

Modellierung der Deutschen Wärmewende bis 2050 – Eine Szenariostudie zu Schlüsseltechnologien und Gesetzlichem Rahmen

Modeling the German Heat Transition until 2050 – Scenario Studies on Key Technologies and Legal Framework

Wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Grades

Master of Science (M.Sc.)

an der Fakultät für Maschinenwesen der Technischen Universität München

Betreut von	Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher Soner Candas, M.Sc. Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme
Eingereicht von	Vincenz Regener, B.Sc. Krumbacherstraße 13 80798 München
Eingereicht am	Garching, den 02. August 2020

Zusammenfassung

Die Europäische Union hat mit der weitestgehenden Klimaneutralität bis 2050 ein ehrgeiziges Ziel für alle Mitgliedsstaaten ausgerufen. In der Bundesrepublik muss deshalb eine grundlegende Umstrukturierung der Energieversorgung eingeleitet werden, wobei die zunehmende Verzahnung von Strom- und Wärmesektor diesen Transformationspfad maßgeblich beeinflusst. Um der sektoralen Interdependenz gerecht zu werden, wird in dieser Arbeit ein bestehendes Strommarktmodell in der Modellierungsumgebung *urbs* um den Wärmemarkt ergänzt. Ziel ist es die Transformation des deutschen Energiesystems hinsichtlich der Emissionen und der Kosten zu optimieren. Die Verknüpfung von privat- und volkswirtschaftlicher Optimierungsperspektive stellt hierbei ein Novum dar. Der Einsatz leistungsfähiger Hardware macht es zudem erstmals möglich, ganzzahlige und intertemporale Problemfacetten des Wärmemarkts abzubilden. Das resultierende Gesamtmodell wird genutzt, um im Rahmen einer Szenariostudie zu analysieren, ob und unter welchen Nebenbedingungen die ausgegebenen Klimaziele erreicht werden können. Die Ergebnisse legen nahe, dass mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, elektrischen Heizgeräten sowie modernen KWK-Anlagen eine weitreichende Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung in vier unterschiedlichen Transformationspfaden realisierbar wäre. Gleichzeitig erlaubt die starke Kopplung von Wärme- und Stromsektor den weiteren Ausbau von Photovoltaik und insbesondere Windkraftanlagen ohne in zusätzliche elektrische Speicherkapazitäten investieren zu müssen. Die systematische Integration von energietechnischen und ökonomische Faktoren erlaubt es überdies politische Instrumente wie die CO_2 -Bepreisung dahingehend zu evaluieren, wie gut sie sich im Spannungsfeld von privat- und volkswirtschaftlichen Interessen zur Zielerreichung eignen.

Abstract

The European Union has declared an ambitious target for all member states to most widely achieve climate neutrality by 2050. Therefore, the Federal Republic of Germany must initiate a fundamental restructuring of the energy supply, whereby the increasing Energy Systems Integration has a decisive influence on this transformation path. To account for the sectoral interdependence, we complemented an existing electricity market model in the modeling environment *urbs* by the heat sector in this thesis. Our purpose is to optimize the transformation of the German energy system concerning both emissions and costs. The combination of private and economic optimization perspectives constitutes a novelty in this field of research. Also, for the first time, the utilization of powerful hardware provides the possibility to capture integer and intertemporal problem facets of the heating market. We applied the resulting overall model to analyze, within the framework of scenario studies, whether and under which side conditions the given climate goals can be accomplished. The results suggest that the increased use of heat pumps, electric heaters, and modern CHP plants could realize far-reaching decarbonization of heat generation in four different transformation paths. At the same time, the strong coupling of the heat and electricity sectors enables the further expansion of photovoltaics and, in particular, wind power plants without investments in additional electrical storage capacities. Furthermore, the systematic integration of energy technology and economic factors in this study allows the evaluation of political instruments such as carbon pricing regarding their effectiveness in the field of conflict between private and economic interests.

Rechtserklärung

Hiermit erkläre ich,

Nachname: Regener

Vorname: Vincenz

Matr.Nr.: 03707779

dass ich die beiliegende Masterarbeit zum Thema:

Modellierung der deutschen Wärmewende bis 2050

selbständig verfasst, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, sowie alle wörtlichen und sinngemäß übernommenen Stellen in der Arbeit gekennzeichnet und die entsprechende Quelle angegeben habe.

Ich bestätige, die „TUM Richtlinien zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis und für den Umgang mit wissenschaftlichem Fehlverhalten an der Technischen Universität München, 2015“, wie sie auf der Internetseite der Stabsstelle Chancengleichheit nachzulesen sind, anzuerkennen.

Vom Lehrstuhl und seinen Mitarbeitern zur Verfügung gestellte Hilfsmittel, wie Modelle oder Programme, sind ebenfalls angegeben. Diese Hilfsmittel sind Eigentum des Lehrstuhls bzw. des jeweiligen Mitarbeiters. Ich werde sie nicht über die vorliegende Arbeit hinaus weiter verwenden oder an Dritte weitergeben.

Einer weiteren Nutzung dieser Arbeit und deren Ergebnisse (auch Programme und Methoden) zu Zwecken der Forschung und Lehre, stimme ich zu.

Ich habe diese Arbeit noch nicht zum Erwerb eines anderen Leistungsnachweises eingereicht.

Garching, den 2. August 2020

Vincenz Regener, B. Sc.

Erklärung zur Weitergabe der Arbeit

Ich erkläre mich einverstanden mit der Weitergabe der vorliegenden Arbeit an:

- Aktuell oder zukünftig am Lehrstuhl wissenschaftliche Arbeit schreibende Studierende
 - Pauschal durch Mitarbeitende
 - Nur nach jeweiliger vorheriger Rücksprache.
- Aktuell oder zukünftig am Lehrstuhl wissenschaftliche Mitarbeitende
 - Pauschal durch Mitarbeitende
 - Nur nach jeweiliger vorheriger Rücksprache.

Mein Urheberrecht und persönliches Nutzungsrecht bleibt davon unberührt.

Garching, den 2. August 2020

Vincenz Regener, B. Sc.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	V
Formelzeichen	VII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung von Vorgehen	2
2 Umfeldbetrachtung	5
2.1 Status quo am deutschen Wärmemarkt	5
2.1.1 Wärmenachfrage in Deutschland	5
2.1.2 Wärmemix in der Erzeugung	7
2.2 Konzepte und Technologien zur Gestaltung der Wärmewende	10
2.2.1 Reduktion des Wärmebedarfs	10
2.2.2 Glättung des Wärmelastgangs	11
2.2.3 Solarthermie	15
2.2.4 Tiefengeothermie	16
2.2.5 Umweltwärme	18
2.2.6 Biomasse	19
2.2.7 Industrielle Abwärmenutzung	21
2.3 Stand der Forschung	22
2.3.1 Veröffentlichte Energiesystemstudien	22
2.3.2 Forschung am ENS	23
3 Szenarien und Optimierungsansatz	25
3.1 Szenariodefinition	25
3.2 Optimierungsgrundlagen	28
3.2.1 Zielfunktion, Variablen und Nebenbedingungen	28
3.2.2 Ganzzahlige Optimierung	30
3.2.3 Intertemporale Optimierung	31
3.3 Modellstruktur	31
3.3.1 Optimierung auf Systemgruppenebene	32

3.3.2	Optimierung auf Bundesebene	33
4	Modellierung der Nachfrageseite	37
4.1	Wärmenachfrage in Gebäuden	37
4.1.1	Standardlastprofilverfahren	37
4.1.2	Räumliche Aggregation	40
4.1.3	Berücksichtigung der Sanierungsrate.....	40
4.1.4	Berücksichtigung der Klimaerwärmung	41
4.2	Prozesswärmenachfrage	43
4.3	Dekomposition des Wärmelastgangs	44
4.3.1	Aufteilung nach Temperaturbereichen	44
4.3.2	Aufteilung nach Systemgruppen	46
5	Technologiemodellierung	49
5.1	Verbrennungsbasierte Heizsysteme	49
5.1.1	Modellierung der Brennereigenschaften	49
5.1.2	Brennstoffversorgungskette	51
5.1.3	Systeme mit Kogeneration	52
5.2	Solarthermie	52
5.3	Wärmepumpen	54
6	Ergebnisse der Modellrechnungen	57
6.1	Ausgangsjahr 2020	57
6.1.1	Systemgruppenebene.....	57
6.1.2	Bundesebene.....	59
6.2	Referenzszenario	60
6.2.1	Systemgruppenebene.....	60
6.2.2	Bundesebene.....	63
6.3	Effizienzscenario	65
6.3.1	Systemgruppenebene.....	65
6.3.2	Bundesebene.....	68
6.4	Innovationsszenario	70
6.4.1	Systemgruppenebene.....	70
6.4.2	Bundesebene.....	73
6.5	Szenario Klimaneutralität.....	76
6.5.1	Systemgruppenebene.....	76
6.5.2	Bundesebene.....	78

6.6	Vergleich der Szenarien	80
7	Diskussion.....	83
7.1	Diskussion der Datengrundlage	83
7.2	Diskussion der Modellstruktur	84
8	Zusammenfassung und Ausblick	87
	Abbildungsverzeichnis	i
	Tabellenverzeichnis	v
	Literaturverzeichnis.....	vii
	Anhang	xvii

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
COP	Coefficient of Performance
EE	erneuerbare Energien
EF	Effizienz
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
GHD	Gewerbe
GuD	Gas-und-Dampf
HDR	Hot-Dry-Rock
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IN	Innovation
IND	Industrie
JAZ	Jahresarbeitszahl
KN	Klimaneutralität
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MFH	Mehrfamilienhaus
ORC	Organic Rankine Cycle
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
P2H2P	Power-to-Heat-to-Power
PEF	Primärenergiefaktor
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
THG	Treibhausgas
WVN	Wärmeverteilnetz

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
A	-	Matrix der Ungleichungskoeffizienten
b	-	RHS der Ungleichungsnebenbedingungen
c	J/kgK	spezifische Wärmekapazität
d	-	Nachfrage
g	-	Verbrauchs-/ Emissionsobergrenze
$H_{U,m}$	MJ/kmol	molarer Heizwert
H''_m	MJ/kmol	molare Abgasenthalpie
h	kWh	Tagesverbrauchswert
i	-	kalkulatorischer Zinssatz
k	€/kW; €/kWh	spezifische Kosten
k	-	Kostenvektor
l	a	Lebensdauer
M	°C	Matrix der Relativtemperaturen mit Bezugspunkt Berlin
m	kg	Masse
\dot{m}	kg	Massenstrom
n	-	Anzahl
P_{el}	kW	elektrische Leistung
Q	J	Wärme
\dot{Q}	kW	Wärmeleistung
r	-	Output/Input-Verhältnis
T	K	Temperatur
ΔT	K	Temperaturdifferenz
t	-	Zeitpunkt
Δt	h; a	Zeitschritt
U	J	innere Energie

u_i	-	Diskontierung
W	J	Arbeit
w	W/m^2K	Wärmedurchgangskoeffizient
x	-	Entscheidungsvariablen
α	-	Absorptionsgrad
β	-	Betriebszustand eines Prozesses
γ	-	Regressionskoeffizienten zur COP-Abschätzung
ε	-	Emissionsgrad
ρ	-	Bilanz eines Verbrauchsgutes
η	-	Wirkungsgrad
κ	kW; kWh	komplette Prozess- bzw. Speicherkapazität
$\hat{\kappa}$	kW; kWh	neu installierte Prozess- bzw. Speicherkapazität
ϑ_a	$^{\circ}C$	Allokationstemperatur
σ	W/m^2K^4	Stefan-Boltzmann-Konstante
ζ	kW_{el}/kW_{th}	Stromkennzahl
τ	-	Transmissionsgrad
Φ	W/m^2	Strahlungsintensität
ψ_A	-	Stoffmengenverhältnis im Abgas
\mathbb{B}	-	Menge der möglichen Erzeugerkonfigurationen
\mathbb{E}	-	Menge der Stromsystemkomponenten
\mathbb{G}	-	Menge der Gebäudetypen
\mathbb{N}	-	Menge der natürlichen Zahlen
\mathbb{O}	-	Intertemporale Tupelmenge
\mathbb{P}	-	Menge der Prozesse
\mathbb{S}	-	Menge der Systemgruppentypen
\mathbb{T}_a	-	Menge der intertemporalen Stützjahre
\mathbb{T}_h	-	Menge der Simulationszeitschritte
\mathbb{V}	-	Menge der Verbrauchsgüter

1 Einleitung

1.1 Motivation

Bei der Genfer Weltklimakonferenz im Jahr 1979 warnten internationale Experten erstmals vor einer signifikanten Änderung des globalen Klimas aufgrund der atmosphärischen Treibhausgaskonzentration [1]. Über zehn Jahre vergingen, bis Regierungsvertreter zahlreicher Länder auf der zweiten Weltklimakonferenz das Thema auf ihre politische Agenda setzten. Seitdem hat die Klimadebatte kontinuierlich an Brisanz gewonnen. Heute – 40 Jahre nach den ersten Warnungen – bestimmen weltweite Klimaproteste und emotionale Gipfeltreffen den Diskurs um eine klimafreundlichere Energiepolitik. Deutschland hat sich daher das Ziel gesetzt, bis 2050 die Treibhausgas (THG)-Emissionen um mindestens 80 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Auf Ebene der Europäischen Union ist sogar von weitestgehender Klimaneutralität bis 2050 die Rede [2].

Im Zentrum der Diskussion stehen dabei der Verzicht auf fossile Brennstoffe in der Stromerzeugung und im Verkehrssektor. Besonders der Ausstieg aus der Kohleverstromung und die Einschränkung des automobilen Individualverkehrs sind prominente Forderung der Klimaaktivisten. Dementsprechend zielen auch zahlreiche Maßnahmen der Bundesregierung auf eine Dekarbonisierung dieser Sektoren ab – und das mit teilweise deutlich messbaren Erfolg. Knapp die Hälfte des deutschen Nettostromverbrauchs konnte 2019 bereits mit erneuerbaren Energien gedeckt werden [3]. Im Verkehrssektor konnte der Anteil erneuerbarer Antriebe zwar ebenfalls deutlich gesteigert werden [4], signifikante CO_2 -Einsparungen werden aber durch den Trend zu größeren, stärker motorisierten Fahrzeugen verhindert.

Der Wärmesektor hingegen findet kaum Beachtung in der öffentlichen Debatte über THG-Reduktionsziele. Dabei stellt er mit einem Anteil von über 50 % am Endenergieverbrauch in absoluten Zahlen das größte Einsparpotenzial dar; Insbesondere deshalb, weil der erneuerbare Anteil an der Wärmeversorgung mit aktuell 12 % [4] im sektoralen Vergleich deutlich zurückfällt. Sowohl in Gebäuden als auch in der Prozessindustrie wird Wärme überwiegend durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe gewonnen. Für die Erreichung der Emissionsziele ist es daher unerlässlich, auch im Wärmesektor eine grundlegende Energiewende zu vollziehen und erneuerbare Technologien flächendeckend auszubauen.

In letzter Instanz obliegt die Entscheidung über den Technologieeinsatz meist jedoch nicht Energieversorgungsunternehmen, sondern dem Endverbraucher, da der Wärmemarkt von einer inhärenten Dezentralität geprägt ist. Abgesehen von einigen regional begrenzten Fernwärmenetzen erfolgt die Wärmeerzeugung direkt am Ort des Wärmebedarfs, da die großflächige Verteilung von Wärme wesentlich aufwendiger und ineffizienter ist als der Transport von Elektrizität. Damit eine umfassende Wärmewende gelingt, muss also eine Umstrukturierung der Wärmeversorgung in den einzelnen Haushalten erfolgen. Dazu gilt es zunächst zu ermitteln, welche Kombination aus Strom- und Wärmeerzeugern auf Bundesebene das volkswirtschaftliche Optimum darstellt. Davon ausgehend kann die Politik mit geeigneten Subventionen und steuerlichen Anreizen den Ausbau erneuerbarer Wärme und energiesparenden Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen beim Verbraucher forcieren.

1.2 Zielsetzung von Vorgehen

Ausgehend von vier möglichen Transformationspfaden möchte die vorliegende Arbeit die deutsche Wärmewende im Rahmen einer Szenariostudie analysieren. Dazu soll ein Energiesystemmodell entworfen werden, das sowohl Strom- und Wärmesektor als auch deren Berührungspunkte adäquat abbildet. Außerdem findet die Gasinfrastruktur Berücksichtigung, die eine zusätzliche Form der Energiespeicherung ermöglicht. Nur mithilfe eines solchen ganzheitlichen Modells lassen sich der kostenoptimale Ausbau- und Einsatz von wichtigen Schnittstellentechnologien wie Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerk (BHKW) ermitteln. Für die mathematische Optimierung des Modells dienen szenarioübergreifend die volkswirtschaftlichen Systemkosten als Zielgröße, während Nebenbedingungen wie Technologiekosten oder CO_2 -Zertifikatspreise durch das jeweilige Szenario festgelegt werden. Die Ergebnisse der Modellrechnungen sollen wiederum Aufschluss geben, welche finanzpolitischen Instrumente wirksame Maßnahmen für die deutsche Wärmewende darstellen können.

Abbildung 1.1 veranschaulicht die Arbeitspakete einer umfassenden Energiesystemmodellierung und damit gleichzeitig den Aufbau dieser Arbeit. Im Anschluss an die Einleitung soll Kapitel 2 eine Umfeldbetrachtung über den Wärmemarkt liefern, damit die Forschungsfrage besser eingeordnet werden kann. Hier werden Besonderheiten der Wärmeversorgung im Vergleich zum Strommarkt beleuchtet, bevor eine detaillierte Untersuchung der verfügbaren Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien erfolgt. Die Ergebnisse dieser Technologierecherche bilden zudem die Datenbasis des Optimierungsmodells und sind in Anhang A kompakt aufbereitet. Der Abschluss des Kapitels liefert einen Überblick über bestehende Energiesystemstudien und soll gleichzeitig den Neuigkeitswert der vorliegenden Arbeit herausstellen.

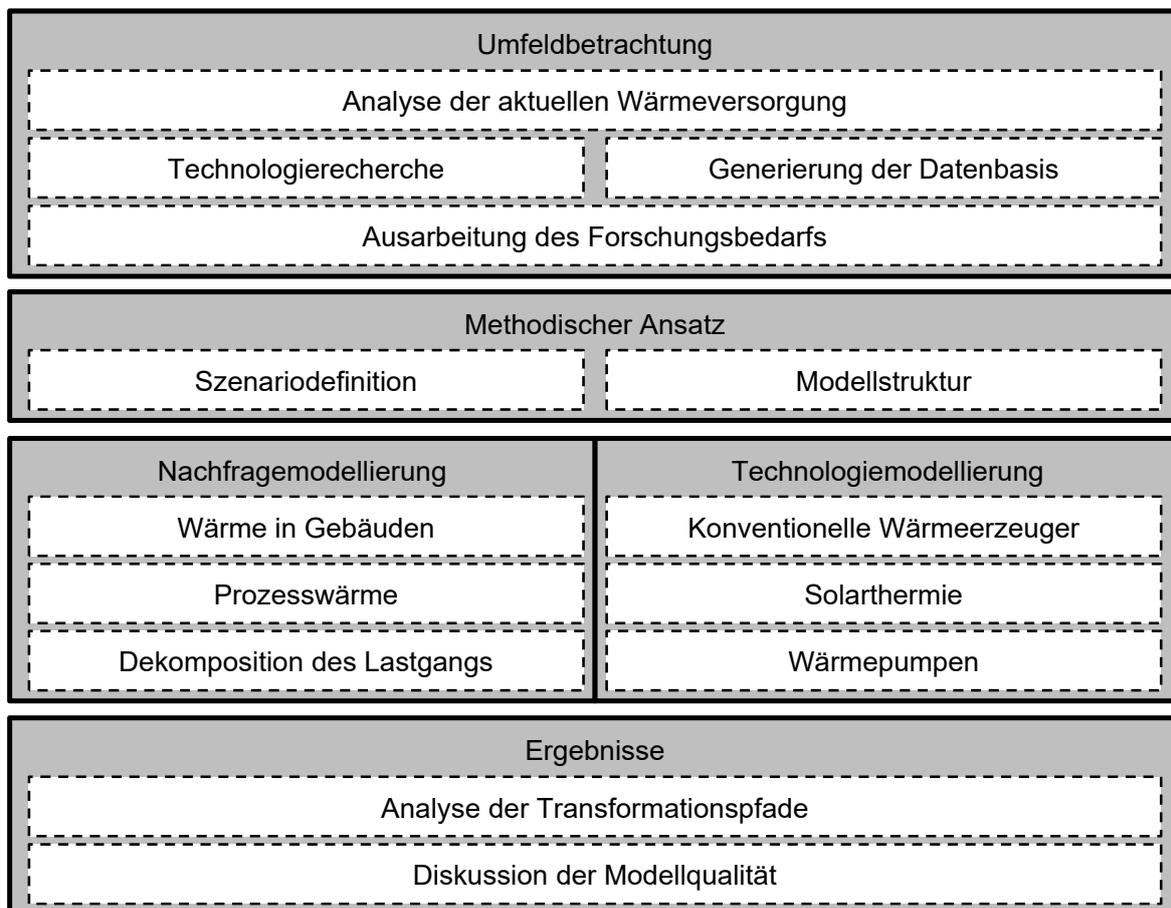


Abbildung 1.1: Schematischer Aufbau der Arbeit

In Kapitel 3 erhalten Leserinnen und Leser eine Beschreibung der vier Szenarien, die entscheidenden Einfluss auf die Modellrechnungen haben. Nach einem knappen Exkurs über relevante Teilbereiche der mathematischen Optimierung folgt eine Erläuterung der Modellstruktur. Der Fokus liegt dabei auf einer plausiblen Verflechtung der Verbraucherperspektive mit volkswirtschaftlichen Optimierungsgrößen.

Im anschließenden Kapitel 4 wird nun detaillierter auf das Vorgehen bei der Nachfragemodellierung eingegangen. Eine zentrale Rolle nimmt in diesem Kontext die Generierung realistischer Wärmelastgänge über ein Simulationsjahr ein. Für Wärme in Gebäuden und Prozesswärme kommen dabei zwei unterschiedliche Ansätze zum Einsatz, die es ermöglichen die verschiedenen Transformationspfade auch auf der Nachfrageseite zu integrieren. Zum Ende des Kapitels werden die Lastgänge nach Temperaturbereich und Wärmesystemgruppen aufgeschlüsselt. Erst diese Dekompositionen ermöglichen den Aufbau eines Energiesystemmodells, das die Temperatursensitivität und Dezentralität des Wärmemarktes korrekt abbildet.

Nach der Nachfragemodellierung beschäftigt sich Kapitel 5 mit der Modellierung der Wärmeerzeuger im lehrstuhleigenen Optimierungsframework *urbs*. Zunächst wird dazu ein kompaktes Modell vorgestellt, das den feuerungstechnischen Wirkungsgrad konventioneller Wärmeerzeuger in Abhängigkeit des nutzbaren Temperaturniveaus berechnet. Ebenfalls wird an dieser Stelle die Struktur der Brennstoffversorgungskette inklusive Emissionsentstehung erläutert. Für erneuerbare Wärmeerzeuger (Solarthermie und Wärmepumpen) werden Modelle implementiert, die den Wärmeertrag zeitlich variabel in Abhängigkeit der aktuellen klimatischen Bedingungen wiedergeben.

Die Darstellung der szenariospezifischen Optimierungsergebnisse folgt in Kapitel 6. Für jeden Transformationspfad wird dabei zunächst die volkswirtschaftliche Erzeugerstruktur analysiert, bevor der Technologieeinsatz in ausgewählten Systemgruppen beleuchtet wird. Anhand der Resultate findet anschließend eine Diskussion statt, inwiefern die Datengrundlage oder die Modellstruktur die Berechnungen negativ beeinflusst haben. Im gleichen Zug werden Empfehlungen gegeben, mit welchen Stellschrauben sich die Qualität der Ergebnisse zukünftig steigern ließe

2 Umfeldbetrachtung

Während erneuerbare Energien (EE) 2019 fast 50 % der deutschen Stromversorgung decken konnten [3], spielen sie im Wärmesektor mit ca. 12 % noch eine untergeordnete Rolle. Das folgende Kapitel soll den Status quo am Wärmemarkt untersuchen, Unterschiede zum Strommarkt hervorheben und Entwicklungen zur Erreichung der Emissionsziele in diesem Sektor aufzeigen. Im Anschluss folgt ein Überblick über existierende Szenariostudien für das deutsche Energiesystem. Auf Basis der verbleibenden Forschungslücke wird schließlich der Ansatz der vorliegenden Arbeit in Grundzügen erläutert.

2.1 Status quo am deutschen Wärmemarkt

Wie der Strommarkt teilt sich auch der Wärmesektor in Angebot und Nachfrage auf. Aufgrund hoher Verteilverluste in Wärmenetzen, lässt sich Wärme im Gegensatz zu Elektrizität jedoch nur sehr eingeschränkt innerhalb Deutschlands transportieren. Durch die räumliche Kopplung von Angebot und Nachfrage ist die Wärmeerzeugung daher zu einem überwiegenden Teil dezentral organisiert und wird es laut Einschätzung von Pfnür et al. [5] auch bleiben. Es existieren zwar auf regionaler Ebene Fernwärmenetze, jedoch beschränken auch hier Transmissionsverluste von durchschnittlich 12 % [6, S. 44, 7, S. 236] eine weitere räumliche Ausdehnung. Während der Strommarkt bei der Annahme einer deutschlandweiten Kupferplatte als Einknotenmodell abgebildet werden kann, muss dagegen für den Wärmemarkt eine Entkopplung der einzelnen Systemgruppen berücksichtigt werden. Eine Systemgruppe beschreibt dabei eine Einheit (Gebäude, Betrieb oder Wärmenetz), die hinsichtlich der Wärmeströme gegenüber dem restlichen Energiesystem abgeschlossen ist. Ohne Anschluss an ein Wärmeverteilnetz kann die thermische Last ausschließlich von den lokal verfügbaren Wärmeerzeugern gedeckt werden.

2.1.1 Wärmenachfrage in Deutschland

Die Wärmenachfrage macht in Deutschland mit einem Anteil von über 50 % den größten Anwendungsbereich für Endenergie aus – noch vor Kraftstoffen für den Verkehr mit ca. 30 % und Strom mit ca. 20 % [8, S. 75]. Kategorisiert man den Bedarf nicht nach Anwendungsbereich, sondern nach Endenergieform, ergibt sich die Aufteilung aus Abbildung 2.1. Die mechanische Energie fließt dabei zu einem Großteil in den Verkehrssektor. Die verbleibenden 9 % sowie Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Beleuchtung und Kälte werden den klassischen Stromanwendungen zugerechnet. Innerhalb des Wärmebedarfs kann wiederum unterschieden werden zwischen Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser.

Bei Betrachtung der Wärmenachfrage wird eine weitere Eigenheit des Wärmemarktes deutlich. Im Gegensatz zu Strom oder Kraftstoffen ist Wärme am Markt nicht substituierbar. Sie ist kein homogenes Gut. Zur weiteren Erläuterung bedarf es an dieser Stelle einer knappen Definition des Wärmebegriffs. Bei Wärme handelt es sich nicht um eine Zustandsgröße, sie ist vielmehr eine Energieform, die erst durch die Art ihrer Übertragung definiert ist. Man spricht daher auch von einer Prozessgröße [9, S. 101]. Sie ergibt sich

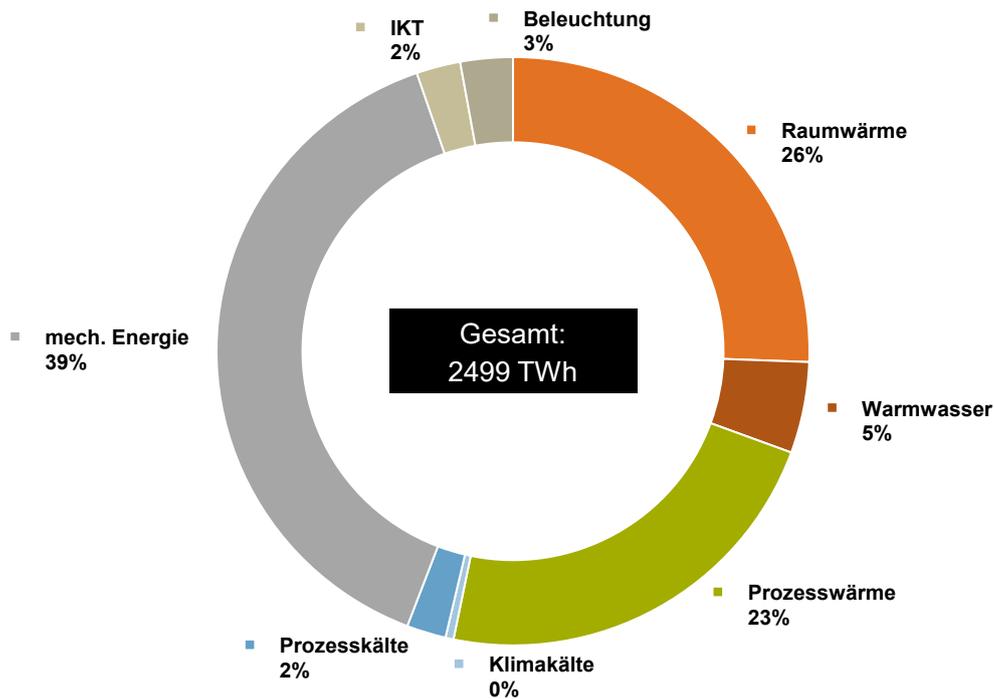


Abbildung 2.1: Endenergieverbrauch in Deutschland 2018; Daten aus [4]

aus der Änderung der inneren Energie eines Systems während einer Zustandsänderung abzüglich der ausgetauschten mechanischen Arbeit.

$$Q_{12} = U_2 - U_1 - W_{12} \quad (2.1)$$

Wird bei der Zustandsänderung am System keine Arbeit verrichtet, lässt sich die ausgetauschte Wärme in Abhängigkeit der Temperatur ausdrücken. Bei Annahme einer konstanten Wärmekapazität vereinfacht sich diese Gleichung noch weiter. Die gleiche Menge an übertragener Wärme (z.B. in kWh) kann somit durch verschiedene Kombinationen aus Masse und Stoffeigenschaften des Wärmeträgers sowie der Temperatur erreicht werden.

$$Q_{12} = m \int_1^2 c(T, p, v) dT \quad (2.2)$$

$$Q_{12} \approx m c (T_2 - T_1) \quad (2.3)$$

Auf dem Wärmemarkt variieren die geforderten Temperaturen in einem Bereich von unter 50 °C für Raumwärme bis über 1000 °C in prozesstechnischen Anwendungen. Eine kWh Wärme auf hohen Temperaturniveaus gilt aufgrund des höheren Exergiegehalts¹ auch als hochwertigeres Produkt. Hohe Temperaturniveaus erfordern jedoch auch spezielle technische Lösungen, um steigenden Wandlungs- und Übertragungsverlusten zu begegnen. Daher ist nur ein kleiner Anteil der Erzeugungstechnologien im Stande, Wärme bei hohen Temperaturen effizient bereitzustellen (siehe Abschnitt 2.1.2). Eine wirtschaftliche Verteilung von Hochtemperaturwärme in Fernwärmenetzen [6, S. 64] ist ebenfalls nicht mehr möglich. Die Nachfrage kann nur vor Ort durch dezentrale Erzeuger befriedigt werden.

¹Exergie bezeichnet den Anteil an Energie, welcher beim Übergang des Systems in einen thermodynamischen Gleichgewichtszustand Arbeit verrichten kann.

Zusätzlich ist zu beachten, dass Wärme auf hohen Temperaturniveaus über Wärmetauscher beispielsweise über einen Mischvorgang leicht in Wärme niedrigerer Temperatur überführt werden kann. Nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik ist die Wandlung in umgekehrter Richtung nicht ohne Weiteres möglich.

2.1.2 Wärmemix in der Erzeugung

Bei Betrachtung von Abbildung 2.2 wird deutlich, dass die Wärmeversorgung stark von fossilen Energieträgern geprägt ist. Daher soll im Folgenden knapp auf die klassischen Wärmeerzeugungstechnologien eingegangen werden, bevor in Abschnitt 2.2 die erneuerbare Wärme genauer beleuchtet wird.

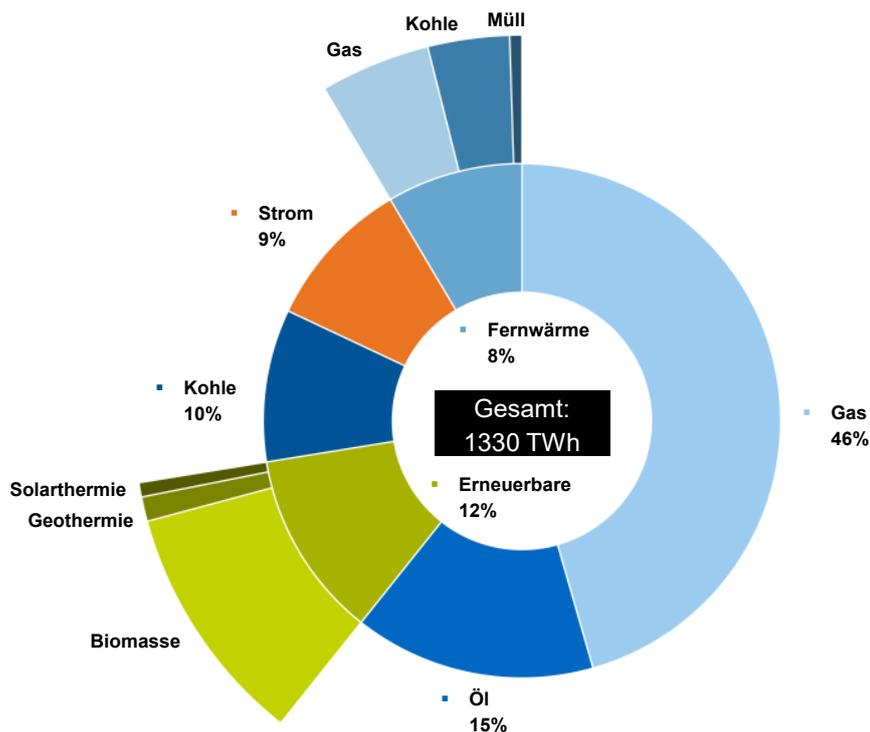


Abbildung 2.2: Wärmemix in Deutschland 2018; Fernwärme ohne EE; Daten aus [4, 10]

Seit mehreren Jahrzehnten ist Erdgas der wichtigste Energieträger in der deutschen Wärmeversorgung. Es deckt knapp die Hälfte des deutschen Wärmebedarfs und wird sowohl für Wärme in Gebäuden als auch für Prozesswärme gleichermaßen verwendet. Daraus ergibt sich ein Primärenergieverbrauch von 840 TWh/a [4]. Die Wärmeerzeugung geschieht dabei durch die Verbrennung von Methan (CH_4) mit Sauerstoff zu Wasserdampf und $201 \text{ g/kWh } CO_2$ [11, S. 52]. Der Jahresnutzungsgrad beträgt dabei für herkömmliche Anlagen mit Heizwertkessel ca. 90 % bezogen auf den Heizwert des Gases. Die restliche Wärme geht größtenteils über das Abgas verloren. Für geringe Vorlauftemperaturen ($<60 \text{ }^\circ\text{C}$) können Brennwertkessel diese Verluste ausgleichen, indem sie das Abgas bis zur Kondensation abkühlen und die Kondensationswärme nutzbar machen. Bei dieser Technik sind Wirkungsgrade knapp über 100 % (wieder bezogen auf den Heizwert) möglich [12, S. 224f]. Für Industrieöfen bis zu $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ verschwinden diese Wirkungsgradvorteile allerdings. Mit aufwendigen Rekuperationsanlagen lässt sich aber auch dort Abgaswärme zurückführen oder zumindest für weniger temperaturintensive Prozesse nutzbar machen.

Erdgas ist dank einer gut ausgebauten Netzinfrastruktur in Deutschland gut transportierbar und einfach zu speichern. Da Deutschland keine eigenen nennenswerten Ressourcen besitzt, ist es auf Erdgasimporte angewiesen. Bestehende Feuerungsanlagen und Netzinfrastruktur arbeiten jedoch ebenfalls mit (beigemisch-

tem) Biomethan oder Wasserstoff, welcher im Zuge eines CO_2 -neutralen und flexiblen Energiesystems mit Power-to-Gas (P2G)-Schnittstellen von Forschern immer wieder genannt wird [13, 14, 15].

Mit einem landesweiten jährlichen Bedarf von 231 TW h [4] für Haushalte, Gewerbe und Industrie ist Erdöl der zweite wichtige fossile Energieträger der Bundesrepublik. Ähnlich wie Gas, sind auch Ölheizungen besonders in Heimanwendungen weit verbreitet. Prinzipiell existieren mit Heizwert- und Brennwertkesseln dieselben Technologien, die auch zur Erdgasverbrennung eingesetzt werden. Die Emissionswerte liegen dabei mit durchschnittlich 266 g/kWh CO_2 etwas höher als bei Erdgas [11, S. 52]. Laut dem Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks ist jedoch besonders der Bestand an Ölheizungen von Überalterung betroffen [16, S. 5]. Der Anteil an effizienten Brennwertkesseln ist weitaus geringer als bei Gas-Feuerungsanlagen, da die Rückgewinnung der Kondensationswärme sich wegen einer niedrigeren Taupunkttemperatur des Abgases schwieriger gestaltet [17, S. 73]. Kemmler, der auch Verluste in Pufferspeichern und dem Verteilsystem miteinbezieht, geht von einem Jahresnutzungsgrad von 84 % für Ölheizungen aus [11, S. 63].

In Industrieranwendungen spielen Öl-Feuerungsanlagen nur eine untergeordnete Rolle. Technische Restriktionen verhindern hohe Temperaturniveaus, wie sie beispielsweise in Gasöfen erreicht werden können. Für Niedertemperaturanwendungen stellt Kohle oft die wirtschaftlichere Alternative dar. Bestehende Anlagen können jedoch ebenso mit Biodiesel betrieben werden, um die Emissionsbilanz zu verbessern.

Im Gegensatz zu Heizöl ist Kohle zur Wärmeerzeugung nur noch in der Industrie relevant. Zur Erzeugung von Prozesswärme und Strom werden jährlich 640 TW h [4] eingesetzt. Aufwendiger Transport, komplexe Fördermechanismen und eine hohe Schadstoffbelastung (Schwefeldioxid, Feinstaub, Schwermetalle, etc.) machen den Einsatz in Heimanwendungen unwirtschaftlich. Die THG-Emissionen sind mit 348 g/kWh CO_2 im Mittel ebenfalls deutlicher höher als für Öl- und Gasheizungen – bei einem Jahresnutzungsgrad von nur ca. 74 % [11]. In großindustriellen Anwendungen sowie in Fernwärmenetzen besitzt Kohle – besonders aufgrund der geringen Brennstoffkosten – noch immer einen entscheidenden Marktanteil. Kostenintensive Abgasnachbehandlung fällt hier aufgrund von Skaleneffekten weniger stark ins Gewicht. Die Substitution von fossiler Kohle durch holzartige Biomasse wird momentan ebenfalls in Betracht gezogen [18].

Im Fernwärmemix wird Wärme überdies durch die Verbrennung von Hausmüll und Industrieabfällen gewonnen. Die Bilanzierung der Anlagen hinsichtlich ihrer Emissionsfaktoren lässt sich kontrovers diskutieren [19]. Setzt man 50 % des Abfalls als biogen – und damit emissionsfrei an – können im Jahresmittel Werte von ca. 164 g/kWh CO_2 erreicht werden. Die Abwärmenutzung aus Müllverbrennungsanlagen wird jedoch laut der Bundesregierung [20, S. 15] wegen steigender Recycling-Bemühungen auch in Zukunft nur eine Nischenlösung darstellen. Der erneuerbare Anteil am Fernwärmemix von ca. 18 % ist in Abbildung 2.2 nicht dargestellt.

Die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme – oder auch Power-to-Heat (P2H) – erfolgt klassischerweise nach dem Prinzip der Widerstandsheizung.² Die Technik ist einfach, langlebig und daher auch sehr kostengünstig. Besonders in der Warmwasserbereitung sind elektrische Boiler und Durchlauferhitzer daher weit verbreitet [8, S. 15]. Sie können aufgrund ihrer hohen Flexibilität und geringer Wartungskosten ebenfalls gut als Ergänzung zur Deckung von Lastspitzen dienen. An der Bereitstellung von Prozesswärme besitzen elektrische Widerstandsheizungen ebenfalls einen entscheidenden Anteil. In Form von Elektrodenheizkesseln oder strombetriebenen Industrieöfen können sie Wärme bis über 1000 °C nahezu verlustfrei bereitstellen. Kemmler [11, S. 63] nimmt daher für Widerstandsheizungen einen Jahresnutzungsgrad von 98 % an.

Trotz der oben genannten Vorteile ist diese Technologie weiterhin umstritten. Der Wirkungsgrad der Widerstandsheizung liegt zwar nahe $\eta = 1$, jedoch wird bei der Umwandlung aus der hochwertigen Energieform Strom viel Exergie vernichtet. Darüber hinaus müssen für eine ganzheitliche Bewertung der Primärenergie-

²Bei der elektrischen Widerstandsheizung werden häufig metallische Materialien mit Strom durchflossen, um dabei joulesche Wärme zu erzeugen. Je höher der spezifische Widerstand des Materials, desto kompakter kann das Gerät ausfallen. Die eingesetzten Legierungen müssen dabei besonders resistenten gegenüber hohen Temperaturen sein.

einsatz und die spezifischen THG-Emissionen geprüft werden. Wie in Abbildung 2.3 ersichtlich, erfordert die Bereitstellung von Wärme über Stromheizungen einen wesentlich höheren Einsatz als die direkte Verbrennung des Energieträgers (in diesem Fall Steinkohle). Die Verluste entstehen dabei hauptsächlich bei der Wandlung von thermischer Energie zu Strom in den Kraftwerken, bevor der Strom wieder zu thermischer Energie zurückgewandelt wird.

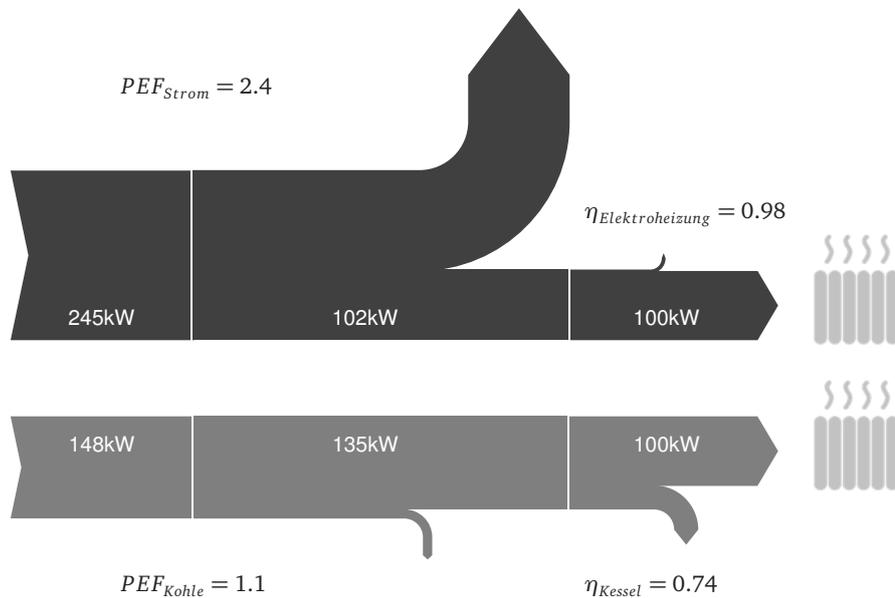


Abbildung 2.3: Energieflussdiagramm für Wärme aus Strom (oben) und Kohle (unten); Primärenergiefaktoren (PEF) aus [21]

Wegen der hohen Verluste entlang der Energiewandlungskette wurde im Jahr 2009 durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) ein Verbot elektrischer Nachtspeicheröfen – ebenfalls eine Gattung der Widerstandsheizung – beschlossen. Nur vier Jahre später hob der Bundestag das Verbot allerdings wieder auf [22]. Nach einer umfassenden Evaluierung des P2H-Potenzials in Deutschland kam man zu dem Schluss, dass elektrische Widerstandsheizungen die Flexibilität im Energiesystem steigern können und sich die CO_2 -Bilanz der Geräte mit einer größeren Durchdringung von erneuerbaren Quellen am Strommarkt signifikant verbessern wird. Mit den Werten aus Abbildung 2.4 ergeben sich für Wärme aus Widerstandsheizungen im Jahr 2018 Emissionen von $483 \text{ g/kWh } CO_2$. Dieser Wert ist immer noch weitaus schlechter als für eine Kohlefeuerung, der Trend deutet jedoch auf weitere Verbesserungen auf diesem Gebiet hin.

Es existieren allerdings bereits heute schon Umstände, bei denen der Emissionsfaktor von Wärme aus P2H zu $0 \text{ g/kWh } CO_2$ angenommen werden kann. Das ist genau dann der Fall, wenn für die Wärmeerzeugung sogenannter Überschussstrom aus EE verwendet wird [13, S. 36, 23]. Von Überschussstrom ist einerseits die Rede, wenn im Gesamtsystem die Einspeisung aus Erneuerbaren und Must-Run-Kapazitäten³ die Last übersteigt. Andererseits – und diese Situation tritt vermehrt in Schleswig-Holstein auf – können auch regionale Netzengpässe Überschussstrom verursachen. In diesen Fällen liegt die eingespeiste Leistung über der lokalen Netzkapazität und Windenergieanlagen müssen kurzfristig abgeregelt werden.

³Als Must-Run bezeichnet man die Mindeststromerzeugung, die sich aus technischen und ökonomischen Restriktionen ergibt. Dazu zählen beispielsweise Laufwasser-, Geothermie- und Photovoltaikanlagen aber auch Grundlastkraftwerke, die nur schlecht regelbar sind. Das Wiederanfahren nach einer Komplettabschaltung dauert bis zu 24 Stunden und ist mit hohen Kosten verbunden [24].

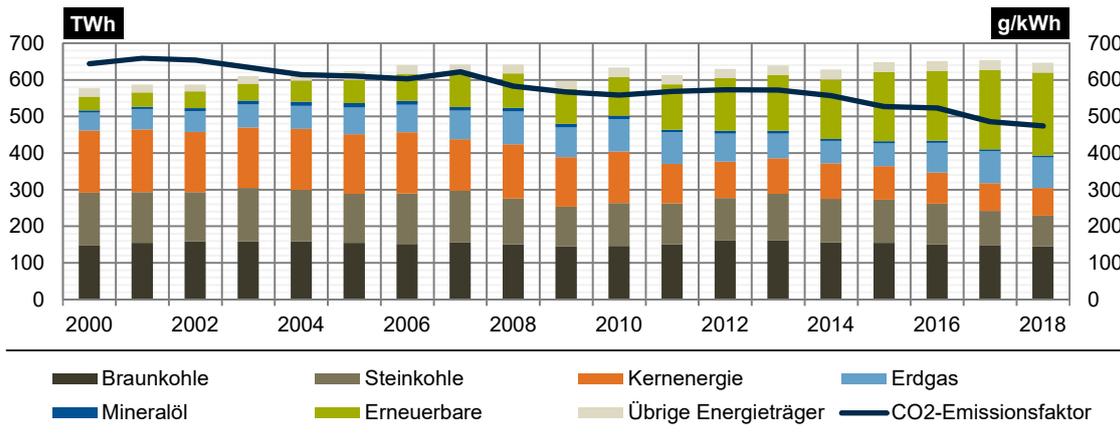


Abbildung 2.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und CO₂-Emissionen pro kWh seit 2000; Daten aus [4]

2.2 Konzepte und Technologien zur Gestaltung der Wärme-wende

Der vorherige Abschnitt hat sich mit der aktuellen Situation am Wärmemarkt und speziell fossiler Wärmeerzeugung auseinandergesetzt. Dabei wurde im Vergleich mit dem Stromsektor deutlich, dass ein überwiegender Anteil der Wärmenachfrage bisher noch emissionsbehaftet gedeckt wird. Gemeinsam mit dem hohen Anteil am deutschen Endenergieverbrauch stellt der Wärmesektor somit ein enormes ungenutztes Potenzial zur CO₂-Einsparung dar. Im Folgenden sollen daher verschiedene Ansätze zur Emissionsreduktion auf Verbraucher- und Erzeugerseite erläutert werden. Speziell im Hinblick auf die starke räumliche Kopplung von Angebot und Nachfrage auf dem Wärmemarkt sowie die Temperatursensitivität vieler Anwendungen werden die Potenziale von erneuerbarer Wärme evaluiert.

2.2.1 Reduktion des Wärmebedarfs

Innerhalb des Wärmesektors wurde von der Bundesregierung die Raumwärme als Anwendungsbereich mit dem höchsten Potenzial zur Einsparung von Primärenergie identifiziert. Dementsprechend zielen Maßnahmen wie die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) oder das EnEV speziell auf die Dekarbonisierung des Wärmebedarfs in Gebäuden ab. Das ausgegebene Ziel ist dabei eine Reduktion des (fossilen) Primärenergiebedarfs im Gebäudesektor um 80 % gegenüber 2008 [25]. Grundsätzlich sind bei den Handlungsoptionen zur Zielerreichung zwei Arten an Maßnahmen zu unterscheiden (siehe Abbildung 2.5). Die erste Option ist, wie im Strommarkt fossile Energieträger durch den Einsatz erneuerbarer Wärme sukzessive zu reduzieren. Die technologischen Möglichkeiten dazu sind vielfältig.

Das praktische Potenzial unterliegt in Deutschland jedoch sowohl technischen als auch wirtschaftlichen Restriktionen. Nach Untersuchungen des ifeu-Instituts [26] ist es daher mit den vorhandenen Technologien nicht möglich, den aktuellen Wärmebedarf von 1330 TWh/a komplett erneuerbar zu decken. Die zweite Maßnahme fokussiert sich daher auf die Nachfrageseite und damit eine Verringerung des Wärmebedarfs. Über energetische Sanierungen und neue, effiziente Gebäudekonzepte sollen so die angepeilten Emissionsreduktionen erreicht werden können. Allerdings gelten für diese Maßnahme ebenfalls bestimmte Einschränkungen. Auch wenn es gelingt, die Sanierungsrate auf über 2 % zu heben und energetische Standards weiter zu verschärfen, lässt sich der Endenergieverbrauch in Gebäuden nicht beliebig reduzieren. Selbst in Neubauten werden sich mit modernen Dämmmaterialien die Wärmeverluste nicht ganz vermeiden lassen; in Altbauten

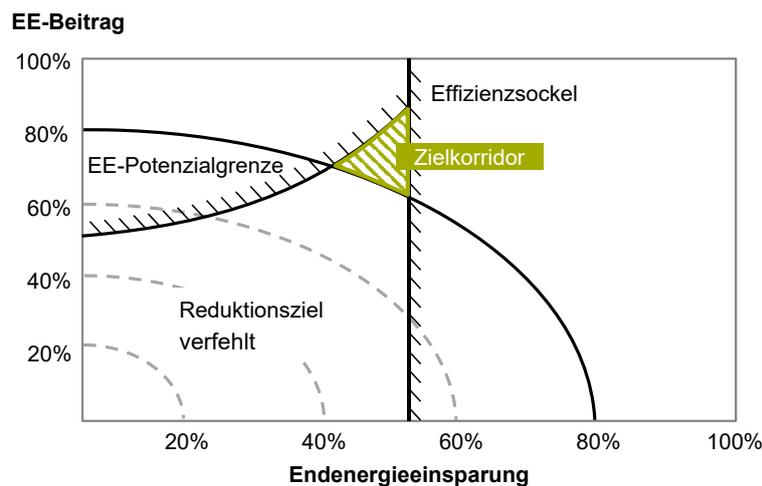


Abbildung 2.5: Zielkorridor für eine Emissionsreduktion um 80% im Gebäudebereich. Restriktionen im Bereich EE-Wärme und Energieeffizienz berücksichtigt; Darstellung angelehnt an [25, S. 15]

kann zusätzlich der Denkmalschutz den Sanierungsambitionen im Weg stehen. Thamling [27, S. 32] nennt daher einen Effizienzsockel von maximal -54% gegenüber 2008. Aus dem Emissionsziel bis 2050 sowie den zwei vorgestellten Maßnahmen mit ihren jeweiligen Potenzialrestriktionen lässt sich daher ein schmaler Zielkorridor ableiten, den es bis 2050 zu treffen gilt.

Da sich die Maßnahmen der Bundesregierung zur Bedarfsreduktion auf die Raumwärme beschränken, geht ein Großteil der bestehenden Studien nicht von einem signifikanten Rückgang in den übrigen Sektoren aus. Paardekooper [28, S. 17] bemängelt deutlich die fehlende Adressierung von Warmwasser und Prozesswärme. Mit einem gleichbleibenden Bedarf in diesen Bereichen könnten die Ziele zur Dekarbonisierung nicht erreicht werden. Sie spricht sich daher für eine Steigerung der Effizienzbemühungen im Industriesektor aus, mit denen trotz konstanten Wirtschaftswachstums eine Reduktion des Prozesswärmebedarfs um 11% bis 2050 erreicht werden könne.

2.2.2 Glättung des Wärmelastgangs

Zusätzlich zur Reduktion des gesamten Wärmebedarfs besteht die Möglichkeit, die Form der Nachfragekurve (oder auch Wärmelastgang) positiv zu beeinflussen. Bei Betrachtung von Abbildung 2.6 wird deutlich, dass die Raumwärmenachfrage im Gegensatz zum Stromverbrauch, der lediglich tägliche und wöchentliche Periodizitäten enthält, besonders starken saisonalen Schwankungen unterliegt. Für Prozesswärme und Warmwasser ist diese starke Jahreszeitabhängigkeit nicht zu beobachten. Diese beiden Nachfragekurven zeigen ein ebenermäßigeres Bild, das dem des Stromverbrauchs ähnelt.

Für den dargestellten Wärmelastgang aus dem Jahr 2008 entfallen auf die Monate Mai bis Oktober nur 18% des jährlichen Bedarfs. Der überwiegende Teil des Heizbedarfs tritt bei kalten Außentemperaturen auf. Problematisch ist dies deshalb, weil die installierte Kapazität darauf ausgelegt sein muss, die Lastspitzen in den Wintermonaten zu decken. Die Heizungsanlagen bleiben über den Sommer meist ausgeschaltet oder müssen im ineffizienten Teillastbetrieb laufen. Energetisch günstiger wäre es, die in den Sommermonaten überschüssige Wärme speichern zu können, und bei steigendem Bedarf wieder abzurufen. Im Idealfall ließen sich dadurch Kapazitäten von Spitzenlastkesseln ersetzen und die Jahresnutzungsgrade der übrigen Erzeuger verbessern [24, S. 5]. Besonders in Kombination mit erneuerbaren Wärmequellen, die speziell bei höheren Außentemperaturen Effizienzvorteile bieten, ließen sich so Synergieeffekte nutzen.

