Technische Universität München
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO_2-Verminderung im Sektor private Haushalte

Jochen Conrad

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

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. habil. Markus Becherer
Prüfer der Dissertation:	1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
	2. Prof. Dipl.-Ing. Thomas Auer

Die Dissertation wurde am 08.01.2020 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 09.05.2020 angenommen.

Kurzfassung

Im Jahr 2016 verursachten private Haushalte 23 % der energiebedingten CO_2-Emisisonen in Deutschland. Die Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen schreitet hier nur langsam voran. Eine zusätzliche und ehrgeizige Umsetzung von Maßnahmen ist notwendig, um die von der Bundesregierung formulierten Emissionsreduktionsziele zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund werden Maßnahmen bewertet, welche einen relevanten Beitrag zu einem klimaneutralen Gebäudebestand leisten können. Die Identifikation und Auswahl von Maßnahmen erfolgt auf Basis einer anwendungsorientierten Emissionsbilanz. Um die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Kosten, Emissionen und Lastgänge des Sektors zu quantifizieren, wurde das Sektormodell der privaten Haushalte entwickelt, welches aus zwei Modulen besteht. Durch einen Stock-and-Flow-Ansatz wird die Anzahl an Gebäuden und Anlagen über den Zeitraum von 2020 bis 2050 fortgeschrieben. Dieser zeichnet sich durch einen Rück- und Zubaualgorithmus auf Basis der Nutzungsdauer und des Anlagen- bzw. Gebäudealters sowie durch eine maßnahmenspezifische Verdrängungslogik aus. Für 32 repräsentative Typgebäude wird darüber hinaus der stündliche Raumwärmebedarf simuliert. Dieser dient der technologiespezifischen Synthese von Endenergielastgängen. Dazu werden für jedes Typgebäude außentemperaturabhängige Leistungszahlen von Wärmepumpen ermittelt, die nutzbare solarthermische Wärmeerzeugung simuliert und typische Anlagen-, Speicher- bzw. Verteilverluste berücksichtigt. Anschließend folgt eine Kalibrierung des Modells mit dem Endenergieverbrauch der deutschlandweiten Statistik. Neben den CO_2-Verminderungskosten werden die Maßnahmen auch anhand ihrer Wechselwirkungen, ihrer Pfadabhängigkeiten sowie ihrer Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor bewertet. Werden entsprechend dem aktuellen Trend auch zukünftig überwiegend Luftwärmepumpen installiert und wärmegeführt betrieben, so hat dies zur Folge, dass die maximale Residuallast stark steigt. Aus diesem Grund wird der Nutzen einer Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme mittels Wärmespeicher zur Reduktion der maximalen Residuallast sowie zur Integration Erneuerbarer Energien diskutiert. Ausgehend von den Ergebnissen der Maßnahmenbewertung wird ein Klimaschutzszenario der privaten Haushalte entwickelt, welches beschreibt, wie ein klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden kann.

Im Vergleich zu elektrischen Luftwärmepumpen führen nur regelbare Thermostate zu geringeren CO_2-Verminderungskosten. Aufgrund des begrenzten Potenzials können regelbare Thermostate jedoch nur als flankierende Maßnahme dienen. Aus Kostensicht sollte deshalb ein Großteil der Emissionsreduktion privater Haushalte durch den Einbau elektrischer Wärmepumpen erfolgen. Alternative Maßnahmen wie die Verbrennung erneuerbarer Brennstoffe führen zu höheren Verminderungskosten, könnten jedoch zur Dekarbonisierung in Gebäuden eingesetzt werden, die nicht für die Versorgung mittels elektrischer Wärmepumpen geeignet sind. Eine frühzeitige Umsetzung der Maßnahmen ist nicht nur kosteneffizienter, sondern auch aufgrund der geringen Transformationsgeschwindigkeit des Sektors sinnvoll. Der Fokus des Handelns sollte dabei auf alte Gebäude gerichtet werden.

Die Maßnahmenumsetzung in privaten Haushalten ist im Vergleich zu anderen Sektoren mit hohen Verminderungskosten verbunden. Die Ausgestaltung von Anreizmechanismen zur zeitnahen Umsetzung der Maßnahmen sowie die sozial gerechte Verteilung der entstehenden Kosten sollte Bestandteil zukünftiger Forschung sein.

Abstract

In 2016, the residential sector accounted for 23% of energy-related CO_2 emissions in Germany. However, the implementation of CO_2 reduction measures is proceeding at a slow pace. An additional and ambitious implementation of measures is necessary in order to achieve the emission reduction targets announced by the Federal Government.

Against this background, measures which can contribute significantly to a climate-neutral building stock are being evaluated. The sector model of private households which consists of two modules is developed in order to quantify the impact on costs, emissions and load profiles of these measures. Using a stock-and-flow approach, the number of buildings and facilities is projected over a period of time from 2020 to 2050. This is characterised by a dismantling and construction algorithm based on data about the useful life and the age of the facility or building as well as by a measure-specific substitution logic. In addition, the hourly space heating demand is simulated for 32 representative type buildings. These are used for the technology-specific synthesis of final energy load profiles. For this purpose efficiencies of heat pumps depending on outside air temperature are determined for each type of building. The usable solar thermal heat generation is simulated and typical system, storage and distribution losses are taken into account. This is followed by a calibration of the model by means of the final energy consumption as stated in national statistics. Beside the CO_2 abatement costs the measures are also being evaluated on the basis of their interdependency, their path dependencies as well as their effects on the supply sector. If, in line with the current trend, mainly air source heat pumps are installed and operated heat-guided in the future, this will result in a rising maximum residual load. For this reason, the benefits of controlling the load of electrical heating systems using heat storages to reduce the maximum residual load and to integrate renewable energies are being discussed. A climate change mitigation scenario for the residential sector is developed on the basis of the assessment of measures. It describes the sector on its way to a climate-neutral building stock.

In comparison to electrical air source heat pumps only controllable thermostats lead to lower CO_2 abatement costs. Due to the limited potential however controllable thermostats can only serve as a supplementary measure. From an economic point of view, the main part of emission reduction in the residential sector should therefore be achieved by installing electric heat pumps. Alternative measures such as the combustion of renewable fuels lead to higher abatement costs, but could be used for decarbonisation in buildings which are not suitable for a supply by electric heat pumps. Early implementation of the measures is not only more cost-efficient, but also makes sense due to the low transformation rate of the sector. The focus of action should be on old buildings.

The implementation of measures in the residential sector causes high abatement costs compared to other sectors. The design of incentive mechanisms for the early implementation of the measures as well as the socially balanced allocation of the resulting costs should be part of future research.

Inhalt

ABKÜRZUNGEN XI

ABBILDUNGEN XIII

TABELLEN XVII

1 EINLEITUNG 1

1.1 MOTIVATION UND ZIEL 1
1.2 STAND DER FORSCHUNG 2
1.3 FORSCHUNGSFRAGEN 7

2 ÜBERBLICK ÜBER DIE METHODIK 9

2.1 DYNAMISCHE BEWERTUNG VON CO_2-VERMINDERUNGSMAßNAHMEN 9
2.2 MODELLIERUNG VON CO_2-VERMINDERUNGSMAßNAHMEN IN PRIVATEN HAUSHALTEN 13

3 VORANALYSE UND MAßNAHMENAUSWAHL 19

3.1 EMISSIONSBILANZ 19
3.1.1 Methodik der anwendungsorientierten Emissionsbilanz 20
3.1.2 Anwendungsorientierte Emissionsbilanz der privaten Haushalte 21
3.1.3 Witterungsbereinigung der Emissionen 22
3.2 UNTERSUCHTE MAßNAHMEN 24
3.3 POTENZIALANALYSE WÄRMEPUMPEN 28
3.4 DEFINITION DER MAßNAHMENUMSETZUNGSGRADE 30

4 STOCK-AND-FLOW-MODELL 31

4.1 DEFINITION DES SEKTORZUSTANDS 31
4.2 ENTWICKLUNG DES SEKTORZUSTANDS 32
4.2.1 Gebäude 33
4.2.2 Heizsysteme 38
4.2.3 Klimaanlagen 44
4.2.4 Haushaltsgeräte und -maschinen 45

5 LASTGANGSYNTHESE 47

5.1 RAUMWÄRME 47
5.1.1 Außentemperaturabhängigkeit des Raumwärmebedarfs 49
5.1.2 Regressionsfunktionen 51
5.1.3 Gleichzeitigkeitseffekte 53
5.1.4 Regionale Temperaturzeitreihen 54
5.1.5 Validierung und Zusammenfassung 55
5.2 WARMWASSER 57
5.3 ENDENERGIE 58
5.3.1 Elektrische Wärmepumpen 59
5.3.2 Elektrische Speicherheizungen 65
5.3.3 Solarthermieanlagen 67
5.3.4 Sonstige Heizsysteme 69

5.3.5 Klimatisierung ... *70*
5.3.6 Haushaltsgeräte und -maschinen ... *71*
5.3.7 Kalibrierung und Zusammenfassung ... *72*

6 MAßNAHMENUMSETZUNG ... 75

6.1 GEBÄUDEHÜLLE ... 75
6.2 ANLAGENTAUSCH ... 78
6.3 GEBÄUDEAUTOMATION ... 81
6.4 FERNWÄRME ... 81
6.4.1 Historische Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs ... *82*
6.4.2 Potenzialermittlung ... *83*
6.4.3 Zukünftige Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs ... *84*
6.4.4 Fernwärmeversorgte Gebäude ... *85*
6.5 FLEXIBILISIERUNG ELEKTRISCHER HEIZSYSTEME ... 86
6.5.1 Minimierung der Strombezugskosten ... *87*
6.5.2 Glättung der Residuallast ... *88*

7 BILANZIERUNG DER KOSTEN UND EMISSIONEN ... 91

7.1 KOSTEN ... 91
7.1.1 Investitionen ... *91*
7.1.2 Fixe Betriebskosten ... *92*
7.1.3 Variable Betriebskosten ... *93*
7.2 EMISSIONEN ... 93
7.3 CO_2-VERMINDERUNGSKOSTEN ... 95

8 BEWERTUNG DER CO_2-VERMINDERUNGSMAßNAHMEN ... 97

8.1 STARTSZENARIO ... 97
8.2 STUFE 1: STATISCHE BEWERTUNG ... 98
8.3 STUFE 2: SEKTORDYNAMISCHE BEWERTUNG ... 103
8.3.1 Maßnahmenübersicht ... *103*
8.3.2 Detailanalysen ausgewählter Maßnahmen ... *105*
8.4 STUFE 3: SYSTEMDYNAMISCHE BEWERTUNG ... 111
8.5 KLIMASCHUTZSZENARIO FUEL ... 113
8.5.1 Umsetzungsgrade der Maßnahmen ... *113*
8.5.2 Bewertung mittels CO_2-Verminderungskosten ... *115*
8.5.3 Bewertung des Systemnutzens steuerbarer elektrischer Heizsysteme ... *117*
8.6 SENSITIVITÄTSANALYSE ... 119
8.6.1 Temperaturzeitreihen ... *119*
8.6.2 Speicherkapazität ... *120*

9 FAZIT UND AUSBLICK ... 123

10 LITERATUR ... 127

11 VERÖFFENTLICHUNGEN DES AUTORS ... 143

12 ANHANG ... 147

12.1 SKALIERUNGSFAKTOREN ZUR WITTERUNGSBEREINIGUNG ... 147
12.2 MENGENGERÜST UND CHARAKTERISTISCHE GRÖßEN DER GEBÄUDE ... 148
12.3 SOLARTHERMISCHE WÄRMEERZEUGUNG ... 152
12.4 TECHNOÖKONOMISCHE KENNWERTE ... 154

12.5 FERNWÄRMENETZE 158
12.6 CHARAKTERISTISCHE KENNGRÖßEN IN DEN SZENARIEN 159

Abkürzungen

AZ	Arbeitszahl
BAU	Business-As-Usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Leistungszahl (engl. Coefficient of Performance)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EG	Europäische Gemeinschaft
EnEV	Energieeinsparverordnung
ESH	Elektrische Speicherheizung
EWP	Erdwärmepumpe (Sole-/Wasserwärmepumpe und Wasser/Wasserwärmepumpe)
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
FREM	Regionalisiertes Energiesystemmodell
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GLZ	Gleichzeitigkeit
GWP	Gaswärmepumpe (Ad- und Absorptionswärmepumpen)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IQR	Interquartilsabstand (engl. interquartile range)
ISAaR	Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung
IWU	Institut Wohnen Umwelt
JAZ	Jahresarbeitszahl
LWP	Luftwärmepumpe (Luft/Wasser- und Luft/Luftwärmepumpe)
MFH	Mehrfamilienhäuser
nRMSE	normalisierte Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl. normalized root mean square error)
NSE	nicht steuerbare Einflussfaktoren
PHH	private Haushalte
PVA	Photovoltaikanlagen
SopHa	Sektormodell der privaten Haushalte
THG	Treibhausgase
TLP	Temperaturabhängige Lastprofile
WEA	Windenergieanlagen

Abbildungen

Abbildung 2-1: Methodik zur Maßnahmenbewertung durch stufenweise Erweiterung des Bilanzraums der Modellierung 10
Abbildung 2-2: Prozess zur Modellierung und Auswertung von Maßnahmenszenarien 13
Abbildung 2-3: Struktur des Sektormodells der privaten Haushalte (SopHa) und der Arbeit 16
Abbildung 3-1: Historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland; eigene Darstellung nach [7], [12], [41], [42] und [43] 20
Abbildung 3-2: Direkte und indirekte Emissionen im Jahr 2016 nach [6] 21
Abbildung 3-3: Temperaturbereinigte und energiebedingte CO_2-Emissionen der privaten Haushalte nach Anwendungen und Energieträgern im Jahr 2016, nach [12] 22
Abbildung 3-4: Quantifizierung von Einflussfaktoren auf die THG-Emissionen in Deutschland nach [7], [52] und [55] 24
Abbildung 3-5: GIS-Analyse zu geeigneten Aufstellorten von Luftwärmepumpen aufgrund von Schallimissionen 29
Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Potenziale von Wärmepumpen 30
Abbildung 4-1: Historische Vorgaben zu den energetischen Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und Definition der Baualtersklassen; eigene Darstellung nach [69], [70], [71], [72] und [73] 32
Abbildung 4-2: Anteile der Gebäudetypen (links) und Baualtersklassen (rechts) an allen bewohnten Wohneinheiten im Jahr 2011 nach [76] 34
Abbildung 4-3: Relative Entwicklung der Anzahl an Wohneinheiten von 2015 bis 2030 in Deutschland (trendbereinigt): Je Gemeinde (links) und je Landkreis (rechts); eigene Berechnung aufbauend auf [78] und [79]. 36
Abbildung 4-4: Entwicklung der Wohneinheiten je Gebäudetyp (links) und je Baualtersklasse (rechts) bis zum Jahr 2050 37
Abbildung 4-5: Anteile der primären Heizsysteme an den bewohnten Wohnungen im Jahr 2015 nach [58], [64], [83], [84] und [85] 39
Abbildung 4-6: Startszenario: Entwicklung der Heizsysteme – Bestand (links) und Bruttozubau (rechts) 44
Abbildung 4-7: Anzahl verbrauchsrelevanter elektrischer Geräte; eigene Darstellung nach [81] und [117] 45
Abbildung 5-1: Anteil am täglichen (oben) sowie am jährlichen Heizwärmebedarf (unten) in Abhängigkeit des Baualters (links), des Gebäudetyps (Mitte) und des Sanierungszustands (rechts); eigene Darstellung nach [73] 48
Abbildung 5-2: Vergleich der Heizlast für drei unabhängige Variablen in der dritten Stunde des Tages für Ein- und Zweifamilienhäuser der Baualtersklasse vor 1979 50
Abbildung 5-3: Vergleich der unabhängigen Variablen für die Heizlast in der dritten Stunde des Tages von Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 50
Abbildung 5-4: Vergleich von Regressionsfunktionen zur Beschreibung der Heizlast von Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 um 3 Uhr 53
Abbildung 5-5: Vergleich des Raumwärmelastgangs vor und nach Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit für die erste Woche des Jahres 2012 54
Abbildung 5-6: Verteilung der Gradtagzahlen der 420 Landkreise 55

Abbildung 5-7: Gaslastprofile nach [129] (oben) zur Validierung der synthetischen Raumwärmelastgänge (unten) am Beispiel eines Einfamilienhauses der Baualtersklasse vor 1979 56
Abbildung 5-8: Umgebungslufttemperatur (T^a) und Vorlauftemperatur (T^{VL}) von Luftwärmepumpen in Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 (links) und Mehrfamilienhäusern mit 7 bis 12 Wohnungen der Baualtersklasse 1995 bis 2020 (rechts). 61
Abbildung 5-9: Vergleich der Wochenarbeitszahlen (AZ) und der erzeugten Wärme von Luft- (LWP) und Erdwärmepumpen (EWP) in Ein- und Zweifamilienhäusern (links) und Mehrfamilienhäusern (rechts) 63
Abbildung 5-10: Verteilung der Jahresarbeitszahlen von Luft- und Erdwärmepumpen in Abhängigkeit des Baualters; Darstellung als Boxplot mit Median, oberem/unterem Quartil, Minimum und Maximum 63
Abbildung 5-11: Thermische Erzeugungsleistung, elektrische Last und Leistungszahl einer Luftwärmepumpe in EZFH vor 1979 (links) und MFH der Baualtersklasse 1995 bis 2020 (rechts) 64
Abbildung 5-12: Mittlerer Tageslastgang aller elektrischen Speicherheizungen im Jahr 2020 66
Abbildung 5-13: Anlagenschema der Simulation mittels Polysun®; Darstellung nach [148] 67
Abbildung 5-14: Gesamte Wärmeerzeugung und nutzbare solarthermische Wärmeerzeugung ...68
Abbildung 5-15: Anteil Solarthermie an der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit des Baualters (links) und des Gebäudetyps (rechts) 69
Abbildung 5-16: Stromverbrauch der Haushaltsgeräte und -maschinen je Anwendung (exkl. Raumkälte-, Raumwärme- & Warmwasserbereitstellung) nach [81] 72
Abbildung 5-17: Mittlerer Tageslastgang elektrischer Haushaltsgeräte (exklusive Heizungen) im Jahr 2015 72
Abbildung 5-18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs privater Haushalte im Startszenario 73
Abbildung 6-1: Anteil sanierter Bauteile am Wohngebäudebestand nach [67] 75
Abbildung 6-2: Der Pre- und Reboundeffekt reduziert die Effektivität von Gebäudesanierung 77
Abbildung 6-3: Verdrängungsmix der Maßnahme Luftwärmepumpe im Jahr 2030 80
Abbildung 6-4: Fernwärmepotenzial und –absatz der detailliert untersuchten Fernwärmenetze im Jahr 2015 nach [62] 84
Abbildung 6-5: Visualisierung der Residuallastglättung am Beispiel eines sonnenreichen Tages.88
Abbildung 8-1: CO_2-Verminderungskosten der Basisvarianten verschiedener Maßnahmen im Jahr 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen (rechts) nach [12] 99
Abbildung 8-2: CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für Erdwärmepumpen, ausgehend vom Standardfall (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau) nach [12] 100
Abbildung 8-3: CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für die Dämmung der Gebäudehülle, ausgehend vom Standardfall (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau); Darstellung nach [12] 102
Abbildung 8-4: Bereiche aller statischen Verminderungskosten der Maßnahmen sowie sektordynamische Verminderungskosten; Darstellung nach [12] 104
Abbildung 8-5: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und CO_2-Verminderungskosten über den gesamten Simulationszeitraum unter Variation des Maßnahmenzeitraums für vier ausgewählte Maßnahmen; Darstellung nach [12] 107

