

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

SOLARE ENERGIE- UND SYSTEMFORSCHUNG

Jan-Bleicke Eggers

DAS KOMMUNALE ENERGIESYSTEMMODELL KOMMOD

Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach

FRAUNHOFER VERLAG

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

SOLARE ENERGIE- UND SYSTEMFORSCHUNG / SOLAR ENERGY AND SYSTEMS RESEARCH

Das kommunale Energiesystemmodell KomMod

Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach

Jan-Bleicke Eggers

FRAUNHOFER VERLAG

Kontakt:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Heidenhofstraße 2 79110 Freiburg Telefon +49 761/4588-5150 Fax +49 761/4588-9342 E-Mail info@ise.fraunhofer.de URL www.ise.fraunhofer.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über www.dnb.de abrufbar. ISSN: 2512-3629 ISBN (Print): 978-3-8396-1262-0

Reihe: »Solare Energie- und Systemforschung / Solar Energy and Systems Research«

D 83

Zugl.: Berlin, Technische Universität, Diss., 2016

Druck: Fraunhofer Verlag Mediendienstleistung

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2018

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB Postfach 80 04 69, 70504 Stuttgart Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart Telefon 07 11 9 70-25 00 Telefax 07 11 9 70-25 08 E-Mail verlag@fraunhofer.de URL http://verlag.fraunhofer.de

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Das kommunale Energiesystemmodell

KomMod

Konzeption, Implementierung und Anwendung an den Praxisbeispielen Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Jan-Bleicke Eggers geboren in Berlin

von der Fakultät III - Prozesswissenschaften

der Technischen Universität Berlin

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Felix Ziegler Gutachter: Prof. Dr.-Ing. George Tsatsaronis Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. Hans-Martin Henning Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 04. November 2016

Berlin, 2017

Für Bronwyn und Liam

Inhaltsverzeichnis

No	omen	klatur		xi
Da	anksa	gung		xv
At	ostrac	ct		1
Κι	urzfas	ssung		3
1	Einl	eitung		5
2	Star 2.1 2.2	1d der V Politis Grund	Wissenschaft sche und gesellschaftliche Situation	9 9
		mieru 2.2.1 2.2.2	ng	10 11 s-
			löser	15
	$2.3 \\ 2.4$	Ökonc Kriter	mische Grundlagen	16
		besteh	ende Energiesystemmodelle	24
3	Das	komm	unale Energiesystemmodell KomMod	37
	3.1	Grund	konzept und charakteristische Merkmale	37
		3.1.1	Methodischer Ansatz	38
		3.1.2	Implementierung der räumlichen Auflösung	53
	3.2	Verwe	ndete Komponentenmodelle und Module	61
		3.2.1	Komponentenübergreifende Beziehungen	62
		3.2.2	Brennstoffbetriebene Anlagen	64
		3.2.3	Solarenergienutzung und Sonnenstandsberechnung	68
		3.2.4	Photovoltaik	70
		3.2.5	Solarthermie	72
		3.2.6	Wärmepumpen	79

		3.2.7	Wasserkraftanlagen	83
		3.2.8	Windenergieanlagen	84
		3.2.9	Thermische und elektrische Energiespeicher	86
		3.2.10	Gasnetze, elektrische und thermische Netze	90
	3.3	Progra	ammiertechnische Umsetzung	91
4	Anv	vendung	g des Modells auf reale Untersuchungsgebiete	93
	4.1	1-Kno ⁻	ten-Modell am Beispiel von Frankfurt am Main .	94
		4.1.1	Hintergrund und Kernfragestellungen	94
		4.1.2	Potentialvarianten erneuerbare Energien	96
		4.1.3	Szenarien und Umfang der Berechnungen	99
		4.1.4	Ergebnisdiskussion	103
		4.1.5	Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisse	e113
		4.1.6	Schlussfolgerungen	121
	4.2	Mehr-	Knoten-Modell am Beispiel von Freiburg-Haslach	123
		4.2.1	Hintergrund und Kernfragestellungen	123
		4.2.2	Szenarien und Umfang der Berechnungen	125
		4.2.3	Erstellung der Zeitreihen des elektrischen und ther-	
			mischen Bedarfs	129
		4.2.4	Räumliche Auflösung	132
		4.2.5	Ergebnisdiskussion und Vergleich verschiedener	
			räumlicher Aggregationsstufen	135
		4.2.6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	166
5	Krit	ische B	ewertung des Modells	177
6	Fazi	it und A	Ausblick	183
Ar	hang	r		187
	Son	• nenstan	dsberechnung	187
	Sola	re Einst	trahlung auf die geneigte und gedrehte Anlagen-	
		ebene		189
	Erg	änzende	Angaben zum Anwendungsbeispiel Frankfurt am	
	0	Main		192
	Erga	änzende	Angaben zum Anwendungsbeispiel Freiburg-	
	0	Haslac	h	204
Ind	dex			237
				040
LI	iteraturverzeichnis 24			243

Abbildungsverzeichnis

2.1	Zeitliche Aggregationsebenen im Energiesystemmodell TIMES	30
2.2	Zeitliche Aggregationsebenen im Energiesystemmodell	
	eTransport	30
3.1	Abbildung der Energiesystemstruktur in KomMod	20
3.2	Hierarchieebenen der räumlichen Auflösung	39
	(Baumstruktur)	54
3.3	Hierarchieebenen der räumlichen Auflösung (Anwendungs-	
0.4	beispiel)	57
3.4	Modellstruktur von KomMod	92
3.5	Programmablauf KomMod	92
4.1	Szenarienbaum Frankfurt am Main	100
4.2	Szenarienbaum Freiburg	127
4.3	Zonierung mit Wärmenetzbestand	133
4.4	Zonierung mit Ausbaugebieten der Wärmenetze	133
4.5	Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistun-	
	gen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei	
	niedrigen CO-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	136
4.6	Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistun-	
	gen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei	
	hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	136
4.7	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen und Speicherkapazitäten bei niedrigen CO_2 -Zertifi-	
	katskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	137
4.8	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen und Speicherkapazitäten bei hohen CO_2 -Zertifikats-	
	kosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	137

4.9	Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	1.0.0
	Haslach	138
4.10	Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei ho- hen CO ₂ -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	138
4.11	Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei nied-	
	rigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	100
	Haslach	139
4.12	Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei ho-	
	hen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	139
4.13	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen der Heizkessel bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	144
4.14	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen der Heizkessel bei hohen CO-Zertifikatskosten,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	144
4.15	Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen der	
	Heizkessel bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-	
	Modell, Freiburg-Haslach	145
4.16	Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen der	
	Heizkessel bei hohen CO ₂ -Zertifikatskosten, 58-Knoten-	
	Modell, Freiburg-Haslach	145
4.17	Ergebnisvergleich der jährlichen CO ₂ -Emissionen bei nied-	
	rigen und hohen CO ₂ -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	152
4.18	Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Kosten und	
	Erlöse bei niedrigen CO-Zertifikatskosten, 58-Knoten-	
	Modell, Freiburg-Haslach	155
4.19	Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Kosten und	
	Erlöse bei hohen CO-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	155
7.1	Lage der Stadt Frankfurt am Main im Gebiet des Regio-	
	nalverbands FrankfurtRheinMain sowie im Bundesland	
	Hessen	192
7.2	Untersuchungsgebiet des Energie-Quartier Haslach,	
	Freiburg-Haslach	204

7.3	Typisierung der vor 1984 errichteten Wohngebäude an-	
	hand von Gebaudeart (s. Legende) und Baualtersklasse (\mathbf{PAK}) in Freiburg Heglach	205
74	(DAR) III Fleiburg-Hasiach	200
1.4	die Teilmenge der energetisch sanierten Gebäude. Freiburg-	
	Haslach	209
75	Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistun-	-00
1.0	gen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei	
	niedrigen CO ₂ -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Frei-	
	burg-Haslach	228
7.6	Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistun-	
	gen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei	
	hohen CO ₂ -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	228
7.7	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen und Speicherkapazitäten bei niedrigen CO_2 -Zertifi-	000
-	katskosten, I-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	229
7.8	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	kosten 1-Knoten-Modell Freiburg-Haslach	220
70	Frashpisvorgloich der installiorton thermischen Leistun	229
1.3	gen der Heizkessel bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten	
	58-Knoten-Modell. Freiburg-Haslach	230
7.10	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen der Heizkessel bei niedrigen CO ₂ -Zertifikatskosten,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	230
7.11	Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei nied-	
	rigen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	231
7.12	Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei ho-	
	hen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell,	0.01
- 10	Freiburg-Haslach	231
7.13	Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei nied-	-
	rigen CO ₂ -Zertinkatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-	กวก
711	Frankrigeralaich dar tharmischen Franzismensen heilte	20Z
1.14	hen CO ₂ -Zertifikatskosten 1-Knoten-Modell Freiburg-	
	Haslach	232

7.15	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun- gen der Heizkessel bei niedrigen CO ₂ -Zertifikatskosten.	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	233
7.16	Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistun-	
	gen der Heizkessel bei niedrigen CO ₂ -Zertifikatskosten,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	233
7.17	Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Gesamtkos-	
	ten bei niedrigen CO-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	234
7.18	Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Gesamtkos-	
	ten bei hohen CO-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	234
7.19	Ergebnisvergleich der jährlichen CO ₂ -Emissionen bei nied-	
	rigen und hohen CO ₂ -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	235

Tabellenverzeichnis

4.1	Potentialansätze der erneuerbaren Energien in den	
	Potentialvarianten, Frankfurt am Main	98
4.2	Mögliche Energieerträge im Jahr 2050 aus den Potentia-	
	len an erneuerbaren Energien in den Potentialvarianten,	
	Frankfurt am Main	98
4.3	Ergebnisübersicht nivellierte Kosten, Frankfurt am Main	104
4.4	Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicher-	
	kapazitäten, Frankfurt am Main	106
4.5	Ergebnisübersicht Energiemengen Szenarien Stadtgebiet	
	und Regionalverband, Frankfurt am Main	108
4.6	Ergebnisübersicht Energiemengen Szenarien Bundesland,	
	Frankfurt am Main	109
4.7	Jahresmittelwerte Energiebedarf und Klimadaten, Frank-	
	furt am Main	114
4.8	Flächenspezifische Energieerträge Szenario Sz6, Frank-	
	furt am Main	116
4.9	Variation der zeitlichen Auflösung, Ergebnisübersicht ni-	
	vellierte Kosten, Frankfurt am Main	118
4.10	Variation der zeitlichen Auflösung, Ergebnisübersicht in-	
	stallierte Leistungen und Kapazitäten, Frankfurt am Main	119
4.11	Variation der zeitlichen Auflösung, Ergebnisübersicht	
	Energiemengen, Frankfurt am Main	120
4.12	Verwendete Gebäudetypen, Freiburg-Haslach	131
4.13	Volllaststundenzahlen der BHKW, Freiburg-Haslach	141
4.14	Ergebnisvergleich der Volllaststundenzahlen der Heizkes-	
	sel und Wärmepumpen 2010 und 2030, 58-Knoten-Modell,	
	Freiburg-Haslach	147
4.15	Ergebnisvergleich der Volllaststundenzahlen der Heizkes-	
	sel und Wärmepumpen 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	147

7.1	Technische Daten der Windenergieanlagen, Frankfurt am Main	195
7.2	Leistungskennlinie der Windenergieanlagen, Frankfurt am Main	195
7.3	Technische Daten des Wasserkraftwerks, Frankfurt am Main	195
7.4	Flächenpotentiale für die Photovoltaiknutzung, Frank- furt am Main	197
7.5	Technische Daten der Photovoltaikanlagen, Frankfurt am Main	197
7.6	Potentiale an installierbarer Photovoltaikleistung, Frank- furt am Main	198
7.7	Technische Daten der Blockheizkraftwerke, Frankfurt am Main	199
7.8	Maximale Strom- und Wärmeerträge aus den Biogaspo- tentialen. Frankfurt am Main	199
7.9	Energetische Nutzungsgrade der Groß-Heizkraftwerke, Frankfurt am Main	200
7.10	Maximale Strom- und Wärmeerträge aus den Potentia- len an fester Biomasse, Abfall und Klärgas, Frankfurt	200
7.11	am Main	200
7.12	Ökonomische Daten der Anlagentypen 2050, Frankfurt	201
7.13	Anzahl der Gebäude je Typ und Zone in Freiburg-	203
7.14	Haslach, Teil 1	206
7.15	Veranschlagte Leitungslängen der Wärmenetze in den Strukturverienten für Freiburg Heelech	207
7.16	Spezifische Kohlendioxidemissionen der Energieträger, Frei burg Hogloch	200 - 210
7.17	Technische Daten der Photovoltaikanlagen, Freiburg-	210
7.18	Hasiach	210 911
7.19	Technische Daten der Wärmepumpen, Freiburg-Haslach	211 212

7.20	Technische Daten der Solarthermieanlagen, Freiburg-	
	Haslach	212
7.21	Technische Daten der thermischen Speicher, Freiburg-	
	Haslach	213
7.22	Ökonomische Daten der Anlagentypen 2010, Freiburg-	
	Haslach	214
7.23	Inflationsbereinigte, spezifische Investitionskosten der An-	
	lagentypen zu den Zeitpunkten 2010, 2030 und 2050,	
	Freiburg-Haslach	215
7.24	Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicher-	
	kapazitäten 2010, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach.	216
7.25	Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicher-	
	kapazitäten 2030 und 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	217
7.26	Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2010 und 2030,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	218
7.27	Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2050,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	219
7.28	Ergebnisübersicht Kosten und CO_2 -Emissionen 2010 und	
	2030, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	220
7.29	Ergebnisübersicht Kosten und CO-Emissionen 2050,	
	58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	221
7.30	Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicher-	
	kapazitäten 2010, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach $\ .$	222
7.31	Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicher-	
	kapazitäten 2030 und 2050, 1-Knoten-Modell, Freiburg-	
	Haslach	223
7.32	Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2010 und 2030,	
	1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	224
7.33	Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2050,	
	1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	225
7.34	Ergebnisübersicht Kosten und CO_2 -Emissionen 2010 und	
	2030, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	226
7.35	Ergebnisübersicht Kosten und CO-Emissionen 2050,	
	1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach	227

Nomenklatur

Index 'Heizung	y' Auf den Heizwärmebedarf bezogene Größe im Unter- schied zum Warmwasserbedarf
Index ' WW'	Auf den Warmwasserbedarf bezogene Größe im Unter- schied zum Heizwärmebedarf
Index BS	Brennstoffbezogene Größe
Index g	Gebäude(-typ) (Gliederungsebene)
Index i	Komponente
Index <i>ideal</i>	thermodynamisch idealer, reversibler Prozess
Index j	Unterkomponente einer Komponente i
Index kum	kumuliert
Index Nenn	Größe, die sich auf den Auslegungspunkt oder Nennbedingungen bezieht
Index niv	nivelliert
Index Transpor	rt Fasst Import- und Exportströme zusammen
Index u	Unterzone (Gliederungsebene)
Index x	Bedarfssektor: elektrisch oder thermisch
Index z	Zone (Gliederungsebene)
C	Speicherkapazität [MWh]
CELF	Constant-escalation levelisation factor [-]

CO_2	Kohlendioxid, auch als Index verwendet
Δt	Zeitschrittweite [h]
η_x	Elektrischer oder thermischer Wirkungsgrad [-]
JAZ	Jahresarbeitszahl, auch Seasonal Performance Factor SPF [-]
CRF	Kapitalwiedergewinnungsfaktor; Kehrwert des Rentenbarwertfaktors [-]
K	Absolute Kosten $[10^3 EUR/a]$
k	Spezifische Kosten [EUR/kW], [EUR/kWh], o.ä.
K_{Invest}	Investitionskosten $[10^3 EUR]$
$K_{niv,B\&W}$	Nivellierte Betriebs- und Wartungskosten $[10^3 {\rm EUR}/{\rm a}]$
$K_{niv,ges,System}$	Nivellierte Gesamtkosten des Energiesystems $[10^3 EUR/a]$
K_{Rest}	Restwert $[10^3 EUR]$
LZ	Leistungszahl [-]
m	Masse [kg]
n_t	Anzahl der Zeitschritte innerhalb des technphys. Zeithorizonts [-]
$P_{x,Bedarf}(t)$	Leistungsbedarf je Bedarfssektor x in einem Zeitschritt $t \ [\mathrm{MW}]$
$P_{x,Export}(t)$	Exportleistung je Bedarfssektor x in einem Zeitschritt $t \ [\mathrm{MW}]$
$P_{x,Import}(t)$	Importleistung je Bedarfssektor x in einem Zeitschritt $t \ [\mathrm{MW}]$
$P_{x,kum,i,j}(t)$	Leistungsangebot der Komponente i, j je Bedarfssektor x in einem Zeitschritt t [MW]

r	Kostensteigerungsrate [1/a]; z. B. r_{Invest} oder $r_{B\&W}$
$r_{Beladen}$	Beladerate eines Speichers [MW]
$r_{Entladen}$	Entladerate eines Speichers [MW]
r_{Invest}	Kostensteigerungsrate der Investitionskosten $\left[1/a\right]$
r_i	Inflations rate $[1/a]$
r_{Laden}	Laderate; kennzeichnet, je nach Vorzeichen, sowohl Belade- als auch Entladeströme bei einem Speicher [MW]
$r_{Reinvest}$	Zeit bis zur Reinvestition [a]
Т	Temperatur [K]
t	Zeitschritt [-]
T_0	Umgebungstemperatur [K]
$t_{Gesamtzeitraum}$	Gesamter Betrachtungszeitraum [a]
T_{Nutz}	Nutztemperatur [K]
t_{Nutz}	Wirtschaftliche Nutzungsdauer einer technischen Anlage [a]
T_{Quell}	Quelltemperatur [K]
$t_{Zeithorizont}$	Technisch-physikalischer Zeithorizont [h]
W_x	Elektrische oder thermische Energie [MWh]

Danksagung

An der vorliegenden Arbeit waren viele Personen direkt oder indirekt beteiligt, denen ich an dieser Stelle ausdrücklich danken möchte. Dies gilt zunächst für Herrn Prof. George Tsatsaronis, dem ich für die Übernahme des Erstgutachtens sowie die spannende und lehrreiche Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an seinem Lehrstuhl an der Technischen Universität Berlin danke.

Herrn Prof. Hans-Martin Henning danke ich für die Übernahme des Zweitgutachtens und die inhaltlichen Anregungen zum Modell im Rahmen meiner Tätigkeit am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes und die freundlichkritische Leitung der wissenschaftlichen Aussprache danke ich Herrn Prof. Felix Ziegler.

Desweiteren danke ich Herrn Gerhard Stryi-Hipp herzlich für den Vorschlag zum Thema dieser Arbeit und die Möglichkeit, sie in seiner Arbeitsgruppe zu schreiben. Besonderer Dank gebührt ihm außerdem für die Idee zum Modellnamen KomMod, die hilfreichen Diskussionen und Verbesserungsvorschläge sowie seinen unermüdlichen Einsatz für die Verwendung des Modells in Projekten.

Der intensive fachliche Austausch mit Herrn Sebastian Herkel und seine wertvollen Anregungen von der Vision bis in die Details des Modells haben ebenfalls maßgeblichen Anteil am Zustandekommen und Gelingen dieser Arbeit.

Danken möchte ich auch meinen alten und neuen Kollegen an der TU Berlin und dem Fraunhofer ISE. Erwähnen möchte ich hier vor allem Annette Steingrube, Sattaya Narmsara, Andreas Palzer, Kerstin Kapanke, Max Sorgenfrei, Andreas Christidis und Marc Jüdes. Sie haben nicht nur durch fachliche Diskussionen zu dieser Arbeit beigetragen, sondern Ihnen danke ich auch für viele schöne Momente über die Arbeit hinaus. Annette danke ich außerdem dafür, dass sie mir während der Schreibphase den Rücken von Projektarbeit weitgehend freigehalten hat.

Abschließend gebührt ein überaus wichtiger Dank hinter den Kulissen meinen Freunden, insbesondere Arvid, Chris, Markus und Gert. Der größte Dank jedoch richtet sich an meine Familie, Bronwyn, Liam, Birgit, Bleicke und Kirsten. Meine Ausbildung sowie die Zuneigung, Geduld und seelische Unterstützung, die mir insbesondere Bronwyn und Liam entgegengebracht haben, sind das Fundament, auf dem diese Arbeit entstanden ist.

Abstract

In May 2011, the German parliament ("Deutscher Bundestag") adopted the law on the nuclear phaseout ("Atomausstieg") and, as a consequence, the so-called "Energiewende" [Deutscher Bundestag (2011); Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2015)]. These decisions entail an almost complete and radical transition from fossil and nuclear fuels to a sustainable energy supply with low greenhouse gas emissions based on renewable energy by 2050.

Many of the changes necessary take place on a local level due, inter alia, to the mainly decentralised use of renewable energy sources. Within this process, several options are often available. Each one of them may be sound on its own, but usually impacts on other choices, meaning that there are interdependencies amongst the alternatives.

This is where the municipal energy system model, KomMod, created within this thesis, comes into play. It aims at integrating as many interdependencies as possible into one tool, calculating optimal solutions for a future municipal energy supply based on the specific local circumstances. In this way, it supports decision-making and the development of a techno-economical strategy for the municipal energy transition. The goal of integrating interdependencies leads to a temporally, spatially and technically highly resolved modelling approach. Regarding the spatial resolution, a newly developed approach has been introduced in this thesis, dividing the investigation area into four hierarchical levels: system, zone, sub-zone and building type. Beyond its primary purpose to integrate spatial effects into the model, it can also be used universally to structure the investigation area according to any other criterion, even several different aspects simultaneously.

To evaluate if the model is fit for purpose, it is applied to two real use cases in Germany, the city of Frankfurt am Main and a city quarter, Freiburg-Haslach. This evaluation includes calculations with varying temporal and spatial resolution to get an impression of their importance. Thus, in the case of Frankfurt, the hourly resolved model is compared to a version based on annual data, while for Freiburg-Haslach, the temporally and spatially resolved model is compared to a version which aggregates all spatial data to a single node of calculation.

The results of these analyses verify KomMod's general approach, as well as the importance of the temporal and spatial resolution. They also demonstrate that the integration of interdependencies works out successfully and is vital when considering the given options. Furthermore, the newly introduced approach for a spatial resolution of the investigation area also proved its worth, showing notable differences in comparison to the results without spatial resolution.

Kurzfassung

Im Mai 2011 wurden vom Deutschen Bundestag der sogenannte "Atomausstieg" und damit die "Energiewende" beschlossen [Deutscher Bundestag 2011; Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2015]. Aus diesen Entscheidungen folgt bis Mitte des 21. Jahrhunderts ein radikaler Umbau der bisherigen, vorwiegend auf fossilen und nuklearen Energieträgern basierenden Energieversorgung Deutschlands hin zu einer treibhausgasarmen, nachhaltigen Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen.

Viele der für den Umbau erforderlichen Veränderungen finden auf kommunaler Ebene statt, was unter anderem an der vorwiegend dezentralen Nutzung erneuerbarer Energien liegt. Häufig stehen sich dabei mehrere sinnvolle Alternativen zur Entscheidung gegenüber und zusätzlich beeinflussen sich viele Entscheidungen wechselseitig.

An dieser Stelle setzt das in dieser Arbeit entwickelte kommunale Energiesystemmodell *KomMod* an, indem es eine Vielzahl der bestehenden Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in ein Werkzeug integriert und aus den örtlich verfügbaren Möglichkeiten optimierte Lösungen für die zukünftige kommunale Energieversorgung berechnet. Auf diese Weise unterstützt es die Entscheidungsfindung und die Entwicklung einer techno-ökonomischen Strategie zur kommunalen Umsetzung der Energiewende. Aus dem Ziel der Integration möglichst vieler Wechselwirkungen folgt ein Modellierungsansatz mit hoher zeitlicher, räumlicher und technischer Auflösung. Hinsichtlich der räumlichen Auflösung wird dazu eine im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode vorgestellt, die das Untersuchungsgebiet hierarchisch in die Ebenen Gesamtsystem, Zone, Unterzone und Gebäudetyp gliedert. Über die Verwendung zur räumlichen Gliederung hinaus eignet sie sich zur universellen Unterteilung des Untersuchungsgebiets anhand beliebiger Kriterien.

Anhand von zwei Anwendungsbeispielen, der Stadt Frankfurt am Main und dem Stadtteil Haslach in Freiburg, wird das Modell auf seine Tauglichkeit zur Beantwortung realer Fragestellungen geprüft. In diesem Rahmen wird auch der Einfluss der zeitlichen und räumlichen Auflösung auf die Rechenergebnisse untersucht. Hierzu wird das zeitlich stündlich aufgelöste Modell Frankfurts mit einem ansonsten identischen Modell auf Basis von Jahresbilanzen verglichen. Im Fall Haslachs wird dem zeitlich und räumlich aufgelösten Modell eine räumlich aggregierte Variante gegenübergestellt.

Die Ergebnisse der Anwendungsbeispiele bestätigen sowohl die Nutzbarkeit für den gewünschten Anwendungszweck als auch die gelungene Integration von Wechselwirkungen und die damit verbundene sinnvolle Abwägung zwischen Alternativen. Der Ansatz zur räumlichen Auflösung schließlich erweist sich ebenfalls als zielführend und zeigt plausible Unterschiede im Vergleich mit dem räumlich aggregierten Modell.

1 Einleitung

Als Folge eines Seebebens traf am 11. März 2011 ein Tsunami auf die Ostküste Japans und richtete verheerende Schäden an [DLR 2011]. Zu den Folgen gehörte auch das Reaktorunglück in den Blöcken des Kernkraftwerks Fukushima-Daiichi [IAEA 2011; BMU 2011]. Vor den Eindrücken dieses Reaktorunglücks wurde am 30. Mai 2011 vom Deutschen Bundestag mit großer Mehrheit der sogenannte "Atomausstieg" beschlossen und, damit in direktem Zusammenhang stehend, die "Energiewende" [Deutscher Bundestag 2011; Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2015]. Aus den Beschlüssen folgt eine Abkehr von fossilen und nuklearen Energieträgern und der damit verbundenen vorwiegend zentralen Versorgungsinfrastruktur hin zu einer Nutzung erneuerbarer Energieträger mit überwiegend dezentraler Versorgungsstruktur. Der Beschluss zieht deshalb einen umfassenden Umbau und weitreichende Veränderungen im deutschen Energiesystem nach sich.

Ein großer Teil des Umbaus erfolgt auf lokaler und kommunaler Ebene, was unter anderem am verteilten Vorkommen und der resultierenden dezentralen Nutzung der meisten erneuerbaren Energien liegt. Auch die energetische Sanierung von Gebäuden oder der Wandel des motorisierten (Nah-)Verkehrs hin zu Elektromobilität und erneuerbaren Treibstoffen erfolgen in den einzelnen Kommunen.

Mit dem Umbau des Energiesystems ist eine Vielzahl von Entscheidungen verbunden, die überwiegend langfristiger Natur sind und bei denen sich vielfach mehrere, grundsätzlich sinnvolle Optionen gegenüberstehen. In einer Kommune nehmen zudem viele verschiedene Akteure Einfluss auf die Entscheidungen und haben dabei jeweils eigene Blickwinkel. Hieraus folgt, dass sinnvollerweise eine kommunale Strategie zum Umbau des Energiesystems entworfen wird, die gesellschaftliche, soziale, rechtliche, ökologische, technische und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Um eine Strategieentwicklung hinsichtlich der drei letztgenannten Faktoren zu unterstützen, wird in dieser Arbeit ein methodisches Werkzeug in Form des kommunalen Energiesystemmodells KomMod (=Kommunales Energiesystem-Modell) konzipiert, implementiert und an zwei realen Fallbeispielen erprobt. Als Anwendungsfälle dienen die Stadt Frankfurt am Main und das Quartier Haslach der Stadt Freiburg im Breisgau.

Aus dem bei der Modellentwicklung eingenommenen Blickwinkel der Kommune als gesellschaftlicher Gemeinschaft lauten die Kernfragen, die mithilfe des Modells beantwortet werden sollen:

- Wie sähe zukünftig, unter gegebenen Randbedingungen, die optimale Energieversorgung der Kommune aus?
- Wie wäre solch eine Energieversorgung technisch und ökonomisch im Detail ausgestaltet?
- Welche Treibhausgasemissionsminderungen ließen sich gegenüber dem heutigen Energiesystem erzielen?

Die Fragestellungen lassen sich hinsichtlich unterschiedlicher (ergänzender) Zielsetzungen betrachten. Das Modell erlaubt daher die Optimierung bezüglich minimaler Gesamtkosten, eines bestimmten Grades an kommunaler Eigenversorgung oder einer Obergrenze an Treibhausgasemissionen. Die Rechenergebnisse können dann als techno-ökonomische Datengrundlage in die Strategieentwicklung einfließen.

Um das Modell möglichst gut an seinen Einsatzzweck anzupassen, ist bei der Modellentwicklung eine Vielzahl von Aspekten zu beachten, wie in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt und erläutert wird. Im Vorgriff ergeben sich daraus folgende Thesen, die dann im Verlauf der Arbeit auf ihre Stichhaltigkeit geprüft werden:

- 1. Die Überführung des kommunalen Energiesystems in ein lineares und kontinuierliches mathematisches Optimierungsmodell (LP) erlaubt eine hinreichend genaue Berechnung der für eine Strategieentwicklung benötigten techno-ökonomischen Datengrundlage (s. Abschnitt 2.2.1 und Kapitel 4).
- 2. Für eine wirklichkeitsnahe Abbildung der Eigenschaften des Energiesystems ist eine möglichst vollständige Integration von Wechselwirkungen (*integraler Ansatz*) essentiell, weil sich die bestehenden Handlungsoptionen häufig gegenseitig beeinflussen oder sogar wechselseitig ausschließen (s. Abschnitt 3.1.1.1).

3. Ein zentrales Element der Integration von Wechselwirkungen ist eine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des Energiesystems (s. Abschnitte 3.1.2 und 4.1.5).

Zum Einstieg in die Modellentwicklung fasst das nächste Kapitel die nötigen Grundlagen zusammen, bevor das Modell in Kapitel 3 in seinen Details vorgestellt wird. In Kapitel 4 wird es dann im Rahmen von zwei Fallbeispielen auf reale Untersuchungsgebiete und Fragestellungen angewandt. Ein kritisches Resumee wird in Kapitel 5 gezogen und Kapitel 6 schließt die Arbeit mit einem Ausblick auf Verbesserungs- und Weiterentwicklungsmöglichkeiten ab.

2 Stand der Wissenschaft

Die erfolgreiche Erstellung des im vorhergehenden Kapitel skizzierten Energiesystemmodells setzt einige Grundlagen voraus. Neben einem Grundverständnis für die aktuelle politische und gesellschaftliche Situation, in dessen Kontext das Modell eingesetzt werden soll, sind dies Kenntnisse der mathematischen Modellierung und Optimierung sowie das Wissen um die verschiedenen im Modell enthaltenen Technologien und Verfahren zur Energieumwandlung einschließlich deren physikalisch-technischer Beschreibung (s. Abschnitt 3.2). Ein Grundstock an ökonomischen Kenntnissen gehört ebenfalls dazu. Zur Einordnung der Arbeit außerdem wichtig ist ein Überblick über bestehende ähnliche Energiesystemmodelle und deren grundsätzliche Charakteristika.

2.1 Politische und gesellschaftliche Situation

Wie der Ende 2014 erschienene, fünfte IPCC Sachstandsbericht feststellt, schreitet der anthropogene Klimawandel unverändert fort [The Core Writing Team u. a. 2014a,b]. Seine Auswirkungen, beispielsweise Wetterextreme oder Gletscherschwund, sind nicht nur in ärmeren Teilen der Welt, sondern auch in den Industrienationen spürbar und unter anderem in [Rahmstorf u. Schellnhuber 2012] anschaulich beschrieben. Angesichts dessen unternehmen viele Kommunen, parallel zu den Bemühungen der nationalen Regierungen, eigene Anstrengungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Dies spiegelt sich in Initiativen wie ICLEI, dem Konvent der Bürgermeister oder dem Klima-Bündnis sowie in der Teilnahme an thematisch passenden Maßnahmen und Wettbewerben auf Landes- und Bundesebene wider [Covenant of Mayors 2015; Klima-Bündnis 2015]. Beispiele hierfür sind der Masterplan 100% EE oder die Erstellung von *Klimaschutz*- und *Energiekonzepten* [PtJ 2015a,b]. Die Maßnahmen und Aktivitäten drücken zudem aus, dass die Energiewende nicht nur auf nationaler Ebene, sondern auch lokal umgesetzt werden muss. Zugleich geben sie kommunalen Akteuren Gestaltungsmöglichkeiten an die Hand, um die Lebenssituation der örtlichen Bevölkerung zu verbessern und zum Beispiel durch verstärkte lokale Wertschöpfung Arbeitsplätze zu sichern oder zu schaffen und Steuereinnahmen zu erhöhen. Eine aktive Beteiligung der Bürger eröffnet basisdemokratische Möglichkeiten zur Einflussnahme und Teilhabe und fördert so die Akteptanz von Projekten sowie die Identifikation mit der eigenen Kommune.

Gerade kleinere Kommunen mit beschränkter fachlicher Ausstattung können die damit verbundenen Anforderungen nicht bewältigen und benötigen bei der Auswahl und Umsetzung sinnvoller Maßnahmen zum Klimaschutz und zur Energiewende externe Hilfe. Das in dieser Arbeit entwickelte Energiesystemmodell soll als Werkzeug einen Baustein bei der Unterstützung von Kommunen in diesem Bereich darstellen.

2.2 Grundlagen der mathematischen Modellierung und Optimierung

Die Vorhaben des Klimaschutzes und der Energiewende berühren viele Bereiche des täglichen Lebens und viele verschiedene Fachrichtungen. Dies reicht von gesellschaftlichen über rechtliche, technische und ökonomische Fragestellungen sowie darüber hinaus. Um quantitative Aussagen zu den auftretenden Fragestellungen machen zu können, wäre ein mathematisches Modell nötig, das die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen den und innerhalb der verschiedenen Disziplinen abbildet. Aufgrund der großen Bandbreite und Komplexität ist eine systematische wissenschaftliche Betrachtung aller betroffenen Bereiche in einem Ansatz jedoch leider nicht möglich. Als Ausweg bleibt die Beschränkung auf eine hinreichend detaillierte Abbildung von Teilbereichen und die nachfolgende kritische Betrachtung und Diskussion aus den Blickwinkeln der übrigen Disziplinen.

Entsprechend dieser Vorgehensweise konzentriert sich der Fokus dieser Arbeit auf die Modellierung des Energiesystems und seiner technischphysikalischen und ökonomischen Zusammenhänge. Für diese wird versucht, möglichst viele Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zu erfassen und in mathematischer Form zu beschreiben. Das entstehende mathematische Beziehungsgeflecht aus Gleichungen und Ungleichungen wird als lineares Optimierungsproblem formuliert, das dann einem Lösungsalgorithmus übergeben wird. Durch dieses Vorgehen sind quantitative Aussagen und damit konkrete Ergebnisse möglich, die anschließend mithilfe von Expertenwissen aus einem breiteren Fachgebiet in Handlungsempfehlungen übersetzt werden können. Die mathematische Modellierung und Optimierung stellt somit den Kern des Vorgehens und Lösungsverfahrens dar. Einige der diesbezüglichen Grundlagen werden deshalb nachfolgend beschrieben. Eine gute Einführung in die mathematische Optimierung bieten [Sedgewick 2002; Gritzmann 2013; Burkard u. Zimmermann 2012; Kallrath 2013]. [Fourer u. a. 2003] vermittelt, neben der Beschreibung der gleichnamigen Modellierungssprache, ebenfalls Basiswissen.

2.2.1 Fachbegriffe und mathematische Problemklassen

Die mathematische Optimierung hat ihre eigene Sprache mit eigenen Begrifflichkeiten, von denen einige zunächst vorgestellt werden. Mathematisch beschrieben wird ein Problem beziehungsweise eine Aufgabenstellung durch ein System von *Gleichungen* und *Ungleichungen*. Die zentrale Formel darin ist die *Zielfunktion*, deren *Zielgröße* optimiert, das heißt minimiert oder maximiert werden soll. Bezogen auf die hier vorliegende Aufgabenstellung können das beispielsweise Gesamtkosten der Energieversorgung oder deren Treibhausgasemissionen sein, die zu minimieren sind.

Neben der Zielgröße enthält die Zielfunktion Variablen, genannt $Optimierungsvariablen^1$, die zum Erreichen des Zielwertoptimums durch den Lösungsalgorithmus variiert werden können. Die Optimierungsvariablen in der Zielfunktion unterliegen in der Regel weiteren Beschränkungen, den sogenannten Nebenbedingungen, die ihrerseits weitere Optimierungsvariablen enthalten können. Durch die Nebenbedingungen werden zum Beispiel physikalische oder ökonomische Gesetzmäßigkeiten ausgedrückt, die den Lösungsraum, also die Gesamtheit aller mathematisch zulässigen Lösungen, einschränken. Der Lösungsraum bildet damit den Bereich, innerhalb dessen das Optimum gefunden werden

¹Auch: Freie Variablen

muss. Eine zu den obigen Beispielen passende Nebenbedingung stellt der Zusammenhang zwischen den Kosten einer Anlage und deren installierter Leistung dar oder die Beziehung zwischen den Emissionen der Anlage und der verwendeten Brennstoffmenge.

Optimierungsvariablen können sowohl stetige als auch diskrete Wertebereiche aufweisen. Im Fall diskreter Werte werden sie häufig als *Entscheidungsvariablen* (auch: *Binärvariablen*) bezeichnet, weil sie genutzt werden, um Zustände wie "An" und "Aus" oder "Vorhanden", "Nicht vorhanden" über die Werte "0" und "1" abzubilden. Ein weiterer Anwendungsfall sind stückweise Investitionen wie sie in der Praxis bei Anlagenzahlen auftreten. Der Wertebereich umfasst dann ganzzahlige Werte größer Null.

Neben den Optimierungsvariablen gibt es noch weitere Größen, häufig *Parameter* genannt, die als Platzhalter im Gleichungssystem dienen. Im Gegensatz zu Optimierungsvariablen stellen sie aus Sicht des Lösungsalgorithmus Konstanten dar. Trotzdem können sie innerhalb einer Rechnung durchaus verschiedene Werte annehmen und sogar im Sinne einer Wenn-Dann-Beziehung (if-else) von anderen Parametern abhängen. Von einer Optimierungsvariablen darf ihr Wert allerdings nicht abhängig sein. Parameter wie auch Optimierungsvariable können sowohl einen *Skalar* als auch einen mehrdimensionalen *Vektor* darstellen. Beispiele für skalare Parameter sind die spezifischen Investitionskosten einer Anlage oder die spezifischen Kohlendioxidemissionen eines Brennstoffs, die jeweils exogen vorgegeben werden. Vektoren werden für die Vorgabe von Zeitreihen wie Energiebedarf oder Wetterdaten genutzt.

Je nach mathematischer Natur der Zielfunktion und der Nebenbedingungen werden verschiedene Problemklassen unterschieden, die sich jeweils mathematisch einheitlich beschreiben und algorithmisch behandeln lassen. In der Reihenfolge zunehmender Komplexität sind dies *lineare* $(LP)^2$, gemischt-ganzzahlig lineare $(GGLP)^3$, nicht-lineare $(NLP)^4$ und gemischt-ganzzahlig nicht-lineare Problemstellungen $(GGNLP)^5$. Unabhängig von der Problemklasse werden innerhalb eines Rechenlaufs die Schritte Vorverarbeitung, Optimierung mithilfe des passenden Lösungsalgorithmus und Nachbereitung durchlaufen.

²Auch: Linear problem oder programming (LP)

³Auch: Mixed integer linear problem (MILP)

⁴Auch: Non-linear problem (NLP)

⁵Auch: Mixed integer non-linear problem (MINLP)

Um zur Klasse der linearen Probleme zu gehören, muss der Optimierungsteil, der die Zielfunktion und sämtliche Nebenbedingungen umfasst, linear und *stetig differenzierbar* sein. In der Vorverarbeitung und Nachbereitung dürfen auch bei rein linearen Problemen beliebige nichtlineare Beziehungen auftreten.

Lineare Probleme weisen den Vorteil auf, dass ein lösbares Problem nachweislich auch ein Optimum besitzt. Gleichzeitig gilt, dass ein gefundenes Optimum das globale Optimum darstellt, denn es existieren nur ein einziges oder aber (unendlich viele) gleichwertige Optima. Sofern sich die reale Problemstellung mit dieser Problemklasse hinreichend genau beschreiben lässt, stellt sie damit aus Anwendersicht eine sehr sichere Wahl dar, weil nur geringe mathematische Expertise für die Bewertung der mathematischen Güte des Ergebnisses erforderlich ist. Hinzu kommt, dass sich auf heutigen Rechnern auch umfangreiche Probleme mit Millionen von Variablen in einigen Stunden und damit in praktikabler Rechenzeit lösen lassen. Für lineare Probleme haben sich zwei Lösungsalgorithmen durchgesetzt. Dies ist zum einen der bereits 1947 entwickelte Simplex-Algorithmus und zum anderen das Interne-Punkte-Verfahren. Für deren Beschreibung sei auf die bereits eingangs erwähnte Literatur verwiesen.

Sofern der Lösungsalgorithmus diskrete Entscheidungen treffen soll und deshalb mindestens eine Entscheidungsvariable vorhanden ist, entsteht aus einem linearen Problem ein gemischt-ganzzahlig lineares Problem. Entscheidungsvariablen gehen mit einer deutlichen Steigerung der Komplexität und der Rechenzeit einher, weil jede durch sie hervorgerufene Verzweigung ein neues lineares Unterproblem erzeugt. Ihr Einsatz will daher wohlüberlegt sein. Da die Unterprobleme weiterhin linear sind, gelten nach wie vor die bei linearen Problemen hinsichtlich der Optimalität getroffenen Aussagen. Diese Problemklasse ist deshalb in der Praxis ebenfalls sehr beliebt, zumal sich nicht-lineare Funktionsverläufe oft hinreichend genau durch stückweise linearisierte Beziehungen annähern lassen. Gemischt-ganzzahlig lineare Formulierungen bieten deshalb einen wesentlich größeren Freiheitsgrad bei der Problembeschreibung als rein lineare.

Treten in Zielfunktion und/oder Nebenbedingungen unvermeidbar nicht-lineare Beziehungen auf, aber keine Entscheidungsvariablen, so gehört das Problem zur Klasse der nicht-linearen Problemstellungen. Kommen außerdem Entscheidungsvariablen hinzu, besteht ein gemischt-
ganzzahliges, nicht-lineares Problem. Nicht-lineare Problembeschreibungen bieten maximale Flexibilität in der Formulierung, allerdings auf Kosten der Lösbarkeit, Lösungssicherheit und Rechengeschwindigkeit. Für eine nähere Beschreibung sei auf die Literatur verwiesen [u. a. Kallrath 2013, ab S. 251].

Für die konkrete Modellierung ist die dieser Arbeit zugrundeliegende Aufgabenstellung einer der beschriebenen Problemklassen zuzuordnen. Die resultierenden Restriktionen müssen dann bei der Formulierung der mathematischen Beziehungen bedacht werden. Diese Zuordnung ist allerdings nicht statisch zu sehen, sondern stellt eine Abwägung zwischen der als handhabbar erachteten mathematischen Komplexität und der im Rahmen der Modellierung akzeptablen Abstraktion und Vereinfachung des ursprünglichen Problems dar.

Im Sinne einer zufriedenstellenden praktischen Nutzbarkeit soll das aus dieser Arbeit resultierende Modell mathematisch robust sein, wozu auch die zuverlässige und möglichst schnelle Lösung verschiedenster Energiesystemkonfigurationen und -größen gehören. Auf Basis einer ersten Einschätzung der Anforderungen der benötigten Teilmodelle für die enthaltenen Technologien fällt die Wahl daher auf eine rein lineare Problemformulierung. Dies erscheint auch insofern sinnvoll, als es einfacher ist, ein zunächst rein linear formuliertes Problem später gezielt um inhaltlich notwendige Nicht-Linearitäten oder Entscheidungsvariablen zu erweitern als ein überwiegend nicht-linear formuliertes Problem zu linearisieren.

Wie sich an den in Kapitel 4 beschriebenen Anwendungsbeispielen zeigen lässt, reichen die mit einer rein linearen Formulierung verbundenen Freiheitsgrade aus, da sich die Nicht-Linearitäten in den Teilmodellen für die Wind- und Solarenergienutzung ohne Abstriche in der Genauigkeit auf die Vorverarbeitung beschränken lassen. Für einige Fähigkeiten wie die Abbildung minimaler Betriebs- und Stillstandszeiten, die Berechnung ganzzahliger Anlageninstallationen, Mindestlasten oder Wirkungsgradverläufe bei brennstoffbetriebenen Anlagen wäre eine Erweiterung auf zumindest ein MILP nötig. Dies wird jedoch auf Modellversionen im Anschluss an diese Arbeit verschoben.

2.2.2 Verwendete Modellierungsumgebung und Gleichungslöser

Die Modellierung des Energiesystems erfolgt in dieser Arbeit mithilfe der Modellierungsumgebung und -sprache $AMPL^6$ [Fourer u. a. 2003; AMPL Optimization Inc 2015]. AMPL bietet eine, der ingenieursmäßigen Herangehensweise ähnliche Beschreibung eines mathematischen Problems in deskriptiver Gleichungsform. In üblichen universellen Programmiersprachen wie C, Pascal oder Python erfolgt die Problemformulierung dagegen imperativ und damit näher an der prozeduralen Vorgehensweise eines Rechners. Das entstehende Gleichungssystem wird von AMPL vorverarbeitet und an einen mathematischen Gleichungslöser, auch Solver genannt, übergeben, der es mit passenden Algorithmen simultan löst. AMPL stellt damit eine Metaebene zwischen Benutzer und Gleichungslöser dar. Da AMPL Schnittstellen zu verschiedenen Gleichungslösern besitzt, kann dieser mit der Änderung nur eines einzigen Befehls geändert werden. Wird es beispielsweise erforderlich, ein bestehendes, rein lineares Modell um Entscheidungsvariablen oder nicht-lineare Beziehungen zu erweitern, so ist, abgesehen von den gewünschten Ergänzungen, keine Anpassung des bisherigen Modells erforderlich. Es muss lediglich ein passender Gleichungslöser ausgewählt werden. Dies macht die Nutzung einer solchen Modellierungsumgebung sehr komfortabel und zukunftssicher. Die ersten Modellierungsumgebungen bestehen bereits seit den frühen 80er Jahren. Verbreitete Alternativen zu AMPL sind GAMS⁷ und AIMMS⁸ [GAMS Development Corporation 2015; AIMMS B.V. 2015].

Gleichungslöser enthalten, über den eigentlichen Lösungsalgorithmus hinaus, umfangreiche Verfahren zur Vereinfachung des Problems und der Eingrenzung des Lösungsraums. Häufig sind mehrere Lösungsalgorithmen implementiert, aus denen der Gleichungslöser selbstständig den am besten passenden auswählt. Viele Gleichungslöser decken dadurch mehr als eine Problemklasse ab. Für die Löser stehen in der Regel umfangreiche Dokumentationen bereit, in denen auch beschrieben ist, wie durch Steuerungsparameter auf den Programmablauf und die Vorgehensweise des Lösers Einfluss genommen werden kann. Häufig kann

 $^{^{6}\}mathrm{AMPL}$ steht für AMa
thematical Programming Language.

 $^{^{7}}$ GAMS steht für General Algebraic Modeling System.

 $^{^{8}\}mathrm{AIMMS}$ ist das Akronym für Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software.

der Anwender den Gleichungslöser jedoch als *Black-Box* nutzen, ohne sich mit dessen genauer Funktionsweise befassen zu müssen. Zu den bekanntesten kommerziellen Lösern für lineare Probleme zählen CPLEX, Gurobi und XPRESS, von denen die ersten beiden auch in dieser Arbeit verwendet werden [IBM 2015; Gurobi Optimization, Inc. 2015; FICO 2015].

2.3 Ökonomische Grundlagen

Dieses Unterkapitel stellt die innerhalb des Modells verwendeten finanzmathematische Beziehungen und Fachbegriffe dar. Sie entsprechen den in [VDI 2012] und [Bejan u. a. 1996] beschriebenen Verfahren und Vorgehensweisen. Abweichend von der Literatur werden verschiedene Kostenarten – Ausgaben wie Einnahmen – in dieser Arbeit mit einem einheitlichen Buchstaben K bezeichnet. Die nötige Unterscheidung findet dann anhand von Indizes statt. Große Buchstaben K stehen dabei für absolute Kosten, kleine k für spezifische Größen.

Zeitwert des Geldes

Der Zeitwert des Geldes drückt aus, dass der Wert eines Geldbetrags nicht nur von dessen Höhe, sondern auch vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit beziehungsweise Zahlung abhängt. Je früher der Betrag dabei zur Verfügung steht, desto größer ist in der Regel sein Wert. Dies liegt daran, dass zur Verfügung stehendes Kapital Handlungsoptionen eröffnet, zum Beispiel hinsichtlich Investitionen. Je früher diese Handlungsmöglichkeit besteht, desto besser ist es aus Sicht des Handelnden. Umgekehrt sind zu leistende Zahlungen umso ungünstiger, je näher sie in der Zukunft liegen, weil weniger Zeit verbleibt, um das Geld zu beschaffen beziehungsweise es anderweitig zu nutzen.

Beschrieben wird der Zeitwert des Geldes durch den Zinssatz i, der zusätzlich von der Verzinsungshäufigkeit abhängt. In dieser Arbeit wird stets der effektive Zinssatz i_{eff} verwendet, der von einer jährlichen Verzinsung des Kapitals ausgeht. Da Kapital sowohl aus eigenen, zum Beispiel betriebsinternen Quellen oder Ersparnissen, wie auch durch externe Quellen wie Banken bereitgestellt werden kann, wird zwischen internem und externen Zinssätzen unterschieden. Der aus dem über die Höhe des aufgenommenen Betrags gewichteten Mittel der Zinssätze resultierende mittlere Zinssatz, zu dem Kapital für ein Vorhaben verfügbar gemacht werden kann, heißt *kalkulatorischer Zinssatz*. Er wird in dieser Arbeit ausschließlich verwendet, das heißt, eine Aufschlüsselung in möglicherweise unterschiedliche interne und externe Zinssätze findet nicht statt. Alle im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten ökonomischen Rechnungen finden unter Berücksichtigung des Zeitwertes des Geldes statt.

Eine hinreichende Verfügbarkeit von Krediten vorausgesetzt, kann durch die Anwendung eines Zinssatzes auf eine Zahlung deren Zahlungszeitpunkt im Gegenzug für Zinszahlungen verschoben werden.

Inflation oder allgemeine Geldentwertung

Die *Inflation* drückt einen allgemeinen Kaufkraftverlust des Geldes, das heißt, eine mit der Zeit fortschreitende Geldentwertung aus. Begründet liegt dieser Verlust an Kaufkraft in Lohn- und Kostensteigerungen, getrieben durch Ressourcenverknappung und das Bestreben, für ein Produkt oder seine Arbeitskraft fortwährend mehr zu erlösen.

Ökonomische Berechnungen können sowohl *inflationsbehaftet* als auch *inflationsbereinigt* durchgeführt werden. Bei inflationsbehafteten Größen bezieht sich der Wert einer Größe auf die zum Zeitpunkt der Zahlung herrschende Kaufkraft. Durch eine Inflationsbereinigung werden Zahlungen in die Kaufkraft eines anderen Zeitpunktes umgerechnet. Der Zahlungszeitpunkt selbst wird hierdurch nicht verändert. Auf diese Weise lassen sich Zahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten hinsichtlich ihrer Kaufkraft vergleichen.

Zur Inflationsbereinigung werden Zahlungen, Zinssätze und Kostensteigerungsraten um die Inflationsrate r_i korrigiert, das heißt in der Regel, vermindert. Inflationsbehaftete Größen werden als nominelle Größen und mit dem Index n bezeichnet, inflationsbereinigte als reale Größen mit Index r. Das Überführen einer inflationsbehafteten Zahlung K_n in eine inflationsbereinigte K_r geschieht über

$$K_r = \frac{K_n}{(1+r_i)^t},$$
(2.1)

wobei t für die Anzahl der Jahre zwischen dem Zahlungszeitpunkt und dem Bezugszeitpunkt für die Inflationsbereinigung steht, also dem Jahr, in dessen Kaufkrafteinheiten umgerechnet werden soll.

Kostete beispielsweise ein Produkt im Jahr 2000 1000 \in_{2000} und 2015 1200 \in_{2015} , so ist es nominell teurer geworden. Bei einer angenommenen Inflationsrate von 2 %/a lägen die realen Kosten 2015 jedoch mit rund 892 \in_{2000} unter den Kosten des Jahres 2000. Gemessen an der Kaufkraft wäre das Produkt also mit der Zeit günstiger geworden. Der Bezugszeitpunkt einer Kostenangabe wird durch einen Index mit der Jahreszahl am Währungssymbol dargestellt.

Für den Zusammenhang zwischen inflationsbehafteten und inflationsbereinigten Zinssätzen igilt

$$1 + i_r = \frac{1 + i_n}{1 + r_i} \,. \tag{2.2}$$

Die Beziehung gilt nach Ersetzen von i_r und i_n durch r_r und r_n analog für die im folgenden Unterabschnitt beschriebenen produktspezifischen Kostensteigerungsraten r.

Für die Vergangenheit wird die jeweilige Inflationsrate in Form eines *Preisindex* durch das Statistische Bundesamt ermittelt und bekannt gegeben [Statistisches Bundesamt Deutschland 2015]. Gemittelt über die Jahre 1993 bis 2014 lag sie bei einem Wert von rund 1,7%/a. In Anlehnung daran wird in dieser Arbeit für den gesamten Betrachtungszeitraum aller in Kapitel 4 behandelten Szenarien, das bedeutet vom Jahr 2010 bis 2070, eine konstante Inflationsrate von 1,7%/a angenommen.

Kostensteigerungsraten

Über eine allgemeine Preissteigerung hinaus unterliegen Güter in der Regel einer zeitlichen Kostensteigerung. Positive Steigerungen, also eine Verteuerung mit der Zeit, entstehen beispielsweise durch steigende Lohn- und Materialkosten, getrieben durch Ressourcenverknappung sowie eine steigende Nachfrage bei konstantem oder geringer steigendem Angebot. Kostensenkungen können durch technischen Fortschritt, steigende Produktivität oder sinkende Nachfrage hervorgerufen werden.

Für zukünftige Entwicklungen wird eine Kostensteigerung häufig vereinfachend in Form einer jährlich konstanten Kostensteigerungsrate rangesetzt, anstatt für jedes Jahr eine gesonderte Kostenänderung zu prognostizieren. Unter Anwendung einer Kostensteigerungsrate ergeben sich die Kosten des Folgejahres aus den Kosten des Vorjahres über

$$K(t+1) = K(t) \cdot (1+r) .$$
(2.3)

Wie im vorangehenden Abschnitt angesprochen, kann eine Kostensteigerungsrate sowohl inflationsbehaftet als auch inflationsbereinigt verwendet werden.

Zukünftige Steigerungsraten orientieren sich in der Regel an vergangenen Kostensteigerungen und beziehen zusätzlich Faktoren wie eine erwartete technische Entwicklung, Gründe für eine Ressourcenverknappung oder prognostizierte rechtliche Entwicklungen mit ein. Im Rahmen dieser Arbeit wird für sämtliche Kostenpositionen in allen Szenarien von konstanten Kostensteigerungsraten über den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2070 ausgegangen. Für die meisten Positionen wird eine Steigerungsrate von 2%/a veranschlagt, also eine geringe reale Kostensteigerung. Die Annahme einer konstanten Kostensteigerungsrate und damit von wirtschaftlicher Kontinuität über solch einen langen Zeitraum ist zweifellos gewagt und unrealistisch. Andererseits ist die Prognose von wirtschaftlichen Daten über lange Zeiträume per se mit großen Unsicherheiten behaftet und detailliertere Analysen jeder einzelnen Kostenposition jedes Anlagentyps sind mit einem unvertretbar großen zeitlichen Aufwand verbunden.

Annuitätenbildung und Kostennivellierung Alle ökonomischen Betrachtungen in dieser Arbeit finden anhand von Annuitäten beziehungsweise nivellierten Kosten statt. Mit Annuitätenbildung beziehungsweise Kostennivellierung wird die Überführung von Einmalzahlungen oder zeitlich variierenden jährlichen Zahlungsreihen in Zahlungsreihen mit über den Betrachtungszeitraum konstanten jährlichen Zahlungen bezeichnet. Sie können auch als finanzmathematisch korrekter Mittelwert einer variierenden Zahlungsreihe verstanden werden. Bei identischem Nivellierungszeitraum können Annuitäten miteinander verrechnet, das heißt summiert oder voneinander subtrahiert werden. Die Berechnung der Annuität einer Einmalzahlung erfolgt über den sogenannten Kapitalwiedergewinnungsfaktor CRF, der dem Kehrwert des Rentenbarwertfaktors RBF entspricht

$$CRF = \frac{i_{eff} \cdot (1 + i_{eff})^{t_{Laufzeit}}}{(1 + i_{eff})^{t_{Laufzeit}} - 1} = RBF^{-1}.$$
 (2.4)

Aus der abgebildeten Form des Kapitalwiedergewinnungsfaktors folgt, dass die resultierenden Zahlungen jeweils am Ende eines Jahres fällig werden.

Um eine zu Beginn des Betrachtungszeitraumes fällige Einmalzahlung K_{einmal} in eine Annuität K_{niv} zu überführen, wird diese mit dem Kapitalwiedergewinnungsfaktor multipliziert

$$K_{niv} = K_{einmal} \cdot CRF \,. \tag{2.5}$$

Weicht der Zahlungszeitpunkt vom Beginn des Betrachtungszeitraumes ab, so ist die Einmalzahlung zunächst mithilfe des Zinssatzes auf den Beginn des Betrachtungszeitraumes zu verschieben, also ihr *Barwert*⁹ zu berechnen.

Soll, statt einer Einmalzahlung, eine Zahlungsreihe mit konstanter Kostensteigerungsrate nivelliert werden, so wird die Zahlungsreihe zunächst in einen Barwert überführt, der dann mithilfe des Kapitalwiedergewinnungsfaktors nivelliert wird. Die Kombination beider Vorgänge wird als Constant-escalation levelisation factor¹⁰ CELF bezeichnet.

$$CELF = \frac{f \cdot (1 - f^{t_{Laufzeit}})}{1 - f} \cdot CRF, \qquad (2.6)$$

 mit

$$f = \frac{1+r}{1+i_{eff}} \,. \tag{2.7}$$

In dem namenlosen Faktor f wird die Kostensteigerungsrate bereits berücksichtigt. Anstatt einer vollständigen Zahlungsreihe wird deshalb nur der Wert zum Beginn des Betrachtungszeitraumes vorgegeben, hier als Anfangswert K_0 bezeichnet. Die Kostennivellierung findet nun durch Multiplikation dieses Anfangswertes mit dem CELF statt

$$K_{niv} = K_0 \cdot CELF \,. \tag{2.8}$$

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird sprachlich und von den Formelzeichen her nicht mehr zwischen Annuitäten und nivellierten Kosten unterschieden, sondern beide als nivellierte Kosten und mit dem Symbol K_{niv} bezeichnet.

⁹Auch: Gegenwartswert.

¹⁰Ein entsprechender deutscher Fachbegriff ist dem Autor nicht bekannt.

Nachträgliche Inflationsbereinigung von Annuitäten Für den Fall, dass Annuitäten zunächst inflationsbehaftet berechnet wurden, im Anschluss jedoch inflationsbereinigte Werte gewünscht sind, ist eine nachträgliche Inflationsbereinigung möglich. Dies erfolgt, indem die Zahlungsreihe zunächst mithilfe des inflationsbehafteten Kapitalwiedergewinnungsfaktors CRF_n in einen ebenfalls inflationsbehafteten Barwert überführt wird. Dieser wird dann gemäß Gleichung 2.1 inflationsbereinigt und das Ergebnis über den inflationsbereinigten Kapitalwiedergewinnungsfaktor CRF_r wiederum in eine Annuität umgewandelt. Der inflationsbehaftete Kapitalwiedergewinnungsfaktor CRF_n wird mit dem nominellen Zinssatz $i_{eff,n}$ gebildet, der inflationsbereinigte CRF_r mit dem realen Zinssatz $i_{eff,r}$. Zusammengefasst ergibt sich daraus die Gleichung

$$K_{niv,r} = K_{niv,n} \cdot \frac{CRF_r}{CRF_n \cdot (1+r_i)^t} \,. \tag{2.9}$$

Angleichung unterschiedlicher wirtschaftlicher Nutzungsdauern und Reinvestition Weicht die *wirtschaftliche Nutzungsdauer* einer Anlage vom Betrachtungszeitraum ab, so können verschiedene Verfahren zur Angleichung an den Betrachtungszeitraum angewandt werden. In dieser Arbeit wird ausschließlich das nachfolgend beschriebene Verfahren in Anlehnung an den *Cotermination Approach*¹¹ genutzt.

Liegt die wirtschaftliche Nutzungsdauer einer Anlage oberhalb des Betrachtungszeitraumes, so wird aus den Investitionskosten K_{Invest} über *lineare Abschreibung* der *Restwert* K_{Rest} der Anlage zum Ende des Betrachtungszeitraums berechnet. Dieser kann dann auf den Beginn des Betrachtungszeitraumes abgezinst und von den eigentlichen *Investiti*onskosten K_{Invest} abgezogen werden.

$$K_{Rest} (t = 0) = K_{Invest} (t = 0) \cdot \frac{t_{Nutzungsdauer} - t_{Laufzeit}}{t_{Nutzungsdauer} \cdot (1 + i_{eff})^{t_{Laufzeit}}}$$
(2.10)

Übersteigt der Betrachtungszeitraum die wirtschaftliche Nutzungsdauer, so muss, nach Ablauf der Nutzungsdauer der ersten Anlage, in eine technisch identische Anlage reinvestiert werden. Für den Fall, dass

¹¹Ein entsprechender deutscher Fachbegriff ist dem Autor nicht bekannt.

die Nutzungsdauer der zweiten Anlage dann den Betrachtungszeitraum übersteigt, wird deren Restwert gemäß Gleichung 2.10 ermittelt und verrechnet. Die Investitionskosten der zweiten Investition ergeben sich dabei entweder durch eine direkte Abschätzung der Kosten zum Investitionszeitpunkt oder über die Anwendung einer angenommenen Kostensteigerungsrate auf die erste Investition. Die Reinvestitionskosten werden nun auf den Beginn des Betrachtungszeitraumes abgezinst und den Investitionskosten der ersten Anlage zugeschlagen. Im Fall der Anwendung einer Kostensteigerungsrate ergibt sich daraus die folgende Gleichung, die bei Bedarf noch um den abgezinsten Restwert der zweiten Anlage ergänzt werden muss.

$$K_{Invest,1+2} (t=0) = K_{Invest,1} (t=0) \left(1 + \left(\frac{1+r_{Invest}}{1+i_{eff}}\right)^{t_{Reinvest}} \right)$$
(2.11)

mit $K_{Invest,1}$: Investitionskosten der ersten Anlage zum Beginn des Betrachtungszeitraumes, r_{Invest} : Kostensteigerungsrate der Investitionskosten von beider Anlagen und $t_{Reinvest}$: Zeit bis zur Reinvestition in Jahren.

Sind Anlagen aus einem vorhergehenden Bestand im System vorhanden, so wird deren Restwert zu Beginn des Betrachtungszeitraums als Investitionskosten angesetzt. Für das Vorgehen bei einer etwaig anfallenden Reinvestition gilt dasselbe wie für Anlagen, die zu Beginn des Betrachtungszeitraums erstmalig errichtet werden.

Bei dieser Vorgehensweise ist zu bedenken, dass der Zeitpunkt der Reinvestition vorab bekannt und deshalb betriebsunabhängig sein muss. Ein verschleißbedingter Austausch nach einer bestimmten Anzahl von Volllaststunden beispielsweise lässt sich folglich nicht abbilden.

Sonstige ökonomische Randbedingungen und Annahmen Die Errichtung aller Anlagen erfolgt "über Nacht". Es existieren also weder eine *Planungsphase* noch eine *Bauzeit*, die vorfinanziert werden müssten. Bezogen auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren in den Rechenbeispielen (Kapitel 4) erscheint dies für viele der betrachteten Anlagentypen vertretbar, da deren Bauzeiten bei Tagen bis Wochen liegen. Die Planungszeiträume sind allerdings bei allen Anlagentypen wesentlich länger. Es erfolgt keine modellinterne *Preisbildung*, sondern alle Kosten werden als spezifische, das heißt von der Menge abhängige Werte exogen vorgegeben. Gerechtfertigt erscheint dies, weil die meisten im Modell vorkommenden Güter wie technische Anlagen oder Brennstoffe zumindest national gehandelt werden. Ihre Preisbildung erfolgt deshalb auf den nationalen und internationalen Märkten. Der Fokus des Modells liegt demgegenüber auf dem Energiesystem einer Kommune. Die auf einer einzelnen kommunalen Ebene gehandelten und konsumierten Mengen wirken auf den nationalen und internationalen Märkten jedoch nicht preisbestimmend, so dass mit guter Näherung von hinsichtlich der Menge unelastischen Preisen ausgegangen werden kann.

Da die spezifischen Kosten als von der Menge unabhängig angenommen werden, bestehen auch keine Preisanreize zur Verhaltensänderung, die zu Änderungen beim Nutzenergiebedarf führen könnten. Der Bedarf an elektrischer und thermischer Nutzenergie werden daher exogen vorgegeben. Änderungen im Nutzerverhalten oder die Auswirkungen von Maßnahmen zur Energieeinsparung wie zum Beispiel energetischer Gebäudesanierung müssen folglich vorab extern bedacht und in die Erstellung der Bedarfszeitreihen einbezogen werden.

Durch die Annahme von unelastischen Preisen und Energiebedarfen ist die Optimierung auf die Versorgungsseite des Energiesystems beschränkt. Damit einher geht, dass es ausreicht, eine Kostenminimierung anstelle einer Gewinnmaximierung zu betrachten. Einnahmen durch vermiedene Netznutzungsentgelte oder Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer Energie an der Strombörse in Leipzig EEX [EEX 2015] werden jedoch einbezogen.

Weitere Annahmen sind, dass wiederkehrende Zahlungen immer zum Ende eines Jahres geleistet werden. Investitionskosten hingegen fallen zum Beginn eines Jahres an. Außer im Fall einer Reinvestition werden alle Anlagen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes errichtet und sind den gesamten Betrachtungszeitraum über verfügbar. Ein Altanlagenbestand kann abgebildet werden, indem der Restwert zu Beginn der Betrachtungszeitraumes errechnet und als Investitionskosten angesetzt wird. Endet die wirtschaftliche Nutzungsdauer vor dem Ende des Betrachtungszeitraumes, muss allerdings in eine technisch identische Anlage reinvestiert und, wie oben beschrieben, verfahren werden. Sollen ein *Schrottwert* oder *Rückbaukosten* am Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer berücksichtigt werden, so müssen diese Kosten auf den Beginn des Betrachtungszeitraumes abgezinst und mit den Investitionskosten verrechnet werden. Das Verfahren entspricht grundsätzlich der Behandlung eines Restwertes. Für die in dieser Arbeit behandelten Anwendungsbeispiele wird pauschal davon ausgegangen, dass die Rückbaukosten einer Anlage durch ihren Schrottwert gedeckt werden. Beide Kostenpositionen heben sich folglich gegenseitig auf.