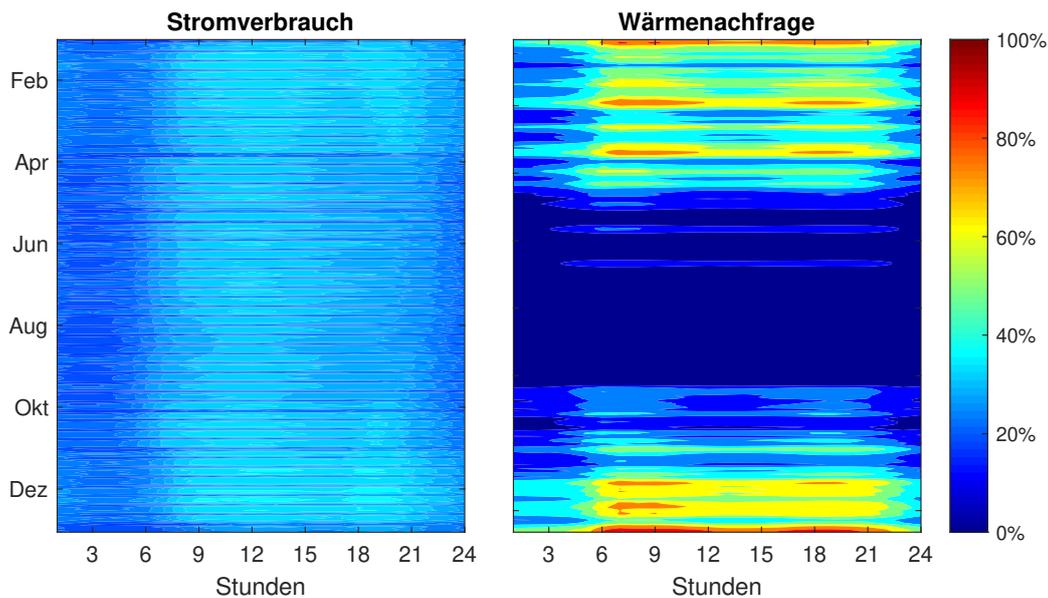


Abbildung 2.6: Normierte Lastgänge für Strom und Raumwärme; Stromdaten aus [29], Wärmelastgang aus [30]

Die bestehenden Systeme im Bereich der Wärmespeicherung lassen sich nach drei grundlegenden Wirkungsprinzipien aufteilen. Die am weitesten verbreitete Technologie ist die Speicherung sensibler Wärme, die in der Warmwasserbereitstellung oder in Heizungsanlagen als Pufferspeicher Anwendung findet. Ebenfalls existieren bereits Anlagen zur Speicherung latenter Wärme, die es ermöglichen, den Temperaturhub des Speichers um den Bereich des Phasenübergangs einzuschränken. Noch im Entwicklungsstadium befinden sich thermochemische Speicher, die mit Reaktionswärme arbeiten und daher praktisch keiner Selbstentladung unterliegen. Alle drei Technologien eint, dass sie schon heute effizienter und günstiger sind als Stromspeicher [24, S. 6]. Im Folgenden sollen daher die verschiedenen Konzepte auch in Anbetracht ihres Potenzials und Entwicklungsstandes genauer beleuchtet werden.

Die Einspeicherung sensibler Wärme erfolgt über eine fühlbare Temperaturänderung des Speichermediums ohne Phasenübergang. Die eingespeicherte Wärmemenge ergibt sich in Abhängigkeit der spezifischen Wärmekapazität c und der Temperaturdifferenz zur Umgebung ΔT nach Gleichung 2.3. Wegen seiner hohen Wärmekapazität von $4,19 \text{ kJ/kgK}$ und seiner hohen Verfügbarkeit konnte sich Wasser als Wärmespeichermedium in Niedertemperaturanwendungen flächendeckend durchsetzen. Durch den Siedepunkt von 100 °C bei Atmosphärendruck sind die Anwendungsmöglichkeiten im Bereich der Prozesswärme dagegen begrenzt. Zwar lässt sich über Drucktank-Konzepte dieser Bereich bis über 150 °C erweitern, darüber kommen jedoch vor allem Thermoöle und Salzschnmelzen zum Einsatz. Für einen sensiblen Warmwasserspeicher ergibt sich bei einem nutzbaren $\Delta T = 50 \text{ K}$ eine Wärmespeicherdichte von 58 kW h/m^3 . Hohe Temperaturdifferenzen zur Umgebung machen eine aufwendige Wärmedämmung notwendig [31, S. 537]. Um eine Bezuschussung nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zu erhalten, dürfen Speicher Wärmeverluste in Höhe von 15 W/m^2 nicht überschreiten.

Dennoch führen die Isolationsverluste bei kleinen Speichern zu hohen Selbstentladungsraten. In Heimanwendungen werden sensible Speicher daher meist als Puffer- oder Tagesspeicher ausgelegt. Die Selbstentladung lässt sich jedoch direkt proportional zum Verhältnis von Oberfläche zu Volumen verbessern. Abbildung 2.7 zeigt dieses Phänomen beispielhaft für einen kubischen Speicher⁴.

⁴In der Realität werden die Tanks allerdings häufig zylindrisch ausgeführt, um die Speicheroberfläche bei gleichem Volumen noch weiter zu reduzieren. Kugelförmige Konstruktionen haben sich aufgrund komplexerer Fertigungsverfahren und den damit verbundenen hohen Kosten bisher nicht durchsetzen können.

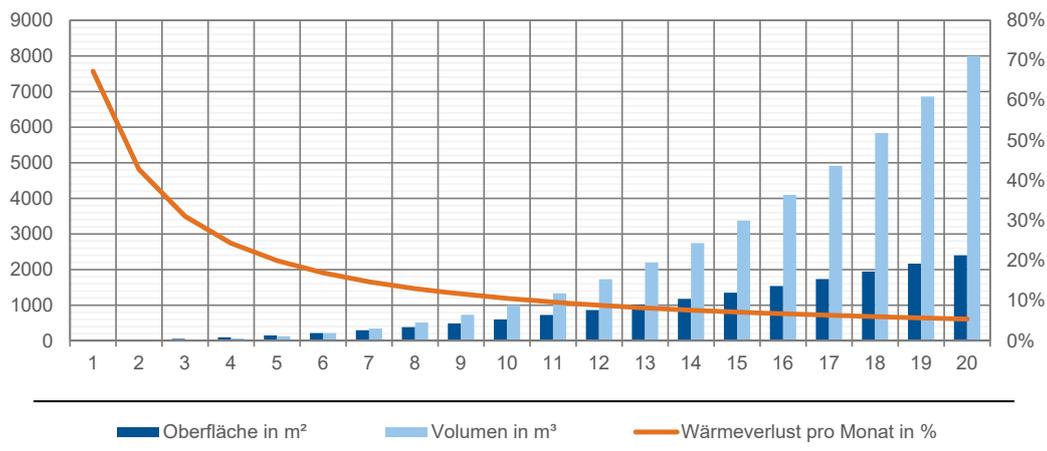


Abbildung 2.7: Monatliche Wärmeverluste eines kubischen sensiblen Wärmespeichers nach KWKG-Förderkriterium in Abhängigkeit der Kantenlänge in m

Obwohl Forscher vor wenigen Jahren noch die Realisierbarkeit von Saisonspeichern in Deutschland in Zweifel gezogen haben [32], existieren mittlerweile mehrere erfolgreiche großvolumige Speicherprojekte für Nahwärmenetze. Mangold [33] beschreibt die Technologie – speziell in Kombination mit Solarthermieanlagen – sogar als "Deutsche Erfolgsgeschichte". Projekte wie am Münchener Ackermannbogen mit einem Fassungsvermögen von 6500 m^3 Wasser können die Wärme über mehrere Monate speichern und so saisonale Nachfrageschwankungen glätten [34]. Auch ökonomisch kann sich eine großvolumige Speicherdimensionierung lohnen. Laut Pellingner [35, S. 67] reduzieren sich die spezifischen Investitionskosten $k_{inv}(V)$ mit zunehmender Speichergröße. Voraussetzung dafür ist eine adäquate Wärmenachfrage in der näheren Umgebung oder der Anschluss an ein Fernwärmenetz.

$$k_{inv}(V) = 8222,6 V^{-0,3694} \text{ €/m}^3 \quad (2.4)$$

Sensible Speicher können als 1-Tank oder 2-Tank-Systeme ausgeführt werden. Bei einem indirekten 1-Tank-System besitzt das durchmischte Wärmespeichermedium eine homogene Temperaturverteilung und gibt die Wärme über einen Wärmetauscher an ein Wärmeträgermedium ab. Die bei fortschreitender Entladung fallende Temperatur wirkt sich jedoch auch negativ auf die Entladeleistung aus. Um dieser Problematik entgegenzuwirken, werden 1-Tank-Systeme häufig als direkte Schichtspeicher ausgeführt. Direkt bedeutet in diesem Fall, dass kein zusätzliches Wärmeträgerfluid zum Einsatz kommt. Stattdessen besitzt der Speicher im oberen und im unteren Teil jeweils einen Anschluss für einen Austausch des Speichermediums. Wegen der thermisch bedingten Dichteunterschiede lassen sich so warme und kalte Phase voneinander trennen und die Entladeleistung kann nahezu konstant gehalten werden. Über niedrige Fließgeschwindigkeiten und Diffusoren wird versucht, die Thermokline⁵ möglichst klein zu halten und Exergieverluste zu unterbinden. 2-Tank-Systeme umgehen das Problem durch eine räumliche Trennung von heißer und kalter Phase. Es befindet sich jedoch nur ein Wärmespeichermedium vom Volumen eines Tanks im System. Der übrige Raum bleibt ungenutzt, was die volumetrische Energiedichte auf Systemebene nahezu halbiert.

Anders als sensible Speicher nutzen latente Speicher nicht die Energie aus einer Temperaturdifferenz, sondern aus einem Phasenübergang des Wärmespeichermediums. Im Beispiel von Wasser beträgt die Schmelzwärme $333,5 \text{ kJ/kg}$. Für die gleiche Wärmemenge müsste flüssiges Wasser um den Betrag von 80 K erhitzt werden. In der Regel lassen sich Latentwärmespeicher daher kompakter ausführen sensible

⁵Als Thermokline wird im Speicher der Übergangsbereich zwischen heißer und kalter Phase bezeichnet, in dem sich wegen Durchmischungseffekten ein Temperaturgradient ausbildet [24].

Speicher [36]. Zudem besteht die Möglichkeit, über die Auswahl des Wärmespeichermediums den Temperaturbereich für bestimmte Anwendungen zu optimieren. Temperaturstabilisierende Baumaterialien machen sich diesen Effekt zunutze, indem der Schmelzpunkt so gewählt wird, dass er mit der Komforttemperatur übereinstimmt. Wird es zu warm, absorbiert der Speicher Wärme und schmilzt auf; wird es zu kalt, friert der Speicher unter Wärmeabgabe wieder ein.

Isolationsverluste stellen auch bei Latentwärmespeichern ein Problem dar. Zwar kann über die Anpassung des Schmelzpunkts ein geringeres ΔT zur Umgebung erreicht werden, dadurch sinkt allerdings auch der technische Nutzen der Wärme. Ein Eisspeicher kann beispielsweise eine große Menge an Schmelzwärme bereitstellen, zur Gebäudeheizung lässt er sich dennoch nicht ohne Weiteres einsetzen. Die Temperaturdifferenz zur Umgebung – und damit auch die Isolationsverluste – bleiben somit durch den Anwendungsfall bestimmt. Prinzipiell unterliegt der Wirkungsgrad von Latentwärmespeichern daher denselben physikalischen Beschränkungen wie sensibler Speicher. Momentan noch mit hohen Kosten verbunden, kann diese Technologie das Potenzial thermischer Speicher jedoch dort erweitern, wo eine kompakte Bauweise und stabile Temperaturen gefordert sind [31, S. 565].

Neben sensiblen und latenten Speichern, die beide zu den rein thermischen Speichertechnologien gezählt werden, existieren thermochemische Konzepte. Diese Anlagen beruhen auf der Speicherung thermischer Energie in reversiblen Bindungsprozessen. Ob es sich dabei um chemische Bindungen oder Sorptionsvorgänge⁶ handelt, spielt für den zugrunde liegenden Mechanismus keine Rolle. Durch die Zufuhr von Wärme wird das Stoffgemisch in seine Reaktanten aufgespalten. Die beiden Reaktanten werden bis zur Ausspeicherung separiert gelagert. Dabei treten im Gegensatz zu den rein thermischen Speichern keine Selbstentladungseffekte auf. Schließlich lässt man die Reaktanten unter geeigneter Temperatur und Druck reagieren, wobei die Reaktionswärme wieder frei wird [37, S. 22].



Von den vorgestellten Technologien zur Speicherung thermischer Energie, besteht bei thermochemischen Speichern noch der größte Entwicklungsbedarf. Forscher sehen in dieser Technologie jedoch großes Potenzial wegen hoher erreichbarer Speicherdichten (bis zu 500 kWh/m³ [24]) und der theoretisch unlimitierten Speicherdauer.

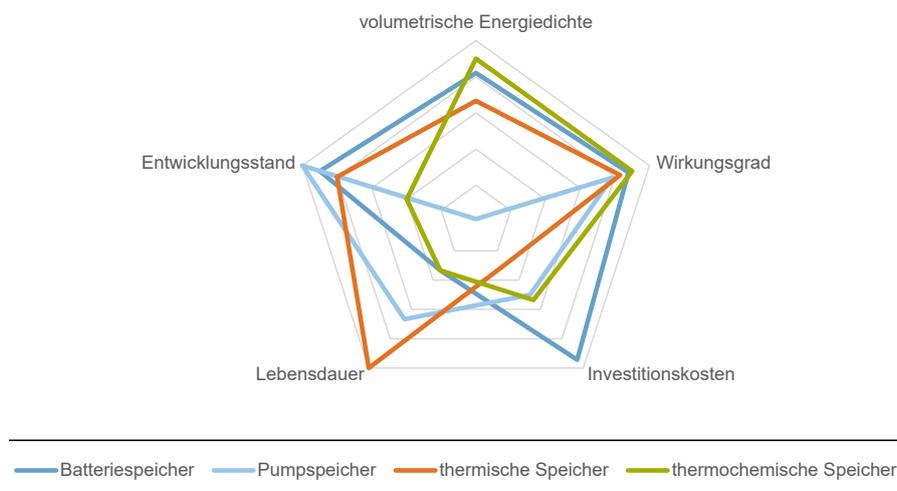


Abbildung 2.8: Qualitativer Vergleich verschiedener Energiespeichertechnologien; Wirkungsgrad bezogen auf eine Speicherdauer von drei Monaten; Daten aus [38, 24, 39]

⁶Der Begriff Sorption umfasst alle Prozesse, die zu einer Anreicherung eines Stoffes innerhalb einer Phase (Absorption) oder an einer Grenzfläche (Adsorption) führen.

Demgegenüber stehen – jedenfalls zum jetzigen Zeitpunkt – noch vergleichsweise hohe Investitionskosten. Da die Speichermaterialien einen großen Anteil der Investitionskosten darstellen, sind ausgeprägte Skaleneffekte nicht zu erwarten.

Abbildung 2.8 stellt die Eigenschaften verschiedener Energiespeichertechnologien für den saisonalen Ausgleich gegenüber. Aufgrund der ähnlichen Funktionsweise werden sensible und latente Wärmespeicher unter der Rubrik thermische Speicher zusammengefasst. Man kann erkennen, dass beide Wärmespeichertechnologien im Vergleich zu den Stromspeichern bei gleichzeitig moderaten Investitionskosten ein hohes Potenzial bergen. Gleichwohl besteht hier noch ein erhöhter Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um hinsichtlich der Marktreife zu den Stromspeichern aufzuschließen.

2.2.3 Solarthermie

Solarkollektoren, um aus der Strahlungsenergie der Sonne Wärme zu gewinnen, existieren in Deutschland seit den 70er-Jahren. Die Technik gilt als unkompliziert, wartungsarm und langlebig. Mit einer installierten Kollektorfläche von 20,5 Mio. m² wurden 2018 ca. 8 TWh Wärme erzeugt [40]. Bezogen auf den gesamten Wärmemix beläuft sich der solarthermische Anteil jedoch auf weniger als 1 %. Stellt man diesen Zahlen die Solarkonstante⁷ (1367 W/m²) [17, S. 118] gegenüber, ergibt sich eine deutliche Diskrepanz zwischen theoretischem Potenzial und tatsächlicher Wärmeausbeute. Durch Reflexion und Absorption durch die Erdatmosphäre schrumpft die Leistungsdichte für die Globalstrahlung in Deutschland bereits auf 1000 W/m² im Idealfall. Berücksichtigt man nun noch Abschattung durch Wolken, die saisonbedingte Mittagshöhe und den tageszeitabhängigen Azimutwinkel, verbleibt eine nutzbare gemittelte Strahlungsleistung von 114 W/m² [41, S. 11]. Aufgrund der variierenden Entfernung zum Äquator ist die durchschnittliche Ausbeute in Süddeutschland etwas besser als im Norden. Trotz dieses Gefälles kann die thermische Nutzung von Solarenergie in Norddeutschland ebenfalls ökonomisch sinnvoll sein. Da auch in den skandinavischen Ländern Solaranlagen zur Heizungsunterstützung zum Einsatz kommen, gibt es innerhalb des Bundesgebietes keine Einschränkungen zur Anwendung [42, S. 62].

Wie Photovoltaikmodule können solarthermische Kollektoren sowohl direkte als auch diffuse Strahlungsanteile nutzen. Dabei wird die nutzbare Strahlungsleistung hauptsächlich durch den optischen Wirkungsgrad der Glasabdeckung bestimmt, die einen Teil der einfallenden Globalstrahlung Φ_G wieder zurückreflektiert. Der transmittierte Teil Φ_T trifft auf die Röhren mit dem Wärmeträgerfluid (aus Frostschutzgründen häufig ein Wasser-Glykol-Gemisch) und erhitzt dieses auf dem Weg durch den Kollektor. Da sich jedoch auch Isolierung und Rahmen des Absorbers erwärmen, entstehen weitere Wärmeverluste \dot{Q}_V , die von der nutzbaren Wärme \dot{Q}_{Nutz} abgezogen werden müssen. Abbildung 2.9 demonstriert die Energieströme für einen Flachkollektor. Für Vakuumröhrenkollektoren gelten dieselben grundsätzlichen Mechanismen, allerdings können diese Systeme bei hohen geforderten Temperaturen einen besseren Wirkungsgrad [17, S. 329] erreichen.

Die Weiterentwicklung der konzentrierenden Röhrentechnologie ist laut Lauterbach [43] ebenso nötig, um Potenziale in der Prozesswärmebereitstellung bis über 200 °C beispielsweise zur Dampferzeugung zu erschließen. Auf diesem Temperaturniveau ist zwar auch die Verlustleistung erheblich höher, dennoch sehen Forscher Solarwärme für eine Vielzahl von Industrieprozessen als konkurrenzfähig an [44, S. 86]. Mit einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der Technologie werden sich auch die Kosten weiter verringern. Die Instandhaltungskosten dieser wartungsarmen Systeme betragen heute ca. 1 % der Investitionskosten [45, S. 7]. Für die spezifischen Investitionen sagt Zörner [46, S. 7] bis 2050 überdies eine Reduktion von über 50 % voraus. Laut diesen Annahmen können die spezifischen Investitionskosten für Solarthermieanlagen in Zukunft unter 300 €/kW_{th} liegen.

⁷Die Solarkonstante E_0 beschreibt die extraterrestrische Strahlungsintensität, welche von der Sonne senkrecht auf die Erde trifft.

lässt sich über höhere Temperaturen nur noch unwesentlich verbessern. Die Abwärme des Prozesses kann weiterhin in das Fernwärmenetz eingespeist werden, jedoch auf einem geringeren Temperaturniveau als dem der Förderbohrung.

Theoretisch übersteigt das technische Angebotspotenzial in Deutschland das Nachfragepotenzial um mehrere Größenordnungen. Selbst mit Energie allein aus Heißwasser-Aquiferen könnte die gesamtdeutsche Strom- und Wärmenachfrage gedeckt werden [50, S. 35]. Diese hydrothermalen Vorkommen beschränken sich jedoch auf das Molassebecken, das Oberrheinbecken und das Norddeutsche Becken (in diesen Regionen konzentriert sich heute 98 % des erschlossenen Potenzials). Demgegenüber sind Geothermiestandorte nur dort wirtschaftlich sinnvoll, wo die Wärme über ein Fernwärmenetz verteilt werden kann. Das reine Nachfragepotenzial für Niedertemperaturwärme beläuft sich laut Paschen auf 703 TWh_{th}/a [50, S. 53]. Dazu wäre jedoch ein erheblicher Ausbau der Fernwärmenetze nötig. Geht man von der Kapazität bestehender Wärmeverteilnetze aus, reduziert sich der Wert auf 128 TWh_{th}/a [10, S. 8]. Damit das Gesamtpotenzial ausgenutzt werden kann, ist es jedoch notwendig geographische Restriktionen zu überwinden und auch petrothermale Vorkommen zu erschließen. Dabei kann im Gegensatz zur hydrothermalen Geothermie nicht auf natürliche Thermalwasservorkommen zurückgegriffen werden. Stattdessen muss die Wärme kristallinen Gesteins genutzt werden [49, S. 5]. Dazu wird bei den sogenannten Hot-Dry-Rock (HDR)-Verfahren unter hohem Druck Wasser in Tiefenbohrungen verpresst. Auf diese Weise gelingt es, in den Gesteinsschichten zwischen Förder- und Injektionsbohrung großflächige Risse zu erzeugen, durch die das Wasser zur Erwärmung zirkulieren kann. Da bei reinen Wasserfrac-Methoden keine Additive wie Stützmittel oder chemische Zusätze zur Rissbildung eingesetzt werden, gilt das Verfahren als ökologisch unbedenklich. Die erste europäische HDR-Anlage im großtechnischen Maßstab ging 2016 in Soultz (Frankreich) in Betrieb. Zum jetzigen Stand existieren in Deutschland jedoch nur Forschungsanlagen im Technikumsmaßstab, die auf dieser Technologie basieren.

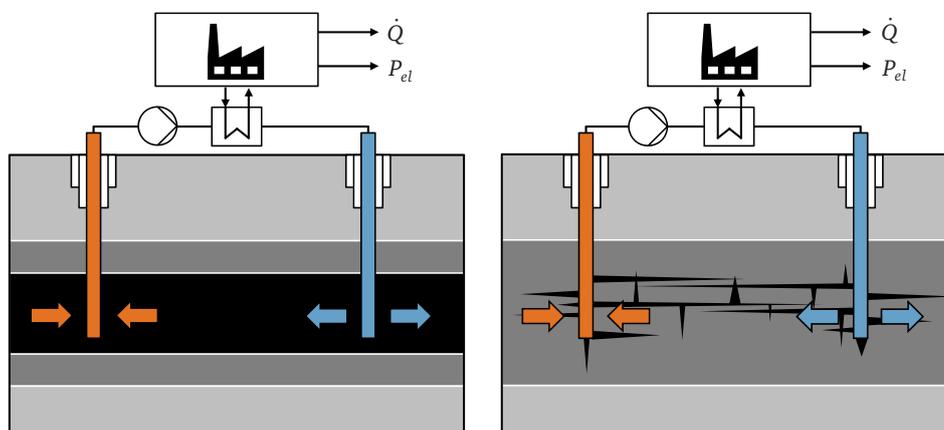


Abbildung 2.10: Schematische Funktionsweise einer hydrothermalen Geothermieanlage (links) gegenüber einer HDR-Anlage (rechts), beide mit Kogeneration

Die Bohrkosten einer Geothermieanlage steigen nahezu exponentiell mit der erreichten Teufe. Laut Sigfússon und Uhlein [51, S. 42] stellen die Bohrungen mit über 50 % bei heutigen Kraftwerken daher den größten Kostenfaktor dar. Aufgrund von großen Effizienzsteigerungen auf diesem Gebiet erwartet Elsner [52, S. 46] eine Kostenreduktion von bis zu 75 % auf 5100 €/kW_{el} im Jahr 2050. Die prognostizierten Werte in [51, S. 22] für hydrothermische Projekte sind vergleichbar und lassen sich zu 631 €/kW_{th} bezogen auf die Wärmeleistung umrechnen. Die Prognose für ein Kraftwerk, das nach dem HDR-Verfahren arbeitet, beläuft sich auf etwa 975 €/kW_{th}. Damit liegen die spezifischen Investitionskosten zwar deutlich über der Solarthermie, allerdings beziehen sich die Kosten auf die gesamte KWK-Anlage, sodass die Stromerzeugung darüber

ebenfalls abgedeckt ist. Zudem besitzt die Geothermie den Vorteil einer gleichförmigen Angebotskurve, wodurch das Problem der Überschusswärme im Sommer reduziert wird.

2.2.5 Umweltwärme

Es ist jedoch nicht zwingend nötig, mehrere Kilometer tief zu bohren, um natürliche Wärmequellen zu erschließen. Umweltwärme kann schon wenige Meter unter der Erdoberfläche (oberflächennahe Geothermie) oder aus der Umgebungsluft gewonnen werden. Ein entscheidendes Hemmnis bei der direkten Nutzung der Umgebungswärme ist jedoch das sehr niedrige Temperaturniveau. Es bedarf daher des Einsatzes von Wärmepumpen, um die Temperatur auf ein praktikables Niveau anzuheben. Je größer diese Temperaturdifferenz ausfällt, desto mehr Energie muss zusätzlich aufgewendet werden, und der energetische Vorteil der Wärmepumpentechnologie schwindet [48, S. 624]. Lambauer [53, S. 17] hält Temperaturen bis zu 100 °C mit Fortschritten in der Kältemitteltechnologie für möglich, allerdings bei einem deutlich schlechteren Wirkungsgrad. Für die Umgebungsluft und oberflächennahe Erdwärme gilt dabei gleichermaßen, dass das Wärmeangebot primär von der Sonne und nicht von thermischen Aktivitäten im Erdinneren bestimmt wird. Wärmepumpen sind zwar grundlastfähig, das schwankende Angebot an Umgebungswärme muss jedoch durch zusätzlichen Energieaufwand ausgeglichen werden. Mit anderen Worten: diese Technologie unterliegt einem zeitlich variablen Wirkungsgrad.

Mit einer durchschnittlichen Leistung von 10 kW_{th} lassen sich Wärmepumpen dezentral einsetzen und benötigen daher keinen Anschluss an ein Fernwärmenetz [54, S. 37]. Es existieren zwar Ausbaumhemmnisse in Form von Akzeptanzproblemen (Lärmbelästigung) oder Platzmangel; laut Deutsch [55, S. 76] wird es durch technologische Weiterentwicklungen aber trotzdem möglich sein, auch den Gebäudebestand flächendeckend mit der Technologie auszustatten. Momentan existieren in Deutschland knapp eine Million dieser Anlagen, mit einer installierten Heizleistung von insgesamt 10,88 GW_{th} [56, S. 17].

Wärmepumpen lassen sich prinzipiell nach ihrer Wärmequelle und der Antriebstechnologie klassifizieren. Im Folgenden soll zwischen Erdwärmepumpen⁹, Luftwärmepumpen (beide strombetrieben) und Gaswärmepumpen unterschieden werden. Die meisten Anlagen arbeiten nach dem umgekehrten Wärme-Kraft-Prozess. Flüssiges Kältemittel wird dazu auf einem niedrigen Temperaturniveau durch den Einsatz von Umgebungswärme verdampft. Durch Zufuhr von mechanischer Energie werden Druck und Temperatur des Kältemittels in einem Verdichter weiter erhöht. Die Wärmeabgabe erfolgt auf einem hohen Temperaturniveau im Kondensator, bevor das Arbeitsfluid über eine Drossel entspannt wird und der Kreislauf erneut beginnt. Für klassische Erd- und Luftwärmepumpen wird die mechanische Energie über elektrischen Strom bereitgestellt. Über den Coefficient of Performance (COP) wird das Verhältnis von bereitgestellter Wärmeleistung zu eingesetzter Leistung beschrieben. Je höher der COP, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Der entsprechende Kennwert für die bereitgestellte Energiemenge über ein Jahr nennt sich Jahresarbeitszahl (JAZ). Die regenerative Energiequelle beziehen Erdwärmepumpen über großflächige Kollektoren, tiefe Erdwärmesonden oder direkt über das Grundwasser. Die Geräte erreichen dadurch JAZ von ca. 4,3; Luftwärmepumpen liegen mit ca. 3,3 etwas darunter [57, S. 18].

Gas-Wärmepumpen beruhen entweder auf dem gleichen – jedoch gasmotorisch betriebenen – Kreisprozess oder auf dem Sorptions-Prinzip. Dazu wird in der ersten Phase das Sorbens mit Hilfe eines Gasbrenners erhitzt, um enthaltenen Wasserdampf auszutreiben, der im Kondensator seine Wärme an das Heizsystem abgibt. Dieser Prozess läuft so lange ab, bis das Sorbens vollständig getrocknet ist. Im Anschluss sorgt Umweltwärme dafür, dass das Wasser verdampft und sich im Sorptionsmittel erneut einlagert. Die dabei frei werdende Wärme kann ebenfalls dem Heizsystem zugeführt werden [58]. Ein wesentlicher Vorteil dieser

⁹Grundwasser-Wärmepumpen erfordern häufig komplexe Genehmigungsverfahren und machen nur etwa 7 % der verkauften Einheiten am Wärmepumpenmarkt aus [56, S. 17]. Da das Grundwasser vergleichbaren saisonalen Temperaturschwankungen wie das umliegende Erdreich unterliegt, werden beide Technologien unter dem Begriff Erdwärmepumpe zusammengefasst.

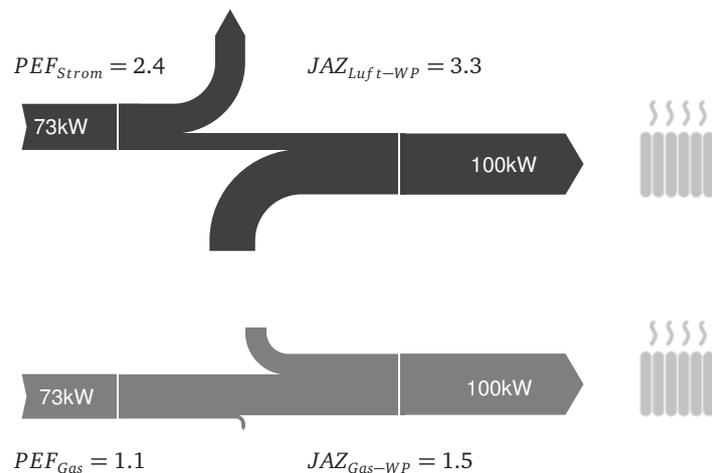


Abbildung 2.11: Energieflussdiagramm Luftwärmepumpen (oben) und Gas-Wärmepumpen (unten) PEF aus [21]

Technik ist dabei das Fehlen beweglicher Teile und damit geringere Wartungskosten. Demgegenüber stehen jedoch im Vergleich zu den strombetriebenen Systemen geringere Jahresarbeitszahlen von ca. 1,5. Für eine ganzheitliche Effizienzbewertung ist es hier wieder notwendig die PEF für beide Wandlungsketten wie in Abbildung 2.11 zu berücksichtigen. Bei dem jetzigen Strommix kann die Gas-Wärmepumpe mit strombetriebenen Systemen, was den fossilen Primärenergieeinsatz angeht, durchaus konkurrieren. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Anlagen mit Bio-Methan oder Wasserstoff zu betreiben, um die Umweltbilanz noch weiter zu verbessern.

Was die Investitionskosten betrifft, hält Hecking [15, S. 71] für Luftwärmepumpen eine Kostenreduktion von 1200 €/kW_{th} bis auf 800 €/kW_{th} im Jahr 2050 für realistisch. Nimmt man die gleiche Lernkurve für Erdwärmepumpen an, ergeben sich für 2050 spezifische Investitionskosten von 1180 €/kW_{th}. Die Recherchen von [59] decken sich damit. Für gasbetriebene Wärmepumpen ist die Datenlage wegen der geringen Marktdurchdringung unsicherer. Pezzola [60] rechnet für gasmotorische Anlagen mit Investitionskosten vergleichbar mit denen für Erdwärmepumpen. Für Sorptions-Wärmepumpen geht Addis [61, S. 56] sogar von nur 600 €/kW_{th} aus. Berücksichtigt man die zusätzliche aufgewendete Energie, welche die Pumpen benötigen, liegen Wärmegestehungskosten meist über den Werten von Geothermiekraftwerken. Dadurch ist auch die THG-Bilanz abhängig von den aktuellen PEF. Nur bei einem 100% erneuerbaren Strom- oder Gasmix arbeiten die Anlagen wirklich CO₂-frei. Da sie sich jedoch flexibel einsetzen lassen und die Möglichkeit bieten, Überschussstrom mit hohen Wirkungsgraden in Wärmeenergie zu wandeln, stellen Wärmepumpen eine Schlüsseltechnologie auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesystem dar [62].

2.2.6 Biomasse

Die Verbrennung von Biomasse zur Erzeugung von Wärme ist die älteste dokumentierte, von Menschen genutzte Energieform. Bei der Verbrennung wird genau wie bei fossilen Brennstoffen CO₂ frei, jedoch nur so viel, wie die Pflanze innerhalb ihrer Lebensdauer aus der Atmosphäre aufgenommen hat. Die Energie zur Photosynthese stammt wiederum von der Sonne. Da sich der Lebenszyklus einer Pflanze innerhalb des menschlichen Zeithorizonts abspielt, gehört Biomasse zu den erneuerbaren Energieformen.¹⁰ Gegenüber den übrigen erneuerbaren Energiequellen hat Biomasse den Vorteil der einfachen und verlustfreien Speicherung über lange Zeiträume. Damit gilt Biomasse als ideale Ergänzung zu Energieträgern mit fluktuierendem Angebot oder als Reserve zum Ausgleich von Lastspitzen [63, S. 13].

¹⁰Kohle, Erdöl oder Erdgas haben ihren Ursprung zwar technisch betrachtet ebenfalls in der Biomasse, ihr Regenerationszyklus übersteigt den menschlichen Zeithorizont allerdings beträchtlich. Sie werden daher zu den fossilen Energieträgern gezählt

Mit einem Wärmeangebot von 133 TW h im Jahr 2018 stellt die Biomasse zum jetzigen Zeitpunkt den größten Anteil an der erneuerbaren Wärmeversorgung dar. Einem weiteren Ausbau sind jedoch einige technisch-ökologische Potenzialgrenzen gesetzt. Den größten Anteil an der in Deutschland produzierten Biomasse besitzen biogene Reststoffe und Abfall. Nur etwa ein Drittel wird über kultivierte Energiepflanzen wie z.B. Mais oder Raps als Anbaubiomasse bereitgestellt [64, S. 24]. Für die Anbaubiomasse sieht Koch [63, S. 18] das Potenzial in Deutschland bereits als weitestgehend ausgeschöpft an. Gründe dafür sind der große Flächenbedarf mit damit einhergehenden Naturschutzbedenken und die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Für 2050 prognostiziert er ein gesamtes Biomassepotenzial zur Strom- und Wärmeerzeugung in Höhe von 258 TW h/a. Die Deutsche Umwelthilfe fordert sogar, auf die Nutzung von Anbaubiomasse komplett zu verzichten [65]. Sie argumentiert dabei, dass ein gesteigerter Agrarflächenbedarf direkt oder indirekt zur Verdrängung wichtiger CO_2 speichernder Ökosysteme wie Regenwäldern führt. Aus diesem Grund lässt auch Klaus [66, S. 57] Energiepflanzen in seiner Potenzialberechnung außen vor. Mit einem gleichzeitig steigenden Verbrauchsanteil im Verkehrssektor errechnet sich daraus ein verbleibendes Biomassepotenzial für Strom und Wärme von 58 TW h/a.

Sowohl Reststoff- als auch Anbaubiomasse werden erst durch Aufbereitungsprozesse als Brennstoff nutzbar. Je nach Zusammensetzung der Ausgangsstoffe erweist sich eine verfahrenstechnische Umwandlung in feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe als energetisch sinnvoll [67, S. 29]. Für die Herstellung fester Brennstoffe wie z.B. Pellets bedarf es dabei lediglich einer Trocknung und Zerkleinerung. Die Bereitstellung von flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen erfordert hingegen größeren verfahrenstechnischen Aufwand wie beispielsweise Fischer-Tropsch-Synthesen oder Holzvergaser. Diese Brennstoffe können dann in existierenden Feuerungsanlagen den fossilen Energieträgern beigemischt werden¹¹ oder diese mit leichten Anpassungen der Brennertechnik komplett substituieren [64, S. 762]. Bestehende Heizungsanlagen und Kraftwerke bleiben dadurch immerhin teilweise weiterhin nutzbar. Auch die Biogasnutzung durch Sorptionswärmepumpen ist möglich.

Anstatt Biomasse rein zur Wärmeerzeugung zu verwenden, kann es energetisch sinnvoll sein, sie in KWK-Anlagen zu verbrennen. Diese Aufgabe übernehmen im großen Maßstab Heizkraftwerke; im Leistungsbereich unter 10 MW_{el} kommen sogenannte BHKW zum Einsatz. Ähnlich wie Wärmepumpen sind sie flexibel einsetzbar und lassen sich entsprechend des lokalen Wärmebedarfs skalieren. Die Bandbreite der eingesetzten Energiewandlungstechnologien reicht von Stirling- über Dieselmotoren bis hin zu Gasturbinen. Das erlaubt den Einsatz von sowohl fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse. Wie in Abbildung 2.12 zu sehen, wird der Rücklauf des Heizkreislaufs zunächst verwendet, um das Aggregat zu kühlen. Das dadurch bereits vorgewärmte Wärmeträgerfluid tritt in den Abgastwärmetauscher ein und wird dort auf das finale Temperaturniveau erhitzt, bevor es dem Heizkreislauf wieder zugeführt wird.

Die elektrischen Wirkungsgrade der Anlagen erreichen dabei Werte bis zu 40 % bei einem Gesamtwirkungsgrad von 85 % [68, S. 3, 17, S. 82]. Die elektrische Leistung liegt daher bei den meisten Anlagen etwas unter der thermischen Leistung. In diesem Fall gilt für die charakteristische Stromkennzahl $\zeta < 1$.

$$\zeta = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{Nutz}} \quad (2.6)$$

Brennstoffzellen können dieses Verhältnis zugunsten der elektrischen Leistung verschieben und Abgasverluste nahezu komplett eliminieren [69, S. 17]. Außerdem macht die flexible Dimensionierung ihren Einsatz auch in Niedrigenergiehäusern rentabel. Spezielle Bautypen ermöglichen außerdem eine Anhebung des nutzbaren Temperaturniveaus über 200 °C. Die Marktreife dieser Technologie liegt jedoch noch hinter BHKW mit Verbrennungsmotor zurück. Überdies stellen Brennstoffzellen höhere Anforderungen an die

¹¹Biogas kann aufgrund der enthaltenen Verunreinigungen nicht ohne Weiteres in das Gasnetz eingespeist werden und wird daher meist direkt vor Ort verbrannt. Erst eine Aufbereitung zu Biomethan ermöglicht eine flächendeckende Substitution von Erdgas

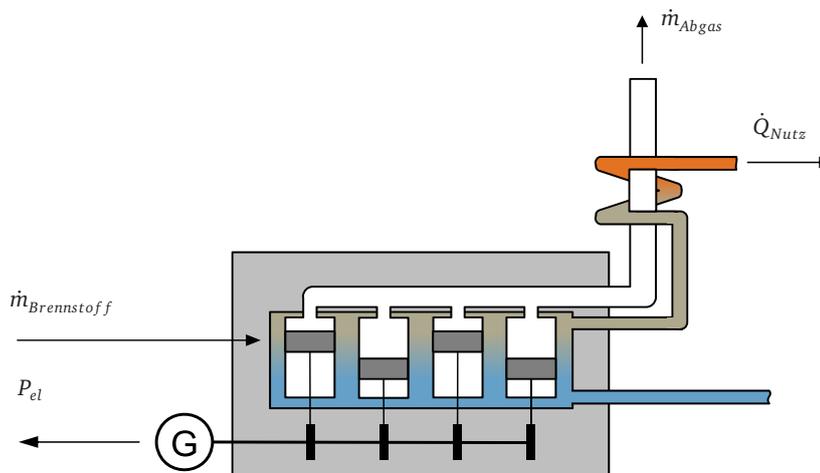


Abbildung 2.12: Schematische Funktionsweise eines BHKW mit Kolbenmotor

Brennstoffreinheit. Der Einsatz von reinem H_2 ist unproblematisch, Biomasse muss dagegen aufwendige Veredelungsprozesse durchlaufen, bevor eine Nutzung in Brennstoffzellen möglich ist [64, S. 628].

Bezüglich der Technologiekosten gehen in der Literatur die Annahmen zur Dimensionierung teils weit auseinander [70, S.37]. Skaleneffekte spielen bei BHKW somit eine große Rolle. Im Durchschnitt schätzt die Internationale Energieagentur [68] die Kosten für ein Gasmotor-BHKW auf 1000 €/kW_{el}. Mit steigender Marktdurchdringung werden auch Brennstoffzellen eine signifikante Kostenreduktion erfahren. Bei einer Hochskalierung der Produktion auf 100.000 Einheiten im Jahr (das entspricht in etwa dem jetzigen Wärmepumpenabsatz in Deutschland) hält Ammermann [69, S. 87] 2200 €/kW_{el} für realistisch. Im Vergleich zu den BHKW sind die Skaleneffekte wegen hoher Materialkosten vernachlässigbar.

2.2.7 Industrielle Abwärmenutzung

Industrielle Abwärme bezeichnet den Anteil der Wärme, der bei Industrieprozessen anfällt und ungenutzt als Abgas an die Umgebung abgegeben wird [71, S. 6]. Aufgrund des fehlenden Abgasstroms bei elektrischen, solarthermischen oder geothermischen Technologien, existieren nutzbare Abwärmepotenziale damit nur bei verbrennungsbasierten Wärmeerzeugern. Im Gegensatz zu BHKW, bei denen die Wärmeerzeugung zu einem gewissen Grad mit der Stromerzeugung konkurriert, kann Abwärme daher unabhängig vom eingesetzten Brennstoff als CO_2 -frei interpretiert werden. Die entstehenden Emissionen werden zu 100 % dem übergeordneten Prozessziel zugeschrieben. Als Potenzialabschätzung gibt Brückner [72, S. 87] ca. 35 TWh/a an, falls die Abwärme bis zu 35 °C genutzt werden kann. Auf einem Temperaturniveau über 100 °C, wie es beispielsweise nur Verstromung in einem ORC-Prozess nötig ist, verbleiben noch 16 TWh/a. Dieses Potenzial entspricht zwar nur ca. 2 % der gesamten Wärmenachfrage, jedoch sind die Kosten zur Erschließung verglichen mit anderen Technologien vernachlässigbar. Es werden lediglich Wärmetauscher benötigt, die günstig in der Anschaffung sind und zudem über keinerlei bewegliche Komponenten verfügen, was eine regelmäßige Wartung obsolet macht.

2.3 Stand der Forschung

Aufgrund der Aktualität des Themas existieren bereits eine Reihe von Studien und Prognosen zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems. Während sich Betrachtungshorizont und verwendete Werkzeuge stark unterscheiden können, so sind zwei grundsätzliche Schritte in den meisten Veröffentlichungen zu finden:

1. Gestaltung der Nachfrageszenarien

Ein weitverbreiteter Ansatz bei der Szenariogestaltung geht von politisch festgelegten Meilensteinen aus. Über Zielvereinbarungen zu Effizienz und THG-Emissionen kann der Korridor für die Energienachfrage eingeschränkt werden. Zusätzlich werden beeinflussende Faktoren wie Bevölkerungsentwicklung oder Wirtschaftswachstum sowie deren Trends betrachtet. Über Sensitivitätsanalysen können aus den Einflussfaktoren unterschiedliche Nachfrageszenarien abgeleitet werden.

2. Bestimmung des resultierenden Energiemix

In einem zweiten Schritt muss schließlich bestimmt werden, wie die zuvor ermittelte Energienachfrage zu befriedigen ist. Dabei wird zunächst das technisch-ökologische Potenzial der in Frage kommenden Energieträger berücksichtigt. Durch politische Bedingungen wie zum Beispiel den beschlossenen Kohleausstieg oder das Verbot von Nachtspeicherheizungen kann sich das Potenzial einer Technologie jedoch noch weiter reduzieren. Darüber hinaus ziehen einige bestehende Studien Strom- bzw. Wärmegestehungskosten zur Rate, um nach der Merit-Order einen kosten- oder CO_2 -optimalen Energiemix zu ermitteln

2.3.1 Veröffentlichte Energiesystemstudien

Zu den meist zitierten Veröffentlichungen über die Zukunft des deutschen Energiesystems zählt die 2009 erschienene Studie des WWF [73]. Ausgehend von einer angestrebten 95-prozentigen Emissionsreduktionen bis 2050 wird hier in Kontrast zu einem Referenzszenario ein Innovationsszenario entwickelt, das die technischen Potenziale neuer Technologien in großem Maße ausnutzt. Dabei spielen auch Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologien eine entscheidende Rolle. Das eingesetzte Modell der Prognos AG zur Optimierung des Kraftwerksparks berücksichtigt dabei jedoch nur konventionelle Anlagen ab $30 MW_{el}$. Strom aus erneuerbaren Quellen und neuen Speichertechnologien wird hier lediglich über eine Anpassung von Gesamtstromnachfrage und Erzeugungskapazitäten abgebildet. Ebenfalls findet die dezentrale Wärmeerzeugung außerhalb von Fernwärmenetzen keine Berücksichtigung in dem Optimierungsmodell.

Im Gegensatz dazu liefert die Leitstudie Integrierte Energiewende der dena [74] eine umfassendere Modellierung sowohl von Wärme in Gebäuden als auch von Prozesswärme. Dabei ist die Versorgungsstruktur jedoch nicht Teil einer Optimierung, sondern geht lediglich exogen in die Modellierung ein. Laut Aussage der dena [74, S. 14] sei sonst eine erfolversprechende Einbindung aller Projektpartner aus unterschiedlichen Sektoren nicht möglich gewesen. Die Studie zeigt daher zwar realisierbare, nicht notwendigerweise aber auch aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimale Transformationspfade auf.

Klaus et. al. [66] formulieren mathematische Optimierungsprobleme nur für Teilaspekte des Gesamtenergiesystems. Für die Wärmeerzeugung aus Solarthermieanlagen und Wärmepumpen findet eine zeitlich (1 h) und räumlich ($14 km \times 14 km$) aufgelöste Einsatzplanung inklusive Speichereinsatz für Deutschland statt. Dabei steht der Einfluss der Wärmeerzeuger auf die Residuallast im Stromsystem im Vordergrund. Ausbauentscheidungen dagegen sind nicht Teil der Optimierungsvariablen. Auch finden andere erneuerbare Wärmeerzeuger oder dezentrale KWK-Anlagen keine Beachtung.

Ein weiteres umfangreiches Werk auf dem Gebiet der Energiesystemstudien ist die Energiereferenzprognose aus dem Jahr 2014 [14]. Dabei wurden eine Vielzahl von nationalen und internationalen gesellschaftlichen Trends modelliert, bevor über das europäische Strommarktmodell *DIMENSION* eine kostenoptimale Deckung der Elektrizitätsnachfrage bei hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung gefunden werden konnte. Die makroökonomischen Effekte werden schließlich durch das Modell *PANTA RHEI* [75] sektoral aufgeschlüsselt. Durch den sukzessiven Einsatz verschiedener Berechnungsmodelle kann ein enormer Detailgrad bei den Ergebnissen erreicht werden. Jedoch können durch dieses Vorgehen Ergebnisse nur in einer Richtung von Modell zu Modell weitergegeben werden, solange man auf zeitintensive Iterationen verzichtet. Zudem wird auch hier der Wärmemarkt – abgesehen von KWK-Anwendungen – ausgeklammert.

Kirchner und Thamling [76, 27] rücken bei ihren Veröffentlichungen die Wärmeversorgung in den Vordergrund. Es wird ein Zielkorridor zur Erfüllung der THG-Reduktionsziele herausgearbeitet, der nach Berücksichtigung von begrenzten Optimierungspotenzialen auf Angebots- und Nachfrageseite verbleibt. Daraus ergeben sich zwei unterschiedliche Szenarien, die verstärkt den Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung bzw. die Verbesserung der Gebäudeeffizienz forcieren. Sektorkopplungseffekte werden über KWK-Anlagen und Wärmepumpen ebenfalls abgebildet. Eine ganzheitliche mathematische Modellierung des deutschen Energiesystems findet jedoch nicht statt.

Eine solche mathematische Modellierung und Optimierung verfolgt Heilek [77] mit seiner Dissertation zu Neubau und Einsatz von Erzeugungsanlagen und Speichern. In einer bundesweiten Betrachtung verknüpft er erstmals ein Einknoten-Strommarktmodell mit mehreren Wärmesystemgruppen, die voneinander thermisch entkoppelt sind. Die Abbildung im Energiesystemmodell *MESTAS* bildet die Grundlage einer linearen Optimierung der Erzeugungsstruktur für den Zeithorizont bis 2050. Aufgrund der dürrtigen Datenlage verzichtet er jedoch komplett auf die Modellierung der Prozesswärmenachfrage und auf die Anwendung gebäudespezifischer Lastgänge. Zusätzlich verhindern lange Rechenzeiten die Berücksichtigung von Nichtlinearitäten in der Ausbauplanung auf Gebäudeebene, was nur mit einer signifikanten Beschneidung des Lösungsraums gelöst werden konnte. Aus dem gleichen Grund musste auch das intertemporale Optimierungsverfahren einem "Grüne-Wiese-Ansatz"¹² weichen.

2.3.2 Forschung am ENS

Am Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme der TUM wird ebenfalls an Szenariostudien zur deutschen Energieversorgung gearbeitet. Dabei kommt das lehrstuhleigene Optimierungsframework *urbs* zum Einsatz. Dimitripoulos [39] konnte damit den Einfluss verschiedener politischer Entscheidungen und technologischer Entwicklungen auf das Stromangebot darstellen. Das *urbs* Modell ist jedoch nicht auf die Abbildung von Strommärkten beschränkt. Es lassen sich auch andere Verbrauchsgüter wie Wärme oder mechanische Energie in einem dezentralen Energiesystem darstellen. An dieser Stelle setzt die vorliegende Arbeit an. Das Modell von Dimitripoulos soll um eine umfassende Abbildung des Wärmesektors mit potenziellen Energieträgern und Wandlungstechnologien ergänzt werden. Dazu zählen ebenfalls Sektorschnittstellen wie KWK-Anlagen und Wärmepumpen. Ziel ist es, das gesamte deutsche Energiesystem in einem Modell erfassen zu können und so rekursive Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Modellen wie in [14] zu umgehen. Auf eine sektorale Detaillierung wird weitgehend verzichtet, die Aufteilung des Wärmesektors in unabhängige Systemgruppen wird von Heilek [77] übernommen. Zusätzlich soll die Prozesswärmenachfrage einen Platz im Modell erhalten. Bei den Daten zur Wärmenachfrage kann speziell auf die Szenarien [28, 27] zurückgegriffen werden, ohne neue eigene Prognosen zu treffen. Für die zeitliche Auflösung auf einen stundengenauen Lastgang kommen teilweise bestehende Methoden zur Anwendung, die von eigenen Ansätzen in Kapitel 4 und 5 ergänzt werden. Über eine festgelegte Nachfrageseite und die Modellierung

¹²Beim Grüne-Wiese-Ansatz haben die Ergebnisse des Optimierungsschritts t keinen Einfluss auf die Ausgangssituation zum Zeitpunkt $t + 1$. Stattdessen können die neuen Anlagen jedes Jahr auf eine „grüne Wiese“ gebaut werden.

der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien kann *urbs* eine kosten- oder emissionsoptimale Zusammenstellung des Energiesystems unter verschiedenen Nebenbedingungen berechnen. Die Verwendung vollständiger Jahressimulationen – wie in [66] – stellt dabei sicher, dass auch der Bedarf an Strom- und Wärmespeichern korrekt erfasst wird. Einen Überblick über den geplanten Betrachtungshorizont liefert Abbildung 2.13.

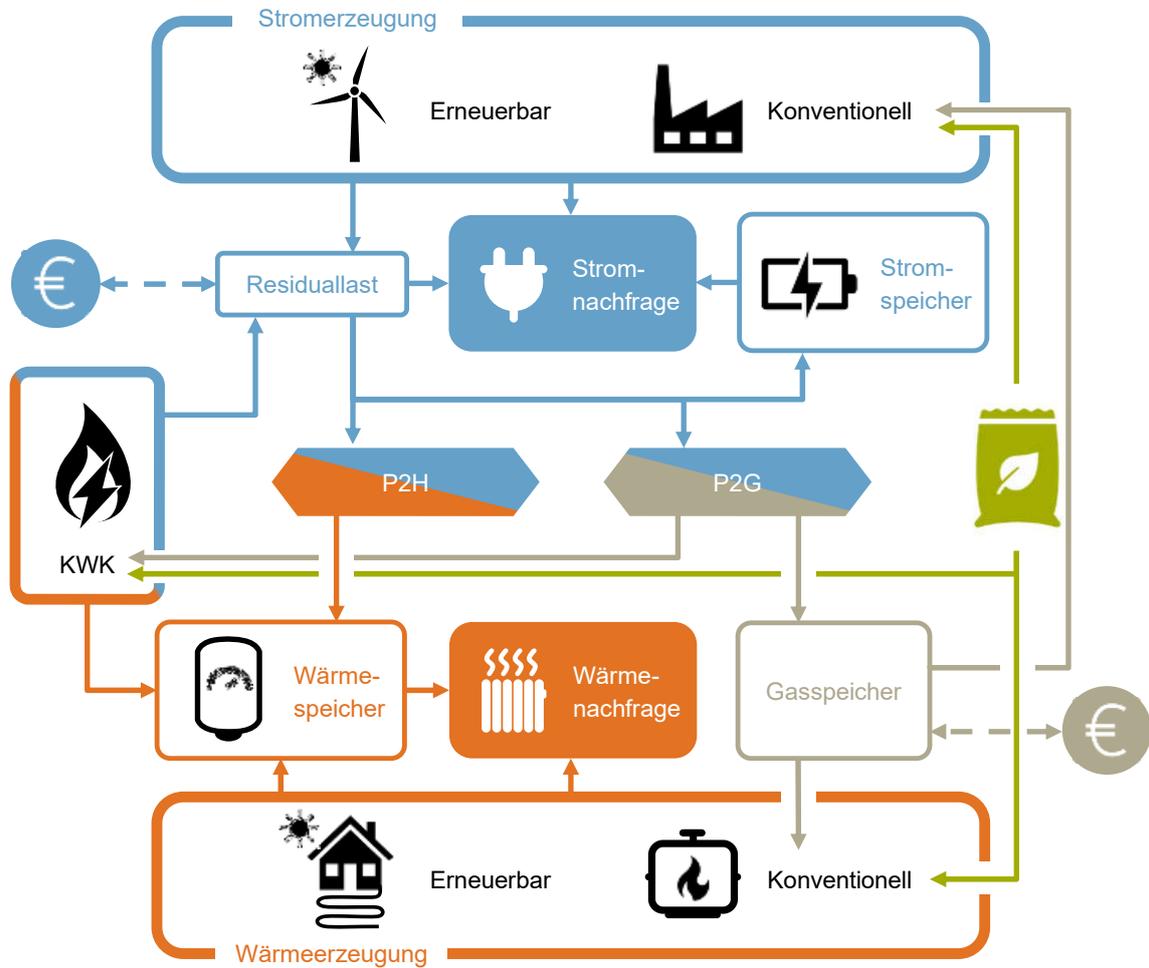


Abbildung 2.13: Schematische Darstellung des betrachteten Energiesystems. Der blaue Teil umfasst das bestehende Strommarktmodell. Die Komponenten des Wärmemarktes (orange) sind noch zu modellieren.

