Lkw und Sattelschleppern, eine schnellere Marktdurchdringung von Elektro-Pkw und durch verstärkte Substitution fossiler durch biogene Kraftstoffe in allen Verkehrszweigen umgesetzt.</p>	<p>Analog zu Zielszenario, zusätzlich aber deutlich stärkere Verbreitung von Brennstoffzellenfahrzeugen ab 2030</p>
Anteil biogener Kraftstoffe / Erdgas Verkehr		
	<p>Im Zielszenario werden fossile Energieträger verstärkt durch Strom und Biokraftstoffe substituiert. Dadurch werden im Jahr 2050 ca. 810 PJ fossile Kraftstoffe eingespart. Relativ fällt die Nachfrage an fossilem Kraftstoff gegenüber dem Referenzszenario 2050 um 50 % niedriger aus. Im Zielszenario müssen 2050 zusätzlich 52 PJ Strom und 403 PJ Biomasse eingesetzt werden. Der biogene Anteil an flüssigen Kraftstoffen erhöht sich dadurch auf über 50 % in 2050.</p>	<p>Der Anteil biogener Kraftstoffe erhöht sich auch im ambitionierten Szenario deutlich: In 2050 werden 311 PJ Biomasse und 124 PJ Strom eingesetzt. Der Anteil des eingesetzten Mineralöls kann damit von 93 % in 2012 auf 65 % in 2050 verringert werden.</p>
Entwicklung des E-KFZ Bestandes		
	<p>Im Jahr 2020 wird das Ziel von einer Million Fahrzeugen annähernd erreicht. Im Jahr 2030 machen sechs Millionen Elektro-Pkw 14 % des Bestands aus, im Jahr 2050 sind es mit 22 Mio. Fahrzeugen mehr als die Hälfte des Pkw-Bestands. (Unter E-KFZ werden hier der batterieelektrische Antrieb, Plug-In-Hybrid-Benzintrieb und Brennstoffzellenfahrzeuge gezählt).</p>	<p>Insgesamt geht die Anzahl an PKW stärker zurück als im Zielszenario (40,6 Mio. in 2050). In der Summe beträgt die Anzahl an Fahrzeugen mit alternativem Antrieb (batterieelektrische Antrieb, Plug-In-Hybrid-Antrieb und Brennstoffzellenfahrzeuge) 19 Millionen Fahrzeuge.</p>
Entwicklung des Endenergieverbrauchs Verkehr		
	<p>Im Zielszenario wird das Ziel 40 % Endenergieerduktion bis 2050 umgesetzt. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs sinkt von 2.568 PJ (2011) bis 2050 auf 1.547 PJ</p>	<p>Im Verkehrssektor werden auch im ambitionierten Szenario erhebliche Einsparungen erreicht: Bis 2050 etwas mehr als 35 % gegenüber 2012.</p>
Elektrizitäts- und Fernwärmesektor		
Anteil EE an Bruttostromverbrauch		
	<p>Der Anteil erneuerbarer Energien am BSV steigt auf 79 % im Jahr 2050 an.</p>	<p>Der Anteil erneuerbarer Energien am BSV steigt auf 90 % im Jahr 2050 an.</p>
Entwicklung installierte Leistung Windenergie		
Stromerzeugung	<p>Die Stromerzeugung aus Windkraft steigt von 49 TWh (2011) auf knapp 214 TWh (2050). Der Beitrag von Wind offshore liegt bei 64 TWh im Jahr 2050. Damit steigt die installierte Leistung von 29 GW (2011) auf knapp 89 GW (2050).</p>	<p>Die installierte Leistung zur Erzeugung von Elektrizität aus Windenergie steigt von 29 GW in 2011 auf 156 GW in 2050 und liegt damit deutlich über den installierten Kapazitäten des Zielszenarios. Die Stromerzeugung steigt von 139 TWh (2011) auf 449 TWh (2050). Davon werden ca. 40 % Offshore erzeugt</p>
	Entwicklung installierte Leistung PV	
	<p>Die Stromerzeugung aus PV steigt von</p>	<p>Auch die installierten PV-Kapazitäten steigen</p>

19,4 TWh (2011) auf 75 TWh (2050). Damit steigt die installierte Leistung von 25 GW (2011) auf knapp 78 GW (2050).	signifikant stärker als im Zielszenario, bis 2050 auf 142 GW bei einer erzeugten Energiemenge von 154 TWh.
Struktur des konventionellen Kraftwerksparks	
Im Jahr 2030 hat Steinkohle noch 6 % und Braunkohle noch 22 % Anteil an der Bruttostromerzeugung. Öl- und Sonstige haben 3 % und Erdgas 9% Anteil. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der Steinkohle noch 1 % und der Anteil der Braunkohle noch 4 % der Bruttostromerzeugung. Öl- und Sonstige haben 3 % und Erdgas 10 % Anteil. In 2040 und 2050 sind im Zielszenario rund 10 GW bzw. 13 GW weniger Gaskraftwerke installiert als im Referenzszenario. Der Kraftwerkseigenverbrauch ist durch weniger thermische Kraftwerke und bessere Effizienz neuer Kraftwerke rückläufig. Die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke liegen im Zielszenario deutlich unterhalb der Werte des Referenzszenarios.	Bis zum Jahr 2050 gehen alle Kohlekraftwerke vom Netz, Gaskraftwerke und -KWK verbleiben noch im Kraftwerkspark und leisten wichtige Beiträge für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.
Strom aus KWK	
Im Zielszenario steigt die KWK-Bruttostromerzeugung von 94 TWh 2011 auf max. 107 TWh 2025 und sinkt danach wieder auf 96 TWh in 2050. Die Biomasse liefert 2050 einen Beitrag von 48 TWh. Es zeigt sich eine deutliche Verschiebung der Erzeugung von Kohle zu Erdgas und Biomasse.	Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung steigt im ambitionierten Szenario mittelfristig noch an, langfristig geht sie aber mit zunehmend rückläufigen Wärmedarf zurück.
Annahmen zur Verfügbarkeit von Lastmanagement	
Der Einsatz von Demand Side Management - angegeben als verschobene elektrische Energie - steigt bis 2050 auf 26 TWh/a, insbesondere durch den Zuwachs an Elektromobilität.	Lastmanagementpotenziale in allen Sektoren werden umfassend genutzt (nicht quantifiziert)
Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten in Stromerzeugungsanlagen	
Die Investitionskosten konventioneller Kraftwerkstechnologien werden in den nächsten Jahren stabil bleiben. Der Fokus zukünftiger Entwicklungen liegt auf der Optimierung des Teillastverhaltens. Aufgrund von Lern- und Skaleneffekten werden weitere Degressionen der Kosten bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen erwartet. Die spezifischen Kosten sinken für Wind onshore auf knapp über 1.000 €/2011/kW, für Wind offshore auf unter 2.300 €/2011/kW und für Photovoltaik auf 550 (Freifläche) bzw. 700 €/2011/kW (Dach).	Wie Zielszenario

8.3 Ausgefüllte Modelltemplates der Leads der Modellexperimente 1 und 2



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Wichtige Fakten zu den „RegMex-Modellen“

Um die Abstimmung der Szenario-Storylines und die Gesamtkonzeption der Modellexperimente weiterzuentwickeln, möchten wir eine strukturierte Übersicht über die wichtigsten Charakteristika der in RegMex genutzten Modelle (der Kernpartner) erhalten. In diesem Zusammenhang bitten wir um das Ausfüllen der folgenden Tabelle.

<p>Modellname und Akronym</p> <p>REMod-D</p>	<p>Stromsystem: PV, Laufwasser-KW, Wind onshore, Wind offshore, Biomasse-Verstromung, GT, GuD, KWK (zentral/dezentral), Öl-KW, Kohle-KW (Braun-/Steinkohle), Atom-KW, Import/Export, Speicher (Batteriespeicher, Batterie in Kraftfahrzeugen, Pumpspeicher), Umwandlung (thermische Speicher, Methanisierung, Elektrolyse)</p> <p>Wärme: Fernwärme, KWK (zentral/dezentral), Solarthermie, Wärmepumpen (Sole/Luft, elektrisch/gas/hybrid), Brennwärgekessel (Gas/Öl), Holzkessel</p> <p>Kraftstoffe & Brennstoffe/betrachtete Energieträger: Wasserstoff, Wärme, Gas (synthetisch und fossil), flüssige Brennstoffe (synthetisch und fossil), Rohbiomasse, Strom</p> <p>Netze: Strom (Kupferplatte), Gas, Fernwärme</p> <p>Energiearten: Nutzenergienachfrage – Berechnung von Endenergie. Ermittlung von Primärenergie möglich</p> <p>Inwieweit werden Aspekte des Marktes berücksichtigt: technisches System ohne Marktverhalten – Vorgabe einer festen Betriebsführungsstrategie (Reihenfolge nach niedrigsten CO₂-Emissionen)</p>
<p>Modellzweck</p> <p>Bitte hier eine präzise Zusammenfassung der übergeordneten Ziele des Modells.</p> <p>Identifikation eines kostenoptimierten Zielsystems unter Einbeziehung möglichst aller Energieträger, -wandler (Strom, Wärme, Verkehr) und -erzeuger unter einer vorgegebenen maximalen CO₂-Menge.</p>	<p>Inputdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wetterdatensatz - Gebäudedaten (insb. Bauphysik und Mengengerüst) - Strom-Basislast Deutschland (stündliche Auflösung) - Daten zu Systemkomponenten (Kosten, Wirkungsgrade, Vollaststunden,...) - Daten zum Verkehrssektor (Anzahl Fahrzeuge, Energienachfrage Binnen-, Luft- und Schiffsverkehr) - Energienachfrage brennstoffbasierter Prozesswärmebedarf
<p>Modelltyp (siehe hierzu auch die unten stehende Übersichtsgraphik)</p> <p>Wie kann das Modell klassifiziert werden? Welcher Lösungsalgorithmus wird genutzt?</p> <p>Technisches Energiesystemmodell (Simulationsmodell) in stündlicher Auflösung mit Kostenoptimierung der Struktur des Energiesystems (Energiebilanzen werden in jeder Stunde erfüllt).</p>	<p>Outputdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> - Installierte Leistungen [GW] und Kapazitäten [GWh] der modellierten Systemkomponenten (Energiewandler, Speicher, etc.) - Energiebedingte CO₂-Emissionen im Zieljahr - Annuität der kapital- und betriebsgebundenen Kosten aller im Modell berücksichtigten Komponenten - Gesamtkosten des Systems inkl. Brennstoffkosten zum Erhalt und Betrieb des berechneten Systems - Berechnung von spezifischen (technologieabhängigen) Stromkosten möglich
<p>Räumliche und zeitliche Maßstäbe</p> <p>Was ist der größte räumliche Maßstab?</p> <p>Nationale Ebene</p> <p>Was ist die kleinstmögliche räumliche Auflösung?</p> <p>Nationale Ebene</p> <p>Was ist die kleinstmögliche zeitliche Auflösung?</p> <p>Stündliche Auflösung</p>	<p>Stand der Modellentwicklung</p> <p>Sind im Rahmen von RegMex Modellweiterentwicklungen vorgesehen? Wenn ja, in welchem Bereich und welcher Art?</p> <p>Nein</p>
<p>Inhaltlicher Geltungsbereich (Abgrenzung)</p> <p>Welcher Teil des Energiesystems wird abgedeckt? Unten stehende Differenzierungen haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Fehlende Kategorien bitte ergänzen.</p> <p>Sektoren:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Niedertemperaturwärme: Wärme- und Warmwassernachfrage aller Gebäude (Industrie, GHD, private Haushalte) - Industrielle, brennstoffbasierte Prozesswärme - Stromnachfrage: „Basisstromlast“ basierend auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber (inkl. Strom für Bahn, Klima- und Prozesskälte, Industrieprozesse, usw.) - Verkehr: MIV, Lastverkehr, Luftfahrt, Binnenschifffahrt, brennstoffbasierter Bahnverkehr (Daten basierend auf BMWi Energiedaten) 	