Fallen in einer Rechnung Einnahmen an, so wird vorausgesetzt, dass diese zu demselben Zinssatz angelegt werden, mit dem aufgenommenes Kapital vergütet wird. Steuern, Versicherungen und sonstige Abgaben werden in dieser Arbeit nicht explizit betrachtet. Die Nutzung der in diesem Abschnitt vorgestellten ökonomischen Grundlagen sowie weitere Details zur ökonomischen Modellierungstiefe werden im Rahmen der Modellbeschreibung in Unterabschnitt 3.1.1.4 vorgestellt.

2.4 Kriterien zur Modellklassifizierung und Überblick über bestehende Energiesystemmodelle

Rechnergestützte Energiesystemmodelle werden bereits seit mehreren Jahrzehnten entwickelt. Die Modelle der MARKAL-Familie beispielsweise haben ihren Ursprung in den frühen 80er Jahren. Ihre Entwicklung wurde im Rahmen des Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) der International Energy Agency (IEA) begonnen, und sie werden noch heute weiterentwickelt und weltweit genutzt [ETSAP 2015]. Ein anderes, in [Voß u. a. 1975] beschriebenes Modell stammt sogar aus den 1970er Jahren. Gleichzeitig hat der Fortschritt von Rechnern und mathematischen Lösungsverfahren immer umfangreichere und komplexere Energiesystemmodelle ermöglicht. Im Laufe der Zeit wurde so eine kaum überschaubare Anzahl von Modellen für verschiedenste Einsatzbereiche und mit dementsprechend diversen Charakteristika entwickelt. Ein vollständiger Vergleich aller bestehenden Energiesystemmodelle ist im Rahmen dieser Arbeit deshalb nicht möglich. Stattdessen werden nachfolgend einige Kriterien aufgestellt, anhand derer sich Energiesystemmodelle charakterisieren lassen. Diese Kriterien dienen dann dazu, die Menge der Energiesystemmodelle auf solche zu begrenzen, die dem in dieser Arbeit entwickelten Modell in Anwendungszweck, Konzept und Kerneigenschaften ähnlich sind. Als Quellen dienen [Bakken u. a. 2007; Blesl 2002; Bruckner 1997; ETSAP 2015; Fripp 2008; Henning u. Palzer 2013; Palzer 2016; Loulou u. a. 2005; Remme 2006; Richter 2004; Scholz 2012; Voß u. a. 1975; Schlenzig u. Kühner 1997; Lutz 2012].

Top-Down- vs. Bottom-Up-Ansätze

Anhand des Blickwinkels und der daraus resultierenden Modellierungsbreite und -tiefe wird häufig eine erste Unterscheidung in Top-Downund Bottom-Up-Modelle beziehungsweise - Ansätze vorgenommen. Top-Down-Modelle zeichnen sich durch eine volkswirtschaftliche Sichtweise "von oben herab" auf das Energiesystem und seine Verflechtungen zum Rest der Wirtschaft und Gesellschaft aus. Sie beziehen üblicherweise Handel, Rohstoffmärkte, Preisbildung, Arbeitsplatzeffekte und ähnliche, volkswirtschaftlich wichtige Faktoren mit ein und gehen in ihrer Abbildung somit deutlich über das eigentliche Energiesystem hinaus. Dafür ist ihre technische Modellierungstiefe aus Gründen der Lösbarkeit begrenzt, und es werden keine einzelnen technischen Anlagen oder Anlagentypen abgebildet. Stattdessen kommen ökonomische Übertragungsfunktionen zum Einsatz, die die Verfügbarkeit einer bestimmten Energiemenge zu einem bestimmten Preis beschreiben. Technische Restriktionen sind in diesem Fall nur indirekt und sehr grob abgebildet. Die Optimierung der Zusammensetzung und des Betriebs von Energieversorgungsanlagen ist deshalb mit ihnen nicht möglich. Beispiele für Top-Down-Modelle sind MESAP, PANTA RHEI, e3.at und POLES.

Das Gegenstück bilden Bottom-Up-Modelle. Ihr Schwerpunkt liegt auf einer technisch detaillierten Abbildung des Energiesystems als eines Ausschnitts der gesamten Volkswirtschaft. Sie blicken gewissermaßen "von unten", vom Detail kommend, nach oben auf den Rest des Systems. Diesmal wirkt die Lösbarkeit beschränkend auf die Modellierungsbreite, weshalb Bereiche außerhalb des eigentlichen Energieversorgungssytems mehr oder weniger umfassend ausgeblendet werden. Bottom-Up-Modelle erlauben daher höchstens eine begrenzte Bearbeitung von volkswirtschaftlichen Fragestellungen. Sie können jedoch spezifische Fragen bezüglich des Energiesystems wie diejenige nach einer sinnvollen zukünftigen Zusammensetzung der Versorgungsanlagen beantworten. Das in dieser Arbeit entwickelte Energiesystemodell ist daher als Bottom-Up-Modell konzipiert. Weitere Modelle dieser Art sind MARKAL, TIMES, deeco, eTransport, POLIS/URBS, REMIX, RE-MIND und REMod-D.

Obwohl die Unterscheidung in Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze immer noch zutreffend ist, stellen viele heutige Modelle eine Mischform dar, denn mit steigender Rechenleistung können Top-Down-Modelle immer detaillierter und Bottom-Up-Modelle immer umfassender modelliert werden. Beide Herangehensweisen wachsen dadurch aufeinander zu.

Simulation vs. Optimierung

Eine weiterer, grundsätzlicher Unterschied besteht zwischen Simulations- und Optimierungsmodellen. Ein Simulationsmodell sucht die einzige gültige Lösung zu einem eindeutig formulierten Problem. Dies kann beispielsweise die Frage sein, wie viel elektrische Energie importiert beziehungsweise exportiert werden muss, um den Bedarf genau zu decken, wenn die installierten Leistungen und der Betrieb aller systeminternen Versorgungskapazitäten festgelegt sind. Es besteht nur ein einziger Freiheitsgrad, nämlich die zu im- oder exportierende Strommenge, der zudem nur in einem Punkt, nämlich, wenn der Bedarf gerade gedeckt ist, zu einer gültigen Lösung führt.

Optimierungsmodelle besitzen demgegenüber mehrere Freiheitsgrade in Form der bereits erwähnten Optimierungsvariablen. Deren zulässige Wertebereiche spannen einen Lösungsraum auf, innerhalb dessen, anhand des über die Zielfunktion vorgegebenen Kriteriums, die beste Lösung gesucht wird. Wird das vorhergehende Beispiel eines Simulationsmodells um mindestens einen Freiheitsgrad erweitert, so wird aus ihm ein Optimierungsmodell. Dieser Freiheitsgrad könnte zum Beispiel Flexibilität im Betrieb einer Versorgungsanlage oder in deren installierter Kapazität sein. So kann das Modell anhand des Optimierungskriteriums abwägen, ob, im Wechselspiel mit der Laufzeit beziehungsweise der installierten Leistung der variablen Versorgungsanlage, mehr oder weniger Energie importiert werden soll. Werden, umgekehrt, in einem Optimierungsmodell alle Variablen bis auf eine festgesetzt und damit alle Freiheitsgrade bis auf einen eliminiert, so wird es zu einem Simulationsmodell. Ein Simulationsmodell kann folglich als ein Grenzfall eines Optimierungsmodells angesehen werden.

Aufgrund der höheren Komplexität von Optimierungsmodellen liegen deren Rechenzeiten deutlich über denjenigen von vergleichbaren Simulationsmodellen. Im Gegenzug liefert ein Optimierungsmodell mit einer einzigen Rechnung eine hinsichtlich der zulässigen Wertebereiche optimale Lösung¹². Simulationsmodelle wiederum lassen sich, aufgrund der in der Regel geringen Rechenzeiten, gut mit *Sensitivitätsanalysen* und *Parametervariationen* kombinieren, um den Lösungsraum großräumig abzutasten. Auf diese Weise ermöglichen sie, auch ohne Optimierung, eine Abschätzung der bestmöglichen Lösung innerhalb des zulässigen Wertebereichs. Viele Simulationsmodelle bieten Erweiterungen an, die diese Vorgehensweise automatisieren, indem die eigentliche Simulation in eine übergeordnete Parametervariation oder ein heuristisches/genetisches Optimierungsverfahren eingebettet wird.

Da die vielen, in einem kommunalen Energiesystem verfügbaren Anlagenkombinationen einen sehr großen Lösungsraum bilden und die Optimalität einer Lösung auch bei umfangreicher Sensitivitätsanalyse mit einem Simulationsmodell nicht gewährleistet werden kann, ist Kom-Mod als Optimierungsmodell konzipiert. Populäre Vertreter von Simulationsmodellen für Energiesysteme sind EnergyPlus, Modelica, TOP-Energy(+), LEAP, TRNSYS und SAM. MARKAL, TIMES, eTransport, deeco, REMIX, POLIS/URBS und REMod gehören zu den Optimierungsmodellen. Die Ausführungen im weiteren Verlauf beziehen sich primär auf Optimierungsmodelle; viele Merkmale treten aber auch bei Simulationsmodellen auf.

Betriebs- und/oder Strukturoptimierung

Je nach Einsatzzweck dienen Optimierungsmodelle zur *Betriebsoptimierung*, zur Optimierung der *Struktur*, also der Zusammensetzung und Auslegung des Anlagenparks, oder zur kombinierten Betriebs- und Strukturoptimierung. Für eine reine Betriebsoptimierung wird die Struktur der Anlagen im Energiesystem vorgegeben und ausschließlich deren Betrieb verbleibt als Freiheitsgrad. Dies ist beispielsweise für bestehende Anlagenkonstellationen sinnvoll oder wenn das Betriebsverhalten sehr detailliert abgebildet werden soll. In diesem Fall kann die Komplexität in der Darstellung des Betriebsverhaltens durch den Wegfall von Strukturvariablen wie der installierten Leistung kompensiert werden.

 $^{^{12}\}mathrm{Vergleiche}$ Aussagen zu linearer Optimierung in Abschnitt 2.2.

Steht dagegen der strategische Aspekt der Strukturoptimierung im Vordergrund, so kann mit dem gleichen Ziel eine Betriebsführung vorgegeben und die Optimierung auf die Auslegung der Anlagenzusammensetzung beschränkt werden. REMod-D und [Voß u. a. 1975] haben diesen Weg gewählt. Sofern Strukturänderungen im System möglich sind, kommt es dem Ziel der Integration möglichst vieler Wechselwirkungen jedoch am nächsten, Struktur und Betrieb parallel zu optimieren, da sich beide gegenseitig beeinflussen (s. a. [Eggers u. Stryi-Hipp 2013]); deeco, TIMES, REMIND, REMIX, eTransport und POLIS/URBS gehen so vor. Sie unterscheiden sich allerdings darin, ob Struktur und Betrieb simultan, das heißt, in einem Optimierungslauf betrachtet werden oder sequenziell, also nacheinander. REMIX, REMIND, TIMES, POLIS/URBS gehen simultan vor, eTransport und deeco sequenziell. Für KomMod wird eine simultane Struktur- und Betriebsoptimierung gewählt.

Betrachtete Energiebedarfssektoren

Im Rahmen der Energiesystemmodellierung sind vor allem die Energiebedarfssektoren elektrische Energie (Strom), thermische Energie (Wärme), Mobilität und Brennstoffe interessant. Im Sinne einer möglichst vollständigen Erfassung von Wechselwirkungen ist es wünschenswert, möglichst viele der Sektoren zu integrieren. Vor allem in Bottom-Up-Modellen werden jedoch häufig nicht alle einbezogen, um das Modell in Komplexität und Rechenzeit handhabbar zu halten. Dies gilt insbesondere, wenn Strom- oder Wärmenetze detailliert abgebildet werden sollen.

Beispiele für eine Beschränkung auf den elektrischen Sektor, einschließlich der für die Strombereitstellung benötigten Energieträger wie Brennstoffe, sind REMIX und SWITCH. deeco, eTransport und POLIS/ URBS betrachten zusätzlich thermische Energie, umfassen also den elektrischen und thermischen Bedarf sowie die damit verbundenen Energieträger. TIMES, REMod und REMIND bilden darüber hinaus auch Mobilität und die dazu eingesetzten Treibstoffe ab.

KomMod bildet derzeit den elektrischen und thermischen Energiebedarf im Energiesystem ab. Mobilität wird nur erfasst, sofern es sich um Elektromobilität handelt. Das Modell lässt sich somit der zweiten Gruppe zuordnen.

Unterjährige zeitliche Auflösung

Die Art der Implementierung einer zeitlichen Auflösung bildet ein weiteres wichtiges Unterscheidungsmerkmal. Im Rahmen von kommunalen Energiekonzepten und ähnlichen Studien werden häufig lediglich Berechnungen auf Basis von Jahreswerten durchgeführt, eine unterjährige zeitliche Auflösung besteht nicht. Auch in vielen Top-Down-Modellen werden lediglich jährliche Energieflüsse betrachtet. Gerade für den Einsatz erneuerbarer Energien mit ihrem zeitlich stark fluktuierenden Charakter oder die Betrachtung von Speichern führt dies jedoch zu groben Fehlern, wie in Unterabschnitt 4.1.5 sowie in [Pfenninger u. a. 2014, S. [77] gezeigt wird. Alle bisher vorgestellten Energiesystemmodelle weisen deshalb eine unterjährige zeitliche Auflösung auf. Die naheliegendste Möglichkeit hierzu ist die Unterteilung eines Jahres in äquidistante Zeitabschnitte. Häufig sind dies Stundenmittelwerte, andere Längen von Viertelstundenmittelwerten über Tages-, Wochen- und Monatsmittelwerte werden aber ebenso genutzt. Da dieses Verfahren für Stundenmittelwerte und feinere Auflösungen zu großen Datenmengen führt für jede zeitabhängige Größe fallen mindestens 8760 Werte an - werden alternativ Typisierungsverfahren angewandt. Hierbei werden die ursprünglichen, fein aufgelösten Eingangszeitreihen für den Energiebedarf und eventuell auch die Wetterdaten auf wiederkehrende Muster untersucht und diese in Typtage, -wochen oder Ähnliches klassifiziert. Im Idealfall lässt sich ein ganzes Jahr so durch relativ wenige typisierte Zeitabschnitte abbilden. Ausschließlich diese gehen anschließend in die Optimierungsrechung ein, so dass sich die Datenmenge und Rechenzeit deutlich reduzieren lassen. Diese Vorgehensweise lässt sich verfeinern und flexibler gestalten, indem weitere zeitliche Aggregationsebenen vorgesehen werden, die zudem hierarchisch geschachtelt sind. Beispiele der sich diesbezüglich ähnelnden Modelle TIMES und eTransport sind in den Abbildungen 2.1 und 2.2 zu sehen. In ihnen bestehen jährliche, saisonale, wöchentliche und tägliche Ebenen, die wiederum in äquidistante Zeiteinheiten unterteilt sind, deren Abstände sich wählen lassen. Es müssen nicht alle Ebenen genutzt werden [Loulou u. a. 2005, S. 12, Bakken 2009, S. 320, Bakken u. a. 2007, S. 1679, 1681].

Eine Schwierigkeit bei der zeitlichen Aggregation liegt darin, dass sich *intertemporale Restriktionen* nur begrenzt abbilden lassen. So kann es sein, dass sich die Situation an zwei Tagen hinreichend ähnelt, um sie zu einem Typtag zusammenzufassen, sich die Vortage und die dar-



Abbildung 2.1: Zeitliche Aggregationsebenen im Energiesystemmodell TI-MES. Quelle: [Loulou u. a. 2005, S. 12].



Abbildung 2.2: Zeitliche Aggregationsebenen im Energiesystemmodell eTransport. Quelle: [Bakken 2009, S. 320]

auffolgenden Tage aber unterscheiden. Die Mustererkennung und Typisierung müssen also mit Bedacht vorgenommen werden, um nicht wichtige Merkmale im zeitlichen Verhalten des Energiesystems zu verwerfen. Hinzu kommt, dass die Wahrscheinlichkeit für wiederkehrende Muster mit der Anzahl der nicht regelbar variierenden Einflüsse abnimmt. Ein Beispiel: In Energiesystemen, in denen der überwiegende Teil der Versorgungsanlagen regelbar ist, kann sich die Typisierung auf die Bedarfsseite beschränken, weil von der Versorgungsseite keine festen Muster vorgegeben werden. Dies ist bei fossil oder biogen gefeuerten Anlagen üblicherweise gegeben. Weist nun zusätzlich die Versorgungsseite ein unbeeinflussbares Verhalten auf, wie es bei einem ausgeprägten Einsatz fluktuierender erneuerbarer Energien der Fall ist, so muss sich die Mustererkennung über beide Seiten des Systems, Energiebedarf und -angebot, erstrecken. Andernfalls könnte es vorkommen, dass die gewählte Aggregationsebene zwar die Bedarfsseite hinreichend genau wiedergibt, aber nicht mit allen real vorkommenden Angebotssituationen kombiniert wird. Werden jedoch beide Seiten in die Mustererkennung einbezogen, so sinkt die Wahrscheinlichkeit, Übereinstimmungen zu finden. Ein hiermit verbundener Umstand, der die Typisierung zusätzlich erschwert, liegt in der Phasenverschiebung der Jahresverläufe von Außentemperatur, Temperatur des Erdreichs und solarer Einstrahlung begründet. Durch die unterschiedlichen Wärmekapazitäten von Außenluft, gegebenenfalls größeren Wasserflächen wie Seen oder dem Meer und dem Erdreich eilen deren Temperaturverläufe dem Einstrahlungsverlauf verschieden stark nach. Dies hat Auswirkungen auf den Heizwärmebedarf von Gebäuden und die Effizienzen von Solarthermieanlagen, Luft-Wasser- und Erdsonden-Wärmepumpen wie auch Photovoltaikanlagen.

Unabhängig von klimatischen Einflüssen und dem Einsatz erneuerbarer Energien können außerdem Probleme bei der Abbildung von Energiespeichern auftreten. Dies gilt zum einen für die Konsistenz des Speicherfüllstandes zwischen End- und Anfangszustand zweier Zeitabschnitte, zum anderen können sinnvollerweise nur Lade- und Entladezyklen zugelassen werden, deren Dauer innerhalb der zeitlichen Aggregationsebene liegt.

In KomMod wird aus den genannten Gründen eine kontinuierliche zeitliche Auflösung gewählt. Als guter Kompromiss zwischen Genauigkeit und Datenmenge haben sich Stundenmittelwerte erwiesen, wie sie auch in den Anwendungsbeispielen in Kapitel 4 genutzt werden. Andere zeitliche Auflösungen bis hinab zu etwa 15 Minuten lassen sich ebenfalls ohne Änderungen in der Modellstruktur einstellen. Noch feinere Auflösungen sind nicht sinnvoll, da die technische Modellierungstiefe dann nicht mehr ausreicht, um die zeitlichen Effekte adäquat abzubilden.

Jahresübergreifende zeitliche Auflösung

Über die Abbildung einer unterjährigen Auflösung hinaus unterscheiden sich die Modelle bei der Darstellung eines mehrjährigen Betrachtungszeitraums. Dieser ist, aufgrund der langen wirtschaftlichen Nutzungsdauern von Infrastrukturmaßnahmen und der meisten technischen Anlagen, für eine Struktur- und Investitionsplanung unumgänglich. Für eine reine Betriebsoptimierung hingegen reicht in der Regel die Betrachtung eines (Geschäfts-)Jahres aus.

Es existieren zwei Ansätze, um einen mehrjährigen Betrachtungszeitraum zu modellieren. Der erste beschränkt die physikalische Abbildung des Betrachtungszeitraumes auf ein typisches Jahr, auch Referenzjahr, repräsentatives Jahr oder Zieljahr genannt. Es findet also wiederum eine Typisierung und damit Aggregation statt. Alle physikalischen Parameter werden für dieses eine Jahr vorgegeben beziehungsweise berechnet. Bei den Eingangsdaten betrifft dies unter anderem Energiebedarfszeitreihen, Wetterzeitreihen und die technischen Daten der verfügbaren Anlagentypen. Bei den Ergebnissen sind dies beispielsweise die installierten Anlagentypen und -zahlen sowie deren Betriebsverläufe. Die technische Struktur und alle auftretenden Zeitreihen sind folglich in allen Jahren des Betrachtungszeitraumes identisch, und das berechnete Typjahr wiederholt sich entsprechend der Anzahl der Jahre des Betrachtungszeitraumes. Da sich Strukturveränderungen über den Betrachtungszeitraum auf diese Weise nicht abbilden lassen, kann mit diesem Vorgehen kein Transformationspfad für ein Energiesystem berechnet oder optimiert werden. Auf der ökonomischen Seite hingegen lassen sich Veränderungen innerhalb des Betrachtungszeitraums abbilden. Hierzu werden die Auswirkungen von ökonomischen Gesetzmäßigkeiten wie dem Zeitwert des Geldes oder Kostensteigerungsraten in Annuitäten überführt, so dass ebenfalls jährlich konstante Werte zur Verfügung stehen (s. a. 2.3).

Bei der zweiten Variante werden die Jahre des Betrachtungszeitraumes entweder einzeln abgebildet oder mehrere Jahre als Periode zusammengefasst. Bei Letzterem sind Änderungen der Struktur oder im Betrieb von Anlagen nur zwischen Perioden, nicht aber innerhalb einer Periode möglich. Beide Herangehensweisen erlauben die Berechnung und Untersuchung eines Transformationspfades für ein Energiesystem. TI-MES, eTransport und REMod bieten eine solche Darstellungsart (s. a. Abbildungen 2.1 und 2.2) – REMod sogar in durchgängig stündlicher Auflösung.

Vertreter der ersten Abbildungsvariante sind REMIX, deeco und PO-LIS/URBS. Für KomMod wird im Rahmen dieser Arbeit methodisch ebenfalls die Abbildung über ein Referenzjahr gewählt.

Vollständige Voraussicht

Eine Reihe der bereits genannten Energiesystemmodelle verfügt über eine vollständige Voraussicht. Vollständige Voraussicht bedeutet, dass die Werte aller Eingangsdaten für den gesamten Betrachtungszeitraum bereits zu Beginn eines Rechenlaufs innerhalb des Modells bekannt sind. Wichtige Eingangsdaten sind in diesem Zusammenhang vor allem der Energiebedarf und die Wetterdaten sowie die Kosten für Anlagen, Brennstoffe und Import beziehungsweise die Erlöse aus dem Export. Die Annahme vollständiger Voraussicht widerspricht offensichtlich der Realität, in der die Prognosegenauigkeit üblicherweise mit der zeitlichen Entfernung abnimmt. Sie ermöglicht es jedoch, dynamisch über den gesamten Betrachtungszeitraum zu optimieren. Unter dynamisch ist hier die Berücksichtigung von Anforderungen aus zurückliegenden und zukünftigen Zeitschritten bei der Berechnung des aktuellen Zeitschritts zu verstehen. Die Abhängigkeiten der Zeitschritte untereinander (intertemporale Restriktionen) werden auf diese Weise erfasst, was eine optimale theoretische Auslegung und Nutzung von Anlagen ermöglicht. Aufgrund ihres ausgeprägt zeitbezogenen Charakters profitieren insbesondere Speicher hiervon. Theoretisch sind die erzielten Ergebnisse deshalb, weil sich das Optimum bei Wegfall der vollständigen Voraussicht und bei sich verändernden Rahmenbedingungen, wie sie in der Realität auftreten, nicht erreichen lässt. Die Ergebnisse stellen folglich ein theoretisches Minimum an Anlagenbedarf dar, das als Untergrenze der tatsächlich benötigten Installationen verstanden werden und damit als Gütekriterium dienen kann. Vollständige Voraussicht setzt eine deterministische Abbildung voraus, wie sie weiter unten erläutert wird.

Alternativ zu vollständiger Voraussicht wird ein *rollierender Zeithori*zont verwendet. Bei ihm ist, vom jeweils betrachteten Zeitpunkt aus, lediglich ein eng begrenzter Ausschnitt des gesamten zukünftigen Betrachtungszeitraums bekannt, zum Beispiel nur die Daten der nächsten Stunden oder Tage. Diese begrenzte Sicht wandert von Zeitpunkt zu Zeitpunkt mit, daher der Begriff "rollierend". Die Entscheidungen und Ergebnisse der vergangenen Zeitschritte beeinflussen beziehungsweise bilden dann die Randbedingungen des aktuell betrachteten Zeitschritts. Das Verfahren bietet sich vor allem für eine reine Betriebsoptimierung an, die dadurch realitätsnäher gestaltet werden kann.

Unter den genannten Modellen weist deeco eine Extremform des Zeithorizontes auf, indem in einer inneren Schleife nur der jeweils aktuelle Zeitschritt betriebsoptimiert wird [Bruckner 1997, S. 115]. Die Strukturoptimierung findet übergeordnet statt. Durch diese Wahl muss für die Betriebsoptimierung jedes Zeitschritts lediglich ein lineares Problem gelöst werden, wobei das Gesamtmodell nicht-linear sein darf.

Deterministische vs. stochastische Modellierung

Die meisten bisher erwähnten Energiesystemmodelle sind deterministisch formuliert. Bei ihnen besteht ein streng kausaler Zusammenhang zwischen Eingangsdaten und Rechenergebnis. Wird eine Rechnung mit unveränderten Eingangsparametern mehrmals durchgeführt, so weist der Lösungsraum immer dieselbe Topologie und dasselbe Optimum auf. Rechnungen sind damit (bei linearen Modellen)¹³ reproduzierbar, was das subjektive Vertrauen in die Lösungsfindung stärkt und die Fehlersuche während der Modellentwicklung erleichtert. Aus dieser Eigenschaft folgt jedoch auch, dass Unsicherheiten und stochastische Schwankungen exogen prozessiert und bewertet werden müssen. Mithilfe von Parametervariationen lässt sich zumindest der Einfluss von statistischen Schwankungen und anderen Unsicherheiten jedoch auch mit deterministischen Modellen untersuchen. Sinnvoll und üblich ist dies beispielsweise bei den Wetterdaten oder für den Energiebedarf.

Im Gegensatz zu deterministischen treten in *stochastischen Modellen* modellintern zufällige Varianzen auf. Dies kommt der Realität prinzi-

¹³Bei nicht-linearen Modellen und/oder heuristischen Lösungsmethoden kann, abhängig von der Wahl der Startwerte, auch ein anderes lokales Optimum gefunden werden.

piell näher, erschwert aber auch die Vergleichbarkeit von Szenarienrechnungen, weil Unterschiede in den Resultaten sowohl in stochastischen Abweichungen als auch in den exogenen Veränderungen der Parametersätze begründet sein können. KomMod wird daher als deterministisches Modell angelegt.

Räumliche Auflösung

Die Abbildung einer räumlichen Auflösung erfolgt üblicherweise über einen von drei Ansätzen. Der einfachste Ansatz aggregiert das gesamte Energiesystem zu einem einzigen Bilanzknoten und bietet damit keine Möglichkeit zur räumlichen Differenzierung. Eine bessere Abbildung räumlicher Effekte kann mit der Unterteilung des Gesamtsystems in Teilgebiete, üblicherweise *Regionen* oder *Zonen* genannt, erzielt werden. Den Teilgebieten können eigene Bedarfszeitreihen, lokale Ressourcen und Anlagen zugewiesen werden. Häufig besteht zwischen ihnen die Möglichkeit zum Im- und Export von Energie und, je nach Modell, auch von Gütern. Im- und Export können begrenzt und mit Kosten oder Verlusten versehen werden. Dieser Ansatz hat bereits die Züge eines (gerichteten) Graphen, bietet aber häufig noch keine detaillierte Abbildung des Verhaltens von elektrischen oder thermischen Netzen, weil die Energieflüsse nur einfache Übertragungsfunktionen aufweisen. Ein Vertreter eines solchen Ansatzes ist TIMES.

Eine noch differenziertere Modellierung erlauben graphentheoretische Ansätze, wie sie in deeco, eTransport und POLIS/URBS verwendet werden. Sie zielen darauf ab, neben Versorgungsanlagen und Zentren des Bedarfs, auch Netzeigenschaften wirklichkeitsnah abzubilden. Die mit der detaillierten Abbildung einhergehende Komplexität wirkt sich allerdings negativ auf die Rechenzeit aus. Für KomMod wird deshalb ein Ansatz eingeführt, in dem das Konzept der räumlichen Zonierung verfeinert wird, indem es um weitere, hierarchisch organisierte Ebenen ergänzt wird. Die Beschreibung erfolgt in Abschnitt 3.1.2.

3 Das kommunale Energiesystemmodell KomMod

In der Einleitung wurden die zu beantwortenden Fragestellungen formuliert und daraus der Bedarf nach einem Energiesystemmodell als Werkzeug zur Strategieentwicklung abgeleitet. Darüber hinaus wurden bereits einige grundlegende Eigenschaften des Modells festgelegt. In diesem Kapitel werden weitere aus der Aufgabenstellung resultierende Anforderungen und daraus folgende Modelleigenschaften erarbeitet und das Modell so vollständig charakterisiert. Dazu werden zunächst das Grundkonzept und die Methode der räumlichen Auflösung vorgestellt und anschließend die Implementierung der einzelnen Technologien.

Das Grundkonzept und die Methode der räumlichen Auflösung wurden bereits im Rahmen von Konferenzbeiträgen veröffentlicht [Eggers u. Stryi-Hipp 2013; Eggers u. a. 2015]. Weitere, vor allem mit der Anwendung des Modells in Zusammenhang stehende Veröffentlichungen sind [Stryi-Hipp u. Eggers 2013], [Stryi-Hipp u. Eggers 2014], [Bachmaier u. a. 2013], [Bachmaier u. a. 2015b], [Bachmaier u. a. 2015c], [Bachmaier u. a. 2015a], [Bachmaier u. a. 2015b], [Bachmaier u. a. 2015c], [Bachmaier u. a. 2015a], [Bachmaier u. a. 2016], [Huenges u. a. 2014] und [Resch u. a. 2014]. Ein ähnliches Modellkonzept hat der Autor zudem bereits im Rahmen seiner Diplomarbeit verfolgt [Eggers 2005].

3.1 Grundkonzept und charakteristische Merkmale

Die Beschreibung des Grundkonzepts gliedert sich in die Erläuterung des methodischen Ansatzes und der Umsetzung der räumlichen Auflösung sowie die programmiertechnische Implementierung.

3.1.1 Methodischer Ansatz

Aufgrund der Anforderungen aus der Themenstellung ist KomMod als techno-ökonomisches, mathematisches Optimierungsmodell mit hoher zeitlicher, räumlicher, technischer und ökonomischer Auflösung konzipiert (Bottom-Up-Modell). Das Prädikat *hohe Auflösung* bezieht sich auf die systemische Sicht und die in diesem Rahmen zu beantwortenden Fragestellungen. Kernziel bei der Abbildung des Energiesystems ist die Erfassung von *Wechselwirkungen*, also des Zusammenspiels und der gegenseitigen Beeinflussung von Entscheidungsoptionen und Technologien. Aus diesem Grund werden die Bedarfssektoren elektrische Energie (Strom) und thermische Energie (Wärme und "Kälte") gemeinsam abgebildet sowie *Struktur* und *Betrieb* der Anlagen simultan optimiert. Das Optimierungsziel kann gewählt werden. Derzeit stehen eine Optimierung hinsichtlich minimaler Gesamtkosten, maximaler Energieautarkie oder minimaler Treibhausgasemissionen zur Auswahl.

Einen Überblick über die Art der Abbildung des Energiesystems gibt Abbildung 3.1. Auf der linken Seite sind die verfügbaren Energieträger gruppiert. Weitere Energieträger können bei Bedarf ohne Strukturänderung am Modell integriert werden. In der Mitte befinden sich Energieumwandlung und Speicherung. Dieser gelb hinterlegte Teil bildete die Versorgungsseite des Systems ab. Ihre Struktur und der Betrieb der dort enthaltenen Anlagen werden innerhalb von KomMod optimiert. Die rechte Spalte zeigt die Bedarfsseite bestehend aus *privaten Haushalten* (HH), *Gewerbe, Handel, Dienstleistungen* (GHD) und *Industrie* (IND). Im Sinn einer Umwandlungskette kann das Diagramm von links nach rechts als eine Prozessierung von Energieströmen gelesen werden: Primärenergie wird in Energieumwandlungsanlagen zu Endenergie, die dann zu den Bedarfsorten beziehungsweise Nutzern geleitet wird. Die räumliche Auflösung ist in der Grafik nicht dargestellt.

3.1.1.1 Integration von Wechselwirkungen

Ein wichtiges Modellierungsziel, die Erfassung von Wechselwirkungen, ist bereits eingangs genannt worden. Wechselwirkungen treten an vielen Stellen des Energiesystems auf. Sie bestehen zwischen verschiedenen Bedarfssektoren (*sektorübergreifend*) und innerhalb eines Sektors



Abbildung 3.1: Abbildung der Energiesystemstruktur in KomMod (vereinfacht)

(*sektorintern*). Voneinander abhängig sind auch die *Auslegung* (Struktur) und der *Betrieb* von Versorgungsanlagen und Speichern ebenso wie die installierte Versorgungs- von der Speicherkapazität. Darüber hinaus lassen sich verschiedene Optimierungsziele in der Regel nicht gleichzeitig erreichen, so dass es zu *Zielkonflikten* kommt.

Sektorübergreifende Wechselwirkungen treten beispielsweise zwischen elektrischer und thermischer Energie auf, wenn Kraft-Wärme-Kopplung oder elektrische Wärmepumpen eingesetzt werden. Zwischen dem Bedarf an elektrischer Energie und Brennstoffen wie Erdgas entstehen sie, wenn zwischen elektrischen Heizsystemen und Heizkesseln gewählt werden kann. Zwischen Photovoltaik und Solarthermie sowie zwischen der Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen zum Nahrungsanbau oder für energetische Zwecke wie Windenergieanlagen, Photovoltaik-Freiflächenanlagen oder den Energiepflanzenanbau tritt sie in Form von *Flächenkonkurrenz* auf.

Sektorinterne Wechselwirkungen bestehen, wenn Energieeinsparungen sowohl bedarfs- als auch angebotsseitig erzielt werden können oder wenn der parallele Einsatz von Technologien für denselben Bedarfssektor zu gegenseitigen Beeinträchtigungen führt. So stehen sich hinsichtlich des Bedarfs an thermischer Energie beispielsweise *Energieeinsparungen* durch energetische Gebäudesanierung und *Effizienzsteigerungen* in der Energiebereitstellung durch bessere oder neuere Technologien als Investitionsalternativen gegenüber.

Der parallele Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung und von Solarthermie oder Wärmepumpen beeinflusst sich ebenfalls gegenseitig. Dies liegt daran, dass der thermische Energiebedarf in den Sommermonaten üblicherweise zurückgeht, während der elektrische Energiebedarf näherungsweise gleichbleibt. In der Folge kann ein Teil der, parallel zur Stromproduktion, anfallenden thermischen Energie nicht genutzt werden und der Brennstoffnutzungsgrad der KWK-Anlagen sinkt. Die Effizienzen und Erträge von elektrischen Wasser-Luft-Wärmepumpen und Solarthermie hingegen steigen durch höhere Außentemperaturen und stärkere solare Einstrahlung im Sommer an. Haben Wärmepumpen und Solarthermie gegenüber der KWK Vorrang in der Versorgung, so verringern sie den möglichen Wärmeabsatz der KWK-Anlagen weiter. Elektrische Wärmepumpen können die – aus Sicht der KWK – ungünstige Verschiebung des Verhältnisses von Wärme- zu Strombedarf sogar noch verstärken, da sie gleichzeitig den Strombedarf erhöhen. Der parallele Einsatz der genannten Technologien erfordert also eine gemeinsame Betrachtung und Abstimmung.

Die zwischen Struktur und Betrieb der Versorgungsanlagen und Speicher auftretenden Abhängigkeiten lassen sich am besten an einem kleinen Beispielenergiesystem, bestehend aus thermischem Kraftwerk, Windenergieanlage und elektrischem Speicher erfassen. Die installierte Leistung an Windenergieanlagen beeinflusst die sinnvollerweise zu wählende Leistung des thermischen Kraftwerks genauso wie die eventuell benötigte Speicherkapazität für windstille Zeiten. Je nach Wahl der Auslegungsgrößen "installierte Leistung" beziehungsweise "Speicherkapazität" ergeben sich unterschiedliche Betriebverläufe für die Technologien. Die technisch möglichen Lösungen werden sich darüber hinaus ökonomisch unterscheiden. Aus dem Beispiel wird gleichzeitig die Abhängigkeit von installierter Versorgungsleistung und Speicherkapazität deutlich. Zielkonflikte treten beispielsweise bei dem Wunsch nach gleichzeitigem Effizienz- und Kostenminimum auf. Beide weichen in der Regel voneinander ab, weil der Aufwand für besonders effiziente Anlagen überproportional ansteigt und sie damit verteuert. Ähnliches gilt für den Wunsch nach simultaner Energieautarkie und Kostenoptimalität.

Viele der auftretenden Wechselwirkungen sind zeit- und/oder ortsabhängig. Eine hinreichende zeitliche und räumliche Auflösung ist deshalb für viele Fragestellungen unerlässlich. Beispiele hierfür sind die ausgeprägten Zeitverläufe der Windgeschwindigkeit, der solaren Einstrahlung oder auch des elektrischen und thermischen Energiebedarfs. Durch den integralen Charakter der Energie in Bezug auf die Leistung, $W = \int P dt$, fallen kurzzeitige Leistungsspitzen energetisch kaum ins Gewicht. Für das hier beschriebene Energiesystemmodell reicht deshalb eine Auflösung im Minuten- bis Stundenbereich aus. Die Reduktion der zeitlichen Unterschiede auf *Typtage*, wie sie in einigen Modellen vorgenommen wird, wiederum reicht bei Energiesystemen mit einem hohen Deckungsbeitrag aus erneuerbaren Energien für eine aussagekräftige Bewertung nicht aus, weil typischen Lasttagen durchaus verschiedene Energiedargebotsprofile gegenüberstehen können und umgekehrt (s. a. Seite 29).

Durch den dezentralen und intermittierenden Charakter der erneuerbaren Energien ist bei ihnen gegenüber fossilen Energieträgern eine räumliche Betrachtung wichtiger. Unabhängig davon sind Energienetze und die durch sie verbundenen Versorgungs- und Bedarfspunkte per se räumlicher Natur, weshalb eine räumliche Auflösung benötigt wird.

3.1.1.2 Technisch-physikalische Modellierungstiefe

Kom
Mod weist derzeit keine jahresübergreifende zeitliche Auflösung auf, sondern basiert auf einem technisch-physikalischen Referenz
jahr (s. a. Seite 32). Ziel der technisch-physikalischen Modellierungstiefe ist eine Abbildungsgenauigkeit, die eine bis zu 15-minütige unterjährige zeitliche Auflösung erlaubt. Das Modell wird damit in die Lage versetzt, Fahrpläne in 15-minütiger Auflösung zu erstellen, wie sie auch in der Stromwirtschaft üblich sind. Größere Zeitschrittweiten Δt sind problem
los möglich, da die zeitliche Auflösung über den Parametersatz frei vorgegeben werden kann. Während eines Zeitschrittes t
 bleiben die

Werte aller Größen unverändert und stellen eine Mittelung über den Zeitschritt dar. Abweichend hiervon bezeichnen sie beim Ladezustand von Speichern jeweils den Wert zum Ende des Zeitschritts.

Die Summe aller Zeitschritte bildet den technisch-physikalischen Zeithorizont

$$t_{Zeithorizont} = \sum_{n_t} \Delta t , \qquad (3.1)$$

mit n_t : Anzahl aller Zeitschritte. Als Zeithorizont wird in der Regel ein Kalenderjahr gewählt, um wetterbedingte Schwankungen des Energiedargebots aus erneuerbaren Energien und die jahreszeitlichen Verläufe des elektrischen und thermischen Energiebedarfs zu erfassen.

Der Betrachtungszeitraum $t_{Gesamtzeitraum}$ und die Wirtschaftliche Nutzungsdauer einer technischen Anlage können hiervon unabhängig gewählt werden. Der Betrachtungszeitraum beschreibt den Zeithorizont in Jahren, den das Modell insgesamt abdecken soll und bildet gleichzeitig den Horizont für die ökonomische Bewertung. Die Zusammenführung von technisch-physikalischem Zeithorizont und Betrachtungszeitraum erfolgt über die Verwendung von Annuitäten (s. 2.3).

Passend zum Einsatzzweck der Strategieentwicklung verfügt das Modell innerhalb des Betrachtungszeitraums über eine *vollständige Voraussicht*. Technisch wird dies über die Transformation der Problemstellung in ein simultan gelöstes Gleichungssystem umgesetzt. Es kann dadurch *dynamisch* über den gesamten Zeitraum optimiert werden. Aus anlagentechnischer Sicht erfolgt die Abbildung demgegenüber nicht dynamisch, sondern innerhalb jedes Zeitschritts wird ein quasi-stationärer Betrieb der Anlagen angenommen. Beschränkungen wie maximale Laständerungsgeschwindigkeiten, minimale Speicherfüllstände oder Selbstentladung beziehungsweise Speicherverluste werden jedoch berücksichtigt. Das Teillastverhalten ist derzeit bei einigen Anlagentypen integriert. Die aktuell im Modell enthaltenen Anlagentypen und, damit verbunden, die technische Auflösung des Modells werden in Abschnitt 3.2 näher beschrieben.

Technische Anlagen und Prozesse werden in KomMod zu einer *Technologie* beziehungsweise *Komponente* zusammengefasst, wenn sie sich in der gewählten *Modellierungstiefe* physikalisch identisch beschreiben lassen. Sie enthalten dann denselben Satz an ihre Eigenschaften definierenden Gleichungen. Unterschiede zwischen verschiedenen Anlagen einer Technologie werden über abweichende Parametersätze abgebildet und stellen Unterkomponenten einer Komponente dar. Ein kohlegefeuertes Großkraftwerk und ein erdgasbetriebenes Blockheizkraftwerk bilden deshalb Unterkomponenten derselben Komponente "Heizkraftwerk" und verfügen über eine identische physikalische Beschreibung. Ihre Parametersätze unterscheiden sich zum Beispiel hinsichtlich der Nennleistung, dem Wirkungsgrad, den spezifischen Kohlendioxidemissionen oder den spezifischen Kosten. Eine Änderung, Ergänzung oder Löschung von Unterkomponenten ist durch eine reine Veränderung des Parametersatzes und damit ohne Änderungen am Gleichungssystem möglich.

3.1.1.3 Energiebilanzen

Im Rahmen der zuvor beschriebenen Charakteristika stellen *Energiebi*lanzen die zentralen physikalischen Gleichungen dar. Sie werden für jeden Bedarfssektor x und Zeitschritt t aufgestellt und drücken aus, dass der in Form von Zeitreihen vorgegebene Energiebedarf beziehungsweise, korrekter, Leistungsbedarf $P_{x,Bedarf}(t)$ zu jeder Zeit gedeckt werden muss.

$$0 = P_{x,Bedarf}(t) + \sum_{i,j} P_{x,kum,i,j}(t) + P_{x,Import}(t) + P_{x,Export}(t) \quad \forall x, i, j, t$$

$$(3.2)$$

Unter Vernachlässigung einer räumlichen Auflösung folgen aus der Gleichung je eine Energiebilanz für elektrische und thermische Energie. Für die thermische Energie bedeutet dies, dass die Temperatur eines Wärmestroms nicht modellintern erfasst wird, sondern daraus folgende Auswirkungen auf die Wärmeübertragung exogen bedacht werden müssen. Thermische Energiemengen unterschiedlicher Temperatur werden folglich potentiell gleichberechtigt bilanziert. Trotz der thermodynamischen Fehlerhaftigkeit (potentielle Verletzung des 2. Haupsatzes) ist dieses Vorgehen für viele Anwendungsfälle akzeptabel, sofern vom Benutzer darauf geachtet wird, dass das Temperaturniveau der Wärmeabgabe seitens der Versorgungsanlagen über demjenigen des Bedarfs liegt. Dem Bedarf steht ein Angebot aus Versorgungsanlagen einschließlich Speichern, $P_{x,kum,i,j}(t)$, sowie aus Import $P_{x,Import}(t)$ gegenüber. Eventuelle Überschüsse können abgeregelt oder exportiert werden $(P_{x,Export}(t))$. Import und Export bezeichnen dabei Energieströme über die *Bilanzgrenze* des Energiesystems. Sie stellen einen Energiestrom in die Umgebung des Untersuchungsgebiets oder aus ihr in das Untersuchungsgebiet hinein dar.

Als Versorgungsanlage gilt jede im Modell vertretene Unterkomponente j einer Komponente i, im Folgenden auch als Anlagentyp bezeichnet. Der Index kum steht für kumuliert und macht deutlich, dass es sich um alle Anlagen eines Typs handelt und nicht nur um eine einzelne Anlage. Typgleiche Anlagen verhalten sich identisch. Die Größe $P_{x,kum,i,j}(t)$ in Gleichung 3.2 stellt die kumulierte Momentanleistung aller Anlagen eines Typs dar und ist damit eine Betriebsgröße. Sie ist mit der kumulierten installierten Leistung beziehungsweise Kapazität $P_{x,kum,i,j}$, also der entsprechenden Auslegungsgröße, über

$$P_{x,kum,i,j} \ge P_{x,kum,i,j}(t) \quad \forall x, i, j, t$$
(3.3)

verknüpft. Die kumulierte Leistung und die Nennleistung einer Einzelanlage $P_{x,Nenn,i,j}$ eines Anlagentyps wiederum sind über die Stückzahl $n_{i,j}$ verbunden

$$P_{x,kum,i,j} = n_{i,j} \cdot P_{x,Nenn,i,j} \,. \tag{3.4}$$

Die Nennleistung einer Einzelanlage eines Typs wird im Rahmen eines Datenblattes exogen vorgegeben, während die kumulierte installierte Leistung und die kumulierte Momentanleistung Optimierungsvariablen sind.

Import und Export in der Energiebilanz können, gemeinsam oder einzeln, zur Bildung einer Zielfunktion genutzt werden, wenn eine vollständige oder sektorweise Autarkie das Ziel ist. Eine Minimierung ausschließlich des Energieim- oder -exports ist ebenfalls möglich, wenn zum Beispiel möglichst wenig Energie von außen bezogen werden soll, interne Energieüberschüsse aber durchaus exportiert werden dürfen. Für das Ziel einer möglichst weitgehenden Autarkie über alle Bedarfssektoren und hinsichtlich sowohl Import wie auch Export lautet das Optimierungsziel "Minimierung der Energieströme über die Systemgrenze" und die Zielfunktion

min.
$$P_{Transport}$$
, (3.5)

 mit

$$P_{Transport} = \sum_{x,t} (P_{x,Import}(t) - P_{x,Export}(t)) \ \forall x,t.$$
(3.6)

Gemäß der nachstehenden Konvention geht Export in diese Gleichung mit negativem Vorzeichen ein, wodurch sowohl ein Energieimport wie auch ein -export den Energietransport erhöhen und dadurch den Zielfunktionswert verschlechtern.

Bei der Verwendung von Gleichung 3.2 und aller folgenden Gleichungen gilt die Konvention, dass dem Bilanzraum zugeführte Energieströme und innerhalb des Bilanzraumes bereitgestellte Energieströme einen positiven Wert erhalten. Energieströme, die den Bilanzraum verlassen, sowie innerhalb des Bilanzraumes bestehender Energiebedarf weisen einen negativen Wert auf.

3.1.1.4 Ökonomische Modellierungstiefe und Kostenbilanzen

Die ökonomische Modellierungstiefe beruht auf den Ausführungen in Abschnitt 2.3. Alle ökonomischen Berechnungen erfolgen auf Basis von Annuitäten beziehungsweise nivellierten Kosten. Der Begriff Kosten umfasst hier sowohl Ausgaben wie auch Einnahmen. Berücksichtigt werden Kosten in den drei Kategorien einmalige Kosten, jährlich wiederkehrende fixe und jährlich wiederkehrende variable Kosten. Bei jährlich wiederkehrenden Kosten werden konstante Kostensteigerungsraten vorausgesetzt.

Innerhalb der drei Kostenkategorien können prinzipiell beliebig viele Kostenpositionen bedacht werden. Analog zum Konzept der Komponenten und Unterkomponenten ist es außerdem möglich, Kostenpositionen in jeder Kategorie zu ändern, zu löschen oder beliebig hinzuzufügen, ohne Änderungen am Gleichungssystem vorzunehmen. Beispiele für Kosten auf der Ausgabenseite sind Investitionskosten, fixe und betriebsabhängige Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten oder Netznutzungsentgelte. Einnahmeseitig können beispielsweise Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer und thermischer Energie, vermiedene Netznutzungsentgelte oder ein Restwert am Ende des Betrachtungszeitraums Eingang finden. Aufgrund der Beschränkung auf ein technisch-physikalisches Referenzjahr sind alle Anlagen zwingend den ganzen Betrachtungszeitraum über verfügbar. Dies bedeutet, dass Abweichungen der wirtschaftlichen Nutzungsdauer vom Betrachtungszeitraum ökonomisch bedacht werden müssen, wie auf Seite 21 ausgeführt.

Alle anfallenden Kosten werden zu einer Größe, den Gesamtkosten des Energiesystems $K_{niv,ges,System}$, zusammengefasst. Soll ein Gesamtkostenminimum erreicht werden, so stellt Gleichung 3.8 die Zielfunktion der Optimierung dar, deren Minimum ermittelt werden soll:

min.
$$K_{niv,ges,System}$$
. (3.7)

Da der Energiebedarf durch die Bedarfszeitreihen exogen vorgegeben ist, entspricht die Minimierung der Gesamtkosten aus ökonomischer Sicht gleichzeitig der Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt. Die Gesamtkosten berechnen sich wie folgt:

$$K_{niv,ges,System} = \sum_{x} \left(K_{niv,x,Import} - K_{niv,x,Export} \right) + \sum_{i,j} K_{niv,ges,i,j} + \sum_{y} K_{niv,y,Netznutzungsentgelte}, \forall x, i, j und x \in \{el., th.\} und i, j \in \{Komponenten\} und y \in \{Strom, Wärme, Gas\}. (3.8)$$

Der erste Teil der Gleichung beschreibt die mit Import, $K_{niv,x,Import}$, und Export, $K_{niv,x,Export}$, in den Bedarfssektoren x verbundenen Kosten. $K_{niv,ges,i,j}$ kennzeichnet die Gesamtkosten jeder im Modell vertretenen Unterkomponente j jeder der Komponenten i. Über die letzte Zeile können pauschale Netznutzungsentgelte für Strom-, Wärme- oder Gasnetze bedacht werden, sofern sie nicht bereits in den Im- und Exportkosten enthalten sind.

Die Kosten für den Import ergeben sich als Produkt aus den spezifischen Kosten $k_{niv,x,Import}$ für jeden Zeitabschnitt t und der zu diesen

Kosten bezogenen Energiemenge $P_{x,Import}(t) \cdot \Delta t$ über die Dauer des Zeitabschnitts Δt .

$$K_{niv,x,Import} = \sum_{t} \left(k_{niv,x,Import}(t) \cdot P_{x,Import}(t) \right) \cdot \Delta t, \quad \forall x, t \quad (3.9)$$

Die Gleichung gilt für alle Bedarfssektoren x und analog auch für die Exportkosten. Für die spezifischen Im- und Exportkosten können Zeitreihen vorgegeben werden, um beispielsweise den Verlauf der Strompreise an der Leipziger Strombörse EEX [EEX 2015] in das Modell zu integrieren. Eine interne *Preisbildung*, zum Beispiel über Marktmechanismen, findet nicht statt.

Die Gesamtkosten jeder Komponente $K_{niv,ges,i,j}$ setzen sich aus den Kostenpositionen aller Kostenkategorien zusammen.

$$K_{niv,ges,i,j} = \sum_{n} K_{niv,n,i,j} \quad \forall n,$$
(3.10)

mit i: Komponente, j: Unterkomponente und n: Kostenpositionen. Für jede Kostenposition werden spezifische Kosten sowie die (physikalische) Größe, von der sie abhängen, exogen vorgegeben. Die Bezugsgröße wird komponentenweise für jede Kostenkategorie frei gewählt und gilt dann für alle Unterkomponenten sowie alle Kostenpositionen. Die Nivellierung der spezifischen Kosten erfolgt wie in Abschnitt 2.3 beschrieben. Nachfolgend wird das Vorgehen anhand von Beispielen für jede Kostenkategorie veranschaulicht.

Ein typischer Fall einer einmaligen Zahlung sind Investitionskosten. Bei einer energietechnischen Anlage hängen sie in der Regel von der installierten Leistung oder Kapazität ab und zusätzlich von der Anzahl der gekauften baugleichen Anlagen. Beide Aspekte werden in KomMod berücksichtigt. Der Zusammenhang zwischen Anzahl und den absoluten Kosten aller baugleichen Anlagen wird als proportional angenommen. Es treten also keine Effekte wie Mengenrabatt auf, sondern die spezifischen Investitionskosten $k_{niv,Invest,i,j}$ des Anlagentyps bleiben konstant. Für eine energietechnische Anlage mit der kumulierten installierten Leistung aller Anlagen dieses Typs $P_{x,kum,i,j}$ ergeben sich die absoluten Investitionskosten für alle Anlagen des Typs $K_{niv,Invest,i,j}$ zu

$$K_{niv,Invest,i,j} = f(P_{x,kum,i,j}) = k_{niv,Invest,i,j} \cdot P_{x,kum,i,j}.$$
 (3.11)

Der Einfluss der Anlagengröße auf die spezifischen Investitionskosten wird durch das Einfügen beliebig vieler Unterkomponenten abgebildet, die das gewünschte Größen- beziehungsweise Leistungsspektrum abdecken. Jede Unterkomponente kann als eine Referenzanlage für eine bestimmte Leistungsklasse angesehen werden, bei der reale Herstellerangaben zu technischen Daten mit ökonomischen Werten aus zum Beispiel einer Kostenfunktion verknüpft werden. Die Verwendung realer technischer Datenblätter stellt sicher, dass physikalisch sinnvolle Angaben und in sich stimmige Datensätze in das Modell einfließen. Die direkte, modellinterne Nutzung einer, in der Regel nicht-linearen Kostenfunktion ist nicht implementiert.

Jährliche Fixkosten treten beispielsweise bei Betriebs- und Wartungskosten im Rahmen eines Vollwartungsvertrags auf. Die absoluten Betriebs- und Wartungskosten $K_{niv,B\&W,i,j}$ korrelieren in diesem Fall, genau wie die Investitionskosten, meist mit der Größe oder Leistung der Anlage. Häufig werden die spezifischen Betriebs- und Wartungskosten $k_{niv,B\&W,i,j}$ auch als prozentualer Anteil der Investitionskosten abgeschätzt.

$$K_{niv,B\&W,i,j} = f(P_{x,kum,i,j}) = k_{niv,B\&W,i,j} \cdot P_{x,kum,i,j}$$
(3.12)

Wenn Betriebs- und Wartungskosten aufwandsabhängig anfallen, können sie analog zum nachfolgenden Beispiel erfasst werden. Als Bezugsgröße könnten dann die jährlichen Volllaststunden dienen.

Brennstoffkosten $K_{niv,BS,i,j}$ stellen betriebsabhängige Kosten dar und gehören damit zu den variablen jährlichen Kosten. Sie werden durch die jährlich verbrauchte Brennstoffmenge $m_{BS,i,j}$ bestimmt, die wiederum mit der bereitgestellten Endenergiemenge der Anlage $W_{x,i,j}$ und dessen Umwandlungswirkungsgrad $\eta_{x,i,j}$ gekoppelt ist. Sofern der Wirkungsgrad lastabhängig ist und somit von Zeitabschnitt zu Zeitabschnitt variiert, muss in Gleichung 3.14 der, über Energiemengen gewichtete, mittlere jährliche Wirkungsgrad $\bar{\eta}_{x,i,j}$ eingesetzt werden.

$$K_{niv,BS,i,j} = f(m_{BS,i,j}) = k_{niv,BS,i,j} \cdot m_{BS,i,j}$$
(3.13)

$$m_{BS,i,j} = \frac{W_{x,i,j}}{\bar{\eta}_{x,i,j} \cdot H_u} \tag{3.14}$$

 H_u kennzeichnet den Heizwert des verwendeten Brennstoffs. Obwohl die Bezeichnung H_u offiziell durch H_i abgelöst worden ist, wird die alte Schreibweise in dieser Arbeit verwendet, um Verwechselungen mit dem Index *i* für Komponenten auszuschließen.

An den Nebenbedingungen, Gleichungen 3.11 bis 3.14, in Kombination mit den Energiebilanzen, Gleichung 3.2, und der Gleichung 3.3 werden die Verknüpfung von physikalischen und ökonomischen Größen und damit der Kern des techno-ökonomischen Modells deutlich. Gleichung 3.11 und 3.12 verknüpfen Kosten mit einer physikalischen Auslegungsgröße wie der installierten Leistung, und in Gleichung 3.13 und 3.14 sind die Kosten von physikalischen Betriebsgrößen wie der verbrauchten Brennstoffmenge abhängig. Den Zusammenhang zwischen der Auslegungsgröße "installierte Leistung" und der Momentanleistung, also einer Betriebsgröße, beschreibt Gleichung 3.3 und die Wechselwirkungen der Momentanleistungen der verschiedenen Anlagen untereinander sind in Gleichung 3.2 abgebildet.

3.1.1.5 Ökologische Kriterien

Als ökologische Kriterien werden modellintern der jährliche Brennstoffbedarf $m_{BS,kum,i,j}$ jeder brennstoffbetriebenen Komponente und die mit deren Nutzung verbundenen jährlichen Kohlendioxidemissionen $m_{CO_2,kum,i,j}$ berechnet. Die Berechnung erfolgt anhand der im Rahmen der Komponentenmodelle vorgestellten Gleichungen 3.33 und 3.34 auf Seite 66.

Für importierten Strom können ebenfalls spezifische Emissionen angesetzt werden. Die aus dem Stromimport resultierenden Emissionen ergeben sich, indem, statt der spezifischen Emissionen des Brennstoffs $m_{CO_2,BS}$, der Wert für den mittleren jährlichen CO₂-Emissionsfaktor des importierten Stroms eingetragen wird. Eine zeitabhängige Variation ist an dieser Stelle nicht vorgesehen. Eine Emissionsgutschrift für Energieexporte ist derzeit bewusst nicht integriert, weil sie zu Stromexport anregen würde. Das umgebende Energiesystem ist jedoch unbekannt, weshalb ungewiss ist, ob der exportierte Strom tatsächlich abgenommen werden könnte oder ob nicht gleichzeitig auch außerhalb ein Überangebot an Strom vorläge. Im Gegensatz dazu führt der Verzicht auf Emissionsgutschriften zu emissionsarmen Versorgungslösungen innerhalb der Grenzen des betrachteten Energiesystems.
Wird als Optimierungsziel die Minimierung der Gesamtemissionen $m_{CO_2,ges,System}$ gewählt, so gilt

min.
$$m_{CO_2,ges,System} = \sum_{i,j} m_{CO_2,kum,i,j} + m_{CO_2,Import}$$
.
(3.15)

3.1.1.6 Optimierungsvariable und vorzugebende Eingangsdaten

Optimiert wird derzeit ausschließlich die Versorgungsseite des Energiesystems einschließlich der Energiespeicherung (gelb hinterlegter Bereich in Abbildung 3.1). Die Potentiale an Energieträgern müssen vorgegeben werden, und auch die Bedarfsseite einschließlich dortiger Möglichkeiten zur Energieeinsparung, zum Beispiel durch energetische Gebäudesanierung, wird exogen bestimmt. Veränderungen in diesen Bereichen und ihr Einfluss auf das Optimierungsergebnis können durch Variantenanalysen untersucht werden.

Neben dem Zielfunktionswert, also beispielsweise den systemischen Gesamtkosten $K_{niv,ges,System}$, gehören zu den *Optimierungsvariablen* die installierte Leistung $P_{x,kum,i,j}$ jedes Anlagentyps und seine Momentanleistung in jedem Zeitschritt $P_{x,kum,i,j}(t)$. Bei Energiespeichern treten die installierte Gesamtkapazität $C_{x,kum,i,j}$, der Speicherfüllstand in jedem Zeitschritt $C_{x,kum,i,j}(t)$ und die Laderate $r_{x,Laden,i,j}(t)$ an die Stelle der Leistungen. Die genannten Variablen werden teilweise aus anderen Variablen abgeleitet oder beeinflussen andere Größen, die damit ebenfalls den Charakter einer Variablen haben. Beispiele hierfür sind der momentane Brennstoffmassenstrom in jedem Zeitschritt $\dot{m}_{BS,i,j}(t)$, die jährlich bereitgestellte Energiemenge $W_{x,i,j}$ eines Anlagentyps, Flächenbedarfe eines Solarthermiekollektors oder einer Photovoltaikanlage $A_{Bedarf,i,j}$, die aktuelle Leistungsabregelung eines Anlagentyps sowie deren Summe $K_{niv,ges,i,j}$.

Über die *Eingangsdaten* vorgegeben werden demgegenüber Daten zu technischen und ökologischen Kennwerten der einzelnen Anlagentypen, wie sie in technischen Datenblättern zu finden sind, ergänzt um ökonomische Angaben zu spezifischen Kosten. Beispiele sind Nennleistungen $P_{x,Nenn,i,j}$, Auslegungswirkungsgrade $\eta_{x,i,j}$ oder Wirkungsgradkennlinien $\eta_{x,i,j}(P_{x,i,j})$ sowie spezifische Investitionskosten $k_{Invest,i,j}$ und Brennstoffkosten $k_{BS,i,j}$. Außerdem werden für den Im- und Export in jedem Bedarfssektor Angaben zu Leistungs- und Energiemengenbegrenzungen sowie zu den spezifischen Kosten je Energieeinheit benötigt. Die Im- und Exportkosten können, wie bereits erwähnt, auch als Zeitreihen hinterlegt werden. Wird ein ökonomisches Optimierungsziel wie die Minimierung der systemischen Gesamtkosten gewählt, so haben die Imund Exportkosten einen maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis, wie in Abschnitt 3.1.1.7 erläutert wird.

Für den Bereich der Energieträger werden Zeitreihen für das Energiedargebot und Umweltdaten – kurz: Wetterdaten – benötigt. Dies sind Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, solare Einstrahlung, gegliedert in direkte und diffuse Anteile, sowie Durchflussmengen eventuell vorhandener Flüsse. Darüber hinaus müssen die nutzbaren Potentiale an Flächen und Mengen bekannt sein, also Dach-, Frei- und Fassadenflächen für die Solarenergienutzung, Windkraftanlagenstandorte und Bioenergieaufkommen.

Nachfrageseitig müssen die Zeitreihen des elektrischen und thermischen Energiebedarfs vorliegen. Im Sinne der ganzheitlichen Betrachtung eines Energiesystems sollten dazu die Daten aller Nachfragesektoren, also von privaten Haushalten, aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie von Industrieunternehmen vorliegen.

Ergänzend können Informationen zum Anlagenbestand oder Ausbauplänen, zum Beispiel von Versorgungsnetzen, in die Modellkonfiguration einfließen. Bestehende oder in der Konfiguration gewünschte Anlagen werden über das Setzen von Untergrenzen für die installierte Leistung oder Kapazität bedacht. Mindest- oder Höchstlaufzeiten können über die Begrenzung der Energiemengen oder der Volllaststundenzahlen berücksichtigt werden.

3.1.1.7 Einfluss der Kosten für Energieimport und -export

Es ist leicht einsichtig, dass diejenigen Eingangsdaten besonderen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben, die direkt auf die Zielgröße der Optimierung wirken. In Fällen, in denen ökonomische Optimierungsziele wie eine Minimierung der Gesamtkosten gesetzt werden, sind dies folglich alle ökonomischen Annahmen. Unter diesen sticht der Einfluss der Kosten beziehungsweise Erlöse für den Import und Export von

elektrischer Energie in der Regel besonders heraus. Dies liegt zum einen daran, dass sich diese Kosten auf viele Anlagentypen auswirken, weil sie sowohl strombereitstellende als auch stromaufnehmende Anlagen betreffen. Zum anderen ist die Bandbreite möglicher Werte, verglichen mit der Varianz in den Annahmen für die übrigen ökonomischen Parameter, besonders groß. Dies gilt vor allem, wenn *Day-Ahead-Werte* der *Strombörse* EEX/ EPEX angesetzt werden, die in der Vergangenheit Minima von deutlich unter Null Euro pro Megawattstunde und Maxima vom Mehrfachen des üblichen Preises erreicht haben. Theoretisch können in Deutschland und Österreich sogar Werte von $\pm 3000 \in /MWh$ auftreten EEX (2013, S. 16).

Die Import- und Exportkosten beeinflussen sowohl die Gesamtkosten als auch, bedingt durch die modellintern resultierende Wahl der Versorgungsanlagen und ihres Betriebs, die Struktur des Energiesystems. Die grundsätzlichen Auswirkungen sollen exemplarisch anhand der nachfolgend beschriebenen drei Fälle erläutert werden. Es wird angenommen, dass die Importkosten positiv sind, also Geld gezahlt werden muss, um Strom zu importieren.

Liegen, im ersten Fall, die Importkosten über den Stromgestehungskosten aller systeminternen Anlagentypen, so wird der Lösungsalgorithmus den Bedarf möglichst intern decken. Es werden dementsprechend viele interne Versorgungsanlagen und Energiespeicher vorgesehen und genutzt. Der Importanteil am gesamten Strombedarf ist, verglichen mit den anderen beiden Fällen, folglich am geringsten.

Im zweiten Fall liegen die Importkosten unterhalb der Stromgestehungskosten einiger Anlagentypen. Sofern der Import elektrischer Energie nicht in Menge oder Übertragungsleistung begrenzt ist, so werden diese Anlagentypen dadurch ökonomisch unattraktiv und von der Mitwirkung an der Versorgung ausgeschlossen. Bei ansonsten gleichen Annahmen verändern sich hierdurch gegenüber dem ersten Fall die Struktur, die Gesamtkosten und der Stromimportanteil.

Im dritten Fall, wenn die Stromgestehungskosten aller Anlagentypen oberhalb der Importkosten angesiedelt sind, werden gar keine systeminternen Anlagen vorgesehen, beziehungsweise vorgegebenermaßen vorhandene Anlagen bleiben ungenutzt. Der gesamte Strombedarf wird importiert und der Anteil der elektrisch bedingten Kosten an den Gesamtkosten wird ausschließlich von den Importkosten bestimmt. Die genannten Fälle können natürlich auch alle innerhalb eines Szenarios auftreten, wenn, zum Beispiel durch die Einbindung von Börsenpreisen, die Kosten zeitlich variieren. Zu beachten ist auch, dass die drei Fälle in der beschriebenen Form nur für Anlagentypen gelten, die ausschließlich elektrische Energie bereitstellen. Sofern mehrere Produkte gekoppelt produziert werden, also beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen beteiligt sind, reicht ein Vergleich von Stromimportkosten und Stromgestehungskosten nicht aus, sondern es müssen die gesamten Produktkosten einbezogen werden. Sofern nämlich die Anlagen zur reinen Wärmebereitstellung hohe Gestehungskosten aufweisen, so kann, trotz günstiger Stromimportkosten, eine Versorgung über KWK-Anlagen insgesamt ökonomisch günstiger sein. Außer in Verbindung mit KWK-Anlagen wirken sich die Stromimportkosten auch über elektrische Wärmepumpen oder Elektroheizungen auf die Wärmeseite des Energiesystems aus.