Abbildung 8-6: Maßnahmenbedingte elektrische Last und Leistungszahlen der Szenarien Luft- und Erdwärmepumpe gegenüber dem Startszenario für die fünfte Woche des Simulationsjahres 2035 (Wetterjahr 2012) 108
Abbildung 8-7: Kumulierte Stromerzeugung und die Anteile der Technologien für die ausgewählten Maßnahmen über den Zeitraum von 2020 bis 2050 nach [12] 112
Abbildung 8-8: Entwicklung des Bestands an Heizsystemen im Szenario fuEL nach [12] 114
Abbildung 8-9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Szenario fuEL nach [12] 116
Abbildung 8-10: Last der flexibilisierten elektrischen Heizsysteme und Strompreis für die 8. Woche (Winterwoche) im Simulationsjahr 2050 117
Abbildung 8-11: Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung elektrischer Heizsysteme im Jahr 2050 118
Abbildung 8-12: Bewertung der ausgewählten Maßnahmen für unterschiedliche Klimaszenarien nach [194] 120
Abbildung 8-13: Mehrintegration Erneuerbarer Energien (links) und Reduktion der maximalen Residuallast (rechts) 121

Tabellen

Tabelle 3-1: Ausgewählte und aggregierte Maßnahmen der privaten Haushalte und deren Bearbeitungstiefe 26
Tabelle 3-2: Anteile der Gebäude, die sich für eine Aufstellung elektrischer Wärmepumpen nach den Kriterien der GIS-Analysen eignen....30
Tabelle 4-1: Nutzungsdauer der Heiztechnologien....40
Tabelle 4-2: Nutzungsgrade der Heiztechnologien....43
Tabelle 5-1: Methodische Unterschiede zur Ermittlung der Gaslastprofile nach [129] und der synthetischen Raumwärmelastgänge....55
Tabelle 5-2: Durchschnittliche Leistung des modellierten Raumwärmelastgangs im Simulationsjahr 2020 des Startszenarios in Gigawatt in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde....57
Tabelle 5-3: Durchschnittliche Leistung des modellierten Warmwasserlastgangs in Gigawatt im Simulationsjahr 2020 in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde 58
Tabelle 5-4: Außenlufttemperatur (Ta), Vorlauftemperatur (TVL), Leistungszahl des gesamten Heizsystems ($COPSYS$), Anteil des Heizstabs am Stromverbrauch (AHS, el) und elektrische Last des gesamten Heizsystems ($PSYS$) für Luftwärmepumpen. 65
Tabelle 5-5: Benötigte zeitliche Auflösung der Energieträger für die Modellierung des Bereitstellungssektors nach [12] 69
Tabelle 5-6: Durchschnittliche Leistung des modellierten Stromlastgangs für Raumkälte im Simulationsjahr 2020 in Gigawatt in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde.... 71
Tabelle 6-1: U-Werte der Bauteile vor und nach Sanierung in W/(m²·K), Wärmebrückenzuschläge in W/(m²·K) und Luftwechselraten in h^{-1} 76
Tabelle 6-2: Spezifische Kosten der Sanierung, nach [158] 77
Tabelle 6-3: Priorisierung der Sanierungsoptionen anhand der spezifischen Kosten 78
Tabelle 6-4: Fernwärmeabsatz der detailliert betrachteten Fernwärmenetze nach [62]....83
Tabelle 6-5: Zur Fernwärmepotenzialermittlung genutzte Datensätze 83
Tabelle 6-6: Fernwärmeabsatz an private Haushalte im Start- und Maßnahmenszenario 85
Tabelle 6-7: Anzahl fernwärmeversorgter Gebäude im Maßnahmenszenario je Gebäudekategorie in Tausend 86
Tabelle 7-1: Mengengewichtete mittlere Energieträgerpreise im Startszenario bezogen auf den Heizwert in €/MWh nach [12]....93
Tabelle 7-2: Mengengewichtete Emissionsfaktoren im Startszenario bezogen auf den Heizwert in g CO_2/kWh nach [12]....95
Tabelle 8-1: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Stromverbrauch in den Endenergiesektoren im Startszenario nach [12] 98
Tabelle 8-2: Charakteristische Kennwerte der Szenarien Luftwärmepumpe und Erdwärmepumpe für das Simulationsjahr 2035 109
Tabelle 8-3: Beschreibung der Klimaszenarien nach [194] 119
Tabelle 12-1: Skalierungsfaktoren zur Witterungsbereinigung des Raumwärmebedarfs....147
Tabelle 12-2: Mengengerüst der Gebäude und BewohnerInnen im Jahr 2015 148

Tabelle 12-3: Charakteristische Größen der Typgebäude 150
Tabelle 12-4: Ergebnisse der Solarthermiesimulationen 152
Tabelle 12-5: Effizienzsteigerung der untersuchten Technologien in Prozent 154
Tabelle 12-6: Investitionen der Technologien ($Fdeg$: Faktor für Kostendegression; F: Faktor für Inflationsbereinigung; P: Nennleistung in kW) 155
Tabelle 12-7: Kostendegressionsfaktoren ($Fdeg$) der Komponenten 156
Tabelle 12-8: Fixe Betriebskosten der Heizsysteme als prozentualer Wert der Investition 157
Tabelle 12-9: Detailliert betrachtete Fernwärmenetze 158
Tabelle 12-10: Fernwärmeschienen und deren angenommenes Versorgungsgebiet 158
Tabelle 12-11: Zusammenfassung Startszenario und Szenario fuEL nach [12] 159

1 Einleitung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung und der dynamischen Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von CO_2-Emissionen in privaten Haushalten. In diesem einleitenden Kapitel erfolgt zunächst die Motivation für die Forschungsarbeit in diesem Themenfeld. Darauf aufbauend wird das grundlegende Ziel der Arbeit formuliert. Durch die anschließende Darstellung des aktuellen Stands der Forschung können Forschungsschwerpunkte und –defizite identifiziert werden. Dies stellt wiederum die Grundlage für die weitere Konkretisierung des Ziels in Forschungsfragen dar, welche im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden.

1.1 Motivation und Ziel

Im Zuge der deutschen Energiewende erfolgt eine Umgestaltung der Energieversorgung mit dem Ziel des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohlestromerzeugung sowie der Reduktion von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die THG-Emissionen bis 2050 um 80 % bis 95 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) zu reduzieren [1]. Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens [2] hat sich auch die internationale Gemeinschaft zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen verpflichtet und verleiht den Bemühungen Deutschlands damit zusätzliches Gewicht.

Gemäß [3] werden die Emissionsreduktionen in Deutschland derzeit vor allem im Bereitstellungssektor erzielt, dessen Emissionen weitgehend durch das europäische Emissionshandelssystem EU ETS begrenzt sind. Nach [4] wurde beispielsweise der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) an der Nettostromerzeugung bis 2018 auf 40,4 % erhöht, mit weiter steigender Tendenz. Auch für die Sektoren, die nicht vom EU ETS betroffen sind, gelten nach der Klimaschutzverordnung [5] seit Mai 2018 verbindliche Emissionsreduktionsziele bis zum Jahr 2030. Diese ziehen bei Nichteinhaltung empfindliche Strafen in Form von nachzukaufenden Zertifikaten mit sich. Auf der Anwendungsseite, d. h. in den Endenergiesektoren Verkehr, private Haushalte, Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), schreitet die Umsetzung der sogenannten CO_2-Verminderungsmaßnahmen (nachfolgend „Maßnahmen" genannt) jedoch größtenteils langsam voran (vgl. [6]). Die privaten Haushalte machen mit 26 % einen hohen Anteil des gesamten Endenergieverbrauchs aus [7]. Im diesem Sektor stagniert der Stromverbrauch der Haushaltsgeräte und -maschinen seit zehn Jahren auf einem Niveau von ca. 105 TWh/a [7]. Ebenso bleibt der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der Wärmeanwendungen seit Jahren konstant [8]. Die Elektrifizierung der Raumwärme- und Warmwasseranwendungen privater Haushalte kommt langsam in die Umsetzung. Jedoch sind die Anteile elektrischer Heizsysteme am Gesamtbestand sehr gering und die aktuelle Geschwindigkeit führt auch langfristig zu hohen Anteilen fossiler Heizsysteme [7]. Die Bemühungen der Bundesregierung die Sanierungsrate von ca. 1 %/a zu verdoppeln sind zum heutigen Zeitpunkt nicht erfolgreich [9]. Vor diesem Hintergrund ist eine zusätzliche, ehrgeizige Umsetzung von Maßnahmen, insbesondere im Sektor der privaten Haushalte, notwendig, um die Klimaziele zu erreichen (vgl. [10], [11] und [12]).

Wie in [12], [13] und [14] dargestellt, stehen grundsätzlich verschiedene Maßnahmen zur Verfügung, um die Emissionen der privaten Haushalte zu reduzieren. Zu den technischen Maßnahmen gehören neben der Nutzung Erneuerbarer Energien auch Effizienzsteigerungen, die zunehmende

Elektrifizierung sowie der Einsatz strom- und biomassebasierter Brennstoffe. Die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid spielt aufgrund des Aufwandes der Anlage und der weiteren Verwendung im Gegensatz zum Industriesektor für den Sektor der privaten Haushalte keine Rolle. Angesichts dieser Vielzahl an Optionen stellt sich die Frage, welche der Maßnahmen einen relevanten Beitrag zur Emissionsminderung leisten können und welche besonders kosteneffizient zu einer Emissionsminderung führen.

Die Bewertung dieser Maßnahmen findet im Kontext eines hochgradig integrierten und sich im kontinuierlichen Wandel befindenden Energiesystems statt. Dabei gilt es nach [12] die dynamischen Wechselwirkungen der Maßnahmen untereinander und mit dem Bereitstellungssektor zu berücksichtigen. So ist beispielsweise die Emissions- und Kostenintensität der eingesetzten Energieträger eine wichtige Randbedingung für die Bewertung von Maßnahmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese in Form von Emissionsfaktoren und Energieträgerpreisen von Strom und Fernwärme im Laufe der Jahre variieren kann (vgl. [15] und [16]). Darüber hinaus hängt die Bewertung von Maßnahmen von den Wechselwirkungen der Maßnahme im Energiesystem ab. So verringert beispielsweise die Umsetzung einer Maßnahme aufgrund maximal möglicher Umsetzungsgeschwindigkeiten von Technologien das Potenzial anderer Maßnahmen. Weiterhin beeinflusst die Umsetzung von anwendungsseitigen Maßnahmen den Anlagenausbau und -einsatz im Bereitstellungssektor, da dieser in seiner Form als liberalisierter Energiemarkt auf die Änderung der Energieverbräuche in den Endenergiesektoren reagiert. Eine klassische „statische" Bewertung einzelner Technologien, welche diese Zusammenhänge vernachlässigt, ist folglich nicht ausreichend. Vielmehr stellt sich die Frage, wie das Emissionsreduktionspotenzial und die Kosteneffizienz der Maßnahmen unter Berücksichtigung der sich ändernden Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen im Energiesystem bewertet werden können. Das Ziel dieser Arbeit ist deshalb die Entwicklung von Methoden und Modellen, welche die Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen in privaten Haushalten unter Berücksichtigung ihrer dynamischen Wechselwirkungen im Energiesystem ermöglichen.

1.2 Stand der Forschung

Um den aktuellen Forschungsstand zum Themenfeld der Dekarbonisierung von Anwendungen in privaten Haushalten darzustellen, erfolgt in diesem Abschnitt die Beschreibung von themenrelevanten Studien, Dissertationen und Modellen. Die Auswahl dieser Arbeiten beschränkt sich auf Untersuchungen, welche Aussagen über den deutschen Wohngebäudebestand treffen und innerhalb der vergangenen zehn Jahre veröffentlicht wurden. Die Abschnitte sind nach Veröffentlichungsjahr sortiert. Der jeweilige Aufbau eines Abschnitts folgt dem Schema:

1. Nennung der Institution, der Autoren und/oder des Auftraggebers
2. Erläuterung des Untersuchungsgegenstands und der Methodik
3. Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse

Darauf aufbauend werden in Abschnitt 1.3 ein Fazit gezogen und die Forschungsfragen dieser Arbeit abgeleitet.

2019, Öko-Institut: Kopplung des Strommarktmodells PowerFlex mit dem Gebäudesimulationsmodell Building-Star [17]

Durch die Kopplung des Gebäudesimulationsmodells Building-Star mit dem Strommarktmodell PowerFlex verfolgt das Öko-Institut u. a. das Ziel sektorübergreifende Strategien für einen optimalen Biomasseeinsatz abzubilden. Dabei bildet das „Building Stock Transformation Model" den Bestand mittels sechs Wohngebäudetypen und 16 Baualtersklassen über die Zeit ab. Als agentenbasiertes

Modell werden Kohorten à 50 Gebäude gebildet die jeweils verschiedene Investitionsentscheidungen treffen. Als Ergebnis geht aus dem Modell die Sanierungsrate hervor. Die Jahressummen der Endenergieverbräuche werden in PowerFlex in stündliche Lastgänge übersetzt. In verschiedenen Szenarien konnte gezeigt werden, dass Erneuerbare Energien im Gebäudesektor fossile Energieträger ersetzen, um die vorgegebenen THG-Minderungsziele zu erfüllen. Darüber hinaus kommen die Autoren zu dem Fazit, dass der Einsatz fester Biomasse insbesondere in schlecht gedämmten Gebäuden sinnvoll sein kann.

2018, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen: Future Grid Load of the Residential Building Sector [18]

In der Dissertation von Leander Kotzur wird die zukünftige elektrische Last des Wohngebäudesektors vor dem Hintergrund einer zunehmenden Elektrifizierung untersucht, um damit die Grundlage für eine Netzplanung zu schaffen. Im Modell wird der Ausbau und Einsatz der Energieversorgungsstruktur der Gebäude unter Verwendung eines gemischt-ganzzahlig linearen Programms optimiert. Der Gebäudebestand wird mithilfe der Ergebnisse des Zensus 2011 und die Gebäudesubstanz mithilfe der „Datenbasis Gebäudebestand" des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) abgebildet. Das Modell wird anhand der darauf aufbauend berechneten Endenergieverbräuche für historische Jahre validiert. Energieträgerpreise und Emissionsfaktoren werden modellexogen vorgegeben. In dem Szenario „Min Cost" stellen Wärmepumpen und Brennstoffzellen zwei zentrale Elemente dar. Aufgrund von Sanierung und Neubau wird bis 2050 gegenüber 2015 ein um 29 % bis 34 % sinkender Nutzenergiebedarf für Raumwärme angenommen. Nach Kotzur erhöht sich die Spitzenlast im ländlichen Raum durch elektrische Heizsysteme um bis zu 100 % während die Erhöhung in Städten durch den Einsatz von Brennstoffzellen überkompensiert werden kann.

2018, Deutsche Energie-Agentur: Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 [26]

In der Leitstudie Integrierte Energiewende der Deutschen Energie-Agentur (dena) und der ewi Energy Research & Scenarios gGmbH werden jeweils ein 80 % und ein 95 %-Zielszenario unter den Begriffen „Elektrifizierung" und „Technologiemix" entwickelt und verglichen. Der Einsatz und Ausbau der Elemente im Bereitstellungssektor wurde mit dem Modell DIMENSION+ optimiert (ebenso in [10]), während die Abbildung der Energieverbräuche und Kosten der vier Endenergiesektoren über eigene Bottom-Up-Modelle erfolgte. Diesbezüglich kam das Wohngebäudemodell nach [10] zum Einsatz[1]. Über Vorgabe von Zielen zur THG-Emissionsminderung für den Gebäudesektor wurden in [10] Sanierungsraten bestimmt, welche in dieser Studie wiederverwendet werden. Je nach Szenario betragen sie 1,4 %/a bis 2 %/a. Im Ergebnis wird den Technologiemixszenarien ein deutlich kostengünstigeres Energiesystem zugeschrieben als den Szenarien mit hauptsächlich strombasierten Anwendungen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass letztere einen deutlich stärkeren Bedarf an gesicherter Leistung verursachen als die Technologiemixszenarien. In den Szenarien mit einer Emissionsreduktion von 95 % dürfen die Sektoren Bereitstellung, Verkehr und Gebäude im Jahr 2050 keine Emissionen mehr verursachen.

2018, The Boston Consulting Group: Klimapfade für Deutschland [14]

In der vom Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. beauftragten Studie untersuchen The Boston Consulting Group und die Prognos AG volkwirtschaftlich kosteneffiziente Klimapfade zur Erreichung der deutschen Emissionsminderungsziele (80 % und 95 % gegenüber 1990). Obwohl die CO_2-Verminderungskosten der Sanierung höher angenommen werden als die der Wärmepumpen, findet in den Klimapfaden eine forcierte Sanierung gegenüber der Referenz statt. Dies wird u. a.

[1]Beschreibung siehe unter [10]

durch die Restriktionen des Einsatzes von Wärmepumpen begründet. Neben diesen beiden Maßnahmen spielen in den Klimapfaden der privaten Haushalte netzgebundene Wärmeversorgung und effiziente Haushaltsgeräte eine maßgebliche, Gebäudeautomation bzw. synthetische Brennstoffe hingegen eine untergeordnete Rolle.

