



TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem

Christian Heilek

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr.-Ing., Dr. h. c. Gerhard Hausladen (i. R.)
3. Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Die Dissertation wurde am 24.09.2014 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 09.03.2015 angenommen.

Kurzfassung

Im Zuge eines umfassenden Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutzes muss in Zukunft das gesamte Energiesystem unter Emissions-, Brennstoff- und Kostengesichtspunkten optimiert werden. Ein entscheidender Schritt hierfür ist die stärkere Kopplung von Strom- und Wärmesystem. Diese wird mittels des Optimierungsmodells MESTAS, das im Rahmen dieser Arbeit um die Abbildung des Wärmesektors erweitert wird, untersucht. Ausgehend vom Bestand an elektrischen und thermischen Erzeugungsanlagen und Speichern werden mit verschiedenen Szenarien Perspektiven für die zukünftige, volkswirtschaftlich optimale Strom- und Wärmeerzeugungsstruktur in Deutschland aufgezeigt. Dazu ermittelt das Modell die optimale Zusammensetzung neuer Erzeugungsanlagen sowie deren Einsatz unter Einhaltung von Emissionsgrenzen. Es zeigt sich, dass vor allem ein übergeordnet koordinierter Einsatz von dezentralen Wärmepumpen, zentralen KWK-Anlagen und Elektro-Heizeinsätzen in Objekten und Wärmenetzen in Verbindung mit Wärmespeichern hervorragend geeignet ist, effizient, kostengünstig und emissionsarm Wärme für Raumheizung und Warmwasser zu erzeugen. Gleichzeitig kann auf einfache Weise überschüssige elektrische Energie aus Erneuerbaren integriert werden. Eine verstärkte Kopplung von Stromsektor und Wärmesektor bietet erhebliche Kostensenkungspotenziale für die Energieversorgung und reduziert den zukünftigen Bedarf an elektrischen Speichern.

Abstract

In the course of an all-embracing protection of environment, climate and resources, the entire energy system has to be optimised concerning emissions, fuel demand and financial aspects. Therefore a stronger coupling of the power generation system and the heat generation system is a decisive step. This topic is being analysed using the optimisation model MESTAS, which has been expanded within the scope of this thesis by a model of the heat sector. Based on the current portfolio of electrical and thermal generation units and storages, several scenarios show prospects for a future cost optimal power and heat generation structure in Germany. The output of the model is the optimal configuration of new generation units and their dispatching under emission constraints. It turns out that especially a superordinated controlled dispatch of decentralised heat pumps, central CHP plants and electrical heating elements both in buildings and heating networks connected with thermal storages is excellently suited for generating space heat and hot water efficiently, economically and with low emissions. Surplus electrical energy from renewables can be integrated easily at the same time. A tighter coupling of the power sector and the heat sector offers a significant cost reduction potential for the power supply and reduces the future need for electrical energy storages.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Ziele der Arbeit	2
1.3	Struktur der Arbeit	3
2	Ausgangslage	6
2.1	Überblick über die aktuelle Stromerzeugungs- und -verbrauchsstruktur	6
2.2	Überblick über die aktuelle Wärmeerzeugungs- und -verbrauchsstruktur	8
2.3	Anforderungen an ein geeignetes Energiesystemmodell	10
2.4	Abgrenzung gegenüber bestehenden Modellen und Untersuchungen ...	12
3	IMAKUS als Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern	19
3.1	Optimierungsverfahren in IMAKUS [6]	19
3.2	Aufbau von IMAKUS [6]	21
3.3	Erweiterungsansatz	23
4	Modelltechnische Abbildung des Energiesystems	25
4.1	Unterschiede in den Modellierungsprinzipien	25
4.2	Ausgangsgrößen und Schnittstellen	26
4.3	Beschreibung des Energiesystemmodells	28
4.3.1	Basisansatz	28
4.3.2	Elemente des Wärmesystemmodells	35
4.3.2.1	Wärmeerzeugertypen	35
4.3.2.2	Wärmenetze und Wärmeversorgungstypen	36
4.3.2.3	Wärmespeicher	37
4.3.2.4	Wärmeverbraucher	37
4.3.3	Mathematische Systembeschreibung	38
4.3.3.1	Wärmelastungleichungen	40
4.3.3.2	Gleichungen für gesetzte Wärmeerzeuger	42
4.3.3.3	Speichergleichungen und -ungleichungen [6, pp. 92-97]	43
4.3.3.4	Wärmesystemgleichungen	47
4.3.3.5	Elektrische Lastgleichungen	49
4.3.3.6	Emissionsungleichungen	52
4.3.3.7	Brennstoffungleichungen	54
4.3.3.8	Zielfunktion	56
4.4	Modellumsetzung	60

5	Datengrundlage für den elektrischen Systemteil.....	62
5.1	Kraftwerke	62
5.1.1	Kraftwerksbestand	62
5.1.2	Kraftwerke für den Neubau	66
5.1.3	Ausbauszenarien und Einspeiseverläufe regenerativer Stromerzeugungsanlagen	68
5.2	Speicher für elektrische Energie	71
5.2.1	Speicherbestand	71
5.2.2	Neubauspeicher	72
5.3	Elektrischer Lastgang und elektrischer Energieverbrauch	73
5.3.1	Lastsynthese.....	73
5.3.2	Szenario zur Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs.....	74
6	Datengrundlage für den thermischen Systemteil	76
6.1	Strukturierungsmöglichkeiten zur Bestimmung des Wärmeerzeugerbestandes	76
6.2	Bestand an objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern.....	77
6.2.1	Bestand nach Erzeugertechnologie und Brennstoff.....	77
6.2.2	Bestandsentwicklung	82
6.2.3	Technische und ökonomische Daten	83
6.3	Bestand an wärmenetzgebundenen Wärmeerzeugern	84
6.3.1	Basisdaten zur Bestimmung typischer Wärmenetze.....	85
6.3.2	Attribute zur Clusterung von Fernwärmesystemen	87
6.3.3	Clusterungsmethoden	89
6.3.3.1	Partitionierende Verfahren	90
6.3.3.2	Hierarchische Verfahren.....	90
6.3.4	Durchführung der Clusterung	92
6.3.5	Verwendete typische Fernwärmenetze	94
6.3.6	Bestandsentwicklung	95
6.3.7	Wärmenetze mit Anlagen zur Nutzung biogener Brennstoffe	96
6.4	Bestand an gesetzten Wärmeerzeugern	97
6.4.1	Ergänzende Raumwärmeerzeuger.....	97
6.4.2	Solarthermische Anlagen	98
6.4.3	Elektrische Warmwasserbereitung	99
6.4.4	Zuordnung zu bestehenden Wärmesystemgruppen	100
6.4.4.1	Scheitholzöfen.....	100
6.4.4.2	Solarthermische Anlagen	101
6.4.4.3	Elektro-Warmwasserbereiter.....	101
6.4.5	Bestandsentwicklung	101
6.5	Einsatzprofile gesetzter Wärmeerzeuger	102
6.5.1	Wärmeerzeugung durch Scheitholzöfen.....	102
6.5.2	Wärmeerzeugung durch solarthermische Anlagen.....	104
6.5.3	Wärmeerzeugung durch Elektro-Warmwasserbereiter	104

6.6	Zusammenfassung des Bestands an Wärmeerzeugern.....	105
6.7	Eingangsdaten für neue Wärmeerzeuger.....	109
6.7.1	Objektgebundene Wärmeerzeuger	109
6.7.2	Wärmenetzgebundene Wärmeerzeuger	112
6.7.3	Gesetzte Wärmeerzeuger.....	115
6.8	Wärmespeicher	116
6.8.1	Speichertypen.....	116
6.8.2	Speicherbestand.....	117
6.8.3	Neue thermische Speicher.....	118
6.8.3.1	Technische Daten	119
6.8.3.2	Ökonomische Daten.....	119
6.8.3.3	Zubauabhängigkeiten.....	122
6.8.3.4	Technische Potenziale	122
6.8.3.5	Übersicht über Kennwerte installierbarer thermischer Speicher.....	122
6.9	Wärmenetze	123
6.9.1	Technische Daten.....	123
6.9.2	Investitions- und Betriebskosten	124
6.9.3	Grenzen des Wärmenetzausbaus.....	125
6.9.4	Sonstige Netze zur Sicherstellung der Wärmeversorgung	125
6.10	Zusammenfassung der Neuinstallationsoptionen.....	126
6.11	Wärmelastgang und Wärmeverbrauch.....	129
6.11.1	Synthese des thermischen Lastgangs	129
6.11.2	Szenario für den zukünftigen Wärmeverbrauch und die zukünftigen Erzeugungsleistungen	134
7	Datengrundlage für beide Systemteile	135
7.1	Temperaturdaten und Wetterjahre	135
7.2	Brennstoffe.....	136
7.2.1	Brennstoffkosten.....	136
7.2.2	Brennstoffbegrenzung	137
7.3	Emissionen.....	138
7.3.1	Spezifische Emissionen.....	139
7.3.2	Emissionsgrenzen	140
8	Szenarien zur Optimierung des Zubaus und des Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern.....	141
8.1	Optimierungsziele und Untersuchungsgegenstände	141
8.2	<i>BASIS</i> -Szenario	142
8.2.1	Stromsektor	142
8.2.1.1	Übersicht	142
8.2.1.2	Kraftwerke	143
8.2.1.3	Elektrische Energieerzeugung	144
8.2.1.4	Elektrische Speicher	146

8.2.2	Wärmesektor.....	147
8.2.2.1	Übersicht	147
8.2.2.2	Wärmeerzeuger.....	148
8.2.2.3	Wärmeerzeugung.....	149
8.2.2.4	Wärmesystemgruppen	150
8.2.2.5	Elektrische Wärmeerzeugung	152
8.2.2.6	Einsatz von KWK-Anlagen	153
8.2.2.7	Wärmespeicher	154
8.2.2.8	Wärmenetze	157
8.2.2.9	Wärmespeicher nach Versorgungstyp	158
8.2.2.10	Wärmebilanz	159
8.2.3	Auswirkungen der elektrischen Wärmeerzeugung	160
8.2.4	Brennstoffbilanz	164
8.2.5	Emissionen	166
8.2.6	Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung.....	166
8.3	Vergleichsszenarien und Sensitivitätsanalysen.....	169
8.3.1	Vergleichsszenario ohne Brennstoffbegrenzung „ohneBSG“.....	170
8.3.2	Vergleichsszenario ohne thermische Speicher „ohneTS“	176
8.3.3	Vergleichsszenario ohne elektrische Speicher „ohneES“	178
8.3.4	Vergleichsszenario ohne elektrische Wärmeerzeuger „ohneELWE“.....	180
8.3.5	Vergleichsszenario ohne Elektro-Heizeinsätze „ohneEHE“	188
8.3.6	Vergleichsszenario mit zusätzlichen verbrauchsgebundenen Kosten „VKplus“	191
8.3.7	Vergleichsszenario mit niedrigen Investitionskosten für einige KWK- Technologien „INVminus“.....	194
8.3.8	Vergleichsszenario mit niedriger Wärmepumpenpotenzialgrenze „WPGminus“	196
8.3.9	Sensitivitätsanalyse zu erneuerbaren Energien „EEminus“ und „EEplus“	199
8.3.10	Sensitivitätsanalyse zur Effizienz „LASTplus“ und „LASTminus“	204
8.3.11	Vergleichsszenario mit niedrigeren Emissionsgrenzen „CO2minus“.....	206
8.4	Quervergleich der Szenarien.....	209
8.4.1	Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung.....	209
8.4.2	KWK-Anteil an der Stromerzeugung	212
8.4.3	Speicherbedarf.....	214
8.4.4	Gesamtkosten.....	218
8.4.5	Abschaltenergie und überschüssige thermische Energie	222
8.4.6	Installierte Leistungen und Wärmeenergien von Elektro- Heizeinsätzen	223
8.5	Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse.....	225
8.5.1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	225
8.5.2	Diskussion des Modells und der Datengrundlage.....	227
8.5.2.1	Diskussion des methodischen Ansatzes.....	227
8.5.2.2	Diskussion der Datengrundlage	230

9	Ausblick.....	232
9.1	Weitere Simulationsmöglichkeiten	232
9.2	Möglichkeiten der Modellerweiterung	232
10	Zusammenfassung und Fazit	234
10.1	Zusammenfassung.....	234
10.2	Fazit	236
A1	Anhang	239
A2	Glossar	244
A3	Abkürzungsverzeichnis	248
A4	Formelzeichen und Indizes.....	250
A5	Bilderverzeichnis.....	254
A6	Tabellenverzeichnis.....	262
A7	Quellenverzeichnis.....	266

1 Einleitung

1.1 Motivation

Mit dem wachsenden Bewusstsein für einen stärkeren Klimaschutz erfolgte in den letzten Jahren in vielen wirtschaftlich starken Ländern, vor allem aber in Deutschland, ein Umdenken in der Energieerzeugung und -bereitstellung. Zudem macht es der Ausstieg aus der Kernenergie notwendig, alternative Energieträger zur Stromerzeugung zu nutzen. Mit der sogenannten „Energiewende“ soll in den nächsten Jahrzehnten ein Großteil der Energieerzeugung auf erneuerbare Energien als Primärenergieträger umgestellt werden. Auch auf europäischer Ebene sind hohe Ziele gesteckt. Demnach sollen unter anderem bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % bezogen auf das Jahr 1990 gesenkt werden [1, p. 3].

In der Öffentlichkeit wird die Umstellung auf erneuerbare Energien jedoch häufig auf die Stromerzeugung reduziert und nur die bereits deutlich gestiegenen regenerativen Anteile an der elektrischen Energieerzeugung werden wahrgenommen. So stammten im Jahr 2011 rund 20 % der Bruttoinlandsstromerzeugung aus erneuerbaren Energien [2, p. 15]. Dass im genannten Jahr etwa 79 % des Endenergieverbrauchs [3, p. 6] jedoch nichtelektrischer Art waren und der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch lediglich 11 % betrug [2, p. 15], findet kaum Erwähnung. Der Großteil der nichtelektrischen Endenergie ist somit fossilen Ursprungs und wird überwiegend in Nutzenergie umgewandelt, die in Form von mechanischer Energie im Verkehrssektor oder in Form von Raumheizwärme oder Prozesswärme auftritt. Um die „Energiewende“ nicht nur im Stromsektor umzusetzen, sondern in allen Bereichen der Energieversorgung, ist es unter anderem notwendig, den Strom- und den Wärmesektor gleichermaßen bei der Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung zu berücksichtigen.

In der Diskussion um die Möglichkeiten der nachhaltigen und effizienten Energiewandlung von der Primärenergie zur Nutzenergie werden häufig auch die Vorzüge der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erwähnt. Ziel der Bundesregierung und Zweck des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist es, den Anteil der elektrischen Energie aus KWK-Anlagen an der insgesamt erzeugten elektrischen Energie auf 25 % bis zum Jahr 2020 zu erhöhen [4]. Kritiker halten dagegen, dass der Betrieb von KWK-Anlagen häufig unwirtschaftlich ist [5] und in Zukunft mit einem sinkenden Wärmeverbrauch noch unrentabler wird. Dies betrifft jedoch häufig nur die Sichtweise der Betreiber von KWK-Anlagen. Verschiedene bestehende Förderinstrumente sollen die Anlagen zumindest für die Betreiber rentabel machen. Es fehlen jedoch die Erkenntnisse, ob dies auch für die Volkswirtschaft der günstigste Weg ist, da es diesbezüglich kaum Untersuchungen mit einer Gesamtsicht auf die Bereitstellung von Strom

und Wärme gibt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass in Zukunft die Gefahr steigt, dass durch einen wärmegeführten Einsatz von KWK-Anlagen regenerativ erzeugte elektrische Energie nicht integriert werden kann und stattdessen KWK-Strom aus fossilen Brennstoffen bevorzugt wird. Bei einer optimalen Gesamtbetriebsführung aller Wärmeerzeuger muss nebenbei auch die mögliche Integration überschüssiger elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugungsanlagen im Wärmesektor mittels elektrischer Wärmeerzeuger betrachtet werden.

Nicht nur für Betreiber von Kraftwerken, sondern auch für Eigentümer von Wärmeerzeugungsanlagen – vom Einfamilienhauseigentümer bis zum Unternehmer – stellt sich häufig die Frage, welcher Anlagentyp sich als Ersatzbeschaffung eignet, wenn die bestehende Anlage ihr Lebenszeitende erreicht. Die Frage wird in der Praxis üblicherweise aus der wirtschaftlichen Sicht des Betreibers beantwortet. Von Bedeutung ist jedoch auch die Antwort aus volkswirtschaftlicher Sicht.

Aus diesen Gründen ist es erforderlich, die komplexe Gesamtheit der Strom- und Wärmeerzeugung adäquat abzubilden, um die volkswirtschaftlich kostengünstigste Erzeugerstruktur und deren optimierten Einsatz zu bestimmen. Erst dadurch lassen sich viele Fragestellungen, die in diesem Zusammenhang stehen, beantworten.

1.2 Ziele der Arbeit

Die folgenden Aufgaben, Ziele und Fragestellungen stehen dabei im Mittelpunkt dieser Arbeit: Zum einen wird das im Rahmen einer Dissertation am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik entwickelte Stromsystemmodell IMAKUS [6] [7], das den Einsatz und den Ausbau von Kraftwerken und Speichern der elektrischen Energieversorgung in Deutschland optimiert, um die Abbildung des Wärmesektors weiterentwickelt. Hierfür ist insbesondere eine geeignete Modellierung der Wärmeversorgungsstruktur von entscheidender Bedeutung, wobei u. a. KWK-Anlagen, reine Wärmeerzeuger mit verschiedenen Brennstoffen, elektrische Wärmeerzeuger sowie Wärmespeicher und Wärmenetze Berücksichtigung finden müssen. Für diese Modellierung ist eine passende Methode zu bestimmen und das System mathematisch zu beschreiben.

Zum anderen ist ein Hauptziel dieser Arbeit, ausgehend vom aktuellen Bestand an Strom- und Wärmeerzeugungseinheiten sowie Wärmenetzen, eine Perspektive für die optimale zukünftige Strom- und Wärmeerzeugungsstruktur inklusive der elektrischen und thermischen Speichermöglichkeiten aufzuzeigen. Dies soll unter Berücksichtigung von Emissionsgrenzen und zu minimalen Kosten für die Volkswirtschaft geschehen. Mittels Szenarien, also unter definierten Rahmenbedingungen unterschiedlicher Ausprägung, können Zusammenhänge im Energiesystem besser ver-

standen und Kernaussagen getroffen werden. Die Rahmenbedingungen der Szenarien variieren unter anderem in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, die Entwicklung des Strom- und Wärmeverbrauchs, die Emissionsgrenzen, die zur Verfügung stehenden Wärmeerzeugertypen und die Kosten für Anlagen. Auch der zeitaufgelöste Einsatz der erforderlichen Anlagen wird durch das Modell optimiert und ausgegeben. Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten energiewirtschaftlichen Zukunftsszenarien werden in geeigneter Form hinsichtlich relevanter Kriterien untersucht und bewertet. Zu den Kriterien gehören hauptsächlich die Kosten, die Zusammensetzung der Erzeugungsstruktur und der Brennstoffeinsatz.

Neben der Beantwortung der zuvor genannten Hauptfragestellungen sollen durch die Anwendung des Modells Antworten auf eine Reihe energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Fragestellungen gefunden werden:

- Welcher Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung und welcher Anteil der Wärmeversorgung über Wärmenetze ist volkswirtschaftlich optimal und von welchen Faktoren hängen diese Anteile ab?
- Ist ein Zubau elektrischer Wärmeerzeuger zur verbesserten Integration elektrischer Energie aus Erneuerbaren sinnvoll? Wenn ja, in welchem Maße?
- Mit welchen Anlagen lässt sich der durch steigende Anteile an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren bedingte, notwendige Flexibilitätsbedarf am günstigsten erreichen?
- Gibt es Anlagentypen, die sich in ihrem Einsatz ergänzen und dadurch ein Kostensenkungspotenzial aufweisen?
- Ist die Speicherung von Wärmeenergie in Systemen mit KWK-Anlagen bzw. mit elektrischen Wärmeerzeugern eine sinnvolle Alternative zur Speicherung elektrischer Energie?

Mittels der Ergebnisse der Szenarien sollen außerdem Technologien und Maßnahmen bezüglich ihres Potenzials zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung im Energiesystem bewertet werden. Daraus lässt sich ableiten, in welchen Bereichen der Wärmeversorgung zukünftig verstärkt Anreize geschaffen werden sollten, um die Kosten für die Volkswirtschaft möglichst niedrig zu halten und gleichzeitig die gesetzten umweltpolitischen Ziele zu erreichen.

1.3 Struktur der Arbeit

Die Ausgangslage wird in Kapitel 2 aus verschiedenen Blickwinkeln dargestellt. Dazu zählt einerseits ein Überblick über die derzeitige Struktur der Erzeugung und des Verbrauchs elektrischer und thermischer Energie. Andererseits wird die Ausgangslage hinsichtlich der Modellierung erläutert. Dabei werden sowohl die Anforderungen

an ein geeignetes Energiesystemmodell dargelegt als auch bestehende Modelle und Studien, die einen Schwerpunkt in der gekoppelten Abbildung von Strom- und Wärmesystemen aufweisen, beschrieben.

Der Inhalt der Hauptteile der Arbeit lässt sich anhand von Bild 1.1 beschreiben:

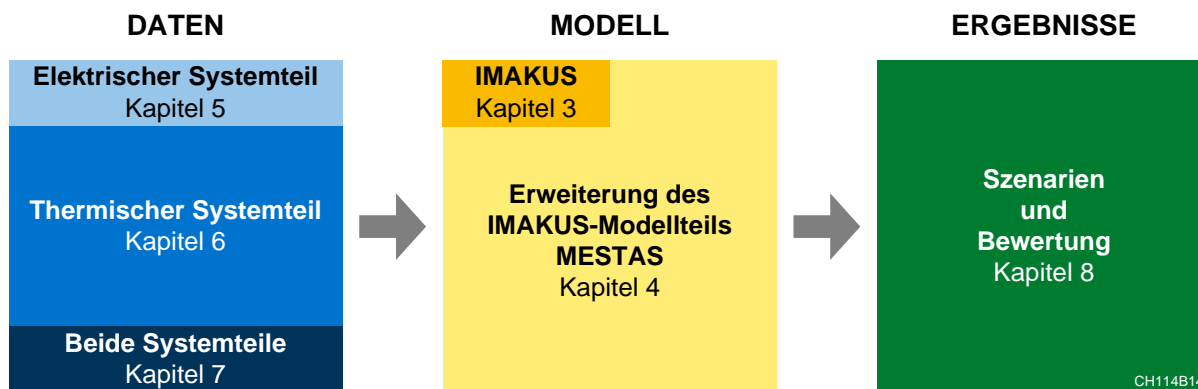


Bild 1.1: Übersicht über die Hauptteile der vorliegenden Arbeit

In den Kapiteln 3 und 4 folgt die Darstellung des Aufbaus und der Funktionsweise des Modells. Aufbauend auf dem Modellteil MESTAS des bestehenden Modells IMAKUS zur optimierten Planung von Einsatz und Ausbau von Kraftwerken und elektrischen Speichern werden das Wärmesystemmodell und die Kopplung mit dem elektrischen Systemmodell aufgezeigt. Hierbei werden zum einen die Elemente des Systemmodells und zum anderen die mathematischen Systembeschreibungen aufgeführt.

In den Kapiteln 5, 6 und 7 erfolgt die Aufbereitung der Datengrundlage für Bestandsanlagen und neu zu installierende Anlagen. Dabei wird nach einem elektrischen und einem thermischen Systemteil differenziert. Zudem gibt es einen Datensatz, der für beide Systemteile gültig ist. Die Verfügbarkeit der Daten, insbesondere für die Wärmeerzeugung, ist allgemein sehr eingeschränkt. Hinzu kommt die notwendige Aufbereitung, um die Eingangsdaten auf ein Maß zu reduzieren, sodass das Modell in einer überschaubaren Rechenzeit Ergebnisse liefert. Aus diesen Gründen fällt die Datenaufbereitung für den thermischen Systemteil recht umfangreich aus und stellt einen der Hauptteile dieser Arbeit dar.

Um einen Überblick über den Bereich möglicher volkswirtschaftlich optimaler Strom- und Wärmeerzeugungsstrukturen zu bekommen, wird die Optimierung anhand unterschiedlicher Szenarien mit variierenden Eingangsdaten und Konfigurationen durchgeführt. Aufbauend auf einem *BASIS*-Szenario werden in Kapitel 8 weitere Vergleichsszenarien und Sensitivitätsanalysen hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Eingangsgrößen beschrieben und die Ergebnisse dargestellt und bewertet. Ein

Quervergleich der Szenarien sowie eine Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse schließen dieses Kapitel ab.

Ein Ausblick über weitere Optionen, die das entwickelte Energiesystemmodell bietet, und Möglichkeiten der Modellerweiterung werden in Kapitel 9 aufgezeigt. Eine Zusammenfassung und ein Fazit in Kapitel 10 schließen diese Arbeit ab.

2 Ausgangslage

Um einen Weg zu finden, wie die wichtigsten energiepolitischen Ziele erreicht werden können, nämlich die Energieversorgung verstärkt auf erneuerbare Energieträger umzustellen und die Emissionen stark zu reduzieren, ist es notwendig, die aktuelle Lage der Energieversorgung hinsichtlich ihrer Struktur zu analysieren und zu bewerten. Darauf aufbauend sind Energiesystemmodelle in der Lage, Wege und Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung aufzuzeigen, um die energiepolitischen Zielvorgaben umzusetzen. Sowohl die aktuelle Struktur der Strom- und Wärme-erzeugung und des Verbrauchs als auch ein Überblick über Instrumente der Energiesystemmodellierung werden deshalb in diesem Kapitel aufgeführt.

2.1 Überblick über die aktuelle Stromerzeugungs- und -verbrauchsstruktur

Dieses Kapitel soll anhand der Darstellung der Stromerzeugung nach Brennstoffen und des Verbrauchs nach Sektoren einen kurzen Einblick in die Stromversorgung liefern. Weitere Daten, die als Grundlage für diese Arbeit dienen, befinden sich in Kapitel 5.

Bild 2.1 zeigt die Bruttostromerzeugung des Jahres 2011 unterteilt nach den verwendeten Energieträgern. Daraus ist zu erkennen, dass mit 43 % ein Großteil der erzeugten elektrischen Energie auf Stein- und Braunkohle und damit auf Energieträgern mit hohen spezifischen Kohlenstoffdioxidemissionen basiert. Immer noch einen bedeutenden Beitrag liefert die Kernenergie mit 18 %. Diese wird jedoch zwangsläufig aufgrund des aktuell geltenden Atomgesetzes [8] ab dem Jahr 2023 keinen Beitrag mehr zur elektrischen Energieversorgung leisten. Erdgas wurde in den letzten Jahrzehnten als Energieträger zur Stromerzeugung immer wichtiger und trug im Jahr 2011 etwa 14 % zur Stromerzeugung bei. Öl weist seit vielen Jahren mit etwa 1 % nur einen sehr geringen Anteil an der Stromerzeugung auf. Die übrige Stromerzeugung basiert auf regenerativen Energieträgern, Müll oder anderen Energieträgern. [3, p. 22]

Die Verwendungsstruktur elektrischer Energie nach Sektoren zeigt Bild 2.2. Dabei sind Verluste, der Eigenverbrauch der Erzeugungsanlagen sowie der Pumpstromverbrauch für Pumpspeicherwerke nicht berücksichtigt. Etwa 44 % des elektrischen Energieverbrauchs entfallen auf den Industriesektor und 26 % auf die Sektoren Gewerbe, Handel, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft. 27 % nehmen die Haushalte ein und 3 % der Sektor Verkehr.

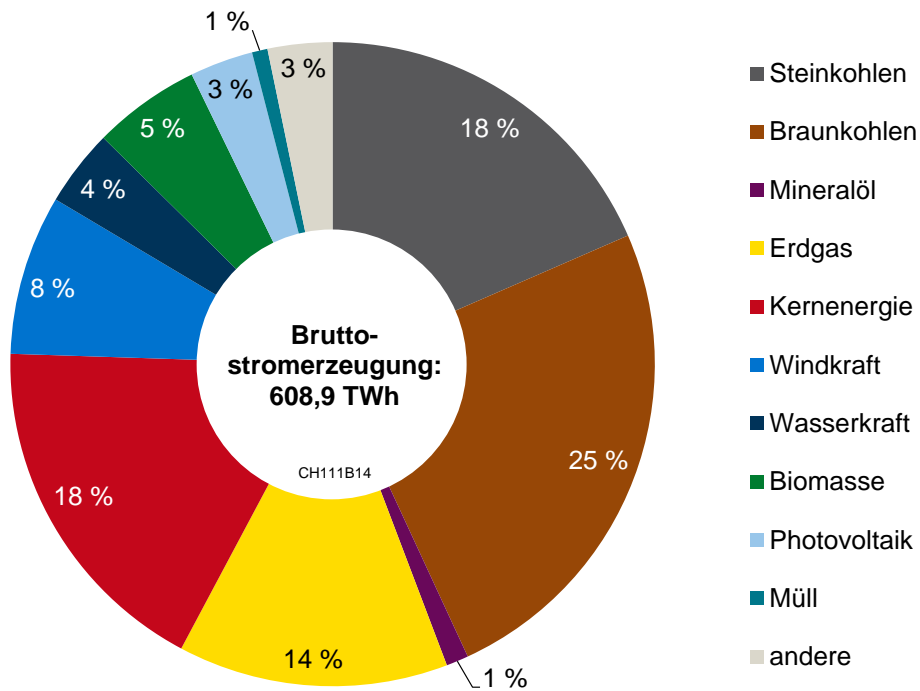


Bild 2.1: Bruttostromerzeugung nach verwendeten Energieträgern im Jahr 2011 [3, p. 22]

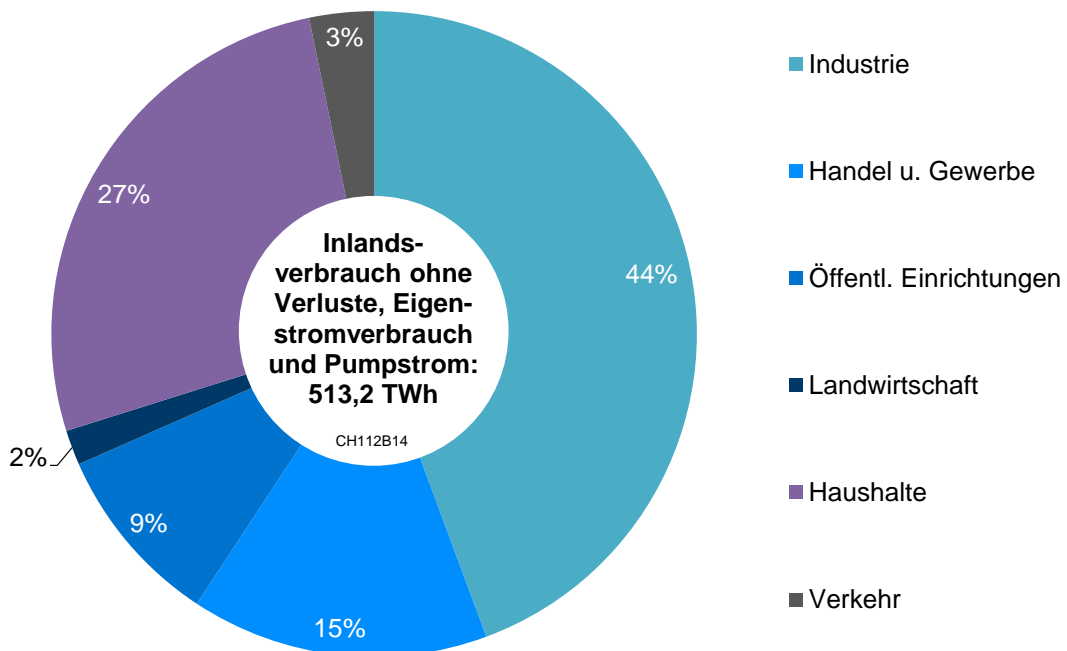


Bild 2.2: Inlandsverbrauch von Strom nach Sektoren ohne Verluste, Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch im Jahr 2011 [9, p. 21]

Wie sich der elektrische Energieverbrauch in Zukunft entwickeln wird, lässt sich kaum zuverlässig prognostizieren, da dies von vielen Faktoren abhängt. Konjunkturelle Einflüsse zeigen sich am stärksten in der Industrie, aber auch in den übrigen Sektoren. Zudem stellt sich die Frage, wie sich in Zukunft die Anstrengungen für mehr Effizienz bei Stromanwendungen entwickeln und welchen Anteil elektrische Fahrzeuge am Verkehr haben werden. Aufgrund der schlechten Prognosemöglichkeiten werden die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit mittels dreier unterschiedlicher Verbrauchsentwicklungen durchgeführt, um deren Auswirkungen auf die optimale Ausgestaltung des Energiesystems aufzuzeigen.

2.2 Überblick über die aktuelle Wärmeerzeugungs- und -verbrauchsstruktur

In diesem Kapitel wird ein knapper Überblick über die aktuelle Struktur der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs nach Sektor, Anwendungsart und Brennstoff wiedergegeben. Alle weiterführenden und für die Simulationen notwendigen detaillierten Daten werden im Kapitel 6 aufgeführt.

Die enorme Bedeutung des Wärmeverbrauchs im Energiesystem Deutschlands zeigt die Darstellung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsart und Sektor für das Jahr 2011 nach dem Endbericht Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen [10] in Bild 2.3. Bei der Art der Wärmeanwendung wird nach Raumwärme, Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung und sonstiger Prozesswärme unterschieden. Die jeweilige Anwendungsart wird darüber hinaus auf die drei Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Industrie aufgeteilt. Der restliche Sektor des Kreisdiagramms deckt u. a. die übrigen Verwendungszwecke ab, zu denen diejenigen nichtthermischer Art zählen, wie beispielsweise mechanische Energie oder Energie für die Informations- und Kommunikationstechnik. Zusätzlich deckt dieser Kreissektor auch jeglichen Endenergieverbrauch des Verkehrssektors ab.

Aus dem Diagramm, dessen Werte nicht temperaturbereinigt sind, ist ersichtlich, dass etwas mehr als 30 % des Endenergiebedarfs des Jahres 2011 auf die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser entfallen. Zwei Drittel davon werden von den Haushalten benötigt. Ein ebenfalls großer Anteil von fast 20 % am Endenergieverbrauch wird durch den Prozesswärmeverbrauch der Industrie verursacht. Das Temperaturniveau der Industrieprozesswärme fällt hierbei sehr unterschiedlich aus, wobei ein Großteil des Wärmeverbrauchs auf Hochtemperaturanwendungen entfällt. Die Optimierung in der vorliegenden Arbeit beschränkt sich jedoch auf die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung.

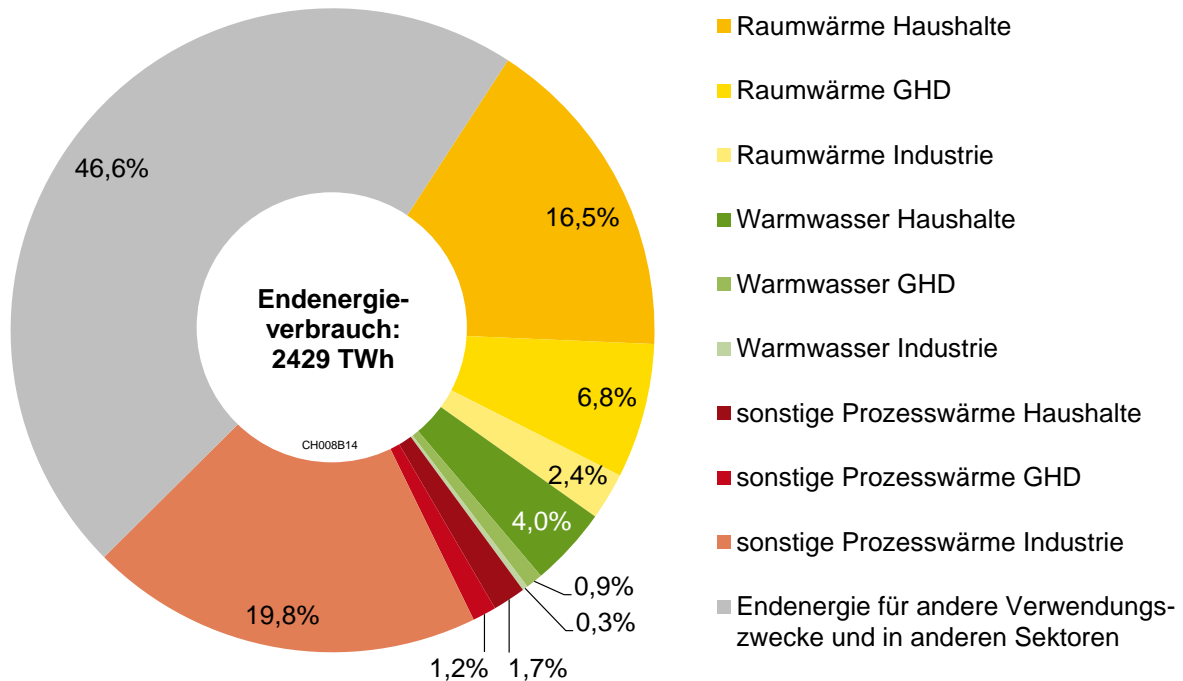


Bild 2.3: Endenergieverbrauch nach Wärmeanwendungen und sonstigen Verwendungszwecken und nach Sektoren im Jahr 2011; Daten aus [10, p. 25]

Durch Sanierungen im Gebäudebereich lässt sich der Endenergieverbrauch insbesondere zur Bereitstellung von Raumwärme deutlich verringern. Allerdings sind hierfür erhebliche Investitionen notwendig, die viele Gebäudeeigentümer scheuen. Die Frage, wie verstärkte Investitionsanreize in Gebäudesanierungen gesetzt werden können, soll jedoch nicht im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden. Vielmehr wird den Fragen nachgegangen, wie sich das Gesamtsystem aus Strom- und Wärmeerzeugung optimieren lässt, inwieweit elektrische Energie, und dabei insbesondere die regenerativ bereitgestellte, in den Wärmesektor integriert werden kann und welche Rolle KWK-Anlagen bei der Wärmeerzeugung spielen. Diese Fragen stellen sich zwangsläufig bei der Analyse der Struktur der Endenergieträger für Wärmeanwendungen, wie sie in Bild 2.4 dargestellt ist. 43,1 % des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen entfallen auf Gase, 17,2 % auf Mineralöl, 9,6 % auf Kohle und nur 10,1 % auf erneuerbare Endenergieträger. Zu erwähnen ist in diesem Fall auch, dass die elektrische Endenergie für Wärmeanwendungen, deren Anteil 9,5 % ausmacht, zu ca. 20 % aus regenerativen Primärenergieträgern stammt (siehe Kapitel 2.1). Dies erhöht den eigentlichen Wert für den erneuerbaren Beitrag an der Wärmebereitstellung etwas. Ähnlich verhält es sich mit dem regenerativen Beitrag zur Fernwärmeerzeugung. Wie Bild 2.4 zeigt, werden 9,3 % des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen über Fernwärme bereitgestellt. Auch die Frage, welchen Anteil

die Fernwärme und damit zentrale und dezentrale Technologien in einem optimierten Energiesystem haben, wird im Rahmen dieser Arbeit näher untersucht.

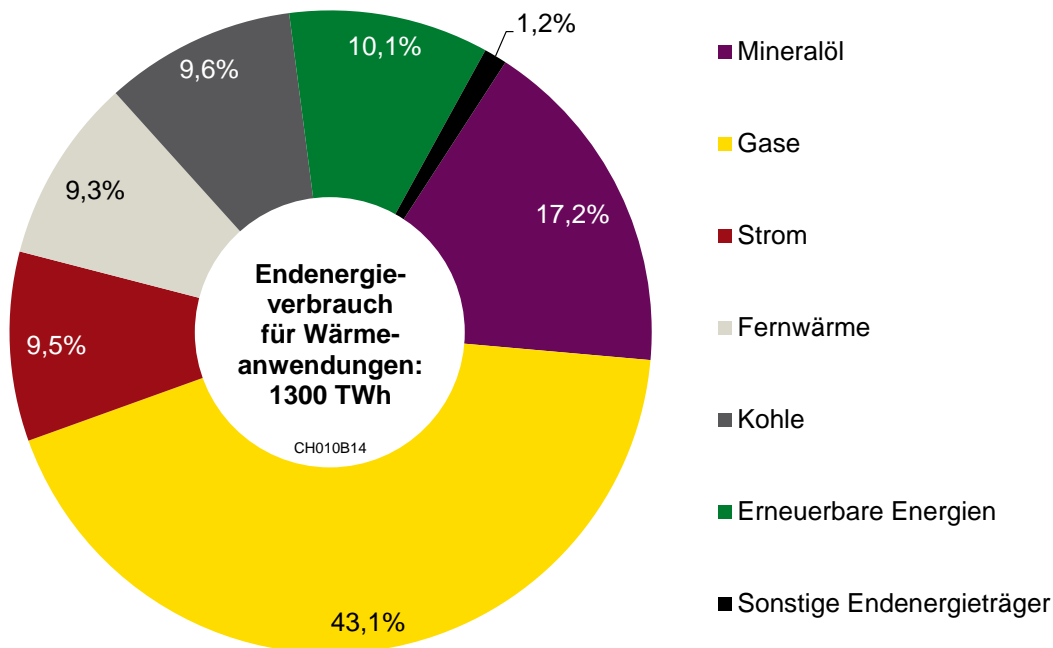


Bild 2.4: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen nach Endenergieträger über alle Sektoren im Jahr 2011; Daten aus [10, p. 26]

Letztlich lassen sich nur durch ein optimiertes Zusammenspiel aus Strom- und Wärmeerzeugung Potenziale zur Senkung der CO₂-Emissionen und zur verstärkten Integration erneuerbarer Energien heben.

2.3 Anforderungen an ein geeignetes Energiesystemmodell

Ausgehend vom aktuellen Stand ist zur Erreichung der umweltpolitischen Ziele eine Vielzahl an Maßnahmen erforderlich. Einige wichtige davon werden in diesem Abschnitt beschrieben. Um diese Maßnahmen ausreichend bewerten zu können, müssen sie durch das Energiesystemmodell adäquat abgebildet werden. Die daraus resultierenden Anforderungen an das Energiesystemmodell werden im Folgenden definiert.

Verschiedene Effizienzmaßnahmen und der Einsatz erneuerbarer Energien sowohl im Stromsektor als auch im Wärmesektor sind notwendig, um die gesteckten Ziele zu erreichen. Auch die Speicherung von Energie – sei es mit elektrischen oder thermischen Speichern – ist angesichts der Fluktuation vieler erneuerbarer Energieträger

wohl unumgänglich. Deshalb muss ein passendes Modell die Energiespeicherung adäquat abbilden.

Erneuerbare Energien im Wärmesektor zur Bereitstellung von Raumheizwärme und Warmwasser lassen sich durch verschiedene Technologien integrieren. Dazu gehört die Solarthermie, deren Bereitstellung von Wärme jedoch starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt. Insbesondere der hohe Wärmeverbrauch im Winter läuft der Wärmebereitstellung durch solarthermische Anlagen entgegen. Die Erzeugungsschwankungen sind als Eingangsdaten für das Modell durch geeignete Zeitreihen abzubilden. Die Einbindung eines thermischen Speichers kann in Kombination mit solarthermischen Anlagen sinnvoll sein. Biogene Energieträger eignen sich im Allgemeinen sehr gut zur Bereitstellung von Wärme, da sie kaum saisonalen Schwankungen unterliegen, meist gut lagerfähig sind und daher bedarfsgerecht eingesetzt werden können. Allerdings ist das Potenzial für biogene Brennstoffe deutlich limitiert, wenn eine sinnvolle und örtlich begrenzte Brennstoffbeschaffung angenommen wird. Hinzu kommt bei einigen biogenen Energieträgern eine starke Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion. Aus diesem Grund muss in der Modellierung die Begrenztheit von Brennstoffen abgebildet werden.

Über elektrische Energie als Sekundärenergieträger lassen sich erneuerbare Energien ebenso in den Wärmesektor integrieren. Als kostengünstige Möglichkeit bieten sich hierbei elektrische Direktheizungen, elektrische Speicherheizungen oder elektrische Trinkwarmwasserbereiter an. Über die gesamte Energiebereitstellungskette sind diese Technologien momentan jedoch verhältnismäßig ineffizient. Eine wesentlich effizientere, aber auch mit höheren Investitionskosten verbundene Technologie ist die elektrische Wärmepumpe. Ein weiterer Effekt, der mit elektrischer Energie als Sekundärenergieträger bei der Wärmebereitstellung einhergeht, ist die Diversifizierung bei den Primärenergieträgern, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Besonders interessant im Zusammenhang mit der elektrischen Wärmeerzeugung ist auch die Kombination mit thermischen Speichern. Aufgrund der niedrigen variablen Erzeugungskosten der volatilen erneuerbaren Energien [11, p. 60] bietet es sich an, dass diese Energie in Zukunft verstärkt zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Geeignete Möglichkeiten der kostengünstigsten Integration zu finden, ist eine der Aufgaben des Energiesystemmodells.

KWK-Anlagen sind unter gewissen Voraussetzungen effizienter als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme, nämlich dann, wenn über einen möglichst großen Zeitraum zeitgleich Strom und Wärme benötigt wird. Auch hierbei kann sich die Einbindung thermischer Speicher positiv auswirken.

Ein geeignetes Energiesystem muss folglich die Technologien, die den Stromsektor mit dem Wärmesektor koppeln, d. h. elektrische Wärmeerzeuger und KWK-Anlagen, hinreichend abbilden können.

Inwiefern sich nun die jeweiligen Technologien unter dem Gesichtspunkt der kostengünstigsten Strom- und Wärmeerzeugung eignen, ist durch das Energiesystemmodell zu bestimmen. Dafür ist eine möglichst umfassende Betrachtung des Energiesystems notwendig, wobei die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmesektor und die Bündelung von Maßnahmen zur Effizienzverbesserung und Einbindung erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle spielen, um eine kostengünstige und effiziente Energieversorgung zu erlangen. Nur mit einem Modell, das die Maßnahmen in sich geschlossen abbildet, sind die eingangs genannten Fragestellungen zu beantworten und die Optimierungsaufgabe zufriedenstellend zu lösen. Außerdem lässt sich nur durch ein Modell, das viele Optionen zur Integration elektrischer Energie aus Erneuerbaren bietet, die günstigste Verwendung der Überschüsse daraus finden.

Welche Modelle und Modellansätze sich dafür eignen bzw. welche Untersuchungen dazu bereits erfolgt sind, wird im anschließenden Kapitel erörtert.

2.4 Abgrenzung gegenüber bestehenden Modellen und Untersuchungen

Der Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit wird in Ansätzen oder mit sehr einschränkenden Rahmenbedingungen bereits durch einige Modelle und Studien behandelt. Inwieweit diese die genannten Aufgabenstellungen beantworten und sich für weiterführende Fragestellungen eignen, wird in diesem Kapitel behandelt.

Untersuchungen durch das **Zentrum für Innovative Energiesysteme** (ZIES) der FH Düsseldorf [11] gehen der Fragestellung nach, ob und inwieweit mittels sogenannter hybrider Wärmeerzeuger, d. h. einer Kombination aus konventionellen und elektrischen Heiztechniken, elektrische Überschüsse aus erneuerbaren Energien im Energiesystem integriert werden können. Die genannten Untersuchungen berücksichtigen jedoch keine weiteren konkurrierenden Integrationsmaßnahmen, da „Standorte für Pumpspeicherwerke in Deutschland rar gesät sind“ und „Power-to-Gas nach heutigem Stand ineffizient arbeitet“ [11, p. 57]. Wesentlich effizientere Speichersysteme als Power-to-Gas, nämlich Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher finden keine Erwähnung. Zudem wird die Integrationsfähigkeit der Elektromobilität nicht berücksichtigt, weil deren Entwicklungen schlecht prognostizierbar sind. Die Analysen des ZIES untersuchen u. a. die Anteile der elektrischen und regenerativen Wärmebereit-

stellung bei vollständiger Integration der elektrischen Überschüsse. Die elektrische Wärmeerzeugung erfolgt dabei in Gebäuden mittels elektrischer Durchlauferhitzer bzw. durch Heizstäbe in Warmwasserspeichern. In Fernwärmenetzen werden Tauchsieder bzw. Elektrodenheizkessel eingesetzt. Den Untersuchungen des ZIES und der hier vorliegenden Arbeit ist gemein, dass in beiden Fällen von identischen Wärmelastprofilen für dezentral und zentral versorgte Objekte ausgegangen wird. Die Studie berücksichtigt die Nutzung überschüssiger elektrischer Energie im Wärmesektor offensichtlich nicht im Rahmen des Einsatzes von Wärmepumpen. Diese werden zwar zusammen mit solarthermischen Anlagen als Teil einer zukünftigen Wärmeversorgung genannt, jedoch werden Wärmepumpen nicht zum Verbrauch überschüssiger elektrischer Energie eingesetzt. Neben der Wärmebereitstellung für Raumwärme und Warmwasser werden in den Untersuchungen des ZIES auch einige industrielle Wärmeprozesse hinsichtlich ihrer Eignung zur Integration überschüssiger elektrischer Energie untersucht. Allerdings werden hierbei keine Speicher für Prozessdampf eingesetzt, da diesen aufgrund des meist deutlich höheren Temperaturniveaus entweder momentan die technische Reife fehlt oder die Investitionskosten zu hoch ausfallen. Die Untersuchungen des ZIES zeigen, dass man durch die hybride Wärmeerzeugung zusammen mit einem Erzeugungsmanagement „eine ganzheitliche Lösung erarbeiten“ [11, p. 60] kann. Dennoch fehlt am genannten Ansatz die vollständige Einbindung aller Arten der Stromerzeugung. Dies erfolgt im Rahmen dieser Dissertation.

Die **Forschungsstelle für Energiewirtschaft** hat mit dem Projekt Flex [12] [13] einen Teilaspekt der im Rahmen dieser Arbeit dargestellten Problemstellung betrachtet. Dabei lag der Schwerpunkt auf einem optimierten Einsatz von KWK-Anlagen in Fernwärmesystemen in Kombination mit thermischen Speichern und elektrischen Zusatzheizern. Die Abbildung des Systems findet mittels eines sogenannten Regionenmodells statt. Insgesamt werden mit diesem Modell die örtliche Auflösung von Last und Erzeugung in Deutschland und die Optimierungsmöglichkeiten durch den flexiblen Einsatz der KWK recht gut dargestellt. Allerdings fehlen die Optimierungspotenziale hinsichtlich einer gesamten Optimierung des Strom- und Wärmesystems, da nur der wärmenetzgebundene Teil des Wärmesystems dargestellt wird. Ein optimierter Ausbau aller Wärmeerzeugungskapazitäten fehlt in diesem Modell. [12] [13]

In Ansätzen mit der vorliegenden Arbeit vergleichbare Untersuchungen wurden von der **Prognos AG** im Rahmen einer Studie für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. im Jahr 2013 erarbeitet [14]. In dieser Studie werden unter anderem die Einflüsse von Wärmespeichern und Elektroheizern in Kombination mit

KWK-Anlagen auf das Energiesystem in Deutschland untersucht. Schwerpunkte sind die Auswirkungen auf die Emissionen und die Nutzung überschüssiger elektrischer Energie aus volatilen erneuerbaren Energien. Gemein ist dem Modell der Prognos AG und der vorliegenden Arbeit, dass der Einsatz des dem KWK-System zugehörigen Wärmespeichers von der Residuallast, dem Wärmelastprofil und dem Speicherstand abhängig ist und entsprechend optimiert wird.

Bei den Simulationen wird außerdem berücksichtigt, dass der Einsatz von KWK-Anlagen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien nicht verdrängt und eine Wärmeversorgung der an KWK-Anlagen angeschlossenen Verbraucher stets gewährleistet ist. Allerdings wird hierfür in der Prognos-Studie die Stellung der KWK-Anlagen innerhalb der Merit-Order, nach der der Kraftwerkseinsatz üblicherweise erfolgt, verändert, sodass die KWK bezüglich der Einspeisung vorrangig behandelt wird. Dies führt dann dazu, dass nicht mehr das volkswirtschaftliche Optimum erreicht wird. Aufgabe dieser Dissertation ist es jedoch, das volkswirtschaftliche Kostenminimum zu finden, ohne dass bestimmte Anlagen mit konventionellen Brennstoffen bevorzugt behandelt werden.

Im Prognos-Modell, wie auch in der vorliegenden Arbeit, wird die Form des Lastverlaufs bis zum Jahr 2050 konstant gehalten; lediglich die absoluten Werte werden entsprechend der erwarteten Bedarfsentwicklung skaliert. Im Gegensatz zur vorliegenden Arbeit sind in der Prognos-Studie weder der Kraftwerksausbau noch der Ausbau der Fernwärme noch der Ausbau der Wärmeerzeugung allgemeine Optimierungsgrößen. Stattdessen liegen der Studie Daten zur Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerksparks aus dem Szenario „Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept“ zugrunde, das für den Verband der bayerischen Wirtschaft erstellt worden ist. Für den Ausbau der Fernwärme dient eine Potenzialabschätzung des IER Stuttgart, die für den AGFW-Hauptbericht 2011 [15] erstellt worden ist. Die Ergebnisse der Prognos-Studie beschränken sich somit bezüglich ihres Optimierungsbereiches nur auf einen Teil des Energiesystems. [14, p. 41]

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden dagegen auch der Bedarf an Kraftwerken und der Bedarf an Wärmenetzen modellinhärent optimiert. Insgesamt betrachtet bietet die Prognos-Studie eine gute Vergleichsmöglichkeit mit den Ergebnissen dieser Arbeit.

Eine weitere Studie der **Prognos AG** bestimmt den „Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien“ [16]. Darin werden das Potenzial großtechnischer, an Fernwärmenetze gekoppelter Wärmespeicher und die Auswirkungen auf den Einsatz von KWK-Anlagen bestimmt. Auch in dieser Studie werden industrielle Anlagen aufgrund des höheren Temperaturniveaus nicht betrachtet. Die Studie un-

tersucht jedoch nicht in einem geschlossenen Ansatz die Wechselwirkungen mit anderen Bereichen der Energieerzeugung und Versorgung, wie beispielsweise den Einsatz von Wärmespeichern in Gebäuden oder den Nutzen großtechnischer elektrischer Energiespeicher. [16]

Eine ähnliche Aufgabenstellung – allerdings räumlich betrachtet nur auf eine Stadt bezogen – behandelt die **Dissertation von STEPHAN RICHTER** mit dem Titel „Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme – Methodenentwicklung und erste Anwendung am Beispiel Augsburg“ [17]. Aufgrund der örtlichen Begrenzung lassen sich mit dem Modell URBS (Urban Research Toolbox: Energy Systems) relativ detailliert örtlich deutlich begrenzte, zeitlich hoch aufgelöste Energiesysteme optimieren. Einige darin enthaltene Modellierungsmethoden eignen sich auch für größere Energiesysteme, wie sie im Rahmen der vorliegenden Arbeit modelliert werden. Auf diese Methoden wird an den entsprechenden Stellen der Modellbeschreibung in Kapitel 4 verwiesen.

Durch das Modell URBS, das aus vier Modulen besteht, können beispielsweise über das Stadtentwicklungsmodul bzw. das Energienachfragemodul unterschiedliche Szenarien mit verschiedenen Eingangsparametern hinsichtlich der aktuellen und zukünftigen Entwicklung der strukturellen und nachfrageseitigen Rahmenbedingungen simuliert werden. Über das Energietechnikmodul werden technische Daten unterschiedlicher Technologien zur Energiewandlung und zum Energietransport der Optimierungsumgebung zugeführt. Durch Variationen dieser Daten lassen sich Sensitivitätsanalysen durchführen. Mit dem Umweltmodul werden unter anderem Restriktionen für diverse Energieträger, im Besonderen der regenerativen Energieträger, festgelegt.

Der Dissertation von Stephan Richter und der hier vorliegenden Arbeit ist gemein, dass als Ergebnis eines linear formulierten Problems unter der Vorgabe der Kostenminimierung u. a. ein Techniksatz ausgegeben wird, der die vorgegebenen Lasten elektrischer und thermischer Art deckt. Dazu bestimmt die Optimierung den Anteil, den die jeweilige Technik zur Deckung der Endenergienachfrage beiträgt. Ausgangsgrößen des Modells sind die CO₂-Emissionen, die Gesamtsystemkosten für den Aufbau und den Betrieb, sowie die installierten Leistungen und erzeugten Energiemengen. Zusätzlich besteht bei URBS die Möglichkeit, anstelle der Kosten die Emissionen zu minimieren. Des Weiteren kann durch das Modell in Abhängigkeit von Wetterabläufen die Ausbreitung der entstandenen Luftschadstoffe abgebildet werden.

Als problematisch stellte sich im Rahmen der Arbeit von STEPHAN RICHTER unter anderem heraus, einen brauchbaren Wärmelastgang als Eingangsgröße zu generieren.

Verwendet wurde im Beispiel Augsburg der Fernwärmelastgang des Versorgungsgebiets, der auf den Gesamtbedarf des betrachteten Gebiets hochskaliert wurde. Relevant ist in der genannten Arbeit nur die Niedertemperaturwärme. Prozesswärme findet keine Beachtung. [17]

Während es bei URBS bereits notwendig ist, für den begrenzten Raum einer Stadt Anlagen mit gleichen Eigenschaften insbesondere bei Einzelobjektversorgung zu gruppieren und nur größere Anlagen einzeln zu simulieren, ist der Aufwand zur Aufbereitung der Eingangsdaten für den Betrachtungsraum Deutschland, wie er innerhalb der vorliegenden Arbeit abgebildet wird, deutlich höher und komplexer. Eine besondere Herausforderung innerhalb der vorliegenden Arbeit stellt somit der großräumige Betrachtungsraum dar. Hinzu kommt, dass in [17] die Deckung der elektrischen Last nur zum Teil über Anlagen des betrachteten Energiesystems erfolgt. Die fehlende elektrische Leistung wird über das Übertragungsnetz bezogen. Im Rahmen dieser Dissertation soll jedoch die elektrische Energieerzeugung geschlossen abgebildet werden, was auch die Berücksichtigung elektrischer Energiespeicher einschließt.

Ein geeignetes Tool zur Erzeugung eines Energiesystemmodells ist **TIMES** (The Integrated Market Eform System) [18], das von der IEA entwickelt wurde. Dabei handelt es sich um einen Energiesystemmodellgenerator, mit dem einerseits Energiesystemmodelle entwickelt werden können und der andererseits auch für Optimierungsaufgaben für größere Simulationszeiträume eingesetzt werden kann. TIMES entstand aus den Modellen MARKAL (Market Allocation Model) und EFOM (Energy Flow Optimization Model) und basiert auf der linearen Programmierung. [19, pp. 7-10] [20, pp. 21, 22]

Die Energiesysteme, die mit diesem Tool aufgebaut werden können, bestehen aus Verknüpfungen von Gütern und Prozessen. Zu den Gütern zählen beispielsweise Energieträger. Die Prozesse können Umwandlungsprozesse, z. B. in Kraftwerken, oder Austauschprozesse, etwa mit einer anderen Region, sein. Zu den notwendigen Eingangsgrößen zählen vor allem technische und wirtschaftliche Daten, Preisentwicklungen, Ressourcenverfügbarkeiten und die Nachfrage. Bereits getroffene Investitionsentscheidungen für bestimmte Prozesse können entsprechend berücksichtigt werden, während andere Teile des Energiesystems frei optimiert werden können. Ferner können für alle Elemente des Energiesystems obere und untere Schranken eingeführt werden. Zu den Ausgangsgrößen zählen unter anderem Kosten, Güterströme und Angaben zur Dimensionierung von Prozessen. Meist wird das Modell verwendet, um kostenminimale Energiesysteme zu bestimmen. [20, pp. 21, 22] [21, pp. 10, 21]

Eingesetzt wurde TIMES unter anderem im zweiten Bearbeitungsschritt zur AGFW-Hauptstudie 2004 [21]. Hierbei wurde auch die „Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020“ [21, p. 3] untersucht. In diesem Modell, genannt TIMES-D, wurde vor allem ein Schwerpunkt in der detaillierten Darstellung von Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch gesetzt. Bei diesem „Energiesystem-Flächenmodell“ wurden sogenannte Raumkategorien bestimmt, bei denen in einem ersten Schritt nach Sektoren und in einem weiteren Schritt beispielsweise nach Gebäudetypen oder Branchen differenziert wurde [21, p. 28]. Auf diese Weise wurden einzelne Wärmeversorgungsbereiche gebildet und eine adäquate Abbildung des Wärmesektors erreicht. Da der Wärmesektor über Wärmenetze und KWK-Anlagen mit der Stromerzeugung gekoppelt abgebildet wurde, ließen sich auch die Rückwirkungen auf den Kraftwerksbedarf bestimmen. Im Gegensatz zu den Untersuchungen mit TIMES-D liegen in der vorliegenden Arbeit die Schwerpunkte jedoch auch in der Untersuchung der Wärmeversorgung mit elektrischen Wärmeerzeugern unterschiedlicher Art und deren Auswirkungen auf das Energiesystem sowie in der Abbildung der Konkurrenzsituation zwischen elektrischen und thermischen Speichern. Nichtsdestotrotz handelt es sich bei TIMES um ein sehr flexibles Instrument, das sich auch für die bereits in Kapitel 1.2 genannten Fragestellungen eignen würde.

Das im Rahmen der **Dissertation von PHILIPP KUHN** [6] am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München entwickelte Modell IMAKUS optimiert den zukünftigen Ausbau elektrischer Energieerzeugungsanlagen und elektrischer Speicher sowie den Einsatz dieser Anlagen einschließlich des Anlagenbestandes für Deutschland. Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Die Optimierung erfolgt intertemporal über mehrere Jahre. Das Modell greift nicht auf Typtage zurück, sondern verwendet Jahreszeitreihen. [6] [7]

Bisher berücksichtigt IMAKUS KWK-Anlagen, nur in der Form, dass die nach einem vorgegebenen Profil erzeugte elektrische Energie aus diesen Anlagen als gesetzte Einspeisung betrachtet wird. Weder ein Zubau von KWK-Anlagen noch ein zeitlich flexibler Einsatz dieser Erzeuger ist möglich, da der Wärmesektor nicht berücksichtigt wird. Thermische Speicher zur Entkopplung von Strom und Wärme existieren in diesem Modell somit auch nicht. Folglich können auch keine Rückwirkungen der Wärmeerzeugung auf die Stromerzeugung abgebildet werden. [6] [7]

Allerdings bietet dieses Modell zahlreiche Anknüpfungspunkte und Erweiterungsmöglichkeiten, was die Anbindung eines Wärmesystemteils ermöglicht. Zudem bildet es das Energiesystem in einer angemessenen zeitlichen Auflösung und in sich geschlossen ab. Besonders hervorzuheben ist die Möglichkeit der Speicherdarstellung und die kombinierte Optimierung von Einsatz und Zubau von Erzeugungseinheiten.

Aus diesen Gründen wird auf dieses zur Verfügung stehende Modell als Basis für die weitere Energiesystemmodellierung zurückgegriffen. Die Grundlagen und Prinzipien von IMAKUS und dessen Teilmodellen werden in Kapitel 3 näher beschrieben.

Gegenüber vorgenannten Untersuchungen wird innerhalb dieser Arbeit insbesondere auf die volkswirtschaftlich optimierte kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung Wert gelegt. Während in vielen Studien Anteile der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen als Eingangsgrößen fest vorgegeben werden, wird hier der optimale Bedarf modellinhärent bestimmt. Zudem findet eine weitergehende Kopplung der Sektoren durch die Einbindung elektrischer Wärmeerzeuger und die Konkurrenzsituation durch Speichermöglichkeiten auf elektrischer und thermischer Seite statt. Im Besonderen werden mittels einer eigens entwickelten Methodik verschiedene Wärmesystemgruppen implementiert, die für eine angemessene Abbildung des Wärmesystembereichs notwendig sind.

3 IMAKUS als Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über das zugrunde liegende Modell IMAKUS, das darin verwendete Optimierungsverfahren und die Modellstruktur. Auf eine detaillierte Darstellung wird verzichtet. Für tiefergehende Beschreibungen sei auf die Dissertation von PHILIPP KUHN [6] verwiesen. Alle notwendigen Details sind jedoch in diesem Abschnitt und im Rahmen der Gesamtmodellbeschreibung in Kapitel 4 aufgeführt.

3.1 Optimierungsverfahren in IMAKUS [6]

Wie in KUHN [6, p. 26] beschrieben, eignet sich für die Optimierung des Einsatzes und Ausbaus von Kraftwerken und elektrischen Speichern vor allem die lineare Programmierung. Andere Verfahren sind für diese Optimierung weniger oder gar ungeeignet. Die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung weist beispielsweise sehr lange Rechenzeiten auf, bei heuristischen Methoden sind die Wirkungszusammenhänge schwer darstellbar. Die lineare Programmierung hat allerdings den Nachteil, dass jedes Problem streng linear abgebildet werden muss, was an einigen Punkten der Darstellung eines Energiesystemmodells mit Abstrichen in der Genauigkeit oder mit systematischen Fehlern verbunden ist. Inwieweit dies auf das erweiterte Modell Auswirkungen hat, wird im jeweiligen Kapitel der Modellbeschreibung und in der abschließenden Diskussion in Kapitel 8.5.2.1 erläutert.

Die lineare Programmierung ist dadurch gekennzeichnet, dass eine Zielfunktion der folgenden Form (Gl. 3.1) mit n Variablen minimiert werden muss:

$$\sum_{k=1}^n g_k \cdot x_k \stackrel{!}{=} \min \quad \text{Gl. 3.1}$$

g_k	Koeffizienten in der Zielfunktion
x_k	Entscheidungsvariablen
k	Laufvariable für Entscheidungsvariablen und Koeffizienten 1 ... n
n	Anzahl an Entscheidungsvariablen und Koeffizienten

Für die Entscheidungsvariablen gilt dabei:

$$x_k \geq 0 \quad \forall k = 1 \dots n \quad \text{Gl. 3.2}$$

Dazu müssen Nebenbedingungen in Form von p Gleichungen (Gl. 3.3) und q Ungleichungen (Gl. 3.4) eingehalten werden:

$$\sum_{k=1}^n a_{eq,i,k} \cdot x_k = b_{eq,i} \quad \forall i = 1 \dots p \quad \text{Gl. 3.3}$$

$$\sum_{k=1}^n a_{j,k} \cdot x_k \leq b_j \quad \forall j = 1 \dots q \quad \text{Gl. 3.4}$$

$a_{eq,i,k}$	Koeffizienten der Gleichungen der Nebenbedingungen
$a_{j,k}$	Koeffizienten der Ungleichungen der Nebenbedingungen
$b_{eq,i}$	Wert der rechten Seite der Gleichungen der Nebenbedingungen
b_j	Wert der rechten Seite der Ungleichungen der Nebenbedingungen
x_k	Entscheidungsvariablen
i	Laufvariable für Gleichungen 1 ... p
j	Laufvariable für Ungleichungen 1 ... q
k	Laufvariable für Entscheidungsvariablen und Koeffizienten 1 ... n
n	Anzahl an Entscheidungsvariablen und Koeffizienten
p	Anzahl an Gleichungen
q	Anzahl an Ungleichungen

Zudem können Untergrenzen und Obergrenzen für die Entscheidungsvariablen definiert werden:

$$x_{lb,k} \leq x_k \leq x_{ub,k} \quad \forall k = 1 \dots n \quad \text{Gl. 3.5}$$

$x_{lb,k}$	Untergrenze (lower bound) für Entscheidungsvariable x_k
$x_{ub,k}$	Obergrenze (upper bound) für Entscheidungsvariable x_k

Die Zielfunktion (Gl. 3.1) ist im konkreten Anwendungsfall eine Kostenfunktion – die Optimierungsaufgabe folglich die Minimierung der Kosten. Bei den Koeffizienten in der Zielfunktion handelt es sich somit um spezifische Kosten, die mit der jeweils zugehörigen Variable multipliziert werden. Die Summe aus diesen Produkten ergibt den Zielfunktionswert, d. h. die Gesamtkosten, die zu minimieren sind.

Die Nebenbedingungen beschreiben die unterschiedlichsten Grenzen des Systems. Durch die Wahl der Koeffizienten gehen immer nur bestimmte Entscheidungsvariablen mit der jeweiligen Gewichtung in die entsprechende Nebenbedingung ein. Für Entscheidungsvariablen, die in einer Nebenbedingung keine Rolle spielen, werden die Koeffizienten zu null gesetzt. Des Weiteren wird das System durch die Unter- und Obergrenzen der Entscheidungsvariablen begrenzt. Somit wird der mögliche Lösungsraum des linearen Gleichungssystems definiert.

Die verwendeten Gleichungen, Ungleichungen und Grenzen, die im Gesamtmodell in Form von Matrizen und Vektoren abgebildet werden, sind im Detail in der Modellbeschreibung (Kapitel 4) und in KUHN [6, pp. 56-58] zu finden.

3.2 Aufbau von IMAKUS [6]

Das Gesamtmodell IMAKUS, ein „Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern“ [6, p. 34], bestimmt den langfristigen Ausbau und Einsatz von Kraftwerken und elektrischen Speichern (Def. siehe Kapitel A2). Konkret werden unter anderem die jährlich installierte Leistung von Kraftwerken sowie die installierte Ladeleistung, die installierte Entladeleistung und die installierte Kapazität der elektrischen Energiespeicher bestimmt. Auch die stündlichen Werte der Erzeugung aus Kraftwerken und der Lade- und Entladeleistung sowie des Speicherstands sind Ausgangsgrößen des Modells. Neben diesen Werten lassen sich über die sogenannte duale Lösung des Problems für jeden Zeitschritt die Grenzkosten der Stromerzeugung ausgeben [6, p. 33]. Das Modell, dem eine feste CO₂-Emissionsgrenze oder Emissionszertifikatspreise vorgegeben werden können, gibt bei erster Variante zudem die Grenzkosten für CO₂-Emissionen aus, was den Vermeidungskosten der letzten emittierten Einheit CO₂ entspricht. IMAKUS bildet kein Stromnetz ab, sondern geht von einer vorhandenen Netzstruktur ohne Restriktionen aus. Man könnte plakativ auch sagen, alle Erzeuger und Verbraucher sind an einer Kupferplatte angeschlossen. Außerdem werden weder Export noch Import abgebildet [6, p. 32].

Als Eingangsgrößen stehen dem Gesamtmodell zur Verfügung: die elektrische Verbraucherlast, die an energiepolitischen Vorgaben ausgelegte gesetzte Einspeisung aus der regenerativen Stromerzeugung und aus KWK-Anlagen, der Bestand an Kraftwerken und großtechnischen elektrischen Energiespeichern mit deren Stilllegungszeitpunkten, Parameter für neue Kraftwerke und Speicher, Brennstoffpreise, Brennstoffgrenzen sowie ein CO₂-Emissionszertifikatspreis bzw. eine CO₂-Emissionsgrenze. Die genannten Größen dienen später auch als Eingangsgrößen für das erweiterte Modell (Bild 4.1) und werden explizit bei der Beschreibung der entsprechenden Rahmendaten in den Kapiteln 5 und 7 aufgeführt.

Um überschaubare Rechenzeiten zu erreichen, ist es bei der hohen zeitlichen Auflösung des Modells notwendig, das gesamte Optimierungsproblem in mehrere unabhängige Teilprobleme aufzuteilen. Hierzu wurden die IMAKUS-Teilmodelle MOWIKA, MESTAS und MOGLIE entwickelt, deren Ablaufschema in Bild 3.1 dargestellt ist [6].

Mittels des Teilmodells MOWIKA (Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerksausbaus) kann intertemporal über mehrere Jahre der optimale Kraftwerkspark bestimmt werden. Hierfür werden die zugrunde gelegten Bestandskraftwerke und der

zu bestimmende Neubau-Kraftwerkspark anhand einer diskretisierten Jahresdauerlinie der Residuallast eingesetzt. Ein Speichereinsatz ist bei dem intertemporalen Ansatz über mehrere Jahre aus Rechenzeitgründen nicht möglich.

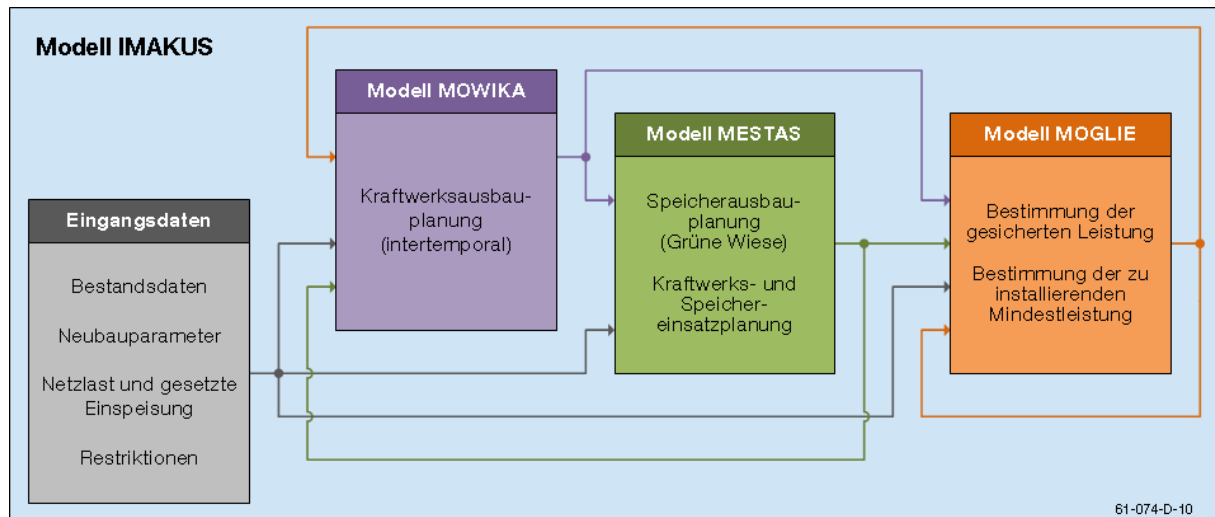


Bild 3.1: Ablaufdiagramm des Modells IMAKUS [6, p. 34]

Der in MOWIKA bestimmte jährliche Park aus Bestands- und Neubaukraftwerken wird in das Teilmodell MESTAS (Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Speichern) als zur Verfügung stehender Kraftwerkspark übergeben. Dieses Teilmodell bestimmt ebenso den zeitlichen Einsatz der Kraftwerke, berücksichtigt zugleich aber den Speicherbestand und bestimmt deren Einsatz sowie den Ausbau und Einsatz neuer elektrischer Speicher. Dies erfolgt allerdings für jedes Simulationsjahr separat. Für bestehende Anlagen sind nur die variablen Kosten relevant, da die Investitionsentscheidungen für diese Anlagen schon getätigt und damit unumkehrbar sind. Für neue Speicher werden zu den variablen Kosten auch die fixen, annuitätisch anfallenden Investitionskosten angesetzt (Gl. 3.6) [6, pp. 29, 89f.] [22, p. 40].

$$K_{I,a} = K_I \cdot \frac{p_k \cdot (1 + p_k)^{T_{LD}}}{(1 + p_k)^{T_{LD}} - 1} \quad \text{Gl. 3.6}$$

K_I	Gesamtinvestitionskosten
$K_{I,a}$	annuitätische Investitionskosten pro Jahr
p_k	kalkulatorischer Zinssatz pro Jahr
T_{LD}	Lebensdauer in Jahren

Der Annuitätenansatz ist notwendig, da jedes Simulationsjahr separat und in sich geschlossen optimiert wird. Mit der Annuitätenmethode werden die Kosten einer Investition gleichmäßig über alle Jahre der Lebensdauer des Investitionsguts verteilt.

Es wird also in diesem Teilmodell der Ansatz verfolgt, dass jedes Jahr ein eigener Speicherpark sozusagen auf die „grüne Wiese“ gestellt wird.

In diesem Teilmodell können für chronologische Zeitreihen die Kraftwerke und Speicher den Rahmenbedingungen entsprechend flexibel eingesetzt werden und es erfolgt eine Optimierung des Speicherausbaus speziell für ein Simulationsjahr. Nachteilig wirkt sich dabei aus, dass die Investitionsentscheidungen auf Basis der Rahmenbedingungen eines einzelnen Jahres getroffen werden. Eine Übernahme der im Vorjahr neu installierten Speicher ist nicht vorgesehen, da dies die Investitionsentscheidungen des aktuellen Simulationsjahres beeinflussen würde. Andererseits kann als Ergebnis der Optimierung für ein einzelnes Simulationsjahr auch ein Speicherpark ausgegeben werden, der sich von dem des Vorjahres gravierend unterscheidet oder dessen Leistungen und Kapazitäten zurückgehen. Die Aussagekraft der unabhängigen Jahresergebnisse ist jedoch größer als bei einer Übernahme der Ergebnisse des vorherigen Simulationsjahres [6, p. 29]. Aufgrund des Speichereinsatzes verändert sich die durch die Kraftwerke zu deckende Last. Somit kann sich der Bedarf an Neubaukraftwerken ändern. Aus diesem Grund wird die durch den Speichereinsatz veränderte Last an das Teilmodell MOWIKA zurückgegeben und über mehrere Iterationen zwischen MOWIKA und MESTAS ein finaler Kraftwerks- und Speicherbedarf bestimmt (Bild 3.1).

Wie Bild 3.1 zeigt, ist auch das Teilmodell **MOGLIE** (Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung im Erzeugungssystem) iterativ in das Gesamtmodell eingebunden. Dieses Teilmodell ermittelt die notwendige Mindestleistung der Kraftwerke in Abhängigkeit von der Jahreshöchstlast und dem Zuverlässigkeitsniveau und gibt diese an das Teilmodell MOWIKA zurück. MOGLIE verwendet dabei unterschiedliche Methoden zur Bewertung der gesicherten Leistung einzelner Elemente des Energiesystemmodells, da Kraftwerke, KWK-Anlagen, Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, elektrische Speicher etc. aufgrund ihrer Einsatzbedingungen unterschiedlich bewertet werden müssen.

3.3 Erweiterungsansatz

Das System des linearen Optimierungsmodells besteht bei den Teilmodellen von IMAKUS aus modular aufgebauten Gleichungen, Ungleichungen, Unter- und Obergrenzen sowie Entscheidungsvariablen [6, pp. 56-58, 70, 86]. Dies erlaubt beliebige Erweiterungen, solange der Umfang eine überschaubare Rechenzeit mit sich bringt. Die Erweiterung um den Wärmesystembereich und die Kopplung mit dem Stromsystem in Verbindung mit der Berücksichtigung von Speichern erlaubt es jedoch nicht,

das vorhandene Modell IMAKUS in seiner vollständigen Struktur weiter zu verwenden. Dies liegt daran, dass im Teilmodell MOWIKA der Einsatz der Kraftwerke allein anhand der Stromjahresdauerlinie erfolgt. Würden bei einer Kopplung mit dem Wärmesystembereich auch KWK-Anlagen nach der Stromjahresdauerlinie eingesetzt, so würde dies aufgrund der Unterschiede zwischen elektrischem und thermischem Lastgang nicht mehr zwangsläufig zu minimalen Kosten führen. Die Speicherbetrachtung macht es zudem erforderlich, dass der betrachtete Zeitraum – jeweils 8760 Stunden eines Jahres – chronologisch abgebildet wird. Dabei werden auch keine Typtage verwendet, wie dies in vielen Energiesystemmodellen der Fall ist. Aus diesen Gründen beschränkt sich der Erweiterungsansatz nur auf das Teilmodell MESTAS. Da im ursprünglichen Teilmodell MESTAS kein Neubau von Kraftwerken vorgesehen ist, weil dieser aus den jeweiligen Iterationsschritten von MOWIKA übernommen wird, ist es notwendig, den Kraftwerksneubau in MESTAS zu implementieren. Dies ist aufgrund der modularen Modellstruktur möglich. Folglich kann jedoch das Optimierungsproblem nicht mehr intertemporal über mehrere Jahre gelöst werden. Stattdessen wird jedes Jahr separat optimiert, womit sich für jedes Jahr ein eigener optimaler neuer Anlagenpark ergibt. Der Ansatz wird auch „Grüne-Wiese-Ansatz“ genannt, da der optimale neue Anlagenpark quasi jedes Jahr „auf die grüne Wiese“ gebaut wird.

Da der Erweiterungsansatz nur auf MESTAS basiert, entfällt die Auslegung der Anlagen nach der gesicherten Leistung (Teilmodell MOGLIE). Somit wird entsprechend dem Simulationsjahr die installierte elektrische Leistung der Neubaukraftwerke so bemessen, dass eine Deckung der elektrischen Last unter Berücksichtigung der Revisionszeiten und Ausfalldauern möglich ist. Diese Zeiten werden angerechnet, indem die Nennleistung mit einem Reduktionsfaktor verringert wird (Kapitel 5.1.1).

4 Modelltechnische Abbildung des Energiesystems

Das zugrunde liegende Energiesystemmodell MESTAS, das ein rein elektrisches Systemmodell ist, wird im Rahmen dieser Arbeit um die Abbildung des Wärmesystems und die Möglichkeit, den Zubau neuer Kraftwerke zu optimieren, erweitert. Die Auswirkungen durch die Kopplung von elektrischem und thermischem Modellbereich stehen dabei im Mittelpunkt. Im Folgenden werden die Unterschiede der Modellierungsprinzipien von elektrischem und thermischem Modellteil, die Schnittstellen zum bestehenden rein elektrischen Energiesystemmodell MESTAS und das Wärmesystemmodell an sich näher beschrieben.

4.1 Unterschiede in den Modellierungsprinzipien

Die Verteilung elektrischer Energie wird im ursprünglichen elektrischen Modell MESTAS (siehe Kapitel 3) vereinfacht durch eine „Kupferplatte Deutschland“ abgebildet. Diese Vereinfachung lässt sich beim Transport thermischer Energie nicht mehr umsetzen, da sich Wärmeenergie nicht problemlos von einem beliebigen Ort zu einem ebenso beliebigen anderen Ort transportieren lässt. Dies beruht darauf, dass nicht zwischen allen Wärmeverbrauchern Verbindungen bestehen, wie es im elektrischen Energiesystem durch das Netz der Fall ist. Dies ist bei der Modellierung des Wärmesystems zu berücksichtigen.

Außerdem steht einer zukünftigen vollständigen Wärmeversorgung über Netze zum einen entgegen, dass im Gegensatz zur elektrischen Energie die entfernungspezifischen Verluste beim Transport thermischer Energie ungleich höher sind. Zum anderen ist der technische Aufwand eines umfassenden Wärmenetzes erheblich größer. Zudem spielen Einschränkungen hinsichtlich der örtlichen Verfügbarkeit diverser Endenergieträger eine Rolle. Deshalb sind entsprechende Abgrenzungen zwischen unterschiedlichen Wärmeversorgungsstrukturen bereits in der Modellierung zu berücksichtigen. Wie bei jeder modelltechnischen Umsetzung ist auch in diesem Fall der Kompromiss aus detaillierter Abbildung der Realität und vereinfachter Abbildung durch Beschreibung mittels mathematischer Gleichungssysteme zu finden, um eine adäquate Abbildung der Wärmesystemstruktur zu erlangen.

Grundsätzlich müssen bei der Optimierung sowohl elektrische als auch thermische Lasten über alle Zeitpunkte gedeckt werden. Elektrische Energie von Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen, muss vorzugsweise ins Stromversorgungsnetz eingespeist werden. Dies entspricht auch § 11 des aktuellen EEG [23], wenn man von den Ausnahmen, die dieses Gesetz erlaubt, absieht. Man spricht dabei von einer gesetzten Einspeisung. Allerdings muss die Optimierung keine Vollintegration der gesetzten Einspeisung umsetzen, wenn wirtschaftliche Gründe dagegen

stehen. Im bestehenden elektrischen Modell wird auch die Erzeugung elektrischer Energie aus wärmegeführten KWK-Anlagen als Teil der gesetzten Einspeisung betrachtet, was einer vorrangigen Einspeisung nach § 4 des KWK-Gesetzes [4] entspricht. Im erweiterten Modell können KWK-Anlagen durch die Abbildung einer Wärmesystemstruktur und die Möglichkeit der Speichereinbindung jedoch vollständig optimiert eingesetzt werden, was zu niedrigeren volkswirtschaftlichen Kosten führt. Damit wird im Gegensatz zu [6] im Rahmen dieses Modells auch die elektrische Residuallast anders definiert, nämlich als Verbraucherlast abzüglich der gesetzten elektrischen Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken, Geothermieanlagen, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen. Die überschüssige elektrische Energie, die durch diese Anlagen erzeugt wird, jedoch nicht volkswirtschaftlich sinnvoll integriert werden kann, wird als Abschaltenergie bezeichnet.

4.2 Ausgangsgrößen und Schnittstellen

Wie bereits der Titel dieser Arbeit darlegt, ist die Hauptaufgabe dieses Optimierungsmodells, den Einsatz und den Zubau von Strom- und Wärmeerzeugern und Speichern zu bestimmen. Diese und weitere relevante Ausgangsgrößen sowie die notwendigen Eingangsgrößen des erweiterten, finalen Energiesystemmodells werden vor Beginn der eigentlichen Modellbeschreibung vereinfacht in Bild 4.1 dargestellt.

Aus dem ursprünglichen Modell stammt die optimale Ausstattung des Stromsystems mit Kraftwerken und elektrischen Energiespeichern sowie deren Einsatz [6] [7]. Zu den Größen, die durch das erweiterte Modell zu ermitteln sind, zählen die thermische Leistung reiner konventioneller Wärmeerzeuger, die elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen sowie die elektrische Last und die thermische Leistung elektrischer Wärmeerzeuger für alle Stunden des untersuchten Zeitraums für Anlagen des Bestands und für neu zu installierende Anlagen. Der Zubau der Erzeuger wird bestimmt über die zu installierende thermische Leistung der Wärmeerzeuger, wobei zu diesen auch KWK-Anlagen zählen. Durch die Beschaffenheit des Modells ist es zudem möglich, sinnvolle Wärmesystemstrukturen zu ermitteln – d. h. beispielsweise den Ausbau von Wärmenetzen mit einer bestimmten Kombination an Wärmeerzeugern oder den Zubau bestimmter Wärmeerzeuger ohne Wärmenetzbedarf. Außerdem bestimmt die Optimierung die Dimensionierung thermischer Speicher im Wärmesystem, wobei diese Speicher ebenso wie die Wärmeerzeuger in geeigneten Wärmesystembereichen implementiert werden. Auch der Einsatz der thermischen Speicher wird durch dieses Modell optimiert.

Damit besteht eine Schnittstelle zum bereits vorhandenen elektrischen Modellteil einerseits darin, dass durch den Einsatz von KWK-Anlagen elektrische Leistung be-

reitgestellt wird, die einen Teil der elektrischen Last decken kann. So kann durch den Zubau von KWK-Anlagen der Zubau anderer konventioneller elektrischer Energieerzeuger substituiert werden. Andererseits besteht eine Schnittstelle im Bereich der Deckung der thermischen Last durch elektrische Wärmeerzeuger, die wiederum einen Teil der elektrischen Last darstellen.

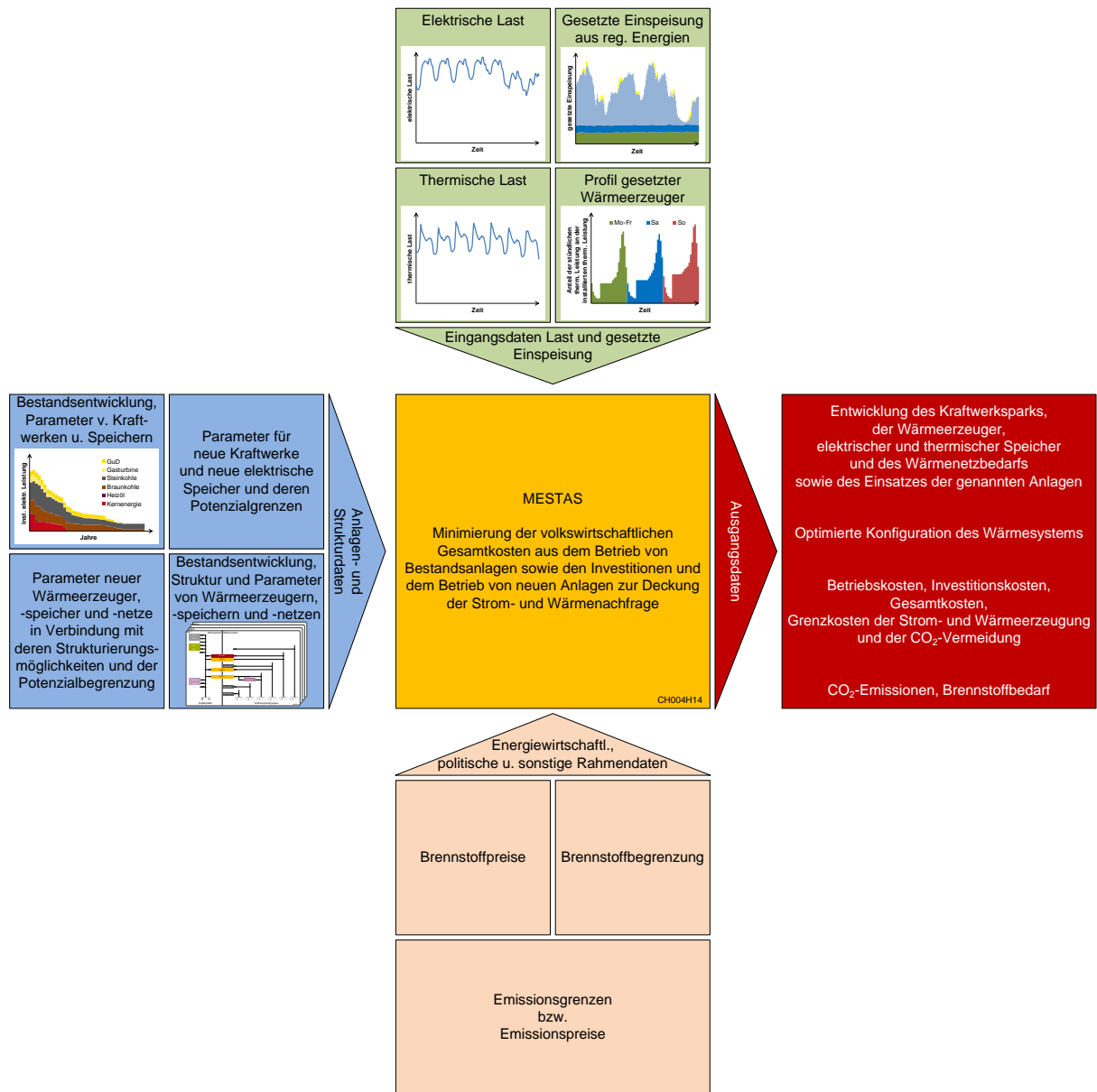


Bild 4.1: Eingangsgrößen und Ausgangsgrößen des erweiterten Energiesystemmodells

Ein weiterer Schnittpunkt zwischen beiden Modellen und gleichzeitig eine Ausgangsgröße ist die Zielgröße des Systemmodells: die Gesamtkosten. Diese bestehen aus den variablen Kosten aller Anlagen und den Fixkosten für Neuanlagen. Zudem lassen sich die Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung bestimmen.

Die CO₂-Emissionen und der Brennstoffbedarf stellen ebenso Ausgangsgrößen dar, die gleichzeitig Schnittstellen zwischen dem elektrischen und dem thermischen Teilmodell sind.

4.3 Beschreibung des Energiesystemmodells

Zur Beschreibung des Energiesystemmodells wird vorab im folgenden Kapitel 4.3.1 der Basisansatz für das Wärmesystemmodell erläutert. Hierfür werden neu eingeführte Begriffe definiert. Zudem werden in Kapitel 4.3.2 die Elemente des Wärmesystems dargestellt. Dies ist die Grundlage für die ausführliche mathematische Beschreibung des gesamten Energiesystemmodells. Abschließend wird noch auf die modelltechnische Umsetzung eingegangen.

4.3.1 Basisansatz

Da die durchzuführenden Simulationen eine begrenzte Rechenzeit aufweisen müssen, sind Vereinfachungen in der Darstellung der Wärmesystemstruktur und der Wärmelastgänge unumgänglich. Dies wird mittels einer systematischen Verknüpfung von Wärmeerzeugern, Wärmeverbrauchern und eventuell thermischen Speichern sowie Wärmenetzen erreicht. Bild 4.2 stellt schematisch eine vereinfachte Struktur des verwendeten Energiesystemmodells dar. Dafür werden in einem ersten Schritt die innerhalb dieser Arbeit verwendeten Begriffe definiert.

Das Gesamtsystem wird unterteilt in einen elektrischen Systemteil, der zu einem Großteil durch das zugrunde liegende rein elektrische Modell MESTAS (Kapitel 3) abgebildet wird, und einen thermischen Systemteil, wobei beide Teile miteinander gekoppelt sind.

Der thermische Systemteil wird unterteilt in einzelne **Wärmesystemgruppen**, die jeweils geschlossene Wärmesysteme mit Quellen und zugehörigen Senken sind. Anders formuliert sind sie eine Zusammenfassung gleichartiger Strukturen aus Wärmeerzeugern (differenziert nach Wärmeerzeugertypen und Brennstoff) und Wärmeversorgungstyp (wärmenetzgebunden bzw. objektgebunden). Den Wärmesystemgruppen sind auch – sofern vorhanden – die zugehörigen Wärmespeicher zugeordnet. Die Aufteilung in Wärmesystemgruppen ist notwendig, um einerseits die Modellgröße in einem in begrenzter Zeit rechenbaren Rahmen zu halten und andererseits, um systematische Fehler in der Abbildung des Wärmesystems gering zu halten.

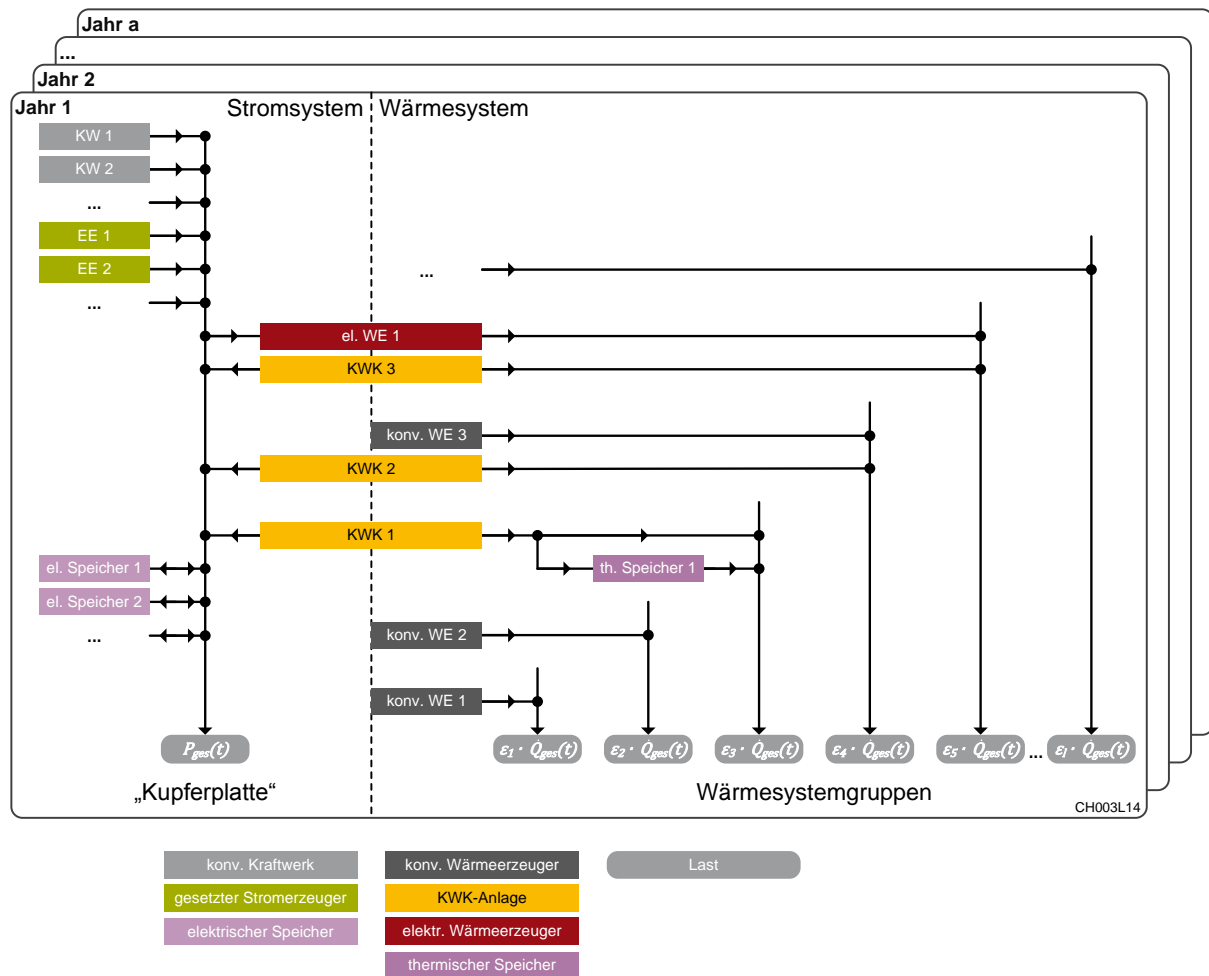


Bild 4.2: Vereinfachte schematische Struktur des Energiesystemmodells

Zwei Grundsätze sind bei der Erstellung des Wärmesystemmodells zu beachten: Auf der einen Seite können – im Gegensatz zu Stromerzeugern im elektrischen Energiesystem – die Wärmeproduzenten nicht allein nach einer an der Jahresdauerlinie und den spezifischen Erzeugungskosten orientierten Optimierung gefahren werden, da nicht immer mehrere Wärmequellen und -senken thermisch gekoppelt sind. Dies ist zum Beispiel bei Wärmesystemgruppen der Fall, die nur aus einem einzigen Erzeuger und einem zugehörigen Verbraucher bestehen, wie es in der Praxis bei Ein- und Mehrfamilienhäusern auftritt, die nicht an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind. Dabei muss die Last durch einen einzigen Erzeuger gedeckt werden, indem dieser die Lastkurve abfährt. Auf der anderen Seite werden Wärmeproduzenten nicht in allen Fällen so betrieben, dass die Verhältnisse der Wärmeleistungen aller Wärmeproduzenten zueinander über alle Zeitschritte stets konstant bleiben. Dies wäre der Fall, wenn immer nur ein Wärmeproduzent genau einen Verbraucher versorgen würde. Stattdessen ist in Wärmesystemgruppen, in denen mehrere Wärmeproduzenten vorhanden sind, wie beispielsweise in Fernwärmesystemen, eine Optimierung nach spezifischen Erzeugungskosten durchaus möglich [17, p. 19]. So werden hier für die thermische

Grundlast die Erzeuger mit den niedrigsten spezifischen Wärmeerzeugungskosten eingesetzt, während zu Spitzenlastzeiten die Erzeuger mit den höchsten Erzeugungskosten zugeschaltet werden. Folglich müssen in den Wärmesystemgruppen Wärmeerzeuger, Wärmeverbraucher, Wärmenetze und eventuell vorhandene Wärmespeicher so zusammengefasst werden, dass sie näherungsweise reale Strukturen abbilden.

Das Modell verwendet einen einzigen **thermischen Gesamtlastgang** als Eingangsgröße. Der thermische Lastgang deckt die Raumwärmelast und die Last durch den Trinkwarmwasserbedarf ab. Die Beschränkung auf diese beiden Bereiche und die Vernachlässigung insbesondere der industriellen Prozesswärme ist notwendig, da die Datenlage für die Prozesswärme zu dürftig und die Möglichkeiten der freien Substitution bestehender Prozesswärmeerzeuger durch neue Wärmeerzeuger sehr eingeschränkt ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einige der industriellen Wärmeprozesse auf einen bestimmten Brennstoff angewiesen sind. Zudem sind die oft hohen Temperaturen bei der Prozesswärme für die Speicherung schwierig, wenn nicht gar ungeeignet [11, p. 59]. Damit ist der Einfluss der Prozesswärme auf das restliche Strom- und Wärmesystem relativ gering, was eine Nichtberücksichtigung rechtfertigt. Die Festlegung des thermischen Lastgangs für die Modellrechnungen befindet sich in Kapitel 6.11.

Der thermische Gesamtlastgang wird entsprechend dem Verhältnis der installierten thermischen Leistungen der Wärmeerzeuger der jeweiligen Wärmesystemgruppe zur gesamten installierten thermischen Leistung aller Wärmeerzeuger auf die einzelnen Wärmesystemgruppen aufgeteilt (Bild 4.2). Dieser Quotient, dessen Berechnungsvorschrift in Gl. 4.1 dargestellt ist, wird im Folgenden **Wärmesystemanteil** ε_s genannt. Sogenannte gesetzte Wärmeerzeuger, also diejenigen, die ohne äußeren Einfluss nach einem festen Profil Wärme erzeugen, wie z. B. solarthermische Anlagen, bleiben bei dieser Berechnung außen vor, da sie keine gesicherte thermische Leistung bereitstellen.

$$\varepsilon_s = \frac{\dot{Q}_{inst,s}}{\dot{Q}_{inst,ges}} = \frac{\sum_{c=1}^m \dot{Q}_{inst,s,c}}{\dot{Q}_{inst,ges}} \quad \forall s \quad \text{Gl. 4.1}$$

$\dot{Q}_{inst,s}$	installierte Wärmeleistung in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{inst,s,c}$	installierte Wärmeleistung des Wärmeerzeugertyps c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{inst,ges}$	gesamte installierte Wärmeleistung
ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe s
c	Wärmeerzeugertyp 1 ... m
m	Anzahl an Wärmeerzeugertypen
s	Wärmesystemgruppe 1 ... l

Für die Aufteilung des Wärmelastgangs gilt für alle Zeitpunkte Gl. 4.2. Diese Aufteilung des Wärmelastgangs ist sowohl für die Wärmesystemgruppen des Bestands als auch für neue Wärmesystemgruppen gültig.

$$\dot{Q}_{Last,s}(t) = \varepsilon_s \cdot \dot{Q}_{Last,ges}(t) \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.2}$$

$\dot{Q}_{Last,s}(t)$	Wärmelast der Wärmesystemgruppe s zum Zeitpunkt t
$\dot{Q}_{Last,ges}(t)$	gesamte Wärmelast zum Zeitpunkt t
ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe s

Die Summe aller Anteile von bestehenden und neuen Wärmesystemgruppen ergibt, wie Gl. 4.3 zeigt, stets eins.

$$\sum_{s=1}^l \varepsilon_s = 1 \quad \text{Gl. 4.3}$$

ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe s
-----------------	---

Demnach weisen alle Wärmesystemgruppen normiert betrachtet denselben Lastgang auf, der den Wärmeverbrauch für die Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie abbildet. Lediglich die absolute Höhe variiert je nach Wärmesystemanteil (vgl. Bild 6.14). Da es sich um eine großräumige Abbildung eines Energiesystems handelt, bei der einzelne Wärmeerzeugeranlagen aus Rechenzeitgründen nicht simuliert werden können, und die Zuordnung von Wärmeerzeugern zu einzelnen Sektoren für die Gesamtaussagen dieser Arbeit wenig bedeutsam ist, genügt die Verwendung eines einzelnen typischen Wärmelastgangs.

Diese Variante der Aufteilung des Lastgangs lehnt sich an die Methode in RICHTER [17, pp. 19, 60-62] an. Damit werden die Wärmeerzeuger ihrem zugehörigen Lastgang zugewiesen und es ist sichergestellt, dass dieser Wärmelastgang auch nur durch die Wärmeerzeuger in der entsprechenden Wärmesystemgruppe gedeckt wird. Auf diese Weise wird beispielsweise verhindert, dass ein Objekt, in dem nur ein Wärmeerzeuger vorhanden ist, fälschlicherweise von mehreren, nicht im Objekt befindlichen Wärmeerzeugern im Grund- und Spitzenlastbetrieb versorgt wird [17, p. 109].

Die Wärmesystemgruppen werden zudem in einen Anteil des Bestands und einen Anteil, der durch Neuinstallationen zu decken ist, unterteilt (Gl. 4.4). Wie bereits zuvor beschrieben, gehen gesetzte Erzeugeranteile nicht mit in diese Berechnung ein. Für den Bestand sind die Wärmesystemanteile der einzelnen Wärmesystemgruppen

durch die Eingangsdaten bereits festgeschrieben. Somit muss nur noch der Einsatz der Anlagen optimiert werden. Für Neuanlagen gehören dagegen auch die installierten Leistungen und folglich nach Gl. 4.1 ebenso die Wärmesystemanteile zu den Optimierungsgrößen.

$$\sum_{s=1}^l \varepsilon_{s,B} + \sum_{s=1}^l \varepsilon_{s,N} = 1 \quad \text{Gl. 4.4}$$

ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe s
B	Bestand
N	Neuinstallation

Die installierte Wärmeerzeugerleistung im Bestand wird entsprechend der zugrundeliegenden statistischen Erhebungen angenommen und in Kapitel 6 näher beschrieben. Zusätzlich wird vorausgesetzt, dass die installierte Wärmeerzeugerleistung so ausgelegt ist, dass die thermische Jahreshöchstlast gedeckt werden kann. Wie die Bestandszahlen zeigen, ist dies der Fall, da die installierten Erzeugerleistungen immer über der Höchstlast liegen. Grundlegende Unterschiede gibt es hierbei allerdings zwischen Wärmesystemgruppen, die nur einen auslegungsrelevanten Wärmeerzeuger haben, und Wärmesystemgruppen, die beispielsweise ein Wärmenetz abbilden. Im ersten Fall besteht beim technischen Ausfall des Wärmeerzeugers keine Möglichkeit, den Wärmeverbrauch zu decken, selbst wenn der Wärmeerzeuger bezüglich seiner Leistung überdimensioniert ist. Dies trifft für die meisten Wohngebäude mit Objektversorgung zu. An Wärmenetzen hingegen sind meist mehrere Wärmeerzeuger angeschlossen, die oft auch alternativ betrieben werden können und so beim Ausfall einer Anlage eine Back-up-Möglichkeit bieten, sofern nicht sehr hohe Lasten gedeckt werden müssen.

Entsprechend der Modellierung sind als Vorgaben für alle Simulationsjahre sowohl die Wärmelast als auch die gesamte installierte thermische Leistung vorzugeben, da andernfalls der Wärmesystemanteil nicht bestimmt werden kann. Dieser Sachverhalt kann mit Hilfe der schematischen Darstellung in Bild 4.3 besser erläutert werden.

Die gesamten Säulenhöhen zeigen die Entwicklung der vorgegebenen installierten thermischen Leistung über alle Wärmesystemgruppen über mehrere Jahre als relativen Wert bezogen auf die installierte thermische Leistung im Basisjahr 1. Die Summenleistung sinkt hierbei aufgrund von Effizienzverbesserungen im Wärmesystem. Angenommen wird, dass die Summenleistung proportional zum Rückgang des Wärmeenergiebedarfs sinkt.

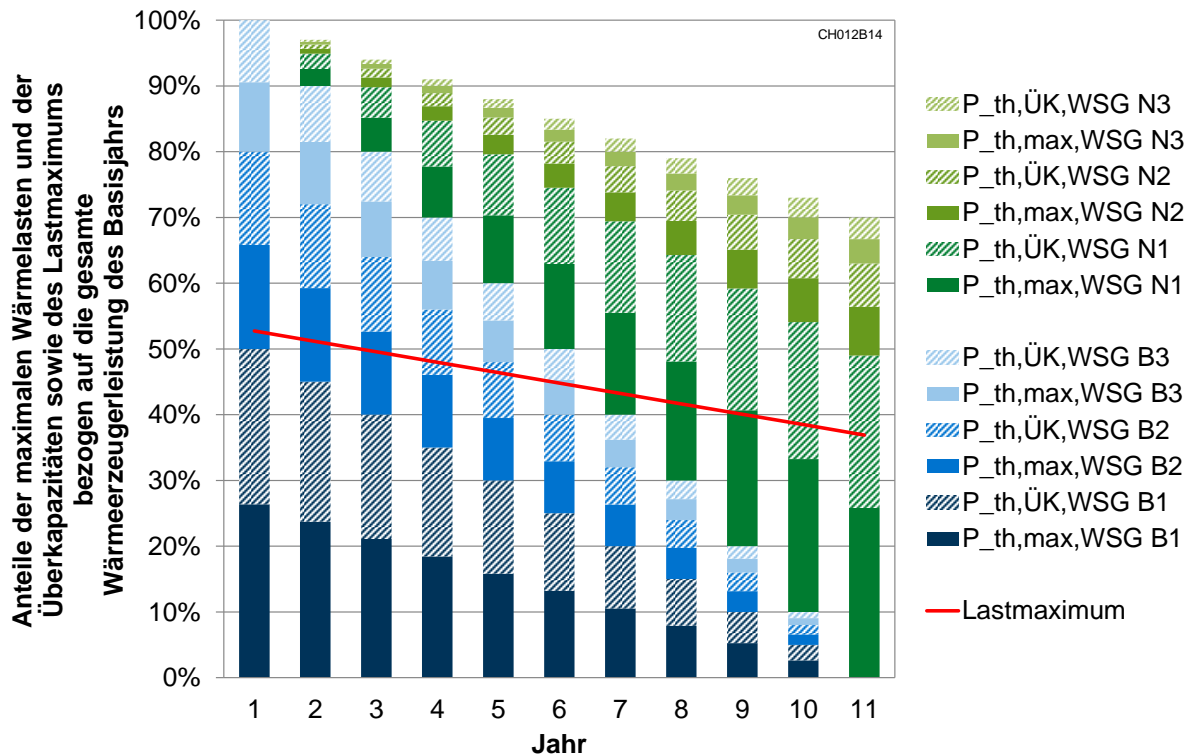


Bild 4.3: Schematische Darstellung der zeitlichen Entwicklung der gesamten installierten Leistung aller Wärmeerzeuger aufgeteilt auf die Wärmesystemgruppen des Bestands B1 bis B3 (blau) und die neuen Wärmesystemgruppen N1 bis N3 (grün). Flächig eingefärbt sind die installierten Leistungen zur Deckung der Maximallast (max), schraffiert die installierten Überkapazitäten (ÜK). Die rote Linie markiert die Summe der Lastmaxima der Wärmesystemgruppen des jeweiligen Jahres.