In den Anwendungsbeispielen in Kapitel 4 werden unterschiedliche Ansätze für die Höhe der Stromimport- und -exportkosten gewählt. Sie werden an Ort und Stelle beschrieben.

3.1.2 Implementierung der räumlichen Auflösung

Bei der Beschreibung des Grundkonzeptes wurde bereits die Notwendigkeit einer räumlichen Auflösung zur korrekteren Abbildung der realen Gegebenheiten eines kommunalen Energiesystems erörtert. Der diesbezüglich gewählte Ansatz kann als Erweiterung der in Abschnitt 2.4 angesprochenen Aufteilung des Gesamtgebiets in Regionen verstanden werden. Dazu wird das Untersuchungsgebiet baumartig in die Hierarchiebenen *Gesamtsystem*, *Zone*, *Unterzone* und *Gebäudetyp* gegliedert (Abbildung 3.2). Die Anzahl und Art der Schachtelung von Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen ist nicht konzeptionell, sondern lediglich rechentechnisch begrenzt. Auf die Abbildung einer detaillierten Netztopologie wird verzichtet.

Die Ebene des *Gesamtsystems* umfasst das gesamte Untersuchungsgebiet, beispielsweise eine Kommune oder Region, und seine Bilanzgrenze unterteilt in ein Innen und Außen hinsichtlich der Zugehörigkeit zu diesem Gebiet. Werden Energieströme zwischen Gesamtsystem (Innen) und Umgebung (Außen) unterbunden, so entsteht ein Inselsystem und



Abbildung 3.2: Hierarchieebenen der räumlichen Auflösung (Baumstruktur). Die Ziffernfolge in Klammern stellt die Adresse in Form von Zone, Unterzone und Gebäudetyp dar.

damit Autarkie. Werden sie erlaubt, so definieren die an dieser Stelle gewählten Parameter die Bedingungen der Interaktion mit der Umgebung. Ihre Wahl ist, vor allem bei kleineren Gebieten wie Quartieren und Städten, für das Ergebnis in der Regel von zentraler Bedeutung.

Durch die Hierarchieebene der *Zone* lässt sich das Gesamtsystem anhand beliebiger Kriterien unterteilen. Für die Abbildung einer räumlichen Auflösung erfolgt die Unterteilung anhand geografischer Unterschiede zum Beispiel in der Siedlungsstruktur oder der Existenz von Energienetzen. Darüber hinaus können Zonen auch zur Gliederung nach anderen Kriterien wie der Einkommenssituation oder der Akteursstruktur verwandt werden. Die Zonierung kann auch anhand verschiedener Kriterien gleichzeitig erfolgen, sofern sie sich nicht widersprechen.

Für einige Fragestellungen ist eine zusätzliche, zoneninterne Gliederung hilfreich, wozu die Hierarchieebene der *Unterzone* dient. Sie ermöglicht es, Unterschiede innerhalb einer Zone zu erfassen und nachgeordnet zum Kriterium, das zur Erstellung der Zone herangezogen wurde, hinsichtlich eines zweiten Kriteriums zu differenzieren. Auf jeder der Ebenen Gesamtsystem, Zone und Unterzone können Versorgungsanlagen wie Kraft- und Heizwerke sowie Speicher angeordnet werden.

Gebäudetypen symbolisieren die Bedarfszentren des Energiesystems. Sie können auf jeder der Ebenen Gesamtsystem, Zone oder Unterzone angesiedelt werden, und in ihnen werden die Lastzeitreihen für elektrische und thermische Energie vorgegeben. Es muss daher immer mindestens ein Gebäudetyp vorhanden sein. Die Verwendung von Zonen und Unterzonen ist demgegenüber optional. Im einfachsten Fall besteht ein Modell folglich aus einem einzelnen Gebäudetyp auf der Ebene des Gesamtsystems. Das System weist dann keine räumliche Gliederung auf. Genau wie auf den übrigen Ebenen können innerhalb eines Gebäudetyps beliebige Versorgungsanlagen zur Bedarfsdeckung installiert sein. Gebäudetypen können somit ein vollständiges eigenes (Sub-)Energiesystem bilden.

Ein Gebäudetyp kann sowohl ein konkretes Einzelgebäude abbilden als auch als Klasse verstanden werden. Eine solche Klasse entspricht der Verallgemeinerung einer bestimmten Bauart, einer Baualtersklasse und eines Sanierungszustandes. Sie könnte zum Beispiel vor 1970 gebaute und mit Wärmeschutzverglasung versehene Mehrfamilienhäuser umfassen. Der Begriff Gebäudetyp orientiert sich damit an der Definition, die das Institut Wohnen und Umwelt eingeführt hat [Loga u. a. 2012]. Wird ein Gebäudetyp als Klasse genutzt, so kann er eine beliebige Anzahl von Einzelgebäuden gleichen Typs repräsentieren, wodurch sich die Anzahl der zu berechnenden Einheiten verringern lässt. Die Klassenbildung und Aggregation erfolgen im Rahmen der Vorarbeiten, also außerhalb von KomMod. Der Umfang der Aggregation ist frei wählbar.

Die Adressierung einer bestimmten Hierarchieebene und dort befindlicher Anlagen oder Größen findet über die Kombination der Indizes z, u und g statt. z kennzeichnet dabei die jeweilige Zone, u die Unterzone und g den Gebäudetyp. u ist eine Funktion der Zone, g eine Funktion von Zone und Unterzone. Durch Zuweisen des Wertes Null zu einem der Indizes werden alle Einheiten dieser Hierarchieebene gemeinsam angesprochen. Außerdem tritt der Wert Null auf, wenn eine Ebene nicht vorhanden ist. Das Tripel (1, 1, 1) beispielsweise spricht den ersten Gebäudetyp in der ersten Unterzone der Zone 1 an (s. a. Abbildung 3.2 und 3.3). Die Kombination (0, 0, 0) entspricht dem Gesamtsystem, da übergreifend alle Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen adressiert werden. Die Werte (1, 0, 2) stehen für den zweiten Gebäudetyp in der ersten Zone. Da der Wert für u Null ist, wird der direkt in der Zone vorhandene Gebäudetyp angesprochen und nicht ein in einer Unterzone befindlicher.

3.1.2.1 Energetische Struktur und Interaktion

Nach der grundlegenden Begriffsklärung der Hierarchieebenen soll nun deren Verschaltung und energetische Interaktion beschrieben werden. In Abschnitt 3.1.2.2 folgen dann die ökonomischen Aspekte. Zur Erläuterung des Zusammenspiels werden weitere Begriffe eingeführt, nämlich derjenige des *Bilanzknotens*, im Folgenden meist nur *Knoten* genannt, der des *Bilanzraumes* und derjenige der *Bilanzgrenze*.

Das Gesamtsystem, jede Zone, jede Unterzone und jedes Auftreten eines Gebäudetyps auf einer der anderen Ebenen bilden einen eigenen *Bilanzraum* mit einer *Bilanzgrenze*. In jedem Bilanzraum wird je eine elektrische und thermische *Energiebilanz* aufgestellt, die Energieangebot und -bedarf unter Beachtung von Im- und Export zur Deckung bringt. Jeder Bilanzraum bildet daher gleichzeitig einen *Bilanzknoten*. Die nachstehende Gleichung stellt das, um die räumliche Auflösung



Abbildung 3.3: Hierarchieebenen der räumlichen Auflösung (Anwendungsbeispiel)

erweiterte Äquivalent zu Gleichung 3.2 dar. Für jeden Bedarfssektor x muss die Bilanzgleichung in jedem Zeitschritt t und für jeden Bilanzknoten, also jede gültige Kombination der Indizes z, u, g, erfüllt werden.

$$0 = P_{x,Bedarf}(z, u, g, t) + \sum_{i,j} P_{x,kum}(i, j, z, u, g, t) \quad \forall i, j \in \{\text{Versorgungsanlagen}\} + \sum_{i=Speicher,j} r_{Laden,x,kum}(i, j, z, u, g, t) + P_{x,Import}(z, u, g, t) + P_{x,Export}(z, u, g, t)$$
(3.16)

Hinsichtlich der Vorzeichen gilt die Konvention aus Abschnitt 3.1.1.3. Die von Versorgungsanlagen abgegebenen elektrischen oder thermischen Leistungen sind folglich positiv. Die elektrische Antriebsleistung einer Wärmepumpe hingegen weist negative Werte auf, da sie einen Bedarf darstellt und die bereitzustellende Energiemenge erhöht. Der Wert des Exports $P_{x,Export}$ ist ebenfalls negativ. Der Import $P_{x,Import}$ erhält einen positiven Wert. Die Energieströme von elektrischen und thermischen Speichern $r_{Laden,x,kum}$ sind im Falle des Beladens negativ und im Falle des Entladens positiv. Die Größe $P_{x,Bedarf}$ weist negative Werte auf, sofern es sich im Wortsinne um einen Bedarf handelt, und positive, wenn sie einen Überschuss kennzeichnet, wie weiter unten erläutert wird.

Import und Export kennzeichnen Energieströme über die Bilanzgrenze. Dieser Energietransport kann in Leistung und Energiemenge reglementiert und mit beliebigen Kosten oder auch zeitlichen Kostenverläufen versehen werden. Import bezieht sich immer auf einen Zustrom in den betrachteten Bilanzraum hinein, Export auf einen Abstrom aus dem Bilanzraum heraus. Gegenüber der nächsthöheren Hierarchieebene werden Import und Export zu einem Transportterm $P_{x,Transport}$ zusammengefasst.

$$P_{x,Transport}(z, u, g, t) = P_{x,Import}(z, u, g, t) + P_{x,Export}(z, u, g, t)$$

$$\forall z, u, g, t \qquad (3.17)$$

Im- und Export finden, gemäß der Baumstruktur in Abbildung 3.2, immer in die beziehungsweise aus der nächsthöheren Ebene statt. Dies bedeutet, dass auf jeder Ebene die Im- und Exportströme der direkt darunter liegenden Ebeneneinheiten wie in einem Sammelbecken zusammenlaufen und die Ebenen von unten aufsteigend über Transportterme gekoppelt sind, wie auch die Gleichungen 3.17 bis 3.20 zeigen.

Sofern sich die Im- und Exportströme der untergeordneten Ebeneneinheiten nicht ausgleichen, resultiert auf der aktuellen Ebene ein verbleibender Bedarf oder Überschuss, der in der Energiebilanz (Gleichung 3.16) durch die Größe $P_{x,Bedarf}$ abgebildet wird. Für eine Unterzone ergibt sich dieser resultierende Bedarf aus der Summe der Import-

und Exportströme der untergeordneten Gebäudetypen.

$$P_{x,Bedarf}(z,u,0,t) = \sum_{g(z,u)} P_{x,Transport}(z,u,g,t) \quad \forall g \ge 1 \quad (3.18)$$

In einer Zone kann, zusätzlich zum Im- und Export aus und in direkt untergeordnete Gebäudetypen, auch ein Energietransport in und aus untergeordnete Unterzonen stattfinden.

$$P_{x,Bedarf}(z,0,0,t) = \sum_{g(z,(u=0))} P_{x,Transport}(z,0,g,t) \ \forall g \ge 1 + \sum_{u(z)} P_{x,Transport}(z,u,0,t) \ \forall u \ge 1 \ (3.19)$$

Auf der Ebene des Gesamtsystems setzt sich der Bedarf aus den vorgelagerten Gebäudetypen und Zonen zusammen. Eine Anordnung von Unterzonen ohne vorgelagerte Zonen ist unsinnig und deshalb unzulässig.

$$P_{x,Bedarf}(0,0,0,t) = \sum_{g(z=0,u=0)} P_{x,Transport}(0,0,g,t) \ \forall g \ge 1 + \sum_{z} P_{x,Transport}(z,0,0,t) \ \forall z \ge 1 \quad (3.20)$$

Auf der Ebene der Gebäudetypen werden der elektrische und thermische Energiebedarf $P_{x,Bedarf}$ in Form von Bedarfszeitreihen vorgegeben. Während diese Bedarfszeitreihen gemäß der obigen Konvention immer negative Werte aufweisen, kann $P_{x,Bedarf}$ auf höheren Ebenen auch vom Export aus untergeordneten Ebenen dominiert werden und damit positiv sein.

Dem Bedarf aus den vorgelagerten Ebenen steht gemäß Gleichung 3.16 auf der aktuellen Ebene ein Angebot aus dort vorhandenen Versorgungsund Speichertechnologien sowie die Möglichkeit des Energietransports in die oder aus der nächsthöheren Ebene gegenüber. Kann ein Bedarf oder Überschuss nicht durch ein Angebot oder eine Nachfrage auf der aktuellen Ebene befriedigt oder genutzt werden, verbleibt als einzige Möglichkeit zum Ausgleich der lokalen Bilanz der Import aus der beziehungsweise Export in die nächsthöhere Ebene. Im Extremfall kann folglich ein Bedarf in einem Gebäudetyp bis hinauf auf die Gesamtsystemebene weitergereicht werden. Ist ein Ausgleich innerhalb des Gesamtsystems nicht möglich, so entsteht ein Im- oder Exportstrom über die Gesamtsystemgrenze hinweg.

3.1.2.2 Ökonomische Struktur und Interaktion

Parallel zu den energetischen Beziehungen der verschiedenen Hierarchieebenen bestehen auch ökonomische Abhängigkeiten. Für das Optimierungsziel der Gesamtkostenminimierung sind sie in der Zielfunktion gebündelt.

$$K_{niv,ges,System} = \sum_{z,u,g,t,x} \left(K_{niv,x,Import}(z,u,g,t) - K_{niv,x,Export}(z,u,g,t) \right) + \sum_{z,u,g,i,j} K_{niv,ges,Komponente}(i,j,z,u,g) + \sum_{z,u,g} K_{niv,x,Netznutzung,pauschal}, \forall x, i, j, z, u, g, t \text{ und } x \in \{\text{el., th.}\} \text{ und } i, j \in \{\text{Komponente}\}$$
(3.21)

Die Zielfunktion entspricht der im Rahmen des Grundkonzepts vorgestellten, ergänzt um Hierarchieebenen. Der erste Teil der Gleichung beschreibt die mit Im- und Export verbundenen Kosten einschließlich Netznutzungsentgelten, wobei die in jedem Zeitschritt bezogene oder abgegebene Leistung ($P_{x,Import}, P_{x,Export}$) mit den dann geltenden spezifischen Kosten ($k_{niv,x,Import}, k_{niv,x,Export}$) multipliziert wird. Die zweite Zeile der Gleichung berücksichtigt die Kosten aller Komponenten. Über die dritte Zeile können pauschale, das heißt, von Energieströmen unabhängige Netznutzungsentgelte für das Gesamtsystem bedacht werden. Auf diese Weise können zum Beispiel Fixkosten für die Netznutzung integriert werden.

3.1.2.3 Komponenten und Datenstruktur

Das Konzept der Hierarchieebenen spiegelt sich auch in den meisten Komponentengleichungen wider (s. a. Abschnitt 3.2). Energienetze werden in KomMod ebenfalls als Komponenten modelliert. Der Modellansatz unterscheidet sich hier von der in Abschnitt 2.4 angesprochenen graphenbasierten räumlichen Auflösung, bei der die Netze modellintern strukturbildend sind.

Für jeden Bilanzraum können Kosten und Restriktionen für den Imund Export vorgegeben werden. Außerdem wird für jeden Bilanzraum die grundsätzliche Verfügbarkeit von Versorgungs- und Speichertechnologien festgelegt, und es werden deren ortsabhängige Parameter gesetzt. Es wird also beispielsweise vorgegeben, ob dem Optimierungsalgorithmus in einem Bilanzraum Windenergieanlagen für die Lösungsermittlung zur Verfügung stehen oder nicht. Für die grundsätzlich verfügbaren Anlagentypen werden dann die ortsabhängigen Parameter spezifiziert. Diese umfassen unter anderem Ober- und Untergrenzen für die installierte Leistung oder Speicherkapazität, die maximal und minimal abzugebenden Energiemengen oder Begrenzungen der Volllaststundenzahlen. Im Sinne eines möglichst modularen Aufbaus werden sie für jede Komponente in einer eigenen Datei und getrennt von Daten ohne Ortsbezug abgelegt. Parameter, die ortsunabhängig sind, werden einheitlich für das Gesamtsystem bestimmt. Hinsichtlich der Komponenten stellen sie das Äquivalent eines Datenblattes mit den charakteristischen technischen und ökonomischen Parametern dar. Insgesamt umfasst die modelltechnische Beschreibung jeder Komponente also die drei Module mit den charakteristischen physikalischen und ökonomischen Gleichungen und je eine Datei mit ortsabhängigen und ortsunabhängigen Parametern (s. a. Abschnitt 3.3).

3.2 Verwendete Komponentenmodelle und Module

In diesem Abschnitt werden die einzelnen Komponentenmodelle beschrieben. Aktuell sind Modelle für Kraftwerke und Heizkraftwerke, Heizwerke und -kessel, Photovoltaikanlagen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Windenergieanlagen, elektrische und thermische Speicher sowie (thermische) Netze in KomMod enthalten.

Der Index i an einer Größe kennzeichnet die Komponente, j die Unterkomponente. Die Angabe von z, u, g in runden Klammern hinter einer Größe charakterisiert den Ort und t weist auf Zeitabhängigkeit hin. Da die meisten Größen ortsabhängig sind, werden die Indizes z, u, g im Fließtext weggelassen. Der Index t hingegen wird immer angegeben, da sich Momentan- und Auslegungsgrößen in der Nomenklatur nur hierin unterscheiden.

3.2.1 Komponentenübergreifende Beziehungen

Die nachfolgenden Beziehungen gelten für die meisten Komponenten und lassen sich daher zusammengefasst darstellen.

Setzen von oberen und unteren Grenzwerten

Viele Größen, sowohl Optimierungsvariablen wie auch vorgegebene Parameter, sind nach oben und unten beschränkt. Dies kann aus inhaltlichen Gründen geschehen, zum Beispiel, um ein Potential oder einen Anlagenbestand abzubilden oder auch um unsinnige beziehungsweise fehlerhafte Eingaben zu erkennen. Die Umgebungstemperatur beispielsweise ist auf einen Bereich zwischen 173,15 K und 373,15 K beschränkt, wodurch eine fälschliche Eingabe von Werten in Grad Celsius durch eine Fehlermeldung auffällt.

Anlagenanzahl und Flächenbedarf

Die Anlagenanzahl $n_{i,j}$ aller Anlagen eines Typs wird über das Verhältnis einer optimierungsrelevanten Auslegungsgröße und der dazugehörenden Größe einer einzelnen Anlage des gleichen Typs errechnet. Nachfolgend ist das Beispiel einer brennstoffbetriebenen Anlage aufgeführt. Alle Anlagen eines Typs zusammen weisen den Brennstoffmassenstrom $\dot{m}_{BS,kum,i,j}$ auf. Eine einzelne Anlage erzielt bei Nennleistung den Massenstrom $\dot{m}_{BS,i,j}$.

$$n_{i,j}(z, u, g) = \frac{\dot{m}_{BS,kum,i,j}(z, u, g)}{\dot{m}_{BS,i,j}}$$
(3.22)

Sofern die installierte Fläche nicht selbst eine Optimierungsgröße ist, wie es bei Solarthermie- und Photovoltaikanlagen der Fall ist, lässt sich über die Anlagenanzahl der Flächenbedarf $A_{Bedarf,kum,i,j}$ errechnen. Er ergibt sich aus dem Flächenbedarf einer einzelnen Anlage $A_{Bedarf,i,j}$ und der Anzahl der von diesem Typ installierten Anlagen.

$$A_{Bedarf,kum,i,j}(z,u,g) = n_{i,j}(z,u,g) \cdot A_{Bedarf,i,j}$$
(3.23)

Leistungsabregelung

Viele der nachfolgend vorgestellten Komponentenmodelle bieten die Möglichkeit, die Momentanleistung $P_{x,kum,i,j}(t)$ abzuregeln, also Energie ungenutzt zu lassen. Für Anlagen, die auf fluktuierenden erneuerbaren Energien beruhen, bedeutet dies, dass die Momentanleistung nicht ausschließlich vom Energiedargebot abhängt, sondern zumindest nach unten geregelt werden kann. Bei Heizkraftwerken wird auf diese Weise die ansonsten im Modell bisher starre Kopplung zwischen elektrischem und thermischem Nutzungsgrad gelockert. Analog zu den übrigen Eigenschaften verhalten sich auch hier alle Anlagen eines Typs in einem Knoten identisch. Anstelle von $P_{x,kum,i,j}$ geht dann die verbleibende Nettoleistung $P_{x,netto,kum,i,j}(t)$ in die elektrische Energiebilanz, Gleichung 3.16, ein.

$$P_{x,netto,kum,i,j}(z,u,g,t) = P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t) - P_{x,Abregelung,kum,i,j}(z,u,g,t)(3.24)$$

Die abgeregelte Leistung $P_{x,Abregelung,kum,i,j}$ muss naturgemäß immer kleiner gleich der ursprünglichen Momentanleistung $P_{x,kum,i,j}$ sein.

$$P_{x,Abregelung,kum,i,j}(z,u,g,t) \le P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t)$$
(3.25)

Jährliche Energieabgabe

Die jährlich von allen Anlagen eines Typs i, j in einem Knoten z, u, gbereitgestellte Energie $W_{x,kum,i,j}$ in einem Bedarfssektor x ergibt sich aus der Summe der Leistungen $P_{x,kum,i,j}(t)$ in jedem Zeitschritt t multipliziert mit der Länge eines Zeitschritts Δt .

$$W_{x,kum,i,j}(z,u,g) = \sum_{t} P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t) \cdot \Delta t$$
(3.26)

Für den Fall, dass diese Energiemenge in den Eingangsdaten beschränkt wird, zum Beispiel um den Anteil an Biomassenutzung zu begrenzen, stellt die Gleichung eine Nebenbedingung dar. Ohne Beschränkungen ist die Gleichung nicht optimierungsrelevant und könnte auch erst in der Nachbereitung gelöst werden. Da über $P_{x,kum,i,j}(t)$ summiert wird und nicht über $P_{x,brutto,kum,i,j}(t)$, beschreibt die Gleichung die im System genutzte Energiemenge und nicht den technisch möglichen Energieertrag.

Volllaststundenzahl

Die Anzahl der jährlichen Volllaststunden $t_{Voll,i,j}$ berechnet sich aus dem Verhältnis von jährlich abgegebener Energiemenge $W_{x,kum,i,j}$ und der installierten Leistung eines Anlagentyps in einem Knoten $P_{x,kum,i,j}$.

$$t_{Voll,i,j}(z,u,g) = \frac{W_{x,kum,i,j}(z,u,g)}{P_{x,kum,i,j}(z,u,g)}$$
(3.27)

Die Gleichung wird erst in der Nachbereitung gelöst. Wird die Volllaststundenzahl eines Anlagentyps in den Eingangsdaten beschränkt, so wird die Vorgabe modellintern in eine maximal beziehungsweise minimal bereitzustellende Energiemenge umgerechnet:

$$W_{x,kum,i,j}(z,u,g) \ge P_{x,kum,i,j}(z,u,g) \cdot t_{Voll,min,i,j}(z,u,g) \cdot \Delta t \quad (3.28)$$

beziehungsweise

$$W_{x,kum,i,j}(z,u,g) \le P_{x,kum,i,j}(z,u,g) \cdot t_{Voll,max,i,j}(z,u,g) \cdot \Delta t \,. \tag{3.29}$$

Ökonomie

Die im Rahmen des Grundkonzepts und des Abschnitts 2.3 beschriebenen ökonomischen Berechnungsvorschriften gelten für alle Komponenten gleichermaßen und werden deshalb in einem eigenen Ökonomie-Modul gebündelt.

3.2.2 Brennstoffbetriebene Anlagen

In den brennstoffbetriebenen Anlagen sind die Komponenten Kraftwerke, Heizkraftwerke, Heizwerke und Heizkessel zusammengefasst. Wie bereits im Grundkonzept beschrieben, drücken sich der konkrete Anlagentyp und Unterschiede im verwendeten Brennstoff im Parametersatz und nicht in den nachfolgenden Gleichungen aus. Allen brennstoffbetriebenen Anlagen gemein ist, dass derzeit feste Umwandlungswirkungsgrade $\eta_{x,i,j}$ angenommen werden, um das Modell linear zu halten. Das Absinken eines Wirkungsgrades in Teillast oder die verschiedenen Betriebszustände bei variierender Strom- und Wärmeauskopplung in einem Großheizkraftwerk (P- \dot{Q} -Diagramm) lassen sich insofern nicht berücksichtigen. Durch die Abregelung von thermischer Leistung besteht bei Heizkraftwerken allerdings die Möglichkeit, bei konstantem elektrischen Nutzungsgrad thermische Energie zu dissipieren (s. Gleichung 3.24). Der Index x kennzeichnet in den Gleichungen Größen, die elektrisch und thermisch vorkommen können und bei Heizkraftwerken dementsprechend in beiden Varianten auftreten. Für Kraftwerke gelten die Beziehungen sinnigerweise nur elektrisch, für Heizwerke und Heizkessel nur thermisch. Als Quellen für die physikalischen Beziehungen dieser Komponenten dienen [Strauß 2009] und [Kaltschmitt u. a. 2006].

Leistungen

Die kumulierte abgegebene Leistung $P_{x,kum,i,j}(t)$ in [MW] aller Anlagen eines Typs in jedem Zeitschritt ergibt sich über die in einem Zeitschritt Δt in [h] umgesetzte Brennstoffmasse $m_{BS,kum,i,j}(t)$ in [kg], den Heizwert $H_{u,BS}$ in [kWh/kg] und den Wirkungsgrad $\eta_{x,i,j}$. Der Wirkungsgrad kann, bei ansonsten identischem Anlagentyp, auf Wunsch räumlich variieren, wird aber in der Regel systemweit einheitlich gesetzt.

$$P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t) = \underbrace{\frac{m_{BS,kum,i,j}(z,u,g,t)}{\Delta t}}_{\dot{m}_{BS,kum,i,j}(z,u,g,t)} \cdot \frac{H_{u,BS}}{1000} \cdot \eta_{x,i,j}(z,u,g)$$
(3.30)

Bei Heizkraftwerken kann die thermische Leistung $P_{th,kum,i,j}(t)$ – dann als Bruttoleistung $P_{th,kum,brutto,i,j}(t)$ – durch Variation der Größe $P_{th,kum,Abregelung,i,j}(t)$, ebenfalls in [MW], bei konstanter elektrischer Leistungsabgabe gesenkt werden, indem die rechte Seite von Gleichung 3.30 um den Term $-P_{th,kum,Abregelung,i,j}(t)$ ergänzt wird (s. Gleichung 3.25). Die Beziehung für die kumulierte installierte Leistung $P_{x,kum,i,j}$ in [MW] aller Anlagen eines Typs entspricht Gleichung 3.30 mit dem Unterschied, dass anstelle des momentanen Brennstoffmassenstroms $\dot{m}_{BS,kum,i,j}(t)$ in [kg/h] derjenige bei Auslegungsbedingungen beziehungsweise Volllast eingesetzt wird ($\dot{m}_{BS,kum,i,j} \neq f(t)$, in [kg/h]).

$$P_{x,kum,i,j}(z,u,g) = \underbrace{\frac{m_{BS,kum,i,j}(z,u,g)}{\Delta t}}_{\dot{m}_{BS,kum,i,j}(z,u,g)} \cdot \frac{H_{u,BS}}{1000} \cdot \eta_{x,i,j}(z,u,g) \quad (3.31)$$

Es wird angenommen, dass $\dot{m}_{BS,kum,i,j}$ in Gleichung 3.31 der maximal zulässige Massenstrom ist. Der momentane Brennstoffmassenstrom $\dot{m}_{BS,kum,i,j}(t)$ in Gleichung 3.30 muss folglich immer kleiner gleich $\dot{m}_{BS,kum,i,j}$ sein. Es gilt also:

$$\dot{m}_{BS,kum,i,j}(z,u,g,t) \le \dot{m}_{BS,kum,i,j}(z,u,g).$$
 (3.32)

Jährlicher Brennstoffbedarf und Kohlendioxidausstoß

Um die Jahresenergiemenge $W_{x,kum,i,j}$ in [MWh/a] bereitzustellen (Gleichung 3.26), wird eine jährliche Brennstoffmasse $m_{BS,kum,i,j}$ in [t/a] von

$$m_{BS,kum,i,j}(z,u,g) = \frac{\sum_{t} \dot{m}_{BS,kum,i,j}(z,u,g,t) \cdot \Delta t}{1000}$$
(3.33)

umgesetzt. Die resultierenden jährlichen Kohlendioxidemissionen $m_{CO_2,kum,i,j}$ in [t/a] belaufen sich auf

$$m_{CO_2,kum,i,j}(z,u,g) = m_{BS,kum,i,j}(z,u,g) \cdot H_{u,BS} \cdot m_{CO_2,BS} . \quad (3.34)$$

Die Größe $m_{CO_2,BS}$ bezeichnet die spezifischen CO₂-Emissionen des verwendeten Brennstoffs bezogen auf den Heizwert $H_{u,BS}$ in der Einheit $[\mathrm{kg}_{CO_2}/\mathrm{kWh}_{H_{u,BS}}]$.

Begrenzung der Laständerungsgeschwindigkeit

Häufig ist die Laständerungsgeschwindigkeit eines Anlagentyps, also die maximale Änderung der Momentanleistung $P_{x,i,j}(t)$ zwischen zwei Zeitschritten t und t-1, aus technischen Gründen begrenzt. Dies wird im Modell durch die Größe $\Delta P_{x,max,i,j}$ mit der Einheit [MW/min] abgebildet. Sie ist in den Eingangsdaten für jeden Anlagentyp hinterlegt und wird mit der kumulierten installierten Leistung $P_{x,kum,i,j}$ auf alle Anlagen eines Typs in einem Knoten skaliert ($\Delta P_{x,max,kum,i,j}$). Außerdem erfolgt eine Umrechung auf die Einheit [MW/Zeitschritt].

$$\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) = P_{x,kum,i,j}(z,u,g) \cdot \Delta P_{x,max,i,j} \cdot 60 \cdot \Delta t \quad (3.35)$$

Bei der Anwendung der Gleichung wird angenommen, dass die maximal zulässige Laständerungsgeschwindigkeit über den gesamten Leistungsbereich von Null bis Volllast konstant ist. Es wird zusätzlich unterstellt, dass die maximale Laständerungsgeschwindigkeit in beiden Richtungen, also bei einer Leistungszunahme wie auch -abnahme, gleich groß ist. Die Begrenzung der Laständerungsgeschwindigkeit erfolgt dann über die beiden Bedingungen

$$\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) \ge P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t) - P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t-1)$$
(3.36)

und

$$-\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) \le P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t) - P_{x,kum,i,j}(z,u,g,t-1).$$
(3.37)

Zur Verwendung der Beziehungen wird zusätzlich ein Anfangswert für die Leistung $P_{x,kum,i,j}(t)$ benötigt, da für t = 1 auf einen ansonsten unbekannten Wert $P_{x,kum,i,j}(0)$ Bezug genommen wird. Dieser Anfangswert zum Zeitpunkt t = 0 wird willkürlich auf die Hälfte der installierten Leistung gesetzt, um sowohl eine Leistungszu- als auch -abnahme im ersten Zeitschritt zu erlauben.

$$P_{x,kum,i,j}(z,u,g,0) = 0, 5 \cdot P_{x,kum,i,j}(z,u,g)$$
(3.38)

3.2.3 Solarenergienutzung und Sonnenstandsberechnung

Die im Rahmen der Wetterdaten vorgegebenen Werte für die solare Einstrahlung beziehen sich auf eine horizontale Ebene. Mithilfe des Sonnenstandsverlaufs kann hieraus die Einstrahlung auf gegenüber dieser Ebene geneigte und gedrehte Photovoltaik- und Solarthermieanlagen errechnet werden. Derzeit sind weder die Wetterdaten noch die Sonnenstandsberechnung räumlich aufgelöst, so dass dieselben Zeitreihen für alle Anlagen im Energiesystem gelten. Für die Ausdehnung einer Stadt oder einer kleineren Region erscheint dies im ersten Ansatz hinreichend genau zu sein. Da die Berechnungen für alle solartechnischen Anlagen identisch sind¹, sind sie im Modul "Solarenergienutzung" zusammengefasst, das seinerseits das Modul zur Sonnenstandsberechnung enthält.

3.2.3.1 Sonnenstandsberechnung

Zur Sonnenstandsberechnung wird der Algorithmus nach DIN 5034 eingesetzt, der laut [Quaschning 2009] einen guten Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenaufwand darstellt. Er ist im Anhang auf Seite 187 wiedergegeben. Durch den modularen Aufbau des Modells kann er bei Bedarf ohne Veränderungen an anderen Modellteilen ausgetauscht werden. Als Eingangsdaten für den Algorithmus werden die geographische Länge λ_{geo} und Breite ϕ_{geo} des Untersuchungsortes sowie die Zeitzone, also die Abweichung von der koordinierten Weltzeit UTC, benötigt.

3.2.3.2 Berechnung der solaren Einstrahlung auf die geneigte und gedrehte Anlagenebene

Mit der Zeitreihe für den Sonnenstandsverlauf können im nächsten Schritt die Strahlungsdaten der direkten und diffusen Strahlung von der horizontalen Ebene auf die geneigte und gedrehte Ebene der jeweiligen solartechnischen Anlage umgerechnet werden. Die notwendigen

 $^{^1{\}rm Konzentrierende}$ Anlagen werden bisher nicht betrachtet.

Berechnungsschritte sind vollständig aus [Quaschning 2009] entnommen und im Anhang ab Seite 189 aufgeführt. Im Ergebnis stehen für jede solartechnische Anlage Zeitreihen der insgesamt nutzbaren solaren Einstrahlung $I_{Solar,ges,i,j}(t)$, der direkten Einstrahlung $I_{Solar,dir,i,j}(t)$, der diffusen Einstrahlung $I_{Solar,diff,i,j}(t)$ und der Einstrahlung aus Bodenreflexion $I_{Solar,Reflexion,i,j}(t)$, jeweils in der Einheit [W/m²], als Eingangsdaten zur Verfügung.

3.2.3.3 Flächenkonkurrenz solartechnischer Anlagen

Zwischen den verschiedenen Anlagentypen zur Solarenergienutzung besteht eine Konkurrenz hinsichtlich der verfügbaren Dach-, Frei- und Fassadenflächen. Diese Flächenkonkurrenz tritt grundsätzlich in jedem einzelnen Knoten auf, wird aktuell jedoch nur auf der Systemebene abgebildet. Dies bedeutet, dass nur auf der Gesamtsystemebene eine Obergrenze für den Bedarf an Solarnutzungsflächen fomuliert ist, deren Wert von der Summe aller Einzelinstallationen nicht überschritten werden darf. Über diese systemweite Bedingung hinaus kann die maximal in jedem Knoten zu installierende Leistung beziehungsweise Fläche für jeden Anlagentyp gesondert vorgegeben werden. Trotzdem könnte die in einem einzelnen Knoten insgesamt beanspruchte Fläche die Potenzialfläche überschreiten, wenn sowohl für Photovoltaik- als auch für Solarthermieanlagen in diesem Knoten mehr als die Hälfte des lokalen Potenzials als anlagenspezifische Obergrenze vorgegeben wird.

Für Fassadenanlagen fehlt eine technologieübergreifende Obergrenze noch ganz. Werden an Fassaden gleichzeitig Photovoltaik- und Solarthermieanlagen genutzt, so muss bei der Ergebnisauswertung händisch auf das Einhalten der Flächenbegrenzungen geachtet werden.

Mathematisch wird die Flächenkonkurrenz abgebildet, indem für jede Ausrichtung in eine Himmelsrichtung k gilt, dass die Summe aus in dieser Ausrichtung systemweit verfügbarer Solarfläche $A_{Angebot,Solar}(0,0,0,k)$ in $[m^2]$ größer sein muss als die Summe des Flächenbedarfs der installierten Anlagen $A_{Bedarf,kum,i,j}(z, u, g, k)$ in allen Knoten z, u, g (ebenfalls in $[m^2]$). Während die vorhergehenden Beziehungen zur Solarenergienutzung ausnahmslos in der Vorverarbeitung gelöst werden konnten, stellt diese Beziehung eine Nebenbedingung für die Optimierung dar.

$$A_{Angebot,Solar}(0,0,0,k) \ge \sum_{z,u,g,k,i,j} A_{Bedarf,kum,i,j}(z,u,g,k) \forall k \quad (3.39)$$

3.2.4 Photovoltaik

Zu Beginn des Abschnitts 3.2 wurde die Bedingung formuliert, dass alle Anlagen eines Typs in einem Knoten identische Eigenschaften aufweisen und sich auch hinsichtlich ihres Betriebs deckungsgleich verhalten. Für Photovoltaikanlagen schließt dies identische Merkmale für Einbau, Ausrichtung und Einstrahlung ein. Unterschiede können durch das Hinzufügen weiterer Unterkomponenten integriert werden. Die Beziehungen stammen im Wesentlichen aus den Quellen [Quaschning 2009; Schmid 1994].

Momentane Modultemperatur des Photovoltaikanlagentyps

Die Modultemperatur $T_{Modul,i,j}$, in [K], bestimmt maßgeblich den elektrischen Wirkungsgrad einer Photovotaikanlage. Sie hängt von der Außentemperatur T_0 , der gesamten Einstrahlung auf die Modulfläche $I_{Solar,ges,i,j}$ (s. Unterabschnitt 3.2.3.2) und der Belüftung der Module ab. Die Belüftungssituation wiederum ist von der Art des Einbaus abhängig und wird durch die Proportionalitätskonstante $c_{Einbau,Modul,i,j}$ in der Einheit [K] ausgedrückt. Die Einstrahlung und Außentemperatur sind zeitabhängig und werden exogen vorgegeben.

$$T_{Modul,i,j}(z, u, g, t) = T_0(t) + \frac{c_{Einbau, Modul,i,j} \cdot I_{Solar, ges,i,j}(t)}{1000 \frac{W}{m^2}}$$
(3.40)

Momentaner elektrischer Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad der gesamten Photovoltaikanlage in jedem Zeitschritt setzt sich aus dem Wirkungsgrad des Moduls $\eta_{Modul,i,j}$, des Wechselrichters $\eta_{WR,i,j}$ und der sogenannten Performance Ratio $\eta_{PR,i,j}$ zusammen. In der Performance Ratio sind allgemeine Einbußen beispielsweise durch Verschmutzung, Verschattung, Teillastbetrieb und Leistungsverluste pauschal zusammengefasst.

$$\eta_{el,i,j}(z,u,g,t) = \eta_{PR,i,j} \cdot \eta_{WR,i,j} \cdot \eta_{Modul,i,j}(z,u,g,t)$$
(3.41)

In der Gleichung wird der Modulwirkungsgrad als einziger als variabel angenommen. Er bezieht sich auf den anlagentypspezifischen Wirkungsgrad bei Referenzbedingungen $\eta_{el,Ref,i,j}$, der um eine Temperaturabhängigkeit korrigiert wird. $T_{Modul,i,j}$ beschreibt dabei die im jeweiligen Zeitschritt aktuelle Modultemperatur und $T_{Modul,Ref,i,j}$ die Temperatur bei Referenzbedingungen. Das Ausmaß der Temperaturabhängigkeit wird vom Zellenmaterial bestimmt und durch den Temperaturkoeffizienten $\beta_{P,Modul,i,j}$ in der Einheit [%/K] charakterisiert.

$$\eta_{Modul,i,j}(z,u,g,t) = \eta_{el,Ref,i,j} \cdot \left(1 - \frac{\beta_{P,Modul,i,j}}{100} \\ \cdot \left(T_{Modul,i,j}(z,u,g,t) - T_{Modul,Ref,i,j}\right)\right)$$
(3.42)

Die Gleichungen 3.40 bis 3.42 stellen keine Nebenbedingungen dar, da alle Parameter vorab bekannt sind und im Rahmen der Vorverarbeitung gelöst werden. Der resultierende zeitliche Verlauf des Anlagenwirkungsgrades geht als feste Zeitreihe in den Optimierungsteil des Modells ein.

Momentanleistung

Die elektrische Leistung $P_{el,kum,i,j}(t)$ eines Anlagentyps in jedem Zeitschritt ist eine der Optimierungsgrößen, wobei die kumulierte Modulfläche $A_{Modul,kum,i,j}$ die eigentliche Variable darstellt. Die Momentanleistung aller Anlagen eines Typs ergibt sich aus der Modulfläche, der Einstrahlung $I_{Solar,ges,i,j}$ auf diese Fläche und dem aktuellen Wirkungsgrad der Gesamtanlage $\eta_{el,i,j}$. Die Leistung wird außerdem von [W] in [MW] umgerechnet. Die Modulfläche hat die Einheit [m²].

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g,t) = A_{Modul,kum,i,j}(z,u,g) \cdot \eta_{el,i,j}(z,u,g,t) \\ \cdot \frac{I_{Solar,ges,i,j}(t)}{10^6}$$
(3.43)

Unter Verwendung von Gleichung 3.24 kann diese momentane Leistungsabgabe abgeregelt werden. Eine Beschränkung der Laständerungsgeschwindigkeit, wie sie bei den brennstoffbetriebenen Anlagen berücksichtigt wurde, ist für Photovoltaikanlagen unnötig. Deren Leistungsgradienten sind so groß, dass die für einen vollständigen Lastwechsel benötigten Zeiten weit unterhalb der zeitlichen Auflösung der Modellierung liegen.

Anlagenanzahl, Flächenbedarf und installierte Leistung

Die Anzahl an Photovoltaikanlagen je Typ in einem Knoten ergibt sich aus dem Verhältnis von kumulierter Modulfläche aller Anlagen $A_{Modul,kum,i,j}$ zur Fläche einer einzelnen Anlage $A_{Modul,i,j}$.

$$n_{i,j}(z,u,g) = \frac{A_{Modul,kum,i,j}(z,u,g)}{A_{Modul,i,j}}$$
(3.44)

Der resultierende Flächenbedarf der Gesamtanlage in $[m^2]$

$$A_{Bedarf,kum,i,j}(z,u,g) = A_{Bedarf,i,j} \cdot n_{i,j}(z,u,g)$$
(3.45)

ergibt sich daraus ebenso wie die kumulierte installierte Leistung $P_{el,kum,i,j}$ in [MW]

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g) = P_{el,i,j} \cdot n_{i,j}(z,u,g).$$
(3.46)

3.2.5 Solarthermie

Die Solarthermie-Komponente beschreibt derzeit ausschließlich die Nutzung solarer Strahlung mittels *Flachkollektoren* für Niedertemperaturanwendungen. Viele der aufgeführten Gleichungen gelten zwar auch für *Vakuumröhrenkollektoren* oder *konzentrierende Kollektoren* (CPC), an einigen Stellen wäre jedoch eine Fallunterscheidung nötig, und es müssten zusätzliche Beziehungen eingefügt werden.

Zu beachten ist außerdem, dass beim aktuellen Entwicklungsstand des Modells alle (Prozess-)Temperaturen bis auf die Außentemperatur als konstant angesehen werden. Wärmeströme können dadurch nur mengengemäß bilanziert werden, was thermodynamisch eine starke Vereinfachung darstellt. Für das Komponentenmodell der Solarthermieanlage bedeutet dies, dass die Ein- und Austrittstemperaturen für die Bauteile *Kollektor* und *thermischer Speicher* exogen vorgegeben werden. *Rohrleitungen* sind ebenfalls nicht modelliert und die dortigen Wärmeund Druckverluste werden vernachlässigt. Gleiches gilt für die benötigte elektrische Energie der *Umwälzpumpe*. Auf Basis dieser Vereinfachungen geht in die thermische Energiebilanz gemäß Gleichung 3.16 der vom Kollektor bereitgestellte Wärmestrom ohne weitere Abzüge ein. Der Kollektor steht so gewissermaßen stellvertretend für die gesamte Solarthermieanlage ohne den Speicher. Als Quellen werden [Quaschning 2009, S.105-110], [Marko u. Braun 1997, S. 199-207], [Duffie u. Beckman 2013] und [Chartcenko 2004] genutzt.

Aus modellierungstechnischer Sicht ist es vorteilhaft, dieselben Grundgrößen zur Beschreibung verschiedener Energieformen zu verwenden. Deshalb erhalten Wärmeströme, die in der Thermodynamik üblicherweise durch das Symbol \dot{Q} gekennzeichnet werden, im weiteren Verlauf der Arbeit das Symbol P_{th} und werden als thermische Leistung bezeichnet.

Leistungen und Wirkungsgrad bei Referenzbedingungen

Der von einem Solarkollektor gelieferte *Wärmestrom* hängt, neben konstruktiven Eigenschaften, maßgeblich von den herrschenden Randbedingungen ab. Um verschiedene Kollektoren hinsichtlich ihrer thermodynamischen Güte vergleichen zu können, wurden deshalb standardisierte und teilweise genormte Prüfverfahren erarbeitet, in denen die Kollektoren unter klar definierten Bedingungen in verschiedenen Betriebspunkten vermessen werden [ESTIF 2006a,b, 2012].

In Anlehnung daran werden im Folgenden, anhand von selbst definierten Referenzbedingungen, Werte für den maximal zu erwartenden Wärmestrom eines Kollektors $P_{th,Ref,i,j}$ sowie seinen thermischen Wirkungsgrad $\eta_{th,Ref,i,j}$ bei diesen Bedingungen ermittelt. Der maximale Wärmestrom wird bei der Ausgabe der Modellergebnisse als Angabe für die installierte thermische Leistung genutzt und begrenzt gleichzeitig modellintern die in einem Zeitschritt zulässige Leistung eines Kollektors nach oben. Als Referenzbedingungen für die solare Einstrahlung $I_{Solar,ges,Ref,i,j}$ senkrecht zur Absorberebene werden 1000 W/m² festgelegt. Für die Außentemperatur $T_{0,Ref,i,j}$ mögen 298,15 K (25°C) gelten und für die Absorbermitteltemperatur $T_{Absorber,Mittel,i,j}$ 318,15K (45°C).

Die resultierende nutzbare thermische Leistung $P_{th,Ref,i,j}$ eines einzelnen Kollektors mit der Absorberfläche $A_{Absorber,i,j}$ lässt sich nun über

$$P_{th,Ref,i,j} = A_{Absorber,i,j} \cdot \eta_{0,Kollektor,i,j} \cdot \frac{I_{Solar,ges,Ref,i,j}}{10^6}$$
$$-P_{th,Verlust,Ref,i,j} \quad \forall i,j \qquad (3.47)$$

berechnen. Die Leistungen sind in [MW] und die Fläche in $[m^2]$ angegeben. Der erste Term auf der rechten Gleichungsseite beschreibt die thermischen Gewinne durch die solare Einstrahlung. Ihnen stehen die thermischen Verluste $P_{th,Verlust,Ref,i,j}$ gegenüber. Der Konversionsfaktor $\eta_{0,i,j}$ ist vor allem ein Maß für die optische Güte² eines Kollektors und wird auch als optischer Wirkungsgrad bezeichnet. Unter der Voraussetzung, dass sich der Kollektor trotz Einstrahlung nicht über Umgebungstemperatur erwärmt und dementsprechend auch Ein- und Austrittstemperatur identisch sind $(P_{th,Verlust,Ref,i,j} = 0)$, beschreibt er, welcher Anteil der ausschließlich senkrecht einfallenden solaren Einstrahlung als Wärmestrom genutzt werden kann. Er setzt sich aus dem Kollektorwirkungsgradfaktor $F'_{Kollektor,i,j}$, dem Transmissionskoeffizienten $\tau_{Glas,Kollektor,i,j}$ der transparenten Kollektorabdeckung und dem Absorptionsgrad $\alpha_{Absorption,Kollektor,i,j}$ des Absorbers zusammen.³ Der Kollektorwirkungsgradfaktor $F'_{Kollektor,i,j}$ ist ein Gütegrad für den Wärmedurchgang von der durch die Einstrahlung erwärmten Absorberoberfläche zum Wärmeträgermedium (s. a. [Marko u. Braun 1997, S. 200f]). Die Faktoren sind dimensionslos.

$$\eta_{0,Kollektor,i,j} = F'_{Kollektor,i,j} \cdot \tau_{Glas,Kollektor,i,j} \cdot \alpha_{Absorption,Absorber,i,j}$$
(3.48)

Die thermischen Verluste $P_{th,Verlust,Ref,i,j}$ setzen sich aus Wärmeleitung, Konvektion und Wärmestrahlung zusammen. Ihre Abbildung erfolgt durch einen quadratischen Ansatz bezüglich der Temperaturabhängigkeit

$$P_{th,Verlust,Ref,i,j} = \frac{A_{Absorber,i,j}}{10^{6}}$$

$$\cdot \left(a_{1,Kollektor,i,j} \cdot \Delta T_{Kollektor,Ref,i,j} + a_{2,Kollektor,i,j} \cdot \Delta T_{Kollektor,Ref,i,j}^{2}\right), (3.49)$$

 mit

$$\Delta T_{Kollektor,Ref,i,j} = T_{Kollektor,Mittel,i,j} - T_{0,Ref,i,j}.$$
(3.50)

²Bei genauerer Betrachtung treten zusätzlich Wärmeübergangs- und - durchgangsvorgänge auf.

³Streng genommen beeinflussen sich τ_{Glas} und $\alpha_{Absorption}$ geringfügig gegenseitig.

Die Koeffizienten $a_{1,Kollektor,i,j}$ und $a_{2,Kollektor,i,j}$ werden, wie auch die übrigen Kenngrößen, durch Messungen bestimmt und in Datenblättern angegeben. Von dort können sie in die Datensätze der Unterkomponenten übertragen werden. $a_{1,Kollektor,i,j}$ hat die Einheit [W/(m²·K)], bei $a_{2,Kollektor,i,j}$ kommt ein zusätzliches K im Nenner hinzu. Die Temperaturen sind, auch nachfolgend, in [K] angegeben.

Neben den konstruktiven Einflüssen hängen die Verluste maßgeblich von der Temperaturdifferenz $\Delta T_{Kollektor,Ref,i,j}$ zwischen Absorberoberfläche und Umgebung ab. Da die Temperaturverteilung auf der Absorberfläche bei realen Anlagen nicht zur Verfügung steht, wird eine Mitteltemperatur $T_{Kollektor,Mittel,i,j}$ angesetzt, die vereinfachend als arithmetisches Mittel der Kollektorein- und -austrittstemperatur des Wärmeträgermediums, $T_{Kollektor,ein,i,j}(t)$ und $T_{Kollektor,aus,i,j}(t)$, abgeschätzt wird.

$$T_{Kollektor,Mittel,i,j}(z,u,g,t) = \frac{1}{2} \cdot \left(T_{Koll,ein,i,j}(z,u,g,t) + T_{Koll,aus,i,j}(z,u,g,t) \right)$$
(3.51)

Wie bereits eingangs erwähnt, wird die Zeitabhängigkeit der Temperaturen und deren Abhängigkeit von der Speichertemperatur im Modell derzeit vernachlässigt und stattdessen die Mitteltemperatur exogen vorgegeben.

Abschließend lässt sich nun der thermische Wirkungsgrad eines Kollektors bei Referenzbedingungen $\eta_{th,Ref,i,j}$ aus dem Verhältnis der nutzbaren thermischen Leistung $P_{th,Ref,i,j}$ und der solaren Strahlungsleistung auf die Absorberfläche berechnen.

$$\eta_{th,Ref,i,j} = \frac{P_{th,i,j} \cdot 10^{6}}{A_{Absorber,i,j} \cdot I_{Solar,Kollektor,ges,Ref,i,j}} \\ = \eta_{0,Kollektor,i,j} \\ -\frac{P_{th,Verlust,i,j} \cdot 10^{6}}{A_{Absorber,i,j} \cdot I_{Solar,Kollektor,ges,Ref,i,j}}$$
(3.52)

Einfallswinkel-Korrekturfaktor (IAM)

Im Unterschied zu den Referenzbedingungen trifft bei realen Anlagen ein Teil der Einstrahlung nicht senkrecht auf die Kollektoroberfläche, was zu verstärkter Reflexion an der Kollektorabdeckung führt und die Kollektorleistung mindert. Berücksichtigt wird dies durch die Ergänzung von Gleichung 3.48 um den dimensionslosen *Einfallswinkelkorrekturfaktor* $K_{Kollektor,dir/dif,i,j}$ (auch IAM: *Incidence Angle Modifier*).

Für den direkten Strahlungsanteil und Einfallswinkel $\theta_{Solar,Kollektor,i,j}(t)$ kleiner etwa 70° gilt laut [Quaschning 2009, S.109]

$$K_{Kollektor,dir,i,j}(t) = 1 - \frac{b_{0,Kollektor,i,j}}{\cos \theta_{Solar,Kollektor,i,j}(t) - 1}, \qquad (3.53)$$

 mit

$$b_{0,Kollektor,i,j} = \frac{1 - K_{Kollektor,dir,50,i,j}}{\cos^{-1}(\frac{50 \cdot \Pi}{180}) - 1} .$$
(3.54)

 $K_{Kollektor,dir,50,i,j}$ stellt darin einen gemessenen Stützpunkt bei einem Einfallswinkel von 50° dar, der dem Datenblatt des Kollektors entnommen werden kann. Die begrenzte Gültigkeit der Beziehung wird im Modell durch eine Fallunterscheidung ausgedrückt. Für Winkel kleiner 75° werden die Gleichungen berücksichtigt, für größere wird $K_{Kollektor,dir,i,j}(t)$ zu Null gesetzt.

Die verstärkte Reflexion betrifft auch den flach auftreffenden Anteil der Diffusstrahlung. Die resultierende Ertragsminderung wird durch einen konstanten Wert $K_{Kollektor,diff,i,j}$ berücksichtigt, der ebenfalls den Herstellerangaben entnommen werden kann.

Momentanleistungen und -wirkungsgrade

Ausgehend von Gleichung 3.47 und unter Berücksichtigung der Einfallswinkelkorrekturfaktoren beträgt die in einem Zeitschritt nutzbare thermische Leistung $P_{th,kum,i,j}$ aller Kollektoren eines Typs in einem Knoten

$$P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t) = \frac{A_{Absorber,kum,i,j}(z,u,g)}{10^{6}} \cdot \eta_{0,Kollektor,i,j}$$

$$\cdot \left(K_{Kollektor,dir,i,j}(t) \cdot I_{Solar,Kollektor,dir,i,j}(t) + K_{Kollektor,diff,i,j} \cdot I_{Solar,Kollektor,diff,i,j}(t) + I_{Solar,Kollektor,Bodenreflexion,i,j}(t) \right)$$

$$- P_{th,Verlust,kum,i,j}(z,u,g,t)$$

$$\forall i, j, t \text{ und } i \in \{\text{Komponente}_{Solarthermie}\}.$$

$$(3.55)$$

Bei Bedarf kann diese Leistung, wie in Unterabschnitt 3.2.1 (Gleichungen 3.24 und 3.25) beschrieben, abgeregelt werden. Die kumulierte Absorberfläche $A_{Absorber,kum,i,j}$ in [m²] stellt die Optimierungsvariable in der Gleichung dar.

Die Verluste $P_{th,Verlust,kum,i,j}$ berechnen sich analog zu Gleichung 3.49, wobei $T_{0,Ref}$ in Gleichung 3.50 durch die jeweils aktuelle Umgebungstemperatur $T_0(t)$ ersetzt wird. Durch das Konstanthalten der Kollektoreintritts- und -austrittstemperaturen in Gleichung 3.51 können die Verluste rechnerisch die thermischen Gewinne übersteigen – die Anlage würde dann kühlen, anstatt zu heizen. Um dies zu verhindern, wird Gleichung 3.55 nur ausgeführt, wenn die gesamte Einstrahlung auf den Kollektor $I_{Solar,ges,i,j}(t)$ einen ersten Schwellwert übersteigt. Wird sogar ein zweiter, höherer Schwellwert überschritten, so wird die Kollektormitteltemperatur $T_{Kollektor,Mittel,i,j}$ zusätzlich um einige Kelvin erhöht. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dazu eine Differenz von 7 K gewählt. Sinnvolle Werte für die beiden Schaltschwellen wie auch für die Temperaturerhöhung müssen derzeit von Hand ermittelt werden. Diese einfache *Regelungsstrategie* in Form einer zweistufigen Abbildung der Mitteltemperatur kann inhaltlich als ein Ansteigen der Kollektoraustrittstemperatur bei höherer Einstrahlung gedeutet werden, wie es real aufträte, wenn der Massenstrom und die Kollektoreintrittstemperatur konstant wären. Verstärkt träte der Effekt bei längerer hoher Einstrahlung auf, wenn durch eine steigende Speichertemperatur auch die Kollektoreintrittstemperatur anstiege. Abgesehen hiervon ist eine

bewusste Abregelung der Anlage über die Gleichungen 3.24 und 3.25 möglich.

Anlagenanzahl, Flächenbedarf und installierte Leistung

Analog zu Gleichung 3.44 lassen sich mit Hilfe des Verhältnisses der errechneten Absorberfläche $A_{Absorber,kum,i,j}$ und der Fläche einer einzelnen Anlage eines Typs $A_{Absorber,i,j}$ die Anlagenanzahl und dann die Nennleistung aller Anlagen eines Typs $P_{th,kum,i,j}$ in einem Knoten bestimmen.

$$P_{th,kum,i,j}(z,u,g) = \frac{P_{th,i,j} \cdot A_{Absorber,kum,i,j}(z,u,g)}{A_{Absorber,i,j}}$$
(3.56)

Die Grenzwerte an maximal und minimal zu installierender thermischer Leistung $P_{th,max,i,j}$ beziehungsweise $P_{th,min,i,j}$ errechnen sich entsprechend durch Einsetzen der maximal zur Verfügung stehenden Fläche $A_{Bedarf,kum,max,i,j}$ oder der minimal belegten Fläche $A_{Bedarf,kum,min,i,j}$.

$$P_{th,max,i,j}(z,u,g) = \frac{P_{th,i,j} \cdot A_{Bedarf,kum,max,i,j}(z,u,g)}{A_{Bedarf,i,j}} \qquad (3.57)$$

$$P_{th,min,i,j}(z,u,g) = \frac{P_{th,i,j} \cdot A_{Bedarf,kum,min,i,j}(z,u,g)}{A_{Bedarf,i,j}} \qquad (3.58)$$

Der Wirkungsgrad in jedem Zeitschritt ergibt sich durch Anpassung von Gleichung 3.52, indem für Leistung $P_{th,kum,i,j}$ und Einstrahlung $I_{Solar,ges,i,j}$ die Werte für den jeweiligen Zeitschritt eingesetzt werden. Als Fläche muss die kumulierte Absorberfläche aller Anlagen eines Typs in einem Knoten $A_{Absorber,kum,i,j}$ Verwendung finden.

$$\eta_{th,i,j}(z,u,g,t) = \frac{P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t) \cdot 10^6}{A_{Absorber,kum,i,j}(z,u,g) \cdot I_{Solar,ges,i,j}(t)}$$
(3.59)

Momentaner Massenstrom des Wärmeträgerfluids

Der Wärmeträgerfluidmassenstrom $\dot{m}_{Fluid,kum,i,j}(t)$ für alle Anlagen eines Typs in einem Knoten und Zeitschritt wird zwar nicht für weitere Rechnungen oder Bedingungen verwendet, aber trotzdem zur Information berechnet. Bei einer eventuellen späteren Kopplung von Kollektor und Speicher wäre er das Bindeglied und müsste im Optimierungsteil der Gleichungsstruktur stehen. $c_{p,Fluid}$ bezeichnet die spezifische Wärmekapazität der Solarflüssigkeit mit der Einheit $[kJ/(kg \cdot K)]$. Der Fluidmassenstrom trägt die Einheit [kg/h].

$$\dot{m}_{Fluid,kum,i,j}(z,u,g,t) = \frac{P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t)}{\frac{c_{p,Fluid}}{3600 \cdot 1000} \cdot \Delta T_{Kollektor,i,j}(z,u,g,t)}$$
(3.60)

3.2.6 Wärmepumpen

Der überwiegende Teil der heute zur Gebäudeheizung und Trinkwassererwärmung eingesetzten Wärmepumpen gehört in die Kategorie der *elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen*. Auf diese ist die derzeitige Modellierung abstimmt. Zur Abbildung von gasmotorisch betriebenen Anlagen oder *Sorptionswärmepumpen* könnte der verwendete Ansatz beibehalten werden, ergänzend wäre jedoch zumindest eine Fallunterscheidung bei den Gleichungen für die Antriebsenergie nötig.

Neben der Art der Antriebsenergie und der Funktionsweise des Verdichters bildet das im Kältekreislauf genutzte *Kältemittel* ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal, das aber in der hier vorliegenden Modellierungstiefe nicht direkt erfasst wird. Darüber hinaus findet eine grundlegende Typisierung von Wärmepumpen häufig anhand der Wärmequelle und des Fluides, das zwischen der Wärmequelle und dem eigentlichen *Kältekreislauf* zirkuliert, statt. Übliche Typen sind *Wasser-Luft-*, *Erdreich-Sole-* und *Grundwasser-Sole-Wärmepumpen*. Sofern sie als elektrische Kompressionswärmepumpe ausgeführt sind, lassen sich diese drei Typen anhand des Parametersatzes unterscheiden und mit dem aktuellen Entwicklungsstand des Modells abbilden.

Die physikalische Beschreibung der Wärmepumpen erfolgt über ein $G\ddot{u}$ tegradmodell. Es geht von einem thermodynamisch idealen Prozess aus und korrigiert die resultierende Leistungszahl LZ um einen konstanten Faktor, der die auftretenden Irreversibilitäten berücksichtigt. Als Quellen dienen [Kaltschmitt u. a. 2006, ab S. 395] und [Baumgartner u. a. 1996].

Leistung und Effizienz bei Nennbedingungen

Sowohl die Leistung als auch die Effizienz einer Wärmepumpe hängen von den Temperaturen der Wärmequelle $T_{Quell,i,j}$ und der Wärmeabgabe – im Folgenden Nutztemperatur $T_{Nutz,i,j}$ genannt – ab (s. a. [Kaltschmitt u. a. 2006, ab S. 433]). Je weiter beide auseinander liegen, desto geringer muss, thermodynamisch bedingt, die Effizienz sein und desto geringer wird auch die spezifische Leistung bezogen auf den Kältemittelmassenstrom. Für einen thermodynamisch idealen, also reversiblen Prozess ergibt sich die Leistungszahl $LZ_{ideal,i,j}$ zu

$$LZ_{ideal,i,j} = \frac{T_{Nutz,i,j}}{T_{Nutz,i,j} - T_{Quell,i,j}} = \left(1 - \frac{T_{Nutz,i,j}}{T_{Quell,i,j}}\right)^{-1}.$$
 (3.61)

Für reale Anlagen geben Hersteller in den Datenblättern die Leistungszahlen bei verschiedenen Kombinationen aus Lufttemperatur und Nutztemperatur an. Werden bei der Berechnung der idealen Leistungszahl Temperaturen verwendet, die den Nennbedingungen des Anlagenherstellers entsprechen, so kann das Ergebnis mit der realen Leistungszahl $LZ_{i,j}$ aus den Herstellerangaben verglichen werden. Das Verhältnis beider Größen bildet den Gütegrad $\eta_{th,Gütegrad,i,j,'Heizung'}$.

$$\eta_{th,G\ddot{u}tegrad,i,j,'Heizung'} = \frac{LZ_{i,j}}{LZ_{ideal,i,j}}$$
(3.62)

Obwohl das Ergebnis streng genommen nur in dem speziellen Betriebspunkt gilt, wird angenommen, dass der errechnete Gütegrad in allen Betriebspunkten gleichbleibt. Außerdem wird angenommen, dass dieser Gütegrad für die reine Heizwärmebereitstellung gilt, daher der Index 'Heizung'. Die Warmwasserbereitstellung erfolgt demgegenüber in der Regel auf einem höheren Temperaturniveau und weist folglich eine geringere Leistungszahl auf. Es wird zudem davon ausgegangen, dass verstärkt Irreversibilitäten auftreten und die Abweichung vom idealen Prozess damit größer und der Gütegrad kleiner ist als für die Heizwärmebereitstellung. Die Abschätzung eines konkreten Wertes muss exogen erfolgen.

Um die unterschiedlichen Leistungszahlen und Gütegrade für Heizwärme- und Warmwasserbereitstellung abbilden zu können, sind bei Wärmepumpen als bisher einziger Komponente explizit verschiedene Temperaturniveaus innerhalb einer Unterkomponente verfügbar. Sie werden über den Parametersatz spezifiziert. Prinzipiell können deshalb, analog zum Konzept der Komponenten und Unterkomponenten, über die Niveaus für Heizwärme und Warmwasser hinaus, beliebige andere oder weitere Temperaturniveaus hinterlegt werden . Zu beachten ist jedoch, dass im Modell bisher nur eine Zeitreihe für den gesamten thermischen Bedarf vorgegeben wird. Deren Aufschlüsselung nach Temperaturniveaus und die damit einhergehende Gewichtung der Leistungszahlen muss daher durch eine exogene Vorgabe erfolgen. Die derzeitige Vorgehensweise wird rund um Gleichung 3.68 erläutert.

Die Annahmen für die *Quelltemperatur* hängen vom Typ der Wärmepumpe ab. Luft-Wasser-Wärmepumpen wird im Modell die Umgebungstemperatur $T_0(t)$ zugewiesen. Für Grundwasser-Sole-Anlagen wird eine konstante Quelltemperatur veranschlagt, die im Parametersatz vorgegeben wird. Für Erdreich-Sole-Anlagen kann eine Zeitreihe der Bodentemperatur exogen vorgegeben werden.

Die elektrische Antriebsleistung $P_{el,i,j}$ wird in der Regel nicht in den Datenblättern angegeben. Sie kann jedoch aus den Herstellerangaben zur abgegebenen thermischen Nennleistung $P_{th,i,j}$ bei Nennbedingungen und der dazugehörenden Leistungszahl $LZ_{i,j}$ berechnet werden.

$$P_{el,i,j} = \frac{P_{th,i,j}}{LZ_{i,j}} \tag{3.63}$$

Momentanleistungen und Leistungszahlen

Mit den Angaben für Quell- und Nutztemperatur kann die ideale Leistungszahl $LZ_{ideal,i,j,k}(t)$ in jedem Zeitschritt berechnet werden. Gegenüber Gleichung 3.61 sind Leistungszahl und Quelltemperatur $T_{Quell,i,j}(t)$ zeitabhängig, und der Index k kennzeichnet das Temperaturniveau.

$$LZ_{ideal,i,j,k}(t) = \frac{T_{Nutz,i,j,k}}{T_{Nutz,i,j,k} - T_{Quell,i,j}(t)} \quad \forall i, j, k, t$$
(3.64)

Die momentane Leistungszahl $LZ_{i,j,k}(t)$ der realen Wärmepumpe für das jeweilige Temperaturniveau ergibt sich durch Multiplikation mit dem Gütegrad.

$$LZ_{i,j,k}(t) = LZ_{ideal,i,j,k}(t) \cdot \eta_{th,G\ddot{u}tegrad,i,j,k}$$
(3.65)

Die ideale Leistungszahl wird für kleine Temperatur
differenzen zwischen Quell- und Nutztemperatur sehr groß – geht die Differenz
 gegen

Null, so wächst sie gegen unendlich. In der Folge würde auch die über den Gütegrad abgeschätzte reale Leistungszahl unrealistisch groß. Für Temperaturdifferenzen unter 10 K wird Gleichung 3.64 daher nicht ausgeführt, sondern stattdessen $LZ_{i,j,k}(t)$ auf den Wert 1 gesetzt.