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Wichtige Fakten zu den „RegMex-Modellen“

Um die Abstimmung der Szenario-Storylines und die Gesamtkonzeption der Modellexperimente weiterzuentwickeln, möchten wir eine strukturierte Übersicht über die wichtigsten Charakteristika der in RegMex genutzten Modelle (der Kernpartner) erhalten. In diesem Zusammenhang bitten wir um das Ausfüllen der folgenden Tabelle.

<p>Modellname und Akronym</p> <p>REMix (Renewable Energy Mix)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Strom-zu-Stromspeicher, Lastmanagement, Elektromobilität <p>Wärme: (Objekt, Fernwärme, KWK,...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • KWK: Gebäude-KWK, Industrie-KWK, Wärmenetz-KWK • elektrische Wärmepumpen • thermische Energiespeicher • konventionelle und elektrische Boiler • Tiefengeothermie <p>Kraftstoffe & Brennstoffe: Wasserstoffelektrolyse, Methanisierung</p> <p>Netze: (Strom, Gas, Fernwärme, sonstige, Detailliertheit der Abbildung) AC-Netze (z.Zt. 220 kV, 380 kV), DC-Leitungen, Netzgebundene Wärme</p> <p>Inwieweit werden Aspekte des Marktes berücksichtigt? Volkswirtschaftliche Gesamtsystemoptimierung, keine Berücksichtigung des Handels oder Akteursverhaltens</p>
<p>Modellzweck</p> <p>Bitte hier eine präzise Zusammenfassung der übergeordneten Ziele des Modells.</p> <p>Ermittlung und Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.</p>	<p>Inputdaten</p> <p>Bitte hier eine präzise Beschreibung der benötigten Inputdaten/exogenen Daten.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Techno-ökonomische Technologieparameter (z.B. Wirkungsgrade, Investitionskosten) • Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise • Jahressummen des Strombedarfs, Wärmebedarfs und ggf. Wasserstoffbedarfs • Verfügbare Technologiepotenziale: EE, Speicher, Lastmanagement, KWK • Zeitreihen: EE-Stromerzeugung, Strombedarf, Wärmebedarf, Wasserstoffbedarf, Bedarfsflexibilität,
<p>Modelltyp (siehe hierzu auch die unten stehende Übersichtsgraphik)</p> <p>Wie kann das Modell klassifiziert werden? Welcher Lösungsalgorithmus wird genutzt?</p> <p>Energiesystemplanungsmodell und Energiesystembetriebsmodell mit linearer Optimierung (einfach oder gemischt-ganzzahlig)</p>	<p>Outputdaten</p> <p>Bitte hier eine präzise Beschreibung der Outputdaten. Welche Ergebnisse können im RegMex-Kontext von besonderer Relevanz sein?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stündliches Betriebsverhalten aller betrachteten Technologien • Anlagenauslastung • Wenn betrachtet, zusätzliche Kapazitäten an Kraftwerken, Netzen, Speichern oder Wärmeerzeugern • Systemkosten, aufgeteilt nach Technologien und Art der Aufwendung (Investitions-, Betriebskosten) • Stündliche Grenzkosten der Stromerzeugung • Brennstoffeinsatz • CO₂-Emissionen
<p>Räumliche und zeitliche Maßstäbe</p> <p>Was ist der größte räumliche Maßstab?</p> <p>Theoretisch global, praktisch z.Zt. EUMENA</p> <p>Was ist die kleinstmögliche räumliche Auflösung?</p> <p>Theoretisch 1 km², praktisch z.Zt. UNB-Regionenmodell oder Bundesländer</p> <p>Was ist die kleinstmögliche zeitliche Auflösung?</p> <p>Derzeit 1 Stunde</p>	<p>Stand der Modellentwicklung</p> <p>Sind im Rahmen von RegMex Modellweiterentwicklungen vorgesehen? Wenn ja, in welchem Bereich und welcher Art?</p> <p>Nein.</p>
<p>Inhaltlicher Geltungsbereich (Abgrenzung)</p> <p>Welcher Teil des Energiesystems wird abgedeckt? Unten stehende Differenzierungen haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Fehlende Kategorien bitte ergänzen.</p> <p>Sektoren: (Industrie, GHD, Haushalte, Landwirtschaft, Kleinverbrauch, Verkehr (MIV, Güter, Luft, Schiff))</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strom- und Wärmeversorgung aller Sektoren • Sonstige Brennstoffnutzung nicht abgebildet <p>Stromsystem: (Welche Stromerzeugungstechnologien, DSM, Speicher,...)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Thermische Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (fossil, nuklear, Biomasse, Geothermie, CSP) • Thermische Kraftwerke zur KWK-Erzeugung (fossil, nuklear, Biomasse, Geothermie) • Sonstige EE-Kraftwerke: Laufwasserkraftwerke, Speicherwasserkraft, PV, Wind 	

8.4 Modelltemplates der Modellexperimentteilnehmer

8.4.1 Modellexperiment 1 – REMod-D

1. Modellcharakterisierung

Modellname: REMod-D
Urheber/Institut: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
Zweck des Modells: Ermittlung einer Zusammensetzung des deutschen Energiesystems (bis 2050), welche für die geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten zu einer definierten Absenkung der Treibhausgas-Emissionen führt.
Modelltyp: Technisches Energiesystemmodell zur Ausbauplanung bei Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten
Technischer Fokus: Beschreibung der Interaktion zwischen den Sektoren: Strom, Wärme, Verkehr und Industrie auf den Transformationspfad bis zum Zieljahr 2050.
Lizenz: Proprietär

2. Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: Delphi/Python
Programmierverfahren: Prozedural/Objektorientiert
Bevorzugter Solver: PSO –Algorithmus (Particle Swarm Optimization)
Umgang mit Unsicherheit: Sensitivitätsanalysen
Deterministisch (J/N): prinzipiell ja. Durch stochastischen Einfluss des Optimierers nein.

3. Optimierung

Zielfunktion: Minimierung der (gesamtwirtschaftlichen) Systemkosten
Elemente der Zielfunktion: Annuitätsberechnung basierend auf VDI 2067. Berücksichtigung von kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten (Einbeziehung von technologiespezifischen Lernkurven) und Straftermen.

4. Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: Deutschland
Regionale Unterteilung Deutschlands: Keine Unterteilung
Minimale unterjährliche Zeitschrittlänge: 1 Stunde
Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahr: Jahresscharf von 2014 bis 2050

5. Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

- Erneuerbare Energiesysteme: PV, Laufwasser-KW, Wind (on- und offshore), Biogas-BHKW
- Konventionelle Kraftwerke: Öl-KW, Braunkohle-KW, Steinkohle-KW, Atom-KW
- Sonstige: KWK (unterschiedlicher Größen), Gasturbine, GuD-KW

Abgebildete Stromübertragungstechnologien: Technische Modellierung: Kupferplatte, Netzausbau in Kosten berücksichtigt

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Strom zu Strom: Stationäre Batterien, Batterien im Verkehrssektor, Pumpspeicherkraftwerke
- Power to X: Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Liquid, thermische Speicher (elektrische Wärmepumpen, Heizstäbe)

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor: Elektrische Wärmepumpen, Direktelektrische Wärmeerzeugung, zentrale und dezentrale KWK, Batterieelektromobilität, Power-to-X-Technologien (X: CH₄, H₂, Fuel)

Berücksichtigte Systemdienstleistungen:

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems: Mindest- oder maximale Ausbaugrenzen (pro Jahr, z.B. Marktanteile) einzelner Technologien

6. Daten

Modelleingangsdaten (nicht räumlich aufgelöst):

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Technologiespezifische Parameter		
Wirkungsgrade	nein	ja
Potenzialgrenzen und technische Restriktionen für Technologien und Energieträger	ja	Ja
Investitionskosten, Betriebskosten, Wartungskosten	ja	Ja
Brennstoffpreise und Emissionszertifikatspreise	ja	Ja
Stromsektor		
Bedarfsprofil für Strom	ja	endogen
Maximale Koppelleistung für Stromimport/-Export	ja	nein
Verkehr und Industrie		
Endenergienachfrage durch Verkehrssektor nach	ja	endogen

Antriebskonzept		
Prozesswärmebedarf der Industrie	ja	nein
Gebäudesektor		
Gebäudetypologie (bauphysikalische Eigenschaften)	Ja	Nein
Sonstige		
Zulässige Menge an energiebedingten CO ₂ -Emissionen	ja	nein

Modellergebnisdaten (nicht räumlich aufgelöst):		
Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Zeitliche Einsatzprofile der Anlagen (Volllaststunden) zur Energiewandlung und -Speicherung	ja	ja
Ausbau von Kapazitäten von Anlagen für Energiewandlung und -Speicherung	ja	ja
Installierte Leistung von Anlagen zur Energiewandlung und -Speicherung	ja	ja
Technologiezusammensetzung im Wärmesektor anhand installierter Leistungen und Kapazitäten je Technologie	ja	ja
Umfang energetischer Gebäudesanierung	ja	ja
Transformationskosten	Ja	Ja

7. Dokumentation

Veröffentlichungen mit Ergebnissen und Dokumentation des Modells:
 Palzer 2016; Henning und Palzer 2015; Palzer und Henning 2014a; Palzer und Henning 2014b; Henning und Palzer 2013, 2012, 2014
 Henning, H.-M.; Palzer, Andreas (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Hg. v. Fraunhofer ISE. Freiburg.
 Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2012): 100 % ERNEUERBARE ENERGIEN FÜR STROM UND WÄRME IN DEUTSCHLAND. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg.
 Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2013): ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg.
 Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas (2014): 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. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, S. 1003–1018. DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.012.

Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. (eingereichte) Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

Palzer, Andreas; Henning, H.-M. (2014a): A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation. In: *Energy Technology* 2, S. 13–28.

Palzer, Andreas; Henning, Hans-Martin (2014b): 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. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, S. 1019–1034. DOI: 10.1016/j.rser.2013.11.032.

180 | Wuppertal Institut

8.4.2 Modellexperiment 1 – SCOPE

1. Modellcharakterisierung

Modellname: SCOPE

Urheber/Institut: Fraunhofer IWES, Gruppe Energiewirtschaft und Systemanalyse

Zweck des Modells: Energieversorgungsszenarien für Deutschland mit Integration in europäisches Stromsystem, sektorübergreifende Klimaschutzszenarien

Modelltyp: Energiesystemmodell zur Betriebsoptimierung (und je nach Forschungsfrage Ausbauplanung) bei Minimierung der Systemkosten unter Einhaltung von Emissionszielen (oder je nach Forschungsfrage Zertifikatekosten)

Technischer Fokus: Lastdeckung im Stromsektor; Lastdeckung im Wärmesektor für verschiedene Temperaturniveaus und Gebäudetypen, Implementierung der Flexibilitäten im Verkehrssektor

Lizenz:

2. Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: Matlab

Programmierverfahren: lineare Programmierung oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung

Bevorzugter Solver: CPLEX

Umgang mit Unsicherheit: Szenarienanalysen und Sensitivitäten

Deterministisch (J/N): ja

3. Optimierung

Zielfunktion: Kostenminimierung

Elemente der Zielfunktion: Annuitäten aller Anlagen, fixe und variable Betriebskosten aller Anlagen, einschließlich Brennstoffkosten (CO₂-Zertifikatskosten möglich, oder über Begrenzung der Emissionen implizit)

4. Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: Europa (exkl. Balkan und Baltikum), oder Teile davon
Regionale Unterteilung Deutschlands: wahlweise 18 Regionen des Regionenmodells der Übertragungsnetzbetreiber

Minimale unterjährliche Zeitschrittlänge: 1h

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:

- Variation von Kostenentwicklung
- Begrenzung der Emissionen
- Versorgungsanteile einzelner Technologien am Wärmemarkt, Verkehrsszenarien
- Beschränkung Import/Export, mind. EE-Anteile
- Technische Restriktionen

6. Daten

Modelleingangsdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Wirkungsgrade, Kraftwerkskenndaten, Bestandskraftwerke		ja	ja
Verfügbarkeiten	ja	ja	
Potentialgrenzen	-	ja	ja
EE-Einspeiseprofile	ja	ja	ja
Invest.- und Betriebskosten	ja	ja	
Brennstoffpreise		möglich	
Bedarfsprofile für Strom, Wärme und Verkehr	ja	ja	
Lastmanagementpotenzial	ja	ja	
Regelleistungsbedarf relativ zur Last & EE-Erzeugung	ja	ja	

Modellergebnisdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Erzeugungssprofile, flexible Nachfrageprofile	Ja	Ja	-
Erzeugungsmix, Nachfragemix		Ja	
Technologiegemix Wärme		Ja	
Erzeugungseinstellungen, Speicherleistungen		Ja	
Grenzkosten CO ₂			
Brennstoffeinsatz	Ja	ja	

7. Dokumentation

Veröffentlichungen mit Dokumentation des Modells:

von Oehsen, A.: Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, 2012; <http://id-nb.info/11038:37960134>

Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre: Je nach Forschungsfrage Jahresrechnung oder rollierende Tages- bis Wochenrechnungen Simulation einzelner Szenariojahre, beliebige Festlegung bis 2050

5. Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

- Thermische Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (z.B. fossil, nuklear, Biomasse,
- Geothermie, CSP)
- KWK (z.B. fossil, Biomasse / Industrie, Fernwärme, Objektversorgung / Entnahmekond, Gegendruck, BHKW)
- Sonstige EE-Kraftwerke: Laufwasserkraftwerke, Speicherwasserkraft, PV, Wind

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Europäische Kuppelleitungen – NTC
- Deutsche Netzregionen – PTDF

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Strom-zu-Strom-Speicher
- Thermische Energiespeicher
- Lastmanagement
- Power-to-X – Systeme (H₂-Elektrolyse, PtG, Ptl)

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor: Elektrische Wärmepumpen, Direktelektrische Wärmeerzeugung, KWK, Gaskessel, Solarthermie, Hybridsysteme)
- Verkehrssektor: Deckung von Fahr- und Ladeprofilen mit Ladesteuerung und vehicle-to-grid
- H₂/PtG/Ptl – Nutzung in Verkehr und Industrie
- Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz

Berücksichtigte Systemdienstleistungen:

- Regelleistung: Regelleistungsbedarfsentwicklung, kostenoptimale Regelleistungsvorhaltung (+/- PRL, SRL, MRL) (Nur Einsatzplanung DE)
- Zusätzliche Vorgaben für Must-Run-Kapazitäten möglich

Jentsch, M.: Potentiale von Power-to-Gas Energiespeicher, Dissertation, Universität Kassel, 2014.

Scholz, A.; Sandau F.; Pape C., Fraunhofer IWES: A European Investment and Dispatch Model for Determining Cost Minimal Power Systems with High Shares of Renewable Energy, in Operation Research Proceedings 2014

Veröffentlichungen mit Darstellung aktueller Modellergebnisse:

Gerhardt, N. 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, Projektbericht, 2015

Pape, C., et al.: Roadmap Speicher, Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung von rechtlichen Hemmnissen - Endbericht, 2014.

Jentsch, M.; Trost, T. (2014): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Teilvorhaben des Verbundprojekts "Power-to-Gas - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab".

8.4.3 Modellexperiment 1 – TIMES Pan EU

1. Modellcharakterisierung

Modellname: TIMES PanEU

Urheber/Institut: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

Zweck des Modells:

- Energiesystemmodell mit den Staaten der EU-28 sowie von Norwegen und der Schweiz
- Abbildung des gesamten Energiesystems, von der Energiegewinnung/-bereitstellung bis zur Energienachfrage (Strom, Wärme, Verkehr)

Modelltyp: Energiesystemmodell

Technischer Fokus: Darstellung der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie

Lizenz: TIMES, VEDA

2. Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: GAMS

Programmierverfahren: Lineare Optimierung

Bevorzugter Solver: CPLEX

Umgang mit Unsicherheit: Sensitivitätsanalysen/Szenarien

Deterministisch (J/N): Ja

3. Optimierung

Zielfunktion: Minimierung der Gesamtsystemkosten

Elemente der Zielfunktion: Kapitalkosten, variable und fixe Betriebskosten

4. Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: EU-28 + Norwegen + Schweiz

Regionale Unterteilung Deutschlands: Keine

- Mobile Batteriespeicher (PKW)

Berücksichtigte Systemdienstleistungen: Kapazitätsreserve

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems: Kapazitätsrestriktionen, Mengenrestriktionen, usw.

6. Daten

Modelleingangsdaten (für jede Region):

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Wirkungsgrade	ja	Ja
Potentiale	ja	Ja
Lebensdauern	nein	Ja
Verfügbarkeiten der Anlagen	ja	Ja
Spezifische Investitionen, variable und fixe Betriebskosten	ja	Ja
Kapazitäten im Basisjahr	ja	Ja
Energieträgerpreise	ja	Ja
Emissionsobergrenzen	ja	Nein (CO ₂), Ja (NO _x , ...)
Ausbauziele für Erneuerbare Energien (Szenarien)	ja	Teilweise
Nachfrageganglinien und Mengen für Energiedienstleistungen	ja	ja
Grenzkoppelkapazitäten	ja	Nein
Einspeiseprofile für EE	ja	ja
Kapazitätsrestriktionen, Mengenrestriktionen, usw.		