3 Szenarien und Optimierungsansatz

Auf den folgenden Seiten sollen mögliche Szenarien für die deutsche Wärmewende entworfen werden. Jedes Szenario umfasst verschiedene Randbedingungen, die den Transformationspfad des Energiesystems entscheidend beeinflussen. Abschnitt 3.2 soll grundlegende Begriffe und Ansätze der mathematischen Optimierung vermitteln, bevor in Abschnitt 3.3 detaillierter auf die Modellstruktur eingegangen wird.

3.1 Szenariodefinition

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die definierten Szenarien zwar mögliche, nicht notwendigerweise aber auch wahrscheinliche Entwicklungen darstellen. Das Ziel einer Szenariostudie liegt nicht darin, Vergangenheitswerte zu extrapolieren und genaue Prognosen zu treffen [78, S. 6]. Stattdessen sollen die Szenarien die Auswirkungen von politischen Entscheidungen und technologischen Weiterentwicklungen in einer „Was wäre wenn?“-Analyse beleuchten. Für die vorliegende Arbeit wurden mögliche Entwicklungspfade in den vier unterschiedlichen Szenarien aus Abbildung 3.1 geclustert. Diese unterscheiden sich vornehmlich im THG-Reduktionsziel, der Wärmenachfrage und den Technologiekosten.

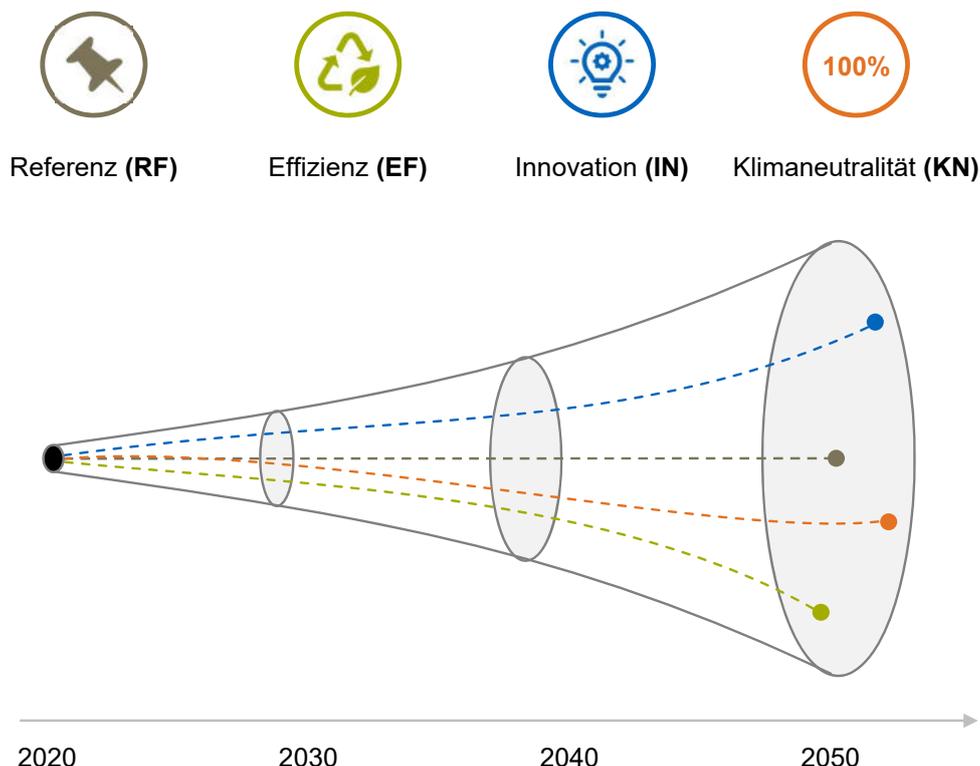


Abbildung 3.1: Darstellung der betrachteten Szenarien im Zeithorizont bis 2050

Das **Referenzszenario** lässt sich am präzisesten mit dem Begriff „business as usual“ beschreiben. Der resultierende Transformationspfad folgt einer Entwicklung, die sich bei einer Fortführung der derzeitigen Trends ergibt. Um zu analysieren, wohin das führt, wird in diesem Fall keine THG-Reduktion im Modell festgeschrieben. Der beschlossene Kohleausstieg bis 2038¹ und auch die schrittweise Einführung einer CO_2 -Bepreisung von zunächst 25 €/t CO_2 bis auf 55 €/t CO_2 im Jahr 2025 werden aber berücksichtigt. Technologiekosten werden sehr konservativ fortgeschrieben und stellen die obere Grenze des prognostizierten Korridors dar. Von Wirkungsgradsteigerungen wird in diesem Szenario nicht ausgegangen.

Beim **EffizienzszENARIO** stehen eine restriktivere Klimapolitik und Einsparungen auf der Verbraucherseite im Vordergrund. Eine Steigerung der Gebäudesanierungsrate führt dazu, dass der von Kirchner [76] beschriebene Effizienzsockel von 54 % (ggü. 2008) im Gebäudesektor komplett ausgenutzt wird. Dadurch verlagern sich Teile der Wärmenachfrage in niedrigere Temperaturniveaus, wo Solarthermie und Wärmepumpen besonders effizient arbeiten. Die CO_2 -Steuer wird 2025 minimal nach oben korrigiert und dann bis auf 80 €/t CO_2 im Jahr 2050 ausgebaut. Das Wachstum im Industriesektor erfährt dadurch einen leichten Dämpfer, der sich auch in einer sinkenden Prozesswärmenachfrage (-10%) niederschlägt. Wegen ökologischer Vorbehalte wird auf die Nutzung von Anbaubiomasse und petrothermale Wasserfract-Anlagen komplett verzichtet. Lediglich 30 % aller Fernwärmenetze stellen daher geeignete Standorte für Tiefengeothermie dar. Auch der kapazitive Ausbau der Netze stagniert aufgrund der stark sinkenden Nachfrage. Auf der Angebotsseite sorgen strikte Einsparverordnungen dafür, dass sich der Wirkungsgrad von etablierten Technologien immer weiter verbessert. Gleichzeitig erhalten jedoch Technologien wie Sorptionswärmepumpen oder Brennstoffzellen nicht die nötige Förderung, um flächendeckend konkurrenzfähig zu werden. Um temporäre Elektrizitätsengpässe nach dem Ausstieg aus Kohle- und Kernenergie auszugleichen, verstärkt die EU ihre Investitionen in das Stromnetz, sodass sich die Kapazitäten für einen Handel zwischen den Staaten auf 20 % des Jahresstrombedarfs erhöhen. Es werden zwei verschiedene CO_2 -Reduktionsziele von 80 % bzw. 95 % gegenüber 1990 fest im Modell verankert, um die CO_2 -Vermeidungskosten für dieses Szenario zu bestimmen.

Dieselben Reduktionsziele gelten auch für das **Innovationsszenario**; die übrigen Rahmenbedingungen unterscheiden sich jedoch deutlich. In diesem Szenario positioniert sich Deutschland als Hochtechnologiestandort. Die Devise lautet Revolution statt Evolution. Statt strenger Energiesparverordnungen fließen Investitionen in vielversprechende Zukunftstechnologien. Besonders die Kosten von Brennstoffzellen und anderen gasbasierten Energiewandlern reduzieren sich so weit, dass diese Anlagen mittelfristig konkurrenzfähig werden. Für die etablierten Technologien gibt es zwar weiterhin inkrementelle Verbesserungen, diese fallen jedoch wesentlich kleiner aus. Die CO_2 -Steuer wird weniger konsequent ausgebaut und steht im Jahr 2050 bei 65 €/t CO_2 . Das Wirtschaftswachstum setzt sich konstant fort; der Prozesswärmebedarf nimmt infolgedessen sogar um 10 % zu. Auch Biomassepotenziale werden in vollem Umfang ausgeschöpft. Die Marktreife der HDR-Technologie erlaubt es 50 % der Wärmeverteilnetze geothermisch zu versorgen. Darüber hinaus steigt die Kapazität der Wärmenetze um durchschnittlich 25 %. Im Gebäudesektor bleiben die Einsparungen mit 36 % hinter den technischen Möglichkeiten zurück. In puncto Versorgungssicherheit verlässt sich Deutschland auf eine starke Gas-Infrastruktur inklusive Importoptionen. Die Weiterentwicklung der Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)-Technologie ermöglicht kostengünstigen Transport und Speicherung von H_2 . Die Kapazitäten für den Bezug von Wasserstoff über internationale Handelsbeziehungen werden dadurch deutlich erweitert, sodass die Erdgasimporte in Höhe von 840 TW h/a vollständig substituiert werden können.

Als viertes und letztes Szenario beschreibt **Klimaneutralität** den möglichen Transformationspfad bei Einhaltung des „European Green Deal“ [2]. Der Klimawandel trifft Deutschland schneller und schwerer als erwartet. Spürbar steigende Temperaturen verdeutlichen auch in Deutschland die Dringlichkeit einer unmittelbaren und umfassenden Energiewende. Zur Erreichung einer kompletten Dekarbonisierung bis 2050 werden in diesem

¹Im Modell wird das die Ausbaugrenze für Kohlekraftwerke ab dem Jahr 2040 zu 0 MW festgesetzt. Dadurch entfällt die Kohleverstromung, die Verfeuerung beispielsweise in Industrieöfen bleibt weiterhin zulässig.

Szenario daher alle Effizienz- und Innovationsbestrebungen gebündelt. Im Bereich der Raumwärme sorgen die steigenden Außentemperaturen sogar dafür, dass Einsparungen über den Effizienzsockel hinaus möglich werden. Sowohl für etablierte Wärmeerzeuger, als auch für neue Technologien existieren Förderprogramme, die Effizienzsteigerungen und Kostenreduktionen bewirken. Neben flächendeckenden Elektrifizierungsmaßnahmen und dem verstärkten Einsatz von Wasserstoff als Energieträger, können auch CCS-Verfahren² ihren Anteil zur CO_2 -Neutralität beitragen. Ausgeglichene Rahmenbedingungen ermöglichen einen fairen Wettbewerb unter den Technologien, um das im Modell festgeschriebene CO_2 -Reduktionsziel von 100 % zu erreichen. Der Emissionspreis wird zu 90 €/t CO_2 festgelegt.

Die Entwicklungspfade der einzelnen Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien inklusive Kosten- und Effizienzparameter sind in den Tabellen in Abschnitt A dargestellt. Der Modellstruktur in *urbs* folgend beziehen sich die Kosten dabei nicht auf den Prozessoutput Wärme sondern auf die Eingangsgrößen (z.B. Brennstoff). Damit sich die Werte mit den Literaturangaben in Kapitel 2 decken, müssen sie daher zunächst durch den Prozesswirkungsgrad geteilt werden. Die volkswirtschaftlichen Brennstoffkosten für Importgüter (Abbildung A.1) gelten szenarioübergreifend, da politische Entscheidungen der Bundesrepublik auf dem Weltmarkt nicht ins Gewicht fallen. Gesetzliche Rahmenbedingungen beeinflussen zum einen direkt die Nachfragekurven und die Technologiekosten; zum anderen lässt sich über die Höhe einer CO_2 -Steuer die Zusammensetzung des kostenoptimalen Energiesystems variieren. Abbildung 3.2 stellt die Kostenentwicklung pro Tonne CO_2 dem Treibhausgasbudget für die unterschiedlichen Szenarien gegenüber. Dabei wird davon ausgegangen, dass 23 % des CO_2 -Ausstoßes dem Sektoren außerhalb der Strom- und Wärmebereitstellung (z.B. Verkehr) vorbehalten sind [4]. Die Zahlen beziehen sich demnach nur auf Emissionen, die zur Strom- und Wärmebereitstellung veranschlagt werden können.

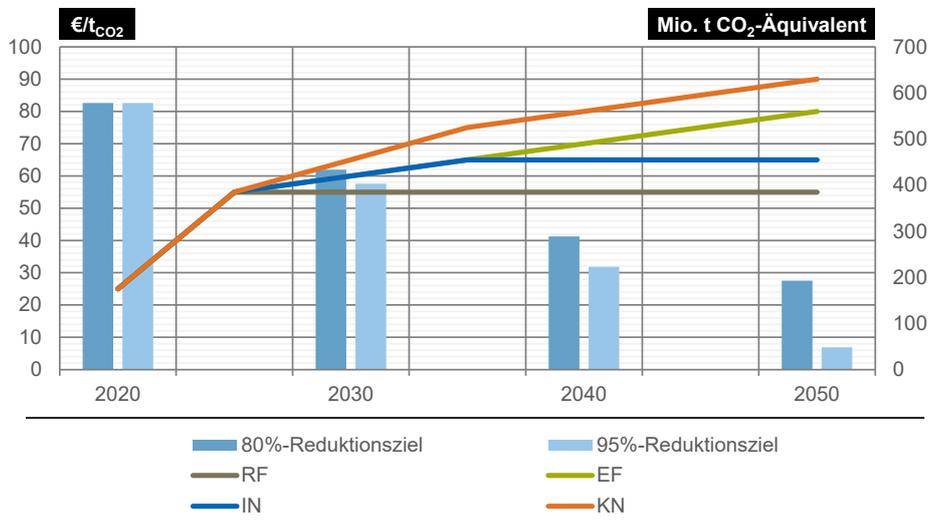


Abbildung 3.2: Angenommener CO_2 Preis und THG-Budget für unterschiedliche Entwicklungspfade

²Über CCS-Verfahren soll bei Verbrennungsreaktionen unvermeidlich entstehendes CO_2 direkt abgeschieden und unterirdisch gespeichert werden. In Kombination mit Biomassenutzung sind damit rechnerisch negative Emissionen möglich. Aufgrund des hohen Energieeinsatzes und des Risikos von Leckagen wird CCS jedoch nur als Übergangstechnologie gesehen.

3.2 Optimierungsgrundlagen

Aus den Technologiekosten und den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Nebenbedingungen für die einzelnen Szenarien generiert *urbs* ein lineares Optimierungsmodell. Dieser Schritt ist nötig, um mithilfe eines Solvers eine Lösung des Problems im mathematisch optimalen Sinn zu finden. Aus der bisher verbal formulierten Problembeschreibung müssen dazu ein Kostenvektor \mathbf{k} und die Nebenbedingungen als Matrizen \mathbf{A} , \mathbf{b} extrahiert werden. Die allgemeine Schreibweise für ein lineares Optimierungsproblem lautet dann:

$$\min_x \mathbf{k}^\top \mathbf{x} \quad (3.1)$$

$$s.t. \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{x} \geq \mathbf{0}. \quad (3.3)$$

3.2.1 Zielfunktion, Variablen und Nebenbedingungen

Die mathematischen Formulierungen des folgenden Abschnitts finden sich nahezu unverändert auch in der *urbs* zugehörigen Dokumentation [79]. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgt an dieser Stelle trotzdem eine knappe Vorstellung der wesentlichen Gleichungen des Frameworks, um nachfolgend die Anwendung der Modellierungsprinzipien auf das vorliegende Problem zu erläutern.

Das Ziel der Arbeit ist es, für die Entwicklungspfade jeweils eine kostenoptimale Zusammensetzung des Energiesystems unter verschiedenen Voraussetzungen zu finden. Die Zielfunktion umfasst daher die gesamten entstehenden Kosten für ein Jahr, welche sich in fünf Kategorien aufteilen lassen.

$$\zeta = \zeta_{inv} + \zeta_{fix} + \zeta_{var} + \zeta_{brenn} + \zeta_{emiss} \quad (3.4)$$

Für alle Terme der Kostenfunktion gilt, dass sie sich aus einer Summation über die gesamte Menge der Prozesse \mathbb{P} ergeben. Ein wichtiger Bestandteil dieser Kostenfunktion sind die Investitionskosten ζ_{inv} . Sie hängen proportional von der neu installierten Prozesskapazität $\hat{\kappa}_p$ ab und werden nach der Annuitätenmethode³ auf die Prozesslebensdauer aufgeteilt.

$$\zeta_{inv} = f \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{inv} \hat{\kappa}_p \quad (3.5)$$

Zusätzlich gehen die jährlichen Fixkosten ζ_{fix} sowie die jährlichen variablen Kosten ζ_{var} in die Gesamtkosten mit ein. Diese Kosten werden im Wesentlichen durch die insgesamt vorhandene Prozesskapazität κ_p bzw. den aktuellen Betriebszustand des Prozesses (An/Aus) β_{pt} bestimmt. Der Betriebszustand wird dabei für jeden Simulationszeitschritt $\mathbb{T}_h = (1, 8760)$ geprüft.

$$\zeta_{fix} = \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{fix} \kappa_p \quad (3.6)$$

$$\zeta_{var} = \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ p \in \mathbb{P}}} k_{pt}^{var} \beta_{pt} \quad (3.7)$$

³Der Annuitätenfaktor f berechnet sich über den Zusammenhang $f = \frac{(1+i)^L \cdot i}{(1+i)^L - 1}$ aus dem kalkulatorischen Zinssatz i und der Lebensdauer in Jahren L .

Die Brennstoffkosten ζ_{brenn} und die Emissionskosten ζ_{var} beziehen sich nicht auf Prozesse, sondern auf Verbrauchsgüter \mathbb{V} im Modell und sind daher eng miteinander verwandt. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass für Brennstoffe der Verbrauch und für Emissionen die Erzeugung mit Kosten verbunden sind, weshalb sich das Vorzeichen in beiden Berechnungen unterscheidet. Über die Anpassung der spezifischen Kosten k für Brennstoffe und Emissionen kann die Form der Kostenfunktion und die Lage des Optimums entscheidend beeinflusst werden.

$$\zeta_{brenn} = \Delta t \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ v \in \mathbb{V}_{brenn}}} k_v^{brenn} \rho_{vt} \quad (3.8)$$

$$\zeta_{emiss} = -\Delta t \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ v \in \mathbb{V}_{emiss}}} k_v^{emiss} \rho_{vt} \quad (3.9)$$

Die Kosten entstehen folglich auf der einen Seite durch die Installation der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien und auf der anderen Seite durch deren Betrieb. Als Variablen des Problems ergeben sich somit die jeweilige installierte Leistung der Wärmeerzeuger aber auch der Betriebszustand zu jedem Zeitpunkt der Simulation. Gleiches gilt für Energiespeicher, wobei in diesem Fall installierte Leistung und Kapazität der Anlage variabel gewählt werden können. Die Prozessinputs- und outputs nehmen wiederum entscheidenden Einfluss auf die Bedarfsgüter im System, deren Verbrauchs- und Erzeugungsbilanz ρ ebenfalls Entscheidungsgrößen des Problems darstellen.

Die Erläuterung der Nebenbedingungen soll nun anhand des vereinfachten zweidimensionalen Problems in Abbildung 3.3 erfolgen. In der Abbildung zu sehen sind zunächst zwei Prozesskapazitäten x_1 und x_2 sowie die Konturlinien der zugehörigen Kostenfunktion $k^T x$.

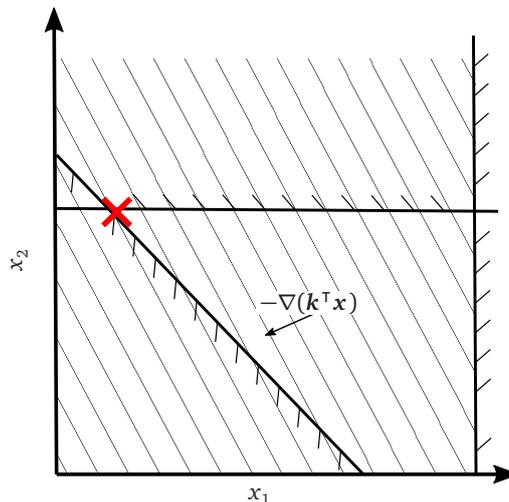


Abbildung 3.3: Darstellung eines zweidimensionalen linearen Optimierungsmodells mit den Prozesskapazitäten x_1 und x_2 sowie der Kostenfunktion $k^T x$

Werden gar keine Kapazitäten ausgebaut, so wird auch die Kostenfunktion zu null, was gleichzeitig ihr globales Minimum darstellt. Der Nullpunkt ist jedoch keine zulässige Lösung des Problems, da dort die Nachfrage (diagonale Grenze) nicht gedeckt werden kann. Folgt man stattdessen der Nachfragenebenbedingung in Richtung sinkender Kosten, würde eine Lösung resultieren, welche ausschließlich x_2 -Kapazitäten ausbauen würde, da diese die günstigere der beiden Optionen darstellen. Allerdings existieren im Beispiel

für beide Technologien Ausbaurestriktionen, sodass sich das zulässige Optimum am Schnittpunkt zweier Nebenbedingungen ergibt.

Neben den Nachfragenebenbedingungen können also Ausbaurestriktionen die Nutzung bestimmter Prozesse limitieren. Beispielhaft zu nennen sind an dieser Stelle das maximale technische Potenzial für Tiefengeothermie oder verfügbare Dachflächen für Solarthermieanlagen. Andererseits können auch Mengenbeschränkungen auf der Güterseite den Ausbau von Prozesskapazitäten einschränken. Dazu zählen zum einen Brennstoffvorkommen und zum anderen Emissionsgrenzwerte, die in das Modell implementiert werden. Zur Lösung linearer Optimierungsprobleme kommt in dieser Arbeit ein Simplexalgorithmus von *Gurobi* zum Einsatz.

3.2.2 Ganzzahlige Optimierung

Die rein lineare Modellierung unterschlägt allerdings die Tatsache, dass Entscheidungsvariablen nicht immer kontinuierlich gewählt werden können. Stattdessen existieren in der Realität für die meisten Wärmeerzeuger untere Leistungsgrenzen, da die Anlagen aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht beliebig klein ausgelegt werden können. Die überwiegende Mehrheit der verfügbaren Wärmepumpen und BHKW erzielt beispielsweise Leistungswerte von mindestens $10 \text{ kW}_{\text{th}}$.⁴ In einem deutschlandweiten Modell mit einem Wärmebedarf im TW h-Bereich sind solche Diskontinuitäten vernachlässigbar. Bei der Betrachtung einzelner Gebäude sind diese Investitionssprünge jedoch entscheidend für den resultierenden Wärmemix. Abbildung 3.4 erweitert das bekannte Problem aus dem vorherigen Abschnitt um ganzzahlige Ausbaustufen ($x \in \mathbb{N}^n$), sodass sich die Lage des Optimums verschiebt. Für die Lösung dieser Problemgattung kommen Schnittebenenverfahren zum Einsatz, die zunächst mit der Lösung des LP-relaxierten Problems initialisiert werden [80, S. 17].

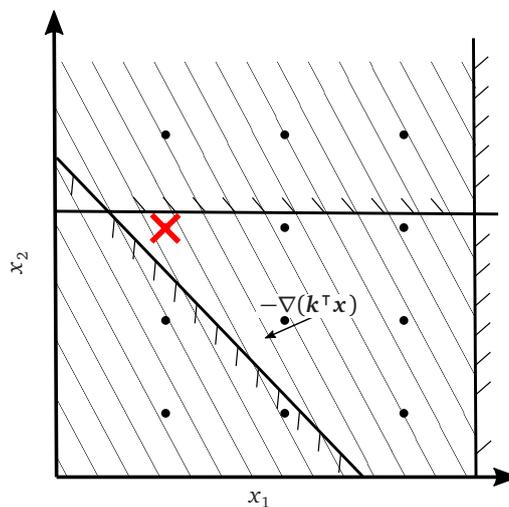


Abbildung 3.4: Erweiterung eines zweidimensionalen linearen Optimierungsmodells um diskrete Ausbaustufen für die Entscheidungsvariablen x_1 und x_2

Anschließend wird die Lösungsmenge durch Hinzufügen neuer Nebenbedingungen sukzessive reduziert, bis eine ganzzahlige Lösung gefunden ist. Die neuen Nebenbedingungen beschreiben im Kontext des linearen Problems Hyperebenen oder „Schnittebenen“.

⁴Da sich szenarioübergreifend der Wärmebedarf in Gebäuden reduziert, wird davon ausgegangen, dass auch Wärmeerzeuger in Zukunft kleiner ausgelegt werden können. In den Tabellen aus Abschnitt A finden sich daher für ausgewählte Technologien 2 unterschiedliche Werte für 2020 und 2050.

3.2.3 Intertemporale Optimierung

Zunächst erfolgt die Optimierung des Energiesystems über den Simulationszeitraum von einem Jahr. Das bedeutet, dass die Nachfragedeckung und andere zeitlich variable Nebenbedingungen für alle 8760 Zeitschritte (Stunden) erfüllt sein müssen. Zusätzlich ergibt sich mit dem Betrachtungszeitraum bis 2050 eine zweite Zeitebene, deren Intervall auf $\Delta t = 10$ a festgelegt wird. Da die verfügbaren Technologien alle eine technische Lebensdauer besitzen, hat der Ausbau von Kapazitäten zu einem Zeitpunkt $\kappa(t)$ Einfluss auf die Zusammensetzung zu einem späteren Zeitpunkt $\kappa(t + 1)$. Zum einen können dadurch bestehende Kapazitäten entsprechend ihrer Lebensdauer weiter genutzt werden, weshalb Neuinvestitionen meist erst nach deren Stilllegung sinnvoll sind. Zum anderen besitzt der Solver volle Informationen über die Kostenentwicklungen der Technologien. Das ermöglicht eine Abwägung, ob eine Neuinvestition zum aktuellen Zeitpunkt sinnvoll ist, oder ob es sich lohnt abzuwarten, bis die Technologien günstiger verfügbar sind. Dabei ist neben den spezifischen Investitionskosten auch der kalkulatorische Zinssatz i entscheidend, da er die Diskontierung u_i der zukünftigen Kosten festlegt [80, S. 83]. Höhere Zinsen verschieben dabei Investitionen in die Zukunft, da sich diese in aktuellen Kosteneinheiten vergünstigen. Für die Zielfunktion des Problems ergibt sich mit der Menge der Zeitschritte $\mathbb{T}_a = \{2020, 2030, 2040, 2050\}$ eine neue Dimension. Gleichzeitig erfordern intertemporale Investitionsentscheidungen auch die neue Nebenbedingung 3.11.

$$\min_{\hat{\kappa}, \kappa, \beta, \rho} u_i \zeta(\hat{\kappa}_{tp}, \kappa_{tp}, \beta_p, \rho_v) \quad (3.10)$$

$$s.t. \forall t \in \mathbb{T}_a, p \in \mathbb{P}: \quad \kappa_{t'p} = \sum_{(p, t', t) \in \mathbb{O}} \hat{\kappa}_{tp} \quad (3.11)$$

Die Tupelmengemenge \mathbb{O} wird von der technischen Lebensdauer eines Prozesses l_p festgelegt. Nur wenn zwei Zeitschritte innerhalb der Lebensdauer liegen, können sie zu einem Tupel zusammengefasst werden.

$$\begin{aligned} (p, t', t) \in \mathbb{O} &\Leftrightarrow t', t \in \mathbb{T}_a, p \in \mathbb{P}; \\ &t' \leq t; \\ &t' + l_p \geq t \end{aligned} \quad (3.12)$$

3.3 Modellstruktur

In Abschnitt 2.1 wurde bereits erläutert, dass der Wärmemarkt im Gegensatz zum Strommarkt über ein Einknotenmodell nicht realitätsgetreu abgebildet werden kann. Stattdessen müssen einzelne Gebäude oder Systemgruppen im Hinblick auf ihre Wärmeversorgung unabhängig optimiert werden, bevor gesamtwirtschaftliche Restriktionen berücksichtigt werden können. Zur Verdeutlichung dieses Problems soll an dieser Stelle ein Beispiel angeführt werden.

Angenommen, die Optimierung sieht aufgrund der vergleichsweise geringen Technologiekosten für ein einzelnes Einfamilienhaus (EFH) lediglich eine Gasheizung vor. So wird die Wärmenachfrage des Hauses darüber zwar kostenoptimal gedeckt, bei der Hochskalierung auf alle EFH in Deutschland kann es aber zu einer Verletzung der Emissionsziele durch die flächendeckende Verbrennung von Erdgas kommen. Wegen der in Abschnitt 3.2.2 besprochenen unteren Leistungsgrenze kann der Wärmemix für ein einzelnes Gebäude jedoch nicht beliebig an die Nebenbedingungen auf Bundesebene angepasst werden. Sinnvoller ist es daher zu fordern, dass neben Gebäuden mit Gasheizungen zusätzlich Gebäude mit erneuerbarer Wärme versorgt werden müssen, um die bundesweiten Emissionsvorgaben zu erfüllen.

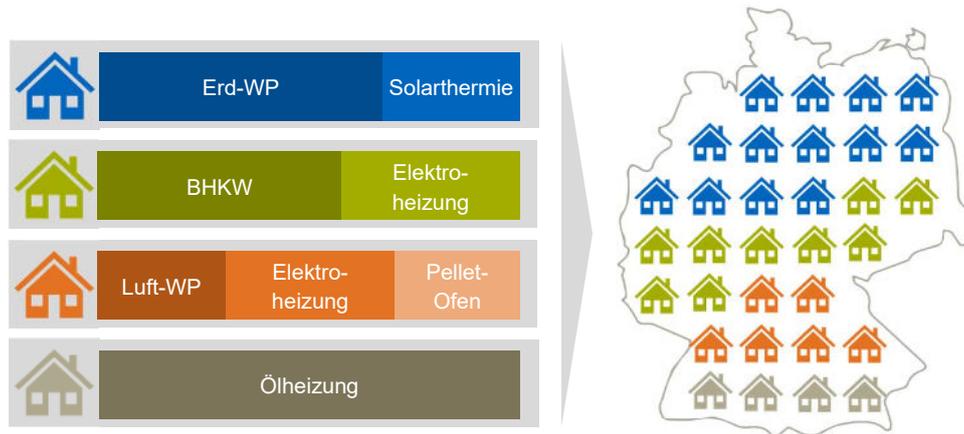


Abbildung 3.5: Exemplarische Darstellung des zweistufigen Optimierungsverfahrens mit Deckung der Wärmenachfrage auf Systemgruppenebene (links) und bundesweiter Ausbauplanung für Gebäudetypen (rechts)

3.3.1 Optimierung auf Systemgruppenebene

In dieser Arbeit wird daher bei der Energiesystemmodellierung in *urbs* ein zweistufiger Ansatz verfolgt, bei dem zunächst auf der Ebene einzelner Systemgruppen mögliche Konfigurationen zur Deckung der Wärmenachfrage ermittelt werden. Das Verfahren ist beispielhaft in Abbildung 3.5 dargestellt. Erst im Anschluss findet eine deutschlandweite Ausbauplanung für unterschiedliche Gebäudetypen statt, deren Wärmeerzeugung nun jedoch festgelegt ist. Da sich einzelne Gebäude bezüglich klimatischer Gegebenheiten, Dämmstandards und auch der Bewohneranzahl in zahllosen Facetten unterscheiden, muss die Wärmeversorgung immer unter Berücksichtigung der individuellen Randbedingungen ausgelegt werden. Um die Zahl der Konfigurationen für den zweiten (bundesweiten) Optimierungsschritt jedoch überschaubar zu halten, wird ein Verfahren vergleichbar zu [77, S. 106] angewandt, bei dem die möglichen Konfigurationen für eine einzelne Systemgruppe eingeschränkt werden. Nicht realistische Kombinationen wie beispielsweise die gleichzeitige Installation von Gas- und Ölheizung können damit ebenfalls umgangen werden. Da durch die Reduzierung auf plausible Konfigurationen das globale Optimum nicht notwendigerweise Teil der Lösungsmenge ist, kann in diesem Fall nicht mehr von einer ganzheitlichen Ausbauplanung gesprochen werden. Stattdessen findet mit den vorgegebenen Technologien eine Einsatzplanung für die einzelnen Systemgruppen über den Zeitraum eines Jahres statt. In Tabelle 3.1 sind neun mögliche Konfigurationen für den Systemgruppentyp EFH aufgelistet, wodurch der Einsatz aller Erzeugungstechnologien sichergestellt wird. Neben Einfamilienhäusern werden in Abschnitt 4.3.2 weitere Systemgruppen vorgestellt, die bezüglich der Wärmeströme geschlossene Einheiten im Gesamtsystem darstellen. Die zugehörigen Konfigurationsmatrizen finden sich in Anhang B.

Tabelle 3.1: Mögliche Wärmeerzeugerkonfigurationen für die Systemgruppe vom Typ EFH
x: gesetzt, o: optional, -: nicht verfügbar

	EFH 1	EFH 2	EFH 3	EFH 4	EFH 5	EFH 6	EFH 7	EFH 8	EFH 9
Solarthermie	x	o	o	o	o	o	o	o	o
Luftwärmepumpe	o	x	-	-	o	o	o	o	o
Erdwärmepumpe	o	-	x	-	o	o	o	o	o
Gas-Wärmepumpe	o	-	-	x	o	o	o	-	o
BHKW	o	-	-	-	x	-	o	-	o
Brennstoffzelle	o	-	-	-	-	x	o	-	o
Feststoffbrenner	o	-	-	-	-	-	x	-	-
Flüssigkeitsbrenner	o	o	o	-	-	-	-	x	-
Gasbrenner	o	o	o	o	o	o	-	-	x
El. Widerstandsheizung	o	o	o	o	o	o	o	o	o

Im ersten Schritt können somit im Rahmen der Einsatzplanung Lösungen gefunden werden, die unter Ausschluss nicht realistischer Kombinationen für einzelne Systemgruppen eine optimale Wärmeversorgung darstellen. Dabei finden einerseits Leistungsuntergrenzen Berücksichtigung, zudem können die Brennstoffpreise für jede Systemgruppe an marktübliche Endverbraucherpreise angepasst werden. Gleiches gilt auch für die Einspeisevergütung von KWK-Strom. Eine Aufstellung der Werte findet sich in Tabelle A.13. Auf eine Differenzierung zwischen den Szenarien wurde aufgrund der hohen Marktvolatilität verzichtet.

Für das Optimierungsproblem auf Systemgruppenebene umfasst die zugehörige Kostenfunktion 3.13 Investitions- sowie Fixkosten von Wärmeerzeugern und -speichern. Die installierten Erzeugungskapazitäten müssen dabei aufgrund der Leistungsuntergrenzen dem Kriterium der Ganzzahligkeit entsprechen, was aufwendigere Lösungsverfahren erfordert. Die Brennstoffkosten ergeben sich über die Verbrauchsbilanz der Systemgruppe und die Endverbraucherpreise. Dabei existieren für den Gesamtverbrauch über ein Jahr keine Beschränkungen. Aufgrund ihres geringen Anteils und der dürtigen Datenlage werden variable Prozesskosten in den Gesamtkosten vernachlässigt. Die Implementierung des Emissionspreises erfolgt ebenfalls erst auf Bundesebene. Zentrale Nebenbedingungen des Problems sind die Deckung der Nachfrage \vec{d} für $\mathbb{V}_d = \{\text{Wärme, Strom}\}$ und die Forderung, dass die Summe der ausgebauten Kapazitäten auch in der Menge der erlaubten Erzeugerkonfiguration \mathbb{B} hinterlegt ist. Die Stromnachfrage ist Bestandteil des Modells, um die ökonomischen Effekte von KWK-Anlagen für den Endverbraucher sichtbar zu machen. Das Modellierungsframework *urbs* umfasst darüber hinaus weitere Nebenbedingungen, die in [79] nachgeschlagen werden können. Die Gleichungen 3.13 bis 3.15 stellen lediglich einen Auszug dar, um die Kernaspekte der Methodik zu veranschaulichen. Das resultierende Problem wird für jeden Systemgruppentyp (eine nähere Vorstellung erfolgt in Abschnitt 4.3.2) und jede vorgegebene Erzeugerkonfiguration gelöst.

$$\min_{\hat{k} \in \mathbb{N}^n, \rho} f \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{inv} \hat{k}_p + \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{fix} \hat{k}_p + \Delta t \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ v \in \mathbb{V}_{brenn}}} k_v^{brenn} \rho_{vt} \quad (3.13)$$

$$s.t. \forall t \in \mathbb{T}_h, v \in \mathbb{V}_d : \rho_{vt} = d_{vt} \quad (3.14)$$

$$\sum_{p \in \mathbb{P}} \hat{k}_p \in \mathbb{B} \quad (3.15)$$

3.3.2 Optimierung auf Bundesebene

Im zweiten Schritt der Optimierung werden die Resultate nun mit dem Strommarktmodell von Dimitropoulos [39] verknüpft. Dessen ökonomische Parameter sind um die Stützjahre ergänzt in Tabelle A.11 nachzuschlagen. Wurden bei der Einsatzplanung die Systemgruppen in *urbs* als unterschiedliche Regionen betrachtet, so werden ihre Eigenschaften nun in Prozessen gebündelt. Der Lösungsalgorithmus kann also entscheiden, wie viele Gebäude mit einer bestimmten Konfiguration eingesetzt werden. Über Nebenbedingungen ist jedoch festgelegt, dass beispielsweise die Gesamtzahl der Einfamilienhäuser in Deutschland dauerhaft 15,4 Mio. betragen muss. Weiterhin muss das Verhältnis der Gebäude über den Simulationszeitraum konstant bleiben. Dadurch wird verhindert, dass im Winter mehr Häuser mit einer Gasheizung und im Sommer mehr Häuser mit Solarthermieanlagen gebaut werden.

Im deutschlandweiten Modell wird neben der konstanten Systemgruppenanzahl lediglich eine Stromnachfrage implementiert, da die Wärmenachfrage bereits auf der Systemgruppenebene im ersten Schritt gedeckt wurde. Der Stromlastgang wurde den Daten der Bundesnetzagentur [29] entnommen und um den elektrischen Heizbedarf von 119 TWh verringert. Die Berücksichtigung der elektrischen Heizwärme geschieht dann auf Systemgruppenebene. Die einzelnen Gebäude tragen auf Bundesebene in Abhängigkeit der installierten Technologien (Elektroheizung oder KWK-Anlage) wiederum negativ oder positiv zur Strombilanz

des Gesamtsystems bei. Eine zeitliche Auflösung dieser Gebäudelastgänge ermöglicht es außerdem, den Einfluss der Gebäude auf Lastspitzen und temporäre Überschüsse im Stromnetz zu analysieren. Nur so lässt sich auch der Speicherbedarf realistisch ermitteln. Da Gasspeicher auch einen Baustein des Energiesystemmodells darstellen, werden die Lastgänge für Gasbrennstoff ebenfalls stundengenau modelliert. In urbs geschieht dies über den Einsatz von zeitlich variablen Wirkungsgraden und Interimsprozessen für Elektrizität und Gasbrennstoff.⁵ Der variable Wirkungsgrad funktioniert dabei wie ein klassischer Verstärkungsfaktor. Für Werte < 1 verbraucht die Systemgruppe Gasbrennstoff oder Strom für Heizzwecke, für Werte > 1 wird Strom aus KWK-Anlagen gewonnen. Die Gewinnung von Gasbrennstoff durch Elektrolyse ist vom Wärmemarkt komplett entkoppelt und wird daher erst auf der bundesweiten Ebene betrachtet. Für einen Wirkungsgrad von 1 werden durch das Heizsystem keine Verbrauchsgüter aufgewendet oder erzeugt; die Inputgrößen werden unverändert durch den Prozess geschleust. Damit die Zeitpunkte mit Lastspitzen korrekt abgebildet werden können, muss der konstante Prozessinput des Bilanzprozesses mindestens der Maximallast entsprechen. In diesem Fall sinkt der Verstärkungsfaktor auf 0 und der gesamte Input wird verbraucht. Abbildung 3.6 liefert eine graphische Darstellung dieser Modellierungsstrategie.

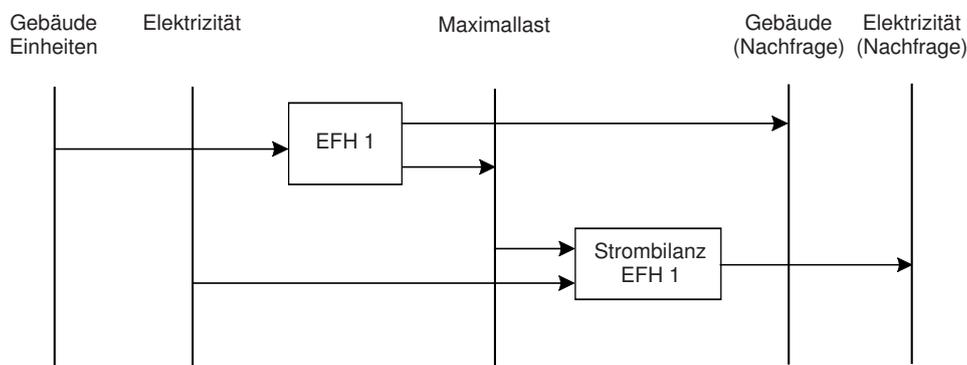


Abbildung 3.6: Implementierung einzelner Systemgruppen mit individuellen Lastgängen im Gesamtenergiesystem am Beispiel eines Einfamilienhauses mit Stromlastgang

Die jährlichen fixen Kosten einer Systemgruppe können über die installierte Leistung aus dem ersten Optimierungsschritt mit Hilfe der Annuitätenmethode berechnet werden. Sie werden für den zweiten Schritt als variable Kosten implementiert, die nur auftreten, solange das Modell einen Gebäudetyp tatsächlich nutzt. Das macht es möglich, in einer intertemporalen Optimierung bestimmte Systemgruppen stillzulegen und sukzessive durch neue, besser gedämmte Gebäude zu ersetzen. Brennstoffverbrauch und Emissionen laufen ohnehin im Gesamtmodell zusammen, sodass die entsprechenden Kosten zentral über einen volkswirtschaftlichen Preis bestimmt werden.

Für das Optimierungsproblem auf Bundesebene stehen dem Solver nun die Komponenten des Strommodells und die zuvor berechneten Systemgruppen als Prozesse zur Verfügung ($\mathbb{P} = \{\mathbb{S}, \mathbb{E}\}$). Die Systemgruppen werden neben den berechneten variablen Betriebskosten auch mit Investitionskosten versehen. Die Abschätzung dieser gebäudebezogenen Kosten erfolgt in Abschnitt 4.3.2. Außerdem werden emissionsbezogene Kosten (CO_2 -Preis) eingeführt, welche die Zusammensetzung des kostenoptimalen Energiesystems beeinflussen sollen. Zusätzlich zur erweiterten Kostenfunktion ändern sich im zweiten Optimierungsschritt auch die Nebenbedingungen. Gleichung 3.17 fordert die Nachfragedeckung, wobei die Wärme bereits berücksichtigt ist und durch eine (konstante) Nachfrage nach Systemgruppen ersetzt wird. In Gleichung 3.18 wird festgelegt, dass das Verhältnis der Systemgruppen untereinander über den Zeitraum eines Jahres unverändert bleibt. In Nebenbedingung 3.19 werden Budgets für die Nutzung von Verbrauchsgütern und Emissionen für die

⁵Speicher für Fest- und Flüssigbrennstoffe sind nicht Bestandteil des Modells. Der entsprechende Verbrauch wird daher als konstant angenommen und auf alle Simulationszeitschritte gleichmäßig aufgeteilt.

gesamte Volkswirtschaft eingeführt. Gleichung 3.20 berücksichtigt lebensdauerabhängige Prozessstapel und bildet gemeinsam mit der Diskontierung u_i das Fundament der intertemporalen Optimierung.

$$\min_{\hat{\kappa}, \kappa, \beta, \rho} u_i \left[f \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{inv} \hat{\kappa}_p + \sum_{p \in \mathbb{P}} k_p^{fix} \kappa_p + \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ p \in \mathbb{P}}} k_{pt}^{var} \beta_{pt} + \Delta t \left(\sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ v \in \mathbb{V}_{brenn}}} k_v^{brenn} \rho_{vt} - \sum_{\substack{t \in \mathbb{T}_h \\ c \in \mathbb{V}_{emiss}}} k_v^{emiss} \rho_{vt} \right) \right] \quad (3.16)$$

$$s.t. \forall t \in \mathbb{T}_h, v \in \mathbb{V}_d : \rho_{vt} = d_{vt} \quad (3.17)$$

$$\forall t \in \mathbb{T}_h, p \in \mathbb{S} : \beta_{pt} = \beta_{pt-1} \quad (3.18)$$

$$\forall v \in \{\mathbb{V}_{brenn}, \mathbb{V}_{emiss}\} : \Delta t \sum_{t \in \mathbb{T}_h} \rho_{vt} \leq g_v \quad (3.19)$$

$$\forall t \in \mathbb{T}_a, p \in \mathbb{P} : \kappa_{tp} = \sum_{(p', t') \in \mathbb{O}} \hat{\kappa}_{t'p} \quad (3.20)$$

Zusammenfassend sind sowohl im ersten Schritt (Einsatzplanung) als auch in der darauffolgenden Ausbauplanung die Systemkosten die zu minimierende Größe. Die Nebenbedingungen unterscheiden sich jedoch erheblich. Auf Systemgruppenebene müssen neben der Wärmenachfrage untere Leistungsgrenzen und realistische Konfigurationen berücksichtigt werden. Auf der bundesweiten Ebene muss die Stromnachfrage und die geforderte Gebäudeanzahl gedeckt sein. Außerdem treten hier Potenzialbeschränkungen in Kraft, die den deutschlandweiten Verbrauch von Brennstoffen limitieren. Für CO_2 -Emissionen kann ebenfalls eine Obergrenze festgelegt werden.

4 Modellierung der Nachfrageseite

Für die eine detaillierte Modellierung der Wärmenachfrage ist es nötig, Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme getrennt zu betrachten. Zusätzlich verlangt die Optimierung in *urbs* eine Aufteilung der Nachfrage in stündliche Lastgänge über das gesamte Jahr. Für Raumwärme und Warmwasser (beide werden in der Kategorie „Wärme in Gebäuden“ zusammengefasst) sowie für Prozesswärme werden dazu zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt. Im Anschluss an die Generierung der Lastgänge auf den kommenden Seiten erläutert Abschnitt 4.3 zwei Dimensionen der Dekomposition, um der Modellstruktur Rechnung zu tragen.

4.1 Wärmenachfrage in Gebäuden

Im Vergleich zum Stromlastgang kann die Wärmenachfrage über Messungen nur schwierig ermittelt werden. Da die Wärmebereitstellung in Gebäuden über eine Vielzahl an Technologien erfolgen kann, ist die Installation eines flächendeckenden, einheitlichen Messsystems praktisch unmöglich. Lastprofile aus Referenzgebäuden finden vereinzelt Anwendung, dies stößt aber aufgrund von lokalen bauphysikalischen und klimatischen Besonderheiten bei Anwendung auf den gesamten Gebäudebestand an seine Grenzen [81, S. 121, 82, S. 94]. Vereinfachte physikalische Modelle, die Energiebilanzen über die Gebäudehülle darstellen, sind zur Abschätzung des Wärmebedarfs ebenfalls denkbar [83]. Wie bei der Methode der Referenzmessungen ist eine Verallgemeinerung der Ergebnisse jedoch nicht ohne Weiteres möglich. Ein Großteil der Veröffentlichungen [8, 30, 84, 85] verwendet daher empirische Standardlastprofile (SLP), mit welchen der Wärmelastgang als Funktion der Außentemperatur beschrieben werden kann. Im Folgenden sollen zunächst die Grundlagen des Verfahrens geschildert werden, bevor im Anschluss erläutert wird, wie sich der Einfluss verschiedener Faktoren auf den resultierenden Wärmelastgang darstellen lässt.

4.1.1 Standardlastprofilverfahren

Das Standardlastprofilverfahren hat sich bei den deutschen Gasversorgern durchgesetzt, um den Bedarf nicht leistungsmessener Kunden zu prognostizieren und die belieferte Gasmenge darauf abzustimmen [86, 87]. Dabei wird davon ausgegangen, dass die belieferte Gasmenge direkte Rückschlüsse auf den Warmwasser- und Raumwärmebedarf der Haushalte zulässt. Die Prognose über das SLP-Verfahren lässt sich in zwei Schritte einteilen:

1. Bestimmung des täglichen Verbrauchs
2. Bestimmung des stundengenauen Wärmelastgangs

Im ersten Schritt werden die gemessenen täglichen Verbrauchswerte h über Ausgleichsrechnung eindeutig mit einer Allokationstemperatur ϑ_a in Verbindung gesetzt. Die h -Werte sind dabei zunächst dimensionslos,

lassen sich aber über ermittelten Gesamtverbrauch eines Jahres Q_{jahr} mit einem konstanten Faktor v skalieren.

$$Q_{\text{jahr}} = v \sum_{d=1}^{365} h(\vartheta_{a,d}) \quad (4.1)$$

Die angesetzte Allokationstemperatur entspricht dabei meist nicht der gemittelten Außentemperatur des entsprechenden Tages, sondern berücksichtigt zusätzlich die thermische Trägheit der Gebäude. Das lässt sich beispielsweise durch eine Gewichtung der Tagesmitteltemperaturen \bar{T}_d für aufeinanderfolgende Tage mit der geometrischen Reihe erreichen [86, S. 52].

$$\vartheta_a = \frac{\bar{T}_d + 0.5 \bar{T}_{d-1} + 0.25 \bar{T}_{d-2} + 0.125 \bar{T}_{d-3}}{1 + 0.5 + 0.25 + 0.125} \quad (4.2)$$

Trägt man die gemessenen Verbrauchswerte – wie in Abbildung 4.1 – auf, erkennt man, dass der Verbrauch bei steigenden Außentemperaturen stetig abnimmt. Darüber hinaus lassen sich zwei Bereiche unterscheiden. Bei tiefen Temperaturen ist der Zusammenhang von Allokationstemperatur und Heizbedarf offenkundig; man spricht daher vom Heizbereich. Oberhalb einer Knickpunkttemperatur von ca. 15 °C ist der Wärmebedarf dagegen kaum noch von der Außentemperatur abhängig; man spricht dort vom Warmwasserbereich.¹ Zur Abbildung der Messpunktwolke hat sich in Deutschland flächendeckend eine Profilkurve mit sigmoiden und linearen Anteilen „SigLinDe“ etabliert. Das an der TUM entwickelte, rein sigmoide Profil [89] behält dennoch seine Gültigkeit. Die Abbildung der Messwerte am Übergang zum Warmwasserbereich und bei besonders tiefen Temperaturen fällt zwar gegenüber dem SigLinDe-Profil leicht ab, dafür punktet die rein sigmoide Abbildung durch ihre Kompaktheit und Nachvollziehbarkeit.

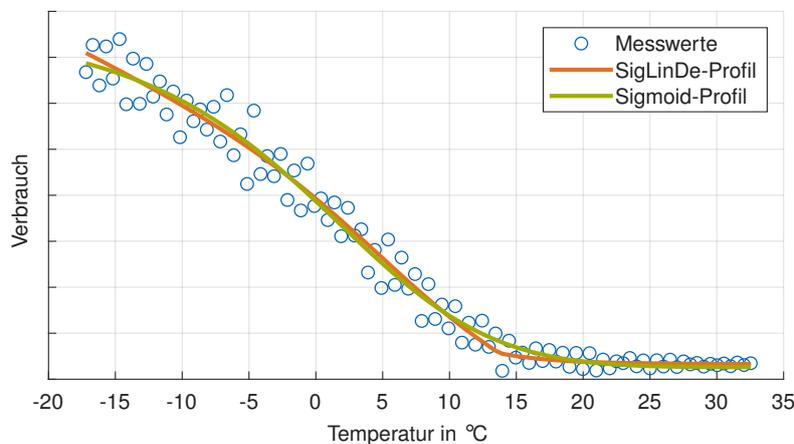


Abbildung 4.1: Vergleich zweier SLP zur Abbildung von Verbrauchswerten als Funktion der Allokationstemperatur

Das Sigmoid-Profil (oder auch logistische Kurve) ist bereits durch vier Parameter (A, B, C, D) eindeutig definiert, welche sich physikalisch anschaulich interpretieren lassen (siehe dazu Abschnitt 4.1.3). Die Parameter A und D bestimmen den oberen und den unteren Grenzwert, B die Position des Wendepunkts und D die Steigung der Kurve. Die Referenztemperatur ϑ_0 ist auf 40 °C festgelegt [86, S. 25].

$$h(\vartheta_a) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_a - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad (4.3)$$

¹Die charakteristische Form der Bedarfskurve ergibt sich als Saldo aus Wärmeverlusten und -gewinnen über die Gebäudehülle. Fachlich Interessierten seien insbesondere die Veröffentlichungen von Jagnow und Hellwig [88, 89] empfohlen, die eine detaillierte Bilanzierung durchführen.

Damit kann der tägliche Warmwasser- und Raumwärmebedarf für verschiedene Gebäudetypen als Funktion der Außentemperatur beschrieben werden. Angelehnt an das Vorgehen von Ruhnau [30, S. 4] werden SLP für EFH, Mehrfamilienhäuser (MFH) und gewerbliche Gebäude (GHD) betrachtet, um diese mit den ermittelten Bedarfswerten aus der EU Building Database zu skalieren. Über Regressionsrechnungen für die einzelnen Gebäudetypen werden die existierenden SigLinDe-Profile aus [86] über Sigmoid-Profile angenähert. Die resultierenden Funktionsparameter finden sich in Tabelle B.2 im Anhang. Zur Dekomposition in stundengenaue Lastgänge werden die Verbrauchswerte in einem zweiten Schritt auf die Stunden des Tages verteilt.

Bei der stundengenauen Dekomposition hat sich kein Regressionsverfahren durchsetzen können. Stattdessen erfolgt die Bestimmung der Lastgänge anhand von empirischen Wertetabellen des BGW [87, S. 71-75]. Für die verschiedenen Stunden des Tages ist dort der Anteil am Tagesbedarf in Prozent hinterlegt. Die Werte sind zudem von der angesetzten Allokationstemperatur abhängig. In Abbildung 4.2 ist erkennbar, dass die Temperatur besonders die Höhe der Lastspitze in den Morgenstunden beeinflusst. Je kälter es ist, desto gleichmäßiger verteilt sich die Wärmenachfrage über den Tag. Zusätzlich zu den Stundenwerten, sind in [87, S. 86-87] auch Wochentagsfaktoren für gewerbliche Gebäude hinterlegt. Diese berücksichtigen die Tatsache, dass die Wärmenachfrage dort an Arbeitstagen höher ist als am Wochenende.