Die bisherigen Berechnungen finden alle in der Vorverarbeitung und somit außerhalb der Optimierung statt. Das Gütegradmodell könnte also grundsätzlich durch komplexere und genauere Ansätze ersetzt werden, sofern diese nicht auf Optimierungsvariablen zurückgreifen.

Die thermische Momentanleistung ist, wie gesagt, von den aktuellen Temperaturen abhängig. Um dies im Modell abzubilden, wird aus vermessenen Leistungskennlinien über einen linearen Ansatz der dimensionslose Parameter $\Delta P_{th,T_{Quell,i,j},i,j}$ bestimmt, der die Änderung der thermischen Leistung $\Delta P_{th,i,j}$ mit der Änderung der Quelltemperatur $\Delta T_{Quell,i,j}$ wiedergibt.

$$\Delta P_{th,T_{Quell,i,j},i,j} = \frac{\Delta P_{th,i,j}}{\Delta T_{Quell,i,j} \cdot P_{th,i,j}}$$
(3.66)

Mit ihm lässt sich die kumulierte thermische Momentanleistung $P_{th,kum,i,j}(t)$ aller Wärmepumpen eines Typs (in [MW]) über die Beziehung

$$P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t) \leq P_{th,kum,i,j}(z,u,g)$$

$$\cdot \left(1 + \Delta P_{th,T_{Quell,i,j},i,j}\right)$$

$$\cdot \left(T_{Quell,i,j}(t) - T_{Quell,i,j}\right) \qquad (3.67)$$

berechnen. Das Ungleichheitszeichen sorgt dafür, dass auch geringere Momentanleistungen möglich sind, als sich aufgrund der kumulierten installierten Leistung $P_{th,kum,i,j}$ abrufen ließen.

Bei der Berechnung der momentan benötigten kumulierten elektrischen Antriebsleistung $P_{el,kum,i,j}(t)$ in [MW] findet eine Fallunterscheidung anhand der Umgebungstemperatur statt. Bei Werten über 20°C wird angenommen, dass der gesamte Wärmebedarf auf die Warmwasserbereitung entfällt. Für Umgebungstemperaturen unter 20°C werden 80% des Bedarfs der Heizwärme und 20% Warmwasser zugeordnet.

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g,t) = \begin{cases} T_0(t) \le 293.15 \,\mathrm{K} :\\ \frac{P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t)}{0.8 \cdot LZ_{i,j,'Heizung'}(t) + 0.2 \cdot LZ_{i,j,'WW'}(t)} \\ T_0(t) > 293.15 \,\mathrm{K} :\\ \frac{P_{th,kum,i,j}(z,u,g,t)}{LZ_{i,j,'WW'}(t)} \end{cases}$$
(3.68)

Die Begrenzung der Laständerungsgeschwindigkeit erfolgt wie in Abschnitt 3.2.2 in den Gleichungen 3.35 bis 3.37 beschrieben. Im Übrigen gelten die in Abschnitt 3.2.1 aufgeführten Beziehungen. Parallel zur jährlichen thermischen Energieabgabe ist dabei über Gleichung 3.26 auch der jährliche Bedarf an elektrischer Antriebsenergie zu berechnen. Aus den jährlichen Wärme- und Strommengen kann dann die Jahresarbeitszahl $JAZ_{i,j}$ als Gütekriterium ermittelt werden.

$$JAZ_{i,j}(z, u, g) = \frac{W_{th,kum,i,j}(z, u, g)}{W_{el,kum,i,j}(z, u, g)}$$
(3.69)

3.2.7 Wasserkraftanlagen

Mangels Bedarfs in den bisherigen Projekten sind Wasserkraftanlagen derzeit nur rudimentär implementiert. So wird angenommen, dass die jährlich bereitgestellte Energiemenge $W_{el,kum,i,j}$ in [MWh/a] bekannt ist und gleichmäßig über ein Leistungsband verteilt mit 8760 Volllaststunden pro Jahr zur Verfügung steht. Die resultierende konstante Leistung $P_{el,kum,i,j}(t)$ in jedem Zeitschritt beträgt dann

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g,t) = \frac{W_{el,kum,i,j}}{8760 \text{h/a}}.$$
(3.70)

Bis auf die Möglichkeit zur Leistungsabregelung gelten zusätzlich die Beziehungen aus Abschnitt 3.2.1.

Für eine genauere Abbildung muss bedacht werden, dass sich beispielsweise Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke in einigen Eigenschaften so grundlegend unterscheiden, dass dies über die Angaben im Parametersatz hinausgeht und deshalb in den Modellgleichungen durch Fallunterscheidungen abgebildet werden müsste. Als Quelle für spätere Erweiterungen kann hier [Giesecke u. Mosonyi 2009] dienen.

3.2.8 Windenergieanlagen

Unter den heute gebauten Windenergieanlagen zur Strombereitstellung dominieren dreiflüglige *Horizontalachser*, die als *Auftriebsläufer* ausgeführt sind. Die nachfolgenden Beziehungen sollen primär diesen Typ erfassen, eignen sich aber ebenso zur Abbildung von *Vertikalachsern* oder *Widerstandsläufern*. Wie bei den brennstoffbetriebenen Anlagen oder der Photovoltaik erstrecken sich die Unterschiede bei der gewählten Modellierungstiefe ausschließlich auf den Parametersatz und hier insbesondere auf die hinterlegte Leistungskennline. Als Quellen werden [Gasch u. Twele 2007], [Hau 2008] und [Kaltschmitt u. a. 2006] genutzt.

Momentane Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Die Messung der Windgeschwindigkeit im Rahmen der Wetteraufzeichnung erfolgt in der Regel in 8-10 m Höhe und damit deutlich unterhalb der Nabenhöhe von Großanlagen. Da die Rauigkeit der Erdoberfläche bremsend auf den Luftstrom wirkt, bildet sich eine Grenzschicht aus, und die Windgeschwindigkeit weist in der Folge ein mehr oder minder ausgeprägtes Höhenprofil auf. Die Windgeschwindigkeitsdaten $v_{Wind,Mess,i,j}(t)$ in Messhöhe $h_{Wind,Mess,i,j}$ müssen daher zunächst auf die Geschwindigkeit $v_{Wind,Nabe,i,j}(t)$ in Nabenhöhe $h_{Nabe,i,j}$ umgerechnet werden. In hinreichender Näherung geschieht dies über das Potenzgesetz nach Hellmann⁴ mit der Gleichung

$$v_{Wind,Nabe,i,j}(z,u,g,t) = v_{Wind,Mess,i,j}(z,u,g,t) \\ \cdot \left(\frac{h_{Nabe,i,j}(z,u,g)}{h_{Wind,Mess,i,j}(z,u,g)}\right)^{\alpha_{Wind,i,j}(z,u,g)} .$$

$$(3.71)$$

Die Geschwindigkeitsangaben tragen die Einheit [m/s], die Höhen sind in [m] ausgewiesen. Der dimensionslose *Höhenexponent* $\alpha_{Wind,i,j}$ charakterisiert die Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit – je rauher die Oberfläche, desto ausgeprägter ist sie und desto größer wird der

⁴Anmerkung: Der genauere Umrechnungsansatz über die logarithmische Höhenformel ist inzwischen im Modell implementiert worden (s. a. [Hau 2008, S. 515ff], [Gasch u. Twele 2007, S. 125f] und [Kaltschmitt u. a. 2006, S. 68f]). Für die Ergebnisse der Anwendungsbeispiele in Kapitel 4 wird jedoch noch die obige Näherung nach Hellmann genutzt.

Wert. Die in der Gleichung angegebene räumliche Auflösung der Windgeschwindigkeit wird in den bisherigen Projekten nicht genutzt, sondern stattdessen systemweit eine einheitliche Windgeschwindigkeitszeitreihe verwendet.

Momentaner elektrischer Wirkungsgrad

Durch die Windenergieanlage wird der Wind mit der zuvor berechneten Geschwindigkeit in Nabenhöhe in elektrische Leistung überführt. Der Wirkungsgrad $\eta_{el,i,j}$ mit dem dies geschieht, hängt von der Windgeschwindigkeit ab, was durch eine Wirkungsgradkennlinie abgebildet wird. Häufig wird sie nicht als stetige Funktion, sondern in Form diskreter Windgeschwindigkeitsbereiche angegeben, hier $Windklasse_{i,i}$ genannt, denen jeweils ein Anlagenwirkungsgrad zugeordnet ist. Der Betriebsbereich, innerhalb dessen die Anlage Strom bereitstellt, wird durch eine Einschaltwindgeschwindigkeit nach unten und eine Abschaltwindgeschwindigkeit nach oben begrenzt. Außerhalb dieses Bereichs wird der Anlagenwirkungsgrad im Modell zu Null gesetzt. Liegt die Windgeschwindigkeit in einem Zeitschritt innerhalb des Bereichs, so wird sie durch kaufmännisches Runden einer Windklasse zugewiesen und der zu dieser Windklasse gehörende Wirkungsgrad wiederum dem Zeitschritt. Auf diese Weise entsteht aus der Wirkungsgradkennlinie und der Windgeschwindigkeitszeitreihe eine Wirkungsgradzeitreihe $\eta_{el,i,j} = f(t)$ für den betrachteten Anlagentyp.

$$Windklasse_{i,j}(z, u, g, t) = Runden\left(v_{Wind, Nabe, i, j}(z, u, g, t)\right)$$
 (3.72)

$$\eta_{el,i,j}(z,u,g,t) = \eta_{el,Windklasse,i,j}(Windklasse(i,j,t), z, u, g, t) \quad (3.73)$$

Leistungen

Die elektrische Momentanleistung $P_{el,kum,i,j}$ aller Windenergieanlagen eines Typs ergibt sich nun als Produkt der kinetischen Leistung des Windes $P_{Wind,i,j}$ pro durchströmter Fläche

$$P_{Wind,i,j}(z,u,g,t) = v_{Wind,Nabe,i,j}^3(z,u,g,t) \cdot \frac{\rho_{Luft,i,j}(z,u,g,t)}{2 \cdot 10^6},$$
(3.74)
der Rotorfläche $A_{Rotor,kum,i,j}$ und den Umwandlungswirkungsgraden $\eta_{el,i,j}(t)$ und $\eta_{Park,i,j}$

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g,t) = A_{Rotor,kum,i,j}(z,u,g) \cdot \eta_{el,i,j}(z,u,g,t) \cdot \eta_{Park,i,j}(z,u,g) \cdot P_{Wind,i,j}(z,u,g,t) .$$
(3.75)

Wie bei Photovoltaik- und Solarthermieanlagen ist die kumulierte Rotorfläche $A_{Rotor,kum,i,j}$ aller Windenergieanlagen eines Typs die zentrale Optimierungsvariable. Die Leistung des Windes ist in [MW/m²] angegeben, die Leistung der Windenergieanlage in [MW]. $\rho_{Luft,i,j}$ kennzeichnet die zeitlich und räumlich variierende Luftdichte in [kg/m³]. In den bisherigen Projekten wird sie allerdings mit 1,225 kg/m³ als konstant angenommen. Durch den Parkwirkungsgrad $\eta_{Park,i,j}$ wird pauschal berücksichtigt, dass sich die in einem Windpark relativ dicht beieinanderstehenden Windenergieanlagen negativ gegenseitig beeinflussen.

Mithilfe des Verhältnisses von kumulierter Rotorfläche $A_{Rotor,kum,i,j}$ zu der Rotorfläche $A_{Rotor,i,j}$ einer einzelnen Anlage eines Typs ergibt sich nun die installierte Leistung zu

$$P_{el,kum,i,j}(z,u,g) = \frac{A_{Rotor,kum,i,j}(z,u,g)}{A_{Rotor,i,j}} \cdot P_{el,i,j}.$$
(3.76)

Im Übrigen bestehen die in Abschnitt 3.2.1 genannten Beziehungen einschließlich einer Abregelungsmöglichkeit von Windenergieanlagen.

3.2.9 Thermische und elektrische Energiespeicher

Die Beschreibung thermischer und elektrischer Speicher erfolgt in diesem Abschnitt gemeinsam, weil sie aktuell mit einem einheitlichen Ansatz abgebildet werden. Im Modell sind sie als getrennte Module ausgeführt. Mit ihnen können batterieelektrische Speicher und einfache thermische Speicher für fühlbare oder latente Wärme abgebildet werden. Analog zu den Energiebilanzen, Gleichung 3.2 beziehungsweise 3.16, geht der Ansatz geht von einer rein mengenmäßigen Bilanzierung von Energie aus. Innerhalb der Komponente werden also weder Spannungen noch Temperaturen berücksichtigt. Für thermische Speicher heißt dies, dass das Modell von festen Speichertemperaturen für Speicherein- und -austritt ausgeht. Der Speicher ist also gewissermaßen in zwei getrennte Temperaturbereiche aufgeteilt, deren Trennschicht bei Beladung nach unten wandert und bei Entladung nach oben. Gedanklich kann der Ansatz auch als "Eimermodell" beschrieben werden, dessen Füllstand die Menge an gespeicherter Energie symbolisiert. Energie kann, gleich einem Flüssigkeitsstrom, in diesem Eimer gespeichert, ihm zugeführt oder entnommen werden. Bei Energiezufuhr steigt der Füllstand, bei -entnahme sinkt er. Speicherverluste werden durch ein Loch im Eimer abgebildet, dessen Größe umgekehrt proportional zur Güte des Speichers ist. Der maximale Zu- und Abstrom von Energie in einem Zeitschritt lassen sich begrenzen. Außerdem kann eine nicht zu unterschreitende Mindestkapazität definiert werden, so dass nur ein Teil der nominalen Kapazität nutzbar ist. Dies ist beispielsweise zur Abbildung von Blei-Akkumulatoren sinnvoll. Der Index x in den Gleichungen steht, wie schon bei den brennstoffbetriebenen Komponenten, für Größen, die sowohl elektrisch als auch thermisch auftreten. Für elektrische Speicher muss er durch den Index el. und für thermische durch th. ersetzt werden. Als Quellen für den aktuellen Entwicklungsstand dienen [Ravn u. Rygaard 1994]. Als Quelle für eine präzisere Abbildung thermischer Speicher bietet sich [Drück 2006] an (s. a. Kapitel 5).

Speicherbelade- und -entladerate

Die Laderate $r_{Laden,x,kum,i,j}(t)$ kennzeichnet die Energiemenge, mit der der Speicher in einem Zeitschritt be- oder entladen wird. Sie ist damit ein Maß für die Ladegeschwindigkeit und entspricht einer Ladeleistung mit der Einheit [MWh/h] beziehungsweise [MW]. Passend zu den übrigen Komponenten in der Energiebilanz, Gleichung 3.16, nimmt sie beim Beladen des Speichers positive und beim Entladen negative Werte an. Begrenzt wird sie durch die maximale Beladerate $r_{Beladen,x,max,i,j}$ beziehungsweise Entladerate $r_{Entladen,x,max,i,j}$, die für jeden Speichertyp über den Parametersatz festgelegt werden. Die Werte werden als positive Absolutwerte angegeben und beziehen sich auf einen einzelnen Speicher des gewählten Anlagentyps mit der Kapazität $C_{x,i,j}$. Bei Verwendung mehrerer identischer Speicher müssen die Laderaten daher über die installierte Gesamtkapazität $C_{x,kum,i,j}(z, u, g)$ skaliert werden.

$$r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t) \geq -r_{Beladen,x,max,i,j} \\ \cdot \frac{C_{x,kum,i,j}(z,u,g)}{C_{x,i,j}}$$
(3.77)

$$r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t) \leq r_{Entladen,x,max,i,j} \\ \cdot \frac{C_{x,kum,i,j}(z,u,g)}{C_{x,i,j}}$$
(3.78)

Die Laderate zum Zeitpunkt Null (t = 0) wird willkürlich zu Null festgesetzt.

$$r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t=0) = 0 (3.79)$$

Maximale Änderungsgeschwindigkeit der Laderate

Neben der Laderate ist auch die erlaubte Änderungsgeschwindigkeit dieser Laderate $\Delta P_{x,max,i,j}$ in [MW/min] ein weiteres Charakteristikum eines Speichers. Sie gibt an, wie schnell die Ladeleistung verändert werden beziehungsweise wie schnell von Beladen auf Entladen oder umgekehrt umgeschaltet werden kann. Für alle Speicher eines Typs ergibt sie sich zu

$$\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) = C_{x,kum,i,j}(z,u,g) \cdot \Delta P_{x,max,i,j} \cdot 60 \cdot \Delta t \,. \tag{3.80}$$

Die Zunahme der Laderate vom vorhergehenden Zeitschritt t-1 zum aktuellen t wird durch die maximale Änderungsgeschwindigkeit begrenzt, indem dieser Grenzwert größer gleich der tatsächlichen Änderung sein muss.

$$\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) \geq r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t) - r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t-1) \quad (3.81)$$

Für die Abnahme gilt die Beziehung umgekehrt. Es wird also angenommen, dass der Grenzwert in beide Richtungen gleichermaßen gilt.

$$-\Delta P_{x,max,kum,i,j}(z,u,g) \leq (r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t) - r_{Laden,x,kum,i,j}(z,u,g,t-1))$$

$$(3.82)$$

Momentane Speicherkapazität

Die Speicherkapazität $C_{x,kum,i,j}(t)$ am Ende eines jeden Zeitschritts ergibt sich aus der Kapazität zu Beginn des Zeitintervalls $C_{x,kum,i,j}(t-1)$ zuzüglich gewollter Energiezu- und -abfuhr und abzüglich der Speicherverluste in dem Zeitschritt. Die Kapazität wird durchgängig in der Einheit [MWh] angegeben. Die gewollte Energiezu- und -abfuhr wird über die Laderate $r_{Laden,x,kum,i,j}(t)$ ausgedrückt. Die mit ihr verbundene Energiemenge ergibt sich aus der Multiplikation mit der Länge eines Zeitschritts Δt . Analog hierzu werden die Speicherverluste über das Produkt einer Selbstentladerate $r_{Selbstentlad,x,i,j}$ mit dem Zeitintervall berechnet. Die Selbstentladerate wird relativ zur Kapazität zu Beginn des Zeitintervalls in [%/h] angegeben und muss deshalb mit der Kapazität multipliziert werden.

$$C_{x,kum,i,j}(z, u, g, t) = C_{x,kum,i,j}(z, u, g, t - 1)$$

$$\cdot (1 - r_{Selbstentlad,x,i,j} \cdot \Delta t)$$

$$- r_{Laden,x,kum,i,j}(z, u, g, t) \cdot \Delta t \qquad (3.83)$$

Wie bereits erwähnt, kann die minimal zulässige Momentankapazität $C_{x,kum,i,j}(t)$ des Speichers begrenzt werden. Dies geschieht durch eine im Parametersatz vorgegebene, dimensionslose Untergrenze $C_{x,t,min,i,j}$, die mit der kumulierten installierten Speicherkapazität $C_{x,kum,i,j}$ multipliziert wird. Als reine Betriebsgröße ist sie von deren Untergrenze, der minimal zu installierenden Speicherkapazität $C_{x,kum,min,i,j}$, zu unterscheiden.

$$C_{x,kum,i,j}(z,u,g) \cdot C_{x,t,min,i,j} \le C_{x,kum,i,j}(z,u,g,t)$$

$$(3.84)$$

Speicherkapazität zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraumes

Die Speicherkapazität zum Ende des Betrachtungszeitraumes, $t = n_t$, muss dem Wert zu Beginn, t = 0, entsprechen, damit die Energiebilanz des Gesamtsystems korrekt erfüllt ist.

$$C_{x,kum,i,j}(z,u,g,n_t) = C_{x,kum,i,j}(z,u,g,0)$$
(3.85)

Installierte Speicherkapazität

Die momentante Speicherkapazität $C_{x,kum,i,j}(t)$ kann die installierte Kapazität $C_{x,kum,i,j}$ nicht überschreiten und diese wiederum muss unterhalb des im Parametersatz spezifizierten Maximalwertes $C_{x,kum,max,i,j}$ liegen.

$$C_{x,kum,i,j}(z, u, g, t) \le C_{x,kum,i,j}(z, u, g) \le C_{x,kum,max,i,j}(z, u, g)$$
(3.86)

Die Anzahl installierter Speicher und deren Flächenbedarf lassen sich mit den Beziehungen in Abschnitt 3.2.1 berechnen. Gleiches gilt für die in Jahressumme zugeführten und entnommenen Energiemengen, indem, anstatt der Leistungen, die Laderaten in Gleichung 3.26 eingesetzt werden. Die Differenz aus zugeführter und entnommener Energiemenge entspricht den jährlichen Speicherverlusten.

3.2.10 Gasnetze, elektrische und thermische Netze

Die Abbildung von *Gas-*, *Strom-* und *Wärmenetzen* dient dazu, vorgegebene Netzvarianten hinsichtlich ihrer Kosten miteinander vergleichen zu können. Auf eine technische Abbildung in ähnlicher Detailtiefe wie bei den übrigen Komponenten wird daher aktuell verzichtet, weshalb eine detaillierte Netzbetrachtung und eine eventuelle Strukturoptimierung extern erfolgen müssen.

Für jede Netzart fließen die Leitungslängen $L_{Netz,i,j}$ pro Knoten sowie die damit verbundenen Kosten in das Modell ein. Bei Wärmenetzen werden außerdem ansatzweise thermische Verluste bedacht. Dazu wird ein pauschaler Wirkungsgrad η_{Netz} eingeführt, der in den Komponenten, die in ein Wärmenetz einspeisen, als zusätzlicher Systemverlust berücksichtigt wird. Er mindert also deren Energieabgabe und erhöht dadurch die Produktkosten. Die Investitions- und gegebenenfalls Betriebs- und Wartungskosten der Netze selbst werden gesondert ausgewiesen.

Im nächsten Kapitel wird die Nutzung des Modells in zwei realen Anwendungsbeispielen vorgestellt.

3.3 Programmiertechnische Umsetzung

Wie in Abschnitt 2.2.2 erwähnt, erfolgt die Beschreibung aller Modellteile in einer einheitlichen Modellierungsumgebung und -sprache, AM-PL. Dieser homogene Modellierungsansatz erleichtert die Kontrolle und Fehlerkorrektur des Quelltextes ebenso wie die Einarbeitung Anderer in das Modell, da nur eine Sprache erlernt werden muss. Auf Maschinenseite verhindert er Effizienzverluste, die durch die Verwendung und Kopplung verschiedener Modellierungsumgebungen auftreten können. Das Modell ist derzeit im Optimierungsteil vollständig linear und stetig differenzierbar formuliert. Die daraus entstehende mathematische Problemstellung gehört damit in die Klasse der linearen Programmierung (LP). Als Gleichungslöser kommen CPLEX und Gurobi zum Einsatz [IBM 2015; Gurobi Optimization, Inc. 2015]. Zur grafischen Aufbereitung der Ergebnisse wird Gnuplot genutzt [Gnuplot 2015]. Die Datenverwaltung erfolgt in Textdateien im csv-Format. Die verwendete Tabellenform orientiert sich an den Erfordernissen einer relationalen Datenbank (RDB), wie sie zukünftig für die Verwaltung und Speicherung der Ein- und Ausgangsdaten verwendet werden soll. Um Rechnungen wiederholen zu können, ist das Modell deterministisch gehalten. Einige der, in der Realität zahlreich auftretenden, stochastischen Einflüsse können bei Bedarf über Variantenrechnungen berücksichtigt werden.

Modell und Daten sind in KomMod strikt getrennt, wie Abbildung 3.4 zeigt. Dies ermöglicht die beschriebene einfache Ergänzung oder Verringerung bestehender Unterkomponenten ohne Änderungen am Gleichungssystem. Die charakteristischen physikalischen und ökonomischen Gleichungen der Komponenten wie auch sonstiger grundlegender Funktionen befinden sich in Modulen. Dazu werden die Gleichungen in der Regel jeweils auf drei Module aufgeteilt. Das erste Modul enthält Deklarationen und Definitionen lokaler Parameter und Variablen sowie komponentenspezifische Vorberechnungen. Das zweite Modul bündelt alle Nebenbedingungen, also alle optimierungsrelevanten Beziehungen, und das dritte Modul umfasst die nachbereitende Berechnung zusätzlicher Kenngrößen. Die Module werden im Hauptmodul zusammengeführt. Hier werden globale Größen deklariert und allgemeine Vorberechungen vorgenommen, die unabhängig von der Wahl der verfügbaren Module sind. Das Hauptmodul gliedert sich, passend zu den drei Modulen der Komponenten, ebenfalls in drei Abschnitte: die Vorverarbeitung,

den Optimierungsteil und die Nachbereitung. Den grundsätzlichen Programmablauf verdeutlicht Abbildung 3.5.



Abbildung 3.4: Modellstruktur von KomMod



Abbildung 3.5: Programmablauf KomMod

4 Anwendung des Modells auf reale Untersuchungsgebiete

Nachdem das Energiesystemmodell im vorangehenden Kapitel im Detail vorgestellt wurde, wird es in diesem Kapitel auf zwei reale Untersuchungsgebiete angewandt. Die Anwendungsbeispiele basieren auf durchgeführten Projekten und dienen dazu, die Tauglichkeit des Modells für reale Fragestellungen unter realen Bedingungen zu belegen. Sie ermöglichen zudem die Überprüfung der praktischen Relevanz der in Kapitel 1 genannten Kernfragestellungen und Thesen. Außerdem lassen sich auch die Handhabbarkeit des Modells und das Zusammenspiel mit den in der Praxis tatsächlich verfügbaren Daten testen.

Die beiden Anwendungsbeispiele spiegeln zwei Komplexitätsstufen der Modellierung wider. In der ersten Stufe dient ein Modell der Stadt Frankfurt am Main als Beispiel für unterjährig zeitlich aufgelöste Rechnungen ohne räumliche Differenzierung. Dieses Modell wird im Folgenden *1-Knoten-Modell* genannt. Das Beispiel wird vor allem dazu genutzt, die grundsätzliche Eignung des Modells für reale Anwendungen zu untersuchen und seine Grundfunktionen zu testen. Dabei werden auch die bereits angesprochenen Aspekte der Handhabbarkeit und Datenverfügbarkeit geprüft.

Ergänzend werden die Ergebnisse der zeitlich aufgelösten Rechnungen mit solchen aus Rechnungen ohne unterjährige zeitliche Auflösung, also auf Basis von Jahreswerten, verglichen. Auf diese Weise kann ein Eindruck von der Bedeutung einer unterjährigen zeitlichen Auflösung gewonnen werden.

Der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur räumlichen Auflösung wird im anschließenden, zweiten Anwendungsbeispiel untersucht. In ihm wird ein zeitlich und räumlich aufgelöstes Modell des Stadtteils Haslach in Freiburg erstellt. Das Untersuchungsgebiet wird dazu in 58 (Energiebilanz-)Knoten gegliedert, was die mathematische Komplexität gegenüber dem ersten Anwendungsfall deutlich steigert. In Abgrenzung zum 1-Knoten-Modell wird das räumlich aufgelöste Modell im Folgenden als *Mehr-Knoten-Modell* bezeichnet. Durch einen anschließenden Vergleich der Ergebnisse des Mehr-Knoten-Modells mit denen einer räumlich auf einen Knoten aggregierten Variante lassen sich Aussagen zur Relevanz einer räumlichen Differenzierung ableiten.

4.1 1-Knoten-Modell am Beispiel von Frankfurt am Main

Im nachfolgend beschriebenen Anwendungsbeispiel wird die zukünftige Energieversorgung der Stadt Frankfurt am Main mithilfe des vorgestellten Energiesystemmodells in unterjährig stündlicher Auflösung untersucht. Der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisse wird durch einen Vergleich mit jahresbilanziellen Rechnungen ebenfalls betrachtet. Eine räumliche Differenzierung findet nicht statt, sondern alle elektrischen und thermischen Energieströme werden in jedem Zeitschritt in je einer elektrischen und thermischen Energiebilanz verrechnet. Aus räumlicher Sicht stellt es deshalb ein 1-Knoten-Modell dar. Die Ergebnisse des zugrundeliegenden Projektes sind in [Stryi-Hipp u. a. 2015] veröffentlicht.

4.1.1 Hintergrund und Kernfragestellungen

Die Stadt Frankfurt am Main ist mit rund 700.000 Einwohnern Deutschlands fünftgrößte Stadt [Hagar66 2015]. Sie gilt als eine der Vorreiterstädte im Bereich des aktiven Klima- und Umweltschutzes. Neben vielen anderen Anstrengungen in diesem Bereich nimmt sie am Programm "Masterplan 100% Klimaschutz" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) teil [BMUB 2015; PtJ 2015b; Stadt Frankfurt am Main 2015]. In diesem Rahmen hat sich die Stadt das Ziel gesetzt, ihre Energieversorgung – mit Ausnahme des Flugverkehrs – bis zum Jahr 2050 vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Das Ziel schließt den Bedarf in den Bereichen private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Industrie ein und erstreckt sich über alle Bedarfssektoren, also elektrische und thermische Energie sowie die innerstädtische Mobilität. Es sollen nach Möglichkeit städtische Potentiale an erneuerbaren Energien genutzt werden, die bei Bedarf um Quellen aus dem Regionalverband FrankfurtRheinMain und dem Bundesland Hessen ergänzt werden können. Frankfurt geht damit in seinem Vorhaben über das Mindestziel des Masterplan-Programms hinaus, das vorsieht, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 95% und den Endenergiebedarf um 50% zu reduzieren.

Im Anschluss an die Zielsetzung sieht das Masterplan-Programm die Erarbeitung eines Generalkonzeptes vor, in dem das Vorgehen zur Umsetzung der Ziele detaillierter ausgearbeitet wird. Es beinhaltet die Ermittlung des aktuellen Energiebedarfs, möglicher Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Energiebedarfsreduzierung sowie zur Umstellung der Versorgung auf erneuerbare Energien. Die energetischen Abschätzungen und Berechnungen erfolgen auf Basis von Jahresbilanzen [Schumacher u. a. 2015].

Wie in den Abschnitten 3.1 und 4.1.5 erläutert und belegt, werden die Eigenarten fluktuierender erneuerbarer Energiequellen und viele der übrigen im Energiesystem bestehenden Wechselwirkungen durch Rechnungen in jährlicher Auflösung nicht erfasst. Um die Realitätsnähe der Versorgungslösungen zu erhöhen, hat die Stadt deshalb, parallel zum Generalkonzept, eine Studie mit stündlicher zeitlicher Auflösung in Auftrag gegeben. Eine räumliche Auflösung ist aus Zeitgründen, sowohl im Hinblick auf die Bereitstellung der benötigten Daten als auch auf den Umfang der Berechnungen, nicht vorgesehen. Diese Studie bildet die Basis des aktuellen Kapitels [Stryi-Hipp u. a. 2015].

Der für die Zukunft errechnete Jahresbedarf an Strom und Wärme, einschließlich Prozesswärme, wird aus dem Generalkonzept übernommen (Tabelle 4.2) [Schumacher u. a. 2015]. Dabei wird 2050 von rein elektrischen Antrieben für den lokalen Verkehr ausgegangen. Für den Kältebedarf wird eine Deckung über elektrisch angetriebene Kompressionskältemaschinen angenommen. Die für Verkehr und Kältebereitstellung benötigte elektrische Antriebsenergie ist bereits in dem aufgeführten Jahresbedarf an Strom enthalten. Deren Überführung in die den weiteren Berechnungen zugrundeliegenden Zeitreihen ist in [Stryi-Hipp u. a. 2015, ab S. 62] beschrieben.

Ziel der Untersuchungen ist die Beantwortung folgender Kernfragestellungen:

• Lässt sich das Ziel einer 100%-tigen Versorgung mit erneuerbaren Energien für Strom, Wärme und lokalen Verkehr für 2050 bei zeitgleicher Versorgung, das heißt, in jeder Stunde eines Kalenderjahres erreichen?

Falls ja:

- Werden Potentiale aus dem Regionalverband oder Bundesland benötigt?
- Wie sollte die Zusammensetzung der Versorgungstechnologien unter der Maßgabe einer möglichst kostengünstigen Versorgung aussehen?
- Welche Deckungsbeiträge leisten die einzelnen Technologien, welche sind besonders wichtig?
- Welche Kapazität an elektrischen und thermischen Energiespeichern wird benötigt?
- Welche nivellierten jährlichen Kosten sind mit der Energieversorgung verbunden?

Falls nein:

• Wieviel Stromimport ist notwendig, um den Bedarf zu decken?

Aus Sicht der Modellentwicklung und mit Bezug zu den in der Einleitung genannten Thesen schließen sich außerdem folgende Fragen an:

- Ist das Modell geeignet, die anwendungsfallspezifischen Kernfragestellungen zu beantworten?
- Werden die auftretenden Wechselwirkungen innerhalb des realen Energiesystems vom Modell erfasst?
- Ergeben sich nennenswerte Unterschiede zwischen den Rechnungen des zeitlich aufgelösten Modells gegenüber denen einer rein jahresbilanziellen Rechnung?

4.1.2 Potentialvarianten erneuerbare Energien

Hinsichtlich der Frage nach einer autarken Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie ist abzusehen, dass sich eine dichtbesiedelte

und von Industrie geprägte Stadt wie Frankfurt am Main nicht vollständig aus den eigenen Potentialen an erneuerbaren Energien versorgen kann. Um einen Eindruck von den dazu benötigten Flächen zu erhalten, werden deshalb zwei Potentialvarianten in die Untersuchungen miteinbezogen. Die erste erweitert das Stadtgebiet um Potentiale aus dem Regionalverband FrankfurtRheinMain, und die zweite dehnt das Einzugsgebiet auf das Bundesland Hessen aus (Abb. 7.1). Für die Gebietsausdehung auf den Regionalverband wird angenommen, dass Frankfurt einen Anteil von bis zu 50% der über seine eigenen Potentiale hinausgehenden Ressourcen des Gebiets nutzen darf. Bei Einbezug des Bundeslandes wird maximal die Nutzung desjenigen Potentialanteils zugelassen, der dem Bevölkerungsanteil Frankfurts an der Gesamtbevölkerung Hessens entspricht, woraus ein Wert von 11.6% resuliert. Die genauen Potentialansätze in den drei Gebietsvarianten sind den Tabellen 4.1 und 4.2 zu entnehmen. Sie werden nachfolgend näher erläutert. Darüber hinausgehende Angaben sind im Anhang ab Seite 192 zu finden.

Für Wasserkraft und Solarthermie werden auch in den Varianten Regionalverband und Bundesland lediglich die innerstädtischen Potentiale angesetzt. Bei der Wasserkraft sind die Nutzungsmöglichkeiten insgesamt gering, so dass eine Ausdehnung auf die genauen externen Potentiale unterlassen wird. Für eine stadtinterne Nutzung von thermischer Energie aus außerstädtischen solarthermischen Anlagen wären entsprechende Wärmenetze erforderlich, deren Bau aufgrund der Entfernung ökonomisch und thermodynamisch unsinnig wäre.

Die Photovoltaikpotentiale der Stadt werden, auch in der Potentialvariante Bundesland, höchstens um die Anteile des Regionalverbandes erweitert, da sich in den Rechungen herausgestellt hat, dass bereits diese Potentiale nicht ausgeschöpft werden. Es werden nutzbare Dach-, Fassaden- und Freiflächen einbezogen. Die Potentialflächen für die Photovoltaik- und Solarthermienutzung sind im Anhang in Tabelle 7.4 beziehungsweise im dortigen Text im Detail wiedergegeben.

Die verfügbaren biogenen Energieträger bestehen aus Abfall, Biogas und fester Biomasse. Bezüglich der Abfallpotentiale wird in den Varianten Regionalverband und Bundesland von einer Nutzung der gesamten Potentiale des Regionalverbands durch Frankfurt ausgegangen. Dies entspricht der heutigen Praxis, weil die Abfälle des Regionalverbands bereits jetzt vollständig über das Müllheizkraftwerk in Frankfurt

Potential-	Stadtgebiet	Regionalverband	Bundesland
variante			
Wasserkraft &	SG	SG	SG
Solarthermie			
Photovoltaik	SG^*	$SG^*+50\%$ RV	$SG^*+50\%$ RV
Abfall	SG	SG+RV	SG+RV
Biomasse &	SG	SG+50% RV	11,6% BL
Windenergie			

Tabelle 4.1: Potentialansätze der erneuerbaren Energien in den Potentialvarianten, Frankfurt am Main. Quelle: [Stryi-Hipp u. a. 2015].

SG: Stadtgebiet; RV: Regionalverband; BL: Bundesland

*: Verfügbare Dach-, Fassaden- und Freiflächen

Tabelle 4.2: Mögliche Energieerträge im Jahr 2050 aus den Potentialen an erneuerbaren Energien in den Potentialvarianten, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u. a. 2015].

Potentialvariante	SG	RV	BL
[GWh/a]			
Th. Energiebedarf		5.267	
El. Energiebedarf		4.964	
ohne WP			
Abfall el.	171	550	550
th.	513	1.650	1.650
Biogas el.	72	273	287
th.	77	260	273
Feste Biomasse el.	143	374	603
th.	132	492	1.069
PV	1.763	4.756	4.756
WEA	0	287	3.085
WKW		35	
ST		1.206	

SG: Stadtgebiet, RV: Regionalverband, BL: Bundesland; th.: thermisch, el.: elektrisch, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftwerke, ST: Solarthermie

Hinweis: Die Potentiale von PV und Solarthermie überschneiden sich teilweise. Die Erträge dürfen also nicht addiert werden, sondern gelten alternativ.

entsorgt werden und stellt somit keine Potentialerweiterung dar. Der Transport von Abfall aus Gebieten jenseits des Regionalverbands nach Frankfurt wäre energetisch unsinnig und wird daher ausgeschlossen. In den auf das Stadtgebiet beschränkten Varianten wird entgegen der heutigen Praxis nur der innerstädtisch anfallende Abfall als Potential angesetzt. Es werden die gesamten Haushaltsabfallmengen als Potential betrachtet und nicht nur der biogene Anteil.

Die Biogaspotentiale umfassen in landwirtschaftlichen Betrieben erzeugtes Biogas und anfallendes Klärgas. Hier findet vor allem beim Übergang vom Stadtgebiet auf den Regionalverband eine Steigerung auf etwa das Vierfache statt. Die Erweiterung des Einzugsgebiets auf das Bundesland erhöht die Potentiale hingegen kaum. Für Biogas wird eine Nutzung in dezentralen Blockheizkraftwerken unterstellt, für Klärgas in zentralen Anlagen.

Feste Biomasse kann im Modell in Großkraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung oder in dezentralen Heizkesseln genutzt werden. Im Vergleich zu den innerstädtischen Potentialen verdreifachen sich die möglichen Energieerträge bei Ausdehnung auf den Regionalverband und verdoppeln sich gegenüber der Region bei Einbezug des Bundeslandes. Werden alle Biomassearten zusammengefasst, so verdreifachen sich ihre Potentiale von der Stadt zum Regionalverband und verdoppeln sich bei einer Erweiterung vom Regionalverband auf das Bundesland.

Die Windenergienutzung profitiert am stärksten von einer Erweiterung des Einzugsgebiets, da keinerlei innerstädtische Potentiale vorhanden sind. Wird das Gebiet auf das Bundesland ausgedehnt, so verzehnfachen sich die Potentiale gegenüber dem Regionalverband.

4.1.3 Szenarien und Umfang der Berechnungen

In Kombination mit einer Variation der Importrestriktionen für elektrische Energie bilden die Potentialvarianten die zu untersuchenden Szenarien, wie in Abbildung 4.1 gezeigt. In der Szenarienvariante "Ohne Restriktionen" mit den Szenarienbezeichnungen Sz1, Sz2 und Sz6 sind Im- und Export von elektrischer Energie über die Gesamtsystemgrenze hinweg unbeschränkt erlaubt. In den übrigen Varianten, unterhalb der Zweige "Begrenzung Stromimport", wird der Stromimport entweder gänzlich untersagt ("Autarkie", Sz8) oder die jährlich zu impor-



Abbildung 4.1: Szenarienbaum Frankfurt am Main

tierende Strommenge auf 10% (Sz5, Sz7), 20% (Sz4) oder 30% (Sz3) des elektrischen Bedarfs festgesetzt. Der Export elektrischer Energie ist demgegenüber durchgängig und ohne Einschränkungen erlaubt.

Anders als die Stromversorgung erfolgt die Wärmeversorgung der Stadt, einschließlich der dazu erforderlichen Brennstoffe, in allen Szenarien innerhalb der jeweiligen Potentialgrenzen autark. Auch ein Export von überschüssiger thermischer Energie ist durchgängig ausgeschlossen.

Um weitgehende Konsistenz mit dem Generalkonzept zu gewährleisten, werden die Rahmenbedingungen und Daten für die Berechnungen nach Möglichkeit aus diesem übernommen [Schumacher u. a. 2015]. Hieraus stammen auch die Annahmen zu Energieeffizienzmaßnahmen wie beispielsweise energetischer Gebäudesanierung. Die Effizienzsteigerungen werden bei der Erstellung der Zeitreihen für den Energiebedarf bereits integriert und folglich nicht modellintern behandelt.

Im Zuge der Rechnungen werden sowohl Versorgungsanlagen als auch Energiespeicher in Struktur und Einsatz optimiert. Optimierungsziel ist die Minimierung der Gesamtkosten. Unterschiedliche Akteure innerhalb des Stadtsystems und ihre Einzelinteressen werden nicht abgebildet. Die vorhandenen Wärmenetze (s. [Mainova AG 2011a, S. 8]) können durch die Vernachlässigung der räumlichen Dimension ebenfalls nicht differenziert betrachtet werden, und die thermischen Momentanleistungen der daran angeschlossenen Heizkraftwerke der Mainova AG (s. [Mainova AG 2011b, S. 13]) werden alle in einem Knoten bilanziert. Die weitere Konfiguration und der Datenhintergrund der durchgeführten Berechnungen sind im Anhang ab Seite 192 sowie in [Stryi-Hipp u. a. 2015] dokumentiert. Auf zwei zentrale Festlegungen soll jedoch an dieser Stelle gesondert eingegangen werden. Die erste betrifft den Einsatz von Solarthermieanlagen zur Wärmebereitstellung. Die zweite Festlegung behandelt den Umgang mit den Erlösen für Stromexport sowie, sofern im jeweiligen Szenario erlaubt, den Kosten für Stromimport. Sie wird in Abschnitt 4.1.3.2 ausführlich besprochen.

4.1.3.1 Annahmen zur Nutzung von Solarthermie

Vor allem hinsichtlich der stadtinternen Dachflächen stehen Photovoltaik und Solarthermie in direkter Flächenkonkurrenz zueinander. Da Solarthermie das größte innerstädtische Potential zur direkten Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien besitzt (s. Tabelle 4.2) und elektrische Energie auch aus außerstädtischen Photovoltaik-Anlagen bezogen werden kann, ist es aus städtischer Sicht im Sinne der Versorgungssicherheit vorteilhaft, die innerstädtischen Solarthermiepotentiale auszuschöpfen.

Die in [KEEA, Fraunhofer IWES 2014] als für die Solarthermienutzung geeignet ausgewiesenen innerstädtischen Dachflächenpotentiale werden daher in den Szenarien Sz2 bis Sz5 sowie Sz7 und Sz8 mit Solarthermieanlagen belegt. In den Szenarien Sz1 und Sz6 werden demgegenüber keine Vorgaben zur Verteilung der gemeinsamen Potentialflächen zwischen Solarthermie- und Photovoltaik-Anlagen gemacht.

4.1.3.2 Umgang mit dem Einfluss von Stromimportkosten und Exporterlösen

In Abschnitt 3.1.1.7 wurde bereits der Einfluss der Kosten für Import und Export von Energie auf ökonomische Optimierungsziele erörtert. Vor diesem Hintergrund werden nun die ökonomischen Rahmenbedingungen des Energieim- und -exports für das Anwendungsbeispiel gesetzt. Da sowohl ein Transport von thermischer Energie als auch von Energieträgern über die Gesamtsystemgrenze in allen Szenarien ausgeschlossen sind, muss lediglich für die Kosten des Stromim- und -exports ein passender Ansatz gefunden werden. Im Autarkieszenario Sz8 entfällt auch der Stromimport.

Die grundsätzliche Zielsetzung der Optimierungsrechnungen dieses Anwendungsbeispiels ist eine möglichst weitgehende Energiebedarfsdekkung aus systeminternen erneuerbaren Energiequellen zu möglichst geringen Kosten. Bezogen auf die drei in Abschnitt 3.1.1.7 vorgestellten Fälle eignet sich der erste Fall, bei dem die Importkosten oberhalb der systeminternen Stromgestehungskosten liegen, am besten als Ausgangspunkt, um dieses Ziel zu erreichen. Die Kosten des Stromimports werden deshalb in einem ersten Rechenlauf mit 0,45€/kWh so hoch gesetzt, dass sie oberhalb der internen Stromgestehungskosten aller Anlagentypen liegen. Durch diesen ersten Durchlauf jedes Szenarios werden die Struktur und der Betrieb der Versorgungsanlagen und Speicher festgelegt, woraus auch die internen Produktkosten resultieren. Die hohen und willkürlich gewählten Kosten des Stromimports haben allerdings, je nach Importanteil am Gesamtbedarf, einen mehr oder weniger ausgeprägten Einfluss auf das ökonomische Gesamtergebnis. Um diesen Einfluss zu eliminieren, werden in einem zweiten Rechenlauf die Stromimportkosten mit den internen Stromgestehungskosten des ersten Laufs gleichgesetzt. Inhaltlich entspricht dies einer Reduzierung der Gesamtkosten $K_{niv, ges, System}$ um die Differenz der Stromimportkosten $k_{niv,el,Import}$ zu den internen Stromgestehungskosten $k_{niv,el,intern}$ multipliziert mit der importierten Strommenge $W_{el,Import}$:

$$\Delta K_{niv,ges,System} = W_{el,Import} \cdot (k_{niv,el,Import} - k_{niv,el,intern}) .$$
(4.1)

Das Vorgehen erlaubt einen von der realen und unsicheren Entwicklung der Stromimportkosten unbeeinflussten Vergleich der Szenarien untereinander.

Je nachdem, ob die tatsächlichen Importkosten später ober- oder unterhalb der berechneten internen Stromgestehungskosten liegen, ergeben sich folgende Auswirkungen auf das gefundene Optimierungsergebnis. Liegen die zukünftigen Importkosten oberhalb der internen Stromgestehungskosten, so stellt die gefundene Systemkonfiguration hinsichtlich Struktur und Betrieb tatsächlich das Optimum dar. Die Gesamtkosten erhöhen sich allerdings um den mit Gleichung 4.1 zu berechnenden Differenzbetrag zwischen systeminternen Stromgestehungskosten und realen Importkosten. Im Fall niedrigerer zukünftiger Stromimportkosten sinken die Gesamtkosten des Systems um die, analog zum vorherigen Vorgehen, zu ermittelnden Differenzkosten für den Importanteil. Zu beachten ist, dass die Systemkonfiguration in diesem Fall nicht mehr das ökonomische Optimum darstellt. Bezogen auf den vorgegebenen maximalen Stromimportanteil ist es aber weiterhin die günstigste Lösung.

Nach den Bedingungen für den Stromimport müssen in den Szenarien die Kosten oder Erlöse für den Stromexport festgelegt werden. Da die zukünftig erzielbaren Erlöse wiederum sehr unsicher sind, und es nicht das Ziel der Berechnungen ist, Stromexport zu fördern, wird angenommen, dass für exportierten Strom keine Erlöse gezahlt werden. In der Folge erhöht ein Export von elektrischer Energie sogar die Gesamtkosten, da den anfallenden Stromgestehungskosten keine Einnahmen gegenüberstehen. Das Modell wird deshalb nur dann Strom exportieren, wenn es technisch oder systemisch notwendig ist.

4.1.4 Ergebnisdiskussion

Die Rechenergebnisse der Szenarien sind in den Tabellen 4.3 bis 4.5 auszugsweise gegenübergestellt. Die Ergebnisse des Autarkieszenarios Sz8 zeigen, dass sich das Ziel einer Selbstversorgung mit elektrischer und thermischer Energie bei Nutzung zusätzlicher Potentiale aus dem Bundesland Hessen rechnerisch erreichen lässt. Aus einem Vergleich mit den übrigen Szenarien wird jedoch auch deutlich, dass der hierfür erforderliche, große Bedarf an elektrischen Speichern zu sehr hohen Kosten führt. Sofern demgegenüber, wie im Szenario "Stadtgebiet mit Bundesland, max. 10% Stromimport" (Sz7), ein Stromimport in Höhe von 10% der jährlich benötigten Energiemenge zugelassen wird, sinken der Speicherbedarf um rund 78% und mit ihm die Gesamtkosten des Systems um fast ein Drittel. Dieses Szenario ist daher dasjenige, das die Ziele energetische Selbstversorgung und Wirtschaftlichkeit am besten vereint. In den übrigen Szenarien fallen im Vergleich dazu entweder der Importbedarf oder die Kosten deutlich höher aus. Aus diesen Gründen ist auch eine Ausweitung der Potentialgrenzen auf das Bundesland erstrebenswert.

Die (bilanzielle) Nutzung von regionalen und landesweiten Potentialen bedarf allerdings eines umfangreichen politischen Abstimmungsprozesses und erfordert insofern Zeit. Aus den Rechenergebnissen wird jedoch

Potentialvariante	s_{G}			RV			BL	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6	Sz7	Sz8
Niv. jährl. Gesamtkosten	1.090	832	1.242	1.495	1.733	839	1.086	1.594
$[\text{Mio} \in 2013/\text{a}]$								
Niv. jährl. Stromimportkosten	435	221	226	185	107	112	63	0
$[\text{Mio} \in_{2013}/\text{a}]$								
Sysint. niv. Stromgestehungskosten	10,7	8,9	14,1	17,3	20,0	8,7	12,0	22,1
[ect/kWh]								
Stadtgebiet. RV: Regionalverband. BL: Bune	desland. i	ährl.: iä	hrlich. ni	v.: nivellie	ert. svsir	nt. • svste	emintern.	Szenari

Tabelle 4.3: Ergebnisübersicht nivellierte Kosten, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u.a. 2015].

5 zeichnungen s. Abb. 4.1 SG:

vergütet wird, können die Stromgestehungskosten gegenüber einem anderen Szenario geringer sein, obwohl die Gesamtkosten höher sind (vgl. Sz5 und Sz8.). Hinweis: Die Stromgestehungskosten beziehen sich auf die gesamte bereitgestellte Strommenge. Da exportierter Strom nicht

auch deutlich, dass, selbst bei Beschränkung auf die innerstädtischen Potentiale und ohne elektrische Speicher, rechnerisch bereits der gesamte thermische und 30% des elektrischen Energiebedarfs gedeckt werden können (Sz1). Unter Einbezug regionaler Potentiale sind es 53% (Sz3) und bei Nutzung landesweiter Potentiale 75% (Sz6) – jeweils ohne den Einsatz von elektrischen Energiespeichern.

Die in den Szenarien installierten Leistungen und Speicherkapazitäten fasst Tabelle 4.4 zusammen. Da die bestehenden Potentiale bereits heute ausgeschöpft sind, unterscheiden sich die Szenarien bei der Wasserkraftnutzung nicht. Höhere Energieerträge lassen sich hier allenfalls durch eventuelle zukünftige Anlagenverbesserungen erreichen. An dieser Stelle besteht seitens der Stadt demnach keine Handlungsmöglichkeit.

Gemäß Vorgabe werden die Solarthermiepotentiale in allen Szenarien bis auf Sz1 und Sz6 ausgeschöpft. Selbst ohne diese Vorgabe liegen die installierten thermischen Leistungen in Szenario Sz1 und Sz6 mit über 1000MW deutlich über der heute installierten Leistung von etwa 13MW. Unabhängig von der Entscheidung für ein konkretes Szenario eröffnet sich der Stadt hier ein Handlungsfeld, indem sie durch Information und gegebenenfalls finanzielle Anreize den verstärkten Einsatz von Solarthermie fördern kann. Bei der Bewertung der Rechenergebnisse ist zu bedenken, dass durch die Bilanzierung in einem einzelnen Knoten und die damit verbundene Möglichkeit zum Ausgleich zwischen den Versorgungstechnologien selbst in Zeiten starker Einstrahlung und bei gleichzeitig geringer Wärmenachfrage kaum ungenutzte Überschüsse entstehen. Auf diese Weise lassen sich in den Szenarien höhere Erträge erzielen, als es bei realen Anlagen der Fall wäre.

Auch der Ausbau der Photovoltaik ist auf längere Sicht szenarienunabhängig. Zwar variiert die installierte Leistung über die Szenarien hinweg fast um den Faktor fünf, gemessen am aktuellen Bestand von 21MW bleibt aber bis zum minimal auftretenden Wert von 1000MW viel Spielraum. Da mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz [Deutscher Bundestag 2014] zudem bereits ein attraktives ökonomisches Förderinstrument besteht, kann die Stadt vor allem durch Motivation und Aufklärung auf einen verstärkten Ausbau hinwirken.

Mangels innerstädtischer Potentiale kann eine Windenergienutzung nur in Zusammenarbeit mit den regionalen und landesweiten Nachbarn er-

nach	
Quelle: [
Main. C	
c am	
Frankfur	
pazitäten,	
Speicherka	
nnd	
Leistungen	
installierte	
ersicht	
çebnisüb	015].
Erg	ı. a. 2
e 4.4	ipp t
Tabell	Stryi-H

117	TITTTT			L V CLIXX	[· · ·]	ות זות ו	-	ה זה י	
	2.341	2.594	1.912	3.802	3.889	3.963	4.225	4.307	SP th. $[MWh]$
	9.160	2.036	0	8.037	5.283	2.702	0	0	SP el. [MWh]
	281	378	340	445	439	431	429	980	WP th. $[WW]$
	1.470	1.470	1.130	1.470	1.470	1.470	1.470	1.097	ST [MW]
	330	271	391	129	129	129	129	12	HK [MW]
	665	582	557	573	571	572	554	184	th. [MW]
	435	351	332	321	319	320	297	104	HKW el. [MW]
	9	9	9	9	9	9	9	9	WKW [MW]
	1.624	1.624	1.495	151	151	151	151	0	WEA [MW]
	2.077	2.003	1.096	4.935	4.032	3.196	1.481	1.464	PV [MW]
	3.421	2.124	1.428	3.719	2.798	1.911	488	337	Export [MW]
	0	581	684	698	780	803	838	984	Import [MW]
	Sz8	Sz7	Sz6	Sz5	Sz4	Sz3	Sz2	Sz1	Szenario
		BL			V	R		SG	Potentialvariante

werke, HKW: (Heiz-)Kraftwerke inkl. Blockheizkraftwerken (BHKW), HK: Heizkessel, ST: Solarthermie, WP: Wärmepumpen, SP: Speicher, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1. SG: Stadtgebiet, RV: Regionalverband, BL: Bundesland, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftfolgen. Sofern dies politisch möglich ist, so sollten die Potentiale – allen Szenarien bis auf Sz6 zufolge – vollständig ausgeschöpft werden. Selbst in Szenario Sz6 werden 92% des Potentials genutzt.

In einer groben Abschätzung resultiert daraus, unter der Annahme einer Anlagennennleistung von 3MW und der Nutzung landesweiter Potentiale, eine Anlagenzahl von rund 540 Anlagen. Von heute ausgehend ergibt dies, bei gleichmäßigem jährlichem Zubau, ein Wachstum von rund 15 Anlagen pro Jahr zuzüglich Repowering. Diese Zahl erscheint zunächst gering, stellt jedoch nur den Frankfurter Anteil an Anlageninstallationen im Bundesland dar. Zu bedenken sind außerdem die üblicherweise mehrjährigen Genehmigungsverfahren. Eine zügige politische Einigung wäre demnach hilfreich.

Die bestehenden Biomassepotentiale werden ebenfalls in allen Szenarien ausgeschöpft, unabhängig vom Energieträger oder der Art der Nutzung in (Block-)Heizkraftwerken oder Heizkesseln (s. Tab. 4.5 und 4.6). Von der heutigen Anlagenkapazität aus gesehen, geht dies bei den Heizkraftwerken mit einer sinkenden installierten Leistung einher. In der Übergangszeit von fossilen zu biogenen Brennstoffen kann der Biomasseanteil in den bestehenden Anlagen kontinuierlich erhöht werden, sofern die Anlagentechnik dies zulässt. Hierzu ist vor allem eine Abstimmung mit dem stadteigenen Betreiber der Großkraftwerke, der Mainova AG, erforderlich. Zu bedenken ist auch, dass der Wärmebedarf und die Wärmebedarfsdichte in den durch Wärmenetze erschlossenen Gebieten zukünftig stark sinken werden, sofern sich die, im Generalkonzept vorgesehene, umfangreiche und tiefgreifende energetische Gebäudesanierung umsetzen lässt. Inwiefern sich die zukünftige Betriebsweise und Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze und der dazugehörenden Versorgungsanlagen dadurch ändert, kann durch die fehlende räumliche Auflösung in der Studie nicht untersucht werden und erfordert darüberhinaus detaillierte Netzberechnungen.

Die Nutzung von Biomasse in dezentralen Heizkesseln ist demgegenüber unkritisch, da bestehende Anlagen bis 2050 in jedem Fall ersetzt werden (müssen). In diesem Zug kann eine Umstellung auf biogene Brennstoffe oder alternative Technologien wie Wärmepumpen erfolgen. Zwischen diesen beiden Technologien zeigt sich in den Ergebnissen übrigens eine klare Wechselwirkung. Je geringer die Biomassepotentiale in einem Szenario sind, desto stärker wird auf Wärmepumpen zurückgegriffen. Umgekehrt verdrängen die ökonomisch attraktiveren biogenen Brenn-

Potentialvariante	SG		R	V	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5
Jährl. th. Energie-			5.267		
bedarf [GWh/a]					
Jährl. el. Energie-			4.964		
bedarf ohne WP [GWh/a]					
Jährl. el. Energie-	5.784	5.326	5.347	5.347	5.346
bedarf mit WP [GWh/a]					
El. Import [GWh/a]	4.063	2506	1.604	1.069	535
	70%	47%	30%	20%	10%
El. Export [GWh/a]	56	98	937	1.229	1.525
Jährl. sysint.	1.777	2.919	4.681	5.508	6.338
Strombereit-					
stellung [GWh/a]					
Stromeigen-	30%	53%	70%	80%	90%
erzeugungsanteil [%]					
PV [GWh/a]	1.354	1.399	3.160	3.988	4.818
	23%	25%	47%	58%	68%
WEA [GWh/a]	0	287	287 287 287		
	0%	5%	4%	4%	4%
WKW [GWh/a]	35	35	35	35	35
	<1%	<1%	<1%	<1%	<1%
HKW el. [GWh/a]	388		1.	.198	
	6%	22%		18%	
th. $[GWh/a]$	707		2.	.210	
	13%		2	42%	
HK [GWh/a]	18			193	
	<1%			4%	
ST [GWh/a]	913		1.	.206	
	17%		6	23%	
WP th. $[GWh/a]$	3.650		1.	.675	
	69%		e	32%	

Tabelle 4.5: Ergebnisübersicht Energiemengen Szenarien Stadtgebiet undRegionalverband, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u. a. 2015].

SG: Stadtgebiet, RV: Regionalverband, BL: Bundesland, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftwerke, HKW: (Heiz-)Kraftwerke inkl. Blockheizkraftwerken (BHKW), HK: Heizkessel, ST: Solarthermie, WP: Wärmepumpen, SP: Speicher, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1. Differenzen zu 100% sind durch Rundungsfehler und Speicherverluste begründet.

Potentialvariante		BL	
Szenario	Sz6	Sz7	Sz8
Jährl. th. Energie-		5.267	
bedarf [GWh/a]			
Jährl. el. Energie-		4.964	
bedarf ohne WP $[GWh/a]$			
Jährl. el. Energie-	5.264	5.224	5.201
bedarf mit WP $[GWh/a]$			
El. Import [GWh/a]	1.293	522	0
	25%	10%	0%
El. Export [GWh/a]	539	877	449
Jährl. sysint.	4.510	5.579	5.652
Strombereit-			
stellung [GWh/a]			
Stromeigen-	75%	90%	100%
erzeugungsanteil $[\%]$			
PV [GWh/a]	1.087	1.988	2.062
	18%	32%	36%
WEA $[GWh/a]$	1.946	2.114	2.114
	33%	34%	37%
WKW $[GWh/a]$	35	35	35
	<1%	<1%	<1%
HKW el. [GWh/a]	1.441	1.441	1.441
	24%	23%	26%
th. $[GWh/a]$	2.406	2.406	2.406
	46%	46%	46%
HK [GWh/a]	586	586	586
	11%	11%	11%
ST [GWh/a]	939	1.180	1.168
	18%	22%	22%
WP th. $[GWh/a]$	1.342	1.105	1.113
	25%	21%	21%

Tabelle 4.6: Ergebnisübersicht Energiemengen Szenarien Bundesland,Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u. a. 2015].

SG: Stadtgebiet, RV: Regionalverband, BL: Bundesland, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftwerke, HKW: (Heiz-)Kraftwerke inkl. Blockheizkraftwerken (BHKW), HK: Heizkessel, ST: Solarthermie, WP: Wärmepumpen, SP: Speicher, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1. Differenzen zu 100% sind durch Rundungsfehler und Speicherverluste begründet.

stoffe im Rahmen ihrer Verfügbarkeit Wärmepumpen. Im Stadtszenario (Sz1) sind folglich kaum Heizkessel (12MW), aber viele Wärmepumpen installiert (980MW). Bei Nutzung regionaler Potentiale nimmt die installierte Wärmepumpenleistung aufgrund der gestiegenen Biomassepotentiale auf rund 440MW ab, und in den landesweiten Szenarien sind es noch maximal 380MW. Biogen befeuerte Heizkessel zeigen den gegenläufigen Effekt mit installierten Leistungen zwischen 12MW (Sz1), über 129MW (Sz2-5) bis zu maximal 391MW (Sz6).

Trotz der Abhängigkeit von den verfügbaren Biomassepotentialen kann die Stadt somit, in Anbetracht der heute installierten Wärmepumpenleistungen von etwa 25MW, für einen verstärkten Wärmepumpeneinsatz werben. Demgegenüber kann, auch ohne Kenntnis der konkreten Zahlen, davon ausgegangen werden, dass die in den Szenarien installierte Leistung an Heizkesseln deutlich unter den heutigen Verhältnissen liegt. Hier sollten die Bemühungen der Stadt in der Übergangszeit eher auf einen Ersatz durch effizientere, gasbetriebene Neuanlagen oder den Einsatz von Solarthermie oder Wärmepumpen abzielen, als den Einsatz von Biomasseheizkesseln zu forcieren.

Mit Blick auf die Energiespeicher machen die Ergebnisse der Szenarien Sz1, Sz2 und Sz6 deutlich, dass sich elektrische Speicher unter den getroffenen Kostenannahmen nicht lohnen, sofern der Import elektrischer Energie unbeschränkt möglich ist. Sobald allerdings eine Begrenzung der maximal importierten Energiemenge vorliegt, wie es in den übrigen Szenarien der Fall ist, werden elektrische Speicher genutzt. Der Umfang der installierten Speicherkapazität steigt dabei erwartungsgemäß umgekehrt proportional zur importierten Strommenge. Das Kapazitätsmaximum tritt folglich bei Autarkie in Szenario Sz8 auf. Ein Vergleich der Szenarien Sz5 und Sz7 – beide erlauben maximal einen zehnprozentigen Importanteil – zeigt außerdem, wie stark die benötigte Speicherkapazität von den internen Potentialen an Energieträgern abhängt: In Sz5 werden rund 8GWh an Speicherkapazität benötigt, während Sz7 mit 2GWh auskommt.

Im Gegensatz zu den elektrischen Speichern wurde für die thermischen Speicher in allen Szenarien eine Untergrenze in Höhe von 1,2GWh vorgegeben, da sie bereits heute in großem Umfang genutzt werden. Die Untergrenzen wird in allen Szenarien überschritten und beeinflusst die Ergebnisse folglich nicht. Die Ergebnisse weisen ebenfalls eine Abhängigkeit von den vorhandenen Energieträgerpotentialen auf, variieren ansonsten aber nicht so stark wie bei der elektrischen Energie. Interessant ist, dass die benötigte Speicherkapazität von Sz2 nach Sz5 abnimmt, während sie zwischen Sz6 und Sz8 zunimmt, obwohl in beiden Fällen der elektrische Autarkiegrad steigt.

Aus Sicht der Stadt bedeuten die Ergebnisse, dass zunächst mit dem Bau von elektrischen Speichern gewartet werden sollte, bis die Kosten gesunken sind und eine Entscheidung für eine Potentialvariante feststeht. Erste Ankündigungen zu Kostensenkungen bei elektrischen Speichern gibt es bereits [Tesla GmbH 2015; Greentechmedia 2015]. Bedacht werden muss außerdem, dass die Ergebnisse eine Kostenminimierung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht widerspiegeln. Die Situation von Privateigentümern weicht hiervon merklich ab, beispielsweise weil die Strompreise die Stromgestehungskosten deutlich übersteigen. Für private Haushalte kann es sich dadurch in absehbarer Zeit lohnen, eine Photovoltaikanlage mit einem elektrischen Speicher zu kombinieren und auf diese Weise den Strombezug zu verringern. An dieser Stelle könnte die Stadt durch Information und Motivation beschleunigend wirken.

Thermische Speicher gehören bereits fest zu heutigen Hausinstallationen, Heizzentralen und (Heiz-)Kraftwerken dazu. Hier kann die Stadt in Zusammenarbeit mit der Mainova AG untersuchen, ob eine Installation zusätzlicher Speicher in Verbindung mit deren Heizkraftwerken bereits heute oder in absehbarer Zukunft Vorteile erbringt.

Die Diskussion der installierten Leistungen und Kapazitäten in den Szenarien gibt einen Überblick über die zukünftige strukturelle Zusammensetzung des Energiesystems. Im Anschluss daran wird nachfolgend ein Blick auf die durch die einzelnen Anlagentypen bereitgestellten Energiemengen und deren Anteile an der Bedarfsdeckung geworfen (s. a. Tab. 4.5).

Wasserkraft trägt mit lediglich unter einem Prozent zur Deckung des Strombedarfs bei. Bezüglich der Windenergienutzung reichen selbst die regionalen Potentiale nur für einen Deckungsanteil von höchstens 5%. Erst bei Nutzung landesweiter Potentiale ist ein Beitrag von über einem Drittel möglich. Photovoltaik überstreicht in den Szenarien einen Bereich von unter 20% bis fast 70% Deckungsbeitrag. Sie stellt damit in allen Szenarien einen wichtigen Baustein dar und dient, aufgrund ihrer großen Potentiale, als Ausweichtechnologie, mit der geringe Potentiale an Biomasse und/oder Windenergie ausgeglichen werden können. Bei Beiträgen über 40%, wie sie in Sz3 bis Sz5 auftreten, muss allerdings kritisch angemerkt werden, dass ein so hoher Anteil einer einzigen Technologie, die auf einer fluktuierenden Energiequelle beruht, in der praktischen Umsetzung unwahrscheinlich und aus Sicht der Versorgungssicherheit auch nicht ratsam ist.