2018, Agora Energiewende: Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung [19]

Die Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec im Auftrag der Agora Energiewende beschreibt vier Effizienzszenarien und ein Business-as-Usual-Szenario (BAU) des Gebäudesektors. Neben dem Szenario „Effizienz", welches das höchste Ambitionsniveau der Gebäudeeffizienz abbildet, wird der Fokus in den Szenarien „Effizienz + EE[2]", „Effizienz + WP[3]", „Effizienz + PtG[4]" und „BAU + PtG" auch auf die Bereitstellung der Wärme gelegt. Die Ergebnisse beruhen auf dem Zusammenspiel verschiedener Modelle. So werden die Gebäudekosten und Endenergieverbräuche im Gebäudemodell GEMOD des ifeu durch eine explorative Maßnahmenumsetzung ermittelt. Das Modell unterscheidet 52 Wohngebäudetypen bzw. 18 Wärmeerzeugungstechnologien und bildet den Zeitraum bis 2050 ab. In der Studie werden die Ergebnisse von GEMOD für sechs Wohngebäudetypen aggregiert an das Gesamtenergiesystemmodell SCOPE übergeben, welches neben der Bereitstellung von Energieträgern auch den Ausbau und Einsatz von Wärmepumpen optimiert. Im Ergebnis verursacht lediglich das Szenario „Effizienz + WP" niedrigere Systemgesamtkosten als das Referenzszenario „Effizienz". Der Einsatz synthetischer Brennstoffe und der verstärkte Ausbau von Erneuerbaren Energien führen im Vergleich zu höheren Systemgesamtkosten. Ein Szenario mit konservativen Sanierungsraten und starkem Ausbau von Wärmepumpen wurde nicht untersucht. Die Autoren kommen zu dem Fazit, dass die Maßnahmen Dämmung, Wärmepumpen, Wärmenetze und dezentrale Erneuerbare Energien forciert werden müssen, um das Ziel für den Gebäudesektor bis 2030 zu erreichen. Dabei kommt der Dämmung die Rolle zu, ein sogenanntes „level playing field" und damit gleiche Rahmenbedingungen für die Erzeugungstechnologien zu schaffen.

2017, Technische Universität München: Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem – Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland [20]

In dieser Studie der TU München wurden die Rückwirkungen von elektrischen Wärmeerzeugern auf das Energiesystem über den Zeitraum von 2015 bis 2050 untersucht. Die Gebäudetypologie setzt sich für die privaten Haushalte aus zwei Gebäudetypen (Einfamilienhaus/Mehrfamilienhaus), zwei Baualtersklassen (Altbau/Neubau) und zwei Sanierungszuständen (unsaniert/saniert) zusammen. Es wird angenommen, dass elektrische Wärmepumpen in Neubauten oder bereits sanierten Gebäuden installiert werden. Die thermisch aktivierbare Gebäudespeichermasse wird für die Flexibilisierung der elektrischen Heizsysteme genutzt. Die Autoren kommen zu dem Fazit, dass der optimierte Einsatz elektrischer Heizsysteme zu einer Betriebsoptimierung der konventionellen Kraftwerke, zu reduzierten Speicherinvestitionen im Bereitstellungssektor und zur Integration von Erneuerbaren Energien führt. Als weiterer Forschungsbedarf im Themenfeld dieses Projekts wird eine detailliertere Gebäudetypologie, andere Annahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien bzw. zum Zeitpunkt des Kohleausstiegs identifiziert.

[2] Erneuerbare Energien
[3] Wärmepumpen
[4] Power-to-Gas

2017, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Review zu Power-to-Heat-Modellen und eigene Aktivitäten mit dem Open-Source-Modell DIETER [21]

In der Metastudie untersuchten die Autoren 123 begutachtete Artikel aus renommierten Zeitschriften und legten den Fokus dabei auf die modellseitige Abbildung der Technologien Widerstandsheizer, Wärmepumpen, hybride Systeme und Wärmespeicher. Die Übersicht zeigt, dass der Fokus der untersuchten Modelle auf der objektnahen Wärmeversorgung liegt. Häufig werden Wärmepumpen über konstante Leistungszahlen abgebildet und als bevorzugte Technologie zur Bereitstellung von Flexibilität im Energiesystem angesehen. Das lineare Optimierungsmodell „Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables" (DIETER) wurde im Zuge des Projekts StoRES als „open source" Modell entwickelt. Damit lassen sich kostenoptimale Kombinationen unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Demand-Side-Management und Elektrofahrzeuge bestimmen. In der Version 1.3.0 wird außerdem die Bereitstellung von Raumwärme mittels elektrischer Heizsysteme abgebildet.

2017, Deutsche Energie-Agentur: Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor [10]

In der Studie der ewi Energy Research & Scenarios (ewi ER&S), des Instituts für Technische Gebäudeausrüstung Dresden GmbH (ITG) und des Forschungsinstituts für Wärmeschutz e.V. München (FIW) im Auftrag der dena werden vier Zielszenarien analysiert. Neben einem Referenzszenario werden jeweils zwei Szenarien „Elektrifizierung" und „Technologiemix" für eine 80- und eine 95-prozentige Reduktion der Treibhausgasemissionen untersucht. Die Elektrifizierungs-szenarien beschreiben eine verstärkte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und die Umstellung fossilbefeuerter Kessel auf elektrische Systeme. In den Technologiemixszenarien werden große Anteile von Heizöl und Erdgas mittels synthetischer Brennstoffe auf Basis Erneuerbarer Energien bereitgestellt. Die Optimierung des Energiesystems erfolgt mit dem Modell DIMENSION+. Mit dem Wohngebäudemodell wurden darüber hinaus Endenergieverbräuche, Kapazitäten, Investitionen und Betriebskosten des Gebäudesektors ermittelt. Dazu wurde der Gebäudebestand mittels exogen vorgegebener Abriss-, Neubau- und Sanierungsraten bis 2050 modelliert. Für die Heizsysteme wurden Effizienzsteigerungen und Kostendegressionen angenommen. Die Endenergieverbräuche wurden auf Basis von DIN Normen und mittels Wetterdaten des Referenzstandorts Potsdam bestimmt. Eine zentrale Erkenntnis ist, dass sich die Auslastung der Gasnetze in den Szenarien stark unterscheide. Für das Szenario Elektrifizierung stellt sich die Frage, wie die Kosten in diese Infrastruktur refinanziert werden können. In beiden untersuchten 95 %-Zielszenarien kommen synthetische Kraftstoffe zum Einsatz.

2017, Agora Energiewende: Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor [11]

In der Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und des Fraunhofer-Instituts für Bauphysik (IBP) im Auftrag der Agora Energiewende wird untersucht inwieweit die Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen erreicht werden können, wenn die Umsetzung einzelner Schlüsseltechnologien verzögert wird. Neben einer Metastudie zu 80 % bis 95 %-Zielszenarien, erfolgt die Ermittlung von Einflussgrößen auf die notwendige Durchdringung von Schlüsseltechnologien mit dem Ziel, ein besseres Verständnis der Abhängigkeiten zwischen den Zielen für 2030 und 2050 zu schaffen. Zentrale Forderungen der Studie sind, dass bereits 2030 ein Großteil der Ölkessel durch Wärmepumpen verdrängt, Wärmenetze ausgebaut und die Sanierungs-rate auf 2 %/a gesteigert werden sollten, um die Ziele für das Jahr 2050 erreichen zu können. Während bei Defiziten einzelner Schlüsseltechnologien Maßnahmen in anderen Bereichen nur für ein -80 %-Zielszenario relevant wären, müssten bei -95 %-Szenarien alle potenziellen Maßnahmen

umgesetzt werden. So können Wärmepumpen bis 2030 dazu beitragen, Defizite bei Maßnahmen wie der Dämmung oder der Elektromobilität zu kompensieren.

2014, Technische Universität München: Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem [22]

In der Dissertation von Christian Heilek wird das Modell MESTAS (Teilmodell von IMAKUS) eingesetzt und um die Bereitstellung von Wärme erweitert. Damit lässt sich neben dem Einsatz und Ausbau von Kraftwerken und elektrischen Speichern auch die Zusammensetzung der Anlagen zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme optimieren. Mit dieser sektorübergreifenden globalen Optimierung können unter Vorgabe von Emissionsgrenzen verschiedene Klimapfade untersucht werden. Die Warmwasser- und Raumwärmelast wird über einen thermischen Gesamtlastgang abgebildet, der auf verschiedene Wärmesystemgruppen aufgeteilt wird. Zur Deckung dieses Lastgangs stehen dem Modell mehrere Anlagen zur Verfügung: Elektrische Wärmeerzeuger, KWK-Anlagen und konventionelle Wärmeerzeuger. Die zeitliche Entkopplung des Wärmebedarfs und der Bereitstellung von Wärme wird durch Speicher abgebildet. Nach Heilek lassen sich elektrische Heizsysteme durch entsprechende Steuerung zur Integration von Erneuerbaren Energien nutzen. Darüber hinaus belegt er, dass elektrische Heizsysteme mit zentraler Steuerung große Kostensenkungspotenziale bieten.

2014, Öko-Institut: Klimaschutzszenario 2050 [23]

In dieser Studie des Öko-Instituts e.V. und Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit wurden zwei kostenoptimale Klimaschutzszenarien entwickelt, welche die Treibhausgasemissionen um 80 % bzw. 90 % gegenüber 1990 reduzieren. Die sektorübergreifenden Ergebnisse werden durch ein Zusammenspiel mehrerer Modelle ermöglicht. Dabei wird der Gebäudesektor über die Modelle INVERT/EE-Lab bzw. FORECAST abgebildet. INVERT/EE-Lab optimiert Investitionsentscheidungen für die Raumwärme-, Warmwasser- und Raumkältebereitstellung hinsichtlich der Gesamtkosten aus Sicht des Akteurs über die Zeit. FORECAST-Residential extrapoliert die Bestandsentwicklung von Haushaltsgeräten basierend auf deren historischen Entwicklung und angenommenen Potenzialen. Die Autoren ziehen das Fazit, dass in allen Sektoren vor der Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen die Verbesserung der Effizienz erfolgen sollte. Während Biomasse prioritär im Verkehr und der Industrie zum Einsatz kommen sollte, stellen Solarthermie, Fernwärme und Wärmepumpen in den Szenarien zentrale Technologien der Wärmeversorgung privater Haushalte dar.

2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Energiesystem Deutschland 2050 - Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO_2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien [24]

In dieser Studie wird ein kostenoptimales 80 %-Zielszenario beschrieben. Dabei verwenden die Autoren das Regenerative Energien Modell - Deutschland (REMod-D) zur Minimierung der Kosten des Energiesystems. Die Abbildung der energetischen Sanierung erfolgt mittels einer aus der Literatur abgeleiteten Kostenfunktion. Darüber hinaus werden die Modellergebnisse des Invert Rechenmodells der TU Wien per Regression approximiert, um die kumulative Verteilung der Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen abzubilden. Es werden fünf Heiztechnologien mit der Option direktelektrische Heizstäbe zu integrieren berücksichtigt. Die Autoren ziehen das Fazit, dass der Energieträger Strom eine wichtige Rolle zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser spielen werde. Gleichzeitig zeigen die Modellergebnisse, dass erst bei einer deutlichen Steigerung des Ambitionsniveaus der Emissionsreduktion große Teile der fossilbefeuerten Kessel durch

Wärmepumpen und Solarthermie verdrängt werden. In dem Szenario erfolgt darüber hinaus ein moderater Ausbau von Wärmenetzen.

2009, McKinsey & Company: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland [13] bzw. [25]

Die Studie von McKinsey & Company, Inc. im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz" untersucht die Kosten und Potenziale von THG-Verminderungsmaßnahmen mittels statischer Technologievergleiche. Die darauf aufbauenden CO_2-Vermeidungskosten werden aus „Entscheiderperspektive" und aus „gesamtwirtschaftlicher Perspektive" dargestellt. Sie werden als sortierte Werte über dem Potenzial aufgetragen. Da für jeden Vergleich ein(e) Maßnahmentechnologie bzw. -gebäude sowie Referenztechnologie bzw. -gebäude definiert werden müssen, existiert eine Vielzahl dieser Kombinationen. Die ausgewiesenen CO_2-Verminderungskosten der Dämmung reichen beispielsweise je nach Sanierungstiefe und Gebäudetyp von negativen Werten bis zu ca. 1.000 €/t CO_2.

1.3 Forschungsfragen

Bisherige Studien, die sich mit der Verminderung von THG-Emissionen in Deutschland beschäftigen, legen ihren Fokus entweder auf die statische Bewertung von Einzelmaßnahmen wie beispielsweise [13] und [14] oder die Bewertung von gesamten Szenarien mithilfe von Energiesystemmodellen wie z. B. [14], [23] und [26]. In der statischen Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen findet ein Einzeltechnologievergleich statt. Die verschiedenen Maßnahmen werden daraufhin i. d. R. in einer Merit Order der CO_2-Verminderungskosten über dem jeweiligen Potenzial dargestellt. Dieses Vorgehen vernachlässigt die Wechselwirkungen der Maßnahmen untereinander und mit dem Bereitstellungssektor. Die Potenziale der untersuchten Maßnahmen lassen sich in der Regel nicht summieren. Im Gegensatz dazu können zwei Vorgehen unterschieden werden. Zum einen diejenigen, welche die Gesamtsystemkosten global, d. h. inklusive des Ausbaus und Einsatzes sektoraler Elemente, optimieren. Zum anderen solche, die Endenergiesektoren mit eigenen Modellen beschreiben. Erstere zeigen, dass eine globale sektorübergreifende Optimierung der Systemgesamtkosten in aller Regel mit einem Verlust an Genauigkeit in der Abbildung des Endenergiesektors einhergeht. So werden beispielsweise die Anzahl der untersuchten Typgebäude und Heizsystemkombinationen aus Gründen des Rechenaufwandes auf ein handhabbares Maß reduziert. Im Extremfall wird der Gebäudebestand mit nur einem Lastgang beschrieben. Kotzur [18] kommt jedoch zu dem Ergebnis, dass 200 Typgebäude eine ausreichend hohe Genauigkeit zur Abbildung der Vielfalt des Gebäudebestandes auf Gemeindeebene darstellen. Damit ist eine deutlich detailliertere Abbildung des Gebäudebestandes gefordert, als dies in den meisten global optimierten Energiesystemmodellen der Fall ist. Daher ist ein Trend zu sogenannten Sektormodellen zu beobachten. Diese bilden den jeweiligen Endenergiesektor in dem benötigten Detailgrad ab und aggregieren die Ergebnisse für die weitere Verwendung in den klassischen Energiesystemmodellen. In der Regel werden für diese Modelle auch Entwicklungen vorgegeben, die sektorübergreifend ein Zielszenario verfolgen. Eine Bottom-Up Modellierung des Sektors private Haushalte bei gleichzeitiger Bewertung einzelner CO_2-Verminderungsmaßnahmen ist dennoch unterrepräsentiert.

Die dynamische Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen bewegt sich methodisch dazwischen - mit dem Ziel, einzelne Maßnahmen oder -kombinationen „dynamisch" hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz und ihrem Einsparpotenzial zu bewerten. Eine dynamische Bewertung bedeutet in diesem Kontext, dass die Wechselwirkungen der Maßnahmen in den Endenergiesektoren und mit

dem Bereitstellungssektor Berücksichtigung finden. Grundlage hierfür ist die Entwicklung von Methoden und Modellen, die diese Anforderungen erfüllen.

Im Mittelpunkt dieser Arbeit stehen insbesondere die Wechselwirkungen der anwendungsseitigen Maßnahmen im Endenergiesektor private Haushalte sowie die Wechselwirkungen mit dem Bereitstellungssektor. Die in dieser Arbeit entwickelte Methodik und das Modell werden eingesetzt, um Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen im Hinblick auf ihr Emissionseinsparpotenzial und ihre Kosteneffizienz zu bewerten und den Beitrag der privaten Haushalte auf dem Weg hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem aufzuzeigen. Dabei gilt es neben den beschriebenen Wechselwirkungen auch die komplexe Struktur des Sektors private Haushalte zu berücksichtigen. Dies lässt sich durch die Definition einer detaillierten und regional hochaufgelösten Gebäudetypologie sowie repräsentativer Bereitstellungstechnologien ermöglichen. Der Nutzenergiebedarf dieser Typgebäude kann auf Basis von Gebäudesimulationen bestimmt werden. Aus der Modellierung des Anlageneinsatzes zur Bereitstellung der Nutzenergie kann der Endenergiebedarf abgeleitet werden. Der Fokus sollte dabei auf den Maßnahmen liegen, welche ein großes Potenzial zur Erreichung der klimapolitischen Ziele aufweisen. Diesbezüglich ist die Effizienz von Wärmepumpen für jedes Typgebäude mittels außentemperaturabhängiger Leistungszahlen zu ermitteln. Zudem beeinflussen zeitabhängige Faktoren wie Lebensdauer von Technologien, maximale Zubauraten sowie „Lock-in"-Effekte den Verlauf eines möglichen Transformationsprozesses und müssen entsprechend im Modell und bei der Bewertung berücksichtigt werden. Daraus lassen sich folgende Forschungsfragen ableiten:

- Wie lässt sich die Zuordnung von Anlagen zu Gebäuden und das Nutzerverhalten in privaten Haushalten modellhaft abbilden?
- Wie wirken sich Maßnahmen zur Verminderung von CO_2-Emissionen auf die Kosten, Emissionen und Lastgänge des Sektors aus?
- Wie lassen sich die Rückwirkungen elektrischer Heizsysteme auf den Bereitstellungssektor beschreiben und mit welchen weiteren Maßnahmen können diese reduziert werden?
- Wann sind Maßnahmen, welche die direkten Emissionen im Endenergiesektor reduzieren, kosteneffizienter als solche, deren Emissionsminderung im Bereitstellungssektor erfolgt?

2 Überblick über die Methodik

In Kapitel 2 erfolgt eine Einordnung dieser Arbeit in das Forschungsprojekt „Dynamis" [12]. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (Förderkennzeichen: 03ET4037A) und durch 14 Unternehmenspartner unterstützt. Der Forschungsverbund setzt sich aus der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (Konsortialleitung), der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH und der Technischen Universität München zusammen. Die im Rahmen des Projekts entwickelte und hier angewandte Bewertungsmethodik wird in Abschnitt 2.1 erläutert und wurde bereits in [12] und [27] veröffentlicht. Zum besseren Verständnis erfolgt die Beschreibung dieser Methodik für alle Sektoren. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Bilanzraum nach diesem Abschnitt jedoch auf den Sektor der privaten Haushalte und die Wechselwirkungen mit dem Bereitstellungssektor begrenzt. Neben einer Konkretisierung des Bilanzraums erfolgt in Abschnitt 2.2 eine Beschreibung der Methodik zur Beantwortung der in Abschnitt 1.3 genannten Forschungsfragen.