Mit blauer Farbgebung werden die installierten thermischen Leistungen der bestehenden Wärmesystemgruppen dargestellt. Jedes Beispiel einer Wärmesystemgruppe des Bestands wird mit einer unterschiedlichen Blaufärbung gekennzeichnet. Der Rückgang der installierten Leistung des Bestands über die Jahre bildet die Außerbetriebnahme nach Ende der Lebenszeit der Anlage ab. Die Differenz zwischen der installierten Leistung der Bestandsanlagen und der gesamten Säulenhöhe, d. h. der notwendigen installierten thermischen Gesamtleistung, ist durch Neuanlagen, die grün dargestellt sind, abzudecken. Die jeweiligen Anteile der neuen Wärmesystemgruppen werden dabei optimiert.

Allein mit den vollflächig eingefärbten Säulenabschnitten lässt sich das Lastmaximum decken. Beispielsweise ergäbe das direkte Stapeln der vollflächig blau eingefärbten Säulenabschnitte des Jahres 1 eine Säulenhöhe bis zum Lastmaximum (rote Linie). Die schraffierten Säulenabschnitte bilden die installierte Überkapazität in der jeweiligen Wärmesystemgruppe ab. Mithilfe der roten Linie, die die Summe der Lastmaxima aller Wärmesystemgruppen darstellt, lässt sich erkennen, dass die Vor-

gabe einer installierten Gesamtleistung zwingend erforderlich ist. Wäre es die einzige Vorgabe, nur das Lastmaximum zu decken, so würde bis zum Jahr 6 keine Neuinstallation von Wärmeerzeugern erfolgen, da die Überkapazitäten ausreichen würden, um die Last zu decken. Dies ist daran zu erkennen, dass bis dahin die Summe aller blauen Säulenabschnitte über der roten Linie liegt. Dabei würde jedoch nicht berücksichtigt werden, dass in fast allen Wärmeversorgungsfällen, eine eindeutige Erzeuger-Verbraucher-Beziehung vorhanden ist. Das heißt, dass ein Erzeuger ersetzt werden muss, wenn er sein Lebenszeitende erreicht, damit der Verbraucher weiterhin versorgt werden kann. Die vorhandenen Überkapazitäten anderer Erzeuger können diese Lücke nicht decken. Somit muss im Rahmen dieser Modellierung der bereits im Bestand vorhandene Grad der Überkapazität beibehalten werden.

Jeder Wärmesystemgruppe sind eine oder mehrere **Wärmeerzeugertypen** zugeordnet (Bild 4.2). In monovalenten Wärmesystemgruppen ist der Wärmeverbrauch nur durch einen Wärmeerzeugertyp zu decken. In bivalenten oder multivalenten Wärmesystemgruppen stehen hierfür zwei oder mehr Wärmeerzeugertypen zur Verfügung. Die Struktur der Wärmesystemgruppen richtet sich nach den jeweils zugeordneten Wärmeerzeugertypen. So können beispielsweise in einer monovalenten Wärmesystemgruppe nur Erdgas-Niedertemperaturkessel auftreten, während in einer anderen bivalenten Wärmesystemgruppe Hackschnitzel-Heizkraftwerke in Kombination mit einem Erdgas-Heizkessel abgebildet werden. Unter hybriden [11, p. 56] Wärmesystemgruppen versteht man diejenigen bi- oder multivalenten Wärmesystemgruppen, die sowohl mit elektrischen als auch mit nichtelektrischen Wärmeerzeugern ausgestattet sind.

Die exakte Struktur aus Wärmesystemgruppen und Wärmeerzeugertypen richtet sich nach dem aktuellen Bestand an Wärmeerzeugern, der zeitlichen Entwicklung des Bestands und den für die Zukunft zur Verfügung stehenden Technologien. Dies wird in Kapitel 6 im Detail dargestellt. Dabei müssen auch Restriktionen Eingang finden, wie beispielsweise begrenzte technische Potenziale einzelner Energieträger.

Im Folgenden werden weitere Details des Modells beschrieben, indem auf die einzelnen Elemente des Wärmesystemmodells, die Verknüpfungen sowie die mathematischen Gleichungen und Ungleichungen eingegangen wird.

4.3.2 Elemente des Wärmesystemmodells

4.3.2.1 Wärmeerzeugertypen

Innerhalb des Modells wird zwischen drei prinzipiellen Wärmeerzeugertypen, den sogenannten Wärmeerzeugergrundtypen unterschieden. Eine Übersicht mit Beispielen zeigt Tabelle 4.1. Gekennzeichnet sind sie, wie in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Tabelle 4.1: Übersicht über Wärmeerzeugergrundtypen und Beispiele

Grundtypen	Beispiele
konventionelle Wärmeerzeuger	Erdgas-Niedertemperaturkessel, Erdgas-Brennwertkessel, Öl-Niedertemperaturkessel, Öl-Brennwertkessel, Kohlekessel, Pelletkessel, solarthermische Anlage, Scheitholzofen
KWK-Anlagen mit unterschiedlichen Brennstoffen	Blockheizkraftwerk, Dampfturbine mit Entnahmekondensation, Gegendruckanlage, Gasturbine mit Abhitzekeessel, GuD-Anlage mit Abhitzekeessel und Entnahmekondensation
elektrische Wärmeerzeuger	Elektro-Speicherheizung, Elektro-Direktheizung, Kompakt-Durchlauferhitzer für Warmwasser, Elektro-Wärmepumpe, Elektro-Heizeinsatz

Elektrische Wärmeerzeuger stellen einen Grundtypen (Grundtyp C) dar, der dadurch gekennzeichnet ist, dass er elektrische Energie aufnimmt, um diese in thermische Energie umzuwandeln. Zu den elektrischen Wärmeerzeugern zählen im dezentralen Bereich beispielsweise Elektro-Speicherheizungen und Elektro-Wärmepumpen. In der zentralen Wärmeversorgung, d. h. in Fernwärmenetzen, finden elektrische Heizeinsätze größerer Leistungsklassen Anwendung [11]. Elektrische Wärmeerzeuger können der Umstellung auf eine regenerative und nachhaltige Energiebereitstellung dienlich sein, indem sie vor allem elektrische Energie aus Erneuerbaren nutzen. In Dänemark werden bereits Elektrodenheizkessel eingesetzt, um das Stromsystem, das dort durch hohe Anteile an Windenergie und KWK geprägt ist, zu stabilisieren [11, pp. 56-60].

Der zweite Wärmeerzeugergrundtyp sind **KWK-Anlagen** (Grundtyp B), die sowohl Wärme als auch Strom zur Deckung der thermischen und elektrischen Last erzeugen. KWK-Anlagen existieren in unterschiedlichen Größenklassen und in vielfältigen Ausführungen. Sie werden je nach Anlagentyp mit verschiedenen Brennstoffen betrieben. Während heute kleinere KWK-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen meist eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden, erfolgt der Einsatz aller KWK-Anlagen durch das Modell ausschließlich kostenoptimiert bezüglich der Gesamtsystemkosten.

Der dritte Wärmeerzeugergrundtyp deckt die übrigen Arten an reinen Wärmeerzeugern ab. Diese Wärmeerzeuger werden als **konventionelle Wärmeerzeuger** (Grundtyp A) bezeichnet. Bei diesen wird meist durch Verbrennung eines Brennstoffs Wärme erzeugt. Eine Besonderheit bei den konventionellen Erzeugern bilden diejenigen, die eine gesetzte Wärmeerzeugung aufweisen. Dazu zählen neben solarthermischen Anlagen, deren Erzeugungsgang von der solaren Strahlung abhängt, auch handbeschickte Scheitholzöfen, deren Einsatz sowohl von den Außentemperaturen als auch von persönlichen Verhaltensmustern des Anwenders abhängig ist. Ein Sonderfall konventioneller Wärmeerzeuger sind solarthermische Anlagen auch deshalb, weil sie ohne eigentlichen Brennstoff Wärme erzeugen. Sie werden jedoch aus modelltechnischen Gründen den konventionellen Wärmeerzeugern zugeordnet, da sie – außer der vernachlässigten Hilfsenergie – elektrische Energie weder benötigen noch erzeugen. Grundsätzlich ist zum Betrieb aller Wärmeerzeuger in den meisten Fällen Hilfsenergie in Form von elektrischer Energie notwendig, um beispielsweise die Regelung der Heizungsanlage oder die Umwälzung des Heizmediums zu ermöglichen. Lediglich bei handbeschickten Öfen entfällt diese Hilfsenergie. Die benötigte Hilfsenergie wird jedoch in allen Fällen vernachlässigt und kann als Teil der übrigen elektrischen Last betrachtet werden.

Unter den **reinen Wärmeerzeugern** werden die konventionellen und die elektrischen Wärmeerzeuger zusammengefasst, da sie keine elektrische Energie erzeugen.

Die für die Simulationsdurchführung notwendigen Wärmeerzeugertypen mit deren technischen und ökonomischen Daten werden in Kapitel 6 aufgeführt.

4.3.2.2 Wärmenetze und Wärmeversorgungstypen

Wärmenetze stellen die Verknüpfung zwischen Wärmeerzeugern und Wärmeverbrauchern dar. Prinzipiell treten bei fast allen Wärmeversorgungsarten Wärmenetze auf, konkret immer dann, wenn vom Erzeuger zum Verbraucher ein Wärmeträgermedium strömt. Unterschieden wird dabei zwischen zentralen und dezentralen Wärmenetzen. Bei zentralen Wärmenetzen wird dem zu versorgenden Objekt (z. B. ein Wohngebäude) die Wärme von außen zugeführt. Dies trifft auf die Versorgung mit Fernwärme zu. Dezentrale Wärmenetze befinden sich ausschließlich im Versorgungsobjekt, so wie es bei klassischen Zentralheizungsanlagen der Fall ist. Kein Wärmenetz ist dagegen bei Objekten vorhanden, die Einzelraumöfen, wie beispielsweise Elektro-Speicherheizungen oder handbeschickte Scheitholzöfen, besitzen.

Wärmenetze sind stets verlustbehaftet. Die Verluste fallen jedoch abhängig von Temperaturniveau, Dämmung und Länge der Wärmenetze unterschiedlich hoch aus. Da im Modell im thermischen Lastgang der Endenergieverbrauch des jeweiligen Energieträgers angesetzt wird, sind die speicherunabhängigen Verluste ab der Ge-

bäudegrenze bereits im Lastgang berücksichtigt. Lediglich die Verluste von zentralen Wärmenetzen fließen deshalb explizit im Modell mit ein.

Im Modell erfolgt die Beschreibung der Verluste mit der Definition der **Wärmeversorgungstypen**. Dabei können beispielsweise verschiedene Wärmenetze mit unterschiedlichen Nutzungsgraden definiert werden oder die Objektversorgung ohne zusätzliche Verluste. Dem Wärmeversorgungstypen können auch Kosten für Zubau, Rückbau oder Betrieb zugewiesen werden. Jeder Wärmesystemgruppe wird ein bestimmter Wärmeversorgungstyp zugeordnet.

Eine detaillierte Beschreibung, wie Wärmesystemgruppen gebildet werden, die mehrere bestehende Wärmenetze zusammenfassen, findet sich in Kapitel 6.3, da dies von den verwendeten Eingangsdaten abhängig ist. Weitere Eingangsdaten zu neuen Wärmenetzen sind in Kapitel 6.9 dokumentiert.

Die im üblichen Sprachgebrauch verwendeten Begriffe „Nahwärme“ und „Nahwärmenetze“ werden vermieden, da es gegenüber „Fernwärme“ und „Fernwärmenetzen“ keine explizite Differenzierung, wie beispielsweise anhand der Netzlänge gibt [24]. Dezentrale Wärmenetze werden als Objektversorgung bezeichnet.

4.3.2.3 Wärmespeicher

Eine zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs wird durch Wärmespeicher erreicht. Wie bei Wärmenetzen treten auch hier Verluste auf, die vom Temperaturniveau, der Dämmung und dem Verhältnis von Oberfläche zu Volumen des Speichers abhängig sind. Wie bei jeder Speichertechnologie lässt sich in manchen Fällen auch mit Wärmespeichern bei geeigneter Konfiguration und geeignetem Betrieb ein finanzieller Vorteil für das Gesamtsystem erreichen. Dafür sind jedoch Speicher mit geeigneten Volumina zu installieren und optimiert einzusetzen, damit die zusätzlichen Erlöse durch den Speichereinsatz die Zusatzinvestitionen für den Speicher und die zusätzlichen Wärmeverluste kompensieren. Insbesondere die Kombination aus KWK-Anlagen oder elektrischen Wärmeerzeugern mit thermischen Speichern kann für zusätzliche Flexibilität im elektrischen Systemteil sorgen. Außerdem kann die thermische Systemsicherheit damit erhöht werden [25]. Eine zentrale Fragestellung dieser Arbeit ist es, inwieweit dies volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Dem wird insbesondere in den Ergebnisauswertungen in Kapitel 8 nachgegangen.

4.3.2.4 Wärmeverbraucher

Zur Bestimmung des optimierten Bedarfs an Wärmeerzeugungsanlagen ist die Darstellung der Wärmeverbraucher notwendig. Das Modell beschränkt sich hierbei auf die Abbildung der Verbraucher in Form eines Lastgangs (Kapitel 4.3.1). Einzelne

Verbraucher abzubilden, ist nicht Teil dieser Arbeit. Wie bereits zuvor beschrieben, werden bei der Generierung des Lastgangs nur der Raumwärme- und der Trinkwasserbedarf berücksichtigt. Die Bestimmung des Verbraucherlastgangs erfolgt in Kapitel 6.11.

4.3.3 Mathematische Systembeschreibung

Im linearen Optimierungsmodell werden die zuvor definierten Elemente des Energiesystems mathematisch beschrieben. Dabei werden deren Variablen, z. B. die installierten Leistungen und die stündlichen Leistungen, mit linearen Gleichungen und Ungleichungen, die die Wirkungszusammenhänge beschreiben, verknüpft. Diese linearen Gleichungen und Ungleichungen können auch in Matrix-Vektor-Schreibweise abgebildet werden. Entsprechend den Formulierungen in Kapitel 3.1 gelten die folgenden Gleichungen [6, p. 56]. Die Zielfunktion, die zu minimieren ist und dem Produkt aus Kostenvektor und Lösungsvektor entspricht, ist in Gl. 4.5 beschrieben.

$$\underline{g}^T \cdot \underline{x} = \min \quad \text{Gl. 4.5}$$

\underline{g}	Kostenvektor
\underline{x}	Lösungsvektor

Die Nebenbedingungen in Form von Gleichungen und Ungleichungen werden in Gl. 4.6 und Gl. 4.7 dargestellt.

$$A_{eq} \cdot \underline{x} = \underline{b_{eq}} \quad \text{Gl. 4.6}$$

$$A \cdot \underline{x} \leq \underline{b} \quad \text{Gl. 4.7}$$

A_{eq}	Matrix der Koeffizienten der Gleichungen
A	Matrix der Koeffizienten der Ungleichungen
$\underline{b_{eq}}$	Vektor der rechten Seite der Gleichungen
\underline{b}	Vektor der rechten Seite der Ungleichungen

Die Vektoren für die Unter- und Obergrenzen des Lösungsvektors zeigt Gl. 4.8. Sind keine expliziten Grenzen vorgegeben, so gilt als Untergrenze null und als Obergrenze unendlich.

$$\underline{lb} \leq \underline{x} \leq \underline{ub} \quad \text{Gl. 4.8}$$

\underline{lb}	Untergrenzenvektor
\underline{ub}	Obergrenzenvektor

Die Vektoren und Matrizen werden für die Modellerstellung in Abschnitte, sogenannte Module, untergliedert. Je nach Ausprägung des Modells, d. h. beispielsweise mit oder ohne Wärmespeicher, können somit nur die notwendigen Module berücksichtigt werden, was die Rechenzeit erheblich verkürzen kann. Die Module werden mit drei Buchstaben abgekürzt. Der modulare Aufbau der Vektoren und Matrizen ist im Modulplan (Bild 4.4) abgebildet.

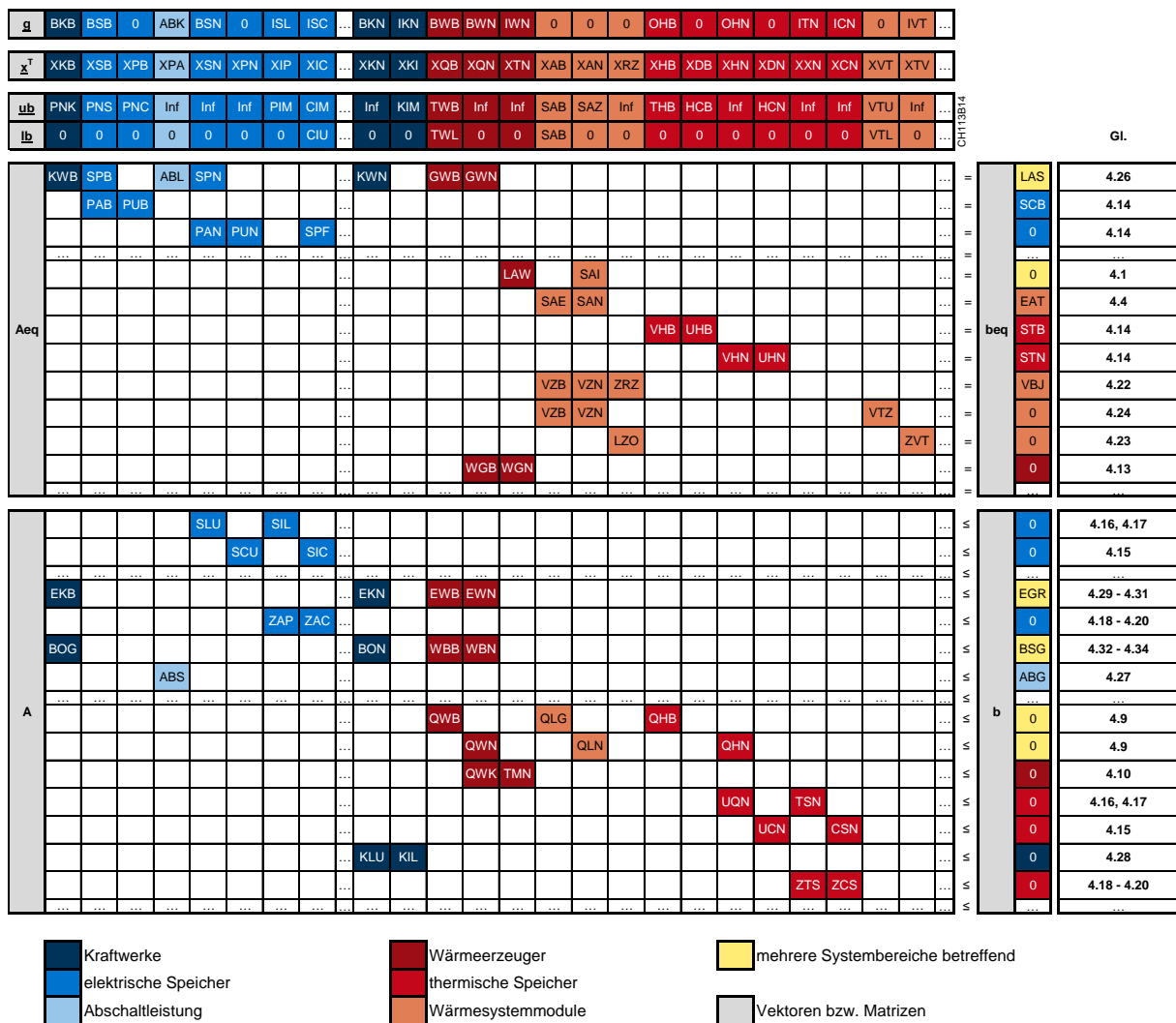


Bild 4.4: Modulplan MESTAS mit den zugehörigen Gleichungsnummern; blaue Bereiche nach [6]

In den folgenden Kapiteln werden die für die mathematische Systembeschreibung notwendigen Gleichungen und Ungleichungen aufgeführt. Im Modulplan (Bild 4.4) wird bereits auf die jeweiligen Gleichungsnummern verwiesen. Eine Übersicht über die einzelnen Module mit einer kurzen Beschreibung sowie die Verweise auf die entsprechenden Kapitel und Gleichungsnummern befinden sich im Anhang (Tabelle A 2). Mit Gl. 4.11 wird eine konkrete Ungleichung aus dem Modulplan näher erläutert. Für tiefere Betrachtungen sei auf die Ausführungen in KUHN [6] verwiesen.

Die nachfolgend dargestellten Formeln entsprechen nicht zwangsläufig der Form, wie sie durch die Gl. 3.1 bis Gl. 3.5 für die Umsetzung in einem linearen Modell notwendig sind. Sie sind meist so umgestellt, dass sie leichter nachzuvollziehen sind und den Sachverhalt verständlicher beschreiben.

4.3.3.1 Wärmelastungleichungen

Aufgrund des linearen Gleichungssystems, bei dem sowohl die thermische als auch die elektrische Erzeugerleistung von KWK-Anlagen eine gesuchte Größe darstellen, ist es nicht möglich, variable Stromkennzahlen von KWK-Anlagen abzubilden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die elektrische Leistung das Produkt aus Stromkennzahl und thermischer Leistung ist. Wäre auch die Stromkennzahl variabel, so wäre die elektrische Leistung das Produkt zweier Variablen, was in linearen Gleichungssystemen aber nicht zulässig ist. Bei einer fixen Stromkennzahl kann diese Schwierigkeit jedoch teilweise dadurch umgangen werden, dass einerseits Wärmelastungleichungen erstellt werden, sodass überschüssige Wärmeenergie erzeugt werden kann, sofern dies wirtschaftlich ist. Andererseits gewährt das Modell auch eine Abschaltleistung für Stromerzeuger, sodass KWK-Anlagen überschüssigen Strom erzeugen können, falls durch die Anlagen ein bestimmter Wärmebedarf zu decken ist.

Grundsätzlich ist also eine Überdeckung des Wärmebedarfs möglich; der Ansatz mit minimalen Kosten führt jedoch dazu, dass diese in der Regel eher gering ausfällt (siehe Kapitel 8.4.5). In der Praxis führt eine Überdeckung des Wärmebedarfs bei objektgebundener Versorgung zu Übertemperaturen in den Gebäuden, die entweder geduldet oder durch entsprechende Lüftung ausgeglichen wird. In der netzgebundenen Wärmeversorgung werden Wärmeüberschüsse, sofern sie nicht gespeichert werden, in der Erzeugungsanlage durch Kühlung dem Wärmesystem entzogen.

Für die mathematische Beschreibung nach Gl. 4.9 gilt grundsätzlich, dass zu allen Zeitpunkten t in jeder Wärmesystemgruppe s die zu liefernde Wärmeleistung größer oder gleich der Wärmelast sein muss [17, p. 14]. Die zu liefernde Wärmeleistung besteht hierbei aus den Wärmeleistungen der einzelnen Wärmeerzeugertypen c in der jeweiligen Wärmesystemgruppe s zuzüglich der Entladeleistung und abzüglich der Ladeleistung des thermischen Speichers, der der jeweiligen Wärmesystemgruppe zugeordnet ist. Dabei existiert für jede Wärmesystemgruppe jeweils nur ein Speichertyp. Da die Wärmelast eine Endenergie darstellt, ist zusätzlich eine Division durch den Nutzungsgrad g des zugehörigen Wärmeversorgungstyps d notwendig, um die Verluste durch eventuell vorhandene Wärmenetze zu berücksichtigen. Der Wärmesystemanteil ε_s in der Wärmelastungleichung ist für neue Wärmesystemgruppen eine Optimierungsgröße. Darauf wird in Kapitel 4.3.3.4 näher eingegangen.

$$\sum_{c=1}^m \dot{Q}_{s,c}(t) + \dot{Q}_{thSp,E,s}(t) - \dot{Q}_{thSp,L,s}(t) \geq \frac{\varepsilon_s \cdot \dot{Q}_{Last,ges}(t)}{g_{d(s)}} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.9}$$

$\dot{Q}_{s,c}$	Wärmeleistung des Wärmeerzeugertyps c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,E,s}$	Entladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,L,s}$	Ladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{Last,ges}$	gesamte Wärmelast
ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe s
$g_{d(s)}$	thermischer Nutzungsgrad des Wärmeversorgungstyps d der Wärmesystemgruppe s
c	Wärmeerzeugertyp 1 ... m
m	Anzahl an Wärmeerzeugertypen
s	Wärmesystemgruppe 1 ... l
t	Zeitpunkt

Gl. 4.9 gilt für alle Systembereiche, also sowohl für Bestandssystembereiche als auch für Systembereiche, in denen neue Wärmeerzeuger installiert werden müssen. Die thermische Leistung der bestehenden Wärmeerzeuger zum Zeitpunkt t ist nach unten und oben beschränkt und muss für frei einsetzbare Wärmeerzeuger zwischen null und der installierten thermischen Nennleistung der jeweiligen Anlage liegen (Gl. 4.10).

$$0 \leq \dot{Q}_{s,c}(t) \leq \dot{Q}_{inst,s,c} \quad \forall c, s, t \quad \text{Gl. 4.10}$$

$\dot{Q}_{s,c}$	Wärmeleistung des Wärmeerzeugertyps c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{inst,s,c}$	installierte thermische Leistung des Wärmeerzeugertyps c in der Wärmesystemgruppe s

Dieselbe Ungleichung gilt auch für die Anlagen, die durch die Optimierung neu installiert werden. Allerdings ist hierbei die installierte thermische Nennleistung selbst eine Variable, die durch die Optimierung bestimmt werden muss. Im Gleichungssystem existiert hierfür eine Ungleichung zur thermischen Leistungsüberwachung neuer Wärmeerzeuger, sodass die thermische Leistung zu keinem Zeitpunkt die installierte thermische Leistung übersteigt.

Mindeststillstandszeiten, wie sie in der Realität bei großen Anlagen vorkommen, werden hierbei nicht berücksichtigt. Dies bedeutet, dass die Obergrenze für jeden Wärmeerzeugertyp in der jeweiligen Systemgruppe zu jedem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums gleich groß ist. Eine Ausnahme bilden dabei allerdings die gesetzten Wärmeerzeuger, was in Kapitel 4.3.3.2 näher beschrieben wird.

Auf die in Gl. 4.9 aufgeführten Speichervariablen wird gesondert in Kapitel 4.3.3.3 eingegangen.

Anhand des Teilbereichs neuer Wärmesystemgruppen soll der Zusammenhang zwischen der Wärmelastungleichung (Gl. 4.9) und dem modularen Aufbau der Vektoren und Matrizen aus Kapitel 4.3.3 und Bild 4.4 erläutert werden. Dazu werden die Module QWN, QLN und QHN aus der Koeffizientenmatrix der Ungleichungen und die Module XQN, XAN und XHN aus dem Lösungsvektor nach Zeitschritten, Wärmesystemgruppen, Wärmeerzeugertypen bzw. Lade-/Entladebetrieb aufgelöst. Die aufgelösten Module und Vektoren sind in Tabelle A 1 dargestellt. Bei Anwendung der Matrix-Vektor-Multiplikation wird daraus beispielsweise ersichtlich, dass für den Zeitschritt 1 bei Wärmesystemgruppe N2, die von zwei verschiedenen Wärmeerzeugertypen versorgt wird, die folgende Wärmelastungleichung Gl. 4.11 gilt:

$$-1 \cdot \dot{Q}_{1,N2,1} - 1 \cdot \dot{Q}_{2,N2,1} + \frac{\dot{Q}_{ges,1}}{g_{WVT(N2)}} \cdot \varepsilon_{N2} - 1 \cdot \dot{Q}_{E,N2,1} + 1 \cdot \dot{Q}_{L,N2,1} \leq 0 \quad \text{Gl. 4.11}$$

Eine explizite Obergrenze für die Variablen in dieser Gleichung existiert nur für ε_{N2} , die im Modul SAZ (Tabelle A 2) aufgeführt ist.

Auf die detaillierte Darstellung weiterer Module wird verzichtet. Für die Beschreibung der Module des elektrischen Systemteils ohne Kraftwerksneubau sei auf [6, pp. 214-224] verwiesen.

4.3.3.2 Gleichungen für gesetzte Wärmeerzeuger

Gesetzte Wärmeerzeuger, wie solarthermische Anlagen, elektrische Warmwasserbereiter und Scheitholzöfen, erfordern eine alternative Berücksichtigung in den Wärmelastungleichungen. Dies wird durch den zeitlichen Einsatz der Anlagen nach einem festen, vorgegebenen Erzeugungsprofil (Kapitel 6.5) erreicht, indem für jeden Zeitschritt entsprechend dem Einsatzprofil Obergrenze und Untergrenze gleichgesetzt werden (Gl. 4.12).

$$\dot{Q}_{lb,s,c,B,gesetzt}(t) = \dot{Q}_{s,c,B,gesetzt}(t) = \dot{Q}_{ub,s,c,B,gesetzt}(t) \quad \forall t \quad \text{Gl. 4.12}$$

$\dot{Q}_{s,c,B,gesetzt}$	Wärmeleistung des gesetzten Bestandswärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{lb,s,c,B,gesetzt}$	Untergrenze der Wärmeleistung des gesetzten Bestandswärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{ub,s,c,B,gesetzt}$	Obergrenze der Wärmeleistung des gesetzten Bestandswärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s

Bei neu zu installierenden gesetzten Wärmeerzeugern ist prinzipiell auch ein Erzeugungsprofil zu erzwingen, was allerdings aufgrund der zu optimierenden installierten Nennleistungen dieser Erzeuger über eigene Gleichungen (Gl. 4.13) erfolgen muss. So wird zur Bestimmung der stündlichen Erzeugungsleistung eines neuen gesetzten Erzeugers zu jedem Zeitpunkt t das Produkt aus dem zeitabhängigen Erzeugungsprofilfaktor γ und der installierten thermischen Leistung des gesetzten Wärmeerzeugers gebildet. Der Erzeugungsprofilfaktor ist dabei das zeitabhängige Verhältnis zwischen tatsächlich erzeugter Leistung des gesetzten Wärmeerzeugers und dessen installierter Leistung. Dieser normierte Wert spiegelt das Einsatzprofil wider.

$$\dot{Q}_{s,c,N,gesetz}(t) = \gamma_{c,N,gesetz}(t) \cdot \dot{Q}_{inst,s,c,N,gesetz} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.13}$$

$\dot{Q}_{s,c,N,gesetz}$	Wärmeleistung des neuen gesetzten Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{inst,s,c,N,gesetz}$	installierte Wärmeleistung des neuen gesetzten Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$\gamma_{c,N,gesetz}$	Einsatzprofilfaktor des neuen gesetzten Wärmeerzeugers c

Gesetzte Wärmeerzeuger können keinen gesicherten Anteil an der Wärmebereitstellung liefern. Dies wird insbesondere an der Leistungsbereitstellung solarthermischer Anlagen offensichtlich. Somit werden die Leistungsanteile der gesetzten Wärmeerzeuger bei der Bestimmung des Wärmesystemanteils der Wärmesystemgruppen nicht berücksichtigt (vgl. Gl. 3.1 und Gl. 3.2).

4.3.3.3 Speichergleichungen und -ungleichungen [6, pp. 92-97]

Sowohl bei elektrischen als auch bei thermischen Speichern sind mehrere Gleichungen und Ungleichungen einzuhalten, um die Lösungen zu bestimmen. So muss neben der Einhaltung der Grenzen der installierten Lade- und Entladeleistung auch der Ladestand des Speichers stets im Rahmen der installierten Speicherkapazität sein. Speicherverluste treten beim Laden, beim Entladen und durch Selbstentladung auf. Die Selbstentladung muss bei der zeitlichen Entwicklung des Ladestands berücksichtigt werden. Die Kombination aus Lade- und Entladenutzungsgrad wird im Folgenden als Zyklusnutzungsgrad bezeichnet. Der durch die Selbstentladung bedingte Nutzungsgrad wird stündlicher Ruhenutzungsgrad genannt.

Im Gegensatz zu den meisten übrigen Elementen des Energiesystemmodells ist der Speichereinsatz zu einem bestimmten Zeitpunkt von vorherigen Zeitpunkten abhängig und wirkt sich auch auf darauffolgende Zeitpunkte aus. Dies ist bei den Gleichungen entsprechend zu beachten.

So ist nach Gl. 4.14 der Ladestand eines thermischen Speichers zum Zeitpunkt t definiert als Ladestand zum Zeitpunkt $t-1$ multipliziert mit dem Ruhenutzungsgrad zuzüglich der Ladung zum Zeitpunkt t und abzüglich der Entladung zum Zeitpunkt t . Die Ladung ist dabei das Produkt aus Speicherladeleistung in der Wärmesystemgruppe s , Ladenutzungsgrad des Speichers h und Dauer des Zeitschritts. Die Entladung ist das Produkt aus Speicherentladeleistung und Dauer des Zeitschritts dividiert durch den Entladenutzungsgrad. Dabei werden die Ladezustände immer zum Ende eines Zeitschritts betrachtet. [6, p. 93]

Diese Speichergleichung ist im Wärmesystem für jede Wärmesystemgruppe s gültig, da jeder Wärmesystemgruppe ein einzelner Speicher h zugeordnet ist.

$$Q_{thSp,SOC,s}(t) = Q_{thSp,SOC,s}(t-1) \cdot g_{SE,h(s)} + \dot{Q}_{thSp,L,s}(t) \cdot g_{L,h(s)} \cdot \Delta T - \frac{\dot{Q}_{thSp,E,s}(t) \cdot \Delta T}{g_{E,h(s)}}$$

$\forall s, t$ Gl. 4.14

$Q_{thSp,SOC,s}$	Speicherstand des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,E,s}$	Entladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,L,s}$	Ladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
ΔT	Dauer eines Zeitschritts
$g_{SE,h(s)}$	Ruhenutzungsgrad (Selbstentladung) des Wärmespeichertyps h
$g_{L,h(s)}$	Ladenutzungsgrad des Wärmespeichertyps h
$g_{E,h(s)}$	Entladenutzungsgrad des Wärmespeichertyps h
t	Zeitpunkt
h	Wärmespeichertyp
s	Wärmesystemgruppe 1 ... I

Sowohl für Bestandsspeicher als auch für Neubauspeicher gelten die folgenden Ungleichungen: Mit Gl. 4.15 erfolgt die Speicherstandsüberwachung, d. h. die Kontrolle, dass der Ladestand des Speichers in den vorgegebenen Grenzen gehalten wird. Gl. 4.16 und Gl. 4.17 gewährleisten, dass die Speicherladeleistungen und die Speicherentladeleistungen zu allen Zeitpunkten kleiner oder gleich der installierten Leistungen sind.

Für bestehende Speicher erfolgt dies durch Vorgaben von bekannten Daten für Ober- und Untergrenzen, wobei die Untergrenzen stets null betragen. Da bei neuen Speichern die installierte Ladeleistung, die installierte Entladeleistung und die installierte Speicherkapazität zu optimierende Größen sind, kann die Einhaltung der dadurch gegebenen Grenzen beim Einsatz der Speicher nicht über Ober- und Untergrenzen erfolgen. Hierfür sind zusätzliche Ungleichungen notwendig, die aus den rechten Ungleichungen von Gl. 4.15, Gl. 4.16 und Gl. 4.17 resultieren. Für neu zu

installierende Speicher kann optional eine durch das technische Potenzial bedingte Obergrenze für die thermische Kapazität definiert werden. Explizite Grenzen für Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher werden nicht festgelegt.

$$0 \leq Q_{thSp,SOC,s}(t) \leq Q_{thSp,inst,C,s} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.15}$$

$$0 \leq \dot{Q}_{thSp,L,s}(t) \leq \dot{Q}_{thSp,inst,L,s} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.16}$$

$$0 \leq \dot{Q}_{thSp,E,s}(t) \leq \dot{Q}_{thSp,inst,E,s} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4.17}$$

$Q_{thSp,SOC,s}$	Speicherstand des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$Q_{thSp,inst,C,s}$	inst. Kapazität des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,L,s}$	Ladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,inst,L,s}$	inst. Ladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,E,s}$	Entladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,inst,E,s}$	inst. Entladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s

Im Rahmen dieses Modells lassen sich optional auch Grenzen für die wechselseitige Abhängigkeit zwischen installierter Ladeleistung, installierter Entladeleistung und installierter Kapazität für jeden neuen Speichertypen abbilden [6, pp. 98-99]. Wird diese Option nicht gewählt, so sind die drei genannten Größen unabhängig voneinander optimierbar. Die Zubauabhängigkeiten sind jedoch im Fall elektrischer Speicher z. B. bei Pumpspeicherwerken notwendig, bei denen eine Pumpturbine eingesetzt wird [7, p. 43], da Lade- und Entladeleistung hierbei voneinander abhängen. Auch bei Speicherheizungen können Zubauabhängigkeiten sinnvoll sein. Die Abhängigkeiten werden mit den drei folgenden Doppelungleichungen (Gl. 4.18, Gl. 4.19, Gl. 4.20) dargestellt. Die Quotienten sind vom Speichertyp abhängig. Die Doppelungleichungen werden für die Modellierung jeweils als zwei einzelne Ungleichungen umformuliert.

$$a_{11,thSp,h(s)} \leq \frac{\dot{Q}_{thSp,inst,E,s}}{\dot{Q}_{thSp,inst,L,s}} \leq a_{12,thSp,h(s)} \quad \forall s \quad \text{Gl. 4.18}$$

$$a_{21,thSp,h(s)} \leq \frac{Q_{thSp,inst,C,s}}{\dot{Q}_{thSp,inst,E,s}} \leq a_{22,thSp,h(s)} \quad \forall s \quad \text{Gl. 4.19}$$

$$a_{31,thSp,h(s)} \leq \frac{Q_{thSp,inst,C,s}}{\dot{Q}_{thSp,inst,L,s}} \leq a_{32,thSp,h(s)} \quad \forall s \quad \text{Gl. 4.20}$$

$\alpha_{11,thSp,h(s)}$	untere Grenze für Verhältnis von inst. Entladeleistung zu inst. Ladeleistung
$\alpha_{12,thSp,h(s)}$	obere Grenze für Verhältnis von inst. Entladeleistung zu inst. Ladeleistung
$\alpha_{21,thSp,h(s)}$	untere Grenze für Verhältnis von inst. Kapazität zu inst. Entladeleistung
$\alpha_{22,thSp,h(s)}$	obere Grenze für Verhältnis von inst. Kapazität zu inst. Entladeleistung
$\alpha_{31,thSp,h(s)}$	untere Grenze für Verhältnis von inst. Kapazität zu inst. Ladeleistung
$\alpha_{32,thSp,h(s)}$	obere Grenze für Verhältnis von inst. Kapazität zu inst. Ladeleistung
$\dot{Q}_{thSp,inst,E,s}$	inst. Entladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$\dot{Q}_{thSp,inst,L,s}$	inst. Ladeleistung des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
$Q_{thSp,inst,C,s}$	inst. Speicherkapazität des Wärmespeichers in der Wärmesystemgruppe s
h	Wärmespeichertyp
s	Wärmesystemgruppe 1 ... I

Die Speichergleichung (Gl. 4.14) gilt zu allen Zeitpunkten t des Betrachtungszeitraums außer dem ersten Zeitschritt, da für den Beginn des Betrachtungszeitraums der Speicherstand des vorherigen Zeitschritts nicht definiert ist. Somit muss der Speicherstand von bestehenden und neuen Speichern zum Startzeitpunkt des Simulationszeitraums explizit vorgegeben werden. Die Startladung wird auf null festgesetzt, da ein Wert größer als null ein energetisches Ungleichgewicht zwischen Jahresanfang und Jahresende verursachen würde, da die Optimierung den Speicher am Jahresende aus Kostengründen entleeren würde.

Die zeitaufgelösten Lade- und Entladeleistungen der Wärmespeicher werden in der Wärmelastungleichung (Gl. 4.9, Kapitel 4.3.3.1) berücksichtigt.

Analog ist das Vorgehen bei elektrischen Speichern, die bereits im ursprünglichen elektrischen Energiemodell berücksichtigt wurden [6, pp. 92-97]. Methodisch besteht ein Unterschied lediglich darin, dass im elektrischen Modellteil nur nach elektrischen Speichertypen unterschieden wird. Dies entspricht den Wärmespeichertypen im Wärmesystem. Eine zusätzliche Ebene, wie sie im Wärmesystem durch die Wärmesystemgruppen gegeben ist, entfällt jedoch im elektrischen System aufgrund des Prinzips „Kupferplatte“.

Für neue elektrische Speicher können Obergrenzen für installierte Leistungen und Kapazitäten festgelegt werden, die durch technische Potenziale bedingt sind. Außerdem kann ein Mindestausbau von elektrischen Speichern vorgegeben werden. Auch der Startpegel für elektrische Speicher zu Beginn jedes Simulationsjahres wird auf null gesetzt.

Die Lade- und Entladeleistungen aller elektrischen Speicher wirken sich auf die elektrische Lastgleichung (Gl. 4.26) aus. Diese Gleichung wird in Kapitel 4.3.3.5 beschrieben.

4.3.3.4 Wärmesystemgleichungen

Neben den Gleichungen und Ungleichungen, die zur Beschreibung der Wärmelastdeckung und einzelner Anlagen notwendig sind, sind weitere Gleichungen für die Optimierung des Wärmesystems erforderlich. Grundlegende Gleichungen wurden bereits im Basisansatz in Kapitel 4.3.1 beschrieben. Dazu zählt Gl. 4.4, die beschreibt, dass die Summe der Wärmesystemanteile bestehender und neuer Wärmesystemgruppen stets eins beträgt. Daneben sind noch weitere Berechnungsvorschriften notwendig.

Die Wärmesystemanteile bestehender Wärmesystemgruppen sind durch die Eingangsdaten fest definiert. Daraus ergeben sich fixe Anteile an der Wärmelast nach Gl. 4.2. Dies wird erreicht, indem für bestehende Wärmesystemgruppen die Obergrenzen und Untergrenzen der Wärmesystemanteile gleichgesetzt werden. Damit gilt:

$$\varepsilon_{lb,s,B} = \varepsilon_{s,B} = \varepsilon_{ub,s,B} \quad \text{Gl. 4.21}$$

$\varepsilon_{s,B}$	Wärmesystemanteil der bestehenden Wärmesystemgruppe s
$\varepsilon_{lb,s,B}$	Untergrenze für den Wärmesystemanteil der bestehenden Wärmesystemgruppe s
$\varepsilon_{ub,s,B}$	Obergrenze für den Wärmesystemanteil der bestehenden Wärmesystemgruppe s

Für neue Wärmesystemgruppen können dagegen die Wärmesystemanteile unter Beachtung von Gl. 4.4 frei definiert werden. Lediglich für manche Wärmesystemgruppen ist eine Beschränkung des Anteils aufgrund technischer Potenzialgrenzen, z. B. bei Wärmepumpen, sinnvoll. Hierfür können Obergrenzen für den Wärmesystemanteil einzelner neuer Wärmesystemgruppen definiert werden.

Bei neuen Wärmesystemgruppen sind sowohl die installierten thermischen Leistungen der zugehörigen Wärmeerzeuger als auch die Wärmesystemanteile Entscheidungsvariablen. Zur Bestimmung des Wärmesystemanteils neuer Wärmesystemgruppen ist Gl. 4.1 im Gleichungssystem auszuformulieren.

Das Modell erlaubt es, unterschiedliche Wärmeversorgungstypen (Kapitel 4.3.2.2) abzubilden und deren Anteile nach oben und unten zu begrenzen (Gl. 4.25). Damit können technische Grenzen berücksichtigt werden, die beispielsweise beim Wärmenetzausbau auftreten. Im einfachsten Fall existiert nur ein Wärmeversorgungstyp; dabei sind die Lösungen zu den Gleichungen des Wärmeversorgungstyps trivial, da dieser Wärmeversorgungstyp die Wärmeversorgung vollständig abdecken muss und deshalb kein Zu- und Rückbau erfolgen kann. Im Rahmen dieser Arbeit wird zwischen zwei Wärmeversorgungstypen differenziert: der wärmenetzgebundenen und

der objektgebundenen Versorgung. Jeder Wärmesystemgruppe wird dabei ein fester Wärmeversorgungstyp zugewiesen. Wie die Summe der Wärmesystemanteile beträgt folglich auch die Summe der Wärmeversorgungstypanteile stets eins. Der Zu- und Rückbau von Wärmeversorgungstypanteilen kann mit Kosten belegt werden. Alle Veränderungen von Wärmeversorgungstypanteilen beziehen sich rechnerisch auf das Basisjahr der Simulation.

Gl. 4.22 beschreibt, dass im Simulationsjahr die Summe der Wärmesystemanteile der bestehenden und neuen Wärmesystemgruppen s , die einem bestimmten Wärmeversorgungstyp d zugehören, gleich dem Wärmeversorgungstypanteil im Basisjahr abzüglich des Rückbauanteils und zuzüglich des Zubauanteils des jeweiligen Wärmeversorgungstyps ist. Ein gleichzeitiger Rückbau und Zubau eines bestimmten Wärmeversorgungstyps schließt sich hierbei aus. Die Gleichung ist für alle Wärmeversorgungstypen gültig.

$$\sum_{s(d)} \varepsilon_{s(d),B,SJ} + \sum_{s(d)} \varepsilon_{s(d),N,SJ} = \varepsilon_{d,BJ} - \varepsilon_{d,Rück,SJ} + \varepsilon_{d,Zu,SJ} \quad \forall d, SJ \quad \text{Gl. 4.22}$$

$\varepsilon_{s(d),B,SJ}$	Wärmesystemanteil der bestehenden Wärmesystemgruppe s mit dem Wärmeversorgungstyp d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{s(d),N,SJ}$	Wärmesystemanteil der neuen Wärmesystemgruppe s mit dem Wärmeversorgungstyp d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{d,BJ}$	Anteil des Wärmeversorgungstyps d im Basisjahr BJ
$\varepsilon_{d,Rück,SJ}$	durch Rückbau bedingter Rückgang des Anteils des Wärmeversorgungstyps d im Simulationsjahr SJ bezogen auf das Basisjahr
$\varepsilon_{d,Zu,SJ}$	durch Zubau bedingte Zunahme des Anteils des Wärmeversorgungstyps d im Simulationsjahr SJ bezogen auf das Basisjahr

Der Rückbau- und der Zubauanteil der Wärmeversorgungstypen sind Optimierungsgrößen. Sie können mit Kosten belegt werden. In der vorliegenden Arbeit wird nur der Zubau mit Kosten belegt. Für die Bestimmung der Kosten des Zubaus sind jedoch nicht die Anteile des Wärmeversorgungstyps ausschlaggebend, sondern die absoluten Werte der Veränderung der installierten Leistung im jeweiligen Wärmeversorgungstyp, da die Kosten für den Zubau bestimmter Wärmeversorgungstypen als spezifische Werte bezogen auf die installierte thermische Leistung angegeben werden. Somit ist auch die installierte thermische Leistung für jeden Wärmeversorgungstyp eine zu optimierende Größe. Hierfür gilt nach Gl. 4.23, in Anlehnung an Gl. 4.1, dass die zusätzlich installierte thermische Leistung eines Wärmeversorgungstyps dem Produkt aus der Zunahme des Wärmeversorgungstypanteils und der gesamten installierten thermischen Leistung ist.

$$\dot{Q}_{inst,d,Zu} = \varepsilon_{d,Zu} \cdot \dot{Q}_{inst,ges} \quad \forall d \quad \text{Gl. 4.23}$$

$\dot{Q}_{inst,d,Zu}$	zusätzlich installierte thermische Leistung im Wärmeversorgungstyp d
$\dot{Q}_{inst,ges}$	installierte thermische Gesamtleistung
$\varepsilon_{d,Zu}$	durch Zubau bedingte Zunahme des Anteils des Wärmeversorgungstyps d

Daneben ist mit Gl. 4.24 eine weitere Gleichung zur Beschreibung des Wärmesystems notwendig. Die Anteile jedes Wärmeversorgungstyps d setzen sich demnach aus den zugeordneten Wärmesystemanteilen bestehender und neuer Wärmesystemgruppen zusammen.

Die Wärmeversorgungstypanteile sind durch die in Gl. 4.25 dargestellten Grenzen nach oben und unten beschränkt, womit die Einhaltung von Mindest- und Höchstanteilen bestimmter Wärmeversorgungstypen bei der Optimierung erzwungen werden kann. Somit kann beispielsweise eine technische Potenzialgrenze für die wärme-netzgebundene Versorgung definiert werden.

$$\varepsilon_{d,SJ} = \sum_{s(d)} \varepsilon_{s(d),B,SJ} + \sum_{s(d)} \varepsilon_{s(d),N,SJ} \quad \forall d, SJ \quad \text{Gl. 4.24}$$

$$\varepsilon_{lb,d,SJ} \leq \varepsilon_{d,SJ} \leq \varepsilon_{ub,d,SJ} \quad \forall d, SJ \quad \text{Gl. 4.25}$$

$\varepsilon_{d,SJ}$	Anteil des Wärmeversorgungstyps d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{s(d),B,SJ}$	Wärmesystemanteil der bestehenden Wärmesystemgruppe s mit dem Wärmeversorgungstyp d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{s(d),N,SJ}$	Wärmesystemanteil der neuen Wärmesystemgruppe s mit dem Wärmeversorgungstyp d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{lb,d,SJ}$	Untergrenze des Anteils des Wärmeversorgungstyps d im Simulationsjahr SJ
$\varepsilon_{ub,d,SJ}$	Obergrenze des Anteils des Wärmeversorgungstyps d im Simulationsjahr SJ

4.3.3.5 Elektrische Lastgleichungen

Die elektrische Lastgleichung, die elementarer Bestandteil des zugrundeliegenden elektrischen Systemmodells MESTAS ist [6], muss im Rahmen dieser Arbeit entscheidend erweitert werden. Die erweiterte Form, bei der die Erzeuger auf der linken Seite und die Verbraucher auf der rechten Seite abgebildet sind, ist in Gl. 4.26 aufgeführt. Die Grundform der Lastgleichung besteht darin, dass zu allen Zeitpunkten die elektrische Residuallast P_{Last} durch die Summe der Leistungen der elektrischen Erzeuger und Speicher gedeckt wird. Zu den elektrischen Erzeugern zählen alle bestehenden Kraftwerke und die neu zu installierenden Kraftwerke. Zusätzlich tragen die Entladeleistungen der bestehenden und neuen elektrischen Speicher positiv zur

Lastdeckung bei. Die Ladeleistungen der elektrischen Speicher werden als Last in der Lastgleichung berücksichtigt. [6, p. 92]

$$\sum_{e=1}^r P_e(t) + \sum_{f=1}^w P_{elSp,E,f}(t) + \sum_{s=1}^l \sum_{c \in B} (\dot{Q}_{s,c}(t) \cdot \sigma_{s,c}) =$$

$$= P_{Last}(t) + \sum_{f=1}^w P_{elSp,L,f}(t) + \sum_{s=1}^l \sum_{c \in C} \frac{\dot{Q}_{s,c}(t)}{g_{th,s,c}} + P_{ab}(t) \quad \forall t \quad Gl. 4.26$$

P_e	elektrische Leistung des Stromerzeugers e
$P_{elSp,E,f}$	Entladeleistung des elektrischen Speichers f
$P_{elSp,L,f}$	Ladeleistung des elektrischen Speichers f
P_{Last}	elektrische Residuallast
P_{ab}	elektrische Abschaltleistung
$\dot{Q}_{s,c}$	thermische Leistung des Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$\sigma_{s,c}$	Stromkennzahl des Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
$g_{th,s,c}$	thermischer Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
t	Zeitpunkt
B	Menge aller KWK-Anlagen
C	Menge aller elektrischen Wärmeerzeuger
c	Wärmeerzeugertyp
e	Stromerzeuger 1 ... r
f	elektrischer Speicher 1 ... w
r	Anzahl an Stromerzeugern
s	Wärmesystemgruppe 1 ... l
w	Anzahl an elektrischen Speichern

Der Einsatz aller berücksichtigten Wärmeerzeuger hat Auswirkungen auf die elektrische Lastgleichung: KWK-Anlagen tragen als Strom- und Wärmeerzeuger zur Deckung der elektrischen Last bei. In der Lastgleichung wird deshalb die Summe aller Produkte aus thermischer Leistung und Stromkennzahl über alle KWK-Anlagen in allen Wärmesystemgruppen auf die Erzeugerseite geschrieben.

Elektrische Wärmeerzeuger dagegen sind als elektrische Verbraucher auf die Verbraucherseite der Lastgleichung zu setzen. Der Betrag der elektrischen Last elektrischer Wärmeerzeuger ist die Summe der Quotienten aus der thermischen Leistung und dem thermischen Nutzungsgrad über alle elektrischen Wärmeerzeuger in allen Wärmesystemgruppen.

Da die Residuallast aufgrund der gesetzten Einspeisung aus Photovoltaik, Windenergie und geothermischer Stromerzeugung auch negative Werte annehmen kann,

aber die vollständige Aufnahme überschüssiger elektrischer Energie über elektrische Speicher und elektrische Wärmeerzeuger volkswirtschaftlich nicht immer sinnvoll ist, ist es notwendig, eine sogenannte Abschaltleistung einzuführen. Dies entspricht in der Realität einer Abregelung von Anlagen, die vorzugsweise Strom in das Netz einspeisen. Die Abschaltleistung steht folglich auf der rechten Seite der Lastgleichung. Infinitesimal kleine Erlöse für die Abschaltleistung müssen angesetzt werden, damit nicht durch gleichzeitiges Laden und Entladen von Speichern die Überschüsse zu-nichte gemacht werden [6, pp. 87, 92].

Optional kann eine Abschaltgrenze in Form einer maximal abgeregelten Energiemenge festgelegt werden. Dies erfolgt über eine zusätzliche Ungleichung (Gl. 4.27) der folgenden Form [6, p. 100]:

$$\sum_{t=1}^z P_{ab}(t) \cdot \Delta T \leq E_{ab} \quad \text{Gl. 4.27}$$

P_{ab}	elektrische Abschaltleistung
E_{ab}	maximal zulässige Abschaltenergie
ΔT	Dauer eines Zeitschritts
t	Zeitpunkt 1 ... z

Für die zeitaufgelöste elektrische Leistung der Kraftwerke liegt die Untergrenze bei null und die Obergrenze bei der um den Reduktionsfaktor (siehe Kapitel 5.1.1) verringerten installierten Nennleistung der Kraftwerke (Gl. 4.28). [6, pp. 40-42]

$$0 \leq P_e(t) \leq P_{inst,e} \quad \forall e, t \quad \text{Gl. 4.28}$$

P_e	elektrische Leistung des Kraftwerks e
$P_{inst,e}$	installierte Leistung des Kraftwerks e reduziert um den Reduktionsfaktor
e	Stromerzeuger 1 ... r

Die Nennleistung der Bestandskraftwerke ist aus der verwendeten Datenbank fest vorgegeben und wird, multipliziert mit dem Reduktionsfaktor, als Obergrenze berücksichtigt. Zur vollständigen Deckung der elektrischen Last ist meist eine Neuinstallation von Kraftwerken erforderlich. Wie bei den Bestandskraftwerken darf auch bei neuen Kraftwerken die tatsächliche Leistung zu jedem Zeitpunkt die um den Reduktionsfaktor verringerte installierte Leistung nicht übersteigen (Gl. 4.28). Da bei neuen Kraftwerken neben der elektrischen Leistungsabgabe zu jedem Zeitpunkt auch die installierte Leistung eine Optimierungsgröße ist, muss über eine zusätzliche Modellgleichung eine Maximumüberwachung entsprechend der rechten Ungleichung aus

Gl. 4.28 erfolgen. Zusätzlich kann für Neubaukraftwerke eine Obergrenze für die installierte elektrische Leistung nach Kraftwerkstyp festgelegt werden.

4.3.3.6 Emissionsungleichungen

Das Modell lässt bei den Simulationen zwei Optionen zu: Im einen Fall gehen die verursachten Emissionen belegt mit vorgegebenen spezifischen Kosten (Emissionszertifikatspreise) in die Zielfunktion ein. Im anderen Fall wird durch eine Nebenbedingung eine Emissionsgrenze festgelegt, die durch die Emissionen aller berücksichtigten Emittenten nicht überschritten werden darf. [6, pp. 52-54, 80-81]

Im Rahmen dieser Arbeit werden alle Emittenten gleichwertig behandelt, d. h. die Emissionen aller Strom- und Wärmeerzeuger gehen entweder kostenseitig in die Kostengleichung ein oder als Emissionen in die Emissionsnebenbedingung. Auf eine Unterscheidung nach Wärmeerzeugern, die nach aktuell gültigen Gesetzen dem Emissionshandel unterliegen bzw. nicht unterliegen, wird bewusst verzichtet. Dies ist auf mehrere Gründe zurückzuführen: Einerseits sind die aktuellen Bestimmungen zur Zuteilung für Emissionszertifikate nur für die aktuelle Handelsperiode bis zum Jahr 2020 gültig [26]. Eine Prognose, ob danach einzelne Emittenten, wie aktuell beispielsweise Privathaushalte, von der Bezugspflicht von Emissionszertifikaten ausgenommen bleiben, ist nicht abzusehen. Des Weiteren sind aktuell Grenzen für die thermische Feuerungsleistung gültig, wonach Anlagen unterhalb dieser Grenze nicht am Emissionszertifikatehandel teilnehmen müssen. Für eine umfassende und zielführende Klimaschutzpolitik wäre jedoch eine Einbindung aller Emittenten vonnöten. Für Simulationen, die weit in die Zukunft reichen, ist es deshalb sinnvoll, alle Emissionen, die bei der Strom- und Wärmeerzeugung anfallen, auf einheitliche Weise zu berücksichtigen. Des Weiteren lässt sich innerhalb des Modells keine scharfe Grenze bezüglich der Feuerungsleistung von Erzeugungsanlagen ziehen, womit eine Zuordnung bestimmter Anlagen zu einem emissionsrelevanten Teil bzw. zu einem nicht emissionsrelevanten Teil nicht möglich ist. Zudem müsste u. U. bei KWK-Anlagen eine Zuordnung der Emissionen zur Wärme- bzw. Stromerzeugung nach einem zuvor festgelegten Zuordnungsverfahren [27, p. 18] erfolgen. Angesichts einer Gesamtbetrachtung der Strom- und Wärmeerzeugung ist die Wahl eines Zuordnungsverfahrens jedoch überflüssig. Dies betrifft nicht nur die Emissionszuordnung sondern auch die Zuordnung des Brennstoffbedarfs und der Kosten.

Elektrische Wärmeerzeuger weisen im Rahmen dieser Modellierung die Besonderheit auf, dass sie keine direkten Emissionen verursachen, da diese bereits in den vorgelagerten Kraftwerken auftreten.

Im Fall, dass die Emissionen über direkte Emissionskosten Eingang in die Optimierung finden, werden den variablen Kosten der Anlagen diese Kosten aufgeschlagen.

Die Höhe dieses Emissionszuschlags hat Einfluss auf den Ausbau und den Einsatz der Anlagen. Jedoch können damit nur bedingt die Emissionen auf ein bestimmtes Niveau begrenzt werden, da nicht offensichtlich ist, welche Investitionen und Einsätze der Anlagen durch die Optimierung erfolgen.

Für eine feste Begrenzung der Emissionen ist eine weitere Ungleichung notwendig [6, pp. 80-81]. Damit lassen sich auch mittels der marginalen Kosten, deren Bestimmung im Rahmen der linearen Optimierung möglich ist, die resultierenden Emissionspreise bestimmen, die sich aus der Emissionsbegrenzung ergeben [6, p. 54]. In der Ungleichung (Gl. 4.29) werden alle Emittenten, d. h. bestehende und neue Kraftwerke und Wärmeerzeuger berücksichtigt. Die Summe aller Emissionen muss kleiner sein als die vorgegebene Emissionsgrenze.

$$F_{KW,B} + F_{KW,N} + F_{WE,B} + F_{WE,N} = F_{KW} + F_{WE} = \sum_{e=1}^r F_e + \sum_{c=1}^m F_c \leq F_{max} \quad \text{Gl. 4.29}$$

$F_{KW,B}$	Emissionen aller Bestandskraftwerke
$F_{KW,N}$	Emissionen aller neuen Kraftwerke
$F_{WE,B}$	Emissionen aller Bestandswärmeerzeuger
$F_{WE,N}$	Emissionen aller neuen Wärmeerzeuger
F_{KW}	Emissionen aller Kraftwerke
F_{WE}	Emissionen aller Wärmeerzeuger
F_e	Emissionen des Kraftwerks e
F_c	Emissionen des Wärmeerzeugers c
F_{max}	Emissionsgrenze
c	Wärmeerzeugertyp 1 ... m
e	Kraftwerkstyp 1 ... r
m	Anzahl an Wärmeerzeugertypen
r	Anzahl an Kraftwerkstypen

Wie Gl. 4.30 zeigt, errechnen sich die Emissionen der Wärmeerzeuger über das Produkt aus der thermischen Leistung des Wärmeerzeugers zum Zeitpunkt t , der Dauer eines Zeitschritts und dem Emissionsfaktor dividiert durch den thermischen Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers aufsummiert über alle Wärmeerzeuger c in allen Wärmesystemgruppen s und alle Zeitschritte t [17, p. 15]. Die Emissionsfaktoren sind brennstoffabhängig und werden über eine feste Zuordnung zwischen Wärmeerzeuger und Brennstoff definiert [17, p. 16].

$$F_{WE} = \sum_{t=1}^z \left(\sum_{s=1}^l \left(\sum_{c=1}^m \frac{\dot{Q}_{s,c}(t) \cdot \Delta T \cdot f_{b(c)}}{g_{th,c}} \right) \right) \quad \text{Gl. 4.30}$$

F_{WE}	Emissionen aller Wärmeerzeuger
$\dot{Q}_{s,c}$	thermische Leistung des Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
ΔT	Dauer eines Zeitschritts
$f_{b(c)}$	Emissionsfaktor des Brennstoffs b , abhängig vom Wärmeerzeugertyp c
$g_{th,c}$	thermischer Nutzungsgrad des Wärmeerzeugertyps c
c	Wärmeerzeugertyp 1 ... m
s	Wärmesystemgruppe 1 ... l
t	Zeitpunkt 1 ... z
z	Anzahl an Zeitschritten

Analog wird bei der Berechnung der Emissionen der bestehenden und neuen Kraftwerke verfahren. Aufgrund der Betrachtung des elektrischen Modellteils als „Kupferplatte“ entfällt bei der Summenformel (Gl. 4.31) eine Ebene.

$$F_{KW} = \sum_{t=1}^z \left(\sum_{e=1}^r \frac{P_e(t) \cdot \Delta T \cdot f_{b(e)}}{g_{el,e}} \right) \quad \text{Gl. 4.31}$$

F_{KW}	Emissionen aller Kraftwerke
P_e	elektrische Leistung des Kraftwerks e
$f_{b(e)}$	Emissionsfaktor des Brennstoffs b , abhängig vom Kraftwerkstyp e
$g_{el,e}$	elektrischer Nutzungsgrad des Kraftwerkstyps e

4.3.3.7 Brennstoffungleichungen

Die Brennstoffungleichungen aus dem elektrischen Modellteil [6, p. 82] werden im Wärmesystem fortgeführt und um weitere Brennstofftypen ergänzt. Damit kann der Brennstoffbedarf nach Energieträgern begrenzt werden. Dies ist notwendig, da bei einigen Energieträgern – insbesondere bei biogenen Energieträgern – das Potenzial deutlich begrenzt ist. Analog zu den Emissionen tritt auch kein Brennstoffbedarf durch elektrische Wärmeerzeuger auf, da der Brennstoff bereits in den vorgelagerten Kraftwerken bzw. die Primärenergie in den gesetzten regenerativen Stromerzeugungsanlagen umgesetzt wird. Die Ungleichungen für die Brennstoffbegrenzung unterscheiden sich von der Ungleichung zur Emissionsbegrenzung nur durch das Fehlen des Emissionsfaktors. Allerdings existiert für jeden berücksichtigten Brennstoff b eine eigene Ungleichung (Gl. 4.32).

$$\begin{aligned}
 E_{BS,b,KW,B} + E_{BS,b,KW,N} + E_{BS,b,WE,B} + E_{BS,b,WE,N} &= E_{BS,b,KW} + E_{BS,b,WE} \\
 = \sum_{e=1}^r E_{BS,b,e} + \sum_{c=1}^m E_{BS,b,c} &\leq E_{BS,b,max} \quad \forall b
 \end{aligned}
 \tag{Gl. 4.32}$$

$E_{BS,b,KW,B}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Bestandskraftwerke
$E_{BS,b,KW,N}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch neue Kraftwerke
$E_{BS,b,WE,B}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Bestandswärmeerzeuger
$E_{BS,b,WE,N}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch neue Wärmeerzeuger
$E_{BS,b,KW}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Kraftwerke
$E_{BS,b,WE}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Wärmeerzeuger
$E_{BS,b,e}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Kraftwerkstyp e
$E_{BS,b,c}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Wärmeerzeugertyp c
$E_{BS,b,max}$	Grenze für den Bedarf an Brennstofftyp b
b	Brennstofftyp 1 ... o
c	Wärmeerzeuger 1 ... m
e	Kraftwerk 1 ... r
m	Anzahl an Wärmeerzeugern
r	Anzahl an Kraftwerken

Der Brennstoffbedarf für alle Wärmeerzeuger mit dem Brennstofftyp b lässt sich folglich nach Gl. 4.33 bestimmen. Dabei ist zu beachten, dass die Summe jeweils nur mit Wärmeerzeugern c mit dem Brennstofftyp b gebildet werden darf.

$$E_{BS,b,WE} = \sum_{t=1}^z \left(\sum_{s=1}^l \left(\sum_{c(b)} \frac{\dot{Q}_{s,c}(t) \cdot \Delta T}{g_{th,c}} \right) \right) \quad \forall b
 \tag{Gl. 4.33}$$

$E_{BS,b,WE}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Wärmeerzeuger
$\dot{Q}_{s,c}$	thermische Leistung des Wärmeerzeugers c in der Wärmesystemgruppe s
ΔT	Dauer eines Zeitschritts
$g_{th,s,c}$	thermischer Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers c
b	Brennstofftyp 1 ... o
s	Wärmesystemgruppe 1 ... l
t	Zeitpunkt 1 ... z
z	Anzahl an Zeitschritten

Analog verhält es sich mit der Bestimmung des Brennstoffbedarfs der Kraftwerke nach Brennstofftyp nach Gl. 4.34 [6, p. 82].

$$E_{BS,b,KW} = \sum_{t=1}^z \left(\sum_{e(b)} \frac{P_e(t) \cdot \Delta T}{g_{el,e}} \right) \quad \forall b \quad \text{Gl. 4.34}$$

$E_{BS,b,KW}$	Bedarf an Brennstofftyp b durch Kraftwerke
P_e	elektrische Leistung des Kraftwerks e
$g_{el,e}$	elektrischer Nutzungsgrad des Kraftwerks e
e	Kraftwerk 1 ... r

4.3.3.8 Zielfunktion

Die Zielfunktion in diesem Optimierungsmodell ist eine Kostenfunktion, deren Ergebnis im Rahmen der Optimierung zu minimieren ist (Gl. 3.1). Dieser Gleichung folgend sind die absoluten Kosten jeweils Produkte aus spezifischen Kosten und den zugehörigen Entscheidungsvariablen. Die Entscheidungsvariablen, also beispielsweise die zeitaufgelösten elektrischen Leistungen von Kraftwerken oder die installierten thermischen Leistungen von Wärmeerzeugern, wurden in den vorangegangenen Kapiteln bereits beschrieben.

Die Gesamtkosten, die über die Kostenfunktion bestimmt werden, setzen sich zusammen aus variablen Kosten aller Anlagen und Fixkosten für neu zu installierende Anlagen (Gl. 4.35).

$$K_{var,ges} + K_{fix,ges} = \min \quad \text{Gl. 4.35}$$

$K_{var,ges}$	gesamte variable Kosten
$K_{fix,ges}$	gesamte Fixkosten

Die variablen Kosten werden bei Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen hauptsächlich durch den Brennstoffbedarf und eventuell emissionsgebundene Kosten bestimmt. Hinzu kommen noch sonstige variable Kosten für Betriebsstoffe und Wartung [6, p. 12]. Variable Kosten für elektrische und thermische Speicher entstehen durch die Lade- und Entladevorgänge. Variable Kosten für Wärmenetze werden in diesem Modell den variablen Kosten der zugehörigen Wärmeerzeuger zugeordnet. Dies ist möglich, weil sie hinsichtlich ihrer Einheit als spezifische Größe bezogen auf die erzeugte Wärmeenergie angegeben werden. Hinzu kommen noch variable Erlöse für die Abschaltleistung (Kapitel 4.3.3.1 und 4.3.3.5). Gl. 4.36 fasst die variablen Kosten zusammen.

$$\begin{aligned}
K_{var,ges} = & \sum_{t=1}^z \left(\sum_{e=1}^r (k_{var,KW,e} \cdot P_e(t) \cdot \Delta T) + \right. \\
& + \sum_{f=1}^w (k_{var,elSp,L,f} \cdot P_{elSp,L,f}(t) \cdot \Delta T) + \sum_{f=1}^w (k_{var,elSp,E,f} \cdot P_{elSp,E,f}(t) \cdot \Delta T) + \\
& + \sum_{c=1}^m (k_{var,WE,c} \cdot \dot{Q}_{WE,c}(t) \cdot \Delta T) + \\
& + \sum_{h=1}^v (k_{var,thSp,L,h} \cdot \dot{Q}_{thSp,L,h}(t) \cdot \Delta T) + \sum_{h=1}^v (k_{var,thSp,E,h} \cdot \dot{Q}_{thSp,E,h}(t) \cdot \Delta T) + \\
& \left. - k_{var,ab} \cdot P_{ab}(t) \cdot \Delta T \right) \tag{Gl. 4.36}
\end{aligned}$$

$K_{var,ges}$	variable Gesamtkosten
$k_{var,KW,e}$	spezifische variable Kosten der Stromerzeugung des Kraftwerks e
$k_{var,elSp,L,f}$	spezifische variable Kosten der Ladung des elektrischen Speichers f
$k_{var,elSp,E,f}$	spezifische variable Kosten der Entladung des elektrischen Speichers f
$k_{var,WE,c}$	spezifische variable Kosten der Wärmeerzeugung des Wärmeerzeugers c
$k_{var,thSp,L,h}$	spezifische variable Kosten der Ladung des Wärmespeichers h
$k_{var,thSp,E,h}$	spezifische variable Kosten der Entladung des Wärmespeichers h
$k_{var,ab}$	spezifische variable Erlöse der Abschaltung gesetzter Stromerzeuger
P_e	elektrische Leistung des Kraftwerks e
$P_{elSp,L,f}$	elektrische Ladeleistung des elektrischen Speichers f
$P_{elSp,E,f}$	elektrische Entladeleistung des elektrischen Speichers f
$\dot{Q}_{WE,c}$	thermische Leistung des Wärmeerzeugers c
$\dot{Q}_{thSp,L,h}$	thermische Ladeleistung des Wärmespeichers h
$\dot{Q}_{thSp,E,h}$	thermische Entladeleistung des Wärmespeichers h
P_{ab}	elektrische Abschaltleistung
c	Wärmeerzeugertyp 1 ... m
h	Wärmespeichertyp 1 ... v
e	Kraftwerkstyp 1 ... r
f	elektrischer Speichertyp 1 ... w
t	Zeitschritt 1 ... z
ΔT	Länge eines Zeitschritts
z	Anzahl an Zeitschritten

Alle spezifischen Kosten müssen jeweils an die zugehörige Entscheidungsvariable angepasst werden. Beispielsweise werden die spezifischen variablen Kosten für Wärmeerzeuger jeweils auf die Wärmeenergie bezogen (Einheit €/MWh_{th}). Somit müssen die Brennstoffkosten, die sich auf den Heizwert beziehen und die Einheit €/MWh_{BS} aufweisen, durch den Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers mit der Einheit MWh_{th}/MWh_{BS} dividiert werden. Analog muss mit den übrigen Anteilen der spezifischen variablen Kosten für Wärmeerzeuger und allen weiteren spezifischen Kosten verfahren werden.

Die Fixkosten bestehen hauptsächlich aus den annuitätischen Investitionskosten, den annuitätischen Kosten für Abriss und Rückbau der Anlage und den sonstigen jährlichen Fixkosten für Personal, Versicherungen etc. [3, p. 12]. Die spezifischen Fixkosten beziehen sich bei Kraftwerken, Wärmeerzeugern und Wärmenetzen innerhalb dieses Modells immer auf die installierte Erzeugungsleistung, d. h. auf die elektrische Leistung bei Kraftwerken und auf die thermische Leistung bei Wärmeerzeugern und Wärmenetzen. Bei Speichern sind die spezifischen Fixkosten auf die installierten Ladeleistungen, die Entladeleistungen und die Speicherkapazitäten herunterzurechnen.

Außerdem können dem Rückbau und dem Zubau von Wärmeversorgungstypen, also beispielsweise Fernwärmenetzen, spezifische Fixkosten zugeordnet werden. Gleichung Gl. 4.37 stellt den formelmäßigen Zusammenhang dar.

Speicher können aufgrund ihrer Fähigkeit Regelleistung bereitzustellen, einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten und so eine sogenannte Systemdienstleistung anbieten. Elektrische Speicher können positive und negative Regelleistung anbieten, indem sie entweder durch einen Entladevorgang elektrische Energie in das Versorgungsnetz einspeisen oder durch einen Ladevorgang elektrische Energie beziehen. Thermische Speicher dienen dagegen nur indirekt der Systemsicherheit. In Verbindung mit elektrischen Wärmeerzeugern bieten sie bei der Beladung negative Regelleistung an. Der Entladevorgang dient nur dann als positive Regelleistung, wenn der Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger im selben Moment reduziert wird. In Verbindung mit KWK-Anlagen dienen Wärmespeicher beim Beladevorgang der positiven Regelleistung, da KWK-Anlagen in diesem Moment zusätzlich Strom und Wärme erzeugen. Bei der Entladung verhält es sich entsprechend umgekehrt. Da die Systemsicherheit im Modell jedoch nicht näher berücksichtigt wird, kann elektrischen [6, p. 146] und thermischen Speichern ein Bonus für Systemdienstleistungen gewährt werden. Der Bonus bildet ab, dass Speicherbetreiber einen Teil der Erlöse über die Vermarktung von Systemdienstleistungen erwirtschaften [6, p. 147]. Der Bonus wird in Gl. 4.37 in Form eines Abschlags bei den Fixkosten berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
K_{fix,ges} = & \sum_{e=1}^r (k_{fix,KW,N,e} \cdot P_{KW,inst,N,e}) + \\
& + \sum_{f=1}^w (k_{fix,elSp,N,L,f} \cdot (1 - v_{elSp,N}) \cdot P_{elSp,inst,N,L,f}) + \\
& + \sum_{f=1}^w (k_{fix,elSp,N,E,f} \cdot (1 - v_{elSp,N}) \cdot P_{elSp,inst,N,E,f}) + \\
& + \sum_{f=1}^w (k_{fix,elSp,N,C,f} \cdot (1 - v_{elSp,N}) \cdot E_{elSp,inst,N,C,f}) + \\
& + \sum_{c=1}^m (k_{fix,WE,N,c} \cdot \dot{Q}_{WE,inst,N,c}) + \\
& + \sum_{h=1}^v (k_{fix,thSp,N,L,h} \cdot (1 - v_{thSp,N}) \cdot \dot{Q}_{thSp,inst,N,L,h}) + \\
& + \sum_{h=1}^v (k_{fix,thSp,N,E,h} \cdot (1 - v_{thSp,N}) \cdot \dot{Q}_{thSp,inst,N,E,h}) + \\
& + \sum_{h=1}^v (k_{fix,thSp,N,C,h} \cdot (1 - v_{thSp,N}) \cdot Q_{thSp,inst,N,C,h}) + \\
& + \sum_{d=1}^u (k_{fix,WVT,Zu,d} \cdot \dot{Q}_{WVT,inst,Zu,d}) + \sum_{d=1}^u (k_{fix,WVT,Rück,d} \cdot \dot{Q}_{WVT,inst,Rück,d})
\end{aligned}$$

Gl. 4.37

$K_{fix,ges}$	gesamte Fixkosten
$k_{fix,KW,N,e}$	spez. Fixkosten für neue Kraftwerke vom Typ e
$k_{fix,elSp,N,L,f}$	spez. Fixkosten für Ladeleistung neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$k_{fix,elSp,N,E,f}$	spez. Fixkosten für Entladeleistung neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$k_{fix,elSp,N,C,f}$	spez. Fixkosten für Kapazität neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$k_{fix,WE,N,c}$	spez. Fixkosten für neue Wärmeerzeuger vom Typ c

$k_{fix,thSp,N,L,h}$	spez. Fixkosten für Ladeleistung neuer Wärmespeicher vom Typ h
$k_{fix,thSp,N,E,h}$	spez. Fixkosten für Entladeleistung neuer Wärmespeicher vom Typ h
$k_{fix,thSp,N,C,h}$	spez. Fixkosten für Kapazität neuer Wärmespeicher vom Typ h
$k_{fix,WVT,Rück,d}$	spez. Fixkosten den Rückbau von Wärmenetzen vom Typ d
$k_{fix,WVT,Zu,d}$	spez. Fixkosten den Zubau von Wärmenetzen vom Typ d
$P_{KW,inst,N,e}$	inst. elektrische Leistung neuer Kraftwerke vom Typ e
$P_{elSp,inst,N,L,f}$	inst. Ladeleistung neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$P_{elSp,inst,N,E,f}$	inst. Entladeleistung neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$E_{elSp,inst,N,C,f}$	inst. Kapazität neuer elektrischer Speicher vom Typ f
$\dot{Q}_{WE,inst,N,c}$	inst. thermische Leistung neuer Wärmeerzeuger vom Typ c
$\dot{Q}_{thSp,inst,N,L,h}$	inst. Ladeleistung neuer Wärmespeicher vom Typ h
$\dot{Q}_{thSp,inst,N,E,h}$	inst. Entladeleistung neuer Wärmespeicher vom Typ h
$Q_{thSp,inst,N,C,h}$	inst. Kapazität neuer Wärmespeicher vom Typ h
$\dot{Q}_{WVT,inst,Rück,d}$	Rückbau an installierter Leistung von Wärmenetzen vom Typ d
$\dot{Q}_{WVT,inst,Zu,d}$	Zubau an installierter Leistung von Wärmenetzen vom Typ d
$v_{elSp,N}$	Systemdienstleistungsbonus für neue elektrische Speicher
$v_{thSp,N}$	Systemdienstleistungsbonus für neue Wärmespeicher

Auf den Abschreibungszeitraum umgelegte Investitionskosten für Bestandsanlagen werden nicht berücksichtigt, da diese Investitionsentscheidungen schon getroffen und somit unumkehrbar sind. Dies hat zur Folge, dass die jährlichen investitionsbedingten Kosten zwar anfallen und eigentlich auch zu den Gesamtkosten beitragen, allerdings nicht minimiert werden können. Dasselbe gilt für die übrigen Fixkosten von Bestandsanlagen.

Aktuelle Förderungen und Fördermöglichkeiten – sowohl von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen als auch von Speichern und Netzen – werden im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da es Zweck des verwendeten Modells ist, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu minimieren. Da es sich bei Förderungen jeglicher Art jedoch um Umverteilungen von Kosten handelt, die die Volkswirtschaft zu tragen hat, können diese nicht als Gutschrift gewertet werden.

Kosten für Stromnetze und Stromverteilkosten sowie Kosten für Gasnetze und Gasnetzverteilkosten werden nicht berücksichtigt.

4.4 Modellumsetzung

Das Modell wurde in Matlab programmiert. Als Solver wird TOMLAB/CPLEX verwendet. Als Lösungsalgorithmus für die lineare Optimierung wurde ein gängiges Standardverfahren, der Barrier-Algorithmus mit der Dual-Crossover-Methode, gewählt [28, pp. 77, 88].

Je nach Modellkonfiguration, beispielsweise ob mit oder ohne thermische Speicher, ergeben sich unterschiedliche Größen für das Gleichungssystem. Das dargestellte Wärmesystemmodell ist für jeweils bis zu 50 Wärmesystemgruppen des Bestands und der Neuinstallationen ausgelegt. Innerhalb jeder Wärmesystemgruppe können freie Kombinationen aus bis zu 30 Wärmeerzeugertypen gewählt werden.

Die im Rahmen dieser Arbeit simulierten Szenarien für jeweils ein Jahr weisen Gleichungssysteme mit ca. 2,8 Millionen Variablen und ca. 2,2 Millionen Gleichungen und Ungleichungen pro Jahr auf. Dabei besteht bei vielen Variablen untereinander eine Abhängigkeit, was beispielsweise bei Speichern deutlich wird. Deren Einsatz ist immer von vorangegangenem Laden/Entladen bzw. dem Speicherstand abhängig. Eine geschlossene Simulation, das heißt eine intertemporale Lösung für einen Betrachtungszeitraum von mehreren Jahrzehnten, ist folglich aus Gründen der Rechenzeit nicht umsetzbar. Somit kann nur eine Optimierung der Einzeljahre erfolgen.

Die Vorausbestimmung der Rechenzeit der Optimierung ist kaum möglich, da viele Variablen voneinander abhängig sind und die Rechenzeit durch weitere Faktoren begründet ist. Bei den durchgeführten Simulationen lag die Rechendauer pro Simulationsjahr und Szenario zwischen einer Stunde und vier Wochen bei einer Intel Core i7-3930K CPU mit einer Prozessorfrequenz von 3,20 GHz und einem Arbeitsspeicher von 64 GB.

5 Datengrundlage für den elektrischen Systemteil

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die theoretischen Grundlagen für die Modellierung näher erläutert. In diesem Kapitel werden nun aufbauend auf diesen Grundlagen die notwendigen Eingangsdaten für den elektrischen Systemteil ausgewiesen. Neben Daten für den aktuellen Bestand an Anlagen und aktuellen Verbrauchswerten werden auch notwendige Eingangsdaten angegeben, die sich auf die Zukunft beziehen. Dabei handelt es sich oft um szenarische Annahmen. Genaue Entwicklungen können bei vielen Größen, wie beispielsweise bei Investitionskosten für Kraftwerke, nicht prognostiziert werden. Dies ist bei der Interpretation aller Ergebnisse dieser Arbeit zu bedenken. Alle in diesem Kapitel aufgeführten Werte stellen Eingangsgrößen für das *BASIS*-Szenario dar. Die für andere Szenarien veränderten Werte werden in den jeweiligen Unterkapiteln von Kapitel 8.3 aufgeführt. Die Datengrundlage für den elektrischen Systembereich wird überwiegend KUHN ET AL. [7] entnommen.

5.1 Kraftwerke

Als Kraftwerke werden innerhalb dieser Arbeit nur reine Stromerzeuger bezeichnet. KWK-Anlagen werden bei den Wärmeerzeugern in Kapitel 6 aufgeführt, da den KWK-Anlagen im Rahmen dieser Arbeit als Bezugsgröße die thermische Leistung bzw. die Wärmeenergie zugewiesen wird.

5.1.1 Kraftwerksbestand

Als Eingangsgrößen für großtechnische elektrische Energieerzeuger wird ein Datensatz der Datenbanken des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München, des Umweltbundesamtes [29] und der Bundesnetzagentur [30] verwendet. Relevant sind neben den elektrischen Nennleistungen auch das Inbetriebnahmejahr und der Zeitpunkt der geplanten Stilllegung.

Entsprechend dem „Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“ [8], zuletzt geändert am 28. August 2013, berücksichtigen die Bestandsdaten den Kernenergieausstieg zum Ende des Jahres 2022. Außerdem werden die in den oben genannten Quellen angegebenen, im Bau befindlichen Kraftwerke ab dem geplanten Inbetriebnahmejahr mit in den Bestand einbezogen. In Kaltreserve befindliche Anlagen werden im Datensatz für den Kraftwerksbestand nicht berücksichtigt.

Bei einem nicht unerheblichen Teil der in der Kraftwerksdatenbank aufgeführten Kraftwerke handelt es sich um Anlagen mit Wärmeauskopplung. Die elektrische Leistung dieser Anlagen lässt sich in einen an die Wärmeerzeugung gekoppelten Anteil,

die sogenannte KWK-Scheibe, und einen frei disponiblen Anteil aufteilen. Der Anteil der KWK-Scheibe wird im Weiteren bei den Wärmeerzeugern abgebildet, der frei disponible Teil bei den Kraftwerken. Zur Bestimmung der beiden Anteile wird nach dem Ansatz in KUHN ET AL. [7, p. 33] vorgegangen:

Aus der Bilanz der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung des VIK [31, pp. 77, 80] werden die nach Energieträger aufgeschlüsselten, mittleren Stromkennzahlen ermittelt und den Kraftwerkstypen zugeordnet. Diese mittleren Stromkennzahlen sind jeweils für die KWK-Scheibe gültig. Genauere Spezifikationen der KWK-Anlagen, d. h. ob die Wärme beispielsweise über einen Abhitzeessel oder über Entnahmekondensation ausgekoppelt wird, sind dabei nicht berücksichtigt.

Für gut die Hälfte der KWK-Anlagen ist aus einer der verwendeten Quellen [29] die ausgekoppelte Wärmeleistung bekannt. Über das Produkt aus der Wärmeleistung und der typspezifischen mittleren Stromkennzahl lässt sich die indisponible, d. h. die an die Wärmeauskopplung gebundene, elektrische Leistung für diese Anlagen bestimmen. Die Differenz zwischen der elektrischen Nennleistung und der indisponiblen Leistung ergibt die frei disponible elektrische Leistung. Die frei disponible Leistung wird im Folgenden beim Bestandskraftwerkspark berücksichtigt. Ist die Differenz bei einzelnen Kraftwerken der Datenbank kleiner als null, was aufgrund der Berechnung über typspezifische mittlere Stromkennzahlen auftreten kann, so wird die frei disponible elektrische Leistung gleich null gesetzt. Das bedeutet, die KWK-Anlage kann in diesem Fall nur im gekoppelten Betrieb eingesetzt werden. Aus den Anlagen, für die die ausgekoppelte Wärmeleistung bekannt ist, werden typspezifische Anteile der frei disponiblen Leistung bestimmt (Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1: Typspezifische Anteile der frei disponiblen elektrischen Leistung von bestehenden KWK-Anlagen nach Kraftwerkstyp; eigene Berechnung nach [7, p. 33] [29] [31, pp. 77, 80]

Kraftwerkstyp	frei disponibler Anteil
Gasturbinen-KW (KWK)	20,7 %
GuD-KW (KWK)	20,7 %
Steinkohle-DKW (KWK)	48,9 %
Braunkohle-DKW (KWK)	84,4 %
Öl-DKW u. Öl-GT-KW (KWK)	20,7 %

Für alle KWK-Anlagen, bei denen die Wärmeleistung unbekannt ist, können somit über die typspezifischen Anteile die entsprechenden absoluten Werte der frei disponiblen Leistung bestimmt werden. Hieraus und aus der typspezifischen Stromkennzahl lässt sich außerdem die resultierende Wärmeleistung ermitteln. Damit können

näherungsweise auch für Anlagen, bei denen nur ein Teil der notwendigen Daten vorhanden ist, Werte bestimmt werden, die für eine großräumige Betrachtung den Genauigkeitsanforderungen genügen.

In der Kraftwerksdatenbank sind 464 einzelne Stromerzeugungsanlagen hinterlegt. Um die Rechenzeiten für das Modell nicht unnötig zu verlängern, wurden die Bestandskraftwerke für den Eingangsdatensatz nach Kraftwerkstypen zusammengefasst. Die oben aufgeführten Anwendungen von Mittelwerten von Stromkennzahl und frei disponiblen Leistungsanteil sind angesichts der Tatsache, dass im Modell der Einsatz nicht anlagenscharf erfolgt, gerechtfertigt. Nach dieser Vorgehensweise beträgt im Jahr 2012 die Summe der frei disponiblen installierten elektrischen Netto-Kraftwerksleistung 71 555 MW.

Allerdings ist hierbei noch nicht beachtet, dass aufgrund von geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten, d. h. Revisionen und Ausfällen, Kraftwerke teilweise nicht einsetzbar sind. Dies wird im Modell durch einen Reduktionsfaktor [6, pp. 40-41, 136] [7, p. 36] berücksichtigt, der die Arbeitsverfügbarkeit der Kraftwerke nach Kraftwerkstyp widerspiegelt [32] [33]. Die Reduktionsfaktoren sind in Tabelle 5.2 aufgeführt.

Tabelle 5.2: Reduktionsfaktoren zur Berücksichtigung der Arbeitsverfügbarkeit nach Kraftwerkstyp [6, pp. 40-41, 136] [7, p. 36] [32] [33]

Kraftwerkstyp	Reduktionsfaktor
Gasturbinen-KW	86,6 %
GuD-KW	86,8 %
Steinkohle-DKW	84,4 %
Braunkohle-DKW	86,2 %
Kernkraftwerk	85,5 %
Öl-DKW u. Öl-GT-KW	90,3 %

Ausfälle von Kraftwerken sind meist zufälliger Natur, Revisionen dagegen geplant und i. d. R. zu einem gewissen Maß unter den Kraftwerksbetreibern zeitlich koordiniert. Daher können zur Bestimmung der als Eingangsgrößen verwendeten reduzierten, frei disponiblen elektrischen Nettonennleistungen die Produkte aus dem Reduktionsfaktor und den oben bestimmten frei disponiblen elektrischen Leistungen verwendet werden. Durch die Anrechnung dieser Reduktionsfaktoren wird im Modell zum Teil ein gewisser Grad an Versorgungssicherheit abgebildet [6, p. 81]. Auf weiterführende Überwachung und Auslegungskriterien hinsichtlich der Versorgungssicherheit, wie sie in IMAKUS mit dem Teilmodell MOGLIE erfolgen [6, p. 81], wird innerhalb dieses Modells aus Rechenzeitgründen verzichtet.

Die aus dieser Datenaufbereitung resultierende zeitliche Entwicklung der reduzierten, frei disponiblen elektrischen Nettonennleistung der bestehenden Kondensationskraftwerke ist in Bild 5.1 nach Kraftwerkstypen dargestellt.

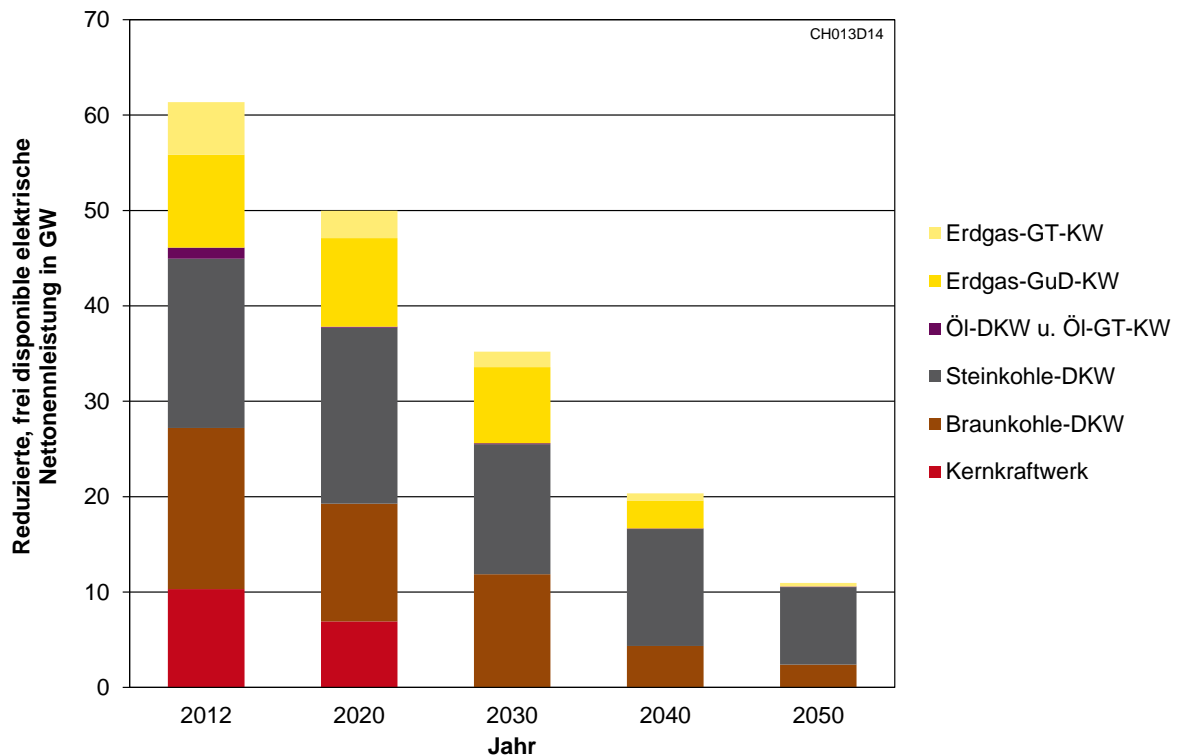


Bild 5.1: Entwicklung der reduzierten, frei disponiblen elektrischen Nettonennleistung der bestehenden Kondensationskraftwerke nach der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik sowie nach [29] und [30]

Die durch den Betrieb der Bestandskraftwerke anfallenden Brennstoffkosten sind nur abhängig von den spezifischen Brennstoffkosten und vom Nutzungsgrad des jeweiligen Kraftwerks. Die spezifischen Brennstoffkosten werden in Kapitel 7.2.1 aufgeführt. Anstelle von Nutzungsgraden werden innerhalb der vorliegenden Arbeit Nennwirkungsgrade verwendet, da durchschnittliche Nutzungsgrade der einzelnen Anlagentypen meist nicht bekannt sind und diese stets vom Einsatz abhängen. Da es sich um ein lineares Modell handelt, ist auch die Verwendung von Teillastwirkungsgraden in den entsprechenden Lastbereichen nicht möglich. Eine Unterschätzung von Brennstoffbedarf und Emissionen ist somit die Folge. In Tabelle 5.3 sind die verwendeten Netto-Nennwirkungsgrade nach Kraftwerkstyp angegeben. Aufgrund der unterschiedlichen Baujahre des Bestands variieren diese, weshalb jeweils die Minima und Maxima aufgeführt sind. Zu den variablen Kosten kommen noch sonstige variable Kosten, die vom jeweiligen Kraftwerkstyp abhängig sind. Sie werden in Tabelle 5.4 gezeigt.

Tabelle 5.3: Minima und Maxima der Netto-Nennwirkungsgrade der bestehenden Kondensationskraftwerke nach Kraftwerkstyp nach der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Kraftwerkstyp	Nennwirkungsgrad	
	min	max
Gasturbinen-KW	32 %	36 %
GuD-KW	44 %	57 %
Steinkohle-DKW	38 %	46 %
Braunkohle-DKW	36 %	43 %
Kernkraftwerk	100 %	100 %
Öl-DKW u. Öl-GT-KW	32 %	38 %

Tabelle 5.4: Sonstige variable Betriebskosten für bestehende Kondensationskraftwerke nach Kraftwerkstyp in EUR/MWh_{el} für die betrachteten Jahre [7]

Kraftwerkstyp	Jahr				
	2012	2020	2030	2040	2050
	Sonstige variable Betriebskosten in €/MWh _{el}				
Erdgas-GT-KW	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Erdgas-GuD-KW	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Steinkohle-DKW	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17
Braunkohle-DKW	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17
Kernkraftwerk	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Öl-DKW u. Öl-GT-KW	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21

5.1.2 Kraftwerke für den Neubau

Für den Neubau von reinen Stromerzeugern stehen vier Typen von Kondensationskraftwerken zur Verfügung: Steinkohle-Dampfkraftwerke, Braunkohle-Dampfkraftwerke, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke. Aufgrund kontroverser Ansichten über den Nutzen und die Risiken der CO₂-Abscheidung wird auf die Verwendung von CCS-Anlagen bei den durchgeführten Simulationen verzichtet. Außerdem stehen der Optimierung keine Kohlekraftwerke mit 700 °C-Technologie zur Verfügung. Eine größere Auswahl an Anlagentypen würde zudem die Zahl an Variablen und Gleichungen erhöhen und zu längeren Simulationszeiten führen. Bei den Wärmeerzeugern sind außerdem durch verschiedene KWK-Anlagen weitere Optionen zur Stromerzeugung vorhanden. In Tabelle 5.5 sind die für die Si-

mulation relevanten Eingangsgrößen für die Kraftwerke, die im Rahmen der Optimierung neu installiert werden können, aufgeführt.

Tabelle 5.5: Technische und ökonomische Daten der Neubaukraftwerke [7, p. 35]

Kenngröße	Kraftwerkstyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Nettowirkungsgrad	Erdgas-GT-KW	38 %	39 %	40 %	40 %	40 %
	Erdgas-GuD-KW	59 %	61 %	62 %	62 %	62 %
	Steinkohle-DKW	46 %	46 %	46 %	46 %	46 %
	Braunkohle-DKW	45 %	45 %	45 %	45 %	45 %
Lebensdauer in a	Erdgas-GT-KW	30	30	30	30	30
	Erdgas-GuD-KW	30	30	30	30	30
	Steinkohle-DKW	40	40	40	40	40
	Braunkohle-DKW	40	40	40	40	40
Investitionskosten in €/kW _{el}	Erdgas-GT-KW	370	338	338	338	338
	Erdgas-GuD-KW	729	729	729	729	729
	Steinkohle-DKW	1416	1354	1354	1354	1354
	Braunkohle-DKW	1625	1562	1562	1562	1562
Abriss- und Rückbaukosten in €/kW _{el}	Erdgas-GT-KW	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
	Erdgas-GuD-KW	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
	Steinkohle-DKW	10,41	10,41	10,41	10,41	10,41
	Braunkohle-DKW	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
jährliche Fixkosten in €/(kW _{el} ·a)	Erdgas-GT-KW	12,17	12,17	12,17	12,17	12,17
	Erdgas-GuD-KW	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12
	Steinkohle-DKW	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
	Braunkohle-DKW	40,23	40,23	40,23	40,23	40,23
sonstige variable Kosten in €/MWh _{el}	Erdgas-GT-KW	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
	Erdgas-GuD-KW	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
	Steinkohle-DKW	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17
	Braunkohle-DKW	4,17	4,17	4,17	4,17	4,17

Auch bei den Neubaukraftwerken wird der Verfügbarkeitsansatz wie bei den Bestandskraftwerken verfolgt (Kapitel 5.1.1, Tabelle 5.2). Die zugehörigen Brennstoffkosten sind in Kapitel 7.2.1 zu finden.

5.1.3 Ausbauszenarien und Einspeiseverläufe regenerativer Stromerzeugungsanlagen

Die Daten für die Ausbauszenarien und Einspeiseverläufe regenerativer Stromerzeugungsanlagen basieren auf mehreren Quellen. Die Energiedaten für das Jahr 2012 entstammen einer Veröffentlichung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik [34, p. 9]. Die Ausbauszenarien, die anhand der jährlichen erzeugten elektrischen Energiemengen bemessen werden, richten sich nach den Daten des Szenarios 2011 A im BMU Leitszenario 2011 [35, p. 115]. Die Erzeugungscharakteristiken der einzelnen Technologien sind KUHN ET AL. [7, p. 38], JANKER [36] und GOBMAIER ET AL. [37] entnommen.

Die Erzeugungscharakteristiken von Onshore-Windenergieanlagen, Offshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen (Bild 5.2) wurden anhand von Wetterdaten des Jahres 2012 ermittelt [36]. Nach dem langfristigen Variabilitätsindex für Photovoltaik und Windenergie in JANKER [36, p. 144] befindet sich das Jahr 2012 hinsichtlich der Erzeugung und der Erzeugungscharakteristiken nahe dem Mittelwert des Zeitraums von 2000 bis 2012. Zudem liegt die nach der VDI-Richtlinie 2067 bestimmte Gradtagszahl des Jahres 2012 mit 3747 Kd nahe dem Mittelwert des genannten Zeitraums, welcher 3785 Kd beträgt.

Von äußeren Einflüssen weniger stark abhängig bzw. unabhängig sind die Charakteristiken von Wasserkraft und Geothermie (Bild 5.2), weshalb hier auf die Daten aus [7] und [37] zurückgegriffen wurde.

Alle Anlagen, bei denen Biomasse in Strom umgewandelt wird, werden vereinfachend nur als KWK-Anlagen abgebildet, da reine Biomasse-Kraftwerke kaum existieren. Biomasse-Anlagen können innerhalb dieses Modells flexibel eingesetzt werden und werden nicht als gesetzte Erzeuger behandelt. Aus diesem Grund werden sie im Abschnitt für Wärmeerzeuger (Kapitel 6) aufgeführt.

Aus den dargestellten Charakteristiken resultieren die in Tabelle 5.6 aufgeführten Ausnutzungsdauern des jeweiligen Anlagentyps. Die Maximalwerte einiger Charakteristiken liegen nicht bei 100 %, da bei den Anlagentypen mit stochastischer Erzeugung aufgrund der Wetterbedingungen nicht alle Anlagen des Betrachtungsgebietes mit Nennleistung fahren [7, p. 37]. Die maximalen Gleichzeitigkeitsgrade der jeweiligen Anlagentypen sind ebenso in Tabelle 5.6 dargestellt.

Bild 5.3 (links) zeigt die im *BASIS*-Szenario verwendeten elektrischen Energiemengen aus gesetzten erneuerbaren Energien [34, p. 9] [35, p. 115], welche nach den in Bild 5.2 dargestellten zugehörigen Charakteristiken über die Stunden des jeweiligen Jahres ins elektrische Versorgungsnetz eingespeist werden. Die erzeugte elektrische Energiemenge der dargestellten Technologien beträgt 368 TWh im Jahr 2050.

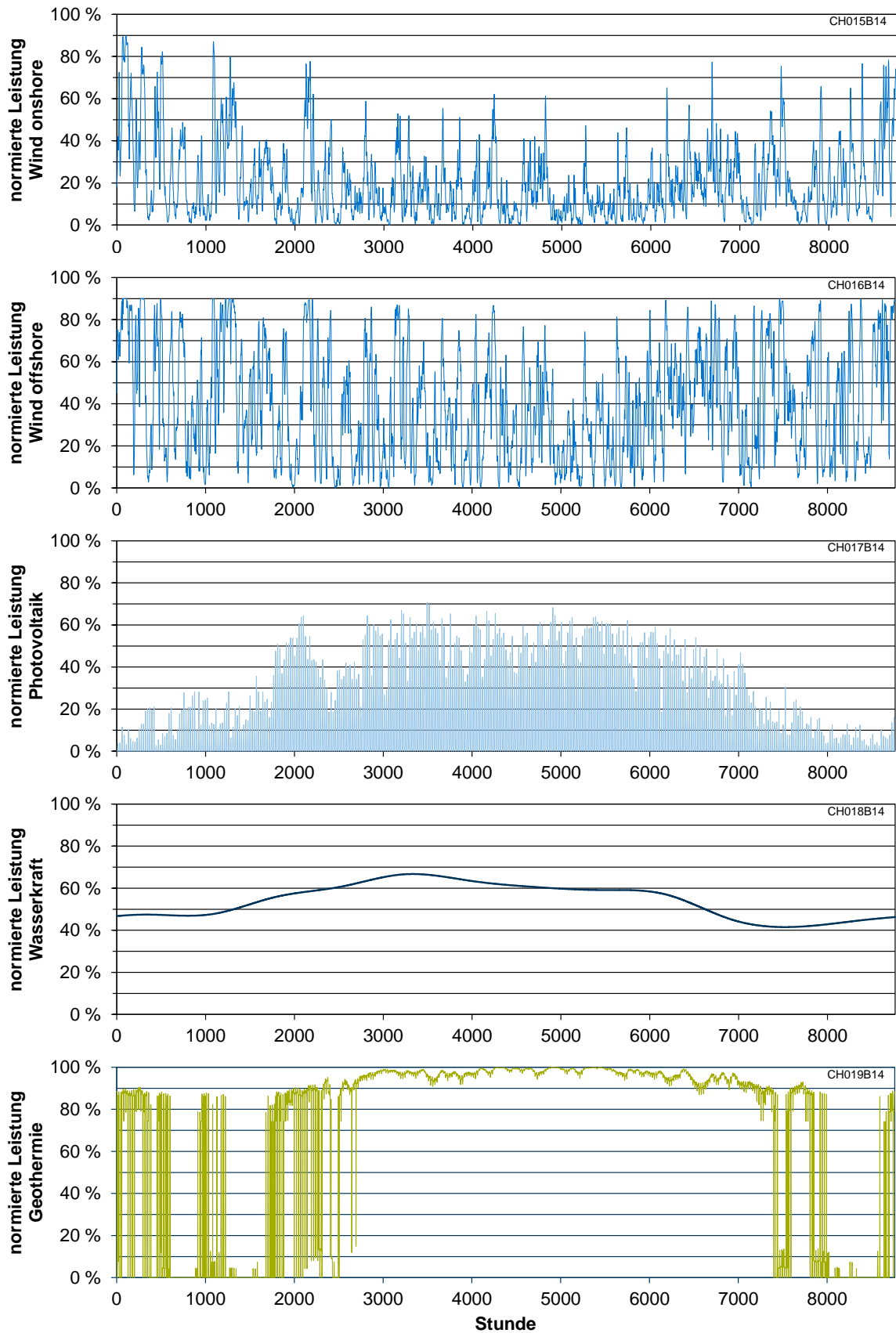


Bild 5.2: Charakteristiken der Einspeisezeitreihen von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Wasserkraftanlagen und geothermischen Stromerzeugungsanlagen [7, p. 38] [36] [37]

Tabelle 5.6: Ausnutzungsdauern und maximale tatsächliche Leistung aller Erzeuger des Anlagentyps bezogen auf die installierte Leistung des Anlagentyps (max. Gleichzeitigkeitsgrad); eigene Berechnungen nach [7], [36] und [37]

Anlagentyp	Ausnutzungsdauer in h/a	max. Gleichzeitigkeitsgrad
Wasserkraftanlage	4 746	67 %
Onshore-Windenergieanlage	1 781	90 %
Offshore-Windenergieanlage	3 470	90 %
Photovoltaikanlage	907	71 %
Geotherm. Stromerzeugungsanlage	5 917	100 %

Über die im Modell berücksichtigte Abschaltleistung ist es jedoch auch möglich, dass ein Teil dieser regenerativ erzeugten Energiemenge aus volkswirtschaftlichen Gründen nicht integriert wird und die tatsächlich verwendete regenerativ elektrische Energie kleiner ist als die angegebenen Werte. Die zugehörigen installierten elektrischen Leistungen der Erzeugungsanlagen zeigt Bild 5.3 (rechts).

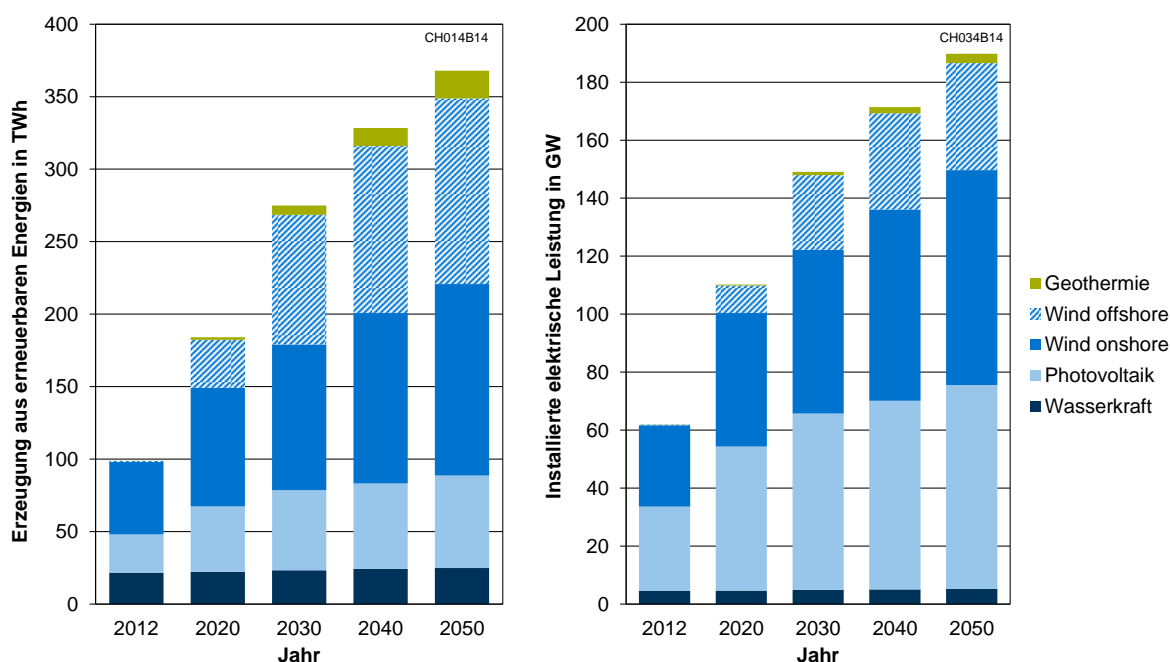


Bild 5.3: Elektrische Energie aus erneuerbaren Energien (Jahr 2012 aus [34, p. 9], übrige Jahre nach [35, p. 115]) und resultierende installierte elektrische Leistung der zugehörigen Anlagen (eigene Berechnung)

5.2 Speicher für elektrische Energie

Dem Modell werden als Eingangsdaten die elektrischen Bestandsspeicher im deutschen Energiesystem vorgegeben und drei weitere elektrische Speichertypen, die im Rahmen der Optimierung zugebaut werden können.