Sofern sich außerstädtische Potentiale einbeziehen lassen, können (Block-)Heizkraftwerke ein Fünftel bis ein Viertel des Strombedarfs decken und deutlich über 40% des Wärmebedarfs. Bei Beschränkung auf das Stadtgebiet sinken die Beiträge auf lediglich 6% des Strom- und 13% des Wärmebedarfs.

Unter vollständiger Ausnutzung der vorhandenen Potentiale kommt Solarthermie in allen Szenarien auf Deckungsanteile von etwa 20%. Durch die Beschränkung auf ein 1-Knoten-Modell werden die Energieerträge allerdings voraussichtlich überschätzt. Dies liegt daran, dass Solarthermieanlagen in Deutschland in der Regel dezentral eingesetzt werden, also in kleineren Einheiten ohne Anbindung an ein Wärmenetz. In diesem Fall treten, bei der üblichen Dimensionierung, im Sommer thermische Überschüsse auf, die von den angeschlossenen Abnehmern nicht genutzt werden können - die Anlage geht in Stagnationsbetrieb. In einem rein linear gehaltenen 1-Knoten-Modell ist demgegenüber eine unerwünschte Wechselwirkung mit anderen Versorgungsanlagen möglich. Erträge aus Solarthermie können hier Energieströme aus anderen Anlagen ersetzen, obwohl im realen Energiesystem keine Verbindung zwischen den Anlagen beziehungsweise Abnehmern besteht. Solange also der gesamte Wärmebedarf im Energiesystem die Erträge aus Solarthermie übersteigt, fallen keine Überschüsse an, sondern die übrigen Anlagen werden heruntergeregelt. Bei identischer installierter Kollektorfläche treten so deutlich seltener Überschüsse als bei getrennten Systemen auf, und es lassen sich folglich höhere Deckungsanteile erzielen. Die Möglichkeit zum Ausgleich besteht natürlich ebenso für andere Anlagentypen und führt auch dort zu Verschiebungen gegenüber den in der Realität getrennten Systemen, wie im nächsten Absatz deutlich wird.

Wärmepumpen erreichen in allen Szenarien Anteile von mindestens einem Fünftel des Wärmebedarfs. Bei Begrenzung auf das Stadtgebiet stellen sie mit über zwei Dritteln sogar den Hauptteil der benötigten thermischen Energie bereit. Heizkessel variieren über die Szenarien zwar stark in der installierten Leistung, tragen aber selbst bei Nutzung landesweiter Biomassepotentiale nur maximal 11% zur Wärmebedarfsdeckung bei. Sie dienen damit vor allem als Puffer für Zeiten mit geringen Erträgen aus Solarthermie oder von Wärmepumpen. Abweichend hiervon ist dieser Ausgleich in den realen Strukturen meist nicht möglich, da dezentrale Heizkessel und Wärmepumpen als monovalente Systeme betrieben werden. Trotzdem wird deutlich, dass die Bedeutung von Heizkesseln in zukünftigen Energiesystemen gegenüber der heutigen Situation stark abnehmen sollte.

Bevor die Ergebnisse zusammengefasst und in ihrer Aussagekraft an den ursprünglichen Fragestellungen gespiegelt werden, soll ein Vergleich mit Ergebnissen auf Basis von Jahresbilanzen vorgestellt werden. Dieser Teil ist in der ursprünglichen Studie nicht vorgesehen, sondern wird im Rahmen dieser Arbeit ergänzt. Er dient der Untersuchung des Einflusses einer zeitlichen Auflösung auf das Ergebnis.

4.1.5 Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Ergebnisse

Für die Berechnung des Energiesystems über Jahresbilanzen ergeben sich verschiedene Ansätze, die vorgestellt und diskutiert werden. Die Rechnungen werden mit KomMod durchgeführt, das an den zu untersuchenden Ansatz angepasst wird. Für den Vergleich wird exemplarisch Szenario Sz6 gewählt, da es das Szenario ist, in dem die größten Freiheiten und geringsten Vorgaben bestehen und insofern die größten Unterschiede zwischen zeitlich aufgelösten und jahresbilanziellen Ergebnissen zu erwarten sind.

Erster Ansatz

Der erste Ansatz besteht in einer Überführung aller Zeitreihen von Stundenmittelwerten in Jahresmittelwerte.¹ Dies betrifft die Zeitreihen für die solare Einstrahlung, die Windgeschwindigkeit und die Umgebungstemperatur sowie den Bedarf an elektrischer und thermischer Energie. Für die arithmetische Mittelung werden alle stündlichen Werte aufsummiert und anschließend durch die 8760 Stunden eines Jahres

¹Das Modell erwartet jeweils Mittelwerte über das gewählte Zeitintervall, das heißt, es gilt immer $n_t \cdot \Delta t = 8760$.

Gemittelte Größe	Wert	Einheit
$\bar{P}_{el,Bedarf}(t)$	567	MW
$\bar{P}_{th,Bedarf}(t)$	601	MW
$\bar{I}_{Solar,dir,hor}(t)$	71	$\frac{W}{m^2}$
$\bar{I}_{Solar,indir,hor}(t)$	64	$\frac{W}{m^2}$
$\bar{I}_{Solar,glob,hor}(t)$	135	$\frac{W}{m^2}$
$\bar{v}_{Wind,Mess,arithm.}$	2,7	m/s
$\overline{v}_{Wind,Mess,energ.}$	3,2	m/s
$\bar{T}_0(t)$	$285,\!53$	Κ

Tabelle 4.7: Jahresmittelwerte Energiebedarf und Klimadaten, Frankfurtam Main

geteilt. Tabelle 4.7 zeigt die resultierenden Werte und die nachfolgende Gleichung das Vorgehen am Beispiel der Windgeschwindigkeit in Messhöhe $v_{Wind,Mess}$.

$$\bar{v}_{Wind,Mess,arithm.} = \frac{\sum_{t} v_{Wind,Mess}}{8760}$$
(4.2)

Für die Windgeschwindigkeit führt dieses Verfahren zu einem deutlichen Fehler, weil die kinetische Energie des Windes von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt ($P_{Wind} \sim v_{Wind}^3$). Die Mittelung erfolgt in diesem Fall deshalb besser gemäß der Gleichung

$$\bar{v}_{Wind,Mess,energ.} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{t} v_{Wind,Mess}^3}{8760}}.$$
(4.3)

Das arithmetische Mittel unterschätzt den möglichen Energieertrag demgegenüber deutlich. Für die verwendeten Wetterdaten (s. Abschnitt 6) beträgt das Verhältnis

$$\frac{\bar{v}_{Wind,Mess,arithm.}}{\bar{v}_{Wind,Mess}} = \left(\frac{2,67057}{3,24049}\right)^3 \approx 0,56,\tag{4.4}$$

das heißt, bei arithmetischer Mittelung werden nur rund 56% des möglichen Ertrags veranschlagt. Unabhängig von der Art der Mittelwertbildung liegt ein weiterer Fehler bei diesem Vorgehen darin, dass der Großteil der Wirkungsgradkennlinie der Windenergieanlagen unberücksichtigt bleibt und stattdessen nur der Wert an einem Punkt der Kennlinie genutzt wird. Dies führt für die in Frankfurt vorliegenden Daten zu einer Überschätzung des Ertrags um den Faktor

$$\frac{t_{Voll,Mittelwert}}{t_{Voll,stündlich}} = \frac{1459}{1302} \approx 1,12,$$

wie ein Vergleich der Volllaststunden zeigt.

Für Solarthermie und Photovoltaik ergeben sich aus diesem ersten Ansatz ebenfalls grobe Fehler, weil der Sonnenverlauf nicht abgebildet wird und damit die Information über den Einfallswinkel der solaren Einstrahlung auf die Anlagenebene fehlt. Für bessere Ergebnisse müsste folglich die zeitliche Auflösung zunächst beibehalten werden, um die einfallende Strahlung auf die Anlagenebene zu berechnen und erst diese dürfte gemittelt werden. Selbst in diesem Fall ist es jedoch wahrscheinlich, dass der mittlere Einstrahlungswert unterhalb der Einschaltschwelle der Solarthermieanlage liegt, die verhindert, dass die Verluste in Gleichung 3.55 den solaren Ertrag übersteigen und zu negativen Momentanleistungen führen. Im Ergebnis lieferten die Solarthermieanlagen dann keinen Energieertrag. Die beschriebenen Fehler zeigen, dass eine möglichst weitgehende Vernachässigung des Zeiteinflusses zu unsinnigen Ergebnissen führt.

Bezogen auf in der Literatur zu findende Studien ist anzumerken, dass zur Abschätzung des Energieertrags aus Solarthermie oder Photovoltaik, wie im nächsten Abschnitt beschrieben, in der Regel Erfahrungswerte realer Anlagen an ähnlichen Standorten genutzt werden. Die aus der Mittelung resultierenden Fehler treten also in der Praxis nicht auf. Windpotentialkarten hingegen weisen häufig ausschließlich die mittlere Windgeschwindigkeit aus, und diese Werte werden dann auch für Abschätzungen genutzt, so dass die erläuterten Abweichungen durchaus in der Praxis anzutreffen sind.

Zweiter Ansatz – Szenarienvariante Sz6a

Ein zweiter Ansatz bei der Berechnung des Energiesystems über Jahresbilanzen liegt in der Verwendung von flächenspezifischen Energieerträgen beziehungsweise über das Jahr gemittelten flächenspezifischen

Anlagentyp, Ausrichtung bzw. Typ	$\bar{P}_{x,i,j} \left[\frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{m}^2 \cdot \mathrm{a}} \right]$
PV, Ost	116
PV, Südost	139
PV, Süd	149
PV, Südwest	142
PV, West	119
ST, Ost	383
ST, Südost	518
ST, Süd	573
ST, Südwest	538
ST, West	413
WEA, Binnenland	487

Tabelle 4.8: Flächenspezifische Energieerträge Szenario Sz6, Frankfurt am Main

PV: Photovoltaik, ST: Solarthermie, WEA: Windenergieanlage Es werden nur Aufdachanlagen betrachtet, da die Potentiale an Fassadenanlagen in der zeitlich aufgelösten Rechnung ungenutzt bleiben.

Momentanleistungen $\bar{P}_{x,i,j}$. Die Angaben hierzu stammen sinnvollerweise von realen, bereits bestehenden Anlagen innerhalb des zu untersuchenden Energiesystems. Für diesen Vergleich werden sie der zeitlich aufgelösten Rechnung entnommen (s. Tab. 4.8). Aus der simultanen Struktur- und Betriebsoptimierung des zeitlich aufgelösten Modells wird dadurch eine reine Strukturoptimierung. Die installierten Leistungen $P_{x,kum,i,j}$ an Photovoltaik-, Solarthermie- und Windenergieanlagen ergeben sich dann über die Optimierung der installierten Modul-, Kollektor- und Rotorflächen $A_{y,kum,i,j}$ gemäß der Nebenbedingung

$$P_{x,kum,i,j} = \bar{P}_{x,i,j} \cdot A_{y,kum,i,j} \,. \tag{4.5}$$

Die Ergebnisse des zweiten Ansatzes sind in den Tabellen 4.9 bis 4.11 als Szenario Sz6a den Ergebnissen der zeitlich aufgelösten Rechnungen von Sz6 gegenübergestellt. Es zeigen sich Abweichungen bei installierten Leistungen, bereitgestellten Energiemengen und Kosten. So wird durch den Verzicht auf eine zeitliche Auflösung der mögliche Beitrag von Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie zur Energiebedarfsdeckung überschätzt. Die installierten Leistungen und damit auch die Energieerträge liegen um rund 46%, 30% und 9% über denjenigen von Sz6. Bei der Solarthermie und Windenergie werden dadurch die Potentialgrenzen erreicht. Die höheren Erträge ermöglichen eine vollständig interne Deckung des Strombedarfs, und es wird weder elektrische Energie im- noch exportiert. Im Gegensatz zum Szenario Sz8 wird dies rechnerisch sogar ohne elektrische Speicher möglich. Thermische Speicher werden nur im festgelegten Mindestumfang installiert. Hier besteht ein systematischer Fehler, da sich der Betrieb und die Funktionsweise von Speichern ohne zeitliche Auflösung nicht erfassen lassen.

Durch den größeren Beitrag der Solarthermie verringert sich die von Wärmepumpen bereitgestellte Wärmemenge um 21% gegenüber Sz6. Die benötigte installierte Wärmepumpenleistung fällt ebenfalls um diesen Wert geringer aus. Bei den Luft-Wasser-Wärmepumpen macht sich die fehlende Berücksichtigung des Außentemperaturverlaufs in Form von 15% höheren Jahresarbeitszahlen und einen dementsprechend geringeren elektrischen Energiebedarf als in Sz6 bemerkbar.

Genauso wie im zeitlich aufgelösten Szenario werden die Biomassepotentiale in Sz6a ausgenutzt. Da keine Lastspitzen auftreten, reichen bei jahresbilanzieller Betrachtung für identische Energiemengen allerdings wesentlich geringere installierte Leistungen aus. Bei den Heizkraftwerken einschließlich der Blockheizkraftwerke sind dies 50% und bei den Heizkesseln 83% der Werte von Sz6. Als Konsequenz der Abweichungen liegen die Gesamtkosten des Energiesystems um 12% niedriger als bei zeitlich aufgelöster Rechnung.

Dritter Ansatz – Szenarienvariante Sz6b

Mit einem dritten Ansatz soll untersucht werden, wie sich die Vernachlässigung der zeitlichen Dimension auf diejenigen Anlagentypen auswirkt, die nicht von fluktuierenden Energiequellen abhängen. Dazu werden die installierten Leistungen und bereitgestellten Energiemengen von Photovoltaik, Solarthermie und Windenergieanlagen auf die Werte von Sz6 festgesetzt. Lediglich die Anlagen zur Biomassenutzung, Wärmepumpen sowie Im- und Export von elektrischer Energie unterliegen noch der Optimierung. Die Ergebnisse sind als Szenario Sz6b in den Tabellen 4.9 bis 4.11 zu finden.

Hieraus wird ersichtlich, dass Abweichungen von Variante Sz6b zu Sz6 vor allem beim Im- und Export von elektrischer Energie sowie den in-

Potentialvariante		BL	
Szenario	Sz6	Sz6a	Sz6b
Niv. jährl. Gesamt-	839	735	746
kosten [Mio \in_{2013}/a]			
Niv. jährl. Stromim-	112	0	59
portkosten [Mio \in_{2013}/a]			
Sysint. niv. Stromge-	8,7	8,6	8,3
stehungskosten ² [\in ct/kWh]			

Tabelle 4.9: Variation der zeitlichen Auflösung, Ergebnisübersicht nivellierte Kosten, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u. a. 2015].

Sz6a: Zweiter Mittelungsansatz, Sz6b: Dritter Mittelungsansatz

BL: Bundesland, WP: Wärmepumpe, jährl.: jährlich, th.: thermisch, el.: elektrisch, kum.: kumuliert, niv.: nivelliert, sys.-int.: systemintern, abgereg.: abgeregelt; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1. ²Die Stromgestehungskosten beziehen sich auf die gesamte bereitgestellte Strommenge.

stallierten Leistungen bei der Biomassenutzung bestehen. Die benötigte Stromimportleistung in Sz6b liegt um 88% niedriger als in Sz6 und die Energiemenge um 45%. Stromexport findet gar nicht statt. Der systeminterne Deckungsanteil am elektrischen Energiebedarf übertrifft denjenigen in Sz6 dadurch um 15%.

Die installierten Leistungen von Heizkraftwerken und Heizkesseln fallen geringer aus als in Sz6 und entsprechen den Werten der Variante Sz6a. Die durch Heizkraftwerke und Heizkessel bereitgestellten Energiemengen sind deckungsgleich mit den anderen beiden Varianten. Bei den Wärmepumpen sind die Unterschiede zwischen Sz6b und Sz6 in installierter Leistung und bereitgestellter Energiemenge mit jeweils unter einem Prozent Differenz gering. Die Gesamtkosten weichen gegenüber Sz6 um 11% nach unten ab. **Tabelle 4.10:** Variation der zeitlichen Auflösung, Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Kapazitäten, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Stryi-Hipp u. a. 2015].

Potentialvariante		BL	
Szenario	Sz6	Sz6a	Sz6b
[MW] bzw. [MWh]			
Import	684	0	82
Export	1.428	0	0
PV	1.096	1.599	1.096^{*}
WEA	1.495	1.624**	1.495^{*}
WKW	6*	6*	6*
HKW el.	332	221	221
th.	557	357	357
HK	391	67	67
ST	1.130	1.470**	1.130*
WP th.	340	270	337
SP el.	0	0	0
SP th.	1.912	1.204**	1.204**

*: Vorgabe; **: Obere oder untere Grenze

Sz6a: Zweiter Mittelungsansatz, Sz6b: Dritter Mittelungsansatz

BL: Bundesland, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftwerke, HKW: (Heiz-)Kraftwerke inkl. Blockheizkraftwerken (BHKW), HK: Heizkessel, ST: Solarthermie, WP: Wärmepumpen, SP: Speicher, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1.

Tabelle 4.11: Variatio	on der zeitlichen	Auflösung,	Ergebnisübersicht	Ener-
giemengen, Frankfurt a	m Main. Quelle:	Nach [Stry	i-Hipp u.a. 2015].	

Potentialvariante		BL	
Szenario	Sz6	Sz6a	Sz6b
Jährl. th. Energiebedarf [GWh/a]		5.267	
Jährl. el. Energiebedarf		4.964	
ohne WP [GWh/a]			
Jährl. el. Energiebedarf	5.264	5.180	5.227
mit WP $[GWh/a]$			
El. Import [GWh/a]	1.293	0	717
	25%		
El. Export [GWh/a]	539	0	0
Jährl. sysint. Strom-	4.510	5.175	4.510
bereitstellung [GWh/a]			
Stromeigen-	75%	100%	86%
erzeugungsanteil [%]			
PV [GWh/a]	1.087	1.587	1.087*
	18%		
WEA $[GWh/a]$	1.946	2.112	1.946*
	33%		
WKW $[GWh/a]$	35*	35^{*}	35*
	<1%		
HKW el. [GWh/a]	1.441**	1.441**	1.441**
	24%		
th. $[GWh/a]$	2.406	2.406	2.406
	46%		
HK [GWh/a]	586**	586**	586**
	11%		
ST [GWh/a]	939	1.206	939*
	18%		
WP th. [GWh/a]	1.342	1.069	1.335
	25%		

*: Vorgabe; **: Obere oder untere Grenze

Sz6a: Zweiter Mittelungsansatz, Sz6b: Dritter Mittelungsansatz

BL: Bundesland, PV: Photovoltaik, WEA: Windenergieanlagen, WKW: Wasserkraftwerke, HKW: (Heiz-)Kraftwerke inkl. Blockheizkraftwerken (BHKW), HK: Heizkessel, ST: Solarthermie, WP: Wärmepumpen, SP: Speicher, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.1. Differenzen zu 100% sind durch Rundungsfehler und Speicherverluste begründet.

4.1.6 Schlussfolgerungen

Aus den vorgestellten Ergebnissen resultiert für Frankfurt am Main, dass sich eine Energieautarkie der Stadt technisch erreichen lässt, sofern die Nutzung landesweiter Potentiale, insbesondere für Windenergie und Biomasse, möglich ist. Die mit einem solchen Szenario (Sz8) verbundenen Kosten liegen jedoch um rund 50% über denen des Szenario Sz7, bei dem bis zu 10% der elektrischen Energie importiert werden dürfen. In Abwägung zwischen den Zielen Energieautarkie und Wirtschaftlichkeit stellt dieses Szenario daher die beste Wahl dar.

Mit Ausnahme der Windenergie lassen sich die Potentiale an erneuerbaren Energien durch eine Ausdehnung des Einzugsgebiets von der Stadt auf den Regionalverband bereits deutlich erhöhen. Eine Nutzung von Potentialen außerhalb der städtischen Flächen erfordert allerdings eine zeitaufwendige Abstimmung mit den betroffenen Kommunen. Vorteilhafterweise zeigen die Ergebnisse, dass die Stadt, unabhängig von einer Entscheidung für eine Potentialvariante, unmittelbar mit der Umsetzung beginnen kann, weil die erforderlichen Anlagenkapazitäten szenarienübergreifend bei fast allen Anlagentypen deutlich über dem heutigen Bestand liegen. Gleichzeitig bieten die innerstädtischen Potentiale im Bereich der Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen genügend Spielraum, um (zunächst) unabhängig von außerstädtischen Potentialen agieren zu können.

Während des Ausbaus bleibt Zeit für detailliertere Rechnungen, zum Beispiel zur zukünftigen Ausgestaltung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung und zur genaueren Betrachtung des Transformationspfads. Eine Überwachung des Ausbaufortschritts (Monitoring) ist hierzu ebenfalls hilfreich, zum Beispiel, um die Entwicklung der Gebäudesanierung zu verfolgen, für die im Rahmen des Generalkonzeptes sehr anspruchsvolle Annahmen getroffen wurden. Davon, ob diese Rahmenbedingungen geschaffen werden können, hängt auch die Umsetzbarkeit der Rechenergebnisse ab, die auf diesen Annahmen basieren.

Ein Abgleich mit den in Abschnitt 4.1.1 aufgeführten Kernfragestellungen zeigt, dass sich diese mithilfe des Modells sowohl qualitativ wie auch quantitativ zufriedenstellend beantworten lassen. Mit Blick auf die modellierungsbezogenen Fragestellungen macht der Vergleich zwischen zeitlich aufgelöstem Modell und den Rechnungen in Jahresbilanzen deutliche Unterschiede sichtbar. So wird der elektrische Im- und
Exportbedarf im jahresbilanziellen Modell stark unterschätzt, die möglichen Beiträge erneuerbarer Energien hingegen werden deutlich überschätzt. Dies gilt auch dann, wenn die flächenspezifischen Erträge der diesbezüglichen Anlagentypen bekannt sind und in den Rechnungen verwendet werden (Szenarienvariante Sz6a).

Interessanterweise verhalten sich auch die regelbaren, nicht auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Anlagen in Szenarien mit und ohne zeitliche Auflösung unterschiedlich, wie ein Vergleich des zeitlich aufgelösten Szenarios Sz6 mit der Szenarienvariante Sz6b verdeutlicht. Obwohl in Sz6b die Erträge der auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Anlagentypen direkt aus dem zeitlich aufgelösten Szenario Sz6 übernommen werden, ergeben sich Unterschiede vor allem in der installierten Leistung der übrigen Anlagentypen, aber auch beim Im- und Exportbedarf. Auch ohne das Vorkommen flukturierender Erzeugungsprofile führen Rechnungen auf Basis von Jahresbilanzen also zu Abweichungen. Bei Vorhaben ohne vorhergehende zeitlich aufgelöste Rechnung oder Messwerte realer Anlagen im Untersuchungsgebiet liegen die Erträge fluktuierender Erzeuger zudem nicht vor, so dass noch größere Abweichungen zu erwarten sind. Der Bedarf an Energiespeichern kann ohne zeitliche Auflösung prinzipiell nicht erfasst werden.

Insgesamt wird die Notwendigkeit, Energieversorgungssysteme zeitlich hochaufgelöst zu berechnen, durch die Vergleiche belegt. Rechnungen auf Basis von Jahreserträgen führen demgegenüber zu starken Abweichungen. Dies gilt verstärkt, wenn hohe Anteile von auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Anlagentypen eingesetzt werden.

Aufgrund des ersten Anwendungsbeispiels scheinen der Detaillierungsgrad und Umfang des Modells wie auch die Integration (zeitlicher) Wechselwirkungen insgesamt gelungen und dem Zweck angepasst zu sein. Deutlich wird allerdings auch, dass es an vielen Stellen Verbesserungsmöglichkeiten gibt. Diese werden in Kapitel 5 ausführlich besprochen.

4.2 Mehr-Knoten-Modell am Beispiel von Freiburg-Haslach

Das zweite Fallbeispiel wendet das Energiesystemmodell auf den Stadtteil Haslach in Freiburg an. Im Gegensatz zum vorhergehenden Beispiel wird nicht nur zeitlich, sondern auch räumlich aufgelöst gerechnet, indem das Untersuchungsgebiet in 58 Untereinheiten in Form von Bilanzknoten gegliedert wird. Im Folgenden wird deshalb der Begriff Mehr-Knoten-Modell verwendet. Für jeden Bilanzknoten wird in jedem Zeitschritt eine eigene elektrische und thermische Energiebilanz aufgestellt und gelöst. Um den Einfluss der räumlichen Differenzierung zu untersuchen, wird außerdem ein 1-Knoten-Modell des Stadtteils mit, soweit möglich, identischen Randbedingungen erstellt und mit dem Mehr-Knoten-Modell verglichen. Wie das vorangehende Anwendungsbeispiel basiert auch dieses auf einem realen Projekt, das in [Herkel u. a. 2015] beschrieben ist. Anders als im ersten Fallbeispiel weichen die getroffenen Annahmen allerdings von der projektspezifischen Parametrierung ab. Sie sind im Anhang ab Seite 204 dokumentiert.

4.2.1 Hintergrund und Kernfragestellungen

Die Stadt Freiburg im Breisgau mit ihren 220.000 Einwohnern gilt als Vorreiterin im Bemühen um Umwelt- und Klimaschutz und ist für ihre Aktivitäten in diesem Bereich bereits vielfach ausgezeichnet worden [FWTM 2014, S. 23]. Auch im Rahmen des Wettbewerbs "Klimaneutrale Kommune 2050" des Landes Baden-Württemberg wurde Freiburg mit dem Modellvorhaben "Energie-Quartier Haslach" als eine von neun Kommunen zur Förderung ausgewählt. Der in dem Vorhaben betrachtete Stadtteil Haslach liegt südwestlich des Stadtzentrums und hat rund 18.000 Einwohner (s. Abb. 7.2). Ziel des Vorhabens ist eine modellhafte energetische Stadtteilsanierung, die auch eine ökonomisch und ökologisch optimierte Versorgung des Quartiers mit elektrischer und thermischer Energie umfasst. Ein besonderes Augenmerk liegt auf der Wärmeversorgung der Gebäude und der Frage, ob diese zukünftig eher leitungsgebunden in Verbindung mit Kraftwärmekopplung oder dezentral über Einzelheizungen erfolgen sollte. Hiermit direkt verbunden ist die Frage, ob die, in mehreren Teilgebieten bereits bestehenden Wärmenetze erweitert werden sollen. Die Kernfragestellungen des in dieser Arbeit behandelten Teils des Modellvorhabens lauten demzufolge:

- Ist aus ökonomischer und ökologischer Sicht zukünftig eine leitungsgebundene Wärmeversorgung in Verbindung mit Kraftwärmekopplung oder eine dezentrale Versorgung mit Einzelheizungen sinnvoller?
- Sollten die bestehenden Wärmenetze für eine verstärkt leitungsgebundene Versorgung ausgebaut beziehungsweise neue gelegt werden?
- Welchen Beitrag können die im Quartier verfügbaren erneuerbaren Energien unter der Maßgabe der Wirtschaftlichkeit zur CO₂-Emissionsminderung und Energiebedarfsdeckung liefern?
- Welche Technologien sind dementsprechend zukünftig für das Quartier wichtig?

Die Fragestellungen sollen im Rahmen eines integralen Energiekonzepts für das Gesamtquartier beantwortet werden. Hierzu ist die simultane Betrachtung des gesamten Untersuchungsgebiets erforderlich, um auftretende Wechselwirkungen zwischen Teilgebieten, beispielsweise bei der Stromversorgung, zu erfassen. Gleichzeitig müssen die Versorgungsgebiete der einzelnen Wärmenetze räumlich von einander abgrenzt werden. Es wird daher die räumlich aufgelöste Version des Energiesystemmodells eingesetzt, wie sie in Abschnitt 3.1.2 vorgestellt wurde. Eine getrennte Behandlung der Versorgungsgebiete der einzelnen Wärmenetze würde demgegenüber die bestehenden Abhängigkeiten vernachlässigen und ermöglicht deshalb keine integrale Lösung.

Zu den inhaltlichen Fragestellungen kommen auch in diesem Anwendungsbeispiel Fragen aus Sicht der Modellentwicklung hinzu:

- Trägt der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz der räumlichen Auflösung zur Beantwortung der vorgenannten Kernfragestellungen bei?
- Werden durch die räumliche Auflösung zusätzliche Wechselwirkungen erfasst?
- Zeigen sich dementsprechend im Vergleich mit einem räumlich auf einen Bilanzknoten aggregierten Modell nennenswerte Unterschiede?

4.2.2 Szenarien und Umfang der Berechnungen

Die energetische Analyse und Optimierung des Quartiers erfolgt anhand von Szenarien, in denen die Parameter Betrachtungszeitpunkt, Ausdehnung der Wärmenetze und Höhe der Kosten für CO_2 -Emissionszertifikate gezielt variiert werden. Bestandteil der Optimierung sind die elektrische und thermische Energieversorgung der etwa 2.500 Wohngebäude sowie von Schulen, Altenheimen, Kindergärten, Kirchen und lokalem Hallenbad. Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen leider keine hinreichenden Daten für eine Berechnung vor, obwohl dessen Betrachtung inhaltlich sinnvoll wäre. Gleiches gilt für die örtlichen Industriebetriebe wie eine Molkerei und eine Druckerei.

Die Berechnungen für das Energiesystem des Quartiers werden, ausgehend von den drei Zeitpunkten 2010, 2030 und 2050, jeweils für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren durchgeführt. Das Jahr 2010 dient als Referenz und bildet den heutigen Zustand des Energiesystems bestmöglich ab. Die Zeitpunkte 2030 und 2050 stehen für eine nähere und fernere Zukunft. Sie stellen Stützpunkte der zeitlichen Veränderung des Energiesystems durch energetische Gebäudesanierung, technischen Fortschritt und ökonomische Veränderungen dar. Eine Veränderung des Energiebedarfs durch ein geändertes Nutzerverhalten oder eine sich verändernde Einwohnerzahl wird nicht untersucht. Die zeitlichen Einflüsse sind beispielsweise für die Beurteilung der zukünftigen Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Wärmeversorgung wichtig. So führen Fortschritte bei der Gebäudesanierung zu sinkendem Wärmeabsatz. Gleichzeitig steigen tendenziell die Brennstoffkosten. Beide Effekte erhöhen die Produktgestehungskosten. Sofern die Wärmepreise nicht in gleichem Maße angehoben werden (können), nimmt in der Folge die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Wärmeversorgung mit der Zeit ab. Bei erneuerbaren Energien wie der Photovoltaik hingegen lassen sich abzeichnende Effizienzsteigerungen und sinkende Herstellungskosten mit der Zeit Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit erwarten.

Die Frage nach der besten zukünftigen Wärmeversorgung wird durch den Vergleich zweier Strukturvarianten untersucht. Die erste Variante, "Wärmenetzbestand", entspricht in ihrer Wärmenetzstruktur und den daran gekoppelten Kraftwerkskapazitäten den Gegebenheiten im Referenzjahr. Der Großteil der Wärmeversorgung erfolgt in diesem Fall dezentral über Einzelheizungen. Die zweite Variante, "Wärmenetzausbau", erlaubt die Erweiterung der bestehenden Wärmenetze und der dazugehörenden Kraftwerkskapazität sowie den Bau neuer Wärmenetze. Der Netzausbau ist nicht Teil der Optimierung, sondern wird exogen und in Abstimmung mit dem größten örtlichen Wärmenetzbetreiber, der badenova Wärmeplus [badenova 2015], festgelegt. Die benötigten Leitungslängen und -kosten werden ebenfalls vorab ermittelt und sind innerhalb der beiden Strukturvarianten unveränderlich. Die genaue Ausdehnung der bisherigen sowie der erweiterten und neuen Wärmenetze wird in Abschnitt 4.2.4 erläutert.

Als weitere Kenngröße zur Szenarienbildung werden die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate variiert. Im ersten Fall werden für das Referenzsystem Kosten von 5 EUR₂₀₁₀ pro Tonne CO₂ angesetzt, was in etwa dem heutigen Niveau im europäischen ETS-Handelssystem entspricht []. Im zweiten Fall werden 100 EUR₂₀₁₀/t_{CO₂} angenommen, um die Sensitivität der Ergebnisse auf diese ökologisch motivierte Kenngröße zu untersuchen. In beiden Fällen steigen die Kosten über den Betrachtungszeitraum hinweg mit einer konstanten Kostensteigerungsrate von 2%/a.

Als Anlagentypen für die dezentrale Wärmeversorgung stehen im Modell elektrische Wasser-Luft-Wärmepumpen sowie Heizkessel für die Brennstoffe Erdgas, Heizöl und Holz in der Leistungsklasse 20 kW_{th} zur Verfügung. Innerhalb der Wärmenetze können außerdem erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke in den drei Leistungsklassen 150 kW_{el}, 300 kW_{el} und 600 kW_{el} und zentrale Erdgasheizkessel in einer Leistungsklasse von 1 MW_{th} eingesetzt werden. Darüber hinaus sind Solarthermie- und Photovoltaikanlagen in Form von Aufdachanlagen in den zwei Ausrichtungen Südost und Südwest im Modell hinterlegt. Thermische Speicher werden als vorhanden angenommen und mit einer Untergrenze versehen. Sie können im Rahmen der Optimierung ausgebaut werden. Elektrische Speicher werden nicht betrachtet.

Durch die Kombination der zeitlichen, räumlichen und ökonomischen Varianten ergeben sich die zehn in Abbildung 4.2 dargestellten Szenarien. Bedingt durch die unterschiedlichen Betrachtungszeitpunkte und die damit verbundenen Veränderungen im Sanierungsstand der Gebäude, in den technischen Effizienzen der Anlagen und in den ökonomischen Annahmen unterscheiden sie sich in den thermischen Bedarfszeitreihen und den technischen und ökonomischen Parametern der Versorgungsanlagen. Weitere Unterschiede bestehen durch die unterschiedliche Aus-



CO2-Kosten: Kosten für CO₂-Emissionszertifikate; \uparrow : hoch; \downarrow : niedrig

Abbildung 4.2: Szenarienbaum Freiburg

dehnung der Wärmenetze und die damit verbundenen Potentiale an Versorgungstechnologien sowie in der Höhe der CO_2 -Zertifikatskosten. Die detaillierten technischen, ökonomischen und ökologischen Annahmen in ihrem zeitlichen Verlauf finden sich als tabellarische Übersichten im Anhang ab Seite 209.

4.2.2.1 Umgang mit dem Einfluss von Stromimportkosten und Exporterlösen

Im Unterschied zum Anwendungsbeispiel Frankfurt besteht in Haslach nicht das Ziel, Energieautarkie zu erreichen, weshalb ein Import der Brennstoffe Erdgas, Heizöl und Holz über die Systemgrenze zugelassen wird. Elektrische Energie kann ebenfalls über die Grenze des Gesamtsystems importiert und auch exportiert werden. Neben den Brennstoffpreisen beeinflussen folglich die Bedingungen für den Stromim- und -export die Rechenergebnisse (vgl. Abschnitt 3.1.1.7).

Innerhalb des Haslacher Energiesystems stellen Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen elektrische Energie bereit, die potentiell über die Gesamtsystemgrenze exportiert werden kann. Aus heutiger Sicht werden beide Anlagentypen häufig nach den Regularien des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) betrieben, in denen auch die Vergütung des erzeugten Stroms geregelt ist [Deutscher Bundestag 2015, 2014]. Trotzdem werden beide Gesetze bewusst nicht im Modell implementiert, da ihr Fortbestand bis zum Jahr 2030 und erst recht 2050 ungewiss ist. Außerdem sollen Synergieeffekte als positive Wechselwirkungen zwischen den systeminternen Anlagentypen genutzt werden können, was eine bedarfsorientierte Strombereitstellung voraussetzt. Dies wäre, insbesondere bei Anwendung des EEG, nicht gewährleistet.

Für den Export systeminterner Überschüsse wie auch für den Import von elektrischer Energie über die Gesamtsystemgrenze wird deshalb ein einheitlicher Rahmen gesetzt, indem die zeitlich variierenden Day-Ahead-Preise der Strombörse in Leizig EEX für das Jahr 2012 zu Grunde gelegt werden [EEX 2015]. Durch Anwendung einer Kostensteigerungsrate von $r_n = 2\%/a$ wird die EEX-Preiskurve von 2012 auf die Betrachtungszeitpunkte 2010, 2030 und 2050 angepasst und nachfolgend über den Betrachtungszeitraum von jeweils 20 Jahren nivelliert. Eine qualitative Veränderung der Kurvenform zwischen den Betrachtungszeitpunkten erfolgt nicht. Im historischen Vergleich stellt dies eine starke Vereinfachung dar, weil sich der steigende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien und weitere, auch rahmenpolitische, Veränderungen in der Vergangenheit bereits sichtbar auf die Kurvenform ausgewirkt haben. Da jedoch keine Prognosen der Kurvenform für die Zeitpunkte 2030 und 2050 bekannt sind, erscheint es aus Gründen der Vergleichbarkeit sinnvoller, eine einheitliche Kurvenform für alle Zeitpunkte anzunehmen. Eventuelle Erlöse aus dem Export werden dem Gesamtsystem gutgeschrieben und nicht einzelnen Anlagentypen.

Innerhalb des Gesamtsystems wird bereitgestellte elektrische und thermische Energie nicht explizit vergütet, sondern es fallen lediglich die Produktgestehungskosten an.³ Der Transport thermischer Energieströme ist außerdem nur innerhalb der durch Wärmenetze erschlossenen Gebiete zulässig.

Zusätzlich zu den internen Stromgestehungskosten beziehungsweise EEX-Preisen fallen Netznutzungsentgelte an, die den Stromimport verteuern und die Erlöse bei Export schmälern. Sie steigen mit derselben

 $^{^3 \}ddot{\rm U}$ ber den kalkulatorischen Zinssatz erfolgt indirekt eine Vergütung in Form des darin enthaltenen internen Zinssatzes.

Kostensteigerungsrate wie die EEX-Preise. Ein Energietransport innerhalb des Gesamtsystems über eine Bilanzgrenze hinweg, zum Beispiel von einer Zone in eine zweite, wird 2010 mit Netznutzungsentgelten in Höhe von $1 \in \operatorname{ct/kWh}_{el}$ beaufschlagt. 2030 sind es $1,49 \in \operatorname{ct/kWh}_{el}$ und 2050 2,21 $\in \operatorname{ct/kWh}_{el}$.⁴ Bei Im- und Export über die Gesamtsystemgrenze fallen im Jahr 2010 zusätzlich $3 \in \operatorname{ct/kWh}_{el}$ an. In den Jahren 2030 steigt der Wert auf 4,46 $\in \operatorname{ct/kWh}_{el}$ und 2050 auf 6,62 $\in \operatorname{ct/kWh}_{el}$. Ausgehend von diesen Werten werden auch diese Kosten über einen Zeitraum von 20 Jahren nivelliert.

Durch die zweistufige Abbildung werden die Erlöse aus vermiedenen Netznutzungsentgelten vereinfacht abgebildet. Diese Entgelte werden gewährt, wenn ein Bezug von elektrischer Energie aus übergeordneten Spannungsebenen vermieden wird [Deutscher Bundestag 2005; VKU 2005]. Aus Modellierungssicht wird dadurch eine systeminterne Bedarfsdeckung gegenüber einem Stromimport bevorzugt.

4.2.3 Erstellung der Zeitreihen des elektrischen und thermischen Bedarfs

Vor Beginn der Optimierungsrechnungen müssen die Zeitreihen des elektrischen und thermischen Bedarfs generiert werden, da sie nicht als originäre Messreihen in der benötigten Auflösung zur Verfügung stehen. Die diesbezügliche Vorgehensweise wird nachfolgend beschrieben, da sie unmittelbar mit der Art der räumlichen Auflösung in Zusammenhang steht. Ihre methodische Erarbeitung und Anwendung sind jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Als Datengrundlage für die Bedarfszeitreihen stehen Informationen über den derzeitigen Gebäudebestand, seinen Sanierungszustand, den Heizwärmebedarf in Form eines Wärmekatasters, den jährlichen Gasabsatz und den jährlichen Strombedarf im Gebiet zur Verfügung. Anhand dieser Daten wird der Gebäudebestand, in Anlehnung an [Loga u. a. 2012], in acht Gebäudetypen unterteilt, wie Tabelle 4.12 zeigt. Bei der Typbildung werden unter anderem die Merkmale Art des Gebäudes, das Baualter, der Sanierungszustand und der Wärmebedarf berücksichtigt. Aus Sicht der zeitlichen Veränderung des Wärmebedarfs sind vor allem jene Gebäude von Interesse, die absehbar zur Sanierung anstehen,

⁴Alle Angaben sind inflationsbehaftet.

was für alle Gebäude mit einem Baujahr vor 1984 angenommen wird. Diese Gebäude werden in sieben Kategorien unterteilt. Die Art des Gebäudes unterscheidet zwischen Einfamilien- beziehungsweise Reihenhäusern (Typ "Klein"), kleineren und größeren Mehrfamilienhäusern (Typen "Mittel" und "Groß"), Hochhäusern (Typ "HH") und den Sondergebäuden wie Schulen. Anhand des Wärmebedarfs, der wiederum stark von Baualter und Sanierungszustand abhängt, wird dann zusätzlich in A und B untergliedert. Jüngere Gebäude werden demgegenüber nicht klassifiziert, sondern im Typ "Sonstige" zusammengefasst. Das angewandte Verfahren zur Typisierung ist im Projektbericht [Herkel u. a. 2015] ausführlich beschrieben. Einen Eindruck von der Vorgehensweise liefert Abbildung 7.3 auf Seite 205.

Im Anschluss wird für jeden der sieben älteren Gebäudetypen die aus heutiger Sicht wirtschaftlich sinnvolle *Sanierungstiefe* ermittelt, aus der sich der verbleibende Heizwärmebedarf nach Abschluss der Sanierung eines Einzelgebäudes ergibt. Über den Ansatz gebäudetypspezifischer jährlicher *Sanierungsraten* lässt sich der *Sanierungsumfang* des gesamten Gebäudebestands zu den Betrachtungszeitpunkten 2030 und 2050 abschätzen. Gemittelt über alle Gebäudetypen ergeben sich so die im Anhang in Abbildung 7.4 dargestellten Reduktionen des Heizwärmebedarfs von 24% bis 2030 und 45% bis 2050 im Vergleich zu 2010.

Mit diesen Daten erfolgt nun über ein SHM- $Gebäudemodell^5$ nach [ISO 2008] für jeden Gebäudetyp die Bestimmung des Heizwärmebedarfs in stündlicher Auflösung. Das Rechenergebnis wird anschließend mit dem Wärmekataster und Messwerten zum jährlichen Gasabsatz abgeglichen.

Zusätzlich zum Heizwärmebedarf $P_{th,Bedarf,'Heizung'}(t)$ besteht ein Bedarf an Warmwasser $P_{th,Bedarf,'WW'}(t)$, der über ein weiteres Modell, DHWcalc [Jordan u. Vajen 2003], ermittelt wird. Die Summe aus Heizwärme- und Warmwasserbedarf in jedem Zeitschritt ergibt die Zeitreihe des thermischen Gesamtbedarfs für einen Gebäudetyp.

$$P_{th,Bedarf}(z, u, g, t) = P_{th,Bedarf,'Heizung'}(z, u, g, t) + P_{th,Bedarf,'WW'}(z, u, g, t) \forall z, u, g, t$$

$$(4.6)$$

⁵SHM: Simple Hourly Method

Struktur mit 8 Gebäudety-	Struktur mit 4	Anzahl je Typ
pen zzgl. Sondergebäude	Gebäudetypen	im Gesamtsystem
Klein A	Typ 1	479
Klein B	Турт	641
Mittel A	Twp 9	164
Mittel B		339
Groß А		43
Groß B	Typ 3	176
HH		65
Sonstige (nach 1984 erbaut)	zu Typ 2	502
Sondergebäude: Alters-		Unter-
heime, Hallenbad, Kinder-	Typ 4	schiedlich
gärten, Kirchen, Schulen		

Tabelle 4.12: Verwendete Gebäudetypen, Freiburg-Haslach. Quelle: Nach [Herkel u. a. 2015].

Für die Zeitreihen des elektrischen Bedarfs kommt ein weiteres Modell in Form der Software synPRO [ISE 2014] zum Einsatz, das synthetische Lastprofile generiert. Die Profile werden, unter Berücksichtigung statistischer Effekte hinsichtlich der Gleichzeitigkeit, anhand der durchschnittlichen Belegungszahlen jedes Gebäudetyps und des davon abhängigen, durchschnittlichen elektrischen Jahresbedarfs des Haushalts skaliert. Für die Anzahl der Gebäude eines Typs werden dabei nicht die Mengen des gesamten Untersuchungsgebietes angesetzt, sondern es finden nach Zonen gegliederte Zeitreihenberechnungen statt.

Die Unterteilung in acht Gebäudetypen führt zu einem Modell mit 97 Knoten. Um die Rechenzeiten zu verkürzen, wird deren Anzahl nachfolgend auf 58 Knoten verringert. Dies geschieht, in dem die acht Gebäudetypen für jede Zone einzeln auf vier Typen aggregiert werden (s. Tab. 4.12). Für die Typen "Klein", "Mittel" und "Groß" werden die Untertypen A und B jeweils zusammengefasst. Typ 1 enthält nun alle Gebäude aus "Klein". Im neuen Typ 2 werden die alten Typen "Mittel" und, da überwiegend zu dieser Gebäudeart gehörend, die "Sonstigen" gruppiert. Hochhäuser werden, gemeinsam mit dem alten Typ "Groß", dem neuen Typ 3 zugeordnet. Die Sondergebäude bilden Typ 4.

4.2.4 Räumliche Auflösung

Die räumliche Differenzierung des Untersuchungsgebietes erfolgt durch die Unterteilung in Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen wie methodisch in Abschnitt 3.1.2 beschrieben. In die Zonenbildung fließen die Kriterien Homogenität der Gebäudetypen und der Akteure, die derzeitige Wärmeversorgungsstruktur, das heißt, die Existenz von Wärmenetzen, die Wärmedichte und die potentielle Trassendichte bei netzgebundener Versorgung ein. Mit Akteuren sind hier die institutionellen Entscheidungsträger im Untersuchungsgebiet gemeint, also die kommunale Politik und Verwaltung ebenso wie Wohnungsbaugesellschaften, örtliche Wärmenetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen. Informationen über geplante energetische Sanierungsmaßnahmen seitens der Wohnungsbaugesellschaften werden in die Zonierung ebenfalls einbezogen. Dies ist sinnvoll, da im Rahmen einer Sanierung auch die Erneuerung des Heizsystems ansteht und sich dann gleichzeitig die Möglichkeit zu einem Wechsel der Heizungsart bietet.

Die Anwendung der Kriterien führt zu einer Einteilung des Gesamtsystems in 15 Zonen, wie Abbildung 4.3 zeigt. In jeder Zone befindet sich die in Tabelle 7.13 aufgeführte Anzahl an Gebäudetypen. Die Ebene der Unterzonen wird für den Ausgangszustand nicht benötigt. In den Zonen 5, 7 und 12 bestehen Wärmenetze, die durch Heizzentralen mit einer Kombination aus Blockheizkraftwerken und Heizkesseln versorgt werden. Das Wärmenetz in Zone 13 besitzt keine eigene Wärmeversorgung, sondern wird als Satellit von der Heizzentrale des angrenzenden Stadtteils Weingarten beliefert. Da dieser Stadtteil außerhalb des Untersuchungsgebiets liegt, wird für die Modellierung von einer eigenen Heizzentrale ausgegangen. Über diese Wärmenetze hinaus existieren in den Zonen 2 und 14 kleinere zentrale Wärmeversorgungen mit Heizkesseln. Die beschriebene Struktur wird für alle Szenarien ohne Wärmenetzausbau, Sz1 bis Sz3, Sz6 und Sz7, verwendet. Die darin getroffenen Annahmen sind im Anhang zu finden.

Die Struktur und Ausdehnung möglicher und voraussichtlich ökonomisch sinnvoller Erweiterungen der Wärmenetze wird mit dem größten örtlichen Wärmenetzbetreiber, badenova Wärmeplus [badenova 2015], abgestimmt und bildet die Grundlage für die Szenarien, in denen ein Wärmenetzausbau zugelassen wird (Sz4, Sz5, Sz8 und Sz9). Die drei resultierenden Ausbaubereiche sind, farbig unterlegt und mit dicker blau-



Abbildung 4.3: Zonierung mit Wärmenetzbestand



Abbildung 4.4: Zonierung mit Ausbaugebieten der Wärmenetze

er Umrandung versehen, aus Abbildung 4.4 ersichtlich. Zone 5 könnte demnach die Wohnbebauung in Zone 6 mitversorgen. Das bestehende Wärmenetz in Zone 7 könnte auf die Zonen 2, 3 und 4 ausgedehnt werden. Die Heizzentrale verbleibt in diesem Fall in Zone 7 und der zentrale Heizkessel in Zone 2 entfällt. Als dritte Möglichkeit könnten die Zonen 8, 9 und 10 an das Wärmenetz in Zone 14 angeschlossen werden. In Zone 14 stünde dann auch die Versorgungstechnik. Für das bestehende Wärmenetz in der Zone 12 wird eine Erweiterung um 20% der Leitungslänge angenommen, jedoch keine zonenübergreifende Erweiterung. In Zone 13 werden keine Erweiterungsmöglichkeiten gesehen. Die oberen Grenzwerte der installierten Leistungen an Blockheizkraftwerken und Heizkesseln werden allerdings angehoben, um der Optimierung Spielraum zu lassen.

Die Leitungslängen des Wärmenetzbestands sind im Rahmen des Projektes nicht verfügbar und auch die Leitungslängen im Fall eines Netzausbaus werden zunächst nur abgeschätzt. Als Verfahren hierfür bietet sich eine Orientierung an den bekannten Längen der Gasnetze an, die fast flächendeckend vorhanden sind. Es wird davon ausgegangen, dass bei Wärmenetzen aufgrund der höheren längenbezogenen Leitungskosten (Mehrleiter gegenüber Einleiter, dickere und teurere Leitungen) auf eine kürzere Trassenführung geachtet wird, als dies bei Gasnetzen der Fall ist. Die angesetzten Leitungslängen der Wärmenetze unterschreiten daher die Gasnetzlänge im gleichen Gebiet leicht. Die veranschlagten Wärmenetzlängen sind Tabelle 7.15 im Anhang zu entnehmen. Sie sind mit dem örtlichen Wärmenetzbetreiber abgestimmt.

Die Verbindung von Zonen zu einem gemeinsamen Wärmenetzgebiet geschieht methodisch durch das Einführen von Unterzonen. Dabei werden alle Zonen des neuen Wärmenetzgebiets zu einer Zone zusammengefasst. Diejenige Zone, in der die Heizzentrale angesiedelt ist, bildet den Kern der neuen Zone. Alle übrigen Zonen werden zu Unterzonen der neuen Zone. So wird Zone 6 eine Unterzone innerhalb des kombinierten Gebietes von Zone 5 und Zone 6. Das Gleiche gilt für die Zonen 2, 3 und 4 in Bezug auf das Wärmenetz um Zone 7 sowie die Zonen 8, 9, 10 rund um Zone 14. Während die Leitungslängen und die Netzerweiterungskosten exogen vorgegeben werden, sind die installierten Leistungen und der Betrieb aller Anlagentypen Bestandteil der modellinternen Optimierung.

4.2.5 Ergebnisdiskussion und Vergleich verschiedener räumlicher Aggregationsstufen

Nachfolgend werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien diskutiert und miteinander verglichen. Als Basis für die Vergleiche dient jeweils die Modellvariante mit 58 Knoten, deren Ergebnisdiagramme nachfolgend in den Text eingebettet sind. In tabellarischer Form sind die Ergebnisse zusätzlich im Anhang aufgeführt (Tab. 7.24 bis 7.28). Im Anschluss erfolgt in Abschnitt 4.2.5.5 der zu Beginn des Anwendungsbeispiels angesprochene Vergleich der räumlich aufgelöst ermittelten Ergebnisse mit denen einer auf einen Bilanzknoten aggregierten Modellvariante.

4.2.5.1 Bedarf an elektrischer und thermischer Energie

Bedarf an elektrischer Energie

Der vorgegebene Jahresbedarf an elektrischer Energie (ohne Wärmepumpen) beträgt einheitlich für alle drei Betrachtungszeitpunkte, 2010, 2030 und 2050, 33,8 GWh/a. Er resultiert aus der Aggregation der gemäß Abschnitt 4.2.3 erstellten, räumlich aufgelösten Bedarfszeitreihen. Hinzu kommt der modellintern bestimmte Strombedarf der elektrischen Wärmepumpen, der zwischen den Szenarien stark variiert und so zu den deutlich sichtbaren Unterschieden in den Diagrammen Abbildung 4.9 und 4.10 sowie Abbildung 7.11 und 7.12 führt. Das genaue Ausmaß dieses zusätzlichen Strombedarfs wird bei der Diskussion der Ergebnisse für die Wärmepumpen besprochen.

Bedarf an thermischer Energie

Der Bedarf an thermischer Energie wird bis auf die thermischen Verluste der Speicher exogen vorgegeben und nimmt durch energetische Gebäudesanierung mit der Zeit ab. Von den in Abbildung 7.4 angegebenen Einsparungen bei den sanierten Gebäudetypen verbleiben, nach Kombination mit den nicht zu sanierenden Typen, eine Reduktion von 16% statt 24% bis 2030 (76,9 GWh/a) und von 36% statt 45% bis 2050 (58,4 GWh/a) für das Gesamtsystem (s. a. Tab. 7.26). Abweichungen zwischen Szenarien eines Zeitpunktes bestehen nur aufgrund von unterschiedlicher Speichernutzung und den damit verbundenen Wärmeverlusten. Da der Im- und Export von thermischer Energie über die



Abbildung 4.5: Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistungen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.6: Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistungen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.7: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen und Speicherkapazitäten bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.8: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen und Speicherkapazitäten bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.9: Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.10: Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.11: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.12: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Gesamtsystemgrenze unzulässig ist, wird sets der gesamte Bedarf intern gedeckt (Abb. 4.11 und 4.12).

4.2.5.2 Leistungen, Speicherkapazitäten und Energiemengen

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die Abbildungen 4.5 bis 4.19 und 7.5 bis 7.19 sowie auf die Tabellen 7.24 bis 7.34 im Anhang.

Blockheizkraftwerke

Die in den Szenarien installierte Leistung an Blockheizkraftwerken bietet ein differenziertes Bild (Abb. 4.5 bis 4.8), bei dem die Einflüsse von CO_2 -Zertifikatskosten, Wärmenetzausbau und Betrachtungszeitpunkt deutlich sichtbar sind. So führen hohe CO_2 -Zertifikatskosten zu einem völligen Verzicht auf BHKW in den Zukunftsszenarien. 2010, in Szenario Sz2, ist für die installierte Leistung eine Untergrenze entsprechend des realen Bestands vorgegeben. Die BHKW werden dann vom Modell allerdings nicht genutzt, wie ein Blick auf die bereitgestellten Energiemengen und Volllaststunden zeigt (Abb. 4.10 und 4.12 sowie Tab. 4.13).

Bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten sinkt die installierte BHKW-Leistung mit der Zeit, sofern die Wärmenetze nicht ausgebaut werden. 2030 verbleiben dann noch 76% (948 kW_{el}) der ursprünglichen elektrischen Leistung von 1,2 MW_{el} (1,6 MW_{th}), 2050 sind es noch 65% (812 kW_{el}). Thermisch weichen die Rückgänge, aufgrund sich leicht verschiebender Verhältnisse von elektrischen zu thermischen Nutzungsgraden, mit 71% (1.123 kW_{th}) und 59% (935 kW_{th}) etwas von den elektrischen ab.

Im Kontrast dazu steigen die installierten Leistungen bei einem Ausbau der Wärmenetze von 2010 nach 2030 sprunghaft um den Faktor 4 (th.) beziehungsweise sogar 4,7 (el.) an. Der Grund hierfür liegt in den, in Verbindung mit dem Ausbau, angehobenen Obergrenzen. Von 5,8 MW_{el} (6,5 MW_{th}) 2030 fällt die installierte Leistung 2050 um 18% auf 4,8 MW_{el} (5,2 MW_{th}, -20%) ab. Sie liegt damit aber immer noch vier Mal über der ursprünglichen Leistung.

Die resultierenden elektrischen und thermischen Energiemengen sinken bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten und ohne Wärmenetzausbau zeitlich sogar noch stärker als die installierten Leistungen (Abb. 4.9

t_{Voll} [h/a]	150 kW_{el}	300 kW_{el}	600 kW_{el}
Sz1	4807	5400	3108
Sz2	0	0	0
Sz3	3611	4114	3356
Sz5	-	3744	3495
Sz7	-	3721	3255
Sz9	_	3394	3332

 Tabelle 4.13:
 Volllaststundenzahlen der BHKW, Freiburg-Haslach

Hinweise: In den Szenarien Sz
4, Sz
6, Sz
8 und Sz
10 werden modellseitig keine BHKW installiert. In den Szenarien Sz
5, Sz 7 und Sz
9 steht das BHKW mit 150 kW $_{el}$ nicht zur Verfügung.

bis 4.12). Im Vergleich zu 2010 werden 2030 noch 70% der Strommenge und 64% der Wärmemenge bereitgestellt. 2050 sind es noch 57% der ursprünglich produzierten Strom- und 51% der Wärmemenge. Aufgrund des abnehmenden Bedarfs entspricht dies wärmeseitig trotzdem in etwa gleichbleibenden Anteilen von 5-6% des gesamten Wärmebedarfs. Stromseitig ist es mit einem leichten Rückgang von etwa 8% auf 7% des Bedarfs verbunden.

Im Fall niedriger CO_2 -Zertifikatskosten bei gleichzeitigem Ausbau der Wärmenetze findet sich der Sprung in den installierten Leistungen auch bei den bereitgestellten Energiemengen wieder. Aus den im Vergleich etwas geringeren Faktoren von 4,1 (el.) beziehungsweise 3,5 (th.) im Jahr 2030 wird jedoch deutlich, dass die Auslastung gegenüber 2010 abnimmt. Dies setzt sich zeitlich fort, in dem auch der Rückgang von 2030 nach 2050 mit 22% (el.) und 24% (th.) etwas stärker ausfällt als bei den installierten Leistungen. Der Anteil an der Wärmeversorgung bleibt demgegenüber mit etwa 29% wiederum fast konstant, was mit einer Abnahme des elektrischen Anteils von 53% auf 43% einhergeht.

Wie Tabelle 4.13 zeigt, liegen die Volllaststundenzahlen bereits im Bestandsszenario Sz1 eher unter dem heute angestrebten Wert von 5000-5500 h/a. In den Zukunftsszenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten weisen die beiden größeren BHKW, mit einer Ausnahme bei Sz3, Volllaststundenzahlen von etwa 3500 h/a auf. Aus Systemsicht sind damit geringere Werte sinnvoll, als sie heute aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines Betreibers notwendig sind. Ein Ausgleich könnte über, von den Betreibern der übrigen Anlagentypen zu zahlende Systemdienstleistungspauschalen hergestellt werden, wie sie aktuell auch auf Bundesebene kontrovers diskutiert werden.

Photovoltaik

Begründet durch sinkende Investitionskosten und steigende Effizienz nimmt die installierte Leistung an Photovoltaik sowohl bei niedrigen als auch bei hohen CO₂-Zertifikatskosten über alle Szenarien hinweg mit der Zeit zu (Abb. 4.5 und 4.6). Bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten steigt die installierte Leistung von 2010 nach 2030 um den Faktor 2,5 auf 5,8 MW_{el}, wenn auf einen Wärmenetzausbau verzichtet wird (Sz3). In Szenario Sz5, bei Wärmenetzerweiterung, wird nur die vorgegebene Untergrenze von knapp 4,9 MW_{el} erreicht (Faktor 2,1). Zwischen den installierten Leistungen an den Zeitpunkten 2010 und 2050 liegen Faktoren von 3,7 ohne und 3,3 mit Wärmenetzausbau, was 8,6 MW_{el} (Sz7) beziehungsweise 7,7 MW_{el} (Sz9) an installierter Leistung entspricht. Ein Wärmenetzausbau führt bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten also zu einer geringeren installierten Leistung an Photovoltaik.

In den Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten springt die installierte Leistung von 2010 nach 2030 um den Faktor 3,9 auf rund 9,0 MW_{el} (Sz4, Sz6). 2050 werden dann 9,3 MW_{el} erreicht (Sz8, Sz10). Durch den Wegfall des BHKW-Einflusses in diesen Szenarien sind die installierten Leistungen zu beiden Zeitpunkten nahezu unabhängig von einem Ausbau der Wärmenetze. Bemerkenswert an diesem Verlauf ist, dass keine modellinterne (Potential-)Grenze erreicht wird und sich trotzdem eine Art Plateau abzeichnet, obwohl sich technische und ökonomische Randbedingungen hinsichtlich der Wirkungsgrade, der Kostenannahmen und des Strombedarfs verändern. Hieraus kann geschlossen werden, dass eine Erhöhung der installierten Leistung zu Überschüssen führen würde, die sich, unter den getroffenen Annahmen zu den EEX-Preisen, nicht kostendeckend exportieren lassen.

Ein Blick auf die bereitgestellten Energiemengen zeigt im Fall niedriger CO_2 -Zertifikatskosten Beiträge der Photovoltaik zur Strombedarfsdeckung von 7% zum Zeitpunkt 2010 (Sz1), 11-12% 2030 (Sz3, Sz5) und 19% 2050 (Sz7, Sz9; Abb. 4.9 und 4.10). Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten werden 2030 rund 18% (Sz4, Sz6) und 2050 etwa 20% (Sz8, Sz10) erreicht.

Es fällt auf, dass die Deckungsanteile in sechs der zehn Szenarien (Sz2, Sz4, Sz6-Sz10) mit 18-20% nah beeinander liegen. Dies ist insofern interessant, als sich die Rahmenbedingungen der Szenarien hinsichtlich der CO_2 -Zertifikatskosten, des Wärmenetzausbaus, des BHKW-Einsatzes, des Strombedarfs und weiterer ökonomischer und technischer Annahmen teilweise stark unterscheiden. Die beiden verbliebenen Zukunftsszenarien Sz3 und Sz5 weisen ebenfalls ähnliche Deckungsanteile auf, obwohl sich die installierten Leistungen an Photovoltaik und Wärmepumpen deutlich unterscheiden und auch der BHKW-Einsatz sehr unterschiedlich ist.

Die absoluten Energiemengen variieren über die Szenarien hinweg demgegenüber deutlich stärker. Sie verhalten sich analog zu den installierten Leistungen, da die Einstrahlungsdaten in allen Szenarien identisch sind. Unterschiede treten nur aufgrund von modellinterner Abregelung der Photovoltaikanlagen auf, so dass die Volllaststundenzahlen in allen Szenarien mit rund 990-997 h/a fast deckungsgleich sind.

Heizkessel

Die installierte Leistung an Heizkesseln sinkt über die Zeit stark, wobei der Rückgang bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten ausgeprägter ist als bei niedrigen (Abb. 4.7 und 4.8). In den Bestandsszenarien sind 39,9 MW_{th} (Sz1) beziehungsweise 45,4 MW_{th} (Sz2) installiert. 2030 sinkt der Wert bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten um 53% auf 18,5 MW_{th} (Sz3) beziehungsweise 56% auf 17,5 MW_{th} (Sz5). Bei bei hohen Zertifikatskosten ist es ein Rückgang von 68% (14,6 MW_{th}, Sz4) und 66% (15,4 MW_{th}, Sz6). 2050 werden noch 13,4 MW_{th} (Sz7), 12,7 MW_{th} (Sz9), 8,6 MW_{th} (Sz8) und 9,2 MW_{th} (Sz10) vorgesehen, was gegenüber 2010 Abnahmen von mindestens 66% (Sz7, Sz9) beziehungsweise 80% (sz8, Sz10) entspricht. Im Vergleich der Szenarien eines Zeitpunkts untereinander wird deutlich, dass ein Ausbau der Wärmenetze die installierte Leistung nur gering beeinflusst, da sich die Werte zu einem Zeitpunkt bei gleichen CO₂-Zertifikatskosten jeweils nur um weniger als 1 MW_{th} unterscheiden.

Der Rückgang der durch Heizkessel bereitgestellten Wärmemengen fällt noch vehementer aus als bei der installierten Leistung (Abb. 4.11 und 4.12). Dies gilt wiederum insbesondere in den Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten. Während die installierte Leistung in den Zukunftsszenarien um den Faktor 2-5 abnimmt, sinkt die Wärmemenge um den



Abbildung 4.13: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.14: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.15: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen der Heizkessel bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 4.16: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen der Heizkessel bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Faktor 4-24. Dominieren Heizkessel in den Bestandsszenarien mit über 90% Deckungsanteil die Wärmeversorgung, so ergeben sich 2030 Beiträge zur Wärmebedarfsdeckung von nur noch 22-23% bei niedrigen (Sz3, Sz5) und 13-14% bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten (Sz4, Sz6). 2050 sinkt der Deckungsanteil auf rund 19% (Sz3, Sz5) beziehungsweise 6-7% (Sz4, Sz6).

Ein Vergleich dieser Werte, wie auch der Energiemengen und Volllaststundenzahlen untereinander, zeigt, dass die Szenarien eines Zeitpunktes innerhalb von niedrigen beziehungsweise hohen CO_2 -Zertifikatskosten nur geringe Unterschiede aufweisen (s. a. Tab. 4.14 und 4.15). Wie schon hinsichtlich der installierten Leistungen hat der Ausbau der Wärmenetze damit kaum einen Einfluss auf den Betrieb der Heizkessel. Die Höhe der CO_2 -Zertifikatskosten hingegen wirkt sich merklich aus, indem der Beitrag von Heizkesseln zur Wärmeversorgung bei einem Anstieg der CO_2 -Zertifikatskosten abnimmt. Dies gilt, obwohl in diesem Fall auf Holz als emissionsarmen Brennstoff umgestellt wird, wie die nachfolgende, nach Brennstoffen differenzierte, Betrachtung zeigt (Abb. 4.13 und 4.14).

Für die Zukunftsszenarien ist in den Diagrammen ein drastischer Schwenk von einer reinen Nutzung von Erdgasheizkesseln im Fall geringer CO_2 -Zertifikatskosten hin zu einer vorwiegenden Installation von Holzheizkesseln in den Szenarien mit hohen Zertifikatskosten zu sehen. In diesem Fall übertreffen folglich die Einsparungen bei den Zertifikatskosten durch den CO_2 -emissionsarmen Brennstoff die Mehrkosten bei Investitionen und Brennstoff. Noch deutlicher wird dies bei einem Blick auf die bereitgestellten Wärmemengen, aus denen ersichtlich wird, dass Erdgasheizkessel nur noch für absolute Lastspitzen eingesetzt werden und dementsprechend Volllaststundenzahlen von unter 100 h/a erreichen (Abb. 4.16 und sowie Tab. 4.14). Dieses Ergebnis ist hinsichtlich der praktischen Umsetzung natürlich unsinnig und sollte stattdessen als eine Empfehlung für einen ausschließlichen Einsatz von Holz als Brennstoff unter den gegebenen Rahmenbedingungen gedeutet werden.