Modellergbisdaten (für jede Region):

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert
Einsatz der Anlagen	teilweise unterjährig hoch aufgelöst, teilweise jährlich	Ja
Ausbau der Anlagen	ja	Ja
Systemkosten		

Minimale unterjährliche Zeitschrittlänge: Deutschland: Eine typische Woche pro Jahreszeit dreistündlich (+ eine zusätzliche Woche), Resteuropa: 12 Typstunden pro Jahr (1 Typtag pro Jahreszeit mit je drei Zeitschritten)

Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre: Zeithorizont: 2010 bis 2050, Optimierung in 5-Jahres-Schritten

5. Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

- Erneuerbare Kraftwerke: PV, Laufwasser, Wind (on- und offshore), Biomasse, Biogas, Solarthermie, Geothermie, erneuerbare Abfälle, Biodiesel, Wellenenergie
- Konventionelle Kraftwerke: Öl, Gas, Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie, nicht-erneuerbare Abfälle, andere (z. B. Wasserstoff)
- Technologien: Gasturbine, Dampfturbine, GUD, Verbrennungsmotor, BHKW, CCS – verschiedene Technologietypen und teilweise als KWK
- Industrielle Eigenerzeuger
- Gewerbliche Stromerzeugungstechnologien

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Jeder Staat als Kupferplatte
- Berücksichtigung von Grenzkoppelkapazitäten
- Netzausbau in Kosten berücksichtigt
- Transformationsprozesse für verschiedene Spannungsebenen

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Stromspeicher: Stationäre und mobile Batteriespeicher (PKW), Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke (adiabat und diabat)
- Gasspeicher: Wasserstoffspeicher, Erdgasspeicher
- Warmwasserspeicher in der Fernwärme
- Warmwasserspeicher in Haushalten (Deutschland)
- Elektrische Nachtspeicherheizung in Haushalten (Deutschland)
- DSM (Deutschland)

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- Power-to-Heat: Wärmepumpen und Elektrokessel/Heizstäbe
- Power-to-Gas: PEM-Elektrolyse, Methanisierung
- KWK

7. Dokumentation

Veröffentlichungen mit Ergebnissen und Dokumentation des Modells:

M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse,“ Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, August 2014.

M. Blesl, T. Kober, R. Kuder und D. Bruchof, „Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050,“ Climate Policy Vol. 12, S. 301-319, 2012.

M. Blesl, T. Kober, D. Bruchof und R. Kuder, „Effects of climate and energy policy related measures and targets on the future structure of the European energy system in 2020 and beyond,“ Energy Policy 38 6278-6292, 2010.

IER / RWI / ZEW, Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, März 2010

J. Welsch und M. Blesl, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, VDI, Düsseldorf, November 2015.

J. Welsch, U. Fahl, M. Blesl und K. Hufendiek, „Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU,“ 14. Symposium Energieinnovation Graz, Februar 2016.

J. Welsch und M. Blesl, „Modelling of storage processes in TIMES-PanEU,“ ETSAP, Copenhagen, November 2014.

J. Welsch und M. Blesl, „Modelling of energy storages and power-to-x-technologies in the energy system model TIMES PanEU,“ [Online]. Available: https://sa2015.iiasa.ac.at/wp-content/uploads/gravity_forms/1-22447e1ce6a9575de59c2dda98799329/2015/11/56-12.pdf. [Zugriff am 09. 02. 2016].

8.4.4 Modellexperiment 2 - REMix



Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Modellbeschreibung REMix

Modellcharakterisierung

Modellname: REMix (Renewable Energy Mix)

Urheber/Institut: DLR, Institut für Technische Thermodynamik

Zweck des Modells: Ermittlung und Untersuchung von Energieversorgungsszenarien

Modelltyp: Energiesystemmodell zur Ausbauplanung und Betriebsoptimierung bei Minimierung der Systemkosten

Technischer Fokus: Lastdeckung im Stromsektor mit Kopplung zum Wärme- und Verkehrssektor

Lizenz: Proprietär

Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: GAMS

Programmierverfahren: lineare Programmierung, gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung

Bevorzugter Solver: CPLEX

Umgang mit Unsicherheit: Szenariensanalysen und Sensitivitäten

Deterministisch (J/N): Ja

Optimierung

Zielfunktion: Minimierung der Systemkosten

Elemente der Zielfunktion: Annuitäten aller Anlagen, fixe und variable Betriebskosten aller Anlagen, einschließlich Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten, ggf. Kosten ungedeckten Bedarfs

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:

- Versorgungsanteile einzelner Technologien
- Verhältnisse der Versorgungsanteile einzelner Technologien
- Minimal verfügbare gesicherte Leistung
- Eigenversorgungsanteile

Daten

Modelleingangsdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Wirkungsgrade	-	Ja	-
Anlagenverfügbarkeiten	(Ja)*	Ja	(Ja)*
Potentialgrenzen und technische Restriktionen	-	Ja	-
Betriebskosten	-	Ja	-
Investitionskosten	-	Ja	-
Brennstoffpreise und Emissionszertifikatspreise	-	Ja	-
Bedarfsprofile für Strom, Wärme und Wasserstoff	Ja	-	Ja
Kapazitäten für Energiewandlung, -Speicherung und -Übertragung	-	Ja	Ja
Lastmanagementpotenzial	Ja	Ja	Ja
Regelleistungsbedarf relativ zur Last & EE-Erzeugung	-	-	-

* optionale Einbindung regionalisierter Zeitreihen der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke

Modellergebnisdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Zeitliche Einsatzprofile der Anlagen zur Energiewandlung, -Speicherung und -Übertragung	Ja	Ja	Ja
Ausbau von Kapazitäten für Energiewandlung, -Speicherung und -Übertragung	-	Ja	Ja
Versorgungskosten	-	Ja	Ja
Grenzkosten der Stromerzeugung	Ja	-	Ja
Brennstoffeinsatz	Ja	Ja	Ja

Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: Europa, Nordafrika und Naher Osten

Regionale Unterteilung Deutschlands: wahlweise 18 Regionen des *Regionenmodells der Übertragungsnetzbetreiber* oder Bundesländer

Minimale unterjährige Zeitschrittlänge: 1 Stunde

Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre: 2020, 2030, 2040, 2050

Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

- Thermische Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (z.B. fossil, nuklear, Biomasse, Geothermie, CSP)
- KWK (z.B. fossil, nuklear, Biomasse, Geothermie)
- Sonstige EE-Kraftwerke: Laufwasserkraftwerke, Speicherwasserkraft, PV, Wind

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Hoch-/Höchstspannungs-Gleichstromübertragung
- Hoch-/Höchstspannungs-Drehstromübertragung

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Strom-zu-Strom-Speicher
- Thermische Energiespeicher
- Lastmanagement
- Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- Elektrische Wärmepumpen
- Direktelektrische Wärmeerzeugung
- Batterieelektrische Mobilität mit Ladesteuerung und vehicle-to-grid
- H₂-Erzeugung aus Strom zur Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen (Tankstellen) und Industrie
- Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz

Berücksichtigte Systemdienstleistungen:

- Bedarf und Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Dokumentation

Veröffentlichungen mit Dokumentation des Modells:

Scholz, Y. (2012) "Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe", Dissertation, University of Stuttgart

Luca de Tena, D. (2014) "Large scale renewable power integration with electric vehicles", Dissertation, University of Stuttgart

Gils, H.C. (2015) "Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage", Dissertation, University of Stuttgart

Gils, H.C. (2016) "Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study", Applied Energy, 162, 401-415

Gils, H. C.; Scholz, Y.; Pregger, T.; Luca de Tena, D.; Heide, D. (2017) "Integrated capacity expansion and operation modelling of variable renewable energy based power supply in Europe", Energy, 123, 173-188

Veröffentlichungen mit Darstellung aktueller Modellergebnisse:

Scholz, Y.; Gils, H. C.; Pregger, T.; et al. (2014): „Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung“. Project report, funded by the German Federal Ministry of Economic Affairs and Energy

Borggrefe, F.; Pregger, T.; Gils, H.C.; et al. (2015): „Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten“ Project report, funded by the Environment, Climate Protection and the Energy Sector Baden-Württemberg

Gils, H.C.; Simon, S. (2017): "Carbon-neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands", Applied Energy, 188, 342-355

Fichter, T.; Soria, R.; Szklo, A.; et al. (2017): "Assessing the potential role of concentrated solar power (CSP) for the northeast power system of Brazil using a detailed power system model", Energy, 121, 695-715.

Cebulla F.; Fichter, T. (2017): "Merit order or unit-commitment: How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?", Renewable Energy, 105, 117-132

Michalski, J.; Bünger, U.; Crotogino, F.; et al. (2017): "Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition", International Journal of Hydrogen Energy, 41, 13427-13443.

Scholz, Y.; Gils, H.C.; Pietzcker, R. (2017): "Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares", Energy Economics, 64, 568-582

Cebulla, F.; Naegler, T.; Pohl, M. (2017) "Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch", Journal of Energy Storage 14, 211-223

Gils, H.C.; Simon, S.; Soria, R. (2017): "100% renewable energy supply for Brazil – the role of sector coupling and regional development", Energies, 10, 1859

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technolgiebewertung
Hofweg 18-40
70569 Stuttgart

Hans-Christian Gils
Telefon: 0711-6882-477
hans-christian.gil@dlr.de

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technolgiebewertung
Hofweg 18-40
70569 Stuttgart

Hans-Christian Gils
Telefon: 0711-6882-477
hans-christian.gil@dlr.de

8.4.5 Modellexperiment 2 – Power Flex



Deutsches Zentrum
DLR
für Luft- und Raumfahrt

Modellbeschreibung für die Teilnahme am Modellexperiment 2

Projekt RegMex – Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von
Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung

Modellcharakterisierung

Modellname: PowerFlex-Grid-EU

Urheber/Institut: Öko-Institut e.V.