5.2.1 Speicherbestand

Der verwendete Eingangsdatensatz für den Speicherbestand stammt aus KUHN ET AL. [7, p. 96]. Dabei handelt es sich ausschließlich um Pumpspeicherwerke mit den Angaben zu Nennentladeleistung, Nennladeleistung, Speicherkapazität und Nutzungsgrad. Die technische Verfügbarkeit wurde auf 95 % festgesetzt, die variablen Betriebskosten betragen sowohl für den Ladevorgang als auch für den Entladevorgang 0,28 €/MWh.

In Bild 5.4 sind für die 25 berücksichtigten Pumpspeicher die Speicherkapazitäten als Kreisfläche über der Nennentladeleistung und der Nennladeleistung dargestellt. Zudem wird der Zyklusnutzungsgrad, d. h. das Produkt aus Lade- und Entlade-nutzungsgrad, der Speicher abgebildet. Der Beitrag natürlicher Zuflüsse zu den Speicherseen wurde herausgerechnet. Alle Speicher können innerhalb des Modells einzeln eingesetzt werden.

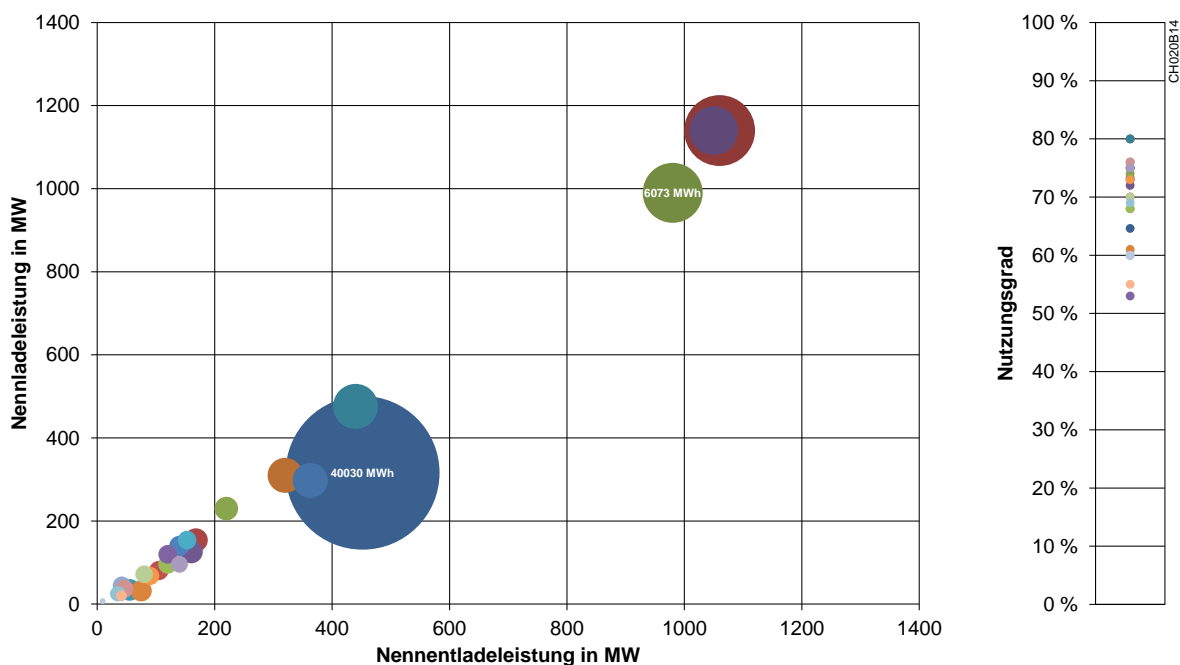


Bild 5.4: Links: Speicherkapazität (Fläche der Kreise) über der Nennentladeleistung und der Nennladeleistung der elektrischen Bestandsspeicher; rechts: zugehörige Nutzungsgrade der Bestandsspeicher; nach [7, p. 96]

Die gesamte Speicherkapazität der Bestandsspeicher beträgt 77 GWh, die Summe der Entladeleistungen 6,46 GW und die Summe der Ladeleistungen 6,21 GW [7].

5.2.2 Neubauspeicher

Als Typen für Neubauspeicher stehen Pumpspeicherwerke (PSW), Adiabate Druckluftspeicherwerke (AA-CAES) und Wasserstoff-Kavernenspeicher mit GuD-Kraftwerken zur Rückverstromung (H₂-GuD) zur Verfügung. Die im Rahmen der durchgeführten Simulationen verwendeten technischen Daten, Investitions- und Betriebskosten entstammen [7, p. 42] und sind in Tabelle 5.7 aufgeführt. Alle Daten, die elektrische Speicher betreffen, sind keiner zeitlichen Veränderung unterworfen.

Tabelle 5.7: Übersicht über die technischen und kostenseitigen Daten der elektrischen Neubauspeicher für alle Simulationsjahre [7, p. 42]

	PSW	AA-CAES	H ₂ -GuD
Nutzungsgrade			
Zyklusnutzungsgrad	80 %	70 %	40 %
stündlicher Ruhenutzungsgrad	100 %	100 %	100 %
Kosten			
Investitionskosten für Ladeleistung in €/kW _{el}	450,97	421,63	1000,00
Investitionskosten für Entladeleistung in €/kW _{el}	450,97	421,63	729,01
Investitionskosten für Kapazität in €/kWh _{el}	6,34	30,65	0,09
Abriss-/Rückbaukosten jeweils für Lade- und Entladeeinheit in €/kW _{el}	4,17	1,04	4,17
fixe Betriebskosten jeweils für Lade- und Entladeeinheit in €/(kW _{el} ·a)	5,59	4,47	10,06
variable Betriebskosten jeweils für Lade- und Entladevorgang in €/MWh _{el}	0,28	1,40	1,51
Zubauabhängigkeiten			
Minimum P _E /P _L	0,8	-	-
Maximum P _E /P _L	1,2	-	-
Weitere Daten			
technische Reife	ab sofort	ab 2020	ab 2025
Lebensdauer in a	70	30	30
technische Verfügbarkeit pro Jahr	95 %	90 %	90 %
Revisionsdauer in Wochen/a	2	2	2

Während AA-CAES und Wasserstoffspeicher bezüglich ihres Potenzials im Rahmen des Betrachtungsgebietes als näherungsweise unbegrenzt angesehen werden können, unterliegen Pumpspeicherwerke gewissen geografischen und geologischen Restriktionen. Auch aus umweltpolitischen Gesichtspunkten ist das Potenzial für Ka-

pazitäten von Pumpspeicherwerken begrenzt. Es wird auf 40 GWh festgelegt, was einem Ausbau des heutigen Bestandes um etwa die Hälfte entspricht [7, p. 43].

Aus Gründen der Vergleichbarkeit elektrischer und thermischer Speicher und der eindeutigeren Aussagen wird auf die Gewährung eines Systemdienstleistungsbonus (Kapitel 4.3.3.8) verzichtet.

5.3 Elektrischer Lastgang und elektrischer Energieverbrauch

Eine weitere wichtige Eingangsgröße ist der elektrische Lastgang. Die Charakteristik wird mittels eines in [38] entwickelten Lastsynthesemodells generiert. Die zeitliche Entwicklung der jährlichen elektrischen Energieverbräuche wird vorgegeben.

5.3.1 Lastsynthese

Das in [38] entwickelte Modell zur Synthese der elektrischen Last generiert in Abhängigkeit des Kalenderjahrs und der Außentemperatur einen elektrischen Lastgang in stündlicher Auflösung für Deutschland. Die Lastsynthese basiert auf 25 Musterlastgängen, die durch ein mehrstufiges iteratives Verfahren aus realen Lastdaten generiert wurden. In den Musterlastgängen wird nicht nur die Abhängigkeit von der Jahreszeit und vom Tagtyp (Werktag, Samstag, Sonntag) sondern im Besonderen auch von bundeseinheitlichen und regionalen Feiertagen sowie Brückentagen sichtbar.

Als kalendarisches Basisjahr wird 2005 gewählt. Die Lastsynthese erfolgt mit dem meteorologischen Jahr 2012 (siehe Kapitel 7.1). Die Lastkurve, die durch das Synthesemodell ausgegeben wird, enthält Anteile, die durch elektrische Raumwärmeerzeuger und elektrische Warmwasserbereiter verursacht sind. Die elektrische Last der elektrischen Wärmeerzeuger wird jedoch im Wärmesystemmodell generiert und zur übrigen elektrischen Last addiert. Dies ist notwendig, da einige der elektrischen Wärmeerzeuger flexibel eingesetzt werden können und zudem ein Ausbau dieser Anlagentypen durchgeführt wird. Daher ist eine Korrektur des synthetischen Lastgangs durch Subtraktion der Lastgänge elektrischer Raumwärmeerzeuger und Warmwasserbereiter des Bestands erforderlich. Hierfür werden u. a. Daten der AGEB [10, p. 26] und temperaturabhängige Standardlastprofile der ENBW [39] verwendet. Das resultierende normierte elektrische Lastprofil ohne elektrische Wärmeerzeugung, das für den gesamten Betrachtungszeitraum als unveränderlich angenommen wird, ist für vier Beispielwochen der vier Jahreszeiten in Bild 5.5 dargestellt.

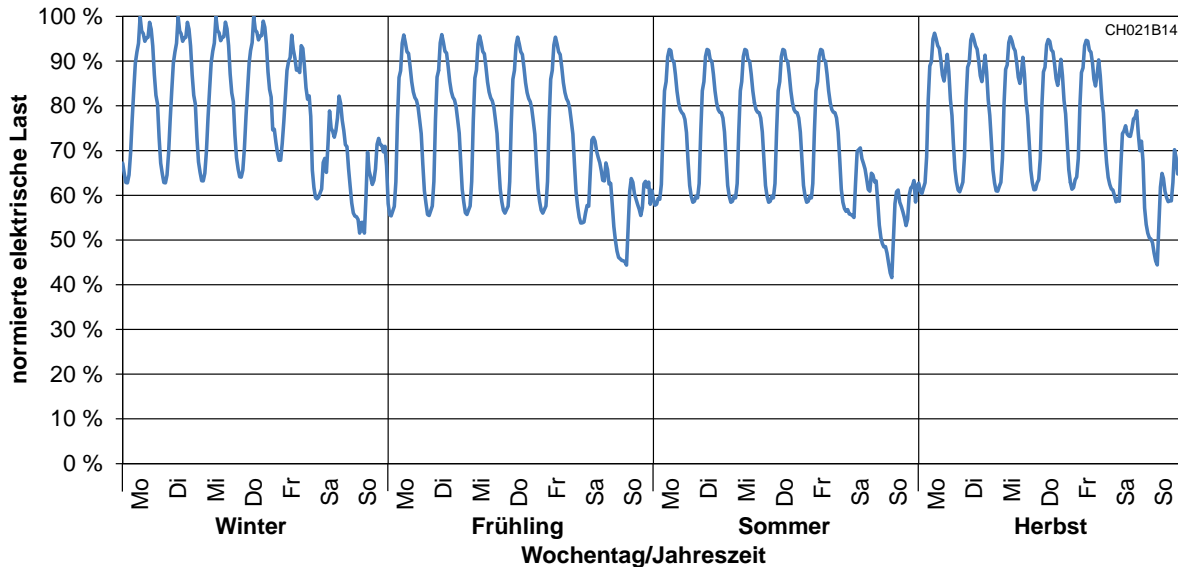


Bild 5.5: Korrigiertes, normiertes elektrisches Lastprofil für vier Beispielwochen; eigene Berechnung nach [10, p. 26] [38] [39]

Der Lastverlauf wird dem Modell für 8760 aufeinanderfolgende Stunden zugeführt. Zu den Zeitpunkten der Zeitumstellung von Winter- auf Sommerzeit und umgekehrt wird der Lastverlauf so korrigiert, dass keine Sprünge entstehen und über den gesamten Zeitraum die Winterzeit gültig ist.

5.3.2 Szenario zur Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs

Die Charakteristik des im vorangegangenen Kapitel beschriebenen elektrischen Lastverlaufs ohne Wärmeerzeuger wird über den Betrachtungszeitraum konstant gelassen. Lediglich die elektrische Jahresenergiemenge wird je nach Szenario angepasst. Modelltechnisch wird bei den Kraftwerken der Nettowirkungsgrad angegeben. Aus diesem Grund ist die Schnittstelle zwischen Erzeugung und Verbrauch der Übergabepunkt vom Kraftwerk zum öffentlichen Versorgungsnetz. Die als Eingangsgröße anzugebende zu deckende Last entspricht demnach der Verbraucherlast zuzüglich der Netzverluste und abzüglich der bereits in der Charakteristik eliminierten Verbräuche elektrischer Wärmeerzeuger. Im Folgenden werden hierfür die Begriffe „elektrische Last“ für zeitaufgelöste Werte bzw. „elektrischer Energieverbrauch“ für Energiemengen über bestimmte Zeiträume verwendet. Bei den Netzverlusten werden für das Jahr 2012 pauschal 15 TWh [7, p. 47] angenommen. Daraus resultiert ein elektrischer Energieverbrauch von 504 TWh, der im Jahr 2012 zu decken ist.

Im *BASIS*-Szenario wird von einem Rückgang der elektrischen Jahreserzeugung um 15 % im Betrachtungszeitraum von 2012 bis 2050 ausgegangen. Die entsprechen-

den Werte und die dazugehörigen Anteile, die durch Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Geothermie bereitgestellt werden, sind in Tabelle 5.8 aufgeführt.

Tabelle 5.8: Elektrischer Energieverbrauch inkl. Netzverluste abzüglich elektrischer Wärmeerzeugung sowie der Anteil aus regenerativen Energien (ohne Biomasse) im *BASIS*-Szenario

Kenngröße	Jahr				
	2012	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Energieverbrauch inkl. Netzverluste abzüglich elektrischer Wärmeerzeugung in TWh	504	488	468	448	428
davon Anteil aus Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und Geothermie	20 %	38 %	59 %	73 %	86 %

6 Datengrundlage für den thermischen Systemteil

Bei der Bestimmung der Daten für die Wärmeerzeuger, insbesondere des Bestands, muss auf eine Vielzahl von Quellen zurückgegriffen werden, da keine aktuell verfügbare Statistik den Anlagenbestand zur Wärmeerzeugung umfassend darstellt. Dabei gilt es, nicht nur die in Einzelobjekten vorhandenen Wärmeerzeuger adäquat abzubilden, sondern auch diejenigen reinen Wärmeerzeuger und KWK-Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen. Die Bestandsanlagen müssen definiert werden durch die installierte thermische Leistung – bei KWK-Anlagen auch durch die elektrische Leistung – durch den Anlagentyp und den verwendeten Brennstoff. Zudem besteht eine Hauptaufgabe darin, aus den Bestandsanlagen sinnvolle Wärmesystemgruppen zu ermitteln, die die reale Struktur angemessen abbilden. Dabei müssen auch die bestehenden Wärmespeicher recherchiert und zugeordnet werden.

Auch für die neu zu installierenden Wärmeerzeuger, Wärmespeicher und Wärmenetze sind technische und ökonomische Kenndaten zu recherchieren und dem Modell als Eingangsgrößen zur Verfügung zu stellen.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird in dieser Arbeit nicht nur für elektrische, sondern auch für thermische Energiemengen die Einheit Wattstunden verwendet.

6.1 Strukturierungsmöglichkeiten zur Bestimmung des Wärmeerzeugerbestandes

Um letztendlich in der Simulation den Einsatz der Wärmeerzeuger und den optimierten notwendigen Zubau bestimmen zu können, ist es notwendig, den Bestand an Wärmeerzeugern zu kennen. Hilfreich bei der Erarbeitung einer Methode zur Bestimmung des Anlagenbestandes ist dessen Strukturierung. Der Wärmeerzeugerbestand kann nach Anlagentypen, d. h. nach konventionellen oder elektrischen Wärmeerzeugern oder KWK-Anlagen, unterschieden werden. Des Weiteren wird differenziert nach dem Einsatz, also nach frei einsetzbaren und gesetzten Wärmeerzeugern, die nach einem bestimmten Erzeugungsprofil fahren. Zu den gesetzten Wärmeerzeugern zählen konkret elektrische Durchlauferhitzer für Trinkwarmwasser, Scheitholzöfen als Zusatzfeuerung und solarthermische Anlagen. Zudem wird unterschieden, ob die Wärmeerzeuger in Haushalten, im Sektor GHD oder in der Industrie eingesetzt werden. Außerdem lassen sich die Versorgungstypen, in denen die Wärmeerzeuger integriert sind, unterscheiden. Dabei wird zwischen objektgebundenen und wärmenetzgebundenen Anlagen differenziert.

Je nach Strukturierung sind mehr oder weniger verfügbare Daten zum Bestand an Wärmeerzeugern recherchierbar. Während beispielsweise bei Haushalten für einige Technologien recht umfangreiche Zahlenwerke verfügbar sind, ist dies in den Sekto-

ren GHD und Industrie deutlich schwieriger. Am komplexesten stellt sich die Datenrecherche bei der Wärmenetzversorgung dar, da in diesem Fall meistens nicht nur ein frei einsetzbarer Hauptwärmeversorger vorhanden ist, sondern mehrere Anlagen gleichzeitig in ein Netz speisen können. Hier besteht die Aufgabe darin, typische Wärmenetze mit jeweils charakteristischen Wärmeerzeugerstrukturen zu ermitteln. Aus diesem Grund werden für die einzelnen Teilbereiche unterschiedliche Datenaufbereitungsmethoden gewählt. Die primäre Unterscheidung richtet sich allerdings danach, ob es sich um eine objektgebundene oder eine netzgebundene Wärmeversorgung handelt.

6.2 Bestand an objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern

Da es keine passenden Erhebungen zu installierten thermischen Leistungen von Wärmeerzeugern und deren Bestandsentwicklung gibt, ist die Datenaufbereitung über mehrere Schritte durchzuführen.

6.2.1 Bestand nach Erzeugertechnologie und Brennstoff

Zur Bestimmung des Bestands an objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern aus den zur Verfügung stehenden Daten werden schrittweise folgende Größen bestimmt:

1	Wohnfläche nach Baualtersklasse und Wohneinheiten pro Wohngebäude
2	Installierte thermische Wärmeerzeugerleistung nach Baualtersklasse und Wohneinheiten pro Wohngebäude
3	Installierte thermische Wärmeerzeugerleistung nach Wärmeerzeugertyp und Wohneinheiten pro Wohngebäude
4	Hochrechnung auf alle Sektoren

CH119B14

Schritt 1: Wohnfläche nach Baualtersklasse und Wohneinheiten pro Wohngebäude

Als Eingangsgrößen dienen in einem ersten Schritt die Struktur der bewohnten Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungen pro Wohngebäude aus der Zusatzerhebung 2010 des Mikrozensus [40, pp. WS-07] sowie die durchschnittlichen Wohnflächen dieser Wohnungen. Daraus lassen sich die Wohnflächen aller Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungen pro Wohngebäude bestimmen (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Wohnflächen aller bewohnten Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in Mio. m²; eigene Berechnungen nach [40, pp. WS-07]

	Wohngebäude mit ... Wohnungen						Wohnfläche insgesamt
	1	2	3 - 6	7 - 12	13 - 20	≥ 21	
Baualtersklasse	Wohnfläche in Millionen m ²						
bis 1918	177	118	100	72	16	3	487
1919 - 1948	169	93	83	58	6	2	411
1949 - 1978	503	290	271	246	48	89	1 446
1979 - 1986	164	68	45	57	15	19	368
1987 - 1990	51	14	13	14	4	3	100
1991 - 2000	160	42	47	40	10	6	305
2001 - 2004	74	13	11	8	2	1	108
2005 - 2008	58	8	8	7	2	1	84
2009 und später	11	2	1	1	0	0	16
Summe	1 368	648	578	503	105	125	3 324

Schritt 2: Installierte thermische Wärmeerzeugerleistung nach Baualtersklasse und Wohneinheiten pro Wohngebäude

Die Bestimmung der thermischen Leistung der Wärmeerzeuger erfolgt nach der empirischen Gleichung aus DIEFENBACH ET AL. [41, pp. 5, 59] für jede Baualtersklasse und nach Wohnungszahl pro Wohngebäude separat (Gl. 6.1). In die Gleichung werden zum einen die Wohnflächen aus Tabelle 6.1 eingesetzt. Zum anderen werden für den spezifischen Heizwärmebedarf nach Baualtersklasse und Wohnungszahl pro Wohngebäude die Daten aus dem dena-Gebäudereport 2012 [42, p. 34] verwendet. Dies ist möglich, da die Struktur dieser Daten näherungsweise der aus [40, pp. WS-07] entspricht.

$$\dot{Q}_{inst} = \dot{Q}_{GB} \cdot f_{\ddot{u},K} = \frac{q_H}{66 \frac{kKh}{a}} \cdot A \cdot (\vartheta_{i,Norm} - \vartheta_{u,min}) \cdot f_{\ddot{u},K} \quad Gl. 6.1$$

\dot{Q}_{inst}	Nennwärmeleistung des Kessels
\dot{Q}_{GB}	Gebäudeheizlast
$f_{\ddot{u},K}$	Faktor für die Kessel-Überdimensionierung, Standardwert Bestand = 1,2
q_H	spezifischer Heizwärmebedarf (für Raumwärme und Warmwasser)
A	Fläche
$\vartheta_{i,Norm}$	Norm-Innentemperatur, Standardwert = 20 °C
$\vartheta_{u,min}$	Norm-Außentemperatur, Standardwert = -12 °C

Somit ergeben sich die in Tabelle 6.2 aufgezeigten Werte für die installierten thermischen Leistungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungen pro Wohngebäude.

Tabelle 6.2: Installierte thermische Leistung aller bewohnten Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungsanzahl je Wohngebäude in GW; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [41, pp. 5, 59] [42, p. 34]

Baualtersklasse	Wohngebäude mit ... Wohnungen						Gesamte inst. th. Leistung
	1	2	3 - 6	7 - 12	13 - 20	≥ 21	
	Installierte thermische Leistung in GW						
bis 1918	27,77	17,10	12,82	7,80	1,73	0,34	67,55
1919 - 1948	25,57	13,58	10,35	6,24	0,56	0,16	56,47
1949 - 1978	73,16	37,15	29,14	24,30	4,23	7,49	175,47
1979 - 1986	17,21	5,97	3,68	4,62	1,12	1,11	33,71
1987 - 1990	5,39	1,25	1,05	1,18	0,32	0,16	9,34
1991 - 2000	12,12	3,17	3,39	2,44	0,54	0,34	21,99
2001 - 2004	4,08	0,75	0,50	0,34	0,09	0,06	5,81
2005 - 2008	1,85	0,26	0,32	0,29	0,08	0,05	2,85
2009 und später	0,32	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,47
Summe	167,47	79,28	61,29	47,24	8,67	9,71	373,67

Schritt 3: Installierte thermische Wärmeerzeugerleistung nach Wärmeerzeugertyp und Wohneinheiten pro Wohngebäude

Zur Bestimmung der installierten Leistungen der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien wird die Beheizungsstruktur nach BETTGENHÄUSER ET AL. [43, p. 49] verwendet. Diese Quelle gibt die Anteile von Wärmeerzeugertypen nach Baualtersklasse und Gebäudetyp an. Da [43] gegenüber [40] leicht verschobene Baualtersklassen und nur zwei verschiedene Wohngebäudetypen verwendet, ist eine entsprechende Zuordnung notwendig, um daraus die installierten Leistungen der jeweiligen Erzeugertechnologie zu bestimmen. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 6.3 aufgeführt und in Bild 6.1 grafisch dargestellt. Sie spiegeln die Struktur der thermischen Erzeugerleistung von Hauptwärmeerzeugern wider.

Die Versorgung mit Fernwärme wird bei dieser Strukturierung nicht mehr betrachtet. Sie wird in Kapitel 6.3 separat behandelt. Weitere thermische Erzeuger wie Scheitholzöfen oder elektrische Warmwasserbereitung befinden sich in Kapitel 6.4.

Aufgrund einiger unspezifischer Angaben in [43] sind Annahmen zu treffen: Zum einen werden alle Bestandswärmepumpen als Elektro-Wärmepumpen betrachtet und alle Wärmeerzeuger, die in [43] unter die Kategorie „Strom“ fallen, als Speicherheizungen. Bereits installierte Erdgas-BHKWs in Wohngebäuden werden angesichts der

geringen Anzahl vernachlässigt. Ferner wird angenommen, dass die Beheizungsstruktur des Jahres 2012 der Beheizungsstruktur des Jahres 2010 entspricht.

Tabelle 6.3: Installierte thermische Leistung aller bestehenden Wärmeerzeuger nach Wärmeerzeugertyp und Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in GW; eigene Berechnung nach Tabelle 6.2 und [43, p. 49]

Wärmeerzeuger	Wohngebäude mit ... Wohnungen						Gesamte inst. th. Leistung
	1	2	3 - 6	7 - 12	13 - 20	≥ 21	
Installierte therm. Leistung in GW nach Wärmeerzeugertyp							
Erdgas-Niedertemperaturkessel	50,21	23,45	18,13	15,38	2,84	3,16	113,17
Erdgas-Brennwertkessel	34,45	16,12	12,47	10,57	1,95	2,17	77,72
Öl-Niedertemperaturkessel	55,49	26,97	20,77	13,11	2,37	2,71	121,42
Öl-Brennwertkessel	3,21	1,56	1,20	0,92	0,17	0,19	7,25
Pellet- und Biomassekessel	9,77	4,65	3,61	1,80	0,32	0,37	20,52
Elektro-Wärmepumpe	3,30	1,17	0,96	0,66	0,13	0,13	6,36
Elektro-Speicherheizung	4,89	2,35	1,81	0,92	0,17	0,19	10,33
Summe	161,32	76,26	58,96	43,37	7,96	8,92	356,78

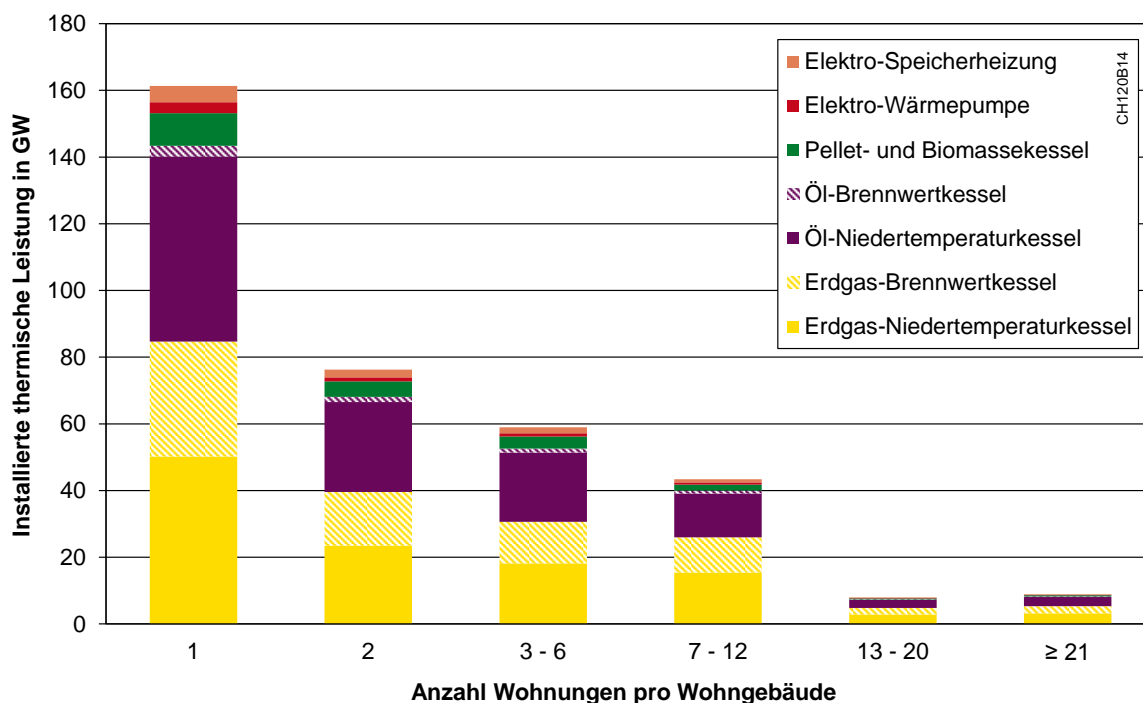


Bild 6.1: Installierte Leistungen nach Wärmeerzeugertyp und Anzahl an Wohnungen pro Wohngebäude

Schritt 4: Hochrechnung auf alle Sektoren

Da für die Sektoren GHD und Industrie kaum Daten für die installierten thermischen Leistungen der Anlagen zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung verfügbar sind, müssen die ermittelten Werte aus dem Haushaltssektor hochgerechnet werden.

Aus den Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen [10, p. 16] sind die Daten des Endenergieverbrauchs für Raumwärme- und Warmwasserbereitung nach Sektoren und Energieträgern zu entnehmen. Aus der Wärmelastsynthese (Kapitel 6.11.1) sind Werte zu Volllaststunden der Wärmelastkurven der einzelnen Sektoren bekannt. Für GHD und Industrie sind die Volllaststunden der Wärmelast identisch und liegen bei 2488 Stunden. Die Division der jeweiligen Energieverbräuche durch die Volllaststunden ergeben die Maximalwerte der thermischen Last aufgeschlüsselt nach Energieträger und Sektor. Unter der Annahme, dass die Überdimensionierung der Anlagen in allen Sektoren gleich hoch ausfällt, lässt sich für jeden Brennstoff ein Skalierungsfaktor bestimmen, indem man die Summe der Maximallasten aller Sektoren der Maximallast der Haushalte ins Verhältnis setzt. Diese Skalierungsfaktoren sind in Tabelle 6.4 aufgelistet.

Tabelle 6.4: Skalierungsfaktor zur Hochskalierung der installierten thermischen Leistungen der zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung vorhandenen Wärmeerzeuger im Haushalt auf die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie abhängig vom verwendeten Endenergieträger

Energieträger	Skalierungsfaktor
Erdgas	1,670
Mineralöl	1,354
Erneuerbare Energien	1,234
Strom	1,412

Durch Multiplikation der Faktoren aus Tabelle 6.4 mit den Werten über alle Wohngebäude aus Tabelle 6.3 lassen sich für Erdgas-Niedertemperaturkessel, Erdgas-Brennwertkessel, Öl-Niedertemperaturkessel, Öl-Brennwertkessel, Elektro-Wärmepumpen und Elektro-Speicherheizungen die installierten thermischen Leistungen bestimmen. In den bisher aufgeführten Daten werden alle Biomassefeuerungen pauschal betrachtet. Um Pelletkessel separat darzustellen, wurden die installierten thermischen Leistungen aus AGEE [44] auf Basis von [45] [46] [47] untersucht. Die Differenz aus den installierten Leistungen aller Biomassefeuerungen und den Pelletkesseln wird im Folgenden als sonstige Biomassefeuerung deklariert und mit dem Brennstoff Hackschnitzel betrieben. Mit Kohle befeuerte netzunabhängige Wärmeerzeuger werden aufgrund der äußerst geringen Durchdringung vernachlässigt. Bei

Elektro-Speicherheizungen muss aus modelltechnischen Gründen die elektrische Leistung der thermischen Leistung gleichgesetzt werden.

Der resultierende Bestand an objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern im Jahr 2012 ist in Tabelle 6.5 aufgelistet. Es wird davon ausgegangen, dass es sich bei den dabei aufgelisteten Wärmeerzeugern um alleinige, frei disponible Hauptwärmeerzeuger handelt. Jede Zeile in Tabelle 6.5 stellt somit eine eigene Wärmesystemgruppe dar. Diesen Anlagen werden zur Vervollständigung der Wärmesystemgruppen in Kapitel 6.4.4 noch gesetzte Wärmeerzeuger zugeordnet. Kombinationen aus den in Tabelle 6.5 aufgeführten Anlagen gibt es in keiner Wärmesystemgruppe.

Tabelle 6.5: Installierte thermische Leistungen von objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern im Jahr 2012; eigene Berechnung nach allen in Kapitel 6.2.1 genannten Quellen

Wärmeerzeugertyp	Installierte thermische Leistung in MW
Erdgas-Niedertemperaturkessel	188 945
Erdgas-Brennwertkessel	129 763
Öl-Niedertemperaturkessel	164 382
Öl-Brennwertkessel	9 815
Pelletkessel	3 972
sonstige Biomassefeuerung	21 355
Elektro-Wärmepumpe	8 983
Elektro-Speicherheizung	29 182

6.2.2 Bestandsentwicklung

Um Aussagen über die zukünftig sinnvollen Wärmeerzeuger treffen zu können, ist es von Bedeutung, die Außerbetriebnahmezeitpunkte der Bestandsanlagen zu kennen. Hierbei spielen einerseits die Lebensdauern der Anlagentypen und andererseits die Zeitpunkte der Inbetriebnahme der Anlagen eine Rolle. Für den Austausch von Wärmeerzeugern in Gebäuden wird eine Normalverteilung der Lebensdauer angenommen. Dies erfolgt analog zu Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Lebensdauernsanierungen von Bauteilen bei Wohngebäuden nach NEMETH [48, p. 37]. Als Mittelwert für die Lebensdauer von Wärmeerzeugern in Gebäuden werden 20 Jahre [49, p. 162] angesetzt, für die Standardabweichung 4,17 Jahre.

Zur Festlegung der Inbetriebnahmezeitpunkte sind mehrere Quellen zu analysieren: Für Öl- und Gas-Niedertemperaturkessel wird auf Daten des Zentralinnungsverbandes des Schornsteinfegerhandwerks zurückgegriffen [50]. Zur Bestimmung der Inbetriebnahmezeitpunkte der Öl- und Gas-Brennwertkessel sind zusätzlich Analysen der

Erhebungen zur Marktentwicklung von Wärmeerzeugern [51] [52, p. 3] [53] [54, p. 5] und die Annahme, dass die Gas-Brennwerttechnik im Jahr 1991 Marktreife erlangt hat, notwendig. Die Installationszahlen von Pelletheizungen von 2004 bis 2012 sind aus [44] bekannt. Für den Zeitraum von 1997, als Holzpellets zur Verwendung freigegeben wurden, bis 2004 werden Annahmen zu Installationszahlen getroffen. Bei Wärmepumpen werden die jährlichen Installationszahlen den Quellen [51] und [55] entnommen. Aufgrund nicht verfügbarer Daten zu Verkaufszahlen von Speicherheizungen wird – ausgehend vom Bestand im Jahr 2012 – rückwirkend ein Rückgang der installierten Speicherheizungsanlagen um 1 % pro Jahr seit 1992 angenommen. Installationen von Speicherheizungen innerhalb dieses Zeitraums dienen nur als Ersatz für den Fall, dass Speicherheizungen ihr Lebenszeitende erreichen.

Die resultierende Bestandsentwicklung der objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeuger sind in Bild 6.2 dargestellt.

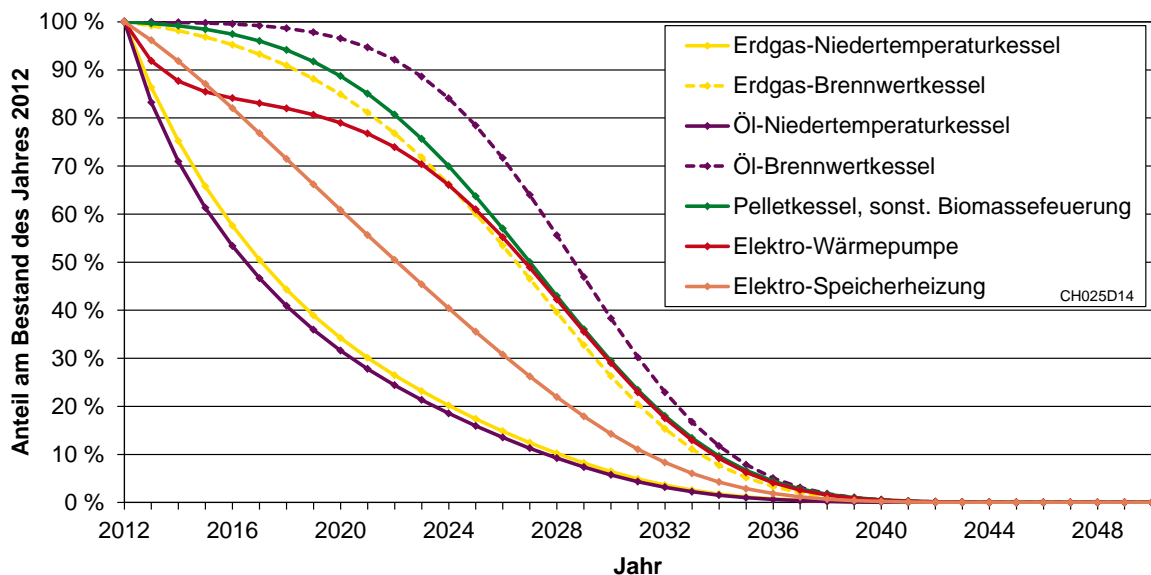


Bild 6.2: Bestandsentwicklung der objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeuger als Anteil an der installierten thermischen Leistung des Jahres 2012; eigene Annahmen und eigene Berechnungen nach den in den Kapiteln 6.2.1 und 6.2.2 angegebenen Quellen

6.2.3 Technische und ökonomische Daten

Die thermischen Nutzungsgrade der Anlagen sind in Tabelle 6.6 aufgeführt. Die Brennstoffkosten der Bestandswärmeerzeuger werden als allgemein gültige Kosten in Kapitel 7.2.1 gezeigt. Über den in Tabelle 6.6 aufgeführten Nutzungsgrad können die vom Wärmeerzeugertyp abhängigen Brennstoffkosten bestimmt werden. Sonstige variable Betriebskosten fallen für Bestandswärmeerzeuger nicht an.

Tabelle 6.6: Thermische Nutzungsgrade der objektgebundenen frei einsetzbaren Bestandwärmeerzeuger des Jahres 2012 im jeweiligen Jahr; eigene Annahmen und eigene Berechnungen nach [41, p. 14] [49, p. 162]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Erdgas-Niedertemperaturkessel	88 %	89 %	90 %	90 %	90 %
	Erdgas-Brennwertkessel	92 %	93 %	94 %	94 %	94 %
	Öl-Niedertemperaturkessel	84 %	85 %	86 %	86 %	86 %
	Öl-Brennwertkessel	87 %	88 %	89 %	89 %	89 %
	Pelletkessel	80 %	81 %	82 %	82 %	82 %
	sonstige Biomassefeuerung	78 %	79 %	80 %	80 %	80 %
	Elektro-Wärmepumpe	283 %	297 %	313 %	313 %	313 %
	Elektro-Speicherheizung	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %

6.3 Bestand an wärmenetzgebundenen Wärmeerzeugern

Die Bestimmung der Daten zu wärmenetzgebundenen Wärmeerzeugern erfolgt ebenso über mehrere Schritte. Allerdings unterscheidet sich die Vorgehensweise deutlich von der zur Bestimmung des objektgebundenen Bestandes.

Aus Rechenzeitgründen ist es erforderlich, die vielen Hundert Wärmenetze in Deutschland auf ein sinnvolles Maß zu reduzieren. Um die realen Versorgungsstrukturen dennoch adäquat abzubilden, bietet es sich an, aus den vorhandenen Daten zu den Bestandsnetzen und den dazugehörigen Anlagen typische Wärmenetze mit charakteristischen Anlagenkonfigurationen zu generieren. Diese typischen Wärmenetze bilden dann den Teil der wärmenetzgebundenen Wärmesystemgruppen.

Zur Bestimmung der typischen Wärmenetze ist ein geeignetes Verfahren zu wählen. Hierfür eignen sich vor allem Verfahren der Clusterung [56, p. 41]. Dabei werden reale Wärmesysteme mit ähnlichen Eigenschaften, sogenannten Attributen, zusammengefasst. Übertragen in die Fachsprache der Clusterung werden die realen Wärmesysteme als Instanzen oder Objekte bezeichnet; die Menge aller realen Wärmesysteme, die zu einer Wärmesystemgruppe gehören, werden Cluster oder Gruppen genannt. Jeder Clustermittelpunkt steht für ein typisches Wärmenetz und repräsentiert somit die Menge aller zusammengehörigen Wärmesysteme. In Folge dessen bildet der Clustermittelpunkt eine wärmenetzgebundene Wärmesystemgruppe. Dabei gilt es zu beachten, dass einerseits die Anzahl der Cluster so gering gewählt wird, dass für die weitere Verwendung die Handhabung gewährleistet ist. Andererseits ist auch der Homogenitätsanforderung der einzelnen Wärmesysteme, die zu Clustern zusammengefasst werden, gerecht zu werden [57, p. 399].

Die Methode der Clusterung wird nur für Wärmenetze angewandt, die von konventionellen Anlagen versorgt werden. Unabhängig von der Clusterung werden die Wärmenetze, die von Biomasse-Heizkraftwerken und Biogasanlagen versorgt werden, in Kapitel 6.3.7 beschrieben.

Um die Cluster zu generieren, wird nach den folgenden Schritten vorgegangen:

1	Aufbereitung der Basisdaten Kapitel 6.3.1
a	Untersuchung vollständiger Datensätze
b	Zuordnung von Anlagentyp zu Brennstoff in den vollständigen Datensätzen
c	Aufteilung auf Wärmenetzkategorien
2	Definition der Attribute zur Clusterung von Fernwärmesystemen Kapitel 6.3.2
3	Darstellung möglicher Clusterungsmethoden zur Bestimmung typischer Wärmenetze Kapitel 6.3.3
4	Durchführung der Clusterung zur Ermittlung thermischer Leistungen in typischen Wärmenetzen Kapitel 6.3.4
5	Hochrechnung auf den gesamten Wärmenetzbestand Kapitel 6.3.5

CH121B14

6.3.1 Basisdaten zur Bestimmung typischer Wärmenetze

Die Basisdaten beruhen einerseits auf den Daten aus dem Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006 der AGFW [58] und andererseits auf der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.

Wie bei objektgebundenen Wärmeerzeugern und Kraftwerken sind auch hier zur Definition einer einzelnen Anlage die installierte Leistung, der Anlagentyp und der zugehörige Brennstoff nötig. Bei einem Großteil der in [58, pp. 16-41] verfügbaren Daten ist eine eindeutige Zuordnung von Brennstoff zu Anlagentyp möglich. Alle anderen Wärmenetze werden zunächst vernachlässigt und am Ende des Verfahrens durch Hochskalierung wieder näherungsweise berücksichtigt. Bei einigen Wärmenetzen werden sehr geringe Anteile einzelner Brennstoffe vernachlässigt, da hierbei davon ausgegangen werden kann, dass es sich um Ersatzbrennstoffe handelt, die nur temporär eingesetzt werden.

Mittels eines Abgleichs und der Ergänzung aus Werten der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik und einer Plausibilitätsprüfung aller Datensätze wurde eine Datenbank erstellt, die 284 Wärmenetze abdeckt. 210 dieser Datensätze waren vollständige und daher verwendbare Datensätze zur Bildung typischer Wärmenetze.

Die Datenbasis berücksichtigt die Anlagentypen BHKW, Dampfkraftwerk, Gasturbinen-Kraftwerk und GuD-Kraftwerk als KWK-Anlagen. Nähere Technologiespezifikationen, d. h. ob es sich beispielsweise um eine Entnahmekondensationsanlage oder um eine Gegendruckanlage handelt, sind nicht angegeben und für das Modell nicht relevant. Ausschlaggebend ist nur die Stromkennzahl als Verbindungselement zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor. Neben den KWK-Anlagentypen sind auch reine Heizkessel vertreten. Als Brennstoffe werden Kohle, Öl, Erdgas, Müll und Sonstiges angegeben. Da bei dem Brennstoff Kohle nicht weiter differenziert wird und die meisten Kohle-KWK-Anlagen mit Steinkohle betrieben werden, wird vereinfachend angenommen, dass es sich bei allen Kohle-KWK-Anlagen um steinkohlebeheizte Anlagen handelt. Nach der Aufbereitung der Daten ergeben sich die folgenden KWK-Anlagentypen mit den zugehörigen Brennstoffen, die für die anschließende Bildung typischer Wärmenetze im Bestand vorhanden sind:

- Kohle-Dampfkraftwerk
- Erdgas-BHKW (Groß-KWK)
- Erdgas-Dampfkraftwerk
- Erdgas-Gasturbinenkraftwerk
- Erdgas-GuD-Kraftwerk
- Müll-Dampfkraftwerk

Zudem werden die nachstehenden reinen Heizkessel in den typischen Wärmenetzen eingesetzt:

- Kohle-Heizkessel
- Öl-Heizkessel
- Erdgas-Heizkessel

Bestehende elektrische Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen, wie sie beispielsweise in Lemgo, Flensburg und Saarbrücken installiert sind [41], werden aufgrund der geringen Bedeutung im Bestand vernachlässigt. Elektro-Heizeinsätze stehen nur als Neubauoption zur Verfügung.

Befinden sich mehrere Einzelanlagen desselben Anlagentyps in einem Wärmenetz, so werden diese als eine Anlage betrachtet, da es für den Einsatz im Modell irrelevant ist, ob es sich um mehrere einzelne oder eine einzige Anlage handelt.

Bei der Bildung typischer Wärmenetze durch Clusterung besteht die Gefahr, dass beispielsweise selten vorkommende Wärmenetze, die aber aufgrund ihrer Größe und ihrer thermischen Leistung von Bedeutung sind, aussortiert werden. Aus diesem Grund wurden die vollständigen Datensätze in drei Wärmenetzkategorien unterteilt, sodass anschließend für jede Kategorie typische Wärmenetze gebildet werden können. Zur Kategorisierung eignet sich die Unterteilung nach Wärmenetzlänge oder

nach installierter Wärmeengpassleistung. Aufgrund der besseren Abdeckung der einzelnen Kategorien durch vollständige Datensätze wurde die Einteilung nach installierter Wärmeengpassleistung gewählt. Die Grenzen für die Wärmeengpassleistung wurden bei 25 MW und 200 MW gesetzt. Die Aufteilung in Kategorien sowie deren Abdeckung durch vollständige Datensätze ist in Tabelle 6.7 dargestellt.

Tabelle 6.7: Anzahl an Datensätzen zu Wärmenetzen kategorisiert nach gesicherter thermischer Engpassleistung aller Anlagen im jeweiligen Wärmenetz; eigene Berechnungen nach [58] und der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Wärmenetz-kategorie	gesicherte Engpassleistung	vorhandene Datensätze	davon vollständige Datensätze
I	< 25 MW	110	90
II	25 ... 200 MW	114	83
III	> 200 MW	60	37
Summe		284	210

6.3.2 Attribute zur Clusterung von Fernwärmesystemen

Zur Clusterung von realen Wärmenetzen bedarf es einer bestimmten Anzahl an Attributen. Als mögliche Attribute, nach denen eine Zusammenfassung realer Wärmenetze erfolgen kann, sind zu nennen:

- die Erzeugungstechnologie
- der Brennstoff
- die Erzeugungsleistung
- die Gesamtleistung eines Netzes
- die Gesamtwärmeerzeugung in einem Netz
- die Netzlänge

Um die Clusterung durchführen zu können, ist es sinnvoll, jeder vorkommenden Kombination aus Erzeugungstechnologie und Brennstoff die jeweilige thermische Erzeugungsleistung zuzuordnen und damit die Attribute des jeweiligen Objekts festzulegen. Die übrigen Größen spielen für den Einsatz der Anlagen keine Rolle und werden deshalb auch bei der Clusterung vernachlässigt. Folglich wird ein Objekt, d. h. ein Wärmenetz, beispielsweise dadurch beschrieben, dass es Erdgas-BHKWs mit einer thermischen Leistung von 50 MW und Erdgas-Heizkessel mit einer thermischen Leistung von 60 MW besitzt. Alle anderen möglichen Erzeugerarten, wie sie in Kapitel 6.3.1 beschrieben sind, kommen in diesem Wärmenetzbeispiel nicht vor, weshalb die zugehörigen Attribute den Wert null besitzen.

Diese Art der Beschreibung der Objekte hat den Vorteil, dass nur metrische Werte – die jeweiligen Erzeugungsleistungen – vorkommen. Hierbei bestehen die Optionen, die Erzeugungsleistungen wie im Beispiel beschrieben als absolute Werte oder auch als normierte Werte bezogen auf die gesamte, im betrachteten Wärmenetz installierte Erzeugungsleistung aller Wärmeerzeuger anzugeben. Der Nachteil einer Normierung der thermischen Leistung eines Wärmeerzeugers auf die thermische Leistung aller Erzeuger in einem Wärmesystem besteht darin, dass typische Konfigurationen, die in kleineren Netzen vorkommen, mit ähnlichen Konfigurationen von sehr großen Netzen einem gemeinsamen Clustermittelpunkt zugeordnet werden. Dem genannten Nachteil wird jedoch dadurch entgegengewirkt, dass bereits vorab die realen Wärmenetze in drei Leistungskategorien aufgeteilt werden und die Clusterung für jede Kategorie separat erfolgt. Ein Vorteil der Normierung liegt jedoch darin, dass sich alle Objekte in einem stärker begrenzten Raum aufhalten und die Clusterbildung dadurch eindeutiger wird. Aus diesem Grund werden für die Clusterung die normierten Leistungen verwendet.

Den typischen Wärmesystemen sind für jeden vorkommenden Wärmeerzeugertyp der durchschnittliche thermische Nutzungsgrad und evtl. die durchschnittliche Stromkennzahl der im Cluster zusammengefassten Anlagen zuzuweisen. Des Weiteren sind bei den gebildeten Clustern die Lebensdauern bzw. die Außerbetriebnahmezeitpunkte relevant. Diese Größen zählen jedoch nicht als Attribute für die Clusterung, sondern werden nur als Nebengrößen nach der Clusterung gebildet.

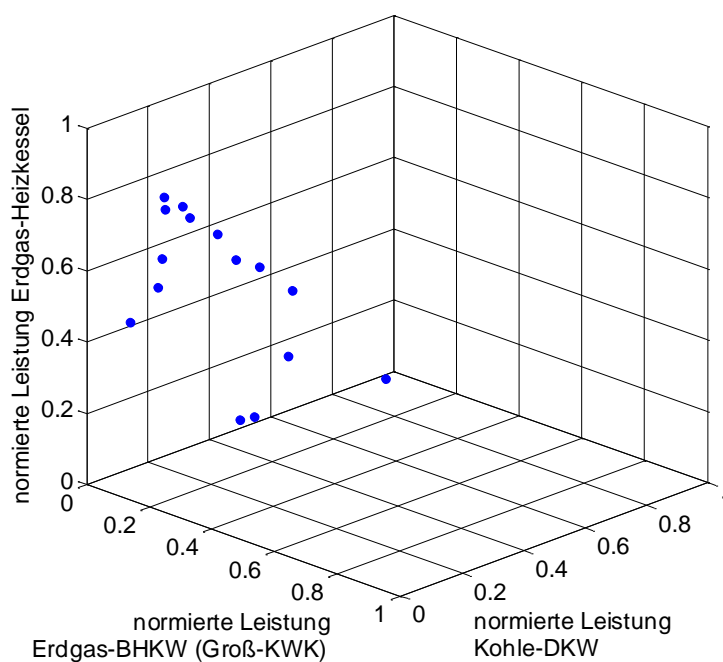


Bild 6.3: Beispiel zur Darstellung von Wärmenetzen anhand ihrer Attribute, d. h. der normierten Leistungen der drei Anlagentypen, die in diesen Wärmenetzen vorkommen

Die einzelnen Wärmenetze und die zugehörigen Erzeugungseinheiten aus den Basisdaten werden für die Clusterung entsprechend ihrer Attribute in einem n -dimensionalen Raum positioniert, wobei n für die Anzahl an möglichen Kombinationen aus Erzeugungstechnologien und Brennstoffen steht. Im Rahmen dieser Arbeit werden die realen Wärmenetze anhand von neun verschiedenen Attributen, d. h. den thermischen Leistungen der in Kapitel 6.3.1 aufgeführten Anlagentypen, definiert. Bild 6.3 zeigt zur Veranschaulichung die Leistungsanteile der drei Erzeugertypen Kohle-Dampfkraftwerk, Erdgas-BHKW und Erdgas-Heizkessel der Wärmenetze, die mit genau diesen drei Anlagentypen ausgestattet sind. Die Summe der drei normierten Leistungen jedes Objekts ergibt eins.

6.3.3 Clusterungsmethoden

Zur Durchführung der Clusterung existieren verschiedene Methoden. Clusterung lässt sich einerseits unterscheiden durch die Methode der Clusterung, d. h. durch den sogenannten Fusionierungsalgorithmus, und andererseits durch die Methode der Darstellung von Clustern.

Nach BACKHAUS ET AL. [57, p. 418] existieren vier grundsätzliche Fusionierungsalgorithmen der Clusteranalyse: partitionierende Verfahren, hierarchische Verfahren, graphentheoretische Verfahren und Optimierungsverfahren. Von besonderer Bedeutung sind nach [57, p. 417] die partitionierenden und hierarchischen Verfahren. Beide sind für die vorhandene Problemstellung grundsätzlich geeignet und werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben.

Bei den Darstellungsmethoden von Clustern gibt es nach WITTEN ET AL. [56, p. 81] zum einen Methoden, bei denen eindeutige Zuordnungen zwischen Objekt und Cluster vorhanden sind. Zum anderen existieren Methoden, bei denen ein Objekt mehreren Clustern zugeordnet wird – beispielsweise über die Angabe von Wahrscheinlichkeiten. Die verwendete Clusterungsmethode muss jedoch stets zur Aufgabenstellung, in diesem Fall zur Bestimmung von Wärmesystemgruppen, passen. Hierfür ist eine eindeutige Zuordnung der realen Wärmesysteme zu einem bestimmten Cluster erforderlich, um eine Reduzierung auf eine bestimmte Anzahl an Wärmesystemgruppen zu erreichen. Folglich sind Clusterungsalgorithmen ungeeignet, die einzelne Wärmesysteme mehreren Clustern zuordnen. Für eine exakte Zuordnung sind die beiden folgenden Verfahren geeignet.

6.3.3.1 Partitionierende Verfahren

Bei den partitionierenden Verfahren wird wiederum zwischen dem Austauschverfahren und dem iterierten Minimaldistanzverfahren unterschieden. Nach [57, p. 419] und [56, p. 139] sind hierbei folgende Schritte durchzuführen:

1. Beiden Verfahren ist gemein, dass vorweg eine bestimmte Anzahl an Clustern vorgegeben wird. Eine initiale Clusterzugehörigkeit aller Objekte wird zufällig oder gezielt vorgegeben.
2. Für jedes Cluster wird für jedes Attribut das arithmetische Mittel bestimmt.
3. Anschließend wird die Fehlerquadratsumme über alle Cluster berechnet.
4. Daraufhin wird für jedes Objekt ermittelt, welche Auswirkungen die Veränderung der Zuordnung zu einem anderen Cluster bewirkt. Im Austauschverfahren wird hier das Varianzkriterium zugrunde gelegt, im iterierten Minimaldistanzverfahren die Euklidische Distanz.
5. Sofern eine Verringerung der Varianz bzw. der Euklidischen Distanz erreicht werden kann, wird das Objekt, durch das die größte Verringerung bewirkt, dem entsprechenden anderen Cluster zugeordnet.
6. Für beide betroffenen Cluster sind nun die Mittelwerte neu zu bestimmen.

Iterationen der Schritte 3 bis 6 werden durchgeführt, bis eine stabile Lösung erreicht wird, was eintritt, wenn keine Verringerungen der Varianz bzw. der Euklidischen Distanz durch Verschiebung von Objekten in andere Cluster mehr erreicht werden.

Ein Beispiel für ein iteriertes Minimaldistanzverfahren ist die klassische Methode k-Means [56, p. 139]. k steht hierbei für die Anzahl der Cluster. In diesem Verfahren werden initialen Clustermittelpunkte zufällig angeordnet.

Im Gegensatz zu den hierarchischen Verfahren (Kapitel 6.3.3.2) ist bei den partitionierenden Verfahren eine Verschiebung von Objekten zwischen den Clustern möglich, was diesen Verfahrensarten eine größere Variabilität verleiht [57, p. 420]. Nachteilig wirkt sich jedoch aus, dass Wiederholungen des Clusteralgorithmus bei denselben Eingangsdaten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können, was die Ergebnisse nicht reproduzierbar macht. Dies ist, wie beispielsweise beim häufig verwendeten k-Means-Verfahren, auf die zufällige Festlegung der Startpartitionierung bzw. der ersten Clustermittelpunkte zurückzuführen [56, p. 139]. Eine Schwierigkeit bei partitionierenden Verfahren liegt auch darin, dass eine sinnvolle Vorfestlegung der Anzahl der Cluster häufig nicht möglich ist [56, p. 139].

6.3.3.2 Hierarchische Verfahren

Hierarchische Clusterverfahren werden unterschieden in divisive Verfahren und agglomerative Verfahren [56, p. 275] [57, p. 418]. Bei divisiven Verfahren wird zu Be-

ginn aus allen Objekten ein Cluster gebildet und dieses dann „top-down“ in kleinere Cluster aufgeteilt. Bedeutender ist jedoch das agglomerative Verfahren, bei dem ausgehend von den einzelnen Objekten „bottom-up“ Cluster gebildet werden. Diese Clusterung kann in einer Baumstruktur grafisch wiedergegeben werden (Bild 6.4). Daraus wird auch der Nachteil des hierarchischen Verfahrens deutlich, dass Cluster, die einmal gebildet wurden, nicht mehr getrennt werden können [59, p. 698].

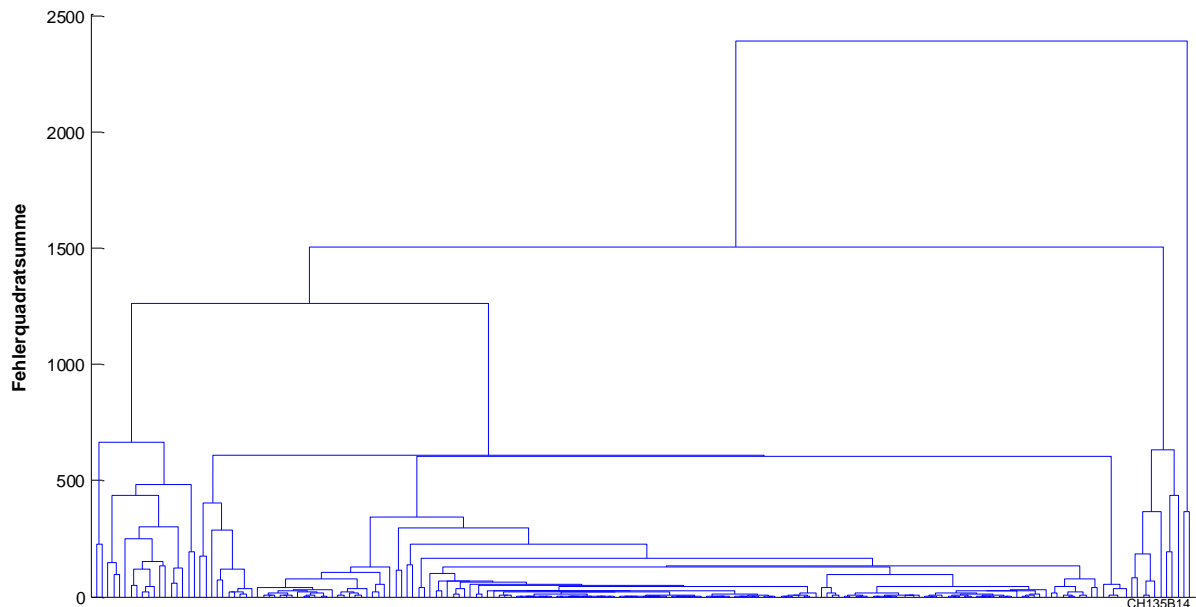


Bild 6.4: Beispiel für die Baumstruktur eines hierarchischen Clusterverfahrens; eigene Darstellung

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte der Clusterung beim agglomerativen hierarchischen Verfahren beschrieben [57, p. 420]:

1. Ausgangspunkt sind die Einzelobjekte, die jeweils ein Cluster abbilden.
2. Je nach Konfiguration des Verfahrens werden für alle Clusterpaare die paarweisen Distanzen bestimmt.
3. Aus den Clustern mit der geringsten Distanz wird ein neues Cluster gebildet. Dadurch reduziert sich die Anzahl der Cluster um eins.
4. Daraufhin werden wiederum die paarweisen Distanzen der bestehenden und des neuen Clusters ermittelt.
5. Die Schritte 3 und 4 werden wiederholt, bis nur ein Cluster existiert.

Ein unter gewissen Bedingungen sehr guter Fusionierungsalgorithmus ist das Ward-Verfahren [57, p. 431]. Dabei werden Cluster gebildet, bei denen sich das Heterogenitätsmaß – hier die Fehlerquadratsumme – einer Gruppe durch Hinzufügen eines zusätzlichen Objekts bzw. eines zusätzlichen Clusters am geringsten erhöht [57]. Eigene Tests haben ergeben, dass sich dieser Algorithmus auch auf die vorhande-

nen Eingangsdaten der Bestandsnetze und -erzeuger anwenden lässt. Die hierfür nach [57, pp. 430-431] notwendigen Bedingungen werden durch die Eingangsdaten erfüllt.

6.3.4 Durchführung der Clusterung

Mehrere eigens durchgeführte Tests führten dazu, dass das iterierende Minimaldistanzverfahren k-means mit dem Quadrat der Euklidischen Distanz als Distanzmaß und mit der Verwendung normierter Anlagenleistungen als Clusterungsmethode gewählt wurde, da es von den zuvor aufgeführten Verfahren am ehesten die gewünschten Ergebnisse erzeugt. Das bedeutet, dass Cluster gebildet werden, bei denen nicht jedes aus einer Vielzahl an verschiedenen Anlagentypen besteht, sondern bei denen sich einige wenige Anlagentypen durchsetzen. Dies entspricht am ehesten der Realität – insbesondere bei kleineren Wärmenetzen. Wärmenetze, in denen sieben, acht oder alle neun berücksichtigten Anlagentypen vorkommen, gibt es in der Realität quasi nicht. Einige Clusterverfahren generieren jedoch verstärkt solche Clustermittelpunkte. Auch im k-means-Verfahren werden Clustermittelpunkte gebildet, die mehr als sechs verschiedene Anlagentypen aufweisen. Allerdings handelt es sich dabei in der Regel um „Restcluster“, bei denen Wärmenetze zusammengefasst werden, die keinem anderen Clustermittelpunkt zugewiesen werden können. Diese machen aber bezogen auf die gesamte Leistung nur einen kleinen Anteil an der jeweiligen Wärmenetzkategorie aus.

Je Wärmenetzkategorie, d. h. je Kategorie der installierten thermischen Engpassleistung, wurde die Anzahl der Cluster, die gebildet werden sollen, auf vier festgesetzt. Durch Clusterung der realen Wärmenetze mit KWK-Anlagen und Wärmeerzeugern wird nun eine repräsentative Anzahl an verwendbaren Wärmesystemgruppen generiert.

Nach Durchführung der Clusterung werden die oben genannten „Restcluster“ eliminiert und der Leistungsanteil, der dadurch entfallen würde, auf die übrigen Cluster der zugehörigen Wärmenetzkategorie verteilt. Zudem werden aus den Clustern diejenigen Anlagen eliminiert, die einen Leistungsanteil von weniger als 4 % aufweisen. Dieser Leistungsanteil wird anschließend ebenso proportional auf die verbliebenen Anlagen des Clusters aufgeteilt. Abschließend werden die Leistungen der Einzelanlagen wieder entnormiert. Zur Entnormierung wird der Quotient aus dem Mittelwert der Gesamtleistungen aller im jeweiligen Cluster vereinten Wärmenetze und der normierten Gesamtleistung des Clustermittelpunktes verwendet.

Daraus ergeben sich nun acht typische Wärmenetze mit charakteristischen Anlagenkonfigurationen. Diese sind in Tabelle 6.8 dargestellt. Typische Wärmenetze im klei-

nen Leistungsbereich sind geprägt von Erdgas-BHKWs und Erdgas-Heizkesseln. Im mittleren Leistungsbereich treten auch Kohle-Dampfkraftwerke auf. Wärmenetze im großen Leistungsbereich werden von vielen verschiedenen Anlagentypen versorgt.

Tabelle 6.8: Thermische Engpassleistungen der Anlagentypen in einzelnen typischen Wärmenetzen nach Wärmenetzkategorien

Wärmenetz-kategorie	Cluster-Nr.	Anlagentyp									Gesamt
		Kohle-DKW	Kohle-HK	Öl-HK	Erdgas-BHKW	Erdgas-DKW	Erdgas-GT-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-HK	Müll-DKW	
Thermische Engpassleistung in einzelnen typischen Wärmenetzen in MW											
I	I-1	0,00	0,00	0,00	0,64	0,00	0,00	0,00	10,14	0,00	10,78
	I-2	0,00	0,00	0,00	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,00
	I-3	0,00	0,00	0,00	4,79	0,00	0,00	0,00	6,01	0,00	10,80
II	II-1	0,00	0,00	0,00	7,77	0,00	0,00	0,00	64,74	0,00	72,51
	II-2	92,97	0,00	4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	97,87
III	III-1	285,60	101,14	0,00	0,00	55,55	0,00	0,00	101,14	28,82	572,24
	III-2	617,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	617,67
	III-3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	297,06	408,31	0,00	705,37

Aufgrund des Clusterungsprozesses und der Eliminierung der wenig bedeutsamen Clustermittelpunkte entstehen Fehler, die sich unter anderem bei der Summierung der Leistungen der Anlagentypen bemerkbar machen (Tabelle 6.9). Durch das verwendete Verfahren entfällt die Gasturbine vollständig, was auf die meist nur geringen Leistungsanteile in den betrachteten Netzen zurückzuführen ist. Bei Öl-Heizkesseln und Müll-Dampfkraftwerken fällt die Abweichung ebenso etwas höher aus. Da das Modell jedoch nur eine begrenzte Anzahl an Wärmesystemgruppen verarbeiten kann und deshalb die Anzahl an Cluster stark zu beschränken ist, ist dieser moderate Fehler in einem akzeptablen Rahmen.

Tabelle 6.9: Vergleich der gesamten thermischen Engpassleistungen der Anlagentypen aller bei der Clusterung berücksichtigten Wärmenetze vor und nach der Clusterung

	Anlagentyp									Gesamt
	Kohle-DKW	Kohle-HK	Öl-HK	Erdgas-BHKW	Erdgas-DKW	Erdgas-GT-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-HK	Müll-DKW	
Thermische Engpassleistung in MW										
Summe aller berücksichtigten Wärmenetze nach Clusterung	11 768	1 433	61	860	787	0	2 456	9 957	408	27 731
Summe aller berücksichtigten Wärmenetze vor Clusterung	10 140	1 610	204	1 096	680	659	2 393	10 097	852	27 731

6.3.5 Verwendete typische Fernwärmenetze

Analog zum Modell des reinen Stromsystems, in dem die Summenleistungen jedes Kraftwerkstyps in der Simulation Eingang finden, gehen auch die einzelnen Wärmesystemgruppen mit ihrer gesamten Leistung in den Eingangsdatensatz ein. Hierzu sind die typischen Wärmenetze aus Tabelle 6.8 nach Leistungskategorie entsprechend hochzukalieren, wobei auch die mangels vollständiger Daten in der Clusterung ausgelassenen Wärmenetze bei der Gesamtleistung berücksichtigt werden. Als finaler Eingangsdatensatz der frei disponiblen wärmenetzgebundenen konventionellen Anlagen des Jahres 2012 wird Tabelle 6.10 verwendet.

Tabelle 6.10: Hochskalierte thermische Engpassleistungen der Anlagentypen in allen typischen Wärmenetzen nach Wärmenetzkategorien im Jahr 2012, inkl. aller bei der Clusterung nicht berücksichtigten Wärmenetze

Wärmenetzkategorie	Cluster-Nr.	Anlagentyp									Gesamt
		Kohle-DKW	Kohle-HK	Öl-HK	Erdgas-BHKW	Erdgas-DKW	Erdgas-GT-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-HK	Müll-DKW	
Gesamte thermische Engpassleistung in MW											
I	I-1	0	0	0	41	0	0	0	646	0	687
	I-2	0	0	0	244	0	0	0	0	0	244
	I-3	0	0	0	97	0	0	0	122	0	220
II	II-1	0	0	0	757	0	0	0	6 309	0	7 066
	II-2	1 618	0	85	0	0	0	0	0	0	1 703
III	III-1	8 051	2 851	0	0	1 566	0	0	2 851	812	16 132
	III-2	13 059	0	0	0	0	0	0	0	0	13 059
	III-3	0	0	0	0	0	0	4 885	6 714	0	11 599
Summe		22 728	2 851	85	1 139	1 566	0	4 885	16 643	812	50 709

Die sich aus Tabelle 6.10 und den zugehörigen Stromkennzahlen ergebenden elektrischen Leistungen der KWK-Anlagen sind in Tabelle 6.11 aufgeführt.

Tabelle 6.11: Resultierende elektrische Leistung der an Fernwärmenetze angeschlossenen, bestehenden KWK-Anlagen

	Anlagentyp									Gesamt
	Kohle-DKW	Kohle-HK	Öl-HK	Erdgas-BHKW	Erdgas-DKW	Erdgas-GT-KW	Erdgas-GuD-KW	Erdgas-HK	Müll-DKW	
Elektrische Leistung in MW	15 546	-	-	504	270	0	3 769	-	216	20 304

Die aus den Originaldatensätzen resultierenden Daten zu den anlagenspezifischen Stromkennzahlen sowie die angenommenen thermischen Nutzungsgrade der o. g. Anlagen zeigt Tabelle 6.12.

Tabelle 6.12: Technische Daten der an Fernwärmenetzen angeschlossenen, bestehenden Erzeugungsanlagen

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Kohle-DKW	44 %	45 %	46 %	47 %	48 %
	Kohle-Heizkessel	85 %	86 %	87 %	88 %	89 %
	Öl-Heizkessel	81 %	82 %	84 %	85 %	85 %
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	50 %	51 %	51 %	52 %	52 %
	Erdgas-DKW	66 %	67 %	69 %	70 %	70 %
	Erdgas-GT-KW	52 %	53 %	54 %	55 %	55 %
	Erdgas-GuD-KW	45 %	46 %	47 %	49 %	49 %
	Erdgas-Heizkessel	90 %	91 %	93 %	94 %	94 %
	Müll-DKW	44 %	45 %	46 %	47 %	48 %
Stromkennzahl	Kohle-DKW	0,684	0,684	0,684	0,684	0,684
	Kohle-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Öl-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	0,443	0,443	0,443	0,443	0,443
	Erdgas-DKW	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
	Erdgas-GT-KW	0,491	0,491	0,491	0,491	0,491
	Erdgas-GuD-KW	0,772	0,772	0,772	0,772	0,772
	Erdgas-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Müll-DKW	0,266	0,266	0,266	0,266	0,266

Bei wärmenetzgebundenen Bestandsanlagen fallen außer den Brennstoffkosten (Kapitel 7.2.1) keine sonstigen variablen Kosten an.

6.3.6 Bestandsentwicklung

Für die wärmenetzgebundenen Anlagen ist ebenso die Bestandsentwicklung zu ermitteln wie für die objektgebundenen Anlagen. Aus modelltechnischen Gründen ist es notwendig, dass alle Anlagentypen an einem Wärmenetzcluster gleichmäßig außer Betrieb gehen. Das heißt, die Anlagen gehen im selben Verhältnis außer Betrieb, wie das Verhältnis ihrer installierten Leistungen zueinander ist. Da jedoch für den Großteil der Erzeugungsanlagen an Wärmenetzen keine Inbetriebnahmejahre bekannt sind, sind geeignete Annahmen zu treffen. Die Annahmen unterscheiden sich nach der Wärmenetzkategorie.

Da es sich bei den Anlagen in der untersten Wärmenetzkategorie (gesicherte Gesamtengpassleistung kleiner 25 MW) meist um Anlagen mit einer kürzeren Lebens-

dauer handelt und diese Wärmenetze meist neueren Datums sind, wurde für diese Kategorie eine Anlagenlebensdauer von 30 Jahren und ein mittleres Alter des Bestands von 12 Jahren definiert. Für die mittlere Wärmenetzkategorie (25 ... 200 MW) gilt eine Lebensdauer von 35 Jahren und ein mittleres Alter von 25 Jahren. Bei den Anlagen in der oberste Wärmenetzkategorie (> 200 MW) handelt es sich meistens um etwas ältere aber langlebige Kohle- oder Müll-Dampfkraftwerke, weshalb die Lebensdauer auf 40 Jahre und das mittlere Alter auf 25 Jahre festgelegt wurde. Aus den Annahmen resultieren nach dem in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Verfahren [48, p. 37] die in Bild 6.5 gezeigten Bestandsentwicklungen.

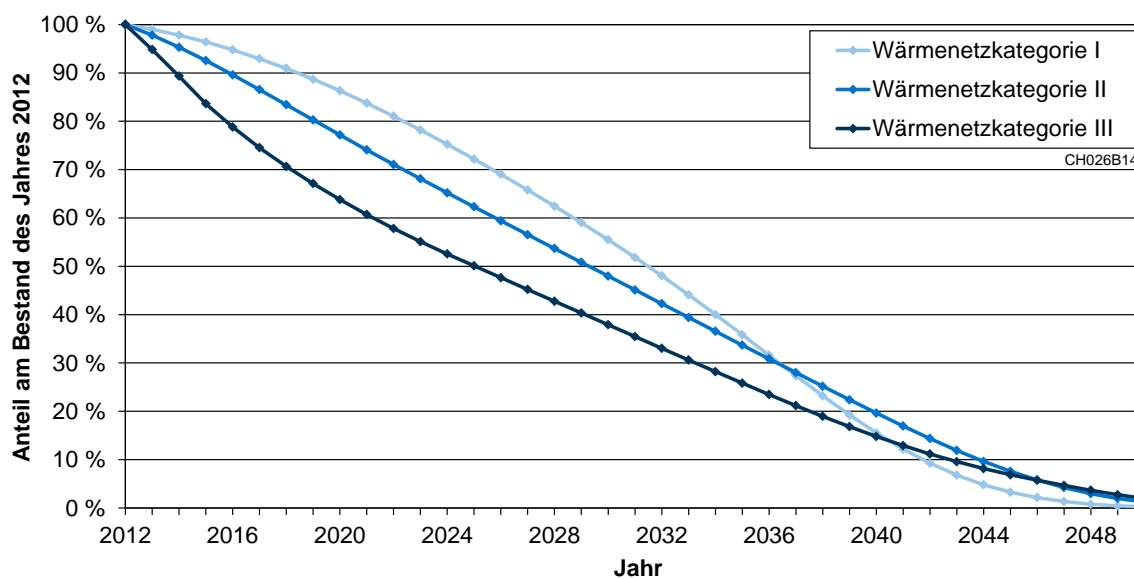


Bild 6.5: Entwicklung der bestehenden Wärmenetze und der zugehörigen Erzeugungsanlagen

6.3.7 Wärmenetze mit Anlagen zur Nutzung biogener Brennstoffe

Neben den zuvor beschriebenen Wärmenetzen existieren auch meist kleinere Wärmenetze mit Anlagen zur Nutzung biogener Brennstoffe. Konkret handelt es sich dabei in den meisten Fällen um Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen. Bei diesen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass sie als alleinige frei einsetzbare Wärmeerzeuger im Wärmenetz existieren. Für Biomasse-Heizkraftwerke werden für den Zeitraum von 2000 bis 2012 die Anlageninstallationszahlen aus SCHEFTELOWITZ ET AL. [60, p. 84] verwendet. Installationszahlen davor werden abgeschätzt. Für das Jahr 2012 ergibt sich eine installierte thermische Leistung von 3 184 MW. Der thermische Nutzungsgrad liegt bei 60 %, die Stromkennzahl bei 0,42 [61, p. 5].

Für Biogasanlagen wird auf die Zahlen des Fachverbandes Biogas [62, p. 2] und des Deutschen Biomasseforschungszentrums [60, p. 20] zurückgegriffen. Mit einer ange-

nommenen Brutto-Stromkennzahl von 0,84 und der Berücksichtigung der prozessinternen Wärmenutzung von 26,5 % [60, p. 26] ergibt sich für das Jahr 2012 eine installierte thermische Leistung von 2 918 MW. Die Netto-Stromkennzahl von bestehenden Biogasanlagen liegt somit bei 1,15, der thermische Netto-Nutzungsgrad bei 33 %.

Neben den Brennstoffkosten (Kapitel 7.2.1) treten keine weiteren variablen Kosten auf. Auch für diese Anlagentypen wird das Verfahren aus Kapitel 6.2.2 [48, p. 37] zur Bestimmung der Bestandsentwicklung verwendet – bei angesetzten Lebensdauern der Anlagen von 20 Jahren.

6.4 Bestand an gesetzten Wärmeerzeugern

Neben den frei einsetzbaren Wärmeerzeugern werden im Rahmen dieser Arbeit auch sogenannte gesetzte Wärmeerzeuger abgebildet. Alle gesetzten Wärmeerzeuger werden aus verschiedenen Gründen nach einem bestimmten Einsatzprofil eingesetzt. Bei gesetzten Wärmeerzeugern handelt es sich um ergänzende Wärmeerzeuger wie beispielsweise handbeschickte Scheitholzöfen, um elektrische Trinkwarmwasserbereiter, wie z. B. elektrische Durchlauferhitzer, und um solarthermische Anlagen. Der Betrieb von Scheitholzöfen ist nicht nur von wirtschaftlichen Kriterien abhängig, sondern dient auch dazu, ein angenehmes Ambiente in Wohnräumen zu schaffen. Die elektrische Trinkwarmwasserbereitung orientiert sich stets an den Zapfprofilen und hat damit ein anderes Lastprofil als das Summenlastprofil für Raumwärme und Warmwasser. Solarthermische Anlagen sind vom solaren Dargebot abhängig. In den folgenden Unterkapiteln werden die installierten thermischen Leistungen sowie die technischen Daten der gesetzten Wärmeerzeuger ermittelt und dargestellt.

6.4.1 Ergänzende Raumwärmeerzeuger

Als zusätzliche Wärmeerzeuger zum Hauptwärmeerzeuger werden in der Regel Öfen eingesetzt, die zu 95,9 % mit Scheitholz oder Stückholz befeuert werden [63, p. 92]. Nach DIEFENBACH ET AL. [63, p. 92] sind 45 % aller Ein- und Zweifamilienhäuser und 17 % der Mehrfamilienhäuser mit einer ergänzenden Ofenheizung ausgestattet. Daraus resultiert mit den Daten zum Wohnungsbestand aus [40, pp. WS-07] die Anzahl an Wohnungen mit ergänzender Ofenheizung nach eingesetztem Energieträger (Tabelle 6.13).

Bei den ergänzenden Wärmeerzeugern wird davon ausgegangen, dass es sich um Anlagen mit einer thermischen Leistung von durchschnittlich 7 kW handelt. Aufgrund des geringen Anteils werden die mit anderen als Scheit- bzw. Stückholz beschickten

Öfen vernachlässigt und die Scheit- und Stückholzöfen auf alle ergänzenden Ofenheizungen hochgerechnet. Ein geringer Fehler im Brennstoffbedarf ist dabei die Folge. Daraus resultiert eine thermische Gesamtleistung von 76,84 GW. Eine Hochskalierung auf die Sektoren GHD und Industrie erfolgt nicht, da zusätzliche Ofenheizungen in diesen Sektoren nicht zu erwarten sind.

Tabelle 6.13: Anzahl aller bewohnten Wohnungen mit ergänzender Ofenheizung nach Ofentyp und Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in Tausend; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [63, p. 92]

Ofentyp	Wohngebäude mit ... Wohnungen						Wohnungen insgesamt
	1	2	3 - 6	7 - 12	13 - 20	≥ 21	
	Wohnungen mit ergänzender Ofenheizung in Tausend						
Scheit-/Stückholz	4 593	2 853	1 236	1 221	266	348	10 516
Holzpellets	29	18	8	8	2	2	66
sonst. Biomasse	5	3	1	1	0	0	11
Gas	53	33	14	14	3	4	121
Öl	62	39	17	17	4	5	143
Kohle	53	33	14	14	3	4	121
Summe	4 794	2 977	1 290	1 275	278	363	10 977

Die zeitliche Entwicklung des thermischen Nutzungsgrads der Bestandsanlagen zeigt Tabelle 6.14. Die anfallenden Brennstoffkosten befinden sich in Kapitel 7.2.1. Die zeitlich aufgelöste, gesetzte Einspeisung der ergänzenden Ofenheizungen erfolgt nach einem Einsatzprofil, das in Kapitel 6.5.1 beschrieben wird.

Tabelle 6.14: Thermischer Nutzungsgrad von bestehenden Scheitholzöfen; eigene Annahmen nach [41, p. 14]

Kenngroße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Scheitholzofen	70 %	71 %	72 %	72 %	72 %

6.4.2 Solarthermische Anlagen

Die installierten Leistungen des Bestands an solarthermischen Anlagen wurden aus den Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik übernommen [64, p. 22]. Demnach betrug im Jahr 2012 die installierte thermische Leistung 11,4 GW_{peak}. Dies entspricht einer Kollektorfläche von etwa 16,3 Quadratkilometer bei einer spezi-

fischen Leistung von $0,7 \text{ kW}_{\text{peak}}/\text{m}^2$. Aus der Zeitreihe der Entwicklung lässt sich außerdem auf die Inbetriebnahmezeitpunkte der solarthermischen Anlagen schließen.

Eine Korrektur durch Skalierung der installierten Leistungen der solarthermischen Anlagen ist nicht notwendig, da es sich bei den genannten Zahlen bereits um die Werte für alle Sektoren handelt. Die Verteilung auf die Wärmesystemgruppen erfolgt in Kapitel 6.4.4.

Der thermische Nutzungsgrad von solarthermischen Anlagen wird per Definition auf eins festgelegt, da es sich bei der nicht umgesetzten Energie um nicht genutzte regenerative Energie handelt.

Brennstoffkosten und sonstige variable Kosten fallen bei solarthermischen Anlagen nicht an. Das Erzeugungsprofil solarthermischer Anlagen wird in Kapitel 6.5.2 näher beschrieben.

6.4.3 Elektrische Warmwasserbereitung

Mittels der Daten zu den Anteilen der Wohnungen mit separatem Warmwassererzeuger nach DIEFENBACH ET AL. [63, p. 93] und der Werte zum Wohnungsbestand nach Baualtersklassen [40, pp. WS-07] lässt sich die Anzahl der Wohnungen mit separaten Warmwasserbereitern bestimmen.

Die für den Eingangsdatensatz notwendigen installierten Leistungen lassen sich näherungsweise durch die in DIEFENBACH ET AL. [41, p. 5] aufgeführte empirische Gleichung zur Bestimmung der Nennwärmeleistung von Heizkesseln zur Warmwasserbereitung ermitteln. Die daraus resultierenden installierten Leistungen der separaten Warmwassererzeuger nach Warmwasserbereitertyp werden in Tabelle 6.15 gezeigt.

Tabelle 6.15: Installierte thermische Leistung aller separaten Warmwassererzeuger in bewohnten Wohngebäuden in Deutschland in MW; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [41, p. 5] [63, p. 93]

	Wohngebäude mit ... Wohnungen						Gesamte inst. th. Leistung
	1	2	3 - 6	7 - 12	13 - 20	≥ 21	
Warmwasserbereitertyp	Installierte thermische Leistung in MW						
elektrische Durchlauferhitzer	12 262	8 465	9 770	9 392	1 945	2 643	44 476
elektrische Kleinspeicher	4 943	3 411	3 937	3 781	782	1 064	17 919
Kellerluft-/Abluft-Wärmepumpe	2 533	1 835	2 127	2 009	404	561	9 469
Gas-Durchlauferhitzer	3 368	2 128	2 438	2 420	528	690	11 574
brennstoffbeheizte Speicher	436	223	254	254	58	72	1 297

Separate Warmwasserbereiter weisen insgesamt eine hohe Leistung auf, was jedoch darauf zurückzuführen ist, dass häufig über kurze Zeiträume große Mengen an Wasser erhitzt werden müssen, was nur durch hohe thermische Leistungen möglich ist.

Aufgrund der verhältnismäßig geringen Anteile werden Kellerluft-/Abluft-Wärmepumpen, Gas-Durchlauferhitzer und brennstoffbeheizte Speicher vernachlässigt und nur die elektrischen Durchlauferhitzer und elektrischen Kleinspeicher als weitere gesetzte Erzeuger berücksichtigt. Modelltechnisch können die elektrischen Kleinspeicher aus folgendem Grund auch als elektrische Durchlauferhitzer betrachtet werden: Elektrische Kleinspeicher müssen nach der Entnahme einer bestimmten Wassermenge bzw. nach Absinken der Speichertemperatur unter ein vorgegebenes Niveau nachheizen. Wenn man die Speicherverluste vernachlässigt, entspricht bei einer sehr großen Zahl an elektrischen Kleinspeichern das Lastprofil des Nachheizens dem Lastprofil von elektrischen Durchlauferhitzern. Somit werden im Folgenden elektrische Durchlauferhitzer und elektrische Kleinspeicher zu Elektro-Warmwasserbereitern zusammengefasst, deren definiertes Einsatzprofil in Kapitel 6.5.3 beschrieben wird.

Wie die konventionellen Wärmeerzeuger werden die Elektro-Warmwasserbereiter vom Wohngebäudebestand auf alle Sektoren inkl. GHD und Industrie nach Tabelle 6.4 hochskaliert. Daraus resultiert eine installierte thermische Leistung von Elektro-Warmwasserbereitern im Jahr 2012 von 88 GW.

Elektro-Warmwasserbereitern wird über alle Jahre ein thermischer Nutzungsgrad von 98 % zugewiesen [41, p. 14]. Sie besitzen keine direkten Emissions- und Brennstoffkosten. Diese fallen bei der Stromerzeugung in der jeweiligen Stromerzeugungsanlage an. Die sonstigen variablen Betriebskosten der Elektro-Wärmeerzeuger werden ebenso gleich null gesetzt.

6.4.4 Zuordnung zu bestehenden Wärmesystemgruppen

Die gesetzten Wärmeerzeuger sind nach sinnvollen Kriterien den bereits generierten Wärmesystemgruppen aus wärmenetzgebundenen und objektgebundenen Wärmeerzeugern zuzuordnen. Dabei gilt je nach gesetzter Erzeugungstechnologie ein angepasstes Prinzip.

6.4.4.1 Scheitholzöfen

Da in Objekten mit Elektro-Speicherheizungen und Elektro-Wärmepumpen Schornsteine häufig nicht vorhanden sind, werden Scheitholzöfen den entsprechenden

Wärmesystemgruppen nicht zugeordnet. Aus demselben Grund werden sie nicht den wärmenetzgebundenen Verbrauchern zugeordnet.

Gebiete, in denen Ölkessel in der Objektversorgung gehäuft vorkommen, sind meist ländliche Gebiete, in denen keine Gasnetzinfrastruktur vorhanden ist. In ländlichen Gebieten werden zudem deutlich häufiger Scheitholzöfen eingesetzt. Aus diesem Grund wird die Annahme getroffen, dass bei Ölheizungen das Vorkommen von zusätzlichen Scheitholzöfen pro installierter thermischer Leistungseinheit doppelt so hoch ist wie bei allen übrigen relevanten Hauptwärmeerzeugern.

6.4.4.2 Solarthermische Anlagen

Solarthermische Anlagen werden auf alle objektgebundenen Wärmesystemgruppen proportional nach der jeweiligen installierten Leistung aufgeteilt außer auf Wärmesystemgruppen mit Elektro-Speicherheizungen, da es sich dabei meist um relativ alte Anlagen handelt, bei denen keine solarthermischen Anlagen eingebunden sind.

6.4.4.3 Elektro-Warmwasserbereiter

Bei Wärmesystemgruppen mit Elektro-Wärmepumpen und Elektro-Speicherheizungen als Hauptwärmeerzeuger wird die Annahme getroffen, dass die Warmwassererzeugung ebenso elektrisch erfolgt. Aus diesem Grund werden umgerechnet alle Einheiten mit elektrischen Hauptwärmeerzeugern auch mit Elektro-Warmwasserbereitern ausgestattet. Somit werden 22,4 % der Elektro-Warmwasserbereiter auf die elektrischen Hauptwärmeerzeuger aufgeteilt. Die übrigen 77,6 % der Elektro-Warmwasserbereiter werden proportional nach installierter thermischer Leistung auf die übrigen Wärmesystemgruppen verteilt.

6.4.5 Bestandsentwicklung

Gesetzte Wärmeerzeuger werden nach der in Kapitel 6.4.4 beschriebenen Methode bestimmten Wärmesystemgruppen zugeordnet. Aus modelltechnischen Gründen richtet sich die Bestandsentwicklung der ergänzenden Wärmeerzeuger immer nach der Bestandsentwicklung der zugehörigen Wärmesystemgruppe. Eine davon unabhängige Bestandsentwicklung kann nicht gebildet werden, da neue Wärmeerzeuger stets in neuen Wärmesystemgruppen installiert werden und kein Zusammenhang mit bestehenden Wärmesystemgruppen generiert werden kann. Die Bestandsentwicklung der gesetzten Wärmeerzeuger variiert deshalb von Wärmesystemgruppe zu Wärmesystemgruppe.

Die gewichteten mittleren Bestandsentwicklungen der gesetzten Wärmeerzeuger sind in Bild 6.6 dargestellt.

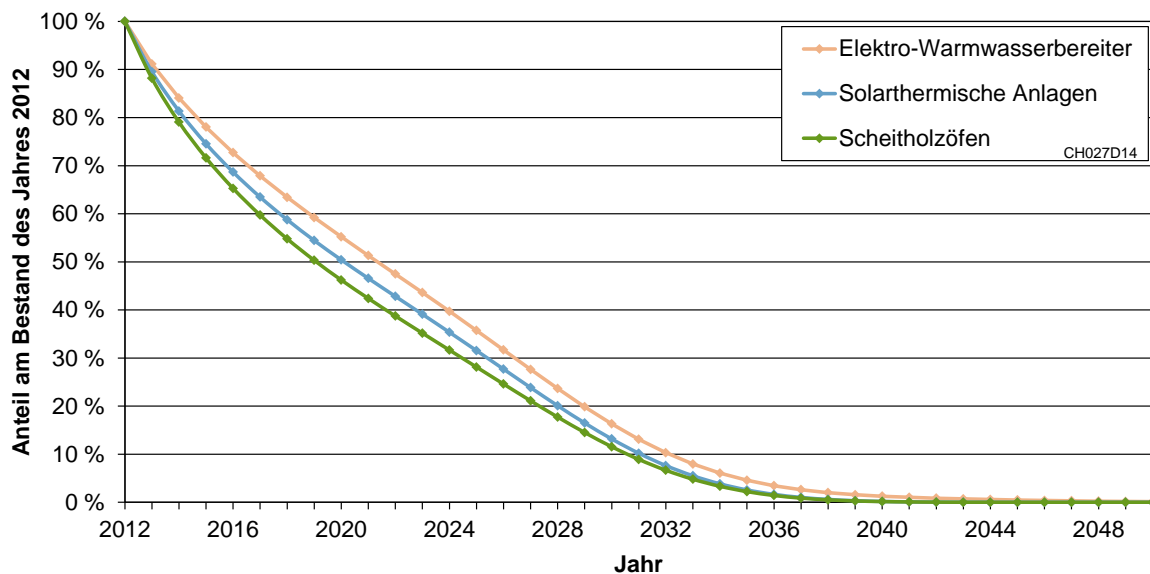


Bild 6.6: Mittlere Bestandsentwicklungen der gesetzten Wärmeerzeuger

6.5 Einsatzprofile gesetzter Wärmeerzeuger

Die Wärmeerzeugung durch gesetzte Wärmeerzeuger verhält sich nicht proportional zur gesamten Wärmelast, sondern ist als sogenannte gesetzte Erzeugung zu betrachten. Das heißt, die Wärmeerzeugung erfolgt nach einem vorgegebenen Profil. Dies kann unter Umständen auch zu einer Überdeckung der Wärmelast führen. Die im Folgenden beschriebenen Einsatzprofile gelten für bestehende und neu zu installierende gesetzte Wärmeerzeuger.

6.5.1 Wärmeerzeugung durch Scheitholzöfen

Da keine Quellen zum zeitlichen Verlauf der Beschickung von Scheitholzöfen existieren, ist eine begründete Annahme für das Einsatzprofil zu treffen. Dazu sind die relevanten Einflussfaktoren zu berücksichtigen.

Einerseits können handbeschickte Scheitholzöfen nur in Betrieb gesetzt werden, wenn eine Person in der Wohnung anwesend ist. Der Einsatz dieses Wärmeerzeugertyps ist zudem – so die Annahme – von nicht direkt messbaren Faktoren abhängig. Scheitholzöfen werden insbesondere in den Abendstunden und am Wochenende betrieben. Somit ist eine Korrelation mit dem TV-Konsum anzunehmen. Die zur Verfügung stehenden Daten zur TV-Nutzung [65] stellen daher einen Teil der Basis

für den zeitlichen Einsatz von handbeschickten Scheitholzöfen dar. Allerdings ist im Gegensatz zum TV-Konsum in den Stunden von 06:00 Uhr bis mittags durchaus ein relevanter Einsatz der Öfen in Form einer Grundlast zu erwarten. Aus der Kombination dieser Annahmen resultieren unnormierte Einsatzprofile.

Andererseits ist der Einsatz von Scheitholzöfen von der Außentemperatur abhängig. Als Maß für die täglich eingesetzte Scheitholzmenge wird die aus der Drei-Tages-Mitteltemperatur bestimmte Gradtagszahl nach VDI-Richtlinie 2067 verwendet. Die Drei-Tages-Mitteltemperatur wird eingesetzt, um die Speicherfähigkeit von Gebäudemassen zu berücksichtigen.

Für die Simulation ist als finaler Datensatz der stündliche Einsatz der Scheitholzöfen in Form des Verhältnisses von zeitaufgelöster abgegebener thermischer Leistung zur installierten thermischen Leistung erforderlich. Um diesen Datensatz zu generieren, wird zunächst das unnormierte stündliche Einsatzprofil mit dem jeweils zugehörigen Wert für die Gradtagszahl gewichtet. Der dem Jahr zugehörige Scheitholzverbrauch wird dem Integral über das immer noch unnormierte Profil gleichgesetzt. Somit kann der Scheitholzverbrauch über die Stunden des Jahres verteilt werden und durch anschließende Division durch die installierte thermische Leistung der Öfen der notwendige Datensatz generiert werden. Für Scheitholz wird ein Heizwert von 1,7 MWh je Festmeter angenommen. Die für die unterschiedlichen Tagtypen festgelegten normierten Einsatzprofile für Scheitholzöfen sind für eine Drei-Tages-Mitteltemperatur von 2 °C in Bild 6.7 dargestellt.

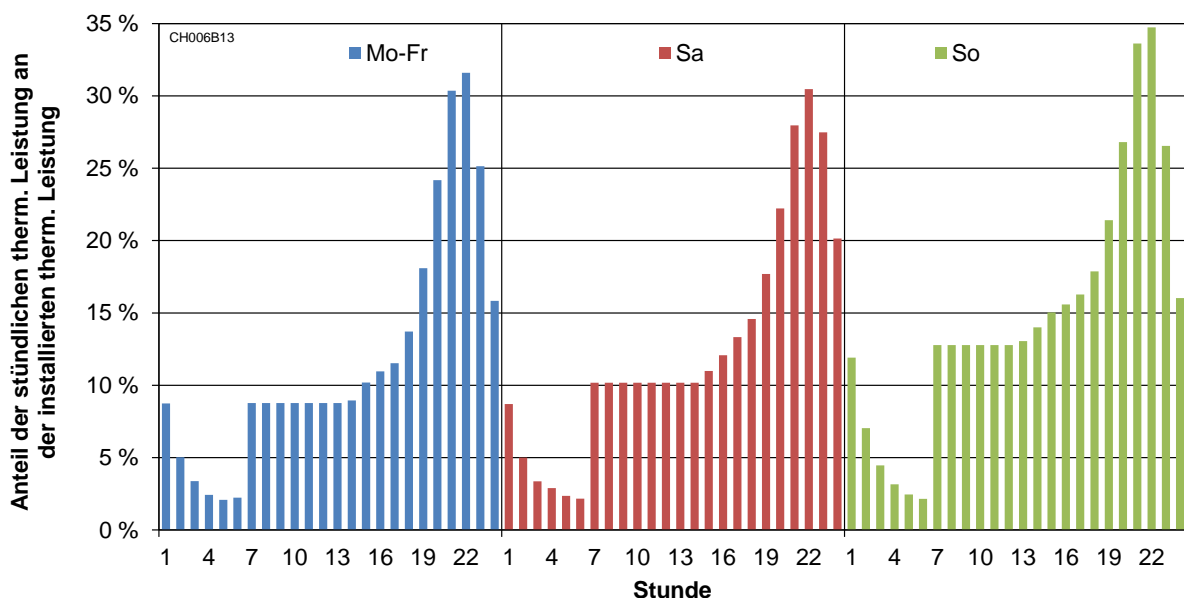


Bild 6.7: Auf die installierte thermische Leistung normiertes stündliches Einsatzprofil von Scheitholzöfen für Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag bei einer 3-Tages-Mitteltemperatur von 2 °C; eigene Annahmen und Berechnungen auf Basis von [36] [65] [66] [67] [68]

Wie bei der elektrischen Lastsynthese wird in konsistenter Weise auch hier ohne Zeitumstellung verfahren und das kalendarische Jahr 2005 und das Temperaturprofil aus dem Jahr 2012 (siehe Kapitel 7.1) verwendet.

6.5.2 Wärmeerzeugung durch solarthermische Anlagen

Um die notwendige Kohärenz zu gewährleisten, müssen die elektrische Erzeugung aus PV-Anlagen und die thermische Erzeugung aus solarthermischen Anlagen korrelieren. Deshalb wird vereinfachend angenommen, dass die Erzeugungscharakteristik solarthermischer Anlagen der von Photovoltaikanlagen entspricht. Dazu wird die normierte Einspeisecharakteristik über die installierte thermische Leistung der solarthermischen Anlagen entnormiert und mit einem Gleichzeitigkeitsgrad multipliziert. Auf diese Weise wird die Obergrenze der installierten Leistung zeitabhängig festgelegt. Eventuelle Erzeugungsgrenzen bedingt durch einen Überhitzungsschutz werden hierbei vernachlässigt.

Da es sich bei solarthermischen Anlagen nicht um frei verfügbare Anlagen handelt, tragen deren installierte thermische Leistungen nicht zur Deckung der vorgegebenen installierten thermischen Gesamtleistung bei.

6.5.3 Wärmeerzeugung durch Elektro-Warmwasserbereiter

Der Bestand an Wärmeerzeugern enthält eine nicht zu vernachlässigende Anzahl an elektrischen Warmwasserbereitern. Energetisch betrachtet machte die elektrische Erzeugung von Warmwasser über alle Sektoren nach den Daten der AGEB [10, pp. 16, 26] im Jahr 2011 ca. 2,0 % des gesamten Wärmeverbrauchs aus, wobei etwa drei Viertel davon auf die Haushalte entfallen. Die installierte Leistung der elektrischen Warmwasserbereiter liegt mit 88 GW (Kapitel 6.4.3) ungefähr im Bereich der maximalen elektrischen Verbraucherlast.

Die Warmwassererzeugung durch Durchlauferhitzer muss der Warmwassernachfragekurve, den sogenannten Zapfprofilen, folgen. Für Haushalte wurden Zapfprofile von MÜHLBACHER ET AL. [69, p. 8] entnommen. Dabei werden die Profile nach den Tagen Montag bis Freitag und Samstag bis Sonntag unterschieden. Diese sind in Bild 6.8 in Form des pro Stunde auftretenden Anteils an der Tageszapfmenge grafisch dargestellt. Da für die Sektoren GHD und Industrie keine Zapfprofile bekannt sind und der Sektor Haushalte die elektrische Warmwasserbereitung dominiert, wurden die Zapfprofile der Haushalte auf die anderen beiden Sektoren übertragen.

Um die notwendige Größe - den stündlich aufgelösten Leistungsanteil an der installierten Leistung des Wärmeerzeugertyps - zu erhalten, ist das auf die Jahreszapf-

menge normierte Zapfprofil mit der elektrischen Energiemenge zur Warmwasserbereitung eines Jahres zu multiplizieren und durch die installierte Leistung der elektrischen Durchlauferhitzer (Kapitel 6.4.1) zu dividieren. Für die Energiemenge zur elektrischen Warmwasserbereitung wurde der Wert aus [10, p. 16] verwendet. Auch bei diesen wochentagsabhängigen Profilen wurde die Zeitumstellung im März und im Oktober eliminiert und das kalendarische Jahr 2005 verwendet.

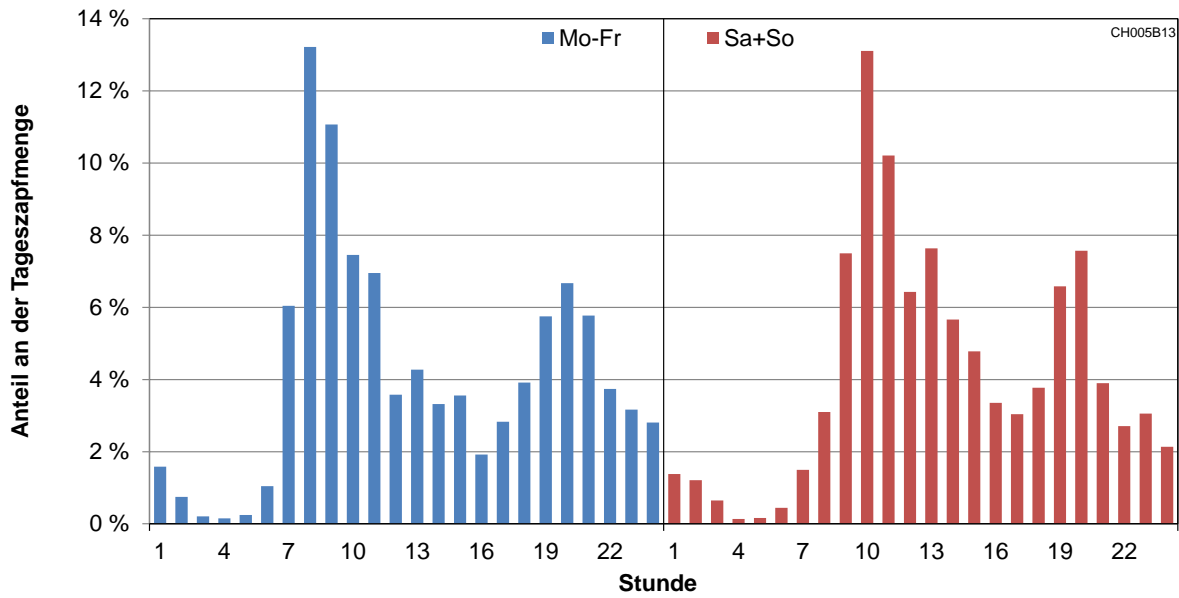


Bild 6.8: Stündliche Verteilung der Tageszapfmengen für Montag bis Freitag und für das Wochenende; eigene Berechnungen nach [69, p. 8]

6.6 Zusammenfassung des Bestands an Wärmeerzeugern

Tabelle 6.16 zeigt die in den vorangegangenen Kapiteln ermittelten installierten thermischen Leistungen in den objektgebundenen und den wärmenetzgebundenen Wärmesystemgruppen des Bestands im Jahr 2012. Die installierte thermische Leistung der frei disponiblen Wärmeerzeuger beträgt hierbei 613 GW, die der gesetzten Wärmeerzeuger 176 GW. Zusätzlich sind die installierten Leistungen grafisch in Bild 6.9 dargestellt – allerdings als Anteil an der gesamten, frei einsetzbaren installierten thermischen Leistung. Dies bedeutet, dass die Summe aller Anteile – mit Ausnahme der Elektro-Warmwasserbereiter, der Scheitholzöfen und der solarthermischen Anlagen – eins ergibt. Die dargestellten Anteile sind die in Gl. 4.1 aufgeführten Wärmeerzeugertypanteile bzw. Wärmesystemanteile. Aufgrund der großen Unterschiede bei den installierten Leistungen, insbesondere zwischen den Wärmesystemgruppen mit und ohne Wärmenetz, werden diese in Bild 6.9 mit unterschiedlicher Skalierung dargestellt.

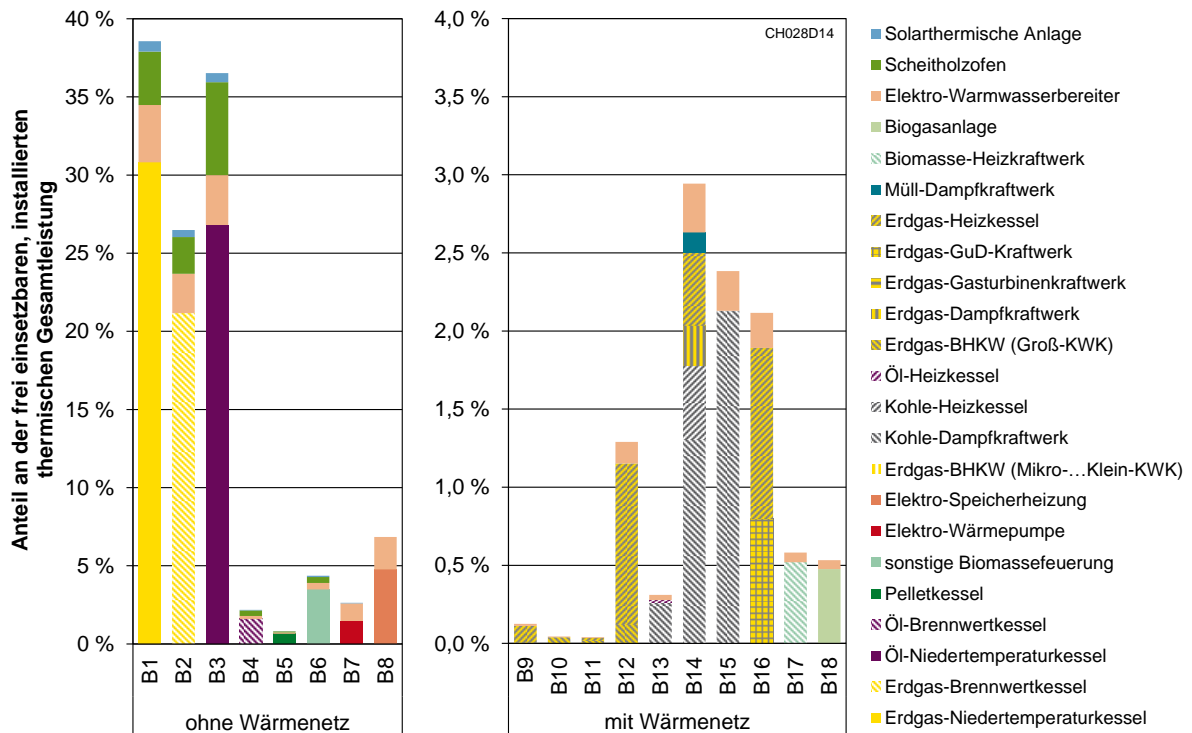


Bild 6.9: Anteile der installierten thermischen Leistungen aller Wärmeerzeuger an der frei einsetzbaren installierten thermischen Gesamtleistung nach Wärmesystemgruppen im Bestand des Jahres 2012

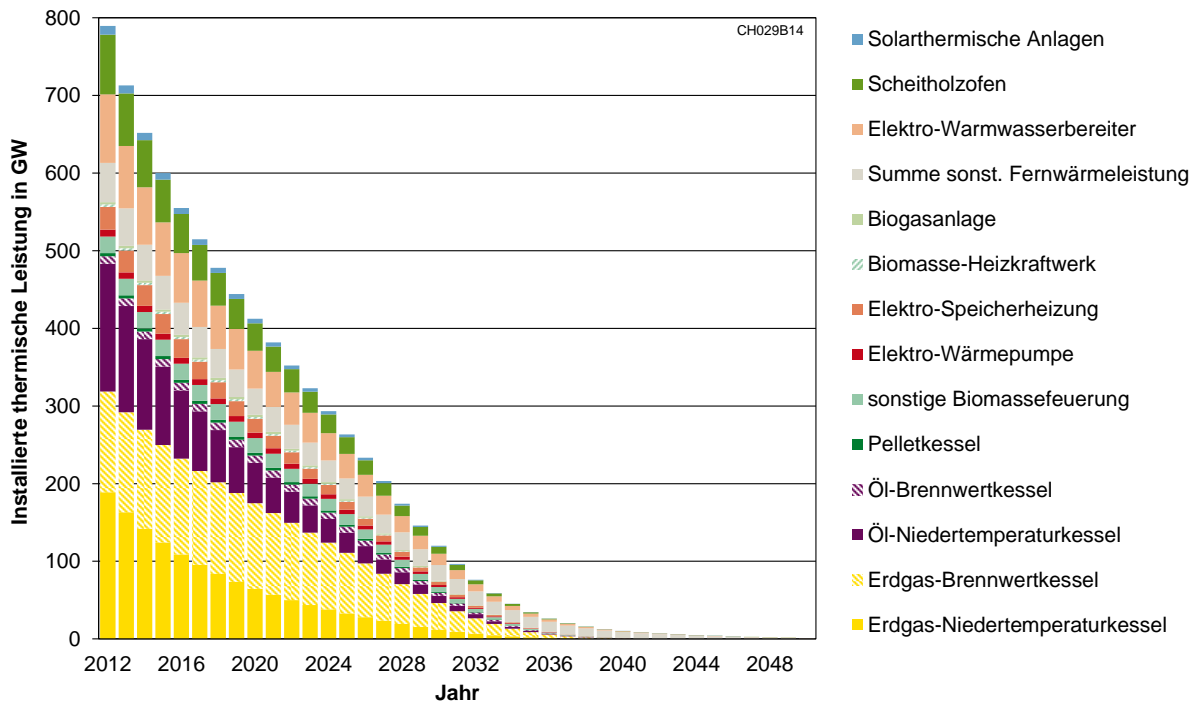


Bild 6.10: Entwicklung der installierten thermischen Leistungen aller Wärmeerzeuger des Bestands des Jahres 2012

Bild 6.10 zeigt die in den vorangegangenen Kapiteln erarbeitete Gesamtübersicht über die Entwicklung der installierten thermischen Leistung der Bestandswärmeerzeuger des Jahres 2012. Deutlich zu erkennen ist der länger gestreckte Anteil der Fernwärme, was an den typischerweise längeren Lebensdauern der zugehörigen Anlagen liegt.