Bei den Volllaststundenzahlen fallen in den Bestandsszenarien Sz1 und Sz2 unrealistisch hohe Werte für die Holzheizkessel auf. Für bessere Ergebnisse sollte hier eine Obergrenze festgelegt werden, was seitens des Modells auch möglich ist. Die daraus resultierenden Verschiebungen bei der installierten Leistung würden zu höheren Gesamtkosten führen. Da der Fokus der Auswertung auf den Zukunftsszenarien liegt, wurde **Tabelle 4.14:** Ergebnisvergleich der Volllaststundenzahlen der Heizkesselund Wärmepumpen 2010 und 2030, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt	20	010 2030		2030		
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6
Erdgas-HK	1.999	29	971	93	979	83
Heizöl-HK	69	10	0	0	0	0
Holz-HK	8.338	3045	0	862	0	864
WP	3.795	6.412	5.111	4.264	5.184	4.429

Volllaststunden	[h	/a	
-----------------	----	----	--

HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2

Tabelle 4.15: Ergebnisvergleich der Volllaststundenzahlen der Heizkessel und Wärmepumpen 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Volllaststunden [h/a]					
Zeitpunkt	2050				
Szenario	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10	
Erdgas-HK	845	88	868	80	
Heizöl-HK	0	0	0	0	
Holz-HK	0	589	0	591	
WP	4.849	3.632	5.043	3.743	

HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2

auf eine Umsetzung dieser Einschränkungen und erneute Rechnungen jedoch verzichtet.

Heizölbetriebene Kessel werden in keinem der Zukunftsszenarien eingesetzt. In den Bestandsszenarien ist eine Untergrenze für die installierte Leistung vorgegeben. Wie die Auswertung der bereitgestellten Wärmemengen zeigt, werden selbst installierte Ölheizkessel jedoch praktisch nicht eingesetzt (Abb. 4.15 und 4.16).

Wärmepumpen

Für das Basisjahr 2010 ist nur eine größere Wärmepumpe in Haslach mit einer thermischen Leistung von 190 k W_{th} bekannt. Selbst wenn zu erwarten steht, dass darüber hinaus noch einige kleinere elektrische Wärmepumpen in Ein- oder Zweifamilienhäusern genutzt werden,

ist deren Beitrag zur Wärmeversorgung zu diesem Zeitpunkt von untergeordneter Bedeutung. In den Zukunftsszenarien vervielfacht sich die installierte Wärmepumpenleistung gegenüber den Bestandsszenarien jedoch und erreicht zwischen 5,9 MW_{th} (Sz9) und 15,7 MW_{th} (Sz4) (Abb. 4.7 und 4.8). Wie bei den Heizkesseln werden, aufgrund des abnehmenden Wärmebedarfs, 2050 geringere Leistungen vorgesehen als 2030. In den Szenarien mit hohen CO₂-Zertifikatskosten sind sowohl der zeitliche Einfluss wie auch die Auswirkungen eines Wärmenetzausbaus jedoch gering, und die installierten Leistungen liegen 2030 und 2050 mit einem Wertbereich von 14,4-15,7 MW_{th} in allen vier Szenarien, Sz4, Sz6, Sz8 und Sz10, sehr nah beeinander.

Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten wird durchgängig eine geringere Leistung installiert. Außerdem macht sich ein Einfluss des Wärmenetzausbaus viel stärker bemerkbar, indem die installierte Leistung bei einem Ausbau gegenüber dem Szenario ohne Erweiterung sowohl 2030 als auch 2050 jeweils um Drittel abfällt. Es tritt also eine Konkurrenz zwischen Wärmepumpen und BHKW auf. 2030 sinkt die installierte Leistung von 10,7 MW_{th} (Sz3) auf 7,1 MW_{th} (Sz5) und 2050, ausgehend von 9,0 MW_{th} (Sz7), auf 5,9 MW_{th} (Sz9).

Wie die Diagramme der bereitgestellten Wärmenengen zeigen, steigt nicht nur die installierte Leistung gegenüber den Bestandsszenarien drastisch, sondern elektrische Wärmepumpen entwickeln sich sogar zur dominierenden Art der Wärmeversorgung (Abb. 4.11 und 4.12). Während die installierte Leistung an Heizkesseln in allen Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten deutlich über derjenigen der Wärmepumpen liegt, werden die Deckungsbeiträge der Heizkessel von den Wärmepumpen weit übertroffen. Im Fall des Wärmenetzausbaus erreichen Wärmepumpen Anteile an der Wärmeversorgung um die 50% (Sz5, Sz9) und ohne Netzerweiterung über 70% (Sz3, Sz7).

In den Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten fallen die Ergebnisse noch extremer aus, und Wärmepumpen decken 86-93% des gesamten Wärmebedarfs. Ein Einfluss des Wärmenetzausbaus auf die Deckungsanteile besteht nur 2050 in geringem Umfang (Sz8, Sz10). Bei der Deutung dieses Ergebnisses ist zu bedenken, dass das Modell keine Prognose abgibt, sondern die unter den gegebenen Rahmenbedingungen ökonomisch sinnvollste Art der Wärmeversorgung aus Sicht des Gesamtsystems ermittelt. Das Ergebnis stellt somit eine Empfehlung dar, die eher als Tendenz, denn in ihrer Absolutheit zu sehen ist – auch, weil eine ganze Reihe weiterer Einflussfaktoren nicht im Modell berücksichtigt sind.

Die in Tab. 4.14 aufgeführten Volllaststundenzahlen weisen durchgängig sehr hohe Werte von 3.600 h/a bis über 6.400 h/a auf, die sich in der Realität nicht erreichen lassen, weil die Systeme voneinander getrennt sind. Hier sollten die Rechnungen mit nach oben begrenzten Werten wiederholt werden, um zu prüfen, wie stark die Investitionskosten insgesamt dadurch steigen und ob eventuell ein Kipppunkt erreicht wird, bei dem Wärmepumpen plötzlich an Attraktivität verlieren.

In weitergehenden Untersuchungen sollte außerdem hinterfragt werden, ob sich die errechneten installierten Leistungen tatsächlich in die reale Bebauungsstruktur Haslachs integrieren ließen. Da keine Daten zu diesbezüglichen Potentialen vorliegen, können hierzu bisher keine Aussagen getroffen werden.

Abschließend sollen die Auswirkungen des starken Wärmepumpeneinsatzes auf den Strombedarf des Energiesystems betrachtet werden. Verglichen mit dem ursprünglichen Strombedarfs von 33,8 GWh/a verursachen die Wärmepumpen in den Zukunftsszenarien einen Zusatzbedarf von mindestens 21% (Sz9) und maximal 49% (Sz4, Sz6). Entsprechend des Ausmaßes des Wärmepumpeneinsatzes liegen die Zuwächse in den Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten über denen der Szenarien mit niedrigen Zertifikatskosten zum gleichen Zeitpunkt.

Solarthermie

Unabhängig von Betrachtungszeitpunkt, Wärmenetzausbau oder Höhe der CO_2 -Zertifikatskosten wird in allen Szenarien nur das vorgegebene Minimum an Solarthermieleistung installiert (Abb. 4.7 und 4.8). Im Bestand sind dies 310 kW_{th} und in den Zukunftsszenarien 432 kW_{th}. Die Steigerung in den Zukunfts- gegenüber den Bestandsszenarien liegt in einer angehobenen Untergrenze begründet. Durch sie wird abgebildet, dass sich vor allem private Eigentümer aus anderen als rein wirtschaftlichen Kriterien für eine solche Anlage entscheiden.

Analog zu den installierten Leistungen sind die bereitgestellten thermischen Energiemengen mit rund 300 MWh/a in allen Zukunftsszenarien identisch, was Deckungsanteilen von 0,4%-0,5% am Wärmebedarf entspricht (Abb. 4.11 und 4.12). Eine Abregelung der Anlagen durch das Modell findet nicht statt, sondern alle technisch verfügbare thermische Energie wird auch zur Bedarfsdeckung eingesetzt. Die Volllaststunden erreichen so Werte von rund 700 h/a. Die flächenspezifischen Erträge liegen, bezogen auf die Kollektorfläche, bei rund 460 kWh/($m_{Koll.}^2 \cdot a$).

Der geringe Einsatz von Solarthermie zeigt, dass diese Technologie unter den gegebenen (ökonomischen) Rahmenbedingungen (wirtschaftlich) nicht attraktiv ist. Dies gilt erstaunlicherweise selbst bei stark gesunkenen Investitionskosten zum Zeitpunkt 2050 und gleichzeitig hohen CO_2 -Zertifikatskosten, in Szenarien also, in denen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für eine Solarthermienutzung deutlich besser sind als heute. In einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse sollten deshalb die Investitionskosten variiert und so herausgefunden werden, ab welchem Kostenniveau Solarthermie verstärkt eingesetzt wird. Durch einen genaueren Blick auf den dann resultierenden Betrieb der Anlagen lässt sich außerdem darauf schließen, ob die Hemmnisse rein ökonomischer Natur oder auch der Betriebscharakteristik der Solarthermieanlagen geschuldet sind.

Thermische Speicher

Der Bedarf an thermischen Speichern nimmt, sowohl bei niedrigen als auch bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, von 2010 nach 2030 zunächst deutlich um den Faktor 1,4-1,9 zu und geht dann bis 2050 wieder um 14-17% zurück (Abb. 4.7 und 4.8). Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten werden in den Zukunftsszenarien Speicherkapazitäten von 50-62 MWh_{th} vorgesehen (Sz4, Sz6, Sz8, Sz10) und damit 35-40% mehr als bei niedrigen Zertifikatskosten (36-46 MW_{th}; Sz3, Sz5, Sz7, Sz9).

Ein Ausbau der Wärmenetze führt zu leicht sinkendem Speicherbedarf. Sofern niedrige CO_2 -Zertifikatskosten vorliegen, beträgt der Unterschied um 5%, bei hohen Zertifikatskosten fällt er mit 2-4% etwas geringer aus. Der Unterschied liegt im, bei Wärmenetzausbau, verstärkt möglichen Ausgleich zwischen verschiedenen Bedarfsknoten begründet. In Kombination mit der geringeren Abhängigkeit vom Stromimport durch den Einsatz von BHKW tritt der Effekt in den Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten etwas ausgeprägter auf.

Bei den Ergebnissen wird eine Korrelation mit dem Einsatz von BHKW und, in geringerem Umfang, Heizkesseln sichtbar. Durch ihre Regelbarkeit und die, im Jahresverlauf, festen Brennstoffkosten bieten beide Technologien ein hohes Maß an Flexibilität. Wärmepumpen sind im Modell demgegenüber an die zeitlich variierenden internen Stromgestehungskosten und den ebenfalls zeitabhängigen EEX-Verlauf gekoppelt. Deshalb fallen die Speicherkapazitäten in Szenarien mit besonders starkem Wärmepumpeneinsatz größer aus als bei umfangreicher BHKW-Nutzung.

Systeminterne Bereitstellung, Import und Export von elektrischer Energie

Die Menge an systemintern bereitgestellter elektrischer Energie hängt stark von der Frage des Wärmenetzausbaus und der Höhe der CO_2 -Zertifikatskosten ab. Die höchsten internen elektrischen Deckungsgrade von 62-64% werden in den Szenarien mit Wärmenetzausbau und niedrigen Zertifikatskosten (Sz5, Sz9) erreicht (Tab. 7.26). Dies geschieht vor allem durch BHKW, 2050 in stärkerem Maße aber auch durch Photovoltaik. Findet keine Wärmenetzerweiterung statt (Sz3, Sz7), so liegen die Werte bei 20-26% und somit auf ähnlichem Niveau wie im Bestandsszenario Sz1. Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten trägt ausschließlich die Photovoltaik zur systeminternen Stromproduktion bei. Die Deckungsanteile steigen dann von rund 18% 2030 (Sz4, Sz6) auf rund 20% 2050 (Sz8, Sz10). Sie liegen damit selbst 2050 noch unter den Werten des Bestandsszenarios Sz1.

Nicht intern bereitgestellter Strom muss über die Gesamtsystemgrenze importiert werden. In allen Szenarien ohne verstärkten BHKW-Einsatz (Sz5, Sz9) überwiegt dieser Anteil mit mindestens 75% deutlich. Der Export von Stromüberschüssen fällt in Jahressumme hingegen weder energetisch, noch ökonomisch ins Gewicht. Es werden höchstens rund 1% des Bedarfs exportiert (Sz7, Sz8, Sz10), und der resultierende Exporterlös beträgt maximal 0,3% der elektrischen Gesamtkosten. Die maximal zu exportierenden elektrischen Leistungen liegen in allen Szenarien unter der Hälfte der maximalen Importleistung des Bestandsszenarios Sz1 (Abb. 4.5 und 4.6). Wird angenommen, dass dieses Szenarios in etwa die realen Verhältnisse des Jahres 2010 abbildet, so spielt der Export, trotz der teils starken Zunahme an installierter Photovoltaikleistung, auch hinsichtlich der Lastspitzen und der daraus folgenden Netzbelastung keine Rolle. Anders sieht es bei den Importspitzen in den Zukunftsszenarien aus. Durch den massiven Einsatz von elektrischen Wärmepumpen treten maximale Stromimportleistungen vom bis zu 1,7-fachen der Leistung des Szenarios Sz1 auf. Hier wirken sich die



Abbildung 4.17: Ergebnisvergleich der jährlichen CO_2 -Emissionen bei niedrigen und hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Empfehlungen des Modells zur zukünftigen Wärmeversorgung negativ auf die Netzbelastung aus.

4.2.5.3 Kohlendioxidemissionen

Abbildung 4.17 zeigt die direkten Kohlendioxidemissionen (CO_2) , die mit dem Betrieb der Versorgungsanlagen in den verschiedenen Szenarien verbunden sind. Die im Rahmen der Herstellung von Anlagen und Infrastruktur entstehenden Emissionen an Treibhausgasen werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Ausgehend von 33 kt/a im Bestandsszenario Sz1 und rund 18 kt/a in Sz2 sinken die energieversorgungsbedingten Kohlendioxidemissionen im Verlauf der Zeit drastisch. Besonders stark ist die Abnahme in den Szenarien Sz8 und Sz10 mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten, in denen die Emissionen im Vergleich zu Sz2 um 92% beziehungsweise gegenüber Sz1 sogar um 95% zurückgehen. Aber auch bei niedrigen Zertifikatskosten werden 2050 Einsparungen von 66-84% erreicht (Sz9, Sz7 zu Sz1). 2030 liegt der Rückgang zwischen 43% (Sz5/Sz1) und 66% (Sz6/Sz1). Aufgrund des großen Anteils elektrischer Wärmepumpen an der Wärmeversorgung in allen Szenarien und dem – auch dadurch bedingten – überwiegend hohen Importanteil an der Stromversorgung, liegen die Einsparungen vor allem in der Abnahme der spezifischen CO₂-Emissionen des importierten Stroms begründet. Dessen spezifische Emissionen reduzieren sich gemäß Annahme von 542 g_{CO_2}/kWh_{el} zum Zeitpunkt 2010 über 265 g_{CO_2}/kWh_{el} 2030 auf 37 g_{CO_2}/kWh_{el} 2050, was Abnahmen von 51% und 93% gegenüber dem Ursprungswert entspricht (Tab. 7.16). Die Verringerung der CO₂-Emissionen ist damit primär exogen und nicht modellintern bedingt. Allerdings stützen die internen Veränderungen des Energiesystems, nämlich ein Wechsel von Brennstoffen zu einer verstärkt strombasierten Wärmeversorgung, Ausbau der erneuerbaren Energien und Verwendung CO₂-armer Brennstoffe, die Annahmen, unter denen die angesetzten CO₂-Emissionsfaktoren des Importstroms zustande gekommen sind.

Neben dem zeitlichen Verlauf fallen in Abbildung 4.17 die Auswirkungen der unterschiedlich hohen CO_2 -Zertifikatskosten ins Auge. Hohe Zertifikatskosten führen zu allen Zeitpunkten zu deutlich geringeren CO_2 -Emissionen und erfüllen so die von ihrem Einsatz erhoffte Lenkungswirkung. 2010 ergeben sich Emissionseinsparungen von 44%, 2030 liegen die Minderungen bei 28-40% und besonders groß sind die Unterschiede 2050. In den Szenarien ohne Wärmenetzausbau (Sz8/Sz7) verringern sich die Emissionen um 71% und mit Ausbau sogar um 87% (Sz10/Sz9).

Innerhalb der Szenarien mit niedrigen Zertifikatskosten wird der Einfluss des Wärmenetzausbaus auf die CO_2 -Emissionen ebenfalls deutlich. Die verstärkte interne Strombereitstellung aus Erdgas-BHKW bei Netzausbau macht sich in den Szenarien Sz5 und Sz9 mit um 19% und 118% höheren Emissionen gegenüber den analogen Szenarien ohne Netzausbau bemerkbar. Hier ließe sich durch einen Brennstoffwechsel von Erdgas zu (teurerem) Biogas der CO_2 -Ausstoß ohne Technologiewechsel senken.

Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten unterscheidet sich die Anlagenkonfiguration nur geringfügig zwischen Szenarien mit und ohne Wärmenetzausbau. Folglich weisen auch die CO_2 -Emissionen der Szenarien eines Zeitpunktes fast identische Werte mit unter 0,5% Abweichung auf. Abschließend ist zu bedenken, dass der in den Szenarien mit hohen CO₂-Zertifikatskosten für die verbliebenen Heizkessel vollzogene Brennstoffwechsel von Erdgas zu Holz zwar die CO₂-Emissionen mindert, aber gleichzeitig den Ausstoß anderer Luftschadstoffe wie Stickoxidemissionen und Feinstaub anwachsen lässt. Vor allem lokal kann dies zu negativen gesundheitlichen Auswirkungen führen. Ein weiterer Aspekt des Einsatzes von Biomasse ist das Gebot der Nachhaltigkeit, das sich bei einem großmaßstäblichen Einsatz naturgemäß schwer umsetzen lässt.

4.2.5.4 Nivellierte jährliche Kosten

Die nivellierten jährlichen Kosten der Szenarien und ihre Aufteilung auf elektrisch und thermisch bedingte Kosten sowie Stromimport und -export sind in den Abbildungen 4.18 und 4.19 sowie Tab. 7.28 inflationsbereinigt in \in_{2015} dargestellt. Aus den Abbildungen wird ersichtlich, dass die inflationsbereinigten Gesamtkosten, sowohl bei niedrigen als auch hohen CO₂-Zertifikatskosten, mit der Zeit abnehmen. Szenarien mit einem Wärmenetzausbau weisen dabei, aufgrund der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten der Netzerweiterung, stets höhere Kosten auf als solche ohne Ausbau. Für ein vollständiges Bild müssten zusätzlich die Kosten für die energetische Gebäudesanierung einbezogen werden, deren Ermittlung nicht Gegenstand dieser Arbeit ist. Der Vergleich von Szenarien zum gleichen Zeitpunkt untereinander, also mit identischem Sanierungszustand, bleibt in seiner Aussagekraft hiervon jedoch unbeeinflusst.

Das konkrete Ausmaß des zeitlichen Kostenrückgangs hängt von der Höhe der Zertifikatskosten ab. Bei niedrigen Zertifikatskosten nehmen die Gesamtkosten von 2010 nach 2030 um 18% (Sz3/Sz1) beziehungsweise 8% (Sz5/Sz1) ab. Von 2030 nach 2050 ergeben sich Kostenminderungen von 13% (Sz7/Sz3) und 8% (Sz9/Sz5). Über den Gesamtzeitraum sind es 29% (Sz7/Sz1) beziehungsweise 16% (Sz9/Sz1). Bei hohen Zertifikatskosten ist die Abnahme mit 25% (Sz4/Sz2), 15% (Sz6/Sz2), 24% (Sz8/Sz4) und 19% (Sz10/Sz6) sogar noch stärker ausgeprägt. Gegenüber 2010 ergibt sich 2050 ein Rückgang von 43% (Sz8/Sz2) beziehungsweise 31% (Sz10/Sz2).

Ein Vergleich der Gesamtkosten für die Zukunftsszenarien bei hohen Zertifikatskosten (Sz4, Sz6, Sz8 und Sz10) mit den Gesamtkosten des



Abbildung 4.18: Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Kosten und Erlöse bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach; Kosten in \in_{2015}



Abbildung 4.19: Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Kosten und Erlöse bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach; Kosten in €₂₀₁₅

Energiesystems 2010 bei heutigen, niedrigen Zertifikatskosten (Sz1) zeigt, dass das zukünftige Kostenniveau der Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie selbst bei stark ansteigenden Zertifikatskosten gegenüber heute in etwa gleich bleiben kann. Verharren die Zertifikatskosten zukünftig auf einem niedrigen Niveau, so lassen sich versorgungsseitig sogar Einsparungen erzielen, die den Kosten der energetischen Sanierung dämpfend gegenüberstehen.

Erwartungsgemäß liegen die Kosten in Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten jeweils über ihrem Pendant mit niedrigen Emissionsaufwendungen. Der Unterschied verringert sich allerdings mit der Zeit. Während 2010 aus hohen Zertifikatskosten noch rund 38% höhere Gesamtkosten resultieren, sind es 2030 noch 26-27% und 2050 verbleiben noch 11-12% Differenz. Begründet liegt dies in erster Linie in einer sich verringernden CO_2 -Belastung des importierten Stroms. Sich angleichende Versorgungsstrukturen können ebenfalls einen Einfluss haben, wobei auch 2050 noch deutliche Unterschiede hinsichtlich des Einsatzes von BHKW, Heizkesseln und Photovoltaik bestehen. Hier ist es eher bemerkenswert, dass sich ziemlich unterschiedlich gestaltete Systeme in den Kosten nur um 12% unterschieden.

Bei der Aufteilung der Gesamtkosten in einen elektrischen und einen thermischen Teil und der Interpretation der in den Diagrammen 4.18 und 4.19 diesbezüglich gezeigten Ergebnisse müssen einige Hintergrundeinflüsse berücksichtigt werden. Zum Einen sinkt der thermische Energiebedarf mit der Zeit, von 2010 nach 2030 um 16% und von 2030 nach 2050 um 24%, wie in Abschnitt 4.2.5.1 ausgeführt. Dies sollte tendenziell zu ebenfalls sinkenden Kosten für die Wärmeversorgung führen. Zum Anderen enthalten die in den Diagrammen gezeigten thermischen Kosten auch die Aufwendungen für die Wärmenetze einschließlich der Kosten des etwaigen Ausbaus. Bei ansonsten identischer Konfiguration lägen die thermischen Kosten – und damit auch die Gesamtkosten – des Szenarios mit Wärmenetzerweiterung also um die Kosten des Netzausbaus über den Werten des Szenarios ohne Erweiterung.

Als Letztes muss die Kostenzuordnung der Gesamtkosten zu elektrischen und thermischen Kosten beachtet werden. So werden alle Kosten, die in Anlagentypen anfallen, die auschließlich elektrische Energie bereitstellen, in diesem Fallbeispiel ist das nur Photovoltaik, den elektrischen Kosten zugeordnet. Die Kosten und Erlöse für Stromim- und -export werden ebenfalls den elektrischen Kosten zugeschlagen. Bei den Blockheizkraftwerken, die als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen elektrische und thermische Energie zur Verfügung stellen, erfolgt eine Aufteilung zu elektrischen und thermischen Kosten im umgekehrten Verhältnis der energetischen Nutzungsgrade⁶. Kosten von Anlagentypen, die der reinen Wärmebereitstellung dienen, wie Heizkessel und Wärmepumpen, werden den thermischen Kosten zugewiesen.

Wärmepumpen bilden hier allerdings einen Sonderfall, da sie zwar ausschließlich thermische Energie bereitstellen, aber gleichzeitig Strom aufnehmen. Die Kosten für die Bereitstellung dieses Stromes sind modellintern bereits den elektrischen Kosten zugeschlagen worden, entweder als Kosten des Stromimports oder als Aufwendungen für modellinterne Anlagen. Neben den Investitionen sowie Betriebs- und Wartungskosten wird dem thermischen Kostenblock von Seiten der Wärmepumpen daher lediglich die in Tabelle 7.22 genannte, zusätzliche Pauschale für den von ihnen verursachten Strombedarf zugeordnet. Im Vergleich zu Heizkesseln führt der Einsatz von Wärmepumpen damit zu einer Verschiebung von thermischen zu elektrischen Kosten. Auf die Höhe der Gesamtkosten und die Zusammensetzung der Anlagenkonfiguration des Systems hat diese Zuordnung jedoch keine Auswirkungen, weil die von den Wärmepumpen verursachten Kosten systemisch vollständig und korrekt abgebildet sind.

Nach diesen Vorüberlegungen folgt nun ein Blick auf die Kosten der Wärmeversorgung. Bei geringen Zertifikatskosten sinken die Kosten der Wärmeversorgung von 2010 nach 2030 deutlich und zwar ohne Wärmenetzerweiterung mit 44% (Sz3/Sz1) wesentlich stärker als mit Ausbau (17%, Sz5/Sz1). Zwischen 2030 und 2050 schwächt sich der Rückgang dieser Kosten auf 23% (Sz7/Sz3) beziehungsweise 12% (Sz9/Sz5) ab.

In den Szenarien mit hohen Zertifikatskosten ergibt sich ein qualitativ identisches Bild mit sogar noch größeren Abnahmen. Im Vergleich von 2030 mit 2010 liegt diese in Höhe von 49% (Sz4/Sz2) ohne Wärmenetzerweiterung und 33% (Sz6/Sz2) bei Ausbau der Wärmenetze. 2050 sind es gegenüber 2030 26% (Sz8/Sz4) und 16% (Sz10/Sz6).

Beim Sprung von 2010 auf 2030 übertreffen die relativen Kosteneinsparungen den Rückgang des Wärmebedarfs somit in allen Szenarien

⁶Die physikalisch sinnvollere, aber die ökonomische Realität meist weniger treffende Aufteilung anhand der Exergiegehalte ist ebenfalls im Modell hinterlegt.
deutlich, wobei dies vor allem der mit dem starken Wärmepumpeneinsatz einhergehenden Verschiebung von thermischen zu elektrischen Kosten geschuldet ist. Von 2030 nach 2050 ändert sich bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten nur noch wenig in der Versorgungsstruktur, das heißt, die Deckungsbeiträge der einzelnen Anlagentypen verschieben sich nur geringfügig. Der Kostenrückgang von 23% von Szenario Sz3 nach Sz7 entspricht daher auch fast dem Rückgang des Wärmebedarfs. Im Fall des Wärmenetzausbaus sorgen dagegen steigende Kosten für den Netzausbau sowie für Brennstoffe für die geringeren Einsparungen von 12% zwischen Szenario Sz9 und Sz5.

Bei hohen CO₂-Zertifikatskosten findet von 2010 nach 2030 ein noch stärkerer Wechsel von Heizkesseln zu Wärmepumpen statt, als bei niedrigen Zertifikatskosten, so dass die Verschiebung von thermischen zu elektrischen Kosten noch ausgeprägter ist. Abzüglich des Unterschieds in den Netzkosten ergeben sich für die Szenarien mit und ohne Wärmenetzausbau (Sz4, Sz6) praktisch identische Wärmekosten. Die Versorgungsstruktur ist ebenfalls so gut wie identisch. Der Unterschied in den Einsparungen zwischen beiden Szenarien liegt also in den Kosten der Wärmenetzerweiterung begründet. Von 2030 nach 2050 findet eine weitere Verschiebung von Heizkesseln zu Wärmepumpen statt, so dass hier, aufgrund der damit einhergehenden Kostenverschiebung, die Abnahme der thermischen Kosten höher ausfällt als bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten. Werden die Kosten des Wärmenetzausbaus von den thermischen Kosten in Szenario Sz10 abgezogen, so liegt der resultierende Wert von 2788 $10^3 \in /a$ merklich unter den Wärmekosten von Sz8 mit 3502 10^3 €/a. Die reine Wärmeversorgung erfolgt in Sz10 also günstiger, obwohl sich die strukturellen Unterschiede auf einen weniger als einen Prozentpunkt höheren Heizkesselanteil bei den bereitgestellten Wärmemengen und eine dementsprechende Abnahme bei den Wärmepumpen beschränken. Außerdem werden 2 MWh weniger an Speicherkapazität verbaut. Beides deutet auf einen verstärkten Transport von Wärmeströmen zwischen Bilanzknoten hin, der durch die ausgedehnteren Netze möglich wird. Ein weiterer Grund könnte darin liegen, dass, durch den größeren Anteil von hinsichtlich der Brennstoffkosten zeitunabhängigen Heizkesseln, Strompreisspitzen gemieden werden können. Um diese These zu untersuchen, wäre eine Analyse der Zeitreihen von Wärmepumpen, Heizkesseln und Stromimportkosten nötig, die im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet wird.

Während die Wärmenetzkosten ohne Netzausbau bei deutlich unter 5% liegen, machen sie bei Netzerweiterung 2030 14-18% und 2050 28-31% an den Gesamtkosten aus. Eine genauere Untersuchung der Korrektheit der diesbezüglichen Annahmen beziehungsweise der tatsächlich zu erwartenden Ausbaukosten erscheint aufgrund dieses großen Anteils dringend geboten.

Bedingt durch die schon besprochene Verschiebung von thermischen zu elektrischen Kosten, nehmen die elektrischen Kosten von 2010 nach 2030 in allen Szenarien zu. Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten sind es in beiden Szenarien Sz4 und Sz6 etwa 16% Anstieg gegenüber Sz2. Durch den unterschiedlichen Einsatz von BHKW hängt die Zunahme bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten deutlich vom Ausbau der Wärmenetze ab. Ohne Ausbau sind es 35% (Sz3/Sz1), mit Erweiterung lediglich 12% (Sz5/Sz1).

Von 2030 nach 2050 sinken die elektrischen Kosten wieder. Im Fall hoher CO₂-Zertifikatskosten liegt der Rückgang bei rund 22% und ist wiederum unabhängig von der Frage des Wärmenetzausbaus (Sz8/Sz4, Sz10/Sz6). Bei niedrigen Zertifikatskosten treten lediglich Einsparungen von rund 3% (Sz9/Sz5) und 5% (Sz7/Sz3) auf. Die starke Kostenreduktion im Fall hoher CO₂-Zertifikatskosten lässt sich auf den großen Sprung in der CO₂-Belastung des importierten Stroms zurückführen. Sie sinkt von 265 g_{CO_2}/kWh_{el} 2030 auf 37 g_{CO_2}/kWh_{el} 2050 ab (Tab. 7.16). Da der Stromimport, insbesondere in den Szenarien mit hohen Zertifikatskosten, einen Großteil des Bedarfs abdeckt, wirken sich Veränderungen in dieser Größe deutlich aus. Sichtbar wird dies auch bei einem Vergleich der Stromimportmengen 2030 und 2050 (Abb. 4.9 und 4.10) und gleichzeitiger Betrachtung der CO₂-Emissionen (Abb. 4.17).

Über den gesamten Zeithorizont hinweg betrachtet, nehmen die elektrischen Kosten bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten um 9% ab (Sz8/Sz2, Sz10/Sz2). Bei niedrigen Zertifikatskosten und Wärmenetzausbau steigen sie um 9% (Sz9/Sz1), ohne Netzausbau sogar um 29% (Sz7/Sz1).

Der Anteil der Stromimportkosten an den Kosten der elektrischen Energieversorgung hängt erwartungsgemäß stark von der Frage des Wärmenetzausbaus und des daran gekoppelten Einsatzes von BHKW ab. Die niedrigsten Anteile werden dementsprechend bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten und Netzerweiterung erzielt. In Szenario Sz5 sind es 34% und in Sz9 38%. Ohne Ausbau überwiegt der Kostenanteil des Imports mit über 70% (Sz3, Sz5), was in etwa dem Niveau des Bestandsszenarios Sz1 entspricht. Im Fall hoher CO_2 -Zertifikatskosten liegen die Kostenanteile des Imports bei 81% (Sz4, Sz6) und 78% (Sz8, Sz10). Im Bestandsszenario Sz2 liegt der Anteil mit 87% sogar noch höher. Die Erlöse aus dem Stromexport gehen demgegenüber in allen Szenarien gegen Null.

Diese hohen Anteile des Imports an den elektrischen Kosten machen deutlich, dass die Annahmen hinsichtlich der Kosten und Erlöse für Stromim- und -export großen Einfluss auf das Ergebnis haben. Gleichzeitig stellt eine verlässliche Abschätzung dieser Werte eine besondere Herausforderung dar, weil sie von der nationalen und zum Teil sogar länderübergreifenden Entwicklung des (elektrischen) Energiesystems abhängen. Um zumindest die Robustheit der gefundenen Lösungen gegenüber den historisch bekannten Veränderungen in den Im- und Exportkosten zu untersuchen, sollten die Szenarienrechnungen mit verschiedenen EEX-Preiskurven der Vergangenheit wiederholt werden.

4.2.5.5 Einfluss der räumlichen Auflösung auf die Ergebnisse

Um die Auswirkung einer räumlichen Auflösung auf die Rechenergebnisse zu untersuchen, werden die Ergebnisse des 58-Knoten-Modells mit den Ergebnissen eines, auf einen Bilanzknoten aggregierten Modells verglichen. Hierzu müssen das 58-Knoten-Modell und die dazugehörenden Eingangsdaten zunächst in eine Abbildung mit einem Knoten überführt werden. Dies geschieht, indem die Werte des Strombedarfs aller 58 Knoten für jeden Zeitschritt addiert werden. Gleiches geschieht mit den Werten des Wärmebedarfs. Die räumlich zugewiesenen Leistungsbegrenzungen der Anlagentypen, zum Beispiel aufgrund von Potentialgrenzen, und für den Stromim- und -export werden ebenfalls aufsummiert. Schließlich wird die Struktur des Modells selbst an die geänderte Knotenzahl angepasst. Da diese Struktur anhand einer einzigen Konfigurationsdatei festgelegt wird, sind keine Änderungen am eigentlichen Modell nötig.

Durch die Reduktion auf einen Knoten fallen räumliche Beschränkungen, beispielsweise hinsichtlich des Energietransports zwischen verschiedenen Teilgebieten weg. In der resultierenden Energiesystemabbildung ist deshalb ein vollständiger Ausgleich zwischen vorher getrennten Teilgebieten möglich. Vorher nicht nutzbare Überschüsse in einem Teilgebiet verteilen sich nun auf das Gesamtgebiet und werden dadurch nutzbar. Der Ausgleich zwischen verschiedenen Anlagentypen wird dadurch ebenfalls erleichert. Blockheizkraftwerke können zum Beispiel nun das gesamte Gebiet versorgen, obwohl sie realerweise physikalisch auf recht eng begrenzte Versorgungsgebiete beschränkt sind. Aus den genannten Vorüberlegungen resultieren Unterschiede zwischen den Modellvarianten, die im Ergebnisvergleich sichtbar werden sollten. Das 1-Knoten-Modell sollte

- höhere Volllaststunden für alle Anlagentypen aufweisen, also bei gleicher bereitgestellter Energiemenge eine geringere installierte Leistung erfordern.
- Bei den stark räumlich beeinflussten BHKW und zentralen Heizkesseln sollte dies besonders deutlich werden.
- Da deren Einsatz dadurch begünstigt wird, sollte sich eine Verschiebung zu diesen Anlagentypen zeigen.
- Der Bedarf an Stromimport und an thermischen Speicher sollte geringer ausfallen.
- In der Kombination aller Effekte sollten die Gesamtkosten niedriger liegen.

Bei der Auswertung ist allerdings zu bedenken, dass der räumliche Einfluss auf viele Parameter des gewählten Anwendungsbeispiels begrenzt ist. So ist der Transport elektrischer Energie schon im 58-Knoten-Modell systemweit möglich. Einige Teilgebiete wie die Zone 15 sind zudem recht groß, so dass hier nur Unterschiede zwischen den Gebäudetypen, nicht aber in der vorgegebenen Wärmeversorgungsstruktur bestehen. Ein erster, vergleichender Blick auf die Diagramme des 1-Knoten-Modells (Abb. 7.5 bis 7.19 im Anhang) zeigt daher keine augenfälligen Unterschiede zu den Abbildungen 4.5 bis 4.19, sondern die qualitativen Verläufe sind weitgehend identisch. Bei der nachfolgenden, quantitativen Betrachtung treten jedoch signifikante Differenzen zu Tage. Eine Spiegelung an den obigen Erwartungen erfolgt im Rahmen der Zusammenfassung, Abschnitt 4.2.6.3.

Leistungen, Speicherkapazitäten und Energiemengen

Mit Blick auf die installierten Leistungen bestehen die größten Abwei-

chungen bei den Blockheizkraftwerken. Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten werden in den Szenarien ohne Wärmenetzausbau 33-36% zusätzlich an elektrischer Leistung installiert, wenn das 1-Knoten-Modell genutzt wird (Sz3, Sz7). Thermisch entspricht dies Zuwächsen von 33-34%. Mit Wärmenetzausbau liegen die elektrischen Leistungen 2030 um 2% (3% th.) unter denen des 58-Knoten-Modells und 2050 um 6% (6% th.) darüber.

Bei der Photovoltaik bestehen im 1-Knoten-Modell Abweichungen in Form einer maximal 2% geringeren installierten Leistung. Zuwächse bei den BHKW-Leistungen wirken sich dabei leicht negativ auf die installierte PV-Leistung aus.

Merkliche Abweichungen treten auch bei der installierten Wärmepumpenleistung auf. Sie liegt beim 1-Knoten-Modell im Bestandsszenario Sz1 um 3% über derjenigen des räumlich aufgelösten Modells. In den übrigen Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten werden im 1-Knoten-Modell jeweils geringere thermische Leistungen installiert. Die Abweichungen sind dabei ohne Ausbau der Wärmenetze deutlicher ausgeprägt als mit Erweiterung. In Szenario Sz3 und Sz7 entspricht dies 23% und 30% Abweichung nach unten, in Sz5 und Sz9 sind es 19% und 17%.

Die Heizkesselleistungen verhalten sich im Vergleich dazu umgekehrt. Außer im Bestandsszenario Sz1 wird im 1-Knoten-Modell in allen Szenarien mehr Leistung vorgesehen. Starken Abweichungen nach unten in der Wärmepumpenleistung stehen dabei Steigerungen der Heizkesselleistung gegenüber. In Szenario Sz3 führt dies zu 19%, in Sz5 zu 16%, in Sz7 zu 27% und in Sz9 zu 10% höherer Leistung als im 58-Knoten-Modell.

In den Szenarien mit hohen CO_2 -Zertifikatskosten ist dieses Wechselspiel ebenfalls zu sehen. Es hat aber, mit Zuwächsen zwischen 1% und 8% bei den Kesseln sowie maximal 5% Abnahme bei den Wärmepumpen, ein geringeres Ausmaß.

Mit Ausnahme des Szenarios Sz6, in dem knapp 2% mehr an Speicherkapazität vorgesehen werden, liegt die Kapazität an thermischen Speicher in allen Szenarien des 1-Knoten-Modells unter derjenigen der räumlich aufgelösten Rechnungen. Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten treten die stärksten Abweichungen in den Szenarien Sz5 (-26%) und Sz7 (-20%) auf. In Sz9 sind es 16% geringere Werte und in Sz3 immer noch 9%. Hohe Zertifikatskosten haben in Szenario Sz2 eine Kapazitätsminderung von 7% zur Folge. Die übrigen Szenarien zeigen mit Werten zwischen Null und -5% geringe Auswirkungen.

Die Werte für die maximale elektrische Import- und Exportleistung weichen in den Modellvarianten bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten teilweise signifikant voneinander ab. Besonders groß sind die Unterschiede hinsichtlich der Exportleistung in Szenario Sz9, wo der Wert des 1-Knoten-Modell um 49% über dem der räumlichen Variante liegt. Im zweiten Szenario mit Wärmenetzausbau und niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, Sz5, sind es knapp 15%. Ohne Ausbau treten geringere Exportleistungen als im 58-Knoten-Modell in Höhe von 1% (Sz7) beziehungsweise 5% (Sz3) auf.

Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten liegt die Importleistung im 1-Knoten-Modell immer unter derjenigen des räumlichen Modells, wobei bei Wärmenetzausbau etwas größere Abweichungen von etwa 7% (Sz3, Sz7) auftreten. Ohne Netzerweiterung ergeben sich 3-4% (Sz5, Sz9). Der höchste Wert ist beim Bestandsszenario Sz1 mit 11% zu finden.

Hohe CO₂-Zertifikatskosten führen demgegenüber, sowohl bei Importals auch Exportleistungen zu geringeren Unterschieden zwischen den Modellvarianten von unter $\pm 2\%$. Das Gleiche gilt auch bezüglich der elektrischen Energiemengen und, mit Ausnahme der Werte für die Heizkessel in den Szenarien Sz4 (+6%) und Sz8 (+8%) und die Wärmepumpen in Sz2 (+37%) genauso für die thermischen Energiemengen. In diesen drei Szenarien liegen die Wärmemengen des 1-Knoten- jeweils über denen des 58-Knoten-Modells. Die Abweichungen bei den Heizkesseln entsprechen denen in den installierten Leistungen, beinhalten also keine Veränderungen in den Volllaststunden. Bei den Wärmepumpen hingegen ist die Veränderung rein betriebsbedingt.

Szenarien mit niedrigen Zertifikatskosten unterscheiden sich bei den elektrischen Energiemengen zwischen den Modellvarianten in praktisch allen Werten. Der Strombedarf liegt im 1-Knoten-Modell um 2-3% niedriger, sofern die Wärmenetze ausgebaut werden (Sz5, Sz9) und um knapp 5%, wenn kein Ausbau stattfindet (Sz3, Sz7). Der Stromimport fällt ebenfalls geringer aus und folgt dem gleichen Muster. In den Szenarien Sz3 und Sz7 liegt er rund 10% niedriger, in Sz5 um 2% und in Sz9 um 5%. Im Bestandsszenario Sz1 fällt sogar ein 18% geringerer Importbedarf an. Der Stromexport hingegen steigt bei Wärmenetzausbau um 5-7% an (Sz
5, Sz9) und sinkt ohne Ausbau um 10% (Sz3) beziehungsweise
 3% (Sz7).

Interessanterweise tritt der Rückgang im Export trotz einer steigenden Produktion durch die BHKW bei gleichzeitig abnehmendem Bedarf durch die Wärmepumpen auf. Nur der Stromertrag der Photovoltaik geht parallel um etwa 2% zurück, was darauf schließen lässt, dass die durch sie produzierten und nicht nutzbaren Überschüsse der Grund für den Exportrückgang sind.

Die größten Unterschiede in den Energiemengen bestehen, wie schon bei den installierten Leistungen, bei BHKW und Wärmepumpen. Wie dort werden BHKW in den Szenarien ohne Wärmenetzausbau im 1-Knoten-Modell deutlich stärker eingesetzt. In Szenario Sz3 sind es 47% und in Sz7 51% Differenz bei den Strommengen und 46% beziehungsweise 48% bei den Wärmemengen. Die Werte übertreffen damit diejenigen der installierten Leistungen noch einmal deutlich um mindestens 13 Prozentpunkte. Es werden also nicht nur mehr Anlagen installiert, sondern diese zusätzlich auch stärker genutzt. Im Bestandsszenario Sz1 ist dieser Unterschied noch ausgeprägter, indem die elektrischen Energiemengen im 1-Knoten-Modell die des 58-Knoten-Modells um 88% übertreffen (84% th.) – trotz identischer installierter Leistung.

Bei einem Ausbau der Wärmenetze resultieren aus der 2% (3% th.) geringeren installierten elektrischen Leistung in Szenario Sz5 ein etwa 4% geringerer Strom- und Wärmeertrag für die BHKW. 2050 führt die um 6% (10% th.) erhöhte Leistung zu 1% höheren Erträgen im 1-Knoten-Modell.

Wie schon die installierten Leistungen, liegen die von Wärmepumpen in den Szenarien mit niedrigen CO₂-Zertifikatskosten gelieferten Wärmemengen im 1-Knoten- deutlich unter denen des 58-Knoten-Modells. Ohne Wärmenetzausbau werden 15-18% weniger Wärme bereitgestellt (Sz3, Sz7), mit Ausbau sind es 8-11% (Sz5, Sz9). Die Unterschiede fallen geringer aus als bei der installierten Leistung, woraus eine stärkere Nutzung mit höheren Volllaststundenzahlen im 1-Knoten-Modell folgen. Ebenfalls analog zu den installierten Leistungen bildet Sz1 bei den Wärmepumpen mit einem 137% höheren Wert im 1-Knoten-Modell eine Ausnahme. Auch hier ist, bedingt durch die Vorgaben im Bestandsszenario, praktisch ausschließlich ein veränderter Betrieb für die Differenz verantwortlich. Unterschiede hinsichtlich des Wärmebedarfs bestehen zwischen den Modellen mit und ohne räumliche Auflösung nicht. Die Ergebnisse für Solarthermie zeigen ebenfalls in beiden Modellvarianten ein identisches Bild.

Kohlendioxidemissionen

In allen Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten übersteigen die Kohlendioxidemissionen aus den Ergebnissen des 1-Knoten-Modells die der räumlich aufgelösten Rechnungen merklich. Im Bestandsszenario Sz1 sind dies 6% an Mehremission. In den Szenarien Sz5 und Sz9 liegen die Werte rund 5% und 6% höher. In Sz3 sind es 12% und 2050 in Sz7 sogar 46%. Auch absolut gesehen sind die hiermit verbundenen zusätzlichen Emissionen von rund 2,4 kt/a in Sz7 nennenswert. Aus den Werten folgt, dass, mit Ausnahme des Bestandsszenarios, Szenarien mit Wärmenetzausbau geringere Differenzen zur Folge haben, als solche ohne Ausbau, was mit den Differenzen im BHKW-Einsatz korreliert. Die Differenzen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten liegen in allen Szenarien knapp über dem Nullwert.

Nivellierte jährliche Kosten

Die nivellierten jährlichen Gesamtkosten des 1-Knoten-Modells liegen durchgängig unter denjenigen des 58-Knoten-Modells. Allerdings sind die Unterschiede mit 2-7% bei niedrigen und deutlich unter 1% bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten recht gering. Die oberen Werte treten bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten auf, weil sich die Wärmeversorgungsstruktur hier durch den Einsatz der BHKW stärker unterscheidet. Dies zeigt sich auch im Vergleich der Szenarien mit und ohne Wärmenetzausbau, denn die Szenarien Sz5 und Sz9 weisen mit 4-5% höhere Abweichungen auf als die Szenarien Sz3 und Sz7 ohne Wärmenetzerweiterung mit etwa 2%. Der größte Unterschiede von über 7% ergibt sich im Bestandsszenario Sz1, in dem Wärmepumpen noch keine Bedeutung haben. Bei hohen Zertifikatskosten sind die Ergebnisse durch die in beiden Modellen überwiegend strombasierte, dezentrale und damit keinen räumlichen Beschränkungen unterliegende Wärmeversorgung hingegen fast deckungsgleich.

Einen größeren Einfluss hat die Knotenzahl auf die Höhe der Stromimport- und -exportkosten – aus den genannten Gründen allerdings wiederum vor allem bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten. Hinsichtlich der Importkosten liegen die Differenzen bei 3-16%. Wie die Gesamtkosten liegen sie beim 1-Knoten-Modell durchgängig unter denen des 58-Knoten-Modells. Die größte Abweichung tritt wiederum beim Bestandsszenrio Sz1 auf. Im Unterschied zu den Gesamtkosten führt allerdings ein Ausbau der Wärmenetze zu geringeren Abweichungen in Höhe von 3-6%. In den Szenarien Sz7 und Sz9 liegen die Stromimportkosten des 1-Knoten-Modells mehr als 10% niedriger. Bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten gehen die Unterschiede, wie bei den Gesamtkosten, gegen Null.

Die Differenzen in den Erlösen aus dem Stromexport weisen sowohl negative als auch positive Werte auf. Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten und Wärmenetzausbau liegen die Erlöse des 1-Knoten-Modells um 8% (Sz9) beziehungsweise 84% (Sz5) über denen der räumlich aufgelösten Variante. Ohne Ausbau werden um 3% (Sz10) und 13% (Sz3) geringere Erlöse erzielt. Die Differenzen bei hohen Zertifikatskosten liegen demgegenüber bei unter 2%.

4.2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Szenarienrechnungen für Freiburg-Haslach werden drei Einflussgrößen variiert: der Betrachtungszeitpunkt, die Kosten von CO₂-Emissionszertifikaten als ökologischer Stellgröße und die Wärmenetzstruktur. Mit der Wärmenetzstruktur sind außerdem Unterschiede in den Obergrenzen an installierter Leistung für Erdgas-Blockheizkraftwerke und zentrale Erdgasheizkessel verbunden. Der resultierende Satz von zehn Szenarien (Abb. 4.2) wird mit zwei Modellvarianten berechnet. Zielgröße der Optimierung sind die Gesamtkosten der Energieversorgung. Als zusätzliche Bewertungsgröße dienen die CO₂-Emissionen. In der ersten Modellvariante wird der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur räumlichen Auflösung angewandt und das Untersuchungsgebiet in 58 Bilanzknoten untergliedert. Um die Auswirkungen einer räumlichen Auflösung beurteilen zu können, werden die Rechnungen mit einer auf einen Bilanzknoten reduzierten Modellvariante wiederholt und die Ergebnisse verglichen. Nachfolgend werden nun zunächst die Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen des 58-Knoten-Modells zusammengefasst. Danach folgen die Erkenntisse aus dem Vergleich mit den Resultaten des 1-Knoten-Modells.

4.2.6.1 Zeitlicher Einfluss

Der zeitliche Einfluss auf die Ergebnisse ist stark von Vorgaben abhängig, denn beim thermischen Energiebedarf, den ökonomischen und ökologischen Annahmen sowie den energetischen Effizienzen werden deutliche zeitliche Veränderungen von außen aufgeprägt (s. a. Anhang ab S. 209). Im Ergebnis findet auf der thermischen Seite des Energiesystems von 2010 nach 2030 eine fundamentale Verschiebung von Heizkesseln zu Wärmepumpen statt. Dies betrifft zum Einen die installierte Leistung, viel stärker aber noch die bereitgestellten Wärmemengen. Die Bedeutung von Heizkesseln sinkt dabei schlagartig, während thermische Speicher zusammen mit den Wärmepumpen sprunghaft in ihrer Kapazität zunehmen. Heizkessel erreichen dann noch maximal 23% Deckungsanteil am Wärmebedarf, obwohl sie 2010 mit über 90% dominant waren. Der Deckungsanteil von Wärmepumpen steigt demgegenüber von etwa 1% auf 48-87%. Auf der elektrischen Seite vervielfachen sich die installierte Leistung an Photovoltaik und damit auch deren Stromertrag von 2010 nach 2030 ebenfalls. Ausgehend von unter 7% Deckungsanteil am Strombedarf werden 2030 11-18% erzielt.

Durch den zeitlich sinkenden Wärmebedarf nehmen die installierten thermischen Leistungen beziehungsweise Kapazitäten und Energiemengen von 2030 nach 2050 insgesamt ab. Dies betrifft thermische Speicher, Wärmepumpen, Heizkessel und, in den Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, Blockheizkraftwerke. Bei Heizkesseln sinken die thermischen Deckungsanteile in diesem Zuge auf 6-19%. Der Deckungsanteil der Wärmepumpen hingegen steigt leicht auf 51-93%. Photovoltaik ist die einzige im Modell vertretene Technologie, deren installierte Leistung von 2030 nach 2050 zunimmt. Auf diese Weise können 2050 um die 19% des Strombedarfs aus Photovoltaik gedeckt werden.

Das Ausmaß der Änderungen bei Heizkesseln, elektrischen Wärmepumpen, thermischen Speichern und Photovoltaik von 2010 nach 2030 lässt sich mit den exogen aufgeprägten zeitlichen Änderungen nicht erklären. Stattdessen deutet es darauf hin, dass die Anlagenkonfiguration in den Bestandsszenarien aus Modellsicht suboptimal und durch die vorgenommenen Parameterbegrenzungen bedingt ist. Um diese These näher zu untersuchen, müssten die Rechnungen für 2010 mit weniger Festsetzungen hinsichtlich der installierten Leistungen wiederholt werden. Sofern sich diese These erhärten ließe und das Bestandsszenario Sz1 das reale Energiesystem Haslachs, wie angestrebt, näherungsweise korrekt abbildet, folgte hieraus, dass aus gesamtökonomischer Sicht deutlich höhere Leistungen an Wärmepumpen und Photovoltaik installiert sein sollten. Die Nutzung von Heizkesseln hingegen sollte deutlich verringert werden.

4.2.6.2 Einfluss von CO₂-Zertifikatskosten und Wärmenetzausbau

Der Einsatz von Blockheizkraftwerken hängt, auch in seinem zeitlichen Verlauf, sehr von der Höhe der CO_2 -Zertifikatskosten und der Frage des Wärmenetzausbaus ab. So werden bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten gar keine BHKW genutzt. Bei niedrigen Zertifikatskosten sind, ohne Wärmenetzausbau, im Zeitverlauf kontinuierlich sinkende installierte Leistungen und bereitgestellte Energiemengen zu sehen. Die Deckungsgrade am Wärmebedarf liegen in den Zukunftsszenarien dann unter 6%, beim Strombedarf sind es 7-8%.

Bei Wärmenetzausbau steigen Leistung und Energiemengen der BHKW von 2010 nach 2030 sprunghaft um etwa das Vierfache an und nehmen dann von 2030 nach 2050 wieder ab. Sowohl 2030 wie auch 2050 werden mit fast 30% signifikante Beiträge zur Wärmebedarfsdeckung geleistet. Der elektrische Deckungsanteil liegt 2030 sogar deutlich höher und entspricht 53% des Bedarfs. 2050 sind es noch 43%.

Auf die übrigen Anlagentypen hat die Höhe der CO₂-Zertifikatskosten ebenfalls großen Einfluss. Photovoltaikanlagen, thermische Speicher und Wärmepumpen profitieren von hohen Zertifikatskosten sowohl hinsichtlich der installierten Leistungen beziehungsweise Kapazitäten als auch hinsichtlich der bereitgestellten Wärmemengen und erzielten Deckungsanteile. Innerhalb der Zukunftsszenarien ist, bei hohen Zertifikatskosten, gleichzeitig die Varianz in den installierten Leistungen beziehungsweise Kapazitäten zwischen den für diese Anlagentypen gering, und ein Ausbau der Wärmenetze wirkt sich nur geringfügig aus.

Niedrige CO₂-Zertifikatskosten führen demgegenüber zu einem verstärkten Einsatz von Heizkesseln und BHKW, und der Einfluss des Wärmenetzausbaus ist ausgeprägter. Neben den BHKW wirkt sich dieser auch sichtbar auf Heizkessel, Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen aus – sowohl hinsichtlich der installierten Leistungen als auch der Energiemengen. Den gewünschten Effekt, nämlich eine Reduktion der CO_2 -Emissionen erreichen hohe CO_2 -Zertifikatskosten zu allen Zeitpunkten. 2010 beträgt der Unterschied 44%, 2030 lassen sich 28-40% Einsparung und 2050 71-87% Reduktion im Vergleich zum parallelen Szenario mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten erzielen. Die oberen Werte gelten jeweils für Szenarienpaare, in denen die Wärmenetze ausgebaut werden (Sz5/ Sz6, Sz9/Sz10). Da bei einem Ausbau, im Fall niedriger CO_2 -Zertifikatskosten, verstärkt emissionssteigernde BHKW eingesetzt werden, führt deren Wegfall im Vergleichsszenario mit hohen Zertfikatskosten zu größeren Einsparungen.

Bezogen auf das Bestandsszenario Sz1 sinken die CO₂-Emissionen bei hohen Zertifikatskosten 2030 um 66% (Sz4, Sz6) und 2050 um 95% (Sz8, Sz10). Ohne eine Erhöhung der Zertifikatskosten ergeben sich 2030 immerhin 43-52% (Sz3, Sz5) und 2050 66-84% (Sz7, Sz9) an Emissionsminderung. Einen wichtigen Anteil am Rückgang der Emissionen haben die energetische Gebäudesanierung und die damit einhergehende Abnahme des Wärmebedarfs. Hinsichtlich der Energieversorgungsstruktur sollten aus Emissionssicht die mit hohen CO₂-Zertifikatskosten einhergehenden Veränderungen umgesetzt werden. Dies beinhaltet vor allem eine Umstellung der Wärmeversorgung von Heizkesseln auf (elektrische) Wärmepumpen und eine zunehmende Nutzung von Photovoltaik. Ein verstärkter Einsatz erdgasbetriebener BHKW wirkt sich hingegen emissionserhöhend aus, da der CO₂-Emissionsfaktor des importierten Stroms zukünftig voraussichtlich deutlich zurückgeht. Die Umstellung auf einen noch CO₂-ärmeren Brennstoff wie Biogas könnte die spezifischen Emissionen der BHKW deutlich senken, wäre aber mit höheren Brennstoffkosten verbunden.

Bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten sinken die inflationsbereinigten Gesamtkosten der Strom- und Wärmeversorgung im Vergleich zum Bestandsszenario Sz1 über den Betrachtungszeitraum hinweg. Abhängig vom Wärmenetzausbau fallen 2030 8-18% geringere Kosten an (Sz3, Sz5) und 2050 16-29% (Sz7, Sz9). Selbst ein zukünftiger Anstieg der Zertifikatskosten auf das in den Szenarien unterstellte, hohe Niveau führt 2030 und 2050 zu ähnlichen Kosten wie in Szenario Sz1. Bei der Betrachtung dieser Werte muss allerdings bedacht werden, dass die Kosten der in den Szenarien angenommenen energetischen Gebäudesanierung noch nicht enthalten sind. Trotzdem lässt sich aus den Ergebnissen schließen, dass die zukünftige Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie, trotz des deutlichen Umbaus der Versorgungsstruktur und der Emissionsminderungen, zu ähnlichen Kosten möglich ist wie heute.

Aus der Kostenanalyse wird außerdem deutlich, dass die Kosten für eine Wärmenetzerweiterung einen signifikanten Anteil von 14-28% der Gesamtkosten ausmachen. Die Kosten der Szenarien mit Wärmenetzausbau liegen dadurch immer über denjenigen des Vergleichsszenarios ohne Ausbau. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist eine Wärmenetzerweiterung unter den gegebenen Rahmenbedingungen damit unsinnig. Dies hat gleichzeitig unmittelbare Auswirkungen auf den zukünftigen Einsatz von Blockheizkraftwerken. Da diese in Szenarien ohne Wärmenetzausbau, sowohl hinsichtlich der installierten Leistung, als auch der bereitgestellten Energiemengen, entweder nur eine geringe Bedeutung haben (Sz3, Sz7) oder gar nicht erst vorgesehen werden (Sz4, Sz8), erscheint es fraglich, ob diese Form der Wärmeversorgung - wiederum unter den gegebenen Rahmenbedingungen – zukünftig in Haslach genutzt werden sollte. Um dies zu beantworten, sind allerdings weitere Untersuchungen nötig, in denen die getroffenen Annahmen noch einmal kritisch geprüft werden. Insbesondere die Höhe der nötigen Investitionen für die Wärmenetzerweiterung, der Einfluss der Stromimportkosten und die Annahmen der Stromkosten für die konkurrierenden Wärmepumpen sind zu hinterfragen. Untersucht werden sollte außerdem auch eine Integration zentraler (elektrischer) Wärmepumpen in die Wärmenetze als Austauschoption für ältere BHKW. Gerade für die nähere Zukunft könnten bestehende Wärmenetze auf diese Weise weiterbetrieben und so vorhandene, langlebige Infrastruktur genutzt werden.

Vor einer Umstellung auf eine vorwiegend elektrische Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen müssten zudem deren Auswirkungen auf die elektrischen Netze untersucht werden. In den Zukunftsszenarien erhöhen sich die elektrischen Lastspitzen um das 1,7-fache im Vergleich zum Bestandsszenario Sz1. Zusätzlich steigt der Strombedarf um 21-49%.

Einen Sonderfall in den Ergebnissen bilden Solarthermieanlagen, denn deren installierte Leistung und die daraus folgenden Deckungsbeiträge verharren in allen Szenarien auf der Mindestvorgabe. Aus Modellsicht sind diese Anlagen damit unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich uninteressant. Dies gilt interessanterweise trotz zukünftig sinkender Investitionskosten und hoher Zertifikatskosten, die die ökonomischen Rahmenbedingungen für die im Betrieb CO_2 -freien Solarthermie
anlagen gegenüber dem Bestandsszenario Sz1 deutlich verbessern.

4.2.6.3 Einfluss der räumlichen Auflösung

Der größte, exogen aufgeprägte räumliche Einfluss auf Gesamtsystemebene besteht in den zwei Strukturvarianten des Wärmenetzausbaus. Damit verbunden sind veränderte Freiheitsgrade im Energietransport und in den Einsatzmöglichkeiten von BHKW und zentralen Heizkesseln. Bei hohen CO₂-Zertifikatskosten fallen die durch diese Strukturvarianten induzierten Unterschiede in der Anlagenkonfiguration jedoch bereits im räumlich aufgelösten Modell gering aus. Im aggregierten Modell sind die Ergebnisse, mit Ausnahme der Wärmenetzkosten, sogar identisch. Diese geringe Varianz liegt daran, dass sowohl Erdgas-BHKW als auch Erdgas-Heizkessel aufgrund ihres fossilen Brennstoffs deutlich auf die Höhe der CO₂-Kosten reagieren. Gleichzeitig sind diese beiden Anlagentypen diejenigen, die am stärksten von der räumlichen Struktur abhängen. Scheiden sie aufgrund der hohen CO₂-Zertifikatskosten aus den Versorgungsoptionen aus, so verschwinden damit auch die wesentlichen räumlichen Einflüsse auf die Zusammensetzung der Versorgungsanlagen.

Solarthermie und Photovoltaik unterliegen, durch die räumlich aufgelösten Potentialflächen, ebenfalls einem räumlichen Einfluss. Dieser tritt jedoch auf Gesamtsystemebene nicht zu Tage, weil die Potentiale bei weitem nicht ausgeschöpft werden. Da Solarthermie sogar nur im minimal vorgegebenen Umfang genutzt wird, fallen deren Erträge, die grundsätzlich in ihrem Export räumlich beschränkt sind, zudem nicht ins Gewicht. Der Stromertrag aus den Photovoltaikanlagen hingegen unterliegt nur geringen räumlichen Einflüssen in Form von Netznutzungsentgelten.

Vor diesem Hintergrund ist nicht verwunderlich, dass sich die Ergebnisse zwischen 58- und 1-Knoten-Modell bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten fast gleichen, das heißt, bei vielen Parametern Abweichungen von unter 1% auftreten. Als signifikant werden demgegenüber Abweichungen von mindestens 3%, eher 5% eingeschätzt.

In den Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten wirkt sich der Einfluss des Wärmenetzausbaus bereits innerhalb beider Modellvari-

anten – räumlich aufgelöst und aggregiert – merklich aus. Bei diesen Szenarien bestehen daher auch zwischen den Modellvarianten deutlich sichtbare Unterschiede.

Die Aggregation auf einen einzelnen räumlichen Bilanzknoten führt, ohne Ausbau der Wärmenetze, zu einer stärkeren BHKW-Nutzung. Dies gilt sowohl für die installierte Leistung (>33%) als auch, noch ausgeprägter, für die bereitgestellten Strom- und Wärmemengen (>46%). Die resultierenden Volllaststunden liegen dementsprechend über denen des räumlich aufgelösten Modells. Der Wegfall der räumlichen Beschränkungen erlaubt hier die Nutzung von BHKW auch zur Deckung von Wärmebedarf in eigentlich nicht an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebieten.

Werden die Wärmenetze ausgebaut, so fallen die Unterschiede zwischen den Modellvarianten wesentlich geringer aus, haben aber keine einheitliche Richtung. 2030 werden, zugunsten von Heizkesseln, im 1-Knoten-Modell etwa 2% weniger an BHKW-Leistung installiert und rund 4% weniger Strom und Wärme bereitgestellt. 2050 liegen die installierten Leistungen und Energiemengen um 6% beziehungsweise 1% über denen des räumlich aufgelösten Modells.

Bei den Heizkesseln ist die Richtung der Abweichungen über alle Zukunftsszenarien hinweg eindeutig. Die installierten Leistungen fallen im 1-Knoten-Modell 10-27% höher aus und die bereitgestellten Wärmemengen 21-54%. Hier wirkt sich aus, dass die zentralen 1 MW-Heizkessel, die in ihren Investitions- und Brennstoffkosten deutlich günstiger sind als die 20 kW-Einheiten, keinen räumlichen Beschränkungen unterliegen.

Ein Blick auf die Detailergebnisse zeigt dementsprechend, dass im 1-Knoten-Modell immer nur die größte verfügbare Variante eines Anlagentyps eingesetzt wird. Bei den Erdgas-Heizkesseln wird folglich ausschließlich der 1 MW-Typ installiert. Bei den BHKW bedeutet dies, dass die beiden Anlagen mit 150 kW_{el} und 300 kW_{el} nicht genutzt werden, sondern nur der Typ mit 600 kW_{el}.

Der verstärkte Einsatz von Heizkesseln und teilweise auch BHKW geht in allen Zukunftsszenarien zu Lasten der Wärmepumpennutzung. Deren installierte thermische Leistung liegt um 9-26% unter der des räumlich aufgelösten Modells, und es wird 8-18% weniger thermische Energie bereitgestellt. Die größten Rückgänge bestehen bei gleichzeitig großen Zunahmen von BHKW und Heizkesseln, also in den Szenarien ohne Wärmenetzausbau (Sz3, Sz7). Aus den überproportional abnehmenden Leistungen folgt, dass die Volllaststunden steigen, was wiederum in der Möglichkeit zum Energietransport zwischen eigentlich räumlich getrennten Gebieten begründet liegt.

Mit dem geringeren Wärmepumpeneinsatz geht ein um 2-5% reduzierter Strombedarf einher. Gleichzeitig liegen die CO₂-Emissionen, vor allem in den Szenarien ohne Ausbau der Wärmenetze deutlich über denen der räumlich aufgelösten Modellvariante. Hier zeigt sich der Einfluss des verstärkten BHKW- und, in geringerem Umfang, Heizkesseleinsatzes.

Der Wegfall der räumlichen Beschränkungen und der damit mögliche vollständige Energietransport im 1-Knoten-Modell vermindert außerdem den Bedarf an thermischen Speichern. Hier werden in den Zukunftsszenarien 9-26% geringere Kapazitäten vorgesehen.

Aus der verstärkten BHKW-Nutzung folgen außerdem ein in Leistungsspitze (3-7%) und Strommenge (2-11%) durchgängig verringerter Importbedarf. Beim Export ergeben sich ebenfalls Abweichungen, allerdings in beide Richtungen. Ohne Wärmenetzausbau fällt, trotz höherer installierter Leistung, ein 3-10% geringerer Exportbedarf an, was auf die Möglichkeit zum systeminternen Ausgleich zurückzuführen ist. Bei Wärmenetzausbau liegt die exportierte Strommenge 5-7% höher, obwohl die installierte Leistung in beide Richtungen etwas abweicht. Ein Grund für den höheren Export könnte sein, dass zu Zeiten hoher Strompreise verstärkt exportiert wird, um Erlöse zu generieren. Hierfür müssten die Zeitreihen des Exports, des BHKW-Betriebs und der EEX-Preise verglichen werden.