Zweck des Modells: Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit Möglichkeit zur Schwerpunktsetzung; z.B. Stromsektor mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Sektorkopplung; Übertragungsnetze; Import-Export mit europäischen Nachbarländern.

Modelltyp: Energiesystemmodell zur Betriebsoptimierung bei Minimierung der Systemkosten (Einsatzmodell). Modul zur integrierten Ausbauplanung ist im Aufbau begriffen.

Technischer Fokus: Lastdeckung im Stromsektor mit Kopplung zum Wärme- und Verkehrssektor

Lizenz: Proprietär

Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: GAMS

Programmierverfahren: lineare Programmierung, gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung

Bevorzugter Solver: CPLEX

Umgang mit Unsicherheit: Szenariennalysen und Sensitivitäten

Deterministisch (J/N): Ja

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- Elektrische Wärmepumpen
- Direktelektrische Wärmeerzeugung
- Batterieelektromobilität mit Ladesteuerung und vehicle-to-grid
- H₂-Erzeugung aus Strom zur Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen (Tankstellen) und Industrie
- Methanisierung und Einspeisung ins Gasnetz

Berücksichtigte Systemdienstleistungen:

- Verhalten von Regelleistung über Sockellast-Nebenbedingung

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:

- Kraftwerksliste
- EE-Leistung und EE-Profil
- DSM- und Speicherpotenziale je Technologie

Daten

Modelleingangsdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Wirkungsgrade	-	Ja	-
Anlagenverfügbarkeiten	-	Ja	-
Betriebskosten	(Ja) ¹	Ja	-
Brennstoffpreise und Emissionszertifikatspreise	(Ja) ¹	Ja	-
Bedarfsprofile für Strom, Wärme und Wasserstoff	Ja	Ja	Ja
Kapazitäten für Energiewandlung und -Speicherung	(Ja) ¹	Ja	Ja
Kapazitäten für Energieübertragung (NTC, Thermische Belastungsgrenzen)	Ja	Ja	Ja
Lastmanagementpotenzial	Ja	Ja	Ja
Regelleistungsbedarf (pauschal)	-	-	-
Potentialgrenzen	(Ja) ¹	Ja	-
Technische Restriktionen (Laständerungsgradienten, Mindestlast, ...)	-	Ja	-
Spez. Investitionen	(Ja) ¹	Ja	-

¹ Es wird eine stützjahrspezifische Differenzierung, jedoch keine stündliche Differenzierung des Eingangsparameters vorgenommen.

Optimierung

Zielfunktion: Minimierung der Systemkosten

Elemente der Zielfunktion: spez. Grenzkosten für alle Anlagen (Entscheidungs- bzw. Einsatzvariablen); Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatskosten und sonstige variable Betriebskosten; für das Modul zur integrierten Ausbauplanung kommen noch Annuitäten und Fixkosten hinzu.

Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: Europa mit Fokus auf Deutschland

Regionale Unterteilung Deutschlands: ca. 500 Netzknoten (Übertragungsnetz), beliebig zusammenfassbar, z.B. zu dena-Zonen oder Bundesländern

Minimale unterjährliche Zeitschrittlänge: 1 Stunde

Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre: 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050

Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

Thermische Kraftwerke (im Wesentlichen basierend auf NEP-Kraftwerksliste und Platts-DB)

- reine Stromerzeugung (z.B. fossil, nuklear, Biomasse, Geothermie)
- KWK (z.B. fossil, Biomasse)

Fluktuierende EE-Kraftwerke: Laufwasserkraftwerke, PV, Wind

Sonstige EE-Kraftwerke: Speicherwasserkraft (in Norwegen, Schweden, Österreich, Schweiz und Frankreich)

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Höchstspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ-Leitungen)
- Höchstspannungs-Drehstromübertragung (226 kV und 380 kV)

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Strom-zu-Strom-Speicher
- Thermische Energiespeicher
- Lastmanagement
- Elektrolyse-H₂-Speicher-Systeme
- Biogasspeicher

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
 Institut für Technische Thermodynamik
 Systemanalyse und Technischer Bewertung
 Pfaffenwaldring 38-40
 70576 Stuttgart

Hans Christian Gils
 Telefon: 07141-6864-477
 hans.christian.gils@dlr.de

Modellergebnisdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Zeitliche Einsatzprofile der Anlagen zur Energiewandlung, -Speicherung und -Übertragung	Ja	Ja	Ja
Grenzkosten der Stromerzeugung	Ja	-	Ja
Brennstoffeinsatz, EE-Integration und CO ₂ -Emissionen	Ja	Ja	Ja
Ausbau und Stilllegung von Kapazitäten für Energiewandlung	(Ja) ¹	Ja	-

Dokumentation

Veröffentlichungen mit Dokumentation des Modells:

- M. Koch, D. Bauknecht, C. Heinemann, D. Ritter, M. Vogel und E. Tröster (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050, Zeitschrift für Energiewirtschaft, DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2

Ausgewählte Veröffentlichungen mit Darstellung aktueller Modellergebnisse:

- M. Koch, D. Ritter, D. Bauknecht, C. Heinemann, F. Flachsbarth, M. Vogel, M. Gandor, T. Klingenberg, M. Tröschel, C. Mayer, M. Sonnenschein (2016): Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien (Projektbericht)
- M. Koch (2015): Effects of a decentralized electricity system concerning flexibility options, RES integration and grid infrastructure, International Symposium on Energy System Optimization, Heidelberg, 9.-10.11.2015 (Vortrag)
- J. Repenning, u.a. (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht (Projektbericht)
- C. Loreck, M. Koch, H. Hermann, F. Matthes (2014): Den europäischen Emissionshandel flankieren - Chancen und Grenzen unilateraler CO₂-Mindestpreise (Projektbericht)
- D. Ritter, D. Bauknecht, M. Koch, C. Heinemann (2014): Auswirkungen einer Sockellastreduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem, 13. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION, 12. bis 14. Februar 2014, TU Graz (Vortrag)
- M. Koch, D. Ritter, D. Bauknecht, C. Heinemann und andere (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (Projektbericht)
- F. Hacker, u.a. (2014): eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz (Projektbericht)
- F. Matthes, u.a. (2013): Politiksszenarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030 (Projektbericht)

¹ Es wird eine stützjahrspezifische Differenzierung, jedoch keine stündliche Differenzierung des Eingangsparameters vorgenommen.

8.4.6 Modellexperiment 2 – ELMOD



Deutsches Zentrum
DLR
für Luft- und Raumfahrt

Modellbeschreibung

Modellbeschreibung für die Teilnahme am Modellexperiment 2

Projekt RegMex – Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung

Modellcharakterisierung

Modellname: ELMOD

Urheber/Institut: TU Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Zweck des Modells: Untersuchung verschiedener Fragestellungen zur Systemintegration der erneuerbaren Energien (EE) in den Stromsektor und deren Auswirkungen auf das europäische und deutsche Übertragungsnetz

Modelltyp: Übertragungsnetzmodell basierend auf einem Nodalpreissystem und Approximationen komplexer Lastflusszusammenhänge mit integrierter Optimierung der Kraftwerkeinsätze und Lastflüsse unter dem Ziel der Minimierung der Systemkosten (Netzausbauplanung oder Investitionen in erneuerbare Energien unter Beachtung von Standortabhängigkeiten in erweiterter Modellvariante möglich)

Technischer Fokus: Lastflussberechnung im Übertragungsnetz mit Kopplung zum Strommarkt

¹ Im Projekt ist zum derzeitigen Stand keine Netzausbauplanung und Kraftwerksausbau vorgesehen.

Lizenz: Proprietär

Technische und mathematische Grundlagen

Programmierungsumgebung: GAMS

Programmierverfahren: Lineare Programmierung, gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung

Bevorzugter Solver: CPLEX

Umgang mit Unsicherheit: Szenarienanalysen und Sensitivitäten

Deterministisch (J/N): Ja

Optimierung

Zielfunktion: Minimierung der Systemkosten

Elemente der Zielfunktion: variable Betriebskosten aller Anlagen, einschließlich Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten, bei Ausbau zzgl. Annuitäten und fixe Betriebskosten aller Anlagen, Kompensationszahlungen für verminderte Einspeisung von EE sowie Strafkosten für Abschaltung für die Reduzierung von Last

Räumliche und zeitliche Maßstäbe

Typisches Untersuchungsgebiet: wahlweise Deutschland + Nachbarländer oder Europa

Regionale Unterteilung Deutschlands: nach Knoten im Übertragungsnetz (aggregierte Daten von NUTS-Regionen werden den dazugehörigen Knoten zugeteilt)

Minimale unterjährliche Zeitschrittlänge: 1 Stunde

Typischer Untersuchungszeitraum oder Stichjahre: Stichjahre 2020, 2030, 2040, 2050 mit rollierender Planung oder Referenzstunden; Basisjahr: 2013

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technisierbewerung
Postfach 38-40
70569 Stuttgart

Hans-Christian Glis
Telefon: 0711-4962-477
hans-christian.glis@dlr.de

Inhaltlicher Geltungsbereich

Abgebildete Stromerzeugungstechnologien:

- Thermische Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (z.B. fossil, nuklear)
- KWK-Kraftwerke (z.B. fossil) mit Mindestleistung elektrisch
- Sonstige EE-Kraftwerke: Laufwasserkraftwerke, Speicherwasserkraft, PV, Wind

Abgebildete Stromübertragungstechnologien:

- Thermische Übertragungskapazitäten auf Drehstromleitungen (220 kV und 380 kV-Ebene) und Gleichstromübertragungsverbindungen im Höchstspannungsnetz

Abgebildete zeitliche Ausgleichsoptionen:

- Pumpspeicherkraftwerke
- Abschaltung von EE-Anlagen
- Lastabwurf

Berücksichtigte Kopplungen zur Wärmeversorgung und Verkehrssektor:

- KWK-Kraftwerke

Berücksichtigte Systemdienstleistungen:

- Derzeit noch nicht vorhanden.
- Wird aber zukünftig um diese Module zum Bedarf und Vorhaltung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve erweitert

Mögliche Vorgaben zur Zusammensetzung des Versorgungssystems:

- Kraftwerkspark kann vollkommen „flexibel“ vorgegeben werden und im Rahmen von Szenarien können unterschiedliche Zusammensetzungen analysiert werden.
- In der Ausbauplanung wird das optimale Übertragungsnetz durch das Modell bestimmt.
- Optimale Allokation der erneuerbaren Energieanlagen erfolgt modellendogen und kann mengengesteuert modelliert werden

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technisierbewerung
Postfach 38-40
70569 Stuttgart

Hans-Christian Glis
Telefon: 0711-4962-477
hans-christian.glis@dlr.de

Daten

Modelleingangsdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Wirkungsgrad	-	Ja	-
Anlagenverfügbarkeit	teilweise	Ja	-
Technische Restriktionen	-	Ja	-
Betriebskosten	-	Ja	-
Investitionskosten	-	Ja	-
Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise	ja	Ja	-
Bedarfsprofile für Strom	ja	ja	Ja
Bedarfsprofile für Wärme	-	-	-
Einspeiseprofile für erneuerbare Energien	ja	Ja	ja
Kapazitäten für Energiewandlung und -speicherung	-	Ja	ja
Übertragungsnetzparameter (Netzebenen-abhängig)	-	ja	ja
Lastabwurf	ja	-	ja

Modellergebnisdaten:

Parameter	Zeitlich differenziert	Technologisch differenziert	Räumlich differenziert
Zeitliche Einsatzprofile der Anlagen zur Stromwandlung, -speicherung und -übertragung	Ja	Ja	ja
Ausbau von Kapazitäten der EE-Erzeugung und Übertragung	-	ja	ja
Systemkosten	-	-	-
Grenzkosten der Stromerzeugung	ja	-	Ja
Brennstoffeinsatz	ja	ja	ja
CO ₂ -Emissionen	ja	ja	ja
Marktbedingte Abregelung von erneuerbaren Energien	ja	ja	ja

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik
Systemanalyse und Technisierbewerung
Postfach 38-40
70569 Stuttgart

Hans-Christian Glis
Telefon: 0711-4962-477
hans-christian.glis@dlr.de

8.5 Begründungen für die Filterungen disruptiver Elemente

Nr. DE	Kurzname	mögliche Ursache von	Mögliche Wirkung von	teilweise ähnliche Wirkung	Quantitative Abb. gut möglich?	Bedeutender Effekt?	ambit. Szenario abgeleitet?	Grund für Filterung
1	Einflüsse globaler Energiemärkte	7), 12), 14), 15a), 15c), 35a), 35b), 36)	1) (weltweit)	5), 7), ähnlich 11),		ja	nein	
2	Makroökonomische Einflüsse		3),					
	2a	hohe Realzinsen	7), 11), 12), 14), 15a), 15c), 36)	7)	ja	ja	nein	
	2b	hohe Inflation		teils 27)	nein	nein		erwartet oder unerwartet hohe Inflation. Falls erwartet, geringe Wirkung (bei Abwertung € in 1) enthalten); evtl. höherer Realzins, um das Risiko einer schwankenden Inflationsrate zu kompensieren. Bei unerwarteter Inflation vornehmlich Senkung Rendite für Bestandsanlagen, die nominale Entgelte erhalten (EEG). Die Anlagen stehen aber schon u. werden tendenziell weiterbetrieben. Ansonsten kein tiefgreifende Wirkung (abhängig aber auch von Ursachen hoher Inflation)
	2c	langanhaltende Rezession	26), 36)		nein	ja	nein	
	2d	Finanzknappheit	12), 14)		nein	mittel		Rationierungen auf den Finanzmärkten f. potenzielle Investoren. Vermutlich eher vorübergehen und dann durch Zinsanstieg gelöst. Dann evtl. Vorstufe zu 2a) und grundsätzlich ähnliche Wirkung wie 2a)
	2e	stärkeres Wirtschaftswachstum	1), 2a), 14)	6), 15b)	15b)	nein	mittel	ähnlich über Demographie (Nachfrageerhöhung); maximaler Unterschied in 2050 ca. 10 % (0,3 Prozentpunkte höhere Wachstumsrate)
3	Splittung des Europäischen Marktes							Die allgemeinen Wirkungen sind so breit, umfangreich und schwer absehbar,

Nr. DE	Kurzname	mögliche Ursache von	Mögliche Wirkung von	teilweise ähnliche Wirkung	Quantitative Abb. gut möglich?	Bedeutender Effekt?	Szenario abgeleitet?	Grund für Filterung
								dass eine spezielle Wirkung auf das (deutsche) Energiesystem kaum zu spezifizieren ist. Mögliche Wirkungen sind zudem in 2) und 4) enthalten
	3a	s. makroökonomische Effekte	2)		nein	ja		s. 2)
	3b	s. kein Stromaustausch	4)		nein	ja		in 4) enthalten
4		Kein (Strom-)Austausch	18)		ja	ja	ja	
5		Erdgasverfügbarkeit sinkt		1)	ja	ja		evtl. über Erdgasimport/-Verbrauch
6		sehr schnelle Verbreitung von Industrie 4.0	2e),27)		nein	nein		Die Diskussion läuft gegenwärtig in die Richtung, dass mit Industrie 4.0 gleichzeitig ausgefeilte Energiemanagementsystem entstehen, die die Effizienz steigern. Der zusätzliche Stromverbrauch in der IT wird nur teils thematisiert. Insofern kann 6) als ein Treiber der Energieeffizienz betrachtet werden und ist als solcher in den Szenarien grundsätzlich enthalten bzw. wird über "Einsparziele" abgebildet.
7		Variation der Stromgestehungskosten/-speicher/Smart ... durch Technologieweiterentwicklungen ...	34)	1), 2a), 8), 11), 12), 23), 25), 28)	ja	ja		Kann durch Kombination anderer Elemente erreicht werden; dazu allerdings ggf. 8) evtl. zusätzlich erweitert für alle Speichergrößen betrachten (kein große Erweiterung, da große Speicher auch als Kombination kleiner Speicher ausführbar)
8		Kostendurchbruch dezentrale Speicher		28)	ja	ja	nein	
9		Kostendurchbruch CCS			ja	ja	nein	
10		Stromerzeugung kostet kurzfristig nichts mehr, Flatrate-Tarife...		in 7) enthalten	ja	mittel	nein	
11		geringe Lerneffekte ...bei Erneuerbaren	7), 12)	1), 2a), 23)	ja	ja	nein (Strom)	
12		langsamer Ausbau EE		1), 2a),2e),7), 10), 11), 15a),16), 23) (Biomasse 24)), 26), 36), evtl. 2c)	ja	ja		resultiert aus anderen Effekten und ist aus diesen zusammengesetzt. Daher sinnvoll:

Nr. DE	Kurzname	mögliche Ursache von	Mögliche Wirkung von	teilweise ähnliche Wirkung	Quantitative Abb. gut möglich?	Bedeutender Effekt?	Szenario abgeleitet?	Grund für Filterung
								Nicht eigens betrachten, sondern andere Elemente diskutieren, die dann auch einen Auslöser von 12) beschreiben.
13	Rückbau Gasnetz		eingeschränkt von 1) oder 5), 28)		eingeschränkt	ja	nicht explizit	
14	Zielverfehlung bei Einsparzielen	35a),	1),2a), 10), 15a), 15b), 15c), 36)	s. "mögliche Wirkung von ..."	ja	ja		nicht getrennt behandeln, sondern die jeweiligen Elemente, die das verursachen können
15	gesellschaftliche Risiken							
15a	keine Akzeptanz	12), 16), 18), 19), 23), 26),29)	1), 2a), 2c), 7), 11), 36, 37	s. "mögliche Wirkung von ..."	nein	ja	nein (Strom)	
15b	demographische Entwicklung	2e), 14)		2e), 14), 15c)	nein	nein		nach (EWI et al. 2016) geringe "Betroffenheit"
15c	Konsumentenverhalten	14), 16), 26), 35a)	1), 36), 37)	15b)	nein	ja		
16	Klimapolitik der Bundesländer und Kommunen	12), 14), 19)			eingeschränkt	mittel		die Möglichkeiten der Bundesländer eine Klimapolitik zu hemmen nicht eigens betrachten, da mögliche Erklärung für anderweitige konkretere disruptive Elemente, die dann auch besser zu quantifizieren sind
17	Auswirkungen Klimawandel auf Energiewirtschaft				eingeschränkt	nein	nein	
18	Versorgungssicherheit Strom sinkt		4), 5), 19), 21), 25)	33)	eingeschränkt	nein	nein	
19	Netzausbau findet nicht in erwartetem Maße statt	18), 33)	4), 10), 15a), 16)		ja	ja	nein	
20	Elektrifizierungsstrategie kann nicht umgesetzt werden	35b)			ja	ja	ja	
21	technische Risiken der Umstellung des Energiesystems auf Strom				eingeschränkt	mittel		s. 18)
22	Lock-in-Situationen	35b)			eingeschränkt	mittel		treten ggf. in Verbindung z. B. mit 1), 7),