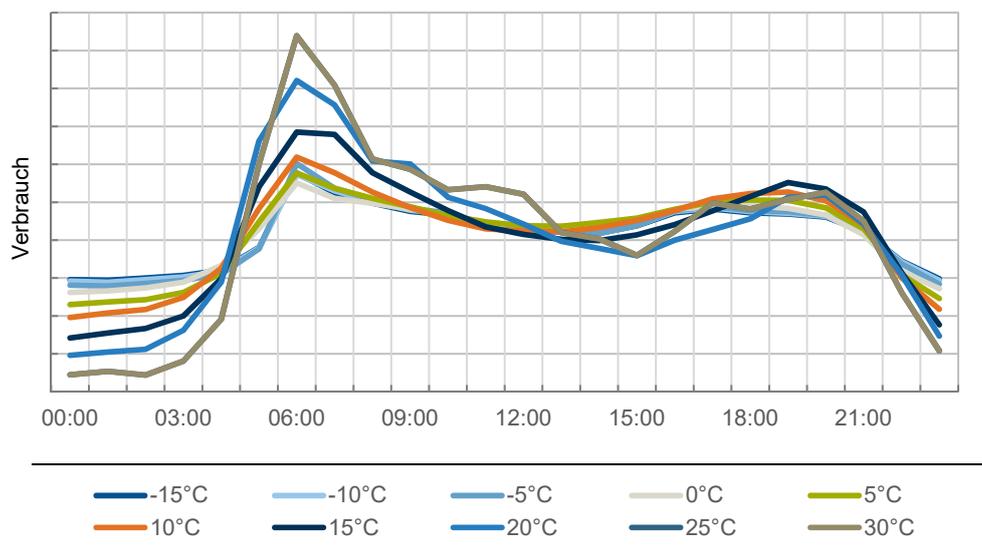


Abbildung 4.2: Stündliche Lastfaktoren für ein durchschnittliches EFH in Abhängigkeit der Allokationstemperatur; Daten aus [87, S. 71], Baualter Klasse 11

Der resultierende Lastgang unterscheidet zunächst nicht zwischen Warmwasser- und Raumwärmebedarf. Für eine detaillierte Analyse ist es jedoch nötig, beide Nachfragebereiche differenziert zu betrachten, da Raumwärme ggf. auf einem geringeren Temperaturniveau bereitgestellt werden kann. Wie bereits in Abschnitt 2.2 erwähnt, profitiert die Wirtschaftlichkeit von Solarthermieanlagen und Wärmepumpen in diesem Bereich von deutlich erhöhten Wirkungsgraden. Zunächst wird daher versucht, den Warmwasserbedarf aus dem Wärmelastgang zu extrahieren. Bei Verwendung einer logistischen Profilkurve wird angenommen, dass der Wärmebedarf selbst bei hohen Außentemperaturen nicht unter einen bestimmten Grenzwert fällt. Da in diesem Temperaturbereich kein Heizwärmebedarf mehr vorliegt, kann der Parameter D der Sigmoidfunktion direkt mit dem Warmwasserverbrauch eines Tages korreliert werden. Mit derselben Annahme gelingt die weitere Aufteilung der stundengenauen Werte. Die Nachfragekurve bei hohen Außentemperaturen (bis 30 °C) bildet den Verlauf der reinen Warmwassernachfrage ab. Der Raumwärmelastgang ergibt sich schließlich als Differenz aus dem gesamten Wärme- und dem Warmwasserlastgang.

4.1.2 Räumliche Aggregation

Da sich die klimatischen Verhältnisse im Bundesgebiet lokal teils deutlich unterscheiden, werden analog zu Ruhnau [30] räumlich aufgelöste Eingangsdaten verwendet. Die Temperaturreihen stammen aus dem ERA-Interim Datensatz [90] und liegen in einer räumlichen Auflösung von $0,75 \times 0,75^\circ$ vor, was ca. 28×17 km entspricht. Für Deutschland resultieren daraus 115 Datenpunkte. Die Ergebnisse dieses Rasters werden anschließend mit den Bevölkerungsdaten aus dem Eurostat GEOSTAT Datensatz gewichtet und über das Raster aggregiert. In Abbildung 4.3 ist erkennbar, dass die Wärmenachfrage in Gebäuden sich dort ballt, wo Deutschland eine besonders hohe Bevölkerungsdichte aufweist. Im Unterschied zu Methoden, die eine Durchschnittstemperatur für das gesamte Land zugrunde legen, werden so die Temperaturverläufe in dicht besiedelten Gebieten stärker gewichtet. Das Verfahren wird für die Lastgänge aller drei Gebäudetypen (EFH, MFH, GHD) wiederholt, so dass zunächst $3 \cdot 115$ gewichtete Datenreihen vorliegen.

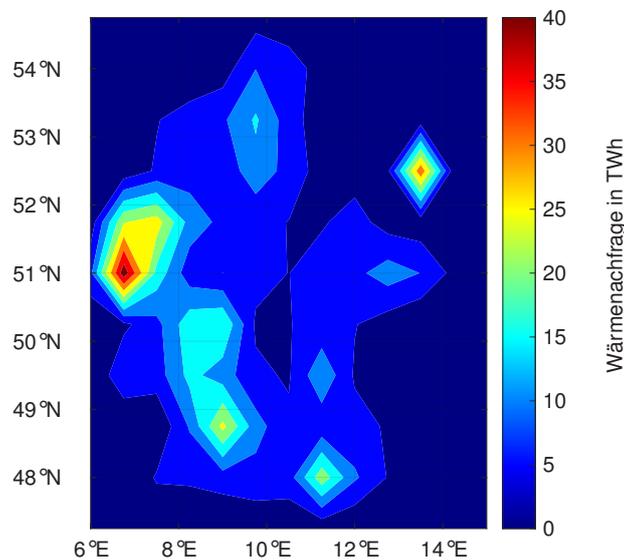


Abbildung 4.3: Resultierende jährliche Wärmenachfrage in Deutschland aufgelöst auf ein $0,75 \times 0,75^\circ$ großes Raster

Ein Modell mit der entsprechenden Knotenanzahl wäre allerdings aufwendig zu modellieren und stellt bei der Optimierung gleichzeitig hohe Anforderungen an die Rechenleistung. Darüber hinaus können sich innerhalb des betrachteten Zeitraums bis 2050 klimatische Gegebenheiten lokal verschieben, was die höhere Auflösung wiederum relativieren würde. Für das Optimierungsmodell werden die gewichteten Rasterdaten daher zu einer Zeitreihe gemittelt. Diese Zeitreihe beschreibt dann die Nachfragekurve für ein durchschnittliches Gebäude des jeweiligen Typs.

4.1.3 Berücksichtigung der Sanierungsrate

Die Verwendung des SLP-Verfahrens macht es möglich, bei der Synthese eines Wärmelastgangs auch energetische Gebäudeparameter zur berücksichtigen. Dazu wird die Tatsache ausgenutzt, dass die Parameter der Sigmoid-Funktion sich physikalisch interpretieren lassen. Wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert, kann der untere Grenzwert der logistischen Kurve D direkt mit dem Warmwasserverbrauch korreliert werden. Er beschreibt den Anteil am Wärmelastgang, der unabhängig von der Allokationstemperatur angesetzt wird. Im Gegensatz dazu beschreibt der obere Grenzwert A den Heizbedarf bei sehr niedrigen Außentemperaturen und kann mit der reinen Raumheizung gleichgesetzt werden [86, S. 165]. Parameter B legt die Position des Wendepunkts und damit den Start der Heizphase fest. Die Heizgrenztemperatur sinkt, wodurch sich auch

die Zahl der Heiztage im Jahr verringert. Die Steigung der Kurve hat zwar einen Einfluss auf die Form des resultierenden Lastgangs, nicht aber auf die Gesamtnachfrage. Übereinstimmend mit der Argumentation von Jagnow [88, S. 11] kann gefolgert werden, dass eine energetische Gebäudesanierung Einfluss auf die Parameter A und B des Sigmoid-Profiles besitzt.

Als Grundlage der folgenden Berechnungen dienen die Prognosen der ESG [25] jeweils mit dem Bezugsjahr 2008. Der Strombedarf für Klimatechnik und Beleuchtung wird in der vorliegenden Arbeit jedoch ausgeklammert. In einer Kalkulation für das Referenzjahr ergibt sich mit den gemessenen Werten und Lastprofilen aus B.2 ein konstanter Skalierungsfaktor ν . Für Warmwasser- und Prozesswärmenachfrage lassen sich daraufhin zwei unabhängige Optimierungsprobleme formulieren, die den Fehler zwischen berechneter und prognostizierter Nachfrage \hat{Q} für das Jahr 2050 minimieren. Da der Warmwasserbedarf ausschließlich vom unteren Profildgrenzwert abhängt, kann der entsprechende Wert für D direkt heuristisch iterativ ermittelt werden, bis der resultierende Bedarf den Szenarien entspricht. Die Raumwärmenachfrage ist jedoch von den Parametern A und B abhängig und besitzt keine Nebenbedingungen. Das zugehörige Optimierungsproblem ist somit nicht eindeutig lösbar.

$$\min_{A,B} (h_{RW}(\vartheta_a, A, B) \nu - \hat{Q}_{RW})^2 \quad (4.4)$$

Eine umfassende Sensitivitätsanalyse für beide Parameter hat jedoch ergeben, dass sich weniger als 2% der Gesamtnachfrage in die kalten Monate verschieben, wenn man die Bedarfsreduktion komplett auf eine Variation von B zurückführt und A zum Bezugsjahr konstant hält. Da diese Verschiebung in Relation zu Prognoseunsicherheiten vernachlässigbar ist und zum Zeitpunkt der Veröffentlichung keine Studien existieren, wie sich die Einsparungen in der Realität verteilen, wird vereinfachend angenommen, dass sich die sinkende Raumwärmenachfrage zu gleichen Teilen aus einer Reduktion von A und B ergibt. Aus diesen Annahmen ergeben sich die delta-Werte der Parameter aus Tabelle 4.1. Für die Simulation des Szenariojahres 2050 werden alle SLP aus Tabelle B.2 mit den delta-Werten beaufschlagt. Für das Szenario Klimaneutralität (KN) werden dieselben Sanierungsmaßnahmen getroffen wie im Effizienz (EF)-Szenario. Die Parameter der logistischen Kurve bleiben daher unverändert. Die zusätzliche Bedarfsreduktion im Raumwärmesektor lässt sich komplett auf eine Erwärmung des Klimas zurückführen. Die zugehörigen Berechnungsgrundlagen werden im folgenden Abschnitt erläutert.

Tabelle 4.1: Veränderung der Sigmoidparameter für verschiedene Wärmebedarfe und Sanierungsraten

	Bezugsjahr 2008	RF 2050	EF 2050	IN 2050	KN 2050
Sanierungsrate		1,25% p.a.	2,0% p.a.	1,5% p.a.	2,0% p.a.
Raumwärmebedarf in TWh	765	514	311	467	230
Warmwasserbedarf in TWh	104	93	86	91	86
Veränderung des Gesamtbedarfs	0%	-30%	-54%	-36%	-64%
ΔA	0	-0,57	-1,02	-0,68	-1,02
ΔB	0	-2,62	-6,58	-3,30	-6,58
ΔD	0	-0,0052	-0,0085	-0,0060	-0,0085

4.1.4 Berücksichtigung der Klimaerwärmung

Der berechnete Wärmelastgang ist neben den SLP-Parametern von der Allokationstemperatur abhängig. Bei höheren Außentemperaturen sinkt dementsprechend auch der Wärmebedarf. In diesem Abschnitt soll daher eine Methode vorgestellt werden, um die Auswirkungen des Klimawandels möglichst realistisch in das Modell zu integrieren. Die prognostizierte Erwärmung an dieser Stelle vereinfachend gleichmäßig über den Jahrestemperaturverlauf anzunehmen, unterschlägt allerdings entscheidende Effekte. Giorgi und Bastin [91, 92] sind sich dahingehend einig, dass die Durchschnittstemperaturen im Winter stärker ansteigen werden als die Temperaturen im Sommer. Die benötigte Leistungsreserve für die Wärmebereitstellung in den kalten

Monaten wird sich dadurch noch weiter reduzieren. Zudem gehen die Forscher davon aus, dass sich die Übergangsperioden im Frühjahr und im Herbst zunehmend verkürzen. Der Übergang von Sommer und Winter wird dadurch sprunghafter, was wiederum Einflüsse auf die Betriebsstrategie von Wärmespeichern haben kann.

Eine verbreitete Methodik, um die Auswirkungen des Klimawandels bewusst zu machen, ist der Einsatz von Städteanalogien. Aus den Entwicklungen diverser klimatischer Parameter wird versucht vorherzusagen, inwiefern das zukünftige Klima einer Stadt dem derzeitigen Klima einer anderen Stadt ähnelt. Jene Städtepaare, deren fundamentale klimatische Kenngrößen wie Temperatur, Niederschlag und Wind und Wind solche Analogien aufweisen, bezeichnet Rohat [93] als klimatische Zwillingstädte. Für Europa gilt dabei unisono, dass die klimatischen Zwillinge südlicher liegen. Beniston und Bastin [94, 92] geben für diese klimatische Südverschiebung eine Geschwindigkeit von 15-20 km/a an.

Nach diesen Prognosen wird 2050 in Berlin ein Klima wie heute in Saragossa (Spanien) herrschen [93]. Diese Städteanalogien wurden jedoch nur für die größten europäischen Städte berechnet. Eine Verschiebung aller Punkte des $0,75 \times 0,75^\circ$ großen Rasters ist über diese Methode nicht möglich. Allerdings kann über die Temperaturdaten aller Rasterpunkte in Deutschland festgestellt werden, wie sich das örtliche Klima zu jedem Zeitpunkt in Relation zu Berlin verhält. Gespeichert werden die Relativtemperaturen in einer dreidimensionalen Matrix M für jeden Längengrad, Breitengrad und jede Stunde des Jahres. Per definitionem besteht die Spalte für die Bezugsstadt ausschließlich aus Nullen.

$$M : \{6^\circ E, \dots, 15^\circ E\} \times \{47^\circ N, \dots, 55^\circ N\} \times \{1, \dots, 8760\} \rightarrow T_{rel} \quad (4.5)$$

Über die Matrix der Relativtemperaturen in Deutschland können nun aus der einer einzelnen Zeitreihe für Saragossa S die Zeitreihen aller weiteren Rasterpunkte synthetisiert werden. Geht man näherungsweise davon aus, dass das gesamte Bundesgebiet von der Klimaerwärmung gleichmäßig betroffen ist (d.h. M konstant bleibt), erfolgt die Synthese über einfache Addition von S und M . Das Syntheschema ist in Abbildung 4.4 graphisch veranschaulicht. Durch den Einsatz der synthetisierten Temperaturkurven ergibt sich eine für das Szenario KN eine Gesamtwärmenachfrage, welche im Jahr 2050 nochmals um 10% unter dem Wert des EF-Szenarios liegt. Die Reduktion ist dabei ausschließlich auf eine Verringerung des Raumwärmebedarfs zurückzuführen, da die Warmwassernachfrage temperaturunabhängig ist. Die absoluten Werte finden sich in der letzten Spalte von Tabelle 4.1.

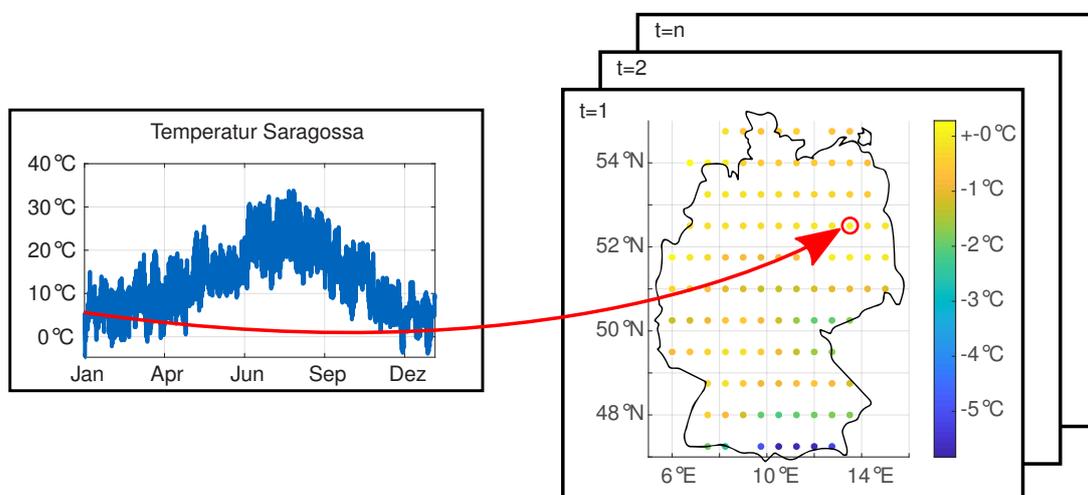


Abbildung 4.4: Schema zur Synthetisierung von Temperatur-Zeitreihen für das gesamte Bundesgebiet auf Basis der klimatischen Analogie zwischen Berlin und Saragossa; Temperaturdaten aus [90]

Zur Anschauung sind in Abbildung B.1 im Anhang die resultierenden Jahresdauerlinien der Wärmelastgänge für das Bezugsjahr, das EF- und das KN-Szenario abgebildet. Während die energetische Sanierung der Gebäudehülle hauptsächlich eine Skalierung der Kurve bewirkt, verringert die Klimaerwärmung besonders die Nachfragespitzen in den kalten Monaten, während die Grundlast nahezu konstant bleibt.

4.2 Prozesswärmefrage

Lediglich 13 % des Gesamtbedarfs an Prozesswärme sind auf einem Temperaturniveau unter 100 °C anzusiedeln [95]. Im Temperaturbereich von 100 °C bis 200 °C sind es laut Klaus [66, S. 21] 15%. Der überwiegende Teil der Nachfrage (65 %) tritt erst bei Temperaturen über 500 °C auf [95]. Durch das hohe Temperaturniveau sind beim Prozesswärmelastgang keine eindeutigen Abhängigkeiten von der Außentemperatur zu identifizieren. Ein vergleichbares Lastprofilverfahren, wie für die Wärme in Gebäuden existiert daher für industrielle Prozesse nicht.

In der Literatur konkurrieren daher unterschiedliche Ansätze, um den Prozesswärmelastgang abzuschätzen. Bode [23] wählt dazu einen stark vereinfachenden Ansatz und nimmt die täglichen Mittelwerte der Prozesswärmefrage als konstant an. Zu den stündlichen Werten wird keine Aussage getroffen. In einer Telefonrecherche hat Beier [96, S. 25] jedoch ermittelt, dass etwa 40 % der befragten Industrieunternehmen in einem durchgängigen 3-Schichtsystem produzieren. In den übrigen Betrieben wird die Produktion nachts oder an den Wochenenden heruntergefahren. Die Annahme eines konstanten Lastgangs wird dieser Tatsache nicht gerecht. Stattdessen erscheint ein Vorgehen sinnvoll, dass den Wärmelastgang am industriellen Stromlastgang orientiert. Warnhofer [97, S. 13] nutzt diese Methode für eine energetische Betrachtung eines Modellgebiets in der Region Nürnberg.

Zur Anwendung dieses Verfahrens auf das gesamte Bundesgebiet muss jedoch zunächst der industrielle Stromlastgang aus den Daten der Bundesnetzagentur [29] extrahiert werden. Mit der Zusammensetzung des Stromlastgangs aus den drei Sektoren Industrie (IND), Gewerbe (GHD) und Haushalte (HH) kann die Industrienachfrage für jede Stunde eines Jahres als Differenz formuliert werden.

$$P_t^{IND} = P_t^{Gesamt} - P_t^{HH} - P_t^{GHD} \quad \forall t \in (1, 8760) \quad (4.6)$$

Es stehen jedoch per se keine zeitlich aufgelösten Daten zur sektoralen Aufschlüsselung des Stromlastgangs zur Verfügung. Zur Abbildung der Partiallastgänge für Gewerbe und Haushalte müssen daher wiederum synthetische Lastprofile genutzt werden [98, S. 18]. Die verwendeten Lastprofile G0 und H0 stammen aus [99] und werden entsprechend der aktuellen sektoralen Verbrauchswerte skaliert. Abbildung 4.5 visualisiert das Vorgehen exemplarisch für den Zeitraum von einer Woche.

Fattler et al. [100, S. 176] können bei der Prognose des Industriestromlastgangs auf reale Messdaten zurückgreifen, die mittels Regressionsanalyse plausibilisiert und validiert werden konnten. Im Gegensatz zu Ecksteins Vorgehen [98] sind die Nachfrageschwankungen deutlich schwächer ausgeprägt. Auch sind in dem Lastgang keine Artefakte zu finden, bei denen die Differenz eine negative Last für den Industriestrom ausgibt. Die Position der Lastspitzen und der typische Lastabfall an den Wochenenden ist jedoch auch in diesen Daten zu beobachten. Da der Lastgang von Fattler sich auf reale Daten stützen kann und nicht auf fehlerbehaftete synthetische Lastprofile angewiesen ist, wird im Folgenden diese Zeitreihe zur Abschätzung der Prozesswärme verwendet.

Die Kurve lässt sich mit der gesamten Prozesswärmefrage eines Jahres zu einem synthetischen industriellen Wärmelastgang skalieren. Sowohl Wochentagsfaktoren als auch der Einfluss von Feiertagen wird über dieses Vorgehen mitberücksichtigt. Die täglichen Schwankungen im Prozesswärmelastgang fallen

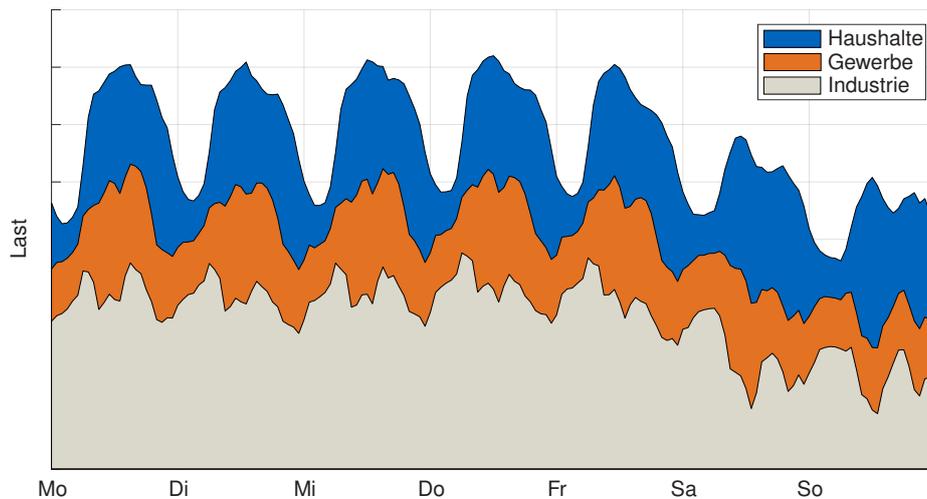


Abbildung 4.5: Graphische Aufschlüsselung des Stromlastgangs mittels synthetischer Lastprofile für eine Woche

dabei wesentlich kleiner aus, als in der Kurve, welche durch das Differenzverfahren erzeugt wurde. Der Anteil an Unternehmen, die an Werktagen durchgängig produzieren, scheint daher deutlich über den 40 % zu liegen, die von Beier [96, S. 25] identifiziert wurden. Die Topografie des ermittelten Prozesswärmelastgangs wird für die vier Szenarien in dieser Arbeit als konstant angenommen. Es erfolgt lediglich eine Skalierung über den zugrunde gelegten Endverbrauch.

4.3 Dekomposition des Wärmelastgangs

Aus den drei erzeugten Lastgängen für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme kann nun die gesamte Wärmenachfrage zusammengesetzt werden. In Abbildung 4.6 ist erkennbar, dass Warmwasser und Prozesswärme im Gegensatz zur Raumwärmenachfrage keine Abhängigkeit von der Außentemperatur und somit auch keine saisonalen Schwankungen vorweisen. Im Prozesswärmelastgang ist stattdessen eine ausgeprägte wöchentliche Periodizität festzustellen. Auch die Ferienzeit um den Jahreswechsel ist in dem Kurvenverlauf durch eine temporär sinkende Nachfrage zu erkennen. Für Raumwärme und Warmwasser ist diese wöchentliche Periodizität deutlicher schwächer ausgeprägt, da nur gewerbliche Gebäude dazu beitragen. Dagegen lassen sich die Schwankungen innerhalb eines Tages aus Abbildung 4.2 in den Verläufen wiedererkennen.

4.3.1 Aufteilung nach Temperaturbereichen

Für eine detaillierte Analyse der Wärmeversorgung ist es jedoch nicht ausreichend, die drei Kurven zu einem Gesamtwärmelastgang zu addieren. Wie bereits in Kapitel 2 dargelegt, besitzt Wärme im Gegensatz zu Strom durch die unterschiedlichen Temperaturniveaus qualitative Unterscheidungsmerkmale. Die geforderten Temperaturen für Prozesswärme liegen teils über 1000 °C, während moderne Raumheizungen mit Vorlauftemperaturen unter 60 °C betrieben werden können. Eine Aufteilung der Nachfrageseite in schmale Temperaturbereiche erhöht somit auch die Modellgenauigkeit. Allerdings stellt jedes Temperaturband in *urbs* ein weiteres Bedarfsgut dar und vergrößert die Dimensionen des Optimierungsproblems. Es gilt daher einen Kompromiss zwischen hinreichender Abbildungsgenauigkeit und vertretbarem Rechenaufwand zu finden.

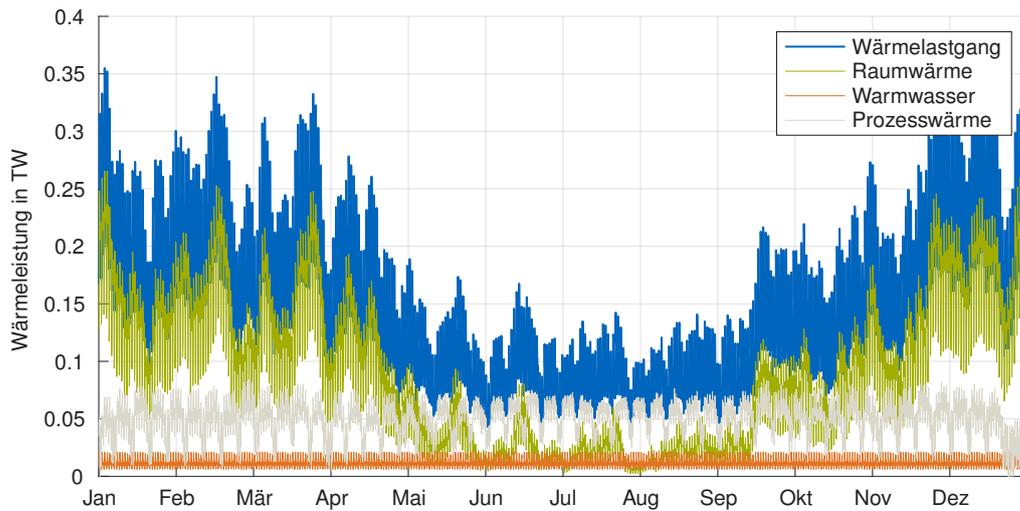


Abbildung 4.6: Resultierende Lastgänge für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme; Klima- und Verbrauchsdaten für das Bezugsjahr 2008

Dazu werden die drei verschiedenen Lastgänge im Folgenden hinsichtlich ihrer Temperaturniveaus genauer beleuchtet.

Von den drei betrachteten Lastgängen besitzt die Warmwassernachfrage den engsten Temperaturbereich. Aufgrund eines erhöhten Legionellenwachstums bei Temperaturen bis $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ gilt die Empfehlung des Umweltbundesamtes Warmwasser auf mindestens $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu erhitzen [101]. Eine Aufheizung darüber hinaus ist allerdings energetisch nicht sinnvoll, da mit steigenden Temperaturen auch die Verlustleistungen zunehmen.

Bei der Raumwärmefrage ist das verwendete Heizsystem bzw. die Art der Heizkörper entscheidend für die notwendige Vorlauftemperatur. In Altbauten mit herkömmlichen Radiatoren wird das Warmwasser häufig noch auf bis zu $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ aufgeheizt. Durch den Einsatz von Niedertemperaturheizkörpern und Flächenheizungen lassen sich diese Temperaturen allerdings deutlich reduzieren. Moderne Fußbodenheizungen arbeiten bereits mit Vorlauftemperaturen von $40\text{ }^{\circ}\text{C}$. In Übereinstimmung mit den Trinkwassertemperaturen wird daher die Grenze zwischen den untersten zwei Temperaturbändern auf $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ festgelegt. Zur realistischen Aufteilung der Raumwärmefrage in diese zwei Temperaturbänder geben die Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks [16, S. 6] einen Anhaltspunkt. Demnach sind etwa 55 % der Heizungen in Deutschland veraltet, weshalb angenommen werden kann, dass diese Anlagen mit hohen Vorlauftemperaturen arbeiten. Die verbleibenden 45 % können somit dem Temperaturband unter $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ zugeordnet werden. Aufgrund der energetischen Gebäudesanierung wird sich die Raumwärmefrage bis 2050 jedoch sukzessive in das unterste Temperaturband verschieben. Der Einfluss der Sanierungsrate in den verschiedenen Szenarien auf diese Aufteilung ist in Abbildung B.2 dargestellt.

Für die Aufteilung der Prozesswärme geben die Daten aus den Veröffentlichungen [66, 95, 102] Aufschluss. Dabei werden die Temperaturgrenzen $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ aus 4.2 beibehalten. In Hinblick auf die Wärmezeugertechnologien ist eine weitere Aufteilung des Temperaturbereichs darüber hinfällig. Während für Solar- und Tiefengeothermie $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ in Deutschland die praktische Potenzialgrenze darstellt, erlauben sowohl Verbrennungsprozesse (auch mit Biomasse [103]) als auch Widerstandsheizungen Temperaturniveaus bis über $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Vereinfachend fasst das oberste Temperaturband daher alle Temperaturen oberhalb von $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ zusammen. Die resultierenden Temperaturbänder inklusive der zugehörigen Wärmebedarfe sind in Tabelle 4.2 gelistet.

Tabelle 4.2: Aufteilung des Wärmebedarfs nach Sektor und Temperaturniveau; Zahlenwerte aus [27, 102] für das Bezugsjahr 2008

	<60 °C	60 °C -100 °C	100 °C - 200 °C	>200 °C	Gesamt
Raumwärme in TWh	341,775	417,725	0	0	759,5
Warmwasser in TWh	0	103,9	0	0	103,9
Prozesswärme in TWh	0	58,11	67,05	321,84	447
Gesamt in TWh	341,775	579,735	67,05	321,84	1310,4

4.3.2 Aufteilung nach Systemgruppen

Neben der Unterscheidung nach Temperaturniveaus ist es bei der realistischen Modellierung des Wärmemarktes nötig, einzelne Systemgruppen klar voneinander zu trennen. Eine Systemgruppe stellt dabei eine geschlossene Einheit dar, Wärmetransport unter den Gruppen ist nicht möglich. Anschaulich wird das am Beispiel zweier benachbarter EFH. Da die beiden Gebäude nicht thermisch gekoppelt sind, kann der Wärmelastgang jeweils nur von den vor Ort installierten Erzeugern gedeckt werden. Ein Wärmeaustausch mit dem Nachbargebäude ist nicht möglich. In den meisten Fällen umfasst eine Wärmesystemgruppe daher einzelne Gebäude oder Industriebetriebe (IND). Eine Ausnahme stellen Wärmeverteilnetze (WVN) dar, bei denen die Wärme meist zentral erzeugt und dann über Leitungen an die einzelnen Gebäude verteilt wird. In diesem Fall sind alle Wärmeerzeuger und Verbraucher innerhalb des WVN thermisch gekoppelt, sodass der Lastgang aller Verbraucher zusammengefasst werden kann.

Besitzt das WVN mehrere Wärmeerzeuger, kann deren Betrieb optimal aufeinander abgestimmt werden, um die gesamte Last zu decken. In einzelnen Gebäuden ist eine Kombination aus einer Vielzahl von Erzeugern aufgrund des geringen Wärmebedarfs dagegen meist nicht sinnvoll. Das liegt an den unteren Leistungsgrenzen der Technologien (siehe Abschnitt 3.2.2). Stattdessen werden sich in Gebäuden häufig Kombinationen aus einem gesetzten Wärmeerzeuger und ergänzenden Heizgeräten finden.

Für die Wärmesystemgruppen EFH, MFH, GHD, IND ergeben sich die Lastgänge aus dem Standardlastprofilverfahren bzw. dem synthetisierten Prozesswärmelastgang. Mit den Zahlen aus [104, S. 14] können die Lastgänge überdies für einzelne Gebäude oder Betriebe skaliert werden. Da an ein WVN unterschiedliche Verbrauchertypen angeschlossen sind, setzt sich auch der Lastgang des Fernwärmenetzes entsprechend der Verbrauchswerte zusammen. Die Anteile für Haushalte, Gewerbe und Industrie an der Fernwärmeversorgung finden sich in den Energiedaten des BMWI [4]. Zudem wird angenommen, dass Mehrfamilienhäuser 70 % der an ein WVN angeschlossenen Wohngebäude ausmachen. Abbildung 4.7 listet die betrachteten Systemgruppen inklusive ihres Jahresverbrauchs auf und gibt gleichzeitig Aufschluss über das Temperaturniveau der Wärmenachfrage.² Vereinfachend wird szenarioübergreifend angenommen, dass die Anzahl der Systemgruppen bis 2050 konstant bleibt. Der durchschnittliche Wärmebedarf einer einzelnen Einheit entwickelt sich entsprechend der unterschiedlichen Sanierungs- bzw. Wachstumsraten im Industriesektor.

Dem Modell werden dazu ab 2030 für EFH, MFH und GHD zusätzlich energetisch sanierte Gebäude zur Verfügung gestellt. Sind ausschließlich vollständig wärmegeämmte Gebäude installiert, ergibt sich für das Gesamtsystem der prognostizierte Bedarf aus Abschnitt 4.1.3. Damit der Solver nicht direkt zum frühestmöglichen Zeitpunkt alle Gebäudeeinheiten durch ihre sanierte Version ersetzt, wird die energetische Sanierung, wie in der Realität mit Investitionskosten belegt. Steinbach [105, S. 15] beziffert diese Kosten mit durchschnittlich $\bar{k}_s = 27\,600$ € pro Gebäude. Die Abschreibungszeit dieser Investition wird im Modell zu 25 Jahren festgesetzt. Vereinfachend wird außerdem angenommen, dass die Kosten mit dem

²Die verwendeten Gebäudezahlen liegen minimal unter den Angaben aus [104, S. 14], da davon ausgegangen wird, dass ein Teil der Einheiten bereits in den Fernwärmenetzen berücksichtigt wird.

Jahresbedarf einer Systemgruppe skalieren, was eine Aufteilung auf die drei genannten Gebäudetypen $G = \{EFH, MFH, GHD\}$ ermöglicht.

$$\forall g \in G : k_{s,g} = \frac{Q_g \cdot \bar{k}_s}{\sum_{g \in G} n_g Q_g \cdot \frac{1}{\sum_{g \in G} n_g}} \quad (4.7)$$

Entsprechend der zusätzlichen Wärmeeinsparung aus Tabelle 4.1 liegt der finanzielle Aufwand für eine energetische Sanierung im Effizienz- und Innovationsszenario noch einmal 80 % bzw. 19 % über den Referenzwerten. Für Industriebetriebe und WVN sind die Jahresverbräuche nicht eindeutig mit den eingesetzten Dämmstandards korrelierbar. Dort spielen auch Parameter wie die Größe des Betriebes oder die Ausdehnung des Wärmenetzes eine entscheidende Rolle. Der Wärmebedarf der zubaubaren Einheiten für diese Systemgruppen orientiert sich an den Szenariodefinitionen in Abschnitt 3.1. Dabei besitzen modernisierte Einheiten keine erhöhten Investitionskosten. Die Verfügbarkeit bestehender Systemgruppen wird jedoch sukzessive reduziert, um den Solver auch bei steigenden Verbräuchen zum Ausbau zu zwingen.

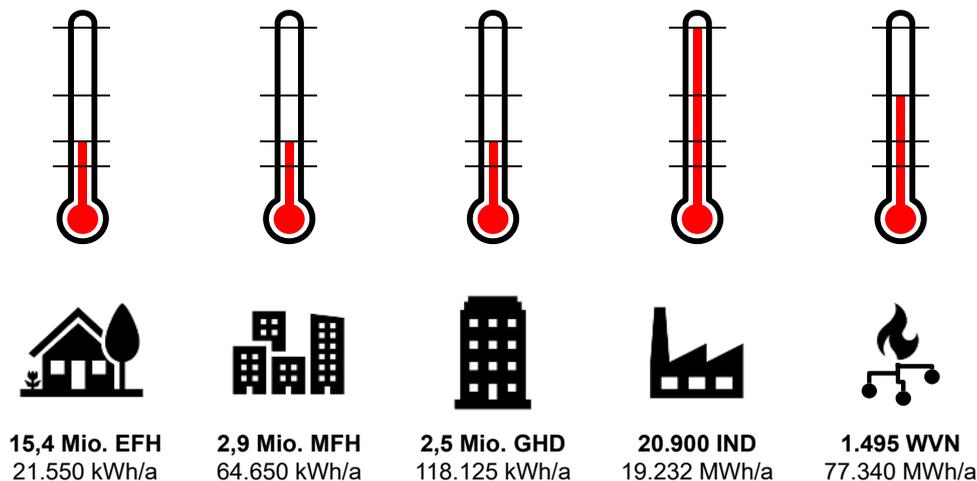


Abbildung 4.7: Betrachtete Systemgruppen des Wärmemodells

Die Aufteilung der Wärmesystemgruppen nach ihrem Jahresverbrauch macht es ebenfalls möglich, Skaleneffekte der Wärmeerzeuger und Speicher zu berücksichtigen. Wie in 2.2.2 gezeigt wurde, nimmt die Langzeiteffizienz thermischer Speicher mit wachsender Kapazität stetig zu. Auf der Erzeugerseite kann besonders für BHKW eine signifikante Reduktion der spezifischen Investitionskosten bei größerer Dimensionierung erreicht werden. Da hyperbolische Skaleneffekte die Grundlagen linearer Optimierung verletzen, wurden stattdessen für ausgewählte Technologien diskrete Größenklassen implementiert. Für EFH und MFH stehen dem Solver Anlagen der kleinsten Größenklasse A, und für gewerbliche Gebäude der Größenklasse B (>25 kW) zur Verfügung. Lediglich in Industriebetrieben und Fernwärmenetzen können Anlagen der Größenklasse C (>100 kW) installiert werden.

5 Technologiemodellierung

Auf den folgenden Seiten soll die Methodik zur Modellierung der in Kapitel 2 vorgestellten Wärmeerzeugungstechnologien in *urbs* dargelegt werden. Die Visualisierung des resultierenden Energiesystems orientiert sich an einem Abbildungsschema mit Fokus auf Gütern und Prozessen [78]. Oberste Prämisse bei der Modellierung war es den Rechenaufwand trotz der Aufteilung der Wärmenachfrage in vier Temperaturbänder möglichst gering zu halten, ohne dabei signifikant an Genauigkeit einzubüßen. Zur besseren Lesbarkeit werden die vier entsprechenden Wärmebedarfe aufsteigend nummeriert (Q_1, \dots, Q_4).

5.1 Verbrennungsbasierte Heizsysteme

Zunächst sollen jene Systeme betrachtet werden, bei denen die Wärmeerzeugung chemisch – also über Verbrennungsreaktionen – abläuft. Dazu zählen konventionelle Heizsysteme basierend auf Gas, Öl und Kohle sowie Systeme mit Kogeneration (BHKW). Die nachfolgenden Abschnitte geben einen Einblick wie sich temperaturbedingte Abgasverluste, Emissionsentstehung und KWK-Prozesse in *urbs* effizient abbilden lassen.

5.1.1 Modellierung der Brenneigenschaften

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2 dargelegt, wird die Effizienz eines Heizkessels oder Brenners entscheidend durch die Abgastemperatur festgelegt. Je weiter das Abgas abgekühlt werden kann, desto höher auch der feuerungstechnische Wirkungsgrad der Anlage [9, S. 436]. Diese Tatsache spiegelt sich auch in den Erhebungen von Kemmler [11, S. 63-68] wider, der für die Warmwasserbereitstellung signifikant geringere Jahresnutzungsgrade gegenüber der Raumheizung bei konventionellen Heizsystemen feststellt. Beispielhaft soll der Effekt anhand der vollständigen Verbrennung von CH_4 bei einem Verbrennungsluftverhältnis von $\lambda = 1$ berechnet werden.



Zusätzlich zur Umwandlung der Reaktionspartner wird dabei Wärme freigesetzt. Über das Luftverhältnis ergibt sich außerdem, dass 7,5 mol N_2 im Abgas enthalten sind. In dieser idealisierten Betrachtung wird dabei angenommen, dass der Stickstoff bei der Verbrennung nicht umgesetzt wird.¹ Der feuerungstechnische Wirkungsgrad η_F ist ein Maß für die Abgasverluste einer Verbrennungsreaktion und lässt sich nun über die Abgasenthalpie H_m'' und den molaren Heizwert von CH_4 ($H_{U,m} = 802$ MJ/kmol) berechnen.

$$\eta_F = 1 - \frac{H_m''(T_A, \lambda)}{H_{U,m}(T_0)} \quad (5.2)$$

¹In der Realität nimmt ein kleiner Teil des Stickstoffs aktiv an der Verbrennung teil und bildet mit Sauerstoff Schadstoffe der Stickoxid-Gruppe (NO_x).

Die Abgasenthalpie ergibt sich wiederum aus dem molaren Verhältnis von Abgas zu Brennstoff, der spezifischen Wärmekapazität des Abgases $c_{p,m}(T)$ und der Temperaturdifferenz zur Umgebung. Dazu muss $c_{p,m}(T)$ jedoch über die stoffliche Zusammensetzung des Abgases $\psi_{i,A}$ gemittelt werden.

$$H_m''(T_A, \lambda) = \frac{n_V}{n_B} [c_{p,m}(T_A) \cdot T_A - c_{p,m}(T_0) \cdot T_0] \quad (5.3)$$

$$c_{p,m}(T) = \sum_i [\psi_{i,A} \cdot c_{p,i}(T_A)] \quad (5.4)$$

Mit den Werten für die Wärmekapazität der im Abgas enthaltenen Stoffe aus [9, S. 459] (interpoliert) und einer Bezugstemperatur von $T_0 = 25 \text{ °C}$ lassen sich nun Abgasverluste und η_F für unterschiedliche Temperaturniveaus berechnen. Die gewählten Temperaturen in Tabelle 5.1 orientieren sich dabei, wo möglich, an prävalenten Anwendungsbereichen (Fußbodenheizung, Warmwasser) mit Berücksichtigung einer Grädigkeit von 10 °C . Für die höheren Temperaturniveaus dienen die Daten aus [66, 95, 102] als Anhaltspunkt.

Tabelle 5.1: Abgasverluste und feuerungstechnischer Wirkungsgrad bei der idealisierten Verbrennung von Methan

	50 °C	70 °C	150 °C	1000 °C
$c_{p,N_2}(T_A)$ in kJ/kmolK	29,105	29,111	29,160	31,250
$c_{p,H_2O}(T_A)$ in kJ/kmolK	33,590	33,638	33,895	38,560
$c_{p,CO_2}(T_A)$ in kJ/kmolK	37,045	37,495	39,150	49,500
$H_m''(T_A, \lambda)$ in MJ/kmol	8,081	14,573	40,802	352,951
η_F	99 %	98 %	95 %	56 %

Nun wird vereinfachend angenommen, dass sich die Abgasverluste für Fest- und Flüssigbrennstoffe in denselben Größenordnungen bewegen.² Neben dem feuerungstechnischen Wirkungsgrad haben allerdings auch Verteilverluste und Verluste in Zwischenspeichern einen Einfluss auf den Jahresnutzungsgrad. Das erklärt, warum der von Kemmler [11, S.64] zitierte Wert für eine gasbetriebene Raumheizung von 90 % unter dem von Tabelle 5.1 liegt. Um die Effizienz der Heizanlagen nicht überzubewerten und auch abgasunabhängige Verluste zu berücksichtigen, werden die Werte von Kemmler als obere Grenze festgelegt und entsprechend dem berechneten feuerungstechnischen Wirkungsgrad für höhere Temperaturniveaus angepasst. Die Ergebnisse für gas-, öl- und kohlebasierte Heizsysteme finden sich im Anhang in Tabelle B.3.

Die Modellierung in *urbs* erlaubt jedoch für Prozesse keine exklusive Schaltung (Entweder-Oder) der Ausgangsgrößen, die für eine detailgetreue Abbildung der Brenneffizienz auf unterschiedlichen Temperaturniveaus nötig ist. Es wäre allerdings denkbar, für jedes Temperaturniveau einen eigenen Brennerprozess mit zugehörigem Wirkungsgrad η zu definieren. Jedoch sind für Kohle-, Öl-, und Gasbrenner bei vier Temperaturniveaus bereits zwölf Prozesse nötig, was wiederum die Dimensionen des Optimierungsproblems enorm vergrößert.

Stattdessen soll in der vorliegenden Arbeit ein Ansatz verfolgt werden, der vereinfachend davon ausgeht, dass Abwärme auf niedrigeren Temperaturniveaus weiter genutzt werden kann. Außerdem kann die Wärme über Wärmetauscher jederzeit verlustfrei auf tiefere Temperaturniveaus gebracht werden. Damit lassen sich Verbrennungsprozesse mit vier Ausgangsgrößen für die vier Temperaturbänder definieren. Das Output/Input Verhältnis r wird für die einzelnen Temperaturniveaus so gewählt, dass gilt:

²Bei Öl- und Kohlefeuerungen machen N_2 , H_2O und CO_2 gemeinsam ebenfalls über 90 % der Stoffmenge im Abgas aus. Bei der Verbrennung von reinem Wasserstoff entfällt der Bestandteil CO_2 .

$$\eta_{\text{Brenner}, <60 \text{ } ^\circ\text{C}} = 1^T \cdot r_{\text{Brenner}, Qi} \quad i \in \{1, 2, 3, 4\} \quad (5.5)$$

$$\eta_{\text{Brenner}, 60-100 \text{ } ^\circ\text{C}} = 1^T \cdot r_{\text{Brenner}, Qi} \quad i \in \{2, 3, 4\} \quad (5.6)$$

$$\eta_{\text{Brenner}, 100-200 \text{ } ^\circ\text{C}} = 1^T \cdot r_{\text{Brenner}, Qi} \quad i \in \{3, 4\} \quad (5.7)$$

$$\eta_{\text{Brenner}, >200 \text{ } ^\circ\text{C}} = 1^T \cdot r_{\text{Brenner}, Qi} \quad i \in \{4\} \quad (5.8)$$

Dadurch ist sichergestellt, dass auf dem niedrigsten Temperaturniveau die maximale Effizienz der Anlage ausgenutzt wird, und gleichzeitig bei höheren Temperaturen der feuerungstechnische Wirkungsgrad dennoch nicht verletzt wird. Falls nur Niedertemperaturwärme benötigt wird, werden die Wärmeströme über Wärmetauscher verlustfrei umgewandelt. Eine schematische Darstellung des Brennermodells liefert Abbildung 5.1.

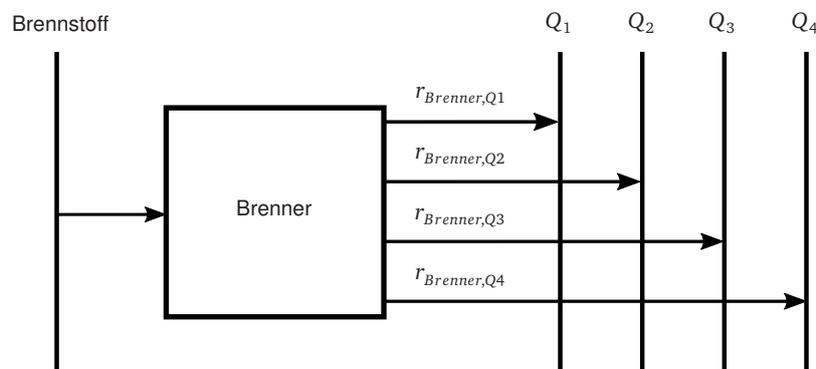


Abbildung 5.1: schematische Darstellung eines repräsentativen Brennerprozesses mit Wärme auf vier unterschiedlichen Temperaturniveaus als Ausgangsgrößen

5.1.2 Brennstoffversorgungskette

Zusätzlich zu den Ausgangsgrößen $\{Q_1, Q_2, Q_3, Q_4\}$ müssen für jeden Brennertyp die Emissionen abhängig vom verwendeten Brennstoff abgebildet werden. Statt die Entstehung der Emissionen jedoch als fünfte Ausgangsgröße in den Brennerprozess einzubinden, werden zusätzliche Interimsprozesse geschaffen. Über diese Interimsprozesse und kollektive Interimgüter für Fest-, Flüssig- und Gasbrennstoffe wird es möglich, die Emissionen für jeden Rohstoff individuell darzustellen. So werden bei der Umwandlung von Erdgas zu Gasbrennstoff im Modell zunächst 201 g/kWh CO_2 freigesetzt. Wird derselbe Gasbrennstoff aus Biomasse gewonnen, fallen dabei, wie in Abbildung 5.2 illustriert, keine Emissionen an.

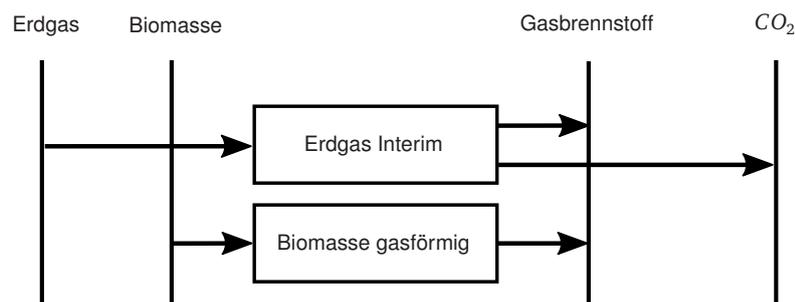


Abbildung 5.2: Schematische Darstellung der Brennstoffaufbereitung.

Der Brennstoff ist im Modell als Vorratsgut deklariert, welches jedoch nicht verbraucht oder gespeichert werden darf. Über die Kirchhoffsche Knotenregel werden dadurch die Brennstoffe zum selben Zeitschritt verbrannt, in dem sie aus den Rohstoffen erzeugt werden. Vereinfachend kann Biomasse über Interimsprozesse zu freien Anteilen in Fest-, Flüssig- oder Gasbrennstoff umgewandelt werden, wobei jeder Aufbereitungsprozess individuelle Kosten verursacht. Die Vielzahl an Ausgangsstoffen und Umwandlungsverfahren, von denen sich einige noch in der Pilotphase befinden [67, S. 43], macht es jedoch schwierig, repräsentative Anlagenparameter anzusetzen. Stattdessen sollen die durchschnittlichen Marktpreise für Pellets, Biokraftstoff und Biomethan als Ausgangspunkt dienen, um die Prozesskosten festzulegen. Da sich die vorliegende Arbeit auf die Wärmebereitstellung und nicht auf die Prozesskette für biogene Brennstoffe konzentriert, werden die ermittelten Marktpreise vereinfachend als variable Prozesskosten in €/MWh eingesetzt. Investitions- und Wartungskosten sowie gewichtete Kapitalkosten werden dagegen zu null gesetzt. Dadurch lässt sich einerseits der verfahrenstechnische Aufwand monetär erfassen, andererseits kann das Modell zu jedem Zeitschritt die Brennstoffart frei wählen, ohne das Gesamtpotenzial zu verletzen.

Tabelle 5.2: Variable Kosten für biogene Brennstoffe. Für Gasbrennstoffe wurde angenommen, dass 50 % des Biogases für eine Netzeinspeisung zu Biomethan aufbereitet werden.

	Festbrennstoff	Flüssigbrennstoff	Gasbrennstoff
Brennstoffkosten	24 €/MWh	83 €/MWh	51 €/MWh
Quellen	[18, S. 17] [106, S. 31] [107, S. 35]	[108, S. 3] [109, S. 8] [110, S. 5]	[106, S. 29] [111, S. 9] [112, S. 3]

Haus- und Industrieabfälle können unter Ausstoß der in Abschnitt 2.1.2 festgelegten CO_2 -Emissionen als Festbrennstoff genutzt werden und stehen im Modell kostenfrei zur Verfügung. Bei der Nutzung von H_2 als Gasbrennstoff fallen dagegen keine Emissionen an. Er kann wie fossile Brennstoffe zugekauft werden. Die Entwicklung der Brennstoffpreise gilt szenarioübergreifend und ist in Abbildung A.1 dargestellt.

5.1.3 Systeme mit Kogeneration

Bei BHKW und Brennstoffzellen ist die Kogeneration von Strom und Wärme konzeptionell verankert. Es kann daher nicht von einer freien Abwärmenutzung ausgegangen werden. Die Prozesse erhalten daher im Modell nur zwei Ausgangsgrößen für Strom und Wärme. Eine weitere Abkühlung des Abgases ist nicht vorgesehen. Wärme, die von Brennstoffzellen zur Verfügung gestellt wird, besitzt im Modell das Temperaturniveau Q_4 und kann damit gegenüber von BHKW mit einem Temperaturniveau von Q_2 große Potenziale in der Prozesswärme erschließen. ORC-Anlagen arbeiten nicht mit Brennstoff als Prozessinput sondern mit einem Wärmestrom Q_3 . Davon können 11 % der enthaltenen Energie in Elektrizität umgewandelt werden, während die restliche Energie nahezu verlustfrei als Q_2 abgegeben wird.

5.2 Solarthermie

Für Brennstoffgüter wird angenommen, dass sie zu jedem Zeitschritt zu einem bestimmten Preis zur Verfügung stehen, solange keine Begrenzungen zur ausnutzbaren Menge implementiert wurden. Die Strahlungsenergie der Sonne kann dagegen nicht zu einem beliebigen Zeitschritt abgerufen werden, sondern folgt einer vorgegebenen intermittierenden Angebotskurve über das Jahr. Solarkollektoren wandeln die vorhandene Globalstrahlung mit einem bestimmten Wirkungsgrad wiederum in nutzbare Wärme um. Das Verhältnis von tatsächlich nutzbarer Leistung zu installierter Leistung wird über den sogenannten Kapazitäts-

faktor ausgedrückt. Für die Berechnung in *urbs* wird der Kapazitätsfaktor für jede Stunde des Jahres in einer Zeitreihe hinterlegt.

Im Folgenden soll daher aufbauend auf einem kompakten Kollektormodell mit Umgebungstemperatur T_U und Globalstrahlung Φ_G als Eingangsvariablen eine Zeitreihe mit Kapazitätsfaktoren synthetisiert werden. Die Kollektortemperatur T_K wird dabei aus Vorlauf- und Rücklauf-temperatur gemittelt, bei einer angenommenen Spreizung von 10 °C. Sie ist damit über das Temperaturniveau des Anwendungsbereichs festgelegt. Für die Warmwasserbereitstellung ergibt sich beispielsweise T_K zu 55 °C. Das Produkt aus Transmissionsgrad der Abdeckung τ und dem Absorptionsgrad des Absorbers α beschreibt den optischen Wirkungsgrad des Systems. Zusätzlich müssen über den Wärmedurchgangskoeffizient w und den Emissionsgrad des Absorbers ε die Verlustwärmeströme durch Leitung, Konvektion und Strahlung berücksichtigt werden. Die angenommenen Parameter orientieren sich an Wesselak [17, S. 289-306] und sind in 5.3 aufgelistet.

$$\dot{Q}_{Nutz} = \Phi_G \cdot \tau \cdot \alpha - k(T_K - T_U) - \varepsilon \cdot \sigma(T_K^4 - T_U^4) \quad (5.9)$$

Tabelle 5.3: Parameter für das Kollektormodell aus Gleichung 5.9

Parameter	τ	α	w	ε	σ
Wert	90%	95%	2,5 W/m ² K	1%	5.67 · 10 ⁻⁸ W/m ² K ⁴

In der Realität besitzen die meisten Kollektoren keine Durchflussregelung, weshalb sich in den Wintermonaten die Fluidtemperatur und damit auch T_K absenkt. Im Modell wird die Kollektortemperatur T_K jedoch vereinfachend als konstant angenommen. Daher übersteigen besonders bei kalten Umgebungstemperaturen die Wärmeverluste die solaren Gewinne und der Kollektor würde dem System Wärme entziehen. Für diese Fälle wird die Energiebilanz nachträglich zu null gesetzt, was sich mit einer kompletten Abschaltung des Fluidstroms im Kollektor interpretieren lässt.