Auf die Gesamtkosten wirkt sich die räumliche Auflösung, trotz vieler und teilweise großer Unterschiede in Anlagenkonfiguration und -betrieb, nur geringfügig aus. In den Zukunftsszenarien liegen sie im 1-Knoten-Modell durchgängig um 2-5% niedriger, was sich am Rande der Signifikanz bewegt. Deutlicher sind, entsprechend der Energiemengen, die Abweichungen bei den Importkosten und Exporterlösen.

Die zu Beginn des Abschnitts 4.2.5.5 formulierten Erwartungen an die Unterschiede zwischen den Modellvarianten werden in den Szenarien mit niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten fast in vollem Umfang erfüllt. Die Volllaststunden liegen im 1-Knoten-Modell bei BHKW, Heizkesseln und Wärmepumpen höher. In der Wärmeversorgung findet eine Verschiebung von Wärmepumpen zu Heizkesseln und BHKW statt. Der Stromimport und die Kapazität an thermischen Speichern weisen durchgängig geringere Werte auf. Lediglich bei den Gesamtkosten zeigt sich zwar die erwartete Tendenz, die Ergebnisse sind aber nicht so signifikant wie bei den anderen Merkmalen.

Bei hohen CO₂-Zertifikatskosten treten demgegenüber keine relevanten Unterschiede in den Ergebnisse auf der Gesamtsystemebene auf. Der räumliche Einfluss wird hier nicht sichtbar. Die räumliche Zuordnung von Anlagentypen zu Gebäudetypen, Zonen und Unterzonen stellt aber trotzdem einen zusätzlichen Wert des räumlichen Modells dar, der durch die Aggregation auf einen Bilanzknoten verloren geht.

4.2.6.4 Bezug zu den Kernfragestellungen

Mit Bezug zu den Kernfragestellungen aus Abschnitt 4.2.1 können aus den Ergebnissen zusammenfassend folgende Aussagen abgeleitet werden:

- Die zukünftigen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung im Quartier Haslach liegen inflationsbereinigt in etwa auf dem Niveau von 2010. Bei auch zukünftig niedrigen CO₂-Zertifikatskosten lassen sich sogar Kosteneinsparungen von 16-29% erzielen. In diesen Angaben sind die Aufwendungen für die angenommene energetische Gebäudesanierung allerdings noch nicht enthalten.
- Mit einer Kombination aus energetischer Gebäudesanierung und Änderungen in der Energieversorgung lassen sich die energieversorgungsbedingten Kohlendioxidemissionen Haslachs um 43-66% bis 2030 und 66-95% bis 2050 reduzieren. Einen großen Anteil hieran hat der angenommene deutliche Rückgang der CO₂-Belastung des importierten Stroms.
- Eine überwiegend dezentrale Wärmeversorgung mit einem starken Schwerpunkt auf (elektrischen) Wärmepumpen ist sowohl hinsichtlich der Gesamtkosten als auch der CO₂-Emissionen vorteilhafter als eine netzbasierte Wärmeversorgung in Kombination mit Erdgas-Blockheizkraftwerken und zentralen Ergasheizkesseln. Ein Ausbau der Wärmenetze ist daher eher nicht zu empfehlen.

- Wärmepumpen sind zukünftig die zentrale Technologie der Wärmeversorgung im Quartier und liefern 48-93% der benötigten thermischen Energie. Heizkessel verlieren demgegenüber stark an Bedeutung und decken nur noch maximal ein Viertel des thermischen Energiebedarfs. Blockheizkraftwerke erreichen bei einem Ausbau der Wärmenetze signifikante Deckungsbeiträge von rund 30%, tragen andernfalls aber kaum zur Versorgung bei. Thermische Speicher werden verstärkt genutzt ohne BHKW-Einsatz sogar in deutlich größerem Umfang.
- Photovoltaik gewinnt ebenfalls szenarienübergreifend stark an Bedeutung und deckt 2050 bis zu 20% des Strombedarfs, ohne dass nennenswerte Überschüsse exportiert werden müssen. Blockheizkraftwerke tragen bei Wärmenetzausbau 2030 maximal 53% und 2050 43% zur Strombedarfsdeckung bei. Ohne Wärmenetzausbau ist der mögliche Beitrag mit 7-8% gering. Hieraus folgt, dass hohe Eigenanteile an der Stromversorgung des Quartiers nur mit entweder einem Wärmenetzausbau und verstärktem BHKW-Einsatz oder mit einer höheren installierten Leistung an Photovoltaik möglich sind. Eine erweiterte Photovoltaiknutzung wiederum ist entweder mit höheren Stromexporten oder mit dem Einsatz von, in dieser Arbeit nicht betrachteten, elektrischen Speichern verbunden. Andernfalls muss auch zukünftig ein Großteil des Strombedarfs importiert werden.
- Die Solarflächenpotentiale werden zu maximal 38% ausgeschöpft. Technisch bleibt damit viel Raum für einen weiteren Ausbau von Photovoltaik und Solarthermie und höhere solare Deckungsanteile bei Strom und Wärme.

Aus Modellierungssicht kommen folgende Erkenntnisse hinzu.

- Die, im Vergleich mit dem ersten Anwendungsbeispiel Frankfurt, geänderten Kernfragestellungen lassen sich mithilfe des Modells zufriedenstellend beantworten. Das Modell eignet sich somit für den angestrebten Einsatzzweck und erfüllt die Erwartungen. An vielen Stellen ergeben sich jedoch auch Möglichkeiten für weitere Untersuchungen und Modellverbesserungen.
- Der Ansatz der räumlichen Auflösung lässt sich in der Praxis nutzen und ermöglicht detailliertere Ergebnisse, in denen räumliche

Unterschiede berücksichtigt sind. Die mit der räumlichen Dimension verbundenen Wechselwirkungen lassen sich so in das Modell integrieren.

- Es bestehen unterschiedlich stark ausgeprägte, aber, bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, überwiegend signifikante Abweichungen in den Ergebnissen zwischen der räumlich aufgelösten und der räumlich aggregierten Modellvariante. Die Übereinstimmung der Richtung der Abweichungen mit den theoretischen Überlegungen deutet auf einen Genauigkeitszuwachs durch den Einsatz des räumlich aufgelösten Modells hin.
- Die zusätzlichen, in dieser Arbeit nicht dargestellten, Detailergebnisse auf Ebene der Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen lassen sich nur mithilfe eines räumlich aufgelösten Modells gewinnen.

5 Kritische Bewertung des Modells

Nachdem das Modell auf die beiden Fallbeispiele angewandt worden ist, soll nun ein kritisches Resümee gezogen werden. Hinterfragt werden soll vor allem, ob das Modell für den geplanten Einsatzzweck geeignet ist, die Integration von Wechselwirkungen wie gewünscht gelungen ist und die zu Beginn dieser Arbeit aufgestellten Thesen verifiziert werden können.

Wissenschaftliche Bewertung und Verbesserungspotentiale

Anhand der Anwendungsbeispiele konnte gezeigt werden, dass zentrale Modellierungsziele dieser Arbeit erreicht wurden. Dies betrifft zu allererst die grundsätzliche Eignung des Modells zur Beantwortung der erhobenen Kernfragestellungen wie auch der ergänzenden, spezifischeren Fragestellungen in den beiden Anwendungsbeispielen selbst. Aus dem Ergebnisumfang und dessen Detailtiefe lassen sich außerdem, wie gewünscht, Erkenntnisse für die Entwicklung einer zukünftigen Energieversorgungsstrategie ableiten. Der verwendete lineare Modellierungsansatz erweist sich damit als tauglich (1. These).

Die Anwendungsbeispiele bestätigen darüber hinaus die Relevanz einer möglichst umfassenden Integration von Wechselwirkungen, da sich deren Effekte in den Ergebnissen klar erkennen lassen (2. These). Dies bedeutet gleichzeitig, dass deren Integration in das Modell gelungen ist. Neben den Wechselwirkungen verschiedener Anlagentypen untereinander betrifft dies vor allem die Einflüsse einer zeitlichen und räumlichen Auflösung. Dies konnte durch den Vergleich von sich hinsichtlich der zeitlichen und räumlichen Auflösung unterscheidenden Modellvarianten belegt werden (3. These). Eine absolute Aussage zur Ergebnisgüte kann zwar nicht getroffen werden, die beobachteten Abweichungen zwischen den Modellen stimmen jedoch mit den Erwartungen aufgrund theoretischer Überlegungen überein.

Hinsichtlich der räumlichen Auflösung konnte ein neuer Ansatz mit hierarchischer Abbildung erfolgreich implementiert und auf seine Praxistauglichkeit getestet werden. Dem ersten Eindruck nach scheint eine gute Balance zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechengeschwindigkeit gefunden worden zu sein. So lässt sich das Energiesystem des Anwendungsbeispiels Haslach bei einer Gliederung in 58 Bilanzräume und für ein Jahr in stündlicher Auflösung in weniger als sechs Stunden Rechenzeit in Betrieb und Struktur simultan optimieren.

Ein Manko stellt die fehlende Validierung des Gesamtmodells dar, wobei für die einzelnen Komponenten überwiegend validierte Modelle aus der Literatur verwendet werden. Hier ist schlicht kein praktikabler Weg bekannt, ein Modell dieser räumlichen und zeitlichen Dimension in Gänze zu validieren. Als Behelf wird in jedem Anwendungsbeispiel über die Modellierung des Status Quo zumindest eine Kalibrierung und Plausibilitätsprüfung anhand realer Daten vorgenommen. Durch diese und zusätzliche Plausibilitätsprüfungen für die Ergebnisse der Zukunftsszenarien, zum Beispiel über Kenngrößen, lässt sich die Belastbarkeit der Aussagen erhöhen. Eine formale Fehlerabschätzung ist jedoch ebenfalls nicht möglich, weil die Genauigkeit der einzelnen Annahmen unbekannt ist.

Mit Blick auf die Stadt Frankfurt stellt der (angenommene) Genauigkeitsgewinn gegenüber den bisherigen, auf Basis von Jahreswerten durchgeführten Studien trotzdem eine deutliche Verbesserung in der Aussagekraft der Ergebnisse dar. Für konkrete Umsetzungsschritte ist jedoch eine wesentlich genauere Abbildung, unter anderem aus technischer, ökonomischer und räumlicher Sicht, nötig.

Verglichen mit Frankfurt beruhen die Ergebnisse für Freiburg-Haslach auf einer detaillierteren Datenbasis unter anderem beim Gebäudebestand oder der örtlichen Wärmeversorgung. In Zusammenhang mit der räumlichen Auflösung und dem kleinräumigen Untersuchungsgebiet ergibt sich so eine höhere Abbildungsgenauigkeit, die zu belastbareren Ergebnissen führt. Trotzdem bestehen offensichtliche und prinzipbedingte Unstimmigkeiten bei der Wärmeversorgung. So fällt auf, dass leitungsgebundene Anlagen und dezentrale Anlagen parallel eingesetzt werden, um denselben Gebäudettyp in einer Zone mit thermischer Energie zu versorgen. Dies widerspricht der Realität. Am korrektesten ließe sich das Problem durch den Einsatz von Entscheidungsvariablen lösen – allerdings mit der Folge eines Wechsels von einem LP-Problem zu einem MILP. Alternativ könnte der Effekt durch eine andere Gebäudetypisierung verhindert werden. Dazu müssten in Gebieten mit leitungsgebundener Wärmeversorgung ansonsten identische Gebäudetypen zweifach angelegt werden. Die eine Variante wäre an das Wärmenetz angeschlossen, während für die andere nur dezentrale Versorgungsanlagen zugelassen wären. Dieses Vorgehen ist allerdings nur sinnvoll, wenn bereits feststeht, welcher Anteil jedes Gebäudetyps durch Wärmenetze versorgt werden kann. Für Wärmenetzerweiterungen müsste dann mit Szenarienvarianten unterschiedlicher Verteilung gerechnet werden.

Im Rahmen des Anwendungsbeispiels wurde außerdem deutlich, dass die bisherige, manuelle Konfiguration des Modells mit räumlicher Auflösung noch zu zeitintensiv und fehleranfällig ist. Das Gleiche gilt für die bisherigen Auswertemethoden. Hier bietet sich viel Raum für Verbesserungen und Effizienzsteigerungen jenseits des Kernmodells. Ein Ansatz ist die Integration einer relationalen Datenbank zur Verwaltung und strukturierten Ablage der Eingangsdaten und Rechenergebnisse sowie der dazugehörenden Modellversion.

Bezüglich der Auswertung ist es eine Herausforderung, die insbesondere bei Nutzung der räumlichen Auflösung entstehenden Datenmengen sinnvoll tabellarisch und grafisch darzustellen und so Erkenntnisgewinn und -vermittlung zu erleichtern. Auch hier kann eine relationale Datenbank mit ihren umfangreichen Filtermöglichkeiten helfen. Außerdem sind eine bessere grafische Aufbereitung, beispielsweise durch andere Diagrammformen oder einen Einsatz von GIS-Anwendungen¹ sinnvoll.

Der Modellkern lässt ebenfalls Spielraum für Erweiterungen und Verbesserungen. Ganz oben auf der Prioritätenliste steht hier eine bessere Temperaturabbildung, wozu, zusammen mit Kollegen, bereits ein erster, modellweiter Ansatz ergänzt worden ist. Er besteht aus der Möglichkeit, beliebig viele verschiedene *Temperaturniveaus* zu definieren, denen ein thermischer Bedarf und beliebige Versorgungsanlagen und Speicher zugeordnet werden. Die thermischen Größen sowie die thermische Energiebilanz werden also um einen Temperaturindex ergänzt. Anwendungsmöglichkeiten sind beispielsweise die Trennung von Pro-

 $^{^1{\}rm GIS}:$ Geografische Informationssysteme

zesswärme und Gebäudebeheizung oder verschiedene Ebenen der Wärmebereitstellung für Hoch- und Niedertemperaturheizungssysteme. Im Vergleich zu einer detaillierten Temperaturabbildung, wie sie beispielsweise in deeco enthalten ist, verringert der Ansatz die Komplexität des Modells. Im Gegensatz zu einer vollständigen Temperaturabbildung muss die Abstimmung von Wärmebedarf und Versorgungsanlagen allerdings wie bisher exogen erfolgen, und der Ansatz erlaubt auch nur eine begrenzte Berechnung von Wärmerückgewinnungsmöglichkeiten. Er ist damit ein Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Komplexitätszuwachs.

Weitere wichtige zukünftige Erweiterungen sind die endogene Abbildung von energetischer Gebäudesanierung und die Integration einer mehrjährigen zeitlichen Auflösung. Durch die Integration der Gebäudesanierung kann modellintern die beste Balance zwischen Investitionen in Sanierungsmaßnahmen und Investitionen in Versorgungstechnologien ermittelt werden. Über die bisherige Optimierung eines repräsentativen physikalischen Jahres hinaus erlaubt eine mehrjährige zeitliche Auflösung Strukturänderungen innerhalb des Betrachtungszeitraums und damit die Optimierung eines Transformationspfades. Hierdurch lassen sich präzisere und fundiertere Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der Energiewende geben.

Bei den Komponentenmodellen wären, neben der Ergänzung weiterer Komponenten, Eigenschaften wie minimale Betriebs- und Stillstandszeiten, lastabhängige Effizienzen auch bei brennstoffbetriebenen Anlagen oder die Möglichkeit, in begrenztem Umfang Entscheidungsvariablen zu verwenden, wünschenswert. Eine bessere physikalische Abbildung vor allem von thermischen Netzen und den dort auftretenden Verlusten ist ebenfalls sinnvoll. Erste Ansätze hierzu werden in [Bachmaier u.a. 2015c] integriert. Thermische Speicher sind im Moment ebenfalls nur grob modelliert und sollten, vor allem für fühlbare Wärme, um Temperaturen ergänzt werden. Im Rahmen einer Masterarbeit [Fischer 2013] ist diesbezüglich in Anlehnung an [Drück 2006] bereits ein Simulationsmodell für einen geschichteten Warmwasserspeicher erstellt worden. Die Überführung in ein Optimierungsmodell und die Integration in KomMod stehen jedoch noch aus. Darüber hinaus muss die reine Modellentwicklung in Methoden zur Bewertung nicht-technischer und nicht-ökonomischer Aspekte wie öffentliche Akzeptanz, rechtliche Vorgaben, politischen Willen und soziale Auswirkungen eingebettet werden.

Vergleich mit und Abgrenzung von anderen Modellen

Für den nachfolgenden Vergleich mit KomMod werden aus der Vielzahl der in Abschnitt 2.4 genannten Modelle ausschließlich technoökonomische Optimierungsmodelle für die kommunale Ebene herausgesucht. Dies sind deeco, die regionale Version von TIMES, eTransport und POLIS/URBS [Bruckner 1997; Loulou u. a. 2005; Bakken u. a. 2007; Richter 2004]. Allen Modellen gemein ist außerdem, dass sie als Zielfunktion (unter anderem) die minimalen Gesamtkosten berechnen.

Im direkten Vergleich zu KomMod ist das Modell deeco technisch detaillierter, zum Beispiel bei der Modellierung des Betriebsverhaltens von Großkraftwerken (P-Q-Kennfeld) oder von Speichern und Netzen. Wie bereits erwähnt, werden außerdem Temperatureinflüsse physikalisch korrekt abgebildet, und es dürfen auch verstärkt nicht-lineare Beziehungen im Modell enthalten sein. Dafür optimiert deeco Struktur und Betrieb nicht simultan, was die Aussagekraft der Ergebnisse bezüglich Speichern (s. a. [Bruckner 1997, S. 115, Fußnote 2]) und fluktuierenden Energiequellen schmälert.

TIMES ist zweifellos eines der umfangsreichsten und mächtigsten bestehenden Modelle. Obwohl es sich technisch um einen Bottom-Up-Ansatz handelt, weist es viele Eigenschaften eines volkswirtschaftlichen Modells auf, wie beispielsweise eine interne Preisbildung und, damit zusammenhängend, Nachfrageelastizitäten. Verkehr, der Handel mit beliebigen Gütern oder Vorketten in der Rohstoffverarbeitung sind ebenfalls berücksichtigt. Darüber hinaus bietet es eine sehr variabel konfigurierbare mehrjährige zeitliche Auflösung und ermöglicht so die Optimierung eines Transformationspfades für das Energiesystem. Bedingt durch den großen Umfang und die strikt lineare Formulierung ist es technisch weniger detailliert als deeco und auch als KomMod.

eTransport ähnelt in einigen Eigenschaften sowohl deeco (Trennung von Struktur- und Betriebsoptimierung) wie auch TIMES (mehrjährige Auflösung). Es ermöglicht die Optimierung eines Transformationspfades. Die verwendete Optimierungsmethode setzt eine Betriebsoptimierung aller sinnvoll erscheinenden Strukturvarianten voraus, die dann in einer übergeordneten Rechnung hinsichtlich der Investitionszeitpunkte optimiert werden. Dieses Verfahren erscheint aus Sicht des Autors nur geeignet, wenn lediglich wenige Strukturvarianten zur Verfügung stehen. Bei den in dieser Arbeit untersuchten Systemen, vor allem der Stadt Frankfurt mit seiner größeren Auswahl an Versorgungstechnologien, wäre der Lösungsraum wahrscheinlich nicht mehr beherrschbar.

Am meisten Ähnlichkeit weist KomMod sicherlich mit dem Energietechnikmodul von POLIS/URBS auf. Beide optimieren Struktur und Betrieb der elektrischen und thermischen Anlagentypen im Energiesystem gleichzeitig und der physikalische Zeithorizont beträgt ein Jahr in stündlicher Auflösung. Mit den in POLIS/URBS enthaltenen Modulen zur Stadtentwicklung (Abschätzung der demografischen und ökonomischen Entwicklung) und dem Umweltmodul (Dispersion nicht treibhausrelevanter Emissionen) geht der Funktionsumfang über denjenigen von KomMod hinaus. Nach Aussage des Entwicklers bietet PO-LIS/URBS allerdings keine Möglichkeit zur räumlichen Darstellung, sondern aggregiert zu einem räumlichen Knoten [Richter 2004, S. 132, 157f]. Die enthaltene, graphenbasierte Netzabbildung dient derzeit dazu, Energieprodukte beziehungsweise Endenergiebedarfssektoren zu unterscheiden, ließe sich jedoch vermutlich auch zur räumlichen Differenzierung nutzen. Im Vergleich zu den auf Seite 144 in [Richter 2004] tabellarisch aufgeführten Charakteristika der enthaltenen Anlagen weist KomMod eine höhere technische Modellierungstiefe auf, indem beispielsweise maximale Laständerungsgeschwindigkeiten, eine Abregelungsmöglichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen oder minimale Speicherfüllstände bedacht sind.

Der größte Unterschied von KomMod gegenüber den übrigen Modellen besteht jedoch in der Art der räumlichen Auflösung. Den in dieser Arbeit eingeführten hierarchischen Ansatz mit Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen bieten weder die Modelle des Vergleichs noch die übrigen, in Abschnitt 2.4 vorgestellten Modelle. Aufgrund der Erfahrungen mit den Anwendungsbeispielen stellt er einen gelungenen Mittelweg zwischen Abbildungsgenauigkeit und mathematischer Komplexität dar. Darüber hinaus bietet er den Vorteil, dass er sich nicht nur zur räumlichen Strukturierung einsetzen lässt, sondern das Untersuchungsgebiet universell hinsichtlich beliebiger Kriterien gliedern kann. Dabei können auch mehrere, inhaltlich verschiedene Kriterien gleichzeitig angewandt werden, was mit einer – räumlich detaillierteren – Graphenabbildung von Versorgungsnetzen nicht möglich ist. Ein Beispiel hierfür ist eine gleichzeitige Anwendung der vier Kriterien Eigentumsverhältnisse (institutionelle Eigentümer versus Privateigentümer), bestehender Anschluss an ein Wärmenetz, Gebäudetyp und Sanierungszustand des Gebäudes.

6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein kommunales Energiesystemmodell konzipiert und implementiert. Als methodisches Werkzeug soll es dazu dienen, Kommunen bei der Entwicklung einer Strategie zur lokalen Umsetzung der Energiewende hinsichtlich der damit verbundenen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte zu unterstützen. Die sich hieraus ergebenden Kernfragestellungen wurden durch Anwendung des Modells auf die Fallbeispiele Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach an realen Problemstellungen und Randbedingungen auf ihre Stichhaltigkeit und Beantwortbarkeit geprüft. Aus den Kernfragestellungen wiederum wurden Anforderungen an das Modell abgeleitet und in drei zentrale Thesen überführt.

Die Abstraktion von den fallspezifischen Fragestellungen in den Anwendungsbeispielen zeigt, dass die formulierten Kernfragestellungen aus Sicht der Kommunen tatsächlich relevant sind. Die erfolgreiche Anwendung des Modells auf die Fallbeispiele bestätigt zudem, dass die Anforderungen an ein kommunales Energiesystemmodell richtig erkannt wurden, so dass in Umfang und Detailtiefe aussagekräftige Ergebnisse erzielt werden konnten. Die mit den Anforderungen verbundenen Thesen ließen sich in diesem Rahmen ebenfalls bestätigen.

Die Umsetzung als lineares Optimierungsmodell erweist sich damit als zielführend (1. These). Anhand der Rechenergebnisse lassen sich zudem sowohl die Wichtigkeit einer möglichst umfassenden Integration von Wechselwirkungen bestätigen als auch deren erfolgreiche Integration in das Modell zeigen (2. These). Die Einschätzung, dass die zeitliche und räumliche Auflösung einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse haben, hat sich ebenfalls bewahrheitet, wie aus den Vergleichen von zeitlich und räumlich aufgelösten mit den entsprechend aggregierten Modellvarianten hervorgeht (3. These). Aussagen zur Ergebnisgüte des Modells lassen sich demgegenüber leider nicht treffen, da eine Validierung des Gesamtmodells im Rahmen der Arbeit nicht vorgenommen werden konnte. Eine kritische Prüfung auf Plausibilität zeigt jedoch keine, über die in Kapitel 5 diskutierten Aspekte hinausgehenden, grundsätzlichen Abweichungen.

Das Modell ist damit geeignet, Kommunen bei der Umsetzung der kommunalen Energiewende zu unterstützen und bietet, vor allem gegenüber jahresbilanziellen Berechnungen, einen Mehrwert. Im Falle Frankfurts konnte durch den integralen Ansatz und die zeitliche Auflösung die Umsetzbarkeit der politischen Ziele genauer geprüft werden. Trotz des negativen Prüfergebnisses konnten aus den Resultaten Alternativvorschläge abgeleitet und im Anschluss untersucht werden. Die Ergebnisse sind damit konstruktiv für den weiteren politischen und planerischen Prozess nutzbar. Im Freiburger Quartier Haslach konnte die strategische Entscheidung für oder gegen einen Ausbau der örtlichen Wärmenetze durch die Evaluierung verschiedener Ausbauvarianten unterstützt werden.

Neben dem integralen Ansatz haben sich in der praktischen Anwendung der modulare Aufbau mit der daraus resultierenden leichten Anpassbarkeit an die jeweilige Kommune und die Rechenzeiten als Stärken des Modells erwiesen. Im Fall Frankfurts, also ohne räumliche Auflösung, liegt die Rechenzeit bei weniger als fünf Minuten. Die Rechenergebnisse für Haslach lagen bei einer räumlichen Unterteilung in 58 Knoten nach etwa sechs Stunden vor.

Der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz zur räumlichen Auflösung mit einer hierarchischen Gliederung in Gesamtsystem, Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen hat sich in der Anwendung ebenfalls bewährt. Er lässt sich zudem nicht nur zur räumlichen Unterteilung nutzen, sondern bietet eine universelle Möglichkeit zur Gliederung des Untersuchungsgebiets nach beliebigen Kriterien – auch mehrerer Kriterien gleichzeitig. Im Unterschied zu einer Graphenabbildung von Versorgungsnetzen geht er damit über eine räumliche Differenzierung hinaus.

In den Anwendungsbeispielen haben sich auch Möglichkeiten zu Verbesserung und Erweiterung des Modells gezeigt. Bezogen auf die praktische Handhabung betrifft dies vor allem die Automatisierung der Konfigurationsabläufe und Ergebnisdarstellung. Auch die Kopplung mit GIS-Systemen könnte sich hier als sinnvoll erweisen. Hinsichtlich der Modellfähigkeiten sollten im nächsten Schritt einige Komponentenmodelle verfeinert werden. Hier steht zunächst der Abschluss der bereits begonnenen Differenzierung von Temperaturniveaus an. Nachfolgend sollten brennstoffbetriebene Anlagen durch die Erweiterung auf eine gemischt-ganzzahliges Problemformulierung mit ihrem Teillastverhalten abgebildet werden können. Außerdem wäre eine interne Abbildung von Möglichkeiten zur Gebäudesanierung und damit Bedarfsreduktion sinnvoll. Perspektivisch ist die Integration einer mehrjährigen zeitlichen Auflösung interessant, um Transformationspfade optimieren zu können.

Anhang

Sonnenstandsberechnung

Die Sonnenstandsberechnung ist aus [Quaschning 2009] entnommen und erfolgt nach DIN 5034.

Sonnendeklination [°]

$$\delta_{Solar}(t) = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos\left(\frac{(J_{Solar}(t) + 9,1) \cdot \Pi}{180}\right)$$
$$-0,3915 \cdot \cos\left(\frac{(2J_{Solar}(t) + 5,4) \cdot \Pi}{180}\right)$$
$$-0,1764 \cdot \cos\left(\frac{(3J_{Solar}(t) + 26) \cdot \Pi}{180}\right) \quad \forall t \quad (7.1)$$

Zeitgleichung [min]

Die Zeitgleichung beschreibt die Abweichung der wahren Ortszeit WOZ von der mittleren Ortszeit MOZ in Minuten.

$$Zgl(t) = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos\left(\frac{(J_{Solar}(t) + 85,9) \cdot \Pi}{180}\right) + 9,9359 \cdot \cos\left(\frac{(2J_{Solar}(t) + 108,9) \cdot \Pi}{180}\right) + 0,3387 \cdot \cos\left(\frac{(3J_{Solar}(t) + 105,2) \cdot \Pi}{180}\right) \quad \forall t \quad (7.2)$$

Mittlere Ortszeit [h]

$$t_{MOZ}(t) = t_{lokal}(t) - Zeitzone + \frac{\lambda_{geo}}{15} \quad \forall t$$
(7.3)

Wahre Ortszeit [h]

$$t_{WOZ}(t) = t_{MOZ}(t) + \frac{Zgl(t)}{60} \quad \forall t$$
(7.4)

Stundenwinkel [°]

$$\omega_{Solar}(t) = (12, 00 - t_{WOZ}(t)) \cdot 15 \quad \forall t$$
(7.5)

Sonnenhöhe gegenüber der Horizontalen [rad]

$$\gamma_{Solar,hor}(t) = \arcsin\left(\cos\left(\frac{\omega_{Solar}(t)\cdot\Pi}{180}\right)\right)$$
$$\cdot\cos\left(\frac{\phi_{geo}\cdot\Pi}{180}\right)\cdot\cos\left(\frac{\delta_{Solar}(t)\cdot\Pi}{180}\right)$$
$$+\sin\left(\frac{\phi_{geo}\cdot\Pi}{180}\right)\cdot\sin\left(\frac{\delta_{Solar}(t)\cdot\Pi}{180}\right)\right)$$
$$\forall t \quad (7.6)$$

Sonnenazimut [rad]

Die Gleichung zur Berechnung des Sonnenazimuts unterscheidet sich vor- und nachmittags:

$$\alpha_{Solar}(t) \begin{cases} t_{WOZ}(t) \le 12 : & \Pi - \arccos\left(x_{solar}(t)\right) \\ \text{sonst:} & \Pi + \arccos\left(x_{solar}(t)\right) \end{cases} \quad \forall t, \qquad (7.7)$$

 mit

$$x_{Solar}(t) = \frac{\sin\left(\gamma_{Solar,hor}(t)\right) \cdot \sin\left(\frac{\phi_{geo} \cdot \Pi}{180}\right) - \sin\left(\frac{\delta_{Solar}(t) \cdot \Pi}{180}\right)}{\cos(\gamma_{Solar,hor}(t)) \cdot \cos\left(\frac{\phi_{geo} \cdot \Pi}{180}\right)} \quad \forall t.$$
(7.8)

Solare Einstrahlung auf die geneigte und gedrehte Anlagenebene

Im Verbindung mit den vorhergehenden Berechnungen des Sonnenstands werden über die nachfolgenden Beziehungen die nutzbaren Einstrahlungswerte für jede solartechnische Anlage bestimmt. Als Eingangsdaten müssen dazu die Zeitreihen der Globalstrahlung $I_{Solar,glob,hor}(t)$ sowie deren Anteile an direkter $I_{Solar,dir,hor}(t)$ und diffuser Einstrahlung $I_{Solar,diff,hor}(t)$ auf die horizontale Ebene vorliegen. Die Gleichungen sind aus [Quaschning 2009, S. 65ff] entnommen. Winkelangaben werden in [rad] erwartet.

Berechnung des Einfallswinkels der solaren Strahlung auf die geneigte und gedrehte Anlagenebene

Der Einfallswinkel $\theta_{Solar,i,j}(t)$ auf die geneigte und gedrehte Fläche der solartechnischen Anlage ergibt sich für jeden Zeitschritt zu

$$\theta_{Solar,i,j}(t) = \arccos \left(-\cos \gamma_{Solar,hor}(t) \cdot \sin \gamma_{hor,i,j} \right) \\ \cdot \cos \left(\alpha_{Solar}(t) - \alpha_{S\ddot{u}dabweichung,i,j} \right) \\ + \sin \gamma_{Solar,hor}(t) \cdot \gamma_{hor,i,j} \right) \\ \forall i, j, t \text{ und } i \in \{\text{Komponente}_{Solar}\},$$
(7.9)

wobei $\alpha_{Solar}(t)$ den Sonnenazimut, $\gamma_{Solar,hor}(t)$ die Sonnenhöhe gegenüber der Horizontalen, $\gamma_{hor,i,j}$ den Höhenwinkel und $\alpha_{Südabweichung,i,j}$ den Azimutwinkel der Anlage darstellen. Der Sonnenazimut beschreibt die Himmelsrichtung des solaren Strahlungseinfalls und nimmt für die Nord den Wert 0 an. Der Höhenwinkel drückt die Neigung des Solarkollektors oder -moduls gegenüber der Horizontalen aus. Der Azimutwinkel kennzeichnet die Abweichung der Orientierung des Kollektors beziehungsweise Moduls von der Blickrichtung Süden. Eine Südausrichtung erhält dabei den Wert 0. Abweichungen gegen den Uhrzeigersinn ergeben negative Werte (Ostausrichtung), Abweichungen in Richtung Westen positive. Alle Winkelangaben werden in Rad erwartet.

Berechnung des gesamten Strahlungseinfalls auf die geneigte und gedrehte Anlagenebene

Für die praktische Anwendung der vorhergehenden Berechnungen müssen unsinnige Werte abgefangen werden. Zum Einen ist eine Berechnung der Einstrahlung auf die Anlagenebene nur sinnvoll, wenn der Wert der Globalstrahlung $I_{Solar,glob,hor}(t)$ für die horizontale Ebene größer als Null ist,

$$I_{Solar,glob,hor}(t) > 0 \quad \forall t.$$

$$(7.10)$$

Zum Zweiten muss der Sonnenstand $\gamma_{Solar,hor}(t)$ in einem gewissen Grenzwinkel $\gamma_{Solar,hor,Grenz,i,j}$ über dem Horizont liegen,

$$\gamma_{Solar,hor}(t) \ge \gamma_{Solar,hor,Grenz,i,j} \quad \forall t$$

$$(7.11)$$

und drittens muss der Einfallswinkel gegenüber der Normalen des Solarkollektors beziehungsweise -moduls, $\theta_{Solar,i,j}(t)$, kleiner als 90 Grad sein:

$$\theta_{Solar,i,j}(t) < \frac{90 \cdot \Pi}{180} \quad \forall t.$$
(7.12)

Unter den genannten Bedingungen ergibt sich die direkte Solarstrahlung auf die Anlagenebene $I_{Solar,dir,i,j}(t)$ zu

$$I_{Solar,dir,i,j}(t) = \frac{I_{Solar,dir,hor}(t) \cdot \cos \theta_{Solar,i,j}(t)}{\sin \gamma_{Solar,hor}(t)}$$
$$\forall i, j, t \text{ und } i \in \{\text{Komponente}_{Solar}\}.$$
(7.13)

 $I_{Solar,dir,hor}(t)$ gibt darin die direkte Einstrahlung auf die Horizontale an.

Die diffuse solare Einstrahlung $I_{Solar,indir,i,j}(t)$ auf die Anlagenebene wird über das Modell von Klucher berechnet [Klucher 1979]. Für dessen praktische Anwendung muss bedacht werden, dass das Modell für eine horizontal ausgerichtete Anlage unsinnige Werte ausgibt. Für diesen Fall ($\gamma_{hor,i,j} = 0$) können jedoch die Einstrahlungswerte auf die horizontale Ebene $I_{Solar,diff,hor}(t)$ direkt übernommen werden: $I_{Solar,diff,i,j}(t) = I_{Solar,diff,hor}(t)$. Für alle übrigen sinnvollen Winkel gilt

$$I_{Solar,diff,i,j}(t) = \frac{I_{Solar,diff,hor}(t)}{2} \cdot (1 + \cos \gamma_{hor,i,j}) \\ \cdot \left(y_{Solar}(t) \cdot \sin^3 \frac{\gamma_{hor,i,j}}{2} \right) \\ \cdot \left(y_{Solar}(t) \cdot \cos^2 \theta_{Solar,i,j}(t) \right) \\ \cdot \cos^3 \gamma_{Solar,hor}(t) \right) \\ \forall i, j, t \text{ und } i \in \{\text{Komponente}_{Solar}\}, \quad (7.14)$$

 mit

$$y_{Solar}(t) = 1 + \left(1 - \left(\frac{I_{Solar,diff,hor}(t)}{I_{Solar,glob,hor}(t)}\right)^2\right) \ \forall t.$$
(7.15)

Ist eine der drei oben genannten Bedingungen nicht erfüllt, so werden die Werte für die direkte und diffuse Einstrahlung auf die Anlage auf Null gesetzt: $I_{Solar,dir,i,j}(t) = 0$ und $I_{Solar,diff,i,j}(t) = 0$.

Zusätzlich zur direkten und diffusen Einstrahlung trifft auf eine geneigte Anlage vom Boden reflektierte Strahlung $I_{Solar,Reflexion,i,j}(t)$. Deren Höhe hängt von der Neigung der Anlage gegenüber der Horizontalen $\gamma_{hor,i,j}$ und dem Reflexionsgrad (Albedo) des Bodens $Alb_{Reflexion,i,j}$ ab.

$$I_{Solar,Reflexion,i,j}(t) = I_{Solar,glob,hor}(t) \cdot \frac{Alb_{Reflexion,i,j}}{2}$$
$$\cdot (1 - \cos \gamma_{hor,i,j})$$
$$\forall i, j, t \text{ und } i \in \{\text{Komponente}_{Solar}\}$$
$$(7.16)$$

Die gesamte auf die solartechnische Anlage treffende Einstrahlung $I_{Solar,ges,i,j}(t)$ setzt sich aus der direkten und der diffusen Einstrahlung sowie der Einstrahlung aus Bodenreflexion zusammen.

$$I_{Solar,ges,i,j}(t) = I_{Solar,dir,i,j}(t) + I_{Solar,diff,i,j}(t) + I_{Solar,Reflexion,i,j}(t) \forall t$$

$$(7.17)$$

Ergänzende Angaben zum Anwendungsbeispiel Frankfurt am Main

Kartenmaterial und allgemeine Hintergrundinformationen



Abbildung 7.1: Lage der Stadt Frankfurt am Main im Gebiet des Regionalverbands FrankfurtRheinMain (links) sowie im Bundesland Hessen (rechts). Quellen: Links: Eigene Bearbeitung nach [Regionalverband FrankfurtRhein-Main 2015]; rechts: [Hagar66 2015].

Energieträgerpotentiale, Energiebedarf, technische und ökonomische Annahmen

Klima- und Wetterdaten

In die Berechnungen unter anderem des thermischen Energiebedarfs und der Angebotszeitreihen von Wind- und Solarenergienutzung fließen Wetter- beziehungsweise Klimadaten ein. Anstelle der gemessenen Umgebungstemperatur-, Windgeschwindigkeits- und Einstrahlungsverläufe eines einzelnen, realen Jahres, werden in dieser Arbeit Zeitreihen für sogenannte Referenzjahre genutzt, die im langjährigen Mittel typische Verläufe abbilden. Auf diese Weise wird eine Überanpassung des aus den Berechnungen resultierenden Energiesystems an ein willkürlich gewähltes und dann vielleicht zufällig windarmes oder windreiches. einstrahlungsärmeres oder -reicheres Jahr als im langjährigen Mittel üblich, vermieden. Entsprechende Datensätze werden vom Deutschen Wetterdienst in Form der Testreferenzjahre (Test Reference Year, TRY) zur Verfügung gestellt [DWD 2016b; BBR 2016a]. Der aktuelle Datensatz trägt den Namen TRY2011 [BBR 2016b]. Er unterteilt Deutschland räumlich in 15 Zonen mit ähnlichen klimatischen Bedingungen (s. [DWD 2004]).¹ Für jede dieser Zonen stehen sechs Datenreihen in Form von je drei Szenarien für die beiden Bezugszeitpunkte 2010 und 2035 zur Verfügung. Die Szenarien bilden ein reales Jahr mit einem besonders warmen Sommer, ein reales Jahr mit einem besonders kalten Winter und ein typisches Jahr ab [BBR u. a. 2011, 2014]. Die Datenreihen der typischen Jahre werden durch Mittelung historischer Daten im Zeitraum von 1988 bis 2007 beziehungsweise durch Berechnungen mit mehreren Klimamodellen für die Jahre 2021 bis 2050 erstellt.

Gemäß der Karte in [DWD 2004] liegt die Stadt Frankfurt innerhalb der Zone 12. Hinsichtlich der diffusen und direkten solaren Einstrahlung und der Umgebungstemperatur werden für das Fallbeispiel daher deren Datenreihen für ein typisches zukünftiges Jahr (Bezugszeitpunkt 2035) genutzt. Die Windenergiepotentiale liegen demgegenüber überwiegend im Bundesland Hessen und verteilen sich über die Zonen 6 (windstark), 7 (windschwach) und 12 (mittel). Konkrete Standorte sind

¹Hinweis: In der nächsten, aktuell noch in Arbeit befindlichen Version (Stand: Anfang 2016) wird Deutschland in ein Raster von 1km² großen Quadraten unterteilt und somit deutlich feiner aufgelöst [DWD 2016a]. Für die Berechnungen in dieser Arbeit standen die Daten leider noch nicht zur Verfügung.
im Rahmen dieser Arbeit nicht bekannt und damit auch nicht die dortigen Windverhältnisse. Gleichzeitig hängen die Windenergieerträge aufgrund von Gleichung 3.74 sehr stark von den Windverhältnissen ab. Um dem ansatzweise Rechnung zu tragen, werden deshalb die Datenreihen der genannten drei Zonen für jeden Stundenwert arithmetisch gemittelt. Hieraus folgen eine Verstetigung des resultierenden Geschwindigkeitsprofils durch die Überlagerung der Ursprungsprofile und, damit einhergehend, eine Kappung der Windspitzen.

Technische Annahmen

Windenergienutzung

Für die Windenergienutzung wird an allen Standorten wird derselbe Windenergieanlagentyp E-101 des Herstellers ENERCON mit identischer Nabenhöhe h_{Nabe} eingesetzt [ENERCON GmbH 2011, S. 20f]. Der Anlagentyp steht exemplarisch für eine Binnenlandmaschine. Modelltechnisch könnte ebenso ein anderer Anlagentyp oder auch eine Mischung verschiedener Hersteller und Typen vorgesehen werden.

Die Windenergieanlagen weisen keinerlei Beschränkung hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit $\Delta P_{el,max}$ auf. Der Parkwirkungsgrad η_{Park} wird mit 0,94 abgeschätzt. Er drückt aus, dass sich benachbarte Anlagen abschatten und dadurch Ertragseinbußen gegenüber einer einzelnen an demselben Standort aufgestellten Anlagen entstehen. Weitere technische Daten sind in den Tabellen 7.1 und 7.2 zusammengefasst. Eine zeitliche Veränderung der Parameter, beispielsweise durch eine technische Weiterentwicklung, wird nicht angenommen. Ökonomische Daten und Annahmen dieser wie auch aller anderen Anlagentypen sind ab Seite 203 aufgeführt.

Wasserkraftnutzung

Auf Frankfurter Stadtgebiet befinden sich derzeit zwei Laufwasserkraftwerke, eines im Stadtteil Griesheim und eines in Höchst. Die energetischen Eckdaten des Griesheimer Kraftwerks sind in Tabelle 7.3 aufgeführt. Für die Zukunft wird angenommen, dass beide Kraftwerke technisch unverändert fortbestehen und identische Stromerträge von zusammen 35,25 GWh/a erzielen.

Tabelle 7.1: Technische Daten der Windenergieanlagen, Frankfurt am Main.Quelle: [ENERCON GmbH 2011, S. 20f].

Bir	inenland-WEA	
D	[1 3 3 7]	Г

P_{el} [kW]	3.000
h_{Nabe} [m]	135
d_{Rotor} [m]	101
$A_{Rotor} [\mathrm{m}^2]$	8.012

Tabelle 7.2: Leistungskennlinie der Windenergieanlagen, Frankfurt am Main. Quelle: [ENERCON GmbH 2011, S. 20f].

Binnenland-WEA		Fortsetzung	
$v_{Wind,Nabe}$ [m/s]	η_{el} [-]	$v_{Wind,Nabe}$ [m/s]	η_{el} [-]
<2	0,000	14	0,227
2	0,076	15	0,184
3	0,279	16	0,152
4	0,376	17	0,127
5	0,421	18	0,107
6	0,452	19	0,091
7	0,469	20	0,078
8	0,478	21	0,067
9	0,478	22	0,058
10	0,477	23	0,051
11	0,439	24	0,045
12	0,358	25	0,04
13	0,283	>25	0,000

Tabelle 7.3: Technische Daten des Wasserkraftwerks, Frankfurt am Main.Quelle: [Stadt Frankfurt am Main 2009].

Laufwasserkraftwerk	Griesheim
P_{el} [kW]	6.000
$W_{el,kum}$ [GWh/a]	35,0
η_{el} [-]	0,92

Solarthermienutzung

Gemäß [KEEA, Fraunhofer IWES 2014] umfassen die für eine Solarthermienutzung als geeignet ausgewiesenen innerstädtischen Dachflächenpotentiale in einem Bereich von $\pm 50^{\circ}$ um die Südausrichtung eine Fläche von insgesamt 2,515 Mio. m². Im Anwendungsbeispiel wird diese Fläche gleichmäßig auf die drei Ausrichtungen Südost, Süd und Südwest verteilt. Potentialflächen in anderen Ausrichtungen werden zwar nicht ausgewiesen, es kommen jedoch in Ost- und Westausrichtung ergänzend diejenigen innerstädtischen Dachflächen von zusammen rund 0,009 Mio. m² hinzu, die bereits im Jahr 2013 für eine Solarthermienutzung verwendet wurden. Es wird eine Neigung von 35° der Potentialflächen angenommen. Wie in Abschnitt 4.1.2 erläutert, werden in allen Szenarien identische Solarthermiepotentiale angesetzt. Hinsichtlich der stadtinternen Dachflächenpotentiale überschneiden sich Photovoltaikund Solarthermienutzung. Die Potentialangaben sind deshalb alternativ und nicht additiv zu verstehen. Diese Flächenkonkurrenz wird modellintern berücksichtigt. Die technischen Daten der Solarthermienutzung entsprechen denen in Tabelle 7.20 für 2050.

Photovoltaiknutzung

Die im Anwendungsbeispiel verwendeten Potentialflächen für die Photovoltaiknutzung stammen aus [KEEA, Fraunhofer IWES 2014]. Demzufolge bestehen in der Stadt Frankfurt und der Region die in Tabelle 7.4 aufgeführten Flächenpotentiale. Bei Schrägdächern und Fassaden wird von einer Gleichverteilung der Flächen auf die fünf Ausrichtungen Osten, Süd-Osten, Süden, Süd-Westen und Westen und einer Neigung von 35° beziehungsweise 90° ausgegangen. Bei Flachdächern und Freiflächen wird eine reine Südausrichtung mit 35° Neigung unterstellt. Die Potentiale auf Flachdächern werden mit den südausgerichteten Potentialen auf Schrägdächern zusammengefasst.

Die Potentialangaben werden dann über den Ansatz des leistungsspezifischen Flächenbedarfs A_{Bedarf}/P_{el} aus Tabelle 7.5 in maximal zu installierende Leistungen umgerechnet. Von den Flächenpotentialen der Region geht dabei, wie in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, nur die Hälfte als Potential in die Modellrechnungen ein. Für die Szenarien mit Bezug zum Bundesland Hessen werden hinsichtlich der Photovoltaik ebenfalls lediglich die Potentiale der Region angesetzt. Das Ergebnis ist in Tabelle 7.6 zusammengefasst.

Tabelle 7.4: Flächenpotentiale für die Photovoltaiknutzung, Frankfurt am Main. Quelle: [KEEA, Fraunhofer IWES 2014].

Potential-	Ausrichtungen	Potential	Potential
fläche		Stadt $[m^2]$	Region $[m^2]$
Schrägdach	$\pm 100^{\circ}$	5.029.568	22.795.368
Flachdach	ohne Angabe	1.406.710	6.692.662
Fassade	±100°	3.060.711	11.222.754
Freifläche	ohne Angabe	6.187.203	43.801.807

Winkelangaben bei der Ausrichtung bezogen auf Süden $= 0^{\circ}$.

Tabelle 7.5: Technische Daten der Photovoltaikanlagen, Frankfurt am Main. Quelle: Eigene Annahmen.

Photovoltaik	
P_{el} [kW]	$1,\!00$
$A_{Modul} [\mathrm{m}^2]$	$6,\!67$
A_{Bedarf} [m ²]	8,00
$\eta_{el,Ref}$ [-]	$0,\!18$
$\eta_{Wechselrichter}$ [-]	$0,\!98$
$\eta_{Perfomance Ratio}$ [-]	0,75
β_{Modul} [-]	$0,\!45$
$c_{Einbau,Modul}$ []	30,00
$T_{Modul,Ref}$ [K]	$298,\!15$

Die Photovoltaikanlagen weisen keinerlei Beschränkung hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit $\Delta P_{el,max}$ auf.

Aufstellung	Ausrichtung	Neigung	Potential	Potential
			Stadt	Region und
			[MW]	Bundesland
				[MW]
	Osten		125,7	347,0
	Süd-Osten		125,7	347,0
Dach	Süden	35°	301,5	853,0
	Süd-Westen		125,7	347,0
	Westen		125,7	347,0
	Osten		76,5	178,0
	Süd-Osten		76,5	178,0
Fassade	Süden	90°	76,5	178,0
	Süd-Westen		76,5	178,0
	Westen		76,5	178,0
Freifläche	Süden	35°	773,0	3122,5

Tabelle 7.6: Potentiale an installierbarer Photovoltaikleistung, Frankfurtam Main. Quelle: Nach [KEEA, Fraunhofer IWES 2014].

BHKW-Nutzung

Die technischen Daten des im Anwendungsbeispiel genutzten Blockheizkraftwerkstyps sind in Tabelle 7.7 aufgeführt. Gegenüber der Quelle [HAASE 2013] wurde bis 2050 eine leichte Erhöhung des elektrischen auf Kosten des thermischen Nutzungsgrades angenommen. Die aus den in [KEEA, Fraunhofer IWES 2014] angegebenen Biogaspotentialen mithilfe der BHKW gewinnbaren jährlichen Strom- und Wärmeerträge sind aus Tabelle 7.8 ersichtlich.

Tabelle 7.7: Technische Daten der Blockheizkraftwerke, Frankfurt am Main.Quelle: Nach [HAASE 2013, Modell HET-GES 1200].

Blockheizkraftwerk	
P_{el} [kW]	1200
$\Delta P_{el,max}$ [kW/min]	± 120
η_{el} [-]	0,45
η_{th} [-]	0,40

Tabelle 7.8: Maximale Strom- und Wärmeerträge aus den Biogaspotentialen, Frankfurt am Main. Quelle: [Stryi-Hipp u. a. 2015] nach [KEEA, Fraunhofer IWES (2014)].

Energieerträge	Potential	Potential	Potential
[GWh/a]	Stadt	Region	Bundesland
Max. Stromertrag	36,2	204,2	217,1
Max. Wärmeertrag	40,7	229,7	244,2

Heizkraftwerke der Mainova

Im Anwendungsbeispiel stehen 2050 ausschließlich mit Biomasse, Abfall und Klärgas betriebene Heizkraftwerke zur Verfügung. Fossile Brennstoffe sind nicht zugelassen. Für feste Biomasse wird von einer Nutzung in Dampfkraftwerken ausgegangen. Abfall wird in Müllheizkraftwerken eingesetzt und Klärgas in Dampfkraftwerken. Die angenommenen energetischen Nutzungsgrade für die drei Kraftwerkstypen sind in Tabelle 7.9 dokumentiert. In Kombination mit den Potentialangaben in [KEEA, Fraunhofer IWES 2014] resultierend daraus die in Tabelle 7.10 aufgeführten jährlichen Energieerträge an Strom und Wärme.

Tabelle 7.9: Energetische Nutzungsgrade der Groß-Heizkraftwerke, Frankfurt am Main. Quelle: [Stryi-Hipp u. a. 2015].

Kraftwerkstyp	η_{el} [-]	η_{th} [-]
Biomasse-HKW	0,5	0,4
Müll-HKW	0,2	0,6
Klärgas-HKW	0,35	0,45

Tabelle 7.10: Maximale Strom- und Wärmeerträge aus den Potentialen an fester Biomasse, Abfall und Klärgas, Frankfurt am Main. Quelle: [Stryi-Hipp u. a. 2015] nach [KEEA, Fraunhofer IWES 2014; AEE 2013].

	Francia	Energieertrag [GWh/a]			
Mraitwerks-	Energie-	Potential	Potential	Potential	
typ	form	Stadt	Region	Bundesland	
Biomasso HKW	$W_{el,max.}$	143,3	374,4	603,0	
	$W_{th,max.}$	114,7	299,5	482,4	
Müll_HKW	$W_{el,max.}$	171,5	550,0		
	$W_{th,max.}$	514,5	1650,0		
Klärgag HKW	$W_{el,max.}$	31,9	$43,\!9$		
	$W_{th,max.}$	41,1	56,44		
Holz-HK	$W_{th,max.}$	17,7	193,0	586,0	

 $W_{el,max.}$: Maximaler Stromertrag aus den Potentialen, $W_{th,max.}$: Maximaler Wärmeertrag aus den Potentialen, HKW: Heizkraftwerk

Heizungsanlagen und Wärmepumpen

2050 sind ausschließlich Holzheizkessel zugelassen. Es wird von einem thermischen Wirkungsgrad η_{th} von 80% ausgegangen. Die nutzbaren Potentiale sind in Tabelle 7.10 enthalten. Die technischen Annahmen der Wärmepumpen entsprechen denen in Tabelle 7.19 für 2050.

Thermische Speicher

Als thermische Speicher werden zylindrische Warmwasserspeicher mit einem Volumen von 750 Litern verwendet. Die technischen Annahmen sind identisch mit denen im Anwendungsbeispiel Freiburg-Haslach und in Tabelle 7.21 wiedergegeben.

Elektrische Speicher

Die technischen Annahmen zu den elektrischen Speichern in Form von Li-Ion-Batterien sind in Tabelle 7.11 zusammengefasst.

Tabelle 7.11: Technische Daten der elektrischen Speicher, Frankfurt am Main. Quelle: Nach [Green Store 2013; Sonnenbatterie 2013].

C_{el} [kWh]	8,00
$C_{el,min}(t) \ [\%_{C_{el}}]$	30
$r_{Laden,max}$ [kWh/h]	$\pm 4,0$
$r_{Selbstentladung} [\%_{C_{el}}/Monat]$	3,0
η_{el} [-]	0,85

Li-Ion-Batteriespeicher

Ökonomische Annahmen

Die ökonomischen Annahmen des Anwendungsbeispiels Frankfurt am Main sind der Tabelle 7.12 zu entnehmen. Ergänzend folgen einige Erläuterungen.

Bei Blockheizkraftwerken sind die spezifischen Investitionskosten k_{Invest} auf die elektrische Leistung P_{el} bezogen, bei Wärmepumpen auf die thermische P_{th} . Die Investitionskosten für Heizöl- und Holz-Heizkessel beinhalten auch die Einrichtungen und Räumlichkeiten zur Brennstofflagerung. Die Kosten für Solarthermieanlagen beziehen sich auf die Kollektorfläche. Bei den thermischen Speichern wird von einer Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf von 30K ausgegangen.

Kosten für die Errichtung der Anlagen sind in den Investitionskosten enthalten. Hinsichtlich der Rückbaukosten wird angenommen, dass sie durch den Schrottwert des Anlagentyps gedeckt werden. Der Restwert für Komponenten, deren wirtschaftliche Nutzungsdauer die Laufzeit von 20 Jahren übersteigt, wird über eine lineare Abschreibung berechnet. Hinsichtlich der Betriebs- und Wartungskosten $k_{B\&W,fix}$ wird angenommen, dass es sich um fixe jährliche Beträge handelt, die von der Höhe der Investitionskosten abhängen und nicht um betriebsabhängige Kosten. Erlöse, zum Beispiel aus vermiedenen Netznutzungsentgelten oder dem Stromexport, werden nicht erzielt.

Sofern nicht in Klammern anders vermerkt, weisen alle Kosten eine jährliche Kostensteigerungsrate $r_n = 2\%/a$ auf. Für den Strombezug der Wärmepumpen fallen die internen Stromgestehungs- beziehungsweise Importkosten zu jedem Zeitschritt an und zusätzlich die in der Tabelle angegebene Pauschale. Hierdurch wird die in der Praxis bestehende Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Strombezugskosten eines Privathaushalts teilweise abgebildet. Einflüsse wie Steuern und Abgaben bleiben systemweit unberücksichtigt und werden daher auch hier vorab abgezogen. Als nominaler effektiver jährlicher Zinssatz werden durchgängig $i_{eff} = 7\%/a$ bei einer allgemeinen Kostensteigerungsrate von $r_n = 1, 7\%/a$ angenommen.

E.	
Z.	
5,	
201	
a.	
u.	
dd	
-Hi	
ryi	
[St]	
e:	
llət	
Q	
in.	
Ma	
Ш	
t aı	
fur	
nk	
-Tra	
0,]	
050	
n 2	
rpe	
nty	
ge	
nlâ	
r A	
de	
en	
)at	
eΙ	
sch	
mi	
ouo	[3]
)kc	20
	a.
12	n.
6	ost
ell([K
abe	tch
Ĥ	na

Anlagentyp	t_{Nutz}	k_{Invest}	r_{Invest}	$k_{B\&W,fix}$	k_{BS}
	[a]	$[e_{2013}/\mathrm{kW}]$	[%/a]	$\left[\%_{Invest}/(kW\cdot a)\right]$	$[\in_{2013}/MWh]$
Photovoltaik	25	1026	0,5	3,2	-
Wasserkraftwerk	60	3389	2,0	7,5	1
Windenergieanlagen	20	006	1,2	4,7	1
Biogas-BHKW	15	451	2,0	3,0	30
Biomasse-HKW	30	1530	2,0	3,0	25
Müll-HKW	30	3389	2,0	3,0	0
Klärgas-HKW	30	765	2,0	3,0	25
Holz-Heizkessel	20	546	2,0	2,6	44
Aufdach-Solarthermie	30	580	0,5	2,9	1
Luft-Wasser-Wärmepumpe	20	1202	2,0	3,0	169 + int. Stromkosten
El. Speicher	15	300	0,5	7,7	1
Th. Speicher	20	109	2,0	3,0	1
3HKW: Blockheizkraftwerk, HKW	: Heizkraf	twerk. El.: Elektri	isch. Th.: th	ermisch	

Hinweise: Die Investitionskosten der BHKW und HKW sind auf die elektrische Leistung bezogen, diejenigen der Solarthermie-anlagen auf die Kollektorfläche $[\notin/m_{Koll}^2]$. Deren Betriebs- und Wartungskosten haben die Einheit $[\%_{Invest}/(m_{Koll}^2, a)]$. Die Investitionskosten der elektrischen und thermischen Speicher sind in $[\notin/kWh_{th}]$ angegeben. Alle Angaben in \pounds_{2013} .

Ergänzende Angaben zum Anwendungsbeispiel Freiburg-Haslach



Abbildung 7.2: Untersuchungsgebiet des "Energie-Quartier Haslach", Freiburg-Haslach. Quelle: [Stadt Freiburg im Breisgau, Umweltschutzamt 2014].

Gebäudetypisierung

Aus der Gebäudetypisierung wie sie ausschnittsweise in Abbildung 7.3 dargestellt ist, ergibt sich die in den Tabellen 7.13 und 7.14 aufgeführte Verteilung der heute vorhandenen Gebäude auf die Klassen "Klein A", "Klein B", "Mittel A", "Mittel B", "Groß A", "Groß B" und "Hoch". Die sogenannten "'neuen' Gebäude" umfassen alle Baujahre nach 1984. Bei ihnen wird davon ausgegangen, dass auf absehbare Zeit keine energetische Sanierung stattfindet und sich der spezifische Energiebedarf daher nicht ändert.



Abbildung 7.3: Typisierung der vor 1984 errichteten Wohngebäude anhand von Gebäudeart (s. Legende) und Baualtersklasse (BAK) in Freiburg-Haslach. Quelle: [Herkel u. a. 2015].

In der letzten Spalte der zweiten Tabelle steht die Gesamtzahl der Gebäude. Für die Berechnung der Fernwärmeanschlüsse wird davon ausgegangen, dass diese Gebäudeanzahl der Anzahl der Hausanschlüsse entspricht. In Kombination mit den Annahmen zu den zugebauten Leitungslängen in Tabelle 7.15 ergeben sich hieraus die Kosten des Wärmenetzes in den Szenarien mit Netzausbau.

Die Anzahl der Bilanzknoten n_{Knoten} ergibt sich aus der Gesamtzahl an Gebäudetypen $n_{Gebäudetypen}$ in allen Zonen und Unterzonen zuzüglich der Anzahl an Zonen n_{Zonen} und Unterzonen $n_{Unterzonen}$ sowie einem Knoten für das Gesamtsystem. In der gezeigten Konfiguration ergeben sich also

$$n_{Knoten} = n_{Geb\ddot{a}udetypen} + n_{Unterzonen} + n_{Zonen} + 1$$

81 + 0 + 15 + 1 = 97.

Wie in Abschnitt 3.1.2.1 beschrieben, wird für jeden dieser Bilanzknoten in jedem Zeitschritt je eine elektrische und eine thermische Energiebilanz gelöst.

In Kombination mit gebäudetypspezifischen Sanierungsraten ergibt sich bei der angenommenen Sanierungstiefe die in Abbildung 7.4 gezeigte

Tabelle 7.13: Anzahl der Gebäude je Typ und Zone in Freiburg-Haslach, Teil 1. Quelle: Nach [Herkel u. a. 2015].

Anzahl Hoch	58		3			1	∞	1	5	က	IJ	14	6	4		IJ
Anzahl Groß B	163					16	11		10		16	17	58		IJ	28
Anzahl Groß A	42		12			9	10					9		9		
Anzahl Mittel B	310					4	14	7	27	15	23	56	25		45	66
Anzahl Mittel A	162		9	3			4	က				34	IJ	12	93	2
Anzahl Klein B	634	6				4	31			174	4	52	26		4	330
Anzahl Klein A	476		28	388			1	1				35	∞		4	11
Zone	Gesamt- svstem	1	2	3	4	IJ	9	7	∞	6	10	11	12	13	14	15

Tabelle 7.14: Anzahl der Gebäude je Typ und Zone in Freiburg-Haslach, Teil 2. Quelle: Nach [Herkel u. a. 2015].

Gebäude-	anzahl	gesamt	2.346	14	49	451	0	32	110	47	44	200	67	273	146	24	180	709
Gebäude-	typen-	anzahl	81	2	4	3	0	9	∞	x	IJ	IJ	Q	6	∞	4	7	7
Anzahl	Alters-	heime	, _ 1							, _ 1								
$\operatorname{Anzahl}_{\sim}$	Schwimm-	bäder	1							1								
Anzahl	Schulen		က					1			1			1				
Anzahl	"neue"	Gebäude	496	IJ		60			31	37	, _ 1	7	19	58	14	2	28	234
Zone			Gesamt	1	5	က	4	ю	9	2	∞	6	10	11	12	13	14	15

Zone	Bestand [m]	Nach Ausbau [m]	Zubau [m]
Gesamtsystem	2.805	22.855	20.050
1	0	0	0
2	150	1.000	850
3	0	4.500	4.500
4	0	0	0
5	1.155	1.155	0
6	0	3.000	3.000
7	200	1.000	800
8	0	2.000	2.000
9	0	3.400	3.400
10	0	1.500	1.500
11	0	0	0
12	800	1.000	200
13	500	500	0
14	0	3.800	3.800
15	0	0	0

Tabelle 7.15: Veranschlagte Leitungslängen der Wärmenetze in den Strukturvarianten für Freiburg-Haslach. Quelle: Nach [Herkel u. a. 2015].

Reduktion des Heizwärmebedarfs. Ausgehend vom Status Quo sind die 24% Reduktion bis zum Zeitpunkt 2030 und 45% bis 2050. Bei einer vollständigen Sanierung aller betrachteten Gebäude auf das angenommene Maß ergäbe sich eine Reduktion von 66% gegenüber dem heutigen Zustand. Hieraus wird gleichzeitig deutlich, dass bei der angenommenen Sanierungsrate bis zum Zeitpunkt 2050 keine vollständige Sanierung aller in Frage kommenden Gebäude stattfindet. Die Grafik bezieht sich ausschließlich auf die für eine energetische Sanierung in Betracht gezogenen Gebäude. Die "'neuen' Gebäude" sind daher nicht enthalten.



Abbildung 7.4: Sanierungsbedingte Reduktion des Heizwärmebedarfs für die Teilmenge der energetisch sanierten Gebäude, Freiburg-Haslach. Quelle: [Herkel u. a. 2015]. Hinweis: Anders als durch die Pfeile angegeben, beziehen sich die genannten Einsparungen jeweils auf den Status-Quo.

Energieträgerpotentiale, Energiebedarf, technische und ökonomische Annahmen

Klima- und Wetterdaten

Die Berechnungen für Freiburg-Haslach werden mit dem TRY-Wetterdatensatz des DWD [DWD 2004] für die Zone 12 für das Jahr 2011 durchgeführt (s. a. S. 193).

Technische Annahmen

Die für die verschiedenen Anlagentypen zugrundegelegten technischen Annahmen sind nachfolgend in tabellarischer Form zusammengestellt. Darüber hinaus wird für die Wärmenetze angenommen, dass sie über das Jahr konstante thermische Verluste von 10% des transportierten Wärmestroms aufweisen.

Energieträger	Spez. CO_2 -Emissionen	Quelle
	[kg/kWh]	
Importierter	2010: 0,542	[Corradini u. a. 2011]
Strommix	2030: 0,265	[Wünsch u. a. 2011]
	2050: 0,037	[Nitsch u. a. 2012, S. 119]
Erdgas	0,202	[Corradini u. a. 2011]
Heizoel EL	0,266	[Corradini u. a. 2011]
Holz	0,010	Annahme auf Basis
		von [UBA 2014]

Tabelle 7.16: Spezifische Kohlendioxidemissionen der Energieträger, Freiburg-Haslach

Bei Brennstoffen sind die Angaben auf den Heizwert ${\cal H}_u$ bezogen.

Tabelle 7.17: Technische Daten der Photovoltaikanlagen, Freiburg-Haslach. Quelle: Eigene Annahmen.

Aufdach-PV	2010	2030	2050
P_{el} [kW]		1	
$A_{Modul} [\mathrm{m}^2]$	8,58	6,67	6,00
$A_{Bedarf} \ [\mathrm{m}^2]$	10,29	8,00	7,20
$\eta_{el,Ref}$ [-]	0,14	0,18	0,20
$\eta_{Wechselrichter}$ [-]		0,98	
$\eta_{Perfomance \ Ratio}$ [-]		0,75	
β_{Modul} [-]		$0,\!45$	
$c_{Einbau,Modul}$ []		30	
$T_{Modul,Ref}$ [K]		298,15	

Die Photovoltaikanlagen weisen keinerlei Beschränkung hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit $\Delta P_{el,max}$ auf.

Cabelle 7.18: Technische Daten der Heizkessel und Blockheizkraftwerke, Freiburg-Haslach. Quellen: BHKW 150kW:
ngelehnt an [HAASE 2013, Modell HET-GES 104]; BHKW 300kW: Nach [GE Jenbacher (2012a, Modell GE Jen-
acher J208 GS)]; BHKW 600kW: Nach [GE Jenbacher 2012b, Modell GE Jenbacher J312 GS]; Heizkessel: Eigene
nnahmen.