Nr. DE	Kurzname	mögliche Ursache von	Mögliche Wirkung von	teilweise ähnliche Wirkung	Quantitative Abb. gut möglich?	Bedeutender Effekt?	Szenario abgeleitet?	Grund für Filterung
								11), 13) 19) auf; dort dann jeweils untersucht (Voraussetzung für Lock-in: dynamische Kostenreduktionen, Skalenerträge, Netzwerkeffekte, langfristige Kapitalgüter: Können dann dort behandelt werden.)
23	Verknappungen/Preisanstieg von Strukturmaterialien	7), 12), 14), (15a)), (22), 35b), 36)		2a), 7), 11)), 12), 14), 15a), 20?)	nein	ja	nein	
24	Engpässe bei energetischen Biomassennutzung	35b)		7), evtl. 17)	ja	ja	verschiedene Biomassestrategien	
25	Smart Grid, Smart Markets, Smart Homes, Smart...		6)		eingeschränkt	mittel	nein	
26	Ziel Energiewende wird im Bund für 1 Legislaturperiode nicht verfolgt			32)	eingeschränkt	ja	nein	
27	Wirkung ungleicherer Einkommensverteilung auf das Energiesystem		6)		nein	nein		Wirkrichtung Einkommensverteilung -> Energienachfrage ist gegenwärtig noch ein offenes Feld; zur anderen Wirkrichtung gibt es Literatur. Da potentielle Wirkung noch offen und schwer zu quantifizieren, hier nicht näher untersucht.
28	strom(energie)autarke Häuser	7), 8)	8)		eingeschränkt	nein	nein	
29	Infrastruktur für Bahngüterverkehr wird schlechter		15a)		eingeschränkt	nein		wahrscheinlich nur für Güterverkehr ggf. disruptiv; aber evtl. in Verbindung mit anderen den Verkehr betreffenden Disruptionen?
30	Regionaler Luftgüterverkehr				eingeschränkt	nein		s. 29)
31	Eigenproduktion HH, GHD steigt (3D-Drucker)				nein	nein		schwer zu quantifizieren
32	Einschlägige Gesetze verfehlen Wirkung	3.), 4.), 12.), 14.), 18.), 19.), 20.), 25.)		26)	eingeschränkt	ja		im Wesentlichen wie 26)
33	Reaktion auf erhöhte Gefahr kurzfristiger Unterbrechungen (z. B. Terroranschläge)			18)	eingeschränkt	nein	nein	wesentliche Teile in 18)
34	exotische Stromerzeugungssysteme setzen sich durch (z. B. Nutzung piezoelektrischer Effekte)				eingeschränkt	nein		wahrscheinlich nicht bedeutend und v.a. schwierig zu implementieren
35	Personenverkehr							

Nr. DE	Kurzname	mögliche Ursache von	Mögliche Wirkung von	teilweise ähnliche Wirkung	Quantitative Abb. gut möglich?	Bedeutender Effekt?	Szenario abgeleitet?	Grund für Filterung
35a	Verhalten: PKW-Nutzung bleibt dominant, Verkehrsleistung sinkt kaum		14), 15b), 1)		ja	ja	ja	bereits im Vgl. der beiden Szenarien
35b	Elektrifizierung (auch über Wasserstoff oder Methan) unterbleibt; ggf. Biomasse Verfügbarkeit eingeschränkt		1), 12), 20), (22), 23), 24)		ja	ja	ja	in 20) enthalten u. teils im Vgl. der beiden Szenarien
36	Unakzeptable Kosten der Klimapolitik	14), 15a), 15c), 26)	1), 2a), 2c), 23)		eingeschränkt	ja	nein	
37	Naturkatastrophen - Man-made	15a), 15c)			nein	ja	nein	schwierig zu implementieren. Zudem keine "Initialrisiken", die zu ähnlichen Wirkungen führen könnten in (EWI et al. 2016); dort auch keine näheren Hinweise. Dieses potentiell disruptive Element ist also hinsichtlich Ereignis, Wirkung auf Energiesystem noch völlig offen.

8.6 Skizze des Vorgehens im „Black-Swan-Projekt“

Das Forschungsziel von (EWI et al. 2016) bestand darin, eine erste Annäherung an ein Risikomanagement für die Energiewende zu erarbeiten. Bei der Energiewende handelt es sich um ein langfristiges Projekt, für das in Deutschland bis 2050 bestimmte Ziele erreicht werden sollen. Mit dem allgemeinen, noch längerfristig anzusetzenden Ziel einer (nahezu) kohlenstofffreien Energieversorgung weist die Energiewende auch über 2050 hinaus. Aufgrund dieser Langfristigkeit sowie der großen Bedeutung langlebiger Investitionsgüter folgern (EWI et al. 2016), dass langfristig stabile Rahmenbedingungen für die Energiewende erforderlich sind. Sie (S.4ff.) unterscheiden dabei folgende Rahmenbedingungen:

- Politische Verhältnisse,
- wirtschaftliche Verhältnisse,
- Unterstützung und Akzeptanz der Energiewende,
- Technischer Fortschritt,
- Infrastrukturen,
- Soziale/gesellschaftliche Verhältnisse sowie
- Zugang zu und Verfügbarkeit von Rohstoffen.

„Schwarze Schwäne (Initialrisiken)“ werden dann als Ereignisse bestimmt, die diese stabilen Rahmenbedingungen erheblich beeinträchtigen und überraschend und un-

erwartet eintreten⁴¹. Ein „schwarzer Schwan“ kann dabei mehrere Rahmenbedingungen destabilisieren. Die Wirkung auf diese Rahmenbedingungen ist dabei zentral, um potentielle „schwarze Schwäne“ zu finden, diese auszuwählen und näher zu analysieren.

Um potentielle „schwarze Schwäne“ zu identifizieren, wurden neben einer Literaturrecherche Experteninterviews und Workshops eingesetzt. Die Experten kamen dabei aus unterschiedlichen Wissenschaftsdisziplinen und Branchen. Die resultierende Liste aus potentiellen „schwarzen Schwänen“ wurden nach thematische oder Wirkungsähnlichkeit zu 41 Risikoclustern zusammengefasst. Aus diesen Clustern wurde eine Vorauswahl getroffen. Grundlage dafür war die Einschätzung durch Experten, wie stark ein Cluster jede der oben genannten Rahmenbedingungen beeinflusst⁴². Zusätzlich gewichteten die Experten die verschiedenen Rahmenbedingungen. Mittels der Bewertung der Stärke der Wirkung und der Gewichtung konnte eine Rangliste erstellt werden. Auf Basis dieser Rangliste wurden in Workshops 15 Risikocluster für eine vertiefende Betrachtung ausgewählt. Dabei wurde gleichzeitig für jeden Cluster ein zu analysierendes „Initialrisiko (ein „schwarzer Schwan“)“ bestimmt⁴³. Innerhalb der ausgewählten 15 Cluster wurden für eine weitere Auswahl von sieben Clustern auch quantitative Wirkungsabschätzungen durchgeführt.

Die vertiefende Betrachtung beginnt für jedes Initialrisiko mit dessen Beschreibung und der Darstellung der von ihm induzierten Wirkungen auf das Energiesystem. Dabei wird insbesondere diskutiert, wie die Initialrisiken die oben genannten einzelnen Rahmenbedingungen beeinflussen und welcher Zusammenhang mit anderen Risikoclustern vorliegt. Anschließend werden jeweils die Quantifizierungsmöglichkeiten besprochen und im Einzelfall erfolgt eine quantitative Abschätzung, die aber i. Allg. nur ausgewählte Aspekte der Wirkungskette berücksichtigt. So wird z. B. für das Risikocluster „Infrastrukturmangel“ allein quantifiziert, welche Zusatzkosten aus dem Leitungszubau entstehen würden, falls alle Wechselstromleitungen auf der Höchstspannungsebene als Erdkabel statt als Freileitung ausgeführt würden.

Schließlich werden die Ergebnisse für die untersuchten Cluster zusammengefasst, die Cluster bewertet und diskutiert, inwieweit Instrumenten für ein Risikomanagement der Energiewende bereits vorhanden sind oder geschaffen werden können und sollten.

Zuerst wird dort die Interdependenz der Cluster untersucht. Dabei zeigt sich, dass v. a. eine „Prioritätenänderung in der Politik zuungunsten erneuerbarer Energien“, „Finanzmittel für erneuerbare Energien“ sowie „Stärkung fossiler Energietechnologien“ durch eine Vielzahl anderer Cluster beeinflusst werden können. Einen besonders großen Einfluss auf andere Cluster übt demnach vor allem eine „Änderung der

⁴¹ (EWI et al. 2016 S. 12) betrachten dabei nur Schwarze Schwäne, deren Wirkung bis 2050 relevant sein könnte.

⁴² Dieses Kriterium wird „Betroffenheit“ genannt. Die Experten schätzten ebenfalls die Kriterien „Verzögerungswirkung“ und „Reversibilität“ ein. Diese Kriterien jedoch „wurden – im Gegensatz zum Kriterium „Betroffenheit“ – nur entscheidungsbegleitend genutzt.“ (EWI et al. 2016 S. 17). Sie gehen jedenfalls nicht erkennbar in die Auswahl ein und sind in der entsprechenden Tabelle (Tabelle 5-3) nicht aufgeführt.

⁴³ Wie die Auswahl von „Initialrisiken“, die einem ausgewählten Cluster zugeordnet wurden, erfolgte, ist nicht beschrieben. Die in einem Cluster zusammengefassten „Initialrisiken“ können dabei durchaus unterschiedlich wirken. Z. B. enthält das Cluster „unakzeptable Kosten der (Umwelt, Wirtschaft) der Klimapolitik“ die Initialrisiken „Abfälle, z. B. Entsorgung von Silizium, Dämmstoffen“ und „Akzeptanz für Maßnahmen und Kosten, Verteilungsmechanismen“.

Energiepreise“ aus (s. (EWI et al. 2016 S. 157ff.). Dies ist ein Indiz, dass dieser Cluster als besonders wirkmächtig einzustufen ist.