Für ein möglichst genaues Abbild des deutschen Kollektorbestands werden die Eingangsdaten vergleichbar zur Synthetisierung des Wärmelastgangs in Abschnitt 4.1.2 zunächst in einer räumlichen Auflösung von 0.75 × 0,75° gerastert. Bei der Globalstrahlung wurde auf den MERRA-Datensatz [113] der NASA zurückgegriffen, da dieser Strahlungsdaten in stündlicher Auflösung für das gewünschte Raster zur Verfügung stellt. Im Anschluss wurden die Daten wiederum über die Bevölkerungsdichte gewichtet und zu einer einzelnen Zeitreihe räumlich aggregiert. Mit den Zahlen aus [40] konnten die Werte auf den ermittelten jährlichen Kapazitätsfaktor skaliert werden. Das Ergebnis dieser Modellrechnung ist in Abbildung 5.3 dem Kapazitätsfaktor für Photovoltaik (PV) gegenübergestellt.

Es ist erkennbar, dass in der Gesamtheit der Jahresnutzungsgrad von PV mit 10,7% klar über dem Wert für Solarthermie (6,4%) liegt. Jedoch ist die Installation von PV-Anlagen mit deutlich höheren Kosten verbunden und auch der Wartungsaufwand ist höher als bei thermischen Solarkollektoren. Zudem zeigt die Abbildung, dass in den Monaten Dezember und Januar nur ganz vereinzelt Wärme erzeugt wird, da die Verlustleistung bei den kalten Umgebungstemperaturen zu hoch ist. Für steigende Vorlauftemperaturen nimmt die Effizienz der Anlagen weiter ab. Bei den gewählten technischen Parametern beträgt die erzeugte Wärmemenge auf dem Temperaturniveau Q_2 noch 82% und auf Q_3 noch 28% im Vergleich zu Q_1 . Durch den flächendeckenden Einsatz von konzentrierenden und vakuumierten Röhrenkollektoren lässt sich der Wärmedurchgangskoeffizient jedoch weiter reduzieren und die Wärmeausbeute speziell bei hohen Temperaturen steigern. Nimmt man Verbesserungen von w zu 2,0 W/m²K (IN) bzw. 1,5 W/m²K (EF) an, ergeben sich die Wirkungsgrade aus Tabelle A.1.

Bei der Analyse klimatischer Effekte ist zu berücksichtigen, dass die Globalstrahlung eines Standortes im Gegensatz zur Außentemperatur keiner Südverschiebung unterliegt. Die Werte für Φ_G lassen sich daher

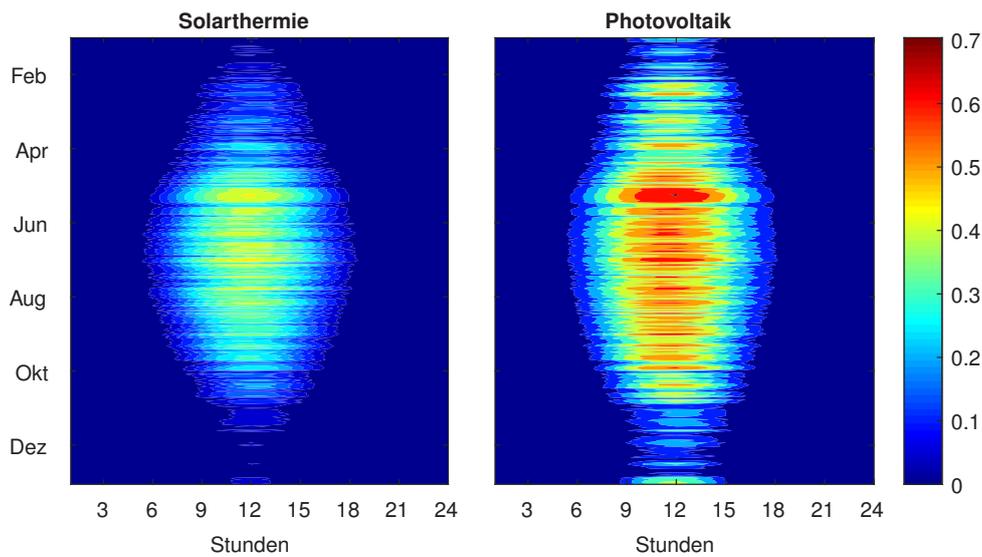


Abbildung 5.3: Vergleich der Kapazitätsfaktoren für Solarthermie und Photovoltaik über ein Jahr; PV-Werte aus [114]

nicht durch die entsprechende Zeitreihe einer Zwillingsstadt ersetzen. Verwendet man für die Berechnung allerdings die Temperaturzeitreihe der klimatischen Zwillingsstadt Saragossa, erhöht sich der Jahresnutzungsgrad der Anlagen nur geringfügig von 6,4 % auf 6,7 %. Für höhere Temperaturniveaus ist dieser Effekt praktisch nicht messbar. Der Einfluss des Klimawandels auf den Wirkungsgrad der Anlagen wird daher als vernachlässigbar angenommen.

5.3 Wärmepumpen

Statt eines physikalisch motivierten Modells, wie das für solarthermische Kollektoren, wird das Wärmepumpenverhalten mittels Regression über Herstellerdaten abgebildet. Die Methode orientiert sich dabei stark am Vorgehen von Ruhnau [30], jedoch mit neuen Anlagenkategorien und angepassten Vorlauftemperaturen.

Die Anpassung an die Herstellerdaten aus [115] ermöglicht dabei ein kompaktes Modell, das gleichzeitig eine große Menge an Anlagen bei unterschiedlichen Betriebspunkten abbilden kann. Aus diesem Grund schlägt auch Fischer [116] die Methode der Ausgleichsrechnung zur COP-Abschätzung vor. Zum Einsatz kommt dabei ein Regressionsmodell, das aus den Herstellerdaten einen quadratischen Zusammenhang zwischen der geforderten Temperaturdifferenz und dem COP herstellt.

$$COP = \gamma_0 + \gamma_1 \Delta T + \gamma_2 \Delta T^2 \quad (5.10)$$

Im Datensatz [115] liegen keine Informationen zu Gas-Wärmepumpen vor, weshalb zunächst nur zwischen Luft- und Erdwärmepumpen unterschieden wird. Die Regression zu Erdwärmepumpen umfasst dabei zusätzlich die Daten von Grundwasserwärmepumpen, da die Datenpunkte beider Klassen dicht beieinander liegen. Die gemeinschaftliche Ausgleichsfunktion ergibt sich aus einer Gewichtung der Kategorien mit den Zahlen zum Wärmepumpenbestand aus [56, S. 17]. Die Datenpunkte der Grundwasserwärmepumpen haben demnach einen Anteil von 13 % am resultierenden Kurvenverlauf. Das Vorgehen zur Ausgleichsrechnung ist in Abbildung 5.4 veranschaulicht.

Es ist zu erkennen, dass der Arbeitsbereich von Luftwärmepumpen sich über einen größeren Temperaturhub erstreckt. Das ist erforderlich, da im Winter die Lufttemperatur deutlich unter 0 °C fallen kann. Gleichzeitig

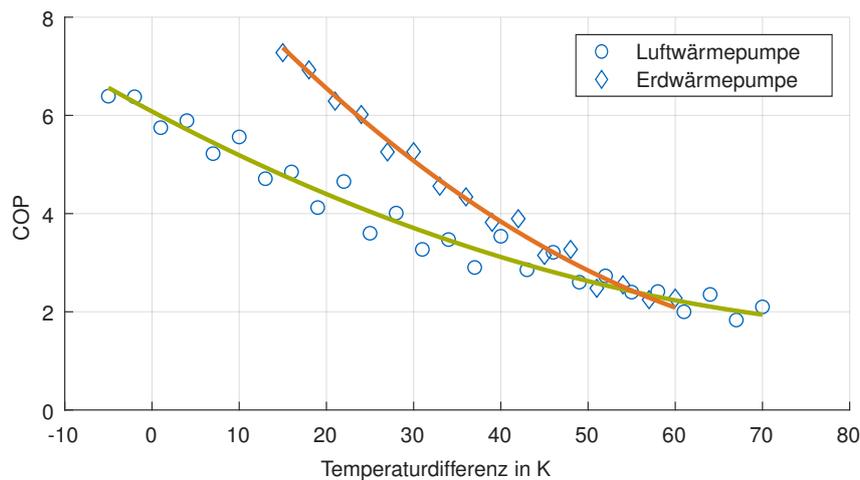


Abbildung 5.4: Quadratische Regressionsmodelle für das Verhältnis von COP und Temperaturdifferenz

liegt der COP für einen für die meisten Betriebspunkte unterhalb des entsprechenden Wertes für Erdwärmepumpen. Erst für Temperaturdifferenzen über 50 K gleichen sich die Werte an. Der Temperaturhub berechnet sich aus der Differenz aus Vorlauftemperatur und Umgebungstemperatur.

$$\Delta T = T_{VL} - T_U \quad (5.11)$$

Statt die Vorlauftemperatur T_{VL} abhängig von der Außentemperatur anzunehmen [30, S. 6], sollen die Werte die zwei unteren Temperaturniveaus Q_1 und Q_2 im Modell repräsentieren.³ Die Datenreihe für die Umgebungstemperatur T_U wird dabei je nach Anlagentyp unterschieden. Für Luftwärmepumpen wird die Lufttemperatur zwei Meter über dem Boden und für Erdwärmepumpen die Temperatur im Erdreich jeweils aus dem ERA-Interim Datensatz [90] verwendet. Um eine stündliche Auflösung zu erreichen, werden diese Werte interpoliert. Über die resultierende Temperaturdifferenz ΔT werden – wie schon für die Solarthermie – stündlich aufgelöste COP-Zeitreihen für die bekannten Rasterpunkte generiert.

Anschließend erfolgt wieder eine räumliche Aggregation der Datenreihen, um die Werte in Zeitreihen für das gesamte Bundesgebiet zusammenzufügen. Dazu kann nun mittels der Definition des COP die Gewichtung über die räumlich aufgelöste Wärmenachfrage in Gebäuden \dot{Q} (siehe Abschnitt 4.1.2) stattfinden. Gemeinsam mit den COP-Werten für jeden Rasterpunkt ergibt sich daraus die von den Wärmepumpen aufgenommene elektrische Leistung P_{WP} .

$$COP = \frac{\dot{Q}}{P_{WP}} = \dot{Q} \left(\sum_l \frac{\dot{Q}_l}{COP_l} \right)^{-1} \quad (5.12)$$

Über einen Korrekturfaktor von 0,89 werden schließlich alle Verluste berücksichtigt, die gegenüber den Herstellerdaten im Betrieb unter sub-optimalen Bedingungen auftreten. Für die JAZ ergeben sich damit 3,3 (Luft-WP) bzw. 4,3 (Erd-WP) [57, S. 18]. Die aggregierten COP-Zeitreihen für Luft- und Erdwärmepumpen sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Dabei ist gut zu erkennen, dass die Erdwärmepumpe keinen tageszeitabhängigen Effizienzschwankungen ausgesetzt ist. Die Temperatur im Erdreich unterliegt lediglich einer jährlichen Periodizität. Luftwärmepumpen hingegen arbeiten um ca. 15:00 Uhr am effizientesten, wenn die Lufttemperatur ihr Maximum erreicht.

³Bei Vorlauftemperaturen über 100 °C schwindet der energetische Vorteil der Wärmepumpe, weshalb diese Temperaturbereiche nicht mehr betrachtet werden.

Die Kurvenverläufe aus Abbildung 5.4 lassen sich auch in den Zeitreihen wiederfinden. Während Erdwärmepumpen auf einem niedrigen Temperaturniveau bei höheren COP arbeiten können, schwindet der Vorteil bei der Bereitstellung von Q_2 zusehends.

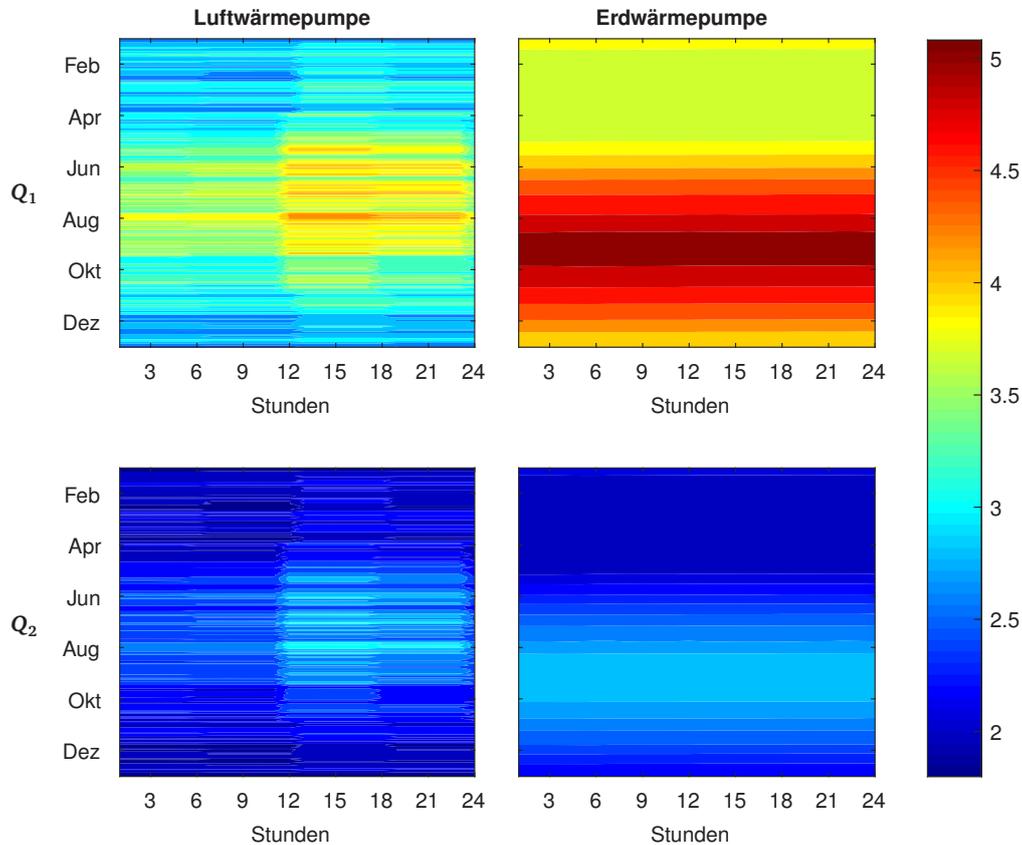


Abbildung 5.5: Resultierende COP-Zeitreihen für Luft- und Erdwärmepumpen auf den Temperaturniveaus Q_1 und Q_2

Gasbetriebene Adsorptionswärmepumpen arbeiten mit Wasser als Kühlmittel und müssen daher durchgehend bei Temperaturen über dem Gefrierpunkt betrieben werden [61, S. 24]. Zusammenfassend wird für die Gesamtheit der Gas-Wärmepumpen angenommen, dass die Umgebungsluft als Wärmequelle nicht infrage kommt. Die Zeitreihe der COP-Werte orientiert sich daher am Verlauf für Erdwärmepumpen, jedoch skaliert auf eine JAZ von 1,5. Zum aktuellen Zeitpunkt ist die Datenbasis nicht ausreichend, um das Verhalten von Gas-Wärmepumpen ebenfalls über eine Regressionskurve anzupassen. Erste Feldstudien legen jedoch nahe, dass diese Geräte weniger temperatursensitiv sind und die Effizienzspreizung zwischen Q_1 und Q_2 nur ca. 6 % beträgt [117, S. 9].

Für die Form des Wärmelastgangs in Gebäuden konnte in Abschnitt 4.1.4 ein signifikanter Einfluss des Klimawandels festgestellt werden. Der Einsatz der klimatischen Zwillingstadt Saragossa bedeutet für das Wärmepumpenmodell durch steigende Luft- und Bodentemperaturen ebenfalls eine Steigerung der JAZ. Gemeinsam mit zusätzlichen Effizienzverbesserungen können daraus Wirkungsgradiententwicklungen für die einzelnen Szenarien aufgezeigt werden. Die übrigen Annahmen aus den Tabellen A.4, A.5 und A.6 orientieren sich an Fattler [118, S. 53-54].

6 Ergebnisse der Modellrechnungen

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Modellrechnungen vorgestellt. Neben dem Ausgangsjahr 2020 erfolgt eine Analyse der vier verschiedenen Entwicklungspfade jeweils auf Systemgruppen- und Bundesebene. Aufgrund der hohen Anzahl an Systemgruppen können nur ausgewählte Einheiten vorgestellt werden. Dabei sollen entweder bestimmte Modellierungsentscheidungen aus den vorherigen Kapiteln oder Eigenheiten der Systemgruppenkonfiguration genauer erläutert werden. Ein weitreichender Überblick über die Ergebnisse findet sich außerdem in Anhang C.

6.1 Ausgangsjahr 2020

Für das Ausgangsjahr der Szenariostudie wurden mehrere zusätzliche Nebenbedingungen implementiert, damit die resultierende Energiesystemkonfiguration in hinreichender Näherung die tatsächlichen Strukturen in der Bundesrepublik abbilden kann. Dies ist nötig, um für die vier Entwicklungspfade einen realistischen Ausgangspunkt bereitzustellen. Im Modell fixierte Ausbaugrenzen verhindern den ungebremsen Ausbau bestimmter Anlagentypen. Die Grenzen werden aus der Anzahl der aktuell installierten Wärmeerzeuger abgeleitet, wobei jeder Systemgruppentyp über die Konfigurationsmatrix aus Tabelle 3.1 einem gesetzten Wärmeerzeuger zugeordnet werden kann. Die Zahlen zum Anlagenbestand stammen aus [47, 56, 70]. Entsprechend der bundesweiten Gebäudezahlen für EFH, MFH und GHD aus Abbildung 4.7 werden die Ausbaugrenzen auf die verschiedenen Gebäudetypen aufgeteilt. Für die Systemgruppen des Typs Industrie wurde zusätzlich ein festes Verhältnis der Wärmeerzeuger nach [102, S. 4] eingeführt.

6.1.1 Systemgruppenebene

Die Randbedingungen des Ausgangsjahres 2020 führen auf Systemgruppenebene zu den Erzeugerkonfigurationen aus Tabelle C.1. Neben den gesetzten Wärmeerzeugern kann vereinzelt der Ausbau von BHKW und in gewerblichen Gebäuden zusätzlich der Ausbau von Luftwärmepumpen beobachtet werden. Die Kombination dieser zwei Technologien scheint in vielen Fällen für den gewerblichen Endverbraucher ökonomisch zu sein, da so der mittels BHKW erzeugte Strom über die Wärmepumpe effizient zur Gebäudeheizung eingesetzt werden kann. Bei Einfamilienhäusern (mit Ausnahme von EFH 1) ist der gesetzte Wärmeerzeuger in Kombination mit kleiner dimensionierten Zusatzheizgeräten zur Lastdeckung ausreichend.

Exemplarisch soll an dieser Stelle MFH 4 betrachtet werden, wo neben einer Gas-Wärmepumpe ein zusätzlicher Gasbrenner zur Deckung von Spitzenlasten installiert wird. Neben einer klaren Priorisierung der Wärmeerzeuger anhand ihrer variablen Kosten ist auch der variable Wirkungsgrad der Gas-Wärmepumpe in Abbildung 6.1 wiederzuerkennen. Obwohl die Wärmelast in den Monaten November und Dezember oberhalb der installierten Kapazität liegt, sorgt ein sinkender COP in den kalten Monaten für einen ebenfalls sinkenden Wärmeertrag. Der Anteil, der über den Gasbrenner gedeckt werden muss, erhöht sich entsprechend. Zur besseren Lesbarkeit des Diagramms wurden die Datenreihen auf tägliche Werte komprimiert.

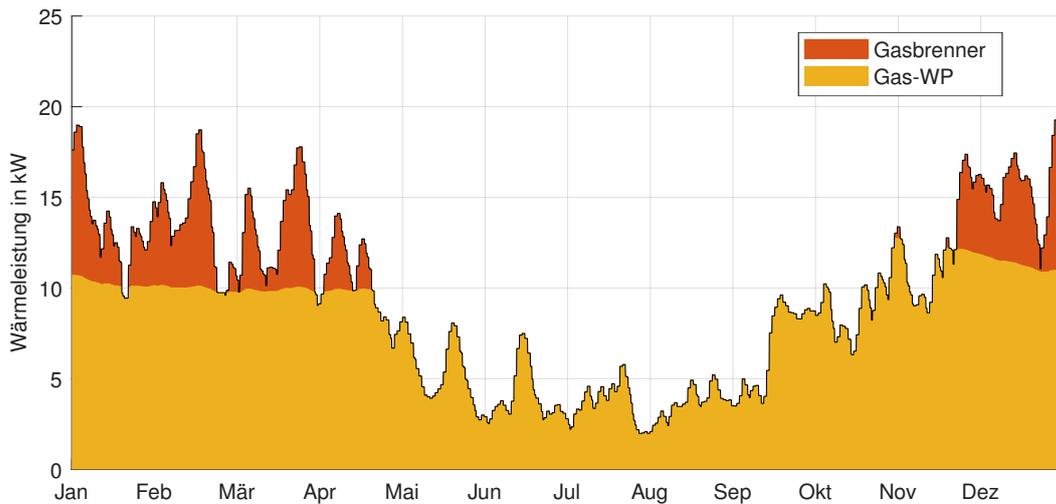


Abbildung 6.1: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe MFH 4

Der installierte thermische Speicher fällt mit einem Volumen von lediglich 30 l für ein Mehrfamilienhaus unrealistisch klein aus. Eine genauere Analyse der Speicherstände in Abbildung 6.2 macht deutlich, dass der Speicher hauptsächlich in den frühen Morgenstunden geladen wird, um die kurz darauf folgende Lastspitze (siehe Abbildung 4.2) abzufedern. Dies deckt sich mit den Beobachtungen von Heilek [77, S. 158]. Vereinzelt kann dieselbe Strategie auch in den späten Nachmittagsstunden betrachtet werden. Für die übrige Zeit bleibt der Speicher leer, damit Wärmeverluste minimiert werden. In der Realität werden thermische Speicher häufig größer dimensioniert und selten komplett entladen, um unvorhergesehene Lastspitzen ausgleichen zu können. Unvorhergesehene Situationen treten für den Solver jedoch nicht auf, da der Wärmelastgang im Modell verankert ist und so die Speicherstände vorausschauend angepasst werden können. Szenarioübergreifend erfolgt daher keine Installation oder Reservierung von Pufferkapazitäten.

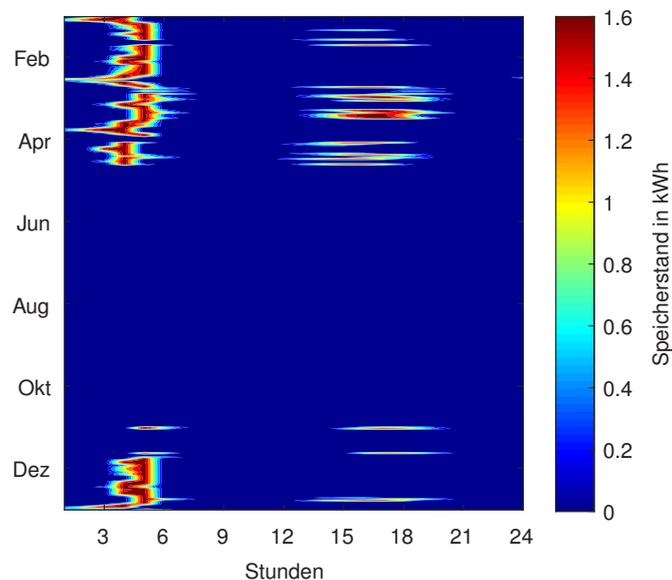


Abbildung 6.2: Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe MFH 1

In den Industriebetrieben gilt zusätzlich die Anforderung von hohen Temperaturniveaus. Der Solver greift daher fast ausschließlich auf konventionelle Wärmeerzeuger zurück. Stehen diese nicht zur Verfügung – wie in IND 5 – kann dies nur durch eine kostspielige Kombination aus Solarthermie und elektrischen Heizelementen kompensiert werden. Der zugehörige Speicher orientiert seine Betriebsstrategie am Prozesswärmelastgang und wird mit 73 Vollzyklen nahezu als Wochenspeicher betrieben.

6.1.2 Bundesebene

Auf Bundesebene ist die Zusammensetzung der Wärmeversorgungsstruktur in hohem Maße von den zusätzlich implementierten Nebenbedingungen abhängig. Die Ausbauraten für die Wärmesystemgruppen aus Tabelle C.2 entsprechen zu einem überwiegenden Teil vorgegebenen Ausbaugrenzen. Da diese Grenzen in Summe die Gesamtzahl an Systemgruppen um ca. 10 % übersteigen, ergibt sich für den Solver ein gewisser Spielraum. Innerhalb dieses Spielraums wird auf den Ausbau von Konfigurationen mit Erdwärmepumpen und Ölheizungen zugunsten anderer Technologien verzichtet. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist ein Ausbau dieser Einheiten aufgrund hoher Investitionskosten bei der angenommenen Marktsituation nicht rentabel. Eine Übersicht über den berechneten Wärmemix für das Basisjahr liefert Abbildung 6.3. Auf eine Dekomposition nach Systemgruppen und Temperaturniveaus wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

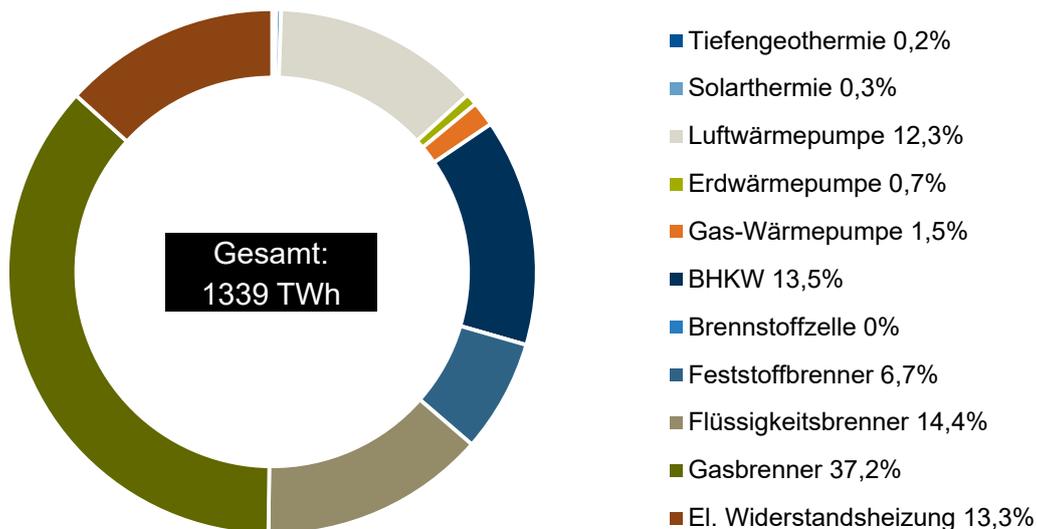


Abbildung 6.3: Berechneter Wärmemix für das Basisjahr 2020

Die erzeugte Wärmemenge von 1337 TW h liegt etwa 5 TW h über dem berechneten dem Wärmebedarf, der sich aus den Annahmen aus Kapitel 4 ergibt. Der Wärmeüberschuss geht im Modell durch Verluste in den Speichern verloren. Zu einem Großteil sind diese Verluste unvermeidbar; in manchen Situationen stellt das wiederholte, wirkungsgradbehäftete Ein- und Ausspeichern jedoch für den Solver eine einfache Möglichkeit dar, um unbrauchbare Wärme aus Kogeneration abzugeben.

Für die Stromseite des Modells kann bei den ökonomischen Randbedingungen aus Tabelle A.12 eine starke Fokussierung auf Kohlestrom (262 TW h) beobachtet werden. KWK-Anlagen tragen mit ca 26 % ebenfalls einen signifikanten Anteil zum Strommix bei. Der gemeinsame Anteil von Windkraft und Photovoltaik liegt in einer vergleichbaren Größenordnung. Die absoluten Zahlenwerte finden sich in Tabelle 6.1. Auf der Verbraucherseite beläuft sich der Stromverbrauch von elektrischen Heizsystemen inklusive Wärmepumpen auf 237 TW h. Der Wert liegt damit ca. doppelt so hoch wie die Angabe aus [4]. Eine plausible Erklärung

für diese Diskrepanz ist die Tatsache, dass die Optimierung in Systemgruppen Widerstandsheizungen oft zusätzlich zu anderen Technologien installiert. Durch diese Kopplung wird der Ausbau von elektrischen Heizgeräten in vielen Fällen erzwungen. Für die Gesamtheit der Systemgruppen ergibt sich damit ein Stromaustauschsaldo von 78 TWh.

Tabelle 6.1: Berechneter Strommix für das Basisjahr 2020

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Photovoltaik	Windkraft	BHKW	ORC
Ertrag in TWh	262	25	45	109	150	5,9

Die resultierenden Gesamtemissionen des Modells liegen mit 534 Mio. t CO₂-Äqiv. ca. 7 % unter dem realen Wert. Das ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der im Modell festgelegte CO₂-Preis von 25 €/t bereits den Gebäudesektor betrifft. Tatsächlich ist die Ausweitung der CO₂-Bepreisung auf Verkehr und Gebäude erst für das Jahr 2021 geplant. Auf eine sektorale Differenzierung im Modell wurde jedoch aus Gründen der Kompaktheit verzichtet. Der CO₂-Preis allein ist auf diesem Niveau allerdings noch kein Anreiz, dass das Modell auf biobasierte Brennstoffe zurückgreift. Der Brennstoffbedarf wird nahezu ausschließlich über Erdgas, Kohle und Erdöl (in absteigender Reihenfolge) gedeckt.

6.2 Referenzszenario

Für das Referenzszenario wurden die Kosten der verfügbaren Technologien konservativ fortgeschrieben. Eine konstante Sanierungsrate von 1,25 % p.a. führt im Gebäudesektor zu einer Reduktion des Wärmebedarfs um durchschnittlich 30 %. Die Nachfrage nach Prozesswärme und Fernwärme bleibt hingegen konstant. Vorversuche haben gezeigt, dass auf Bundesebene Ergebnisse favorisiert werden, bei denen der Systemgruppenausbau von bestimmten Gebäudetypen dominiert wird. In der Realität variieren bautechnische und geographische Umstände jedoch stark, sodass eine uniforme Wärmeversorgung für alle Gebäude eines Typs unmöglich ist. Vergleichbar zu Abschnitt 6.1, werden daher für die drei Gebäudetypen EFH, MFH und GHD Ausbaugrenzen bei zwei Drittel des Gesamtbestands implementiert. Dadurch wird der Solver gezwungen, mindestens zwei unterschiedliche Konfigurationen pro Gebäudetyp zu verwenden. Auf den folgenden Seiten soll die Zusammensetzung der Wärmeversorgung analysiert werden, die sich als Optimum bei den genannten Nebenbedingungen ergibt.

6.2.1 Systemgruppenebene

Da speziell in den EFH-Systemgruppen die untere Leistungsgrenze vieler Wärmeerzeuger bei den geringen Verbräuchen sanierter Gebäude zu einer Überdimensionierung führen würde, wird davon ausgegangen, dass sich die Leistungsgrenzen bis 2050 entsprechend anpassen. Diese Anpassung wurde für alle nachfolgenden Szenarien beibehalten, um Chancengleichheit zu wahren. Abbildung 6.4 zeigt das Resultat der Optimierung über ein Jahr exemplarisch für die Systemgruppe EFH 1. Eine kompakte Übersicht über alle Systemgruppen findet sich in Tabelle C.3. In der Grafik ist zu erkennen, dass der Wärmelastgang über eine Kombination aus BHKW, elektrischer Widerstandsheizung und einer Solarthermieanlage (5 kW vorgegeben) gedeckt wird. Auch lässt sich das Konzept der Merit-Order an der Darstellung nachvollziehen. Die Solarthermieanlage, die keine variablen Kosten verursacht, produziert immer Wärme, solange eine Nachfrage besteht. Die

Betriebskosten des BHKW pro kWh_{th} hängen davon ab, ob der zusätzlich produzierte Strom selbst genutzt werden kann, oder ins Netz eingespeist und vergütet wird.

$$k_{\text{var},Q} = \begin{cases} k_{\text{Gasbrennstoff}} \cdot \eta_{\text{th}}^{-1} - k_{\text{Strom}}^{\text{Ankauf}} \cdot \eta_{\text{el}} \eta_{\text{th}}^{-1} & P_{\text{el}}^{\text{Angebot}} \leq P_{\text{el}}^{\text{Nachfrage}} \\ k_{\text{Gasbrennstoff}} \cdot \eta_{\text{th}}^{-1} - k_{\text{Strom}}^{\text{Verkauf}} \cdot \eta_{\text{el}} \eta_{\text{th}}^{-1} & P_{\text{el}}^{\text{Angebot}} > P_{\text{el}}^{\text{Nachfrage}} \end{cases} \quad (6.1)$$

Die variablen Kosten ergeben sich über den Gaspreis geteilt durch den thermischen Wirkungsgrad der Anlage. Wird der gleichzeitig erzeugte Strom vollständig genutzt, kann der Betreiber überdies die vermiedenen Strombezugskosten geltend machen. Bei den angenommenen Brennstoffkosten auf Systemgruppenebene aus Tabelle A.1 liegen die variablen Kosten pro kWh_{th} bei $-2,9$ ct. und damit unter Null. Der Betrieb des BHKW ist also bereits alleine zur Deckung der Stromnachfrage wirtschaftlich. Im Zweifelsfall wird überschüssige Wärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Die Leistung des BHKW wird im Sommer deutlich zurückgefahren, folgt aber noch immer der Kurve des Stromlastgangs. Übersteigt die Stromerzeugung den Eigenbedarf, gelten für die Erlöse nicht die Vermeidungskosten sondern die Einspeisevergütung. In diesem Fall kostet jede kWh_{th} den Betreiber $4,4$ ct. und das BHKW rutscht in der Merit-Order hinter die Solarkollektoren. Eine elektrische Widerstandsheizung übernimmt die Deckung der Lastspitzen. Deren variable Kosten liegen zwar bei $20,5$ ct./ kWh_{th} , demgegenüber sind die spezifischen Investitionskosten aber vergleichsweise günstig.

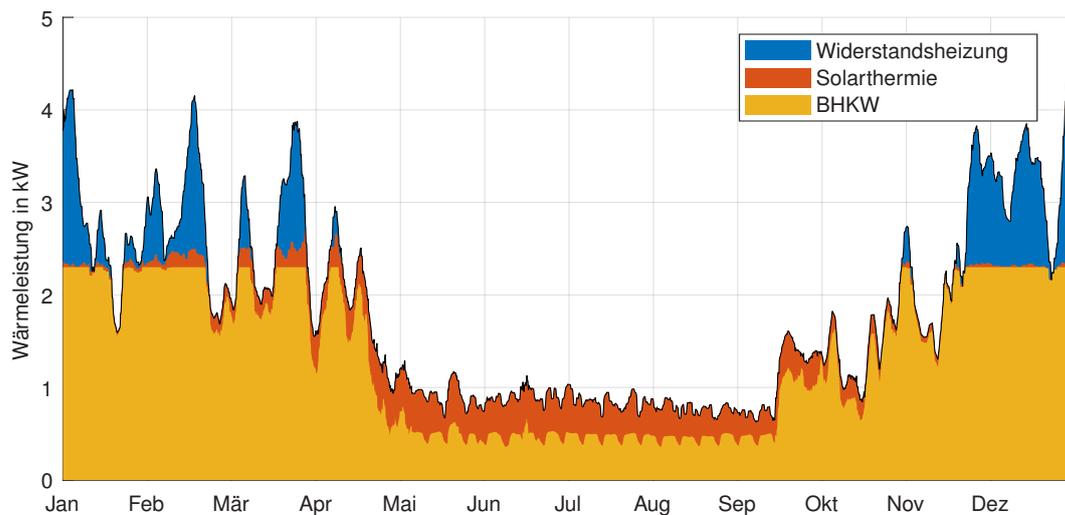


Abbildung 6.4: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe EFH 1

Zum zeitlichen Ausgleich von Wärmeangebot und -nachfrage wird in EFH 1 zusätzlich ein thermischer Speicher mit einer Kapazität von $4,9 \text{ kW h}$ installiert. Das entspricht bei einem Temperaturhub von $50 \text{ }^\circ\text{C}$ ca. 85 L Wasservolumen. Damit ist der Speicher zu klein, um einen saisonalen Ausgleich zu ermöglichen. Deshalb wird er mit 213 Vollzyklen im Bereich eines Tagesspeichers betrieben. Über die Darstellung in Abbildung 6.5 wird zudem der Zeitraum erkennbar, in dem das BHKW vordergründig zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt wird. Die Abwärme wird hier bei negativen Grenzkosten in den Speicher geleitet, statt ungenutzt abgeführt zu werden. Die Grenzkosten folgen dabei keinen diskreten Niveaus, da sie sich anteilig aus dem aktuellen Erzeugermix berechnen.

Neben dem Arbeitsbereich zur Aufnahme von Abwärme aus dem BHKW wird der Speicher ebenfalls bei höheren Grenzkosten – also in den Wintermonaten – zur Glättung von Lastspitzen verwendet. Die Lade- und Entladeleistungen sind in diesem Bereich allerdings deutlich kleiner. Der gesamte Graph ist nahezu

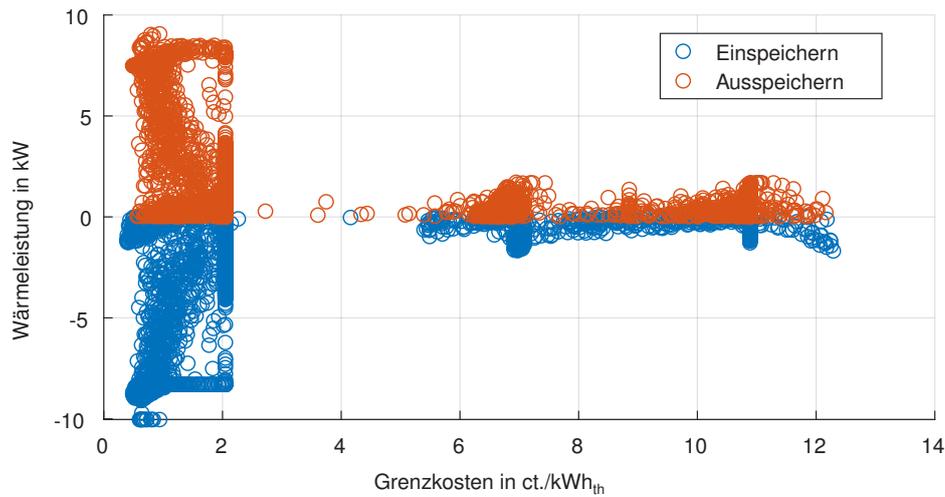


Abbildung 6.5: Ein- und Ausspeicherverhalten des thermischen Speichers in der Systemgruppe EFH 1

symmetrisch zur x-Achse, sodass sich keine Korrelation zwischen den zwei Variablen feststellen lässt. Sowohl für den Einspeicher-, als auch für den Ausspeichervorgang liegen die Grenzkosten jeweils bei durchschnittlich 2 ct./kWh_{th}. Es handelt sich daher nicht um eine margenorientierte Betriebsweise des Speichers.

Neben dem Einfamilienhaus soll in Abbildung 6.6 die Versorgungsstruktur eines Fernwärmenetzes ebenfalls exemplarisch betrachtet werden. Mit einer maximalen thermischen Last von über 15 MW liegt das WVN 1 am oberen Ende des Leistungsspektrums. Da über die Hälfte der bereitgestellten Wärme an Gewerbe und Industriebetriebe verteilt wird, weist der Lastgang zudem in den Sommermonaten eine höhere Grundlast auf. Diese zwei Faktoren sorgen dafür, dass der Ausbau geothermischer Kraftwerke bis 5,8 MW_{th} rentabel wird.

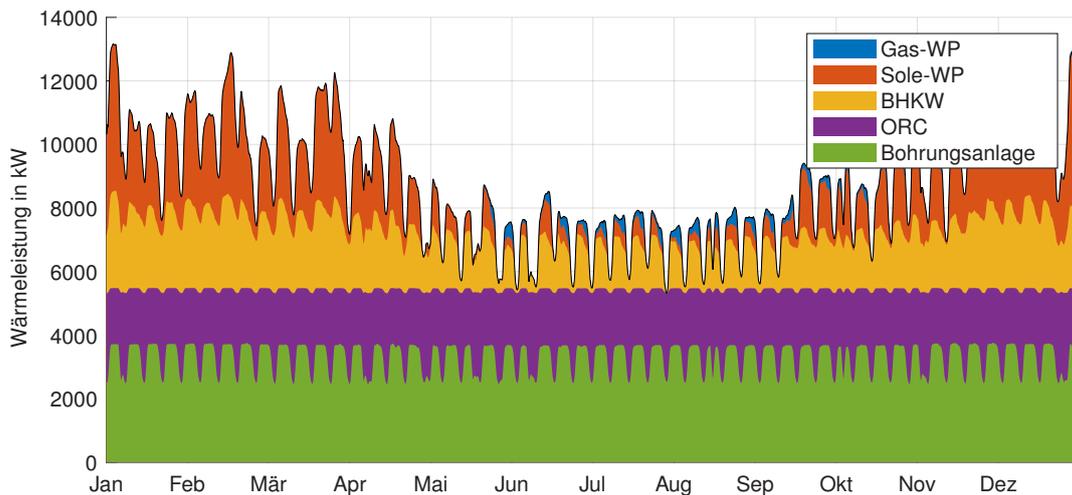


Abbildung 6.6: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe WVN 1

Entsprechend der aktuellen Stromnachfrage wird ein variabler Anteil der gewonnenen Wärme über ORC-Anlagen in Elektrizität umgewandelt. Dieser Anteil ist an den Wochenenden durchweg höher als unter der Woche, da zu diesen Zeitpunkten die Prozesswärmefrage gegenüber den Arbeitstagen stark abfällt. Die vorhandenen Wärmespeicher werden ebenfalls am Wochenende geladen. Der Solver wählt dabei eine Kombination aus einem thermischen Speicher mit 110 m³ Fassungsvermögen und 719 kW h

thermochemischer Speicherkapazität, die über den Zeitraum einer Woche verlustfrei arbeiten kann. Die nahezu wöchentliche Betriebsweise des Speichers lässt sich auch an den 67 Vollzyklen festmachen. In den Wintermonaten kommen zusätzlich gas- und strombetriebene Großwärmepumpen zum Einsatz, um den steigenden Bedarf zu decken.

In den verbleibenden Konfigurationen aus Tabelle C.3 kann ebenfalls vermehrt der Einsatz von BHKW, Gas-Wärmepumpen und elektrischen Widerstandsheizungen beobachtet werden. Demgegenüber ist der Ausbau von Solarthermie und Luftwärmepumpen nur in zwei Konfigurationen (IND 5 & WVN 3) außerhalb der Vorgabe sinnvoll. Für Solarkollektoren stellen der geringe Jahresnutzungsgrad und die antizyklische Angebotskurve die größten Investitionshemmnisse dar. In den Systemgruppen GHD und WVN haben Luftwärmepumpen gegenüber Erdwärmepumpen wegen ihres schlechteren Wirkungsgrads das Nachsehen. In der Realität muss jedoch vor zunächst geprüft werden, ob eine Verlegung von Erdwärmesonden möglich und wirtschaftlich ist. Anderenfalls stellen Luftwärmepumpen hier sinnvolle Alternativen dar.

6.2.2 Bundesebene

Über den Simulationszeitraum von 30 Jahren kristallisieren sich auf Bundesebene einige wenige Systemgruppentypen heraus, die aus volkswirtschaftlicher Sicht die geringsten Kosten verursachen. Die Ausbauzahlen in Tabelle C.4 belegen, dass in den Gebäudeklassen EFH, MFH und GHD Luft- und Gas-Wärmepumpen die günstigsten Optionen darstellen. Besonders Gas-Wärmepumpen können in diesem Entwicklungspfad enorme Zuwachsraten verzeichnen. Abbildung 6.7 zeigt, dass diese bei den angenommenen Nebenbedingungen konventionelle Gasbrenner aufgrund ihres besseren Wirkungsgrads in vielen Bereichen ersetzen. Alle drei Wärmepumpentypen sind im Jahr 2050 für über 50 % des Wärmeangebots verantwortlich. Der Anteil elektrischer Widerstandsheizungen am Wärmemix steigt auf 18,1 %. Geothermieanlagen werden an allen geeigneten Standorten ausgebaut, was einem Zuwachs von über 700 % entspricht. Die Erzeugung aus BHKW hingegen geht zurück und beschränkt sich 2050 lediglich auf Fernwärmenetze und gewerbliche Gebäude. Brennstoffzellen und Solarthermieanlagen sind im Technologievergleich zu teuer, weshalb sie aus dem Wärmemix vollständig verdrängt werden.

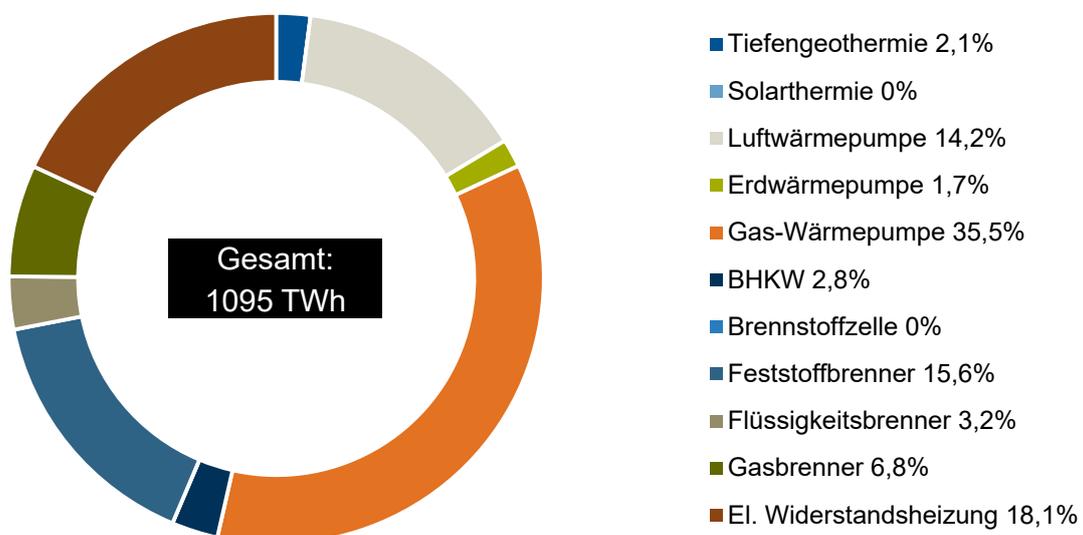


Abbildung 6.7: Berechneter Wärmemix für das Referenzszenario 2050

Die insgesamt erzeugte Wärmemenge von 1095 TW h liegt in diesem Fall etwa 14 TW h über der Nachfrage, was auf steigende Speicherkapazitäten und -verluste zurückzuführen ist. Der positive Effekt der thermischen Gebäudesanierung ist dennoch offensichtlich, sodass gegenüber dem Ausgangsjahr 242 TW h Wärme eingespart werden können.

Auf der Stromseite wird der nach 2038 wegfallende Ertrag aus Kohlekraftwerken durch den verstärkten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kompensiert. Offshore-Windkraftanlagen werden bis zu ihrer Potenzialobergrenze von 54 MW [118, S. 9] ausgebaut. Die Einspeisung aus effizienten GuD-Kraftwerken liegt ebenfalls deutlich über dem Niveau von 2020. Für den Ertrag aus BHKW ist dagegen ein Rückgang festzustellen. Die absoluten Zahlenwerte finden sich in Tabelle 6.2. Ein Ausbau von Strom- oder Gasspeichern findet nicht statt. Existierende Pumpspeicherkraftwerke werden nach Ende ihrer Lebensdauer nicht neu gebaut. Fluktuationen im Stromnetz können komplett über den Handel am europäischen Strommarkt ausgeglichen werden. Dabei gilt jedoch zu berücksichtigen, dass An- und Abfahrgradienten von Kraftwerken nicht im Strommarktmodell aus [39] hinterlegt sind. Auch können über das Einknotenmodell keine regionalen Engpässe abgebildet werden. Der tatsächliche Bedarf an Regelleistung aus Speichern wird daher auch im kombinierten Strom- und Wärmemodell unterschätzt.

Tabelle 6.2: Berechneter Strommix für das Referenzszenario im Jahr 2050

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Photovoltaik	Windkraft	BHKW	ORC
Ertrag in TW h	0	189	129	302	37,6	14,6

Der Stromverbrauch elektrischer Heizsysteme steigt auf 262 TW h, wobei elektrische Widerstandsheizungen für über 75 % verantwortlich sind. Geht man davon aus, dass der nicht wärmegebundene Verbrauch im selben Zeitraum näherungsweise konstant bleibt, erhöht sich die bundesweite Stromnachfrage bis 2050 um 29 %.

In Abbildung 6.8 wird der Brennstoffbedarf und die CO_2 -Emissionen für die vier Stützjahre der intertemporalen Optimierung visualisiert. Markant ist dabei der Emissionsrückgang zwischen den Jahren 2030 und 2040, der mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung korreliert. Darauf wird Kohle nur noch vereinzelt in Industrieöfen eingesetzt, bis im Jahr 2050 verbliebene Feststoffbrenner ausschließlich mit biobasierten Brennstoffen arbeiten. Erdgas bleibt auch im finalen Jahr zentraler Bestandteil der Brennstoffversorgung. Alternative Gasbrennstoffe wie Biogas oder Wasserstoff werden in geringem Maße jedoch ebenfalls genutzt. Der verwendete Wasserstoff stammt nicht aus Importen, sondern wird mittels Stromüberschüssen in Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 16 GW erzeugt. Biokraftstoffe in flüssiger Form spielen im Referenzszenario keine Rolle. Da der Verkehrssektor bei der verwendeten Modellarchitektur ausgeklammert wurde, kann allerdings davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an Biokraftstoffen für das Gesamtsystem wesentlich höher liegt. Nach dem Rückbau verbleibender Ölheizungen sinkt daher auch die Bedeutung von Erdöl im Energiemix. Daraus resultieren im Jahr 2050 Emissionen in einer Höhe von 153 Mio. t CO_2 . Für den Verkehrssektor stünde damit ein verbleibendes Budget von 97 Mio. t CO_2 zu Verfügung, wenn man das Reduktionsziel von 80 % gegenüber 1990 erreichen möchte. Eine 95-prozentige Emissionsreduktion oder weitestgehende Klimaneutralität können in diesem Entwicklungspfad selbst mit einem komplett CO_2 -freien Verkehrssektor nicht mehr erreicht werden.

Die Systemkosten für das Referenzszenario belaufen sich über den gesamten Zeitraum auf 2,07 Bio. €, ausgenommen der Emissionsabgaben. Diese Zahl unterliegt jedoch großen methodischen Unsicherheiten, da die Kosten für die energetische Gebäudesanierung nur grob abgeschätzt werden konnten. Notwendige Umrüstungsmaßnahmen in der Industrie sowie die Ausbaukosten der Fernwärmenetze finden in der Kostenrechnung ebenfalls keine Berücksichtigung.

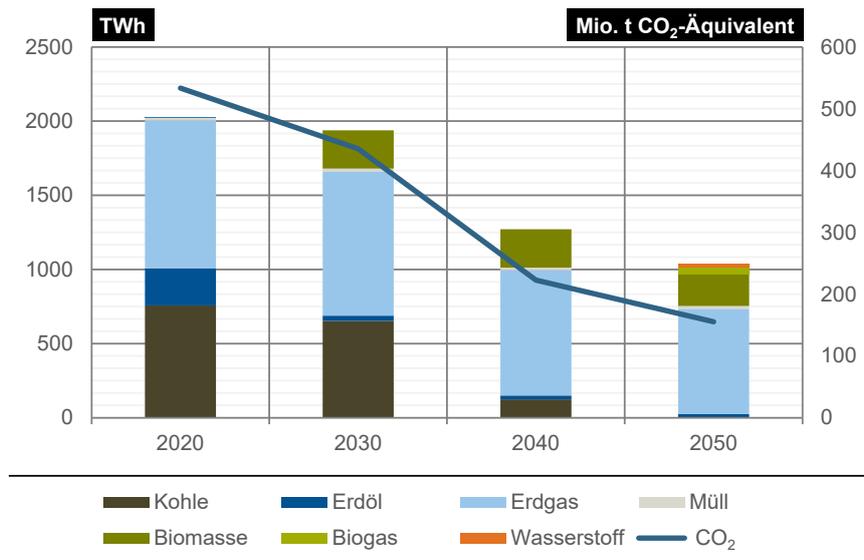


Abbildung 6.8: Brennstoffbedarf und Emissionen für das Referenzszenario

6.3 Effizienzscenario

Das Effizienzscenario ist insbesondere durch Fortschritte in der thermischen Gebäudesanierung geprägt. Der Wärmebedarf in Gebäuden kann so über 50 % reduziert werden. Überdies profitieren strombetriebene Wärmepumpen und Solarthermieanlagen von Effizienzsteigerungen und sinkenden Technologiekosten. Im Gegensatz zum Referenzscenario verändert sich dadurch die optimale Zusammensetzung der Wärmeerzeugung. Im folgenden Abschnitt soll genauer beleuchtet werden, welchen Einfluss die neuen Rahmenbedingungen auf die Versorgung der einzelnen Systemgruppen haben, bevor im Anschluss die Auswirkungen auf das Energiesystem auf Bundesebene diskutiert werden.

6.3.1 Systemgruppenebene

Der Überblick in Tabelle C.5 zeigt, dass auch unter den neuen Randbedingungen die zusätzliche Installation von BHKW in vielen Fällen rentabel ist. Außerdem lässt sich gegenüber dem Referenzscenario ein deutlicher Trend erkennen: Aufgrund der besseren Dämmstandards sinkt über alle Systemgruppentypen hinweg die Leistung von Wärmeerzeugern zur Spitzenlastdeckung. Dazu zählen elektrische Widerstandsheizungen sowie konventionelle Gas- und Flüssigkeitsbrenner. Stattdessen setzt der Solver vermehrt auf den Ausbau von Solarthermieanlagen in Kombination mit Wärmespeichern zum zeitlichen Lastausgleich. Bei den eingesetzten Speichertechnologien zeigt sich, dass in kleineren Einheiten vermehrt thermochemische Speicher genutzt werden. Bei thermischen Speichern dieser Größenordnung ist die Verlustleistung aufgrund des schlechten Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnis zu hoch, um über längere Zeiträume effektiv betrieben zu werden. Für größere Speicher verringern sich diese spezifischen Verluste. Deshalb – und wegen der ausgeprägten Skaleneffekte – stellen thermische Speicher für Systemgruppen der Klassen GHD, IND und WVN weiterhin die ökonomischste Option dar.