Tabelle 6.17 gibt einen abschließenden Überblick, welchem Wärmeerzeuger-Grundtyp und welchem Wärmeversorgungstyp die Wärmeerzeugertypen zugeordnet werden und wie diese eingesetzt werden können.

Tabelle 6.17: Übersicht über die Zuordnung der Wärmeerzeugertypen zu Wärme-erzeugergrundtypen, zu Wärmeversorgungstypen und zum Einsatz

Wärmeerzeugertyp	Wärmeerzeuger-Grundtyp			Wärmeversorgungstyp		Einsatz	
	konv.	KWK	elektr.	Objekt	Wärme-netz	frei	gesetzt
Erdgas-Niedertemperaturkessel	x			x		x	
Erdgas-Brennwertkessel	x			x		x	
Öl-Niedertemperaturkessel	x			x		x	
Öl-Brennwertkessel	x			x		x	
Pelletkessel	x			x		x	
Hackschnitzelkessel	x			x		x	
Elektro-Wärmepumpe			x	x		x	
Elektro-Speicherheizung			x	x		x	
Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)		x		x		x	
Elektro-Warmwasserbereiter			x	x	(x)		x
Scheitholzofen	x			x			x
Solarthermische Anlage	x			x			x
Kohle-Dampfkraftwerk		x			x	x	
Kohle-Heizkessel	x				x	x	
Öl-Heizkessel	x				x	x	
Erdgas-BHKW (Groß-KWK)		x			x	x	
Erdgas-Dampfkraftwerk		x			x	x	
Erdgas-Gasturbinenkraftwerk		x			x	x	
Erdgas-GuD-Kraftwerk		x			x	x	
Erdgas-Heizkessel	x				x	x	
Müll-Dampfkraftwerk		x			x	x	
Biomasse-Heizkraftwerk		x			x	x	
Biogasanlage		x			x	x	
Elektro-Heizeinsatz			x	x	x	x	

(x) nur im Bestand

Bei den Bestandswärmeerzeugern werden – analog zu den Bestandskraftwerken – keine fixen jährlichen Betriebskosten ausgewiesen, da diese keinen Einfluss auf den Einsatz der bestehenden Wärmeerzeuger bzw. Kraftwerke haben.

6.7 Eingangsdaten für neue Wärmeerzeuger

Die Eingangsdaten für neue Wärmeerzeuger werden in den folgenden Abschnitten aufgeführt. Allgemein werden für Wärmeerzeuger im Rahmen dieser Arbeit keine geplanten und ungeplanten Ausfallzeiten wie bei Kraftwerken angenommen, da im Wärmesystem keine „Kupferplatte“ vorhanden ist. Das heißt, Anlagenausfälle von Wärmeerzeugern können nicht durch eine beliebige andere Anlage kompensiert werden. Alle zur Verfügung stehenden Technologien sind somit über den gesamten Betrachtungszeitraum technisch verfügbar.

Bei Wärmeerzeugungsanlagen werden keine expliziten typischen Anlagengrößen vorgegeben. Es existiert lediglich eine Zuordnung zu einer objektgebundenen oder einer wärmenetzgebundenen Versorgung (Tabelle 6.17). Elektro-Heizeinsätze können sowohl in Objekten als auch in Wärmenetzen eingesetzt werden.

Die jeweiligen Brennstoffkosten sind in Kapitel 7.2.1 aufgeführt. Sonstige variable Betriebskosten fallen für diese Anlagen nicht an.

6.7.1 Objektgebundene Wärmeerzeuger

Aufgrund der Modellgröße ist nur eine begrenzte Anzahl an Anlagentypen für den Zubau an Wärmeerzeugern möglich. Wegen der geringen Bestandszahlen und der niedrigen Neuinstallationszahlen für kohlebefeuerte Heizungsanlagen in Wohnungen [70, p. 26], wird auf den Zubau von kohlebeschickten Wärmeerzeugern in der Gebäudeheizung verzichtet. Als objektgebundene Wärmeerzeuger stehen die bereits bei den Bestandsanlagen genannten Typen und zusätzlich Elektro-Heizeinsätze und Erdgas-BHKWs (Mikro-, Mini-, Klein-KWK) zur Verfügung.

Die Eingangsgrößen für den thermischen Nutzungsgrad, die Stromkennzahl und die mittlere Lebensdauer sowie für Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten sind an mehrere wissenschaftliche Untersuchungen angelehnt.

Daraus ergeben sich die in Tabelle 6.18 aufgeführten technischen Daten und die in Tabelle 6.19 gezeigten ökonomischen Daten für die neuen objektgebundenen Wärmeerzeugertypen. Die aufgeführten Anlagentypen stehen über den gesamten Simulationszeitraum zur Verfügung.

Tabelle 6.18: Technische Daten frei disponibler objektgebundener neuer Wärmeerzeuger nach Installationsjahr; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [27, p. 62] [41, p. 14] [49, p. 162] [61, pp. 31-38] [71, p. 158]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Erdgas-Niedertemperaturkessel	90 %	91 %	91 %	92 %	92 %
	Erdgas-Brennwertkessel	94 %	95 %	95 %	96 %	96 %
	Öl-Niedertemperaturkessel	86 %	87 %	88 %	88 %	89 %
	Öl-Brennwertkessel	89 %	90 %	91 %	91 %	92 %
	Pelletkessel	82 %	83 %	84 %	84 %	85 %
	Hackschnitzelkessel	80 %	81 %	82 %	82 %	83 %
	Elektro-Wärmepumpe	317 %	335 %	357 %	378 %	400 %
	Elektro-Speicherheizung	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %
	Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)	64 %	64 %	65 %	65 %	65 %
	Elektro-Heizeinsatz	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %
Stromkennzahl	Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)	0,331	0,335	0,340	0,345	0,350

Die Bandbreite der Stromkennzahl und des thermischen Wirkungsgrades von KWK-Anlagen aller Art variiert sehr stark nach Technologie, Auslegung und Anwendungsfall. Aus diesem Grund sind die angegebenen Stromkennzahlen nur als Richtwert bzw. als Mittelwert zu verstehen.

Als Lebensdauer sind für Speicherheizungen 25 Jahre angegeben, allen übrigen Wärmeerzeugern wird eine Lebensdauer von 20 Jahren zugewiesen [14, p. 5] [49, p. 162].

Die Investitionskosten bei den Elektro-Speicherheizungen beziehen sich nur auf den Erzeugerteil, was bedeutet, dass es sich eigentlich um eine Elektro-Direktheizung handelt. Die Kombination mit einem keramischen Speicher (siehe Kapitel 6.8.3) ergibt eine Speicherheizung. Für den Fall, dass bei der Optimierung diese Art von Wärmeerzeuger installiert wird, lässt sich auf diese Weise untersuchen, mit welcher Speicherkapazität Speicherheizungen sinnvollerweise ausgestattet werden sollten.

Bei den Investitionskosten wurde bei ausgereiften Technologien eine Kostenreduktion über den Betrachtungszeitraum von 5 %, bei neueren Technologien eine Reduktion um 15 % angenommen. Der Investitionskostenrückgang beträgt bei kleinen Erdgas-BHKWs und Elektro-Wärmepumpen 45 % [61], bei solarthermischen Anlagen 40 % [61]. Die Kosten für Abriss- und Rückbau betragen je nach Anlagentyp zwischen 1,5 % und 5 % der Investitionskosten.

Tabelle 6.19: Investitionskosten, Abriss- und Rückbaukosten sowie jährliche Fixkosten für objektgebundene frei disponible neue Wärmeerzeuger; eigene Annahmen in Anlehnung an [27, p. 62] [49, p. 162] [61, pp. 31-38] [71, p. 158] [72] [73, p. 22 f.] [74]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in €/kW _{th}	Erdgas-Niedertemperaturkessel	499	494	488	481	475
	Erdgas-Brennwertkessel	695	674	648	621	595
	Öl-Niedertemperaturkessel	549	543	536	529	523
	Öl-Brennwertkessel	744	722	694	666	638
	Pelletkessel	1 191	1 155	1 110	1 065	1 020
	Hackschnitzelkessel	1 489	1 444	1 388	1 331	1 275
	Elektro-Wärmepumpe	1 564	1 420	1 240	1 060	880
	Elektro-Speicherheizung	160	160	160	160	160
	Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)	1 955	1 775	1 550	1 325	1 100
	Elektro-Heizeinsatz	69	67	65	62	60
Abriss- und Rückbaukosten in €/kW _{th}	Erdgas-Niedertemperaturkessel	9,98	9,88	9,75	9,63	9,50
	Erdgas-Brennwertkessel	13,90	13,48	12,95	12,43	11,90
	Öl-Niedertemperaturkessel	27,43	27,16	26,81	26,47	26,13
	Öl-Brennwertkessel	37,22	36,09	34,69	33,28	31,88
	Pelletkessel	23,82	23,10	22,20	21,30	20,40
	Hackschnitzelkessel	29,78	28,88	27,75	26,63	25,50
	Elektro-Wärmepumpe	78,20	71,00	62,00	53,00	44,00
	Elektro-Speicherheizung	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
	Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)	39,10	35,50	31,00	26,50	22,00
	Elektro-Heizeinsatz	1,39	1,35	1,30	1,24	1,19
jährliche Fixkosten in €/(kW _{th} ·a)	Erdgas-Niedertemperaturkessel	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	Erdgas-Brennwertkessel	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
	Öl-Niedertemperaturkessel	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
	Öl-Brennwertkessel	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
	Pelletkessel	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
	Hackschnitzelkessel	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
	Elektro-Wärmepumpe	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	Elektro-Speicherheizung	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)	117,30	106,50	93,00	79,50	66,00
	Elektro-Heizeinsatz	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Während einige dieser Erzeugungsanlagen hinsichtlich ihres Brennstoffs begrenzt sind, existiert für Wärmepumpen eine Beschränkung dadurch, dass sich die Installa-

tion von Wärmepumpen aus mehreren Gründen bei bestimmten Objekten nicht geeignet. Einschränkend wirkt sich die hohe Wärmebedarfsdichte bei dichter Bebauung aus, sodass die Wärmepumpen entsprechend groß ausgelegt werden müssen. Aufgrund des bei Luftwärmepumpen notwendigen Platzbedarfs an der Oberfläche oder auf Dachflächen bzw. des entsprechenden Flächenbedarfs für Wärmepumpen mit Flächenkollektoren ist dies bei dichter Bebauung technisch nur sehr eingeschränkt möglich. Lediglich Wärmepumpen mit Tiefensonden sind bei den entsprechenden geologischen Gegebenheiten auch bei dichter Bebauung geeignet. Aufgrund dieser Einschränkungen wird angenommen, dass Wärmepumpen nur bei Wohngebäuden mit bis zu vier Wohneinheiten Anwendung finden. Deshalb wird der Wärmesystemanteil der neuen Wärmesystemgruppe, in der die Installation von Wärmepumpen möglich ist, auf maximal 55 % des Anteils aller neuen Wärmesystemgruppen begrenzt.

6.7.2 Wärmenetzgebundene Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger an Wärmenetzen sind in den meisten Fällen KWK-Anlagen. Aber auch Kessel, die mit festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen befeuert werden, stehen für die Optimierung zur Verfügung, genauso wie ein Elektro-Heizeinsatz, der in Fernwärmenetzen eingesetzt werden kann. Anlagen zur Klärgasnutzung werden nicht explizit betrachtet. Die technischen Daten aller zur Verfügung stehenden Neuanlagen sind in Tabelle 6.20 aufgeführt, die ökonomischen Daten in Tabelle 6.21.

Die Daten der neuen Anlagen entsprechen in den meisten Fällen den Werten des Anlagenbestandes, der im letzten Jahr des Betrachtungszeitraums noch vorhanden ist, was eine gewisse Kontinuität in der technischen Entwicklung abbildet.

Die Lebensdauer bei kohle- und müllbefeuerten Anlagen liegt bei 40 Jahren, bei öl- und gasbefeuerten Anlagen bei 30 Jahren. Bei Anlagen in denen biogene Brennstoffe verfeuert werden und bei Elektro-Heizeinsätzen liegt die Lebensdauer bei 20 Jahren.

Die Abriss- und Rückbaukosten liegen je nach Anlagentyp zwischen 1,5 % und 2 % der Investitionskosten.

Das Potenzial wärmenetzgebundener Wärmeerzeuger wird unter anderem dadurch reduziert, dass der Ausbau von Wärmenetzen technischen Grenzen unterliegt. Dies wird in Kapitel 6.9.3 näher erläutert. Das Potenzial wird zudem durch die verwendeten Brennstoffe begrenzt. Hierbei sind insbesondere Hackschnitzel, Biogas und Müll zu nennen (siehe Kapitel 7.2.2).

Tabelle 6.20: Technische Daten zu neuen wärmenetzgebundenen Wärmeerzeugern; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [25, p. 7] [41, p. 14] [49, p. 162] [60, p. 26] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [75, p. 8] [76, p. 27f.] [77, pp. 152, 153]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Kohle-Dampfkraftwerk	48 %	48 %	49 %	49 %	49 %
	Kohle-Heizkessel	89 %	90 %	91 %	92 %	93 %
	Öl-Heizkessel	85 %	86 %	87 %	88 %	89 %
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	52 %	52 %	52 %	52 %	53 %
	Erdgas-Dampfkraftwerk	70 %	70 %	71 %	71 %	71 %
	Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	55 %	55 %	56 %	56 %	56 %
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	49 %	49 %	49 %	49 %	50 %
	Erdgas-Heizkessel	94 %	95 %	96 %	97 %	98 %
	Müll-Dampfkraftwerk	42 %	43 %	43 %	44 %	44 %
	Biomasse-Heizkraftwerk	60 %	60 %	61 %	61 %	61 %
	Biogasanlage	33 %	33 %	34 %	34 %	34 %
Elektro-Heizeinsatz	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %	
Stromkennzahl	Kohle-Dampfkraftwerk	0,701	0,705	0,710	0,715	0,720
	Kohle-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Öl-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	0,701	0,705	0,710	0,715	0,720
	Erdgas-Dampfkraftwerk	0,251	0,255	0,260	0,265	0,270
	Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	0,501	0,505	0,510	0,515	0,520
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	0,801	0,805	0,810	0,815	0,820
	Erdgas-Heizkessel	0	0	0	0	0
	Müll-Dampfkraftwerk	0,336	0,345	0,357	0,368	0,380
	Biomasse-Heizkraftwerk	0,418	0,422	0,427	0,432	0,437
	Biogasanlage	1,151	1,155	1,160	1,165	1,170
Elektro-Heizeinsatz	0	0	0	0	0	

Tabelle 6.21: Ökonomische Daten neuer wärmenetzgebundener Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [7, p. 35] [27, p. 62] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [74] [77, p. 154]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Investitions- kosten in €/kW _{th}	Kohle-Dampfkraftwerk	1 673	1 656	1 635	1 614	1 593
	Kohle-Heizkessel	24	24	23	23	23
	Öl-Heizkessel	40	40	39	39	38
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	695	674	648	621	595
	Erdgas-Dampfkraftwerk	499	494	488	481	475
	Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	599	593	585	578	570
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	836	828	817	807	796
	Erdgas-Heizkessel	40	40	39	39	38
	Müll-Dampfkraftwerk	1 546	1 531	1 511	1 492	1 473
	Biomasse-Heizkraftwerk	1 257	1 219	1 172	1 124	1 077
	Biogasanlage	3 970	3 850	3 700	3 550	3 400
	Elektro-Heizeinsatz	69	67	65	62	60
Abriss- und Rückbau- kosten in €/kW _{th}	Kohle-Dampfkraftwerk	25,09	24,84	24,53	24,21	23,90
	Kohle-Heizkessel	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34
	Öl-Heizkessel	0,60	0,59	0,59	0,58	0,57
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	10,42	10,11	9,71	9,32	8,93
	Erdgas-Dampfkraftwerk	7,48	7,41	7,31	7,22	7,13
	Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	8,98	8,89	8,78	8,66	8,55
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	12,54	12,41	12,26	12,10	11,94
	Erdgas-Heizkessel	0,60	0,59	0,59	0,58	0,57
	Müll-Dampfkraftwerk	23,19	22,96	22,67	22,38	22,09
	Biomasse-Heizkraftwerk	18,86	18,29	17,58	16,86	16,15
	Biogasanlage	59,55	57,75	55,50	53,25	51,00
	Elektro-Heizeinsatz	1,39	1,35	1,30	1,24	1,19
jährliche Fixkosten in €/(kW _{th} ·a)	Kohle-Dampfkraftwerk	133,82	132,48	130,81	129,13	127,45
	Kohle-Heizkessel	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
	Öl-Heizkessel	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	41,69	40,43	38,85	37,28	35,70
	Erdgas-Dampfkraftwerk	24,94	24,69	24,38	24,06	23,75
	Erdgas-Gasturbinenkraftwerk	29,93	29,63	29,25	28,88	28,50
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	55,17	54,62	53,93	53,23	52,54
	Erdgas-Heizkessel	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
	Müll-Dampfkraftwerk	123,69	122,45	120,90	119,35	117,80
	Biomasse-Heizkraftwerk	76,00	76,00	76,00	76,00	76,00
	Biogasanlage	258,05	250,25	240,50	230,75	221,00
	Elektro-Heizeinsatz	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

6.7.3 Gesetzte Wärmeerzeuger

In Tabelle 6.22 sind die thermischen Nutzungsgrade der neuen gesetzten Wärmeerzeuger aufgeführt. Nur bei Scheitholzöfen sind in den nächsten Jahren noch Effizienzverbesserungen, die evtl. auch durch gesetzliche Vorgaben erzwungen werden könnten, zu erwarten. Für alle übrigen gesetzten Wärmeerzeuger bleiben die technischen Kennzahlen über den Betrachtungszeitraum unverändert. Die Lebensdauern werden auf 20 Jahre festgelegt.

Tabelle 6.22: Technische Daten neuer gesetzter Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [41, p. 14] [49, p. 162]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
thermischer Nutzungsgrad	Elektro-Warmwasserbereiter	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %
	Scheitholzofen	72 %	73 %	74 %	74 %	75 %
	Solarthermische Anlage	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Die ökonomischen Eingangsdaten zu gesetzten Wärmeerzeugern sind Tabelle 6.23 zu entnehmen. Ein stärkerer Rückgang der Investitionskosten ist nur noch bei solarthermischen Anlagen zu erwarten [61, p. 37]. Die Kosten für Abriss- und Rückbau betragen je nach Anlagentyp zwischen 2 % und 5 % der Investitionskosten.

Tabelle 6.23: Ökonomische Daten gesetzter Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [49, p. 162] [61, p. 37] [74]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in €/kW _{th}	Elektro-Warmwasserbereiter	69	67	65	62	60
	Scheitholzfeuerung	400	400	400	400	400
	Solarthermische Anlage	833	765	680	595	510
Abriss- und Rückbaukosten in €/kW _{th}	Elektro-Warmwasserbereiter	1,39	1,35	1,30	1,24	1,19
	Scheitholzfeuerung	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
	Solarthermische Anlage	41,65	38,25	34,00	29,75	25,50
jährliche Fixkosten in €/(kW _{th} ·a)	Elektro-Warmwasserbereiter	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Scheitholzfeuerung	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
	Solarthermische Anlage	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

6.8 Wärmespeicher

In diesem Abschnitt werden die Eingangsdaten für bestehende und neu zu installierende Wärmespeicher dargestellt. Kapitel 6.8.1 zeigt die theoretisch zur Verfügung stehenden Speichertypen. Anschließend erfolgt die Bestimmung der Daten für den zu berücksichtigenden Speicherbestand (Kapitel 6.8.2). In Kapitel 6.8.3 folgt die Beschreibung der technischen und ökonomischen Daten für die Speicher, die im Rahmen der Optimierung neu installiert werden können.

6.8.1 Speichertypen

Wärmespeicher werden nach der Temperatur, der Dauer der Wärmespeicherung, dem physikalischen Prinzip und dem Speichermedium differenziert [78, p. 9]. Nach der Temperatur lassen sich Nieder-, Mittel- und Hochtemperaturspeicher unterscheiden, bezüglich der Dauer Kurz- und Langzeitspeicher. Als physikalische Prinzipien der Speicherung gelten fühlbare thermische, latente thermische und thermochemische Speicherung. Dominierend sind in der Praxis Niedertemperaturspeicher, die fühlbare Wärme über kurze Zeiträume in Wasser speichern. Dies trifft insbesondere auf alle Trinkwarmwasserspeicher in Haushalten zu. Für die im Rahmen dieser Untersuchungen relevanten Wärmespeicher sind thermochemische Speicher und Speicher, die latente thermische Energie speichern, aus technischen und finanziellen Gründen wenig geeignet. Sie finden in der Regel nur in Spezialfällen Anwendung, bei denen beispielsweise hohe Temperaturen oder große thermische Energiemengen auf annähernd konstantem Temperaturniveau benötigt werden [78, p. 9].

Für Wasser als Wärmespeichermedium sprechen die verhältnismäßig hohe Wärmespeicherkapazität, die einfache Transportfähigkeit, die hohe und kostengünstige Verfügbarkeit sowie die Tatsache, dass Wasser ungiftig ist [25] und für die meisten Heizzwecke ohnehin als Wärmeträgermedium verwendet wird. Zudem sind aus jetziger Sicht im Bereich der Fernwärmeversorgung für die Zukunft keine anderen Wärmespeichermedien als Wasser bzw. Wasserdampf erkennbar [25]. Für Wärmespeicher, die fühlbare thermische Energie in Wasser speichern, sprechen auch die technische Reife, die einfache praktische Anwendbarkeit und die bereits auch großtechnisch mehrfach erfolgreiche Umsetzung. Eine Wärmespeicherung mittels Heißwasser ist nur für Temperaturen unter 120 °C möglich, andernfalls ist ein anderes Wärmespeichermedium erforderlich. Da in der vorliegenden Arbeit jedoch nur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung berücksichtigt werden und das hierfür notwendige Temperaturniveau unter 120 °C liegt, ist die Betrachtung weiterer Speichertypen nicht vonnöten.

Für Heißwasserspeicher variieren die Nutzungsgrade sehr stark, da sie einerseits von der Dämmstärke, andererseits aber insbesondere vom Verhältnis von Oberfläche zu Volumen abhängen. Somit nehmen die spezifischen Verluste mit steigendem Volumen bei gleichbleibender Speicherform stark ab. Dies wird in den Eingangsdaten entsprechend berücksichtigt. Die notwendigen Kenngrößen für bestehende und neu zu installierende thermische Speicher entstammen einschlägiger Fachliteratur, wobei die Bandbreite dieser Daten häufig sehr groß ist, was besonders bei großen Heißwasserspeichern der Tatsache geschuldet ist, dass diese Speicher Einzelanfertigungen sind.

Neben Heißwasserspeichern werden nur noch keramische Speicher für elektrische Speicherheizungen berücksichtigt.

6.8.2 Speicherbestand

Beim Bestand an thermischen Speichern werden nur Speicher in der objektgebundenen Versorgung berücksichtigt. Großtechnische Wärmespeicher in Fernwärmenetzen, wie sie aktuell in geringer Stückzahl vorhanden sind [13, p. 13] [14, p. 34] [25, pp. 22, 24] und momentan auch vereinzelt installiert werden, werden vernachlässigt.

Im Bestand werden die Wärmespeicher anhand der installierten thermischen Leistungen der zugeordneten solarthermischen Anlagen und der Speicherheizungen bestimmt. Bei solarthermischen Anlagen wird eine thermische Speicherkapazität von 4,00 kWh pro Kilowatt thermischer Peakleistung der Kollektoren angenommen. Dies entspricht im Durchschnitt etwa einem Speichervolumen von 60 l pro Quadratmeter Kollektorfläche [79]. Der Zyklusnutzungsgrad für Heißwasserspeicher wird mit 95 % angesetzt. Der stündliche Ruhenutzungsgrad der bestehenden, meist verhältnismäßig klein dimensionierten Heißwasserspeicher beträgt 98,9 %, was einer Selbstentladung von ca. 23 % pro Tag, ausgehend von einem vollständig geladenen Speicher, entspricht.

Für Speicherheizungen wird eine Kapazität angenommen, die einer 8-stündigen Ladung mit der Nennladeleistung der Speicherheizung entspricht [80, p. 37]. Obwohl bauartbedingt die Entladeleistung von Speicherheizungen meist etwas kleiner ausfällt als die Ladeleistung, werden für den Bestand die beiden Leistungswerte gleichgesetzt. Damit lässt sich die Speicherheizung quasi als elektrische Direktheizung mit angeschlossenen Speicher abbilden. Die Lade- und Entladeleistungen von keramischen Bestandsspeichern entsprechen somit der in Tabelle 6.16 aufgeführten elektrischen Leistung von Speicherheizungen. Bei keramischen Speichern wird der Zyklusnutzungsgrad mit 100 % definiert [80, p. 51] [81, p. 23]. Der stündliche Ruhe-

nutzungsgrad liegt bei 99,353 %, was einer Selbstentladung von gut 14 % pro Tag entspricht, ausgehend von einem vollständig geladenen Speicher [80].

Variable Betriebskosten werden für bestehende Wärmespeicher nicht angesetzt. Es fallen nur indirekt Kosten über die Verluste der Wärmespeicherung an.

Zusammenfassend ist der Speicherbestand, wie er für das Jahr 2012 angenommen wird, in Tabelle 6.24 dargestellt. Die aufgeführten Wärmesystemgruppen entsprechen denen in Tabelle 6.16.

Tabelle 6.24: Kenngrößen für thermische Bestandsspeicher

Kenngröße	Wärmesystemgruppe								
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9...B18
Speichertyp	Heißwasser							keram.	-
Entladeleistung in MW	4 086	2 806	3 554	212	86	462	194	29 182	-
Ladeleistung in MW	4 086	2 806	3 554	212	86	462	194	29 182	-
Speicherkapazität in MWh	16 285	11 184	14 168	846	342	1 841	774	233 455	-
Zyklusnutzungsgrad	95,0 %	95,0 %	95,0 %	95,0 %	95,0 %	95,0 %	95,0 %	100,0 %	-
stündl. Ruhenutzungsgrad	98,9 %	98,9 %	98,9 %	98,9 %	98,9 %	98,9 %	98,9 %	99,4 %	-

Auch für die thermischen Speicher ist eine Bestandsentwicklung anzunehmen. Diese muss jedoch proportional zu den Bestandsentwicklungen der jeweils zugehörigen Wärmesystemgruppen verlaufen, da sonst die in der Realität vorkommende feste Zuordnung zwischen Erzeugungsanlagen und Speichern nicht mehr gewährleistet wäre und Fehler im Speichereinsatz auftreten würden. Eine flachere Bestandsentwicklung bei thermischen Speichern ergäbe beispielsweise einen relativen Zuwachs an Speicherkapazität pro Bestandswärmeerzeuger, was das Ergebnis deutlich verfälschen würde.

6.8.3 Neue thermische Speicher

Dem Modell werden vier unterschiedliche, neue thermische Speicher zur Verfügung gestellt, wobei jeder neuen Wärmesystemgruppe – d. h. jeder vorgegebenen Kombination aus Wärmeerzeugern – ein bestimmter Speicher oder kein Speicher zugewiesen werden muss. Bei drei Speichern handelt es sich um Heißwasserspeicher unterschiedlicher Größenklassen (S: small, M: medium, L: large). Der vierte Speichertyp ist ein keramischer Speicher (K) für Elektro-Speicherheizungen. Im Rahmen dieses Kapitels werden die Daten für die neuen Speicher festgelegt, die Zuordnung zu den Wärmesystemgruppen erfolgt in der Zusammenfassung der Neuinstallationsoptionen in Kapitel 6.10.

Um den unterschiedlichen Typen von Wärmesystemgruppen gerecht zu werden, müssen jeweils geeignete Wärmespeicher zugeordnet werden – je nach Wärmenetzgröße der Wärmesystemgruppen. So wird beispielsweise in der Objektversorgung (z. B. Einfamilienhaus mit Gasheizung und Solarkollektor) der Speicher der Größenklasse S zugeordnet, der aufgrund der kleinen Abmessungen durch höhere spezifische Kosten und größere spezifische Verluste gekennzeichnet ist. Große Struktureinheiten wie Fernwärmenetze können im Rahmen der Optimierung durch den Speicher der Größenklasse L ergänzt werden. Beim Ausbau von kleineren Fernwärmenetzen, wie sie beispielsweise in Verbindung mit Biogasanlagen vorkommen, kann das Modell den Heißwasserspeicher der Größenklasse M installieren.

6.8.3.1 Technische Daten

Für große Heißwasserspeicher wird ein stündlicher Ruhenutzungsgrad von 99,989 % angenommen. Dies bedeutet eine Selbstentladung um ca. 50 % in neun Monaten [82, p. 82]. Für kleine Heißwasserspeicher wird derselbe stündliche Ruhenutzungsgrad wie für die bestehenden Heißwasserspeicher in Höhe von 98,9 % angenommen. Der stündliche Ruhenutzungsgrad für mittlere Heißwasserspeicher muss folglich zwischen denen von kleinen und großen Heißwasserspeicher liegen und wird bei 99,9 % festgesetzt, was einer Selbstentladung von ca. 50 % pro Monat entspricht.

Die Zyklusnutzungsgrade werden in Anlehnung an [16, p. 26] zwischen 95 % für kleine Speicher und 97 % für große Speicher angesetzt. Für neue keramische Speicher in Speicherheizungen gelten dieselben technischen Daten wie für die bestehenden keramischen Speicher.

Die Lebensdauern für großtechnische Wärmespeicher sind in FISCH ET AL. [78, p. 111] mit 40 Jahren angegeben. Für kleine Heißwasserspeicher und keramische Speicher in Speicherheizungen wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen [81, p. 23] [83, p. 37].

6.8.3.2 Ökonomische Daten

Bei neuen thermischen Speichern ist neben den technischen Daten auch die Angabe der ökonomischen Daten notwendig. Die volumen- und kapazitätsspezifischen Investitionskosten für großtechnische Wärmespeicher können sehr stark variieren – abhängig vom jeweiligen Einsatzgebiet, der vorhandenen Infrastruktur, den Einbindungsmöglichkeiten und der technischen Ausführung. Außerdem tritt bei thermischen Heißwasserspeichern eine starke Kostendegression mit dem Volumen auf, da unter anderem der spezifische Materialverbrauch für die Dämmung aufgrund des sinkenden A/V-Verhältnisses zurückgeht. Diese Kostendegression wird im Modell dadurch

abgebildet, dass unterschiedlichen Wärmesystemgruppen jeweils die geeignete Speichergröße zugeordnet wird. Trotzdem ist in der Fachliteratur die Bandbreite der spezifischen Investitionskosten sehr groß [84, p. 3].

In den folgenden Quellen sind Angaben zu spezifischen Speicherkosten für mittelgroße Speicher zu finden: In KRASSOWSKI [85, p. 27] wird für Wärmespeicher in kleinen und mittelgroßen Netzen, z. B. bei einer installierten thermischen BHKW-Leistung von bis zu 4 MW, bei einer volumetrischen Speicherkapazität von $31,73 \text{ kWh/m}^3$ von kapazitätsspezifischen Investitionskosten von $17\,600 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ ausgegangen. In WÜNSCH ET AL. [16, p. 22] werden für Wärmespeichersysteme im Fernwärmenetz mittlere Kosten von $22\,222 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ bei 45 kWh/m^3 volumetrischer Speicherkapazität angenommen. LANGNIB ET AL. [86, pp. 23, 52] gibt bei einer volumetrischen Speicherkapazität von $23,3 \text{ kWh/m}^3$ und einer angenommenen Temperaturspreizung von 20 K Investitionskosten von umgerechnet $40\,043 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ an. Dies trifft für die im Rahmen des Marktanzreizprogramms im Jahr 2010 geförderten Speicher zu, die ein mittleres Speichervolumen von 51 m^3 aufweisen, was einer mittleren Kapazität von $1,19 \text{ MWh}_{\text{th}}$ pro Speicher entspricht. Diese Speichergröße ist ebenso den mittelgroßen Heißwasserspeichern zuzuordnen. Für mittelgroße Heißwasserspeicher werden als Standardwert $20.000 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ angenommen.

Laut FISCH ET AL. [78, p. 111] ist bei Wärmespeichern mit einem Volumen von mehr als $10\,000 \text{ m}^3$, d. h. bei großen Heißwasserspeichern, mit Kosten von 75 bis 100 €/m^3 zu rechnen. Dies entspricht bei einer Temperaturspreizung von 40 K, welche laut BEER [87, p. 4] für großtechnische thermische Speicher anzunehmen ist, umgerechnet $1\,613$ bis $2\,151 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Als Eingangsgröße werden deshalb für große Heißwasserspeicher $2\,000 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ angenommen.

Für kleine Heißwasserspeicher wurde die Bandbreite der Werte für die Investitionskosten in FREI ET AL. [83] näher untersucht und ein Wert in Höhe von $200\,000 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ festgesetzt.

In der vorliegenden Arbeit werden ausschließlich drucklose Heißwasserspeicher eingesetzt. Diese weisen, wie in den obigen Werten erkennbar ist, eine hohe Kostendegression mit dem Volumen auf. Druckspeicher dagegen zeigen eine deutlich geringere Kostendegression mit dem Volumen [88, p. 26].

Als Investitionskosten für die Lade-/Entladeeinheit der Heißwasserspeicher werden unabhängig von der Größenklasse jeweils $1\,500 \text{ €/MW}_{\text{th}}$ angesetzt [89, p. 12] [90, p. 58].

Zur Bestimmung der kapazitätsspezifischen Kosten keramischer Speicher wurden aus JAHN ET AL. [81, p. 24] Angaben zu Investitionskosten von Speicherheizungen für verschiedene Gebäudetypen verwendet. Über eine entsprechende Auslegung der thermischen Leistung nach Gebäudetyp nach (Tabelle 6.2) und der üblichen Spei-

cherdauer dieser Anlagen resultieren spezifische Investitionskosten für die Gesamtanlage, d. h. für die Lade-/Entladeeinheit und den keramischen Speicher. Da die Lade- und Entladeeinheit einer elektrischen Direktheizung gleichzusetzen ist, werden hierfür die spezifischen Investitionskosten für eine Elektro-Speicherheizung in Höhe von $160 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ aus Tabelle 6.19 verwendet und mit der installierten thermischen Leistung des jeweiligen Gebäudetyps multipliziert. Um die reinen kapazitätsspezifischen Kosten zu bestimmen, sind von den Kosten für die Gesamtanlage die Kosten für die Lade- und Entladeeinheit zu subtrahieren und das Ergebnis durch die installierte Speicherkapazität zu dividieren. Daraus ergeben sich spezifische Kosten für die Kapazität keramischer Speicher von ca. $28\,500 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Da die Investitionskosten für die Lade-/Entladeeinheit von Speicherheizungen innerhalb der jeweiligen Wärmesystemgruppe bereits bei den elektrischen Wärmeerzeugern berücksichtigt werden, sind diese Kosten bei den keramischen Speichern gleich null zu setzen.

Fördermöglichkeiten für Wärmespeicher, wie sie beispielsweise in AGRICOLA ET AL. [25, p. 17] aufgelistet sind, werden bei diesem volkswirtschaftlichen Ansatz prinzipiell nicht berücksichtigt. Außerdem wird, wie bei elektrischen Speichern, auf die Gewährung eines Systemdienstleistungsbonus (Kapitel 4.3.3.8) verzichtet.

Nach [78, p. 111] werden für Langzeitspeicher für die Instandhaltung $1,0 \%$ und für die betriebsgebundenen Kosten $0,25 \%$ der Investitionskosten pro Jahr angenommen. Diese Werte lassen sich auch auf die im Rahmen dieser Simulationen verwendeten mittelgroßen und großen Speicher übertragen. Nach [83, p. 37] werden für kleine Warmwasserspeicher die Instandhaltung auf $1,0 \%$ der Investitionskosten und die Lebensdauer auf 25 Jahre festgesetzt. Auch für kleine Speicher werden betriebsgebundene Kosten von $0,25 \%$ angenommen. Diese Anteile beziehen sich jeweils auf die Investitionskosten für die Speicherkapazität.

Die jährlichen kapazitätsbezogenen Instandhaltungskosten für Speicherheizungen betragen $2,5 \%$ der Investitionskosten [81, p. 23].

Die Abriss- und Rückbaukosten werden mit 2% der Investitionskosten festgesetzt. Die Entsorgungskosten für Speicherheizungen liegen darüber und werden mit knapp 5% der Investitionskosten angesetzt [81, p. 26].

Bei allen Speichern wird angenommen, dass keine variablen Betriebskosten anfallen, d. h. der Betrieb eventuell zusätzlicher Speicherladepumpen vernachlässigt wird. Indirekt fallen jedoch durch den Speicherbetrieb variable Betriebskosten durch die Speicherverluste an.

6.8.3.3 Zubauabhängigkeiten

Die Zubauabhängigkeiten bei Speichern definieren die Abhängigkeiten der Dimensionierung von Speicherladeleistung, Speicherentladeleistung und Speicherkapazität untereinander (siehe Kapitel 4.3.3.3, Gl. 4.18 bis Gl. 4.20). Bei den oben genannten Arten thermischer Speicher wird nur eine Abhängigkeit zwischen Ladeleistung und Kapazität und zwischen Entladeleistung und Kapazität bei keramischen Speichern festgelegt. Dabei wird das Verhältnis zwischen Ladeleistung und Kapazität so angesetzt, dass der Speicher in 6 bis 18 Stunden mit der durch die Optimierung bestimmten Ladeleistung geladen werden kann. Damit wird die Abhängigkeit zwischen Ladeleistung und Kapazität gegenüber der in der Realität vorhandenen Speicherheizungen etwas erweitert [80, pp. 35, 37] [91, p. 2]. Analog wird die Abhängigkeit zwischen Entladeleistung und Kapazität so definiert, dass auch eine vollständige Entladung der Speicherheizung in einem Zeitbereich zwischen 6 und 18 Stunden möglich ist. Für Heißwasserspeicher werden keine Zubauabhängigkeiten festgelegt, d. h. die Lade- und die Entladeleistungen können unabhängig voneinander und unabhängig von der Kapazität des Speichers dimensioniert werden.

6.8.3.4 Technische Potenziale

Die technischen Potenziale der hier betrachteten Wärmespeicher können unter der Annahme eines nicht deutlich steigenden Wärmeverbrauchs theoretisch als unbegrenzt angenommen werden.

Aufgrund der relativ niedrigen stündlichen Ruhenutzungsgrade kleiner Heißwasserspeicher und keramischer Speicher eignen sich diese nur als kurzfristige Speicher, weshalb hier keine sehr großen Speicherkapazitäten zu erwarten sind.

6.8.3.5 Übersicht über Kennwerte installierbarer thermischer Speicher

Eine Übersicht über alle in den vorherigen Kapiteln erwähnten und im Rahmen der Simulationen verwendeten Kenngrößen für neue Wärmespeicher zeigt Tabelle 6.25.

Tabelle 6.25: Übersicht über installierbare thermische Speichertypen und deren Kennwerte; eigene Annahmen und Berechnungen nach [16] [78] [80] [81] [82] [83] [85] [86] [87] [89] [90] [91]

Kenngröße	Speichertyp			
	S	M	L	K
Beschreibung	kleiner Heißwasser-speicher	mittlerer Heißwasser-speicher	großer Heißwasser-speicher	keramischer Speicher
Zyklusnutzungsgrad	95,000 %	96,000 %	97,000 %	100,000 %
stündlicher Ruhenutzungsgrad	98,900 %	99,900 %	99,989 %	99,353 %
Inv.-Kosten Entladeleistung in €/MW _{th}	1 500	1 500	1 500	0
Inv.-Kosten Ladeleistung in €/MW _{th}	1 500	1 500	1 500	0
Inv.-Kosten Speicherkapazität in €/MWh _{th}	200 000	20 000	2 000	28 500
Kosten Abriss/Rückbau in €/MWh _{th}	4 000	400	40	1 362
jährliche Fixkosten in €/(MWh _{th} ·a)	2 500	250	25	713
$\alpha_{11,thSp}$	-	-	-	-
$\alpha_{12,thSp}$	-	-	-	-
$\alpha_{21,thSp}$	-	-	-	6
$\alpha_{22,thSp}$	-	-	-	18
$\alpha_{31,thSp}$	-	-	-	6
$\alpha_{32,thSp}$	-	-	-	18

6.9 Wärmenetze

Jeder Wärmesystemgruppe wird ein bestimmter Wärmeversorgungstyp zugeordnet. Unterschieden wird im vorliegenden Fall nur zwischen Objektversorgung und Wärmenetzversorgung. Die Wärmeversorgungstypen sind definiert über Verluste, variable und fixe Kosten. Bei der Objektversorgung sind diese Werte null. Für die Wärmenetzversorgung werden die Kenndaten in diesem Abschnitt definiert. Dies ist notwendig, da innerhalb des Modells neben den Wärmeerzeugern auch Wärmenetze ausgebaut werden können. Die Zuordnung zu Wärmenetzen ist für bestehende Wärmesystemgruppen in Tabelle 6.16 und für neue Wärmenetze in Tabelle 6.26 dargestellt.

6.9.1 Technische Daten

Als technische Daten sind bei Wärmenetzen zwei Größen von Bedeutung: die Netzverluste und die Lebensdauer. Laut AGFW [92, p. 16] betragen die Verluste der Wärmenetze der AGFW-Mitglieder 12 % im Jahr 2010. In KAIL ET AL. [93, p. 7] werden die Netzverluste pauschal mit 10 % für die Verteilung der Heizwärme und 1 %

für die Pumpleistung angesetzt. Die BMU-Leitstudie 2010 setzt als thermischen Wirkungsgrad von Nah- bzw. Fernwärmenetzen 85 % und damit Verluste in Höhe von 15 % an [61, p. 37]. Da die Pumpleistung im Rahmen dieser Modellierung vernachlässigt wird, werden 15 % Verluste für die Wärmeverteilung in Wärmenetzen angesetzt. Diese Verluste treten bei den in Tabelle 6.16 bzw. Tabelle 6.26 entsprechend beschrifteten Wärmesystemgruppen auf. Als Lebensdauer von Wärmenetzen werden 50 Jahre angenommen [49, p. 162].

6.9.2 Investitions- und Betriebskosten

Bei der wärmenetzgebundenen Versorgung fallen neben den Kosten für die Wärmeerzeuger auch Investitions- und Betriebskosten bei den Wärmenetzen an. Der Kostenaufwand für den Betrieb der Wärmenetze wird wie im BMU Leitszenario 2010 [61, p. 37] gleich null gesetzt. Indirekt fallen jedoch Kosten über die zusätzlichen Verluste durch die Wärmeverteilung an. Das Modell bietet jedoch theoretisch die Möglichkeit, variable Kosten in die Modellierung mit einfließen zu lassen, indem diese auf die Betriebskosten der zugehörigen Wärmeerzeuger übertragen werden.

Für die Abschätzung der spezifischen Investitionskosten sind die folgenden Gesichtspunkte zu berücksichtigen:

Bei einem Ausbau von Wärmenetzen ist üblicherweise davon auszugehen, dass die spezifischen Netz- und Anschlusskosten mit dem Ausbau zunehmen. In der Regel werden nämlich aus ökonomischen Gründen primär dichter besiedelte Gebiete bzw. Gebiete mit einer hohen Wärmedichte erschlossen. In weniger dicht besiedelten Gebieten sind die Leitungslängen bezogen auf die Anschlussleistung und damit die anteiligen Kosten pro Übergabestation höher. Höhere spezifische Anschlusskosten ergeben sich auch für Gebiete mit niedriger Wärmedichte.

Allerdings wirken der Trend der zunehmenden Verstädterung in Deutschland [94] und die damit verbundene steigende Bevölkerungsdichte in städtischen Gebieten dem entgegen. Dadurch ist teilweise ein Anstieg der Wärmedichten zu erwarten.

Andererseits ist auch mit einem anhaltenden Rückgang der Anschlusswerte durch einen sinkenden Verbrauch aufgrund vermehrter Wärmeschutzmaßnahmen zu rechnen. Dadurch nehmen die spezifischen Kosten der Wärmeverteilung wiederum zu.

Da es sich jedoch um ein lineares Modell handelt, ist es nicht möglich, einerseits den Wärmenetz- oder -rückbau zu optimieren und gleichzeitig die spezifischen Kosten in Abhängigkeit vom Grad des Wärmenetzausbaus zu setzen. Dafür wäre beispielsweise ein gemischt-ganzzahliges lineares Modell notwendig. Aus diesem Grund ist zu bedenken, dass die drei oben aufgeführten Gesichtspunkte nicht berücksichtigt

werden können und ein Ansatz zu wählen ist, bei dem die Investitionskosten bezogen auf die Wärmeleistung unabhängig vom Netzausbaugrad sind.

Die Investitionskosten bezogen auf die installierte Leistung werden nach [61, p. 37] auf $515 \text{ €/kW}_{\text{th}}$ festgesetzt und sind über den Betrachtungszeitraum konstant. Die Kosten für den Rückbau von Fernwärmenetzen werden mit 5 % der Investitionskosten angesetzt. Auf eine Unterscheidung nach weiteren Wärmenetztypen mit unterschiedlichen spezifischen Kosten wird unter anderem aus Gründen der Modellgröße verzichtet.

Für bestehende Wärmenetze wird die Annahme getroffen, dass der Weiterbetrieb keine Kosten verursacht und keine Erneuerungsmaßnahmen notwendig sind. Dies bedeutet konkret, dass für die Beibehaltung des Anteils an wärmenetzgebundener Versorgung des Jahres 2012 nur Investitionskosten für neue Erzeugungsanlagen anfallen, nicht aber für Wärmenetze. Lediglich der Ausbau der wärmenetzgebundenen Versorgung führt zu zusätzlichen Investitionskosten für neue Wärmenetze.

6.9.3 Grenzen des Wärmenetzausbaus

Ein Wärmenetzausbau ist nur innerhalb gewisser Grenzen sinnvoll. Dies richtet sich hauptsächlich nach der Dichte der Wohnbebauung bzw. nach der Wärmebedarfsdichte. Bei Versorgung von Gebieten mit niedrigen Werten für diese Dichten, z. B. bei weit auseinander liegenden Einfamilienhäusern, steigen nicht nur die Investitionskosten sondern auch die thermischen Verluste pro installierter Leistungseinheit stark an. Damit sind die angesetzten Werte für Investitionskosten und Verluste nicht mehr einzuhalten. Aus diesem Grund wird der wärmenetzversorgte Anteil auf 60 % beschränkt. Dies entspricht nach Daten des Statistischen Bundesamtes [95] der Versorgung aller Gebiete mit einer durchschnittlichen Bevölkerungsdichte von mehr als 230 Einwohnern pro Quadratkilometer.

6.9.4 Sonstige Netze zur Sicherstellung der Wärmeversorgung

Zur Sicherstellung der Wärmeversorgung, sei es objekt- oder wärmenetzgebunden, ist in jedem Fall eine Stromversorgung zur Bereitstellung der Hilfsenergie für Wärmeerzeuger und für den Betrieb bei Fernwärmeversorgung nötig. Lediglich bei einer reinen handbeschickten Feuerung, z. B. mit Kohle oder fester Biomasse, ist eine elektrische Versorgung nicht notwendig. Aufgrund der ohnehin vorhandenen elektrischen Netzanbindung jedes Gebäudes werden keine zusätzlichen Kosten für Stromnetze erhoben. Die notwendigen geringen Zusatzinvestitionen, die bei elektrischen Heizungen notwendig sind, werden vernachlässigt.

Anders verhält es sich bei der Versorgung mit Erdgas. Nicht alle Gebäude sind am Erdgasnetz angeschlossen. Allerdings sind die Investitionskosten zur Leitungsverlegung von Gasleitungen ungleich geringer als bei Wärmenetzen und die Versorgungsinfrastruktur mit Erdgasleitungen ist bereits stark ausgebaut. Somit werden keine zusätzlichen Investitionskosten bei einem Ausbau der Versorgung mit Erdgas fällig.

6.10 Zusammenfassung der Neuinstallationsoptionen

Der Optimierung stehen im konkreten Fall 24 Wärmeerzeugertypen für die Neuinstallation zur Verfügung. Theoretisch könnte die Optimierung alle Kombinationsmöglichkeiten von Wärmeerzeugertypen nutzen, um die optimale Erzeugungsstruktur zu generieren. Die optimale Erzeugungsstruktur könnte somit aus einer Zusammenstellung von einzelnen und mehreren beliebigen Anlagentypen in den Wärmesystemgruppen bestehen. Theoretisch ergibt sich die folgende Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten, bestehend aus einer Summe von Binomialkoeffizienten [96, pp. 13, 767]:

$$n_{Komb} = \binom{24}{1} + \binom{24}{2} + \binom{24}{3} + \dots + \binom{24}{24} = \sum_{k=1}^{24} \binom{24}{k} = 16\,777\,215 \quad \text{Gl. 6.2}$$

Zwei Gründe sprechen dagegen, der Optimierung diese Vielzahl an Möglichkeiten zu lassen: Einerseits ist ein Gleichungssystem dieser Größenordnung mit der angegebenen Zahl an Kombinationsmöglichkeiten für Wärmeerzeuger in überschaubarer Zeit nicht lösbar. Andererseits ist es in der Praxis nicht umsetzbar, dass eine Vielzahl an Erzeugungsanlagen nach einer Merit Order einzelne Versorgungsobjekte mit Wärme versorgt. Aus diesem Grund folgt an dieser Stelle ein heuristischer Schritt, bei dem offensichtlich sinnvolle Kombinationsmöglichkeiten verschiedener Anlagen vorgegeben werden. Diese Kombinationsmöglichkeiten sind in Tabelle 6.26 aufgeführt. Der Optimierung obliegt die Aufgabe, für die einzelnen Anlagen der vorgegebenen Kombinationsmöglichkeiten die jeweils optimale installierte thermische Leistung, die auch null betragen kann, zu bestimmen und den Einsatz der Anlagen zu optimieren.

Die Kombinationsmöglichkeiten bilden die neuen Wärmesystemgruppen N1 bis N12. Die Wärmesystemgruppen N1 bis N9 bilden die Wärmeversorgung von Einzelobjekten ohne Wärmenetz ab (Wärmeversorgungstyp 1). Die Wärmesystemgruppen N10 bis N12 stellen die Möglichkeiten der wärmenetzgebundenen Versorgung dar (Wärmeversorgungstyp 2). Die Anlagenkonfigurationen aus dem Bestand werden nicht in den Neubau übernommen. Auch können in bestehende Wärmesystemgruppen keine neuen Anlagen installiert werden.

Tabelle 6.26: Konfigurationsmöglichkeiten für neue Wärmesystemgruppen mit Zuordnung von Wärmeversorgungstyp und Speichertyp

Wärmeerzeugertyp	Wärmesystemgruppen ohne Wärmenetz									Wärmesystemgruppen mit Wärmenetz			
	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12	
Erdgas-Niedertemperaturkessel	x								x				
Erdgas-Brennwertkessel		x											
Öl-Niedertemperaturkessel			x										
Öl-Brennwertkessel				x									
Pelletkessel					x								
Hackschnitzelkessel						x							
Elektro-Wärmepumpe							x						
Elektro-Speicherheizung								x					
Erdgas-BHKW (Mikro-...Klein-KWK)									x				
Elektro-Warmwasserbereiter	x	x	x	x	x	x	x	x	x				
Scheitholzofen	x	x	x	x	x	x	x	x	x				
Solarthermische Anlage	x	x	x	x	x	x	x		x				
Kohle-Dampfkraftwerk										x			
Kohle-Heizkessel													
Öl-Heizkessel													
Erdgas-BHKW (Groß-KWK)										x			
Erdgas-Dampfkraftwerk													
Erdgas-Gasturbinenkraftwerk										x			
Erdgas-GuD-Kraftwerk										x			
Erdgas-Heizkessel										x	x		
Müll-Dampfkraftwerk										x			
Biomasse-Heizkraftwerk											x		
Biogasanlage												x	
Elektro-Heizeinsatz	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Speichertyp	S	S	S	S	S	S	S	S	K	S	L	M	M

Die Wärmesystemgruppen N1 bis N8 wurden so gewählt, dass jeweils einem frei einsetzbaren Wärmeerzeuger die gesetzten Wärmeerzeuger Elektro-Warmwasserbereiter, Scheitholzofen und solarthermische Anlage zugeordnet wurden – mit der Ausnahme, dass bei Anlagen mit Elektro-Speicherheizung keine solarthermischen Anlagen installiert werden. Mit der Elektro-Wärmepumpe und der Elektro-Speicherheizung stehen auch zwei frei disponible elektrische Wärmeerzeuger zur Verfügung. Zusätzlich wird jeder dieser Wärmesystemgruppen

ein Elektro-Heizeinsatz zugeordnet, der ebenso als frei disponibler Wärmeerzeuger gilt.

Wärmesystemgruppe N9 ist die einzige Wärmesystemgruppe der Objektversorgung, bei der mit einem Erdgas-BHKW die Option der Installation einer KWK-Anlage besteht. Auch dieser Wärmesystemgruppe werden ein Elektro-Heizeinsatz und die gesetzten Erzeuger Elektro-Warmwasserbereiter, Scheitholzofen und solarthermische Anlage zugeordnet. Zusätzlich kann in N9 ein Erdgas-Niedertemperaturkessel installiert werden.

Bei Wärmesystemgruppen mit Wärmenetz wird bei den verwendeten Konfigurationen auf die Anwendung von Kohle- und Öl-Heizkessel verzichtet. Ebenso werden keine Erdgas-Dampfkraftwerke eingesetzt, weil diese Erzeugungstechnologie, die im Bestand noch vereinzelt vorkommt, durch modernere Technologien abgelöst wurde.

In Wärmesystemgruppe N10 können mehrere KWK-Anlagen und reine Wärmeerzeuger kombiniert eingesetzt werden. Zusätzlich wird dieser Wärmesystemgruppe ein Elektro-Heizeinsatz zugeordnet. Bei netzgebundener Versorgung wird also explizit ein Einsatz nach Merit Order der Erzeugungsanlagen ermöglicht. Dies ist in der Realität umsetzbar, da meist eine Vielzahl an Verbrauchern an Wärmenetzen angeschlossen ist und somit auch die Installation mehrerer Wärmeerzeuger sinnvoll sein kann.

Wärmesystemgruppe N11 stellt die Möglichkeit des Einsatzes eines hackschnitzelbefeuerten Heizkraftwerks in Kombination mit einem Erdgas-Heizkessel und einem Elektro-Heizeinsatz dar.

In N12 können eine Biogasanlage und ein Elektro-Heizeinsatz kombiniert werden.

Bei den Wärmesystemgruppen N10 bis N12 fallen die in Kapitel 6.9.1 beschriebenen, versorgungsbedingten thermischen Verluste an.

Den Wärmesystemgruppen N1 bis N7 und N9 werden kleine Heißwasserspeicher zugeordnet. Das bedeutet, dass der Optimierung die Möglichkeit eingeräumt wird, in diesen Wärmesystemgruppen thermische Speicher mit optimierter Ladeleistung, Entladeleistung und Speicherkapazität zu installieren. Ist ein Speichereinsatz in der jeweiligen Wärmesystemgruppe nicht sinnvoll, weil beispielsweise dadurch kein Zusatznutzen entsteht und nur Verluste anfallen, so gibt die Optimierung für die drei Speicherkenngrößen den Wert null aus.

Der Wärmesystemgruppe N8, die als frei disponiblen Wärmeerzeuger u. a. eine Speicherheizung aufweist, werden keramische Speicher zugewiesen. Für die Dimensionierung der drei Speichergrößen gelten in diesem Fall die in Kapitel 6.8.3.3 beschriebenen Zubauabhängigkeiten.

Der Wärmesystemgruppe N10 wird ein großer Heißwasserspeicher als Installationsoption zur Verfügung gestellt. Den Wärmesystemgruppen N11 und N12 wird ein mittelgroßer Heißwasserspeicher zugeordnet, da die zugehörigen Hauptwärmeerzeuger in der Regel ebenfalls der mittelgroßen Leistungsklasse von Erzeugungsanlagen zuzuordnen sind.

Die Neuinstallationsoptionen sind für alle Jahre des Betrachtungszeitraums identisch. Das Modell lässt aber die Möglichkeit zu, die Optionen für jedes Jahr flexibel zu gestalten, um so beispielsweise neue Technologien ab einem bestimmten Jahr einzusetzen (Grüne-Wiese-Ansatz).

Bei der Optimierung sind die bereits genannten Begrenzungen zu beachten. Dies betrifft einerseits die Wärmesystemgruppe N7 mit der Elektro-Wärmepumpe als Hauptwärmeerzeuger, deren Anteil an der gesamten Neuinstallation maximal 55 % betragen darf. Andererseits darf die Summe der Anteile der neuen Wärmesystemgruppen N10 bis N12 zusammen mit den Wärmesystemgruppen B9 bis B18 des Bestands maximal 60 % aufweisen. Dies ist die Vorgabe für den maximalen Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung.

6.11 Wärmelastgang und Wärmeverbrauch

Analog zum elektrischen muss auch beim thermischen Systemteil ein Lastgang und die zeitliche Entwicklung des Jahresverbrauchs bis 2050 vorgegeben werden. Hinzu kommt modellbedingt die Vorgabe der zeitlichen Entwicklung der installierten thermischen Gesamtleistung.

6.11.1 Synthese des thermischen Lastgangs

Im Rahmen dieser Arbeit werden als thermische Anwendungen nur die Raumwärme und die Warmwasserbereitung betrachtet, was für die Synthese des thermischen Lastgangs entscheidend ist. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist folglich zu berücksichtigen, dass die Abbildung von Prozesswärme, insbesondere in der Industrie, nicht einbezogen wurde (Kapitel 4.3.1).

Wie bereits in Kapitel 4.3.1 erwähnt, wird ein einziger thermischer Gesamtlastgang verwendet, der anteilig nach der installierten thermischen Leistung auf die Wärmesystemgruppen aufgeteilt wird. Der verwendete thermische Gesamtlastgang für Raumwärme und Warmwasser beinhaltet die drei Sektoren Haushalte, GHD und Industrie.

Der Wärmelastgang wird mit dem Teilmodell SYNELEN generiert. Dieses Teilmodell basiert auf der Verwendung von Standard-Gaslastgängen für die Sektoren Haushalte

und GHD nach einer Veröffentlichung des BGW [97]. Dabei gilt folgende Prämisse: Die Standard-Gaslastgänge für die beiden Sektoren sind durch thermische Anwendungen geprägt und bei normierter Betrachtung mit dem Verlauf des gesamten Wärmeverbrauchs des jeweiligen Sektors gleichzusetzen. Die neben der Raumwärme und der Wärmeenergie für Warmwasser anfallende Prozesswärme kann hierbei vernachlässigt werden. Wie Tabelle 6.27 nach [10, p. 25] für das Jahr 2011 zu entnehmen ist, dominiert nämlich der Wärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser mit Anteilen von 92,5 % bzw. 86,4 % am gesamten Wärmeverbrauch der Sektoren Haushalte bzw. GHD. Das Verhältnis von Raumwärme zu Warmwasser beträgt dabei ungefähr 4:1 bzw. 8:1. Bei der Industrie dominiert mit einem Anteil von 88 % eindeutig der Bedarf für sonstige Prozesswärme den gesamten Wärmeverbrauch. Das Verhältnis des Energiebedarfs für Raumwärme zum Energiebedarf für Warmwasser beträgt jedoch wie im Sektor GHD auch bei der Industrie etwa 8:1. Aufgrund der ohnehin niedrigen absoluten Beträge und mangels bekannter Wärmelastgänge für Raumwärme und Warmwasser in der Industrie wird vereinfachend der Lastgang aus dem Sektor GHD in die Industrie übertragen.

Tabelle 6.27: Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen nach Sektoren für das Jahr 2011 [10, p. 25]

	Raumwärme	Warmwasser	sonstige Prozesswärme	Wärme gesamt
Sektor	Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen in TWh			
Haushalte	401	97	40	538
GHD	164	21	29	214
Industrie	58	7	480	545
Alle Sektoren	623	124	550	1297

Die verwendeten Standard-Gaslastgänge in stündlicher Auflösung aus [97] sind von mehreren Faktoren abhängig, die auch bei der Bestimmung des verwendeten Wärmegesamtlastgangs Eingang finden müssen:

Für Haushalte existieren mehrere normierte Lastprofile, die von der Temperaturkategorie abhängig sind. Die Lastprofile nach Temperaturkategorie geben jeweils den stündlichen Anteil am Tagesgasverbrauch an. Dies ist beispielhaft in Bild 6.11 für die Temperaturkategorie zwischen 0 °C und 5 °C dargestellt. Die Verteilung des Bedarfs bei Temperaturkategorien einer höheren Außentemperatur ist stärker vom Warmwasserbedarf abhängig, bei Temperaturkategorien einer niedrigeren Außentemperatur stärker vom Raumwärmebedarf.

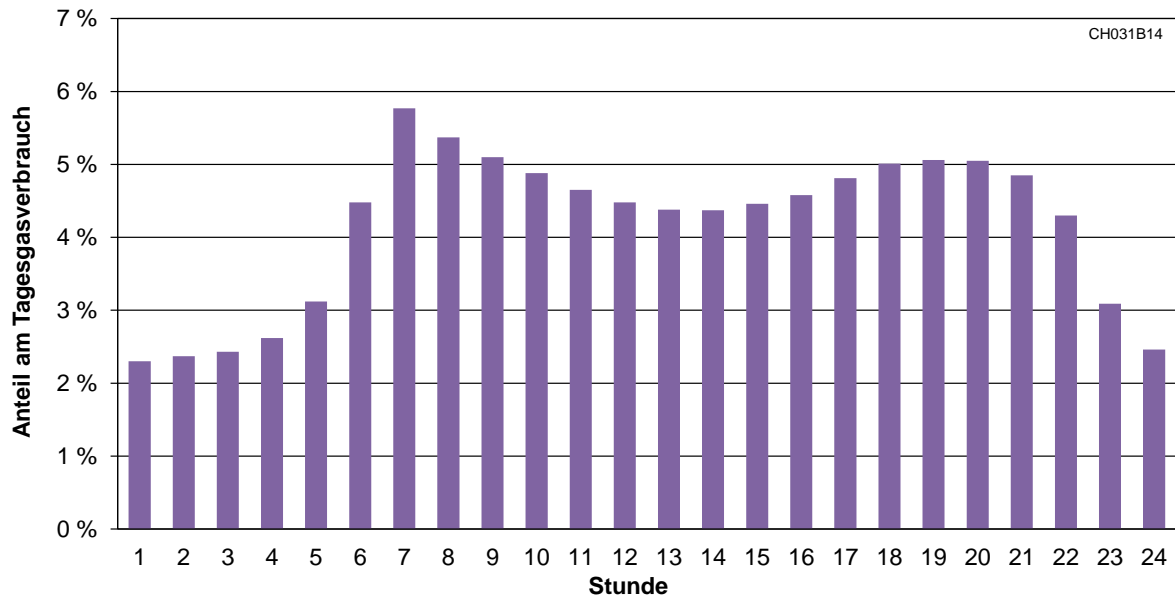


Bild 6.11: Normiertes Tagesgaslastprofil für ein Einfamilienhaus für einen Tag mit einer Tagesmitteltemperatur zwischen 0 °C und 5 °C [97, p. 54]

Darüber hinaus müssen die Lastprofile über einen Leistungsfaktor, der ebenso von der Außentemperatur abhängig ist, gewichtet werden, um absolute Lastunterschiede, die durch die Außentemperatur bedingt sind, abzubilden. Der temperaturabhängige Leistungsfaktor h ist für ein Einfamilienhaus in Bild 6.12 dargestellt. Die Kurve weist eine sigmoide Form auf. Daraus wird beispielsweise ersichtlich, dass der Tagesgasbedarf bei -1 °C doppelt so hoch ist wie bei 8 °C.

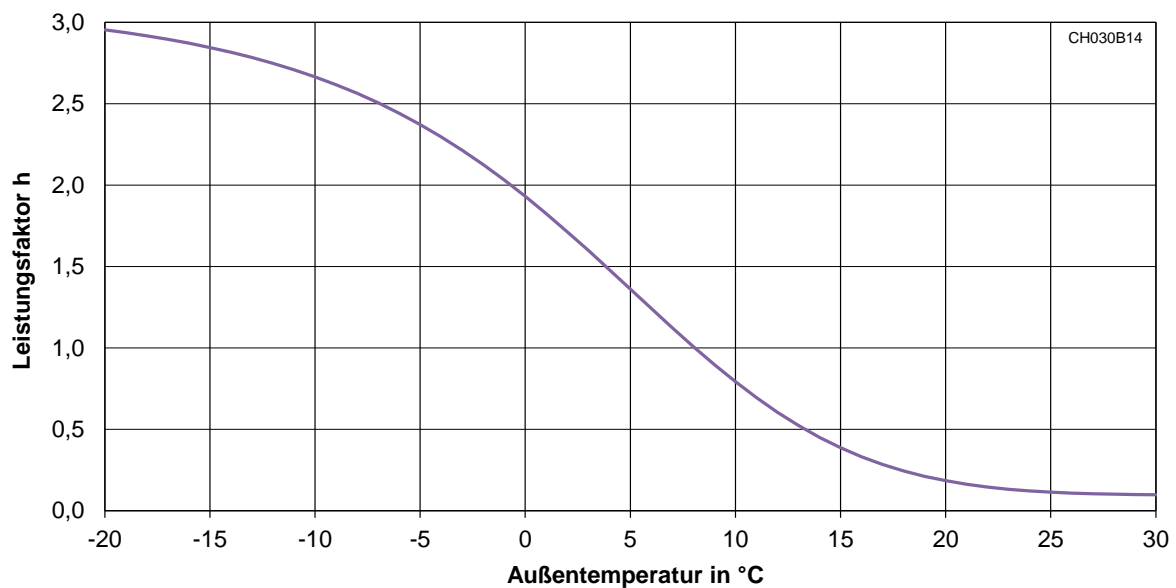


Bild 6.12: Leistungsfaktor für Haushalte zur Gewichtung der Wärmelastgänge für Raumwärme und Warmwasser in Abhängigkeit von der Außentemperatur; nach [97, pp. 30, 54]

Für den Gewerbesektor existieren ebenso Verläufe von stündlichen Anteilen am Tagesgasbedarf in Abhängigkeit von der Temperaturkategorie. Diese sind auch vom Wochentag abhängig. Hinzu kommen wiederum temperaturabhängige Leistungsfaktoren in Form einer Sigmoidkurve.

Um ein einheitliches Vorgehen zu gewährleisten, wird auch bei der Synthese des thermischen Lastgangs das kalendarische Jahr 2005 verwendet. Es werden also der Verlauf der Wochentage und die Feiertage des Jahres 2005 berücksichtigt. Die Temperaturzeitreihe basiert auf dem Jahr 2012 (siehe Kapitel 7.1).

Mittels des Teilmodells SYNELEN werden nun aus den temperaturabhängigen Tagesverteilungen, den zugehörigen Leistungsfaktoren, den Temperaturdaten aus [36] und der für den Haushaltssektor notwendigen Wohngebäudestruktur [98] für jeden Tag die normierten Wärmelastgänge für die beiden Sektoren Haushalte und GHD generiert. Durch Aneinanderreihung der Tageslastgänge werden für die beiden Sektoren die normierten Jahreslastgänge gebildet. Der normierte GHD-Lastgang wird aus oben genannten Gründen auch für den Industriesektor verwendet.

Zur Entnormierung dienen reale Endenergieverbrauchswerte für Raumwärme und Warmwasser für die drei einzelnen Sektoren, die auch in Tabelle 6.27 aufgeführt sind. Da diese Werte aus dem Jahr 2011 stammen, ist für das Basisjahr 2012 zusätzlich eine Temperaturkorrektur mittels Gradtagszahlen notwendig. Daraus resultiert ein Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von 802 TWh in Summe über alle Sektoren für das Jahr 2012. Dieser Wert dient auch als Ausgangspunkt für die Bestimmung des zukünftigen Wärmeverbrauchs. Dabei wird angenommen, dass die Verhältnisse der Verbräuche der drei Sektoren zueinander über den Betrachtungszeitraum bis 2050 konstant bleiben.

Der resultierende Gesamtwärmelastgang, zusammengesetzt aus den Lastgängen für Haushalte und GHD mit Industrie ist in Bild 6.13 dargestellt. Die thermische Maximallast des Lastgangs für 2012 liegt bei 319 GW. Die installierte thermische Gesamtleistung der frei disponiblen Wärmeerzeuger liegt mit 613 GW fast doppelt so hoch (siehe Kapitel 6.6). Dies bedeutet, dass im Bestand grundsätzlich eine deutliche Überdimensionierung der Anlagen vorliegt.

Die Aufteilung des Lastgangs erfolgt, wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben (Gl. 4.2), proportional nach den installierten thermischen Gesamtleistungen frei disponibler Wärmeerzeuger in den einzelnen Wärmesystemgruppen. Alle Wärmesystemgruppen erhalten somit denselben „Mix“ aus den drei Sektoren. Die Aufteilung auf die Wärmesystemgruppen des Bestands ist dabei naturgemäß fest definiert, da die installierten thermischen Leistungen des Bestands vorgegeben sind (Kapitel 6.6). Die Aufteilung auf die neuen Wärmesystemgruppen ist Bestandteil der Gesamtoptimierung, wobei auch hier gilt, dass der Anteil für Neuinstallationen proportional nach den in-

stallierten thermischen Gesamtleistungen der frei disponiblen Wärmeerzeuger auf die neuen Wärmesystemgruppen aufgeteilt wird. Am Beispiel der Wärmesystemgruppen des Bestands werden die Einzellasten für eine Woche in Bild 6.14 gezeigt.

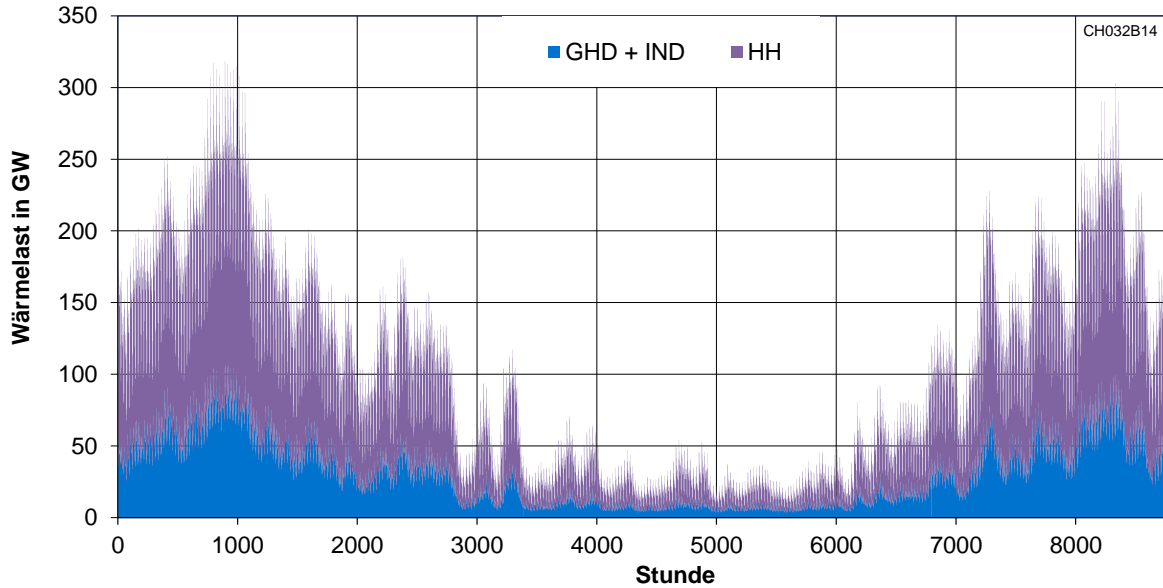


Bild 6.13: Gesamtwärmelastgang für das Jahr 2012 zusammengesetzt aus den Teillastgängen für Haushalte (HH) und GHD/Industrie

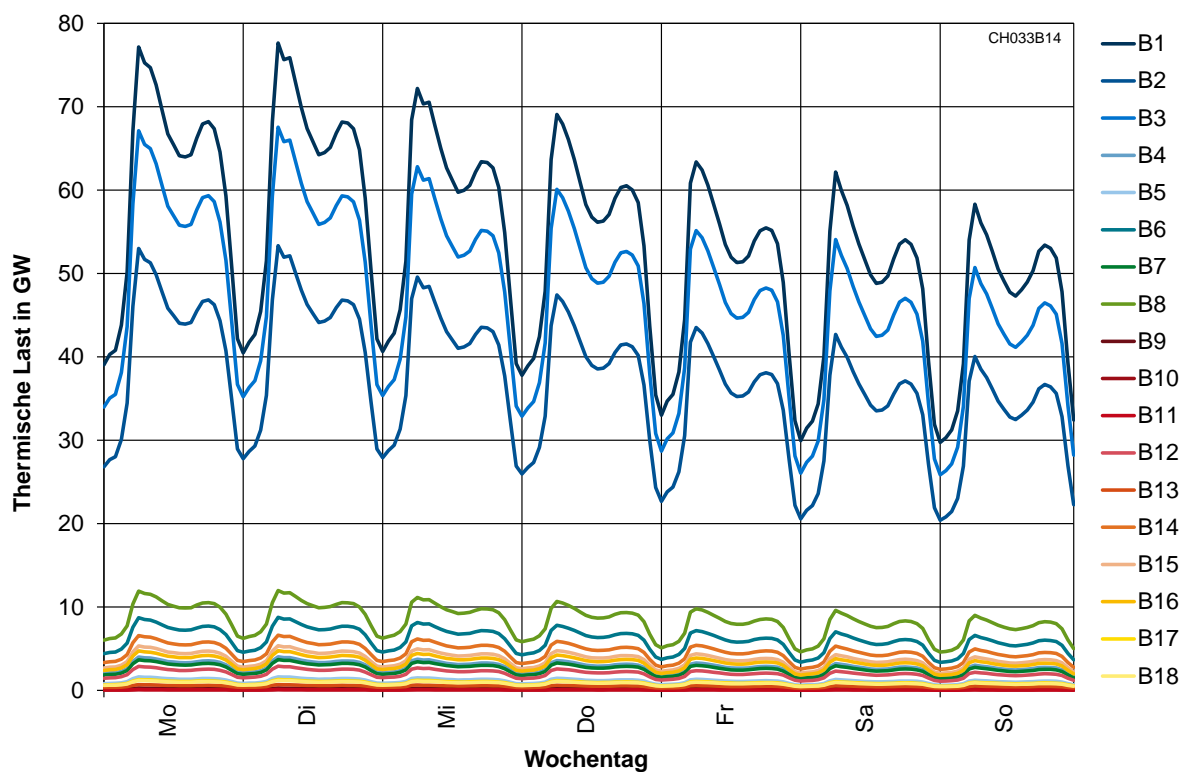


Bild 6.14: Einzellastgänge der Wärmesystemgruppen B1 bis B18 des Bestands des Jahres 2012 für den Zeitraum von 17. bis 23. Januar 2012

6.11.2 Szenario für den zukünftigen Wärmeverbrauch und die zukünftigen Erzeugungsleistungen

Wie in Kapitel 4.3.1 erläutert, ist neben der Vorgabe des zukünftigen Wärmeverbrauchs auch die Vorgabe der zukünftigen installierten thermischen Leistung notwendig. Der festgesetzte Wärmeverbrauchsrückgang und die sich daraus ergebende Entwicklung der installierten thermischen Leistung sind in Tabelle 6.28 dargestellt. Der Rückgang um jeweils 30 % von 2012 bis 2050 erfolgt für beide Größen linear.

Tabelle 6.28: Entwicklung des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser und Entwicklung der installierten thermischen Gesamtleistung frei disponibler Wärmeerzeuger

Kenngröße	Jahr				
	2012	2020	2030	2040	2050
Wärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in TWh	802	748	682	621	561
installierte thermische Gesamtleistung in GW (ohne gesetzte Wärmeerzeuger)	613	572	521	475	429

Da der Grad der Überdimensionierung beibehalten wird, wird auch durch die Optimierung in Überkapazitäten investiert, was bei der Bewertung der Ergebnisse entsprechend beachtet werden muss.

Nähere Untersuchungen hinsichtlich möglicher Veränderungen des Wärmeverbrauchs aufgrund von Veränderungen der beeinflussenden Größen, z. B. der Wohnfläche pro Person, der demografischen Faktoren oder der Komfortansprüche, sind nicht Gegenstand dieser Arbeit. Sanierungsraten gehen in Form der oben genannten Tendenz eines sinkenden Wärmeverbrauchs und sinkender installierter thermischer Leistungen ein.

7 Datengrundlage für beide Systemteile

In den folgenden Abschnitten werden die weiteren allgemeinen Rahmendaten, die sowohl für den elektrischen als auch für den thermischen Systemteil benötigt werden, aufgeführt.

7.1 Temperaturdaten und Wetterjahre

Einen relevanten Einfluss insbesondere auf die thermische Last (Kapitel 6.11), aber auch auf die elektrische Last (Kapitel 5.3) hat die Außentemperatur als eine der charakteristischen Größen eines Wetterjahres. Auch die Rückwirkung der Außentemperatur auf die gesetzte Wärmeerzeugung aus Scheitholzöfen wird berücksichtigt. Der Einfluss der Wetterjahre ist zudem in den Charakteristika der gesetzten Einspeisung von elektrischer Energie aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sichtbar, da ein Zusammenhang zwischen Temperatur, solarer Strahlung und Wind besteht. Die genannten Größen existieren für das jeweilige meteorologische Jahr und sind untereinander gekoppelt, sodass ein kohärenter Eingangsdatensatz vorliegt. Als meteorologisches Basisjahr werden die Werte des Jahres 2012 aus der MERRA-Datenbank [67] [68] verwendet, da sich dieses Jahr bezüglich der Gradtagszahl und des langfristigen Variabilitätsindex für die Charakteristika von Photovoltaik und Windenergie [36, p. 144] nahe der jeweiligen Mittelwerte der letzten zehn Jahre befindet. Bild 7.1 zeigt den Verlauf der Tagesmitteltemperaturen und der zur Bestimmung der elektrischen und thermischen Last verwendeten Drei-Tages-Mitteltemperaturen für das meteorologische Basisjahr.

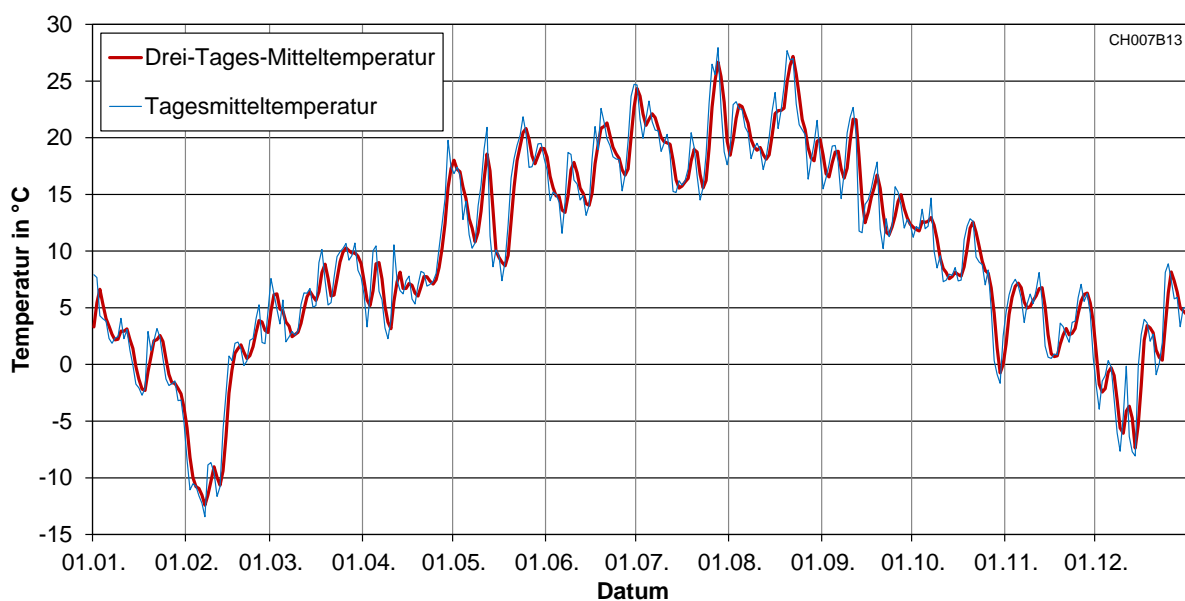


Bild 7.1: Verlauf der Tagesmitteltemperatur und der Drei-Tages-Mitteltemperatur für das meteorologische Basisjahr 2012 [36] [67] [68]

Insbesondere das absolute Temperaturminimum mit einem Drei-Tages-Mittelwert von $-12,2\text{ °C}$ im Februar, das unter anderem ein thermisches Lastmaximum erzeugt, sorgt für eine ausreichende Dimensionierung der Wärmeerzeuger.

7.2 Brennstoffe

Die Optimierung kann zur Erzeugung von Strom und Wärme Brennstoffe innerhalb gewisser Verbrauchsgrenzen beliebig einsetzen. Zudem gehen Brennstoffe über die Brennstoffkosten in die Zielfunktion ein. Die Brennstoffkosten und die Brennstoffgrenzen werden im Folgenden aufgeführt.

7.2.1 Brennstoffkosten

Die zeitliche Entwicklung der angesetzten Brennstoffkosten zeigt Bild 7.2.

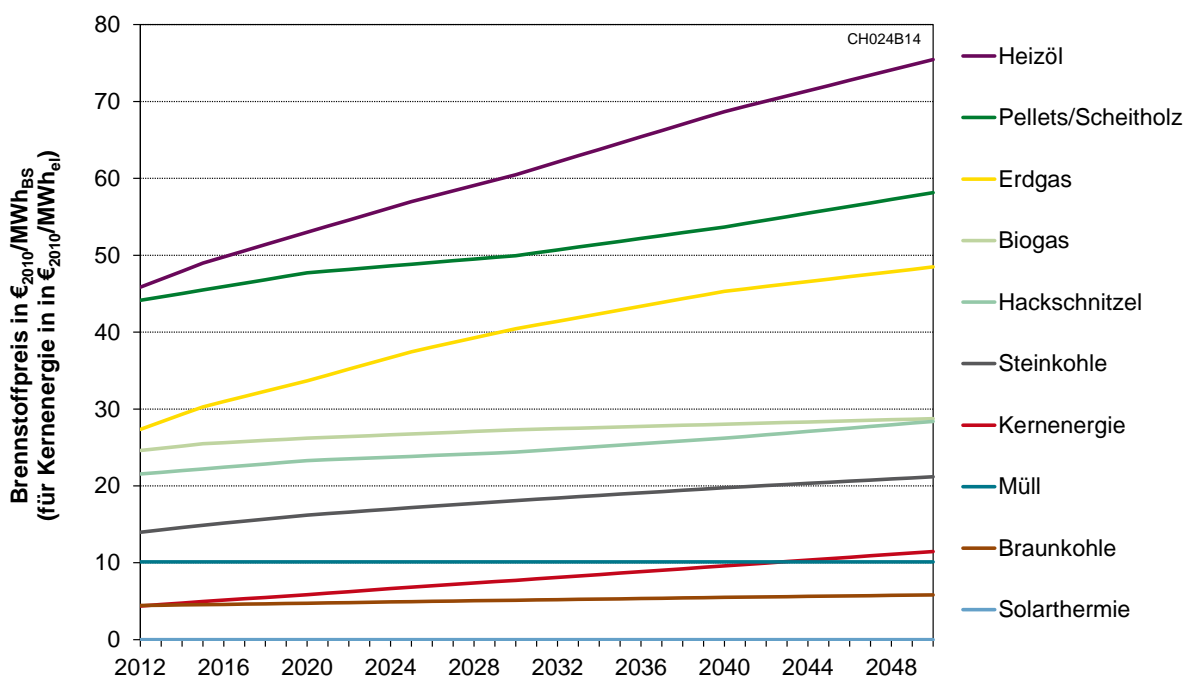


Bild 7.2: Zeitliche Entwicklung der vorgegebenen Brennstoffkosten in €_{2010} bezogen auf den Heizwert des Brennstoffs in MWh, bei Kernenergie in €_{2010} je MWh erzeugte elektrische Energie

Die Brennstoffkosten sind für alle Energiewandlungstechnologien und alle Verbraucher identisch. Zusatzkosten, die in der Realität beispielsweise durch Abgaben, Quersubventionierung und höhere Kosten bei Kleinkunden auftreten, werden aus Gründen der Gleichbehandlung aller Verbraucher in diesem volkswirtschaftlichen Ansatz nicht fällig. Wird Strom als Endenergieträger zur Wärmeerzeugung verwen-

det, so fallen hierbei keine zusätzlichen Kosten an, da die volkswirtschaftlich relevanten Kosten bereits bei der Stromerzeugung entstehen.

Bei den Kosten für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas handelt es sich um Preise frei Kraftwerk nach Preispfad B in NITSCH ET AL. [61, p. 26]. Der Preis für Kernenergie bezieht sich bereits auf die elektrische Energie und entstammt ebenso [61, p. 26]. Heizöl richtet sich nach Preispfad B in NITSCH ET AL. [99, p. 17]. Für Hackschnitzel, Biogas und Müll wurden die Werte [61, pp. 5, 8, 34] entnommen. Die Kosten für Pellets stammen aus [100]. Der Preis für Scheitholz wurde dem von Pellets gleichgesetzt. Solarthermie verhält sich kostenneutral. Die Kosten gelten für alle Szenarien. Lediglich im Szenario *VKplus* werden z. T. andere Brennstoffkosten angesetzt (Kapitel 8.3.6).

7.2.2 Brennstoffbegrenzung

Über die optionale Brennstoffungleichung im Modell können die Verbräuche einzelner Brennstoffe begrenzt werden. Dabei ist es – analog zur Emissionsgrenze und zu den Brennstoffpreisen – unerheblich, ob die Brennstoffe zur Strom- oder zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

Der Verbrauch an Braunkohle, die in der Regel im Inland gefördert und fast ausschließlich zur Verstromung in Kraftwerken in unmittelbarer Nähe zur Förderstätte eingesetzt wird, wird auf den Heizwert von 407 TWh beschränkt [6, p. 144]. Dieser Wert liegt um 8 % unter dem Mittelwert der inländischen Braunkohleförderung der Jahre 2001 bis 2011 [3, p. 3]. Einem weiteren Ausbau der Förderkapazitäten, der aus ökologischen Gesichtspunkten und aus Gründen der Akzeptanz schwer zu realisieren ist, wird damit entgegengewirkt.

Zur Einhaltung von Emissionsgrenzen eignen sich neben den regenerativen Energien insbesondere Erzeugungsanlagen, die mit Erdgas betrieben werden. Allerdings ist eine deutliche Erweiterung der Transportkapazitäten kurz- bis mittelfristig kaum umzusetzen. Deshalb wird angenommen, dass der Energieeinsatz von Erdgas auf den unteren Heizwert von 1049 TWh begrenzt ist. Dies entspricht dem 1,33-fachen des bisherigen Maximums des Erdgasverbrauchs aus dem Jahr 2010 [3]. Dieser Wert aus dem Jahr 2010 beinhaltet jedoch den Verbrauch für Umwandlungsprozesse, die nicht der Stromerzeugung, der Raumwärme- und der Trinkwarmwasserbereitstellung dienen, sondern beispielsweise für industrielle Prozesse. Bezieht man die Brennstoffgrenze für Erdgas nur auf den Verbrauch für Stromerzeugung, Raumwärme und Warmwasser des Jahres 2010 [3], so ergibt sich der Faktor 1,89. Damit ist ein deutlicher, aber nicht unbegrenzter Ausbau des Gaseinsatzes möglich.

Zur Beschreibung der Potenzialgrenze für solarthermische Anlagen wird ein Endenergie-Substitutionspotenzial von 45 TWh angenommen [101, p. 86]. Aufgrund des angesetzten Wirkungsgrades von eins, ist das Endenergie-Substitutionspotenzial anzugeben.

Zur Abschätzung der Potenzialgrenzen der Energieträger Hackschnitzel, Pellets, Scheitholz und Biogas wurde eine Übersichtsstudie von ARETZ ET AL. [102] über Untersuchungen zu Biomassepotenzialen in Deutschland verwendet. Da die Potenzialdaten der einzelnen Erhebungen zum Teil eine sehr große Bandbreite aufweisen, wurden Potenzialwerte gewählt, die auch beim Abgleich mit Daten der aktuellen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien plausibel erscheinen. Das Potenzial wird somit für Scheitholz mit 100 TWh/a, für Hackschnitzel mit 45 TWh/a und für Pellets mit 15 TWh/a festgelegt. Hinzu kommt ein Biogaspotenzial von 50 TWh/a.

Auch das Potenzial, aus Müll elektrische und thermische Energie zu erzeugen, muss aufgrund der begrenzten Müllmenge eingeschränkt werden. In DEHOUST ET AL. [76, p. 21] ist für das Jahr 2006 die zur Verbrennung geeignete Abfallmenge mit 18,04 Mt beziffert und für 2020 im „Szenario A“ mit 13,03 Mt angegeben. Die dazugehörigen Heizwerte von Müll unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Müllzusammensetzung und betragen 2,554 MWh/t FS bzw. 2,355 MWh/t FS [76, p. 26]. Auf Basis dessen wird unter der Annahme einer weiter sinkenden Müllmenge vereinfachend für das Jahr 2012 ein Müllpotenzial von 38 TWh, für 2020 von 30 TWh und für das Jahr 2050 von 20 TWh festgelegt. Dazwischen wird eine lineare Abnahme angenommen.

Die restlichen erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung sind als gesetzte elektrische Einspeisung fest vorgegeben. Grenzen für alle übrigen Brennstoffe werden nicht vorgegeben, da diese im Rahmen des anzunehmenden Energieverbrauchs, der global vorhandenen Brennstoffreserven und -ressourcen und des Betrachtungszeitraums nicht als limitierender Faktor zu sehen sind.

Die in diesem Kapitel angegebenen Brennstoffgrenzen gelten für alle Szenarien mit Brennstoffbegrenzung. Im Szenario ohne Brennstoffbegrenzung (Kapitel 8.3.1) wird von unbegrenzten Brennstoffpotenzialen ausgegangen.

7.3 Emissionen

Innerhalb des Modells gibt es zwei Möglichkeiten, die entstehenden Emissionen zu berücksichtigen: einerseits durch festgesetzte Emissionszertifikatspreise, die für jede emittierte Tonne Kohlenstoffdioxid anfallen und entsprechend in den Gesamtkosten berücksichtigt werden, oder andererseits durch die Festlegung einer Emissionsgrenze, die zwingend eingehalten werden muss. Im Rahmen dieser Arbeit werden die

Optimierungen stets mit festen Emissionsgrenzen durchgeführt. Diese werden in Kapitel 7.3.2 festgelegt.

Eines der Prinzipien dieser Arbeit ist die Gleichbehandlung von Strom- und Wärmeerzeugung. Dies betrifft einerseits die Kosten für Brennstoffe und andererseits die Emissionen. Das bedeutet, dass bewertungsrelevante Emissionen sowohl bei der Strom- als auch bei der Wärmeerzeugung anfallen, unabhängig davon, ob es sich bei den Wärmeerzeugern um großtechnische Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen, oder um objektversorgende Kleinanlagen handelt. Somit tragen die Emissionen aller Emittenten zu den Gesamtemissionen bei, die die Emissionsgrenze nicht überschreiten dürfen.

7.3.1 Spezifische Emissionen

Bei den Emissionen werden nur direkte Kohlenstoffdioxid-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt. Das heißt, vorgelagerte Emissionen bei der Bereitstellung des Brennstoffs finden keine Berücksichtigung. Elektrische Energie, die für die Wärmeerzeugung verwendet wird, verursacht bei der Umwandlung in Wärme keine Emissionen, da diese schon in der vorgelagerten Stromerzeugung anfallen und damit im Modell bereits berücksichtigt sind. In Tabelle 7.1 sind die verwendeten Emissionsfaktoren aufgeführt [103] [104, p. 702].

Zusätzlich bietet das Modell die Möglichkeit, die Speicherung von Kohlenstoffdioxid abzubilden. Dadurch reduzieren sich die spezifischen Emissionen. Allerdings werden zusätzlich Einlagerungskosten für die eingespeicherte Menge an Kohlenstoffdioxid fällig. Von der Möglichkeit der CO₂-Speicherung wird bei den durchgeführten Simulationen jedoch kein Gebrauch gemacht.

Tabelle 7.1: Emissionsfaktoren der Brennstoffe; [103] [104, p. 702] und eigene Annahmen

Brennstoff	Emissionsfaktor
Kernenergie	0,000 t/MWh _{el}
Braunkohle	0,398 t/MWh _{BS}
Steinkohle	0,340 t/MWh _{BS}
Erdgas	0,202 t/MWh _{BS}
Heizöl	0,270 t/MWh _{BS}
Müll	0,329 t/MWh _{BS}
Hackschnitzel, Pellets, Scheitholz, Biogas	0,000 t/MWh _{BS}
Solarthermie	0,000 t/MWh _{BS}
Strom für Wärmeerzeugung	0,000 t/MWh _{BS}

7.3.2 Emissionsgrenzen

Bei der Bestimmung der Emissionsgrenzen muss berücksichtigt werden, dass in die Emissionsungleichung (Gl. 4.29) unmittelbare Emissionen aus Industrieprozessen und dem Verkehr nicht mit eingehen. Die Emissionsgrenze ist somit für die Bereiche Strom-, Raumwärme- und Warmwassererzeugung festzulegen.

Als Basis zur Bestimmung der Emissionsgrenze werden für die Vergangenheit die Angaben zu Emissionen durch Stromerzeugung aus ICHA [105, p. 2] und durch Wärmeerzeugung aus NITSCH ET AL. [99, p. 12] verwendet. Da in [99, p. 12] u. a. auch die Emissionen für industrielle Prozesswärme enthalten sind, müssen diese Emissionen durch Daten der AGE B [10, p. 25] auf die Emissionswerte für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser heruntergebrochen werden. Als allgemeines Ziel gilt die Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 [1, p. 3]. Vereinfachend wird angenommen, dass dieses Emissionsziel auch für die innerhalb dieser Arbeit betrachteten Bereiche der Strom-, Raumwärme- und Warmwassererzeugung gilt. Daraus resultiert der in Bild 7.3 dargestellte Verlauf der CO₂-Emissionsgrenze für die Erzeugung von Strom, Raumwärme und Warmwasser.

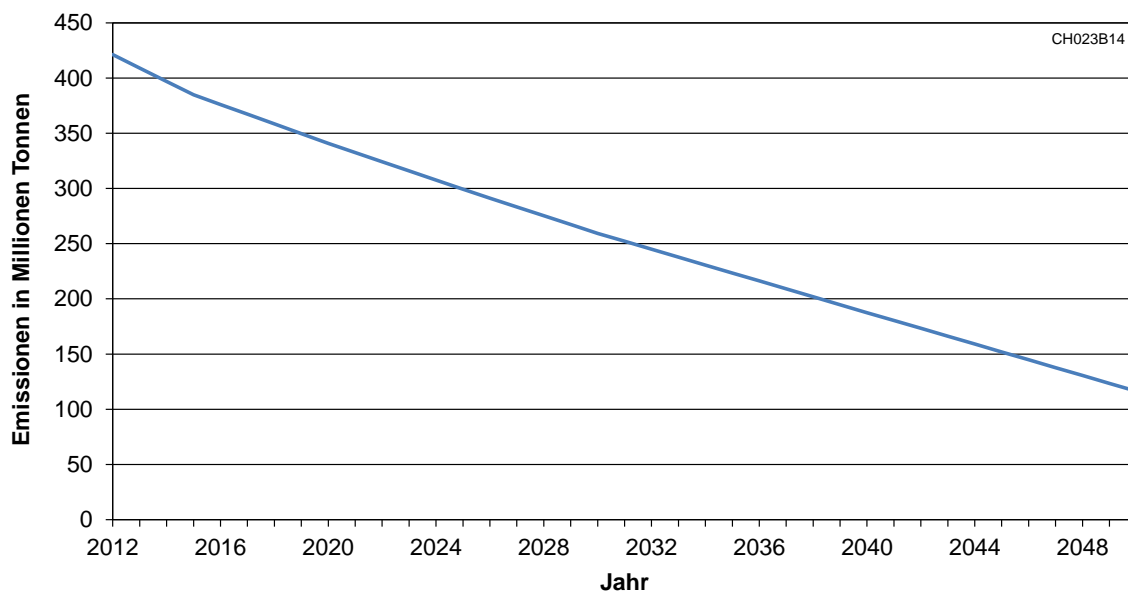


Bild 7.3: Verlauf der CO₂-Emissionsgrenzen; eigene Berechnung nach [10, p. 25] [99, p. 12] und [105, p. 2]

8 Szenarien zur Optimierung des Zubaus und des Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern

Mithilfe der folgenden Szenarien soll eine Perspektive für die optimale zukünftige Strom- und Wärmeerzeugungsstruktur aufgezeigt werden. Anhand eines *BASIS*-Szenarios werden die ersten Ergebnisse der Optimierung aufgezeigt. Um Schlussfolgerungen ziehen und die Zusammenhänge im Energiesystem besser verstehen zu können, sind weitere Szenarien notwendig. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Szenarien decken verständlicherweise nur einen Bruchteil der Variabilitäten relevanter Faktoren im Energiesystem ab. Dennoch können die Ergebnisse zeigen, welche grundsätzlichen Wege in der Erzeugungsstruktur geeignet sein können.

Indirekt wird innerhalb dieses Abschnitts gleichzeitig die Plausibilität des Modells überprüft, indem die Zusammenhänge der Ergebnisse erläutert werden.

Bei allen Szenarien wird als Basisjahr das Jahr 2012 simuliert. Weitere Simulationsjahre sind 2020, 2030, 2040 und 2050. Aufgrund der sehr langen Rechenzeiten von bis zu einigen Wochen für die Optimierung eines einzelnen Jahres wird auf die Jahre dazwischen verzichtet. Den Simulationen liegen das Kalenderjahr 2005 und das meteorologische Jahr 2012 zugrunde. Für alle Szenarien gelten in der Regel die in den Kapiteln 5 bis 7 beschriebenen Eingangsdaten. Daten, die sich aufgrund einzelner Szenariodefinitionen davon unterscheiden, werden im jeweiligen Kapitel explizit ausgewiesen.

8.1 Optimierungsziele und Untersuchungsgegenstände

Das primäre Optimierungsziel ist die Minimierung der gesamten berücksichtigten Systemkosten unter Einhaltung der vorgegebenen Restriktionen, wie beispielsweise Emissionsgrenzen, Brennstoffgrenzen und technische Potenzialgrenzen.

Als primäres Ergebnis wird die Struktur und Dimensionierung neuer Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen ausgegeben. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Kombinationen unterschiedlicher Wärmeerzeugertypen in den neuen Wärmesystemgruppen sowie die sektorübergreifenden Anlagentypen, d. h. KWK-Anlagen und elektrische Wärmeerzeuger. Der Anteil der KWK-Anlagen an der Stromerzeugung und der Anteil der elektrischen Wärmeerzeuger an der Wärmeerzeugungsstruktur werden deshalb sowohl leistungs- als auch energiebezogen für jedes Szenario angegeben.

Hinzu kommen die Struktur und die Dimensionierung der elektrischen und thermischen Speicher sowie die Zuordnung der thermischen Speicher zu den Wärmesystemgruppen. Des Weiteren werden die Anteile der objekt- und der wärmenetzgebun-

denen Versorgung ausgegeben. Ebenfalls von den Rahmenbedingungen abhängig sind die eingesetzten Brennstoffe, deren Verbrauchsstruktur auch ein Ergebnis darstellt.

Zudem wird der zeitliche Einsatz von Anlagen untersucht. Auch hier sind besonders die KWK-Anlagen, die elektrischen Wärmeerzeuger und die thermischen Speicher interessant. Außerdem werden die Auswirkungen des Speichereinsatzes und des Einsatzes elektrischer Wärmeerzeuger auf die Residuallast untersucht. Die Grenzkosten der Strom- bzw. Wärmeerzeugung sind ebenso ein Untersuchungsgegenstand.

Des Weiteren werden auch stets die Auswirkungen der Rahmenbedingungen auf die Integration elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien untersucht. Da die Optimierung elektrische Energie aus der gesetzten Einspeisung nicht integrieren muss, wenn dies zu einer Erhöhung der Gesamtkosten führt, ist für jedes Szenario der Wert der Abschaltenergie auch ein Maß für die Integrationsfähigkeit.

8.2 BASIS-Szenario

In diesem Abschnitt werden die aufbereiteten Simulationsergebnisse des *BASIS*-Szenarios dargestellt. Die Grundlage für dieses Szenario sind die bewusst moderat gewählten Eingangsdaten aus den Kapiteln 5 bis 7.

8.2.1 Stromsektor

Dieser Abschnitt zeigt im Speziellen die Ergebnisse für den Stromsektor, d. h. die Kraftwerksstruktur, die Erzeugungsmengen elektrischer Energie nach Kraftwerkstyp und die elektrischen Speicher.

8.2.1.1 Übersicht

Bild 8.1 zeigt für die fünf Simulationsjahre die gesamte installierte elektrische Leistung aufgeteilt auf Kraftwerke ohne und mit Wärmeauskopplung und die Entladeleistung elektrischer Speicher. Zu den Kraftwerken zählen nicht die Anlagen, die zur gesetzten Stromerzeugung gerechnet werden. Das bedeutet, dass Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung nicht berücksichtigt sind. Die Zunahme der installierten elektrischen Leistung im Jahr 2030 ist vor allem auf den starken Zuwachs der elektrischen Wärmeerzeugung zurückzuführen, die in Kapitel 8.2.2 näher erläutert wird. Während in den Jahren bis 2030 KWK-Anlagen unrentabler werden und deshalb weniger installiert werden, erfolgt eine Zunahme zwischen 2030 und 2050 auf einen Leistungsan-

teil von 26 % an der Kraftwerksleistung. Insgesamt geht die installierte Leistung zwischen 2030 und 2050 deutlich zurück, was zum einen am Rückgang der Last und zum anderen an der vermehrten Einspeisung aus erneuerbaren Energien liegt.

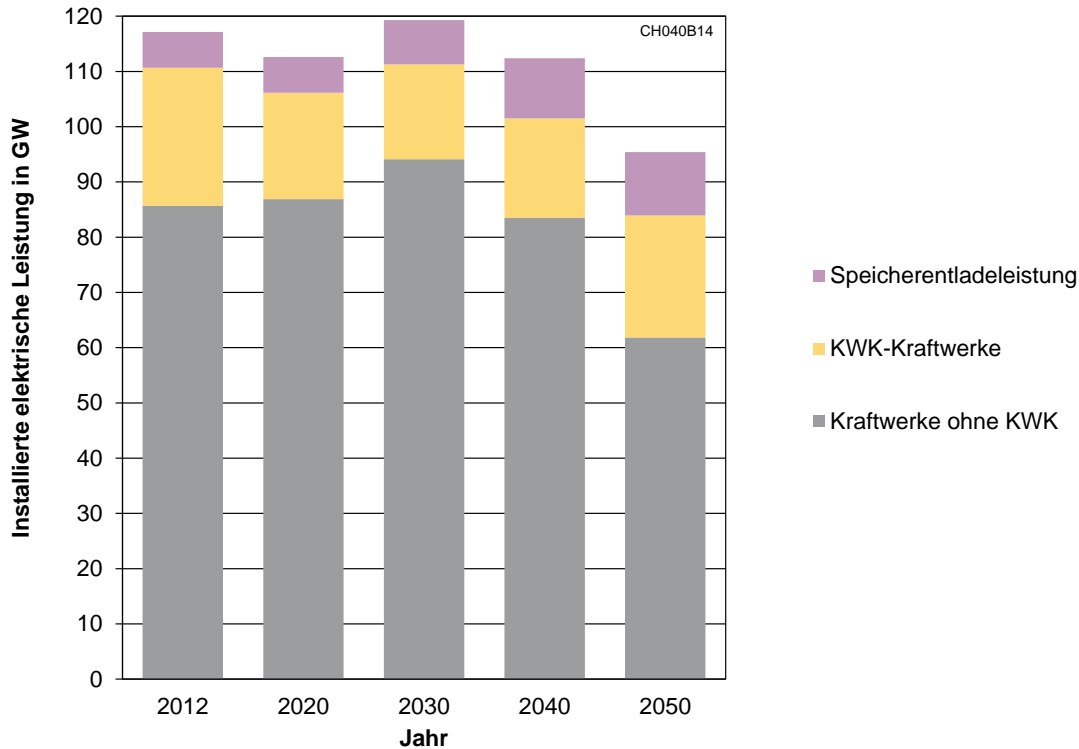


Bild 8.1: Entwicklung der installierten elektrischen Netto-Kraftwerksleistung ohne und mit Wärmeauskopplung sowie der Speicharentladeleistung elektrischer Speicher im *BASIS*-Szenario

8.2.1.2 Kraftwerke

Bild 8.2 zeigt die installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistung bestehender und neuer Kraftwerke aufgeteilt nach Anlagentypen. Neben den geplanten Außerbetriebnahmen der Kernkraftwerke ist vor allem der Wandel hin zu emissionsärmeren Technologien zu erkennen. Dies ist auf die Vorgabe der Emissionsgrenzen zurückzuführen. Während in den ersten Jahren noch verstärkt Braun- und Steinkohlekraftwerke ohne Wärmeauskopplung und Kohle-Dampfkraftwerke mit Wärmeauskopplung betrieben werden, sind ab 2030 anteilmäßig deutlich weniger Kohlekraftwerke und vermehrt Gasturbinen als reine Stromerzeugungsanlagen und große Erdgas-Blockheizkraftwerke installiert. Die installierten Leistungen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wurden bereits in Bild 5.3 dargestellt.