Bestärkt wird diese Einschätzung durch die Untersuchung der Robustheit und Resilienz der Energiewende in Bezug auf die betrachteten Risikocluster. Bei dem Kriterium „Resilienz“ wird gefragt, „wo ... die Energiewende auf Schwarze Schwäne reagieren [kann] und deren Wirkungen abfangen?“ Die Leitfrage zu „Robustheit“ lautet: „welche Wirkungen sind von geringer Relevanz für das Weiterbestehen der Energiewende?“ (EWI et al. 2016 S. 161ff.). Zu den beiden Fragen wird dann jedes untersuchte Risikocluster danach eingeordnet, inwieweit das Energiesystem bei einem Eintritt eine hohe oder geringe Resilienz bzw. Robustheit aufweist. Problematisch sind dann Risikocluster, gegenüber denen die Energiewende wenig robust und/oder resilient ist. Von den 15 näher betrachteten Risikoclustern wird nur einem – der „Änderung der Energiepreise“ – eine geringe Resilienz und geringe Robustheit des Energiesystems zugeordnet⁴⁴. Eine geringe Resilienz aber hohe Robustheit des Energiesystems wird dem Risikocluster „Entwicklung nicht fossiler Technologien“ zugeordnet. Eine geringe Robustheit bei hoher Resilienz des Energiesystems wird den Risikoclustern „Infrastrukturmangel“, „internationales Klimaregime“, „Verfügbarkeit Energierohstoffe“ und „eingeschränkter finanzieller Spielraum“ bescheinigt. Für allen anderen vertieft betrachteten Risikocluster wird sowohl eine hohe Resilienz und hohe Robustheit des Energiesystems attestiert. Demnach erscheinen die gerade explizit genannten Risikocluster als relativ bedeutend, im besonderen Maße aber „Änderung der Energiepreise“.

Neben den genannten Kriterien werden in (EWI et al. 2016) zusätzlich noch eingeschätzt, wie kurzfristig ein Risikocluster auftreten und Wirkung entfalten kann. Zudem wird betrachtet, welche der drei Wirkungsbereiche „erneuerbare Energien“, „Energieeinsparung“ und „Energieeffizienz“⁴⁵ beeinflusst werden. Zusammen mit der Wirkung auf die verschiedenen Rahmenbedingungen werden diese Kriterien herangezogen, um die Dringlichkeit eines Handlungsbedarfs für jeden Risikocluster in „gering“, „mittel“ oder „hoch“ einzuordnen. Ein hoher Handlungsbedarf wird dabei allein „Änderung der Energiepreise“ zugeordnet.

Anschließend werden für jedes Risikocluster Handlungsoptionen besprochen, über die ein mögliches Risikomanagement spezifiziert wird. Dabei wird eingeschätzt, ob die jeweiligen Optionen präventiv oder reaktiv wirken. Zudem wird ihre Effektivität und Effizienz nach „gering“, „mittel“ und „hoch“ eingeschätzt. Zusätzlich werden die Handlungsoptionen nach Typ „Ziele & Strategien“, „Instrumente (politische Maßnahmen)“, „Kommunikation“ und „(Aufbau von) Redundanz & Topologie“ unterschieden. Aus dieser Analyse resultiert die Einschätzung der Autoren (EWI et al. 2016), S.1f.), dass die deutsche Energiewende weitgehend robust und resilient sei, allerdings wird ein Handlungsbedarf für einige Risikocluster gesehen, der überwiegend im Bereich von „Zielen & Strategien“ zu verorten ist. Als wichtigstes Risikocluster,

⁴⁴ In Tabelle 4-6 in (EWI et al. 2016) wird unter „Resilienz & Robustheit“ für diesen Cluster ein „hoch“ genannt. Die dortige Bezeichnung, die eine geringe Robustheit und Resilienz des Energiesystems als „hoch“ bezeichnet und eine hohe als „gering“ erscheint als missverständlich.

⁴⁵ „Energieeinsparung“ umfasst dabei Verhaltensaspekte, während „Energieeffizienz“ nur technische Aspekte beinhaltet.

das die Energiewende erheblich negativ beeinflussen kann, und gegen deren Ursachen nichts unternommen werden kann, wird „Änderung der Energiepreise“ hervorgehoben. Als mögliche Maßnahmen zu diesem Cluster werden v.a. eine Stärkung des CO₂-Handels und eine Flexibilisierung von Förderinstrumenten genannt. Handlungsbedarf wird weiter insbesondere bei den Risikoclustern „Infrastrukturmangel“ „Digitalisierung“ und „fehlende Finanzmittel“ gesehen. Generell wird empfohlen die Forschungsförderung für Energiewendetechniken zu stärken und zu diversifizieren.

Bedeutung für die Untersuchung disruptiver Elemente

Aufgrund der Verwandtschaft von potentiellen „Schwarzen Schwänen“ und potentiell „disruptiven Elementen“ ist die Bedeutung dieser Studie für dieses Projekt evident⁴⁶. Gleichermäßen evident ist aber auch das unterschiedliche Ziel, das in den beiden Projekten verfolgt wird: Während in (EWI et al. 2016) eine breite Analyse möglicher Beeinträchtigungen der Energiewende mit dem Ziel durchgeführt wird, ein ggf. erforderliches Risikomanagement für die Energiewende zu initiieren, steht hier im Mittelpunkt wenige potentiell bedeutsame unerwartete Effekte auszuwählen, um ihre Wirkung auf das Strom- bzw. Energiesystem mit Modellansätzen vertieft zu betrachten. Damit tritt gleichzeitig ein mögliches Zusammenspiel hervor: Die sehr breit angelegte Analyse in (EWI et al. 2016) kann herangezogen werden, um die Fokussierung auf bestimmte Elemente bzw. „Risikocluster“ zu begründen; für die ausgewählten Elemente bietet die Modellierung in Strom- bzw. Energiemodellen dann eine Genauigkeit der Analyse, die selbst für dort quantitativ betrachteten „Risikocluster“ über die in (EWI et al. 2016) gebotenen hinausgehen dürfte. Um den Vorteil der breit angelegten Analyse mit vielen Experteninterviews und –workshops zu nutzen, ist es erforderlich sich auf die Ebene der „Risikocluster“ zu beziehen, da dies in (EWI et al. 2016) die vornehmliche Analyseebene ist. Allerdings ist dann wiederum zu berücksichtigen, dass dort in den vertieft „Risikoclustern“ wiederum exemplarische zu dem jeweiligen Risikocluster gehörende „potentielle Black Swans“ herangezogen werden. Der vornehmliche Bezug auf „Risikocluster“ ist nicht unproblematisch, da die Zusammenfassung von „potentiellen Black Swans“ zu Risikoclustern zwar aufgelistet ist, die Kriterien für diese Zusammenfassungen – z.B. auch die Wahl der Anzahl der zu unterscheidenden Risikoclustern – aber nicht generell gut nachvollziehbar sind⁴⁷. Dies verweist auf ein grundsätzliches Problem: Die Anzahl „potentieller Black Swans“ bzw. „potentieller disruptiver Elemente“ ist sehr groß. Deshalb ist es nicht praktikabel, sie alle näher zu untersuchen, zumal hinzukommt, dass per Definition Elemente zu berücksichtigen sind, die bisher nicht im Fokus der energiewirtschaftlichen und –systemaren Literatur stehen. Deshalb ist notwendigerweise eine Zusammenfassung oder Vorauswahl erforderlich, die nicht auf genaueren Wirkungsanalysen beruhen

⁴⁶ Ein vertiefte Diskussion der Studie (EWI et al. 2016) ist nicht Ziel des Abschnitts. Hier geht es allein um die grundsätzliche Einbindung dieser Studie in die Suche und Auswahl disruptiver Elemente.

⁴⁷ Zu nennen ist z. B. die Unterscheidung der Risikocluster „Infrastrukturmangel“ und „Blockaden beim Netzausbau“. Das Cluster „Infrastrukturmangel“ wird vertieft untersucht (EWI et al. 2016 S. 29ff.). Dort wird dann als beispielhaftes Initialrisiko (gleichbedeutend mit „potentieller Black Swan“) „Blockaden beim Netzausbau im Stromsektor“ herangezogen, das dann exemplarisch durch eine Situation operationalisiert wird, „in der auf eine generelle Erdverkabelung ausgewichen werden muss, um den notwendigen Netzausbau zu realisieren“ (EWI et al. 2016 S. 29). Im Risikocluster „Infrastrukturmangel“ ist auch als eines der beispielhaften Initialrisiken „lokale Opposition gegen in der langen Frist für die Energiewende ggf. sinnvolle Gasinfrastrukturen (Bsp. Wasserstoff)“ genannt. Inwieweit dieses Risiko ähnlich zu „Blockaden beim Netzausbau im Stromsektor“ ist und damit beide in einem Risikocluster gemeinsam untersucht werden können, ist nicht offensichtlich.

kann. Genau an dieser Stelle ist (EWI et al. 2016) für dieses Projekt sehr hilfreich. Demnach wird (EWI et al. 2016) herangezogen, um die Liste potentiell disruptiver Elementen zu vervollständigen. Zudem fließen Kriterien für eine Auswahl und Einschätzungen der Bedeutung von disruptiven Elemente in dieses Projekt ein. Um die dortigen Argumenten und Einschätzungen übernehmen zu können, wird die Ebene von Risikoclustern herangezogen.

Bereits vor der Veröffentlichung von (EWI et al. 2016) wurde an der Sammlung und Auswahl disruptiver Elemente gearbeitet. Das dabei gewählte grundsätzliche Vorgehen bedarf nach einem Vergleich mit (EWI et al. 2016) keiner Revision. Es wurde vielmehr um Argumente aus (EWI et al. 2016) ergänzt. Ausschlaggebend für diese Art der Verbindung ist v. a., dass so auf eine Clusterung bereits gesammelter disruptiver Elemente verzichtet werden und darüber hinaus der unterschiedliche Zweck der Vorauswahl in diesem Projekt einfließen kann.