Abbildung 6.9 zeigt mit der Wärmeversorgung in GHD 2 einen typischen Vertreter des Effizienzscenarios. Die resultierende Erzeugerkurve weicht aufgrund der unregelmäßigen Leistungsausbeute der Solarkollektoren stark vom eigentlichen Lastgang ab. Erst durch Überlagerung mit der Leistungsbilanz des Speichers entsteht eine Deckung von Angebot und Nachfrage. Der thermische Speicher ist mit einem Volumen von 2138 L so

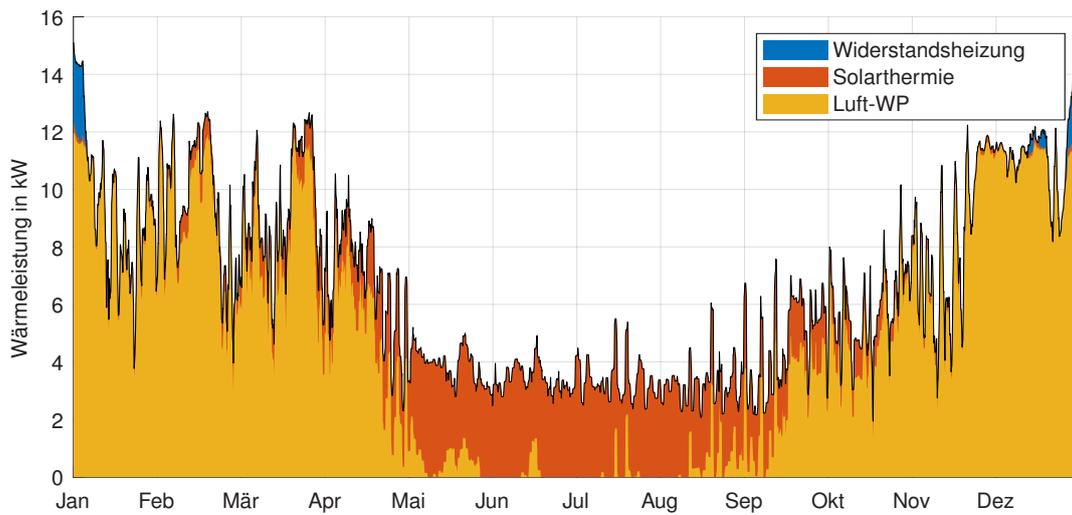


Abbildung 6.9: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe GHD 2

ausgelegt, dass er in etwa den durchschnittlichen Wärmebedarf eines Tages decken kann. Verglichen mit dem Betriebsverhalten aus Abbildung 6.2 kann man erkennen, dass der Speicher in Abbildung 6.10 teilweise über mehrere Tage gefüllt bleibt. Die 115 Vollzyklen sprechen für eine Kombination mehrerer Betriebsstrategien. In den Sommermonaten wird der Speicher zum Ausgleich der Solarthermie stärker als Tagesspeicher genutzt, während in den Wintermonaten wöchentliche Zyklen überwiegen. Eine marginorientierte Betriebsweise ist auch bei dieser Anlage nicht festzustellen. Vielmehr können in den Sommermonaten viele unökonomische Ein- und Ausspeichervorgänge beobachtet werden, um überschüssige Wärme über den Zykluswirkungsgrad aus dem Modell zu entfernen.

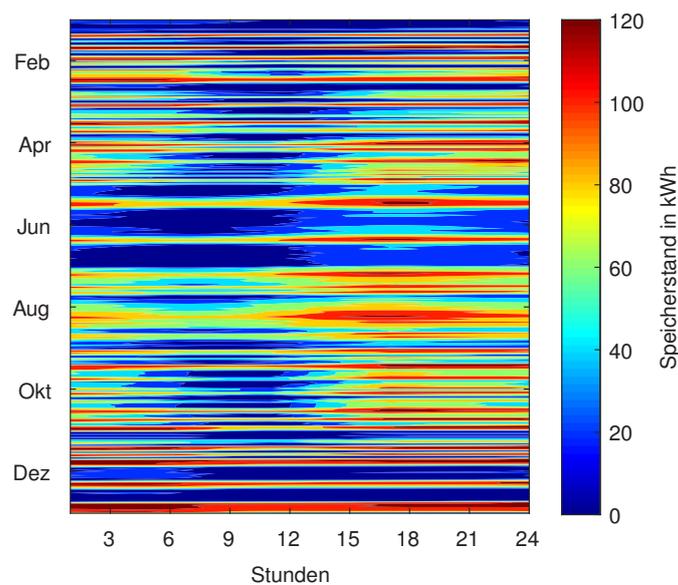


Abbildung 6.10: Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe GHD 2

Mit der zeitlichen Auflösung der Wärmeversorgung und den zugehörigen variablen Betriebskosten $k_{var,Q}$ der Wärmeerzeuger lassen sich die Grenzkosten der Wärmeerzeugung zu jedem Zeitpunkt bestimmen. Dabei gilt zu beachten, dass der thermische Wirkungsgrad η_{th} für Wärmepumpen im Modell über den Verlauf eines

Jahres nicht konstant ist. Dementsprechend variieren auch die Betriebskosten dieser Technologie über die Zeit. Zusätzlich findet die Fallunterscheidung zur Einspeisevergütung aus Gleichung 6.1 Berücksichtigung. Sortiert man die Werte in aufsteigender Reihenfolge, erhält man Kurven nach dem Vorbild der Merit-Order. Es sind allerdings keine Unstetigkeitsstellen zu beobachten, da die Grenzkosten einer kWh_{th} entsprechend der Erzeugeranteile gemittelt werden. Abbildung 6.11 zeigt die angesprochenen Kurven für alle gewerblichen Gebäude. Für die betrachtete Systemgruppe liegen die Grenzkosten – dank des Solarthermie-Ertrags – über einen Zeitraum von ca 3700 h auf einem Niveau von 0 €/kWh_{th}. Daran anschließend kann der Zeitraum identifiziert werden, in dem die Wärmepumpe aktiv wird. Lediglich für wenige Stunden springt die elektrische Widerstandsheizung ein, was an dem erneuten Anstieg am rechten Ende der Kurve ausgemacht werden kann. Für die übrigen Gebäudekonfigurationen sind Werte unter null ein Hinweis darauf, dass zusätzliche Erlöse aus der Stromproduktion generiert werden. In den Einheiten {1,5,7,9} sind demnach BHKW mit Kogeneration installiert. Die höchsten Grenzkosten treten in den Einheiten GHD 1 und GHD 5 auf, wenn verstärkt Leistung aus elektrischen Heizgeräten abgerufen werden muss, um Lastspitzen zu decken.

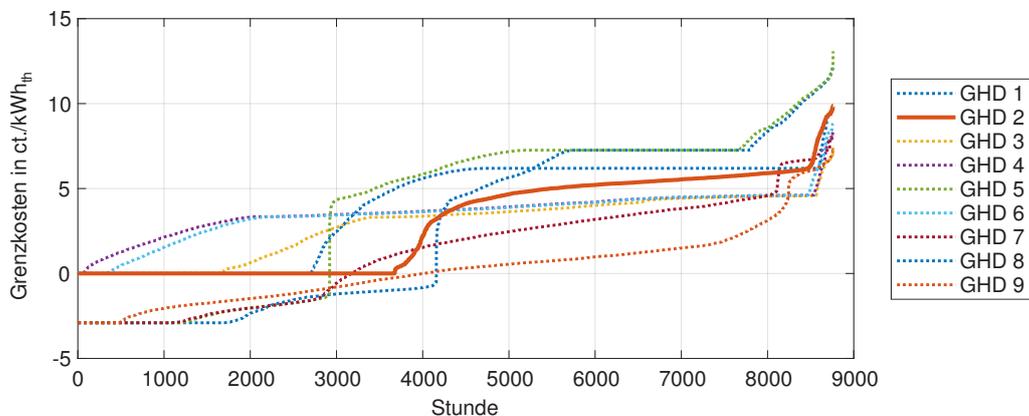


Abbildung 6.11: Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in gewerblichen Gebäuden unter den Bedingungen des Effizienzszenarios

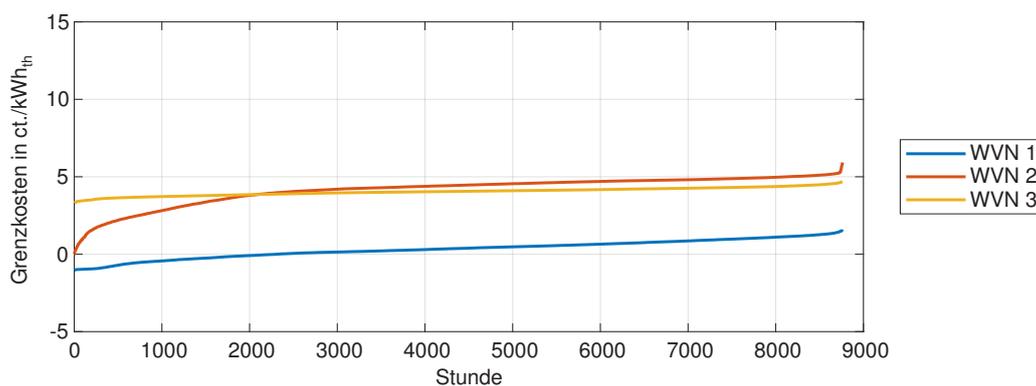


Abbildung 6.12: Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Wärmeverteilnetzen unter den Bedingungen des Effizienzszenarios

Betrachtet man im Kontrast die geordneten Grenzkosten der Wärmeverteilnetze aus Abbildung 6.12, fällt auf, dass durch den breiter gefächerten Technologiemitmix die Übergänge zwischen den Technologien verschwimmen. Durch den weitestgehenden Verzicht auf Spitzenlasttechnologien gelingt es, die Maxima der Kurven zu deckeln, sodass die Betriebskosten nicht über 6 ct./kWh_{th} steigen. Auf der anderen Seite fällt bei Anlagen dieser Größenordnung auch die Einspeisevergütung geringer aus, weshalb für den Wärmenetzbetreiber

die Erlöse durch Kogeneration ebenfalls zurückgehen. Insgesamt liegen die geordneten Grenzkosten auf niedrigem Niveau und weisen keine starken Gradienten auf. Gemeinsam mit den Skaleneffekten, welche die Investitionskosten großer Anlagen reduzieren, kann Fernwärme dadurch zu kompetitiven Preisen angeboten werden.¹

6.3.2 Bundesebene

Auf Bundesebene kann beim Ausbau der Systemgruppen eine klare Fokussierung auf Gebäude mit Wärmepumpen beobachtet werden. Im Gegensatz zum Referenzszenario stellen dabei Luft- und Erdwärmepumpen aus volkswirtschaftlicher Sicht meist die ökonomischste Option dar. Die absoluten Zahlen finden sich in Tabelle C.6. Da Solarkollektoren in diesem Entwicklungspfad über viele Systemgruppen hinweg als ergänzende Wärmeerzeuger verbaut sind, erfährt auch diese Technologie einen deutlichen Zuwachs. Mit einem Ertrag von 45 TWh übersteigt die Wärmeerzeugung aus diesen Anlagen das Niveau von 2020 um mehr als das Fünffache. Am Gesamtwärmemix ergibt das einen Anteil von 5,3%, wie in Abbildung 6.13 zu sehen ist. Von den konventionellen Heizanlagen haben die Feststoffbrenner den höchsten Anteil, wobei später gezeigt wird, dass einige dieser Anlagen auf den Betrieb mit Biomasse umgerüstet werden. Die prozentualen Anteile von Geothermie und elektrischen Heizgeräten nehmen ebenfalls leicht zu. Dies ist jedoch auf den Rückgang der Gesamtnachfrage und nicht auf einen Technologie-Boom zurückzuführen. Durch verstärkte Investitionen in die thermische Gebäudesanierung können gegenüber dem Basisjahr über 36 % der Wärme eingespart werden. Die Speicherverluste liegen – trotz verstärkter Einspeisung durch Solarthermie –, wie schon im Referenzszenario bei ca. 14 TWh.

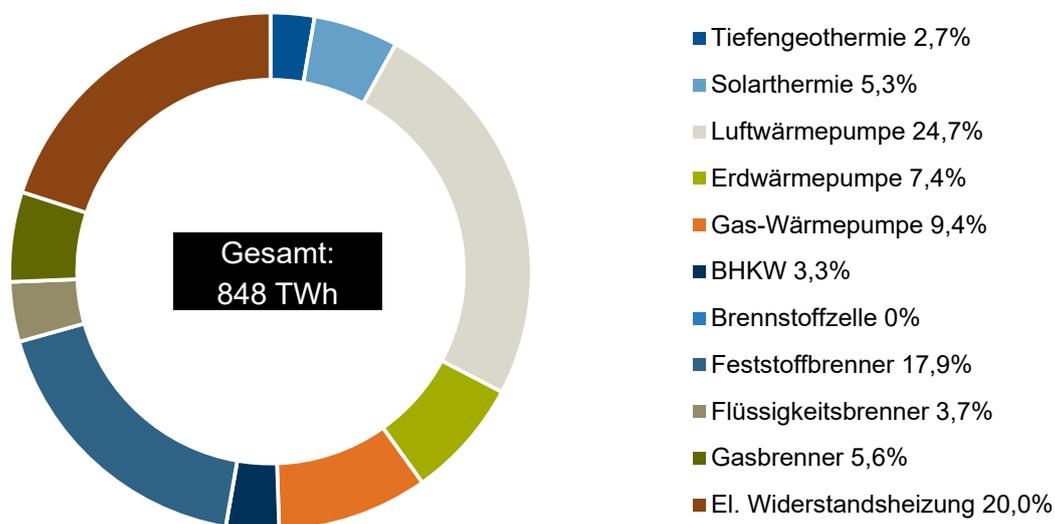


Abbildung 6.13: Berechneter Wärmemix für das Effizienzscenario 2050

Durch den höheren CO_2 -Preis von 80 €/t im Jahr 2050 (gegenüber 55 €/t im Referenzszenario), geht auch in der Stromerzeugung der Anteil fossiler Energieträger zurück. Dabei haben Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen kombiniert einen Anteil von über 60%. Auch Photovoltaikanlagen legen gegenüber dem Referenzszenario nochmals um 9 TWh zu; die technische Potenzialgrenze liegt hier aber noch ca. 30% höher. Bei den KWK-Anlagen geht der Anteil an BHKW leicht zurück; auch der Ertrag aus ORC vermindert sich aufgrund sinkender Abwärmeleistungen. Pump- und Batteriespeicher erfahren auch

¹Zur Einordnung: Mit den günstigen Brennstoffkosten im Jahr 2020 kostet die kWh_{th} mit einer konventionellen Ölheizung 6,2 ct..

in diesem Entwicklungspfad aufgrund der genannten modellinhärenten Vereinfachungen keinen Ausbau. Stattdessen werden die zeitlichen Schwankungen zu einem gewissen Grad über das europäische Stromnetz und P2G-Anlagen ausgeglichen. Bei temporären Überschüssen kommt es auch vor, dass das Modell Strom ungenutzt an eine implementierte Senke abgibt. Da Strom- und Wärmemodell in einem zweistufigen Verfahren implementiert wurden, ist der flexible Einsatz von P2H in diesen Fällen nicht möglich. Stattdessen sind die zeitlich aufgelösten Strombilanzen der Systemgruppen im zweiten Optimierungsschritt bereits fest vorgegeben. Über das gesamte Jahr werden 21,7 TWh Strom mehr importiert als exportiert. Für die Speicherung von Wasserstoff werden Kapazitäten in Höhe von 3,2 GW h vorgesehen.

Tabelle 6.3: Berechneter Strommix für das Effizienzscenario im Jahr 2050

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Photovoltaik	Windkraft	BHKW	ORC
Ertrag in TWh	0	77,6	138	415	23,0	6,2

Die Verbreitung strombasierter Heizsysteme liegt zwar über dem Niveau des Referenzszenarios, der Einsatz energiesparender Wärmepumpen und die umfassende Gebäudedämmung können den Strombedarf zur Wärmeerzeugung allerdings auf 248 TWh reduzieren.

Bei Betrachtung des Brennstoffsbedarfs in Abbildung 6.14 ist zwischen den Jahren 2030 und 2040 ebenfalls ein markanter Rückgang des Kohlebedarfs zu verzeichnen. Dieser fällt jedoch nicht so stark aus wie im Referenzszenario, da das reduzierte Biomassepotenzial die weitere Verfeuerung in Feststoffbrennern erzwingt. Unter diesen Rahmenannahmen werden im Jahr 2050 noch immer 128 TWh Kohle benötigt. Dafür sinkt im gleichen Zeitraum der Erdgasverbrauch auf 274 TWh. Im Vergleich zu den tatsächlichen Importzahlen aus dem Jahr 2019 entspricht das einem Rückgang von 68 %. Biomasse drängt ab 2030 in den Mix; Wasserstoff wird erstmals 2050 als Brennstoff eingesetzt. Allerdings ist auch im finalen Jahr der Optimierung die CO_2 -Bepreisung von 80 €/t nicht hoch genug, dass sich die Substitution von Erdgas durch H_2 -Importe wirtschaftlich rechnet.

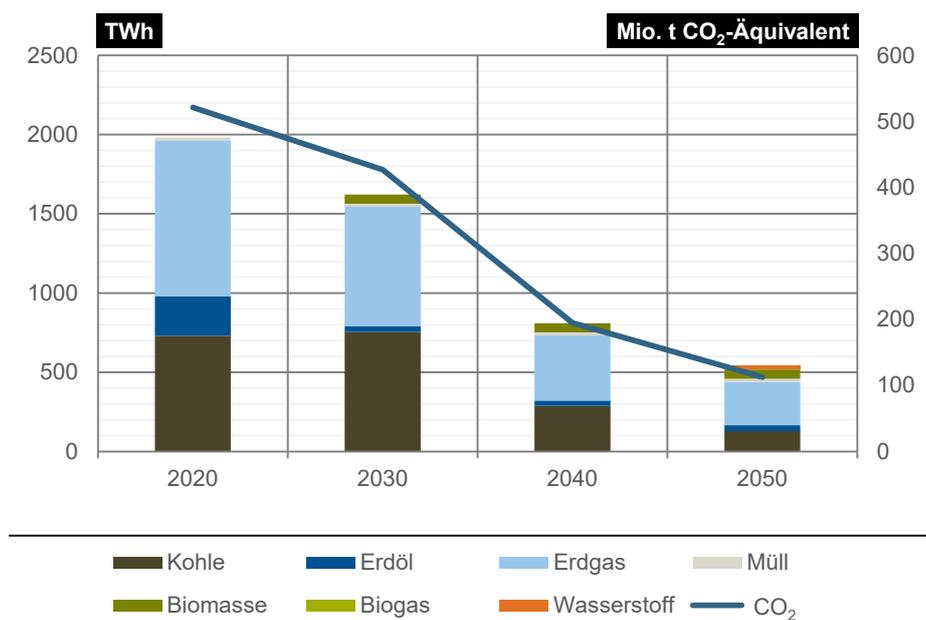


Abbildung 6.14: Brennstoffbedarf und Emissionen für das Effizienzscenario

Aus diesem Brennstoffverbrauch resultiert eine Emissionsreduktion von 88 % gegenüber 1990 auf 113 Mio. t CO_2 -Äquivalent. Bei Einhaltung des 80 %-Reduktionsziel dürfen auf den Verkehrssektor damit maximal 137 Mio. t entfallen. Die Systemkosten belaufen sich über den ganzen Zeitraum auf 2,13 Bio. € und liegen damit trotz höherer Investitionen in die Gebäudesanierung nur minimal über dem Referenzszenario.

Bemerkenswert ist, dass sich die Struktur des resultierenden Energiesystems bei Implementierung einer 95- statt einer geforderten 80-prozentigen Emissionsreduktion nur unwesentlich ändert. Im Jahr 2050 ist lediglich bei den Industriebetrieben eine Zunahme der Systemgruppe IND 4 um 2275 Einheiten zulasten von IND 2 zu beobachten. Ein Großteil der Einsparungen kann über die vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff erreicht werden. Von staatlicher Seite müssten die dazu notwendigen finanziellen Anreize beispielsweise in Form von Subventionen geschaffen werden. Da außer der verschärften Emissionsnebenbedingungen die gleichen Voraussetzungen gelten, ermöglicht ein Vergleich der beiden Varianten die Bestimmung der CO_2 -Vermeidungskosten. Dazu werden jeweils für das 80- und das 95-prozentige Reduktionsziel die Emissionen und die Systemkosten über den gesamten Transformationspfad aufaddiert. Aus der Differenz ergibt sich, dass die Einsparung jeder zusätzlichen Tonne CO_2 Kosten in Höhe von 188 € verursacht. Diese zusätzlichen Ausgaben könnten wiederum durch einen um 17,5 €/t höheren Emissionspreis refinanziert werden.

6.4 Innovationsszenario

Beim Szenario Innovation (IN) stehen technologischer Fortschritt und wirtschaftliches Wachstum im Vordergrund. Die Kostenreduktion für Brennstoffzellen und Gas-Wärmepumpen prägen das resultierende Energiesystem. Daraus ergeben sich neue Bedingungen für die Versorgung einzelner Systemgruppen, andererseits verschiebt sich auch das Optimum der bundesweiten Energieversorgung. Auf den folgenden Seiten sollen die Ergebnisse der Modellrechnung im Detail beleuchtet werden.

6.4.1 Systemgruppenebene

Die Randbedingungen des Innovationsszenarios führen auf Systemgruppenebene dazu, dass besonders in kleineren Gebäuden und in Industriebetrieben verstärkt auf Brennstoffzellentechnologie gesetzt wird. Zum einen lassen sich die Anlagen kleiner auslegen, was ihren Einsatz enorm flexibel macht, zum anderen erreichen Hochtemperaturbrennstoffzellen auch die in der Industrie geforderten Temperaturniveaus von bis zu 1000 °C. Thermochemische Speicher profitieren ebenfalls von den Bedingungen des Szenarios. In Ein- und Mehrfamilienhäusern haben sie klassische thermische Speicher vollständig verdrängt. Die durchschnittliche installierte Kapazität liegt im Vergleich zum Effizienzscenario ebenfalls deutlich höher. Einen Überblick über die Ergebnisse auf Systemgruppenebene liefert Tabelle C.7.

Eine typische Erzeugerkonfiguration für das Innovationsszenario zeigt Abbildung 6.15. In dem Einfamilienhaus wird die Wärmeversorgung über eine Brennstoffzelle, eine Gas-Wärmepumpe und Solarkollektoren gedeckt. Die Brennstoffzelle wird dabei über das komplette Jahr hinweg unter Volllast betrieben. Das liegt daran, dass durch den hohen elektrischen Wirkungsgrad die variablen Kosten auch bei einer Einspeisung des Stroms bei $-0,3 \text{ ct./kWh}_{\text{th}}$ liegen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, müsste die Einspeisevergütung von staatlicher Stelle reduziert oder der Gasbrennstoff für den Endverbraucher verteuert werden.

Beim Blick auf den Speicherstand ergibt sich für die Sommermonate das bekannte Bild von erhöhten Speicherständen in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag. In den darauffolgenden Lastspitzen wird der Speicher dann wieder entladen. Über die Wintermonate hinweg hält das Modell den Speicherstand allerdings durchgängig bei 100 %. Im Gegensatz zum thermischen Speicher weist die thermochemische Variante keine

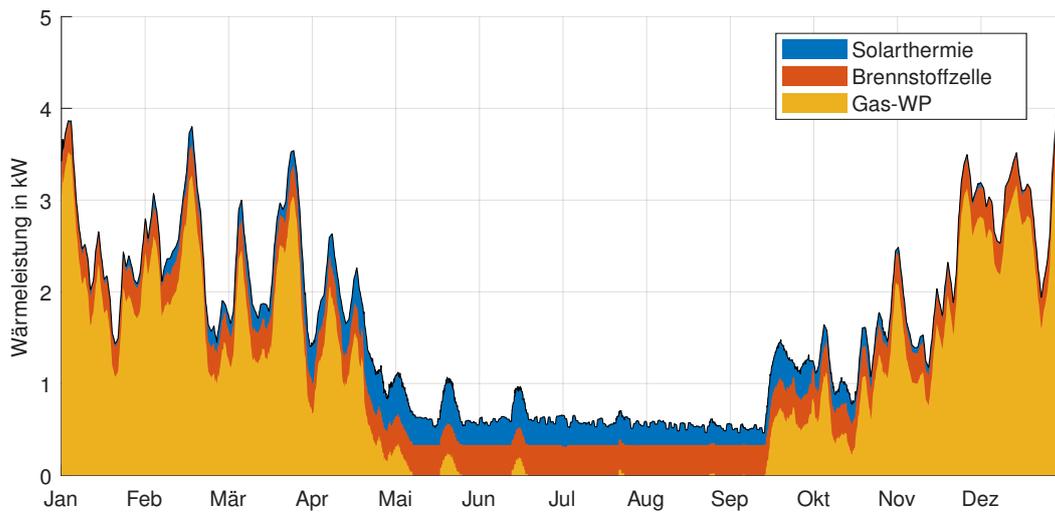


Abbildung 6.15: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe EFH 1

Selbstentladungseffekte auf, weshalb in diesem Zeitraum keine Wärme verloren geht. Der Speicher ist in dieser Zeit quasi stillgelegt. Eine Lastspitze im März führt zur Auspeicherung der Wärmemenge, bis im April die Nachfrage so weit zurückgeht, dass überschüssige Wärme wieder eingespeichert wird. Visualisiert ist die Betriebsstrategie des Speichers in Abbildung 6.16.

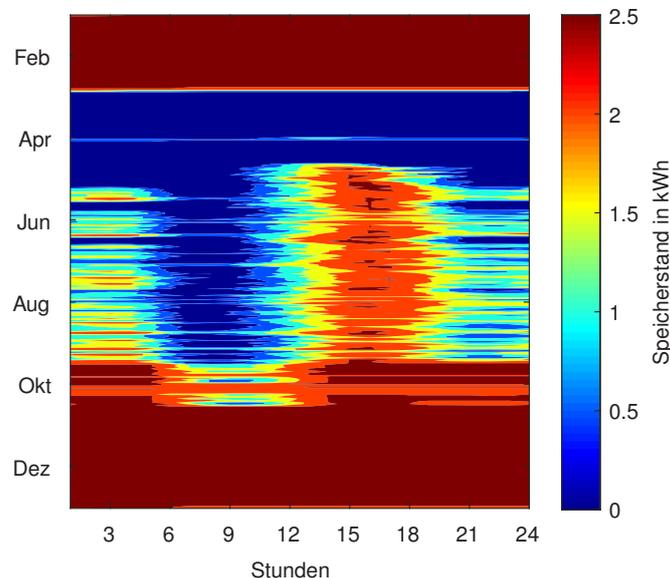


Abbildung 6.16: Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe EFH 1

Bei der Betrachtung der geordneten Grenzkosten für die Systemgruppe EFH 1 kann der Zeitraum identifiziert werden, in dem das Gebäude rein über die Abwärme der Brennstoffzelle und Solarthermie beheizt wird. Erst ab ca. 3400 h entstehen positive variable Kosten durch den Einsatz der Gas-Wärmepumpe. In den Systemgruppen EFH 6-9 ist diese „kostenfreie“ Heizperiode noch länger, da die installierten Brennstoffzellen eine höhere Leistung aufweisen. In EFH 4 erfolgt die komplette Wärmebereitstellung über eine Gas-Wärmepumpe. Dennoch sind die Betriebskosten nicht konstant, sondern weisen einen leichten Gradienten auf, der den temperaturabhängigen COP widerspiegelt. Die höchsten Betriebskosten – wenn auch nur für einen kurzen

Zeitraum – finden sich bei Systemgruppe EFH 5, da hier elektrische Zusatzheizgeräte den größten Anteil an der Versorgung darstellen.

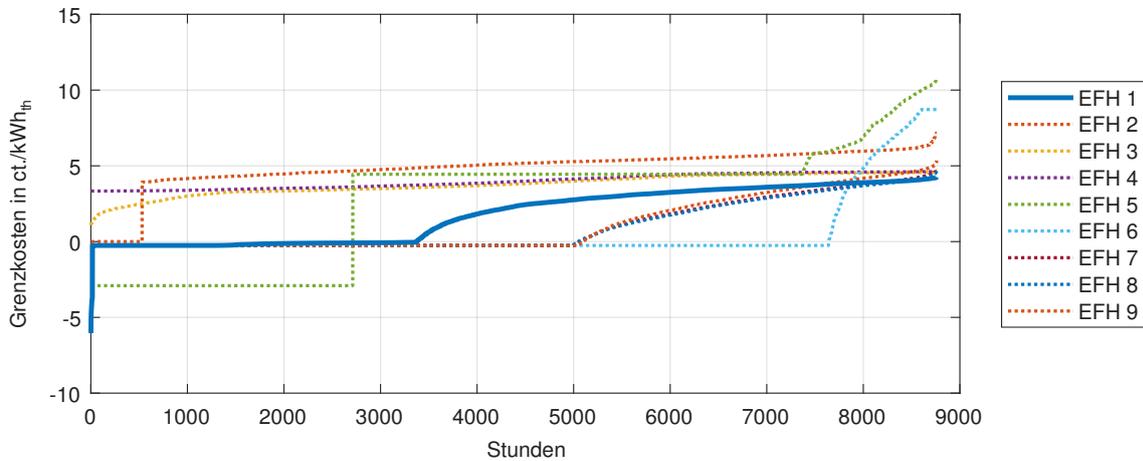


Abbildung 6.17: Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Einfamilienhäusern unter den Bedingungen des Innovationsszenarios

Die Fernwärmenetze erfahren im Innovationsszenario einen Kapazitätsausbau um 25 % gegenüber 2020. Auch wird die geothermische Wärme- und Stromgewinnung über HDR-Verfahren bundesweit für alle Standorte möglich. Neben EFH 1 soll daher die Versorgungsstruktur der Systemgruppe WVN 1 genauer beleuchtet werden. Die gegenüber dem Referenzszenario (siehe Abbildung 6.6) erhöhten Lastspitzen sind durch den Netzausbau bedingt. Die Wärmeeinspeisung durch Geothermiekraftwerke – entweder direkt aus der Bohrungsanlage oder nach Verstromung über einen ORC-Prozess – folgt einem vergleichbaren Muster. Eine Installation solcher Anlagen jenseits der Grundlast ist für den Netzbetreiber nicht rentabel, da die Einspeisevergütung für Strom in dieser Leistungsklasse zu gering ausfällt. Außerdem sind zur Deckung der Wärmenachfrage in den Wintermonaten alle drei Wärmepumpentypen im Einsatz. Hier kann in Abbildung 6.18 eine klare Priorisierung der Einsatzreihenfolge anhand der variablen Kosten identifiziert werden. In der Realität würde jedoch auf die Installation von drei verschiedenen Wärmepumpentypen zugunsten einer größeren Anlage verzichtet werden. Gleiches gilt für die parallele Installation von BHKW und Brennstoffzellen. Ökonomische Skaleneffekte in dieser Auflösung sind jedoch im Modell nicht hinterlegt.

Der thermische Speicher fällt mit 191 m^3 für ein Fernwärmenetz vergleichsweise klein aus. Der saisonale Wärmespeicher am Münchener Ackermannbogen beispielsweise fasst mehr als das 30-fache Volumen [34]. Im Modell wird jedoch zur Unterstützung noch ein thermochemischer Speicher mit einer Kapazität von $6,6 \text{ MWh}_{\text{th}}$ installiert. Zusammen können die Speicher das Wärmenetz über durchschnittlich 2 h autark versorgen. Die Speicherstände variieren über den Tag hinweg lediglich minimal, die 73 Vollzyklen werden hauptsächlich durch eine wöchentliche Betriebsstrategie erreicht. Dabei werden die Speicher am Wochenende – zu Zeiten niedriger Wärmenachfrage – geladen, bevor die Wärme am Montag wieder ausgespeichert wird. Das ist hilfreich, um den sprunghaft ansteigenden Wärmebedarf aller gewerblichen und industriellen Betriebe zu Beginn der Arbeitswoche aufzufangen.

Diese Betriebsstrategie bringt ebenfalls ökonomische Vorteile. Über das gesamte Jahr liegen Grenzkosten für die Wärmeerzeugung im betrachteten Wärmeverteilnetz innerhalb $-1,4 \text{ ct./kWh}_{\text{th}}$ bis $2,9 \text{ ct./kWh}_{\text{th}}$. Die Form der Lastkurve führt dazu, dass innerhalb dieses Bereichs die Wochenenden stärker am unteren und die Arbeitstage stärker am oberen Ende des Spektrums vertreten sind. Über das Ein- und Ausspeichern zu den entsprechenden Zeitpunkten kann sich der Netzbetreiber eine Marge von $-0,6 \text{ ct./kWh}_{\text{th}}$ zunutze machen. Graphisch nachvollziehbar wird diese Strategie über die Darstellung in Abbildung 6.19. Zeitpunkte mit hohen Ausspeicherleistungen finden sich vermehrt bei höheren Grenzkosten, während für hohe Ein-

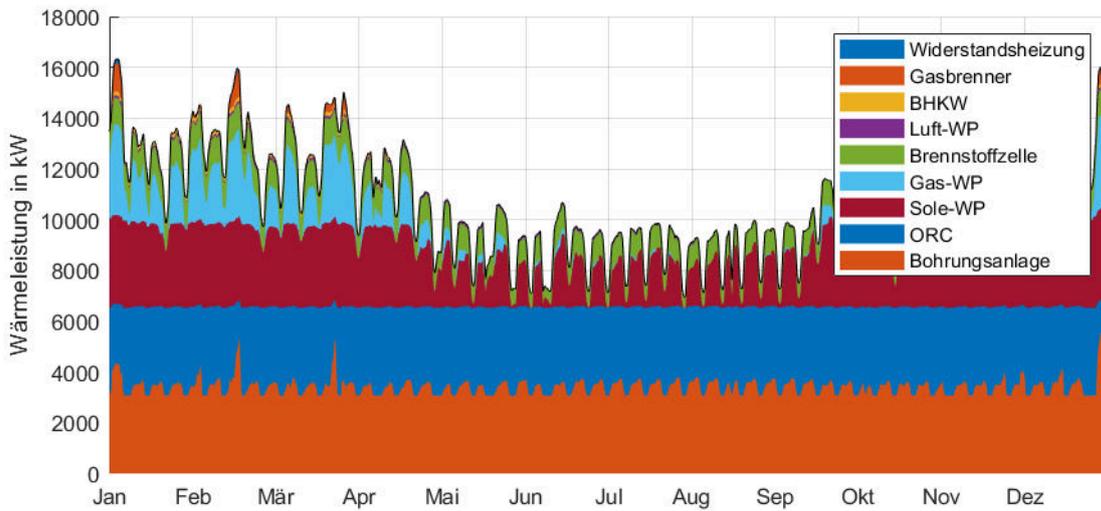


Abbildung 6.18: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe WVN 1

speicherleistungen das Gegenteil gilt. Mit insgesamt 800 kW kann die Kombination aus thermischen und thermochemischen Speichern in etwa die halbe Leistung des Gasbrenners auf- oder abgeben. Bezogen auf das gesamte Netz macht dies jedoch weniger als 5 % der Spitzenlast aus.

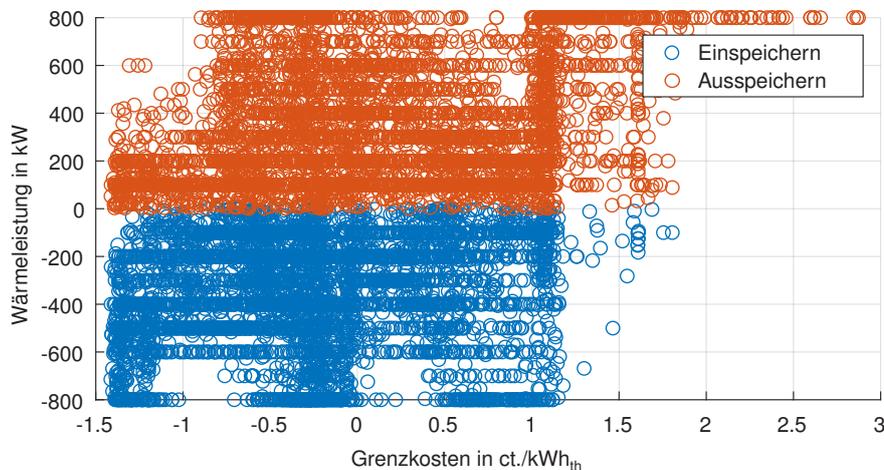


Abbildung 6.19: Ein- und Ausspeicherverhalten des thermischen Speichers in der Systemgruppe WVN 1

6.4.2 Bundesebene

Auch im Innovationsszenario stellt die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen am resultierenden Wärmemix den Mehrheitsanteil dar. Die Ausbauraten in Tabelle C.8 zeigen jedoch, dass sich innerhalb dieser Technologiegruppe das Verhältnis zugunsten der Gas-Wärmepumpen verschiebt. Außerdem werden in diesem Entwicklungspfad für EFH, MFH und GHD erstmals drei statt der vorgegebenen zwei Systemgruppen vom Solver genutzt. Der Mix verschiedener Gebäudetypen stellt unter den gegebenen Nebenbedingungen somit die kostengünstigste Option dar. Neben Wärmepumpen profitieren besonders Brennstoffzellen von der Marktsituation im Innovationsszenario. Einen großen Anteil machen dabei Industriebetriebe aus, wo Brennstoffzellen in jeder Konfiguration vertreten sind. Der bundesweite Einsatz dieser Technologie ist damit

unumgänglich. In den kleineren Systemgruppen ist der Ausbau für den Endverbraucher aufgrund hoher Einspeisevergütungen zwar oftmals rentabel, aus volkswirtschaftlicher Sicht existieren mit den Wärmepumpen allerdings günstigere Alternativen. Dennoch steigt der Anteil von Brennstoffzellen im Wärmemix auf 12,5 %, womit sie BHKW als wichtigste KWK-Technologie ablösen. Der Durchbruch des HDR-Verfahrens führt beim Anteil der Tiefengeothermie ebenfalls zu einer deutlichen Steigerung, wie in Abbildung 6.20 zu sehen ist. Dazu bedarf es eines Ausbaus der laut Bundesverband Geothermie vorhandenen Kapazitäten [47] um mehr als das Zehnfache. Zwar liegt die Sanierungsrate für Gebäude in diesem Entwicklungspfad minimal über dem Referenzszenario, im gleichen Zug nimmt jedoch der Prozesswärmebedarf zu, sodass sich die gesamte Wärmenachfrage mit 1101 TWh auf einem vergleichbaren Niveau einpendelt.

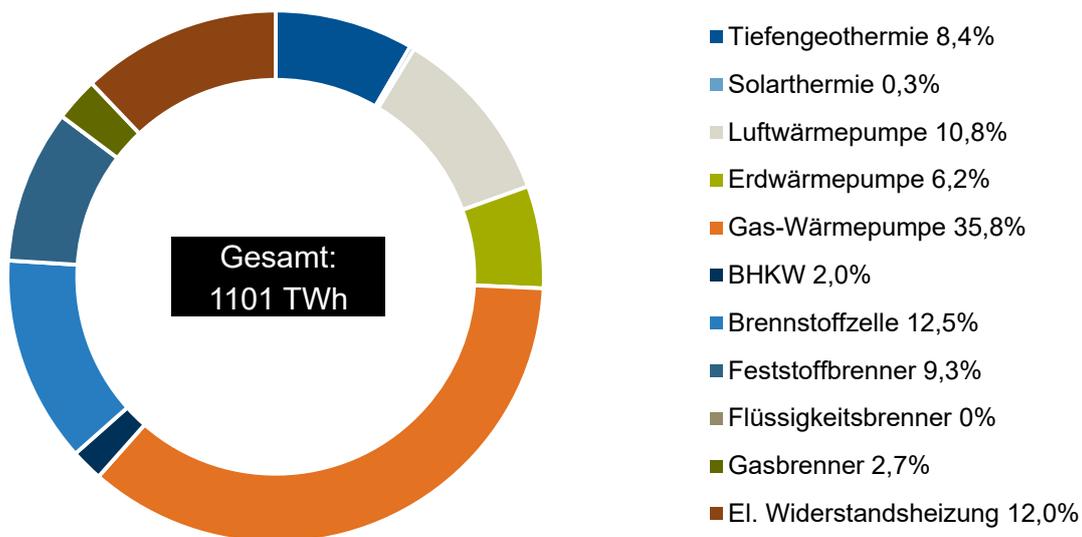


Abbildung 6.20: Berechneter Wärmemix für das Innovationsszenario 2050

Die günstigen Marktbedingungen für Brennstoffzellen machen sich auch in der Stromerzeugung bemerkbar, wo diese Technologie noch vor Windkraftanlagen den größten Anteil darstellt. Die Einspeisung aus allen anderen Technologien nimmt im Vergleich zum Effizienzscenario dagegen ab. Das betrifft auch die Stromerzeugung aus fossilen GuD-Kraftwerken. Trotz des geringeren CO₂-Preises von 65 €/t ist der Einsatz von mehr Anlagen dieses Typs nicht rentabel. Das liegt auch daran, dass mit dem Strombedarf elektrischer Heizanlagen (192 TWh) die Stromnachfrage insgesamt um 7 % gegenüber dem Effizienzscenario zurückgeht. Für die Systemgruppen ergibt sich damit ein negatives Stromaustauschsaldo von -69 TWh. Dementsprechend müssen die Übertragungsnetzbetreiber Vorkehrungen treffen, um steigende Einspeiseleistungen intelligent zu verteilen. Von Vorteil ist hier die zeitliche Korrelation des Strombedarfs elektrischer Heizgeräte und der Einspeisung aus KWK-Anlagen. Steigt der Wärmebedarf in den kalten Monaten an, produzieren BHKW und Brennstoffzellen mehr Strom, der dann an anderer Stelle mittels Wärmepumpen wiederum effizient zu Heizzwecken eingesetzt werden kann. Stromspeicherkapazitäten werden daher auch in diesem Szenario vom Solver nicht vorgesehen. Sowohl Im- und Exporte von Strom nutzen die festgelegte Kapazitätsgrenze von 24,5 TWh/a komplett aus, um Netzschwankungen zu glätten. Das Austauschsaldo für den inhereuropäischen Stromhandel liegt damit genau bei 0 TWh.

Tabelle 6.4: Berechneter Strommix für das Innovationsszenario im Jahr 2050

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Photovoltaik	Windkraft	BHKW	Brennstoffzelle	ORC
Ertrag in TWh	0	54,3	66,2	234	17,8	238	5,2

Bei der Betrachtung des Brennstoffsbedarfs in Abbildung 6.21 erkennt man eine deutliche Fokussierung auf den Energieträger Erdgas, wie sie auch schon im Referenzszenario zu beobachten war. Von den übrigen fossilen Brennstoffen wird Erdöl 2050 und Kohle bereits 2040 vollständig aus dem Energiemix verdrängt. Stattdessen werden die vorhandenen Kapazitäten an Abfällen und Biomasse genutzt. Der Anteil von Biogas (und Biomethan) steigt im finalen Jahr auf 138 TWh, um den Bedarf von Gas-Wärmepumpen und Brennstoffzellen zu decken. Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sind Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 18,5 GW vorgesehen. Die Anhebung des maximalen Importvolumens für H_2 hat keinen Effekt, da Erdgas bei dem gewählten CO_2 -Preis die günstigere Alternative darstellt. Für eine Umstellung müsste die Bundesregierung den Import von Wasserstoff entweder subventionieren oder die Verbrennung von Erdgas stärker besteuern. So liegen die resultierenden CO_2 -Emissionen bei 136 Mio. t und damit zwischen den Ergebnissen von Referenz und Effizienzscenario. Bezüglich der Systemkosten ist das Innovationsszenario mit 2,04 Bio. € – wenn auch nur minimal – der günstigste der bisher betrachteten Transformationspfade.



Abbildung 6.21: Brennstoffbedarf und Emissionen für das Innovationsszenario

Wie schon im Effizienzscenario, können bei Festsetzung einer 95- statt einer 80-prozentigen Emissionsreduktion nur minimale Veränderungen in der Erzeugungsstruktur beobachtet werden. Teilweise können die Einsparungen durch einen Verzicht von 659000 Systemgruppen vom Typ GHD 5 zugunsten von GHD 3 erreicht werden. Den größten Effekt hat jedoch auch in diesem Transformationspfad die Substitution von Erdgas durch H_2 . Die Systemkosten steigen durch diese Maßnahmen zusätzlich um 79 Mrd. €. Daraus ergeben sich CO_2 -Vermeidungskosten in Höhe von 78 €/t, was nur etwa 41 % des Effizienzscenarios entspricht. Für eine vollständige Refinanzierung dieser Zusatzkosten wäre eine Erhöhung des Emissionspreises um 6,8 €/t notwendig. Ohne zusätzliche Nebenbedingungen verursacht das volkswirtschaftliche Kostenoptimum in Innovationsszenario höhere Emissionen als der Transformationspfad EF. Der Umbau des resultierenden Energiesystems entsprechend eines 95-prozentigen Reduktionsziels ist jedoch kostengünstiger.

6.5 Szenario Klimaneutralität

Für das Szenario Klimaneutralität werden alle Maßnahmen der vorherigen zwei Entwicklungspfade vereint, die eine Emissionsreduktion ermöglichen. So fließen beispielsweise große Investitionen in die energetische Gebäudesanierung und zusätzlich in den Ausbau der Wärmenetze. Außerdem führt der Klimawandel zu steigenden Temperaturen im gesamten Bundesgebiet. Bei den Technologiekosten wird jeweils der niedrigere Wert aus Effizienz- und Innovationsszenario gewählt. Mit 90 €/t liegt der CO_2 -Preis von allen Entwicklungspfaden am höchsten. Die Auswirkungen dieser neuen Randbedingungen werden in den folgenden Abschnitten analysiert.

6.5.1 Systemgruppenebene

Die Auswirkungen des Klimawandels machen sich besonders in den Systemgruppentypen EFH, MFH und GHD bemerkbar. Die Installation von gas- oder strombetriebenen Zusatzheizgeräten nimmt hier verglichen mit den vorherigen Szenarien gebäudeübergreifend ab. Zusätzlich installierte Brennstoffzellen finden sich als Ergänzung zu Solarthermieanlagen oder konventionellen Heizungsanlagen. In den übrigen Konfigurationen kann vereinzelt die Nutzung von Wärmepumpen oder elektrischen Widerstandsheizungen neben den gesetzten Wärmeerzeugern beobachtet werden. Die Ergebnisse für Fernwärmenetze und Industriebetriebe ähneln dem Innovationsszenario. Ein Unterschied ist jedoch, dass bei der vorliegenden Marktsituation in den Systemgruppen IND 5 und WVN 2 zusätzlich auf solarthermische Wärme zurückgegriffen wird. Eine vollständige Auflistung der Ergebnisse findet sich in Tabelle C.10.

Für das Szenario Klimaneutralität wird beispielhaft die Wärmeversorgung in der Systemgruppe IND 4 vorgestellt. Der Lastgang besitzt eine ausgeprägte wöchentliche Periodizität und ist durch hohe Temperaturanforderungen geprägt. Als gesetzte Technologie kommen dort Gasbrenner zum Einsatz, die gleichzeitig die größte Wärmemenge im Mix bereitstellen. Die Leistung der Gasbrenner wird dazu flexibel angepasst, um die Lastgangkurve aus Abbildung 6.22 nachzuverfolgen. Eine signifikante Wärmemenge wird darüber hinaus aus Brennstoffzellen gewonnen, die im Gegensatz zum Gasbrenner mit einer konstanten Leistung von 556 kW_{th} betrieben werden.

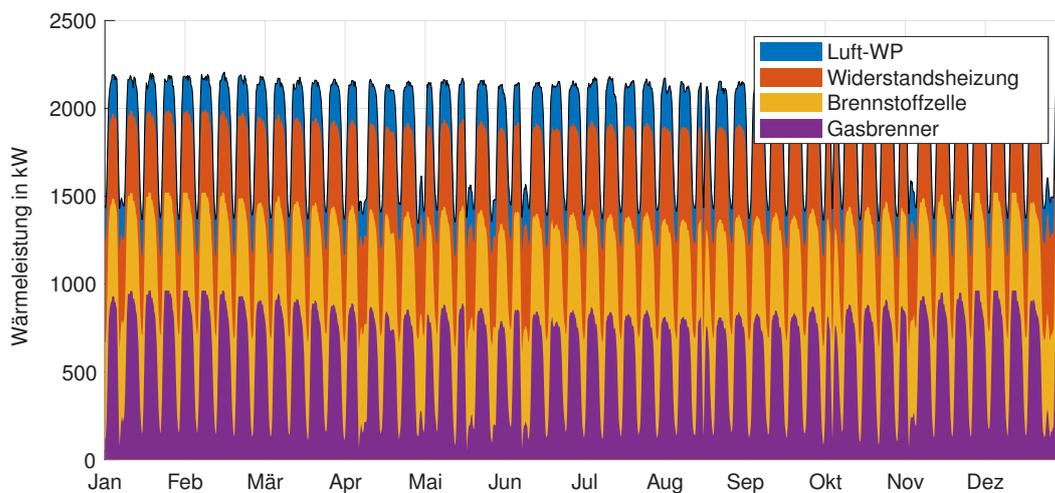


Abbildung 6.22: Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe IND 4

Aufgrund der geringeren Einspeisevergütung für Anlagen dieser Größenklasse ist ein weiterer Ausbau in diesem Fall ökonomisch nicht sinnvoll. Sobald der elektrische Eigenbedarf des Betriebs gedeckt ist, belaufen

sich die variablen Kosten für Brennstoffzellen auf 13,2 ct./kWh_{th}. Dieser Wert wird nur noch von elektrischen Widerstandsheizungen mit 14,4 ct./kWh_{th} übertroffen. Trotzdem haben auch diese Anlagen aufgrund ihres guten Wirkungsgrads bei hohen Temperaturen einen erheblichen Anteil an der Wärmeerzeugung. Für die Wärmenachfrage auf niedrigeren Temperaturniveaus, wie Raumwärme oder Warmwasser im Betrieb, wird überdies eine Luftwärmepumpe genutzt, die ebenfalls mit dem Strom der Brennstoffzelle gespeist werden kann. Die zusätzliche Stromgewinnung aus ORC ist in dieser Konfiguration nicht mehr nötig.

Bei Betrachtung des zugehörigen Speicherstandes in Abbildung 6.23 können kaum saisonale oder tägliche Schwankungen festgestellt werden. Wie auch der Lastgang, folgt der Speicherstand einer wöchentlichen Periodizität, was anhand 59 Vollzyklen pro Jahr bestätigt werden kann. Die Speicherbefüllung erfolgt vergleichbar zu Abbildung 6.19 an den Wochenenden, bevor die Reserven zu Beginn der Arbeitswoche wieder entladen werden. Der thermische Speicher fasst dazu eine Kapazität von 6657 kWh_{th}. Wasser ist aufgrund seines Siedepunktes bei 100 °C für viele Industrieprozesse als Wärmespeicher nur bedingt einsetzbar. Alternativen stellen hier Salzschnmelzen dar, die sich auch bei Temperaturen über 500 °C noch in ihrer flüssigen Phase befinden. Für den ebenfalls verbauten thermochemischen Speicher mit einer Kapazität von 516 kWh_{th} muss die Gleichgewichtstemperatur der Reaktion ebenfalls auf das Anforderungsniveau abgestimmt werden. Mögliche Stellschrauben sind in diesem Fall die Wahl der Reaktanden und der Druck im Speicherbehälter. Vorteil dieser Technologie ist, dass über die Speicherdauer keine hohe Temperaturdifferenz zur Umgebung aufrechterhalten werden muss.

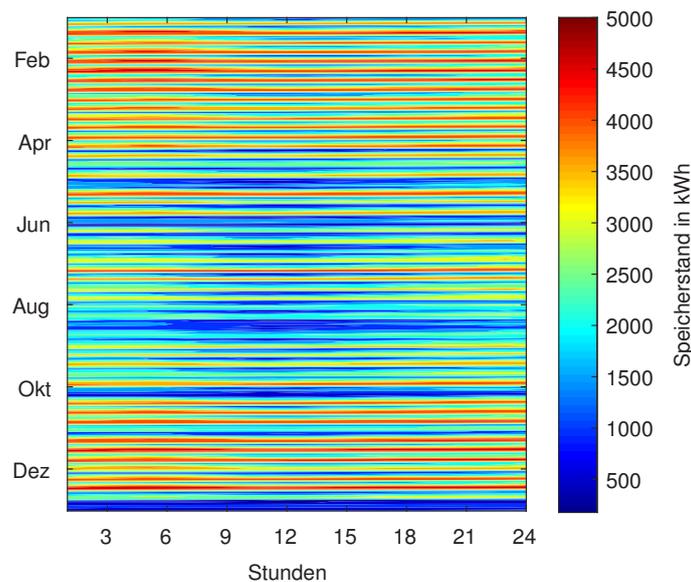


Abbildung 6.23: Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe IND 4

Bezüglich ihrer geordneten Grenzkosten liegen die Industriebetriebe näher zusammen als beispielsweise die Einfamilienhäuser in Abbildung 6.17. Für IND 1 bis IND 4 ähneln sich die grundsätzlichen Versorgungsstrukturen abgesehen von verbauten Brennertyp stark. Kostenunterschiede ergeben sich daher nur aus abweichenden Wirkungsgraden und Brennstoffkosten für die unterschiedlichen Technologien. Wegen der höchsten Kosten für Gasbrennstoff liegt die Linie der Systemgruppe IND 4 in Abbildung 6.24 im Mittel über den anderen Betrieben. Die Kurve von IND 5 weicht deutlich von den übrigen ab. In dieser Konfiguration ist kein konventioneller Brenner vorhanden, stattdessen wird die Wärme zu Teilen solarthermisch und elektrisch erzeugt. Die resultierende Kurve ist daher weitaus steiler und erreicht an wenigen Stunden im Jahr Werte über 13,2 ct./kWh_{th}, wenn der gesamte Strom aus Kogeneration nicht mehr innerbetrieblich genutzt werden kann.

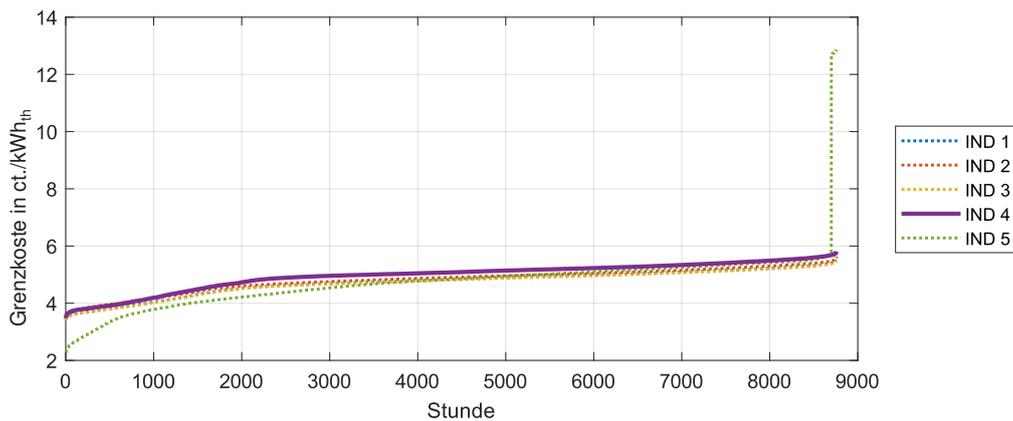


Abbildung 6.24: Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Industriebetrieben unter den Bedingungen des Szenarios Klimaneutralität

6.5.2 Bundesebene

Wärmepumpen stellen auch in diesem Entwicklungspfad den größten Anteil an der bundesweiten Wärmeversorgung. Für Wohngebäude werden ausschließlich Systemgruppen mit den Konfigurationen 2 und 4 ausgebaut, was anhand der Zahlen in Tabelle C.10 nachvollzogen werden kann. Daraus ergibt sich in Bezug auf die Wärmemenge ein nahezu ausgeglichenes Verhältnis zwischen Luft- und Gas-Wärmepumpen. Die Erzeugung mittels Erdwärmepumpen liegt, wie schon in den vorherigen Szenarien, deutlich darunter. Mit der gegebenen Möglichkeit, jedes Fernwärmenetz geothermisch zu erschließen kombiniert mit einem hohen Sanierungsaufwand, steigt der Anteil dieser Technologie im Wärmemix auf 12,1 %. Solarthermieanlagen leisten ebenfalls einen Beitrag zum resultierenden Wärmemix, da sie in einigen Systemgruppen als ergänzende Wärmeerzeuger verbaut sind. Gleichzeitig belegen die Zahlen in Abbildung 6.25, dass die Bedeutung von BHKW schwindet. Stattdessen übernehmen Brennstoffzellen mit einem Anteil von 14,9 % einen zentralen Part in der Versorgung von Industriebetrieben und Wärmeverteilnetzen. Elektrische Heizgeräte liefern einen vergleichbaren prozentualen Beitrag, wie im Innovationsszenario. Da die gesamte Erzeugung mit 780 TWh/a allerdings deutlich geringer ausfällt, liegen die absoluten Zahlen bei gleichen Anteilen niedriger. Für die bundesweite Wärmenachfrage kann ein Rückgang von 8 % gegenüber dem EffizienzszENARIO verzeichnet werden, der ausschließlich auf die Klimaerwärmung zurückzuführen ist, wenn die Prognosen aus [93] eintreffen.² Die Verluste in den thermischen Speichern liegen für diesen Entwicklungspfad bei etwa 11 TWh.