2.1 Dynamische Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Durch den beschriebenen Ansatz der dynamischen Bewertung können ein tieferes Verständnis für die Wirkweise einer Maßnahmenumsetzung im Gesamtsystem geschaffen und Systemeffekte in die quantitative Maßnahmenbewertung integriert werden. Das zentrale Bewertungsmaß stellen dabei die CO_2-Verminderungskosten dar. Diese berechnen sich aus dem Quotienten der jährlichen Mehrkosten und der jährlichen Emissionseinsparung der Maßnahme gegenüber der Referenz. Somit ist neben der Auswahl der Maßnahme immer auch die Festlegung einer Referenz, mit der die Maßnahme verglichen wird, notwendig. Die Kosten lassen sich in Investitionen, fixe Betriebskosten und variable Betriebskosten unterteilen. Die Investition wird mithilfe der in [28] beschriebenen Annuitätenmethode gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Die Verminderungskosten werden in €/t CO_2 angegeben und stellen insofern eine Kennzahl für die Kosteneffizienz der Maßnahme dar, da sie aufzeigen, welcher zusätzliche Geldbetrag je eingesparter Tonne Kohlenstoffdioxid im Vergleich zur Referenz aufgewendet werden muss.

Mit dem Ziel einer dynamischen Maßnahmenbewertung ergibt sich nun die Herausforderung, die Vielzahl der zuvor beschriebenen Dynamiken in dieser Kennzahl abzubilden. Hierfür wurde der in Abbildung 2-1 schematisch dargestellte stufenweise Bewertungsansatz entwickelt, wobei in jeder Stufe der Modellierungsraum erweitert wird und die Anzahl der berücksichtigten Wechselwirkungen steigt.

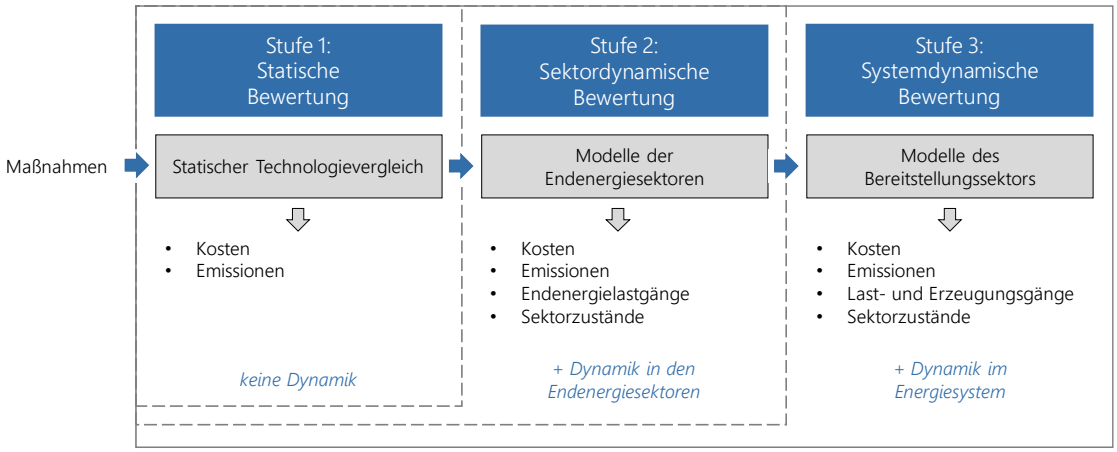


Abbildung 2-1: Methodik zur Maßnahmenbewertung durch stufenweise Erweiterung des Bilanzraums der Modellierung

Ausgangspunkt der Bewertung zusätzlicher CO_2-Verminderungsmaßnahmen stellt das vorab mit den Modellen der Endenergiesektoren und des Bereitstellungssektors simulierte „Startszenario" dar. Dieses spiegelt den aktuellen Trend einer langsamen Maßnahmenumsetzung in den Anwendungen und einer zunehmenden Dekarbonisierung des Bereitstellungssektors wider und entspricht dadurch einem Szenario mit geringem Ambitionsniveau, in dem die Klimaziele nicht erreicht werden.

Die *statische Bewertung* (Stufe 1) zeichnet sich durch den Vergleich einer Maßnahmentechnologie mit einer Referenztechnologie für ausgewählte Jahre aus. Dabei werden für die Emissionen und Kosten durchschnittliche Jahreswerte angesetzt. Noch keine Anwendung finden die Modelle der Endenergiesektoren (kurz: Sektormodelle) und des Bereitstellungssektors. Sie stellt somit den klassischen, technologiebezogenen Ansatz dar.

In der *sektordynamischen Bewertung* (Stufe 2) hingegen werden Zeitabhängigkeiten und Verdrängungseffekte sowie die Struktur der Endenergiesektoren in die Bewertung von Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen einbezogen. Hierfür werden die vier Endenergiesektoren mithilfe detaillierter Sektormodelle abgebildet. Die Maßnahmenbewertung erfolgt in diesem Fall durch die Gegenüberstellung des Startszenarios mit einem Maßnahmenszenario. Hierdurch werden nicht mehr einzelne Technologien einander gegenübergestellt, sondern die sektorspezifische Zusammensetzung der durch die Maßnahme verdrängten Technologien abgebildet. Um der Volatilität von Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen, werden zudem Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise in hoher zeitlicher Auflösung verwendet.

Die CO_2-Verminderungskosten und das Emissionseinsparpotenzial einer Maßnahme hängen jedoch nicht nur von den Wechselwirkungen in den Endenergiesektoren, sondern auch von der Rückwirkung auf den Bereitstellungssektor ab. Die Reduktion oder Erhöhung der Nachfrage nach Energieträgern aus den Endenergiesektoren verändert den Einsatz und Ausbau der Anlagen im Bereitstellungssektor (z. B. Kraftwerke, Power-to-Gas, Speicher), was wiederum zu einer Veränderung der Kosten und Emissionen führt. In der *systemdynamischen Bewertung* (Stufe 3) wird daher der zunehmenden Sektorkopplung durch die Übergabe der zeitlich aufgelösten Nachfrage nach Strom, Fernwärme, Gas, Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen an die Optimierungsmodelle der Bereitstellungsseite Rechnung getragen. Mithilfe einer langfristigen Einsatz- und Ausbauplanung und einem regionalisierten Zubau Erneuerbarer Energien können schließlich einzelne Maßnahmen sowie Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung ihrer Energiesystemrückwirkungen bewertet werden. Durch die Differenzbetrachtung zwischen den beiden Simulationsläufen des Startszenarios und eines Maßnahmenszenarios können große Laständerungen und langfristige Effekte in der Emissions- und Kostenbilanzierung von Energieträgern berücksichtigt werden. Die Erkenntnisse aus

der dreistufigen Bewertung werden abschließend in einem sektorübergreifenden Klimaschutzszenario zusammengeführt.

Durch die stufenweise Erweiterung des Modellierungsraumes und somit die zunehmende Integration von Systemeffekten in die quantitative Maßnahmenbewertung wird die Komplexität kontinuierlich erhöht. Die entwickelte dreistufige Methodik ermöglicht hierdurch ein besseres Verständnis der Wirkzusammenhänge und liefert die Grundlage für eine Einordnung klassischer statischer Bewertungsergebnisse sowie ein tieferes Verständnis der Zusammenhänge in bestehenden szenariobasierten Studien.

Um den Anforderungen der dynamischen Bewertungsmethoden gerecht zu werden, bedarf es einer Integration und Verknüpfung der Modelle des Bereitstellungssektors (FREM[5] [29], ISAaR[6] [30] und MINGA[7] [31]) mit denjenigen der Endenergiesektoren (SopHa[8] [32], TRAM[9] [33], SMind[10] [34] und MESSAGEix-Dynamis [12]). Neben der Abbildung von sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen den CO_2-Verminderungsmaßnahmen soll insbesondere auch eine einfache Aktualisierbarkeit der Eingangsdaten und eine kontinuierliche Bewertung ermöglicht werden.

Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit heterogener Maßnahmen erfolgt die Maßnahmenumsetzung durch Vorgabe eines Investitionsbudgets und eines Investitionszeitraums. Dies ermöglicht einen Vergleich von Maßnahmen mit unterschiedlichen Wirkweisen wie beispielsweise Dämmung und Wärmepumpen (vgl. Abschnitt 3.4). Das Investitionsbudget wird über spezifische Kosten einzelner Technologien in eine jährliche Stückzahl übersetzt. Der Investitionszeitraum liegt dabei innerhalb des Betrachtungszeitraums von 2020 bis 2050. Ein Maßnahmenszenario ist durch Vorgabe dieser beiden Parameter definiert. Für jede zu untersuchende Maßnahme wird ein solches Maßnahmenszenario definiert. Es dient den Sektormodellen als Input. Diese berechnen daraufhin Kosten, Emissionen und Lastgänge für das definierte Szenario. Diese sogenannten „Stock-and-Flow"-Sektormodelle bilden den jährlichen Bestand („Stock") sowie den Rückbau und Zubau („Flow") der Technologien und Gebäude jedes Sektors ab. Unter Berücksichtigung einer definierten Verdrängungslogik und weiterer funktionaler Zusammenhänge werden der neue Sektorzustand, die resultierenden Endenergielastgänge sowie Gesamtkosten und Emissionen berechnet.

Mittels Energiesystemmodell ISAaR kann durch den Einsatz der verfügbaren Anlagen und den Ausbau neuer Anlagen im Bereitstellungssektor eine kostenoptimale Deckung dieser sektor- und energieträgerspezifischen Lastgänge sichergestellt werden. Das Modell basiert auf einer linearen Optimierung und berücksichtigt für die Stromerzeugung neben den deutschen Entwicklungen auch die im europäischen Ausland. Erweitert wird die Modelllandschaft an dieser Stelle durch das Gasmarktmodell MINGA, welches ebenfalls als lineares Optimierungsmodell die Gesamtkosten der Gasbereitstellung minimiert. Europaweite Gasverbräuche aus ISAaR dienen MINGA als Eingangsgrößen. Darauf aufbauend lässt sich mittels MINGA die Auslastung der Infrastruktur des Gasmarkts analysieren. Ergebnisse des Modells sind Signale für die Veränderung des Gaspreises in Abhängigkeit des Gasverbrauchs gegenüber dem Startszenario, welche für die weitere Bewertung berücksichtigt werden. Darüber hinaus stehen ISAaR sogenannte Zubauoptionen von Erneuerbaren Energien zur Verfügung, die zur kostenoptimalen Lastdeckung eines zusätzlichen Strombedarfs herangezogen werden können. Die Erzeugungsgänge und Kosten von Anlagen der Erneuerbaren Energien können dazu mithilfe des FREM in Abhängigkeit der Standortgüte und des Anlagentyps ermittelt werden.

[5] FfE Regionalisiertes Energiesystemmodell
[6] Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung
[7] Markt- und Infrastrukturmodell der Gaswirtschaft
[8] Sektormodell der privaten Haushalte
[9] Transport Model
[10] Sektormodell Industrie

Hierbei wird zwischen Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik sowie zwischen fünf standortbedingten Windenergieanlagentypen unterschieden. Der genaue EE-Modellierungsansatz ist in [35] und [12] ausführlich beschrieben.

Durch das beschriebene Zusammenspiel der Modelle können die Rückwirkungen von Maßnahmen in den Endenergiesektoren auf den Bereitstellungssektor dynamisch untersucht werden. Die CO_2-Verminderungskosten dieser dynamischen Maßnahmenbewertung werden abschließend aus der Differenz der Gesamtkosten und -emissionen der berechneten Szenarien mit und ohne Maßnahmenumsetzung bestimmt. Die Gesamtkosten und -emissionen werden dabei über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumuliert.

Die dynamische Bewertung stellt hohe Anforderungen an die technische Umsetzung und die Integration der Modelle. Um den Datenaustausch zwischen den Sektormodellen und eine leichte Aktualisierbarkeit der Eingangsdaten zu gewährleisten, werden standardisierte Datenaustauschprozesse und -ablageprozesse in der Postgres-Datenbankumgebung des FREM implementiert. Grundsätzlich dient FREM, basierend auf einer umfassenden Datenbank mit hochaufgelösten statistischen und räumlichen Daten sowie Zeitreihen, als Werkzeug zur Analyse des Energiesystems [36]. Datensätze können gespeichert, analysiert und zur Modellierung verwendet werden. Die detaillierte Beschreibung des Energiesystems ermöglicht regionale Betrachtungen von der europäischen Ebene bis hin zu einzelnen Gemeinden.

FREM stellt das Bindeglied zwischen den Sektormodellen und ISAaR dar. Zu diesem Zweck wurde eine Tabellenstruktur entwickelt, die für die genannten Modelle zum Austausch von Daten und zur Ablage der Ergebnisse geeignet ist. Um fehlerhafte und unvollständige Tabelleneinträge sowie Redundanzen auszuschließen, wurden Bedingungen (sogenannte „Constraints") definiert. Daten können nur bei Erfüllung dieser Voraussetzungen in diese Tabellen abgelegt werden. Der Prozess zur Modellierung und Auswertung von Maßnahmenszenarien ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

Auf Basis des Startszenarios wird ein Maßnahmenszenario durch die Vorgabe jährlicher Umsetzungsgrade von Maßnahmen für die Sektormodelle definiert. Die Ergebnisse der Sektormodelle werden als Aufgabe für einen Modelldurchlauf in ISAaR in einer Datenbanktabelle abgelegt, die als Modellschnittstelle dient. Sind die Lastgänge und Energiebedarfe aller Sektormodelle dort abgelegt, erfolgt unter Verwendung des Zubaumodells der Erneuerbaren Energien die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und -ausbaus. Die von ISAaR berechneten Ergebnisse werden daraufhin in einer Tabelle gespeichert. Optional ist es möglich diese Ergebnisse in Form von Emissionsfaktoren oder Energieträgerpreisen als Eingangsdaten für die Lastflexibilisierung in den Sektormodellen einzusetzen und anschließend erneut eine Optimierung mittels ISAaR zu starten. Die finalen Ergebnisse aller Sektoren dienen dem Gasmarktmodell MINGA und einem nachgelagerten EU ETS-Modell als Eingangsdaten für ex-post-Analysen. Eingangsdaten und Ergebnisse werden im JSONb-Datenformat gespeichert. Die Mindestanforderungen an den Inhalt der JSONb sind einheitlich für alle Modelle vorgegeben.

Im Projekt Dynamis wurde somit ein Prozess entwickelt, der den automatisierten und standardisierten Datenaustausch thematisch unterschiedlicher Modelle, welche in verschiedenen Softwareumgebungen implementiert wurden, ermöglicht. Constraints und Datenbanktrigger gewährleisten dabei die Einhaltung der Anforderungen der Datenübermittlung und sorgen für ein hohes Maß an Zuverlässigkeit und Qualitätssicherung. Dieser Prozess stellt die Grundlage der sektorübergreifenden Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen dar, welche angesichts der zunehmenden Kopplung der Sektoren in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird.

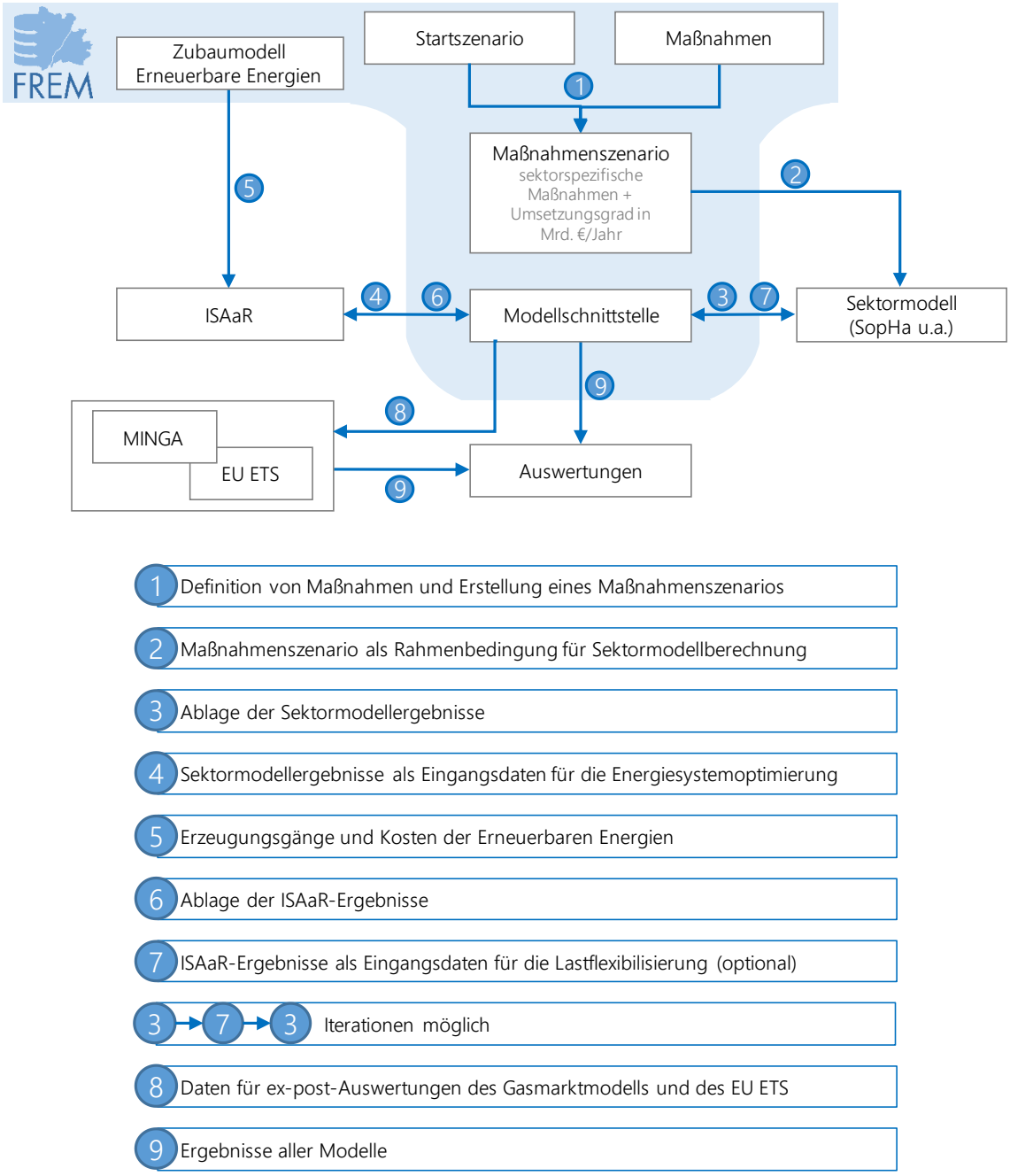


Abbildung 2-2: Prozess zur Modellierung und Auswertung von Maßnahmenszenarien

2.2 Modellierung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen in privaten Haushalten

Nach der allgemeinen Beschreibung der Bewertungsmethodik erfolgt in diesem Abschnitt die Eingrenzung des Untersuchungsgegenstandes auf den Bilanzraum der Arbeit. Dieser umfasst alle Parameter zur Abbildung der oben beschriebenen Dynamik im Sektor der privaten Haushalte. Dabei findet die Definition des statistischen Bundesamtes für private Haushalte Verwendung, die besagt, dass zu diesen *„jede zusammen wohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft (Mehrpersonenhaushalte) sowie Personen, die allein wohnen und wirtschaften (Einpersonenhaushalte, zum Beispiel auch Einzeluntermieter)"* ([37], S.1) zählen. Gemeinschaftsunterkünfte wie Kasernen, Alten- oder Pflegeheime zählen hingegen nicht zu den privaten

Haushalten. Sie umfassen damit den Endenergieverbrauch und alle damit verbundenen Kosten und Emissionen von 18 Millionen Wohngebäuden in Deutschland.