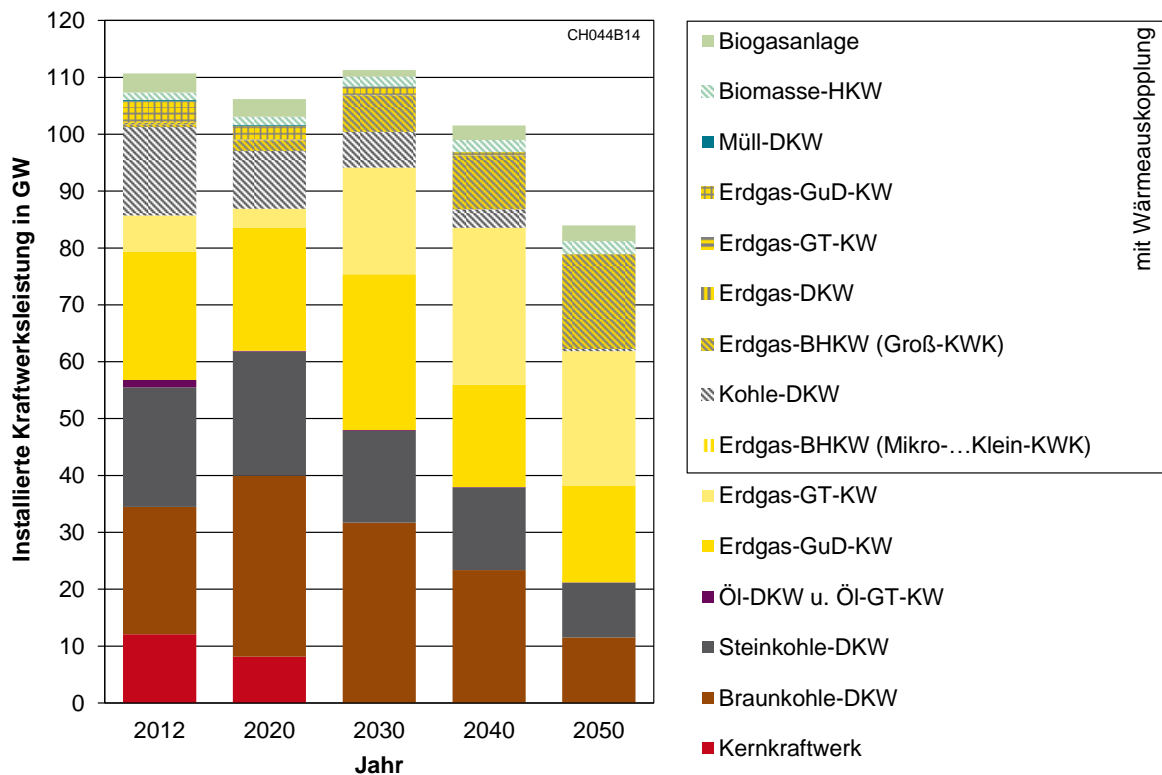


Bild 8.2: Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im **BASIS-Szenario**

8.2.1.3 Elektrische Energieerzeugung

Bild 8.3 zeigt die elektrischen Erzeugungsmengen nach Anlagentyp. Deutlich erkennbar ist, dass der Beitrag von Steinkohle-Dampfkraftwerken und Gasturbinen an der Stromerzeugung deutlich geringer ausfällt als deren Anteil an der installierten Leistung. Dies ist auch an den niedrigen Ausnutzungsdauern dieser Anlagen in Tabelle 8.1 zu erkennen. Das zeigt, dass Gasturbinen als klassische Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Ebenfalls niedrige Ausnutzungsdauern weisen einige Bestandsanlagen auf, die ebenfalls als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden und günstiger sind als der Bau und Einsatz neuer Kraftwerke. Mittlere Ausnutzungsdauern haben GuD-Anlagen, neue Erdgas-Blockheizkraftwerke und Braunkohle-Kraftwerke. Auf sehr hohe Einsatzzeiten kommen neue Kohle-Dampfkraftwerke mit Wärmeauskopplung, Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen. Dies entspricht auch den gängigen Betriebsstrategien dieser Anlagentypen aufgrund ihrer fixen und variablen Kosten.

Hinsichtlich des Anteils der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch, d. h. einschließlich des Verbrauchs für elektrische Wärmeerzeuger, ergeben sich die in Tabelle 8.2 aufgezeigten Werte.

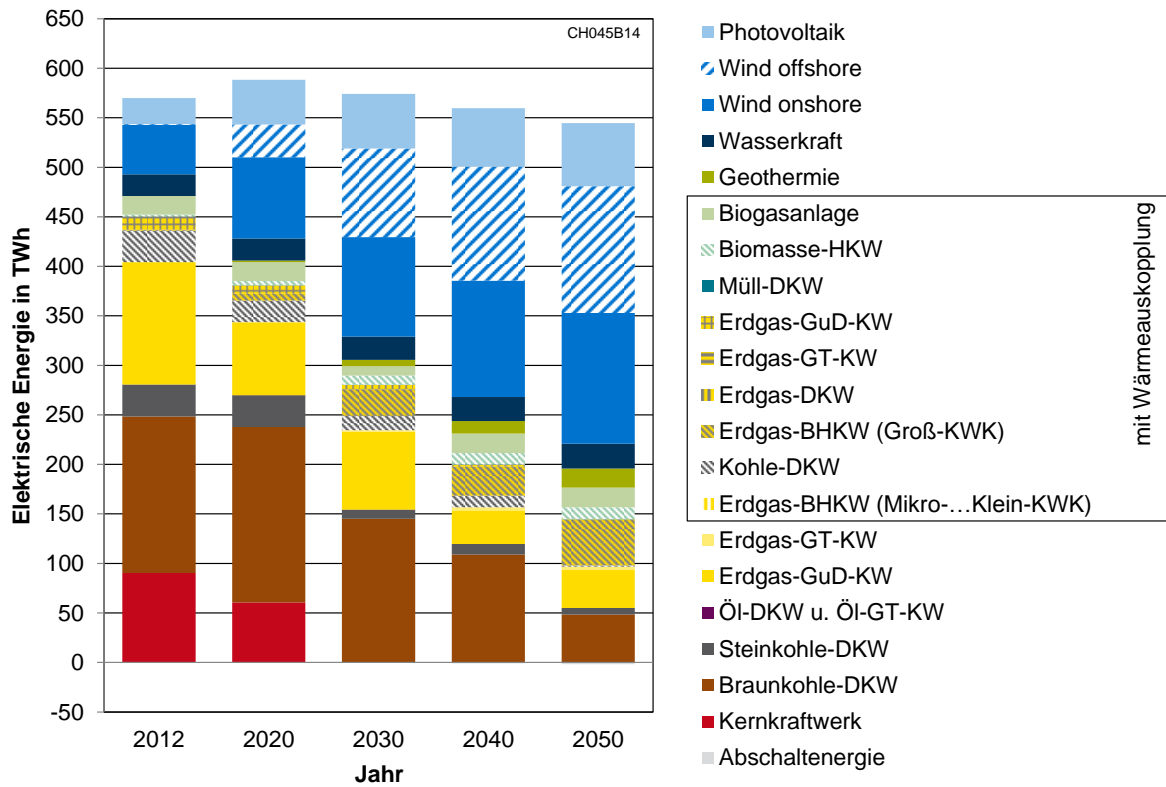


Bild 8.3: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im BASIS-Szenario

Tabelle 8.1: Ausnutzungsdauern bestehender und neuer Kraftwerke im BASIS-Szenario im Jahr 2050

Anlagentyp		Ausnutzungsdauer in h/a		
		Bestand	Neubau	Gesamt
Kond.-KW	Erdgas-GT-KW	20	151	149
	Erdgas-GuD-KW	-	2 249	2 249
	Steinkohle-DKW	679	-	679
	Braunkohle-DKW	3 743	4 373	4 221
	Öl-DKW u. Öl-GT-KW	4	-	4
KWK-Anlagen	Kohle-DKW	2 041	7 022	3 106
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	519	2 802	2 801
	Erdgas-DKW	4	-	4
	Erdgas-GuD-KW	2 364	-	2 364
	Müll-DKW	98	-	98
	Biomasse-HKW	1 525	5 349	5 349
	Biogasanlage	6 213	7 192	7 192

Tabelle 8.2: Anteile der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch (inkl. elektrischer Wärmeerzeugung) im BASIS-Szenario

Erzeugung aus ...	Jahr				
	2012	2020	2030	2040	2050
	Anteil am Gesamtstromverbrauch				
KWK inkl. KWK aus erneuerbaren Energien	12 %	10 %	11 %	13 %	15 %
Erneuerbare Energien ohne KWK	17 %	31 %	48 %	59 %	67 %
KWK aus erneuerbaren Energien	4 %	4 %	3 %	6 %	6 %
KWK und erneuerbare Energien gesamt	29 %	42 %	59 %	72 %	82 %

Dabei ist zu erkennen, dass der optimale KWK-Anteil in den ersten Jahren unter dem Wert für das Jahr 2012 liegt und erst nach 2030 wieder leicht ansteigt. Die Erzeugung aus KWK-Anlagen inkl. der KWK aus erneuerbaren Energien liegt über alle Simulationsjahre im BASIS-Szenario bei maximal 15 % und damit deutlich unter dem in § 1 des KWK-Gesetzes [4] festgelegten Ziel von 25 %. Zusammen mit den vorgegebenen Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien ergibt sich für das Jahr 2050 ein Anteil von 82 %, der aus KWK-Anlagen und aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Dies bedeutet, dass nur 18 % aus konventionellen reinen Stromerzeugungsanlagen erzeugt werden müssen.

8.2.1.4 Elektrische Speicher

Tabelle 8.3 zeigt die Konfiguration elektrischer Speicher für das BASIS-Szenario.

Tabelle 8.3: Entladeleistung, Ladeleistung und Speicherkapazität neuer elektrischer Speicher im BASIS-Szenario

Kenngröße	Speichertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Entladeleistung in MW	PSW	0	0	1 555	4 416	5 000
	AA-CAES	-	0	0	0	0
	H2-GuD	-	-	0	0	0
Ladeleistung in MW	PSW	0	0	1 296	3 680	4 167
	AA-CAES	-	0	0	0	0
	H2-GuD	-	-	0	0	0
Speicherkapazität in MWh	PSW	0	0	30 714	40 000	40 000
	AA-CAES	-	0	0	0	0
	H2-GuD	-	-	0	0	0

Ab dem Jahr 2030 ist nur die Installation von zusätzlichen Pumpspeicherwerken wirtschaftlich sinnvoll. Dabei wird bereits ab 2040 die maximal installierbare Speicherkapazität erreicht. Dennoch werden keine zusätzlichen Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher zur Rückverstromung installiert, da sich ausreichend andere, kostengünstigere Flexibilisierungsmöglichkeiten durch elektrische Wärmeerzeugung bieten.

8.2.2 Wärmesektor

Die folgenden Kapitel zeigen die Ergebnisse des *BASIS*-Szenarios für den Wärmesektor. Hierbei wird vor allem auf die optimale Ausgestaltung des Wärmesystems, den Einsatz der Anlagen und die strukturellen Zusammenhänge eingegangen.

8.2.2.1 Übersicht

Bild 8.4 zeigt die installierten thermischen Leistungen aller Wärmeerzeuger. Darin enthalten sind sowohl frei disponible als auch gesetzte Wärmeerzeuger. Der Übersichtlichkeit wegen wird in diesem Bild nur nach konventionellen, elektrischen und KWK-Wärmeerzeugern sowie der Entladeleistung der thermischen Speicher differenziert.

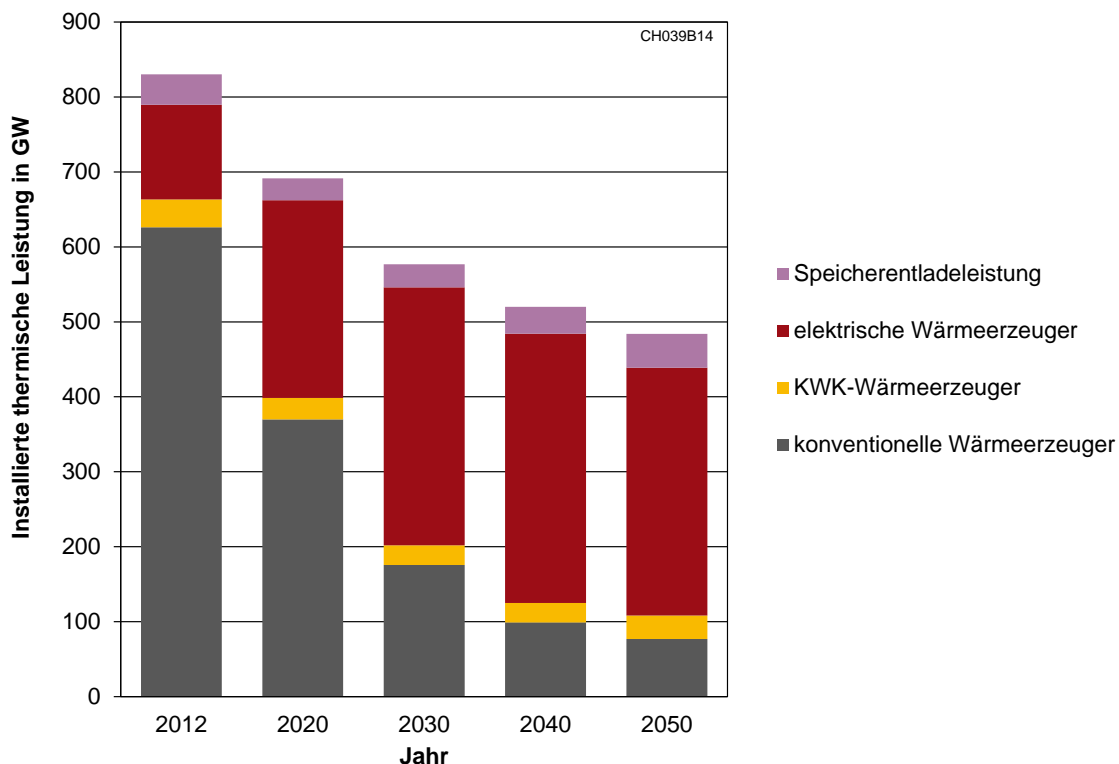


Bild 8.4: Entwicklung der installierten thermischen Leistungen von konventionellen, elektrischen und KWK-Wärmeerzeugern sowie der Entladeleistung thermischer Speicher im *BASIS*-Szenario

Deutlich zu erkennen ist eine starke Tendenz hin zu elektrischen Wärmeezeugern, deren Anteil an der gesamten installierten thermischen Leistung ohne Berücksichtigung der Speicherentladeleistung 75 % im Jahr 2050 ausmacht. Ein Teil der installierten Leistung elektrischer Wärmeezeuger entfällt, wie später anhand von Bild 8.7 noch näher erläutert wird, auf die Abdeckung der notwendigen thermischen Überkapazitäten (siehe Kapitel 4.3.1).

8.2.2.2 Wärmeezeuger

Einen detaillierteren Überblick über die gesamten installierten thermischen Leistungen ohne Entladeleistung der Speicher und ohne Berücksichtigung jeglicher Bildung von Wärmesystemgruppen zeigt Bild 8.5.

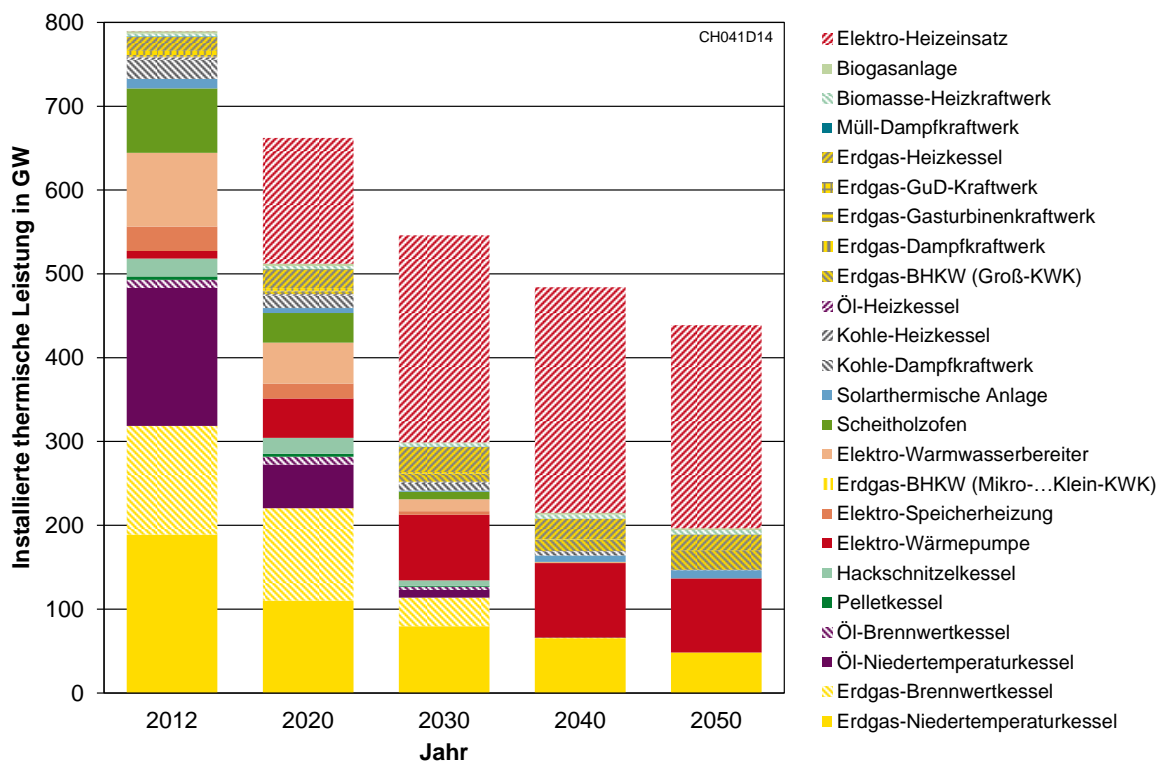


Bild 8.5: Installierte thermische Leistung nach Wärmeezeugertyp im *BASIS*-Szenario

Es wird eine eindeutige Tendenz weg von ölbefeuerten Kesseln hin zu Wärmepumpen und elektrischen Heizeinsätzen deutlich. Pellet- und Hackschnitzelkessel sowie Elektro-Speicherheizungen werden nicht neu zugebaut. Elektrische Warmwasserbereiter und Scheitholzöfen werden aufgrund der Unflexibilität nicht mehr neu installiert. Die Begrenzung des Wärmepumpenpotenzials führt dazu, dass diese Anlagen nicht in dem Maße ausgebaut werden, wie es der Fall wäre, wenn diese Begrenzung nicht

vorhanden wäre (siehe Szenario *ohneBSG*, Kapitel 8.3.1). Um diese Lücke zu schließen, werden im objektversorgten Bereich Erdgas-Niedertemperaturkessel eingesetzt. Erdgas-Brennwertkessel werden aus Kostengründen nicht installiert. Wärmepumpen und Groß-KWK-Anlagen stellen hier die günstigeren Alternativen dar, mit denen auch die Emissionsgrenze eingehalten werden kann. Auch solarthermische Anlagen, die allerdings aus wirtschaftlichen Gründen erst ab dem Jahr 2040 wieder installiert werden, tragen dazu bei. Mikro-, Mini- und Klein-KWK-Anlagen finden in der Objektversorgung keine Anwendung. In wärmenetzversorgten Bereichen werden Kohle-Dampfkraftwerke, Erdgas-Blockheizkraftwerke und Erdgas-Heizkessel sowie Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen installiert. Biogasanlagen werden jedoch erst ab dem Jahr 2040 zugebaut.

8.2.2.3 Wärmeerzeugung

Während bei den installierten Leistungen die elektrischen Zusatzheizungen dominieren, zeigt sich bei der Betrachtung der Wärmemengen (Bild 8.6) ein anderes Bild. Der Anteil der thermischen Energie aus elektrischen Heizeinsätzen an der gesamten bereitgestellten thermischen Energie ist beispielsweise im Jahr 2050 mit 6 % deutlich geringer als der Leistungsanteil mit 55 %. Auch der deutlich höhere Einsatz der Erdgas-Blockheizkraftwerke gegenüber den Erdgas-Heizkesseln ist erkennbar.

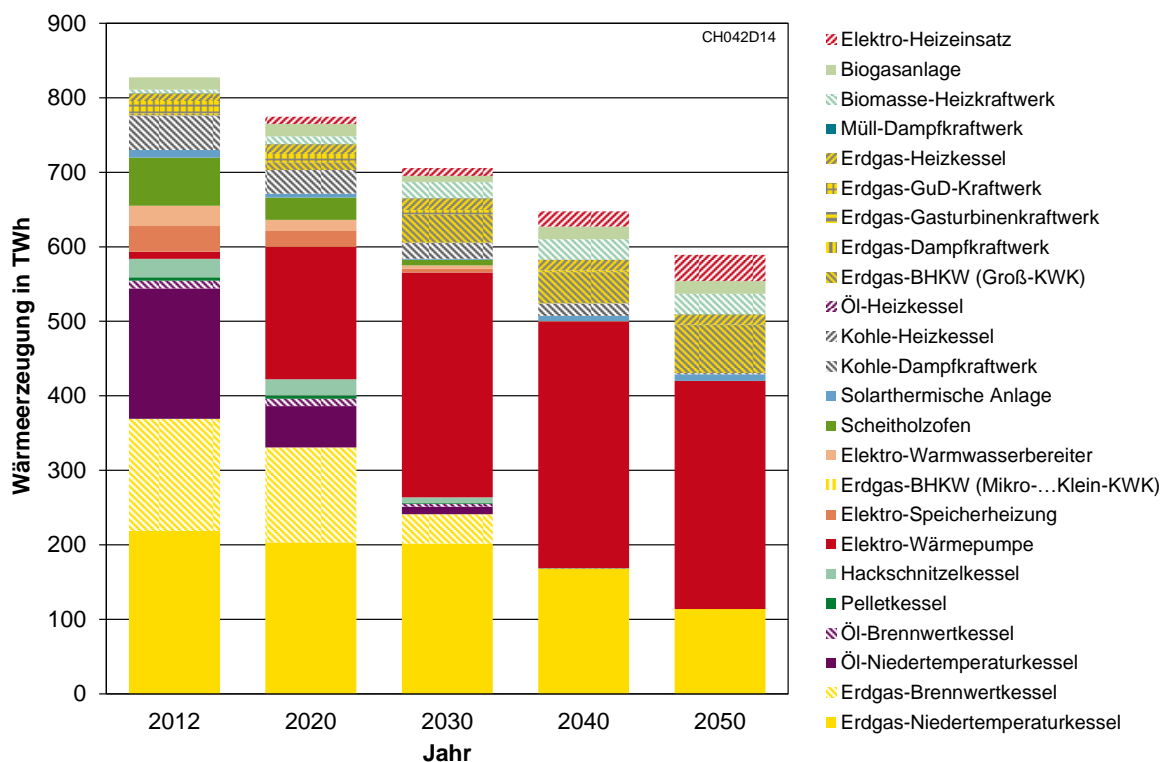


Bild 8.6: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im BASIS-Szenario

8.2.2.4 Wärmesystemgruppen

Bild 8.7 zeigt die installierten thermischen Leistungen der Anlagen strukturiert nach den durch die Optimierung generierten, neuen Wärmesystemgruppen. Die möglichen Konfigurationen richten sich dabei nach Tabelle 6.26. Da sich durch diese Vorgaben die Wärmesystemgruppen N1 und N9 nur durch die zusätzliche Option Erdgas-BHKW in N9 unterscheiden, und dieses Erdgas-BHKW modellbedingt nicht zwingend installiert werden muss, kann es im Fall, dass das Erdgas-BHKW nicht rentabel ist, vorkommen, dass die Optimierung zwei gleichartige Wärmesystemgruppen N1 und N9 ausgestaltet. Dies trifft im *BASIS*-Szenario auch in der Weise zu, dass die Verhältnisse der installierten Leistungen der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen N1 und N9 zueinander jeweils proportional sind.

In den Jahren 2020 und 2030 werden in der Objektversorgung zwei unterschiedliche Wärmesystemgruppen gebildet. Die erste (N1 und N9) besteht aus Erdgas-Niedertemperaturkessel und Elektro-Heizeinsatz. Die zweite setzt sich zusammen aus Elektro-Wärmepumpe und Elektro-Heizeinsatz. Beide Kombinationen gibt die Optimierung auch für die Jahre 2040 und 2050 aus, allerdings wird hier in der Wärmesystemgruppe mit Erdgas-Niedertemperaturkessel und Elektro-Heizeinsatz zusätzlich eine solarthermische Anlage installiert.

Bei der wärmenetzgebundenen Versorgung werden in allen Jahren Kombinationen aus Kohle-Dampfkraftwerken, Erdgas-Blockheizkraftwerken und Erdgas-Heizkesseln (N10) sowie aus Biomasse-Heizkraftwerken und Erdgas-Heizkesseln (N11) ausgegeben. Ab dem Jahr 2030 sind durch die Optimierung in diesen Wärmesystemgruppen auch Elektro-Heizeinsätze vorgesehen. Ab dem Jahr 2040 wird auch Wärmesystemgruppe N12 ausgebaut, bei der eine Kombination aus Biogasanlage und Elektro-Heizeinsatz installiert wird.

Die hohen Leistungsanteile der Elektro-Heizeinsätze werden installiert, um einerseits die geforderten Überkapazitäten abzudecken. Dafür sind Elektro-Heizeinsätze aufgrund ihrer niedrigen Investitionskosten gut geeignet. Andererseits können sie in Zeiten hoher thermischer Last zusätzlich zum Hauptwärmeerzeuger Wärme bereitstellen und, vor allem in den späteren Simulationsjahren, in Überschusszeiten elektrische Energie im Wärmesektor integrieren (vgl. Bild 8.52).

Alle weiteren möglichen Anlagen und Anlagenkonfigurationen werden im *BASIS*-Szenario nicht installiert. Für das Jahr 2050 sind die installierten thermischen Leistungen zusätzlich in Tabelle 8.4 aufgeführt.

Für die Umsetzung in der Praxis, d. h. in Objekten und Wärmenetzen, sind die installierten Leistungen der Wärmeerzeugertypen in der jeweiligen Wärmesystemgruppe nach ihren Verhältnissen zueinander entsprechend herunterzuskalieren.

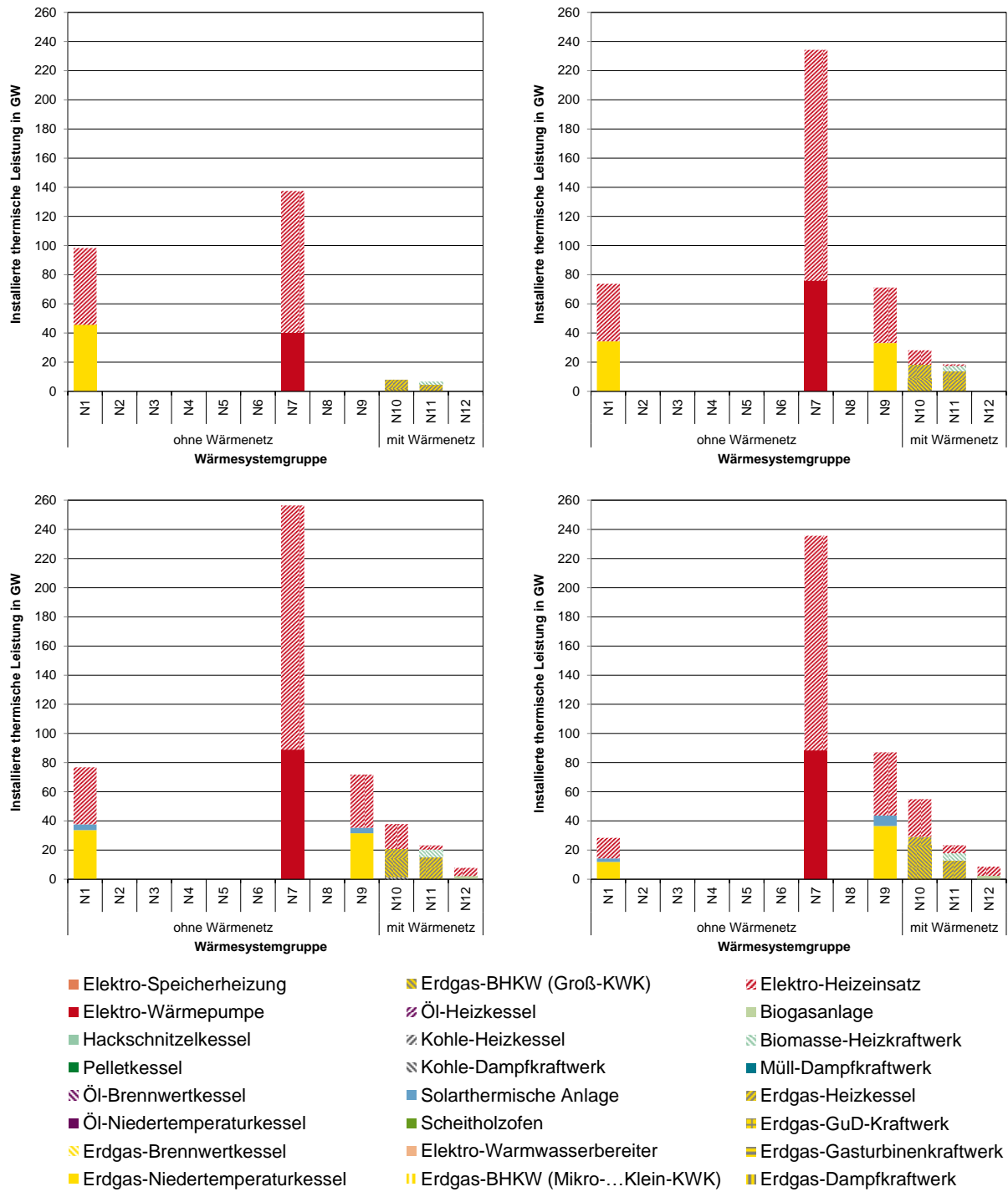


Bild 8.7: Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den neuen Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (links oben), 2030 (rechts oben), 2040 (links unten) und 2050 (rechts unten) im *BASIS*-Szenario

Tabelle 8.4: Zusammenfassung der optimierten Wärmeerzeugerkonfiguration im BASIS-Szenario im Jahr 2050

Wärmeerzeuger	Wärmesystemgruppe					
	N1	N7	N9	N10	N11	N12
	ohne Wärmenetz			mit Wärmenetz		
Installierte thermische Leistung in MW						
Erdgas-Niedertemperaturkessel	11 898	0	36 503	0	0	0
Elektro-Wärmepumpe	0	88 311	0	0	0	0
Solarthermische Anlage	2 362	0	7 247	0	0	0
Kohle-Dampfkraftwerk	0	0	0	111	0	0
Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	0	0	0	23 086	0	0
Erdgas-Heizkessel	0	0	0	5 866	12 720	0
Biomasse-Heizkraftwerk	0	0	0	0	5 132	0
Biogasanlage	0	0	0	0	0	2 364
Elektro-Heizeinsatz	14 126	147 277	43 341	25 863	5 483	6 261

8.2.2.5 Elektrische Wärmeerzeugung

Ein besonderes Augenmerk liegt im Rahmen dieser Arbeit auf der Sektorkopplung, im Speziellen auf dem Einsatz von Elektro-Heizeinsätzen. Dieser Einsatz wird am Beispiel der Wärmesystemgruppe N1 für das Jahr 2050 näher untersucht und in Bild 8.8 dargestellt, indem für jede Stunde des Jahres die thermische Leistung des Elektro-Heizeinsatzes in Wärmesystemgruppe N1 über den Grenzkosten der Stromerzeugung aufgetragen wird. Der elektrische Heizeinsatz wird in 1548 Stunden des Jahres eingesetzt. Der Einsatz ist, wie Bild 8.8 zeigt, zu einem sehr großen Teil von den Grenzkosten der Stromerzeugung der jeweiligen Stunde abhängig.

Bis zu Grenzkosten von $70,48 \text{ €}_{2010}/\text{MWh}_{\text{el}}$ ist der Einsatz des Elektro-Heizeinsatzes wirtschaftlich sinnvoll. Bei darüber liegenden Grenzkosten ist der Einsatz nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich, nämlich dann, wenn bei sehr hohen thermischen Lasten durch den Einsatz des Elektro-Heizeinsatzes Investitionen eingespart werden können, indem der Erdgas-Niedertemperaturkessel nicht auf die maximale thermische Last ausgelegt werden muss. Ansonsten ist bei Strom-Grenzkosten über dem genannten Betrag der Einsatz des Erdgas-Niedertemperaturkessels günstiger. Der Einsatz des Elektro-Heizeinsatzes bei Grenzkosten der Stromerzeugung über $70,48 \text{ €}_{2010}/\text{MWh}_{\text{el}}$ tritt im konkreten Beispiel nur in acht Stunden auf.

Viele Punkte, die die einzelnen Stunden darstellen, liegen auf diskreten Linien für die Grenzkosten der Stromerzeugung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei den un-

terschiedlichen Kraftwerkstypen bestimmte diskrete Grenzkosten der Stromerzeugung auftreten.

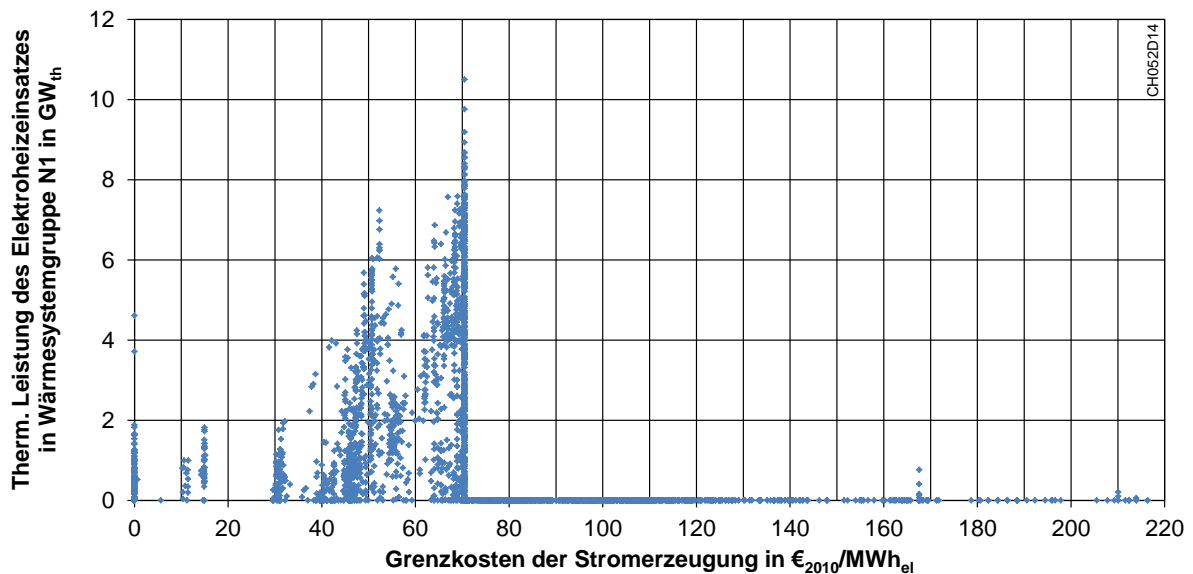


Bild 8.8: Thermische Leistung des Elektro-Heizeinsatzes in Wärmesystemgruppe N1 über den Grenzkosten der Stromerzeugung für alle Stunden des Jahres 2050 im BASIS-Szenario; Begrenzung der Skala der Grenzkosten: in vier Stunden treten Grenzkosten von mehr als 220 €₂₀₁₀/MWh_{el} auf; dabei wird der elektrische Heizeinsatz nicht eingesetzt

Auffällig ist außerdem, dass bei niedrigen Grenzkosten elektrische Heizeinsätze offensichtlich seltener und mit geringerer Leistung eingesetzt werden, als bei Grenzkosten von 70,48 €₂₀₁₀/MWh_{el}. Dies lässt sich damit begründen, dass Grenzkosten von 0 €/MWh_{el} nur im Sommer auftreten (Bild 8.19), d. h. zu Zeitpunkten, bei denen auch die thermische Last sehr niedrig ist und deshalb die notwendige thermische Erzeugerleistung ohnehin gering ausfällt. Die im Sommer tendenziell niedrigeren Grenzkosten der Stromerzeugung hängen jedoch auch von den Annahmen zur Zusammensetzung der installierten Leistungen der Photovoltaik- und Windenergieanlagen ab.

8.2.2.6 Einsatz von KWK-Anlagen

Neben den Elektro-Heizeinsätzen werden unter dem Gesichtspunkt der Sektorkopplung auch KWK-Anlagen untersucht. Den zeitlichen Einsatz der KWK-Anlagen in den neuen Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 zeigt Bild 8.9. Dabei ist zu beachten, dass die dargestellten Anlagen zum Teil in unterschiedlichen Wärmesystemgruppen und nach der Ausnutzungsdauer sortiert sind.

Die Darstellung zeigt, dass aufgrund der spezifischen Kostenunterschiede der KWK-Anlagen unterschiedliche Ausnutzungsdauern (Tabelle 8.1) und damit unterschiedliche Einsatzstrategien rentabel sind. Sehr hohe Ausnutzungsdauern erreichen hierbei Biogasanlagen (Kapitel 8.2.6).

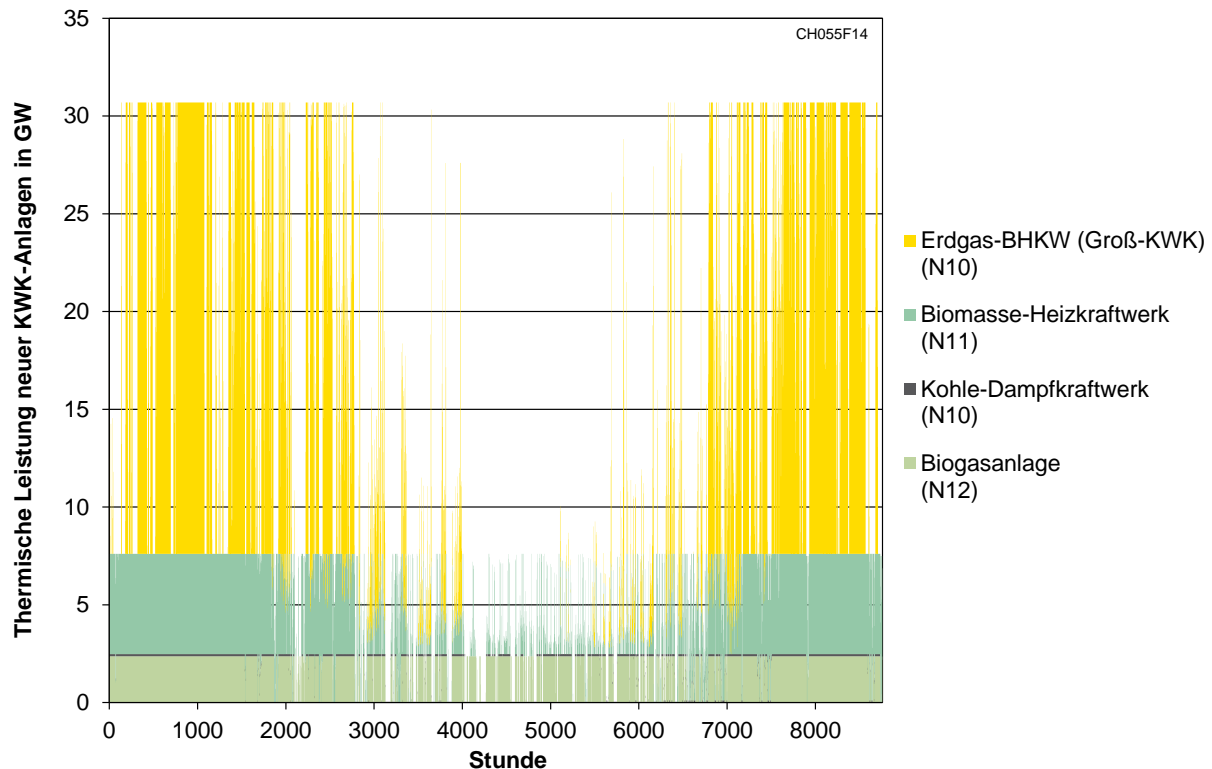


Bild 8.9: Zeitlicher Einsatz aller, in unterschiedlichen Wärmesystemgruppen vorhandenen neuen KWK-Anlagen im Jahr 2050; Sortierung nach Ausnutzungsdauer der Anlagen

8.2.2.7 Wärmespeicher

Zum Teil werden in den neuen Wärmesystemgruppen auch thermische Speicher installiert. Die Optimierungsergebnisse zu Entladeleistungen, Ladeleistungen und Kapazitäten der Speicher werden aufgeschlüsselt nach den Wärmesystemgruppen und für die Jahre von 2020 bis 2050 in Tabelle 8.5 aufgeführt.

Nach FISCH ET AL. [78, p. 25] gilt es zu beachten, dass bei Heißwasserspeichern eine Entladeleistung von bis zu 100 kW pro Kubikmeter Speichervolumen möglich ist. Mit einer volumetrischen Wärmekapazität von 1,16 kWh/(m³·K) [78, p. 12] und der Annahme, dass in Heißwasserspeichern durchschnittlich eine Temperaturspreizung von 40 K erreicht wird [87, p. 4], ergibt sich eine spezifische Speicherkapazität von etwa 46,5 kWh/m³. Dies bedeutet umgerechnet eine Entladeleistung von bis zu 2,15 kW pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Die Verhältnisse von Entladeleistung zu Spei-

cherkapazität liegen bei den ermittelten Speicherdimensionierungen nach Tabelle 8.5 durchwegs unterhalb von 1 kW pro Kilowattstunde Speicherkapazität.

Tabelle 8.5: Installierte Entladeleistung, Ladeleistung und Kapazität der neuen thermischen Speicher in den ausgebauten Wärmesystemgruppen

	Wärmesystemgruppe						Summe
	N1	N7	N9	N10	N11	N12	
	ohne Wärmenetz			mit Wärmenetz			
Jahr	Entladeleistung in MW						
2020	0	3 765	0	1 401	441	0	5 607
2030	0	17 127	0	6 531	1 579	0	25 237
2040	203	18 949	190	11 518	2 433	2 558	35 851
2050	1 463	13 131	4 490	19 519	3 491	2 846	44 940
Jahr	Ladeleistung in MW						
2020	0	2 136	0	1 675	694	0	4 505
2030	0	12 757	0	9 000	2 264	0	24 021
2040	176	15 597	164	15 947	3 188	4 160	39 232
2050	752	12 737	2 307	24 605	3 847	5 274	49 522
Jahr	Kapazität in MWh						
2020	0	5 813	0	18 939	1 665	0	26 417
2030	0	31 986	0	138 624	6 167	0	176 777
2040	211	34 998	197	367 713	9 956	18 689	431 764
2050	2 175	24 959	6 672	949 769	15 427	26 684	1 025 686

In Tabelle 8.5 ist deutlich zu erkennen, dass in den Wärmesystemgruppen N1 und N9 erst ab dem Jahr 2040 Wärmespeicher installiert werden, obwohl in diesen schon zuvor Wärmeerzeugungsanlagen installiert wurden. Ausschlaggebend sind dafür zwei Faktoren: Erstens sind ab diesem Zeitpunkt auch solarthermische Anlagen den Wärmesystemgruppen N1 und N9 zugeordnet, womit ein Puffer für thermische Energie rentabel werden kann. Zweitens sind die stündlichen Grenzkosten der Stromerzeugung durch den größer werdenden Anteil an erneuerbaren Energien im Durchschnitt niedriger, wodurch die Wärmeerzeugung durch Elektro-Heizeinsätze zu Zeitpunkten niedriger Grenzkosten und die Einspeicherung dieser Wärmeenergie rentabler wird. Allerdings kann die Installation eines Speichers auch zu einer kleineren Dimensionierung des Gas-Niedertemperaturkessels und dadurch zu niedrigeren Gesamtkosten führen. Deshalb wird untersucht, zu wie vielen Zeitpunkten in Wärmesystemgruppe N1 Speicherladungen allein durch die solarthermische Anlage, allein durch den Elektro-Heizeinsatz, durch die Kombination aus solarthermischer Anlage und Elektro-Heizeinsatz und nur durch den Erdgas-Niedertemperaturkessel erfolgt.

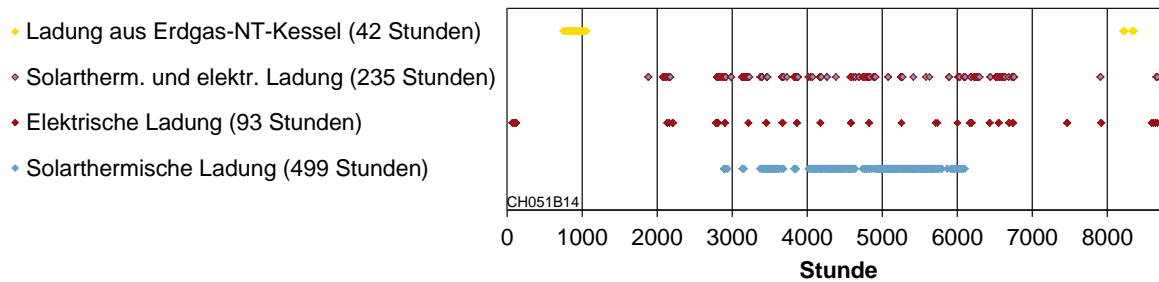


Bild 8.10: Verwendeter Wärmeerzeuger zur Wärmespeicherladung in der Wärmesystemgruppe N1 im Jahr 2050 im *BASIS*-Szenario in Stundenauflösung

Bild 8.10 zeigt die Ergebnisse dieser Untersuchung für das *BASIS*-Szenario im Jahr 2050. Daraus wird deutlich, dass die rein solarthermische Ladung nur in den Sommermonaten erfolgt und mit 499 Stunden, in denen eine Ladung stattfindet, den zeitlichen Anteil dominiert. In 235 Stunden wird der Speicher sowohl über die solarthermische Anlage als auch über den Elektro-Heizeinsatz geladen. Rein elektrisch geschieht die Ladung in 93 Stunden. Die Ladung über den Erdgas-Niedertemperaturkessel erfolgt nur in 42 Stunden. Die Zeitpunkte der Ladung über den Erdgas-Niedertemperaturkessel liegen im Bereich der höchsten Wärmelast (siehe Bild 6.13). Durch die Ladung des Speichers in den Stunden vor der höchsten Wärmelast ist es möglich, den Erdgas-Niedertemperaturkessel etwas kleiner zu dimensionieren und so geringere Investitionskosten zu erreichen. Die Einsparungen bei den Investitionskosten rechtfertigen in diesem Fall die zusätzlichen Speicherverluste. Zu allen anderen Zeitpunkten ist eine Ladung über den Erdgas-Niedertemperaturkessel unrentabel, da hierdurch nur zusätzliche Verluste anfallen, die wirtschaftlich keinen Vorteil bringen.

Die Kombination von Elektro-Wärmepumpen und Elektro-Heizeinsätzen mit einem thermischen Speicher, wie sie in Wärmesystemgruppe N7 vorkommt, ist in allen betrachteten Jahren sinnvoll. Da in diesem Fall die Wärmeerzeugung nur auf dem Endenergieträger Strom basiert, dessen Gestehungskosten zeitlich variabel sind, können so Zeitpunkte niedriger Stromgestehungskosten zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Die Speichergröße wird auch in diesem Fall so bemessen, dass trotz der anfallenden Speicherverluste ein wirtschaftlicher Vorteil durch die Nutzung von Strom zu niedrigeren Gestehungskosten entsteht.

In allen ausgebauten Wärmenetzen werden Wärmespeicher installiert. Diese eignen sich sowohl in Kombination mit den KWK-Anlagen als auch in Verbindung mit den Elektro-Heizeinsätzen zur Flexibilisierung. KWK-Anlagen können so auch zu Zeiten mit niedriger Wärmelast und hoher elektrischer Last eingesetzt werden, ohne dass die erzeugte Wärme vollständig als Überschusswärme produziert wird. Analog zur Objektversorgung kann auch zu Zeitpunkten mit niedrigen Stromgestehungskosten

Wärme aus elektrischer Energie erzeugt und im Wärmespeicher gespeichert werden. Für die gesamte Wärmespeicherkapazität in Wärmenetzen im Jahr 2050 in Höhe von ca. 1 TWh (Tabelle 8.5) bräuchte man etwa 430 Wärmespeicher mit einer Kapazität von je 50.000 m³. Ein Wärmespeicher dieser Größenordnung ist im österreichischen Theiß in Betrieb [106]. Als Vergleichsgröße für die Speicheranzahl kann angemerkt werden, dass es in Deutschland ca. 650 Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern gibt [107].

8.2.2.8 Wärmenetze

Ein weiteres bedeutsames Bewertungskriterium bei der Ausgestaltung der Wärmeversorgung ist der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung. Für das *BASIS*-Szenario sind die Anteile für die fünf Stützjahre in Tabelle 8.6 aufgeführt. Darin wird eine eindeutige Tendenz hin zu einer wärmenetzgebundenen Versorgung sichtbar. Allerdings ist im Jahr 2020 noch kein Ausbau zu erkennen. Die Anteile steigen von aktuell 9,3 % auf 20,5 % im Jahr 2050. Entsprechend nehmen die Anteile der objektgebundenen Versorgung ab. In der Realität wäre ein derartiger Ausbau der Wärmenetze, was den zeitlichen Vorlauf für Planung, Genehmigung und Bau betrifft, problemlos umsetzbar.

Tabelle 8.6: Anteile der objektgebundenen und wärmenetzgebundenen Versorgung im *BASIS*-Szenario

Wärmeversorgungstyp	Jahr				
	2012	2020	2030	2040	2050
	Wärmeversorgungstypanteil				
Objektversorgung (WVT1)	90,7 %	90,7 %	86,9 %	83,8 %	79,5 %
Wärmenetzversorgung (WVT2)	9,3 %	9,3 %	13,1 %	16,2 %	20,5 %

Zwei Faktoren sprechen für die Zunahme des wärmenetzgebundenen Anteils. Zum ersten können dadurch vermehrt großtechnische KWK-Anlagen eingesetzt werden, die aufgrund ihrer Effizienz sowohl einen Beitrag zur CO₂-Emissionsreduktion leisten als auch der Strombereitstellung dienen. Allerdings ist die Installation von KWK-Anlagen auch nur bis zu einem gewissen Grad wirtschaftlich sinnvoll. Zum zweiten lassen sich in Wärmenetzen großtechnische und damit effiziente Wärmespeicher integrieren. Deren Vorzüge und zeitlicher Einsatz wird im folgenden Abschnitt näher erläutert.

8.2.2.9 Wärmespeicher nach Versorgungstyp

Wie Tabelle 8.5 zeigt, sind spätestens ab dem Jahr 2040 in allen Wärmesystemgruppen thermische Speicher installiert. Der zeitliche Einsatz der Wärmespeicher ist jedoch in hohem Maße vom jeweiligen Versorgungstyp abhängig. Bild 8.11 zeigt diese Unterschiede ganz deutlich durch die Darstellung der Ladestände der Wärmespeicher bei objektgebundener Versorgung (links) und bei wärmenetzgebundener Versorgung (rechts) über die 24 Stunden des Tages und die 365 Tage des Jahres 2050. Dabei sind jeweils die Wärmespeicher, wie sie in Tabelle 8.5 aufgeführt sind, entsprechend zusammengefasst.

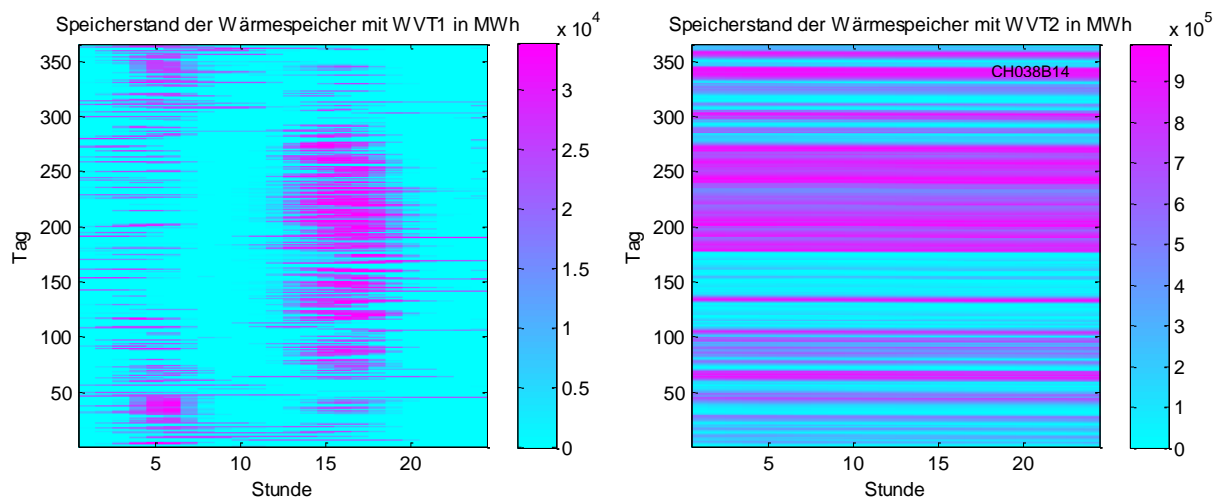


Bild 8.11: Speicherstände über alle Wärmespeicher in der Objektversorgung (WVT1, links) und in der Wärmenetzversorgung (WVT2, rechts) über 24 Stunden und 365 Tage im Jahr 2050 im BASIS-Szenario

Deutlich zu erkennen ist, dass die Speicher bei objektgebundener Versorgung annähernd im Tageszyklus betrieben werden. Dafür spricht auch die Anzahl von 283 Vollzyklen pro Jahr, die als Verhältnis von Summe über die stündlichen Entladeenergien zur Kapazität der Speicher zu sehen sind. Unterschiede gibt es bei den Beladezeitpunkten: Im Winter dominiert die Ladung in den späten Nachtstunden, im Sommer die Ladung in den Nachmittagsstunden. Durch die Zusammenfassung der Wärmesystemgruppen mit unterschiedlichen Primärwärmeerzeugern (Erdgas-Niedertemperaturkessel und Wärmepumpe) in Kombination mit Elektro-Heizeinsätzen und teilweise mit solarthermischen Anlagen ist eine Differenzierung der Ladestrategien in dieser Darstellung nicht möglich. Allerdings sprechen bei der Betrachtung der objektgebundenen Versorgung, der kleine Heißwasserspeicher zugeordnet sind, die relativ hohen spezifischen Verluste für die Nutzung der thermischen Speicher als Tagespeicher

Im Gegensatz dazu führen die niedrigen spezifischen Verluste großtechnischer Warmwasserspeicher in Wärmenetzen für eine langfristige Einspeicherung thermischer Energie. Dies ist in Bild 8.11 (rechts) deutlich zu erkennen. Mit 33 Vollzyklen pro Jahr arbeiten diese Wärmespeicher im Bereich von Wochenzyklen. Damit ergeben sich für den Einsatz der KWK-Anlagen und den Einsatz der Elektro-Heizeinsätze große Flexibilisierungsmöglichkeiten und Optimierungsmöglichkeiten im Zusammenspiel dieser Wärmeerzeuger. Dies zeigt Bild 8.12 besonders deutlich dadurch, dass im Winter und in der Übergangszeit die thermischen Speicher in Wärmenetzen hauptsächlich durch Wärme aus KWK-Anlagen – besonders durch die Kombination aus Kohle-Dampfkraftwerk und Erdgas-Blockheizkraftwerk – geladen werden. Im Sommer dagegen erfolgt die Ladung in den meisten Fällen nur über die Elektro-Heizeinsätze. Dadurch können Überschüsse aus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Wärmesystem integriert werden.

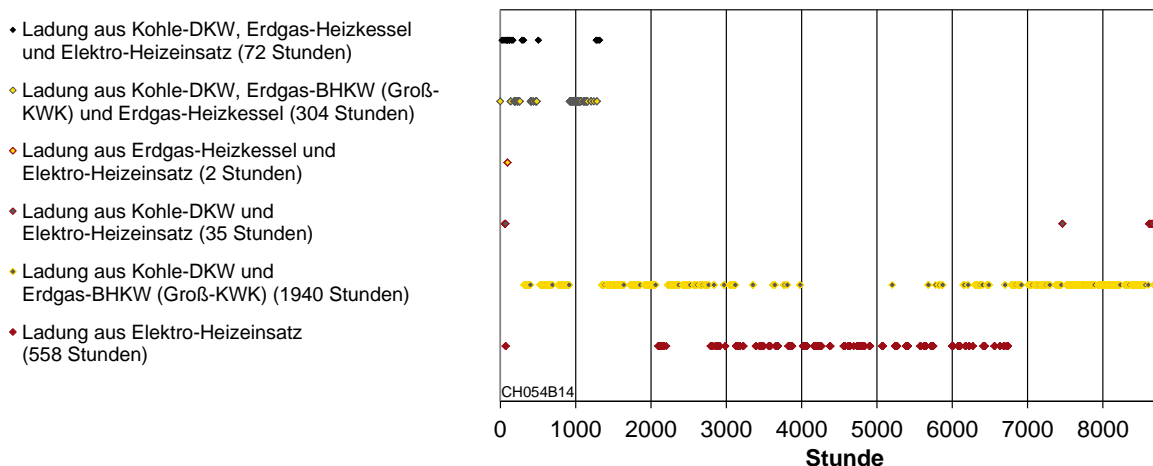


Bild 8.12: Verwendete Wärmeerzeuger zur Wärmespeicherladung in der Wärmesystemgruppe 10 im Jahr 2050 im BASIS-Szenario in Stundenauflösung

8.2.2.10 Wärmebilanz

Durch die Verwendung von Wärmelastungleichungen in der Modellierung ist es möglich, dass neben den Wärmeverlusten über Wärmenetze und Wärmespeicher auch eine Wärmeüberproduktion auftritt und somit mehr Wärme erzeugt wird, als durch die Verbraucher benötigt wird. Eine Wärmebilanz, die diese Größen darstellt, zeigt Bild 8.13 für das Jahr 2050 im BASIS-Szenario. 95,25 % der gesamten Wärmeerzeugung von 589 TWh decken den Wärmeverbrauch. 3,44 % entfallen auf die Verluste durch Wärmenetze, 0,28 % auf die Lade- und Entladeverluste der Speicher, 0,18 % auf die Speicherverluste durch Selbstentladung. 0,86 % der Wärmeerzeugung bzw. 5,05 TWh fallen als Wärmeüberproduktion an.

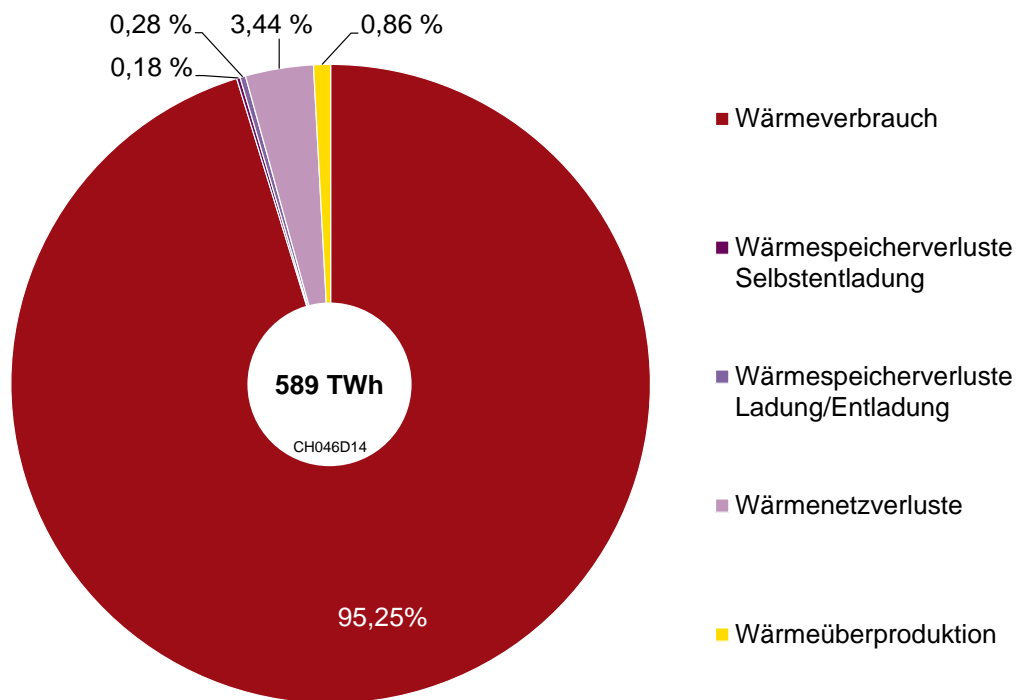


Bild 8.13: Wärmebilanz mit Wärmeverbrauch, Wärmeverlusten und Wärmeüberproduktion im Jahr 2050 im *BASIS*-Szenario

8.2.3 Auswirkungen der elektrischen Wärmeerzeugung

Die Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie hat vielfältige Auswirkungen auf das gesamte System. Die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien ist eines der Kriterien, mit der die elektrische Wärmeerzeugung bewertet werden kann.

Dass die elektrische Wärmeerzeugung teilweise von der gesetzten Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien abhängig ist, zeigt Bild 8.14 für das Jahr 2050 im *BASIS*-Szenario. Links sind über den Werten für die gesetzte Einspeisung für alle einzelnen Stunden des Jahres die elektrischen Leistungsbezüge aller installierten Wärmepumpen (Wärmesystemgruppe N7) dargestellt. Die thermische Leistung beträgt aufgrund der Arbeitszahl von 4 entsprechend das Vierfache. Rechts sind die stündlichen Summen der Leistungsbezüge der Elektro-Heizeinsätze in allen Wärmesystemgruppen über der gesetzten Einspeisung abgebildet. Für die thermische Leistung sind die Werte des elektrischen Leistungsbezugs mit 0,98 zu multiplizieren.

Ab einer gesetzten Einspeisung von mehr als 40 GW ist eine eindeutige Abhängigkeit des elektrischen Leistungsbezugs der Elektro-Heizeinsätze von der gesetzten Einspeisung sichtbar. In diesem Bereich werden elektrische Wärmeerzeuger auch vermehrt eingesetzt, um thermische Speicher zu beladen.

Ein direkter Zusammenhang zwischen dem Einsatz von Elektro-Wärmepumpen und der gesetzten Einspeisung ist, wie der linke Teil von Bild 8.14 zeigt, auf den ersten

Blick nicht offensichtlich. Eine geringe Abhängigkeit ist nur dahingehend zu betrachten, dass ab einer gesetzten Einspeisung von 45 GW der elektrische Leistungsbezug nur noch sehr selten nahe 0 GW liegt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung bei so hohen Anteilen an gesetzter Einspeisung eine Speicherladung durch die Wärmepumpen wirtschaftlich wird.

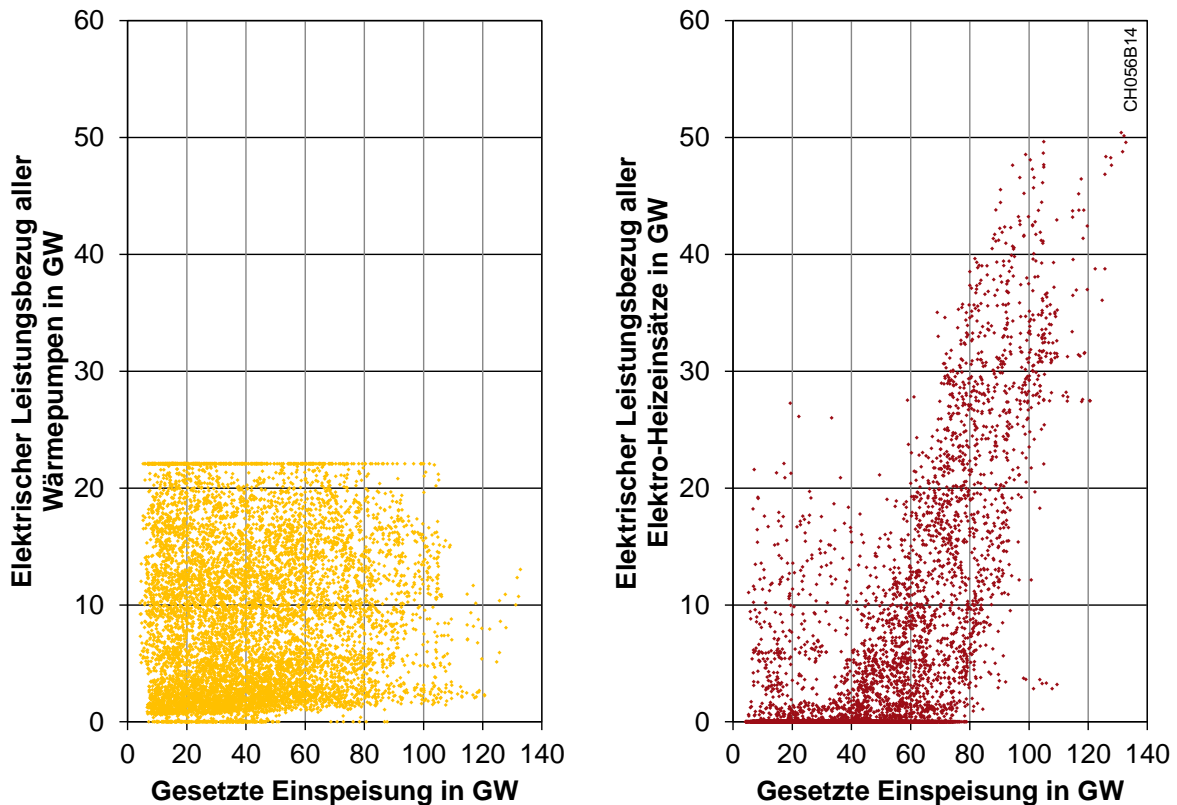


Bild 8.14: Abhängigkeit des elektrischen Leistungsbezugs aller Wärmepumpen (links) und aller Elektro-Heizeinsätze (rechts) von der gesetzten Einspeisung aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie für alle Stunden des Jahres 2050 im BASIS-Szenario

Neben den elektrischen Wärmeerzeugern tragen auch elektrische Speicher einen Teil zur Integration von erneuerbaren Energien im Energiesystem bei. Welchen Anteil die elektrischen Wärmeerzeuger und welchen die elektrischen Speicher daran haben, lässt sich anhand der Abbildung der zugehörigen geordneten Jahresdauerlinien der Residuallast für das Jahr 2050 im BASIS-Szenario (Bild 8.15) zeigen. Die Flächen zwischen den Kurven im negativen Residuallastbereich und der Nulllinie stellen die nicht wirtschaftlich integrierbaren elektrischen Energiemengen, die sogenannte Abschaltenergie, dar.

Grau dargestellt ist die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast ohne elektrische Speicher und ohne elektrische Wärmeerzeuger. Das bedeutet, dass die zusätzliche

Last durch elektrische Wärmeerzeuger auch nicht berücksichtigt ist. In diesem Fall beträgt die Abschaltenergie 60,2 TWh; das Lastmaximum liegt bei 59,6 GW.

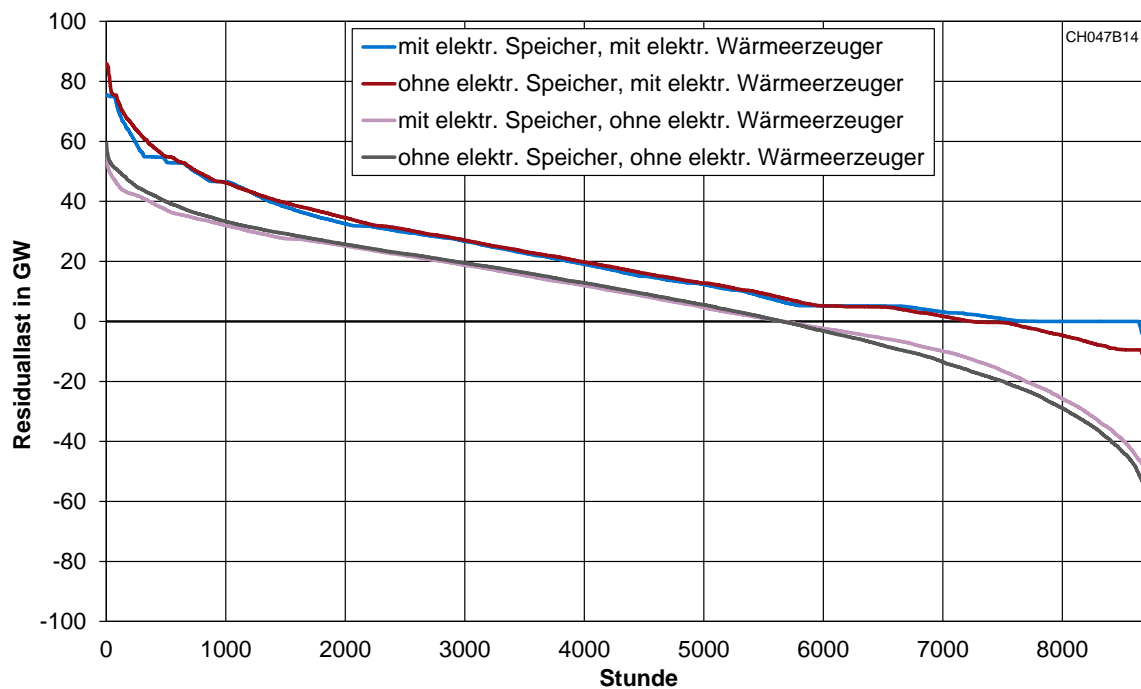


Bild 8.15: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallasten im Jahr 2050 im *BASIS*-Szenario mit und ohne Berücksichtigung des Einsatzes elektrischer Speicher sowie mit und ohne Berücksichtigung elektrischer Wärmeerzeuger

Die rosa Linie steht für die Mitberücksichtigung elektrischer Speicher. Dadurch können Spitzenlasten geringfügig reduziert und zusätzliche erneuerbare Energien integriert werden. Allerdings beträgt die nicht integrierbare elektrische Energie immer noch 51,3 TWh. Das bedeutet, dass damit zusätzlich 8,9 TWh integriert werden können. Das Lastmaximum liegt in diesem Fall bei 57,0 GW.

Die rote Linie stellt die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast mit elektrischen Wärmeerzeugern, jedoch ohne elektrische Speicher dar. Durch die große Zahl an elektrischen Wärmeerzeugern, sowohl Wärmepumpen als auch Elektro-Heizeinsätze, liegt die Kurve stets über der grauen Linie. Das Lastmaximum liegt bei 85,9 GW. Die nicht integrierbare elektrische Energie beträgt durch den Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger nur noch 8,7 TWh. Das bedeutet, gegenüber der Variante ohne elektrische Wärmeerzeuger eine zusätzliche Integration an gesetzter Einspeisung von 51,5 TWh. Dem gegenüber steht allerdings im dargestellten Wärmesystem im Jahr 2050 eine Wärmeüberproduktion von 5,0 TWh. Diese Überproduktion stammt zu 1,5 % aus bestehenden KWK-Anlagen und zu 95,4 % aus neuen Biogasanlagen, d. h. ebenso aus KWK-Anlagen. 3,1 % der Überschussproduktion ist auf

neue solarthermische Anlagen zurückzuführen. Die Überproduktion aus KWK-Anlagen ist dennoch aus volkswirtschaftlicher Sicht rentabel, da dadurch zusätzliche Investitionen in reine Stromerzeuger eingespart werden können. Die Überproduktion aus solarthermischen Anlagen ist ebenso sinnvoll und lediglich als umgewandelte, aber ungenutzte solare Strahlungsenergie zu sehen. Die Zeitpunkte und Ausprägungen der Wärmeüberproduktion sind für das Jahr 2050 in Bild 8.16 für die neuen solarthermischen Anlagen (links) und die neuen Biogasanlagen (rechts) dargestellt. Bei den Biogasanlagen ist zu erkennen, dass insbesondere im Sommer Überschusswärme produziert wird.

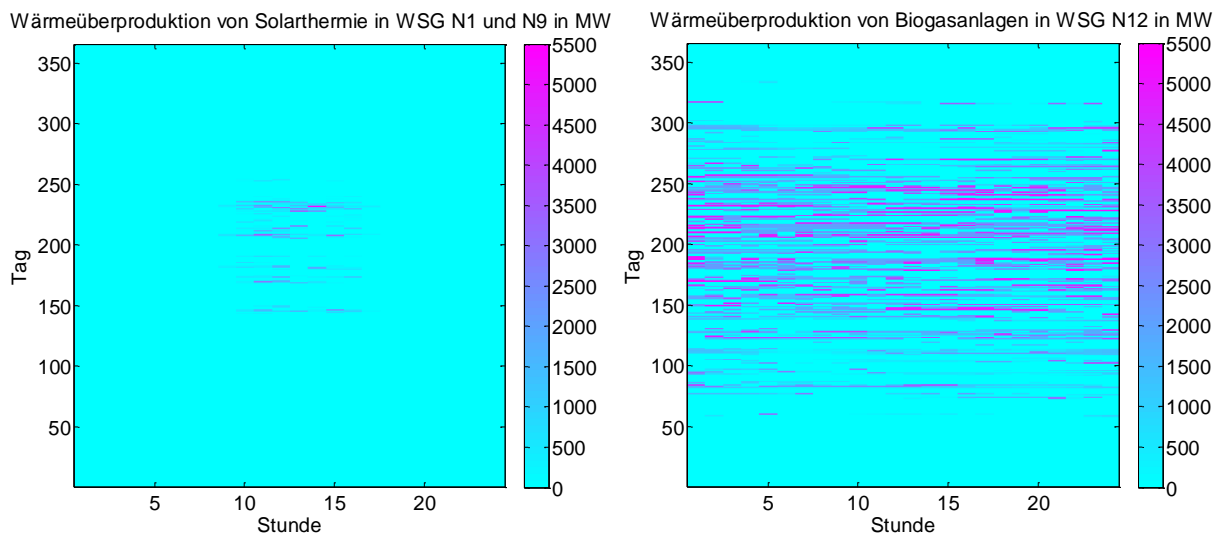


Bild 8.16: Wärmeüberproduktion aus solarthermischen Anlagen in den Wärmesystemgruppen N1 und N9 (links) und aus Biogasanlagen in der Wärmesystemgruppe N12 im Jahr 2050 im BASIS-Szenario

Werden sowohl elektrische Speicher als auch elektrische Wärmeerzeuger eingesetzt, so kann die wirtschaftlich nicht integrierbare gesetzte Einspeisung auf 1,7 TWh reduziert werden (Bild 8.15, blaue Linie). Auffällig ist hier insbesondere der große Zeitraum von 919 Stunden mit einer sehr niedrigen Residuallast zwischen 0 und 0,03 GW. Das zeugt von einer sehr flexiblen Anlagenstruktur. Nichtsdestotrotz ist eine vollständige Integration der Überschüsse aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, weshalb stets die letzten Stunden der Jahresdauerlinie unterhalb der Nulllinie verlaufen.

Farblich analog zu Bild 8.15 sind die Abschaltenergien für alle Simulationsjahre in Bild 8.17 aufgeführt. Die großen Unterschiede zwischen den Überschussmengen bei Betrachtung ohne und mit elektrischen Wärmeerzeugern werden in allen Jahren deutlich, was für einen aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger spricht.

Während, wie bereits zuvor genannt, die Wärmeüberproduktion im Jahr 2050 5,0 TWh beträgt, liegen die Werte hierfür in den Jahren davor noch deutlich höher. Aufgrund des wenig optimierten Energiesystems im Jahr 2012 beträgt die Wärmeüberproduktion 12 TWh. Im Jahr 2030 liegt der Wert immerhin noch bei 7 TWh. Somit lässt sich durch eine Optimierung unter Berücksichtigung der Sektorkopplung Wärmeüberproduktion vermeiden.

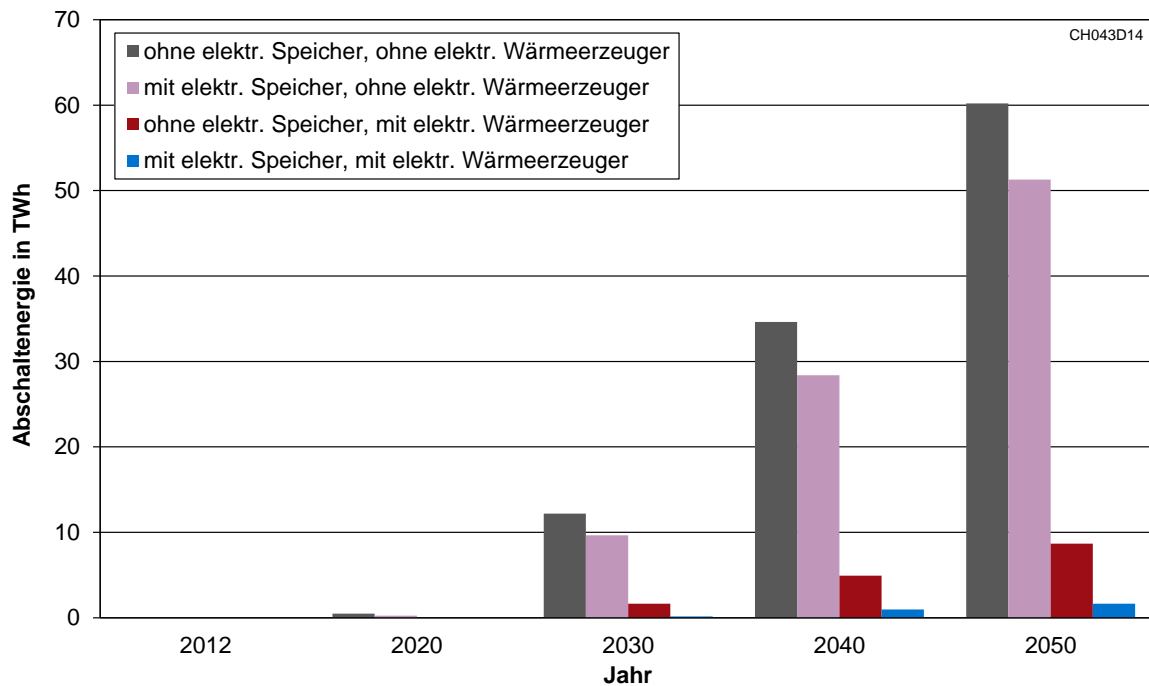


Bild 8.17: Abschaltenergien mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger im *BASIS*-Szenario

8.2.4 Brennstoffbilanz

In der Brennstoffbilanz werden nur Energieträger betrachtet, die nicht direkt vom Primärenergieträger in einen Endenergieträger (z. B. in Strom) gewandelt werden können, sondern diejenigen, für die ein Bereitstellungsaufwand anfällt. Das bedeutet, dass solare Strahlungsenergie und Windenergie nicht aufgeführt werden. Es werden jeweils die Heizwerte der in den Anlagen eingesetzten Brennstoffe bilanziert.

Bild 8.18 zeigt die zeitliche Entwicklung der Energieträgerstruktur für das *BASIS*-Szenario. Eine deutliche Abnahme des Brennstoffbedarfs ist zu erkennen. Diese ist vor allem auf die wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen. Aber auch der Rückgang des elektrischen und thermischen Energieverbrauchs und die steigende Effizienz der Energiewandlung spielen eine Rolle. Uran wird aus gesetzlichen Gründen nur noch bis zum Simulationsjahr 2020 verwendet. Die Verwendung von Stein- und Braunkohle nimmt deutlich ab, verschwindet

jedoch nicht vollständig bis zum Jahr 2050. Am gesamten Brennstoffbedarf haben Kohlen im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 19 %. Der jährliche Bedarf an Erdgas sinkt bis zum Jahr 2050 um etwa 50 %. Der Anteil von Erdgas am Brennstoffverbrauch liegt dann bei ca. 60 %. Heizöl wird im Jahr 2050 nicht mehr zur Strom- und Wärme-erzeugung verwendet. Die Verwendung von Hackschnitzeln nimmt zu und erreicht bereits im Jahr 2020 die Potenzialgrenze. Biogas wird – mit Ausnahme des Jahres 2030 – an der Potenzialgrenze eingesetzt. Nur dadurch lassen sich mit den installierten Anlagen möglichst hohe Ausnutzungsdauern erreichen. Die biogenen Endenergeträger Hackschnitzel und Biogas tragen damit auch einen Teil dazu bei, dass die Emissionsgrenzen eingehalten werden. Im Gegensatz dazu finden Pellets und Scheitholz im Jahr 2050 keine Verwendung mehr. Müll wird nur zwischenzeitlich stärker eingesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf den Zwang verzichtet, Müll thermisch zu verwerten, obwohl laut Deponieverordnung [108] für heizwertreiche Müllfraktionen ein Deponieverbot gilt. Aufgrund eines maximalen Brennstoffpotenzials von Müll von 38 TWh im Jahr 2012 und 20 TWh im Jahr 2050 sind jedoch nur geringe Auswirkungen auf die gesamte Erzeugungsstruktur zu erwarten.

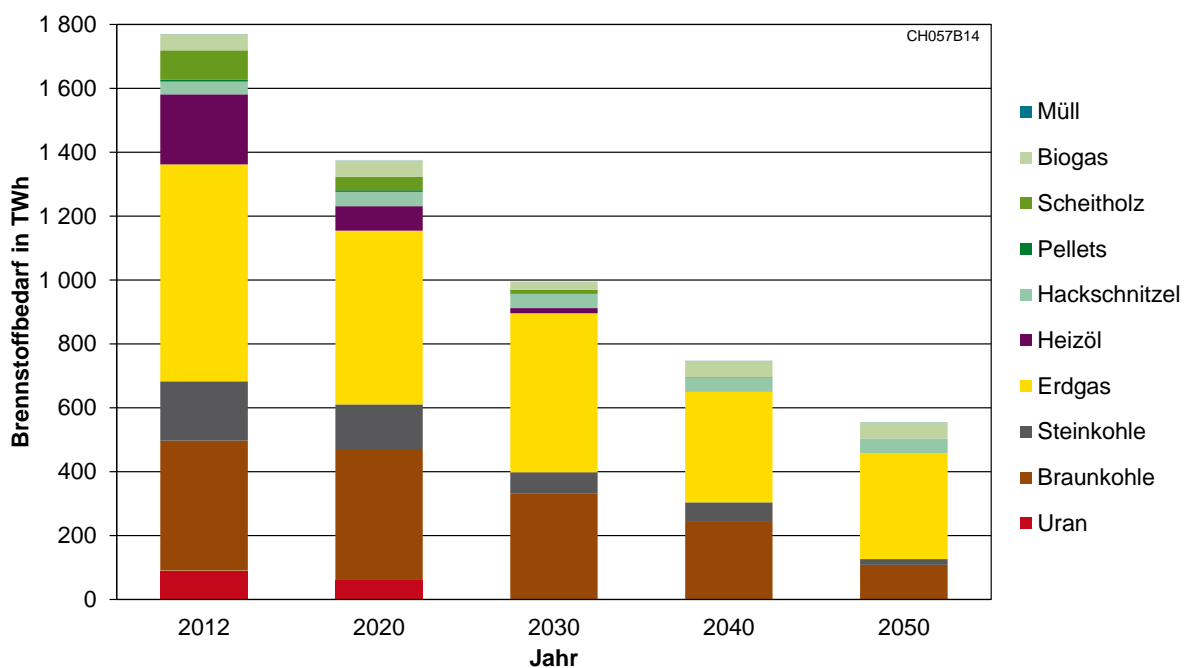


Bild 8.18: Brennstoffbedarf im BASIS-Szenario

Obwohl solare Einstrahlung bei dieser Betrachtung nicht explizit bilanziert wird, ist eine Untersuchung der Nutzung bei solarthermischen Anlagen sinnvoll. Während im Jahr 2012 die genutzte solare Strahlungsenergie bei solarthermischen Anlagen noch 10,3 TWh beträgt, sinkt sie bis zum Jahr 2030 auf 1,4 TWh ab, da die Nutzung bis 2030 nur in Anlagen, die bereits im Jahr 2012 Bestand hatten, erfolgt. Danach steigt

die Nutzung solarer Strahlungsenergie bei solarthermischen Anlagen bis 2050 auf 8,7 TWh an, bleibt jedoch deutlich hinter dem Potenzial von 45 TWh zurück.

8.2.5 Emissionen

Im *BASIS*-Szenario werden durch die Erzeugungsanlagen in allen betrachteten Jahren die in Kapitel 7.3.2 ausgewiesenen, maximal zulässigen CO₂-Mengen ausgestoßen. Das bedeutet, dass unter den angenommenen Emissionsgrenzen die volkswirtschaftlich günstigste Strom- und Wärmeerzeugung auch zugleich die mit den maximal zulässigen Emissionen ist. Eine zusätzliche Reduzierung der Emissionen kann somit nur durch eine weitere Absenkung der Emissionsgrenze erreicht werden.

8.2.6 Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung

Dieses Kapitel zeigt anhand der Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung Ergebnisse, die durch die Kopplung von Strom- und Wärmesystem verursacht sind. Bild 8.19 bildet die chronologischen Grenzkosten der Stromerzeugung für 2050 ab.

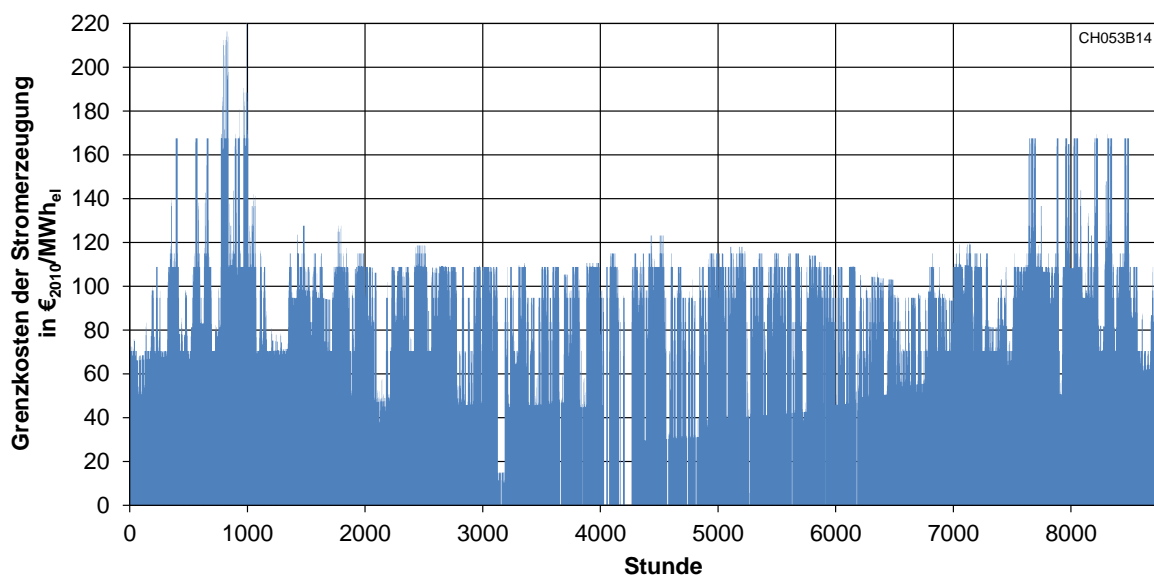


Bild 8.19: Grenzkosten der Stromerzeugung im *BASIS*-Szenario im Jahr 2050; Ordinatennachse begrenzt

Einige lokale Maxima der Grenzkosten fallen mit den lokalen Maxima der Wärmelast (Bild 6.13) zusammen. Dies bedeutet, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung unter anderem durch die thermische Leistung elektrischer Wärmeerzeuger bedingt sind. Die geordneten Grenzkosten der Stromerzeugung in Bild 8.20 (oben) zeigen, dass in 177 Stunden Grenzkosten von 0 €/MWh_{el} auftreten. In vier Stunden ergeben sich investitionsbedingte Grenzkosten zwischen 217 €/MWh_{el} und

10 500 €₂₀₁₀/MWh_{el}. Zu diesen Zeitpunkten fallen hohe Wärmelasten und hohe übrige elektrische Lasten zusammen. Insgesamt ergibt sich ein Grenzkostenverlauf, der sowohl von der elektrischen als auch von der thermischen Last beeinflusst ist.

In Bild 8.20 (Mitte) werden die geordneten Grenzkosten der Wärmeerzeugung bestehender Wärmesystemgruppen des Jahres 2050 dargestellt. Die waagrecht verlaufende Linie von B9/B12 zeigt, dass die Wärmeerzeugung in diesen Wärmesystemgruppen allein von Gaskesseln dominiert ist, bei denen die Grenzkosten keiner zeitlichen Variation unterliegen. In den übrigen bestehenden Wärmesystemgruppen dominieren KWK-Anlagen, weshalb die Grenzkosten einen variablen Verlauf aufzeigen.

Allen neuen Wärmesystemgruppen sind elektrische Wärmeerzeuger zugeordnet (Tabelle 6.26), weshalb in allen Wärmesystemgruppen mehrere Stunden mit Wärmegrenzkosten von 0 €/MWh_{th} auftreten (Bild 8.20, unten).

Die im Vergleich zu den Wärmesystemgruppen N7, N10 und N11 zusätzlichen Stunden der Wärmesystemgruppen N1/N9 mit Grenzkosten von 0 €/MWh_{th} sind durch die solarthermischen Anlagen bedingt, die in diesen Stunden die Wärmelast vollständig abdecken.

Der herausstechende Verlauf der Wärmesystemgruppe N12 rührt daher, dass in dieser Wärmesystemgruppe nur eine Biogasanlage (KWK-Anlage) und ein Elektro-Heizeinsatz zusammen mit einem thermischen Speicher vorhanden sind. Ein konventioneller Kessel fehlt, was den Verlauf dieser Wärmegrenzkosten vollständig von der Stromerzeugung abhängig macht. Die langen Zeiten mit Grenzkosten von 0 €/MWh_{th} sind darauf zurückzuführen, dass hier Überschusswärme produziert wird. Dies wird dennoch in Kauf genommen, da Biogasanlagen emissionsfrei elektrische Energie erzeugen können.

Über weite Strecken sehr niedrige Grenzkosten zeigt Wärmesystemgruppe N7, die aus der Elektro-Wärmepumpe und dem Elektro-Heizeinsatz besteht. Dies ist zum einen auf die Effizienz der Wärmepumpe zurückzuführen und zum anderen auf das Vorhandensein eines thermischen Speichers, der gezielt zu Zeiten günstiger elektrischer Leistung geladen werden kann. Die hohen Grenzkosten in Wärmesystemgruppe N7 in den letzten etwa 300 Stunden sind auf den Betrieb des Elektro-Heizeinsatzes zurückzuführen.

Die Verläufe der Wärmegrenzkosten der Wärmesystemgruppen N10 und N11 sind typisch für Wärmenetze mit mehreren unterschiedlichen Wärmeerzeugertypen und einem Wärmespeicher. In diesen Wärmesystemgruppen sind ein konventioneller und ein elektrischer Wärmeerzeuger sowie eine KWK-Anlage vorhanden. Dieser Mix sorgt für den moderaten Verlauf der Grenzkosten. Ein ähnlicher Verlauf ergibt sich auch für die bestehenden Wärmesystemgruppen B13 bis B16, die ebenso einen Anlagenmix aufweisen.

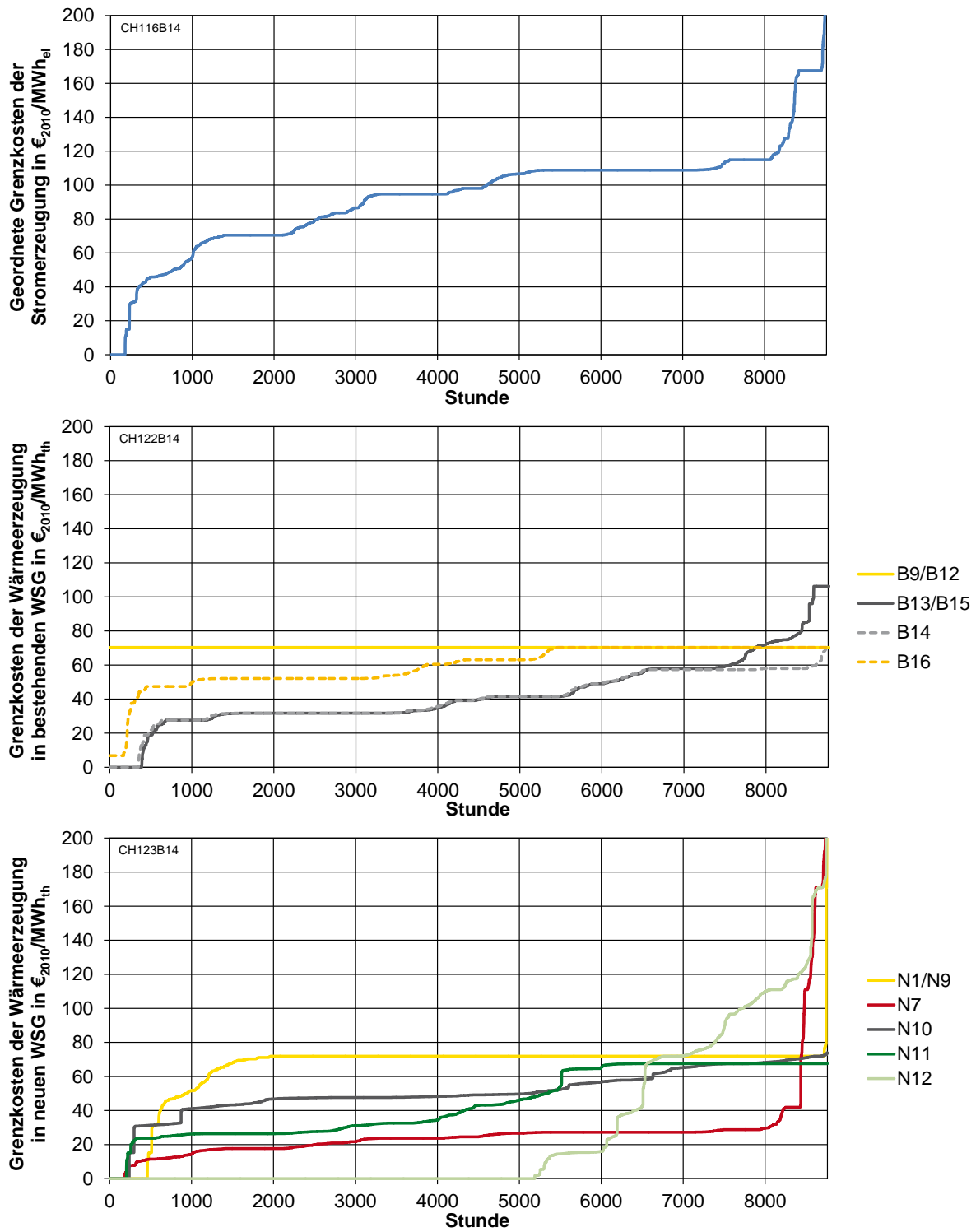


Bild 8.20: Geordnete Grenzkosten der Stromerzeugung (oben), der Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmesystemgruppen (Mitte) und in neuen Wärmesystemgruppen (unten) im Jahr 2050 im *BASIS*-Szenario

8.3 Vergleichsszenarien und Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden mehrere Vergleichsszenarien und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei werden Eingangsparameter gegenüber dem *BASIS*-Szenario variiert. Anhand bestimmter Merkmale der Szenarioergebnisse lassen sich Erkenntnisse über die Auswirkungen der Parametervariation auf das Energiesystem gewinnen und Sensitivitäten bestimmen. Erst dadurch können die Ergebnisse des *BASIS*-Szenarios und der anderen Szenarien eingeordnet und Zusammenhänge im Energiesystem besser verstanden werden.

Prinzipiell gibt es Unsicherheiten in allen für die Zukunft angenommenen Eingangsgrößen. Die Vergleichsszenarien und Sensitivitätsuntersuchungen beschränken sich deshalb auf einige wichtige Unsicherheiten. Dazu zählen die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz, die sich vor allem auf die Entwicklung der elektrischen und thermischen Last auswirkt. Außerdem spielt die Frage nach der zukünftigen Beschränkung der Emissionen eine Rolle. Auch kostenseitig gibt es Unsicherheiten, die in der vorliegenden Arbeit durch eine Variation der Investitionskosten für einige KWK-Anlagen abgebildet werden.

Zur Bewertung der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor ist insbesondere der zukünftige Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger von Bedeutung, weshalb Szenarien ohne neue elektrische Wärmeerzeuger, ohne neue Elektro-Heizeinsätze und mit einem stark begrenzten Wärmepumpenpotenzial untersucht werden. Aber auch die Konkurrenz zwischen elektrischen und thermischen Speichern spielt in diesem Zusammenhang eine Rolle, weshalb in zwei Szenarien jeweils eine der beiden Speicheroptionen nicht zugelassen ist.

Den meisten Brennstoffen sind Potenzialgrenzen zugewiesen. Die Frage, inwieweit diese Grenzen die optimale Systemausgestaltung verändern, wird in einem Szenario mit Aufhebung der Brennstoffbegrenzung beantwortet.

Bei dem zugrunde liegenden volkswirtschaftlichen Ansatz sind die Brennstoffkosten für alle Verbraucher identisch. Diese Annahme ist eine grundsätzliche Betrachtungsweise in der vorliegenden Arbeit. Ansatzweise werden die Kostenverzerrungen, die in der Realität z. B. durch Steuern und Umlagen entstehen, in einem Szenario mit höheren Brennstoffkosten für die Objektversorgung abgebildet.

Eine Übersicht über die Bezeichnungen der Szenarien, eine kurze Beschreibung anhand der veränderten Eingangsgrößen und den Verweis auf das jeweilige Kapitel zeigt Tabelle 8.7.

In den nächsten Abschnitten werden die deutlichsten Unterschiede der Simulationsergebnisse gegenüber dem *BASIS*-Szenario erörtert. Mit den wichtigsten Ergebnisgrößen wird abschließend ein Quervergleich über alle Szenarien durchgeführt. Dazu

zählen der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung, der KWK-Anteil an der Stromerzeugung, der elektrische und thermische Speicherbedarf, die Gesamtkosten, die Abschaltenergie, die erzeugte überschüssige Wärmeenergie sowie die installierten Leistungen und erzeugten Wärmeenergien von Elektro-Heizeinsätzen.

Tabelle 8.7: Übersicht über die weiteren Szenarien und deren Beschreibung anhand der Veränderung der Eingangsgrößen gegenüber dem *BASIS*-Szenario

Szenarioname	Beschreibung	Kapitel
<i>ohneBSG</i>	Aufhebung der Begrenzungen von Brennstoffen, Aufhebung der Potenzialgrenze für Wärmepumpen	8.3.1
<i>ohneTS</i>	Neubau thermischer Speicher nicht zugelassen	8.3.2
<i>ohneES</i>	Neubau elektrischer Speicher nicht zugelassen	8.3.3
<i>ohneELWE</i>	Neubau aller elektrischen Wärmeerzeuger nicht zugelassen (Wärmepumpen, elektrische Durchlauferhitzer, Elektro-Speicherheizungen und Elektro-Heizeinsätze)	8.3.4
<i>ohneEHE</i>	Neubau von Elektro-Heizeinsätzen nicht zugelassen	8.3.5
<i>VKplus</i>	Höhere verbrauchsgebundene Kosten: Aufschlag von 20 €/MWh _{BS} bei gasbefeueten Wärmeerzeugern in der Objektversorgung und Aufschlag von 50 €/MWh _{el} bei elektrischen Wärmeerzeugern	8.3.6
<i>INVminus</i>	Niedrigere Investitionskosten für einige KWK-Anlagentypen	8.3.7
<i>WPGminus</i>	Niedrigere Potenzialgrenze für Wärmepumpen	8.3.8
<i>EEplus</i>	Höhere gesetzte Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien	8.3.9
<i>EEminus</i>	Niedrigere gesetzte Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien	8.3.9
<i>LASTplus</i>	Höhere Lasten: Gleichbleibender Strombedarf und um 15 % sinkender Wärmeverbrauch von 2012 bis 2050	8.3.10
<i>LASTminus</i>	Niedrigere Lasten: Um 30 % sinkender Stromverbrauch und um 50 % sinkender Wärmeverbrauch von 2012 bis 2050	8.3.10
<i>CO2minus</i>	Niedrigere Emissionsgrenze	8.3.11

8.3.1 Vergleichsszenario ohne Brennstoffbegrenzung „*ohneBSG*“

Im Vergleichsszenario *ohneBSG* sind die in Kapitel 7.2.2 aufgezeigten Brennstoffgrenzen aufgehoben. Dadurch sollen die Einschränkungen, die sich durch das begrenzte Potenzial mancher Brennstoffe ergeben, aufgezeigt werden. Zudem wird die Beschränkung durch das Wärmepumpenpotenzial aufgehoben. Beibehalten werden jedoch die begrenzten Emissionsmengen.

Dieses Szenario muss gegenüber dem *BASIS*-Szenario zwangsläufig zu gleichen oder niedrigeren Gesamtkosten führen. Außerdem müsste ein Teil der Anlagen, die im *BASIS*-Szenario die Potenzialgrenze erreicht haben, stärker ausgebaut werden.

Die Auswirkungen fehlender Begrenzungen lassen sich an den Kosten, der Erzeugungsstruktur und vor allem am Brennstoffbedarf deutlich feststellen.

Zum einen liegen die Kosten im Jahr 2050 um ca. 18 % unter denen des *BASIS*-Szenarios (siehe Kapitel 8.4.4). Sowohl die installierten Kraftwerksleistungen als auch die erzeugten elektrischen Energiemengen liegen in allen Simulationsjahren zum Teil deutlich über denen des *BASIS*-Szenarios (Bild 8.21 und Bild 8.22). Dies ist unter anderem auf die Wärmeerzeugungsstruktur zurückzuführen, die ihren Schwerpunkt bei Elektro-Wärmepumpen hat. Stromerzeugung mittels KWK-Anlagen findet zum Ende des Betrachtungszeitraums fast ausschließlich durch Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen statt. Erdgas-Blockheizkraftwerke finden keine Anwendung. Trotz eines nicht unerheblichen Anteils der Steinkohle an der installierten Leistung, liegt ein deutlicherer Schwerpunkt der Kohlestromerzeugung auf dem Energieträger Braunkohle. Dadurch kann günstig elektrische Energie für den hohen Anteil an Wärmepumpen bereitgestellt werden. Die Stromerzeugung aus Kohle fällt im Szenario *ohneBSG* etwa doppelt so hoch aus wie im *BASIS*-Szenario.

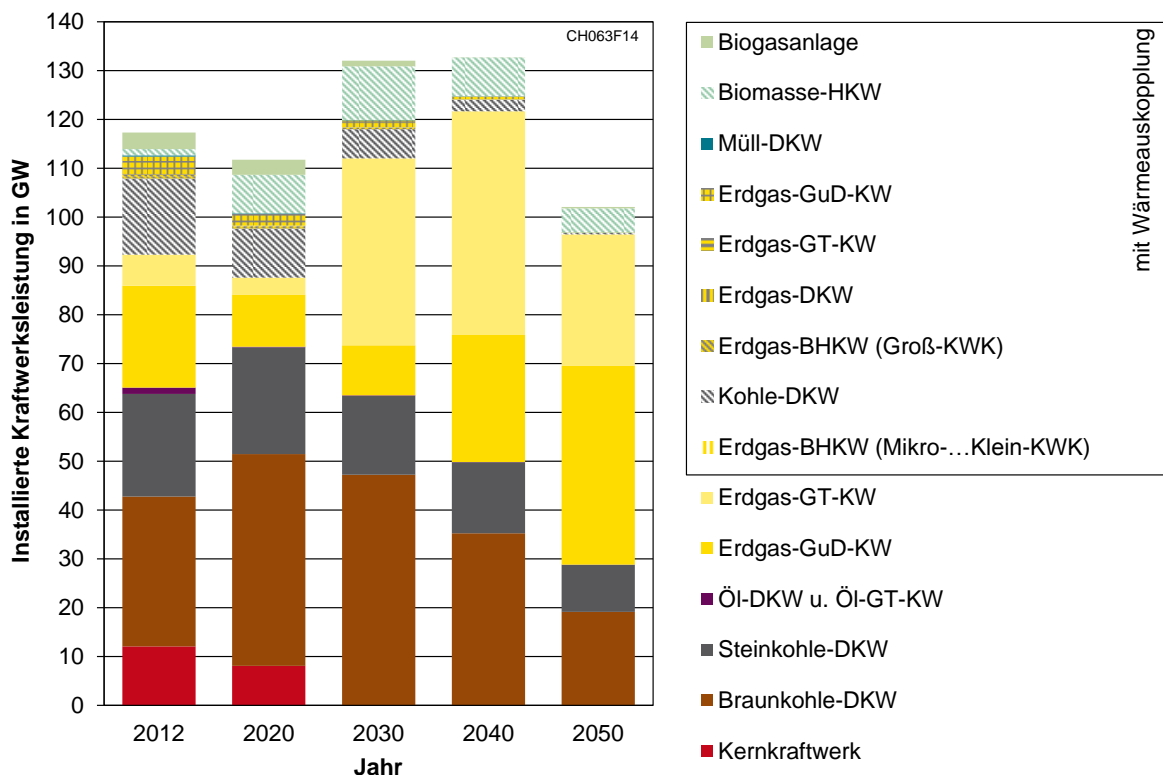


Bild 8.21: Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario *ohneBSG*

Noch deutlicher werden die Auswirkungen bei der Betrachtung der installierten thermischen Leistungen. Hier geht über die Jahre die Tendenz hin zu einer fast ausschließlich elektrischen Wärmeversorgung. Bild 8.23 zeigt hierzu die installierten thermischen Leistungen der Erzeugungsanlagen über die Simulationsjahre.

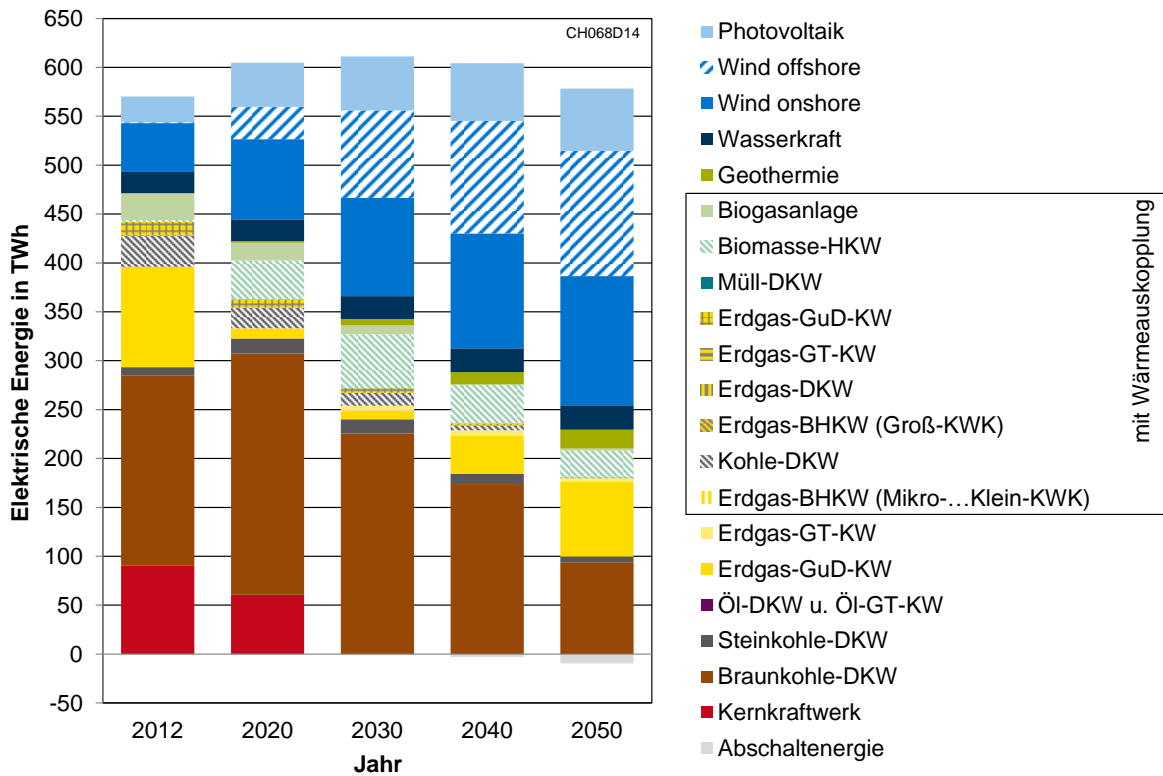


Bild 8.22: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario *ohneBSG*

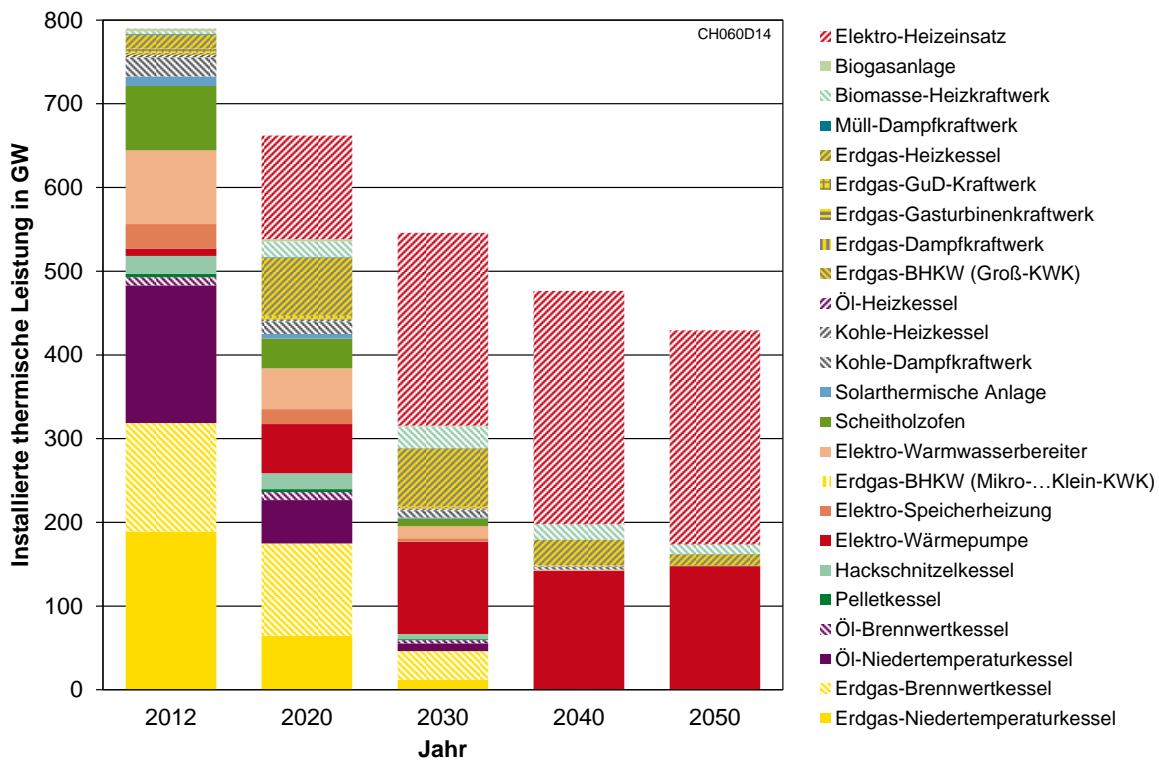


Bild 8.23: Installierte thermische Leistungen nach Wärmeerzeugertypen im Szenario *ohneBSG*

Bild 8.24 zeigt über die Simulationsjahre die Entwicklung der optimalen neuen Wärmesystemgruppen.