Mit der Annahme, dass der Stromverbrauch außerhalb elektrischer Heizanwendungen konstant bleibt, reduzieren sich auch die benötigten Erzeugungskapazitäten im Stromnetz. Die jährliche Erzeugung von 556 TWh_{el} liegt etwa 13 % über den Angaben der Bundesnetzagentur für das Jahr 2019 [29]. Weder Kohle- noch Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerke sind bei dem angenommenen CO₂-Preis von 90 €/t konkurrenzfähig und werden vollständig aus dem Strommix verdrängt. Die größten Anteile werden stattdessen aus Windkraftanlagen, Brennstoffzellen und Photovoltaik (in absteigender Reihenfolge) bereitgestellt. Die absoluten Zahlen sind in Tabelle 6.5 nachzulesen. Auf der Verbraucherseite werden 102 TWh in elektrischen Widerstandsheizungen verwendet. Weitere 52,7 TWh entfallen auf Luft- und Erdwärmepumpen. Die Einspeisung aus den Systemgruppen liegt damit ca. ein Drittel über dem Strombedarf für elektrische Heizsysteme, was zu einem negativen Stromaustauschsaldo führt. Trotzdem bezieht die Bundesrepublik im finalen Jahr dieses Szenarios 61 TWh mehr Strom aus dem europäischen Umland, als sie exportiert. Dieses Defizit ist unter anderem nötig, um den Strombedarf der installierten Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 22,9 GW zu decken.

²Da Verluste in Wärmenetzen nicht im Modell hinterlegt sind, hat der Kapazitätsausbau um 25 % in diesem Fall keinen Einfluss.

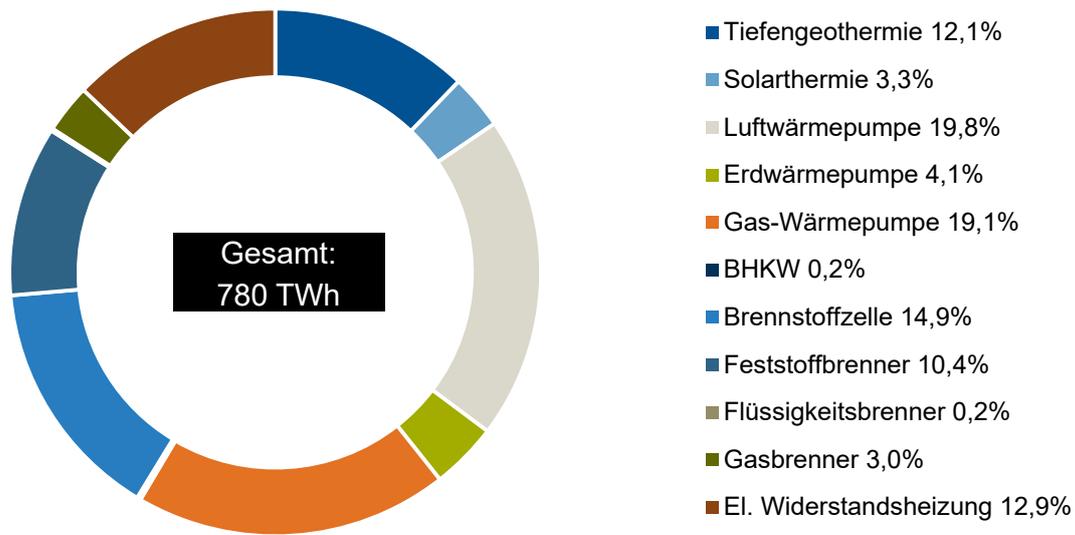


Abbildung 6.25: Berechneter Wärmemix für das Szenario Klimaneutralität 2050

Tabelle 6.5: Berechneter Strommix für das Szenario Klimaneutralität im Jahr 2050

	Kohlekraftwerk	GuD-Kraftwerk	Photovoltaik	Windkraft	BHKW	Brennstoffzelle	ORC
Ertrag in TW h	0	0	79,6	267,9	1,5	201	5,5

Beim Brennstoffbedarf ähnelt die Zusammensetzung bis zum Jahr 2040 dem Innovationsszenario. Jedoch mit dem Unterschied, dass aufgrund höherer Effizienzbemühungen sich die Werte durchweg auf einem niedrigeren Niveau befinden. Kohle und Erdöl sind ab 2040 nahezu vollständig aus dem Energiemix verdrängt. Der Bedarf an Prozesswärme kann über eine Kombination aus Feststoffbrennern, die auf den Betrieb mit Biomasse umgerüstet wurden, und elektrischen Heizgeräten gedeckt werden. Die Emissionen werden damit bereits auf 115 Mio. t CO_2 -Äqiv. gedrückt. Im Jahr 2050 steigt der CO_2 -Preis schließlich auf 90 €/t, was dazu führt, dass auch Erdgas vollständig durch den Einsatz von 313 TW h klimaneutralen Wasserstoff ersetzt wird. Dabei stammen 56 TW h aus eigenen Elektrolyseanlagen. Der Rest wird über Importe aus dem Ausland gedeckt. Die CO_2 -Emissionen reduzieren sich dadurch noch einmal deutlich auf 3,5 Mio. t, was weniger als 1 % des Niveaus von 1990 entspricht. Das Ziel der weitestgehenden Klimaneutralität wäre in diesem Transformationspfad somit erreicht. Verbleibende Emissionsquellen wie Müllverbrennungsanlagen könnten mit CCS-Anlagen versehen werden, um auch diese Treibhausgase aus der Atmosphäre fernzuhalten. Die gesamten Systemkosten belaufen sich für diesen Transformationspfad auf 1,94 Bio. €. Um technologieübergreifend die angenommenen Kostenreduktionen zu erzielen, sind jedoch zusätzlich weitreichende Förderprogramme nötig. Eine mögliche Finanzierungsquelle stellen hier die Einnahmen aus der CO_2 -Steuer da, mit denen außerdem Anreize für die energetische Gebäudesanierung geschaffen werden können.

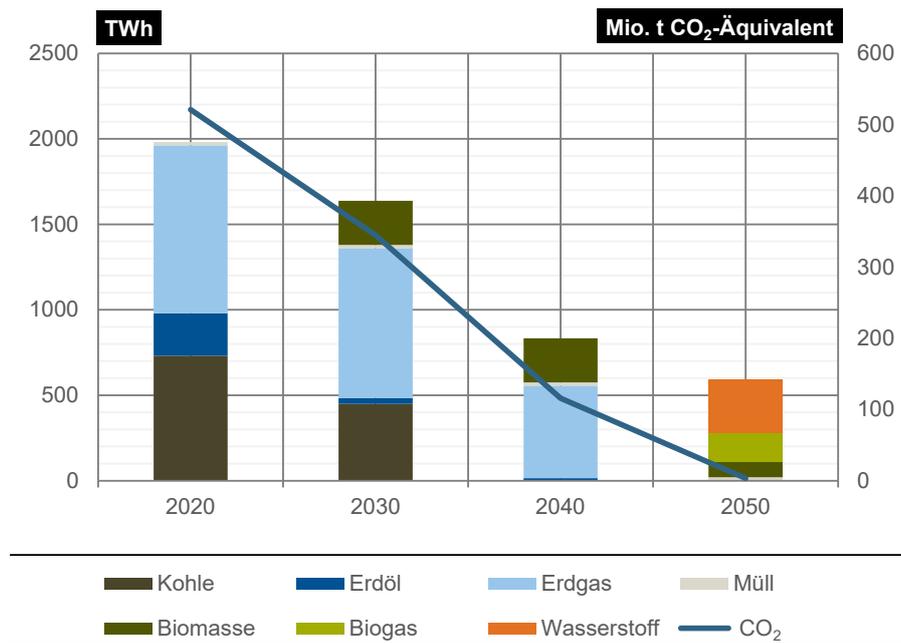


Abbildung 6.26: Brennstoffbedarf und Emissionen für das Szenario Klimaneutralität

6.6 Vergleich der Szenarien

Zum Abschluss des Ergebniskapitels stellt Abbildung 3.1 die vier Transformationspfade in einem Diagramm gegenüber. Die dargestellte Größe ist dabei nicht die erzeugte Wärmemenge, sondern die installierte Leistung der Wärmeerzeuger. Analog zur Modellierungsstruktur in *urbs* und den Technologieparametern in Anhang A beziehen sich die Werte nicht auf die effektive Wärmeleistung sondern auf den Prozessinput. Der abgebildete Rückgang der installierten Leistung um knapp 50 % ist daher unter dem Gesichtspunkt steigender Wirkungsgrade zu relativieren. Zudem werden die Anteile von Technologien mit einem geringen thermischen Wirkungsgrad wie beispielsweise Brennstoffzellen oder Solarthermieanlagen deutlich größer dargestellt als die Anteile von Wärmepumpen. Für eine Analyse des resultierenden Wärmemixes liefern die Abbildungen aus den vorherigen Abschnitten eine intuitivere Darstellung. Bezüglich der Erzeugerleistung kann ausgehend vom Jahr 2020 in allen Szenarien beobachtet werden, dass zunächst ein Austausch alter Ölheizungen (Flüssigkeitsbrenner) zugunsten erneuerbarer Technologien erfolgt. Bis 2040 wird auch die Mehrzahl der konventionellen Gasbrenner ersetzt. In diesem Jahr ist gleichzeitig ein Maximum an Gas-Wärmepumpen und Feststoffbrennern festzustellen, bevor 2050 alle alten Systemgruppen ausscheiden und wieder ein leichter Leistungsrückgang stattfindet. Im Gegensatz zu den Wärmemengen, die sich für die Szenarien um bis zu 30 % unterscheiden, liegen die installierten Leistungen im finalen Jahr nur wenige GW auseinander. Dies erklärt, warum auch die Systemkosten der Transformationspfade dicht beieinanderliegen. Über die Kostenaufschlüsselung aus Tabelle C.11 im Anhang lässt sich dennoch belegen, dass in den Szenarien RF und IN die höchsten Brennstoffkosten auftreten, während im Effizienzscenario ein Großteil der Ausgaben (830 Mrd. €) in die energetische Sanierung fließt. Im Transformationspfad Klimaneutralität werden die Emissionen so stark reduziert, dass trotz des höchsten CO₂-Preises die bundesweiten Emissionsabgaben mit 306 Mrd. € den niedrigsten Wert aufweisen.

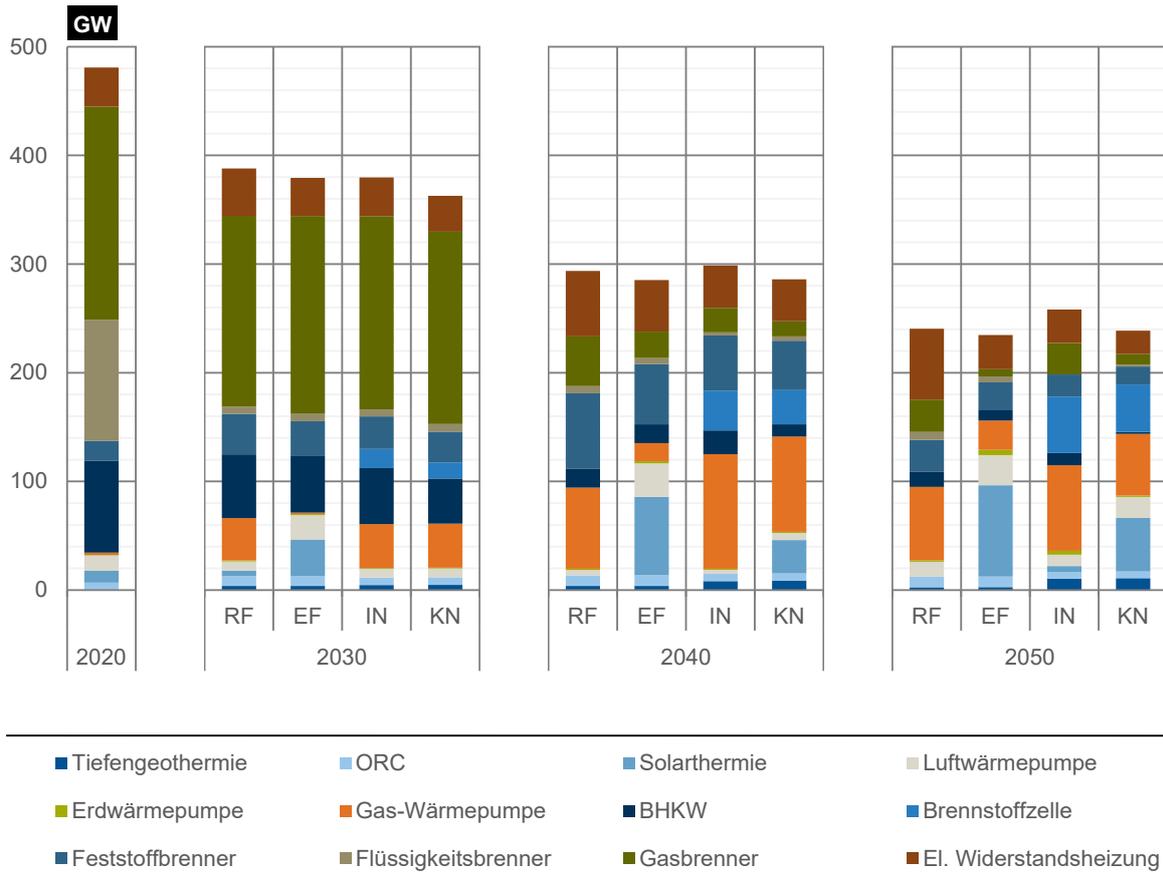


Abbildung 6.27: Installierte Leistung der Wärmeerzeuger in den unterschiedlichen Transformationspfaden

Im Gegensatz zu den installierten Wärmeerzeugern ist bei der installierten Wärmespeicherkapazität in Abbildung C.1 keine konkrete Tendenz zur Reduktion festzumachen. Gleichwohl können in mehreren Szenarien thermochemische Speicherlösungen ihre rein thermischen Pendanten in einigen Anwendungsbereichen verdrängen. Verglichen mit den Wärmespeichern sind die berechneten Anteile für neu installierte Strom- und Gasspeicher verschwindend gering. Das ist einerseits auf die höheren Kosten dieser Technologien zurückzuführen, andererseits darauf, dass Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder Versorgungssicherung keine Berücksichtigung im Modellaufbau finden. Für alle Energiespeichertechnologien ließe sich der Bedarf durch die Simulation mehrerer Eingangsdatenreihen (Klima- und Verbrauchsdaten) genauer abschätzen. Nur durch wiederholte Optimierungsläufe mit unterschiedlichen Daten kann sichergestellt werden, dass auch zu Zeiten einer ausgeprägten Dunkelflaute genügend Speicherreserven vorhanden sind.

7 Diskussion

Die Ergebnisse der Optimierung legen nahe, dass eine Transformation hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem durchaus möglich ist. Über alle vier Szenarien konnte im Strom- und Wärmesektor eine Emissionsreduktion von über 80 % gegenüber 1990 erreicht werden. Für eine weitestgehende Klimaneutralität bedarf es intensiverer Bemühungen und ebenso großer Fortschritte in der Dekarbonisierung des Verkehrssektors, der nicht Gegenstand der Untersuchung war. In jedem Fall müssen von staatlicher Seite die passenden privatwirtschaftlichen Voraussetzungen für eine Umstrukturierung etabliert werden. Es gilt also für den Gesetzgeber, Anreize zu schaffen, dass die Systemgruppen, die das volkswirtschaftliche Optimum bilden, auch für Hauseigentümer, Unternehmer und Wärmenetzbetreiber die ökonomischste Alternative darstellen. Mögliche wirksame Maßnahmen dazu sind gezielte Technologieförderprogramme oder auch die adäquate CO_2 -Bepreisung.

Eine Validierung der Szenarioergebnisse, die 30 Jahre in die Zukunft reichen, ist zum jetzigen Zeitpunkt unmöglich. Lediglich über die Berechnung des Basisjahres konnte eine Plausibilisierung des Vorgehens erreicht werden. Dennoch lieferten die Modellrechnungen teilweise Ergebnisse, die so in der Realität nicht vorkommen oder für die Zukunft in anderen Veröffentlichungen nicht prognostiziert werden. Auf den folgenden Seiten werden solche Fälle genauer beleuchtet und entweder mit Ungenauigkeiten in der Datengrundlage oder Vereinfachungen der Modellstruktur erklärt. Zudem werden strittige Modellierungsentscheidungen begründet und alternative Strategien aufgezeigt.

7.1 Diskussion der Datengrundlage

In den Optimierungen auf Systemgruppenebene hat sich gezeigt, dass für den Ausbau von Solarthermieanlagen signifikante Kostenreduktionen erforderlich sind. In der Realität lohnt sich der Zubau von Solarkollektoren für den Betreiber jedoch schon heute bei einer Abschreibungsdauer von 15 bis 20 Jahren [42, S. 68]. Für die spezifischen Investitionskosten konnten zwar mehrere Quellen angeführt werden, bei der installierten thermischen Leistung dieser Anlagen handelt es sich jedoch mehr um einen theoretischen Wert. Die obere Leistungsgrenze wird primär nicht durch die Bauweise des Kollektors, sondern durch die geographischen Gegebenheiten festgelegt. Die Bezifferung der Investitionskosten in $\text{€}/\text{m}^2$ ist daher die präzisere Einheit, wird aber von *urbs* nicht unterstützt. Neben den Investitionskosten basiert auch der gemittelte Jahresnutzungsgrad auf Annahmen zur installierten Leistung. Liegt diese tatsächlich unter der Schätzung aus [40], würde sich der Kapazitätsfaktor der Anlagen dementsprechend verbessern.

Auf Bundesebene konnte außerdem beobachtet werden, dass der Ausbau von Systemgruppen mit Luftwärmepumpen gegenüber jenen mit Erdwärmepumpen aufgrund geringerer Kosten in allen Transformationspfaden vom Solver bevorzugt wird. Bei der Investitionsentscheidung für einen bestimmten Wärmepumpentyp spielen in der Realität jedoch neben den ökonomischen auch geographische und rechtliche Kriterien eine Rolle, die im Modell nicht erfasst werden. So können bei der Installation von Luftwärmepumpen Schallgutachten notwendig werden, die belegen, dass gesetzliche Lärmpegel eingehalten werden. In diesen Fällen, oder wenn die geographischen Gegebenheiten im Untergrund lokal besonders günstig sind, stellen Erdwärme-

pumpen sinnvolle Alternativen dar. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der Bestand von Erdwärmepumpen in Zukunft deutlich über den Modellrechnungen liegt. Nabe [56, S. 17] prognostiziert einen ausgeglicheneren Wärmepumpenmarkt mit einem Marktanteil für Erdwärmepumpen von 46 %.

Ebenfalls mit Unsicherheiten belegt sind die Brennstoffpreise für den Endverbraucher aus Tabelle A.13. Im Streben nach einer möglichst schlanken Modellstruktur wurden die Brennstoffe auf Systemgruppenebene in lediglich drei Kategorien (Fest-, Flüssig- und Gasbrennstoff) eingeteilt. In Wirklichkeit bestehen auch innerhalb dieser Kategorien enorme Preisunterschiede, die vom Modell nicht erfasst werden. Exemplarisch seien hier Holzpellets, Hackschnitzel und Braunkohle genannt, die alle unter die Kategorie Festbrennstoff fallen, deren Preise in €/kWh jedoch um den Faktor zehn auseinander liegen. Ein detailliertes Ergebnis könnte also dadurch erreicht werden, indem die Brennstoffauswahl für die Systemgruppen verfeinert würde. Damit ließen sich auch szenariospezifische Kostenentwicklungen, wie sie sich durch eine unterschiedliche CO₂-Bepreisung ergeben, realistischer darstellen. Im Gegenzug müsste jedoch ein deutlich höherer Rechenaufwand in Kauf genommen werden, da neue Brennstoffe ebenfalls neue Wärmeerzeuger verlangen, deren Ausbau wiederum mit zusätzlichen ganzzahligen Variablen verknüpft wäre.

7.2 Diskussion der Modellstruktur

Nachdem im vorherigen Abschnitt auf Unsicherheiten und Vereinfachungen der Datengrundlage eingegangen wurde, sollen im Folgenden grundsätzliche Entscheidungen zur Modellstruktur diskutiert werden.

In dieser Arbeit wurde ein zweistufiger Ansatz entwickelt, der die Ausbauplanung zunächst auf Systemgruppenebene durchführt, bevor die Skalierung auf das gesamte Bundesgebiet erfolgt. Dabei wurden die Fragen beantwortet, wie sich die kostenoptimale Wärmeversorgung für einzelne Gebäude und aus volkswirtschaftlicher Perspektive zusammensetzt. Für die Optimierung in *urbs* wurden dazu zwei separate Modelle aufgebaut und gelöst, wobei die Ergebnisse der Systemgruppenbetrachtung wiederum den Input für die deutschlandweite Berechnung darstellen. Dabei wurden die Gebäude nicht mehr als Regionen, sondern als Prozesse modelliert, deren Ausbauplanung vom Solver optimiert werden kann. Die Modelle mit ganzzahligen Variablen blieben so vergleichsweise kompakt und ließen sich für jedes Szenario mit der zur Verfügung stehenden Hardware¹ in unter einer Woche lösen. Die bundesweite Ausbauplanung im zweiten Schritt ist ein rein lineares Optimierungsproblem, weshalb der Rechenaufwand deutlich kleiner ausfällt.

Der zweistufige Ansatz besitzt einerseits erhebliche Vorteile bei der Modellkomplexität, andererseits verhindert die Abhängigkeit zwischen den beiden Modellebenen eine echte intertemporale Optimierung bis auf Systemgruppenebene. Die Kosten für eine Systemgruppe ändern sich zwar von Jahr zu Jahr, für die Struktur der Wärmeversorgung und den Brennstoffbedarf sind im zweiten Optimierungsschritt aber nur Konfigurationen aus dem Ausgangsjahr und aus dem finalen Jahr der Optimierung verfügbar. Die Aufteilung von Wärme- und Stromnachfrage auf zwei Optimierungsschritte erlaubt außerdem keinen direkten Vergleich der Wärme- und Stromspeichertechnologien. Ebenso kann das Potenzial von P2H sowie Power-to-Heat-to-Power (P2H2P) nicht realistisch evaluiert werden, da der Wärmemarkt auf Bundesebene als statisch angenommen wird. Zudem erfolgt der Datentransfer zwischen den Modellen lediglich teilautomatisiert, wodurch personelle Ressourcen gebunden und zusätzliche menschliche Fehlerquellen riskiert werden.

Die Verknüpfung zu einem Gesamtmodell, das beide Betrachtungsebenen vereint, würde diese strukturellen Nachteile beheben. Das erfordert jedoch die Einführung neuer Variablen in *urbs*, mit denen sich nicht nur Prozesse, sondern ganze Regionen (Wärmesystemgruppen) in einem zeitlich konstanten Verhältnis skalieren lassen. Mit diesen neuen Problemdimensionen erhöht sich auch die Modellkomplexität. Gleichzeitig müssen

¹Zum Einsatz kam dabei eine virtuelle Maschine mit 40 Intel Xeon Prozessoren der Skylake Serie mit einer Taktfrequenz von je 2,4 GHz, die von insgesamt 180 GB Arbeitsspeicher unterstützt werden.

bei diesem Ansatz auf Systemgruppenebene keine Wärmeerzeugerkonfigurationen (siehe Tabellen 3.1, B.1) mehr vorgegeben werden. Stattdessen könnten die Systemgruppen nach dem „Grüne-Wiese-Ansatz“ frei mit Wärmeerzeugern ausgestattet werden. Aus den Ergebnissen der bundesweiten Optimierung ist nicht zuletzt deutlich geworden, dass bei Weitem nicht alle Konfigurationen tatsächlich vom Optimierer genutzt und ausgebaut werden. Es genügt also, dem Modell lediglich drei bis vier freie Slots für jeden Systemgruppentyp zur Verfügung zu stellen. Trotz der reduzierten Systemgruppenvielfalt kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschließend beantwortet werden, ob ein solches kombiniertes Modell mit ganzzahligen und intertemporalen Problemdimensionen auf der vorhandenen Hardware lösbar wäre.

Eine weitere kritische Design-Entscheidung war die Kategorisierung der Wärmeverbraucher in fünf Systemgruppentypen, die jeweils von nur einer Nachfragekurve repräsentiert werden. Diese Anzahl wurde bewusst niedrig gewählt, da für jeden Typ auf Bundesebene eine rechenintensive, intertemporale Ausbauplanung erfolgt. Dabei wird jedoch unterschlagen, dass Gebäude des gleichen Typs aufgrund ihres Alters und ihres Baustandards signifikante Unterschiede im Wärmelastgang aufweisen können. Für Industriebetriebe ist zusätzlich die Branche entscheidend, in welchem Temperaturband die Nachfrage auftritt. Eine feinere Untergliederung der Systemgruppentypen könnte die Vorteile von Erzeugungstechnologien bei speziellen Nachfragestrukturen stärker herausarbeiten und so die Qualität der Ergebnisse weiter verbessern. Dazu müsste jedoch bei der Optimierung auf Bundesebene ein erhöhter Rechenaufwand in Kauf genommen werden. In einem Projekt mit längerer Laufzeit und hoher verfügbarer Rechenleistung kann eine solche Erweiterung aber durchaus sinnvoll sein.

Bei der Kategorisierung der Temperaturniveaus und der Größenklassen von Erzeugungsanlagen wurde ebenfalls ein Kompromiss zwischen Genauigkeit und Modellkompaktheit gewählt. Eine feinere Einteilung der Temperaturbänder würde hier die Stärken verschiedener Technologien und Brennstoffe noch besser zur Geltung bringen. Bei den Größenklassen ließen sich ebenfalls neue Kategorien implementieren, von denen Technologien mit ausgeprägten Skaleneffekten (wie BHKW) weiter profitieren könnten. Dieser Ansatz ist jedoch nur zielführend, wenn auch die notwendigen Daten zur Verfügung stehen, um die neuen Klassen wirklichkeitsnah zu parametrieren. Bei der Alternative zu immer feineren Kategorien, nämlich der Implementierung von eigenen Funktionen für Wirkungsgrade und Investitionskosten, müsste man jedoch die Linearität des Optimierungsmodells aufgeben.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die ambitionierten energiepolitische Ziele der Bundesregierung bis 2050 erfordern einen grundlegenden Umbau des deutschen Energiesystems. Da speziell der Wärmemarkt von einer dezentralen Versorgungsstruktur geprägt ist, muss die Umstrukturierung nicht nur bei den Versorgungsunternehmen, sondern auch beim Endverbraucher vorangetrieben werden. Mit Hilfe eines Energiesystemmodells, das Strom- und Wärmesektor umfasst, wurden in der Arbeit Perspektiven aufgezeigt, welche Kombinationen aus thermischen und elektrischen Erzeugungsanlagen sowie Speichern in der Lage sind, Emissionsziele zu erfüllen.

Als Anknüpfungspunkt diente dazu das Strommarktmodell von Dimitripoulos [39], das die deutsche Elektrizitätsversorgung in der Modellierungsumgebung *urbs* als Kupferplatte abbildet. Für die Wärmeversorgung ist die Vereinfachung als Einknotenmodell jedoch nicht zulässig, da kein bundesweites Wärmenetz existiert. Das in dieser Arbeit entwickelte Wärmemodell beruht auf dieser inhärenten Dezentralität und berücksichtigt zudem die starke Temperatursensitivität am Wärmemarkt. Zunächst wurden dazu für verschiedene Nachfragestandorte (z.B. Einfamilienhäuser oder Industriebetriebe) repräsentative Systemgruppen modelliert. Diese zeichnen sich durch charakteristische Wärmelastgänge aus, die mithilfe der Methoden von [30] bzw. [118] erzeugt wurden. Die Lastgänge wiederum enthalten je nach Standort Anteile aus verschiedenen Temperaturbändern, um die Limitierung bestimmter Erzeugungstechnologien zu erfassen. Beruhend auf diversen Prognosen zur Klimaerwärmung und energetischer Gebäudesanierung, wird Form und Zusammensetzung der Lastgänge in den vier betrachteten Entwicklungspfaden angepasst. Auf der Erzeugerseite wurden Brennermodelle implementiert, die über den feuerungstechnischen Wirkungsgrad Abgasverluste auf den unterschiedlichen Temperaturniveaus berücksichtigen. Gleichzeitig erlauben sie die realitätsnahe Darstellung von Abwärmenutzung in Industriebetrieben. Für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen wurden Modelle verwendet, die den zeitlich variablen Wärmeertrag der Anlagen in Abhängigkeit der aktuellen klimatischen Bedingungen ausgeben. Nur so lassen sich saisonale Angebotsschwankungen und der Bedarf an thermischen Speichern korrekt abschätzen.

Nachdem im ersten Schritt die kostenoptimale Einsatzplanung der Wärmeerzeuger für die repräsentativen Nachfragestandorte erfolgt ist, wurden die Systemgruppen im zweiten Schritt mit dem bestehenden Strommarktmodell verknüpft. Jede dieser Systemgruppen besitzt eine zeitlich aufgelöste Strombilanz, die sich aus dem Einsatz von elektrischen Heizgeräten und KWK-Anlagen ergibt. Darüber werden auch die saisonalen Einflüsse der Sektorkopplung auf das Stromsystem abgebildet. Für das resultierende bundesweite System wurde das Optimierungsproblem formuliert, die Strom- und Gebäudenachfrage durch den Ausbau von Stromerzeugungsanlagen und Systemgruppen kostenoptimal zu decken. Ausgehend von einem Basisjahr, das die existierende Infrastruktur miteinbezieht, wurden für vier mögliche Entwicklungspfade (RF, EF, IN und KN) intertemporale Optimierungen mit einem Stützintervall von 10 Jahren bis zum Jahr 2050 durchgeführt.

Szenarioübergreifend konnte dabei eine deutliche Zunahme von Wärmepumpen im Wärmemix festgestellt werden, wobei das Verhältnis von strom- zu gasbetriebenen Geräten eine starke Abhängigkeit von den ökonomischen Nebenbedingungen gezeigt hat. Werden technische Restriktionen überwunden, erfahren auch Brennstoffzellen und Geothermieanlagen signifikante Zuwächse. Der Anteil konventioneller Heizungen geht dagegen aufgrund hoher Brennstoffkosten immer weiter zurück. Auf Seiten der Stromerzeugung gelingt es, einen Großteil der Nachfrage mittels Windkraftanlagen und Photovoltaik zu decken. Abhängig vom gewählten

CO_2 -Preis, sind GuD-Kraftwerke als Ergänzung installiert. Zusätzlicher Bedarf an Stromspeichern ist in keinem der vier Entwicklungspfade feststellbar, da der Lastausgleich über den europäischen Strommarkt oder P2G-Anlagen die günstigere Alternative darstellt.

Im Diskussionsteil der Arbeit wurde speziell auf die Entscheidung eingegangen, an mehreren Punkten im Modell diskrete Kategorien einzuführen. Im selben Zug wurde erläutert, inwieweit über eine feinere Einteilung eine höhere Abbildungsgüte erreicht werden kann, sofern die benötigten Eingangsdaten zur Verfügung stehen. Die Vereinigung beider Optimierungsschritte auf Systemgruppen- und Bundesebene zu einem übergreifenden Modell würde zudem die Möglichkeiten der KWK-Flexibilisierung besser erfassen und den händischen Arbeitsaufwand, welcher zum Datentransfer nötig ist, verringern. All diese strukturellen Modifikationen eint jedoch ein signifikanter Anstieg der Modellkomplexität. Für zukünftige Untersuchungen auf diesem Gebiet sind daher hinreichende Hardwarekapazitäten und Projektlaufzeiten vorzusehen. Neben strukturellen Änderungen lassen sich neue Erkenntnisse aber auch über eine reine Variation von Klimadatenreihen, Technologiekosten, Wirkungsgraden oder Lebensdauern gewinnen. Die weiterführende Differenzierung der Brennstoffeigenschaften- und -kosten bietet zusätzliche Analysepotenziale. Damit das Modell auch bei technologischen Neuentwicklungen aussagefähig bleibt, lassen sich Prozesse oder Verbrauchsgüter in *urbs* einfach über die Angabe zentraler Parameter ergänzen.

Zwei nahe liegende Erweiterungen zur vorliegenden Szenariostudie wären die Berücksichtigungen des Kältebedarfs und des Verkehrssektors. Vor dem Hintergrund der globalen Klimaerwärmung gewinnt die Bereitstellung von Klimakälte in Gebäuden zunehmend an Bedeutung. Da sich ihre Funktionsweise umkehren lässt, können strombetriebene Wärmepumpen prinzipiell auch als Kompressionskältemaschinen verwendet werden, sodass sich die Einsatzzeiten der Anlagen über die Sommermonate ausdehnen lassen. Sorptionskältemaschinen nutzen dagegen Wärme zur Kälteerzeugung und können so KWK-Anlagen zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) aufwerten. Mit einer steigenden Bedeutung der Klimakälte und einer Implementierung dieser neuen Funktionalitäten könnten sich neue Erzeugungsstrukturen herauskristallisieren, die auch auf Bundesebene den Energiemix entscheidend beeinflussen. Noch größere Verschiebungen sind von einer Modellerweiterung um den Verkehrssektor zu erwarten. Hieraus ergeben sich über Elektrofahrzeuge einerseits neue Möglichkeiten der Energiespeicherung, andererseits wird damit ein weiterer Nachfragezweig für Strom und Treibstoffe eingeführt. Für das gesamte Energiesystem bedeutet das, dass die vorhandenen Ressourcen mit zusätzlichen Verbrauchern aufgeteilt werden müssen. Selbiges gilt für die bundesweiten CO_2 -Emissionen. Statt einen festen Betrag für den Verkehrssektor zu reservieren, könnten die sektoralen Emissionsbudgets in einem integrierten Energiesystem frei verteilt werden.

Ein Energiesystemmodell, wie es in dieser Arbeit entwickelt wurde, ist nicht im Stande die komplexe Wirklichkeit detailliert abzubilden. Doch auch mit einigen Vereinfachungen lassen sich zentrale Aspekte einer nachhaltigen und kostengünstigen Transformation der Energieversorgung erkennen. Mit den genannten einfachen Erweiterungsoptionen kann das Modell auch für zukünftige Arbeiten auf diesem Gebiet ein nützliches Werkzeug darstellen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Schematischer Aufbau der Arbeit	2
Abbildung 2.1:	Endenergieverbrauch in Deutschland 2018; Daten aus [4].....	6
Abbildung 2.2:	Wärmemix in Deutschland 2018; Fernwärme ohne EE; Daten aus [4, 10]	7
Abbildung 2.3:	Energieflussdiagramm für Wärme aus Strom (oben) und Kohle (unten); PEF aus [21]	9
Abbildung 2.4:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und CO_2 -Emissionen pro kWh seit 2000; Daten aus [4]	10
Abbildung 2.5:	Zielkorridor für eine Emissionsreduktion um 80% im Gebäudebereich. Restriktionen im Bereich EE-Wärme und Energieeffizienz berücksichtigt; Darstellung angelehnt an [25, S. 15]	11
Abbildung 2.6:	Normierte Lastgänge für Strom und Raumwärme; Stromdaten aus [29], Wärmelastgang aus [30].....	12
Abbildung 2.7:	Monatliche Wärmeverluste eines kubischen sensiblen Wärmespeichers nach KWKG-Förderkriterium in Abhängigkeit der Kantenlänge in m	13
Abbildung 2.8:	Qualitativer Vergleich verschiedener Energiespeichertechnologien; Wirkungsgrad bezogen auf eine Speicherdauer von drei Monaten; Daten aus [38, 24, 39]	14
Abbildung 2.9:	Schematische Funktionsweise eines Flackollektors mit relevanten Energieströmen	16
Abbildung 2.10:	Schematische Funktionsweise einer hydrothermalen Geothermieanlage (links) gegenüber einer HDR-Anlage (rechts), beide mit Kogeneration	17
Abbildung 2.11:	Energieflussdiagramm Luftwärmepumpen (oben) und Gas-Wärmepumpen (unten) PEF aus [21]	19
Abbildung 2.12:	Schematische Funktionsweise eines BHKW mit Kolbenmotor	21
Abbildung 2.13:	Schematische Darstellung des betrachteten Energiesystems. Der blaue Teil umfasst das bestehende Strommarktmodell. Die Komponenten des Wärmemarktes (orange) sind noch zu modellieren.	24
Abbildung 3.1:	Darstellung der betrachteten Szenarien im Zeithorizont bis 2050	25
Abbildung 3.2:	Angenommener CO_2 Preis und THG-Budget für unterschiedliche Entwicklungspfade	27
Abbildung 3.3:	Darstellung eines zweidimensionalen linearen Optimierungsmodells mit den Prozesskapazitäten x_1 und x_2 sowie der Kostenfunktion $k^T x$	29
Abbildung 3.4:	Erweiterung eines zweidimensionalen linearen Optimierungsmodells um diskrete Ausbaustufen für die Entscheidungsvariablen x_1 und x_2	30

Abbildung 3.5:	Exemplarische Darstellung des zweistufigen Optimierungsverfahrens mit Deckung der Wärmenachfrage auf Systemgruppenebene (links) und bundesweiter Ausbauplanung für Gebäudetypen (rechts).....	32
Abbildung 3.6:	Implementierung einzelner Systemgruppen mit individuellen Lastgängen im Gesamtenergiesystem am Beispiel eines Einfamilienhauses mit Stromlastgang	34
Abbildung 4.1:	Vergleich zweier SLP zur Abbildung von Verbrauchswerten als Funktion der Allokationstemperatur.....	38
Abbildung 4.2:	Stündliche Lastfaktoren für ein durchschnittliches EFH in Abhängigkeit der Allokationstemperatur; Daten aus [87, S. 71], Baualter Klasse 11	39
Abbildung 4.3:	Resultierende jährliche Wärmenachfrage in Deutschland aufgelöst auf ein $0,75 \times 0,75^\circ$ großes Raster	40
Abbildung 4.4:	Schema zur Synthetisierung von Temperatur-Zeitreihen für das gesamte Bundesgebiet auf Basis der klimatischen Analogie zwischen Berlin und Saragossa; Temperaturdaten aus [90]	42
Abbildung 4.5:	Graphische Aufschlüsselung des Stromlastgangs mittels synthetischer Lastprofile für eine Woche	44
Abbildung 4.6:	Resultierende Lastgänge für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme; Klima- und Verbrauchsdaten für das Bezugsjahr 2008	45
Abbildung 4.7:	Betrachtete Systemgruppen des Wärmemodells	47
Abbildung 5.1:	schematische Darstellung eines repräsentativen Brennerprozesses mit Wärme auf vier unterschiedlichen Temperaturniveaus als Ausgangsgrößen	51
Abbildung 5.2:	Schematische Darstellung der Brennstoffaufbereitung.....	51
Abbildung 5.3:	Vergleich der Kapazitätsfaktoren für Solarthermie und Photovoltaik über ein Jahr; PV-Werte aus [114]	54
Abbildung 5.4:	Quadratische Regressionsmodelle für das Verhältnis von COP und Temperaturdifferenz	55
Abbildung 5.5:	Resultierende COP-Zeitreihen für Luft- und Erdwärmepumpen auf den Temperaturniveaus Q_1 und Q_2	56
Abbildung 6.1:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe MFH 4	58
Abbildung 6.2:	Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe MFH 1	58
Abbildung 6.3:	Berechneter Wärmemix für das Basisjahr 2020	59
Abbildung 6.4:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe EFH 1	61
Abbildung 6.5:	Ein- und Ausspeicherverhalten des thermischen Speichers in der Systemgruppe EFH 1	62
Abbildung 6.6:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe WVN 1	62
Abbildung 6.7:	Berechneter Wärmemix für das Referenzszenario 2050	63
Abbildung 6.8:	Brennstoffbedarf und Emissionen für das Referenzszenario	65
Abbildung 6.9:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe GHD 2	66
Abbildung 6.10:	Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe GHD 2.....	66

Abbildung 6.11:	Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in gewerblichen Gebäuden unter den Bedingungen des Effizienzscenario	67
Abbildung 6.12:	Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Wärmeverteilnetzen unter den Bedingungen des Effizienzscenario	67
Abbildung 6.13:	Berechneter Wärmemix für das Effizienzscenario 2050	68
Abbildung 6.14:	Brennstoffbedarf und Emissionen für das Effizienzscenario	69
Abbildung 6.15:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe EFH 1	71
Abbildung 6.16:	Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe EFH 1	71
Abbildung 6.17:	Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Einfamilienhäusern unter den Bedingungen des Innovationsszenario	72
Abbildung 6.18:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe WVN 1	73
Abbildung 6.19:	Ein- und Ausspeicherverhalten des thermischen Speichers in der Systemgruppe WVN 1	73
Abbildung 6.20:	Berechneter Wärmemix für das Innovationsszenario 2050	74
Abbildung 6.21:	Brennstoffbedarf und Emissionen für das Innovationsszenario	75
Abbildung 6.22:	Deckung des Wärmelastgangs in der Systemgruppe IND 4	76
Abbildung 6.23:	Speicherstand des thermischen Speichers in der Systemgruppe IND 4	77
Abbildung 6.24:	Geordnete Grenzkosten der Wärmeerzeugung in Industriebetrieben unter den Bedingungen des Szenario Klimaneutralität	78
Abbildung 6.25:	Berechneter Wärmemix für das Szenario Klimaneutralität 2050	79
Abbildung 6.26:	Brennstoffbedarf und Emissionen für das Szenario Klimaneutralität	80
Abbildung 6.27:	Installierte Leistung der Wärmeerzeuger in den unterschiedlichen Transformationspfaden	81
Abbildung A.1:	Angenommene volkswirtschaftliche Kostenentwicklung für modellrelevante Brennstoffe; Für Kohle wurden die Werte von Braun- und Steinkohle gemittelt. Werte für biogene Kraftstoffe aus Abschnitt 5.1.2	xxiv
Abbildung B.1:	Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien für das Bezugsjahr 2008, das Effizienzscenario und das Szenario Klimaneutralität	xxvi
Abbildung B.2:	Anteil an Heizungsanlagen mit einer Vorlauftemperatur >60 °C in Abhängigkeit der Sanierungsrate	xxvi
Abbildung C.1:	Installierte Energiespeicherkapazität in den unterschiedlichen Transformationspfaden	xxviii

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Mögliche Wärmeerzeugerkonfigurationen für die Systemgruppe vom Typ EFH gesetzt, o: optional, -: nicht verfügbar	32
Tabelle 4.1:	Veränderung der Sigmoidparameter für verschiedene Wärmebedarfe und Sanie- rungsraten	41
Tabelle 4.2:	Aufteilung des Wärmebedarfs nach Sektor und Temperaturniveau; Zahlenwerte aus [27, 102] für das Bezugsjahr 2008	46
Tabelle 5.1:	Abgasverluste und feuerungstechnischer Wirkungsgrad bei der idealisierten Verbren- nung von Methan	50
Tabelle 5.2:	Variable Kosten für biogene Brennstoffe. Für Gasbrennstoffe wurde angenommen, dass 50 % des Biogases für eine Netzeinspeisung zu Biomethan aufbereitet werden.	52
Tabelle 5.3:	Parameter für das Kollektormodell aus Gleichung 5.9.....	53
Tabelle 6.1:	Berechneter Strommix für das Basisjahr 2020	60
Tabelle 6.2:	Berechneter Strommix für das Referenzszenario im Jahr 2050	64
Tabelle 6.3:	Berechneter Strommix für das Effizienzzenario im Jahr 2050	69
Tabelle 6.4:	Berechneter Strommix für das Innovationsszenario im Jahr 2050	74
Tabelle 6.5:	Berechneter Strommix für das Szenario Klimaneutralität im Jahr 2050	79
Tabelle A.1:	Angenommene Technologieparameter für Solarthermie; Wärmeausbeute in Relation zum Jahresnutzungsgrad auf Niveau Q_1	xix
Tabelle A.2:	Angenommene Technologieparameter für geothermische Bohrungsanlagen; Inves- titionskosten werden mit einem Anteil von 52% [51, S. 22] aus den Werten für ein geothermisches Kraftwerk abgeleitet.....	xix
Tabelle A.3:	Angenommene Technologieparameter für ORC-Anlagen	xx
Tabelle A.4:	Angenommene Technologieparameter für Luftwärmepumpen.....	xx
Tabelle A.5:	Angenommene Technologieparameter für Erdwärmepumpen	xxi
Tabelle A.6:	Angenommene Technologieparameter für Gas-Wärmepumpen.....	xxi
Tabelle A.7:	Angenommene Technologieparameter für BHKW	xxii
Tabelle A.8:	Angenommene Technologieparameter für Brennstoffzellen	xxii
Tabelle A.9:	Angenommene Technologieparameter für elektrische Widerstandsheizger, Gas-, Öl-, und Feststoffbrenner; Aufgrund der technologischen Ausgereiftheit werden szenario- übergreifend keine Kostenreduktionen angenommen.	xxiii
Tabelle A.10:	Angenommene Technologieparameter für thermische Speicher	xxiii

Tabelle A.11:	Angenommene Technologieparameter für thermochemische Speicher	xxiii
Tabelle A.12:	Ökonomische Modellparameter des Strommarktmodells aus [39]; Stützjahre ergänzt mit den Daten aus [123] und [118]	xxiv
Tabelle A.13:	Angenommene Kosten und Einspeisevergütungen für unterschiedliche Endverbraucher- klassen; Die Werte orientieren sich an den Daten aus [127, 128].	xxiv
Tabelle B.1:	Mögliche Wärmeerzeugerkonfigurationen für die Systemgruppe vom Typ IND und WVN gesetzt, o: optional, -: nicht verfügbar EFH, MFH und GHD gilt die selbe Konfigurationsmatrix aus Tabelle 3.1	xxv
Tabelle B.2:	SLP-Parameter und Wochentagsfaktoren für unterschiedliche Gebäudetypen.....	xxv
Tabelle B.3:	Temperaturabhängige Jahresnutzungsgrade für verbrennungsbasierte Heizsysteme; Stützwert aus Kemmler [11, S. 64]	xxv
Tabelle C.1:	Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesys- temgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kW h für das Basisjahr 2020; Fettgedruckte Werte signalisieren vorgegebene Wärmeerzeuger.	xxviii
Tabelle C.2:	Installierte Wärmesystemgruppen für das Basisjahr 2020	xxviii
Tabelle C.3:	Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesys- temgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kW h für das Referenz- szenario	xxix
Tabelle C.4:	Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Referenzszenario	xxix
Tabelle C.5:	Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesys- temgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kW h für das Effizienzze- nario	xxx
Tabelle C.6:	Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Effizienzzenario	xxx
Tabelle C.7:	Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesys- temgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kW h für das Innovati- onsszenario	xxxi
Tabelle C.8:	Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Innovationsszenario	xxxi
Tabelle C.9:	Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesys- temgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kW h für das Szenario Klimaneutralität	xxxii
Tabelle C.10:	Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Szenario Klimaneutralität	xxxii
Tabelle C.11:	Systemkosten für die unterschiedlichen Transformationspfade aufgeteilt nach Kosten- gruppen in Mrd. €	xxxiii

Literaturverzeichnis

- [1] World Meteorological Organization, Hrsg. „*Proceedings of the World Climate Conference*,“ World Climate Conference (Genf, 12.–23. Feb. 1979). United Nations. 1979.
- [2] Europäische Kommission, Hrsg. „*The European Green Deal*,“ Brüssel, 11. Dez. 2019. Verfügbar: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf.
- [3] B. Burger. „Nettostromerzeugung in Deutschland in 2019,“ [Online]. Verfügbar: https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2019.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft & Technologie. „Energiedaten und -szenarien,“ [Online]. Verfügbar: https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304670.
- [5] A. Pfnür et al. „*Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung*,“ hrsg. von ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung und Forschungszentrum Betriebliche Immobilienwirtschaft FBI. Darmstadt, 2016. Verfügbar: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/studie_dezentrale_vs_zentrale_waermeversorgung.pdf.
- [6] S. Kempe. „*Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell*,“ 2014. DOI: 10.18419/OPUS-2338.
- [7] A. Paar et al. „*Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien*,“ Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung, 2013.
- [8] D. Eller, *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015, ISBN: 978-3-658-10560-0. DOI: 10.1007/978-3-658-10561-7.
- [9] K. Langeheinecke et al., *Thermodynamik für Ingenieure*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017, ISBN: 978-3-658-14300-8. DOI: 10.1007/978-3-658-14301-5.
- [10] M. Deutsch et al. „*Wie werden Wärmenetze grün?*,“ hrsg. von Agora Energiewende. Berlin, 2019. Verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf.
- [11] A. Kemmler et al. „*Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen*,“ hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau: Prognos AG, 2017.
- [12] D. Bohne, *Technischer Ausbau von Gebäuden*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019, ISBN: 978-3-658-21436-4. DOI: 10.1007/978-3-658-21437-1.
- [13] N. Krzikalla et al., *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*, Bochum, Ponte Press, 2013, ISBN: 3920328647.
- [14] M. Schlesinger et al. „*Entwicklung der Energiemärkte*,“ hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft & Technologie. Basel: Prognos AG und EWI, GWS, 2014. Verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-enderbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

- [15] H. Hecking et al. „*The energy market in 2030 and 2050*,“ hrsg. von ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Köln, 2018. Verfügbar: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energy_market_2030_2050_web.pdf.
- [16] Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks, Hrsg. „*Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2018*,“ Sankt Augustin, 2019. Verfügbar: <https://www.schornsteinfeger.de/anlagenbestand-in-deutschland.aspx>.
- [17] V. Wesselak et al., *Handbuch Regenerative Energietechnik*, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 2017, ISBN: 978-3-662-53072-6. DOI: 10.1007/978-3-662-53073-3.
- [18] C. Vogel et al. „*Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken*,“ hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2011. Verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9086_Studie_Die_Mitverbrennung_holzartiger_Biomasse_Kohlekraftwerken.pdf.
- [19] D. Rabenstein. „*Bilanzierung von CO₂-Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen in Hamburg*,“ hrsg. von HafenCity Universität Hamburg. 2019. Verfügbar: <https://www.hamburger-energiesch.de/WP-Server/wp-content/uploads/2019/02/Bilanzierung-von-CO2-aus-M%C3%BCllverbrennungsanlagen-in-Hamburg.pdf>.
- [20] M. Petersen und B. Ozlem. „*Zukunft Wärmenetzsysteme*,“ hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, 2017. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170615_Strategiepapier-Zukunft-Waermenetzsysteme.pdf.
- [21] Wissenschaftliche Dienste. „*Primärenergiefaktoren Sachstand*,“ hrsg. von Deutscher Bundestag. Berlin, 2016. Verfügbar: <https://www.bundestag.de/resource/blob/487664/1a1c2135f782ff50b84eb3e7e0c85ef3/wd-5-103-16-pdf-data.pdf>.
- [22] dpa, Hrsg. „*Bundestag hebt Verbot von Nachtspeicherheizungen auf*,“ Berlin, 17. Mai 2013.
- [23] C. Bode und G. Schmitz, „Influence of Excess Power Utilization in Power-to-Heat Units on an Integrated Energy System with 100 % Renewables,“ in *Proceedings of the 13th International Modelica Conference, Regensburg, Germany, March 4–6, 2019*, 2019, S. 413–422, DOI: 10.3384/ecp19157413.
- [24] A. Vandersickel, „Strom- und Wärmespeicher“ Vandersickel, Annelies, Vorlesungsskript, Technische Universität München, München, 2018.
- [25] BMWi. „*Energieeffizienzstrategie Gebäude*,“ hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, 2015. Verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=25.
- [26] M. Pehnt et al. „*100% Wärme aus erneuerbaren Energien*,“ hrsg. von ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg, 2014. Verfügbar: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/EE_Waerme_Endbericht-Band-0-Zusammenfassung-V5.pdf.
- [27] N. Thamling et al. „*Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude*,“ Berlin: Bundesstelle für, 2015.
- [28] Susana Paardekooper et al., „Heat Roadmap Germany: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps,“ 2018. Verfügbar: https://vbn.aau.dk/ws/files/287930627/Country_Roadmap_Germany_20181005.pdf.
- [29] T. Müller. „Marktdaten,“ [Online]. Verfügbar: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download/marktdaten/726#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22%3A2%22selectedSubCategory%22%3A5%22selectedRegion%22%3A%22DE%22%22from%22%3A1451602800000%22to%22%3A1483225199999%22selectedFileType%22%3A%22CSV%22%7D>.
- [30] O. Ruhнау et al., „Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling,“ *Scientific data*, Bd. 6, Rn. 1, S. 189, 2019, DOI: 10.1038/s41597-019-0199-y. eprint: 31575870.

- [31] I. Stadler, *Energiespeicher*, Berlin, Springer Vieweg, 2014, ISBN: 978-3-642-37379-4. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- [32] W. Gehrler, „Powervision 2040,“ *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, Bd. 128, Rn. 9, S. 306–308, 2011, DOI: 10.1007/s00502-011-0029-1.
- [33] D. Mangold, „Seasonal storage – a German success story,“ *Sun & Wind Energy*, Bd. 1, 2007. Verfügbar: http://www.solites.de/download/literatur/07-Mangold_Sun%20&%20Wind%20Energy%200701.pdf.
- [34] M. Welter. „*Solare Nahwärme Ackermannbogen*,“ hrsg. von Referat für Umwelt und Gesundheit. München, 2012.
- [35] C. Pellingner und T. Schmid. „*Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030*,“ hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. München: FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2016. Verfügbar: https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf.
- [36] C. Rathgeber. „*Latentwärmespeicherung Grundladen und Anwendungen*,“ Garching: ZAE Bayern, 17. Dez. 2018.
- [37] I. Sarbu und C. Sebarhievici, „A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage,“ *Sustainability*, Bd. 10, Rn. 2, S. 191, 2018, DOI: 10.3390/su10010191.
- [38] S. Sabihuddin et al., „A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies,“ *Energies*, Bd. 8, Rn. 1, S. 172–216, 2015, DOI: 10.3390/en8010172.
- [39] N. Dimitripoulos, „Parameterstudie für die Kostenoptimale Entwicklung des deutschen Stromsystems“ Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Masterarbeit, Technische Universität München, München, 2019.
- [40] Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Hrsg. „*Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche*,“ Berlin, 2019. Verfügbar: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_st_2019_3.pdf.
- [41] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2019, ISBN: 978-3-658-23487-4. DOI: 10.1007/978-3-658-23488-1.
- [42] R. Corradini, *Solarthermie*, Ludwigsburg, Wüstenrot Stiftung, 2014, ISBN: 978-3-933249-89-0.
- [43] C. Lauterbach et al., „The potential of solar heat for industrial processes in Germany,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 16, Rn. 7, S. 5121–5130, 2012, DOI: 10.1016/j.rser.2012.04.032.
- [44] C. Lauterbach et al. „*Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland*,“ Kassel: Universität Kassel, 2011.
- [45] P. Leonard. „*Advice Notes on Biomass CHP Technology Economics for the NPA Region*,“ hrsg. von GREBE. Ballaghaderreen, 2017. Verfügbar: <http://grebeproject.eu/wp-content/uploads/2018/04/GREBE-Advice-Notes-biomass-chp-2.pdf>.
- [46] W. Zörner. „*Technologie-Perspektiven für die Kollektortechnologie*,“ unter Mitarb. von Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform. Berlin, 11. Feb. 2009. Verfügbar: http://www.solarthermietechnologie.de/fileadmin/img/Service/PDF/0902_konferenz/02_01_zoerner_fhi_small.pdf.
- [47] Bundesverband Geothermie, Hrsg. „*Tiefe Geothermie-Projekte in Deutschland 2019*,“ Berlin, 2019. Verfügbar: https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Bibliothek/Downloads/Poster_TG-Projekte_in_Deutschland_2019.pdf.
- [48] M. Kaltschmitt et al., *Erneuerbare Energien*, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 2013, ISBN: 978-3-642-03248-6. DOI: 10.1007/978-3-642-03249-3.