Die Einteilung in Sektoren ermöglicht eine trennscharfe Klassifizierung des Endenergieverbrauchs[11] und eine weitere Differenzierung nach Anwendungen. In privaten Haushalten ist der Endenergieverbrauch auf die Anwendungen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Prozesskälte, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Licht, mechanische Energie und Klimakälte zurückzuführen. Unter der mechanischen Energie werden dabei alle Maschinen in einem Haushalt verstanden, die kinetische Energie bereitstellen. Dazu zählen beispielsweise Waschmaschinen, Geschirrspüler und Staubsauger, nicht jedoch Fahrzeuge, da diese dem Verkehrssektor zugeordnet werden. Während die Prozesswärme beispielsweise den Endenergieverbrauch von Herd und Ofen umfasst, wird Prozesskälte in Kühlschränken und Gefriertruhen bereitgestellt. Die IKT beinhaltet eine Vielzahl an Geräten mit kleinen Endenergieverbräuchen. Dazu zählen unter anderem Fernseher, Computer, Smartphones und Stereoanlagen. Mit dem Endenergieverbrauch gehen Treibhausgasemissionen durch die direkte Verbrennung von fossilen Energieträgern einher. So werden zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme beispielsweise u. a. Erdgas und Heizöl verbrannt. Zur Bereitstellung von Strom und Fernwärme entstehen weitere Kosten und Emissionen im Bereitstellungssektor. Diese indirekten Kosten und Emissionen werden über Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise aus dem Projekt Dynamis abgebildet. Zu der im Bereitstellungssektor bilanzierten Strombereitstellung zählen auch Photovoltaikanlagen auf den Dächern privater Haushalte. Einen Sonderfall stellen Blockheizkraftwerke dar. Diese stellen sowohl Raumwärme und Warmwasser als auch Strom bereit. Da sie einen Verbrauch fossiler Energieträger (Erdgas oder Heizöl) verursachen und im Rahmen dieser Arbeit angenommen wird, dass der primäre Einsatzzweck die Wärmebereitstellung ist, sind sie Teil des Bilanzraums der privaten Haushalte. Die zur Umsetzung der Maßnahmen notwendige Infrastruktur, wie Stromnetze, sind nicht Bestandteil der Analysen. In diesem Zusammenhang wurden die Auswirkungen von Elektrifizierungsmaßnahmen auf den Infrastrukturbedarf in [38] detailliert untersucht.

Es werden nur die energiebedingten CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern berücksichtigt, welche mit 79 % jedoch einen Großteil der gesamten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2018 ausmachen [39]. Da prozessbedingte Emissionen überwiegend in der Industrie und in der Landwirtschaft entstehen, ist dieser Anteil in privaten Haushalten noch höher. Die Bewertung erfolgt für die Maßnahmenumsetzung in Deutschland und den Zeitraum von 2020 bis 2050. Dabei wird für alle Simulationsjahre das Wetterjahr 2012 verwendet. In einer Sensitivitätsanalyse wird darüber hinaus der Einfluss zukünftiger Wetterjahre auf die Bewertung der Maßnahmen untersucht. Der Fokus der dynamischen Bewertung liegt auf der Erzeugung und Anwendung der Energieträger, das heißt, es werden die Kosten bis zum Anschluss der Anwendung an das öffentliche Netz sowie die Kosten für die Erzeugung der Energieträger berücksichtigt. Der Transport und die Verteilung der Energieträger sind hingegen nicht Bestandteil der Arbeit. Aus dem gleichen Grund werden die Endenergielastgänge auf Bundesebene aggregiert, wenngleich die Methodik für bestimmte Schwerpunkte auch landkreis- und gemeindescharfe Analysen vorsieht. So wird der Gebäudebestand gemeindescharf abgebildet, um die durch Wanderungen veränderten Anteile unterschiedlicher Gebäudetypen zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden Temperaturzeitreihen

[11] Die Worte „Bedarf“ und „Verbrauch“ werden in dieser Arbeit abweichend von der Definition nach § 17 Abs. 1 Satz 1 der Energieeinsparverordnung (EnEV) verwendet. Während die Definition der EnEV zwischen berechneter (Bedarf) und gemessener (Verbrauch) Energiemenge unterscheidet, wird in dieser Definition keine Unterscheidung von Nutz- und Endenergie getroffen. Da im Rahmen dieser Arbeit in der Regel von berechneten Energiemengen die Rede ist, wird eine andere Definition zur besseren Unterscheidung der Nutz- und Endenergie gewählt. Erstere wird dabei durch den „Bedarf“ und letztere durch den „Verbrauch“ beschrieben. Die Verwendung gemessener Werte wird entsprechend sprachlich gekennzeichnet.

auf Landkreisebene verwendet. Dadurch lässt sich die klimabedingte Gleichzeitigkeit des Nutzenergiebedarfs innerhalb Deutschlands in die Analyse einbeziehen.

Im Folgenden wird die Entwicklung und Umsetzung einer Methodik zur Modellierung der Kosten, Emissionen und Lastgänge von CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Sektor private Haushalte beschrieben. Aufgrund des dominierenden Anteils der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung an den Emissionen der Haushalte (vgl. Abschnitt 3.1) fokussieren sich die Untersuchungen auf diese Anwendungen. Zur Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen wird das Sektormodell der privaten Haushalte (SopHa) entwickelt. Mit diesem lassen sich die folgenden vier Kategorien für Maßnahmen untersuchen:

- Gebäudehülle (z. B. Dämmung des Daches)
- Anlagentausch (z. B. Ersatz eines Ölkessels durch eine Wärmepumpe)
- Gebäudeautomation (z. B. automatisch gesteuerte Thermostate)
- Lastflexibilisierung (z. B. zeitliche Verschiebung des Strombezugs von Elektrospeicherheizungen)

In Abbildung 2-3 ist die Struktur des SopHa schematisch dargestellt. Dieses dient der Modellierung der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Sektordynamik und bildet auch die Grundlage für die Modellierung der Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor (Systemdynamik). Die einzelnen Module können den Kapiteln dieser Arbeit zugeordnet werden. Es folgt eine Beschreibung dieser Module und damit ein Überblick über den Aufbau der Arbeit.

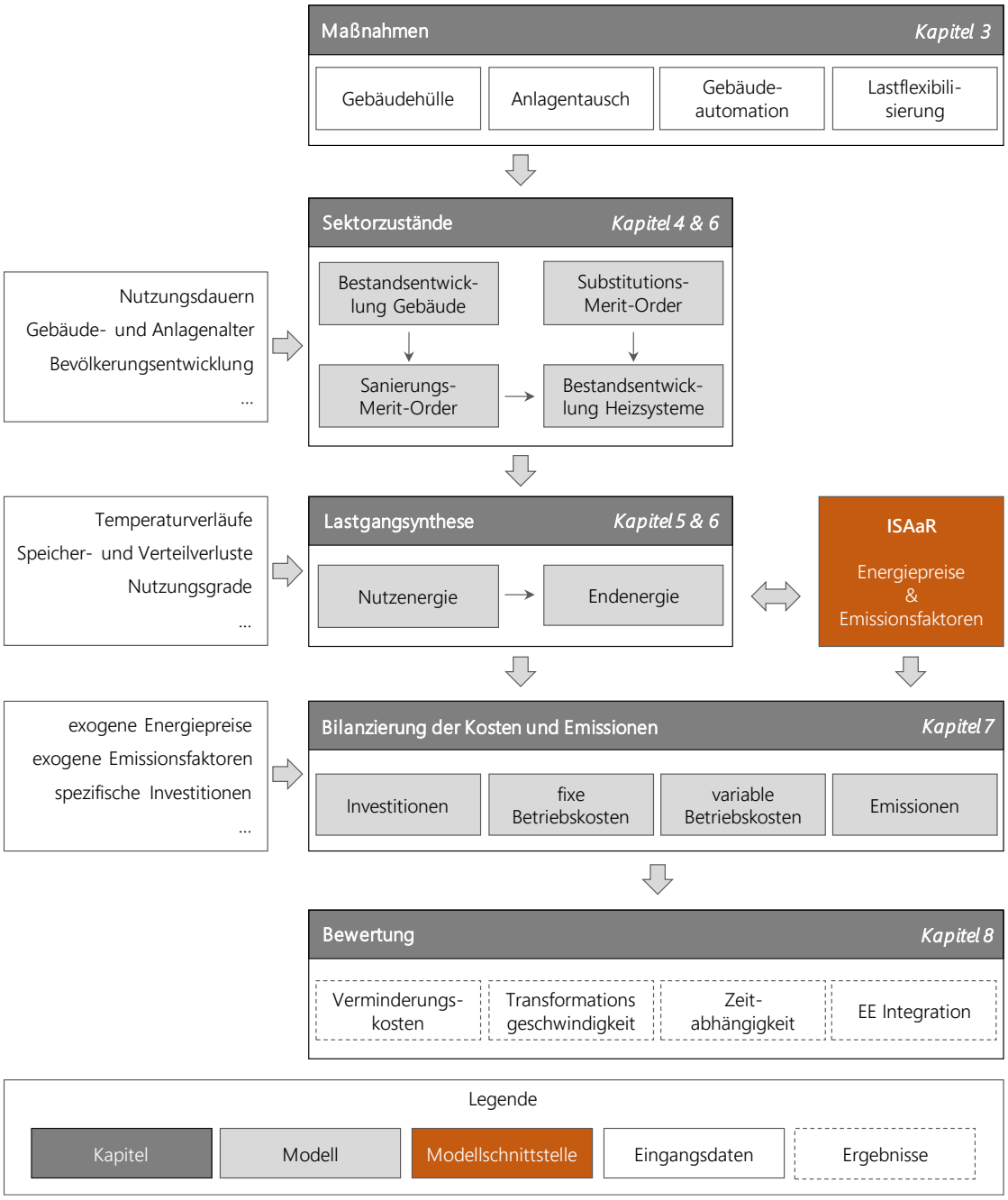


Abbildung 2-3: Struktur des Sektormodells der privaten Haushalte (SopHa) und der Arbeit

In der folgenden Voranalyse und der Maßnahmenauswahl in Kapitel 3 wird zunächst eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz für das Jahr 2016 aufgestellt. Diese ermöglicht die Identifikation von CO_2-Verminderungsmaßnahmen entsprechend ihrer Relevanz für den Klimaschutz. Darauf aufbauend folgt die Auswahl und Aggregation der untersuchten Maßnahmen. Für die einheitliche Bewertung der Maßnahmen wird ein konsistentes maßnahmenübergreifendes Vorgehen zur Bestimmung des Umsetzungsgrades und -zeitraums entwickelt.

In Kapitel 4 wird die Methodik zur Entwicklung des Sektorzustands im Startszenario detailliert beschrieben. Diesbezüglich wird ein sogenannter Stock-and-Flow-Ansatz verfolgt. Der Sektorzustand (Stock) steht hierbei für den Bestand und für die Charakteristik der Gebäude und der Heizsysteme eines Jahres (vgl. Abschnitt 4.1). Heizsysteme bezeichnen in diesem Zusammenhang alle Technologien zur Bereitstellung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs. Der reale Gebäude- und Anlagenbestand wird jeweils über repräsentative Typgebäude und Heizsysteme abgebildet. Dabei

wird vereinfacht angenommen, dass der Wärmebedarf jedes Gebäudes durch ein Heizsystem bereitgestellt wird. Das Heizsystem kann, z. B. im Fall der elektrischen Speicherheizungen, auch aus Einzelraumheizungen bestehen. Ausgehend von dem Sektorzustand im Jahr 2020 lassen sich die Veränderungen (flow) der Sektorzustände durch Rück- und Zubau jahresweise modellieren. Der Rückbau wird aufbauend auf der Nutzungsdauer und dem Anlagen- bzw. Gebäudealter berechnet. Dabei wird ein regulärer Investitionszyklus zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass die Gebäude und Anlagen erst nach Ende der Nutzungsdauer ersetzt werden. Die Bestandsentwicklung (Nettozubau) wird als Szenario vorgegeben. Aus diesem jährlichen Nettozubau und dem Rückbau lässt sich der Bruttozubau, also der Wert, der tatsächlich in einem Jahr zugebauten Gebäude und Anlagen, bestimmen.

Im Ergebnis entsteht ein Mengengerüst aus Gebäuden, Heizsystemen, Klimaanlagen sowie Haushaltsgeräten und -maschinen, welches zur Berechnung der Nutz- und Endenergielastgänge in Kapitel 5 herangezogen wird. Diesbezüglich liegt der Fokus aufgrund der hohen Emissionsanteile auf der Modellierung des Raumwärmebedarfs. Dieser wird über synthetische Nutzenergielastgänge in Abhängigkeit der Außentemperatur abgebildet. Ausgehend davon werden die Endenergielastgänge u. a. über Anlagen-, Speicher- und Verteilverluste bestimmt. Die Einsätze von Heizsystemen mit Wärmepumpen und mit Solarthermieanlagen ergeben sich dabei aus einer von den weiteren Heizsystemen abweichenden Methodik. Für die Technologien Luft- und Erdwärmepumpe[12] (kurz: LWP und EWP) wird die Effizienz in stündlicher Auflösung und in Abhängigkeit der Außentemperatur bzw. des jeweiligen Typgebäudes ermittelt. Die theoretisch mögliche solarthermische Wärmeleistung wird per Simulationssoftware und der solaren Strahlung des Jahres 2012 bestimmt. Mit gebäudespezifisch ausgelegten Wärmespeichern kann dadurch die nutzbare Wärmeleistung ermittelt werden. Die elektrische Last von Haushaltsgeräten bzw. -maschinen und elektrischen Speicherheizungen wird über Lastprofile abgebildet.

Folglich liegt der Fokus von Kapitel 4 und Kapitel 5 auf der Beschreibung der Sektorzustände und der Endenergielastgänge im Startszenario. In Kapitel 6 wird die Methodik zur Umsetzung der ausgewählten Maßnahmen und deren Wirkung auf die Sektorzustände und Lastgänge beschrieben. Die Methodik berücksichtigt sektorinhärente Wirkzusammenhänge wie die Reduktion der Emissionseinsparung von Wärmepumpen durch die Maßnahme Dämmung sowie durch Limitierungen wie maximale Sanierungsraten. Die Maßnahmen lassen sich anhand der zuvor beschriebenen Kategorisierung erläutern. Maßnahmen der Kategorie „Gebäudehülle" reduzieren durch den Einsatz von Dämmmaterialien oder modernen Bauteilen den Nutzenergiebedarf der Gebäude. Für die Typgebäude wird eine Teil- und eine Vollsanierung untersucht. Die Reihenfolge der Umsetzung der Sanierungsoptionen erfolgt kostenoptimal. Die Kategorie „Anlagentausch" betrifft den Tausch oder die Ergänzung von Wärmeerzeugungstechnologien. Diese Maßnahmen verändern die Sektorzustände und damit auch die Endenergielastgänge bzw. die Kosten durch Verdrängung anderer Technologien. Das Potenzial dieser Verdrängung entspricht dem Zubau an Anlagen im Startszenario. Eine maßnahmenspezifische Verdrängungslogik ermöglicht die Berücksichtigung von Besonderheiten einzelner Technologien bzw. der Gebäude. So wird beispielsweise angenommen, dass Blockheizkraftwerke aufgrund der starken Degression der spezifischen Kosten in Abhängigkeit der Anlagengröße zunächst in Gebäuden mit hohen Wärmebedarfen zum Einsatz kommen. Außerdem wird angenommen, dass der maßnahmenbedingte Einbau von Technologien nach Ende der Nutzungsdauer einen Ersatz durch gleichartige Technologien mit sich zieht. Dies kann damit begründet werden, dass sich Investoren bewusst für eine Technologie entscheiden und dieser bzw.

[12] Unter der Luftwärmepumpe werden sowohl Luft/Luftwärmepumpen als auch Luft/Wasserwärmepumpen verstanden. Zu den Erdwärmepumpen zählen sowohl die Wasser/Wasserwärmepumpe als auch Sole/Wasserwärmepumpen.

dem Hersteller aufgrund von Lock-In-Effekten treu bleiben [40]. Als weitere Maßnahmenkategorie wird die „Gebäudeautomation" über eine Skalierung der Nutzenergielastgänge berücksichtigt. Die Summenlastgänge der Energieträger werden an ISAaR übergeben, welche die kostenoptimale Bereitstellung selbiger modelliert. Die Energieträgerpreise und Emissionsfaktoren können wiederum in SopHa verwendet werden, um den Einsatz der elektrischen Heizsysteme zu optimieren („Lastflexibilisierung").

Die Entwicklung der Sektorzustände über die Jahre beinhaltet die Ausweisung eines Bruttozubaus an Technologien. Damit lassen sich über Kostenfunktionen sowohl die Investitionen als auch die fixen Betriebskosten für alle untersuchten Szenarien bestimmen. Die variablen Betriebskosten und die Emissionen können über Energieträgerpreise und Emissionsfaktoren aus dem Endenergieverbrauch bestimmt werden (vgl. Kapitel 7).