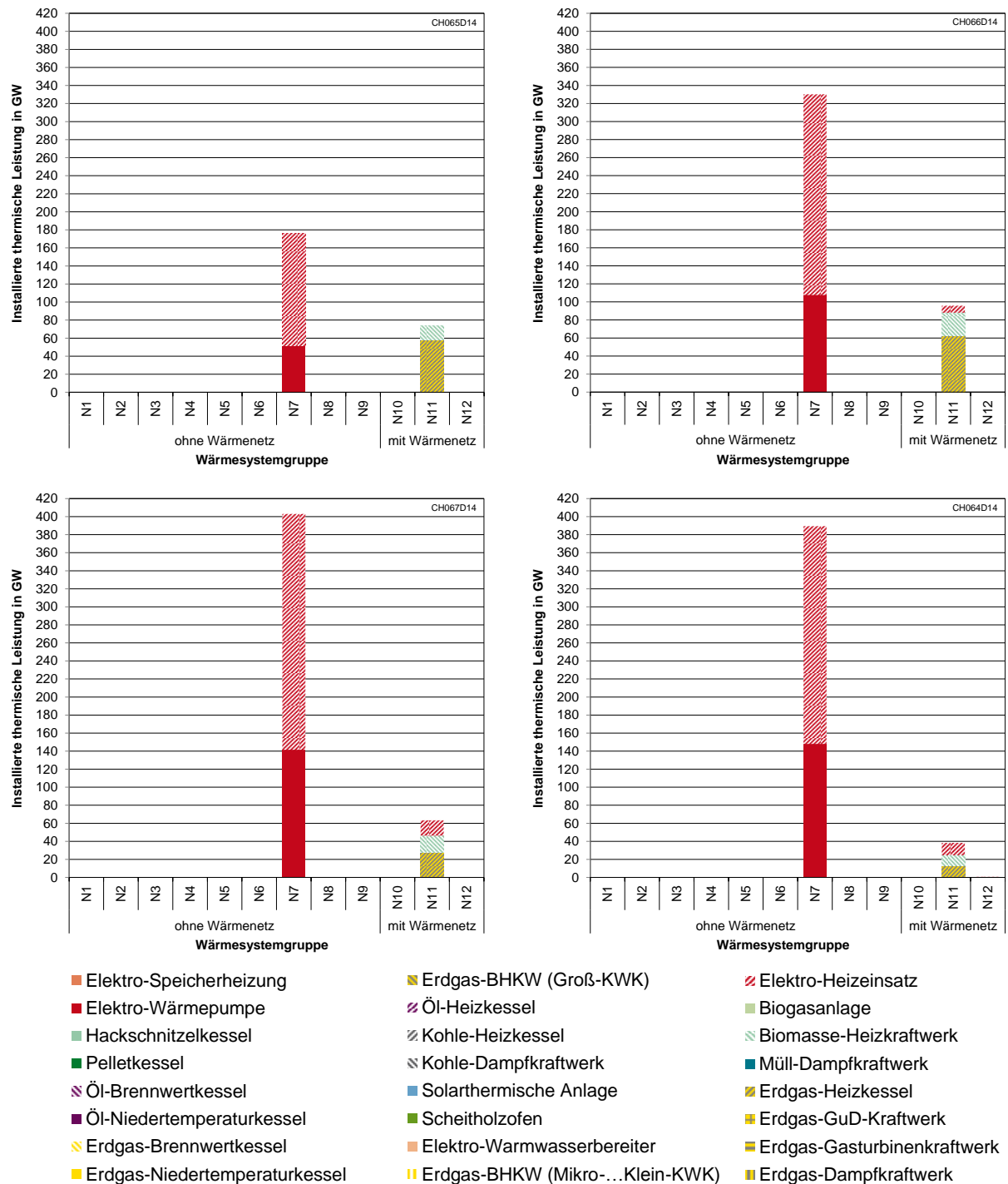


Bild 8.24: Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario ohneBSG

Im Zeitraum von 2030 bis 2050 wird der Rückgang der neu installierten, wärmenetzgebundenen Versorgung deutlich. Dies liegt daran, dass die damit verbundene Er-

zeugung aus KWK-Anlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht etwas weniger rentabel ist. Stattdessen wird elektrische Energie aus Erneuerbaren und Braunkohle verwendet, um Wärme mittels Wärmepumpen bzw. Elektro-Heizeinsätzen zu erzeugen. Die im *BASIS*-Szenario gültige Potenzialgrenze von Wärmepumpen wird in diesem Szenario überschritten. Die Wärmesystemgruppe, in der Wärmepumpen installiert sind (N7), macht im Jahr 2050 einen Anteil von 91 % aus.

Bezüglich des Brennstoffbedarfs sind gegenüber dem *BASIS*-Szenario folgende Unterschiede zu vermerken (Bild 8.25):

Der Braunkohleverbrauch liegt in allen Jahren deutlich höher und macht im Jahr 2040 fast 60 % des gesamten Brennstoffbedarfs aus. Die im *BASIS*-Szenario gesetzte Grenze von 407 TWh wird im Jahr 2020 um 39 % überschritten.

Auch die im *BASIS*-Szenario geltende Potenzialgrenze für Hackschnitzel wird im Szenario *ohneBSG* deutlich überschritten. Sie erreicht im Jahr 2030 nahezu das Fünffache der im *BASIS*-Szenario gültigen Grenze von 45 TWh.

Es bildet sich ein Energiesystem aus, das fast ausschließlich auf die Brennstoffe Braunkohle, Erdgas und Hackschnitzel ausgelegt ist. Hinzu kommen noch die gesetzten Energieträger Wind- und Wasserkraft, solare Strahlung und Geothermie. Allerdings fällt der Brennstoffbedarf aufgrund der intensiven Nutzung von Wärmepumpen insgesamt niedriger aus.

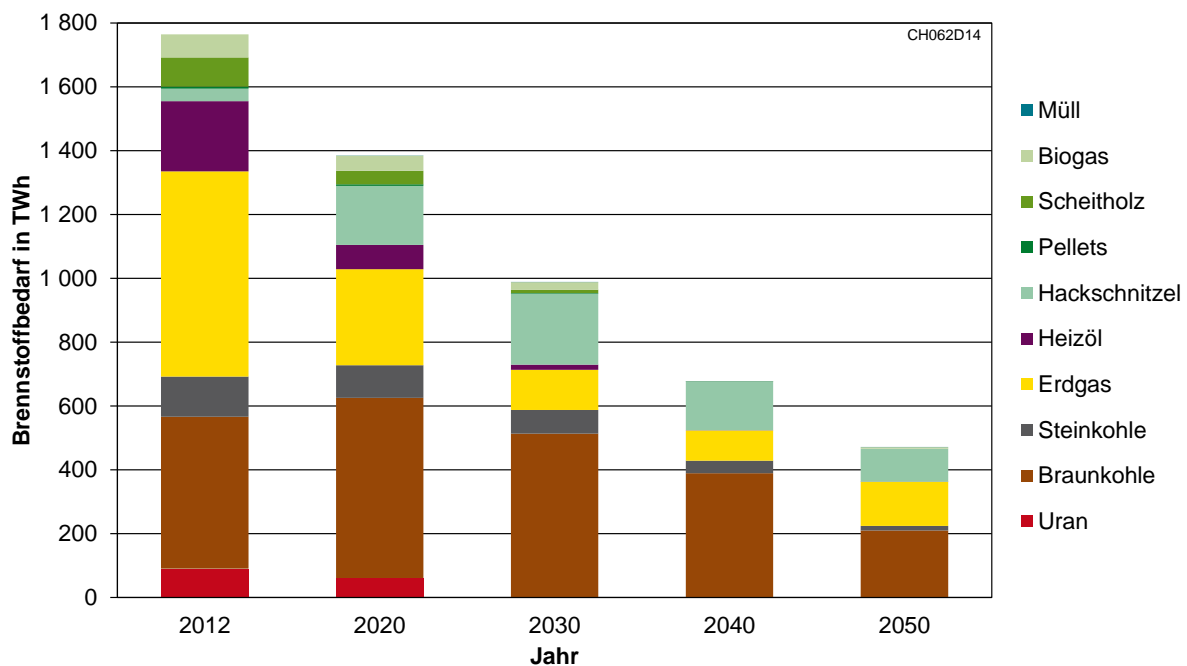


Bild 8.25: Brennstoffbedarf im Szenario *ohneBSG*

Bei den installierten Kapazitäten und Leistungen thermischer und elektrischer Speicher fallen insbesondere die folgenden Unterschiede zum *BASIS*-Szenario ins Auge:

Während die Lade- und Entladeleistungen objektgebundener und wärmenetzgebundener Speicher annähernd gleich bleiben, nimmt die Speicherkapazität in Wärmenetzen sehr stark ab. Auch die Fahrweise des wärmenetzgekoppelten Speichers unterscheidet sich, wie Bild 8.26 (links) zeigt, deutlich vom *BASIS*-Szenario (Bild 8.11, rechts). Die wärmenetzgebundenen Speicher weisen 418 Entlade-Vollzyklen im Jahr 2050 auf.

Stattdessen werden im Jahr 2050 zusätzliche Druckluftspeicher zur Speicherung elektrischer Energie installiert. Die Zahl der Entlade-Vollzyklen liegt bei den Druckluftspeichern bei 40 pro Jahr. Das zugehörige Profil des Speicherstandes zeigt Bild 8.26 (rechts). Damit übernehmen diese Speicher das Einsatzprofil, das im *BASIS*-Szenario wärmenetzgebundene Speicher aufweisen.

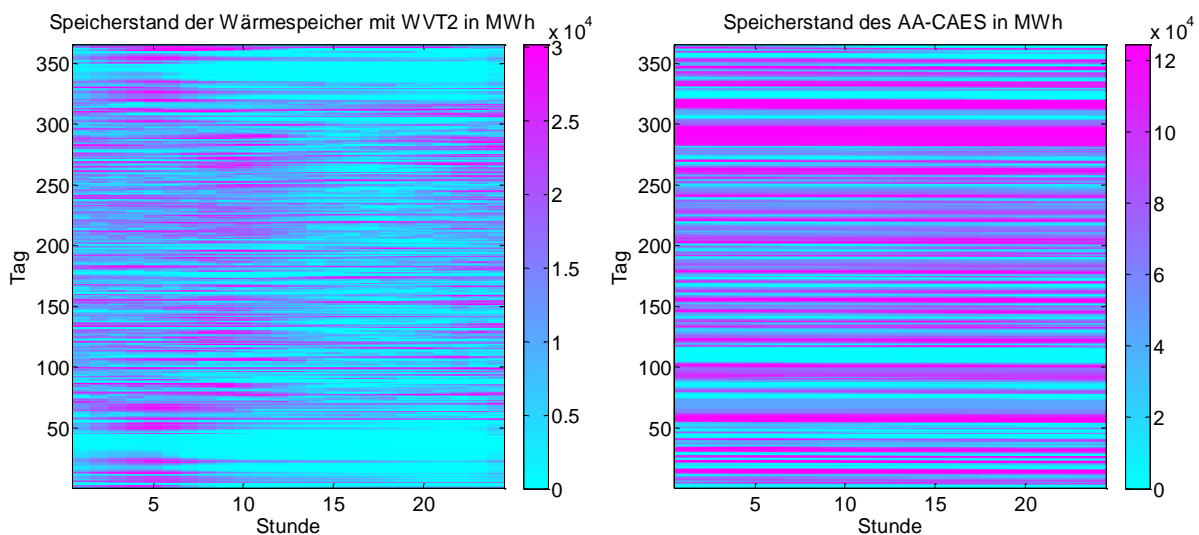


Bild 8.26: Speicherstand über alle Wärmespeicher in der Wärmenetzversorgung (WVT2, links) und der Druckluftspeicher (rechts) über 24 Stunden und 365 Tage im Szenario *ohneBSG* im Jahr 2050

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass dieses Szenario unter den gegebenen Rahmenbedingungen zwar das Optimum darstellt, aufgrund des hohen Braunkohle- und Hackschnitzelbedarfs sowie des hohen Wärmepumpenanteils als wenig realistisch einzustufen ist. Druckluftspeicher übernehmen teilweise den Einsatz von wärmenetzgebundenen Speichern aus dem *BASIS*-Szenario; eine chemische Speicherung elektrischer Energie in Wasserstoffspeichern findet jedoch nicht statt. Zudem wird zwar die Emissionsgrenze eingehalten, es werden jedoch, wie in Kapitel 8.4.5 gezeigt wird, große thermische Überschüsse produziert und elektrische Überschüsse nicht genutzt.

8.3.2 Vergleichsszenario ohne thermische Speicher „ohneTS“

Durch das Vergleichsszenario *ohneTS*, bei dem der Neubau von thermischen Speichern nicht zugelassen wird, lassen sich die Auswirkungen der thermischen Speicher auf das Gesamtsystem zeigen. Elektrische Wärmerezeuger bleiben in diesem Szenario zugelassen.

Angesichts der im *BASIS*-Szenario gezeigten großen Wärmespeicherkapazitäten in Wärmenetzen erscheinen insbesondere die Auswirkungen auf den Ausbau und den Betrieb von KWK-Anlagen in Wärmenetzen interessant. Des Weiteren werden die Effekte auf die Installation und den Einsatz von Elektro-Heizeinsätzen bei der Objektversorgung und in Wärmenetzen analysiert. Ein weiterer Untersuchungspunkt ist der optimale Bedarf an elektrischen Speichern, um somit die Wechselwirkung mit thermischen Speichern abbilden zu können. Zudem wird mittels dieses Szenarios ohne thermische Speicher gezeigt, wie sich dies auf die Integration von elektrischer Energie aus Erneuerbaren auswirkt.

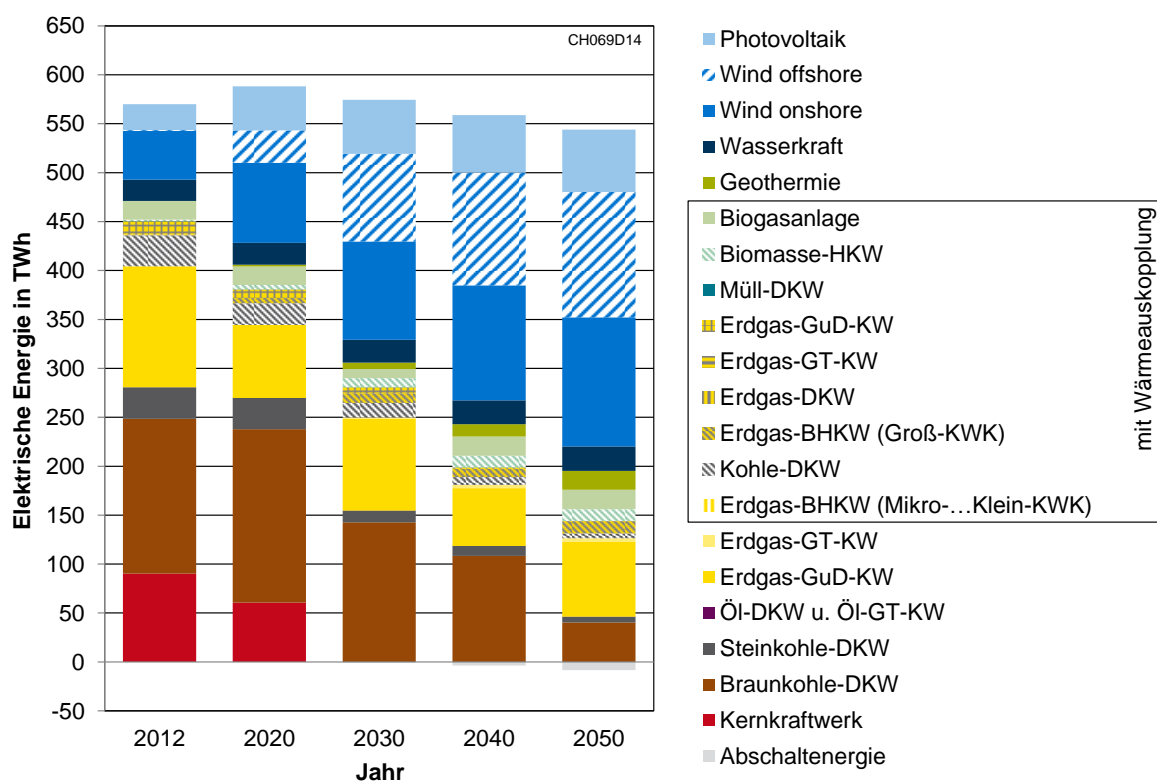


Bild 8.27: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario *ohneTS*

Im Szenario *ohneTS* werden wesentlich weniger Kraftwerke mit Wärmeauskopplung installiert. Die elektrische Energie aus KWK-Anlagen sinkt ebenso von Simulationsjahr zu Simulationsjahr (siehe Bild 8.27). Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der elektrischen Energie aus KWK-Anlagen, inkl. biogen befeuerter KWK-Anlagen, nur noch

9 % (Bild 8.61). Im *BASIS*-Szenario liegt der entsprechende Wert bei 15 %. Dies bedeutet, dass die Verfügbarkeit thermischer Speicher wesentlich zur effizienten und ökonomischen Nutzung von KWK-Anlagen beiträgt. Entsprechend schwächer erfolgt der Ausbau der Wärmenetze. Der Anteil der wärmenetzversorgten Verbraucher steigt im Szenario *ohneTS* bis 2050 auf 12,6 % und liegt damit deutlich unter dem des *BASIS*-Szenarios mit 20,5 %. Der Ausgleich erfolgt überwiegend durch Erdgas-Niedertemperaturkessel in der Objektversorgung (Bild 8.28). Entsprechend fällt auch die in Bild 8.29 dargestellte, nach Brennstoffen aufgeteilte Wärmeerzeugung aus.

Wie Bild 8.28 zeigt, ist im Jahr 2050 die installierte Leistung der elektrischen Heizeinsätze in Wärmenetzen deutlich niedriger als im *BASIS*-Szenario (Bild 8.7), da aufgrund der fehlenden Speicher der Einsatz weniger rentabel ist. Somit fällt auch die Bereitstellung von Wärme über Elektro-Heizeinsätze im Jahr 2050 um 23 % niedriger aus.

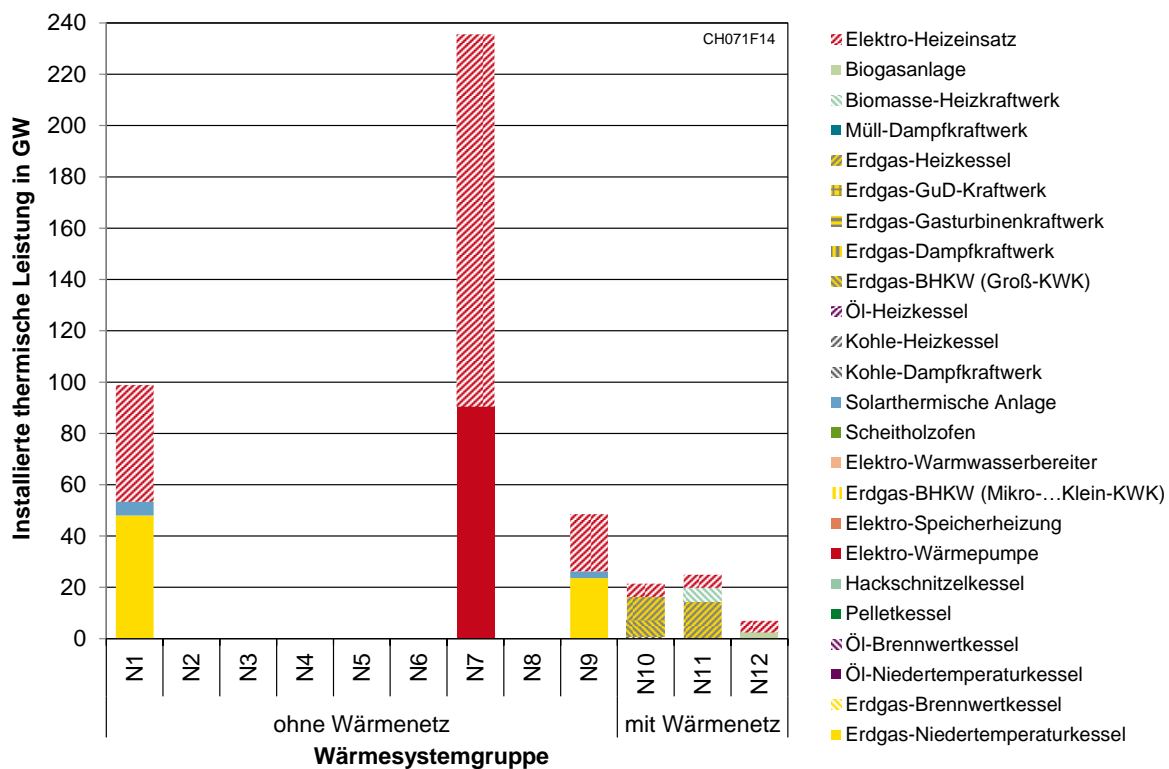


Bild 8.28: Installierte thermische Leistungen der Wärmeerzeuger nach Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 im Szenario *ohneTS*

Die Wechselwirkung zwischen der Installation elektrischer und thermischer Speicher zeigt sich dadurch, dass im Vergleich zum *BASIS*-Szenario im Szenario *ohneTS* Druckluftspeicher bereits ab 2020, und mehr Pumpspeicherwerke installiert werden. Dies betrifft sowohl die Lade- und Entladeleistung als auch die Kapazität (siehe Kapitel 8.4.3 und Tabelle A 3).

Trotz der zusätzlichen Druckluftspeicher beträgt die Abschaltenergie im Jahr 2050 im Szenario *ohneTS* 8,4 TWh (Bild 8.27, Bild 8.64). Dies entspricht dem Fünffachen des *BASIS*-Szenarios. Hinzu kommt, dass auch die überschüssig produzierte Wärmeenergie im Szenario *ohneTS* im Jahr 2050 mit 7,4 TWh um knapp 50 % höher ausfällt als im *BASIS*-Szenario (Bild 8.65). Somit zeigt sich, dass sich durch die Verwendung thermischer Speicher die gesetzte Einspeisung besser integrieren und thermische Energie effizienter erzeugen lässt.

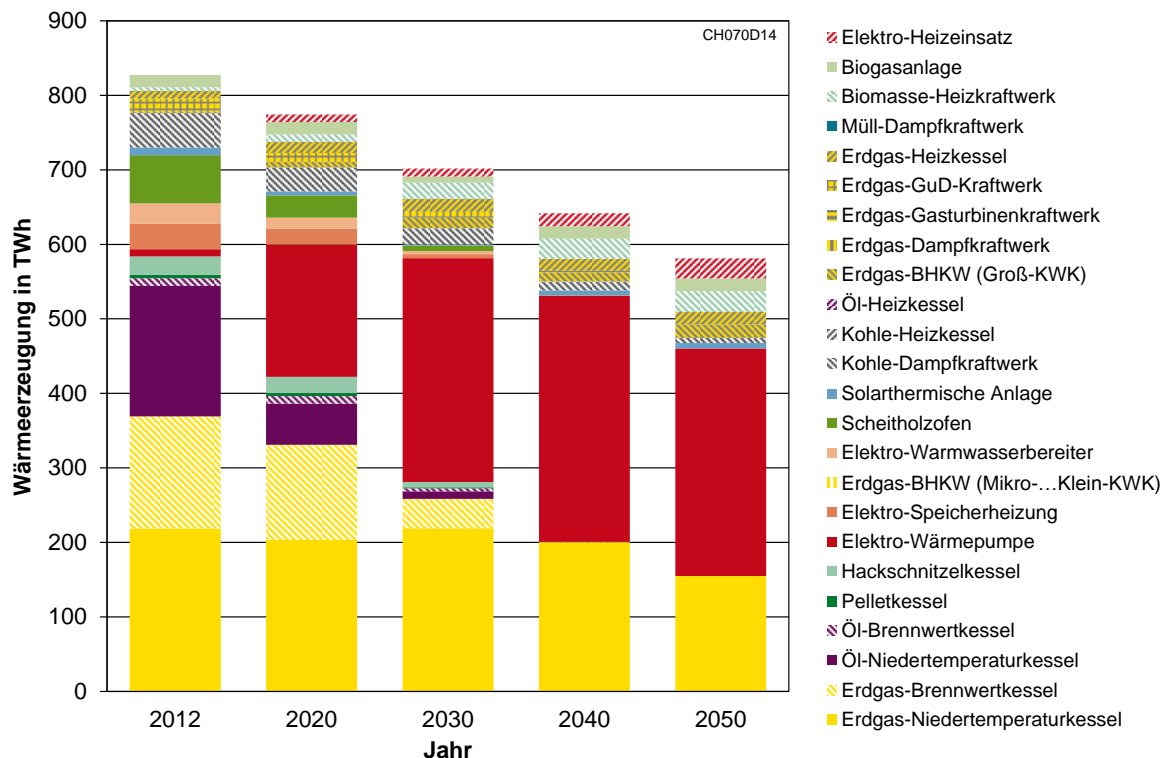


Bild 8.29: Wärmerezeugung nach Wärmerezeugertypen im Szenario *ohneTS*

8.3.3 Vergleichsszenario ohne elektrische Speicher „*ohneES*“

Das Szenario *ohneES*, in dem der Zubau elektrischer Speicher unzulässig ist, soll die Auswirkungen insbesondere auf den thermischen Speicherbedarf und den Einsatz der Elektro-Heizeinsätze zeigen. Denn die Kombination aus Wärmespeicher und Elektro-Heizeinsätze kann eine Alternative zu elektrischen Speichern bei der Aufnahme überschüssiger elektrischer Energie aus der gesetzten Einspeisung sein.

Insgesamt lassen sich nur geringe Veränderungen gegenüber dem *BASIS*-Szenario erkennen. Den größten Unterschied macht aus, dass mehr Stromerzeugungsanlagen installiert werden (Bild 8.30), da keine Entladeleistung aus neuen elektrischen Speichern installiert werden kann. Somit muss für Spitzenlastzeiten mehr elektrische Leistung zur Verfügung stehen. Insbesondere Gasturbinen und Erdgas-Blockheiz-

kraftwerke werden zusätzlich installiert. Die installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistung liegt um etwa 5 GW über dem *BASIS*-Szenario. An der Erzeugungsmenge elektrischer Energie und der dazugehörigen Brennstoffstruktur ändert sich jedoch kaum etwas. Eine minimale Verschiebung von Steinkohle zu Erdgas ist erkennbar.

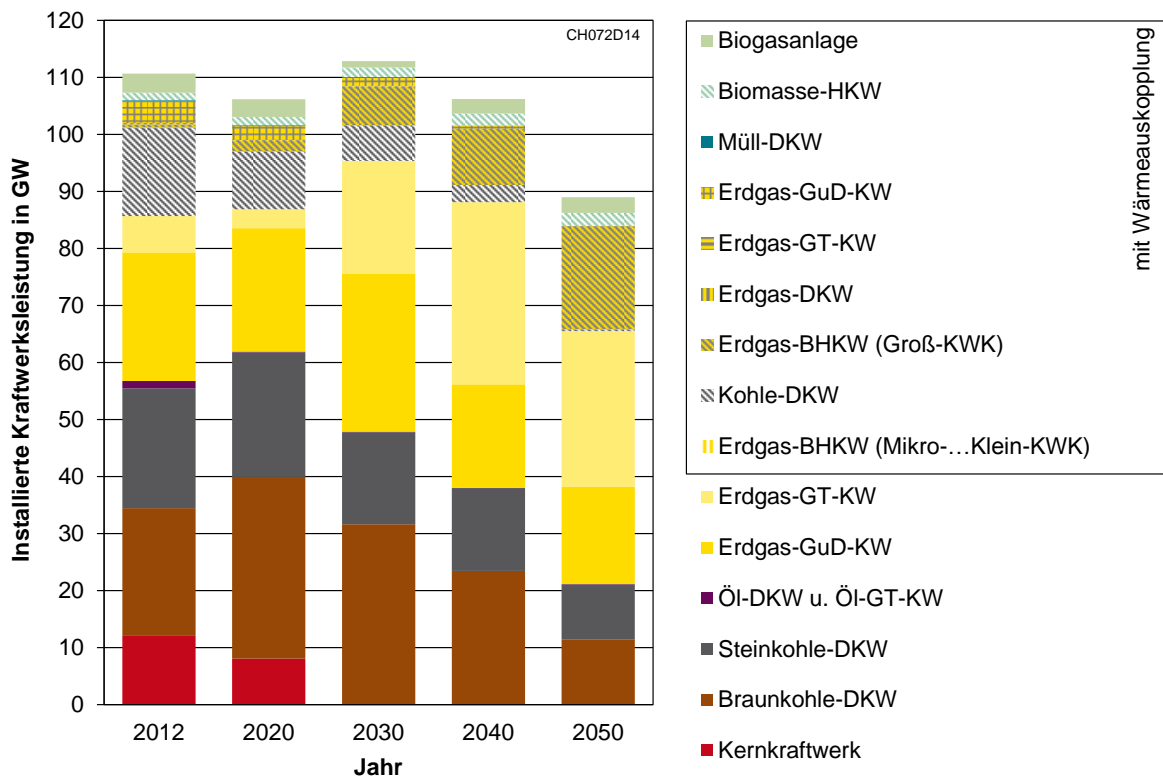


Bild 8.30: Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario *ohneES*

Ab 2030 zeigt sich gegenüber dem *BASIS*-Szenario ein leicht höherer Anteil an wärmenetzgebundener Versorgung (im Jahr 2050 21,8 % gegenüber 20,5 % im *BASIS*-Szenario), was auch mit den zusätzlichen wärmenetzgebundenen Erdgas-Blockheizkraftwerken in Zusammenhang steht.

Auch die Wärmeerzeugung durch Elektro-Zusatzheizer liegt um bis zu 9,2 % über der des *BASIS*-Szenarios, was die Vermutung bestärkt, dass bei fehlenden elektrischen Speichern, vermehrt überschüssige elektrische Energie über Elektro-Heizeinsätze in das Energiesystem integriert wird. Überschüssige elektrische Energie wird in diesem Fall definiert als die Residuallast inkl. der elektrischen Last von elektrischen Wärmeerzeugern (Wärmepumpen, elektr. Warmwasserbereiter) ohne der elektrischen Last von Elektro-Heizeinsätzen. Die Abhängigkeit der elektrischen Last gesteuert betriebener elektrischer Heizeinsätze von der Residuallast wird in Bild 8.31 sichtbar. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass ein Großteil der Überschüsse durch Elektro-Heizeinsätze in Wärme umgewandelt wird. Nichtsdestotrotz fällt, wie

anzunehmen war, die Abschaltenergie in diesem Szenario höher aus als im *BASIS*-Szenario. Mit 1,84 TWh im Jahr 2050 liegt der Wert um 11 % höher.

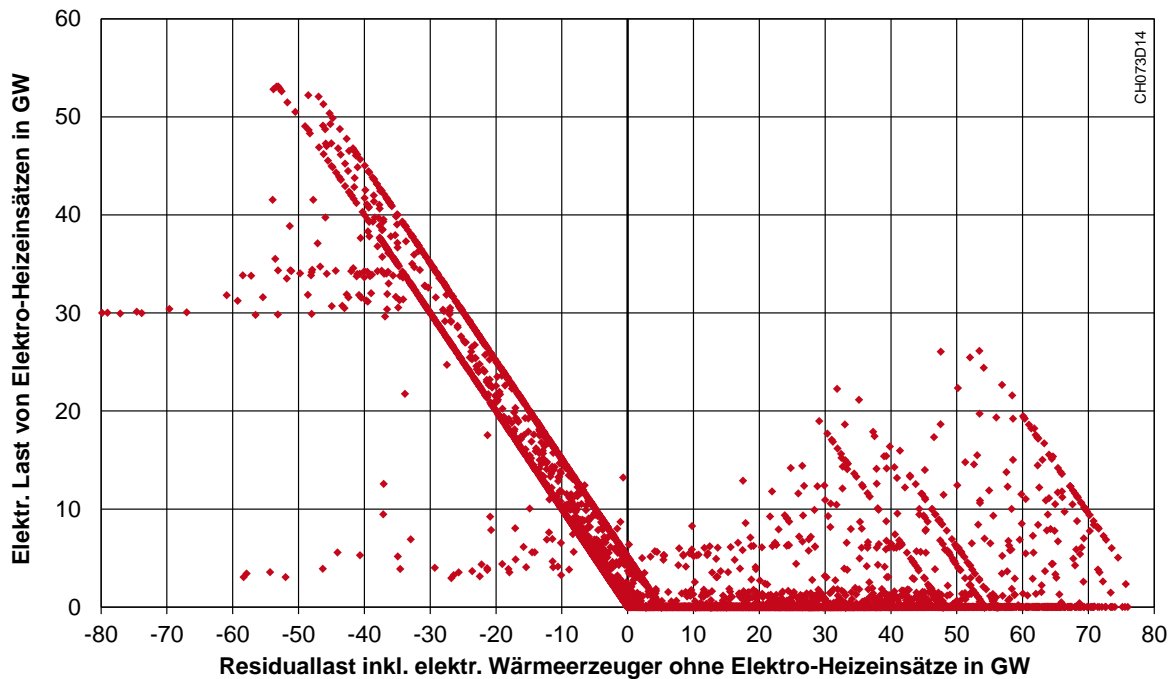


Bild 8.31: Abhängigkeit der elektrischen Last der ideal eingesetzten Elektro-Heizeinsätze von der Residuallast (inkl. elektrischer Wärmerezeuger ohne Elektro-Heizeinsätze) im Szenario *ohneES* für alle Stunden im Jahr 2050

Wie zu erwarten war, zeigen sich aufgrund des Wegfalls der Installationsmöglichkeit neuer elektrischer Speicher Rückwirkungen auf den thermischen Speicherbedarf. So fallen je nach Simulationsjahr die Entlade- und Ladeleistungen über alle thermischen Speicher um 2 % bis 7 % und die Kapazitäten um 3 % bis 14 % höher aus als im *BASIS*-Szenario (Kapitel 8.4.3).

Die Gesamtkosten sind nur unwesentlich höher und liegen je nach Simulationsjahr um maximal 0,32 % über denen des *BASIS*-Szenarios.

8.3.4 Vergleichsszenario ohne elektrische Wärmerezeuger „ohneELWE“

Dieses Szenario stellt in gewisser Weise einen Extremfall dar, indem neue elektrische Wärmerezeuger unabhängig von ihrer Art, d. h. Wärmepumpen, elektrische Durchlauferhitzer, Elektro-Speicherheizungen und Elektro-Heizeinsätze, nicht zugelassen sind. Durch den Vergleich mit dem *BASIS*-Szenario soll gezeigt werden, welchen starken Einfluss der gesteuerte Betrieb elektrischer Wärmerezeuger auf die Integration elektrischer Energie in die Wärmeversorgung hat. Unter anderem kann

dargelegt werden, wie sich die Integration elektrischer Energie aus Erneuerbaren ändert, wenn elektrische Energie nicht zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung verwendet werden darf, und wie infolge dessen der Bedarf an elektrischen Energiespeichern variiert. Im Vergleich mit den übrigen durchgeführten Vergleichsszenarien bzw. Sensitivitätsanalysen zeigen sich im Szenario *ohneELWE* die gravierendsten Unterschiede gegenüber dem *BASIS*-Szenario.

Sehr deutliche Unterschiede sind in der Dimensionierung und der Struktur der installierten elektrischen Kraftwerksleistung zu erkennen (Bild 8.32). Diese fällt, wie im Vergleich zu Bild 8.2 zu erkennen ist, in den Jahren 2020 bis 2050 insgesamt sehr viel niedriger aus, was auf die fehlenden elektrischen Wärmeerzeuger als Verbraucher zurückzuführen ist. Insbesondere werden deutlich weniger Kohlekraftwerke und GuD-Anlagen ohne Wärmeauskopplung und vor allem Gasturbinen ohne Wärmeauskopplung installiert. Neue Kohlekraftwerke werden, unabhängig von der Art, ab 2040 nicht mehr gebaut. Deutlich größer fällt stattdessen in den Jahren 2020 bis 2040 die Dimensionierung von Erdgas-Blockheizkraftwerken in der Wärmenetzversorgung aus, was, wie später noch beschrieben wird, an der Pflicht zur Einhaltung der Emissionsgrenze liegt.

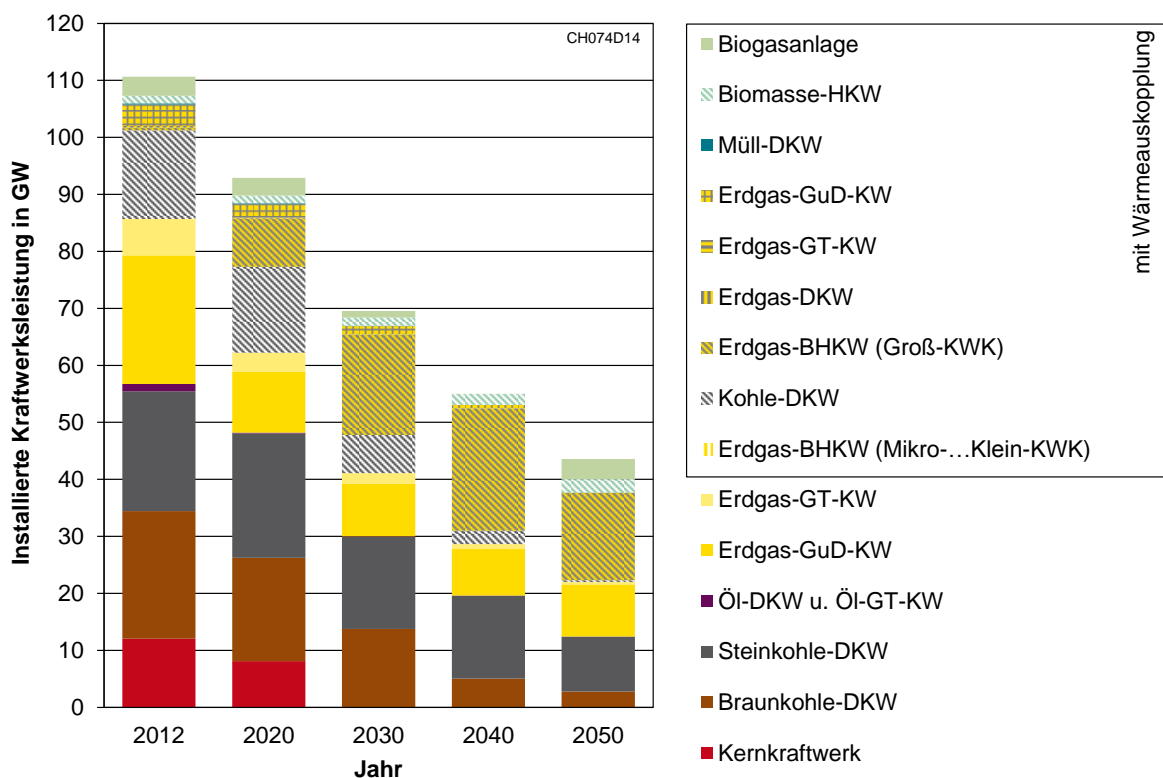


Bild 8.32: Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario *ohneELWE*

Was in Bild 8.32 jedoch nicht abgebildet ist, sind die installierten Entladeleistungen der elektrischen Speicher. Neben den Bestandsspeichern, die eine Entladeleistung von 6,5 GW bereitstellen können, werden durch die Optimierung in diesem Szenario große Kapazitäten und Leistungen elektrischer Speicher neu gebaut. Diese fallen um ein Vielfaches höher aus als im *BASIS*-Szenario und in allen anderen Szenarien und stellen beispielsweise im Jahr 2050 zusätzlich 17,4 GW Entladeleistung bereit. Im Szenario *ohneELWE* werden neben Pump- und Druckluftspeicherwerken zudem sehr große Kapazitäten an H₂-GuD-Speichern installiert, da in diesem Szenario die Möglichkeit entfällt, überschüssige elektrische Energie in Wärme umzuwandeln. Der Vergleich der Speicherkapazitäten ist in Kapitel 8.4.3 als Quervergleich über alle Szenarien ausführlicher beschrieben.

Auch bezüglich des wärmenetzversorgten Anteils stellt dieses Szenario ein Extremum dar. Er beträgt 50 % im Jahr 2020 und erreicht in den Jahren 2030 und 2040 den maximal zulässigen Wert von 60 %. Im Jahr 2050 beträgt der Netzanteil an der Wärmeversorgung nur noch 22 %. Stattdessen werden mit solarthermischen Anlagen, Pelletkesseln und Scheitholzöfen noch emissionsärmere Anlagen eingesetzt. Wie aus Bild 8.33 ersichtlich ist, zeigt sich in diesem Szenario deutlich, dass aufgrund eines jährlich neu optimierten Anlagenparks Sprünge zwischen den einzelnen Simulationsjahren auftreten können. Die starke Abnahme des wärmenetzversorgten Anteils von 2040 auf 2050 ist ein Beispiel dafür. Eine Besonderheit stellt zudem die Installation von Scheitholzöfen mit einem festen Erzeugungsprofil (siehe Kapitel 6.5.1) in der Wärmesystemgruppe N9 im Jahr 2050 dar. Diese dienen aufgrund des emissionsfreien Brennstoffs, trotz des vorgegebenen Einsatzprofils, der Senkung der Emissionen.

Zusammengefasst über die Wärmesystemgruppen sind für die Simulationsjahre die installierten thermischen Leistungen in Bild 8.34 dargestellt. Die Unterschiede gegenüber dem *BASIS*-Szenario (Bild 8.5) ergeben sich dadurch, dass Wärmeerzeuger mit einem vorgegebenen Erzeugungsprofil nicht der vorgegebenen, zu installierenden thermischen Leistung zugerechnet werden, da sie nicht frei disponibel sind. Der Leistungssprung von 2040 zu 2050 ist somit den zusätzlichen thermischen Leistungen der solarthermischen Anlagen und der Scheitholzöfen zuzurechnen.

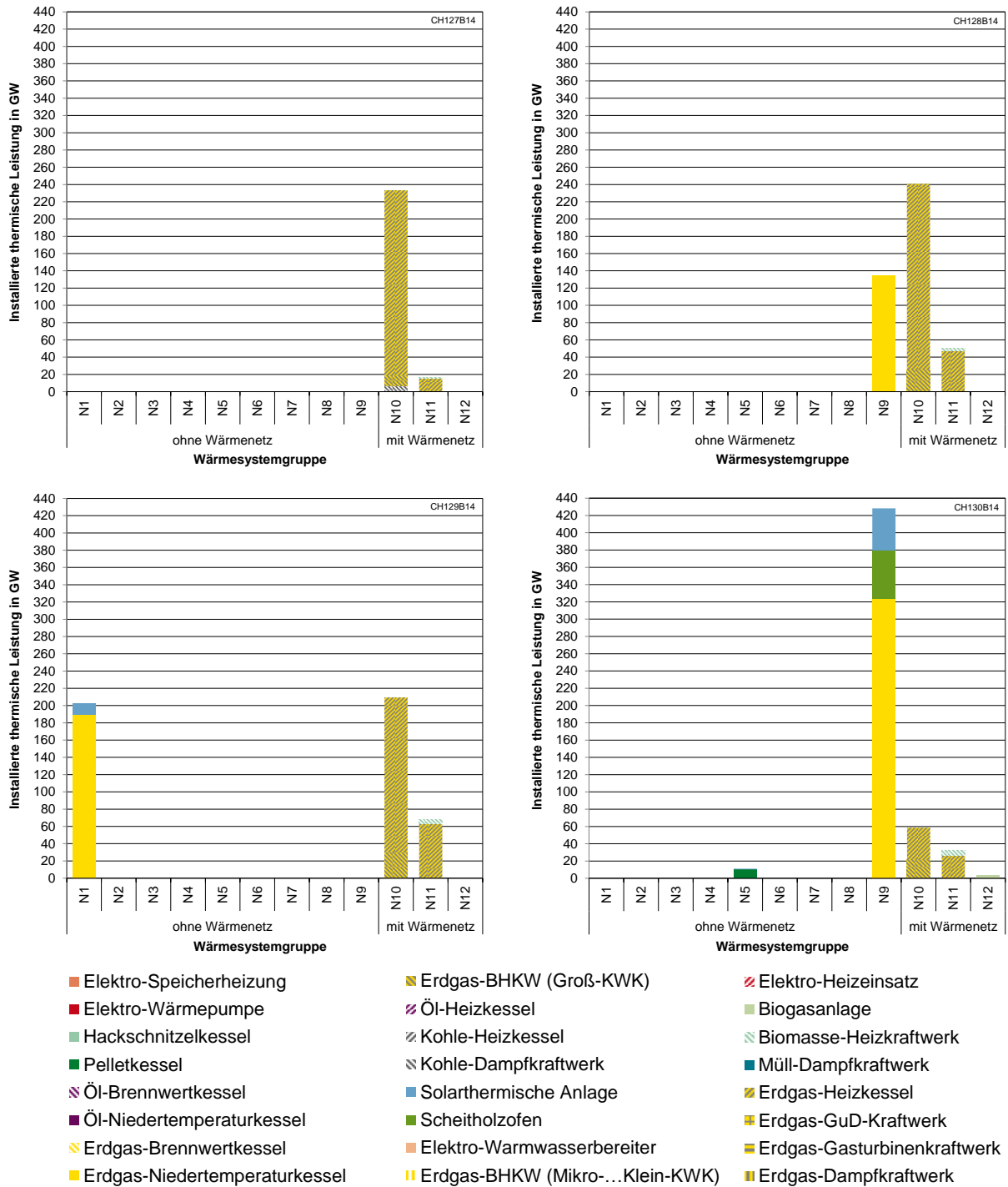


Bild 8.33: Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario *ohneELWE*

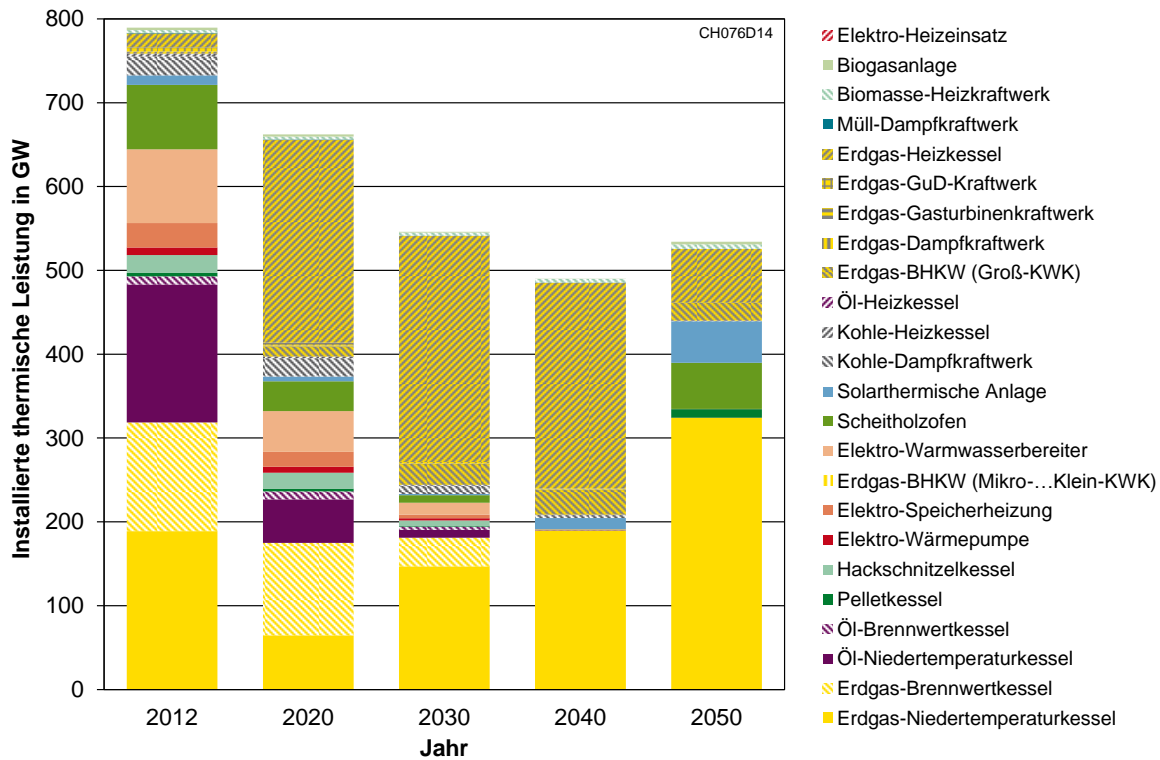


Bild 8.34: Installierte thermische Leistungen nach Wärmeerzeugertypen im Szenario ohneELWE

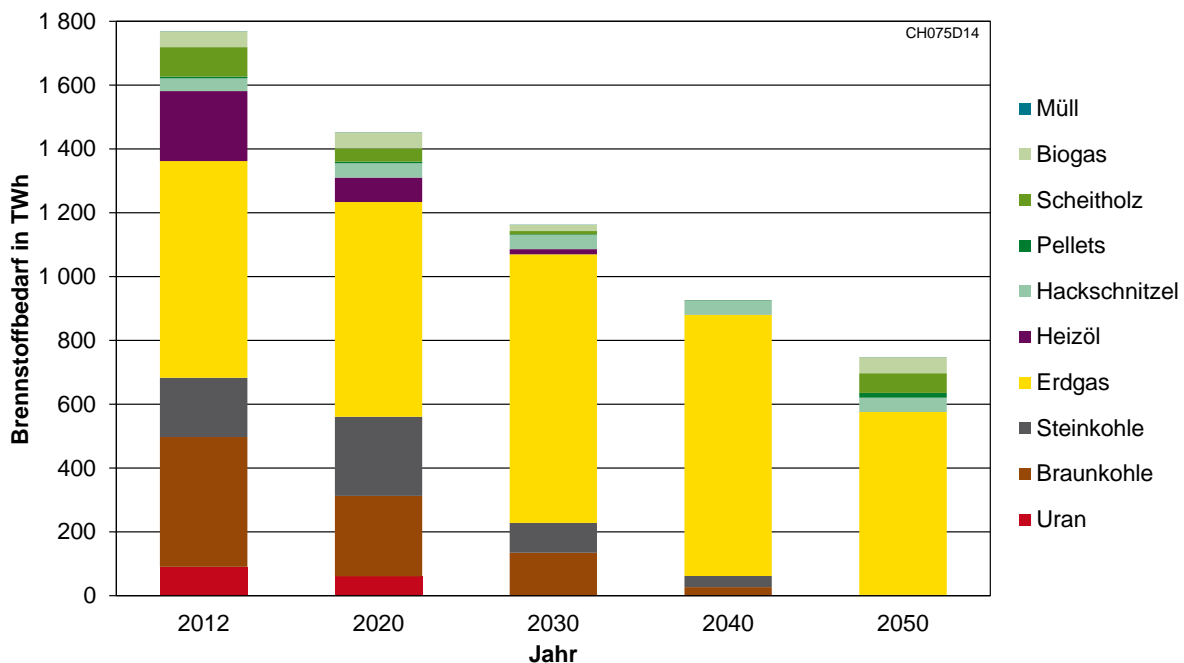


Bild 8.35: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im Szenario ohneELWE

Das Brennstoffbedarfsdiagramm (Bild 8.35) zeigt eine Tendenz zu einer wenig diversifizierten Brennstoffstruktur. Die Energieträger Steinkohle und Braunkohle werden bis 2050 quasi vollständig durch Erdgas und biogene Brennstoffe verdrängt. Außer-

dem wird ersichtlich, dass der Brennstoffverbrauch gegenüber dem *BASIS*-Szenario um 6 % (Jahr 2020) bis 35 % (Jahr 2050) höher liegt.

Dies ist auf mehrere Gründe zurückzuführen: zum einen treten in den Jahren 2020 bis 2040 erhebliche Wärmenetzverluste durch die hohen Wärmenetzanteile auf. Im Jahr 2050 sorgen die installierten Scheitholzöfen, die nach einem festen Profil eingesetzt werden, für eine sichtbare Wärmeüberproduktion, was ebenso zu einem überhöhten Brennstoffbedarf führt. Den stärksten Einfluss hat jedoch das Verbot von Wärmepumpen-Neuinstallationen. Dadurch wird eine effiziente Energiewandlung von Brennstoff über Strom zu Wärme nicht erlaubt. Somit wird in diesem Szenario die Wärme hauptsächlich über Gaskessel erzeugt – insbesondere in der Objektversorgung mittels Erdgas-Niedertemperaturkessel, aber auch in der Wärmenetzversorgung über gasbefeuerte Erdgas-Heizkessel. Indirekt sorgen der hohe Brennstoffverbrauch und die damit verbundenen Emissionen in der Wärmeerzeugung dafür, dass in der Stromerzeugung Emissionen reduziert werden müssen. Aus diesem Grund wird im Jahr 2050 keine elektrische Energie aus Kohle erzeugt.

Auch bei der Wärmespeicherung gibt es sichtbare Unterschiede zum *BASIS*-Szenario (Kapitel 8.4.3 und A1). Aufgrund der Anlagenstruktur im Neubau gibt es bis einschließlich 2040 keine neuen Wärmespeicher in der Objektversorgung. Selbst die solarthermischen Anlagen im Jahr 2040 sind so klein dimensioniert, dass eine Wärmespeicherung unrentabel ist. Hier machen sich die fehlenden flexiblen Einsatzmöglichkeiten elektrischer Wärmeerzeuger bemerkbar. Im Jahr 2050 sind in der Objektversorgung geringe neue Speicherkapazitäten vorhanden. Sie sind der Wärmesystemgruppe N9 zugeordnet und speichern, wie aus Bild 8.36 ersichtlich ist, hauptsächlich Überschüsse der solarthermischen Anlagen.

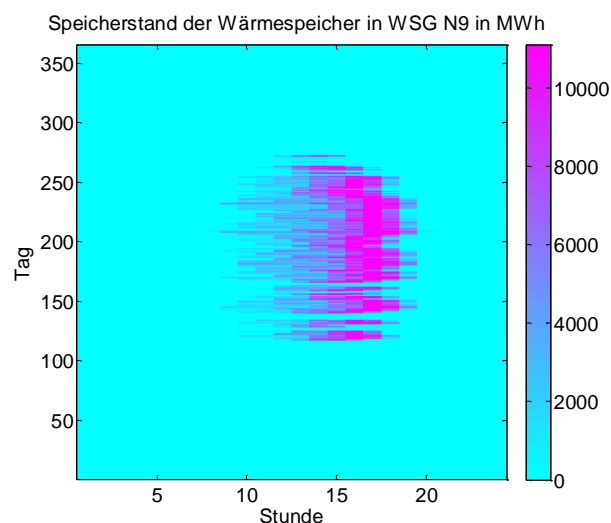


Bild 8.36: Speicherstand des Wärmespeichers in Wärmesystemgruppe N9 über 24 Stunden und 365 Tage im Szenario *ohneELWE* im Jahr 2050

Wie zu erwarten war, zeigen sich im Szenario *ohneELWE* sehr viel höhere Abschaltenergiemengen als im *BASIS*-Szenario. Da gesteuert einsetzbare elektrische Wärmeerzeuger nicht verfügbar sind, können 20 TWh im Jahr 2040 und 16 TWh im Jahr 2050 nicht wirtschaftlich integriert werden (Bild 8.64).

Die Kostenunterschiede gegenüber dem *BASIS*-Szenario fallen ebenso sehr deutlich aus. Die Gesamtsystemkosten liegen im Jahr 2020 um 9 % und im Jahr 2050 um 62 % über dem *BASIS*-Szenario (Bild 8.63).

Dies ist auch an den geordneten Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung (Bild 8.37) zu beobachten. Im Vergleich zum *BASIS*-Szenario (Bild 8.20) liegen alle Kurven im Schnitt deutlich höher. Auffällig ist vor allem die Grenzkostenkurve der Stromerzeugung (Bild 8.37, oben), bei der deutlich mehr Zeitpunkte mit Grenzkosten von 0 €/MWh_{th} auftreten. Aufgrund der fehlenden elektrischen Wärmeerzeuger treten hier ungenutzte Überschüsse aus Erneuerbaren auf, womit elektrische Energie zu diesen Zeitpunkten keinen Wert mehr besitzt. Die meiste Zeit liegt jedoch die Grenzkostenkurve der Stromerzeugung im Szenario *ohneELWE* über der des *BASIS*-Szenarios. Dies ist darauf zurückzuführen, dass, wie der Brennstoffbedarf in Bild 8.35 zeigt, die Stromerzeugung überwiegend durch Gaskraftwerke erfolgt, was notwendig ist, um die Emissionsgrenze einzuhalten. Die hohen variablen Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas führen zu den hohen Grenzkosten der Stromerzeugung. Auch die Grenzkosten der Wärmeerzeugung sind durchschnittlich höher, da die Integration elektrischer Energie in diesem Szenario nicht zulässig ist (Bild 8.37, Mitte und unten).

Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass in einem Szenario, in dem gesteuert einsetzbare elektrische Wärmeerzeuger nicht verfügbar sind, erhebliche Nachteile in Form von erhöhtem Brennstoffbedarf, erhöhtem elektrischen Speicherbedarf, erhöhter nicht integrierbarer elektrischer Energiemenge und erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten auftreten.

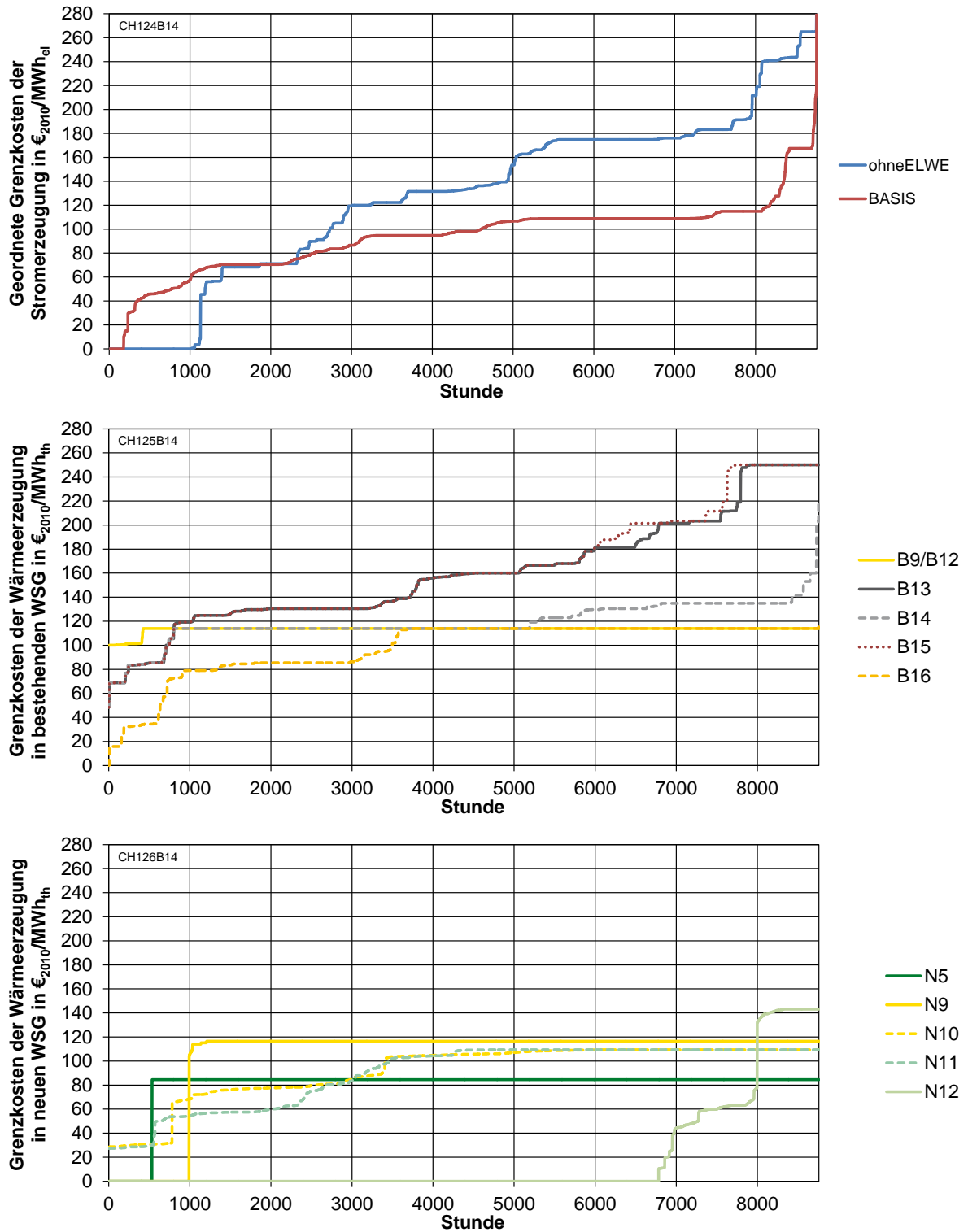


Bild 8.37: Geordnete Grenzkosten der Stromerzeugung der Szenarien *ohneELWE* und *BASIS* (oben), der Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmesystemgruppen im Szenario *ohneELWE* (Mitte) und in neuen Wärmesystemgruppen im Szenario *ohneELWE* (unten) im Jahr 2050

8.3.5 Vergleichsszenario ohne Elektro-Heizeinsätze „ohneEHE“

Eine abgewandelte Variante des vorangegangenen Szenarios *ohneELWE* ist das Szenario *ohneEHE*, bei dem von den elektrischen Wärmeerzeugern nur Elektro-Heizeinsätze nicht installiert werden dürfen. Alle übrigen elektrischen Wärmeerzeuger, wie beispielsweise Wärmepumpen, Elektro-Speicherheizungen oder elektrische Durchlauferhitzer, dürfen neu gebaut werden.

Dieses Szenario ist vor dem Hintergrund zu bewerten, dass in den übrigen Szenarien Elektro-Heizeinsätze zum einen zur Deckung der vorgegebenen Überkapazität der installierten thermischen Leistung installiert werden und zum anderen als flexible Last einsetzbar sind.

Ähnlich wie im Szenario *ohneELWE* werden auch hier deutlich höhere Anteile wärmenetzgebundener Versorgung als im *BASIS*-Szenario ausgebaut. Dennoch unterscheiden sich die beiden Szenarien *ohneELWE* und *ohneEHE* grundlegend, was sich in vielerlei Hinsicht auswirkt.

Zum einen können im Szenario *ohneEHE* einige, aber nicht alle Arten an elektrischen Wärmeerzeugern installiert werden, was de facto auch passiert. Dies hat Rückwirkungen auf die elektrischen Erzeugungsleistungen. Aus diesem Grund wird weniger elektrische Kraftwerksleistung als im *BASIS*-Szenario, jedoch mehr als im Szenario *ohneELWE* installiert, was aus Bild 8.38 ersichtlich wird.

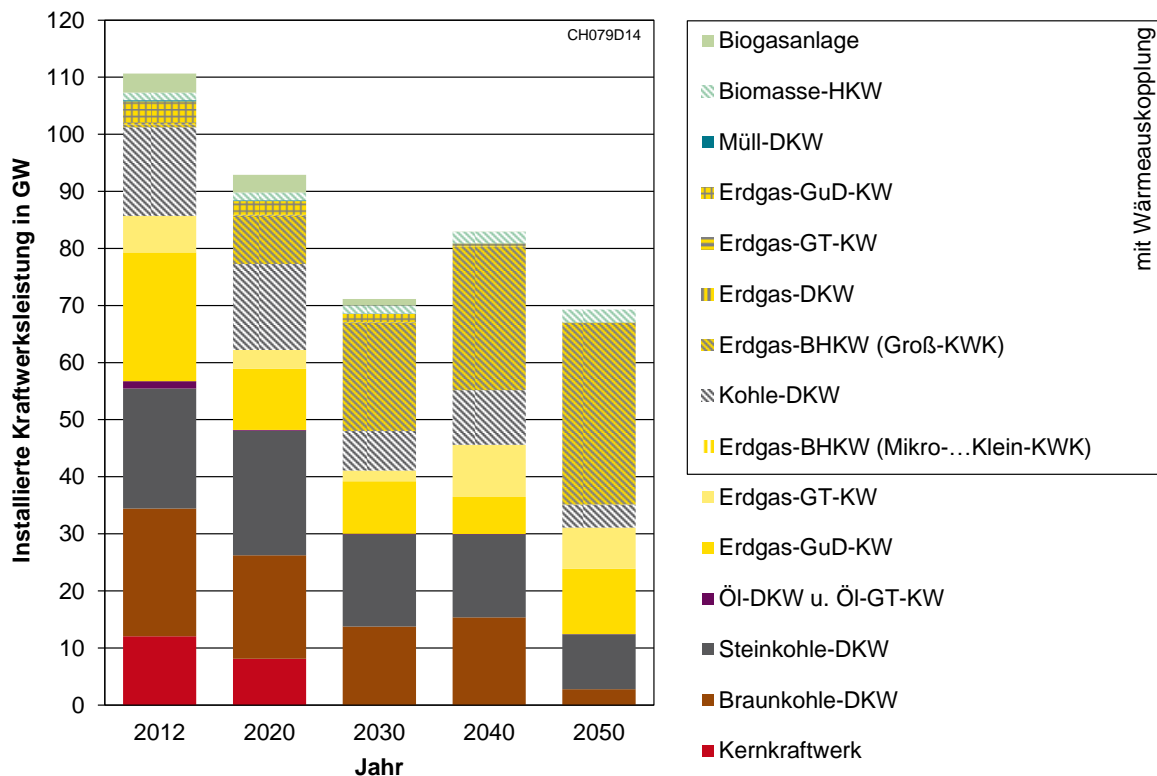


Bild 8.38: Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario *ohneEHE*

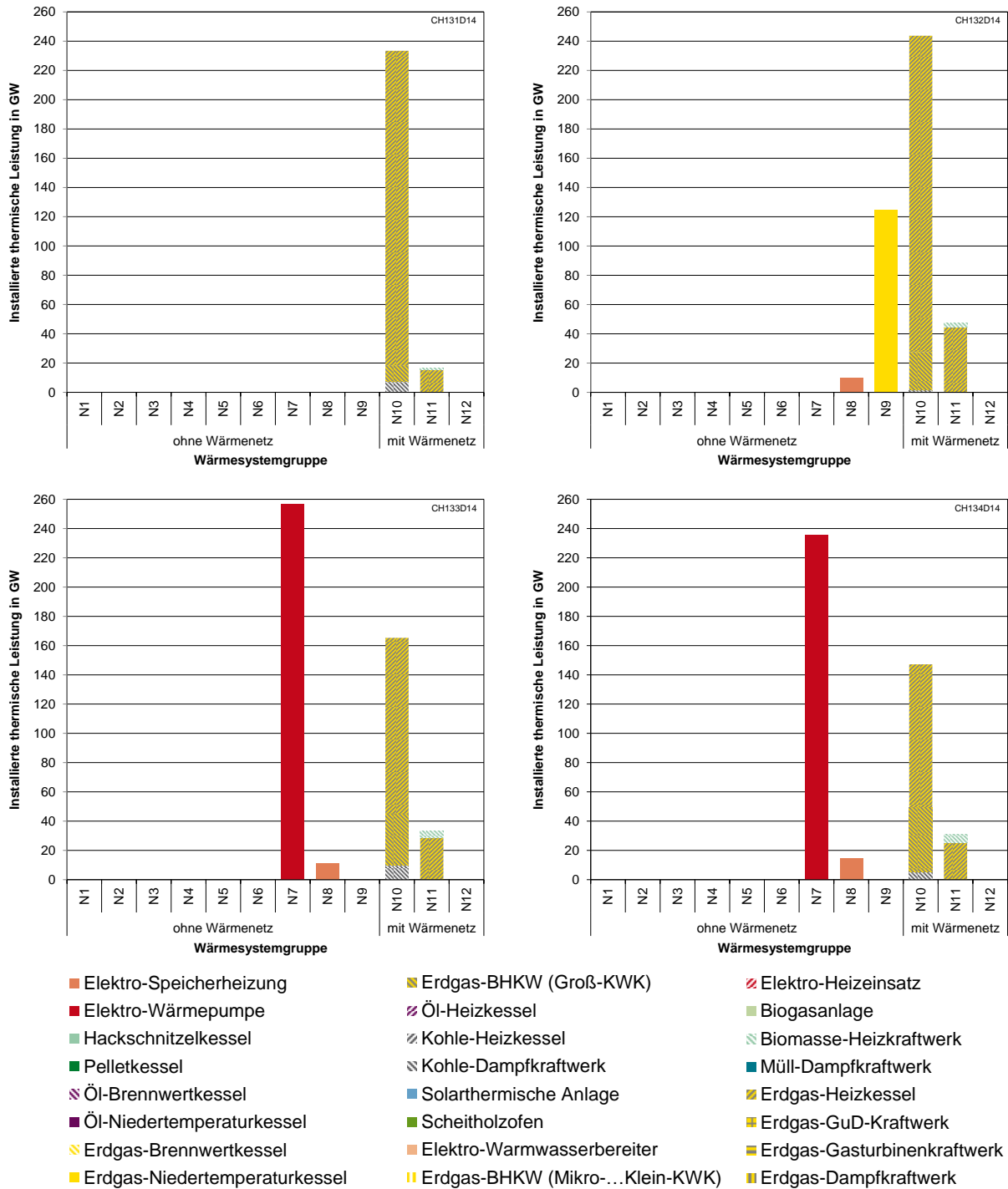


Bild 8.39: Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario *ohneEHE*

Die höheren installierten elektrischen Leistungen in den Jahren 2040 und 2050 sind auf die zeitliche Entwicklung der Wärmeerzeugungsstruktur zurückzuführen. In den Jahren 2020 und 2030 werden noch keine Wärmepumpen installiert, da diese für eine monovalente Wärmeversorgung zu teuer wären und einfache Elektro-Heizeinsätze, entsprechend der Vorgabe des Szenarios, nicht zusätzlich installiert

werden dürfen. Somit werden – auch um die erforderlichen Überkapazitäten zu decken – hauptsächlich Gaskessel installiert (Bild 8.39). Dies trifft sowohl für die Objekt- als auch für die Wärmenetzversorgung zu. Aufgrund des sinkenden Wärmeverbrauchs ist jedoch die Installation von Wärmepumpen in den Jahren 2040 und 2050 rentabel. Dadurch steigen aber die Anforderungen an die elektrische Erzeugung, was sich in höherer installierter Kraftwerksleistung bemerkbar macht (Bild 8.38).

Auch wenn es leistungsseitig recht gering ausfällt, ist dies das einzige Szenario in dem Elektro-Speicherheizungen installiert werden (Bild 8.39, Wärmesystemgruppe N8). Dies erfolgt bereits im Jahr 2030. Die keramischen Speicher der Speicherheizungen werden dabei so dimensioniert, dass das Verhältnis von Kapazität zu Entladeleistung 6 Stunden beträgt. Dieses Verhältnis liegt somit an der unteren vorgegebenen Grenze.

Da Elektro-Heizeinsätze nicht erlaubt sind und Elektro-Wärmepumpen aufgrund der hohen Investitionskosten und der geforderten Deckung der Überkapazität erst später installiert werden, ist dies ein Beleg dafür, dass selbst Speicherheizungen sich eignen, Energie aus dem Stromsektor in den Wärmesektor zu ziehen und dort in Form von thermischer Energie zu speichern.

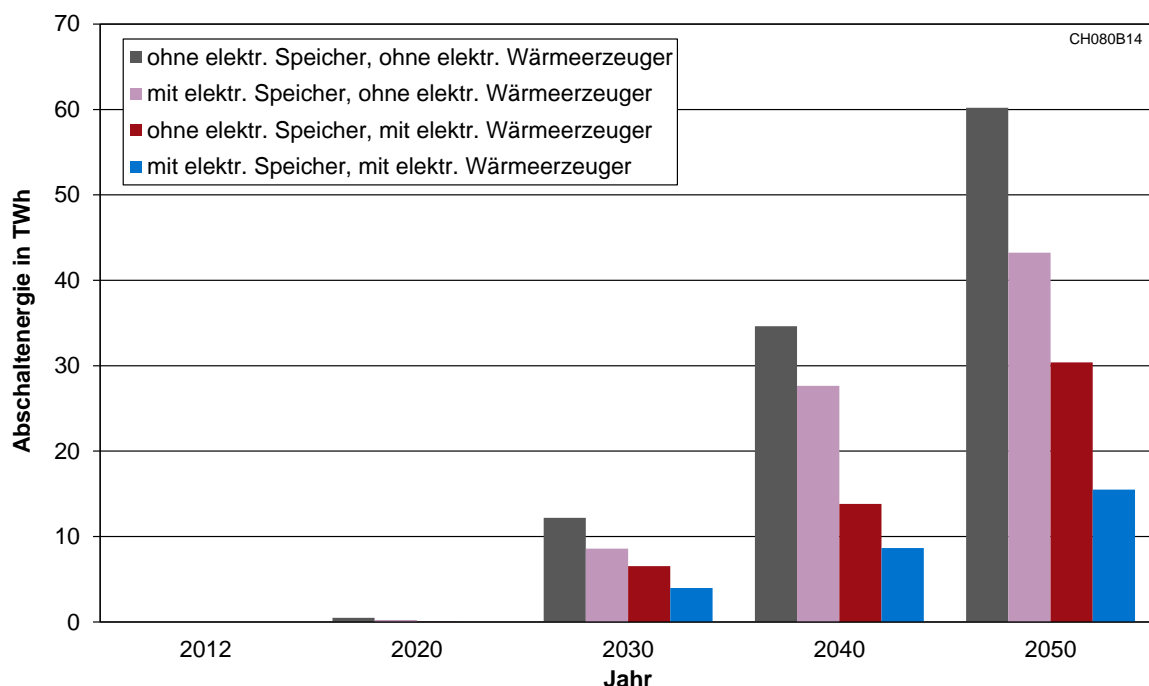


Bild 8.40: Abschaltenergie mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger im Szenario *ohneEHE*

Auch ohne Elektro-Heizeinsätze ist es somit möglich, ansonsten anfallende Überschüsse aus der regenerativen Stromerzeugung zum Teil zu integrieren. Allerdings fallen die Abschaltenergien, wie der Vergleich der roten Säulen von Bild 8.40 mit Bild

8.17 des *BASIS*-Szenarios zeigt, ohne den Einsatz von Elektro-Heizeinsätzen deutlich höher aus. Somit eignen sich Elektro-Heizeinsätze gut, um in Zukunft gezielt Überschüsse aus erneuerbaren Energien günstig zu integrieren.

Daneben wird durch den stärkeren Ausbau der wärmenetzgebundenen Versorgung und die Kopplung von KWK-Anlagen an große Wärmespeicher mehr Flexibilität erreicht. Zusätzlich werden jedoch im Jahr 2050 auch AA-CAES installiert, um u. a. Überschüsse puffern zu können. Im Gegensatz zum Szenario *ohneELWE* sind jedoch keine Wasserstoffspeicher erforderlich, da die Flexibilität beispielsweise auch durch Wärmepumpen erreicht wird (siehe Kapitel 8.4.3).

Untersuchungen haben gezeigt, dass der Brennstoffbedarf in den Jahren 2020 und 2030, in denen in diesem Szenario keine Wärmepumpen eingesetzt werden, um bis zu 17 % über dem *BASIS*-Szenario liegt.

Aus diesem Szenario und dem dazugehörigen Kostenvergleich (siehe Kapitel 8.4.4) lässt sich u. a. schließen, dass es bei vielen Wärmesystemen, aber insbesondere bei Wärmepumpen sinnvoll ist, wenn der Hauptwärmeerzeuger nicht auf die vollständige Leistung ausgelegt werden muss, sondern ein Teil der Leistungsauslegung auf einen Elektro-Heizeinsatz entfällt. Dieser kann auch zusätzlich zur Integration von Überschüssen aus Erneuerbaren eingesetzt werden.

8.3.6 Vergleichsszenario mit zusätzlichen verbrauchsgebundenen Kosten „VKplus“

Alle in dieser Arbeit aufgeführten Szenarien basieren auf dem Ansatz, dass es sich um eine volkswirtschaftliche Optimierung handelt, bei der alle Verbraucher aus Kostengesichtspunkten einen gleichberechtigten Zugang zu den verschiedenen Energieträgern besitzen. Diese Betrachtungsweise erzeugt ein Umfeld, in welchem die Ergebnisse nur von den real für die Volkswirtschaft anfallenden Kosten abhängen. In der Realität existieren jedoch Verzerrungen bei der Kostenstruktur, da die Energieträger mit Steuern und Abgaben in unterschiedlicher Höhe und zu vielfältigen Zwecken belastet sind. Daraus folgen in der Regel niedrigere Energieträgerkosten für Großverbraucher und höhere für Kleinverbraucher. Dies hat einen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Verbraucher. Die unterschiedliche Zusatzbelastung der Energieträger führt zwangsläufig zu einer gegenüber der rein volkswirtschaftlich orientierten Betrachtung veränderten Wirtschaftlichkeit einzelner Technologieoptionen. Vor allem bei Anlagen, die mit hohen Zusatzkosten belastete Energieträger (z. B. Strom) nutzen, ist eine geringere Marktdurchdringung zu erwarten.

Um einen Einblick zu bekommen, wie sich diesbezüglich veränderte Rahmenbedingungen auf den Neubau und Einsatz von elektrischen und thermischen Erzeugungs-

anlagen und Speichern auswirken können, wird im Szenario *VKplus* der aktuelle Abgabenrahmen angenähert und die Brennstoffkostenstruktur entsprechend modifiziert. Für gasbefeuerte Wärmeerzeuger in der Objektversorgung erfolgt ein Aufschlag um 20 €/MWh_{BS} [14, p. 24], für strombetriebene Wärmeerzeuger in der Objektversorgung (Wärmepumpen, Speicherheizungen, Elektro-Warmwasserbereiter) und alle Elektro-Heizeinsätze ein Aufschlag um 50 €/MWh_{el}.

Eine der Folgen ist, dass der Einsatz von Gas in der wärmenetzgebundenen Versorgung günstiger ist, weshalb in der Objektversorgung keine neuen Gaskessel installiert werden. Dies bedeutet aber auch, dass insbesondere der Anteil der KWK an der Strom- und Wärmeerzeugung steigt. Aufgrund der höheren verbrauchsgebundenen Kosten nimmt auch der Anteil der Elektro-Heizeinsätze sowohl an der installierten Leistung, aber vor allem an der Wärmeerzeugung gegenüber dem *BASIS*-Szenario ab. Der Anteil der Wärmepumpen steigt dagegen geringfügig, da sich aufgrund der Arbeitszahl die Stromkostensteigerung bei Wärmepumpen geringer auswirkt als bei Elektro-Heizeinsätzen. In der Objektversorgung werden neben den Wärmepumpen ab dem Jahr 2040 auch Hackschnitzelheizungen installiert. Die installierten thermischen Leistungen und die Wärmeerzeugung sind in Bild 8.41 und Bild 8.42 dargestellt.

Die auftretenden höheren Systemkosten sind teilweise auf die höheren Kosten für Strom zur Wärmeerzeugung zurückzuführen. Dass weniger elektrische Überschüsse der gesetzten Einspeisung integriert werden können, liegt ebenso an den zusätzlichen Kosten für die Verwendung elektrischer Energie in der Wärmeerzeugung. Nichtsdestotrotz werden große Mengen elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung eingesetzt – weniger in elektrischen Heizeinsätzen, aber etwa genauso viel bei Elektro-Wärmepumpen im Vergleich mit dem *BASIS*-Szenario.

Bezüglich des Brennstoffbedarfs gibt es gegenüber dem *BASIS*-Szenario nur dahingehend Unterschiede, dass mehr Steinkohle als Braunkohle eingesetzt wird, was auf die vermehrte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen zurückzuführen ist und Braunkohleanlagen mit Wärmeauskopplung nicht für Neuinstallationen zur Verfügung stehen.

Im Szenario *VKplus* werden aufgrund der höheren Anteile der Wärmenetzversorgung auch mehr thermische Speicher installiert, um die KWK-Anlagen besser auszulasten. Hinzu kommt auch ein höherer Bedarf an elektrischen Speichern. Dabei wird bereits im Jahr 2030 das Potenzial für PSW vollständig ausgeschöpft. Ab 2040 werden zusätzlich AA-CAES installiert. Ein Bedarf an Wasserstoffspeichern ist jedoch nicht zu erkennen, da das Wärmesystem genügend Flexibilität bietet, relativ kostengünstig elektrische Energie zu integrieren.

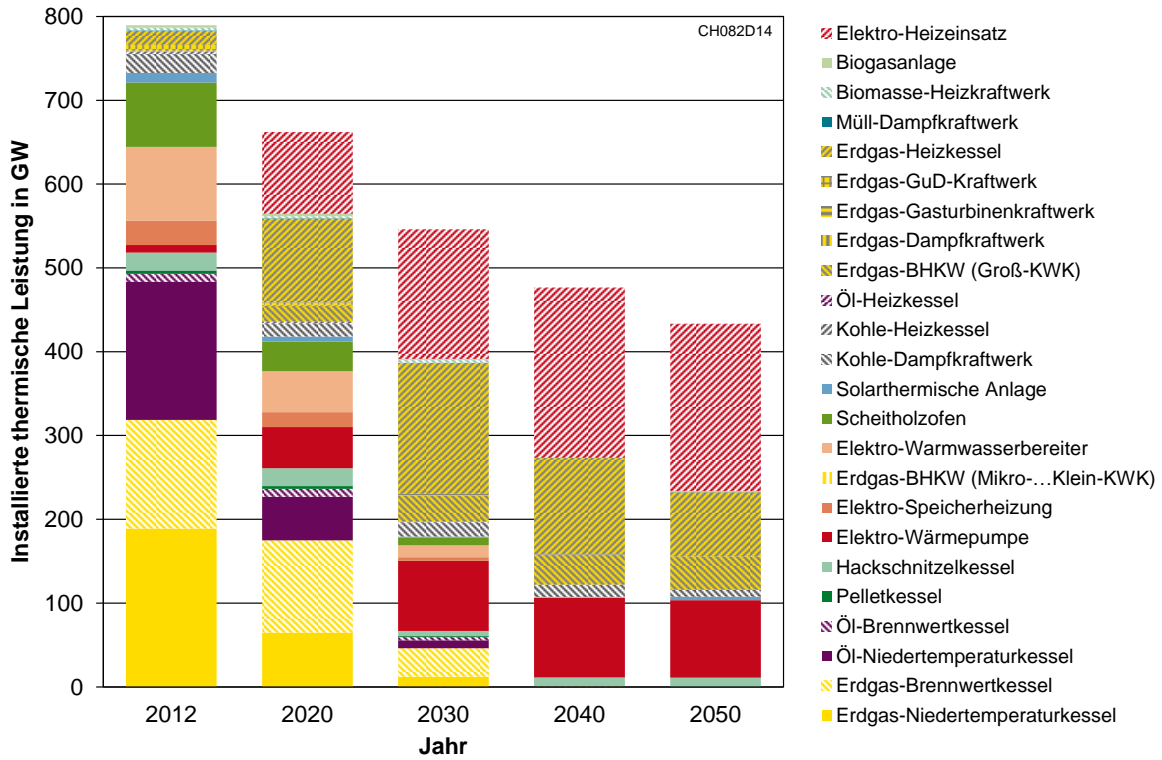


Bild 8.41: Installierte thermische Leistung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario *VKplus*

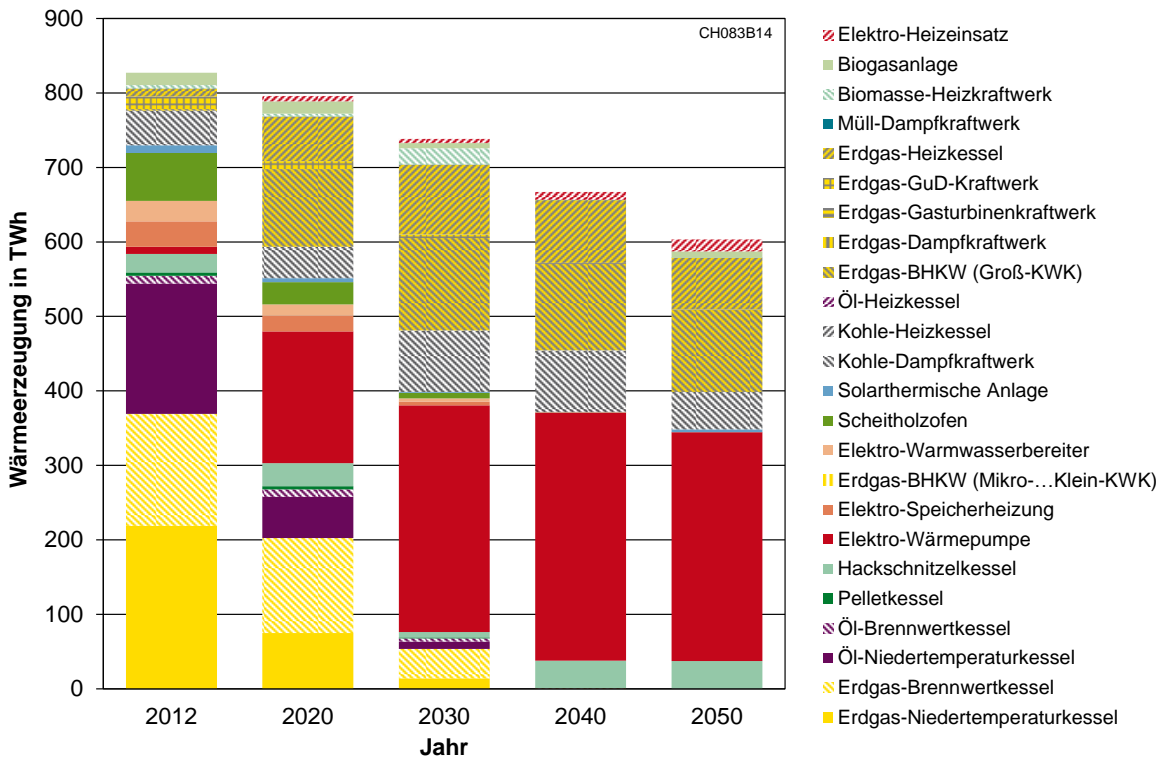


Bild 8.42: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario *VKplus*

8.3.7 Vergleichsszenario mit niedrigen Investitionskosten für einige KWK-Technologien „INVminus“

Dass die Resultate der Simulationen zu einem großen Maß von den Eingangsdaten, speziell von Investitionskosten, abhängig sind, soll durch das Szenario *INVminus* veranschaulicht werden. Dabei werden, wie Tabelle 8.8 zeigt, für einige KWK-Anlagen niedrigere Investitions-, Abriss- und Rückbaukosten sowie geringere jährliche Fixkosten angenommen als im *BASIS*-Szenario (Tabelle 6.21).

Zusätzlich wird auf die fixen und variablen Kosten bei Müll-Dampfkraftwerken ein Abschlag von 50 % angenommen, da die Verbrennung von Müll nicht nur zum Zweck der Strom- und Wärmeerzeugung erfolgt, sondern auch der thermischen Verwertung von Müll dient. Somit fallen für Müll-Dampfkraftwerke jeweils die Hälfte der in Tabelle 8.8 und Kapitel 7.2.1 aufgeführten Werte tatsächlich für die Strom- und Wärmeerzeugung an.

Tabelle 8.8: Variation einiger ökonomischen Daten neuer wärmenetzgebundener Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [7, p. 35] [27, p. 62] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [74] [77, p. 154]

Kenngröße	Wärmeerzeugertyp	Jahr				
		2012	2020	2030	2040	2050
Investitionskosten in €/kW _{th}	Kohle-Dampfkraftwerk	1 171	1 159	1 145	1 130	1 115
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	596	578	555	533	510
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	669	663	654	646	637
	Müll-Dampfkraftwerk	1 031	1 020	1 008	995	982
Abriss- und Rückbaukosten in €/kW _{th}	Kohle-Dampfkraftwerk	17,57	17,39	17,17	16,95	16,73
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	8,93	8,66	8,33	7,99	7,65
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	10,04	9,94	9,81	9,69	9,56
	Müll-Dampfkraftwerk	15,46	15,31	15,11	14,92	14,73
jährliche Fixkosten in €/(kW _{th} ·a)	Kohle-Dampfkraftwerk	93,69	92,75	91,57	90,40	89,22
	Erdgas-BHKW (Groß-KWK)	35,73	34,65	33,30	31,95	30,60
	Erdgas-GuD-Kraftwerk	44,18	43,73	43,18	42,63	42,07
	Müll-Dampfkraftwerk	82,46	81,63	80,60	79,57	78,53

Das Ergebnis zeigt einen starken Anstieg des Anteils der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen aufgrund der niedrigeren Investitionskosten (Bild 8.43). Im Jahr 2030 werden 31 % erreicht, danach geht der KWK-Anteil wieder zurück.

Auch auf den Betrieb der vielen KWK-Anlagen ist zurückzuführen, dass mehr elektrische Speicher – dabei im Jahr 2050 auch AA-CAES – und mehr thermische Speicher in Wärmenetzen zugebaut werden. Da bereits zu diesem Zweck mehr elektri-

sche Speicher vorhanden sind, können auch mehr elektrische Überschüsse aus der gesetzten Einspeisung gespeichert werden, wodurch der Wert für die Abschaltenergie gegenüber dem *BASIS*-Szenario sinkt.

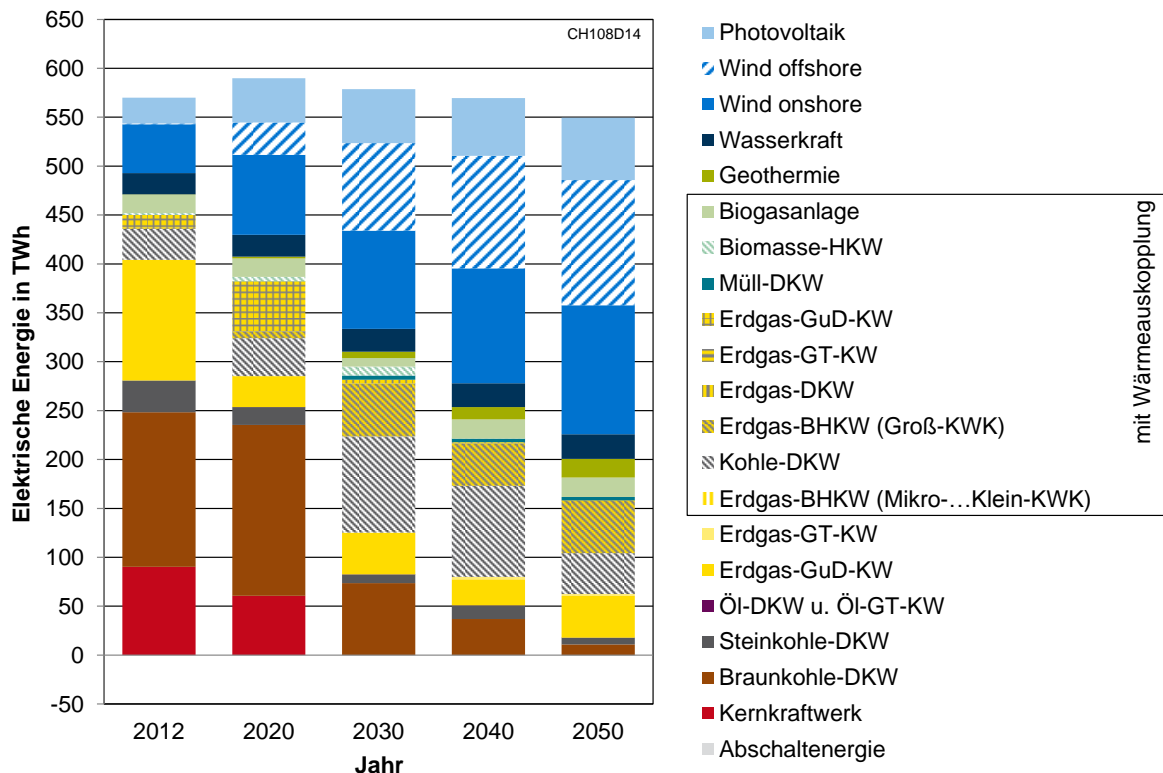


Bild 8.43: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario *INVminus*

Bezogen auf die Wärmeerzeugung geht der KWK-Ausbau stark zu Lasten von Erdgas-Niedertemperaturkesseln, was aus Bild 8.44 hervorgeht.

Durch die sehr hohen KWK-Anteile wird in allen Jahren in Summe etwas weniger Brennstoff benötigt als im *BASIS*-Szenario. Zudem wird von den Kohlearten im Szenario *INVminus* die Steinkohle gegenüber der Braunkohle bevorzugt, was an den im Vergleich zum *BASIS*-Szenario niedrigeren Investitionskosten für steinkohlebefeuerte Dampfkraftwerke mit Wärmeauskopplung liegt. Insgesamt liegt der Kohleverbrauch höher als im *BASIS*-Szenario. Die dadurch erhöhten Emissionen werden unter anderem durch Hackschnitzelkessel in der Objektversorgung ausgeglichen.

Verglichen mit dem *BASIS*-Szenario fallen verständlicherweise die Kosten niedriger aus – um bis zu 2 % (Bild 8.63). Dies ist auf die niedrigeren Investitionskosten für einige Anlagentypen und den günstigeren Brennstoff Müll zurückzuführen.

Dieses Szenario zeigt anschaulich, dass der Ausbau der KWK auch stark von der zukünftigen Entwicklung der Kosten für diese Anlagen abhängt.

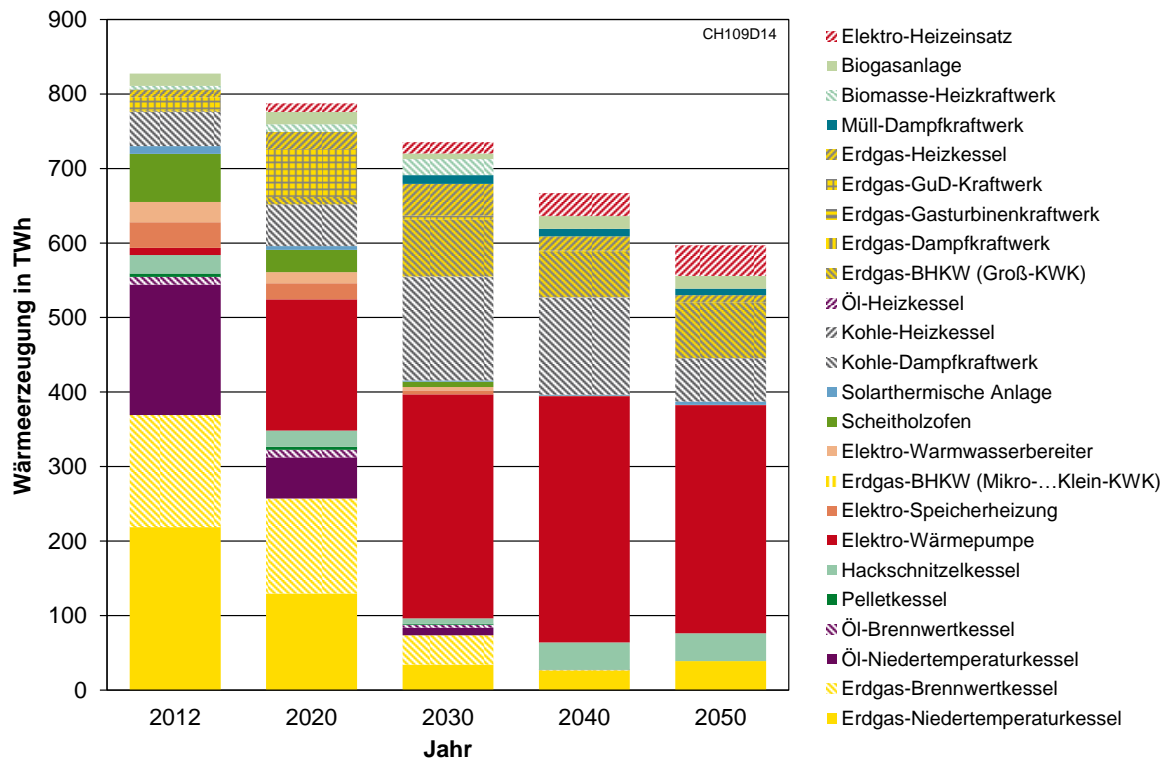


Bild 8.44: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario *INVminus*

8.3.8 Vergleichsszenario mit niedriger Wärmepumpenpotenzialgrenze „*WPGminus*“

Im *BASIS*-Szenario werden als Potenzialgrenze 55 % bei neuen Wärmesystemgruppen angesetzt. Da in den meisten Szenarien diese Grenze erreicht wird, ist es sinnvoll zu untersuchen, welche Auswirkungen eine niedrigere Grenze hat. Deshalb wird diese für das Szenario „*WPGminus*“ auf 10 % festgesetzt.

Der geringere elektrische Energieverbrauch aufgrund der stärker begrenzten Anzahl an Wärmepumpen führt zu niedrigeren installierten elektrischen Erzeugerleistungen. Diese liegen bei ca. 58 GW im Jahr 2050 im Vergleich zu 84 GW im *BASIS*-Szenario. Der Rückgang betrifft einerseits reine Stromerzeuger, aber andererseits auch KWK-Anlagen. Die Folge ist, dass auch der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung deutlich unter dem *BASIS*-Szenario liegt. Das lässt aber auch den Schluss zu, dass sich KWK-Anlagen und elektrische Wärmeerzeugung im System sinnvoll ergänzen.

Wie zu erwarten war, wird die vorgegebene Potenzialgrenze für Wärmepumpen in allen Jahren erreicht. Im Vergleich zum *BASIS*-Szenario erfolgt der Ersatz der Wärmeerzeugung überwiegend durch Erdgas-Niedertemperaturkessel (Bild 8.45). Um die Emissionsgrenzen einzuhalten, werden ab dem Jahr 2050 in der Objektversorgung auch andere emissionsarme und effiziente Technologien eingesetzt. Dazu zählen Erdgas-Brennwertkessel, Pelletkessel, Hackschnitzelkessel und solarthermische

Anlagen. Die optimalen Anlagenkonfigurationen der Wärmesystemgruppen für das Jahr 2050 sind in Bild 8.46 dargestellt.

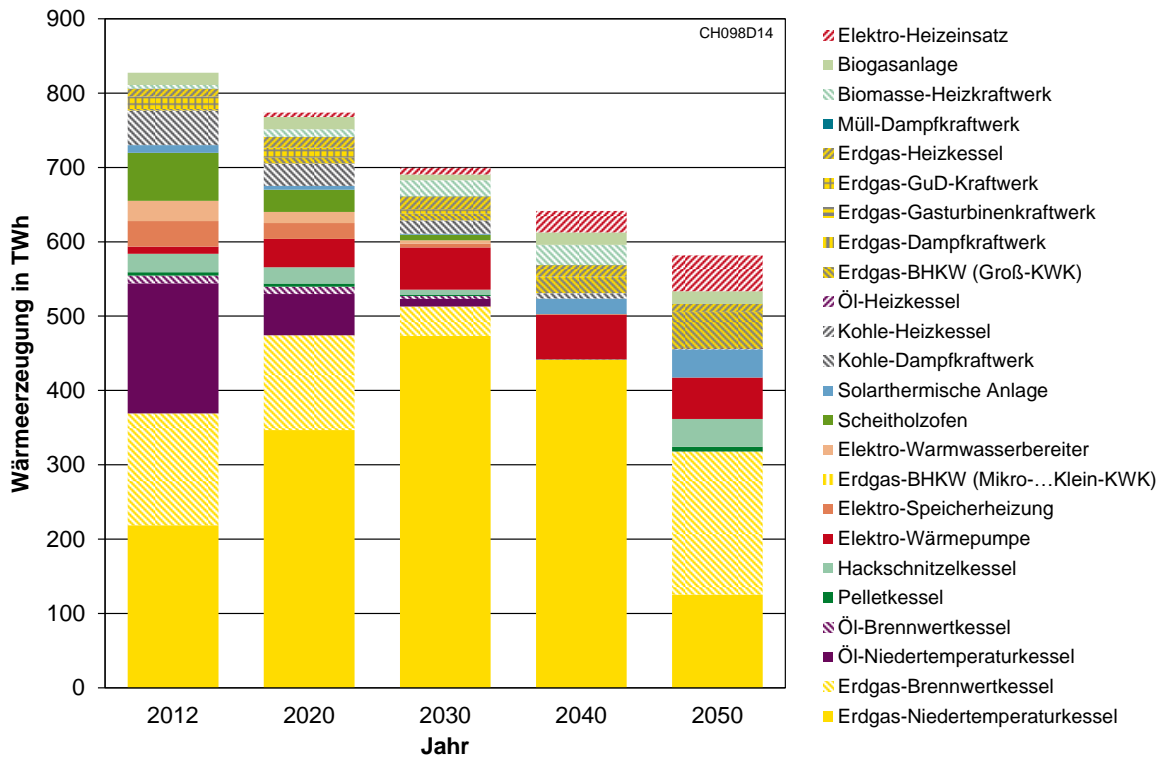


Bild 8.45: Wärmearzeugung nach Wärmearzeugertypen im Szenario WPGminus

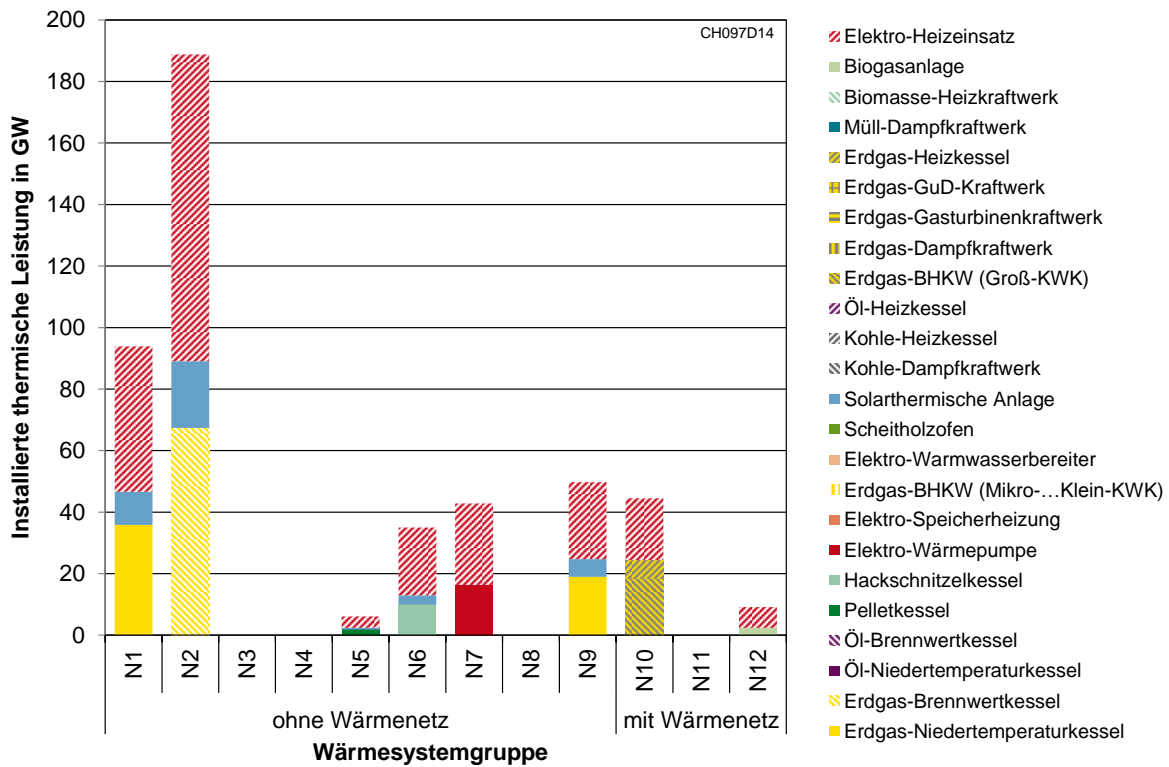


Bild 8.46: Dimensionierung der Wärmearzeuger im Jahr 2050 im Szenario WPGminus

Aufgrund der begrenzten Installationsmöglichkeiten für Wärmepumpen und damit fehlender effizienter Technologien zur Wärmeerzeugung ist der Brennstoffbedarf trotz des niedrigeren elektrischen Energieverbrauchs im Szenario *WPGminus* deutlich höher als im *BASIS*-Szenario. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied knapp 21 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die restriktivere Potenzialgrenze der Wärmepumpen weniger Umweltwärme nutzbar ist. Umweltwärme wird analog zu Wind, solarer Strahlung und Erdwärme nicht zu den Brennstoffen gezählt. Da Wärmepumpen nur begrenzt verfügbar sind, muss aus Emissionsgründen im Szenario *WPGminus* deutlich mehr Erdgas eingesetzt werden. Kohle wird somit fast vollständig verdrängt (Bild 8.47).

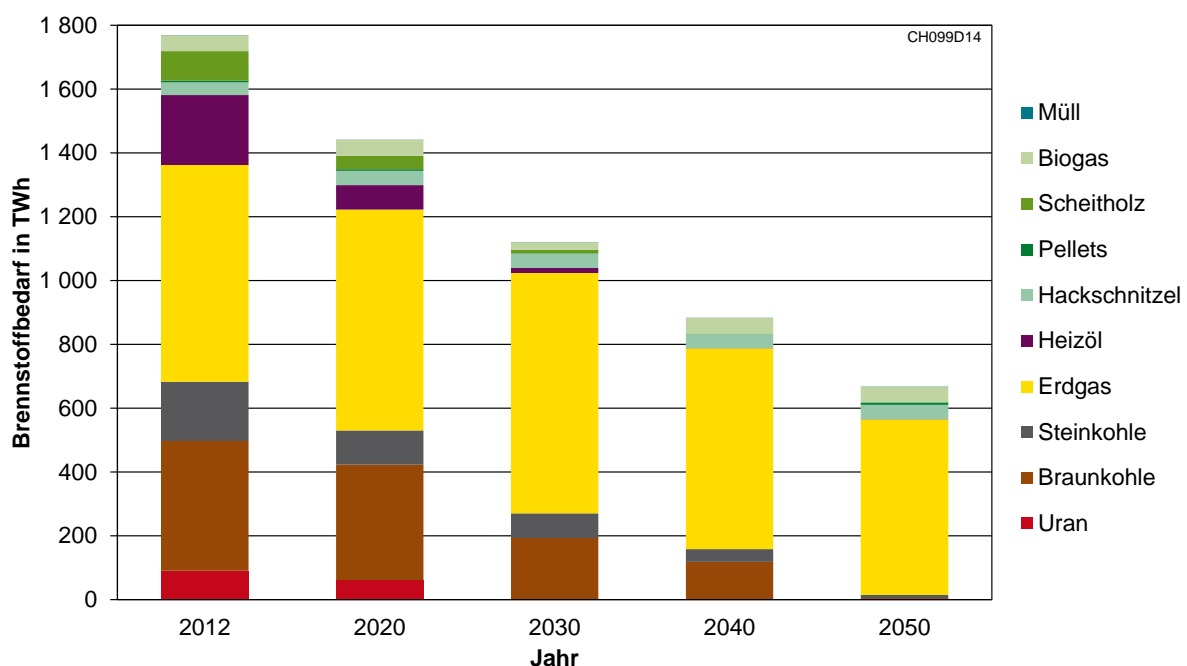


Bild 8.47: Entwicklung des Brennstoffbedarfs im Szenario *WPGminus*

Der durch die Wärmepumpen verursachte höhere elektrische Energieverbrauch im *BASIS*-Szenario wird bilanziell betrachtet zum Teil durch Braunkohlekraftwerke gedeckt. Aufgrund der niedrigen Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken und wegen der deutlich geringeren Emissionen aus der Wärmeerzeugung durch den Einsatz von Wärmepumpen ist die Verschiebung der Emissionen vom Wärmesektor in den Stromsektor im *BASIS*-Szenario nachvollziehbar. Die Emissionsmenge ist in beiden Szenarien identisch.

Bezüglich der thermischen Speicher lässt sich festhalten, dass im Szenario *WPGminus* weniger Speicher in Wärmenetzen installiert werden, da der Wärmenetzanteil unter dem *BASIS*-Szenario liegt. Aufgrund der niedrigeren Wärmepumpenzahl liegen auch die objektgebundenen Speicher unterhalb des *BASIS*-Szenarios. Einzige Aus-

nahme ist das Jahr 2050, da hier große Leistungen an solarthermischen Anlagen installiert werden, was größere Leistungen und Kapazitäten bei objektgebundenen Speichern zur Folge hat.