- [49] R. Jung, „Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland,“ *Erdöl Edgas Kohle*, Bd. 123, Rn. 2, S. 1–7, 2007.
- [50] H. Paschen et al. „*Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland*,“ hrsg. von Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestags. 2003. Verfügbar: <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab084.pdf>.
- [51] B. Sigfússon und A. Uihlein, *2015 JRC geothermal energy status report*, (EUR, Scientific and technical research series). Bd. 27623, Luxembourg, Publications Office, 2015, ISBN: 978-92-79-54049-3.
- [52] P. Elsner et al., „Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge,“ in *Elsner, Fischedick et al. (Hg.) 2015 – Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050*. Verfügbar: http://web.archive.org/web/20170117142447/http://www.acatech.de:80/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Kooperationspublikationen/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf.
- [53] J. Lambauer et al. „*Energieanwendung Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele*,“ hrsg. von Universität Stuttgart. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2008. Verfügbar: https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Lambauer_IER_Forschungsbericht_Grosswaermepumpen.pdf.
- [54] H. Born et al. „*Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes*,“ hrsg. von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung. Bochum, 2017. Verfügbar: http://www.geothermie-zentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Projekte/WP-Studie/Web_Waermepumpenstudielll_01.pdf.
- [55] M. Deutsch. „*Wärmewende 2030*,“ hrsg. von Agora Energiewende. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2017. Verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf.
- [56] C. Nabe und F. Seefeld. „*Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien*,“ hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft & Technologie. Ecofys und Prognos, 2011. Verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenziale-der-waermepumpe.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- [57] H.-M. Henning und A. Palzer. „*Energiesystem Deutschland 2050*,“ Freiburg: Fraunhofer ISE, 2013.
- [58] R. Critoph. „*Gas Driven Heat Pumps*,“ hrsg. von University of Warwick. Warwick, 2013. Verfügbar: <https://pdfs.semanticscholar.org/5317/b57a0cfea39fde61b3a1b8e251845cbb2fc1.pdf>.
- [59] B. Diczfaluszy und P. Taylor. „*Technology Roadmap*,“ hrsg. von International Energy Agency. Paris, 2011.
- [60] L. Pezzola et al., „Performance Comparison Among Gas Heat Pump, Electric Heat Pump and Conventional Thermal Devices in Tertiary Sector Applications,“ *Energy Procedia*, Bd. 101, S. 416–423, 2016, DOI: 10.1016/j.egypro.2016.11.053.
- [61] S. Addis et al. „*Evidence Gathering - Low Carbon Heating Technologies*,“ hrsg. von Department for Business, Energy & Industrial Strategy. London: The Carbon Trust, 2016. Verfügbar: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/787321/Gas_Drive_heat_pumps.pdf.
- [62] A. Ashfaq und A. Ianakiev, „Cost-minimised design of a highly renewable heating network for fossil-free future,“ *Energy*, Bd. 152, S. 613–626, 2018, DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.155.
- [63] M. Koch et al. „*Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes*,“ hrsg. von Öko-Institut e.V. Freiburg, 2018. Verfügbar: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Rolle-Bioenergie-im-Strom-Waermemarkt-bis-2050.pdf>.

- [64] M. Kaltschmitt et al., *Energie aus Biomasse*, Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 2009, ISBN: 978-3-540-85094-6. DOI: 10.1007/978-3-540-85095-3.
- [65] D. Saar und J. Büchler. „*Biokraftstoffe und Klimaschutz im Verkehr*,“ hrsg. von Deutsche Umwelthilfe e.V. Berlin, 2020. Verfügbar: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Naturschutz/DUH_Positionspapier_Biokraftstoffe.pdf.
- [66] T. Klaus et al. „*Energieziel 2050*,“ hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau, 2010.
- [67] U. Wagner, „Grundlagen der Energiewirtschaft“ Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Vorlesungsskript, Technische Universität München, München, 2019.
- [68] P. Lako. „*Combined Heat and Power*,“ hrsg. von International Energy Agency. Paris, 1. Apr. 2010. Verfügbar: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E04-CHP-GS-gct_ADfinal.pdf.
- [69] H. Ammermann et al., *Advancing Europe's energy systems*, Luxembourg, Publications Office, 2015, ISBN: 978-92-9246-134-8.
- [70] T. Fleitner et al. „*Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment*,“ hrsg. von Europäische Kommission. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2016. Verfügbar: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Report%20WP2.pdf>.
- [71] S. Hirzel et al. „*Industrielle Abwärmenutzung*,“ hrsg. von Fraunhofer ISI. Karlsruhe, 2013. Verfügbar: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf.
- [72] S. Brückner, „Industrielle Abwärme in Deutschland“ Lehrstuhl für Energiesysteme, Dissertation, Technische Universität München, München, 2016. Verfügbar: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1310042/1310042.pdf>.
- [73] A. Kirchner und F. Matthes. „*Modell Deutschland*,“ hrsg. von WWF Deutschland. Berlin, 2009.
- [74] T. Bründlinger et al. „*dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*,“ hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2018.
- [75] U. Lehr et al. „*Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente*,“ hrsg. von Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Osnabrück, 2011. Verfügbar: <http://papers.gws-os.com/gws-paper11-4.pdf>.
- [76] A. Kirchner. „*Wärme in Gebäuden bis 2050*“ Dekarbonisierung des Energiesystems. Unter Mitarb. von Agora Energiewende. Prognos AG, 2016. Verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Kohledialog/04_Kirchner_Praesentation_Dekarbonisierung_Waermesektor_05042016.pdf.
- [77] C. Heilek, „Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem“ Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Dissertation, Technische Universität München, München, 2015.
- [78] T. Hamacher, „Modellierung von Energiesystemen“ Lehrstuhl für erneuerbare und nachhaltige Energiesysteme, Vorlesungsskript, Technische Universität München, München, 2019.
- [79] TUM ENS. „A linear optimisation model for distributed energy systems,“ [Online]. Verfügbar: https://urbs.readthedocs.io/en/latest/theorydoc/min_prob.html.
- [80] T. Hamacher, „Mathematische Methoden der Ausbau- und Einsatzplanung in modernen Energiesystemen“ Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Vorlesungsskript, Technische Universität München, München, 2018.

- [81] D. Fischer et al., „A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households,“ *Energy and Buildings*, Bd. 124, S. 120–128, 2016, DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.04.069.
- [82] M. Metz, „Flexible Energieversorgung“ s Fraunhofer Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, TU Dortmund, Dortmund, 2014. Verfügbar: <https://eldorado.tu-dortmund.de/bitstream/2003/33484/1/Dissertation.pdf>.
- [83] Toke Rammer Nielsen und Svend Svendsen, „Simplified hourly calculation of energy performance in accordance with the Energy Performance of Buildings Directive,“ *Proceedings of the 7th Symposium on Building Physics in the Nordic Countries*, 2005. Verfügbar: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/simplified-hourly-calculation-of-energy-performance-in-accordance>.
- [84] W. Heitkoetter et al., „Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany – An open dataset for assessing renewable energy integration,“ *Applied Energy*, S. 114161, 2019, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114161.
- [85] K. B. Lindberg und G. Doorman, „Hourly load modelling of non-residential building stock,“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France, 2013, S. 1–6, ISBN: 978-1-4673-5669-5. DOI: 10.1109/PTC.2013.6652495.
- [86] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „*Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*,“ Berlin, 2018.
- [87] K. Pätzold. „*Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsmessener Kunden*,“ hrsg. von Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft. Berlin, 2006.
- [88] K. Jagnow, *Die neue Energieeinsparverordnung 2002*, Köln, Deutscher Wirtschaftsdienst, 2002, ISBN: 3-87156-499-0.
- [89] M. Hellwig, „Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile“ Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Dissertation, Technische Universität München, München, 2003.
- [90] P. Berrisford, „The ERA-Interim archive Version 2.0 | ERA Report Series,“ *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*, 2011. Verfügbar: <https://www.ecmwf.int/en/elibrary/8174-era-interim-archive-version-20> [aufgerufen 21. 03. 2020].
- [91] F. Giorgi et al., „Mean, interannual variability and trends in a regional climate change experiment over Europe. II: climate change scenarios (2071?2100),“ *Climate Dynamics*, Bd. 23, Rn. 7-8, S. 839–858, 2004, DOI: 10.1007/s00382-004-0467-0. Verfügbar: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s00382-004-0467-0.pdf>.
- [92] J.-F. Bastin et al., „Understanding climate change from a global analysis of city analogues,“ *PloS one*, Bd. 14, Rn. 7, e0217592, 2019, DOI: 10.1371/journal.pone.0217592. eprint: 31291249.
- [93] Guillaume Rohat et al., „Twin climate cities—an exploratory study of their potential use for awareness-raising and urban adaptation,“ *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, Bd. 22, Rn. 6, S. 929–945, 2017, DOI: 10.1007/s11027-016-9708-x. Verfügbar: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11027-016-9708-x.pdf>.
- [94] M. Beniston, „European isotherms move northwards by up to 15 km year⁻¹ : using climate analogues for awareness-raising,“ *International Journal of Climatology*, Bd. 34, Rn. 6, S. 1838–1844, 2014, DOI: 10.1002/joc.3804.
- [95] T. Naegler et al., „Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level,“ *International Journal of Energy Research*, Bd. 39, Rn. 15, S. 2019–2030, 2015, DOI: 10.1002/er.3436.

- [96] C. Beier und P. Bretschneider. „Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien,“ hrsg. von Fraunhofer IOSB. Oberhausen, 2013. Verfügbar: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2979162.pdf.
- [97] H. Warnhofer, „Regenerative Selbstversorgung eines Industriegebiets im ländlichen Raum der EMN,“ Abschlussbericht, Technische Hochschule Nürnberg, Nürnberg, 2018.
- [98] S. Eckstein et al. „Europäischer Lastgang 2050,“ hrsg. von Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Wuppertal, 2015. Verfügbar: https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050_AP4_Lastgang.pdf.
- [99] C. Fünfgeld und R. Tiedemann. „Anwendung der Repräsentativen VDEW Lastprofile,“ hrsg. von VDEW. Frankfurt: Technische Universität Cottbus, 2000. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf.
- [100] S. Fattler et al. „Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems,“ hrsg. von FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. München, 2019. Verfügbar: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Hauptbericht.pdf.
- [101] Umweltbundesamt, Hrsg. „Energiesparen bei der Warmwasserbereitung,“ Dessau, 2011. Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/419/dokumente/warmwasserbereitung_energiesparen_stellungnahme_uba.pdf.
- [102] S. Frisch und M. Nast. „Prozesswärme im Marktanreizprogramm,“ Heidelberg: ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, 2010.
- [103] C. Hülsken. „Erneuerbare Energie für die Industrie,“ hrsg. von Agentur für Erneuerbare Energien. Berlin, 2017. Verfügbar: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1301.Renews_Kompakt_Prozesswaerme.pdf.
- [104] U. Bigalke et al. „dena Gebäudereport,“ hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2016. Verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf.
- [105] J. Steinbach und F. Schultmann, „Sanierung des deutschen Gebäudebestandes auf unterschiedliche Effizienzstandards – gesamtwirtschaftliche Investitionen und Energieeinsparungen,“ in 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2015, S. 1–17. Verfügbar: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3375954.pdf.
- [106] P. Frank. „Entwicklung von Stromproduktionskosten,“ hrsg. von BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH. Berlin: Prognos AG, 2013. Verfügbar: https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke_Final.pdf.
- [107] C. Bang et al. „Analysis of biomass prices,“ hrsg. von Ea Energy Analyses. Kopenhagen, 2013. Verfügbar: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analysis_of_biomass_prices_2013.06.18_-_final_report.pdf.
- [108] C. Charles et al. „Biofuels-At What Cost?,“ hrsg. von The International Institute for Sustainable Development. Winnipeg, 2013. Verfügbar: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.362.9728&rep=rep1&type=pdf>.
- [109] N. Seifkar et al. „Biomass to Liquid Fuels Pathways,“ hrsg. von MIT Energy Initiative. Massachusetts, 2015. Verfügbar: <https://sequestration.mit.edu/bibliography/BTL%20final%20compiled.pdf>.
- [110] Ethanol Europe, Hrsg. „Biofuels and RED II: At What Cost?,“ Dublin, 14. März 2018. Verfügbar: <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2018/03/Advanced-biofuel-cost-projections-Ethanol-Europe-1.pdf>.

- [111] M. Lambert. „*Biogas - A significant contribution to decarbonising gas markets?*“, hrsg. von The Oxford Institute for Energy Studies. Oxford, 2017. Verfügbar: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/06/Biogas-A-significant-contribution-to-decarbonising-gas-markets.pdf>.
- [112] G. Volk. „*Biogas Monitoringbericht*“, hrsg. von Bundesnetzagentur. Bonn, 2014. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [113] M. M. Rienecker et al., „MERRA: NASA’s Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications“, *Journal of Climate*, Bd. 24, Rn. 14, S. 3624–3648, 2011, DOI: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- [114] S. Pfenninger und I. Staffell, „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“, *Energy*, Bd. 114, S. 1251–1265, 2016, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [115] Stiebel Eltron GmbH & Co. KG. „*Planung und Installation Wärmepumpen*“, Holzminden, 2019. Verfügbar: https://www.stiebel-eltron.de/content/dam/ste/de/de/products/downloads/Planungsunterlagen/Planungshandbuch/Planungshandbuch_EE_Waermepumpen.pdf.
- [116] D. Fischer et al., „Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool“, *Energy*, Bd. 118, S. 853–864, 2017, DOI: 10.1016/j.energy.2016.10.111.
- [117] A. Ludeck. „*Feldtestergebnisse im Rahmen der Initiative Gaswärmepumpe*“, hrsg. von Energie Südbayern GmbH. 2013. Verfügbar: https://www.esb.de/fileadmin/user_upload/download/energieeffizienz/Feldtestergebnisse_Viessman_Gaswaermepumpe_Vitosorp.pdf.
- [118] S. Fattler et al. „*Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems*“, hrsg. von FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. München, 2019. Verfügbar: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Datenanhang.pdf.
- [119] P. Leonard. „*Advice Notes on Solar Thermal Technology Economics for the NPA Region*“, hrsg. von GREBE. Ballaghaderreen, 2017. Verfügbar: <http://grebeproject.eu/wp-content/uploads/2017/10/GREBE-Advice-Notes-SOLAR-Thermal.pdf>.
- [120] FNR. „*Biogas*“, hrsg. von Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Gülzow, 2012. Verfügbar: http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/i/biogas_2012_c_web_1.pdf.
- [121] Y.-R. Lee et al., „Development and application of a 200 kW ORC generator system for energy recovery in chemical processes“, *Energy Procedia*, Bd. 129, S. 519–526, 2017, DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.176. Verfügbar: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217340900>.
- [122] O. Langniß et al. „*Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011*“, hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart: Fichtner, 2010. Verfügbar: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/FICHT-6825484-v1-Evaluierung_MAP_09_final.pdf.
- [123] P. Graichen und M. Kleiner. „*Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich*“, hrsg. von Agora Energiewende. Berlin: Öko-Institut e.V., 2017. Verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf.
- [124] T. Gül et al. „*The Future of Hydrogen*“, hrsg. von International Energy Agency. Paris, 2019.
- [125] Hydrogen Council. „*Path to hydrogen competitiveness*“, Brüssel, 2020. Verfügbar: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf.
- [126] EIA. „*Assumptions on the Annual Energy Outlook 2020*“, hrsg. von Energy Information Administration. Washington, 2020. Verfügbar: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/international.pdf>.

- [127] Deutscher Bundestag. „*Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung*“ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG. 2019. Verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG.pdf.
- [128] Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband e.V. „Brennstoffkosten in Deutschland April 2020,“ [Online]. Verfügbar: <https://www.pelletshome.com/pellets-news/deutschland-pelletspreis-im-april-2020-drastisch-gesunken>.

Anhang

A	Szenarioannahmen	xix
B	Modellierungsgrundlagen	xxv
C	Ergebnisse	xxvii
C.1	Basisjahr 2020	xxvii
C.2	Referenzszenario	xxvii
C.3	Effizienzszenario	xxvii
C.4	Innovationsszenario	xxvii
C.5	Szenario Klimaneutralität	xxvii
C.6	Szenarienvergleich	xxxiii

A Szenarioannahmen

Tabelle A.1: Angenommene Technologieparameter für Solarthermie; Wärmeausbeute in Relation zum Jahresnutzungsgrad auf Niveau Q_1

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

— Referenzszenario
— Effizienzscenario
— Innovationsszenario

◆ Zörner [46, S. 5]
■ Fattler [118, S. 49]
● Fleitner [70, S. 58]
▼ Corradini [42, S. 76]

Maximale Kostenreduktion	%	50 (EF)	Zörner [46, S. 5]
Skaleneffekt	-	1 (A), 0,8 (B), 0,7 (C)	Eigene Annahme
Lebensdauer	a	30	Leonard [119, S. 7]
Fixe Betriebskosten	%/a	1	Leonard [119, S. 7]
Wärmeausbeute Q_2	%	96 (EF), 89 (IN)	Eigene Berechnung
Wärmeausbeute Q_3	%	54 (EF), 40 (IN)	Eigene Berechnung
Installierte Kapazität	MW	14.400	BSW-Solar [40]

Tabelle A.2: Angenommene Technologieparameter für geothermische Bohrungsanlagen; Investitionskosten werden mit einem Anteil von 52% [51, S. 22] aus den Werten für ein geothermisches Kraftwerk abgeleitet.

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

— Referenzszenario
— Effizienzscenario
— Innovationsszenario

◆ Fattler [118, S. 16]
■ Sigfusson [51, S. 22]

Maximale Kostenreduktion	%	17 (EF)	Sigfusson [51, S. 22]
Lebensdauer	a	30	Fattler [118, S. 16]
Fixe Betriebskosten	%/a	2	Sigfusson [51, S. 22]
Jahresnutzungsgrad	%	96	Fleitner [70, S. 159]
Installierte Kapazität	MW	337	BV-Geothermie [47]
Technisches Potenzial 2050	TWh/a	57 (EF), 143 (IN)	Deutsch [10, S. 8]
Untere Leistungsgrenze	kW	1000	Eigene Annahme

Tabelle A.3: Angenommene Technologieparameter für ORC-Anlagen

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

Investitionskosten

Maximale Kostenreduktion	%	17 (EF)	Sigfusson [51, S. 22]
Lebensdauer	a	30	Fattler [118, S. 16]
Fixe Betriebskosten	%/a	2	Sigfusson [51, S. 22]
Elektrischer Wirkungsgrad 2050	%	14 (EF), 13 (IN)	Paschen [50, S. 66]
Untere Leistungsgrenze	kW	50	Eigene Annahme

Tabelle A.4: Angenommene Technologieparameter für Luftwärmepumpen

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

Investitionskosten

Maximale Kostenreduktion	%	33 (EF)	Hecking [15, S. 71]
Skaleneffekt	-	1 (A), 0,7 (B), 0,4 (C)	Fattler [118, S. 50]
Lebensdauer	a	20	Fleitner [70, S. 49]
Fixe Betriebskosten	%/a	3,5	Henning [57, S. 43]
JAZ 2020	3,3	Nabe [56, S. 16]	
JAZ 2050	-	4,0 (EF), 3,7 (IN), 4,2 (KN)	Eigene Berechnung
Installierte Einheiten	-	575000	Nabe [56, S. 21]
Untere Leistungsgrenze	kW	2,8 (2020), 1,4 (2050)	Eigene Annahme

Tabelle A.5: Angenommene Technologieparameter für Erdwärmepumpen

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
Maximale Kostenreduktion	%	33 (EF)	Hecking [15, S. 71]
Skaleneffekt	-	1 (A), 0,7 (B), 0,4(C)	Fattler [118, S. 50]
Lebensdauer	a	20	Fleitner [70, S. 49]
Fixe Betriebskosten	%/a	3,5	Henning [57, S. 43]
JAZ 2020	4,3	Nabe [56, S. 16]	
JAZ 2050	-	5,1 (EF), 4,8 (IN), 5,5 (KN)	Eigene Berechnung
Installierte Einheiten	-	605000	Nabe [56, S. 21]
Untere Leistungsgrenze	kW	2,2 (2020), 1,1 (2050)	Eigene Annahme

Tabelle A.6: Angenommene Technologieparameter für Gas-Wärmepumpen

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
Maximale Kostenreduktion	%	55 (IN)	Addis [61, S. 49]
Skaleneffekt	-	1 (A), 0,7 (B), 0,4(C)	Eigene Annahme
Lebensdauer	a	20	Addis [61, S. 49]
Fixe Betriebskosten	%/a	1,5	Henning [57, S. 43]
JAZ 2020	1,5	Nabe [56, S. 16]	
JAZ 2050	-	1,6 (EF), 1,7 (IN), 1,7 (KN)	Eigene Berechnung
Installierte Einheiten	-	55000	Nabe [56, S. 21]
Untere Leistungsgrenze	kW	6,6 (2020), 3,3 (2050)	Eigene Annahme

Tabelle A.7: Angenommene Technologieparameter für BHKW

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

Investitionskosten

Maximale Kostenreduktion	%	15 (EF)	Eigene Annahme
Skaleneffekt	-	2,1 (A), 1 (B), 0,56 (C)	Fleitner [70, S. 37]
Lebensdauer	a	20	Fattler [118, S. 17]
Fixe Betriebskosten	%/a	3,5	Leonard [45, S. 6]
Elektrischer Wirkungsgrad	%	38	Lako [68, S. 3]
Thermischer Wirkungsgrad	%	46	Lako [68, S. 3]
Installierte Einheiten	-	60000	Fleitner (extrapoliert) [70, S. 43]
Untere Leistungsgrenze	kW	10 (2020), 5 (2050)	Eigene Annahme

Tabelle A.8: Angenommene Technologieparameter für Brennstoffzellen

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
-----------	---------	------	---------

Investitionskosten

Maximale Kostenreduktion	%	70 (IN)	Eigene Annahme
Skaleneffekt	-	1,1 (A), 1 (B), 0,91 (C)	Ammermann [69, S. 87, 90, 92]
Lebensdauer	a	20	Ammermann [69, S. 90]
Fixe Betriebskosten	%/a	3,5	Ammermann [69, S. 90]
Stromkennzahl	kW _{el} /kW _{th}	1,7	Fleitner [70, S. 40]
Gesamtwirkungsgrad 2050	%	90(EF), 99(IN)	Ammermann [69, S. 90]
Installierte Einheiten	-	0	Eigene Annahme
Untere Leistungsgrenze	kW	2 (2020), 1 (2050)	Eigene Annahme

Tabelle A.9: Angenommene Technologieparameter für elektrische Widerstandsheizter, Gas-, Öl-, und Feststoffbrenner; Aufgrund der technologischen Ausgereiftheit werden szenarioübergreifend keine Kostenreduktionen angenommen.

Parameter	elektrische Widerstandsheizung	Gasbrenner	Ölbrenner	Feststoff-Brenner
Investitionskosten	305 €/kW (A), 162 €/kW (B), 129 €/kW (C)	469 €/kW (A), 300 €/kW (B), 109 €/kW (C)	517 €/kW (A), 335 €/kW (A), 127 €/kW (A)	720 €/kW (A), 254 €/kW (B), 108 €/kW (C)
Lebensdauer	30 a	25 a	20 a	20 a
Fixe Betriebskosten	0 %/a	2,5 %/a	3,5 %/a	3,5 %/a
Untere Leistungsgrenze 2020	-	10 kW	15 kW	5 kW
Untere Leistungsgrenze 2050	-	5 kW	7,5 kW	2,5 kW
Quellen	Fattler [118, S. 47, 50], Fleitner [70, S. 26]	Fleitner [70, S. 11, 12], Fattler [118, S. 47]	Fleitner [70, S. 11, 13], Fattler [118, S. 47]	Fleitner [70, S. 11], Fattler [118, S. 52]

Tabelle A.10: Angenommene Technologieparameter für thermische Speicher

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
Maximale Kostenreduktion	%	20 (EF)	Eigene Annahme
Skaleneffekt	-	5,9 (A), 1 (B), 0,4 (C)	Pellingner [35, S. 67]
Lebensdauer	a	40	Sabihuddin [38, S. 205]
Fixe Betriebskosten	%/a	2	Eigene Annahme
Ladewirkungsgrad	%	98	Vandersickel [24, S. 6]
Selbstentladung	%/d	4 (A), 0,4 (B), 0,2 (C)	Eigene Berechnung aus 2.2.2

Tabelle A.11: Angenommene Technologieparameter für thermochemische Speicher

Parameter	Einheit	Wert	Quellen
Maximale Kostenreduktion	%	85 (IN)	Sabihuddin [38, S. 205]
Skaleneffekt	-	1(A), 0,7 (B), 0,4 (C)	Eigene Annahme
Lebensdauer	a	20	Eigene Annahme
Fixe Betriebskosten	%/a	2	Eigene Annahme
Ladewirkungsgrad	%	95	Vandersickel [24, S. 6]

Tabelle A.12: Ökonomische Modellparameter des Strommarktmodells aus [39]; Stützjahre ergänzt mit den Daten aus [123] und [118]

Technologie	Investitionskosten in €/kW				Fixe Betriebskosten in %/a	Lebensdauer in a
	2020	2030	2040	2050		
Offshore Wind	2238	1920	1603	1285	2	20
Onshore Wind	1004	957	910	864	2	20
Photovoltaik	827	660	527	491	2	20
GuD Kraftwerk	464	464	464	464	3,5	40
Kohlekraftwerk	640	640	640	640	3	40
Elektrolyseur	857	705	552	400	2	25

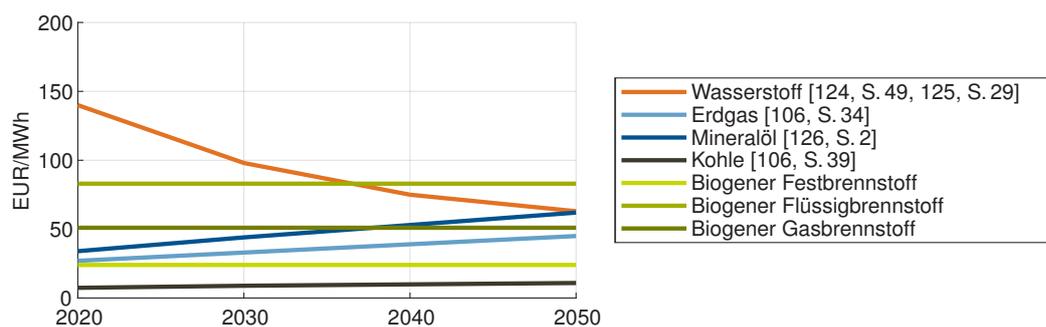


Abbildung A.1: Angenommene volkswirtschaftliche Kostenentwicklung für modellrelevante Brennstoffe; Für Kohle wurden die Werte von Braun- und Steinkohle gemittelt. Werte für biogene Kraftstoffe aus Abschnitt 5.1.2

Tabelle A.13: Angenommene Kosten und Einspeisevergütungen für unterschiedliche Endverbraucherklassen; Die Werte orientieren sich an den Daten aus [127, 128].

	EFH & MFH	GHD	IND & VVN
Festbrennstoff	4,7 ct./kWh	4,7 ct./kWh	4,7 ct./kWh
Flüssigbrennstoff	5,2 ct./kWh	5,2 ct./kWh	5,2 ct./kWh
Gasbrennstoff	6,3 ct./kWh	6,3 ct./kWh	6,3 ct./kWh
Strombezug	20,1 ct./kWh	20,1 ct./kWh	14,1 ct./kWh
Einspeisevergütung	11,2 ct./kWh	7,8 ct./kWh	3,4 ct./kWh

B Modellierungsgrundlagen

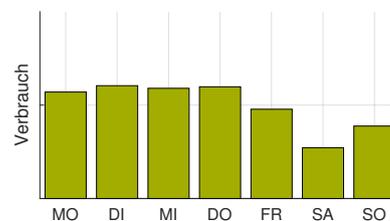
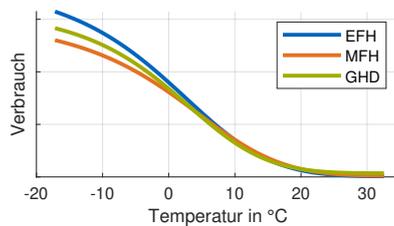
Tabelle B.1: Mögliche Wärmeerzeugerkonfigurationen für die Systemgruppe vom Typ IND und WVN

x: gesetzt, o: optional, -: nicht verfügbar

Für EFH, MFH und GHD gilt die selbe Konfigurationsmatrix aus Tabelle3.1

	IND 1	IND 2	IND 3	IND 4	IND 5	WVN 1	WVN 2	WVN 3
Bohrungsanlage	-	-	-	-	-	x	-	-
ORC	o	o	o	o	o	o	o	o
Solarthermie	o	o	o	o	o	o	o	o
Luftwärmepumpe	o	o	o	o	o	o	o	o
Erdwärmepumpe	o	o	o	o	o	o	o	o
Gas-Wärmepumpe	o	o	o	o	o	o	o	o
Brennstoffzelle	x	o	o	o	o	o	x	-
BHKW	o	o	o	o	o	o	-	x
Feststoffbrenner	o	x	-	-	-	o	o	o
Flüssigkeitsbrenner	o	-	x	-	-	o	o	o
Gasbrenner	o	-	-	x	-	o	o	o
El. Widerstandsheizung	o	o	o	o	x	o	o	o

Tabelle B.2: SLP-Parameter und Wochentagsfaktoren für unterschiedliche Gebäudetypen



Gebäudetyp	A	B	C	D	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SO
EFH	3,7425	-40,7496	4,8459	0,0111	1	1	1	1	1	1	1
MFH	3,0231	-39,0837	4,6336	0,0214	1	1	1	1	1	1	1
GHD	3,1578	-39,7076	5,3199	0,0693	1,035	1,052	1,045	1,049	0,989	0,886	0,944

Tabelle B.3: Temperaturabhängige Jahresnutzungsgrade für verbrennungsbasierte Heizsysteme; Stützwert aus Kemmler [11, S. 64]

	<60 °C	60 °C -100 °C	100 °C - 200 °C	>200 °C
Gas	90%	89%	86%	47%
Öl	84%	83%	80%	41%
Kohle	74%	73%	70%	31%

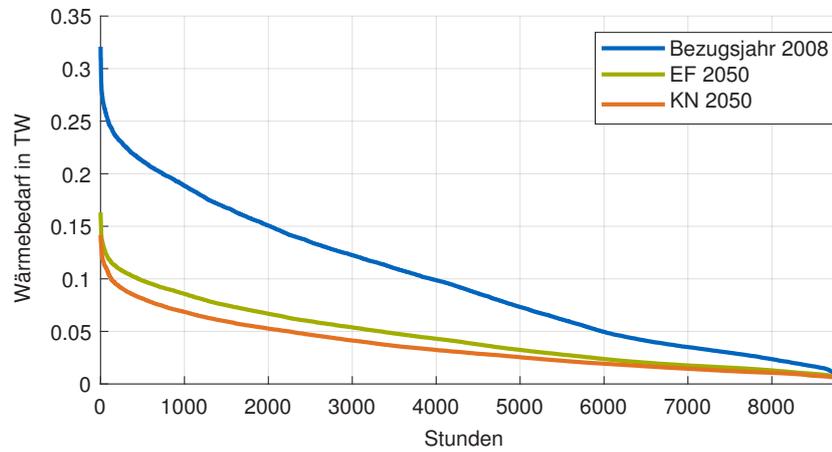


Abbildung B.1: Vergleich der geordneten Jahresdauerlinien für das Bezugsjahr 2008, das Effizienzzenario und das Szenario Klimaneutralität

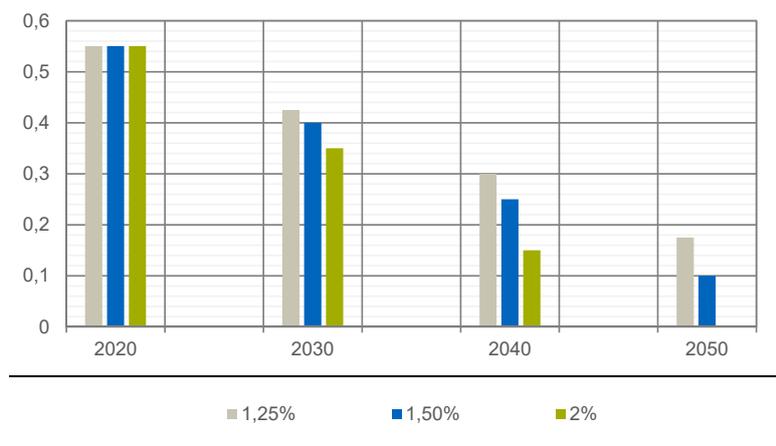


Abbildung B.2: Anteil an Heizungsanlagen mit einer Vorlauftemperatur >60 °C in Abhängigkeit der Sanierungsrate

C Ergebnisse

C.1 Basisjahr 2020

C.2 Referenzszenario

C.3 Effizienzscenario

C.4 Innovationsszenario

C.5 Szenario Klimaneutralität

C Ergebnisse

Tabelle C.1: Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesystemgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kWh für das Basisjahr 2020; Fettgedruckte Werte signalisieren vorgegebene Wärmeerzeuger.

	Bohrungsanlage	ORC	Solarthermie	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gas-Wärmepumpe	BHKW	Brennstoffzelle	Feststoffbrenner	Flüssigkeitsbrenner	Gasbrenner	El. Widerstandsheizung	Therm. Speicher	Thermochem. Speicher
EFH 1	-	-	5,0	-	-	-	10	-	-	-	-	2,1	5,4	-
EFH 2	-	-	-	2,8	-	-	-	-	-	-	-	1,0	3,5	-
EFH 3	-	-	-	-	2,1	-	-	-	-	-	-	1,0	3,1	-
EFH 4	-	-	-	-	-	6,6	-	-	-	-	-	-	-	-
EFH 5	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	2,3	3,7	-
EFH 6	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	-	10	-	-	-
EFH 7	-	-	-	-	-	-	-	-	6,4	-	-	1,8	9,1	-
EFH 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-
EFH 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-
MFH 1	-	-	10	-	-	-	10	-	-	-	10	4,8	10,1	-
MFH 2	-	-	-	4,0	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-
MFH 3	-	-	-	-	4,0	-	-	-	-	15	-	-	-	-
MFH 4	-	-	-	-	-	8,0	-	-	-	-	10	-	1,8	-
MFH 5	-	-	-	-	-	-	21	-	-	-	-	8,8	13,3	-
MFH 6	-	-	-	-	-	6,6	-	4,0	-	-	10	0,6	7,0	-
MFH 7	-	-	-	-	-	-	10	-	10	-	-	6,1	16,7	-
MFH 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-
MFH 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	1,6	3,1	-
GHD 1	-	-	30	5,0	-	-	25	-	-	-	-	8,9	213	-
GHD 2	-	-	-	10	-	-	-	-	-	25	-	-	20,0	-
GHD 3	-	-	-	-	10	-	-	-	-	25	-	-	-	-
GHD 4	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	-	9,1	110	-
GHD 5	-	-	-	5,0	-	-	50	-	-	-	-	0,9	81,3	-
GHD 6	-	-	-	-	-	10	-	10	-	-	25	0,3	81,5	-
GHD 7	-	-	-	5,0	-	-	25	-	25	-	-	-	27,3	-
GHD 8	-	-	-	5,0	-	-	25	-	-	25	-	5,2	14,9	-
GHD 9	-	-	-	5,0	-	-	25	-	-	-	25	-	20,5	-
IND 1	-	300	-	-	-	-	-	100	-	1800	-	1197	15054	-
IND 2	-	300	-	-	-	-	-	-	1675	-	-	1389	12458	-
IND 3	-	300	-	-	-	-	-	-	-	1725	-	1197	15054	-
IND 4	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-	1721	1093	14879	-
IND 5	-	-	2535	-	-	-	700	-	-	-	-	2191	4136	539
WVN 1	5883	3300	-	160	320	320	4700	-	-	2900	1100	914	9416	855
WVN 2	-	-	-	-	240	3080	-	1000	-	8500	1500	934	2372	507
WVN 3	-	-	-	-	260	1240	5851	-	-	7300	1200	1106	2416	507

Tabelle C.2: Installierte Wärmesystemgruppen für das Basisjahr 2020

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8	Typ 9
EFH	1000000	440000	0	39000	44000	0	365000	3662000	98500000
MFH	210000	0	0	7400	8150	0	72500	801950	1800000
GHD	126500	0	0	6500	7000	0	70000	740000	1550000
IND	0	8000	1900	11000	0	-	-	-	-
WVN	60	0	1435	-	-	-	-	-	-

Tabelle C.3: Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesystemgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kWh für das Referenzszenario

	Bohrungsanlage	ORC	Solarthermie	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gas-Wärmepumpe	BHKW	Brennstoffzelle	Feststoffbrenner	Flüssigkeitsbrenner	Gasbrenner	Ei. Widerstandsheizung	Therm. Speicher	Thermochem. Speicher
EFH 1	-	-	5,0	-	-	-	5,0	-	-	-	-	2,9	4,9	-
EFH 2	-	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	1,4	3,9	-
EFH 3	-	-	-	-	1,2	-	-	-	-	-	-	0,8	1,8	-
EFH 4	-	-	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	0,6	2,1	-
EFH 5	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	5,0	-	1,0	-
EFH 6	-	-	-	-	-	3,3	-	5,0	-	-	5,0	1,8	3,8	-
EFH 7	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	0,8	-
EFH 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,5	-	-	0,2	-
EFH 9	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	5,0	-	1,0	-
MFH 1	-	-	10	-	-	3,3	5,0	-	-	-	5,0	2,1	6,3	-
MFH 2	-	-	-	3,0	-	-	-	-	-	-	-	5,8	9,6	-
MFH 3	-	-	-	-	2,4	-	-	-	-	-	-	4,0	8,6	-
MFH 4	-	-	-	-	-	7,1	-	-	-	-	-	3,5	11,0	-
MFH 5	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	5,0	4,6	6,1	-
MFH 6	-	-	-	-	1,1	3,3	-	10	-	-	5,0	4,1	6,9	-
MFH 7	-	-	-	-	-	3,3	5,0	-	10	-	-	-	2,1	-
MFH 8	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	15	-	-	0,8	-
MFH 9	-	-	-	-	-	3,3	5,0	-	-	-	10	-	0,8	-
GHD 1	-	-	30	-	2,8	-	12,5	-	-	-	-	5,0	159	-
GHD 2	-	-	-	3,6	-	-	-	-	-	12,5	-	5,0	56,9	-
GHD 3	-	-	-	-	2,8	-	-	-	-	12,5	-	3,1	57,1	-
GHD 4	-	-	-	-	-	8,5	-	-	-	-	12,5	1,6	57,1	-
GHD 5	-	-	-	-	-	8,3	12,5	-	-	-	-	7,4	57,1	-
GHD 6	-	-	-	3,6	2,8	8,3	-	12,5	-	-	12,5	6,1	57,0	-
GHD 7	-	-	-	-	2,8	-	12,5	-	12,5	-	-	-	39,8	-
GHD 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,4	-	5,2	56,8	-
GHD 9	-	-	-	-	2,8	-	12,5	-	-	-	12,5	-	24,0	-
IND 1	-	-	-	57	-	-	-	1633	-	1800	-	625	8171	-
IND 2	-	400	-	-	-	-	-	-	1741	-	-	1368	10426	-
IND 3	-	400	-	-	-	-	-	-	-	1759	-	1183	13653	-
IND 4	-	400	-	-	-	-	-	-	-	-	1788	1062	12071	-
IND 5	-	-	2862	-	-	-	700	-	-	-	-	2188	1500	665
WVN 1	5799	3450	-	-	1678	1033	7900	-	-	-	-	-	6381	719
WVN 2	-	-	-	586	711	2100	-	4632	-	4700	1300	1102	2798	707
WVN 3	-	-	-	714	1700	1933	6169	-	-	5200	-	-	724	-

Tabelle C.4: Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Referenzszenario

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8	Typ 9
EFH	0	5236000	0	10164000	0	0	0	0	0
MFH	-	1914000	0	986000	0	0	0	0	0
GHD	0	0	0	1650000	850000	0	0	0	0
IND	0	16720	4180	0	0	-	-	-	-
WVN	449	0	1046	-	-	-	-	-	-

C Ergebnisse

Tabelle C.5: Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesystemgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kWh für das Effizienzscenario

	Bohrungsanlage	ORC	Solarthermie	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gas-Wärmepumpe	BHKW	Brennstoffzelle	Feststoffbrenner	Flüssigkeitsbrenner	Gasbrenner	El. Widerstandsheizung	Therm. Speicher	Thermochem. Speicher
EFH 1	-	-	5,0	-	1,1	-	5,0	-	-	-	-	-	-	0,4
EFH 2	-	-	0,8	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	3,9	-
EFH 3	-	-	0,5	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
EFH 4	-	-	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	-	0,3
EFH 5	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	-	1,2	-	3,8
EFH 6	-	-	-	1,4	-	3,3	-	5,0	-	-	5,5	1,3	-	4,6
EFH 7	-	-	1,5	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	-	1,4
EFH 8	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	7,5	-	-	-	0,1
EFH 9	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	5,0	-	-	0,5
MFH 1	-	-	10	-	-	3,3	5,0	-	-	-	-	1,4	-	7,1
MFH 2	-	-	4,6	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,9
MFH 3	-	-	2,4	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
MFH 4	-	-	-	-	-	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-
MFH 5	-	-	-	-	1,1	-	10	-	-	-	-	-	-	0,2
MFH 6	-	-	-	1,4	-	3,3	-	10	-	-	5,0	3,0	-	9,7
MFH 7	-	-	-	-	-	-	5,0	-	10	-	-	-	-	1,0
MFH 8	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	15	-	-	-	1,0
MFH 9	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	10	-	-	1,2
GHD 1	-	-	30	-	-	-	25	-	-	-	-	8,2	40,0	-
GHD 2	-	-	27	3,6	-	-	-	-	-	-	-	3,2	124	-
GHD 3	-	-	26	-	2,8	-	-	-	-	-	-	2,3	66,0	-
GHD 4	-	-	7,5	-	-	8,7	-	-	-	-	-	3,7	39,9	-
GHD 5	-	-	7,6	-	-	-	17,5	-	-	-	-	7,8	73,1	-
GHD 6	-	-	-	3,6	2,8	-	-	12,5	-	-	-	4,8	54,4	-
GHD 7	-	-	6,3	-	-	-	12,5	-	12,5	-	-	1,6	39,7	-
GHD 8	-	-	26,2	-	-	-	-	-	-	14,5	-	3,6	66,8	-
GHD 9	-	-	-	3,6	2,8	-	12,5	-	-	-	12,5	-	13,2	-
IND 1	-	-	-	86	-	-	-	1696	-	1300	-	625	14720	-
IND 2	-	400	-	-	-	-	-	-	1542	-	-	1215	2444	-
IND 3	-	350	-	-	-	-	-	-	-	1496	-	1077	8549	-
IND 4	-	350	-	-	-	-	-	-	-	-	1595	938	4267	-
IND 5	-	-	3851	-	-	-	600	-	-	-	-	1936	2286	1356
WVN 1	5922	3600	-	329	1478	-	7300	-	-	-	-	-	5102	690
WVN 2	-	-	5549	771	811	1367	-	5073	-	3100	1500	1304	6851	2419
WVN 3	-	-	566	600	1778	1567	5876	-	-	5200	-	-	1578	-

Tabelle C.6: Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Effizienzscenario

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8	Typ 9
EFH	0	10164000	0	5236000	0	0	0	0	0
MFH	-	1914000	0	986000	0	0	0	0	0
GHD	0	1650000	850000	0	0	0	0	0	0
IND	0	16720	0	4180	0	-	-	-	-
WVN	449	0	1046	-	-	-	-	-	-

Tabelle C.7: Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesystemgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kWh für das Innovationsszenario

	Bohrungsanlage	ORC	Solarthermie	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gas-Wärmepumpe	BHKW	Brennstoffzelle	Feststoffbrenner	Flüssigkeitsbrenner	Gasbrenner	Ei. Widerstandsheizung	Therm. Speicher	Thermochem. Speicher
EFH 1	-	-	5,0	-	-	3,3	-	1,0	-	-	-	-	-	0,2
EFH 2	-	-	-	1,5	-	-	-	-	-	-	-	0,1	-	10,5
EFH 3	-	-	0,5	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
EFH 4	-	-	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	-	0,5
EFH 5	-	-	-	-	-	-	5,	-	-	-	-	2,0	-	1,6
EFH 6	-	-	-	-	-	-	-	7,3	-	-	-	1,9	-	15,9
EFH 7	-	-	-	-	-	-	-	4,0	5,0	-	-	-	-	3,1
EFH 8	-	-	-	-	-	-	-	4,0	-	7,5	-	-	-	3,1
EFH 9	-	-	-	-	-	-	-	4,0	-	-	5,0	-	-	3,2
MFH 1	-	-	10	-	-	3,3	-	11	-	-	-	2,4	-	27,6
MFH 2	-	-	1,7	3,0	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	2,8
MFH 3	-	-	5,2	-	2,4	-	-	-	-	-	-	0,8	-	18,8
MFH 4	-	-	-	-	-	7,0	-	-	-	-	-	-	-	26,9
MFH 5	-	-	-	-	-	3,3	10	-	-	-	-	1,2	-	28,4
MFH 6	-	-	-	-	-	3,3	-	11,6	-	-	-	2,4	-	28,3
MFH 7	-	-	-	-	-	3,3	-	12	10	-	-	-	-	7,6
MFH 8	-	-	-	-	-	3,3	-	12	-	15	-	-	-	7,4
MFH 9	-	-	-	-	-	3,3	-	12	-	-	10	-	-	8,7
GHD 1	-	-	30	-	2,8	-	-	12,5	-	-	-	5,9	50,4	-
GHD 2	-	-	27	3,6	-	-	-	-	-	-	12,5	5,1	72,6	-
GHD 3	-	-	25	-	2,8	-	-	-	-	-	12,5	4,3	53,1	-
GHD 4	-	-	-	-	-	11,2	-	-	-	-	12,5	3,2	53,3	-
GHD 5	-	-	-	-	-	8,3	12,5	-	-	-	-	4,0	53,2	-
GHD 6	-	-	-	-	2,8	8,3	-	12,5	-	-	-	5,2	53,2	-
GHD 7	-	-	-	-	2,8	-	12,5	-	12,5	-	-	-	22,2	-
GHD 8	-	-	27,5	-	-	-	-	-	-	20,5	-	5,2	54,0	-
GHD 9	-	-	-	-	2,8	-	-	12,5	-	-	12,5	-	21,0	-
IND 1	-	-	-	114	-	-	-	2072	-	1400	-	807	6500	1356
IND 2	-	-	-	114	-	33,3	-	2300	1213	-	-	893	3864	2141
IND 3	-	-	-	114	-	-	-	2100	-	1351	-	807	6500	1356
IND 4	-	-	-	114	-	33,3	-	2100	-	-	1284	781	6324	700
IND 5	-	-	-	114	-	66,7	-	3100	-	-	-	1354	9422	775
WVN 1	7106	4000	-	42,9	800	2433	500	3200	-	-	1800	1431	11081	6607
WVN 2	-	-	-	843	833	3167	-	5379	-	-	1300	1661	3157	1511
WVN 3	-	-	-	-	722	3033	6101	-	-	6200	1400	1563	2516	1368

Tabelle C.8: Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Innovationsszenario

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8	Typ 9
EFH	0	5236000	0	10164000	0	0	0	0	0
MFH	-	20000	966000	1914000	0	0	0	0	0
GHD	0	-	17000	1650000	833000	0	0	0	0
IND	0	16720	0	4180	0	-	-	-	-
WVN	1495	0	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle C.9: Installierte Leistung der Wärmeerzeugungstechnologien in der jeweiligen Wärmesystemgruppe in kW bzw. Kapazität des Wärmespeichers in kWh für das Szenario Klimaneutralität

	Bohrungsanlage	ORC	Solarthermie	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gas-Wärmepumpe	BHKW	Brennstoffzelle	Feststoffbrenner	Flüssigkeitsbrenner	Gasbrenner	Ei. Widerstandsheizung	Therm. Speicher	Thermochem. Speicher
EFH 1	-	-	5,0	-	-	-	-	2,0	-	-	-	1,7	-	18,6
EFH 2	-	-	0,7	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
EFH 3	-	-	0,4	-	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5
EFH 4	-	-	-	-	-	3,5	-	-	-	-	-	-	-	-
EFH 5	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	-	0,3	-	8,6
EFH 6	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	-	-	0,9	-	9,7
EFH 7	-	-	-	-	-	-	-	2,0	5,0	-	-	-	-	2,0
EFH 8	-	-	-	-	-	-	-	1,0	-	7,5	-	-	-	1,0
EFH 9	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	-	5,0	-	-	2,0
MFH 1	-	-	10	-	-	3,3	-	4,0	-	-	-	1,1	-	15,2
MFH 2	-	-	4,3	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,0
MFH 3	-	-	2,7	-	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	2,9
MFH 4	-	-	-	-	-	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-
MFH 5	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	2,0	-	18,9
MFH 6	-	-	-	-	-	-	-	11,6	-	-	-	2,4	-	43,7
MFH 7	-	-	-	-	-	-	-	5,0	10	-	-	-	-	3,1
MFH 8	-	-	-	-	-	-	-	5,0	-	15	-	-	-	3,1
MFH 9	-	-	-	-	-	-	-	6,0	-	-	10	-	-	3,9
GHD 1	-	-	30	-	-	-	-	12,5	-	-	-	6,5	100	-
GHD 2	-	-	24,8	3,6	-	-	-	-	-	-	-	0,9	87,8	-
GHD 3	-	-	22,2	-	2,8	-	-	-	-	-	-	1,1	83,9	-
GHD 4	-	-	-	-	-	8,4	-	-	-	-	-	2,0	97,4	-
GHD 5	-	-	-	-	-	8,3	12,5	-	-	-	-	-	18,7	-
GHD 6	-	-	-	3,6	-	-	-	12,5	-	-	-	-	24,1	-
GHD 7	-	-	14,1	-	-	-	-	12,5	12,5	-	-	0,6	34,9	-
GHD 8	-	-	26,7	-	-	-	-	-	-	12,5	-	2,0	87,2	-
GHD 9	-	-	-	3,6	-	-	-	12,5	-	-	12,5	-	10,3	-
IND 1	-	-	-	85,7	-	-	-	1720	-	1100	-	625	6526	1378
IND 2	-	-	-	85,7	-	-	-	1900	983	-	-	690	3988	2032
IND 3	-	-	-	85,7	-	-	-	1800	-	1079	-	625	6526	1378
IND 4	-	-	-	85,7	-	-	-	1700	-	-	1069	601	6657	516
IND 5	-	-	2203	100	-	33,3	100	2500	-	-	-	1044	10151	654
WVN 1	7293	4200	-	543	744	533	1200	3300	-	1100	3500	3027	12237	6887
WVN 2	-	-	453	1129	989	1400	-	6106	-	4500	3400	3204	4314	1612
WVN 3	-	-	-	586	778	800	7360	-	-	6500	3700	3169	4202	1445

Tabelle C.10: Installierte Wärmesystemgruppen im Jahr 2050 für das Szenario Klimaneutralität

	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5	Typ 6	Typ 7	Typ 8	Typ 9
EFH	0	5236000	0	10164000	0	0	0	0	0
MFH	-	986000	0	1914000	0	0	0	0	0
GHD	0	-	1650000	17000	833000	0	0	0	0
IND	0	16720	0	4180	0	-	-	-	-
WVN	1495	0	-	-	-	-	-	-	-

C.6 Szenarienvergleich

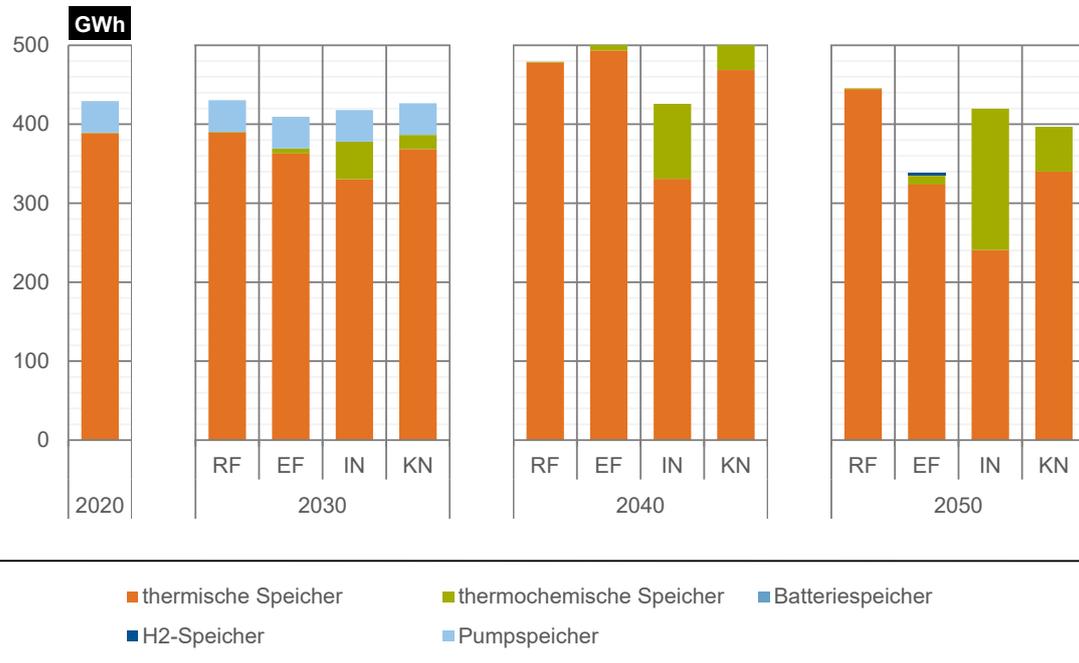


Abbildung C.1: Installierte Energiespeicherkapazität in den unterschiedlichen Transformationspfaden

Tabelle C.11: Systemkosten für die unterschiedlichen Transformationspfade aufgeteilt nach Kostengruppen in Mrd. €

	Investitionskosten	Fixkosten	variable Kosten	Brennstoffkosten	Emissionsabgaben	Erlös	Einkauf
RF	551	85,7	611	809	337	-7,9	11,9
EF	830	93,5	525	680	352	-16	12,3
IN	565	75,8	592	808	338	-7,9	12,8
KN	599	78,1	577	697	306	-14	7,7