Aus den Mehrkosten und der Emissionsminderung eines Maßnahmenszenarios gegenüber dem Startszenario wird die wesentliche Bewertungsgröße, die CO_2-Verminderungskosten, abgeleitet. Es erfolgt eine Bewertung der ausgewählten Maßnahmen nach den oben erläuterten drei Stufen (vgl. Abbildung 2-1). Die CO_2-Verminderungskosten fließen neben weiteren Kriterien wie der Transformationsgeschwindigkeit und der Pfadabhängigkeit in die Bewertung in Kapitel 8 ein. Darüber hinaus beschreibt Abschnitt 8.5, aufbauend auf der Bewertung einzelner Maßnahmen, wie der Sektor in einem Klimaschutzszenario mit einer Einsparung der Treibhausgasemissionen von 95 % gegenüber 1990 aussehen kann. In der Sensitivitätsanalyse werden relevante Annahmen variiert und deren Einfluss auf die Bewertung beschrieben. In dem abschließenden Kapitel 9 erfolgt die Beantwortung der eingangs gestellten Forschungsfragen und die Einordnung der Forschungsergebnisse in den Kontext der Energiewende.

3 Voranalyse und Maßnahmenauswahl

Zur Einordnung der bisherigen Klimaschutzbemühungen wird in diesem Kapitel zunächst die historische Emissionsbilanz Deutschlands gezeigt. Darauf aufbauend werden die Emissionen des Bereitstellungssektors auf die Endenergiesektoren alloziert. Dadurch lässt sich eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz erstellen, die zur Identifikation von für die Energiewende relevanten CO_2-Verminderungsmaßnahmen herangezogen wird. Für die Maßnahme elektrische Wärmepumpe, die besonders im Fokus aktueller Forschungsprojekte steht, erfolgt anschließend eine Potenzialabschätzung, die als obere Grenze in die anschließende Modellierung eingeht.

3.1 Emissionsbilanz

Der Verlauf der historischen Emissionen gibt einerseits Aufschluss darüber zu welchen Anteilen die klimapolitischen Ziele umgesetzt wurden und skizziert andererseits einen möglichen Handlungsdruck für zukünftige Bemühungen. Darüber hinaus lassen sich diese Emissionen über die jeweiligen Endenergieverbräuche nach [7], [41] und Emissionsfaktoren nach [42] in die fünf Sektoren private Haushalte, Industrie, Verkehr, GHD und Bereitstellung unterteilen. In Abbildung 3-1 sind die Gesamtemissionen für die Jahre 1990 bis 2016 und für die Sektoren ab 2006 aufgetragen. Die Gesamtemissionen setzen sich aus den energiebedingten Emissionen und den sonstigen THG-Emissionen zusammen. Die sonstigen THG-Emissionen lassen sich wiederum in Industrie, Landwirtschaft, Land Use, Land Use Change and Forestry und Abfall unterteilen. Über den dargestellten Zeitraum sind die gesamten THG-Emissionen um 25 % bzw. von 1.220 auf 909 Mio. t CO_2-Äquivalente gesunken. Um dem linearen Trend der klimapolitischen Ziele für das Jahr 2050 zu entsprechen, müssten sie jährlich um 16,3 Mio. t CO_2-Äquivalente (-80 % Ziel) bis 19,3 Mio. t CO_2-Äquivalente (-95 % Ziel) sinken und im Jahr 2019 bei 748 bzw. 660 Mio. t CO_2-Äquivalente liegen. Die Emissionen der Industrie sind im Zeitraum von 2006 bis 2016 lediglich um 4 % gesunken, die des Verkehrs und der Landwirtschaft im selben Zeitraum sogar um 5 % gestiegen. Das bedeutet, dass - historisch gesehen - die Sektoren private Haushalte, GHD und Bereitstellung den Großteil der Emissionsreduktion erwirken konnten. Im Klimaschutzplan 2050 [1] wird außerdem angenommen, dass die Gebäude auch in Zukunft eine, im Verhältnis zu den anderen Sektoren, stärkere Emissionsminderung bewirken müssen, um das übergeordnete Reduktionsziel zu erreichen. Eine zunehmende Sektorkopplung führt in dieser Darstellung zu einer Reduktion der Emissionen in den Endenergiesektoren und zu einer potenziellen Erhöhung im Bereitstellungssektor. Dadurch wird eine Beurteilung der tatsächlichen Emissionen je Anwendung erschwert, weshalb die Emissionen des Bereitstellungssektors im Folgenden auf die Endenergiesektoren alloziert werden.

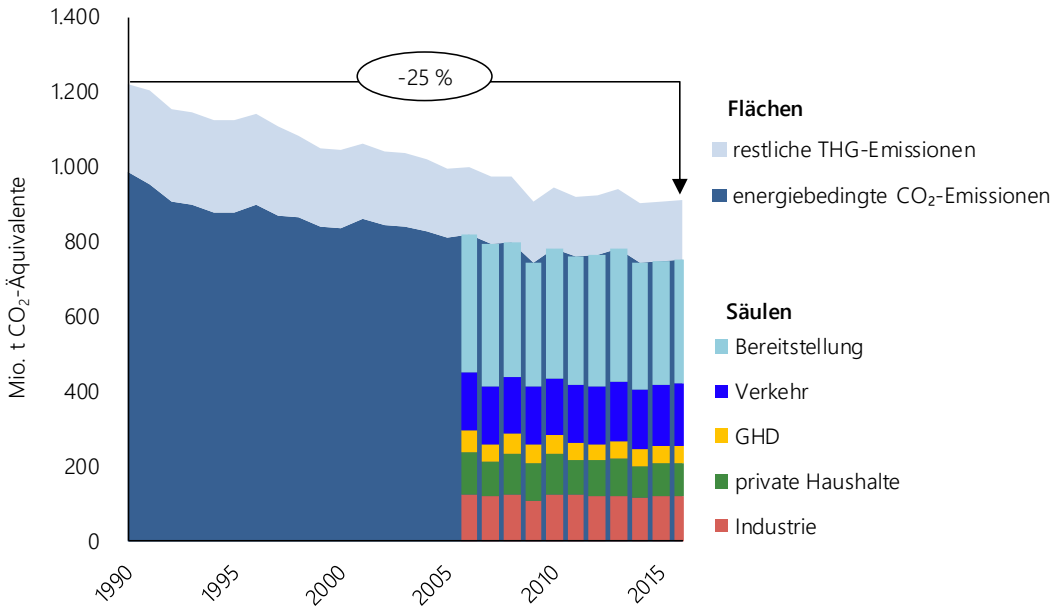


Abbildung 3-1: Historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland; eigene Darstellung nach [7], [12], [41], [42] und [43]

3.1.1 Methodik der anwendungsorientierten Emissionsbilanz

Zur Einordnung der Relevanz einzelner Anwendungsbereiche in Bezug auf die gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland, erfolgt in diesem Abschnitt eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz. Auf Basis dieser werden CO_2-Verminderungsmaßnahmen identifiziert, die einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele leisten können.

Der anwendungsorientierten Emissionsbilanz liegt eine Allokation der Emissionen des Bereitstellungssektors auf die Anwendungen der Endenergiesektoren private Haushalte, Verkehr, Industrie und GHD zugrunde. Der Bereitstellungssektor umfasst dabei die Kraftwerke und Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung, industrielle Wärmekraftwerke für die Stromversorgung, Fernheizwerke sowie die Brennstoffbereitstellung (z.B. Raffinerien). Da einzelne Anlagen sowohl Fernwärme als auch Strom erzeugen, wird eine Allokation des Brennstoffverbrauchs bzw. der damit verbundenen Emissionen auf die beiden Produkte nach der Finnischen Methode (vgl. [44]) vorgenommen. Mit dem Strom- und Fernwärmeverbrauch nach [7] und [45] lassen sich Emissionsfaktoren bestimmen, die über den jeweiligen Endenergieverbrauch den Sektoren zugeordnet werden. Für das Jahr 2016 betragen diese 491 g/kWh_{el} für den Strom der allgemeinen Versorgung und 267 g/kWh_{th} für die Fernwärme [6]. Diese Emissionen sowie jene aus der weiteren Brennstoffbereitstellung werden im Folgenden als indirekte Emissionen bezeichnet. Sie unterscheiden sich damit von den direkten Emissionen, welche aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen in den Endenergiesektoren entstehen. Die Emissionsfaktoren der fossilen Brennstoffe werden dem Nationalen Treibhausgasinventurbericht [42] entnommen. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik zur Erstellung der Emissionsbilanz ist in [46] zu finden.

Die Emissionsbilanz umfasst alle energiebedingten CO_2-Emissionen. Andere treibhauswirksame Emissionen wie Methan werden im Folgenden nicht betrachtet, da diese im Jahr 2016 lediglich 3 % der energiebedingten Emissionen ausmachen [47]. In Summe stellen die energiebedingten Treibhausgasemissionen mit 85 % den Großteil der gesamten THG-Emissionen dar.

Im Ergebnis werden den Endenergiesektoren im Jahr 2016 362 Mio. t CO_2 entsprechend Abbildung 3-2 zugeordnet. Ein Großteil dieser Emissionen werden aufgrund des hohen Stromverbrauchs dem Industriesektor zugeschrieben. Der Verkehrssektor ist hingegen durch überwiegende Anteile an direkten Emissionen charakterisiert. Die wenigen indirekten Emissionen resultieren aus dem Bahnstromverbrauch sowie der Bereitstellung flüssiger Kraftstoffe. Den privaten Haushalten können 23 % der Emissionen des Bereitstellungssektors zugeordnet werden. Die indirekten Emissionen liegen damit in der gleichen Größenordnung wie die direkten Emissionen.

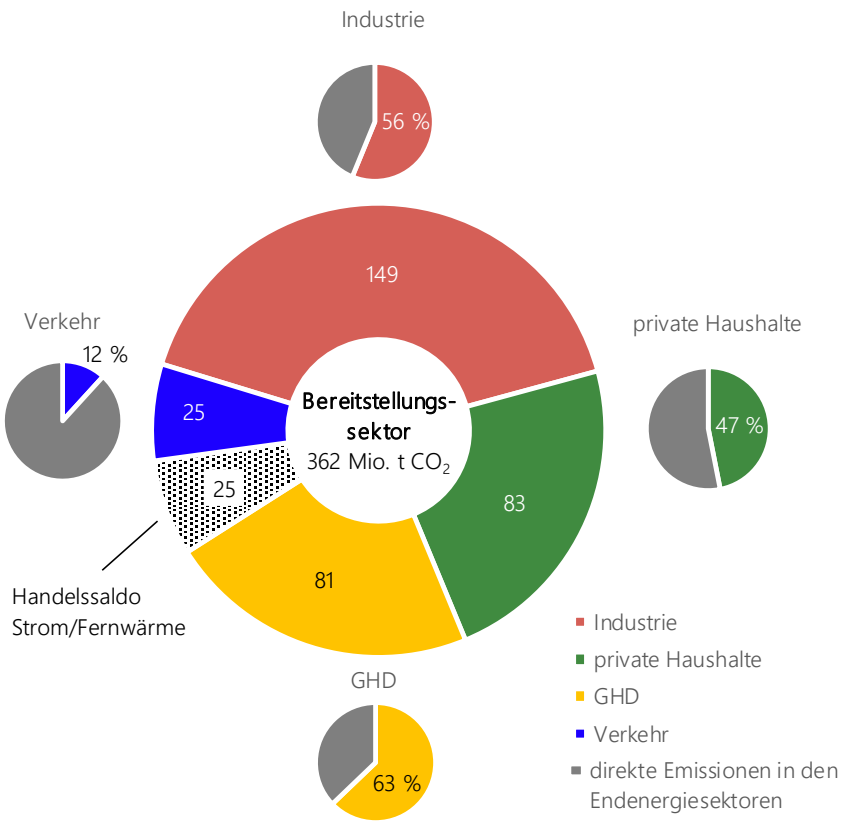


Abbildung 3-2: Direkte und indirekte Emissionen im Jahr 2016 nach [6]

3.1.2 Anwendungsorientierte Emissionsbilanz der privaten Haushalte

Im Jahr 2016 wurden 94 Mio. t CO_2 durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern in privaten Haushalten emittiert. Hinzu kommen 83 Mio. t CO_2 aus dem Bereitstellungssektor. Diese werden zu 77 % durch den Bezug von Strom und zu 17 % durch den Bezug von Fernwärme verursacht. Der Rest entfällt auf die Bereitstellung von Gas und Heizöl. Diese energieträgerscharfen Emissionen werden entsprechend der Anteile am Endenergieverbrauch nach [7] auf die Anwendungen des Sektors aufgeteilt. In Abbildung 3-3 sind die Emissionen je Energieträger und Anwendung dargestellt.

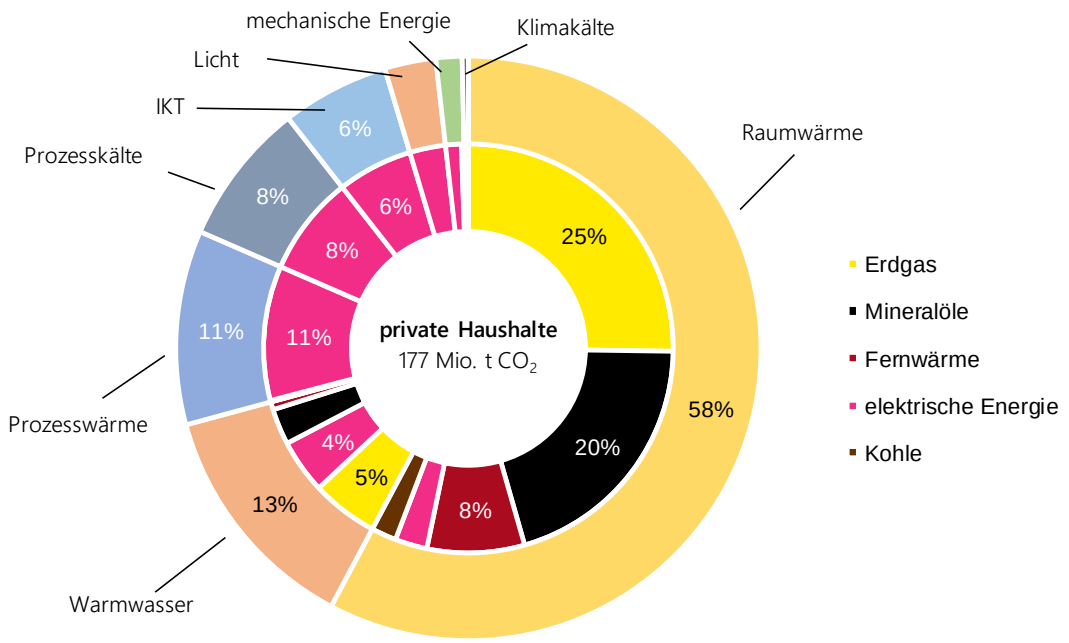


Abbildung 3-3: Temperaturbereinigte und energiebedingte CO_2-Emissionen der privaten Haushalte nach Anwendungen und Energieträgern im Jahr 2016, nach [12]

Die Wärmeversorgung verursacht mit 82 % den Großteil der CO_2-Emissionen. Davon sind 87 % auf die Raumwärme- und Warmwasserversorgung zurückzuführen und 13 % auf die Prozesswärme.

Die Energieträger mit den größten Anteilen der Emissionen in privaten Haushalten sind Strom mit 36 %, Erdgas mit 31 % und Heizöl mit 23 %. Fernwärme und Kohle spielen mit 8 % und 2 % eine untergeordnete Rolle. Der Energieträger Strom wird zu 52 % zur Bereitstellung von Prozesswärme (z. B. Kochen, Aufheizen beim Waschen) und Prozesskälte (z. B. Kühlschrank) verwendet. Weitere 19 % entfallen auf die elektrische Raumwärme- und Warmwasserversorgung. IKT und Beleuchtung sind für 25 % der Emissionen des Stromverbrauchs verantwortlich. Mit der Ökodesign Richtlinie [48] wird der Stromverbrauch vieler Haushaltsgeräte und –maschinen bereits reguliert. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass der spezifische Verbrauch dieser Geräte auch zukünftig weiter abnimmt. Gleichzeitig sinken die Emissionen in der Bereitstellung des Stroms. Dadurch nimmt die Relevanz des Stromverbrauchs in Bezug auf die gesamten Emissionen der privaten Haushalte voraussichtlich ab. Von besonderer Bedeutung sind hingegen die Emissionen der Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung, weshalb diese Anwendungen im Fokus des Modells stehen.

Da die raumwärmebedingten Emissionen in starkem Maße von dem Verlauf der Außentemperatur abhängen, wurde für die in diesem Kapitel dargestellten Emissionen eine Temperaturbereinigung durchgeführt, welche im Folgenden erläutert wird.

3.1.3 Witterungsbereinigung der Emissionen

Seit Jahren werden die Potenziale von Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen untersucht (vgl. [49] und [50]). Die Quantifizierung der Emissionseinsparung von Maßnahmen der Kategorien „Erneuerbare Energien", „Energieeffizienz" und „Bedarfsreduktion" kann maßnahmenscharf oder mit Hilfe von Emissionsbilanzen erfolgen. Während erstere Aussagen zu Einzelmaßnahmen ermöglicht, zielt die Quantifizierung mittels Emissionsbilanzen auf die Beschreibung der Summe mehrerer Maßnahmen ab. Bei der ex-post Bewertung der Summe aller Maßnahmen bietet sich der Top-Down-Ansatz an, welcher u. a. der Komponentenzerlegung nach [51] und dem Indikator „Kaya Identität" zu Grunde liegt. Soll die Dynamik der Energiewende in

vergleichsweise kurzen Abständen anhand von Emissionsbilanzen überprüft werden, müssen Einflüsse, welche nicht durch Dekarbonisierungsmaßnahmen beeinflusst werden und eine hohe Varianz aufweisen, Berücksichtigung finden. Diese Einflussfaktoren werden im Folgenden nicht-steuerbare Einflussfaktoren (NSE) genannt. Als solche gelten in [52] u.a. die Witterung, die Konjunktur und die demographische Entwicklung. Die Quantifizierung jedes NSE muss anhand geeigneter Indikatoren erfolgen und die Abweichung des Indikators von dessen langjährigem Mittelwert beinhalten. Unter der Annahme, der Brennstoffmix sei innerhalb eines Jahres konstant, kann die Skalierung der Emissionen direkt anhand der identifizierten Abweichungen der Indikatoren bestimmt werden. Im Folgenden wird die Vorgehensweise der Quantifizierung des Einflusses am Beispiel der Temperatur beschrieben, welche für die privaten Haushalte den wichtigsten der genannten Einflussfaktoren darstellt. Die Quantifizierung der weiteren Einflussfaktoren kann [53] entnommen werden.