Insgesamt ist aufgrund der fehlenden Wärmepumpen weniger gesetzte Einspeisung integrierbar (Bild 8.64). Allerdings erfolgt im Vergleich zum *BASIS*-Szenario in den Jahren 2040 und 2050 deutlich mehr Integration mittels Elektro-Heizeinsätzen (Bild 8.67).

Das Szenario *WPGminus* weist stets höhere Gesamtsystemkosten auf als das *BASIS*-Szenario, je nach Simulationsjahr um bis zu 24 %.

8.3.9 Sensitivitätsanalyse zu erneuerbaren Energien „*EEminus*“ und „*EEplus*“

Die beiden Szenarien „*EEminus*“ und „*EEplus*“ sollen die Auswirkungen eines verminderten bzw. verstärkten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufzeigen. Insbesondere die Auswirkungen auf die Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie und auf die elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten sind in diesem Zusammenhang interessant.

Da die Erzeugungskapazitäten bei der Laufwasserkraft nahezu ausgeschöpft sind, wird auf Veränderungen bei dieser Art der regenerativen Stromerzeugung verzichtet. Lediglich bei der gesetzten Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Geothermie wird von einem schwächeren bzw. einem stärkeren Ausbau gegenüber dem *BASIS*-Szenario ausgegangen. Da angenommen wird, dass elektrische Energieerzeugung aus Biomasse immer mittels KWK-Anlagen erfolgt, ist diese ein Teil der Optimierung und wird nicht als externe Größe vorgegeben. Die Erzeugungscharakteristiken der unterschiedlichen erneuerbaren Energien bleiben identisch zum *BASIS*-Szenario, lediglich die installierten Leistungen und damit die Erzeugungsmengen ändern sich.

Die elektrische Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien für die beiden Szenarien zeigt Bild 8.48. Die Anteile der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch für die beiden Szenarien im Vergleich zum *BASIS*-Szenario sind in Bild 8.49 dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei der Berechnung der Anteile der Verbrauch nicht die Raumwärmeerzeugung und Trinkwarmwasserbereitung aus elektrischer Energie enthält und bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowohl Biomasse als auch möglicher Import nicht berücksichtigt werden.

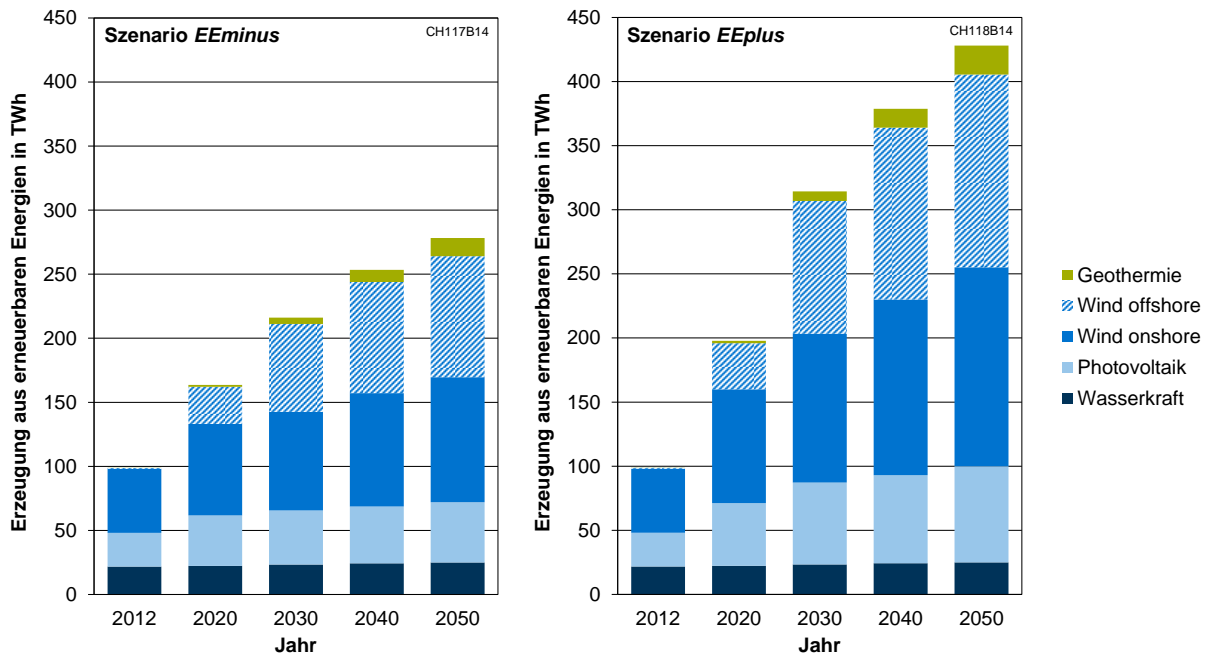


Bild 8.48: Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien für die Szenarien *EEminus* (links) und *EEplus* (rechts)

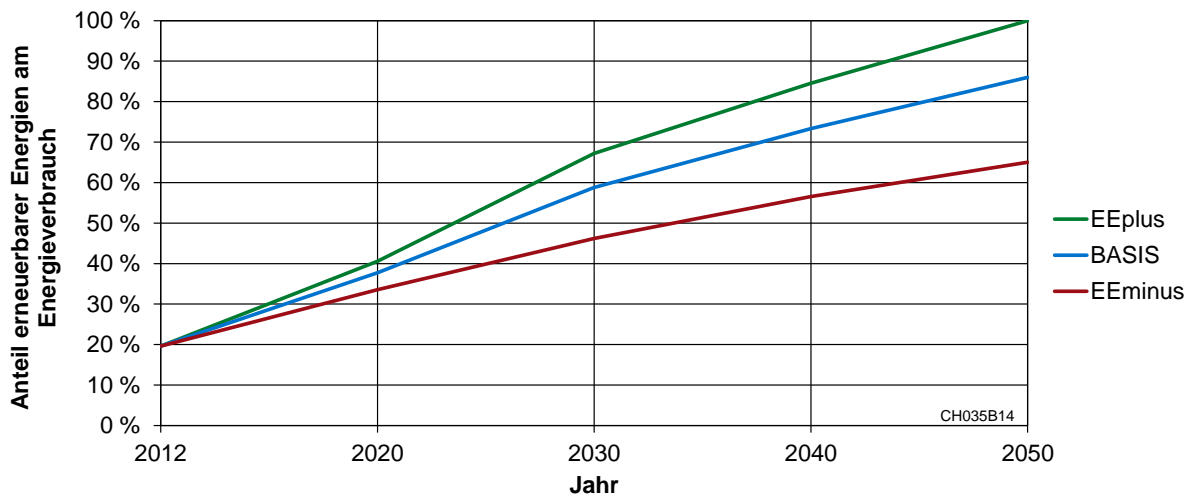


Bild 8.49: Anteil der erneuerbaren Energien am elektrischen Energieverbrauch (ohne elektr. Heizung und Warmwasserbereitung); Erzeugung ohne Biomasse und Import von regenerativ erzeugter elektrischer Energie

Bild 8.50 bildet die erzeugte elektrische Energie für die Szenarien *EEminus* (links) und *EEplus* (rechts) nach Erzeugertyp ab. Bild 8.51 zeigt die erzeugten Wärmeenergiemengen. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Mit steigendem Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind weniger emissionsarme Gaskraftwerke und weniger KWK-Anlagen zur effizienten Strom- und Wärmeerzeugung notwendig. Gleichzeitig erhöhen sich die Beiträge der Wärmeerzeugung aus elektrischen Zusatzheizern. Die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen bleibt davon nahezu unberührt. Im Szenario *EEminus* werden im Jahr 2050 an Wärmeenergie 316 TWh_{th}, im *BASIS*-Szenario 342 TWh_{th} und im Szenario *EEplus* 362 TWh_{th} aus elektrischer Endenergie erzeugt.

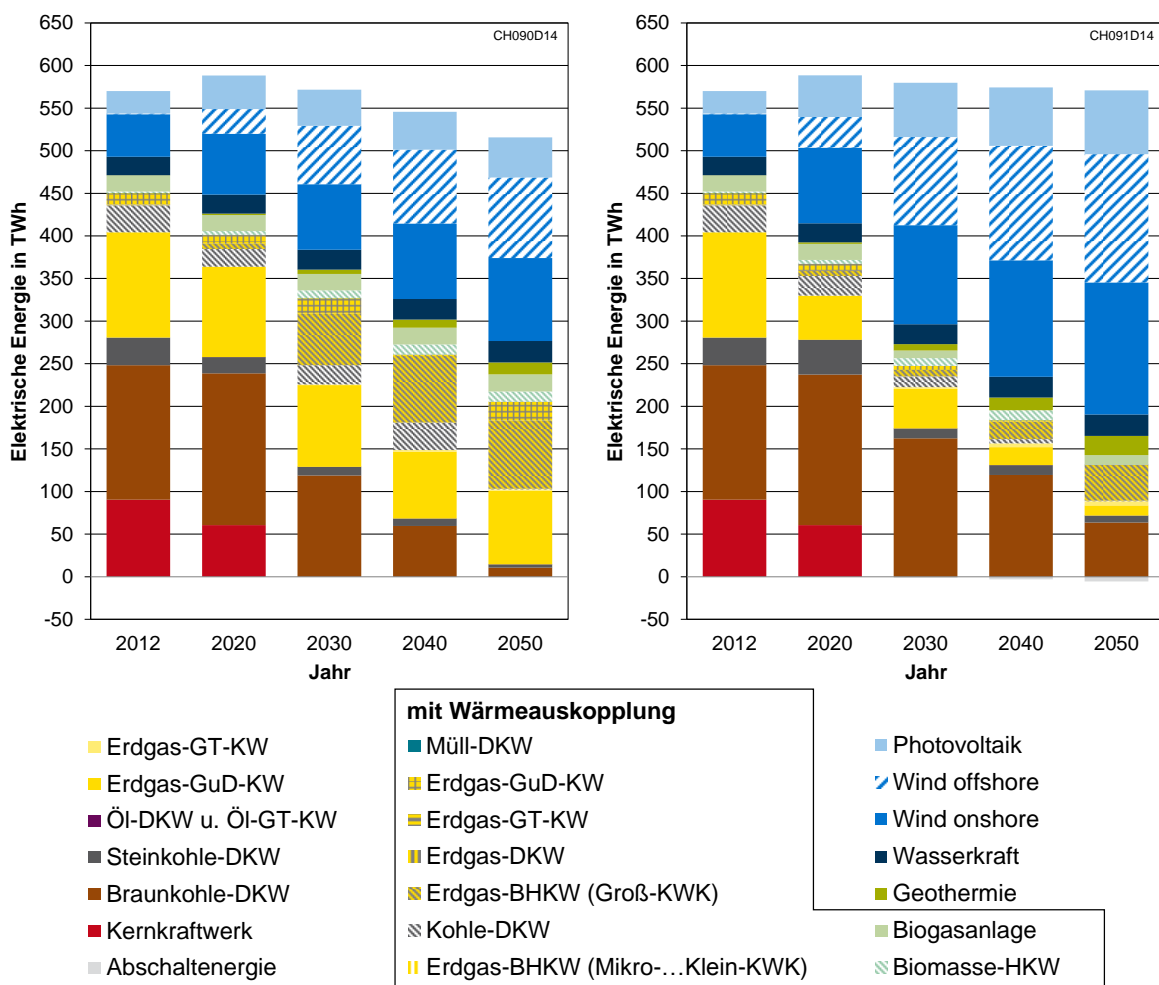


Bild 8.50: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie in den Szenarien *EEminus* (links) und *EEplus* (rechts)

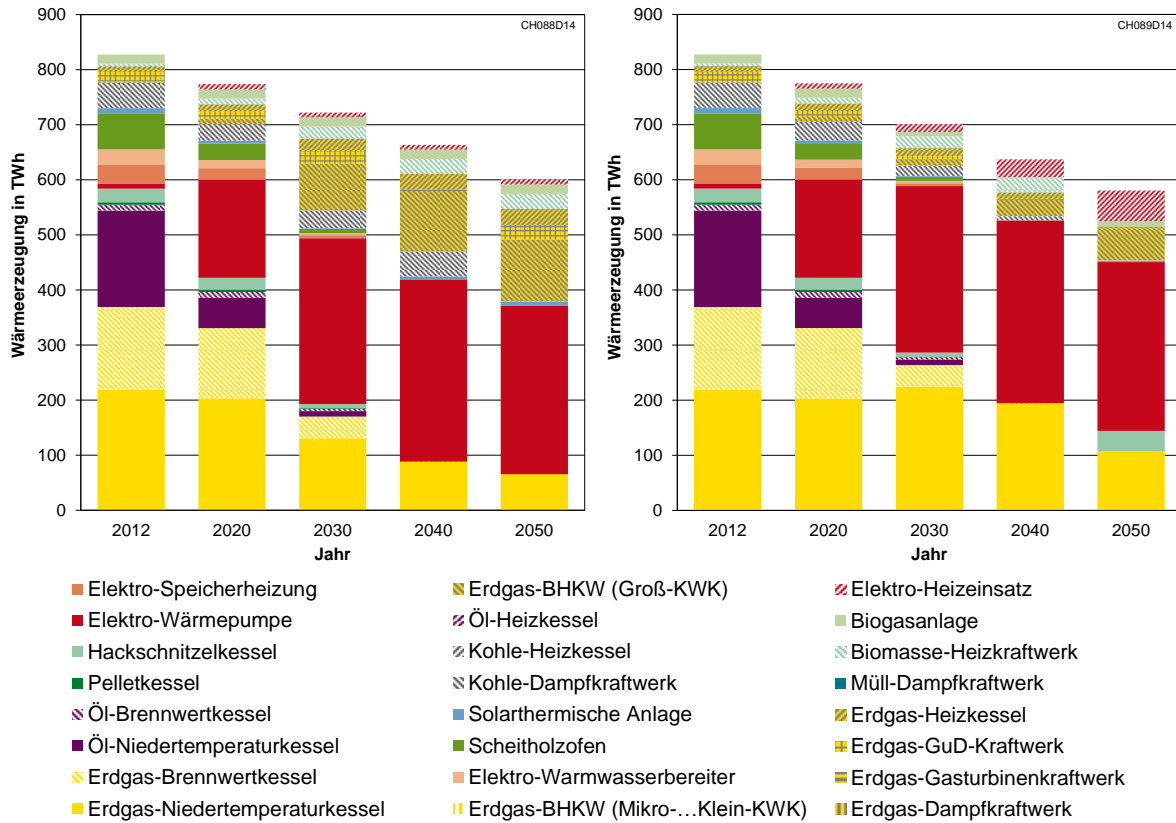


Bild 8.51: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen in den Szenarien *EEminus* (links) und *EEplus* (rechts)

Im Szenario *EEplus* werden in der Objektversorgung im Jahr 2050 unter anderem Hackschnitzelkessel kombiniert mit Elektro-Heizeinsätzen installiert. Den zeitlichen Einsatz der beiden Wärmeerzeuger zeigt Bild 8.52.

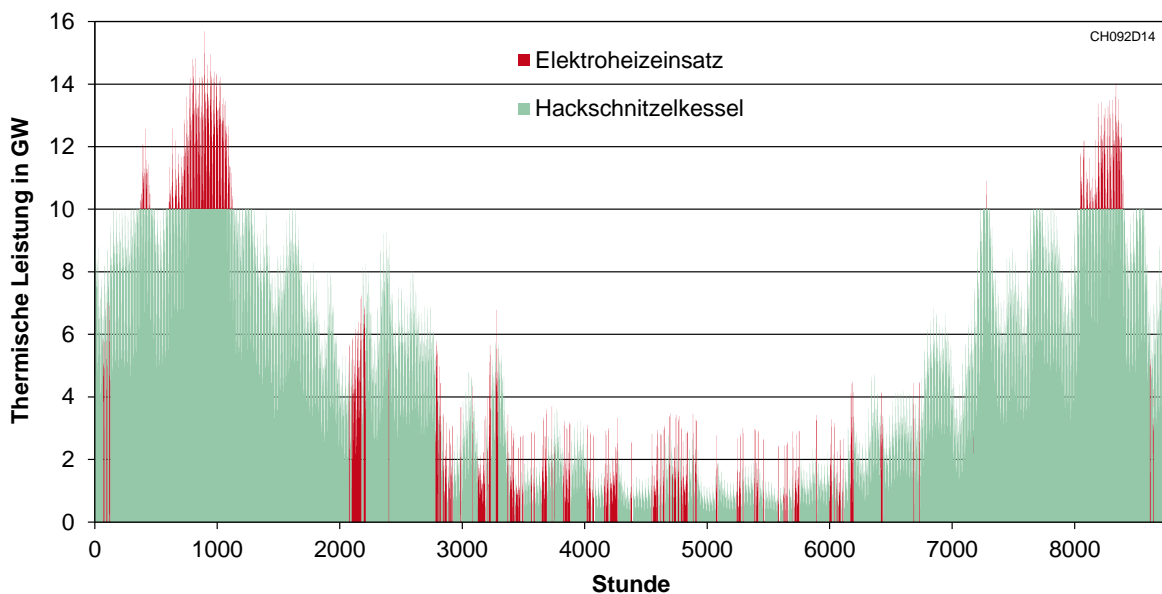


Bild 8.52: Zeitlicher Einsatz der Wärmeerzeuger der Wärmesystemgruppe N6 im Jahr 2050 im Szenario *EEplus*

Es lässt sich sehr gut erkennen, dass der Elektro-Heizeinsatz zu zweierlei Zwecken durch die Optimierung installiert wird: Zum einen deckt er zu extremen Spitzenlastzeiten, d. h. bei Lasten über 10 GW, die Spitzenlast ab. Dadurch werden hohe Investitionen, die für vollständige Lastdeckung mit Hackschnitzelkesseln notwendig wären, vermieden. Zum anderen wird er eingesetzt, um Brennstoff zu sparen, indem er den Einsatz des Hackschnitzelkessels verdrängt und allein die Wärmeerzeugung übernimmt. Dies erfolgt zu Zeiten mit niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung.

Im Szenario *EEminus* werden zum Teil größere Wärmeüberschüsse produziert als in den anderen beiden Szenarien, da der Einsatz der KWK-Anlagen zur Stromerzeugung zwingend erforderlich ist.

Verständlicherweise ist im Szenario *EEplus* die Abschaltenergie höher als im *BASIS*-Szenario und im *BASIS*-Szenario höher als im Szenario *EEminus*. Im Szenario *EEminus* treten an sich weniger elektrische Überschüsse auf. Diese werden durch thermische und elektrische Speicher sowie durch gesteuerte elektrische Wärmeerzeuger fast vollständig aufgenommen. Dies ist auch notwendig, um die Emissionsgrenzen trotz niedrigerer elektrischer Erzeugung aus Erneuerbaren einzuhalten. Dass unabhängig von hohen oder niedrigen Anteilen erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung die elektrische Wärmeerzeugung eine große Rolle spielt und auch elektrische Speicher einen Teil bei der Aufnahme überschüssiger elektrischer Energie beitragen, zeigt Bild 8.53.

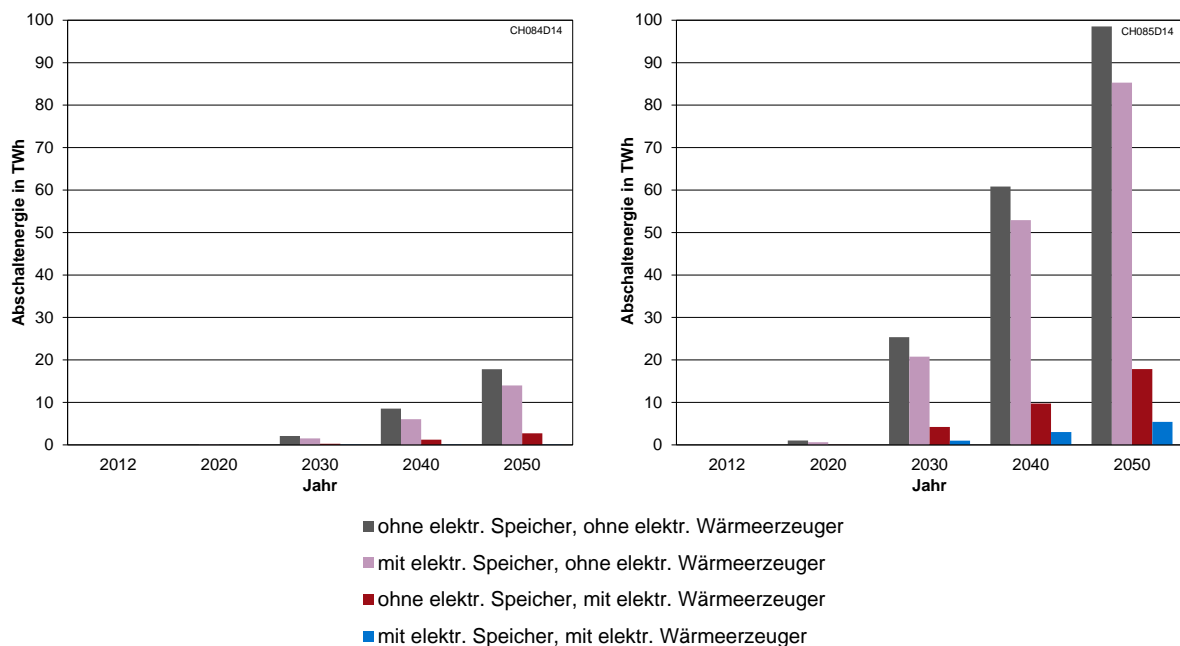


Bild 8.53: Abschaltenergie mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger in den Szenarien *EEminus* (links) und *EEplus* (rechts)

Aufgrund der höheren elektrischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist der Brennstoffbedarf in allen Jahren im Szenario *EEplus* niedriger als im Szenario *EEminus*. Da jedoch dieselben Emissionsgrenzen gelten, fällt der Bedarf an Stein- und Braunkohle im Szenario *EEplus* absolut deutlich höher aus als im Szenario *EEminus*, bei dem der Kohlebedarf im Jahr 2050 nur noch bei 35 TWh liegt. Im Szenario *EEplus* liegt er dagegen bei 162 TWh.

Bezüglich der installierten elektrischen und thermischen Speicher sei auf den Quervergleich in Kapitel 8.4.3 verwiesen.

8.3.10 Sensitivitätsanalyse zur Effizienz „*LASTplus*“ und „*LASTminus*“

Mithilfe der Szenarien „*LASTplus*“ und „*LASTminus*“ sollen die Auswirkungen eines veränderten Strom- und Wärmeverbrauchs gegenüber dem *BASIS*-Szenario aufgezeigt werden. Die Lastcharakteristiken bleiben gegenüber dem *BASIS*-Szenario unverändert; lediglich die Verbrauchsmengen ändern sich.

Während im *BASIS*-Szenario der Stromverbrauch des Jahres 2050 um 15 % und der Wärmeverbrauch um 30 % unter dem von 2012 liegen, zeigen sich im Szenario *LASTplus* keine Veränderung im Stromverbrauch und ein Rückgang beim Wärmeverbrauch um nur 15 %. Beim Szenario *LASTminus* fallen die Rückgänge deutlicher als im *BASIS*-Szenario aus – mit 30 % beim Stromverbrauch und 50 % beim Wärmeverbrauch. Der Vergleich der zeitlichen Entwicklungen beim Strom- und Wärmeverbrauch der drei Szenarien ist in Bild 8.54 dargestellt. Beim Stromverbrauch sei darauf hingewiesen, dass dieser nicht den Bedarf zur elektrischen Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung beinhaltet.

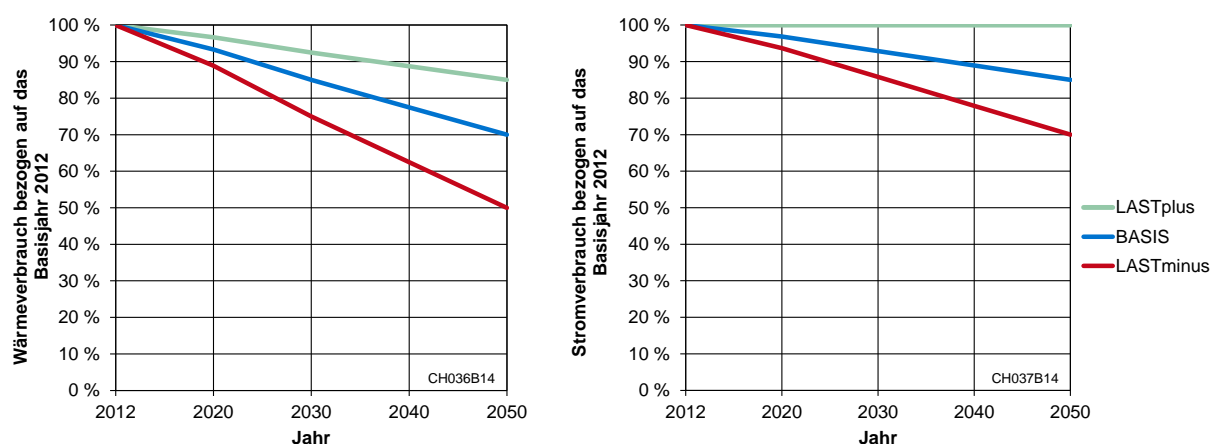


Bild 8.54: Relative Entwicklungen des Strom- und Wärmeverbrauchs der drei Szenarien *BASIS*, *LASTplus* und *LASTminus* bezogen auf das Jahr 2012

Die Stromerzeugungsstruktur des Szenarios *LASTminus* fällt ähnlich aus wie die des Szenarios *EEplus*, die des Szenarios *LASTplus* ähnlich wie die des Szenarios *EEminus*. Dies betrifft insbesondere die Erzeugungsanteile aus Kohle und aus KWK-Anlagen. Im Szenario *LASTplus* geht die Kohleverwendung bis zum Jahr 2050 fast auf null zurück.

Ähnlich verhält es sich auch bei der Wärmeerzeugung. Hier allerdings mit dem Unterschied, dass im Szenario *LASTplus* im Jahr 2050 viele emissionsarme und effiziente Technologien eingesetzt werden müssen, um die Emissionsziele trotz der hohen elektrischen und thermischen Lasten einhalten zu können. Wie die Darstellung der Wärmeerzeugung nach Erzeugertechnologie in Bild 8.55 (links) zeigt, werden hierfür Erdgas-Brennwertkessel, Pelletkessel, solarthermische Anlagen und mehrere unterschiedliche, auch biomassebefeuerte KWK-Anlagen eingesetzt.

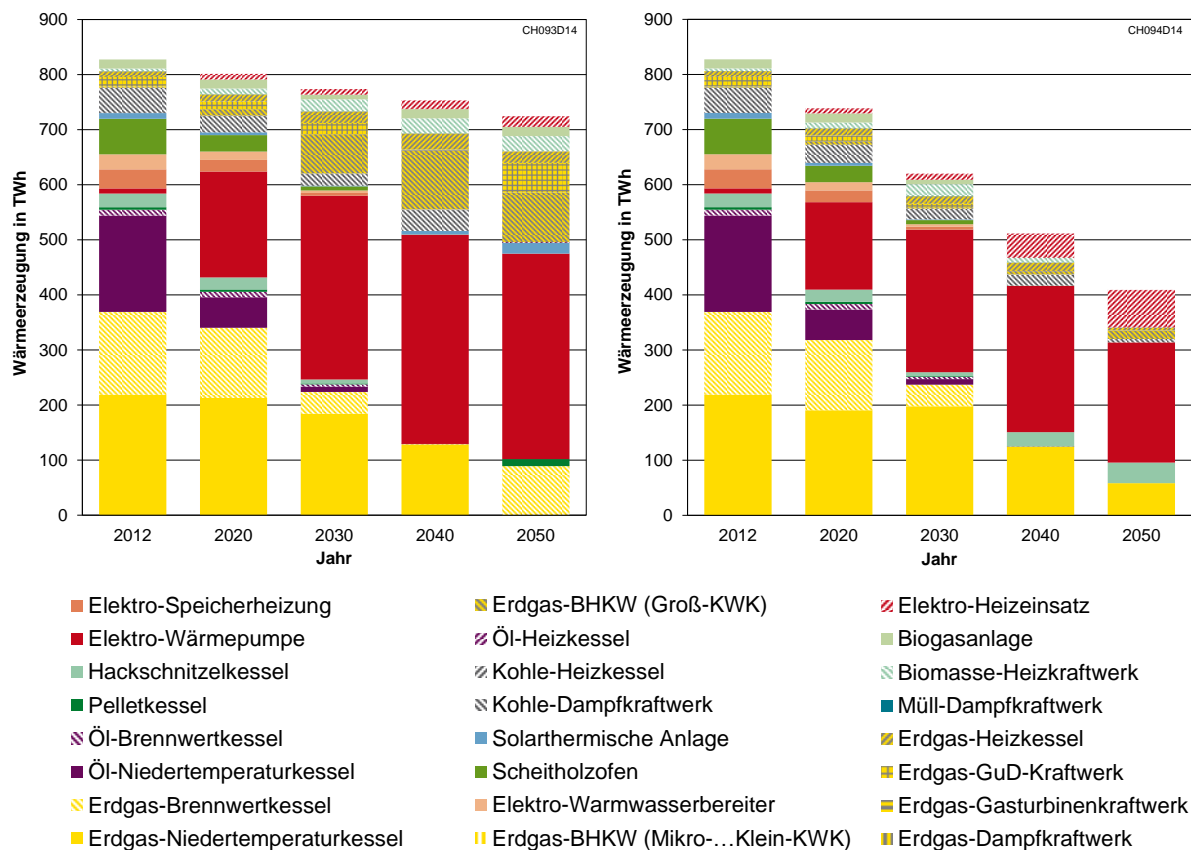


Bild 8.55: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen in den Szenarien *LASTplus* (links) und *LASTminus* (rechts)

Im Szenario *LASTminus* machen sich besonders die sehr niedrigen Ausnutzungsdauern für KWK-Anlagen bemerkbar. Diese liegen je nach Typ zwischen 1695 und 4547 Stunden pro Jahr. Allerdings fallen die installierten Leistungen auch niedrig aus, da KWK-Anlagen mit sinkendem Verbrauch weniger rentabel sind.

8.3.11 Vergleichsszenario mit niedrigeren Emissionsgrenzen „CO₂minus“

Angesichts der zu erwartenden Auswirkungen des Treibhauseffekts aufgrund der zunehmenden CO₂-Konzentration in der Atmosphäre ist die Diskussion naheliegend, noch strengere Emissionsgrenzwerte festzulegen. Mittels des Szenarios *CO₂minus* wird untersucht, welche Technologien geeignet sind, dieses Ziel zu erreichen. Die vorgegebene Entwicklung der Emissionsgrenze ist in Bild 8.56 dargestellt.

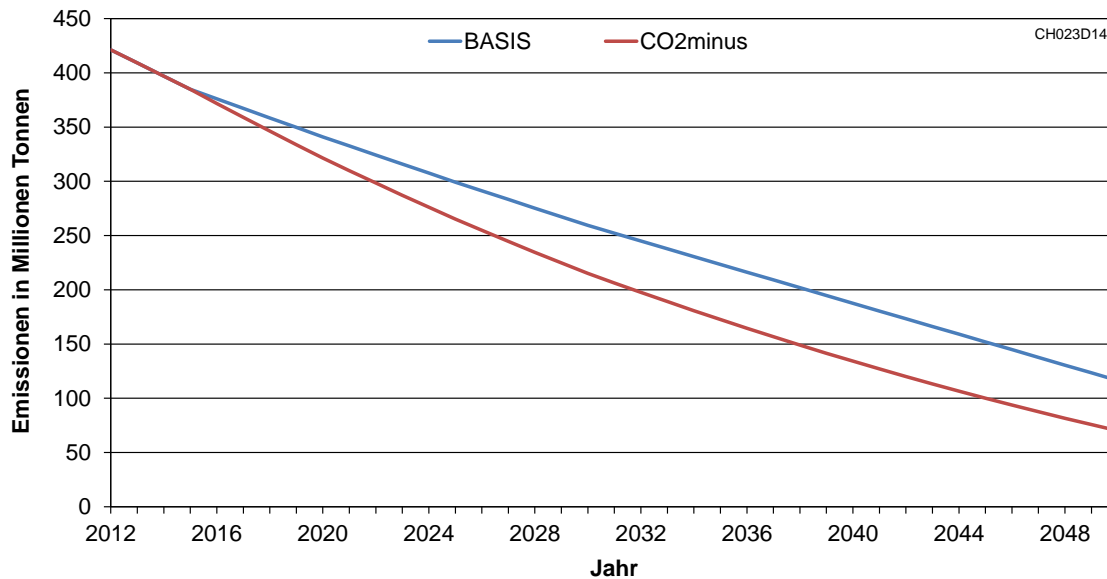


Bild 8.56: Zeitliche Entwicklung der jährlichen Emissionsgrenzen in den Szenarien *BASIS* und *CO₂minus*

Auch in diesem Szenario wird deutlich, dass bei stärkeren Restriktionen hinsichtlich der Emissionen der Ausbau der Wärmenetze inkl. eines Ausbaus der KWK von Vorteil ist. Der KWK-Anteil an der Stromerzeugung nimmt deutlich zu und hat sein Maximum von 19 % im Jahr 2040. Die Erzeugung von Strom aus Kohle liegt deutlich unter dem *BASIS*-Szenario und findet im Jahr 2050 trotz der noch existierenden Kraftwerkseinheiten quasi nicht mehr statt. Die nach Erzeugungstechnologie aufgeschlüsselte elektrische Erzeugung ist in Bild 8.57 dargestellt.

Durch den höheren Anteil der netzgebundenen Wärmeversorgung werden in der Objektversorgung gegenüber dem *BASIS*-Szenario Erdgas-Niedertemperaturkessel verdrängt. Die niedrigen Emissionsgrenzen erfordern jedoch im Jahr 2050 ein System mit stark reduzierten Emissionen, was allein durch die Umstellung der Stromerzeugung auf Gas nicht zu erreichen ist. Hierfür sind, unter denselben Annahmen zum Wärmeverbrauch wie im *BASIS*-Szenario, andere Wärmeerzeugertypen erforderlich, um den Gesamtenergiebedarf zu minimalen Kosten zu decken. Die resultierende Zusammenstellung der Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 zeigt Bild 8.58.

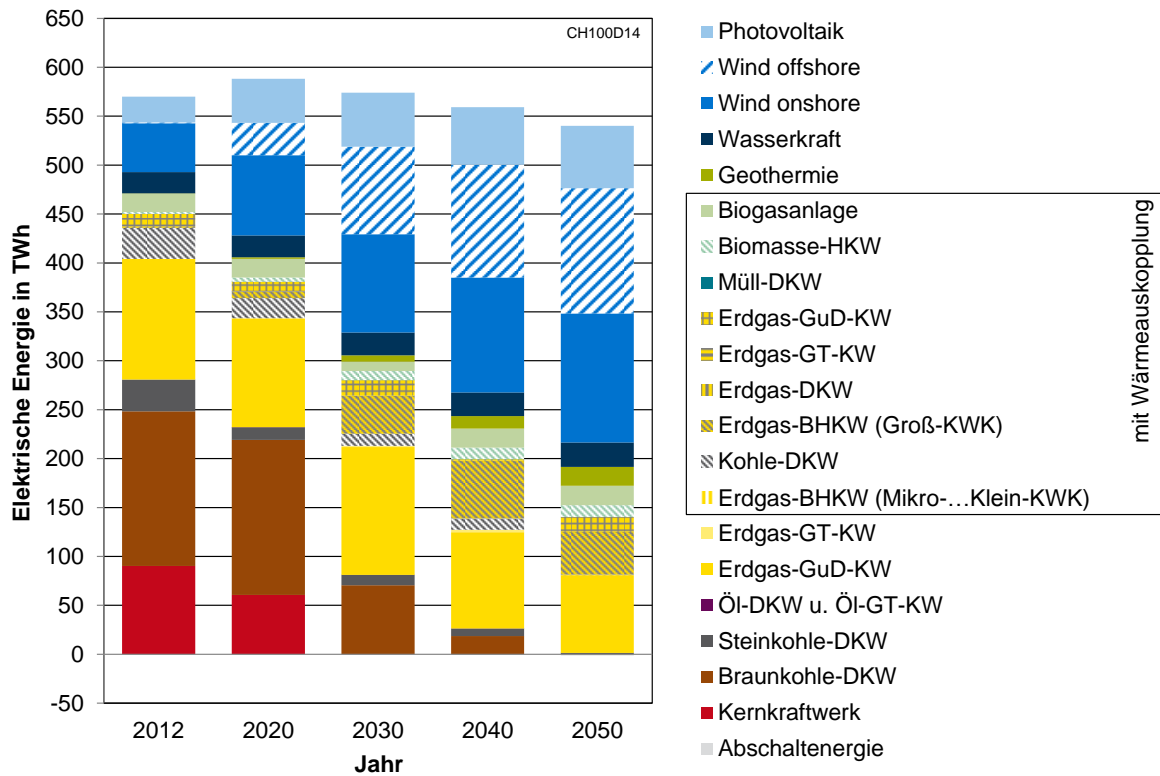


Bild 8.57: Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario CO2minus

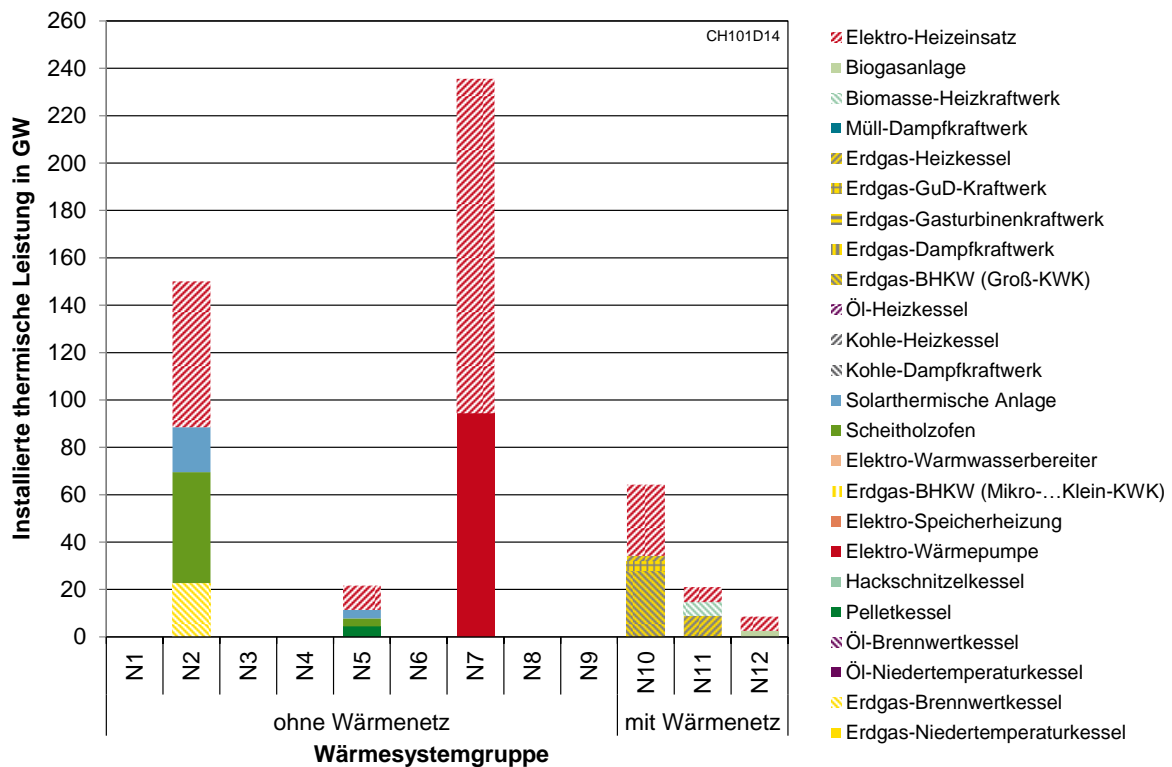


Bild 8.58: Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für das Jahr 2050 im Szenario CO2minus

Die Wärmeerzeugung nach Erzeugertechnologie über alle Simulationsjahre ist in Bild 8.59 dargestellt. Aus den Bildern lässt sich erkennen, dass im Jahr 2050 in Wärmesystemgruppe N2 Erdgas-Brennwertthermen in Kombination mit handbeschickten Scheitholzöfen, solarthermischen Anlagen und Elektro-Heizeinsätzen in der Objektversorgung eingesetzt werden. Eine entsprechende zugehörige Speicherauslegung ist hier erforderlich, um die gesetzte Erzeugung aus Scheitholzöfen und solarthermischer Anlage sinnvoll nutzen zu können. Des Weiteren werden mit geringen installierten Leistungen in Wärmesystemgruppe N5 Pelletkessel, Scheitholzöfen, solarthermische Anlage und Elektro-Heizeinsatz kombiniert. In der Wärmesystemgruppe N7 wird im Vergleich zum *BASIS*-Szenario das Verhältnis der installierten Leistungen von Wärmepumpe zu Elektro-Heizeinsatz zugunsten der Wärmepumpe verschoben. Damit lässt sich die elektrische Energie noch effizienter in Wärme umwandeln und die Emissionsgrenze einhalten. Diese komplexe Zusammenstellung an Wärmeerzeugern ist erforderlich, um die Restriktionen einzuhalten. Bei so strengen Emissionszielen wäre zu untersuchen, ob anstelle des in Bild 8.58 gezeigten Wärmesystems nicht andere stark lastreduzierende Maßnahmen, wie beispielsweise Wärmedämmung, volkswirtschaftlich günstiger wären.

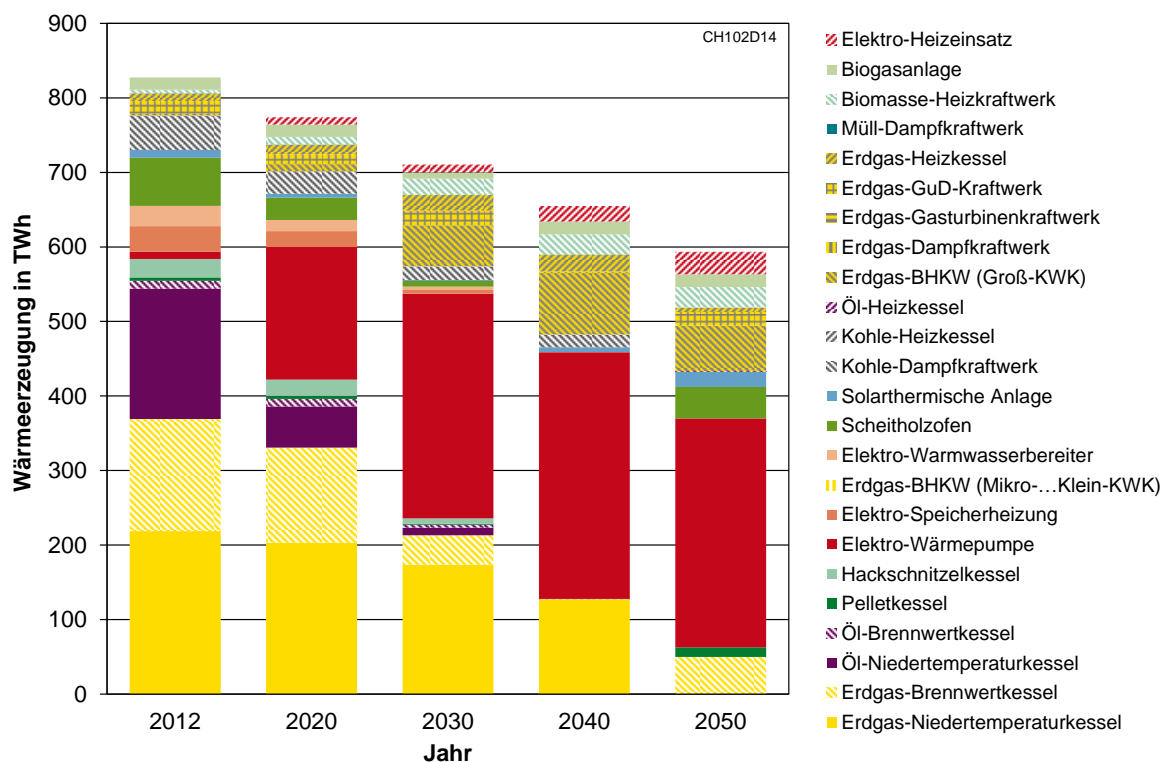


Bild 8.59: Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario *CO2minus*

Wie Bild 8.59 und die Untersuchung des Brennstoffbedarfs ergibt, werden im Jahr 2050 in nennenswertem Ausmaß nur Erdgas und biogene Brennstoffe eingesetzt.

Dabei werden die Brennstoffpotenziale von Pellets, Hackschnitzel und Biogas vollständig und das von Scheitholz zu 56 % ausgenutzt.

Auch hinsichtlich der Speicherung machen sich die strengeren Restriktionen bemerkbar. So gibt die Optimierung höhere Werte für die elektrische und thermische Speicherkapazität und Speicherleistung aus. Als elektrische Speicher werden im Jahr 2050 zusätzlich AA-CAES installiert. Hieraus wird ersichtlich, dass zur stärkeren CO₂-Vermeidung auch Druckluftspeicher geeignet sind, mit denen im Vergleich zum *BASIS*-Szenario zusätzlich Überschüsse aus erneuerbaren Energien integriert werden können. Allerdings fällt die Überschusswärme im Szenario *CO2minus* zum Teil höher aus, was auf den verstärkten KWK-Einsatz und die gesetzten Wärmeerzeuger zurückzuführen ist.

Die Gesamtsystemkosten liegen je nach Simulationsjahr um bis zu 18 % über denen des *BASIS*-Szenarios.

8.4 Quervergleich der Szenarien

Einige Schwerpunkte werden über alle Szenarien untersucht: der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung, der KWK-Anteil an der Stromerzeugung, der optimale Bedarf an elektrischen und thermischen Speichern sowie die Gesamtkosten. Außerdem werden als weitere Quervergleiche die Abschaltenergie, die überschüssige thermische Energie sowie die installierten Leistungen und erzeugten Wärmeenergiemengen von Elektro-Heizeinsätzen über alle Szenarien und Simulationsjahre grafisch dargestellt.

8.4.1 Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung

Beim Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung zeigt sich in Bild 8.60 ein sehr differenziertes Bild. Dieser Anteil ist stark von den Rahmenbedingungen abhängig, die der Optimierung vorgegeben werden. Während im *BASIS*-Szenario, wie im Kapitel 8.2.2 näher erläutert wird, der Wärmenetzanteil von 9,26 % im Jahr 2020 auf 20,45 % im Jahr 2050 ansteigt, bleibt er im Szenario *LASTminus* über alle Jahre konstant bei 9,26 %. Bei einigen anderen Szenarien sind deutlich stärkere Anstiege zu verzeichnen – teilweise mit einem späteren Absinken nach dem Jahr 2030 oder 2040. Im Szenario ohne elektrische Wärmeerzeuger wird gar ein Anstieg bis zum vorgegebenen Maximum von 60 % in den Jahren 2030 und 2040 erreicht.

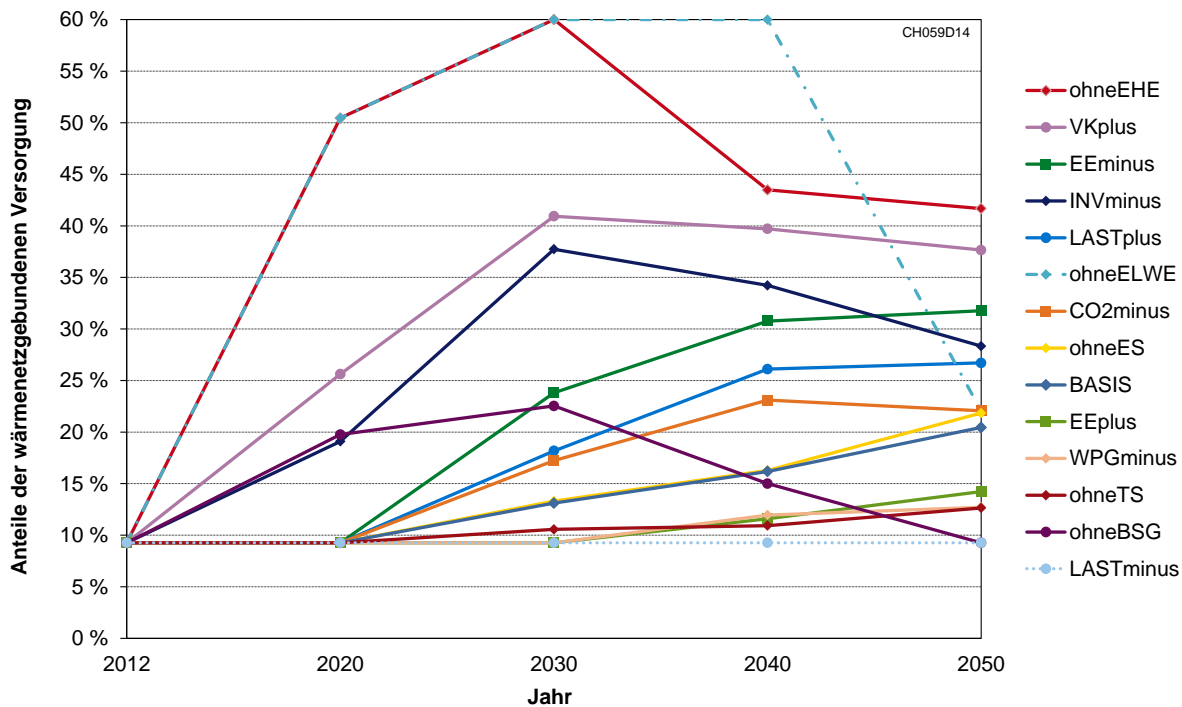


Bild 8.60: Anteile der wärmenetzgebundenen Versorgung nach Szenarien und Jahren

Im Szenario *LASTminus* sind durch den deutlich sinkenden Energiebedarf keine stark effizienzsteigernden Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenze notwendig. Aus diesem Grund steigt der Wärmenetzanteil nicht über das Maß des Bestands des Jahres 2012 hinaus an. Der Wärmenetzanteil geht jedoch auch nicht zurück, da die Beibehaltung des Bestandwärmenetzanteils keine zusätzlichen Netzkosten verursacht.

Ähnlich verhält es sich im Szenario *EEplus*. Durch den höheren Anteil an erneuerbaren und damit emissionsfreien Energien in der Stromerzeugung sind im Vergleich zum *BASIS*-Szenario weniger hocheffiziente KWK-Anlagen notwendig. Somit bleibt der Wärmenetzanteil bis zum Jahr 2030 konstant bei 9,3 % und steigt danach erst auf sein Maximum von 14,2 % im Jahr 2050.

Im Szenario *ohneBSG* stellt sich das Optimum ohne Restriktionen ein. Im Idealfall besteht das Optimum im Jahr 2050 daraus, dass der Wärmenetzbestand des Jahres 2012 genutzt wird, um effizient Strom und Wärme zu erzeugen, während die objektgebundene Versorgung ausschließlich über den Hauptwärmeerzeuger Wärmepumpe und einem zugeordneten Elektro-Heizeinsatz besteht. Der hohe Versorgungsanteil über Wärmenetze in den Jahren 2020 bis 2040 ist jedoch Hackschnitzelheizkraftwerken zuzuschreiben, bei denen das im *BASIS*-Szenario gültige Brennstoffpotenzial um ein Vielfaches überschritten wird (Kapitel 8.3.1).

Ohne thermische Speicher (Szenario *ohneTS*) hat der Ausbau der Wärmenetze weniger Vorteile, da im Vergleich zum *BASIS*-Szenario weniger Flexibilitäten durch große Wärmespeicher in Wärmenetzen möglich sind. Die Vorzüge der Entkopplung der Strom- und Wärmezeugung von KWK-Anlagen durch Wärmespeicher entfallen dabei. Aus diesem Grund erreicht der Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung hier im Jahr 2050 nur 12,6 %.

Im Szenario *ohneES* lässt sich weniger gesetzte Einspeisung im Energiesystem integrieren, da elektrische Speicher nicht weiter ausgebaut werden können. Aus diesem Grund sind zusätzliche, kostenrelevante Maßnahmen notwendig, um die Emissionskriterien zu erfüllen. Dies erfolgt mittels KWK-Anlagen, die an Wärmenetzen angeschlossen sind. Aus diesem Grund liegen die Wärmenetzanteile im Szenario *ohneES* in den relevanten Jahren 2030 bis 2050 über dem *BASIS*-Szenario.

Eine stärkere Reduktion der CO₂-Emissionen als im *BASIS*-Szenario ist im Szenario *CO2minus* vonnöten. Die geringeren Emissionen lassen sich am günstigsten durch einen stärkeren Ausbau der wärmenetzgebundenen Versorgung und der zusätzlichen Installation von KWK-Anlagen in Wärmenetzen erreichen. Der leichte Rückgang von 2040 bis 2050 wurde bereits in Kapitel 8.3.11 erläutert.

Dieselbe Argumentation gilt für die Szenarien *LASTplus* und *EEminus*: Durch die höhere thermische und elektrische Last bzw. den niedrigeren Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, bei sonst gleichbleibenden Bedingungen, lassen sich die Emissionsgrenzen nur durch einen verstärkten Ausbau von Wärmenetzen und zugehörigen KWK-Anlagen erreichen.

Stehen elektrische Wärmeerzeuger nicht zur Verfügung, wie es im Szenario *ohneELWE* abgebildet wird, so bieten sich im volkswirtschaftlichen Optimum in den nächsten Jahrzehnten hohe Anteile wärmenetzgebundener Versorgung an. Erst wenn sehr niedrige Emissionsgrenzen gefordert sind, ist auch ein höherer Anteil objektgebundener Versorgung, bei der auch solarthermische Speicher und Scheitholzöfen eingesetzt werden, wirtschaftlich.

Ähnlich verhält es sich im Szenario *ohneEHE*. Allerdings ist der Rückgang der Versorgung über Wärmenetze ab dem Jahr 2040 darauf zurückzuführen, dass in der Objektversorgung die vollständige Leistungsabdeckung mit Wärmepumpen rentabel wird.

Das Szenario *VKplus* weist ebenso die Besonderheit auf, dass bereits im Jahr 2020 ein beachtlicher Anteil an wärmenetzgebundener Versorgung vorhanden ist. Der Anteil in den Jahren 2030 bis 2050 liegt bei ca. 40 %. Dies liegt daran, dass bei Veranschlagung eines Aufschlags auf den Gaspreis bei Objektversorgung, Gaskessel dort aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht mehr sinnvoll sind. Hier eignet sich ein Mix ins-

besondere aus Wärmepumpen und einem verhältnismäßig hohen wärmenetzgebundenen Versorgungsanteil (siehe Kapitel 8.3.6).

Das Szenario *WPGminus* zeigt, dass die Annahme einer niedrigen Potenzialgrenze für Wärmepumpen gleichzeitig einen geringeren Anstieg der Versorgung über Wärmenetze im Vergleich zum *BASIS*-Szenario zur Folge hat. Dies liegt an der Korrelation des zeitlichen Einsatzes von Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung mit wärmenetzgebundenen KWK-Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom. Denn einerseits korreliert der Wärmeverbrauch und andererseits kann die durch die KWK-Anlagen zur Verfügung gestellte elektrische Leistung zeitgleich zur Lastdeckung der Wärmepumpen eingesetzt werden.

Wie anzunehmen war, zeigt das Szenario *INVminus* höhere Anteile der wärmenetzgebundenen Versorgung aufgrund der niedrigeren Investitionskosten für einige großtechnische KWK-Anlagen.

8.4.2 KWK-Anteil an der Stromerzeugung

In mehr oder weniger direktem Zusammenhang mit dem Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung steht der Anteil der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen. Intensiv wird in Politik und Energiewirtschaft über den Sinn und Zweck der Steigerung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung diskutiert. Einerseits kann durch die gezielte Installation und einen angepassten Einsatz von KWK-Anlagen die Effizienz der Strom- und Wärmeerzeugung erhöht werden. Andererseits spricht gegen die Nutzung von KWK-Anlagen ein möglicherweise in Zukunft stark sinkender Wärmeverbrauch, was die Wirtschaftlichkeit der Anlagen deutlich beeinflusst.

Mit dem entwickelten Optimierungsmodell lassen sich auch Aussagen über den volkswirtschaftlichen Effekt des KWK-Ausbaus machen. Die entsprechenden Ergebnisse, d. h. die Anteile der KWK an der gesamten Stromerzeugung, sind in Bild 8.61 aufgeführt. Zu beachten ist einerseits, dass in dieser Darstellung auch die Beiträge von KWK-Anlagen mit regenerativen Brennstoffen berücksichtigt werden, und andererseits, dass zur gesamten Stromerzeugung auch die Erzeugung aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie zählt. Da in den durchgeführten Szenarien KWK-Anlagen in der Objektversorgung keine Anwendung finden, erfolgt die KWK-Stromerzeugung stets mittels wärmenetzgekoppelter Anlagen.

Einige Kernaussagen können mit dieser Untersuchung getroffen werden: Erstens sind bei Szenarien, in denen entweder zusätzlich CO₂-Emissionen vermieden werden müssen (*CO2minus*) oder aufgrund anderer Faktoren Effizienzanstrengungen erhöht werden müssen (*EEminus*, *LASTplus*), höhere KWK-Stromanteile geeignet, dies umzusetzen. Dies gilt auch für den Fall, dass regenerativ erzeugte elektrische

Energie nicht in die Wärmeversorgung eingebunden wird (*ohneELWE*, *ohneEHE*). Daraus lässt sich als zweite Kernaussage schließen, dass eine geeignete Einbindung elektrischer Energie in die Wärmeversorgung Effizienzvorteile bietet. Drittens ist festzuhalten, dass bei vermehrten Anstrengungen zur elektrischen und thermischen Lastreduktion (*LASTminus*) und bei ohnehin höherer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (*EEplus*) KWK-Anlagen deutlich unwirtschaftlicher sind. Allerdings ist der Ausbau der KWK zu einem Großteil von den Investitionskosten abhängig. Dies wird durch das Szenario *INVminus* deutlich, bei dem für einige KWK-Anlagen niedrigere Investitionskosten angesetzt wurden. Für den Einsatz von KWK-Anlagen ist es außerdem sinnvoll, diese an thermische Speicher zu koppeln, wie aus dem niedrigeren KWK-Anteil im Szenario *ohneTS* zu schließen ist. Wie bereits in Kapitel 8.4.1 erläutert, ergänzen sich KWK-Anlagen und Wärmepumpen in ihrem Einsatz, was für ein volkswirtschaftlich kostengünstiges Energiesystem sorgt und aus den Effekten des Szenarios *WPGminus* abzuleiten ist. Das *BASIS*-Szenario zeigt, dass eine gemäßigte Erhöhung des KWK-Anteils durch großtechnische Anlagen dem gesamten Energiesystem eher dienlich ist.

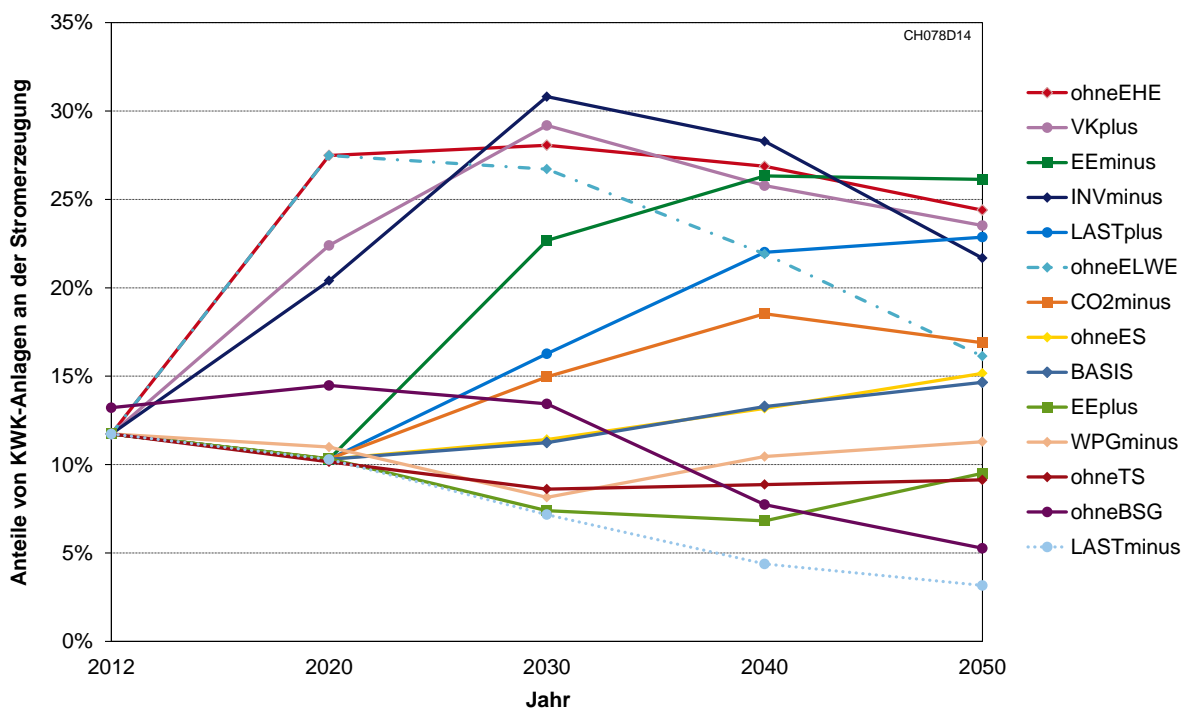


Bild 8.61: Anteile der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung für alle Szenarien und Simulationsjahre, befeuert mit regenerativen und nichtregenerativen Brennstoffen

8.4.3 Speicherbedarf

Der Vergleich der optimalen Speicherkapazitäten der Szenarien in Bild 8.62 zeigt am deutlichsten, welche Auswirkung die Kopplung von Strom- und Wärmesystem und damit auch ein gezielter und optimierter Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger auf das Energiesystem haben. Der Vergleich erfolgt primär anhand der Speicherkapazitäten. Daneben sind die Werte für die Ladeleistung und Entladeleistung der Speicher tabellarisch in Kapitel A1 aufgeführt.

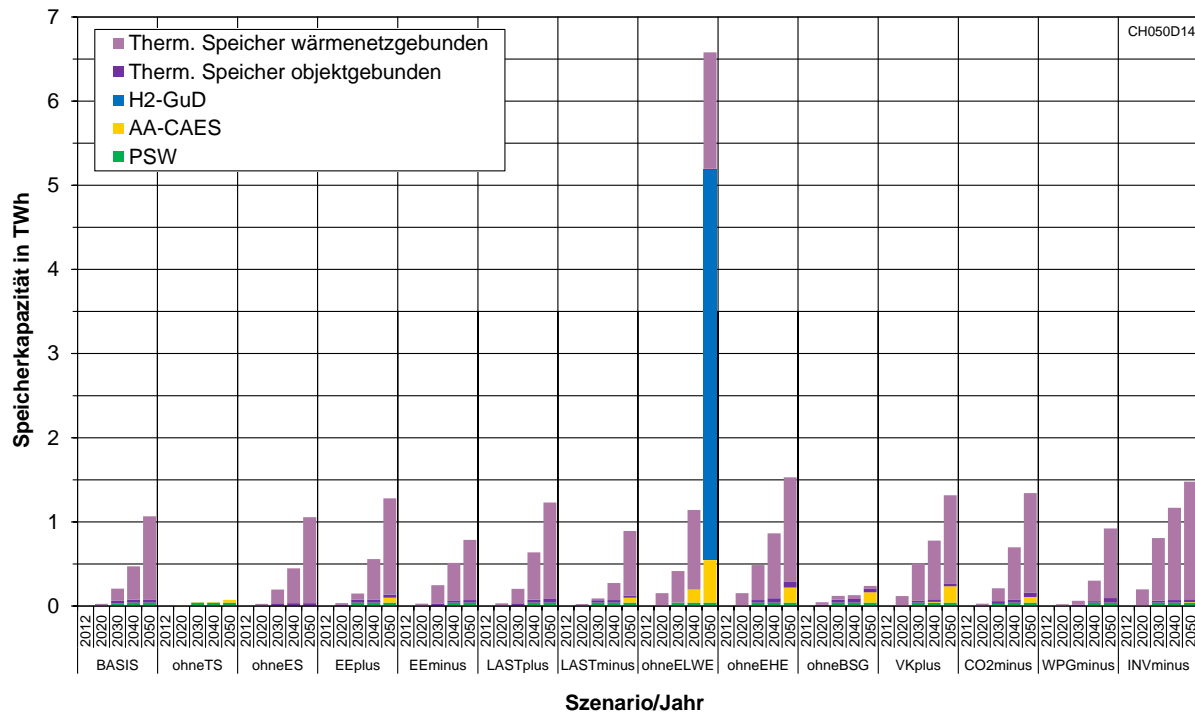


Bild 8.62: Überblick über die optimalen Kapazitäten elektrischer und thermischer Speicher für alle Szenarien

In allen Szenarien ist ein über die Jahre stetig steigender Speicherbedarf zu erkennen. Dies ist unter anderem auf den wachsenden Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zurückzuführen, die bis zu einem gewissen Maß auch durch elektrische und thermische Speicher ins System integriert werden können. Andererseits eignen sich manche Speicher ohnehin zur Optimierung des Gesamtsystems.

Die Speicherbedarfe aller Szenarien werden nun mit dem *BASIS*-Szenario verglichen. Der Speicherbedarf des *BASIS*-Szenarios wurde bereits in den Kapiteln 8.2.1 und 8.2.2 ausführlich dargestellt.

Da im Szenario *ohneTS* keine neuen Wärmespeicher installiert werden können, erfolgt ein Teil der Integration der Überschüsse aus erneuerbaren Energien über zusätzliche elektrische Speicher, in diesem Fall auch durch die Installation von Druck-

luftspeichern. Allerdings werden keine Wasserstoffspeicher installiert, da bereits über die elektrischen Wärmeerzeuger, obwohl diese nicht an Wärmespeicher gekoppelt werden können, überschüssige elektrische Energie in das Wärmesystem integriert werden kann. Dies wird insbesondere beim Vergleich mit dem Speicherbedarf im Szenario *ohneELWE* ersichtlich.

Im Szenario *ohneES* erfolgt der Ausgleich der fehlenden elektrischen Speicher quasi ausschließlich über zusätzliche thermische Speicher in Wärmenetzen. Dies betrifft sowohl die Speicherkapazität als auch die Leistungen. Die Kapazitäten und Leistungen der objektgebundenen Speicher bleiben im Vergleich zum *BASIS*-Szenario nahezu unverändert.

Im Szenario *EEplus* werden ab 2030 mehr elektrische Speicher installiert, auch Druckluftspeicher sind volkswirtschaftlich ab 2050 rentabel, da die gesetzte Einspeisung höher ausfällt. Deshalb wird auch mehr elektrische Energie über Elektro-Heizeinsätze in das Wärmesystem integriert, was für einen etwas höheren Kapazitätsbedarf bei thermischen Speichern sorgt.

Das Szenario *EEminus* bedarf verständlicherweise weniger elektrischer Speicher. Allerdings zeichnet sich hier der Trend ab, dass durch die fehlenden emissionsarmen regenerativen Stromerzeuger mehr KWK-Anlagen in Wärmenetzen notwendig sind, die über thermische Speicher geeignet eingebunden werden, weshalb die Leistungen und Kapazitäten der wärmenetzgebundenen Speicher in den Jahren 2020 bis 2040 über dem *BASIS*-Szenario liegen. Lediglich im Jahr 2050 liegen die Ladeleistung und die Speicherkapazität unter dem *BASIS*-Szenario, was auf die geringere elektrische Wärmeerzeugung in Wärmenetzen zurückzuführen ist. Bei objektgebundener Versorgung liegen die Speicherleistungen und -kapazitäten durchwegs unter dem *BASIS*-Szenario, was sich damit begründen lässt, dass sich die installierten Wärmepumpen aufgrund der geringeren regenerativen Einspeisung weniger stark auf schwankende Erzeugung anpassen müssen, sondern stärker von konventionellen lastgesteuerten Stromerzeugern versorgt werden können.

Im Szenario *LASTplus* sind aufgrund des höheren elektrischen Bedarfs weniger elektrische Speicher notwendig. Konkret bedeutet dies, dass 2030 volkswirtschaftlich noch keine Pumpspeicher notwendig sind; bereits 2040 wird jedoch trotzdem die PSW-Potenzialgrenze erreicht. Deutlich höher als im *BASIS*-Szenario fallen die installierten Leistungen und Kapazitäten bei wärmenetzgebundenen thermischen Speichern aus, was einen Flexibilitätszugewinn für den Einsatz der KWK-Anlagen mit sich bringt. Außer im Jahr 2050 sind die Werte für objektgebundene Wärmespeicher im Vergleich zum *BASIS*-Szenario nur wenig verändert. Der höhere Wert im Jahr 2050 lässt sich auf die Kopplung mit solarthermischen Anlagen zurückführen.

Die niedrigeren Leistungen und Kapazitäten bei Speichern in der Wärmeversorgung im Szenario *LASTminus* liegen in der niedrigeren Last begründet. Da aufgrund der niedrigeren Last ein größerer Überschuss an regenerativ erzeugter elektrischer Energie gespeichert werden muss, ist bei Pumpspeicherwerken der maximale Ausbau bereits im Jahr 2030 erfolgt. Zudem werden Druckluftspeicher installiert.

Aufgrund der fehlenden elektrischen Wärmeerzeuger im Szenario *ohneELWE* kann keine regenerativ erzeugte elektrische Energie durch das Wärmesystem genutzt werden. Erst recht können keine Überschüsse aus regenerativ erzeugter elektrischer Energie integriert werden. Aus diesem Grund befinden sich sehr viel mehr elektrische Speicher im optimalen Energiesystem ohne elektrische Wärmeerzeuger als im *BASIS*-Szenario. Das Szenario *ohneELWE* ist unter den durchgeführten Szenarien auch das einzige, in dem Wasserstoffspeicherung mit anschließender Rückverstromung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Trotzdem werden insbesondere in Wärmenetzen große thermische Speicherkapazitäten installiert, um den Einsatz der zugehörigen KWK-Anlagen zu optimieren. Wie in den Kapiteln 8.3.4 und 8.4.1 beschrieben, sind große Leistungen dieser effizienten Anlagen in Wärmenetzen notwendig, um unter anderem die vorgegebenen Emissionskriterien zu erfüllen. Da in der Objektversorgung ein an die Stromerzeugung angepasster Betrieb von Wärmepumpen nicht möglich ist, da diese in diesem Szenario nicht zugelassen sind, fallen die Speicherkapazitäten in der Objektversorgung geringer aus.

Etwas anders verhält es sich im Szenario *ohneEHE*. Auch hier sind mittelgroße Kapazitäten an Druckluftspeichern im Jahr 2050 aufgrund der fehlenden Flexibilität von Elektro-Heizeinsätzen volkswirtschaftlich sinnvoll. Die größeren Speicherkapazitäten in der Objektversorgung sind auf die installierten Elektro-Speicherheizungen zurückzuführen, die größeren Kapazitäten in der Wärmenetzversorgung auf den höheren KWK-Anteil, der meist mit größeren Speicherkapazitäten verbunden ist.

Im Szenario *ohneBSG* werden aufgrund der fehlenden Wärmepumpenpotenzialgrenze deutlich mehr Wärmepumpen installiert, weshalb die Leistungen und Kapazitäten für objektgebundene Wärmespeicher über dem *BASIS*-Szenario liegen. Der sehr niedrige Anteil der wärmenetzgebundenen Versorgung in den Jahren 2040 und 2050 führt folglich zu niedrigen Werten für die an Wärmenetze gekoppelten Wärmespeicher. Durch die fehlende Flexibilität großer, an KWK-Anlagen gekoppelter Wärmespeicher sind deshalb zusätzlich Druckluftspeicher sinnvoll.

Das Szenario *VKplus*, bei dem bei gasversorgten Wärmeerzeugern in der Objektversorgung und elektrischen Wärmeerzeugern zusätzliche Kosten anfallen, fallen die Wärmespeicher in Wärmenetzen größer und in der Objektversorgung kleiner aus. Dieses Ergebnis korreliert mit dem stark bevorzugten Wärmenetzausbau, wie er aus Bild 8.60 ersichtlich wird. Auch die Speicherung elektrischer Energie in Druckluft-

speichern ist in diesem Szenario volkswirtschaftlich sinnvoll. Das bedeutet, dass in diesem Fall eindeutig die großtechnische Speicherung bevorzugt wird.

Beim Szenario *CO2minus* fällt analog zum Ausbau des Wärmenetzanteils in allen Jahren auch der Speicherbedarf in Wärmenetzen größer aus als im *BASIS*-Szenario. Im objektversorgten Bereich liegt die Speicherkapazität entsprechend unter dem *BASIS*-Szenario. Dies trifft jedoch nur für die Jahre 2020 bis 2040 zu. Im Jahr 2050 liegen die Werte für Kapazität und Leistung deutlich über dem *BASIS*-Szenario. Dies ist auf die hohen Anteile gesetzter Erzeugung durch Solarthermie und Scheitholzöfen in der Wärmesystemgruppe N2 zurückzuführen (siehe Kapitel 8.3.11). Um ausreichend Flexibilität in dieser Wärmesystemgruppe zu ermöglichen, ist die Einbindung von thermischen Speichern unerlässlich. Die Ausprägung der elektrischen Speicherung entspricht etwa dem *BASIS*-Szenario.

Im Szenario *WPGminus* folgt aus der auf 10 % Anteil reduzierten Wärmepumpenpotenzialgrenze, dass die Kapazitäten und Leistungen objektgebundener Wärmespeicher bis 2040 deutlich niedriger sind als im *BASIS*-Szenario. Erst im Jahr 2050 nehmen die Kapazitäten deutlich zu, was durch die installierten solarthermischen Anlagen zu begründen ist. Dass die Werte für wärmenetzgebundene Speicher auch niedriger ausfallen, ist auf den geringeren Stromverbrauch aufgrund der niedrigeren Anzahl an Wärmepumpen zurückzuführen. Dies führt nämlich zu einem niedrigeren Bedarf an KWK-Anlagen, die an Wärmenetze angeschlossen sind. Da der Betrieb von KWK-Anlagen auch Auswirkungen auf elektrische Speicher hat, besteht im Jahr 2030 noch kein Bedarf an PSW. Im Jahr 2050 werden jedoch geringe Kapazitäten an AA-CAES installiert, da die Abnahme elektrischer Energie durch Wärmepumpen eingeschränkt ist.

Aus dem Szenario *INVminus* lässt sich schließen, dass der verstärkte Ausbau von KWK-Anlagen in erster Linie einen verstärkten Ausbau thermischer Speicher in Wärmenetzen aber auch einen etwas stärkeren Ausbau elektrischer Speicher mit sich bringt. Beide Speichertypen ermöglichen mehr Flexibilität beim Betrieb von KWK-Anlagen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in allen Szenarien thermische Speicher in Wärmenetzen ab 2020 volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Fast ausnahmslos sind die kumulierten Wärmespeicherkapazitäten in Wärmenetzen größer als in der Objektversorgung. Lediglich im Szenario *LASTminus* folgt der niedrige Bedarf an Speichern in Wärmenetzen aus dem geringeren KWK-Anteil, der eine Folge des niedrigen elektrischen Bedarfs ist; und im Szenario *ohneBSG* ist der niedrige Anteil damit zu begründen, dass die Wärmeversorgung zu einem sehr großen Teil durch Wärmepumpen erfolgt. Auch PSW werden in fast allen Szenarien ab 2030 installiert. Ausnahmen sind hier nur die Szenarien *EEminus* und *LASTplus*, bei denen aufgrund

der niedrigeren Einspeisung aus erneuerbaren Energien bzw. des höheren elektrischen Energiebedarfs PSW erst ab 2040 rentabel sind. Die dritte Ausnahme ist das Szenario *ohneES*, bei dem PSW nicht zugebaut werden können. In vielen Szenarien wird die für PSW geltende Potenzialgrenze bereits im Jahr 2030 erreicht. Zu beachten ist, dass im Rahmen dieser Arbeit keine Aussagen getroffen werden können, inwieweit PSW oder andere elektrische Speicher notwendig sind, um Systemdienstleistungen bereitzustellen. Den hierfür notwendigen Bedarf zu bestimmen, ist nicht Teil dieser Arbeit. Die ermittelten Ergebnisse stellen also eher eine Untergrenze für den tatsächlich sinnvollen Bedarf dar.

8.4.4 Gesamtkosten

Das optimale Energiesystem ist nach der in dieser Arbeit gültigen Vorgabe dasjenige, das unter den vorgegebenen Bedingungen die geringsten Kosten für die Volkswirtschaft verursacht. Die Abweichungen der Gesamtkosten gegenüber dem *BASIS*-Szenario für das jeweilige Simulationsjahr zeigt Bild 8.63.

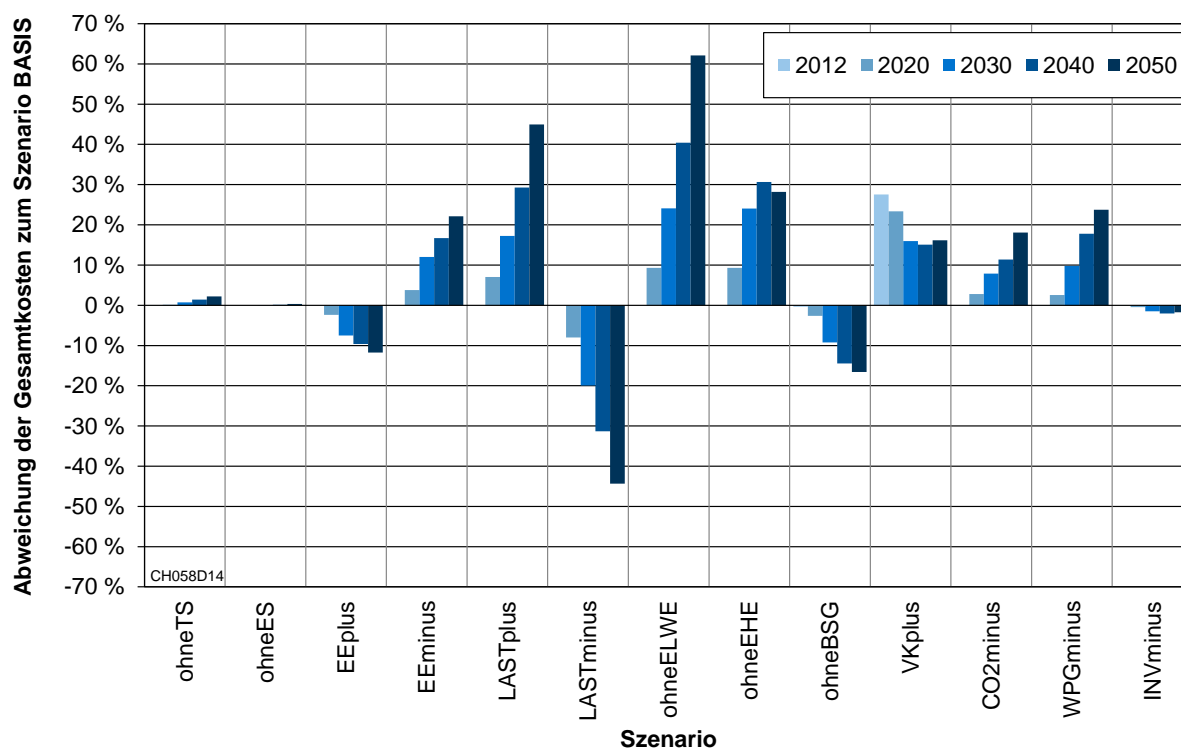


Bild 8.63: Abweichung der Gesamtkosten gegenüber dem *BASIS*-Szenario; Gesamtkosten bestehend aus den variablen Kosten aller Anlagen und den Fixkosten neuer Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung und Strom- und Wärmespeicherung

Nur wenig höhere Kosten für das Gesamtsystem ergeben sich, wenn, wie durch das Szenario *ohneTS* dargestellt, keine neuen thermischen Speicher installiert werden. Die Zusatzkosten liegen maximal 2,2 % über dem *BASIS*-Szenario.

Die geringsten Auswirkungen auf die Gesamtkosten zeigen sich im Szenario *ohneES*, d. h. wenn keine neuen elektrischen Speicher installiert werden können. In allen Jahren liegen die Kosten gegenüber dem *BASIS*-Szenario maximal 0,32 % höher. Das bedeutet, dass auch ohne Installation zusätzlicher elektrischer Speicher ein kostengünstiges Energiesystem betrieben werden kann. Dabei ist jedoch nicht die eventuelle Notwendigkeit elektrischer Speicher für Systemdienstleistungen berücksichtigt.

Die mit Abstand größten Auswirkungen auf die Gesamtkosten hat das Verbot von elektrischen Wärmeerzeugern im Szenario *ohneELWE*. Im Jahr 2050 liegen die Gesamtkosten hierbei um 62 % über dem *BASIS*-Szenario. Dies bedeutet, dass durch die Installation elektrischer Wärmeerzeuger, die Kopplung des Wärmesystems mit dem Stromsystem und den optimierten Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger ein sehr großes volkswirtschaftliches Kostensenkungspotenzial gegeben ist. Dabei spielt es, wie durch das Szenario *ohneTS* gezeigt, nur eine untergeordnete Rolle, ob die elektrischen Wärmeerzeuger mit thermischen Speichern gekoppelt sind. Allein das Verbot von Elektro-Heizeinsätzen (Szenario *ohneEHE*) erhöht die Kosten für die Volkswirtschaft deutlich, um bis zu 31 % im Jahr 2040. Hier sei jedoch auch zu vermerken, dass durch Elektro-Heizeinsätze ein Großteil der vorgegebenen thermischen Überkapazitäten kostengünstig abgedeckt wird. Diese günstigen Elektro-Heizeinsätze fallen in den Szenarien *ohneELWE* und *ohneEHE* jedoch weg, wodurch die Zusatzkosten zum Teil auf höhere Investitionskosten für Wärmeerzeuger zur Deckung der Überkapazität entfallen. Sofern auch in Zukunft thermische Überkapazitäten installiert werden, können folglich durch hybride Wärmeerzeuger Kosten deutlich gesenkt werden.

Die Kosteneinsparungen ohne Berücksichtigung der Potenzialgrenzen für Brennstoffe und Wärmepumpen im Szenario *ohneBSG* betragen je nach Simulationsjahr bis zu 17 %. Dies ist vor allem auf die kostengünstige Braunkohleverstromung und auf die Verwendung von Hackschnitzeln in der Wärmeerzeugung zurückzuführen. Bei beiden Brennstoffen werden jedoch die Brennstoffgrenzen des *BASIS*-Szenarios überschritten. Aufgrund der Tatsache, dass dieses Szenario wegen der uneingeschränkten Brennstoffverwendung außerhalb eines realistischen Bereiches ist, sind die angegebenen Gesamtkosten wenig aussagekräftig.

Das Szenario *CO2minus* weist verständlicherweise durchwegs höhere Gesamtkosten als das *BASIS*-Szenario auf. Da gegenüber dem *BASIS*-Szenario die einzige zusätzliche Restriktion geringere maximal zulässige Emissionen sind, sorgt dies im

Rahmen der Optimierung immer zu höheren Gesamtkosten. Wären die Gesamtkosten niedriger, so würde die Optimierung bereits im *BASIS*-Szenario das günstigere und mit niedrigeren Emissionen verbundene Ergebnis liefern. Aus den Differenzen der eingesparten Emissionen und den zusätzlichen Kosten zwischen den beiden Szenarien lassen sich die Emissionsvermeidungskosten bestimmen, die anfallen, um die Vorgaben des Szenarios *CO2minus* zu erreichen. Diese liegen pro Tonne Kohlenstoffdioxid zwischen 60 €₂₀₁₀ im Jahr 2020 und 143 €₂₀₁₀ im Jahr 2050.

Um bis zu 24 % höhere Gesamtkosten ergeben sich im Szenario *WPGminus*. Dies zeigt, dass einerseits der Ausbau der Wärmeversorgung mit Wärmepumpen volkswirtschaftlich sehr günstig ist und andererseits die Sektorkopplung zwischen Strom- und Wärmesystem, z. B. durch die Korrelation des zeitlichen Einsatzes von KWK-Anlagen und Wärmepumpen, weitere positive Effekte auf die Gesamtkosten hat.

Das Szenario *VKplus* hat aufgrund einer anderen Kostenstruktur eine Sonderrolle und lässt sich nur mit dem *BASIS*-Szenario vergleichen. Aufgrund der höheren verbrauchsgebundenen Kosten bei einigen Wärmeerzeugern müssen die Kosten im Szenario *VKplus* zwangsläufig höher ausfallen als im *BASIS*-Szenario. Ziel dieses Szenarios ist es jedoch nicht, die Gesamtkosten zu vergleichen, sondern die Auswirkungen auf die Konfiguration des Erzeugungssystems zu bewerten.

Das Szenario *INVminus* hat primär den Zweck, die Auswirkungen auf den Ausbau der KWK aufzuzeigen. Niedrigere Gesamtkosten sind die logische Folge aus den niedriger angesetzten Investitionskosten für einige Anlagentypen.

Von den untersuchten Szenarien gibt es einige, bei denen ein Vergleich der Gesamtkosten zusätzlicher Informationen bedarf. Die Einspeisung elektrischer Energie aus Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik und Geothermie ist eine für die Optimierung vorgegebene Größe. Diese Stromerzeugung ist als gesetzt zu betrachten und verursacht keine Kosten, die den Gesamtkosten zugerechnet werden. Aus diesem Grund sind die Szenarien *EEplus* und *EEminus* nicht direkt mit dem *BASIS*-Szenario vergleichbar, da trotz der zusätzlichen regenerativen Energieerzeugung im Szenario *EEplus* keine zusätzlichen Kosten für die entsprechenden Erzeugungsanlagen und die Erzeugung veranschlagt werden. Im Szenario *EEminus* wird keine Kostenersparnis durch die Einsparung an Erzeugungsanlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angerechnet. Selbiges gilt für die Szenarien *LASTplus* und *LASTminus*. Im Szenario *LASTplus* werden weniger Investitionen in die Energieeffizienz gesteckt und im Szenario *LASTminus* mehr Investitionen als im *BASIS*-Szenario. Weder die Kostenersparnis noch die Zusatzkosten werden in der Gesamtkalkulation berücksichtigt. Allerdings lassen sich diese vier Szenarien mittels Erzeugungskosten bzw. Vermeidungskosten gut einordnen.

Aus der Kostendifferenz der Gesamtkosten und den zusätzlichen Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien des Szenarios *EEplus* gegenüber dem *BASIS*-Szenario lassen sich spezifische Kosten bestimmen. Unterhalb dieser spezifischen Kosten ist die Erzeugung der zusätzlichen elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien volkswirtschaftlich sinnvoller als deren Nichterzeugung. Diese Grenzkosten liegen zwischen 82,12 €₂₀₁₀/MWh_{el} im Jahr 2030 und 71,66 €₂₀₁₀/MWh_{el} im Jahr 2050. Dies würde bedeuten, dass die Umsetzung des Szenarios *EEplus* günstiger als die Umsetzung des *BASIS*-Szenarios wäre, wenn dabei die mittleren Stromgestehungskosten der zusätzlichen elektrischen Energie aus Erneuerbaren im jeweiligen Jahr unterhalb der genannten Werte liegen würden.

Analog wird bei Szenario *EEminus* verfahren. Die höheren Gesamtkosten sind das Resultat aus der fehlenden Energiemenge aus erneuerbaren Energien gegenüber dem *BASIS*-Szenario. Diese Energiemenge muss über andere Erzeugungsanlagen als Windenergie-, PV-, Geothermie- oder Wasserkraftanlagen erzeugt werden. Auch hier lassen sich die spezifische Kosten der Stromerzeugung bestimmen. Solange die Erzeugungskosten für die im *BASIS*-Szenario größere Energiemenge aus erneuerbaren Energien unterhalb dieser spezifischen Kosten liegen, ist die Erzeugung der regenerativ erzeugten elektrischen Energie im *BASIS*-Szenario volkswirtschaftlich sinnvoller. Die Grenzkosten liegen zwischen 77,20 €₂₀₁₀/MWh_{el} im Jahr 2020 und 90,13 €₂₀₁₀/MWh_{el} im Jahr 2050.

Ähnlich verhält es sich bei der Kostenbetrachtung im Szenario *LASTplus*. Die Differenz zwischen den Szenarien *LASTplus* und *BASIS* liegt zum einen in den höheren Kosten für die Energieerzeugung im Szenario *LASTplus* und zum anderen in der Energieeinsparung des *BASIS*-Szenarios gegenüber dem Szenario *LASTplus*. Die Energieeinsparung ist aber in der Regel ebenso mit Kosten verbunden, die jedoch nicht in die hier ermittelten Gesamtsystemkosten einfließen. Die Energieeinsparung kann mittels sogenannter spezifischer Vermeidungskosten bewertet werden. Spezifische Vermeidungskosten sind definiert als Kosten pro vermiedener Energieverbrauchs menge. Spezifische Vermeidungskosten können auch negativ sein, wenn die Energieeinsparung gleichzeitig mit einer Kosteneinsparung verbunden ist. Im konkreten Fall wird durch die Division der Kostendifferenz durch die Energiedifferenz der Szenarien ein Maß für spezifische Vermeidungskosten bestimmt. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um eine Mischkalkulation mit elektrischem und thermischem Verbrauch handelt. Eine Trennung nach elektrischen und thermischen Vermeidungskosten ist aufgrund der Gesamtbetrachtung in der Modellierung nicht möglich. Die Vermeidungskosten bei der Betrachtung der Szenarien *LASTplus* und *BASIS* liegen zwischen 69,03 €₂₀₁₀/MWh im Jahr 2020 und 84,00 €₂₀₁₀/MWh im Jahr 2050. Dies bedeutet, dass für den Fall, dass die tatsächlichen Vermeidungskosten unterhalb dieser Werte liegen, das *BASIS*-Szenario volkswirtschaftlich günstiger ist.

Beim Vergleich des Szenarios *LASTminus* mit dem *BASIS*-Szenario lässt sich ebenso die Kosteneinsparung durch die Energieeinsparung dividieren. Die Werte hierfür liegen zwischen 65,13 €₂₀₁₀/MWh im Jahr 2020 und 73,87 €₂₀₁₀/MWh im Jahr 2030. Dies bedeutet wiederum, dass bei tatsächlichen Vermeidungskosten unterhalb dieser Werte die Umsetzung der Energieeinsparung, wie sie durch das Szenario *LASTminus* gegeben ist, volkswirtschaftlich sinnvoller ist.

8.4.5 Abschaltenergie und überschüssige thermische Energie

Eine Größe zur Beurteilung der Qualität der Rahmenbedingungen eines Szenarios ist die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien. Dies wird bewertet, indem die Abschaltenergie im volkswirtschaftlichen Optimum quantifiziert wird. Die entsprechenden Werte sind in Bild 8.64 für alle Szenarien und alle Jahre dargestellt.

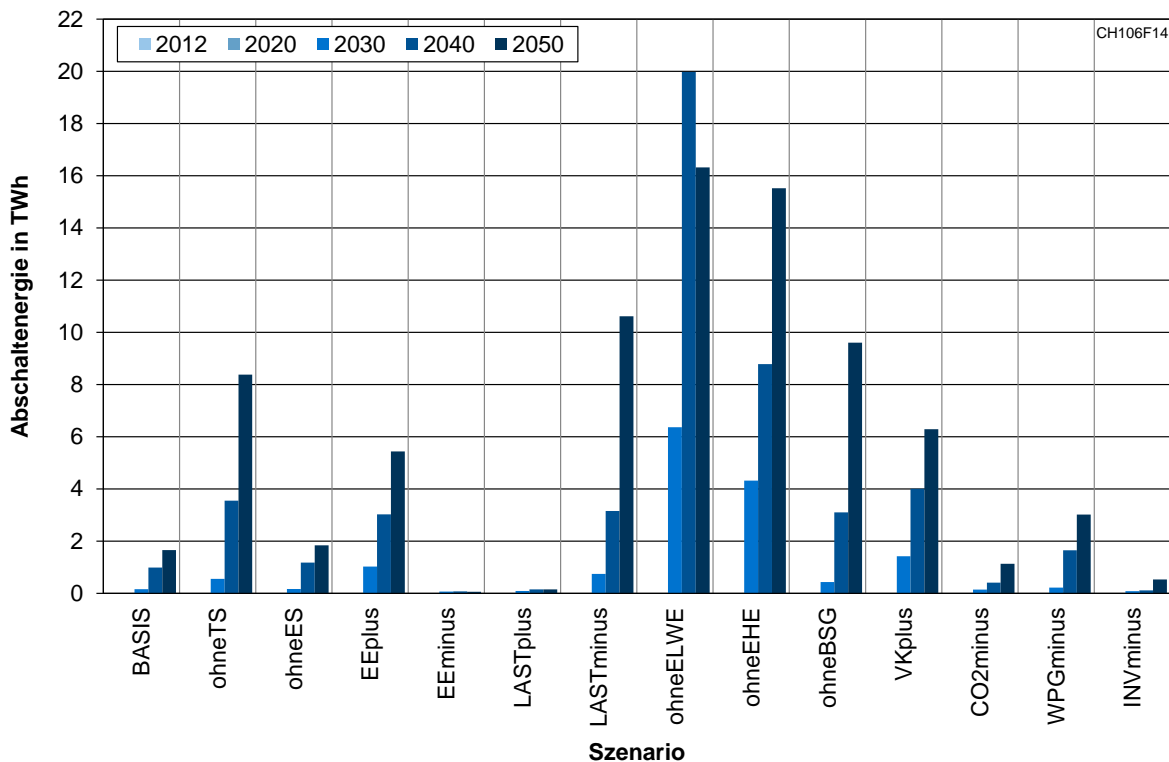


Bild 8.64: Abschaltenergiemengen für alle Szenarien und Jahre

Daneben muss jedoch auch bewertet werden, welche überschüssige thermische Energie erzeugt wird. Dies zeigt Bild 8.65. Überschüssige thermische Energie kann aus gesetzten Wärmeerzeugern, d. h. solarthermischen Anlagen, Elektrowarmwasserbereiter oder Scheitholzöfen, sowie aus KWK-Anlagen stammen (siehe Kapitel 8.2.3).

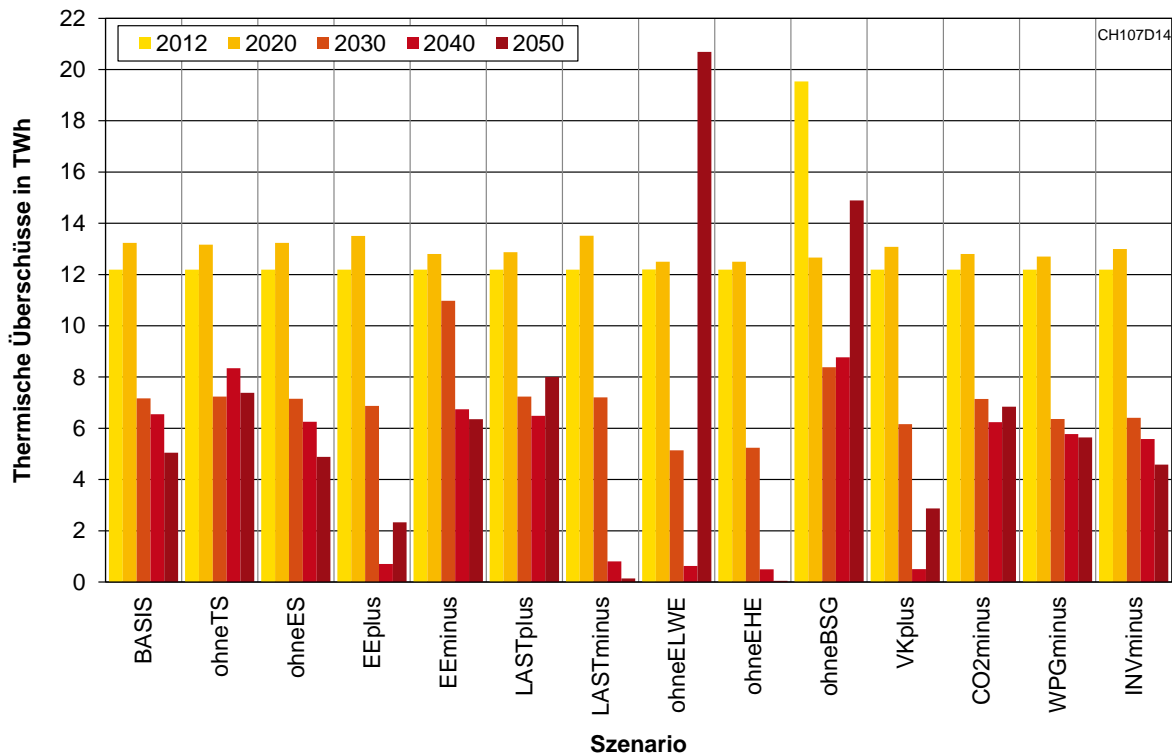


Bild 8.65: Thermische Überschüsse aus KWK-Anlagen und gesetzten Wärmeerzeugern in allen Szenarien und allen Jahren

Sowohl die Abschaltenergiemengen als auch die thermischen Überschüsse wurden in den relevanten Fällen bereits in Kapiteln zu den einzelnen Szenarien beschrieben. Die abgebildeten Grafiken dienen dem Vergleich der Szenarien untereinander.

8.4.6 Installierte Leistungen und Wärmeenergien von Elektro-Heizeinsätzen

Elektro-Heizeinsätze dienen zweierlei Zwecken. Zum einen können dadurch thermische Überkapazitäten kostengünstig abgedeckt werden, sodass beispielsweise auch beim Ausfall des Hauptwärmeerzeugers die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Zum anderen kann dadurch elektrische Energie in den Wärmesektor eingebracht werden. Dies sorgt für eine deutliche Verminderung der überschüssigen elektrischen Energie aus Erneuerbaren und verhindert, dass übermäßig großtechnische elektrische Speicher installiert werden. Dass dies auch der Gesamtkosten senkung dienlich ist, wurde bereits ausführlich dargelegt. Nebenbei können die dezentral installierten Elektro-Heizeinsätze für mehr Netzstabilität sorgen, was im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht monetär bewertet werden kann.

Zusammenfassend sind die installierten Leistungen von Elektro-Heizeinsätzen und die damit erzeugten thermischen Energie in Bild 8.66 bzw. Bild 8.67 dargestellt.

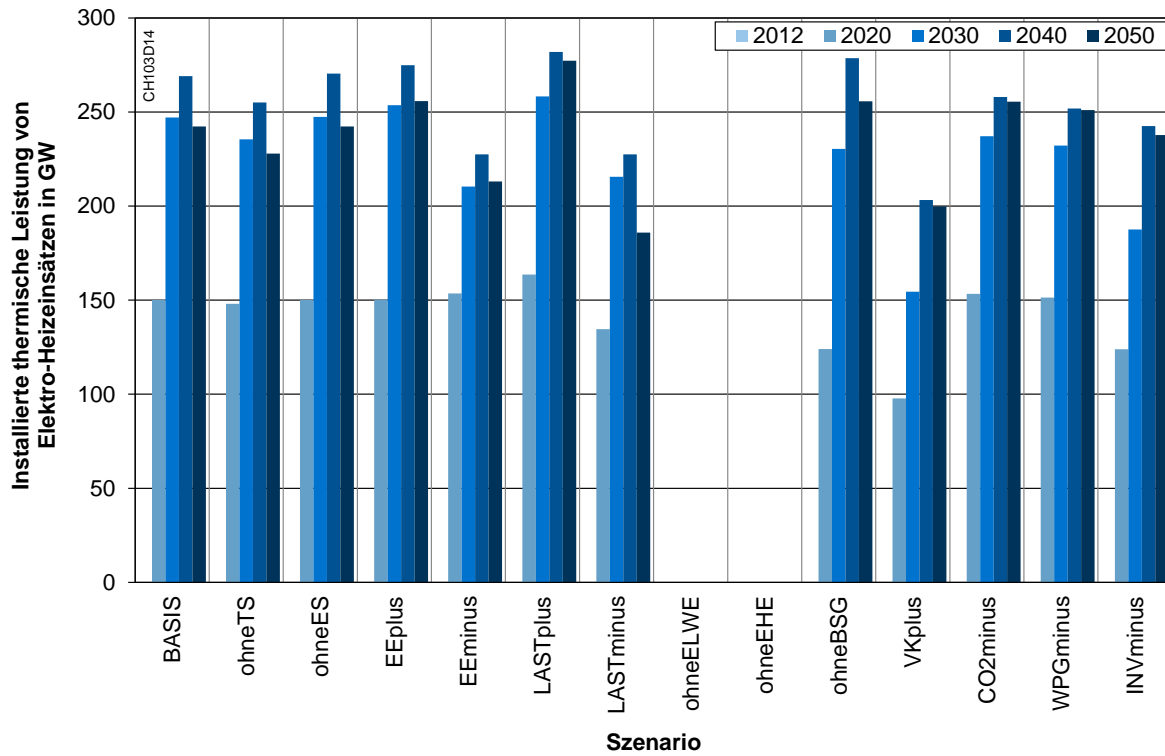


Bild 8.66: Installierte thermische Leistung von Elektro-Heizeinsätzen in allen Szenarien und allen Simulationsjahren

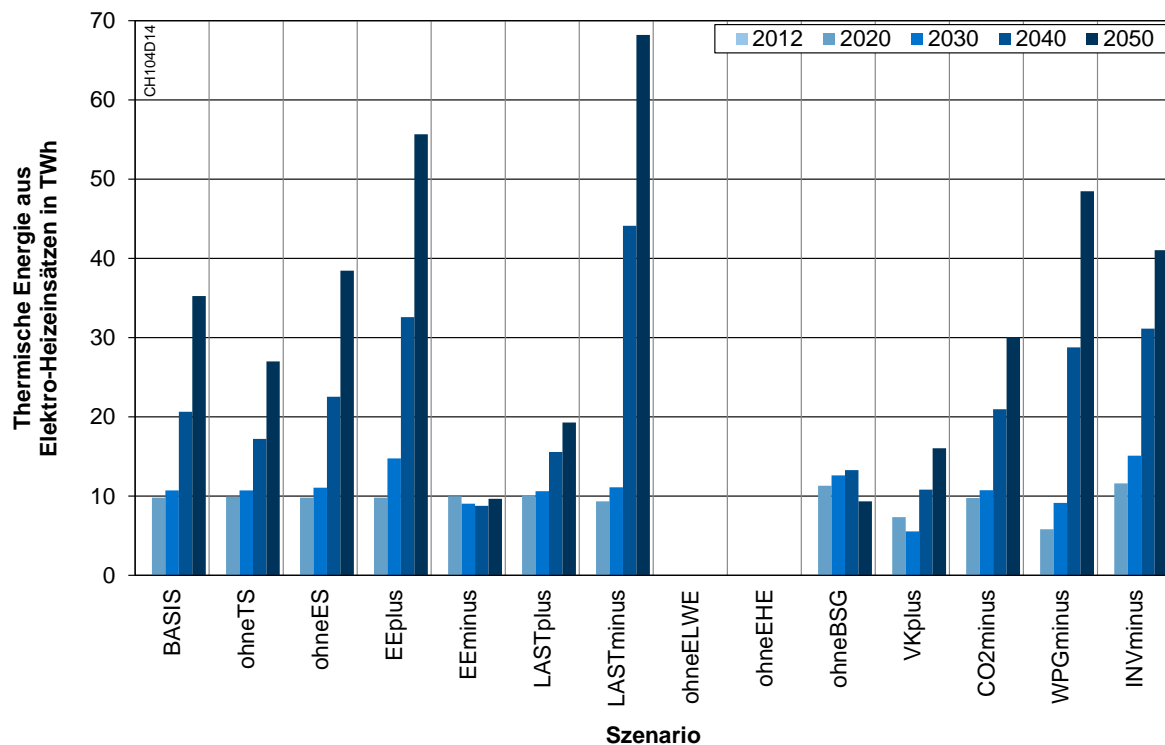


Bild 8.67: Erzeugte thermische Energie aus Elektro-Heizeinsätzen in allen Szenarien und allen Simulationsjahren

8.5 Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse

Abschließend werden die Ergebnisse der Szenarien zu Kernaussagen zusammengefasst und bewertet. Bei der Bewertung spielen auch die Einschränkungen durch modellbedingte Vereinfachungen und Methoden sowie durch die Datengrundlage eine Rolle.

8.5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Installation neuer **Pumpspeicherwerke** ist bei allen untersuchten Rahmenbedingungen ab dem Jahr 2030 bzw. dem Jahr 2040 sinnvoll. Der zusätzliche Nutzen durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist hierbei noch nicht beachtet. Unter gewissen Gegebenheiten eignen sich auch geringe Kapazitäten von **Druckluftspeichern**, um das Energiesystem zu optimieren.

Wie alle Szenarien zeigen, eignen sich optimiert eingesetzte elektrische Wärmeerzeuger, allen voran **Elektro-Wärmepumpen**, aus volkswirtschaftlicher Sicht sehr gut für ein kostengünstiges Wärmeerzeugungssystem. Durch die Effizienz und die Nutzung von Umweltwärme können mit Elektro-Wärmepumpen strenge Emissionsziele eingehalten werden. Außerdem reduziert sich dadurch der Bedarf an konventionellen und biogenen Brennstoffen deutlich (vgl. Szenario *WPGminus*).

Zusätzlich können durch **KWK-Anlagen** in Wärmenetzen Emissionen weiter reduziert werden. Dazu bieten sich vor allem Erdgas-Blockheizkraftwerke an. Bei einer erforderlichen starken Reduktion der Emissionen eignen sich auch Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen (vgl. Szenario *CO2minus*). KWK-Anlagen werden in den untersuchten Szenarien jedoch nur in Wärmenetzen eingesetzt. Der Ausbau der wärmenetzgebundenen KWK hängt auch stark von der zukünftigen Entwicklung der Kosten für diese Anlagen ab (vgl. Szenario *INVminus*). Objektgebundene, kleine KWK-Anlagen lohnen sich nach dem volkswirtschaftlichen Ansatz nicht.

KWK-Anlagen und elektrische Wärmeerzeugung durch **Wärmepumpen** ergänzen sich im Gesamtsystem gut, da die KWK-Anlagen bei hohem Wärmebedarf auch eine höhere elektrische Leistung anbieten, die wiederum genutzt werden kann, um die zusätzliche Last der Wärmepumpen bei hohem Wärmebedarf zu decken (vgl. Szenario *WPGminus*).

Mehr Flexibilität verbunden mit niedrigeren Gesamtkosten erreicht das Energiesystem durch **thermische Speicher**, die insbesondere in Kombination mit KWK-Anlagen und elektrischen Wärmeerzeugern von Vorteil sind (vgl. Szenario *ohneTS*). Somit sind höhere Ausnutzungsdauern der Anlagen erreichbar. Auch lässt sich dadurch thermische Energie aus Elektro-Heizeinsätzen, die aufgrund von Über-

schüssen aus Erneuerbaren eingesetzt werden, in das Wärmesystem integrieren. Diese Aussage und die Abschätzungen der integrierbaren Energiemengen decken sich mit der Prognos-Studie [14, p. 65]. Thermische Speicher sollten so ausgelegt werden, dass sie in der Objektversorgung als Tagesspeicher betrieben werden können. Beim Einsatz in Wärmenetzen ist ein Betrieb im Bereich von Wochenzyklen vorteilhaft (vgl. *BASIS*-Szenario). Große Wärmespeicher in Wärmenetzen bieten den zusätzlichen Vorteil niedriger spezifischer Verluste. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass thermische Speicher zum Teil elektrische Speicher verdrängen (vgl. Szenario *ohneTS*). Thermische Speicher werden hauptsächlich zur Pufferung von Wärme aus KWK-Anlagen, Wärmepumpen, elektrischen Heizeinsätzen und solarthermischen Anlagen installiert, selten zur Verringerung der installierten konventionellen Erzeugerleistungen. Wie das Szenario *CO2minus* zeigt, steigt der Bedarf an thermischen Speichern mit sinkenden Emissionsgrenzen.

Elektro-Heizeinsätze bieten sich an, um einerseits durch die niedrigen Investitionskosten die geforderten thermischen Überkapazitäten abzudecken und damit zu einem gewissen Grad thermische Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Andererseits können bei einem geregelten Einsatz elektrische Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien integriert werden (vgl. Szenarien *EEplus* und *EEminus*). Neben dem Nutzen, dass überschüssige elektrische Energie kostengünstig zur Verfügung steht, haben die in den Objekten und Wärmenetzen installierten Elektro-Heizeinsätze den Vorteil, durch ihre Dezentralität die Netzproblematik bei elektrischer Übererzeugung zu entschärfen. Letztgenannten Vorteil zu quantifizieren, ist jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit. Das Szenario *ohneEHE*, bei dem einfache Elektro-Heizeinsätze nicht erlaubt sind, zeigt, dass ein optimales Energiesystem stets versucht, elektrische Energie in Wärme zu wandeln und zu speichern – notfalls auch durch teurere Elektro-Speicherheizungen.

Aus Kostengründen sind **Pelletkessel, Hackschnitzelkessel, solarthermische Anlagen, Scheitholzöfen und Erdgas-Brennwertkessel** volkswirtschaftlich betrachtet erst nach den zuvor genannten Erzeugungstechnologien geeignet, die Emissionen weiter zu reduzieren (vgl. Szenarien *ohneELWE*, *LASTplus* und *CO2minus*).

Ölbefeuerte Kessel spielen in der Wärmeversorgung der Zukunft keine Rolle mehr. Sie sollten nur noch in Regionen, in denen eine andere Versorgung schwer umsetzbar ist, installiert werden.