Anlagentyp	P_{el}	P_{th}		η_{el}		η_{th}	$\Delta P_{el,max}$
	[kW]	[kW]				<u> </u>	$[\%_{P_{el}}/\min]$
			2010	2030	2050		
Erdgas-BHKW 150kW	150		0,350	0,375	0,385	0,520	± 10
Erdgas-BHKW 300kW	294		0,376	0,402	0,414	0,513	± 10
Erdgas-BHKW 600kW	637		0,396	0,424	0,436	0,471	± 10
Erdgasheizkessel 20kW	I	20		I		0,95	I
Erdgasheizkessel 1MW	I	1.000		I		0,92	I
Heizölheizkessel 20kW	I	20		I		0,83	I
Holzheizkessel 20kW	I	20		I		0,80	I

BHKW: Blockheizkraftwerk

Hinweise: Bei den BHKW werden für die Rechnungen mit Bezugsjahr 2030 um 7% höhere elektrischen Nutzungsgrade angesetzt. Für das Jahr 2050 steigen die Nutzungsgrade um 10% gegenüber 2010. Die elektrischen Nennleistungen der BHKW bleiben im zeitlichen Verlauf konstant. Die thermischen Leistungen berechnen sich hieraus über die angegebenen elektrischen und thermischen Nutzungsgraden und verändern sich dementsprechend zeitlich.

Die Wirkungsgrade der Heizkessel sowie alle übrigen Werte verändern sich nicht.

Tabelle 7.19: Technische Daten der Wärmepumpen, Freiburg-Haslach. Quellen: [Buderus 2012, Modell WPL25 I bzw. A], eigene Berechnungen und Annahmen.

Luft-Wasser-WP	2010	2030	2050
P_{th} [kW]		20	
$\Delta P_{th,max}$		0,00125)
$\Delta P_{th,T_{Quell}}$		0,02272	7
$LZ_{th,Ref}$ [-]	3,5	3,85	4,025
$\eta_{th,G\"utegrad,WW}$	inte	rn bered	chnet
$\eta_{th,G\"utegrad,HZ}$		$0,\!35$	
$T_{Nutz,WW}$ [K]		$328,\!15$	
$T_{Nutz,HZ}$ [K]		308,15	
$T_{Quell,Ref}$ [K]		$275,\!15$	

Hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit $\Delta P_{th,max}$ wird angenommen, dass die Wärmepumpe aus dem Stillstand innerhalb von 16 Minuten ihre Nennleistung erreicht.

Tabelle 7.20: Technische Daten der Solarthermieanlagen, Freiburg-Haslach. Quellen: [Weiß 2003] und eigene Annahmen.

Aufdach-Solarthermie	2010	2030	2050
$A_{Bedarf} [\mathrm{m}^2]$		15	
$A_{Kollektor} [\mathrm{m}^2]$		13,2	
$A_{Absorber} [m^2]$		12	
$F'_{Kollektor}$		$0,\!92$	
$ au_{Glas-Kollektor}$		0,92	
$\alpha_{Absorption,Absorber}$		$0,\!95$	
$a_{1,Kollektor}$		3,5	
$a_{2,Kollektor}$		0,015	
$K_{Kollektor,dir,50}$		$0,\!9$	
$K_{Kollektor,indir}$		0,903	
$I_{Solar,Kollektor,gesamt,Ref}$ [W/m ²]		1000	
$T_{Kollektor,Mittel,Ref}$ [K]		318,15	
$T_{0,Ref}$ [K]		298,15	

Die Solarthermie
anlagen weisen keinerlei Beschränkung hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkei
t $\Delta P_{th,max}$ auf. Eine technische Weiterentwicklung wird nicht angenommen.

Tabelle 7.21: Technische Daten der thermischen Speicher, Freiburg-Has-lach. Quelle: Eigene Annahmen und Berechnungen.

Warmwasserspeicher	2010	2030	2050
$V [m^3]$		0,750	
C_{th} [kWh]		$26,\!25$	
$C_{th,min}(t) \ [\%_{C_{th}}]$		0,0	
$\Delta P_{th,max}$ [kWh/min]		$\pm 10,0$	
$r_{Laden,max}$ [kWh/h]		$\pm 20,0$	
$r_{Selbstentladung} [\%_{C_{th}}/Monat]$		90,0	
η_{th} [-]		0,90	
T_{Nutz} [K]		$338,\!15$	

Bei den Warmwasserspeichern wird keine technische Entwicklung angenommen.

Ökonomische Annahmen

Die ökonomischen Annahmen des Anwendungsbeispiels Freiburg-Haslach sind in Tabelle 7.22 zusammengefasst. Die dortigen Investitionsund Brennstoffkosten sind inflationsbehaftet und gelten für das Jahr 2010. Ausgehend von den dortigen Steigerungsraten ergeben sich die in Tabelle 7.23 gezeigten inflationsbereinigten Werte für alle drei Betrachtungszeitpunkte im Vergleich. Die ergänzenden Erläuterungen von Seite 201 gelten, mit den nachfolgenden Abweichungen, auch für dieses Anwendungsbeispiel.

- In den Kosten für das Wärmenetz sind auch Kosten für die Übergabestationen enthalten. Der spezifische Wert bezieht sich auf die benötigte Leitungslänge in einfacher Entfernung.
- Der nominale effektiver jährlicher Zinssatz liegt bei $i_{eff} = 5\%/a$.
- Aus dem Stromexport lassen sich Erlöse erzielen (s. a. Abschnitt 4.2.2.1).

Tabelle 7.22: Ökonomische Daten der Anlagentypen 2010, Freiburg-Haslach. Quellen: BHKW: Nach [ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. u. Stadt Frankfurt am Main, Energiereferat 2011], PV: Nach [Mayer u. a. 2015], Übrige: Nach [BMVBS 2012].

	+	L.	5	1.	I.
Amagemyp	${}^{\ell Nutz}$ [a]	\mathbb{E}/kW	[%/a]	$rac{\kappa B \& W, fix}{[\%_{Invest}/(\mathrm{kW}\cdot\mathrm{a})]}$	$[e/\mathrm{MWh}]$
Aufdach-PV	30	1300	-0,5	2,0	I
Erdgas-BHKW 150kW	20	1030	2,0		
Erdgas-BHKW 300kW	20	765	2,0	3,0	32
Erdgas-BHKW 600kW	20	544	2,0		
Erdgas-HK 1MW	20	09	1,7	2,0	32
Erdgas-HK 20kW	20	175	1,7	2,0	49
Heizöl-HK 20kW	20	175	1,7	2,5	71
Holz-HK 20kW	20	760	1,1	3,0	45
Aufdach-ST	30	$695 \in /m_{Koll.}^2$	-0,5	$1.3\%_{Invest}/(\mathrm{m}_{Koll.}^{2}.\mathrm{a})$	I
Luft-Wasser-WP	20	1150	1,1	2,0	50+int. Stromkosten
Th. Speicher	20	$26 \in /kWh_{th}$	1,7	0,5	I
Wärmenetz	40	$932 \notin m$	2,0	$2,0\%_{Invest}$ /(m·a)	1
PV: Photovoltaik; BHKW: Bl	ockheizkr	aftwerk; HK: Heizk	essel; ST: S	olarthermie; WP: Wärmepur	npe; Th.: thermisch
Hinweise: Die Kostensteigerun	gsraten fü	ir Betriebs- und Wa	urtungskoste	en sowie Brennstoffkosten be	tragen einheitlich $2\%/a$. Die
spezifischen Investitionskosten	der BHF	XW beziehen sich a	uf die elekt	rische Nennleistung. Sie ent	halten bereits eine General-

überholung der Anlagen nach 10 Betriebsjahren.

Tabelle7.23:	Inflationsbereinigte,	spezifische Invest	titionskosten de	r An-
lagentypen zu d	en Zeitpunkten 2010	, 2030 und 2050, I	Freiburg-Haslach	1

Zeitpunkt	2010	2030	2050
		k_{Invest}	
Anlagentyp		$[\in/kW]$	
Aufdach-PV	1414	913	590
Erdgas-BHKW 150kW	1121	1188	1260
Erdgas-BHKW 300kW	832	882	936
Erdgas-BHKW 600kW	592	628	666
Erdgas-HK 1MW	65	65	65
Erdgas-HK 20kW		190	
Heizöl-HK 20kW		190	
Holz-HK 20kW	827	735	652
Aufdach-ST [$\in/m_{Koll.}^2$]	756	488	315
Luft-Wasser-WP	1251	1111	987
Th. Speicher $[\in/\mathrm{MWh}_{th}]$		28	
Wärmenetz [€/m]	1014	974	1141

PV: Photovoltaik; BHKW: Blockheizkraftwerk; HK: Heizkessel; ST: Solarthermie; WP: Wärmepumpe; Th.: thermisch

Hinweise: Die spezifischen Investitionskosten der BHKW beziehen sich auf die elektrische Nennleistung. Sie enthalten bereits eine Generalüberholung der Anlagen nach 10 Betriebsjahren. Alle übrigen ökonomischen Annahmen für die Anlagentypen entsprechen den Werten von 2010 (s. Tab. 7.22). Alle Angaben in \in_{2015} .

Ergebnistabellen 58-Knoten-Modell Freiburg-Haslach

Tabelle 7.24: Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicherkapazitäten 2010, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt	20	10
Szenario	Sz1	Sz2
Max. Import [kW]	7.011	7.448
Max. Export [kW]	0	0
Photovoltaik [kW]	2.302	2.310
BHKW el. [kW]	1.246	1.243
th. $[kW]$	1.586	1.582
Erdgas-HK [kW]	36.324	13.709
Heizöl-HK [kW]	2.116	2.116
Holz-HK [kW]	1.416	29.561
WP th. [kW]	185	190
el. [kW]	53	54
Solarthermie [kW]	310	310
Speicher th. [kWh]	30.496	32.497

Max.: Maximal, BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.25: Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicherkapazitäten 2030 und 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

	S_{Z10}	11.385	3.182	9.298	0	0	2.762	0	6.438	14.449	3.590	432	50.649
50	Sz9	8.460	1.966	7.688	4.773	5.172	12.653	0	0	5.908	1.468	432	36.167
20	Sz8	11.533	3.179	9.302	0	0	2.725	0	5.900	14.982	3.722	432	52.685
	Sz7	9.239	2.473	8.619	812	935	13.354	0	0	8.970	2.229	432	38.090
	Sz6	11.686	2.526	8.988	0	0	3.574	0	11.812	14.941	3.881	432	60.373
30	Sz5	8.850	1.661	4.852	5.798	6.464	17.481	0	0	7.106	1.846	432	43.569
20	Sz4	11.896	2.536	8.998	0	0	3.578	0	11.067	15.670	4.070	432	61.557
	Sz3	9.814	675	5.788	948	1.123	18.547	0	0	10.655	2.767	432	45.672
Zeitpunkt	Szenario	[Max. Import [kW]	Max. Export [kW]	Photovoltaik [kW]	BHKW el. [kW]	th. [kW]	Erdgas-HK [kW]	Heizöl-HK [kW]	Holz-HK [kW]	WP th. [kW]	el. [kW]	Solarthermie [kW]	Speicher th. [kWh]

Max.: Maximal, BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarien-bezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.26: Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2010 und 2030, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Alle Angaben in [MWh/a].

Zeitpunkt	20	10		20	30	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6
Jährl. th. Energiebedarf	91.872	91.855	76.895	76.987	76.880	76.980
Jährl. el. Energiebedarf ohne WP		-	33.	751		
Jährl. el. Energiebedarf mit WP	33.938	34.061	47.139	50.529	42.776	50.340
El. Import	26.165	31.757	37.531	41.943	15.419	41.764
El. Export	0	0	10	345	28	345
Jährl. sysint. Strombereitstellung	7.773	2.304	9.618	8.931	27.386	8.921
PV	2.296	2.304	5.770	8.931	4.836	8.921
HKW el.	5.478	0	3.848	0	22.550	0
th.	6.398	0	4.126	0	22.629	0
Erdgas-HK	72.604	396	18.008	331	17.114	297
Heizöl-HK	145	21	0	0	0	0
Holz-HK	11.806	90.003	0	9.540	0	10.201
WP th.	702	1.218	54.458	66.814	36.835	66.180
el.	187	310	13.388	16.778	9.025	16.589
ST	217	217	302	302	302	302

BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch, jährl.: jährlich, sys.-int.: systemintern; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.27: Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt		20	50	
Szenario	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10
Jährl. th. Energiebedarf	58.335	58.423	58.322	58.414
Jährl. el. Energiebedarf		33.	751	
ohne WP				
Jährl. el. Energiebedarf	44.105	47.018	40.790	46.929
mit WP				
El. Import	32.846	38.337	15.726	38.253
El. Export	402	527	251	527
Jährl. sysint. Strom-	11.661	9.207	25.315	9.203
bereitstellung				
Photovoltaik	8.539	9.207	7.641	9.203
HKW el.	3.122	0	17.674	0
h.	3.249	0	17.239	0
Erdgas-HK	11.290	239	10.988	220
Heizöl-HK	0	0	0	0
Holz-HK	0	3.473	0	3.803
WP th.	43.494	54.409	29.793	54.089
el.	10.354	13.267	7.039	13.178
Solarthermie	302	302	302	302

Alle Angaben in [MWh/a].

BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch, jährl.: jährlich, sys.-int.: systemintern; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2. **Tabelle 7.28:** Ergebnisübersicht Kosten und CO₂-Emissionen 2010 und 2030, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt	20	10		20	30	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6
Jährl. CO_2 -Emissionen $[t/a]$	33.006	18.431	15.794	11.307	18.830	11.264
Niv. jährl. CO ₂ -Zertifikatskosten	185	2.062	94	1.345	112	1.340
$[10^3 \in_{2015}/a]$						
Niv. jährl. Gesamtkosten $[10^3 \in 2_{015}/a]$	10.637	14.635	8.670	10.921	9.782	12.425
Niv. jährl. Stromimportkosten $[10^3 \notin_{2015}/a]$	2.271	4.613	3.358	5.024	1.269	5.005
Niv. jährl. Stromexporterlöse $[10^3 \notin_{2015}/a]$	0	0	0	∞	0	∞
Niv. Stromimportkosten [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	8,7	14.5	8,9	12,0	8,2	12,0
Niv. Stromexporterlöse [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	0,0	0,0	3,0	2,4	1,2	2,4
Sysint. niv. Stromgestehungskosten	9,2	13,6	8,4	8,6	7,7	8,6
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
Sysint. niv. Stromkosten inkl. Im-/Export	9,9	15,6	9,7	12,2	8,8	12,2
u. NNE $[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
Sysint. niv. Wärmegestehungskosten o. SP	7,6	9,8	4,9	5,7	5,4	5,7
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
Sysint. niv. Wärmekosten inkl. SP und	7,9	10,2	5,3	6,1	7,8	8,1
Wärmenetz [€ct ₂₀₁₅ /kWh]						
ihrl.: jährlich. th.: thermisch. el.: elektrisch. niv.: nivellie	rt. svsint.	: svstemint	ern. u.: und	J. NNE: N	etznutzung	sentgelte. o

jährl.: jährlich, th.: thermiscu, e... Jahren SP: Speicher; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.29: Ergebnisübersicht Kosten und CO₂-Emissionen 2050, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt		5	050	
Szenario	Sz7	Sz8	S_{Z9}	Sz10
Jährl. CO_2 -Emissionen $[t/a]$	5.190	1.515	11.336	1.514
Niv. jährl. CO ₂ -Zertifikatskosten	33	191	71	191
$[10^3 \in_{2015}/a]$				
Niv. jährl. Gesamtkosten $[10^3 \in_{2015}/a]$	7.507	8.318	8.966	10.044
Niv. jährl. Stromimportkosten $[10^3 \in 2015/a]$	3.078	3.766	1.379	3.759
Niv. jährl. Stromexporterlöse $[10^3 \in 2_{015}/a]$	10	13	9	13
Niv. Stromimportkosten [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	9,4	9,8	8,8	9,8
Niv. Stromexporterlöse $[\text{\ensuremath{\mathbb E}} ct_{2015}/kWh]$	2,5	2,5	2,5	2,5
Sysint. niv. Stromgestehungskosten	7,2	6,9	7,4	6,9
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$				
Sysint. niv. Stromkosten inkl. Im-/Export	9,7	10,1	9,0	10,1
u. NNE $[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$				
Sysint. niv. Wärmegestehungskosten o. SP	4,9	5,4	5,5	5,4
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$				
Sysint. niv. Wärmekosten inkl. SP und	5,4	6,0	9,1	9,0
Wärmenetz $[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$				
	-			-

jährl.: jährlich, th.: thermisch, el.: elektrisch, niv.: nivelliert, sys.-int.: systemintern, u.: und, NNE: Netznutzungsentgelte, o.: ohne, SP: Speicher; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Ergebnistabellen und -diagramme 1-Knoten-Modell Freiburg-Haslach

Tabelle 7.30: Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicherkapazitäten 2010, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt	20	10
Szenario	Sz1	Sz2
Max. Import [kW]	6.226	7.435
Max. Export [kW]	0	0
Photovoltaik [kW]	2.302	2.310
BHKW el. [kW]	1.247	1.243
th. $[kW]$	1.587	1.582
Erdgas-HK [kW]	31.411	10.460
Heizöl-HK [kW]	2.116	2.116
Holz-HK [kW]	254	29.450
WP th. [kW]	190	190
el. $[kW]$	54	54
Solarthermie [kW]	310	310
Speicher th. [kWh]	30.376	30.376

Max.: Maximal, BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.31: Ergebnisübersicht installierte Leistungen und Speicherkapazitäten 2030 und 2050, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

2050	S_{Z7} S_{Z8} S_{Z9} S_{Z10}	588 11.383 8.223 11.383	437 3.232 2.936 3.232	459 9.315 7.592 9.315	$107 \qquad 0 \qquad 5.072 \qquad 0$	$254 \qquad 0 \qquad 5.484 \qquad 0$	$983 \qquad 2.902 \qquad 13.976 \qquad 2.902$	0 0 0 0	0 6.406 0 6.406	316 14.442 4.915 14.442	569 3.588 1.221 3.588	432 432 432 432	376 49.845 30.376 49.845
	5 Sz6	7 11.689 8.	7 2.484 2.4	2 8.975 8.	7 0 1.	0 1.	1 3.814 16.3	0	0 11.692	5 14.952 6.3	0 3.884 1.	2 432	3 61.383 30.
2030	Sz4 $Sz1$	11.689 8.49'	2.484 1.90'	8.975 4.85	0 5.66	0 6.30	3.814 20.21	0	11.692 (14.952 5.730	3.884 1.490	432 433	61.383 32.05:
	Sz3	w] = 9.157	εW] 642	tW] 5.660	1.257	7] 1.497	V] 22.018	0	0	8.170	2.122	-W] 432	Wh] 41.553
Zeitpunkt	Szenario	Max. Import [k	Max. Export [k	Photovoltaik [k	BHKW el. [kW	th. [kW	Erdgas-HK [kW	Heizöl-HK [kW	Holz-HK [kW]	WP th. $[kW]$	el. [kW]	Solarthermie [k	Speicher th. [kl

Max.: Maximal, BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch; Szenarien-bezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.32: Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2010 und 2030, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Alle Angaben in [MWh/a].

$\sqrt{11} \alpha$						
Zeitpunkt	20	10		20	30	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6
Jährl. th. Energiebedarf	91.888	91.850	76.858	76.983	76.832	76.983
Jährl. el. Energiebedarf ohne WP		_	33.7	751		
Jährl. el. Energiebedarf mit WP	34.152	34.137	44.959	50.344	41.704	50.344
El. Import	21.574	31.833	33.672	41.779	15.157	41.779
El. Export	0	0	6	343	30	343
Jährl. sysint. Strombereitstellung	12.578	2.304	11.296	8.908	26.578	8.908
Photovoltaik	2.296	2.304	5.642	8.908	4.836	8.908
HKW el.	10.282	0	5.654	0	21.741	0
th.	11.781	0	6.026	0	21.751	0
Erdgas-HK	77.157	444	24.295	314	21.974	314
Heizöl-HK	86	0	0	0	0	0
Holz-HK	984	89.525	0	10.137	0	10.137
WP th.	1.664	1.664	46.235	66.230	32.806	66.230
el.	401	386	11.208	16.593	7.953	16.593
Solarthermie	217	217	302	302	302	302

BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch, jährl.: jährlich, sys.-int.: systemintern; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.33: Ergebnisübersicht jährliche Energiemengen 2050, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt		20	50	
Szenario	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10
Jährl. th. Energiebedarf	58.289	58.410	58.291	58.410
Jährl. el. Energiebedarf		33.	751	
ohne WP				
Jährl. el. Energiebedarf	42.104	46.927	40.154	46.927
mit WP				
El. Import	29.396	38.240	15.006	38.240
El. Export	388	534	263	534
Jährl. sysint. Strom-	13.097	9.221	25.412	9.221
bereitstellung				
Photovoltaik	8.378	9.221	7.549	9.221
HKW el.	4.719	0	17.863	0
th.	4.799	0	17.383	0
Erdgas-HK	17.423	228	13.248	228
Heizöl-HK	0	0	0	0
Holz-HK	0	3.797	0	3.797
WP th.	35.765	54.083	27.358	54.083
el.	8.353	13.176	6.403	13.176
Solarthermie	302	302	302	302

Alle Angaben in [MWh/a].

BHKW: Blockheizkraftwerke, HK: Heizkessel, WP: Wärmepumpen, th.: thermisch, el.: elektrisch, jährl.: jährlich, sys.-int.: systemintern; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

-Haslach
Freiburg
oten-Modell,
2030, 1-Kn
10 und 2
ionen 20
O ₂ -Emiss
und C(
Kosten
bersicht
lrgebnisü
7.34: E
Tabelle

Zeitpunkt	20	10		20	30	
Szenario	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6
Jährl. CO ₂ -Emissionen [t/a]	35.033	18.481	17.619	11.275	19.742	11.275
Niv. jährl. CO ₂ -Zertifikatskosten	196	2.068	105	1.342	117	1.342
$\left[10^3 \in 2_{015}/a\right]$						
Niv. jährl. Gesamtkosten $[10^3 \notin_{2015}/a]$	9.873	14.558	8.252	10.872	9.557	12.405
Niv. jährl. Stromimportkosten $[10^3 \notin_{2015}/a]$	1.900	4.623	3.007	5.007	1.236	5.007
Niv. jährl. Stromexporterlöse $[10^3 \notin_{2015}/a]$	0	0	0	∞	1	∞
Niv. Stromimportkosten	8,8	14.5	8,9	12,0	8,2	12,0
$\left[\in \operatorname{ct}_{2015}/\operatorname{kWh} \right]$						
Niv. Stromexporterlöse [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	0,0	0,0	2,9	2,4	2,1	2,4
Sysint. niv. Stromgestehungskosten	8,4	13,6	8,2	8,6	7,6	8,6
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
Sysint. niv. Stromkosten inkl. Im-/Export	37,0	15,6	24,4	25,3	24,7	25,3
u. NNE [€ct ₂₀₁₅ /kWh]						
Sysint. niv. Wärmegestehungskosten o. SP	6,8	9,8	4,7	5,7	5,3	5,7
$[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
Sysint. niv. Wärmekosten inkl. SP und	7,1	10,1	5,1	6,1	7,7	8,1
Wärmenetz $[\text{ect}_{2015}/\text{kWh}]$						
ährl: iährlich th: thermisch al: elektrisch niv: nivellie	rt svs -int	svstemint.	ern, 11.: 11n(4 NNE: N	etznutzune	

jährl.: jährlich, th.: thermisch, el.: elektrisch, niv.: niven ohne, SP: Speicher; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.

Tabelle 7.35: Ergebnisübersicht Kosten und CO₂-Emissionen 2050, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Zeitpunkt		2	050	
Szenario	Sz7	Sz8	S_{Z9}	Sz10
Jährl. CO_2 -Emissionen $[t/a]$	7.562	1.518	12.071	1.518
Niv. jährl. CO ₂ -Zertifikatskosten	47	191	26	191
$[10^3 \in_{2015}/a]$				
Niv. jährl. Gesamtkosten $[10^3 \in_{2015}/a]$	7.192	8.282	8.799	10.029
Niv. jährl. Stromimportkosten $[10^3 \in _{2015}/a]$	2.751	3.758	1.290	3.758
Niv. jährl. Stromexporterlöse $[10^3 \notin 2015/a]$	10	14	2	14
Niv. Stromimportkosten [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	9,4	9,8	8,6	9,8
Niv. Stromexporterlöse [€ct ₂₀₁₅ /kWh]	2,5	2,6	2,6	2,6
Sysint. niv. Stromgestehungskosten	7,2	6,9	7,4	6,9
$[\text{\ensuremath{\in}} ext{ct}_{2015}/ ext{kWh}]$				
Sysint. niv. Stromkosten inkl. Im-/Export	20,8	20,1	20,6	20,1
u. NNE $[\text{\pounds}ct_{2015}/\text{kWh}]$				
Sysint. niv. Wärmegestehungskosten o. SP	4,7	5,4	5,4	5,4
$[\in \operatorname{ct}_{2015}/\operatorname{kWh}]$				
Sysint. niv. Wärmekosten inkl. SP und	5,3	6,0	8,9	8,9
[Wärmenetz [€ct ₂₀₁₅ /kWh]				

jährl.: jährlich, th.: thermisch, el.: elektrisch, niv.: nivelliert, sys.-int.: systemintern, u.: und, NNE: Netznutzungsentgelte, o.: ohne, SP: Speicher; Szenarienbezeichnungen s. Abb. 4.2.



Installierte Leistungen und Speicherkapazitäten

Abbildung 7.5: Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistungen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.6: Ergebnisvergleich der installierten elektrischen Leistungen und der maximalen Im- und Exportleistungen bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.7: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen und Speicherkapazitäten bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.8: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen und Speicherkapazitäten bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach


Abbildung 7.9: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.10: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Elektrische und thermische Energiemengen



Abbildung 7.11: Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.12: Ergebnisvergleich der elektrischen Energiemengen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.13: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei niedrigen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.14: Ergebnisvergleich der thermischen Energiemengen bei hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.15: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach



Abbildung 7.16: Ergebnisvergleich der installierten thermischen Leistungen der Heizkessel bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 58-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Nivellierte jährliche Gesamtkosten



Abbildung 7.17: Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Gesamtkosten bei niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach; Kosten in \in_{2015}



Abbildung 7.18: Ergebnisvergleich der nivellierten jährlichen Gesamtkosten bei hohen CO₂-Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach; Kosten in \in_{2015}

Jährliche CO₂-Emissionen



Abbildung 7.19: Ergebnisvergleich der jährlichen CO_2 -Emissionen bei niedrigen und hohen CO_2 -Zertifikatskosten, 1-Knoten-Modell, Freiburg-Haslach

Index

Α

Abregelung, 65
Abschaltwindgeschwindigkeit, 85
Abschreibung

lineare, 21, 202

Absorptionsgrad, 74
Adressierung, 56
AIMMS, 15
AMPL, 15, 91
Anlagenanzahl, 62
Annuität, 19, 45
Annuitätenbildung, 19

В

Barwert, 20 Baualter, 129 Bauzeit, 22 Bedarfssektor, 38 Beladen, 87 Betrachtungszeitraum, 42 Betriebsoptimierung, 27 Betriebszeit, minimale, 14 Bilanzgrenze, 44, 56 Bilanzknoten, 56 Bilanzraum, 56 Black-Box, 15 Bottom-Up-Modelle, 25 Brennstoffbedarf, 49 Brennstoffe, 28 Brennstofflagerung, 201

\mathbf{C}

CO₂, 152 -Emissionen, 152 Cotermination Approach, 21 CPLEX, 16, 91

D

Day-Ahead-Handel, 52 deterministisch, 34 dynamisch, 33

\mathbf{E}

EEX, 52 Effizienzsteigerungen, 40 Einfallswinkelkorrekturfaktor, 76 Eingangsdaten, 50 Einmalzahlungen, 19 Einschaltwindgeschwindigkeit, 85 Elektrische Energie, 28 Elektrischer Energiespeicher, 86 Emissionsfaktor, 49 Endenergie, 38 Energiebedarfssektor, 28 Energiebilanz, 43, 56 Energieeinsparungen, 40 Energiekonzept, 9 Energiespeicher, 86 Entladen, 87

EPEX, 52 Erlöse, 45

\mathbf{F}

Feinstaub, 154 Flächenkonkurrenz, 39 Frankfurt am Main, 94 FrankfurtRheinMain, 97 Freiheitsgrad, 26

G

GAMS, 15 ganzzahlig, 14 Gebäudemodell, 130 Gebäudetyp, 53 Gegenwartswert, 20 Geldentwertung, 17 Gemischt-ganzzahlig lineares Problem (GGLP), 12 nicht-lineares Problem (GGNLP), 12 Geographische Breite, 68 Geographische Länge, 68 Gesamtsystem, 53 Gleichungen, 11 Gleichungslöser, 15 Globales Optimum, 13 Gnuplot, 91 Gurobi, 16, 91 Gütegradmodell, 79

Η

Heizkessel, 64 Heizkraftwerk, 64 Heizwerk, 64 Hessen, 97 Höhenexponent, 84

Ι

Idealer Prozess, 79 Incidence Angle Modifier (IAM), 76 Inflation, 17 inflationsbehaftet, 17 inflationsbereinigt, 17 Inflationsrate, 17, 202 Installierte Leistung, 44 Integraler Ansatz, 6 Interne-Punkte-Verfahren, 13 Intertemporale Restriktionen, 29, 33 Irreversibilitäten, 79

J

Jahresarbeitszahl, 83

K

Kältekreislauf, 79 Kältemittel, 79 Kapitalwiedergewinnungsfaktor CRF, 19 Klimaschutzkonzept, 9 Knoten. 56 Kohlendioxidemissionen, 49, 66, 152Kollektor, 72 Flachkollektor, 72 Konzentrierender Kollektor (CPC), 72Vakuumröhrenkollektor, 72 Kollektoraustrittstemperatur, 75 Kollektoreintrittstemperatur, 75 Kollektorwirkungsgradfaktor, 74 Komponente, 42

Konstante Kostensteigerungsrate, 45 Konvektion, 74 Konversionsfaktor, 74 Kosten, 45 Betriebs- und Wartungskosten, 45, 202 Brennstoffkosten, 45 einmalige, 45 Investitionskosten, 21, 45 jährlich wiederkehrende fixe, 45jährlich wiederkehrende variable, 45 nivellierte, 19, 45 Rückbaukosten, 24, 202 Kostennivellierung, 19 Kostensteigerungsrate, 18, 128, 202Kraftwerk, 64

\mathbf{L}

Laderate, 87, 89 Laufwasserkraftwerke, 83 Leistungszahl, 79 Linear problem (LP), 12 Lineares Problem (LP), 12 Logarithmische Höhenformel, 84 Lösungsraum, 11, 26 Luftdichte, 86

\mathbf{M}

Mindestlast, 14 Mixed integer linear problem (MILP), 12 non-linear problem (MINLP), 12 Mobilität, 28 Modell 1-Knoten-, 93, 94 Mehr-Knoten-, 94, 123 Modellierungssprache, 15 Modellierungstiefe, 42 Modellierungsumgebung, 15 Modulwirkungsgrad, 70 Momentanleistung, 44

N

Nabenhöhe, 84 Nachbereitung, 12 Nebenbedingungen, 11 Netz, 90 Gasnetz, 90 Stromnetz, 90 Wärmenetz, 90 Netznutzungsentgelte, 45 Nicht-lineares Problem (NLP), 12 Non-linear problem (NLP), 12

0

Optimierung, 12 Optimierungsmodell, 26 Optimierungsvariable, 50 Optimierungsvariablen, 26 Optischer Wirkungsgrad, 74

Ρ

Parameter, 12 Parametervariationen, 27 Parkwirkungsgrad, 86 *P-Q*-Diagramm, 65 Performance Ratio, 70 Photovoltaik, 70 Planungsphase, 22 Potenzgesetz nach Hellmann, 84 Preisbildung, 23, 47 Preisindex, 18 Primärenergie, 38 Pumpspeicherkraftwerke, 83

\mathbf{Q}

Quelltemperatur, 81

R

Räumliche Auflösung, 35 Referenzjahr, 32 Regelungsstrategie, 77 Region, 35 Relationale Datenbank, 91 Rentenbarwertfaktor, 19 Repräsentatives Jahr, 32 Restwert, 21, 45 Rohrleitungen, 72 Rollierender Zeithorizont, 34 Rotorfläche, 86

S

Sanierungsraten, 130 Sanierungstiefe, 130 Sanierungsumfang, 130 Sanierungszustand, 129 Schrottwert, 24, 202 Schwellwert, 77 Selbstentladerate, 89 Sensitivitätsanalyse, 27 Simple Hourly Method (SHM), 130Simplex-Algorithmus, 13 Simulationsmodell, 26 Skalar, 12 Solarthermie, 72 Solver, 15 Sonnenstandsberechnung, 68 Speicherkapazität, 89 Speicherkraftwerke, 83 Speicherverluste, 89 stetig differenzierbar, 12 Stickoxidemissionen, 154

Stillstandszeit, minimale, 14 stochastisch, 34 Stochastische Schwankungen, 34 Strom, 28 Strombörse, 52 Strukturoptimierung, 27 stückweise (s. ganzzahlig), 14 Stundenmittelwerte, 29

\mathbf{T}

Technologie, 42
Temperaturniveau, 179
Thermische Energie, 28
Thermischer Energiespeicher

72, 86

Thermischer Speicher, 72, 86
Top-Down-Modell, 25
Transformationspfad, 32
Transmissionskoeffizienten, 74
Typtage, 29

U

Umwälzpumpe, 72 Ungleichungen, 11 Unsicherheit, 34 Unterjährige zeitliche Auflösung, 29 Unterkomponenten, 43 Unterzone, 53

V

Variable, 11 Binärvariable, 12 Entscheidungs-, 12 Freie, 11 Optimierungsvariable, 11 Vektor, 12 Verzinsungshäufigkeit, 16 volkswirtschaftlich, 25 Vollständige Voraussicht, 33, 42 Vorverarbeitung, 12

W

Wärme, 28 Wärmeauskopplung, 65 Wärmeleitung, 74 Wärmepumpe, 79 Erdreich-Sole-, 79 Grundwasser-Sole-, 79 Kompressions-, 79 Sole-Sole-, 79 Sorptions-, 79 Wasser-Luft-, 79 Wärmestrahlung, 74 Wärmestrom, 73 Wasserkraftanlage, 83 Wechselrichterwirkungsgrad, 70 Wechselwirkungen, 38 Windenergieanlage, 84 - Auftriebsläufer, 84 - Horizontalachser, 84 - Vertikalachser, 84 - Widerstandsläufer, 84 Windgeschwindigkeit, 84 Windleistung, 85 Windpark, 86 Wirkungsgradkennlinie, 85 Wirtschaftliche Nutzungsdauer, 21, 42

X

XPRESS, 16

Ζ

Zahlungsreihe mit konstanter Kostensteigerungsrate, 20 Zahlungsreihen, 19 Zahlungszeitpunkt, 16 Zeitliche Aggregationsebenen, 29 Zeitliche Auflösung, 28 Zeitschritt, 41 Zeitschrittweite, 41 Zeitwert des Geldes, 16 Zeitzone, 68 Zielfunktion, 11, 26 Zielgröße, 11 Zieljahr, 32 Zielkonflikt, 39 Zinssatz, 16, 202 effektiver, 16 externer, 16 interner, 16 kalkulatorischer, 16 Zone, 35, 53

Literaturverzeichnis

- [AEE 2013] AEE: Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern -Teilkapitel Hessen / Agentur für erneuerbare Energien (AEE) e.V. 2013. – Forschungsbericht
- [AIMMS B.V. 2015] AIMMS B.V.: *AIMMS-Internetseite*. www.aimms. com. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 25.08.2015
- [AMPL Optimization Inc 2015] AMPL OPTIMIZATION INC: AMPL-Internetseite. www.ampl.com. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 11.05.2015
- [ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. u. Stadt Frankfurt am Main, Energiereferat 2011] ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UM-WELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V. ; STADT FRANK-FURT AM MAIN, ENERGIEREFERAT: BHKW Kenndaten 2011. 2011.
 – Forschungsbericht
- [Bachmaier u. a. 2016] BACHMAIER, Andreas ; EGGERS, Jan-Bleicke ; HERKEL, Sebastian: Influence of Spatially Varying Costs on Structure and Operation of Energy Storages and Supply Facilities in a Local Energy System. In: 10th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2016), 2016, S. 12
- [Bachmaier u. a. 2013] BACHMAIER, Andreas; KAGERER, Florian; EG-GERS, Jan-Bleicke; HERKEL, Sebastian: Thermal Energy Storages Combined with Heat and Power Plants for Load Management. In: 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), 2013, S. 611–636
- [Bachmaier u. a. 2015a] BACHMAIER, Andreas ; NARMSARA, Sattaya ; EGGERS, Jan-Bleicke ; HERKEL, Sebastian: Spatial Distribution and Operation of Thermal and Electrical Energy Storage Systems in District Heating Networks and Building-Integrated Solar Power Systems

in Urban Districts – A Case Study. In: IEA ECES Greenstock 2015 – The 13th International Conference on Energy Storage, Beijing, 2015

- [Bachmaier u. a. 2015b] BACHMAIER, Andreas ; NARMSARA, Sattaya ; EGGERS, Jan-Bleicke ; HERKEL, Sebastian: Spatial Distribution of Thermal Energy Storage Systems in Urban Areas Connected to District Heating for Grid Balancing. In: 9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2015), 2015, S. 23
- [Bachmaier u. a. 2015c] BACHMAIER, Andreas ; NARMSARA, Sattaya ; EGGERS, Jan-Bleicke ; HERKEL, Sebastian: Spatial Distribution of Thermal Energy Storage Systems in Urban Areas Connected to District Heating for Grid Balancing. In: *Energy Procedia* 73 (2015), 3 - 11. http://dx.doi.org/ http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.549. - DOI http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.549. - DOI http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.549. - ISSN 1876-6102. - 9th International Renewable Energy Storage Conference, {IRES} 2015
- [badenova 2015] BADENOVA: Internetseite der badenova WÄR-MEPLUS GmbH & Co.KG. https://www.badenova.de/web/ de/privatundgeschaeftskunden/waerme/waermeversorgung/ Waermeversorgung.html. Version: 2015
- [Bakken 2009] Kapitel 17, Planning of Distributed Energy Systems with Parallel Infrastructures: A Case Study. In: BAKKEN, Bjorn H.: Renewable Energy. InTech, 2009. – ISBN 978–953–7619–52–7, 317-332
- [Bakken u. a. 2007] BAKKEN, Bjorn H. ; SKJELBRED, Hans I. ; WOLF-GANG, Ove: eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy carriers. In: *Energy* 32 (2007), S. 1676– 1689
- [Baumgartner u.a. 1996] BAUMGARTNER, Thomas ; GABATHULER, Hans R. ; MAYER, Hans ; SZOKODY, Gyula: Wärmepumpen: Planung, Bau und Betrieb von Elektrowärmepumpenanlagen / Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern, Schweiz. 1996. – Forschungsbericht. – ISBN 3–905233–09–6
- [BBR 2016a] BBR: Aktualisierte und erweitere Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/ DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/

01_start.html?nn=739044¬First=true&docId=743442# doc743442bodyText5. Version: 2016. – Zuletzt abgerufen am 22.03.2016

- [BBR 2016b] BBR: Download des Testreferenzjahr-Datensatzes TRY2011. http://www.bbsr-energieeinsparung. de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/ Testreferenzjahre/TRY2011_Datensatz1_2.zip?__blob= publicationFile&v=5. Version: 2016. - Zuletzt abgerufen am 22.03.2016
- [BBR u.a. 2011] BBR ; CLIMATE & ENVIRONMENT CONSULTING POTSDAM GMBH ; DWD: Projektbericht - Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse / Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) and Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH and Deutscher Wetterdienst (DWD). Version:07 2011. http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/ DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/ Projektbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1. 2011. -Forschungsbericht
- [BBR u.a. 2014] BBR ; CLIMATE & ENVIRONMENT CON-SULTING POTSDAM GMBH ; DWD: Handbuch - Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse, 09 2014. http://www. bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/ Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY_Handbuch.pdf?__ blob=publicationFile&v=2
- [Bejan u. a. 1996] BEJAN, Adrian ; TSATSARONIS, George ; MORAN, Michael: *Thermal Design and Optimization*. John Wiley & Sons, 1996
- [Blesl 2002] BLESL, Markus: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Universität Stuttgart, Diss., 2002
- [BMU 2011] BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Informationen zu den vom Erdbeben vom 11. März 2011 in Japan betroffenen Kernkraftwerken. https://web.archive.org/web/20110316163632/http:

//www.bmu.de/atomenergie_sicherheit/doc/47088.php. Version: 2011. - Zuletzt abgerufen am 18.09.2015

- [BMUB 2015] BMUB, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Richtlinie zur Förderung von Klimaschutz in Masterplan-Kommunen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative, 26. März 2015. 2015
- [BMVBS 2012] BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012 / Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). 2012. – Forschungsbericht. – BMVBS-Online-Publikation
- [Bruckner 1997] BRUCKNER, Thomas: Dynamische Energie- und Emissionsoptimierung regionaler Systeme, Universität Würzburg, Diss., 1997
- [Buderus 2012] BUDERUS: Buderus-Produktkatalog 2012. 2012
- [Burkard u. Zimmermann 2012] BURKARD, Rainer E. ; ZIMMER-MANN, Uwe T.: *Einführung in die Mathematische Optimierung*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28673-5. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28673-5.
 MANN, Uwe T.: *Einführung in die Mathematische Optimierung*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-28673-5.
- [Chartcenko 2004] CHARTCENKO, Nikolaj V.: Thermische Solaranlagen.2., überarb. und verb. Aufl. Berlin : Berlin : VWF-Verl., 2004
- [Corradini u. a. 2011] CORRADINI, Roger ; BEER, Michael ; HABER-MANN, Jochen: Basisdaten von Energieträgern Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie. https://www.ffe.de/die-themen/ erzeugung-und-markt/186. Version: 2011
- [Covenant of Mayors 2015] COVENANT OF MAYORS: Konvert der Bürgermeister - Covenant of Mayors. www. konventderbuergermeister.eu/index_de.html,www. covenantofmayors.eu/index_en.html. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 19.08.2015

- [Deutscher Bundestag 2005] DEUTSCHER BUNDESTAG: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). http://www. gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf. Version: 7 2005
- [Deutscher Bundestag 2011] DEUTSCHER BUNDESTAG: Die Beschlüsse des Bundestages am 30. Juni und 1. Juli (2011). https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2011/ 34915890_kw26_angenommen_abgelehnt/205788. Version: 2011. – Zuletzt abgerufen am 18.09.2015
- [Deutscher Bundestag 2014] DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014). http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_ 2014/gesamt.pdf. Version: 7 2014
- [Deutscher Bundestag 2015] DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG). https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ kwkg_2016/gesamt.pdf. Version: 12 2015
- [DLR 2011] DLR, Zentrum für satellitengestützte Kriseninformation, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.: Erdbeben und Tsunami in Japan. http://www.zki.dlr.de/de/article/1894. Version: 2011. – Zuletzt abgerufen am 18.09.2015
- [Drück 2006] DRÜCK, Harald: Mathematische Modellierung und experimentelle Prüfung von Warmwasserspeichern für Solaranlagen, Universität Stuttgart, Diss., 2006
- [Duffie u. Beckman 2013] DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.: Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons, 2013
- [DWD 2004] DWD, Deutscher Wetterdienst: Abbildung 3: TRY-Regionen für Deutschland. http://www.dwd.de/bvbw/generator/ DWDWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimadaten/ TRY/TRY__Karte,templateId=raw,property=publicationFile. pdf/TRY_Karte.pdf. Version: 10 2004. – Zuletzt abgerufen am 18.09.2015, 22.03.2016 (nicht mehr verfügbar)
- [DWD 2016a] DWD, Deutscher Wetterdienst: Die neuen Testreferenzjahre (TRY) für Deutschland. http://www.dwd.de/DE/

leistungen/testreferenzjahre/try_zu-bbsr.html?nn=507312&
lsbId=463356. Version: 2016. - Zuletzt abgerufen am 22.03.2016

- [DWD 2016b] DWD, Deutscher Wetterdienst: Testreferenzjahre (TRY). http://www.dwd.de/DE/leistungen/ testreferenzjahre/testreferenzjahre.html;jsessionid= EE04F826B54E41E16C4E7A611D6CDCCE.live11043?nn=507312. Version: 2016. - Zuletzt abgerufen am 22.03.2016
- [EEX 2013] EEX, European Energy Exchange AG: Im Zentrum des europäischen Energiehandels. Version: 2013. www.eex.com/download/ de/26810. 2013. – Forschungsbericht
- [EEX 2015] EEX, European Energy Exchange AG: EEX-Internetseite. www.eex-transparency.com/. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 29.05.2015
- [Eggers 2005] EGGERS, Jan-Bleicke: Entwicklung eines Simulationsmodells zur Kostenoptimierung eines Inselsystems auf Basis verschiedener regenerativer Energieträger und unter Berücksichtigung standortspezifischer Eingangsdaten, Technische Universität Berlin, Diplomarbeit, 2005. – unveröffentlicht
- [Eggers u. Stryi-Hipp 2013] EGGERS, Jan-Bleicke ; STRYI-HIPP, Gerhard: KomMod as a Tool to Support Municipalities on their Way to Becoming Smart Energy Cities. In: PASSER, Alexander (Hrsg.) ; Höfler, Karl (Hrsg.) ; MAYDL, Peter (Hrsg.): Proceedings of the SUSTAINABLE BUILDINGS CONSTRUCTION PRODUCTS & TECHNOLOGIES conference 2013, 25-28 September 2013, Graz University of Technology, Austria, Verlag der Technischen Universität Graz, 2013. ISBN 978–3–85125–301–6, S. 580–591
- [Eggers u. a. 2015] EGGERS, Jan-Bleicke ; STRYI-HIPP, Gerhard ; HER-KEL, Sebastian: A Spatial Resolution in Four Levels for a Techno-Economic Municipal Energy System Model. In: MATHUR, Jyotirmay (Hrsg.) ; GARG, Vishal (Hrsg.): Proceedings of Building Simulation 2015, 14th Int. Conference of IBPSA, Hyderabad, India, International Building Performance Simulation Association, 2015. ISBN 978–93–5230–118–8, S. 2080-2087
- [ENERCON GmbH 2011] ENERCON GMBH: ENERCON Produktübersicht - Unsere Modelle für Ihren Erfolg. 2011

- [ESTIF 2006a] ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation: EN 12975:2006: Thermal Solar Systems and Components - Solar Collectors - Part 1: general requirements, Part 2: Test Methods. 2006
- [ESTIF 2006b] ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation: EN12976:2006: Thermal solar systems and components - Factory made systems - Part 1: general requirements, Part 2: Test Methods. 2006
- [ESTIF 2012] ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation: EN 12977: 2012, Thermal solar systems and components - Custom built systems - Part 1-5. 2012
- [ETSAP 2015] ETSAP, IEA: IEA ETSAP. http://www.iea-etsap. org/web/index.asp. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 18.09.2015
- [FICO 2015] FICO, Fair Isaac Corporation: XPRESS-Internetseite. www.fico.com/en/products/fico-xpress-optimization-suite. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 25.08.2015
- [Fischer 2013] FISCHER, Julian: Mathematische Modellierung eines thermischen Speichers fur kommunale Energiesysteme in AMPL, Fachhochschule Bingen, Diplomarbeit, 2013
- [Fourer u. a. 2003] FOURER, Robert ; GAY, David M. ; KERNIGHAN, Brian W.: AMPL - A Modeling Language for Mathematical Programming, Second Edition. DUXBURY THOMSON, 2003
- [Fripp 2008] FRIPP, Matthias: Optimal Investment in Wind and Solar Power in California, University of California, Berkeley, Diss., 2008
- [FWTM] 2014] FWTM Freiburg : WIRTSCHAFT TOU-UND Messe GmbH & Co. KG (Hrsg.): Green RISTIK Wege zur City Freiburg -Nachhaltigkeit. Version: 2014. http://www.freiburg.de/pb/site/Freiburg/get/params_ E975341429/640887/GC-Brosch%C3%BCre D-2014.pdf
- [GAMS Development Corporation 2015] GAMS DEVELOPMENT COR-PORATION: *GAMS-Internetseite*. www.gams.de. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 25.08.2015
- [Gasch u. Twele 2007] GASCH, Robert ; TWELE, Jochen: Windkraftanlagen : Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 5., überarb. Aufl. Teubner, 2007. – ISBN 978–3–8351–0136–4

[GE Jenbacher 2012a] GE JENBACHER: Jenbacher Baureihe 2. 4 2012

[GE Jenbacher 2012b] GE JENBACHER: Jenbacher Baureihe 3. 4 2012

- [Giesecke u. Mosonyi 2009] GIESECKE, Jürgen ; MOSONYI, Emil: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. Springer, 2009. http://dx.doi.org/https://dx.doi.org/10.1007/ 978-3-540-88989-2. http://dx.doi.org/https://dx.doi.org/ 10.1007/978-3-540-88989-2. - ISBN 978-3-540-88988-5, 978-3-540-88989-2 (elektronisch)
- [Gnuplot 2015] GNUPLOT: Gnuplot-Internetseite. www.gnuplot.info. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 11.05.2015
- [Green Store 2013] GREEN STORE: green Store- Datenblatt Stromspeichersysteme. 5 2013
- [Greentechmedia 2015] GREENTECHMEDIA: Tesla Battery Bottom Line: \$3,500 for a 10-Kilowatt-Hour Storage System. http://www.greentechmedia.com/articles/read/ Reporting-Live-From-the-Tesla-Mystery-Product-Unveiling? utm_source=Daily&utm_medium=Headline&utm_campaign= GTMDaily. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 15.09.2015
- [Gritzmann 2013] GRITZMANN, Peter: Grundlagen der Mathematischen Optimierung. Springer Vieweg, 2013. http://dx.doi. org/10.1007/978-3-8348-2011-2. http://dx.doi.org/10.1007/ 978-3-8348-2011-2
- [Gurobi Optimization, Inc. 2015] GUROBI OPTIMIZATION, INC.: Gurobi-Internetseite. www.gurobi.com/. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 11.05.2015
- [HAASE 2013] HAASE: Erdgas-BHKW Produktübersicht. 2013
- [Hagar66 2015] HAGAR66: Lage der Stadt Frankfurt am Main in Hessen. https://de.wikipedia.org/wiki/Frankfurt_am_ Main;https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Hesse_F.svg. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 18.06.2015
- [Hau 2008] HAU, Erich: Windkraftanlagen Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4., vollst. neu bearb. Aufl. Berlin : Springer, 2008. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-72151-2. http: //dx.doi.org/10.1007/978-3-540-72151-2

- [Henning u. Palzer 2013] HENNING, Hans-Martin ; PALZER, Andreas: 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* (2013)
- [Herkel u. a. 2015] HERKEL, Sebastian ; EGGERS, Jan-Bleicke ; NARM-SARA, Sattaya ; DENGLER, Jörg ; NEUMANN, Christian ; KROMER, Jan: Energie-Quartier Haslach – Abschlussbericht Sanierungskonzept und Wärmeversorgung / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. 2015. – Forschungsbericht. – unveröffentlicht
- [Huenges u. a. 2014] HUENGES, Ernst ; SPERBER, Evelyn ; EGGERS, Jan-Bleicke ; NOLL, Florian ; KALLERT, Anna M. ; REUSS, Manfred: Regenerative Wärmequellen für Wärmenetze. In: Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten, Jahrestagung 2014 des ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien, 6. und 7. November 2014, Umweltforum Berlin, Berlin, 2014 (FVEE-Themen), S. 96–101
- [IAEA 2011] IAEA, International Atomic Energy Agency: Fukushima Nuclear Accident Update Log. https://www.iaea.org/newscenter/ news/fukushima-nuclear-accident-update-log-52. Version: 2011. - Zuletzt abgerufen am 18.09.2015
- [IBM 2015] IBM, International Business Machines Corp.: IBM CPLEX-Internetseite. http://www-01.ibm.com/software/ commerce/optimization/cplex-optimizer/index.html. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 11.05.2015
- [ISE 2014] ISE, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Synthetische Lastprofile – synPRO. 2014
- [ISO 2008] ISO, International Organization for Standardization: ISO 13790:2008, Energy performance of buildings Calculation of energy use for space heating and cooling. 2008
- [Jordan u. Vajen 2003] JORDAN, Ulrike ; VAJEN, Klaus: DHWcalc Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis. Kassel: Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik, Solar und Anlagentechnik, 2003
- [Kallrath 2013] KALLRATH, Josef: Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. Springer Vieweg, 2013. http://dx.

doi.org/10.1007/978-3-658-00690-7. http://dx.doi.org/10. 1007/978-3-658-00690-7. - ISBN 978-3-658-00689-1,978-3-658-00690-7

- [Kaltschmitt u. a. 2006] KALTSCHMITT, Martin (Hrsg.); STREICHER, Wolfgang (Hrsg.); WIESE, Andreas (Hrsg.): Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer, 2006. http://dx.doi.org/10.1007/3-540-28205-X. http://dx. doi.org/10.1007/3-540-28205-X. - ISBN 978-3-540-28204-4, 978-3-540-28205-1 (elektronisch)
- [KEEA, Fraunhofer IWES 2014] KEEA, FRAUNHOFER IWES: Entwurf Endbericht Regionales Energiekonzept: "Frankfurt Rhein Main 100% effizient und erneuerbar" (Stand 05.05.2014) -Langfassung / KEEA, Fraunhofer IWES. 2014. – Forschungsbericht
- [Klima-Bündnis 2015] KLIMA-BÜNDNIS, Klima-Bündnis der europäischen Städte mit indigenen Völkern der Regenwälder e.V.: Klima-Bündnis. www.klimabuendnis.org. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 19.08.2015
- [Klucher 1979] KLUCHER, T.M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: Solar Energy 23 (1979), Nr. 2, 111 - 114. http://dx.doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/ 0038-092X(79)90110-5. - DOI http://dx.doi.org/10.1016/0038-092X(79)90110-5. - ISSN 0038-092X
- [Kost u.a. 2013] KOST, Christoph ; MAYER, Johannes ; THOMSEN, Jessica: Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien / Fraunhofer ISE. 2013. – Forschungsbericht
- [Loga u. a. 2012] LOGA, Tobias ; DIEFENBACH, Nikolaus ; STEIN, Britta ; LOGA, Tobias (Hrsg.) ; DIEFENBACH, Nikolaus (Hrsg.) ; STEIN, Britta (Hrsg.): Typology Approach for Building Stock Energy Assessment. Main Results of the TABULA project - Final Report / Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstr. 65, D-64295 Darmstadt, GERMANY. 2012. – Forschungsbericht
- [Loulou u. a. 2005] LOULOU, Richard ; REMME, Uwe ; KANUDIA, Amit ; LEHTILA, Antti ; GOLDSTEIN, Gary: Documentation for the TIMES Model - Part I / Energy Technology Systems Analysis Programme -ETSAP. 2005. – Forschungsbericht

- [Lutz 2012] LUTZ, Christian: Energy Scenarios for Germany: Simulations with the model Panta Rhei. In: *unbekannt* (2012)
- [Mainova AG 2011a] MAINOVA AG: Fernwärme Energie für die Zukunft. Aug 2011
- [Mainova AG 2011b] MAINOVA AG: Strom und Wärme aus Frankfurt am Main. Aug 2011
- [Marko u. Braun 1997] MARKO, Armin (Hrsg.); BRAUN, Peter (Hrsg.): Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden - Für Ingenieure und Architekten. Springer, 1997. – 438 S. – ISBN 978–3–540–60369–6
- [Mayer u. a. 2015] MAYER, Johannes N. ; PHILIPPS, Simon ; HUSS-EIN, Noha S. ; SCHLEGL, Thomas ; SENKPIEL, Charlotte ; KLEINER, Mara M. (Hrsg.): Current and Future Cost of Photovoltaics. Longterm Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. / Fraunhofer ISE. 2015. – Forschungsbericht. – Study on behalf of Agora Energiewende
- [Nitsch u. a. 2012] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; NAEGLER, Tobias ; HEIDE, Dominik ; TENA, Diego L. ; TRIEB, Franz ; SCHOLZ, Yvonne ; NIENHAUS, Kristina ; GERHARDT, Norman ; STERNER, Michael ; TROST, Tobias ; OEHSEN, Amany von ; SCHWINN, Rainer ; PAPE, Carsten ; HAHN, Henning ; WICKERT, Manuel ; WENZEL, Bernd: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). 2012. – Forschungsbericht
- [Palzer 2016] PALZER, Andreas: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor, Karlsruher Institut für Technologie KIT, Diss., 2016
- [Pfenninger u.a. 2014] PFENNINGER, Stefan ; HAWKES, Adam ; KEIRSTEAD, James: Energy systems modeling for twentyfirst century energy challenges. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014), 74 - 86. http://dx.doi. org/http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003. - DOI http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003. - DOI

- [Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2015] PRESSE-UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG: Energiewende : Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022. https://www.bundesregierung.de/Content/DE/ StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 18.09.2015
- [PtJ 2015a] PtJ, Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH: Erstellung von Klimaschutzkonzepten. https://www.ptj. de/klimaschutzinitiative-kommunen/klimaschutzkonzepte. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 19.08.2015
- [PtJ 2015b] PtJ, Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH: Masterplan 100% Klimaschutz. https://www.ptj.de/ klimaschutzinitiative-kommunen/masterplan. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 16.06.2015
- [Quaschning 2009] QUASCHNING, Volker: Regenerative Energiesysteme : Technologie - Berechnung - Simulation. 6., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. München : Hanser, 2009
- [Rahmstorf u. Schellnhuber 2012] RAHMSTORF, Stefan ; SCHELLNHU-BER, Hans J.: Der Klimawandel: Diagnose, Prognose, Therapie. C.H.Beck, 2012. – ISBN 978–3–406–63593–9
- [Ravn u. Rygaard 1994] RAVN, Hans F. ; RYGAARD, Jens M.: Optimal Scheduling of Coproduction with a Storage. In: *Engineering Optimization* 22 (1994), Nr. 4, S. 267–281. http://dx.doi.org/10.1080/ 03052159408941338. – DOI 10.1080/03052159408941338. – ISSN 0305–215X 1029–0273
- [Regionalverband FrankfurtRheinMain 2015] REGIONALVERBAND FRANKFURTRHEINMAIN: Übersichtskarte des Regionalverbands FrankfurtRheinMain. www.region-frankfurt.de/Verband/ Region-in-Zahlen/Gebiet-des-Regionalverbandes,http: //www.region-frankfurt.de/media/custom/2005_955_1_g.JPG? 1331892602. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 17.06.2015
- [Remme 2006] REMME, Uwe: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell, Universität Stuttgart, Diss., 2006
- [Resch u. a. 2014] RESCH, Bernd ; SAGL, Günther ; TÖRNROS, Tobias ; BACHMAIER, Andreas ; EGGERS, Jan-Bleicke ; HERKEL, Sebasti-

an ; NARMSARA, Sattaya ; GÜNDRA, Hartmut: GIS-Based Planning and Modeling for Renewable Energy: Challenges and Future Research Avenues. In: *ISPRS International Journal of Geo-Information* 3 (2014), Nr. 2, 662-692. http://dx.doi.org/10.3390/ijgi3020662. – DOI 10.3390/ijgi3020662. – ISSN 2220–9964

- [Richter 2004] RICHTER, Stephan: Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg., Universität Augsburg, Diss., 2004
- [Schlenzig u. Kühner 1997] Kapitel -. In: SCHLENZIG, Christoph ; KÜH-NER, Rolf: MESAP-III: An Information and Decision Support System for Energy Planning and Environmental Management. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 1997. – ISBN 978–3–642– 60744–8, 363–368
- [Schmid 1994] SCHMID, Jürgen (Hrsg.): Photovoltaik Strom aus der Sonne. C.F.Müller, 1994. – ISBN 3–7880–7453–1
- [Scholz 2012] SCHOLZ, Yvonne: Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe, Universität Stuttgart, Diss., 2012. http://elib. uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2012/7635
- [Schumacher u. a. 2015] SCHUMACHER, Patrick ; STROH, Kilian ; SCHU-RIG, Marlen ; ELLERBROK, Charlotte ; RAMONAT, Andreas ; LINK, Sascha: Generalkonzept im Rahmen des Masterplans "100% Klimaschutz"der Stadt Frankfurt am Main / Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP. 2015. – Forschungsbericht
- [Sedgewick 2002] SEDGEWICK, Robert: Algorithmen. Pearson Studium, 2002. – ISBN 3–8273–7032–9
- [Sonnenbatterie 2013] SONNENBATTERIE: Sonnenbatterie. 6 2013
- [Stadt Frankfurt am Main 2009] STADT FRANKFURT AM MAIN: Regenerative Energieversorgung in Frankfurt am Main: Wasserkraftwerk Staustufe Griesheim. 2009

[Stadt Frankfurt Main 2015] STADT FRANKFURT am 100% Masterplan Klimaschutz Frankfurt AM MAIN: Main. http://www.masterplan100.de/kacheln/ ammasterplan-100-klimaschutz-frankfurt-am-main/. Version: 2015. – Zuletzt abgerufen am 15.09.2015

- [Stadt Freiburg im Breisgau, Umweltschutzamt 2014] STADT FREI-BURG IM BREISGAU, UMWELTSCHUTZAMT: Untersuchungsgebiet des Modellvorhabens Energie-Quartier Haslach. http:// stadtplan.freiburg.de,ergänzt. Version: 2014. – Nutzung gemäß Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0, s. www.govdata.de/dl-de/by-2-0
- [Statistisches Bundesamt Deutschland 2015] STATISTISCHES BUN-DESAMT DEUTSCHLAND: Statistisches Bundesamt Deutschland. www.destatis.de,https://www-genesis.destatis.de/genesis/ online;jsessionid=5AAAA5D82ED14CA0A50FFED9A631A3C1. tomcat_GO_2_2?operation=previous&levelindex=2&levelid= 1439998908699&step=2. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 19.08.2015
- [Strauß 2009] STRAUSS, Karl: Kraftwerkstechnik : zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 6., aktualisierte Auflage. Springer, 2009. http://dx.doi.org/ 10.1007/978-3-642-01431-4. http://dx.doi.org/10.1007/ 978-3-642-01431-4. - ISBN 978-3-642-01430-7, 978-3-642-01431-4 (elektronisch)
- [Stryi-Hipp u. Eggers 2013] STRYI-HIPP, Gerhard ; EGGERS, Jan-Bleicke: Time and spatial resolved simulation as key instrument to develop sustainable urban system based on renewable energies. In: *CISBAT2013 Proceedings Vol.II, Cleantech for Smart Cities & Buildings, 4-6 September 2013, EPFL Lausanne, Switzerland,* 2013, S. 909–914
- [Stryi-Hipp u. Eggers 2014] STRYI-HIPP, Gerhard ; EGGERS, Jan-Bleicke: Nachhaltige kommunale Energiesysteme planen und umsetzen auf Basis zeitlich hochaufgelöster Energieszenarien. In: VDE (Hrsg.): VDE-Kongress 2014 Smart Cities, Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft, Kongressbeiträge 20.-21.10.2014, Frankfurt/Main, Messe, 2014. – ISBN 978–3–8007–3641–6, S. 6
- [Stryi-Hipp u.a. 2015] STRYI-HIPP, Gerhard ; EGGERS, Jan-Bleicke ; STEINGRUBE, Annette: Berechnung zeitlich hochaufgelöster Energieszenarien für eine 100% erneuerbare Energieversorgung der Stadt Frankfurt am Main (KomMod4FFM) / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Version: 03. 2015. http: //www.masterplan100.de/fileadmin/user_upload/content/

pdf/2015-02-04_EnSzenarien_KomMod4FFM_ISE_final_2.pdf. 2015. - Forschungsbericht

- [Tesla GmbH 2015] TESLA GMBH: Tesla Powerwall Tesla Stromspeichersystem. http://www.teslamotors.com/de_DE/powerwall. Version: 2015. - Zuletzt abgerufen am 15.09.2015
- [The Core Writing Team u. a. 2014a] THE CORE WRITING TEAM ;
 PACHAURI, Rajendra K. ; MEYER, Leo: CLIMATE CHANGE 2014
 Synthesis Report / Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC. 2014. Forschungsbericht
- [The Core Writing Team u. a. 2014b] THE CORE WRITING TEAM ;
 PACHAURI, Rajendra K. ; MEYER, Leo: CLIMATE CHANGE 2014
 Synthesis Report, Headline statements from the Summary for Policymakers / Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC. 2014.
 Forschungsbericht
- [UBA 2014] UBA, Umweltbundesamt: Climate Change 29/2014: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger -Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013 / Umweltbundesamt UBA. 2014. – Forschungsbericht. – ISSN 1862–4359
- [VDI 2012] VDI, Verein Deutscher Ingenieure e.V.: VDI 2067, Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. 09 2012
- [VKU 2005] VKU: VKU-Umsetzungshilfe zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung / Verband kommunaler Unternehmen VKU e.V. 2005. – Forschungsbericht
- [Voß u. a. 1975] VOSS, Alfred ; RATH-NAGEL, Stefan ; SCHMITZ, Kurt ; KOLB, Gerhard ; EISINGHORST, Detlev ; EGBERTS, Gerhard: Dynamische Energiemodelle als Planungs- und Entscheidungshilfe dargestellt an einem Energiemodell für die BRD. In: KÖNIG, Christian (Hrsg.): Arbeitsseminar Energiemodelle für die Bundesrepublik Deutschland. Jülich: Kernforschungsanlage, 1975 (Berichte der Kernforschungsanlage Jülich, Conferences. 15), S. 101-128, Universität Stuttgart, 1975 (Interdisciplinary Systems Research / Interdisziplinäre Systemforschung). ISBN 978–3–7643–0930–5 (Print), 978–3–0348–5942–4 (Online)
- [Weiß 2003] WEISS, Werner (Hrsg.): Solar Heating Systems for Houses. James & James, 2003. – ISBN 1–902916–46–8

[Wünsch u. a. 2011] WÜNSCH, Marco ; SEEFELDT, Friedrich ; MEL-LAHN, Stefan ; RITS, Vincent ; PIÉGSA, Alexander ; WETZEL, Anton ; DITTMANN, Lutz ; PROGNOS AG (Hrsg.) ; BERLINER ENER-GIEAGENTUR GMBH (Hrsg.): Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung – Endbericht / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. 2011. – Forschungsbericht

Aus der politischen Entscheidung für die »Energiewende« in Deutschland folgt ein radikaler Umbau der bisherigen, vorwiegend auf fossilen und nuklearen Energieträgern basierenden Energieversorgung hin zu einer treibhausgasarmen, nachhaltigen Versorgung aus erneuerbaren Energien. Viele der nötigen Veränderungen finden auf kommunaler Ebene statt. Häufig stehen sich dabei mehrere sinnvolle Alternativen zur Entscheidung gegenüber, die sich zudem wechselseitig beeinflussen.

An dieser Stelle setzt das kommunale Energiesystemmodell KomMod an. Es integriert bestehende Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in ein Werkzeug und berechnet aus den örtlich verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien optimierte Lösungen für die zukünftige Energieversorgung. Optimierungsziel ist wahlweise die kostengünstigste oder die treibhausgasärmste Deckung des lokalen Bedarfs an elektrischer und thermischer Energie. Das lineare mathematische Modell rechnet zeitlich, räumlich und technisch hoch aufgelöst. Es dient vor allem als Werkzeug für die strategische Planung und wird in diesem Rahmen exemplarisch auf die Praxisbeispiele Frankfurt am Main und Freiburg-Haslach angewandt.