Geringe Außentemperaturen in der Heizperiode resultieren in hohen Emissionen der Raumwärmebereitstellung und umgekehrt. Dieser Zusammenhang lässt sich mittels Gradtagzahl quantifizieren, welche nach VDI 2067 ermittelt wird. Diesbezüglich wird für Gebäude, die vor 2002 gebaut wurden, eine Heizgrenztemperatur von 15°C sowie eine Raumtemperatur von 20 °C angenommen. Für jüngere Gebäude wird entsprechend VDI 4650 eine Heizgrenztemperatur von 12°C angenommen. Die Gradtagzahlen werden für die Klimaregionen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [54] berechnet und mithilfe des regionalen Wärmebedarfs gewichtet. Zur Temperaturbereinigung der Emissionen wird ein Skalierungsfaktor verwendet, der sich aus dem Quotienten des langjährigen Mittels der Gradtagzahl und der Gradtagzahl im untersuchten Jahr berechnet (siehe Formel (3-1) bzw. Tabelle 12-1 im Anhang). Das langjährige Mittel der Gradtagzahl berechnet sich wiederum aus den Werten der vergangenen 60 Jahre.

$$E_i^{tb} = \frac{\overline{GTZ}}{GTZ_i} \cdot E_i \tag{3-1}$$

E	Emissionen der Raumwärmebereitstellung
GTZ	Gradtagzahl
i	Jahr
RW	Raumwärme
tb	temperaturbereinigt

Um im Jahr 2050 eine 95-prozentige THG-Emissionsreduktion zu erreichen, wird nach [12] eine durchschnittliche jährliche Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen von 16 Mio. Tonnen angenommen. Das entspricht 1,3 % bezogen auf die THG-Emissionen von 1990. Dieser Berechnung liegt zum einen die Annahme zugrunde, dass die Emissionen der Brennstoffumwandlung in gleichem Maße reduziert werden können wie die energiebedingten CO_2-Emissionen. Zum anderen wird der Verlauf der „Treibhausgase ohne Kohlenstoffdioxid" mit einer Exponentialfunktion aufbauend auf den Werten seit 1990 extrapoliert.

In Abbildung 3-4 sind die temperaturbedingte Abweichung der CO_2-Emissionen sowie die absoluten CO_2-Emissionen für die Jahre 2008 bis 2016 dargestellt. Es zeigt sich, dass die temperaturbedingten Abweichungen der bereinigten von den unbereinigten CO_2-Emissionen in Spitze mit 4 % der gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen ausmachen. Außerdem weisen die anhand der vorgestellten Methodik bereinigten Emissionen weniger Schwankungen auf als die bilanzierten Emissionen.

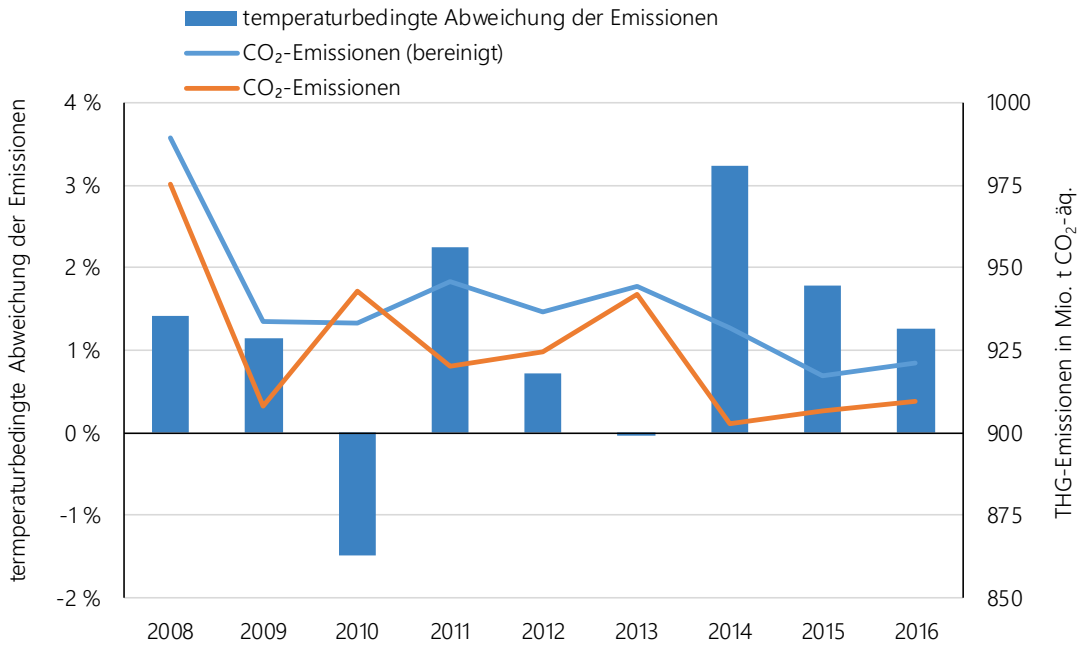


Abbildung 3-4: Quantifizierung von Einflussfaktoren auf die THG-Emissionen in Deutschland nach [7], [52] und [55]

In der überdurchschnittlich warmen Heizperiode des Jahres 2014 wurden aufgrund der Temperatur 29 Mio. Tonnen weniger Kohlenstoffdioxid emittiert als im durchschnittlich warmen Jahr 2013. Dies entspricht einem Anteil von 3,2 % der 1990 emittierten THG-Emissionen in Deutschland und somit dem Reduktionsziel von über zwei Jahren. Daher sind unbereinigte CO_2-Emissionen eines Jahres insbesondere zur kurzfristigen Bewertung von Dekarbonisierungsmaßnahmen kein geeigneter Indikator. Dies ist dann wichtig, wenn Teilziele einzelner Staaten im Raster weniger Jahre überprüft werden sollen. Wird ein solches Monitoring anhand unbereinigter Emissionen durchgeführt, kann die Wirkung von Maßnahmen sowohl über- als auch unterschätzt werden.

3.2 Untersuchte Maßnahmen

Anhand der nach Anwendung und Energieträger aufgeschlüsselten Emissionsbilanz wird zunächst eine Vielzahl an CO_2-Verminderungsmaßnahmen in privaten Haushalten identifiziert und auf Basis der Emissionen eine Auswahl getroffen, die im Rahmen der Arbeit näher untersucht werden.

Dadurch wird gewährleistet, dass einerseits die relevantesten Maßnahmen berücksichtigt werden und sie andererseits einen vergleichbaren Detaillierungsgrad aufweisen bzw. eine handhabbare Anzahl an Maßnahmen untersucht wird. Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, ist die Wärmebereitstellung für den größten Teil der Emissionen verantwortlich. Dementsprechend adressieren die meisten identifizierten Maßnahmen die Anwendungen Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung.

Die Aggregation von Einzelmaßnahmen kann am Beispiel von Gaswärmepumpen erläutert werden. Die Technologien Gasabsorptionswärmepumpe, Gasadsorptionswärmepumpe und Gasmotorwärmepumpe werden zu der Maßnahme „Gaswärmepumpe" aggregiert. Hintergrund der Aggregation ist die gleiche Wirkweise auf das Energiesystem. Alle Einzelmaßnahmen haben gemeinsam, dass sie Raumwärme und Warmwasser bereitstellen und den Gasverbrauch bei Ersatz einer nicht gasbasierten Technologie erhöhen. Die Auswirkungen auf den deutschen Gaslastgang sind durch die Bereitstellung der Energie für den gleichen Anwendungsbereich sehr ähnlich.

Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die ausgewählten und aggregierten Maßnahmen der privaten Haushalte. Die zweite Spalte zeigt die für die Aggregation zusammengefassten Maßnahmen. Die dritte Spalte gibt die Bearbeitungstiefe der Maßnahmen wieder. Alle Bewertungsstufen kleiner gleich der in dieser Spalte genannten Stufe werden untersucht. Die Auswahl der Maßnahmen, welche mittels Stufe 3 bewertet werden, basiert auf deren Potenzial zur CO_2-Verminderung (vgl. [12]). Ein weiteres Kriterium ist die Verschiedenartigkeit der Maßnahmenwirkung auf das Energiesystem. Vor diesem Hintergrund wurden die Maßnahmen *elektrische Wärmepumpe*, *Dämmung der Gebäudehülle* und *Gaswärmepumpe* ausgewählt. Die Bezeichnung „fuEL" bedeutet, dass die Maßnahme Bestandteil des Klimaschutzszenarios fuEL ist. Dabei handelt es sich um ein in [12] entwickeltes Szenario, welches bis zum Jahr 2050 eine gegenüber 1990 95-prozentige Reduktion der THG-Emissionen erreicht. Die detaillierte Beschreibung der Umsetzungstiefe der hier genannten Maßnahmen erfolgt in Kapitel 8.5. Die vierte Spalte gibt eine Begründung der Bearbeitungstiefe, falls die Maßnahme im weiteren Verlauf nicht dynamisch bewertet wird.

Tabelle 3-1: Ausgewählte und aggregierte Maßnahmen der privaten Haushalte und deren Bearbeitungstiefe

aggregierte Maßnahme	zusammengesetzt aus	Bearbeitungstiefe*	Erläuterung der Einordnung**
Solarthermie	Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren	Stufe 2, fuEL	-
Heizstab (gesteuert/ungesteuert)	-	Stufe 2, fuEL	-
Luftwärmepumpe (gesteuert/ungesteuert)	Luft/Wasserwärmepumpe, Luft/Luftwärmepumpe	Stufe 3, fuEL	-
Erdwärmepumpe (gesteuert/ungesteuert)	Sole/Wasserwärmepumpe, Wasser/Wasserwärmepumpe	Stufe 3, fuEL	-
Anschluss an Fernwärmeversorgung	-	Stufe 3	-
Gasbrennwertkessel (fossiler Brennstoff)	-	Stufe 2	-
Gasbrennwertkessel (erneuerbarer Brennstoff[13])	-	Stufe 2	-
Gaswärmepumpe	Gasabsorptionswärmepumpe, Gasadsorptionswärmepumpe, Gasmotorwärmepumpe	Stufe 3	-
Blockheizkraftwerk	Verbrennungsmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle	Stufe 2	-
Dämmung	Dach, Fassade, Kellerdecke, Fundament, Fenster	Stufe 3	-
Wärmerückgewinnung	-	Stufe 2, fuEL	-
Gebäudeautomation	regelbare Thermostate, Heizungssteuerung	Stufe 2, fuEL	-
Hocheffizienzpumpen	-	Stufe 1	Das Potenzial ist stark begrenzt. Die einzuhaltende Effizienz von Nassläufer-Umwälzpumpen wird bereits durch die Verordnung (EG) Nr. 641/2009 vorgegeben. [56]
Effizientere Haushaltsgeräte	Effiziente Kühl- und Gefriergeräte, Weiße Ware, Elektroherde, Beleuchtung, IKT	S	Bereits zahlreiche Maßnahmen zur Umrüstung ergriffen. Zukünftig werden hocheffiziente Geräte der Standard sein.
Flächenheizungen (Solarthermie, Wärmepumpe & Brennwertkessel)	-	S	Eine Flächenheizung ermöglicht niedrigere Vorlauftemperaturen und damit eine höhere Effizienz des Wärmeerzeugers. Allerdings ist Energieeffizienz kein Auslöser für die Umsetzung. Der Komfortgewinn steht im Vordergrund.

* S=Abbildung im Startszenario, Stufe 1 = statische Bewertung, Stufe 2 = sektordynamische Bewertung, Stufe 3 = systemdynamische Bewertung, fuEL = Bestandteil des Klimaschutzszenarios fuEL

**Es erfolgt eine Erläuterung der Einordung, falls die Maßnahme nicht dynamisch bewertet wird.

Einige der untersuchten Technologien weisen nach [12] das Potenzial zur vollständigen Verminderung der Emissionen der Wärmebereitstellung auf. Im Gegensatz dazu gehen die

[13] Unter erneuerbaren Brennstoffen werden biomassebasierte und mit Strom aus Erneuerbaren Energien bereitgestellte Brennstoffe verstanden.

effizienzsteigernden Maßnahmen von elektrischen Geräten mit einem geringen Einsparpotenzial von jeweils unter 1 % der Gesamtemissionen im Jahr 2014 einher.

Neben den in der Tabelle genannten Maßnahmen wurde zudem die Emissionsminderung durch Suffizienz und Verhaltensänderungen betrachtet. Diese Maßnahmen sind aus Sicht der CO_2-Verminderungskosten stets sinnvoll, da ein Verzicht nicht mit Kosten verbunden ist. Das Potenzial dieser Maßnahmen ist nur schwer quantifizierbar, da dieses weniger durch technische Restriktionen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen als vielmehr durch die Akzeptanz begrenzt ist, welche im Rahmen des Modells nicht abgebildet wird. Dass diese Maßnahmen für eine Emissionsminderung trotzdem relevant sein können, wird in [57] gezeigt. So liegt die ausgewiesene Emissionseinsparung der dort untersuchten Maßnahmen im zweistelligen Millionen-Tonnen-Bereich.

Zu den ebenfalls betrachteten, aber nicht explizit abgebildeten Maßnahmen, zählt auch die Grundwasserwärmepumpe. Hierfür sind die geringe Durchdringung und die mangelnde Datenverfügbarkeit zur Potenzialbestimmung wesentliche Gründe. Nach [58] zeigte sich in den vergangenen Jahren ein starker Trend zu einem steigenden Anteil an Luft/Wasserwärmepumpen (im Folgenden Luftwärmepumpen genannt). Die Grundwasserwärmepumpen hingegen spielen mit einer Anzahl von ca. 45.000 (Stand 2016) in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Deshalb werden sie zu den Erdwärmepumpen gezählt.

Im Zuge des Klimawandels wird der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Klimakälte an Bedeutung gewinnen. Aktuell spielt die Klimakälte mit einem Anteil von < 1 % an den Emissionen der privaten Haushalte eine untergeordnete Rolle. Maßnahmen wie eine außenliegende Verschattung oder effizientere Klimaanlagen führen deshalb in der Summe aller Haushalte zu keinen nennenswerten Einsparungen. Ein zunehmender Klimatisierungsbedarf aufgrund steigender Komfortansprüche wird im Rahmen des Startszenarios abgebildet.

Eine zielgerichtete Infrarotheizung kann zu einer Wärmebedarfsreduktion führen. In privaten Haushalten sind die Vorteile der Technologie wie die Reduktion der Luftverwirbelung und des Wärmebedarfs überschaubar. Sie kommen stärker zum Tragen, je größer bzw. höher die Räume sind und je länger die Anwesenheit an einem bestimmten Ort ist, z.B. zur Beheizung von Industriehallen und Großraumbüros. Des Weiteren kann der Aufenthalt außerhalb des beheizten Bereiches bei einer Reduktion der Raumlufttemperatur als unbehaglich empfunden werden. Aus diesen Gründen wird die Technologie nicht weiter untersucht.

Als weitere Maßnahmen lassen sich der hydraulische Abgleich und die Dämmung von Rohrleitungen bzw. Wärmespeichern nennen. Ersterer kann durch Reduktion der notwendigen Vorlauftemperatur und Einstellung der bedarfsgerechten Wärmeübergabe an die Räume zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs und damit der Emissionen führen. Die Quantifizierung der Einsparung dieser Maßnahmen ist jedoch stark von lokalen Gegebenheiten wie der Rohrlänge, den Rohrdurchmessern und der Dämmstärke abhängig. Aus diesen Gründen entfällt die Bewertung dieser Maßnahmen.

Für die Reduktion von Infiltrationsverlusten konnte in [12] das technische Potenzial abgeschätzt werden. Für tiefergehende Untersuchungen ist die flächendeckende Datenverfügbarkeit unzureichend.

Fast alle Technologieoptionen in privaten Haushalten sind bereits technisch ausgereift (Technology Readiness Level 9). Der Fokus wird demnach im Folgenden auf der Durchdringung bestehender Technologien und weniger auf der Entwicklung neuer Technologien liegen.

3.3 Potenzialanalyse Wärmepumpen

In einer Vielzahl von Studien wird die elektrische Wärmepumpe als ein zentraler Baustein der Wärmewende angesehen und für die Zukunft ein starker Ausbau dieser Technologie angenommen (vgl. Abschnitt 1.2). Nach [59] können verschiedene Hemmnisse die mögliche Umsetzungstiefe und -geschwindigkeit dieser Technologie begrenzen. Für die beiden ausgewählten Technologien Erdwärmepumpe und Luftwärmepumpe werden diesbezüglich die Auswirkungen der wichtigsten Hemmnisse abgeschätzt.

Die maximale jährliche Steigerung des Zubaus wird in den ersten Jahren der Maßnahmenumsetzung limitiert. Als Indikator, wie schnell die Verfügbarkeit von HandwerkerInnen für die fachgerechte Installation der Wärmepumpen steigen und die Vertriebswege ausgebaut werden können, wird die historisch maximale Steigerung des Zubaus von Photovoltaikanlagen angenommen. Im Ergebnis kann der Bruttozubau innerhalb von fünf Jahren auf die maximale Ausbaugeschwindigkeit von ca. 732.000 Anlagen gesteigert werden. Zum Vergleich: im Jahr 2018 wurden nach [60] 84.000 Wärmepumpen installiert. Die maximale Ausbaugeschwindigkeit wird in dieser Arbeit definiert als die Summe der in einem Jahr außer Betrieb genommenen Anlagen. Eine Untersuchung des frühzeitigen Ausbaus von Anlagen mit Restwert ist nicht Bestandteil der Methodik, da es hierfür einerseits keinen gesetzlichen Rahmen gibt (z. B. Betriebsverbot einzelner Anlagen) und dieser andererseits i. d. R. mit höheren Kosten aus Systemsicht einhergeht. Die maximale Ausbaugeschwindigkeit der Heiztechnologien begrenzt damit auch die Transformationsgeschwindigkeit der Wärmeversorgung. Sie hängt von der Nutzungsdauer und dem Alter der Technologien ab. Die Entwicklung der zukünftig maximalen Ausbaugeschwindigkeit wird in Kapitel 4.2.2 beschrieben.

Darüber hinaus wird die maximale Marktdurchdringung begrenzt. Für die Technologien Luft- und Erdwärmepumpe werden hierzu die Potenzialgrenzen anhand von GIS-Analysen deutschlandweit abgeschätzt. Für Luftwärmepumpen wurden Abstände zwischen Gebäuden untersucht, um die Belastung durch Schallimmissionen abzubilden. In Anlehnung an die in [61] genannten Mindestabstände zwischen Aufstellort der Luftwärmepumpe und „schutzbedürftiger Bebauung" wird angenommen, dass ein Mindestabstand von 13 m zum benachbarten Gebäude eingehalten werden muss. Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass nach [61] die aktuell im Bestand befindlichen Luftwärmepumpen mit 60 bis 70 db(A) deutlich höhere Schallleistungspegel verursachen als moderne Luftwärmepumpen mit 50 dB(A), welche für die Abstandregel herangezogen wurden. In Abbildung 3-5 ist ein beispielhafter Ausschnitt der GIS-Analyse dargestellt. Gebäude mit geeignetem Aufstellort für Luftwärmepumpen sind grün gekennzeichnet. Gebäude, welche aufgrund ihrer unmittelbaren Nähe zur umliegenden Bebauung als ungeeignet eingestuft werden, sind rot eingefärbt. Auffällig ist, dass Reihenhäuser vor dem Hintergrund der Schallimmissionen aufgrund ihrer räumlichen Nähe zueinander i. d. R. nicht für die Aufstellung von Luftwärmepumpen geeignet sind. Die Minderung des Schallleistungspegels durch Gegenstände wurde in diesem Zusammenhang vernachlässigt.