Da die Speicherung von **Wasserstoff** mit anschließender Rückverstromung nur im Szenario ohne elektrische Wärmeerzeugung (*ohneELWE*) Anwendung findet, ist diese Option zur optimalen Ausgestaltung des Energiesystems nur von untergeordneter Bedeutung. Dieses Szenario zeigt auch, dass eine verstärkte Kopplung von Stromsektor und Wärmesektor erhebliche kostenseitige Vorteile für die Energiever-

sorgung darstellt und den Bedarf an neuen elektrischen Speichern deutlich reduziert. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit den Aussagen in SCHABER ET AL. [109, pp. 15-16].

Alle Ergebnisse dieser Arbeit sind unter der Annahme gültig, dass der zeitliche Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger optimiert nach der Stromerzeugung erfolgt. Eine entsprechende Regelung der elektrischen Erzeuger mit externen Signalen ist hierfür erforderlich. Elektrische Wärmeerzeuger erhalten bereits seit Jahrzehnten über Rundsteuersignale Freigabezeiten für den Betrieb und Sperrzeiten, zu denen der Einsatz nicht möglich ist. Mit der heutigen Informations- und Kommunikationstechnologie lassen sich relativ einfach elektrische Wärmeerzeuger regeln. Eine entsprechende Anbindung an einen „Einsatzoptimierer“ ist auch aktuell schon technisch umsetzbar. Größere Umsetzungshemmnisse liegen in den rechtlichen und marktrechtlichen Rahmenbedingungen. Beispielsweise müssen Fragen zum Datenschutz bei der Datenbereitstellung geklärt werden. Hinzu kommt, dass die Optimierung des Einsatzes der geregelten elektrischen Wärmeerzeuger und KWK-Wärmeerzeuger durch einen oder wenige Akteure erfolgen muss, die dadurch quasi eine Monopolstellung erlangen und einen Eingriff in den Markt vornehmen.

8.5.2 Diskussion des Modells und der Datengrundlage

8.5.2.1 Diskussion des methodischen Ansatzes

Wie bei jedem Modell existieren auch bei dem in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modell Vereinfachungen, die sich in den Ergebnissen auswirken. Die Fehler können sich in der Genauigkeit der Ergebnisse widerspiegeln, aber auch systematischer Natur sein.

Eine verhältnismäßig starke Vereinfachung wurde getroffen, indem dem Wärmesystem nur eine einzige charakteristische Wärmelastkurve zugrunde gelegt wird (Kapitel 4.3.1). Verbesserungen könnten unter Umständen dadurch erreicht werden, dass für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie unterschiedliche Lastgänge angesetzt werden. Dabei müsste auch die bestehende Wärmeerzeugerstruktur korrekt auf die Sektoren aufgeteilt werden. Eine derartige Differenzierung könnte im Ergebnis der Optimierung Verschiebungen in der Auslegung und dem Betrieb neuer Anlagen mit sich bringen. Die Datenlage für die Sektoren GHD und Industrie ist hierfür jedoch momentan nicht ausreichend. Als problematisch würde es sich dann auch erweisen, dass es bei der Versorgung über Wärmenetze Überschneidungen gibt und beispielsweise ein Erzeuger Verbraucher unterschiedlicher Sektoren versorgt. Dadurch sind keine eindeutigen Erzeuger-Verbraucher-Beziehungen mehr vorhanden, die jedoch für die Modellierung notwendig sind.

Eine Installation neuer wärmetechnischer Anlagen in bestehenden Wärmesystemgruppen ist aus methodischen Gründen nicht möglich (siehe Kapitel 6.2.2, 6.3.6, 6.4.5 und 6.8.2). Dadurch wird beispielsweise verhindert, dass in einer bestehenden Anlage der Gaskessel getauscht, die solarthermische Anlage aber beibehalten wird. Dies führt zwangsläufig zu einer besseren Optimierung im Modell als in der Realität, da die Anlagenkomponenten in neuen Wärmesystemgruppen stets ideal aufeinander abgestimmt sind.

Die modellbedingte Vorgabe von thermischer Last und gesamter installierter thermischer Leistung führt zu einer Beibehaltung der Überkapazitäten der Wärmeerzeuger in allen Simulationsjahren (Kapitel 4.3.1). Durch einen alternativen Modellansatz mit einem gezielten Rückgang der Überkapazitäten für neue Wärmesystemgruppen könnten Investitionskosten eingespart werden. Andererseits werden diese Überkapazitäten in fast allen Fällen durch Elektro-Heizeinsätze mit sehr niedrigen Investitionskosten gedeckt. Erst dadurch bietet sich die Möglichkeit, dass die Wärmelast mit einem alternativen Wärmeerzeuger gedeckt wird.

Abweichungen ergeben sich auch durch die Clusterung der Wärmenetze und deren Anlagen. Dadurch entfallen manche Anlagentypen und andere werden stärker gewichtet. Dies kann insbesondere zu Verschiebungen im Brennstoffbedarf und folglich bei den Emissionen führen.

In der Modellierung wurde nicht berücksichtigt, dass in der Realität sowohl das Fernwärmenetz als auch die Gebäudemassen als Speicher dienen. Hätte man dies mit einbezogen, wären jeder Wärmesystemgruppe bis zu drei Speichertypen zugewiesen worden. Dies hätte den Komplexitätsgrad und die Laufzeit der Optimierung deutlich erhöht. Die Folge ist jedoch, dass durch diese Nichtberücksichtigung der thermische Speicherbedarf tendenziell überschätzt wird.

Da es sich um ein lineares Modell handelt, werden keine Anfahrvorgänge, Teillastwirkungsgrade und variablen Stromkennzahlen berücksichtigt. Daraus resultiert eine systematische Unterschätzung von Emissionen und Brennstoffbedarf.

Die Optimierung erfolgt im vorliegenden Modell jeweils geschlossen über ein Jahr. Für alle Größen, also auch diejenigen, die in der Realität nur zeitlich begrenzt prognostizierbar sind, gilt innerhalb der Optimierung eine perfekte Vorausschau. Zu diesen Größen zählen beispielsweise die Entwicklung des Temperaturverlaufs, der solaren Strahlung und des Winddargebots. Eine Modellierung beispielsweise mit „Rolling Horizons“ könnte zu Verschiebungen in der Auslegung und dem Einsatz der Anlagen führen. Dabei ist meist mit einer größeren Auslegung der Anlagen zu rechnen.

Aus methodischen Gründen muss angenommen werden, dass alle Anlagen flexibel eingesetzt werden können. Dazu zählen auch Bestandsanlagen. Abgesehen von Restriktionen durch das An- und Abfahrverhalten ist dies bei größeren Kraftwerken,

auch bei denen mit KWK-Betrieb, regelungstechnisch unproblematisch. Außerdem entstehen keine Schwierigkeiten beim Einsatz reiner konventioneller Wärmeerzeuger, da diese ohne Rückwirkung auf den elektrischen Leistungsbedarf bzw. die elektrische Erzeugung eingesetzt werden und ausschließlich der Wärmelast folgen. Etwas kritischer verhält es sich bei kleineren KWK-Anlagen und elektrischen Wärmeerzeugern. Hier muss auch für den Bestand davon ausgegangen werden, dass diese Anlagen flexibel im Rahmen der Gesamtoptimierung eingesetzt werden können. Bei elektrischen Speicherheizungen bzw. elektrischen Direktheizungen wird dies in der Praxis über Rundsteuersignale, die die Anlagen zu bestimmten Zeiträumen sperren können, seit Jahrzehnten praktiziert. Kleinere KWK-Anlagen sind bisher nur in mäßigem Umfang installiert und können diesbezüglich annähernd vernachlässigt werden. Für Neuinstallationen in der Zukunft kann davon ausgegangen werden, dass die entsprechenden technischen Einrichtungen installiert werden können, um die Anforderungen an einen flexiblen Einsatz zu erfüllen.

Einige Kosten, die in der Realität im Energiesystem auftreten, werden in diesem Modell nicht berücksichtigt. Dazu zählen die Kosten für die elektrischen Energieversorgungsnetze. Allerdings ist davon auszugehen, dass die Investitionskosten und die Kosten für den Betrieb der Stromversorgungsnetze nahezu unabhängig von der Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems sind. Die Berücksichtigung dieser Kosten würde also unabhängig vom Szenario lediglich die absoluten Gesamtkosten um einen festen Betrag erhöhen.

Des Weiteren sind die Kosten des Gasnetzes und von Gasanschlüssen nicht enthalten. Die bundesweite Abdeckung durch das Gasnetz ist jedoch soweit fortgeschritten, dass die Umsetzung der Szenarioergebnisse – mit Ausnahme des Szenarios *ohneELWE* – mit dem Bestandsnetz möglich ist.

Die fixen und variablen Kosten von gesetzten Stromerzeugungsanlagen sind nicht in den zu minimierenden Gesamtkosten enthalten. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung mit Wasserkraftwerken, Photovoltaik-, Windenergie- und Geothermieanlagen nicht Teil der Optimierung ist. Wären diese Stromerzeuger – wie alle anderen Kraftwerke – ein Teil der Optimierung, könnte dies deutliche Verschiebungen in der zukünftigen Erzeugungsstruktur mit sich bringen. Die dargestellten Ergebnisse sind somit nur unter der vorgegebenen Stromerzeugung aus regenerativen Energien zu verstehen. Die Optimierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Dennoch können anhand der Sensitivitätsanalyse zu erneuerbaren Energien (Kapitel 8.3.9) Auswirkungen einer veränderten Stromerzeugung aus Erneuerbaren beobachtet werden. Kapitel 8.4.4 zeigt zudem wirtschaftliche Grenzen der Kosten für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren.

In den Gesamtkosten sind außerdem nicht die Fixkosten von Bestandsanlagen enthalten. Sie sind nicht Teil der Optimierung, da es sich bei Bestandsanlagen um in der Vergangenheit getroffene Investitionsentscheidungen handelt. Die dadurch bedingten Kosten sind nicht vom Einsatz abhängig und fallen bis zum Ende der Anlagenlebensdauer an. Allerdings könnten in manchen Fällen vorgezogene Erneuerungen von Anlagen volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Vorgezogene Anlagenerneuerungen sind jedoch mit dem vorliegenden Modell nicht abzubilden. Dies hat zur Folge, dass bestehende Anlagen in der Optimierung weiterbetrieben werden, auch wenn dies nicht dem volkswirtschaftlichen Optimum entspricht.

Aufgrund der Modellgegebenheiten wird die elektrische und thermische Versorgungslücke, die aus dem Rückgang des Bestands resultiert, in jedem Simulationsjahr vollständig neu gedeckt. Dieser Grüne-Wiese-Ansatz kann dazu führen, dass von einem Simulationsjahr auf das nächste plötzlich ein Schwenk zu einem völlig anderen Erzeugerportfolio erfolgt. Dies ist in zwar in der Praxis nicht umsetzbar, andererseits können aber Ergebnisse, die einen plötzlichen Umbruch zeigen, durchaus hilfreich bei der Interpretation sein.

Wie in den Ergebnissen der meisten Szenarien zu erkennen ist, werden Wärmepumpen als Hauptwärmeerzeuger systematisch bevorzugt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese mit Strom betrieben werden und in diesem volkswirtschaftlichen Modell für die verbrauchsgebundenen Kosten von Wärmepumpen allein die Kosten für die Stromerzeugung in den Stromerzeugungsanlagen anfallen. Unter Marktbedingungen würden sich wohl erkennbare Verschiebungen in der Anlagenstruktur der Wärmeerzeugung ergeben. Dafür müsste jedoch ein vollkommen anderer Modellansatz gewählt werden, was dann aber zur Folge hätte, dass nicht die volkswirtschaftlich minimalen Kosten relevant sind.

Allen Szenarien liegt ein meteorologisches Basisjahr zugrunde. Die Wahl des Wetterjahres, mit dem die Temperaturwerte, Strahlungsdaten und Windverhältnissen bestimmt werden, hat, wie in KUHN [6, pp. 195-198] gezeigt wird, einen deutlichen Einfluss auf die Speichergröße. Für weitere Aussagen müssten zusätzliche Wetterjahre untersucht werden. Trotz der gleichbleibenden Charakteristiken der Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie wurde mit den Szenarien *EEminus* und *EEplus* ein Anhaltspunkt geliefert, welchen Einfluss die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien auf die Anlagenauslegung hat.

8.5.2.2 Diskussion der Datengrundlage

In den Daten zu Bestandsanlagen und zum Endenergieverbrauch sind große Unterschiede in den verfügbaren Statistiken erkennbar. Dies sei beispielhaft am Endenergieverbrauch der Haushalte gezeigt: Die AG Energiebilanzen weist hierzu in den

Anwendungsbilanzen die Differenzen zwischen der AGEB-Statistik und der RWI/forsa-Untersuchung des Jahres 2010 aus [10, p. 12]. Diese betragen zum Beispiel bei Heizöl -19,8 % und bei Fernwärme +26,4 %. Bei Steinkohle liegen die Differenzen sogar bei 620,9 %, was allerdings unter anderem auf die niedrigen absoluten Verbrauchswerte von Kohle als Energieträger zurückzuführen ist. Unter diesem Gesichtspunkt sind die Eingangsdaten der Simulationen und damit auch die Ergebnisse der frühen Simulationsjahre mit einem hohen Bestandsanteil einzuordnen.

Ein wichtiger Bestandteil dieser Arbeit liegt in der Beschaffung und Aufbereitung der erforderlichen Daten zum elektrischen und thermischen Anlagenbestand. Während die Daten zu großen öffentlichen Kraftwerken meist frei verfügbar sind, gestaltet sich die Gewinnung von Daten bereits zu großen KWK-Anlagen verhältnismäßig schwierig. Bei kleineren Anlagen sind Recherchen noch aufwändiger und führen meist nicht zum gewünschten Ziel. Aber auch Daten zu installierten thermischen Leistungen von Wärmeerzeugern sind im erforderlichen Umfang nicht verfügbar. Hierzu ist eine Vielzahl von Hochrechnungen und Annahmen zu treffen, um die Grundlage für die durchgeführten Simulationen zu schaffen. Aus diesen Gründen wäre es wünschenswert, wenn hierzu in Zukunft eine zuverlässige und geschlossene Datenerhebung stattfinden würde und die Daten für die Forschung zugänglich gemacht werden könnten. Dies ist die Grundlage für eine zielgerichtete und zukunftsorientierte Energieforschung.

Einen besonderen Einfluss auf alle zukunftsgerichteten Szenarien haben Kostenannahmen. Insbesondere die Entwicklung von Brennstoffpreisen ist sehr volatil und lässt sich kaum prognostizieren. Aber auch die zukünftige Entwicklung von Anlagenkosten hängt von vielen Faktoren ab. In Kapitel 8.3.7 wird anhand eines Beispiels gezeigt, wie sich veränderte Annahmen auf die Ergebnisse auswirken können.

9 Ausblick

Das Modell bietet eine gute Grundlage, Erkenntnisse aus der Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor zu ziehen. Der Einblick kann durch zusätzliche Szenarien weiter vertieft werden. Das Modell kann aber auch erweitert werden, um ergänzende Simulationsmöglichkeiten zu schaffen.

9.1 Weitere Simulationsmöglichkeiten

Das Modell bietet eine Vielzahl an Möglichkeiten für weitere Simulationen. So können beispielsweise anstelle der Emissionsbegrenzung auch Emissionspreise angesetzt oder die Konfigurationen neuer Wärmeerzeuger verändert werden. Ganz abgesehen davon können jegliche Annahmen zu Investitionskosten, Brennstoffkosten, Nutzungsgraden, Stromkennzahlen, Lebensdauern etc. für die Anlagen variiert werden, um so neue Erkenntnisse zu gewinnen. Außerdem lassen sich Simulationen mit neuen Erzeugungslagentypen, wie beispielsweise Fusionsreaktoren, nur durch Angabe ihrer technischen Daten durchführen. Die im Rahmen dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse geben nur einen begrenzten Einblick in die Möglichkeiten. Dennoch lassen sich daraus etliche Schlussfolgerungen ziehen.

Folgende weitere Untersuchungen bieten sich vorzugsweise an: Da die installierten Leistungen und der Einsatz von Strom- und Wärmeerzeugern und der zugehörigen Speicher zu einem gewissen Grad von der elektrischen Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Wärmeerzeugung aus solarthermischen Anlagen und der Strom- und Wärmelast abhängen, ist eine Variation der meteorologischen Jahre sinnvoll. Des Weiteren könnten Untersuchungen mit einem vorgegebenen Ausbau an KWK-Anlagen durchgeführt werden. Die Investitionskosten für einige KWK-Anlagen wurden bereits im Szenario *INVminus* untersucht, jedoch wären Sensitivitätsanalysen durch Variationen anderer Kosten ebenso interessant. Die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigen nur in einem begrenzten Maß technische Entwicklungen bzw. neuere Kraftwerkstechnologien, wie beispielsweise Kraftwerke mit 700 °C-Technologie oder CO₂-Abscheidung. Weitere Untersuchungen mit neuen Anlagentypen würden unter Umständen zusätzliche Perspektiven aufzeigen.

9.2 Möglichkeiten der Modellerweiterung

Nicht berücksichtigt wurde die Nutzung von Kälte, z. B. durch Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. Diese zusätzliche Option würde die Ausnutzungsdauer mancher Anlagen insbesondere im Sommer erhöhen und dadurch die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Auch einem steigenden Komfortbedarf in Wohngebäuden könnte man damit gerecht werden.

Des Weiteren wäre die Einbindung der thermischen Speicherfähigkeit von Gebäuden sinnvoll. Möglicherweise wird dadurch ein Teil der thermischen Speicherkapazität, die bisher durch das Modell ausgegeben wird, überflüssig.

Alle thermischen Speicher starten den Simulationszeitraum mit einem Startpegel von null. In der Regel wird der Speicher zum Ende des Simulationszeitraums entleert. Dadurch entstehen ungewünschte Verschiebungen beim zeitlichen Einsatz und möglicherweise leichte Fehldimensionierungen der Speicher. Um dies zu vermeiden sollte die Möglichkeit geschaffen werden, über Grenzen der Simulationszeiträume hinaus zu optimieren.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde die elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren vorgegeben. In einem erweiterten Ansatz könnte auch der Ausbau von Windenergie-, Photovoltaik- und Geothermieanlagen mitoptimiert werden.

Zudem könnte das Modell so eingesetzt werden, dass nicht die Kosten, sondern die Emissionen die zu minimierende Größe sind.

10 Zusammenfassung und Fazit

10.1 Zusammenfassung

Die energie- und klimapolitischen Ziele, den Anteil der Erneuerbaren an der Energieerzeugung stark zu erhöhen und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, erfordern vielfältige Anstrengungen im Energiesystem. Dazu gehört neben Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion eine effiziente und angemessene Anlagenstruktur zur Erzeugung von Strom und Wärme. Dies sollte zu möglichst geringen Kosten für die Volkswirtschaft erfolgen. Die geeignete Kopplung von Strom- und Wärmesektor kann dabei eine bedeutende Rolle spielen. Mit einem geeigneten Energiesystemmodell können Perspektiven aufgezeigt werden, welche Kombinationen aus elektrischen und thermischen Erzeugungsanlagen und Speichern sich in Zukunft besonders eignen. Bisher wurde dies in Energiesystemmodellen nicht oder nur ansatzweise berücksichtigt. Deshalb wird in der vorliegenden Arbeit ein Schwerpunkt auf die Untersuchung der Auswirkungen dieser Sektorkopplung gelegt.

Die Grundlage ist das Teilmodell MESTAS des Energiesystemmodells IMAKUS [6] [7], das den Einsatz und Ausbau von Kraftwerken und elektrischen Speichern optimiert. Dieses lineare Optimierungsmodell wird um eine Abbildung des Wärmesystems erweitert. Während der elektrische Systemteil vereinfachend als Kupferplatte mit angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern dargestellt wird, wird das Wärmesystem auf eine repräsentative Anzahl von Wärmesystemgruppen aufgeteilt. Dieser Unterschied ist darin begründet, dass es in Deutschland ein zusammenhängendes Stromnetz, aber kein zusammenhängendes Wärmenetz gibt. Stattdessen existieren unabhängige Wärmeerzeuger in Objekten und verteilte, nicht zusammenhängende Wärmenetze. Die generierten Wärmesystemgruppen bilden typische Erzeugerstrukturen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in der Objektversorgung und in der Wärmenetzversorgung ab. Die zugehörigen Wärmeerzeuger werden im Modell differenziert nach Technologie und Brennstoff. Sie werden weiter unterschieden nach konventionellen und elektrischen Wärmeerzeugern sowie KWK-Anlagen. Während in jeder Wärmesystemgruppe der Objektversorgung meistens ein Hauptwärmeerzeuger vorherrscht, sind in der Wärmenetzversorgung mehrere verschiedene Wärmeerzeuger pro Netz vorhanden. Über elektrische Wärmeerzeuger und KWK-Anlagen erfolgt die Bindung an den elektrischen Modellteil. Die Wärmesystemgruppen sind definiert über die installierten thermischen Leistungen der zugehörigen Anlagentypen. Des Weiteren werden Wärmespeicher in das Modell eingebunden. In jeder einzelnen Wärmesystemgruppe muss die thermische Last über die angeschlossenen Wärmeerzeuger und Wärmespeicher gedeckt werden.

Die Wärmesystemgruppen des Bestands gehen entsprechend der Lebensdauern der angeschlossenen Anlagen außer Betrieb. Der Optimierung obliegt es, neue Anlagen zu installieren, um den auslaufenden Bestand zu ersetzen. Dies erfolgt durch die Bestimmung neuer Wärmesystemgruppen in der Objektversorgung und in der Wärmenetzversorgung. Dafür stehen dem Modell bestimmte Kombinationsmöglichkeiten von Wärmeerzeugern und Wärmespeichern zur Verfügung, deren installierte Leistungen optimiert werden. Bei Wärmespeichern wird außerdem die geeignete Speicherkapazität ermittelt. Zudem bestimmt das Modell den optimalen zeitaufgelösten Einsatz der bestehenden und neuen Wärmeerzeuger und Wärmespeicher.

Da eine Kopplung zwischen Wärme- und Stromsystem besteht, hat die Ausgestaltung des Wärmesystems auch Auswirkungen auf den zu bestimmenden Einsatz und Ausbau von konventionellen Kraftwerken und elektrischen Speichern.

Die Qualität der notwendigen Eingangsdaten ist für die Aussagekraft der Modellergebnisse entscheidend. Da für den Wärmesektor nur eingeschränkt Daten zur Verfügung stehen, ist eine aufwändige Datenrecherche und Datenaufbereitung zur Ermittlung der Bestandsdaten notwendig. Unterschiedliche Aufbereitungsmethoden werden für die Wärmesystemgruppen der Objektversorgung und der Wärmenetzversorgung verwendet. Zur Bestimmung typischer bestehender Wärmenetze werden Clusterverfahren eingesetzt. Dadurch lassen sich charakteristische Anlagenkombinationen mit typischen elektrischen und thermischen Leistungen bestimmen. Des Weiteren werden Erzeugungskurven von Anlagen ermittelt, die nach einem festen Profil Wärme erzeugen. Dazu zählen beispielsweise Elektro-Warmwasserbereiter und Scheitholzöfen. Die Bestimmung des thermischen Lastverlaufs ist ebenfalls Bestandteil dieser Arbeit.

Das Modell optimiert den Einsatz und Ausbau der genannten Anlagen hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Kosten jeweils für ein Jahr unter Einhaltung einer vorgegebenen Emissionsgrenze. Als Simulationsjahre werden 2012, 2020, 2030, 2040 und 2050 verwendet. Für ein *BASIS*-Szenario werden die genannten Größen bestimmt und umfassend analysiert. Nur durch mehrere Vergleichsszenarien und Sensitivitätsanalysen, bei denen die Rahmenbedingungen gegenüber dem *BASIS*-Szenario verändert werden, lassen sich die Ergebnisse richtig interpretieren und die Zusammenhänge im Energiesystem besser verstehen.

Zusammenfassend lassen sich aus den Ergebnissen und dem Vergleich der Szenarien die folgenden Schlüsse ziehen: Elektro-Wärmepumpen eignen sich aufgrund ihrer Effizienz, dort wo sie eingesetzt werden können, besonders gut für die zukünftige Wärmeversorgung. Elektro-Heizeinsätze können notwendige thermische Überkapazitäten mit geringen Investitionskosten abdecken, aber auch zur Deckung der thermischen Spitzenlast beitragen. Dabei sollte es ein erklärtes Ziel sein, Elektro-

Wärmepumpen und Elektro-Heizeinsätze im Sinne der Gesamtoptimierung gesteuert einzusetzen. Kombiniert mit einem Wärmespeicher lassen sich dadurch Überschüsse aus der regenerativen Stromerzeugung technisch einfach, kostengünstig und fast vollständig integrieren und die volkswirtschaftlichen Kosten senken. In Kombination mit KWK-Anlagen sorgen thermische Speicher außerdem für höhere Ausnutzungsdauern der Anlagen und erhöhen die Flexibilität im Energiesystem. Thermische Speicher werden in der Objektversorgung vorzugsweise als Tagesspeicher eingesetzt, in Wärmenetzen in Zyklen über mehrere Tage. Durch Wärmespeicher lässt sich der Bedarf an neuen elektrischen Speichern senken. Nur die Installation weiterer Pumpspeicherwerke ist spätestens ab dem Jahr 2040 volkswirtschaftlich sinnvoll. Dass sich KWK-Anlagen und Elektro-Wärmepumpen aufgrund der korrelierenden Erzeugungsgänge besonders gut ergänzen, wird aus den Ergebnissen ebenfalls ersichtlich.

Langfristig ist ein leicht steigender Einsatz von KWK-Anlagen, insbesondere von Erdgas-Blockheizkraftwerken, geeignet, um zur Emissionssenkung beizutragen. Allerdings ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nur der Einsatz in Wärmenetzen sinnvoll. Für eine stärkere Reduktion der Emissionsmengen eignen sich auch Biomasse-Heizkraftwerke und Biogasanlagen. Andere effiziente Wärmeerzeuger, wie beispielsweise Mini-KWK-Anlagen, und biogen befeuerte Wärmeerzeuger sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nachrangig geeignet, einen Teil zur Einhaltung der Emissionsgrenzen beizutragen.

10.2 Fazit

Für die Zukunft ist es wichtig, dass bereits heute ehrgeizige umweltpolitische Ziele verfolgt werden. Jedoch sollte auch angestrebt werden, die Ziele mit möglichst niedrigen Kosten für die Volkswirtschaft zu erreichen. Obgleich das Modell, das im Rahmen der vorliegenden Arbeit erstellt worden ist, das Energiesystem nicht im Detail abbilden kann, liefert es dennoch entscheidende Erkenntnisse. Die Ergebnisse zeigen anschaulich, dass in einer geeigneten Kopplung von Strom- und Wärmesektor ein wichtiger Schlüssel für ein kostengünstiges, effizientes und emissionsarmes Energiesystem liegt. Besonders geeignet sind hierbei Anlagen, die im Zusammenspiel mit anderen Anlagen flexibel agieren können. Vor allem Elektro-Wärmepumpen bieten in Kombination mit Wärmespeichern dieses hohe Maß an Flexibilität. Der Flexibilität dienlich sind auch KWK-Anlagen mit Wärmespeichern in Wärmenetzen. Ungeachtet vom Hauptwärmeerzeuger sollten stets zusätzlich flexibel einsetzbare Elektro-Heizeinsätze installiert werden, vor allem um ansonsten überschüssige regenerativ erzeugte elektrische Energie zu integrieren.

Um alle Anlagen zu koordinieren, sind entsprechende Kommunikationstechnologien und rechtliche Rahmenbedingungen notwendig. Technisch sollte dies in Zeiten, in denen beispielsweise schon Verkehrsflüsse durch Kommunikationstechnologie in Fahrzeugen optimiert werden können, kein Hindernis darstellen. Allerdings fehlen momentan die rechtlichen und marktrechtlichen Bedingungen, um eine Energieversorgung in der dargestellten Weise umzusetzen. Daher gilt es unter anderem, die Hemmnisse, die einem optimierten Einsatz elektrischer Energie in der Wärmeversorgung entgegenstehen, zu beseitigen. Zudem müssen, um Emissionen kostengünstig und wirksam zu senken, alle Emittenten in den Emissionshandel einbezogen werden. Der Markt muss so gestaltet werden, dass sich die günstigsten Maßnahmen zur Erreichung der Emissionsziele unter Beachtung des Ressourcenschutzes und weiterer ökologischer Faktoren durchsetzen.

Tabelle A 2: Modulnamen, Beschreibung und Verweis auf Gleichungen und Kapitel

Name	Beschreibung	Lösungs- modul	Gleichung	Kapitel	
Kostenvektor	BKB	variable Kosten bestehender Kraftwerke	4.36	4.3.3.8	
	BSB	variable Kosten bestehender elektrischer Speicher	4.36	4.3.3.8	
	ABK	variable Kosten Abschaltung gesetzter Einspeiser	4.36	4.3.3.8	
	BSN	variable Kosten neuer elektrischer Speicher	4.36	4.3.3.8	
	ISL	Fixkosten Lade- und Entladeleistung neuer elektrischer Speicher	4.37	4.3.3.8	
	ISC	Fixkosten Kapazität neuer elektrischer Speicher	4.37	4.3.3.8	
	BKN	variable Kosten neuer Kraftwerke	4.36	4.3.3.8	
	IKN	Fixkosten neuer Kraftwerke	4.37	4.3.3.8	
	BWB	variable Kosten bestehender Wärmeerzeuger	4.36	4.3.3.8	
	BWN	variable Kosten neuer Wärmeerzeuger	4.36	4.3.3.8	
	IWN	Fixkosten neuer Wärmeerzeuger	4.37	4.3.3.8	
	OHB	variable Kosten bestehender Wärmespeicher	4.36	4.3.3.8	
	OHN	variable Kosten neuer Wärmespeicher	4.36	4.3.3.8	
	ITN	Fixkosten Lade- und Entladeleistung neuer Wärmespeicher	4.37	4.3.3.8	
	ICN	Fixkosten Kapazität neuer Wärmespeicher	4.37	4.3.3.8	
IVT	Fixkosten des Zubaus von Wärmeversorgungstypen	4.37	4.3.3.8		
Lösungsvektor	XKB	zeitaufgelöste elektrische Leistungen bestehender Kraftwerke	4.26, 4.31, 4.34	4.3.3.5	
	XSB	zeitaufgelöste Lade- und Entladeleistungen bestehender elektrischer Speicher	4.14, 4.26	4.3.3.3, 4.3.3.5	
	XPB	zeitaufgelöste Speicherstände bestehender elektrischer Speicher	4.14	4.3.3.3	
	XPA	zeitaufgelöste Abschaltleistung gesetzter elektrischer Erzeuger	4.26	4.3.3.5	
	XSN	zeitaufgelöste Lade- und Entladeleistungen neuer elektrischer Speicher	4.14, 4.16, 4.17, 4.26	4.3.3.3, 4.3.3.5	
	XPN	zeitaufgelöste Speicherstände neuer elektrischer Speicher	4.14, 4.15	4.3.3.3	
	XIP	installierte Lade- und Entladeleistungen neuer elektrischer Speicher	4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3	
	XIC	installierte Kapazitäten neuer elektrischer Speicher	4.14, 4.15, 4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3	
	XKN	zeitaufgelöste elektrische Leistungen neuer Kraftwerke	4.26, 4.28, 4.31, 4.34	4.3.3.5	
	XKI	installierte Nettoleistungen neuer Kraftwerke	4.28	4.3.3.5	
	XQB	zeitaufgelöste thermische Leistungen bestehender Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.9, 4.12, 4.26, 4.30, 4.33	4.3.3.1, 4.3.3.2, 4.3.3.5	
	XQN	zeitaufgelöste thermische Leistungen neuer Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.9, 4.10, 4.13, 4.26, 4.30, 4.33	4.3.3.1, 4.3.3.2, 4.3.3.5	
	XTN	installierte thermische Leistungen neuer Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.1, 4.10, 4.13	4.3.3.1, 4.3.3.2	
	XAB	Wärmesystemanteile bestehender Wärmesystemgruppen	4.4, 4.9, 4.22, 4.24	4.3.1, 4.3.3.4	
	XAN	Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen	4.1, 4.4, 4.9, 4.22, 4.24	4.3.1, 4.3.3.4	
	XRZ	Zubau und Rückbau von Wärmeversorgungstypanteilen	4.22, 4.23	4.3.3.4	
	XHB	zeitaufgelöste Lade- und Entladeleistungen bestehender Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.9, 4.14	4.3.3.1, 4.3.3.3	
	XDB	zeitaufgelöste Speicherstände der bestehenden Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.14	4.3.3.3	
	XHN	zeitaufgelöste Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.9, 4.14, 4.16, 4.17	4.3.3.1, 4.3.3.3	
	XDN	zeitaufgelöste Speicherstände neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.14, 4.15	4.3.3.3	
	XXN	installierte Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3	
	XCN	installierte Speicherkapazitäten neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	4.15, 4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3	
	XVT	Wärmeversorgungstypanteile aller Wärmesystemgruppen	4.24	4.3.3.4	
	XTV	zusätzlich installierte thermische Leistungen der jeweiligen Wärmeversorgungstypen	4.23	4.3.3.4	
Obergrenzen	PNK	installierte Nettoleistungen der Bestandskraftwerke reduziert um den Reduktionsfaktor	XKB	4.26, 4.28	4.3.3.5
	PNS	installierte Lade- und Entladeleistungen bestehender elektrischer Speicher	XSB	4.16, 4.17	4.3.3.3
	PNC	installierte Kapazitäten bestehender elektrischer Speicher	XPB	4.15	4.3.3.3
	PIM	Potenzialgrenzen für die Lade- und Entladeleistungen neuer elektrischer Speicher	XIP		4.3.3.3
	CIM	Potenzialgrenzen für die Kapazität neuer elektrischer Speicher	XIC		4.3.3.3
	KIM	Obergrenzen für die installierte Leistung neuer Kraftwerke nach Kraftwerkstyp	XKI		4.3.3.5
	TWB	Obergrenzen für Leistungen bestehender Wärmeerzeuger: installierte thermische Leistung für frei disponiblen Wärmeerzeuger; fester Wert nach Einsatzprofil für gesetzte Wärmeerzeuger	XQB	4.10	4.3.3.1
	SAB	Wärmesystemanteile der bestehenden Wärmesystemgruppen (entspricht der Untergrenze)	XAB	4.1, 4.21	4.3.1, 4.3.3.4
	SAZ	Obergrenzen für Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen aufgrund von Potenzialgrenzen	XAN		4.3.3.4
	THB	installierte Lade- und Entladeleistungen bestehender Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHB	4.16, 4.17	4.3.3.3
	HCB	installierte Speicherkapazitäten bestehender Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XDB	4.15	4.3.3.3
	HCN	Potenzialgrenzen für die installierte Speicherkapazitäten neuer Wärmespeichertypen	XDN		4.3.3.3
	VTU	Potenzialgrenzen für Versorgungstypanteile	XVT	4.25	4.3.3.4
Untergrenzen	CIU	Mindestausbau der Kapazitäten neuer elektrischer Speicher	XIC		4.3.3.3
	TWL	Untergrenzen für Leistungen bestehender Wärmeerzeuger: Null für frei disponiblen Wärmeerzeuger; fester Wert nach Einsatzprofil für gesetzte Wärmeerzeuger	XQB	4.10	4.3.3.1
	SAB	Wärmesystemanteile der bestehenden Wärmesystemgruppen (entspricht der Obergrenze)	XAB	4.1, 4.21	4.3.1, 4.3.3.4
	VTL	Untergrenzen für Versorgungstypanteile	XVT	4.25	4.3.3.4

Name	Beschreibung	Lösungs- modul	Gleichung	Kapitel
Elektrische Lastgleichung				
KWB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der elektrischen Leistung bestehender Kraftwerke	XKB	4.26	4.3.3.5
SPB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Ladung und Entladung bestehender elektrischer Speicher	XSB	4.26	4.3.3.3, 4.3.3.5
ABL	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Abschaltleistung	XPA	4.26	4.3.3.5
SPN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Ladung und Entladung neuer elektrischer Speicher	XSN	4.26	4.3.3.3, 4.3.3.5
KWN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der elektrischen Leistung neuer Kraftwerke	XKN	4.26	4.3.3.5
GWB	Koeffizienten von bestehenden Wärmeerzeugern: Stromkennzahl für KWK-Anlagen; negativer Kehrwert des Nutzungsgrads für elektrische Wärmeerzeuger	XQB	4.26	4.3.3.5
GWN	Koeffizienten von neuen Wärmeerzeugern: Stromkennzahl für KWK-Anlagen; negativer Kehrwert des Nutzungsgrads für elektrische Wärmeerzeuger	XQN	4.26	4.3.3.5
LAS	zeitaufgelöste elektrische Last		4.26	4.3.3.5
Speichergleichungen für bestehende elektrische Speicher				
PAB	Koeffizienten: Produkt aus Ladenutzungsgrad und Zeitschrittdauer sowie Produkt aus negativem Kehrwert des Entladennutzungsgrads und Zeitschrittdauer für bestehende elektrische Speicher	XSB	4.14	4.3.3.3
PUB	Koeffizienten zur Berücksichtigung des aktuellen Speicherstands sowie zur Berücksichtigung des Speicherstands des vorherigen Zeitschritts multipliziert mit dem Ruhenutzungsgrad für bestehende elektrische Speicher	XPB	4.14	4.3.3.3
SCB	Speicherstand zum Startzeitpunkt bei bestehenden elektrischen Speichern		4.14	4.3.3.3
Speichergleichungen für neue elektrische Speicher				
PAN	Koeffizienten: Produkt aus Ladenutzungsgrad und Zeitschrittdauer sowie Produkt aus negativem Kehrwert des Entladennutzungsgrads und Zeitschrittdauer für neue elektrische Speicher	XSN	4.14	4.3.3.3
PUN	Koeffizienten zur Berücksichtigung des aktuellen Speicherstands sowie zur Berücksichtigung des Speicherstands des vorherigen Zeitschritts multipliziert mit dem Ruhenutzungsgrad für neue elektrische Speicher	XPN	4.14	4.3.3.3
SPF	Koeffizienten zur Berücksichtigung des Speicherstands zum Startzeitpunkt bei neuen elektrischen Speichern	XIC	4.14	4.3.3.3
Gleichungen zur Bestimmung der neuen Wärmesystemanteile				
LAW	Koeffizienten: Kehrwert der gesamten installierten thermischen Leistung bei frei disponiblen Wärmeerzeugern bzw. null bei gesetzten Wärmeerzeugern	XTN	4.1	4.3.1, 4.3.3.4
SAI	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen	XAN	4.1	4.3.1, 4.3.3.4
Gleichung zur Summenbildung der Wärmesystemanteile				
SAE	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile bestehender Wärmesystemgruppen	XAB	4.4	4.3.1, 4.3.3.4
SAN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen	XAN	4.4	4.3.1, 4.3.3.4
EAT	Summe der Wärmesystemanteile ist eins		4.4	4.3.1, 4.3.3.4
Speichergleichungen für bestehende Wärmespeicher				
VHB	Koeffizienten: Produkt aus Ladenutzungsgrad und Zeitschrittdauer sowie Produkt aus negativem Kehrwert des Entladennutzungsgrads und Zeitschrittdauer für bestehende Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHB	4.14	4.3.3.3
UHB	Koeffizienten zur Berücksichtigung des aktuellen Speicherstands sowie zur Berücksichtigung des Speicherstands des vorherigen Zeitschritts multipliziert mit dem Ruhenutzungsgrad für bestehende Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XDB	4.14	4.3.3.3
STB	Speicherstand zum Startzeitpunkt bei bestehenden Wärmespeichern in der jeweiligen Wärmesystemgruppe		4.14	4.3.3.3
Speichergleichungen für neue Wärmespeicher				
VHN	Koeffizienten: Produkt aus Ladenutzungsgrad und Zeitschrittdauer sowie Produkt aus negativem Kehrwert des Entladennutzungsgrads und Zeitschrittdauer für neue Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHN	4.14	4.3.3.3
UHN	Koeffizienten zur Berücksichtigung des aktuellen Speicherstands sowie zur Berücksichtigung des Speicherstands des vorherigen Zeitschritts multipliziert mit dem Ruhenutzungsgrad für neue Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XDN	4.14	4.3.3.3
STN	Speicherstand zum Startzeitpunkt bei neuen Wärmespeichern in der jeweiligen Wärmesystemgruppe		4.14	4.3.3.3
Gleichungen für Wärmeversorgungstypanteile mit Zu- und Rückbauanteilen				
VZB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile bestehender Wärmesystemgruppen nach Wärmeversorgungstyp	XAB	4.22	4.3.3.4
VZN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen nach Wärmeversorgungstyp	XAN	4.22	4.3.3.4
ZRZ	Koeffizienten zur Berücksichtigung des Zu- und Rückbaus nach Wärmeversorgungstyp	XRZ	4.22	4.3.3.4
VBJ	Wärmeversorgungstypanteile im Basisjahr		4.22	4.3.3.4
Gleichungen für Wärmeversorgungstypanteile				
VZB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile bestehender Wärmesystemgruppen nach Wärmeversorgungstyp	XAB	4.24	4.3.3.4
VZN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Wärmesystemanteile neuer Wärmesystemgruppen nach Wärmeversorgungstyp	XAN	4.24	4.3.3.4
VTZ	Koeffizienten zur Berücksichtigung des Wärmeversorgungstypanteils	XVT	4.24	4.3.3.4
Gleichungen zur Leistungszuordnung für Netzkosten				
LZO	Koeffizienten zur Berücksichtigung des Zu- und Rückbaus nach Wärmeversorgungstyp multipliziert mit der installierten thermischen Gesamtleistung	XRZ	4.23	4.3.3.4
ZVT	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Leistungen nach Wärmeversorgungstyp	XTV	4.23	4.3.3.4
Gleichungen zum gesetzten Einsatzprofil				
WGB	Koeffizienten zur Berücksichtigung von gesetzten Wärmeerzeugern in der jeweiligen Wärmesystemgruppe dividiert durch die zeitaufgelösten Einsatzprofilfaktoren der neuen gesetzten Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XQN	4.13	4.3.3.2
WGN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Leistungen der neuen gesetzten Wärmeerzeuger der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XTN	4.13	4.3.3.2

Name	Beschreibung	Lösungs- modul	Gleichung	Kapitel
Ungleichungen zur Entlade- und Ladeleistungsüberwachung für neue elektr. Speicher				
SLU	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten Lade- und Entladeleistungen neuer elektrischer Speicher	XSN	4.16, 4.17	4.3.3.3
SIL	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Lade- und Entladeleistungen neuer elektrischer Speicher	XIP	4.16, 4.17	4.3.3.3
Ungleichungen zur Kapazitätsüberwachung für neue elektr. Speicher				
SCU	Koeffizienten zur Berücksichtigung des zeitaufgelösten Speicherstandes neuer elektrischer Speicher	XPN	4.15	4.3.3.3
SIC	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Kapazitäten neuer elektrischer Speicher	XIC	4.15	4.3.3.3
Emissionsungleichung				
EKB	Koeffizienten für bestehende Kraftwerke: Zeitschrittdauer multipliziert mit dem Quotienten aus dem Emissionsfaktor des zugehörigen Brennstoffs und dem elektrischen Nutzungsgrad des Kraftwerkstyps	XKB	4.29, 4.31	4.3.3.6
EKN	Koeffizienten für neue Kraftwerke: Zeitschrittdauer multipliziert mit dem Quotienten aus dem Emissionsfaktor des zugehörigen Brennstoffs und dem elektrischen Nutzungsgrad des Kraftwerkstyps	XKN	4.29, 4.31	4.3.3.6
EWB	Koeffizienten für bestehende Wärmeerzeuger: Zeitschrittdauer multipliziert mit dem Quotienten aus dem Emissionsfaktor des zugehörigen Brennstoffs und dem thermischen Nutzungsgrad des Wärmeerzeugertyps	XQB	4.29, 4.30	4.3.3.6
EWN	Koeffizienten für neue Wärmeerzeuger: Zeitschrittdauer multipliziert mit dem Quotienten aus dem Emissionsfaktor des zugehörigen Brennstoffs und dem thermischen Nutzungsgrad des Wärmeerzeugertyps	XQN	4.29, 4.30	4.3.3.6
EGR	Emissionsgrenze		4.29	4.3.3.6
Ungleichungen für Zubauabhängigkeiten neuer elektr. Speicher				
ZAP	Koeffizienten α aus den Zubauabhängigkeiten für neue elektrische Speicher und Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Lade- und Entladeleistungen	XIP	4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3
ZAC	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Speicherkapazität neuer elektrischer Speicher	XIC	4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3
Brennstoffgleichungen				
BOG	Koeffizienten für bestehende Kraftwerke: Quotienten aus Zeitschrittdauer und dem elektrischen Nutzungsgrad des Kraftwerkstyps	XKB	4.32, 4.34	4.3.3.7
BON	Koeffizienten für neue Kraftwerke: Quotienten aus Zeitschrittdauer und dem elektrischen Nutzungsgrad des Kraftwerkstyps	XKN	4.32, 4.34	4.3.3.7
WBB	Koeffizienten für bestehende Wärmeerzeuger: Quotienten aus Zeitschrittdauer und dem thermischen Nutzungsgrad des Wärmeerzeugertyps	XQB	4.32, 4.33	4.3.3.7
WBN	Koeffizienten für neue Wärmeerzeuger: Quotienten aus Zeitschrittdauer und dem thermischen Nutzungsgrad des Wärmeerzeugertyps	XQN	4.32, 4.33	4.3.3.7
BSG	Brennstoffgrenze		4.32	4.3.3.7
Ungleichung für Abschaltenergie				
ABS	Koeffizienten zur Berücksichtigung der Abschaltleistung	XPA	4.27	4.3.3.5
ABG	maximale abgeregelte Energiemenge		4.27	4.3.3.5
Wärmelastungleichungen für Bestandswärmeerzeuger				
QWB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten thermischen Leistungen bestehender Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XQB	4.9	4.3.3.1
QLG	Koeffizienten: Quotient aus zeitaufgelöster Wärmelast und Nutzungsgrad des Wärmeversorgungstyps der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XAB	4.9	4.3.3.1
QHB	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten Lade- und Entladeleistungen bestehender Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHB	4.9	4.3.3.1
Wärmelastungleichungen für neue Wärmeerzeuger				
QWN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten thermischen Leistungen neuer Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XQN	4.9	4.3.3.1
QLN	Koeffizienten: Quotient aus zeitaufgelöster Wärmelast und Nutzungsgrad des Wärmeversorgungstyps der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XAN	4.9	4.3.3.1
QHN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHN	4.9	4.3.3.1
Ungleichungen für thermische Leistungsüberwachung neuer Wärmeerzeuger				
QWK	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten thermischen Leistungen neuer Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XQN	4.10	4.3.3.1
TMN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten thermischen Leistungen neuer Wärmeerzeuger in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XTN	4.10	4.3.3.1
Ungleichungen zur Entlade- und Ladeleistungsüberwachung für neue Wärmespeicher				
UQN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XHN	4.16, 4.17	4.3.3.3
TSN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Lade- und Entladeleistungen neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XXN	4.16, 4.17	4.3.3.3
Ungleichungen zur Kapazitätsüberwachung für neue Wärmespeicher				
UCN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten Speicherstände neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XDN	4.15	4.3.3.3
CSN	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Speicherkapazitäten neuer Wärmespeicher in der jeweiligen Wärmesystemgruppe	XCN	4.15	4.3.3.3
Ungleichungen für elektrische Leistungsüberwachung neuer Kraftwerke				
KLU	Koeffizienten zur Berücksichtigung der zeitaufgelösten elektrischen Leistungen neuer Kraftwerke	XKN	4.28	4.3.3.5
KIL	Koeffizienten: Produkt aus den Reduktionsfaktoren und den installierten Nettoleistungen neuer Kraftwerke	XKI	4.28	4.3.3.5
Ungleichungen für Zubauabhängigkeiten neuer Wärmespeicher				
ZTS	Koeffizienten α aus den Zubauabhängigkeiten für neue Wärmespeicher und Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Lade- und Entladeleistungen	XXN	4.18, 4.19, 4.20	4.3.3.3
ZCS	Koeffizienten zur Berücksichtigung der installierten Speicherkapazität neuer Wärmespeicher	XCN	4.19, 4.20	4.3.3.3

Kraftwerke
elektrische Speicher
Abschaltleistung
Wärmeerzeuger
thermische Speicher
Wärmesystemmodule
rechte Seite von Gleichungen bzw. Ungleichungen

A2 Glossar

Abschaltenergie ist die aus der Abschaltleistung (s. u.) resultierende, nicht integrierte Energiemenge. Anders formuliert handelt es sich dabei um die kumulierte negative elektrische Residualenergie.

Abschaltleistung ist die überschüssige elektrische Erzeugungsleistung aus gesetzten Stromerzeugungsanlagen (Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Laufwasserkraft), die nicht volkswirtschaftlich sinnvoll im Stromsystem integriert werden kann.

Bestandsentwicklung bezeichnet die zeitliche Entwicklung des Anlagenbestands entsprechend der Anlagenlebensdauer anhand einer Kenngröße, wie z. B. der installierten Leistung oder der Anlagenzahl. Als Beispiel kann die zeitliche Entwicklung der installierten Leistung des aktuellen Bestands an Steinkohlekraftwerken genannt werden. Unter der Annahme, dass in den letzten Jahren jährlich dieselbe Leistung installiert worden ist und die mittlere Lebensdauer 40 Jahre beträgt, ist nach der Bestandsentwicklung in 20 Jahren noch die Hälfte der aktuell installierten Leistung vorhanden.

Elektrische Speicher sind im Rahmen dieser Arbeit Speicher, die elektrische Energie zum Laden beziehen und elektrische Energie beim Entladevorgang abgeben. Die Art der Speicherung zwischen Laden und Entladen kann unterschiedlicher Natur sein (z. B. potenzielle Energie oder chemisch gebundene Energie) und spielt für die Bezeichnung „elektrische Speicher“ keine Rolle. Diese Bezeichnung, die für die betrachteten Speicher im wörtlichen Sinn nicht korrekt ist, da in diesen Fällen nicht elektrische Energie gespeichert wird, wurde dennoch gewählt, um den Lesefluss zu verbessern.

Elektrischer Wirkungsgrad ist definiert als der Quotient aus erzeugter elektrischer Leistung und zugeführter Brennstoffleistung. [110]

Fixe Kosten sind Kosten, die „unabhängig von der Produktionsmenge [...] innerhalb der technischen Kapazität stets in gleicher Höhe anfallen“ [111, p. 195]. Dazu zählen unter anderem die Zinsen für Investitionen und die Abschreibungen, die durch Alterung der Anlagen verursacht werden [111, p. 195].

Gesetzte Einspeisung ist elektrische Energie aus Wasserkraft, Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Geothermie. Elektrische Energie, die aus biogenen Brennstoffen oder in KWK-Anlagen erzeugt wird, wird hier durch das Modell optimiert und zählt deshalb nicht zur gesetzten Einspeisung.

Gesetzte Wärmeerzeuger sind Wärmeerzeuger, die nach einem definierten Einsatzprofil Wärme erzeugen, wie z. B. solarthermische Anlagen, Scheitholzöfen oder Elektro-Warmwasserbereiter.

Grüne-Wiese-Ansatz bezeichnet den Ansatz einer Optimierung des Anlagenzubaus, bei dem für jedes Simulationsjahr ein eigenes Optimum als Ergebnis ausgegeben wird, selbst wenn sich der Simulationszeitraum über mehrere Jahre erstreckt. Es handelt sich also weder um einen intertemporalen Ansatz über mehrere Jahre noch werden Ergebnisse vorheriger Simulationsjahre berücksichtigt. Der sich ergebende Anlagenzubau wird quasi jährlich „auf die grüne Wiese“ gestellt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer und thermischer Leistung mit einer einzigen Anlage.

Kraftwerke bezeichnen in der vorliegenden Arbeit nur Kraftwerke, die nicht vorrangig elektrische Energie ins Netz einspeisen. Das bedeutet, dass Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke, Windenergieanlagen und geothermische Stromerzeugungsanlagen in diesem Fall nicht als Kraftwerke bezeichnet werden.

Last bezeichnet – im Gegensatz zum Begriff Leistung – den Bezug elektrischer oder thermischer Leistung durch Verbraucher.

Leistung bezeichnet in der Regel – im Gegensatz zum Begriff Last – die Erzeugung elektrischer oder thermischer Energie pro Zeiteinheit. Sie wird in der Einheit Watt (W) angegeben.

Nutzungsgrad ist definiert als der Quotient aus abgegebener Energie und zugeführter Energie, beispielsweise in Form von Brennstoff, über einen bestimmten Zeitraum.

Reine Wärmeerzeuger sind alle Wärmeerzeuger, die nur Wärme erzeugen, d. h. konventionelle Wärmeerzeuger und elektrische Wärmeerzeuger. KWK-Anlagen gehören nicht zu den reinen Wärmeerzeugern.

Residuallast bezeichnet die elektrische Last abzüglich der gesetzten Einspeisung elektrischer Energie, wobei im Rahmen dieser Arbeit die gesetzte Einspeisung aus Wasserkraft, Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Geothermie stammt.

Ruhennutzungsgrad beschreibt den durch Selbstentladung bedingten Nutzungsgrad von Speichern.

Stromkennzahl wird nach dem § 3, Abs. 8 des KWK-Gesetzes [4] wie folgt definiert: „Stromkennzahl ist das Verhältnis der KWK-Nettostromerzeugung zur KWK-Nutzwärmeerzeugung in einem bestimmten Zeitraum. Die KWK-Nettostromerzeugung entspricht dabei dem Teil der Nettostromerzeugung, der physikalisch unmittelbar mit der Erzeugung der Nutzwärme gekoppelt ist.“ Den Kehrwert der Stromkennzahl bezeichnet man als Wärmekennzahl.

Variable Kosten sind Kosten, die sich mit der Produktionsmenge ändern [111, p. 195]. So verursacht beispielsweise der Bedarf an Brennstoffen und elektrischer Energie variable Kosten.

Wärmeerzeuger bezeichnet alle Anlagen, die Wärme erzeugen können, unabhängig davon, ob damit gleichzeitig Strom erzeugt wird oder nicht. Somit gehören im Rahmen dieser Arbeit zu den Wärmeerzeugern konventionelle Wärmeerzeuger, elektrische Wärmeerzeuger und KWK-Anlagen.

Wärmesystemanteil ist das Verhältnis der installierten thermischen Leistungen der Wärmeerzeuger einer Wärmesystemgruppe zur gesamten installierten thermischen Leistung aller Wärmeerzeuger aller Wärmesystemgruppen.

Wärmesystemgruppe ist ein Abbild eines typischen, jeweils geschlossenen Wärmesystems mit Quellen und zugehörigen Senken. Anders formuliert ist eine Wärmesys-

temgruppe eine Zusammenfassung gleichartiger Strukturen aus Wärmeerzeugern (differenziert nach Wärmeerzeugertyp und Brennstoff) und Wärmeversorgungstyp.

Wärmeversorgungstyp stellt die Art der Wärmebereitstellung dar. Grundsätzlich kann dabei zwischen Objektversorgung und Wärmenetzversorgung unterschieden werden. In der Objektversorgung wird die Wärme im Objekt erzeugt, in der Wärmenetzversorgung von außen dem Objekt zugeführt.

Zyklusnutzungsgrad beschreibt den kombinierten Nutzungsgrad aus Ladung und Entladung von Speichern.

A3 Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Adiabates Druckluftspeicherwerk (advanced adiabatic compressed air energy storage)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Agentur für Erneuerbare Energien
BHKW	Blockheizkraftwerk
DKW	Dampfkraftwerk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFOM	Energy Flow Optimization Model
EWE	elektrischer Wärmeerzeuger
FS	Frischsubstanz
GHD	Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GT	Gasturbine
H ₂ -GuD	Wasserstoff-Kavernenspeicher mit GuD-Kraftwerk zur Rückverstromung
HK	Heizkessel
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
IMAKUS	Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern
inst.	installiert
Kond.	Kondensationsbetrieb
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
MARKAL	Market Allocation Model
MESTAS	Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung von Speichern
MOGLIE	Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung im Erzeugungssystem
MOWIKA	Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerksausbaus
PSW	Pumpspeicherwerk

PV	Photovoltaik
SOC	Ladestand (state of charge)
TIMES	The Integrated Market Eform System
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
WEA	Windenergieanlage
WET	Wärmeerzeugertyp
WSA	Wärmesystemanteil
WSG	Wärmesystemgruppe
WVT	Wärmeversorgungstyp
ZIES	Zentrum für Innovative Energiesysteme
ZS	Zeitschritt

A4 Formelzeichen und Indizes

Lateinische Buchstaben

Formelzeichen

A	Matrix der Koeffizienten der Ungleichungen
A_{eq}	Matrix der Koeffizienten der Gleichungen
A_N	Gebäudenutzfläche
$a_{eq,i,k}$	Koeffizienten der Gleichungen der Nebenbedingungen
$a_{j,k}$	Koeffizienten der Ungleichungen der Nebenbedingungen
B	Menge aller KWK-Anlagen
\underline{b}	Vektor der rechten Seite der Ungleichungen
$\underline{b_{eq}}$	Vektor der rechten Seite der Gleichungen
$b_{eq,i}$	Wert der rechten Seite der Gleichungen der Nebenbedingungen
b_j	Wert der rechten Seite der Ungleichungen der Nebenbedingungen
C	Menge aller elektrischen Wärmeerzeuger
E	Energie
E_{ab}	maximal zulässige Abschaltenergie
F	Emissionen
F_{max}	Emissionsgrenze
f	Emissionsfaktor
$f_{\ddot{u},K}$	Faktor für die Kessel-Überdimensionierung
g	Nutzungsgrad
\underline{g}	Kostenvektor
g_k	Koeffizienten in der Zielfunktion
H_u	Heizwert
K	Kosten
$K_{fix,ges}$	gesamte Fixkosten
K_I	Investitionskosten
$K_{I,a}$	annuitätische Investitionskosten pro Jahr

$K_{var,ges}$	gesamte variable Kosten
k	spezifische Kosten
\underline{lb}	Untergrenzenvektor
P	elektrische Leistung
P_{ab}	elektrische Abschaltleistung
P_{inst}	installierte elektrische Erzeugerleistung
P_{Last}	elektrische Residuallast
p_k	kalkulatorischer Zinssatz pro Jahr
\dot{Q}	Wärmeleistung bzw. Heizleistung
\dot{Q}_{inst}	installierte Wärmeleistung
$\dot{Q}_{inst,ges}$	gesamte installierte Wärmeleistung
\dot{Q}_{Last}	Wärmelast
$\dot{Q}_{Last,ges}$	gesamte Wärmelast
$Q_{thSp,SOC}$	Speicherstand des Wärmespeichers
q_H	spezifischer Heizwärmebedarf
ΔT	Dauer eines Zeitschritts
T_{LD}	Lebensdauer in Jahren
t	Zeitpunkt
\underline{ub}	Obergrenzenvektor
\underline{x}	Lösungsvektor
x_k	Entscheidungsvariablen
$x_{lb,k}$	Untergrenze für Entscheidungsvariable
$x_{ub,k}$	Obergrenze für Entscheidungsvariable
z	Anzahl der Zeitschritte

Indizes und Laufvariablen

<i>ab</i>	Abschalt...
<i>B</i>	Bestand
<i>BJ</i>	Basisjahr
<i>BS</i>	Brennstoff
<i>b</i>	Laufvariable für Brennstofftyp 1 ... <i>o</i>
<i>c</i>	Laufvariable für Wärmeerzeugertyp 1 ... <i>m</i>
<i>d</i>	Laufvariable für Wärmeversorgungstyp 1 ... <i>u</i>
<i>E</i>	Entladen
<i>e</i>	Laufvariable für Stromerzeuger 1 ... <i>r</i>
<i>elSp</i>	elektrischer Speicher
<i>f</i>	Laufvariable für elektrische Speicher 1 ... <i>w</i>
<i>GB</i>	Gebäude
<i>ges</i>	Gesamt...
<i>h</i>	Laufvariable für thermische Speicher 1 ... <i>v</i>
<i>i</i>	Laufvariable für die Gleichungen 1 ... <i>p</i>
<i>inst</i>	installiert
<i>j</i>	Laufvariable für die Ungleichungen 1 ... <i>q</i>
<i>KW</i>	Kraftwerke
<i>k</i>	Laufvar. für Entscheidungsvar. u. Koeffizienten in der Zielfunktion 1 ... <i>n</i>
<i>L</i>	Laden
<i>l</i>	Anzahl an Wärmesystemgruppen
<i>lb</i>	Untergrenze (lower bound)
<i>m</i>	Anzahl an Wärmeerzeugertypen
<i>N</i>	Neuinstallation
<i>n</i>	Anzahl an Entscheidungsvariablen und Koeffizienten in der Zielfunktion
<i>o</i>	Anzahl an Brennstofftypen
<i>p</i>	Anzahl an Gleichungen
<i>q</i>	Anzahl an Ungleichungen

<i>Rück</i>	Rückbau
<i>r</i>	Anzahl an Kraftwerkstypen
<i>SE</i>	Selbstentladung
<i>SJ</i>	Simulationsjahr
<i>s</i>	Laufvariable für Wärmesystemgruppe 1 ... <i>l</i>
<i>th</i>	thermisch
<i>thSp</i>	Wärmespeicher
<i>u</i>	Anzahl an Wärmeversorgungstypen
<i>ub</i>	Obergrenze (upper bound)
<i>v</i>	Anzahl an thermischen Speichern
<i>var</i>	variabel
<i>WE</i>	Wärmeerzeuger
<i>WVT</i>	Wärmeversorgungstyp
<i>w</i>	Anzahl an elektrischen Speichern
<i>Zu</i>	Zubau

Griechische Buchstaben

α	Zubauabhängigkeitsfaktor für Speicher
ε	Wärmesystemanteil
ε_d	Wärmeversorgungstypanteil des Wärmeversorgungstyps <i>d</i>
ε_s	Wärmesystemanteil der Wärmesystemgruppe <i>s</i>
γ	Einsatzprofilfaktor für gesetzte Wärmeerzeuger
ν	Systemdienstleistungsbonus
σ	Stromkennzahl
$\vartheta_{i, Norm}$	Norm-Innentemperatur
$\vartheta_{u, min}$	Norm-Außentemperatur

A5 Bilderverzeichnis

Bild 1.1:	Übersicht über die Hauptteile der vorliegenden Arbeit.....	4
Bild 2.1:	Bruttostromerzeugung nach verwendeten Energieträgern im Jahr 2011 [3, p. 22].....	7
Bild 2.2:	Inlandsverbrauch von Strom nach Sektoren ohne Verluste, Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch im Jahr 2011 [9, p. 21].....	7
Bild 2.3:	Endenergieverbrauch nach Wärmeanwendungen und sonstigen Verwendungszwecken und nach Sektoren im Jahr 2011; Daten aus [10, p. 25].....	9
Bild 2.4:	Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen nach Endenergieträger über alle Sektoren im Jahr 2011; Daten aus [10, p. 26].....	10
Bild 3.1:	Ablaufdiagramm des Modells IMAKUS [6, p. 34].....	22
Bild 4.1:	Eingangsgrößen und Ausgangsgrößen des erweiterten Energiesystemmodells.....	27
Bild 4.2:	Vereinfachte schematische Struktur des Energiesystemmodells.....	29
Bild 4.3:	Schematische Darstellung der zeitlichen Entwicklung der gesamten installierten Leistung aller Wärmeerzeuger aufgeteilt auf die Wärmesystemgruppen des Bestands B1 bis B3 (blau) und die neuen Wärmesystemgruppen N1 bis N3 (grün). Flächig eingefärbt sind die installierten Leistungen zur Deckung der Maximallast (max), schraffiert die installierten Überkapazitäten (ÜK). Die rote Linie markiert die Summe der Lastmaxima der Wärmesystemgruppen des jeweiligen Jahres.....	33
Bild 4.4:	Modulplan MESTAS mit den zugehörigen Gleichungsnummern; blaue Bereiche nach [6].....	39
Bild 5.1:	Entwicklung der reduzierten, frei disponiblen elektrischen Nettonennleistung der bestehenden Kondensationskraftwerke nach der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik sowie nach [29] und [30].....	65
Bild 5.2:	Charakteristiken der Einspeisezeitreihen von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Wasserkraftanlagen und geothermischen Stromerzeugungsanlagen [7, p. 38] [36] [37].....	69

Bild 5.3:	Elektrische Energie aus erneuerbaren Energien (Jahr 2012 aus [34, p. 9], übrige Jahre nach [35, p. 115]) und resultierende installierte elektrische Leistung der zugehörigen Anlagen (eigene Berechnung)	70
Bild 5.4:	Links: Speicherkapazität (Fläche der Kreise) über der Nennentladeleistung und der Nennladeleistung der elektrischen Bestandsspeicher; rechts: zugehörige Nutzungsgrade der Bestandsspeicher; nach [7, p. 96]	71
Bild 5.5:	Korrigiertes, normiertes elektrisches Lastprofil für vier Beispielwochen; eigene Berechnung nach [10, p. 26] [38] [39]	74
Bild 6.1:	Installierte Leistungen nach Wärmeerzeugertyp und Anzahl an Wohnungen pro Wohngebäude	80
Bild 6.2:	Bestandsentwicklung der objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeuger als Anteil an der installierten thermischen Leistung des Jahres 2012; eigene Annahmen und eigene Berechnungen nach den in den Kapiteln 6.2.1 und 6.2.2 angegebenen Quellen	83
Bild 6.3:	Beispiel zur Darstellung von Wärmenetzen anhand ihrer Attribute, d. h. der normierten Leistungen der drei Anlagentypen, die in diesen Wärmenetzen vorkommen	88
Bild 6.4:	Beispiel für die Baumstruktur eines hierarchischen Clusterverfahrens; eigene Darstellung	91
Bild 6.5:	Entwicklung der bestehenden Wärmenetze und der zugehörigen Erzeugungsanlagen	96
Bild 6.6:	Mittlere Bestandsentwicklungen der gesetzten Wärmeerzeuger ...	102
Bild 6.7:	Auf die installierte thermische Leistung normiertes stündliches Einsatzprofil von Scheitholzöfen für Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag bei einer 3-Tages-Mitteltemperatur von 2 °C; eigene Annahmen und Berechnungen auf Basis von [36] [65] [66] [67] [68]	103
Bild 6.8:	Stündliche Verteilung der Tageszapfmengen für Montag bis Freitag und für das Wochenende; eigene Berechnungen nach [69, p. 8]	105
Bild 6.9:	Anteile der installierten thermischen Leistungen aller Wärmeerzeuger an der frei einsetzbaren installierten thermischen Gesamtleistung nach Wärmesystemgruppen im Bestand des Jahres 2012	107

Bild 6.10:	Entwicklung der installierten thermischen Leistungen aller Wärmerezeuger des Bestands des Jahres 2012	107
Bild 6.11:	Normiertes Tagesgaslastprofil für ein Einfamilienhaus für einen Tag mit einer Tagesmitteltemperatur zwischen 0 °C und 5 °C [97, p. 54].....	131
Bild 6.12:	Leistungsfaktor für Haushalte zur Gewichtung der Wärmelastgänge für Raumwärme und Warmwasser in Abhängigkeit von der Außentemperatur; nach [97, pp. 30, 54].....	131
Bild 6.13:	Gesamtwärmelastgang für das Jahr 2012 zusammengesetzt aus den Teillastgängen für Haushalte (HH) und GHD/Industrie.....	133
Bild 6.14:	Einzellastgänge der Wärmesystemgruppen B1 bis B18 des Bestands des Jahres 2012 für den Zeitraum von 17. bis 23. Januar 2012	133
Bild 7.1:	Verlauf der Tagesmitteltemperatur und der Drei-Tages-Mitteltemperatur für das meteorologische Basisjahr 2012 [36] [67] [68]	135
Bild 7.2:	Zeitliche Entwicklung der vorgegebenen Brennstoffkosten in € ₂₀₁₀ bezogen auf den Heizwert des Brennstoffs in MWh, bei Kernenergie in € ₂₀₁₀ je MWh erzeugte elektrische Energie	136
Bild 7.3:	Verlauf der CO ₂ -Emissionsgrenzen; eigene Berechnung nach [10, p. 25] [99, p. 12] und [105, p. 2]	140
Bild 8.1:	Entwicklung der installierten elektrischen Netto-Kraftwerksleistung ohne und mit Wärmeauskopplung sowie der Speicherentladeleistung elektrischer Speicher im <i>BASIS</i> -Szenario.....	143
Bild 8.2:	Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im <i>BASIS</i> -Szenario.....	144
Bild 8.3:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im <i>BASIS</i> -Szenario.....	145
Bild 8.4:	Entwicklung der installierten thermischen Leistungen von konventionellen, elektrischen und KWK-Wärmerezeugern sowie der Entladeleistung thermischer Speicher im <i>BASIS</i> -Szenario.....	147
Bild 8.5:	Installierte thermische Leistung nach Wärmerezeugertyp im <i>BASIS</i> -Szenario	148
Bild 8.6:	Wärmerezeugung nach Wärmerezeugertypen im <i>BASIS</i> -Szenario.....	149

Bild 8.7:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den neuen Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (links oben), 2030 (rechts oben), 2040 (links unten) und 2050 (rechts unten) im <i>BASIS</i> -Szenario.....	151
Bild 8.8:	Thermische Leistung des Elektro-Heizeinsatzes in Wärmesystemgruppe N1 über den Grenzkosten der Stromerzeugung für alle Stunden des Jahres 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario; Begrenzung der Skala der Grenzkosten: in vier Stunden treten Grenzkosten von mehr als 220 € ₂₀₁₀ /MWh _{el} auf; dabei wird der elektrische Heizeinsatz nicht eingesetzt.....	153
Bild 8.9:	Zeitlicher Einsatz aller, in unterschiedlichen Wärmesystemgruppen vorhandenen neuen KWK-Anlagen im Jahr 2050; Sortierung nach Ausnutzungsdauer der Anlagen	154
Bild 8.10:	Verwendeter Wärmeerzeuger zur Wärmespeicherladung in der Wärmesystemgruppe N1 im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario in Stundenauflösung.....	156
Bild 8.11:	Speicherstände über alle Wärmespeicher in der Objektversorgung (WVT1, links) und in der Wärmenetzversorgung (WVT2, rechts) über 24 Stunden und 365 Tage im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario	158
Bild 8.12:	Verwendete Wärmeerzeuger zur Wärmespeicherladung in der Wärmesystemgruppe 10 im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario in Stundenauflösung.....	159
Bild 8.13:	Wärmebilanz mit Wärmeverbrauch, Wärmeverlusten und Wärmeüberproduktion im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario	160
Bild 8.14:	Abhängigkeit des elektrischen Leistungsbezugs aller Wärmepumpen (links) und aller Elektro-Heizeinsätze (rechts) von der gesetzten Einspeisung aus Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie für alle Stunden des Jahres 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario	161
Bild 8.15:	Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallasten im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario mit und ohne Berücksichtigung des Einsatzes elektrischer Speicher sowie mit und ohne Berücksichtigung elektrischer Wärmeerzeuger	162
Bild 8.16:	Wärmeüberproduktion aus solarthermischen Anlagen in den Wärmesystemgruppen N1 und N9 (links) und aus Biogasanlagen in der Wärmesystemgruppe N12 im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario.....	163

Bild 8.17:	Abschaltenergien mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger im <i>BASIS</i> -Szenario.....	164
Bild 8.18:	Brennstoffbedarf im <i>BASIS</i> -Szenario.....	165
Bild 8.19:	Grenzkosten der Stromerzeugung im <i>BASIS</i> -Szenario im Jahr 2050; Ordinatenachse begrenzt.....	166
Bild 8.20:	Geordnete Grenzkosten der Stromerzeugung (oben), der Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmesystemgruppen (Mitte) und in neuen Wärmesystemgruppen (unten) im Jahr 2050 im <i>BASIS</i> -Szenario	168
Bild 8.21:	Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario <i>ohneBSG</i>	171
Bild 8.22:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario <i>ohneBSG</i>	172
Bild 8.23:	Installierte thermische Leistungen nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>ohneBSG</i>	172
Bild 8.24:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario <i>ohneBSG</i>	173
Bild 8.25:	Brennstoffbedarf im Szenario <i>ohneBSG</i>	174
Bild 8.26:	Speicherstand über alle Wärmespeicher in der Wärmenetzversorgung (WVT2, links) und der Druckluftspeicher (rechts) über 24 Stunden und 365 Tage im Szenario <i>ohneBSG</i> im Jahr 2050	175
Bild 8.27:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario <i>ohneTS</i>	176
Bild 8.28:	Installierte thermische Leistungen der Wärmeerzeuger nach Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 im Szenario <i>ohneTS</i>	177
Bild 8.29:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>ohneTS</i>	178
Bild 8.30:	Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario <i>ohneES</i>	179
Bild 8.31:	Abhängigkeit der elektrischen Last der ideal eingesetzten Elektro-Heizeinsätze von der Residuallast (inkl. elektrischer Wärmeerzeuger ohne Elektro-Heizeinsätze) im Szenario <i>ohneES</i> für alle Stunden im Jahr 2050	180
Bild 8.32:	Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario <i>ohneELWE</i>	181

Bild 8.33:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario <i>ohneELWE</i>	183
Bild 8.34:	Installierte thermische Leistungen nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>ohneELWE</i>	184
Bild 8.35:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im Szenario <i>ohneELWE</i>	184
Bild 8.36:	Speicherstand des Wärmespeichers in Wärmesystemgruppe N9 über 24 Stunden und 365 Tage im Szenario <i>ohneELWE</i> im Jahr 2050.....	185
Bild 8.37:	Geordnete Grenzkosten der Stromerzeugung der Szenarien <i>ohneELWE</i> und <i>BASIS</i> (oben), der Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmesystemgruppen im Szenario <i>ohneELWE</i> (Mitte) und in neuen Wärmesystemgruppen im Szenario <i>ohneELWE</i> (unten) im Jahr 2050	187
Bild 8.38:	Installierte elektrische Netto-Kraftwerksleistungen im Szenario <i>ohneEHE</i>	188
Bild 8.39:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für die Jahre 2020 (l. o.), 2030 (r. o.), 2040 (l. u.) und 2050 (r. u.) im Szenario <i>ohneEHE</i>	189
Bild 8.40:	Abschaltenergie mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger im Szenario <i>ohneEHE</i>	190
Bild 8.41:	Installierte thermische Leistung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>VKplus</i>	193
Bild 8.42:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>VKplus</i>	193
Bild 8.43:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario <i>INVminus</i>	195
Bild 8.44:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>INVminus</i>	196
Bild 8.45:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>WPGminus</i>	197
Bild 8.46:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger im Jahr 2050 im Szenario <i>WPGminus</i>	197
Bild 8.47:	Entwicklung des Brennstoffbedarfs im Szenario <i>WPGminus</i>	198
Bild 8.48:	Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien für die Szenarien <i>EEminus</i> (links) und <i>EEplus</i> (rechts)	200

Bild 8.49:	Anteil der erneuerbaren Energien am elektrischen Energieverbrauch (ohne elektr. Heizung und Warmwasserbereitung); Erzeugung ohne Biomasse und Import von regenerativ erzeugter elektrischer Energie.....	200
Bild 8.50:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie in den Szenarien <i>EEminus</i> (links) und <i>EEplus</i> (rechts).....	201
Bild 8.51:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen in den Szenarien <i>EEminus</i> (links) und <i>EEplus</i> (rechts).....	202
Bild 8.52:	Zeitlicher Einsatz der Wärmeerzeuger der Wärmesystemgruppe N6 im Jahr 2050 im Szenario <i>EEplus</i>	202
Bild 8.53:	Abschaltenergie mit und ohne elektrische Speicher sowie mit und ohne elektrische Wärmeerzeuger in den Szenarien <i>EEminus</i> (links) und <i>EEplus</i> (rechts).....	203
Bild 8.54:	Relative Entwicklungen des Strom- und Wärmeverbrauchs der drei Szenarien <i>BASIS</i> , <i>LASTplus</i> und <i>LASTminus</i> bezogen auf das Jahr 2012	204
Bild 8.55:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen in den Szenarien <i>LASTplus</i> (links) und <i>LASTminus</i> (rechts)	205
Bild 8.56:	Zeitliche Entwicklung der jährlichen Emissionsgrenzen in den Szenarien <i>BASIS</i> und <i>CO2minus</i>	206
Bild 8.57:	Erzeugte elektrische Energie nach Kraftwerkstyp und Abschaltenergie im Szenario <i>CO2minus</i>	207
Bild 8.58:	Dimensionierung der Wärmeerzeuger in den Wärmesystemgruppen für das Jahr 2050 im Szenario <i>CO2minus</i>	207
Bild 8.59:	Wärmeerzeugung nach Wärmeerzeugertypen im Szenario <i>CO2minus</i>	208
Bild 8.60:	Anteile der wärmenetzgebundenen Versorgung nach Szenarien und Jahren	210
Bild 8.61:	Anteile der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung für alle Szenarien und Simulationsjahre, befeuert mit regenerativen und nichtregenerativen Brennstoffen	213
Bild 8.62:	Überblick über die optimalen Kapazitäten elektrischer und thermischer Speicher für alle Szenarien	214

Bild 8.63:	Abweichung der Gesamtkosten gegenüber dem <i>BASIS</i> -Szenario; Gesamtkosten bestehend aus den variablen Kosten aller Anlagen und den Fixkosten neuer Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung und Strom- und Wärmespeicherung	218
Bild 8.64:	Abschaltenergiemengen für alle Szenarien und Jahre	222
Bild 8.65:	Thermische Überschüsse aus KWK-Anlagen und gesetzten Wärmeerzeugern in allen Szenarien und allen Jahren	223
Bild 8.66:	Installierte thermische Leistung von Elektro-Heizeinsätzen in allen Szenarien und allen Simulationsjahren	224
Bild 8.67:	Erzeugte thermische Energie aus Elektro-Heizeinsätzen in allen Szenarien und allen Simulationsjahren	224

A6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1:	Übersicht über Wärmeerzeugergrundtypen und Beispiele.....	35
Tabelle 5.1:	Typspezifische Anteile der frei disponiblen elektrischen Leistung von bestehenden KWK-Anlagen nach Kraftwerkstyp; eigene Berechnung nach [7, p. 33] [29] [31, pp. 77, 80]	63
Tabelle 5.2:	Reduktionsfaktoren zur Berücksichtigung der Arbeitsverfügbarkeit nach Kraftwerkstyp [6, pp. 40-41, 136] [7, p. 36] [32] [33].....	64
Tabelle 5.3:	Minima und Maxima der Netto-Nennwirkungsgrade der bestehenden Kondensationskraftwerke nach Kraftwerkstyp nach der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.....	66
Tabelle 5.4:	Sonstige variable Betriebskosten für bestehende Kondensationskraftwerke nach Kraftwerkstyp in EUR/MWh _{el} für die betrachteten Jahre [7]	66
Tabelle 5.5:	Technische und ökonomische Daten der Neubaukraftwerke [7, p. 35].....	67
Tabelle 5.6:	Ausnutzungsdauern und maximale tatsächliche Leistung aller Erzeuger des Anlagentyps bezogen auf die installierte Leistung des Anlagentyps (max. Gleichzeitigkeitsgrad); eigene Berechnungen nach [7], [36] und [37]	70
Tabelle 5.7:	Übersicht über die technischen und kostenseitigen Daten der elektrischen Neubauspeicher für alle Simulationsjahre [7, p. 42].....	72
Tabelle 5.8:	Elektrischer Energieverbrauch inkl. Netzverluste abzüglich elektrischer Wärmeerzeugung sowie der Anteil aus regenerativen Energien (ohne Biomasse) im <i>BASIS</i> -Szenario	75
Tabelle 6.1:	Wohnflächen aller bewohnten Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in Mio. m ² ; eigene Berechnungen nach [40, pp. WS-07].....	78
Tabelle 6.2:	Installierte thermische Leistung aller bewohnten Wohnungen nach Baualtersklasse und nach Wohnungsanzahl je Wohngebäude in GW; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [41, pp. 5, 59] [42, p. 34]	79
Tabelle 6.3:	Installierte thermische Leistung aller bestehenden Wärmeerzeuger nach Wärmeerzeugertyp und	

	Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in GW; eigene Berechnung nach Tabelle 6.2 und [43, p. 49]	80
Tabelle 6.4:	Skalierungsfaktor zur Hochskalierung der installierten thermischen Leistungen der zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung vorhandenen Wärmeerzeuger im Haushalt auf die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie abhängig vom verwendeten Endenergieträger	81
Tabelle 6.5:	Installierte thermische Leistungen von objektgebundenen frei einsetzbaren Wärmeerzeugern im Jahr 2012; eigene Berechnung nach allen in Kapitel 6.2.1 genannten Quellen	82
Tabelle 6.6:	Thermische Nutzungsgrade der objektgebundenen frei einsetzbaren Bestandswärmeerzeuger des Jahres 2012 im jeweiligen Jahr; eigene Annahmen und eigene Berechnungen nach [41, p. 14] [49, p. 162]	84
Tabelle 6.7:	Anzahl an Datensätzen zu Wärmenetzen kategorisiert nach gesicherter thermischer Engpassleistung aller Anlagen im jeweiligen Wärmenetz; eigene Berechnungen nach [58] und der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik	87
Tabelle 6.8:	Thermische Engpassleistungen der Anlagentypen in einzelnen typischen Wärmenetzen nach Wärmenetzkategorien	93
Tabelle 6.9:	Vergleich der gesamten thermischen Engpassleistungen der Anlagentypen aller bei der Clusterung berücksichtigten Wärmenetze vor und nach der Clusterung	93
Tabelle 6.10:	Hochskalierte thermische Engpassleistungen der Anlagentypen in allen typischen Wärmenetzen nach Wärmenetzkategorien im Jahr 2012, inkl. aller bei der Clusterung nicht berücksichtigten Wärmenetze	94
Tabelle 6.11:	Resultierende elektrische Leistung der an Fernwärmenetze angeschlossenen, bestehenden KWK-Anlagen.....	94
Tabelle 6.12:	Technische Daten der an Fernwärmenetzen angeschlossenen, bestehenden Erzeugungsanlagen	95
Tabelle 6.13:	Anzahl aller bewohnten Wohnungen mit ergänzender Ofenheizung nach Ofentyp und Wohnungsanzahl je Wohngebäude in Deutschland in Tausend; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [63, p. 92]	98
Tabelle 6.14:	Thermischer Nutzungsgrad von bestehenden Scheitholzöfen; eigene Annahmen nach [41, p. 14]	98

Tabelle 6.15:	Installierte thermische Leistung aller separaten Warmwassererzeuger in bewohnten Wohngebäuden in Deutschland in MW; eigene Berechnung nach [40, pp. WS-07] [41, p. 5] [63, p. 93]	99
Tabelle 6.16:	Übersicht über die installierten thermischen Leistungen der Wärmesystemgruppen des Bestands im Basisjahr 2012.....	106
Tabelle 6.17:	Übersicht über die Zuordnung der Wärmeerzeugertypen zu Wärmeerzeugergrundtypen, zu Wärmeversorgungstypen und zum Einsatz	108
Tabelle 6.18:	Technische Daten frei disponibler objektgebundener neuer Wärmeerzeuger nach Installationsjahr; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [27, p. 62] [41, p. 14] [49, p. 162] [61, pp. 31-38] [71, p. 158].....	110
Tabelle 6.19:	Investitionskosten, Abriss- und Rückbaukosten sowie jährliche Fixkosten für objektgebundene frei disponible neue Wärmeerzeuger; eigene Annahmen in Anlehnung an [27, p. 62] [49, p. 162] [61, pp. 31-38] [71, p. 158] [72] [73, p. 22 f.] [74]	111
Tabelle 6.20:	Technische Daten zu neuen wärmenetzgebundenen Wärmeerzeugern; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [25, p. 7] [41, p. 14] [49, p. 162] [60, p. 26] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [75, p. 8] [76, p. 27f.] [77, pp. 152, 153]	113
Tabelle 6.21:	Ökonomische Daten neuer wärmenetzgebundener Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [7, p. 35] [27, p. 62] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [74] [77, p. 154].....	114
Tabelle 6.22:	Technische Daten neuer gesetzter Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [41, p. 14] [49, p. 162].....	115
Tabelle 6.23:	Ökonomische Daten gesetzter Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [49, p. 162] [61, p. 37] [74].....	115
Tabelle 6.24:	Kenngößen für thermische Bestandsspeicher	118
Tabelle 6.25:	Übersicht über installierbare thermische Speichertypen und deren Kennwerte; eigene Annahmen und Berechnungen nach [16] [78] [80] [81] [82] [83] [85] [86] [87] [89] [90] [91]	123
Tabelle 6.26:	Konfigurationsmöglichkeiten für neue Wärmesystemgruppen mit Zuordnung von Wärmeversorgungstyp und Speichertyp	127
Tabelle 6.27:	Endenergieverbrauch für Wärmeanwendungen nach Sektoren für das Jahr 2011 [10, p. 25]	130

Tabelle 6.28:	Entwicklung des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser und Entwicklung der installierten thermischen Gesamtleistung frei disponibler Wärmeerzeuger	134
Tabelle 7.1:	Emissionsfaktoren der Brennstoffe; [103] [104, p. 702] und eigene Annahmen	139
Tabelle 8.1:	Ausnutzungsdauern bestehender und neuer Kraftwerke im <i>BASIS</i> -Szenario im Jahr 2050	145
Tabelle 8.2:	Anteile der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch (inkl. elektrischer Wärmeerzeugung) im <i>BASIS</i> -Szenario	146
Tabelle 8.3:	Entladeleistung, Ladeleistung und Speicherkapazität neuer elektrischer Speicher im <i>BASIS</i> -Szenario	146
Tabelle 8.4:	Zusammenfassung der optimierten Wärmeerzeugerkonfiguration im <i>BASIS</i> -Szenario im Jahr 2050 ...	152
Tabelle 8.5:	Installierte Entladeleistung, Ladeleistung und Kapazität der neuen thermischen Speicher in den ausgebauten Wärmesystemgruppen	155
Tabelle 8.6:	Anteile der objektgebundenen und wärmenetzgebundenen Versorgung im <i>BASIS</i> -Szenario	157
Tabelle 8.7:	Übersicht über die weiteren Szenarien und deren Beschreibung anhand der Veränderung der Eingangsgrößen gegenüber dem <i>BASIS</i> -Szenario.....	170
Tabelle 8.8:	Variation einiger ökonomischen Daten neuer wärmenetzgebundener Wärmeerzeuger; eigene Annahmen und Werte in Anlehnung an [7, p. 35] [27, p. 62] [61, pp. 5, 31-33] [71, p. 158] [74] [77, p. 154].....	194

A7 Quellenverzeichnis

- [1] European Commission, „Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COM(2011) 112 final,“ Brussels, 08.03.2011.
- [2] F. Musiol, T. Nieder, T. Rüther, M. Walker, U. Zimmer, M. Memmler, S. Rother, S. Schneider, K. Merkel, D. Böhme, W. Dürrschmidt und M. van Mark, „Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Juli 2012.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referat III C 3, „Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung,“ 21.05.2013. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html>. [Zugriff am 24.08.2013].
- [4] „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)“.
- [5] F. C. Matthes und H.-J. Ziesing, „Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen - Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU),“ Berlin, 2011.
- [6] P. Kuhn, „Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung,“ München, 2012.
- [7] P. Kuhn, M. Kühne und C. Heilek, „Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher. Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21) Phase II, Teilprojekt BY 1E,“ 12.09.2012. [Online]. Available: <http://mediatum.ub.tum.de/doc/1115629/1115629.pdf>. [Zugriff am 21.09.2012].
- [8] „Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. August 2013 (BGBl. I S. 3313) geändert worden ist“.
- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, „Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung,“ 03.03.2014. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>. [Zugriff am 07.08.2014].
- [10] H.-J. Ziesing, C. Rohde, H. Kleeberger, P. Tzscheutschler, B. Geiger, M. Frondel und N. Ritter, „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011,“ AG Energiebilanzen e. V.; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Karlsruhe; Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München; Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, Berlin, März 2013.
- [11] L. Volkmann, P. Riegebauer, D. Oesterwind und W. Münch, „Energetische Potenziale hybrider Wärmeerzeugung aus Ökostrom-Überangeboten nutzen,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 63. Jg., Heft 6, pp. 56-60, Juni 2013.
- [12] M. Beer, T. Schmid und D. Bernhard, „Flex - Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Teilprojekt des Forschungsvorhabens "EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP",“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2012.
- [13] M. Beer, „KWK als Stromspeicher - Vortrag am Energiewirtschaftlichen Seminar des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, München, 25.07.2011.
- [14] M. Wunsch, E.-M. Klotz, M. Koepf und G. Steudle, „Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem,“ Prognos AG, Berlin, 2013.
- [15] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., „AGFW-Hauptbericht 2011,“ Frankfurt am Main, Dezember 2012.
- [16] M. Wunsch, N. Thamling, F. Peter und F. Seefeldt, „Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien,“ Prognos AG, Berlin, 19.12.2011.

- [17] S. Richter, „Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme - Methodenentwicklung und erste Anwendung am Beispiel Augsburg,“ ökom Verlag, Gesellschaft für ökologische Kommunikation mbH, Augsburg, 2004.
- [18] „Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP),“ International Energy Agency (IEA), 2011. [Online]. Available: <http://www.iea-etsap.org/web/Times.asp>. [Zugriff am 12.08.2014].
- [19] R. Loulou, U. Remne, A. Kanudia, A. Lehtila und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model - Part I,“ Energy Technology Systems Analysis Programme - IEA, Paris, 2005.
- [20] R. Dornmair, „Bedeutung der Energiegewinnung aus dem Meer für das europäische Energiesystem,“ Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2013.
- [21] W. Lutsch, H. Neuffer, F.-G. Witterhold, W. Pfaffenberger, M. Blesl, U. Fahl, S. Kempe, A. Voß, M. Bartels, D. Lindenberger, W. Schulz, J. Gröger, L. Schneider, C. Dötsch, M. Wigbels und B. Eikmeier, „Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 3,“ AGFW e. V., Bremer Energie Institut, IER an der Universität Stuttgart, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Öko-Institut Berlin, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Frankfurt am Main, 2004.
- [22] G. Erdmann und P. Zweifel, Energieökonomik - Theorie und Anwendungen, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
- [23] „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S.1218) geändert worden ist (EEG 2014)“.
- [24] „BGH-Urteil vom 25.10.1989 - VIII ZR 229/88, BGHZ 109, 118, 126,“ 1989.
- [25] A.-C. Agricola, T. Wawer, S. Hohmeier und H. Seidl, „Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2012.
- [26] „Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 vom 26. September 2011. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 29. September 2011“.
- [27] M. Wunsch, F. Seefeldt, S. Mellahn, V. Rits, A. Piégsa, A. Wetzel und L. Dittmann, „Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung,“ Prognos AG, Berliner Energieagentur GmbH; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin, Basel, 2011.
- [28] K. Holmström, A. O. Göran und M. M. Edvall, „TOMLAB Optimization,“ 14 08 2009. [Online]. Available: tomopt.com/docs/TOMLAB_CPLEX.pdf. [Zugriff am 12.11.2012].
- [29] Umweltbundesamt, „Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung),“ [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kid.php>. [Zugriff am 24.08.2012].
- [30] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 09.11.2012) und Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand: 09.11.2012),“ [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html. [Zugriff am 22.11.2012].
- [31] VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., „Statistik der Energiewirtschaft - Ausgabe 2013,“ Energieberatung GmbH, Berlin, Juni 2013.
- [32] H. Roth, Modellentwicklung zur Kraftwerksoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien, Bd. IfE Schriftenreihe Heft 57. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München: E&M Energie und Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching, 2008.
- [33] VGB PowerTech e. V., „Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2000-2009. In: VGB Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärmekraftwerke",“ 2010. [Online]. Available: <http://www.vgb.org/shop/techn-wiss-berichte/tw103v.html>. [Zugriff am 17.12.2010].
- [34] F. Musiol, P. Bickel, T. Nieder, T. Rüter, U. Zimmer, M. Memmler, K. Merkel, S. Rother und S. Schneider, „Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen auf der Grundlage der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik (AGEE-Stat),“ 21.01.2014. [Online]. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs/_ee_in_zahlen_update_bf.pdf. [Zugriff am 25.02.2014].

- [35] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape und B. Wenzel, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global,“ Stuttgart, Kassel, Teltow, 29.03.2012.
- [36] K. Janker, „Aufbau und Bewertung einer für die Energiemodellierung verwendbaren Datenbasis an Zeitreihen erneuerbarer Erzeugung und sonstiger Daten,“ Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs am 24.04.2014 eingereichte Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München, München, 2014.
- [37] T. Gobmaier, W. Mauch, B. Michael, S. von Roon, T. Schmid, T. Mezger, J. Habermann und S. Hohlenburger, „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens, Endbericht. Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21) Phase II, Teilprojekt KW21 BY 3E,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), München, 2012.
- [38] C. Heilek, „Entwicklung eines Modells zur Synthese der elektrischen Netzlast,“ Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München, 2006.
- [39] Energie Baden-Württemberg AG, „Synthetische Lastprofile der EnBW Regional AG. Lastprofil Elektrospeicherheizung EnBW-HZ2,“ 17.02.2011. [Online]. Available: <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>. [Zugriff am 15.12.2011].
- [40] Statistisches Bundesamt, „Bauen und Wohnen - Mikrozensus Zusatzerhebung 2010 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten - Wohnsituation der Haushalte,“ Wiesbaden, 15.03.2012.
- [41] N. Diefenbach, T. Loga, R. Born, M. Großklos und C. Herbert, „Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand,“ Darmstadt, 2002.
- [42] U. Bigalke, H. Discher, H. Lukas, Y. Zeng, K. Bensmann und C. Stolte, „Der dena-Gebäudereport 2012 (Online-Leseversion),“ 09 2012. [Online]. Available: http://www.zukunftshaus.info/de/service/publikationen-downloads/zrwshopitle.html?tx_zrwshop_pi1%5Bpid%5D=87&tx_zrwshop_pi1%5Bsearch_string%5D=geb%5D=geb%5D=geb%5D&tx_zrwshop_pi1%5Bcat_uid%5D=7&tx_zrwshop_pi1%5Bcat_uid2%5D=5. [Zugriff am 13.11.2012].
- [43] K. Bettgenhäuser, T. Boermanns, J. Grözingler, A. Renner und C. Ahrens, „Entwicklung eines Referenzszenarios im Gebäudebereich für das Gesamtziel "40% CO₂-Einsparung bis 2020", BMVBS-Online-Publikation Nr. 26/2012,“ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Hrsg., Berlin, Dezember 2012.
- [44] Agentur für Erneuerbare Energien, „Föderal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie. Pelletheizungen Leistung 2004 bis 2012,“ [Online]. Available: http://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/bioenergie/auswahl/194-pelletheizungen_leis/versatz/3/#goto_194/#goto_194. [Zugriff am 23.01.2014].
- [45] Deutscher Energieholz und Pellet-Verband e. V. (DEPV), „Entwicklung Pelletheizungen in Deutschland,“ [Online]. Available: <http://www.depv.de/startseite/marktdaten/pelletheizungen/>. [Zugriff am 25.03.2011].
- [46] Deutsches Pelletinstitut, „Abschätzung anhand DEPI Deutsches Pelletinstitut / MAP,“ [Online]. Available: <http://www.depi.de/de/infothek/grafiken/>. [Zugriff am 19.04.2013].
- [47] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), „MAP - Geförderte Anträge 2011,“ Eschborn, Januar 2012.
- [48] I. Nemeth, „Methodenentwicklung zur Bestimmung von Potenzialen der Energieeffizienzsteigerung im Haushalts- und GHD-Sektor - Am Beispiel von drei Landkreisen in Bayern,“ Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München, München, 2011.
- [49] M. Nast, U. Lehr, S. Klinski, V. Bürger, U. Leprich, U. Klann, J. Horst, M. Ragwitz und W. Schulz, „Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes - Endbericht,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., FH für Wirtschaft Berlin, Öko-Institut e. V., Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Fraunhofer ISI, Bremer Energie Institut, Stuttgart, Berlin, Freiburg, Saarbrücken, Karlsruhe, Bremen, Juli 2009.

- [50] Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV), „Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2012,“ 2013. [Online]. Available: http://www.schornsteinfeger.de/bilder_ziv/files/erhebungen2012.pdf. [Zugriff am 08.08.2013].
- [51] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., „BDH Köln,“ 26.09.2011. [Online]. Available: http://bdh-koeln.de/uploads/media/110927_BDH-Grafik_Entwickl_waemeerzeuger.pdf. [Zugriff am 17.10.2013].
- [52] A. Lücke, „Strukturelle Entwicklung des Heizungsmarktes: Individuelles Heizen ein Auslaufmodell?,“ 08.05.2012. [Online]. Available: http://www.vse-online.org/images/Vortrag_Strukturelle_Entwicklung_d_Heizungsmarkt_Andreas_Luecke.pdf. [Zugriff am 18.03.2013].
- [53] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., „BDH Köln,“ 26.11.2012. [Online]. Available: http://bdh-koeln.de/uploads/media/Pressegrafik_Marktentwicklung_2002-2012.pdf. [Zugriff am 17.10.2013].
- [54] K. Jesse, „Jahrespressekonferenz: Trends und Herausforderungen im Wärmemarkt,“ Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V., 2010. [Online]. Available: http://bdh-koeln.de/uploads/media/100126_bdh-pm-folien_pk.pdf. [Zugriff am 29.08.2013].
- [55] V. Gorris, K.-H. Stawiarski und K. Hähnle, „BWP-Branchenstudie 2011 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen - Daten zum Wärmepumpenmarkt bis 2010 und Prognosen bis 2030,“ Bundesverband Wärmepumpe e. V., Berlin, August 2011.
- [56] I. H. Witten, E. Frank und M. A. Hall, Data Mining - Practical Machine Learning Tools and Techniques, Third Edition Hrsg., Burlington, MA: Morgan Kaufmann Publishers, 2011.
- [57] K. Backhaus, B. Erichson, W. Plinke und R. Weiber, Multivariate Analysemethoden - Eine anwendungsorientierte Einführung, 13. Auflage Hrsg., Heidelberg: Springer, 2011.
- [58] Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e. V., „Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006,“ Frankfurt am Main, Oktober 2007.
- [59] F. Brosius, SPSS 8: Professionelle Statistik unter Windows, Bonn: International Thomson Publishing, 1998.
- [60] M. Scheffelowitz, J. Daniel-Gromke, V. Denysenko, P. N. K. Sauter, A. Krautz, M. Beil, W. Beyrich, W. Peter, S. Schicketanz, C. Schultze, P. Deumelandt und F. Reinicke, „Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250 - Zwischenbericht,“ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, 15.06.2013.
- [61] J. Nitsch, T. Pregger, Y. Scholz, T. Naegler, M. Sterner, N. Gerhardt, A. von Oehsen, C. Pape, Y.-M. Saint-Drenan und B. Wenzel, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global "Leitstudie 2010" - Datenanhang II,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Stuttgart, Kassel, Teltow, 17.12.2010.
- [62] Fachverband Biogas e. V., „Branchenzahlen - Prognose 2013/2014,“ 11.11.2013. [Online]. Available: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf). [Zugriff am 28.01.2014].
- [63] N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels und K.-D. Clausnitzer, „Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand,“ Bremer Energie Institut; Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, Darmstadt, 09.12.2010.
- [64] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 - Grafiken, Stand: Juli 2013,“ 01.07.2013. [Online]. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs/_ee_in_zahlen_ppt_bf.pdf. [Zugriff am 23.01.2014].
- [65] AGF in Zusammenarbeit mit GfK; TV Scope, „2012 Fernsehpanel D+EU - 15Minuten,“ SWR Medienforschung/Programmstrategie, Frankfurt am Main, Stuttgart, 2013.
- [66] „VDI-Richtlinie 2067“.

- [67] Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (GES DISC), „README Document for MERRA Data Products,“ 2012. [Online]. Available: <http://disc.sci.gsfc.nasa.gov/mdisc/documentation/README.MERRA.pdf>. [Zugriff am 01.02.2014].
- [68] M. M. Rienecker, „File Specification for MERRA Products,“ 2012. [Online]. Available: http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/MERRA_FileSpec_DRAFT_09_02_2008.pdf. [Zugriff am 01.02.2014].
- [69] H. Mühlbacher und J. M. Carter, „Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2002.
- [70] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., „Energie-Info: Entwicklung der Energieversorgung 2012,“ Berlin, 21. März 2013.
- [71] M. Horn, H.-J. Ziesing, F. C. Matthes, R. Harthan und G. Menzler, „Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung),“ Umweltbundesamt, Dessau, 2007.
- [72] C.A.R.M.E.N. e. V., „Kostenvergleich verschiedener Heizsysteme,“ 20.06.2012. [Online]. Available: <http://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/haeusliche-feuerstaetten/kostenvergleich/380-kostenvergleich-verschiedener-heizsysteme>. [Zugriff am 17.10.2013].
- [73] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), „Marktübersicht Hackschnitzel-Heizungen,“ Gülzow, 2010.
- [74] AL, „Windstrom zu Fernwärme,“ *ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft*, Nr. März 2013, p. 18, 2013.
- [75] W. Suttor, „Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie - effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften,“ Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V., Berlin, 2011.
- [76] G. Dehoust, D. Schüler, R. Vogt und J. Giegrich, „Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft - Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz,“ Umweltbundesamt; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; BDE Bundesverband der deutschen Entsorgungs-, Wasser- und Rohstoffwirtschaft e. V. Wirtschafts- und Arbeitgeberverband, Darmstadt, Heidelberg, Berlin, Januar 2010.
- [77] R. Kaufmann und D. Zachäus, „Erzeugung von Strom und Wärme aus Abfall - Bedeutung und Potenzial,“ in *13. Fachtagung: Thermische Abfallbehandlung. Schriftenreihe des Fachgebietes Abfalltechnik Universität Kassel*, B. Bilitewski, A. I. Urban und M. Faulstich, Hrsg., Kassel, 2008.
- [78] N. Fisch, M. Bodmann, L. Kühl, C. Saße und H. Schnürer, *Wärmespeicher*, 4., erweiterte und völlig überarbeitete Auflage Hrsg., BINE Informationsdienst, Hrsg., Karlsruhe: TÜV-Verlag GmbH, 2005.
- [79] „Planung und Auslegung der Solaranlage,“ SOLVIS GmbH & Co KG, Braunschweig, [Online]. Available: <http://www.solvis.de/privatkunden/faq/faq-solarthermie/planung-und-auslegung.html>. [Zugriff am 25.03.2014].
- [80] I. Stadler, *Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Habilitation eingereicht beim Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel*, Kassel: dissertation.de - Verlag im Internet GmbH, 2005.
- [81] K. Jahn, W. Schulz, G. Frey, S. Klinski und H.-P. Schettler-Köhler, *Gutachten zur Außerbetriebnahme von elektrischen Nachtspeicherheizungen (Endbericht); BBSR-Online-Publikation 20/2009 um:nbn:de:0093-ON2009R2299*, Berlin, Bremen, Saarbrücken, Bonn: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR);, 2009.
- [82] A. Hauer, S. Hiebler und M. Reuß, *Wärmespeicher*, 5., vollständig überarbeitete Auflage Hrsg., Bd. BINE Fachbuch, F. K. BINE Informationsdienst, Hrsg., Karlsruhe, Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- [83] A. Frei, H. Kaumeier, H. Kiefer, W. Nowak, G. Radlinger, K. Wegner, U. Wenge, J. Arthkamp, B. Oschatz, B. Mailach und B. Winiewska, „Ratgeber Wärmeversorgung - mit Kostenvergleich Heizung 2011 Neubau/Grundsanierung,“ ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Berlin, 2011.
- [84] R. Schmidt-Pleschka und U. Milles, „Wärme und Strom speichern,“ *BINE Informationsdienst basisEnergie 19*, Nr. Dezember 2005, Dezember 2005.

- [85] J. Krassowski, „Wärmesenken und Einsatzmöglichkeiten von Biomethan-BHKWs - Fachgespräch "Biomethan in KWK", Berlin,“ 19.06.2013. [Online]. Available: http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/KWK/Vortrag_UMSICHT_W%C3%A4rmesenken.pdf. [Zugriff am 02.12.2013].
- [86] O. Langniß, T. Kohberg, H.-F. Wülbeck, M. Nast, M. Pehnt, S. Frick, H. Drück und E. Streicher, „Evaluierung des Marktanreizprogramms für erneuerbare Energien: Ergebnisse der Förderung für das Jahr 2010,“ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Berlin, Dezember 2011.
- [87] M. Beer, „Wärmespeicher - Mehr Freiheitsgrade für KWK,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München, 2011.
- [88] W. Schulz, „Wärmespeicher für die Energieeffizienz - Energiespeichersymposium Stuttgart 2012,“ Bremer Energie Institut, 07.03.2012. [Online]. Available: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Schulz_W_rmespeicher_f_r_Energieeffizienz.pdf. [Zugriff am 22.07.2013].
- [89] S. Raab, T. Schmidt, M. Benner, W. Heidemann und H. Müller-Steinhagen, „Saisonale Wärmespeicher - aktuelle Speichertechnologien und Entwicklungen bei Heißwasser-Wärmespeichern. Oberflächennahe Geothermie, 14.-15. April 2005, Regenstauf,“ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) an der Universität Stuttgart; Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT); Institut für Technische Thermodynamik (ITT) am DLR Stuttgart, Regenstauf, 2005.
- [90] M. Benner, B. Mahler, D. Mangold, T. Schmidt, M. Schulz und H. Seiwald, „Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher - Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben,“ Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 1998.
- [91] AEG Haustechnik, „EHT Haustechnik GmbH / Markenvertrieb AEG,“ 05.01.2012. [Online]. Available: http://www.aeg-haustechnik.de/aeg_shared/pdf/data/A_6843_0_de_German.pdf. [Zugriff am 25.09.2013].
- [92] AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., „AGFW - Hauptbericht 2010, Version 2,“ Frankfurt am Main, September 2011.
- [93] C. Kail und G. Haberberger, „Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen; VDI-Berichte Nr. 1594,“ VDI, 2001.
- [94] K.-H. Röhl, „Konzentrations- und Schrumpfungprozesse in deutschen Regionen und Großstädten bis 2030,“ *IW-Trends*, 14 Oktober 2013.
- [95] Statistisches Bundesamt, „Daten aus dem Gemeindeverzeichnis Postleitregionen mit regionaler Zugehörigkeit nach Fläche und Bevölkerung; Gebietsstand 31.12.2011,“ 10/2012. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/Standardtabellen/21_PostleitregionenVorjahr.xls?__blob=publicationFile. [Zugriff am 09.01.2014].
- [96] I. N. Bronstein, K. A. Semendjajew, G. Musiol und H. Mühlig, Taschenbuch der Mathematik, 5., überarbeitete und erweiterte Auflage Hrsg., Thun und Frankfurt am Main: Verlag Harri Deutsch, 2000.
- [97] BGW Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, Hrsg., „Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden; Praxisinformation P2006/8 Gastransport/Betriebswirtschaft,“ wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn/Berlin, 2006.
- [98] Statistisches Bundesamt, „Bauen und Wohnen - Mikrozensus Zusatzerhebung 2006 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten - Wohnsituation der Haushalte; Fachserie 5, Heft 1,“ Wiesbaden, 2008.
- [99] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Ohsen, R. Schwinn, C. Pape und B. Wenzel, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zum Schlussbericht,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Stuttgart, Kassel, Teltow, 29.03.2012.

- [100] C.A.R.M.E.N. e. V., „Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte,“ [Online]. Available: <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte>. [Zugriff am 29.01.2014].
- [101] R. Corradini, „Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (Hrsg.), Bochum, 2013.
- [102] A. Aretz, B. Hirschl und D. Kempa, „Biomassepotenziale in Deutschland - Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden - Dendrom-Diskussionspapier Nr. 1,“ DENDROM-Koordinationsbüro, Fachhochschule Eberswalde, FB Wald & Umwelt, Eberswalde, März 2007.
- [103] VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., „Statistik der Energiewirtschaft - Ausgabe 2010,“ Essen, Berlin, 2010.
- [104] M. Strogies, P. Gniffke und et al., „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2010,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Juni 2012.
- [105] P. Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Mai 2013.
- [106] EVN AG, „EVN - Fernwärmespeicher Theiß,“ 14.09.2014. [Online]. Available: <https://www.evn.at/Privatkunden/Warme/EVN-Warme-GmbH/Projekt-Thei%C3%9F.aspx>. [Zugriff am 14.09.2014].
- [107] Statistisches Bundesamt, „Städte nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2011,“ 31.10.2012. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/Standardtabellen/05_StaedteVorjahr.html. [Zugriff am 22.09.2014].
- [108] „Deponieverordnung vom 27. April 2009 (BGBl. I S. 900), die zuletzt durch Artikel 7 der Verordnung vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 973) geändert worden ist“.
- [109] K. Schaber, F. Steinke und T. Hamacher, „Managing Temporary Oversupply from Renewables Efficiently: Electricity Storage Versus Energy Sector Coupling in Germany; Paper presented at the International Energy Workshop 2013,“ Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München; Siemens Corporate Technology, München, Paris, 2013.
- [110] C. Kail und G. Haberberger, „Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GUD- und Dampfkraftwerken,“ 1999.
- [111] D. Ahlert, K.-P. Franz und W. Kaefer, Grundlagen und Grundbegriffe der Betriebswirtschaftslehre, 6. Auflage Hrsg., Düsseldorf: VDI-Verlag GmbH, 1991.