Abbildung 3-5: GIS-Analyse zu geeigneten Aufstellorten von Luftwärmepumpen aufgrund von Schallimissionen

Um das Potenzial der Durchdringung von Erdwärmepumpen zu beurteilen, ist die Flächenverfügbarkeit für Sonden oder Kollektoren entscheidend. Zu diesem Zweck wird mittels GIS-Analyse die verfügbare Grünfläche abgeschätzt. Diese ergibt sich aus der gesamten Siedlungsfläche abzüglich bebauter bzw. versiegelter Flächen und Verkehrsflächen. Da eine Zuordnung der Grünflächen zu den Grundstücken im Rahmen der Analyse nicht möglich ist, wird angenommen, dass die gesamte Potenzialfläche je Hektar für die Beheizung aller darin befindlichen Gebäude genutzt werden kann. Die mit dieser Annahme ermittelten Flächenpotenziale entsprechen einer Maximalabschätzung. Die Energie, welche aus diesen Grünflächen entzogen werden kann, berechnet sich nach VDI 4640. Danach lassen sich mit Erdwärmesonden im Mittel ca. 65 kWh/a je Meter Sondentiefe entnehmen. Die durchschnittlich notwendige Grünfläche je Sonde wurde mit den nach VDI 4640 vorgegebenen Abständen zu Bebauung und Nachbargrundstücken berechnet und beträgt 42 m^2. Bei einer typischen Bohrtiefe von 100 m ergibt sich eine Entzugsarbeit von maximal 150 kWh/a je Quadratmeter Grünfläche. Für Erdkollektoren ist die Entzugsarbeit abhängig von der Bodenart und der Klimazone. Hierfür wurde die Entzugsarbeit als ungewichteter Mittelwert der 18 Klimazonen und vier Bodenarten „Sand", „Lehm", „Schluff" und „Sandiger Ton" nach VDI 4640 berechnet. Sie beträgt durchschnittlich 50 kWh/(m^2·a). Die potenzielle Entzugsarbeit je Hektar wird mit dem räumlich aufgelösten Wärmebedarf der Wohngebäude nach [62] verschnitten, um dessen maximale Deckung zu berechnen. Gebäude, welche die beschriebenen Kriterien zur Eignung für Wärmepumpen nicht erfüllen, werden vom Potenzial ausgeschlossen. Auf diese Weise lassen sich die maximalen Potenziale unterteilt in Luft- und Erdwärmepumpe bzw. Ein- und Zweifamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser für den gesamten Wohngebäudebestand bestimmen (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Anteile der Gebäude, die sich für eine Aufstellung elektrischer Wärmepumpen nach den Kriterien der GIS-Analysen eignen

Gebäude	Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe	Gesamt
Ein- und Zweifamilienhäuser	65 %	74 %	89 %
Mehrfamilienhäuser	67 %	49 %	80 %

Ein Teil des Gebäudebestandes eignet sich für die Installation sowohl von Luft- als auch von Erdwärmepumpen. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass beide Technologien vor allem in weniger dicht besiedelten Gebieten geeignet sind. Aufgrund dieser Überschneidungen wird neben den Einzelpotenzialen auch das gesamte Potenzial bestimmt. Zur Verdeutlichung des Begriffs „Gesamtpotenzial" ist dieser in Abbildung 3-6 schematisch dargestellt.

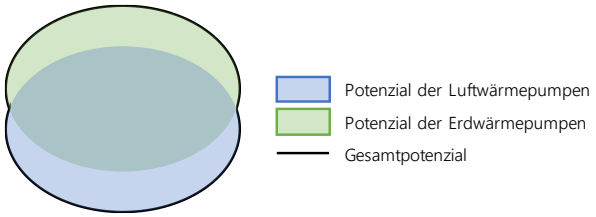


Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Potenziale von Wärmepumpen

3.4 Definition der Maßnahmenumsetzungsgrade

Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit heterogener Maßnahmen erfolgt die Maßnahmenumsetzung in den Szenarien durch Vorgabe eines Investitionsbudgets und -zeitraums. Dies ermöglicht einen Vergleich von Maßnahmen mit unterschiedlichen Wirkweisen wie beispielsweise Dämmung und Wärmepumpen. Hierfür wird das vorgegebene Investitionsbudget über die spezifische Investition der Maßnahme im Startszenario in eine jährliche Anzahl an von der Maßnahme betroffenen Gebäuden übersetzt. Im Fall des Anlagentausches ersetzt die Maßnahme in jedem Jahr anteilig den ursprünglichen Zubau aus dem Startszenario, wodurch sich auch der Bestand und der Rückbau in den Folgejahren ändert. Die Umsetzungsgeschwindigkeit wird durch den jährlichen Zubau begrenzt und ist stark von der Nutzungsdauer der Technologien abhängig. Für die sektor- und systemdynamischen Auswertungen wird zunächst ein Investitionsbudget von 5 Mrd. €/a vorgegeben und als Ausgangspunkt der Umsetzungszeitraum von 2021 bis 2035 gewählt. Die Anforderungen an die Höhe des Investitionsbudgets sind einerseits, dass nennenswerte Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor entstehen und andererseits, dass sie für keine Maßnahme weit über dem umsetzbaren Investitionsbudget liegt. Dieser Zeitraum gilt jedoch nur für die Umsetzung der Maßnahme, die Emissions- und Kostenbilanzierung hingegen erfolgt weiterhin kumuliert über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2050 (siehe Abschnitt 8.3.2). Auf diese Art und Weise werden auch langfristige Effekte der Maßnahmenumsetzung berücksichtigt, da, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, angenommen wird, dass die Maßnahmentechnologien nach Ende der Nutzungsdauer durch gleiche Anlagen ersetzt werden. Darauf aufbauend werden sowohl der Umsetzungszeitraum variiert, um dessen Einfluss auf die Bewertung zu untersuchen, als auch unterschiedliche Maßnahmen kombiniert (vgl. Abschnitt 8.3.2). Die Erkenntnisse der Maßnahmenbewertung fließen abschließend in die Definition eines Klimaschutzszenarios für den Sektor der privaten Haushalte ein. Diesbezüglich wird eine Vielzahl an Maßnahmen umgesetzt, um mit weiteren Maßnahmen in anderen Sektoren in Summe eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % zu bewirken. Die Beschreibung der Zusammensetzung der Maßnahmen und deren Umsetzungstiefe erfolgt in Abschnitt 8.5.

4 Stock-and-Flow-Modell

Um die Auswirkungen der im vorherigen Abschnitt ausgewählten Maßnahmen auf das Mengengerüst der Gebäude und Heizsysteme quantifizieren zu können, wird das in diesem Kapitel beschriebene Stock-and-Flow-Modell der privaten Haushalte verwendet. Dieses ermöglicht, den Sektorzustand (vgl. Abschnitt 4.1) für eine vorgegebene Maßnahmenumsetzung über den Zeitraum von 2015 bis 2050 so zu beschreiben, dass daraus die Endenergielastgänge, die Kosten und die Emissionen bestimmt werden können. Das Mengengerüst der Gebäude wird dabei ausgehend von einem Startjahr über die Modellierung von Abriss und Neubau bzw. der Vorgabe einer Sanierungslogik bestimmt (siehe Abschnitt 4.2.1). Darauf aufbauend wird die Entwicklung der Heizsysteme ebenfalls über den Rückbau und Zubau von Anlagen bestimmt (siehe Abschnitt 4.2.2). Aufgrund der untergeordneten Rolle für die Emissionsreduktion sind Klimaanlagen und Haushaltsgeräte bzw. -maschinen nicht Teil der dynamischen Bewertung, sondern werden anhand eines vereinfachten Ansatzes in allen Szenarien gleich abgebildet (siehe Abschnitt 4.2.3 und 4.2.4).

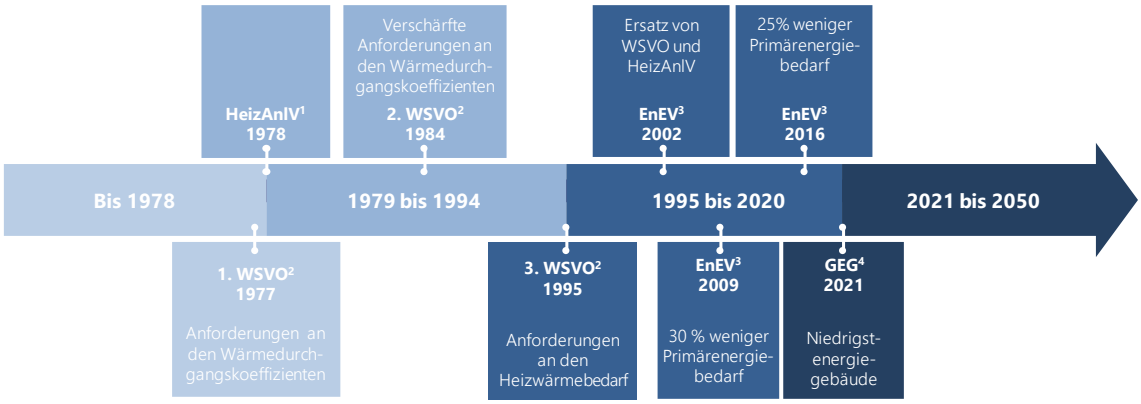
4.1 Definition des Sektorzustands

Der Sektorzustand beinhaltet alle Informationen, die zur Berechnung von Lastgängen, Kosten und Emissionen notwendig sind. Er entspricht damit einem Mengengerüst aus Personen, Gebäuden, Heizsystemen, Klimaanlagen und Haushaltsgeräten bzw. deren technoökonomischen Parametern.

Um die Komplexität der Modellierung zu reduzieren ohne die Heterogenität des 18 Millionen Gebäude umfassenden Bestands zu vernachlässigen, wird dieser mittels repräsentativer Typgebäude abgebildet, welche sich nach Gebäudetyp, Baualtersklasse und Sanierungszustand unterscheiden.

Bezüglich des Gebäudetyps werden Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), kleine (3 bis 6 Wohneinheiten), mittlere (6 bis 12 Wohneinheiten) und große (> 12 Wohneinheiten) Mehrfamilienhäuser (MFH) jeweils in einer Klasse zusammengefasst. Die Kategorie EZFH umfasst freistehende Einfamilienhäuser, Reihenhäuser, Doppelhäuser und Zweifamilienhäuser. Die Einteilung hat den Vorteil, dass sich statistische Daten, wie die des Zensus 2011 [63] und Mikrozensus 2014 [64] kombinieren lassen, ohne Bilanzgrenzen zu verletzen. Dadurch können neben einer Vielzahl gebäudespezifischer Charakteristika wie Wohnfläche, Geschosszahl, Dachform und Gebäudevolumen auch unterschiedliche Eigentumsverhältnisse berücksichtigt werden.

Die Baualtersklasse gibt aufgrund der für diesen Zeitraum gängigen Konstruktionsweise Aufschluss über die energetische Qualität der Gebäudehülle im Errichtungszustand. Die statistischen Quellen des Gebäudebestandes (vgl. [63], [64], [65], [66] und [67]) weisen teilweise abweichende Definitionen der Baualtersklassen auf. Für die Modellierung wird eine eigene Definition gewählt, die sich an der historischen Gesetzgebung zu energetischen Anforderungen an Neubauten orientiert (vgl. Abbildung 4-1). Die Grenzen der Baualtersklassen entsprechen markanten Verschärfungen der Vorgaben in den Jahren 1978/1979, 1994/1995 und 2020/2021. Diese stellen wichtige Weichenstellungen auf dem Weg zu Niedrigstenergiegebäuden dar. Deren primärenergetischen Anforderungen werden in [68] mit einem Zielkorridor für Einfamilienhäuser im kontinentalen Raum mit 15 bis 30 kWh/(m²·a) beziffert.



[1] Heizungsanlagen-Verordnung, [2] Wärmeschutzverordnung, [3] Energieeinsparverordnung, [4] Gebäudeenergiegesetz

Abbildung 4-1: Historische Vorgaben zu den energetischen Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und Definition der Baualtersklassen; eigene Darstellung nach [69], [70], [71], [72] und [73]

Die Kombination aus Gebäudetyp und Baualter wird im Folgenden als Gebäudekategorie bezeichnet. Für die 16 Gebäudekategorien werden darüber hinaus drei Sanierungszustände (unsaniert, teilsaniert, vollsaniert) definiert. Daraus ergeben sich theoretisch 48 Kombinationen aus Gebäudekategorie und Sanierungszustand, welche um 16 überflüssige Kombinationen – beispielsweise „Vollsanierung eines Gebäudes der Baualtersklasse 2021 bis 2050" – reduziert werden. Für die resultierenden 32 Gebäude wird der zeitlich aufgelöste Raumwärmebedarf simuliert (vgl. Abschnitt 5.1). Hierzu werden die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte), die Bauteilflächen und die Anteile sanierter bzw. unsanierter Bauteile aus [74] und [67] herangezogen.

4.2 Entwicklung des Sektorzustands

Zur Quantifizierung von Maßnahmeneffekten wird jeweils die Differenz zwischen den Ergebnissen des Start- und des Maßnahmenszenarios gebildet. Das Startszenario repräsentiert den Pfad des Sektors bis zum Jahr 2050, welcher historische Entwicklungen extrapoliert und mit der aktuellen Gesetzgebung und Transformationsgeschwindigkeit in Einklang steht. Das Grundgerüst bilden dabei Realdaten der Elemente Gebäude, Haushaltsgeräte, Heiz- sowie Kühlsysteme verschiedener Jahre. Ausgehend von diesem Sektorzustand im Startjahr 2015 werden die Sektorzustände bis zum Jahr 2050 berechnet. Dazu wird mithilfe der Altersverteilung und der typischen Nutzungsdauer der Elemente der Rückbau bzw. Abriss bestimmt. Mit einer modellexogen vorgegebenen Anzahl für den Bestand eines Elements in einem Jahr lässt sich daraus der Bruttozubau bestimmen. Da der Rückbau von Heizsystemen in einem Jahr von dem Zubau der Anlagen in den vorangegangenen Jahren abhängig ist, wird der Rück- und Zubau Jahr für Jahr bestimmt. Die Berechnung wird für alle Jahre bis 2050 wiederholt. Der Bestand im Jahr i berechnet sich demnach wie folgt:

$$B_i = B_{i-1} - R_i + Z_i \tag{4-1}$$

B	Bestand eines Elements
R	Rückbau oder Abriss
Z	Bruttozubau
i	Jahr

Das Startszenario entspricht einem konservativen Pfad, welcher die Klimaziele der Bundesregierung (s. [75] und [1]) nicht erreicht. Die Maßnahmenszenarien entsprechen jeweils einer definierten

Umsetzung von Maßnahmen in einem vorgegebenen Zeitraum, welche einen Beitrag zur Erfüllung der Klimaziele leisten können. Diese werden in Kapitel 6 beschrieben.

4.2.1 Gebäude

Der hohe Anteil der Emissionen von privaten Haushalten an den Gesamtemissionen unterstreicht die Bedeutung einer differenzierten Analyse des Wohngebäudebestandes und dessen Heizsysteme. Aus diesem Grund wird der Gebäudebestand mittels repräsentativer Typgebäude und regional hochaufgelöst abgebildet. Die Gemeindeebene entspricht dabei einer geeigneten regionalen Auflösung, da diese sowohl die Verwendung wichtiger Statistiken zum historischen Gebäudebestand bzw. der Bevölkerungsentwicklung als auch die Berücksichtigung der Rückwirkungen der Binnenwanderung auf den Gebäudebestand ermöglicht. Im Ergebnis wird die Anzahl an Wohnungen und Wohngebäuden der 11.997 Gemeinden exkl. der gemeindefreien Gebiete (Stand 2011) je Gebäudekategorie und für alle Jahre bis 2050 bestimmt. Darauf aufbauend lassen sich Auswertungen mit unterschiedlichen Anforderungen an die regionale Auflösung vornehmen. So werden beispielsweise landkreisscharfe Temperaturzeitreihen verwendet, um unterschiedliche lokale Wetterbedingungen innerhalb Deutschlands zu berücksichtigen. Das gemeindescharfe Mengengerüst wird dafür entsprechend aggregiert. Der resultierende Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wird so kalibriert, dass dieser im Einklang mit den übergeordneten Statistiken steht.

4.2.1.1 Ausgangszustand

Die Bezeichnung *Ausgangszustand* bedeutet, dass es sich um einen Sektorzustand deas Jahres 2015 handelt, der sich größtenteils aus Realdaten zusammensetzt und dem Stock-and-Flow-Modell als Input dient. Wie auch alle folgenden Sektorzustände bis zum Jahr 2050 beschreibt er die aus energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten relevanten Elemente und deren Ausprägungen. Im Folgenden werden diese Elemente näher erläutert.

Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme wird anhand von repräsentativen Einzelgebäuden simuliert, weshalb das Sektormodell als Bottom-Up-Modell bezeichnet werden kann. Die umfangreichen Ergebnisse aus [67], [74] und [76] und stellen eine geeignete Grundlage für die Modellierung des Wohngebäudebestands dar. Hierbei werden Gebäude desselben Gebäudetyps und Gebäudebaualters jeweils in eine Gebäudekategorie zusammengefasst. Die regionale Differenzierung dieser Gebäudekategorien erfolgt mithilfe der Ergebnisse des Zensus 2011. Dieser entspricht einer Volks-, Gebäude- und Wohnungszählung, welche mithilfe von Registerauswertungen „*um Angaben aus Personenerhebungen*" ergänzt ist. Die Ergebnisse des Zensus werden gemeindescharf veröffentlicht. Für die nachfolgenden Untersuchungen sind insbesondere die Kategorien Anzahl an Wohneinheiten je „Eigentumsverhältnis und Baujahr" und je „Zahl der Wohnungen im Gebäude" bzw. Anzahl an Gebäuden je „Zahl der Wohnungen im Gebäude und Baujahr" relevant. Diese werden verwendet, um die Anzahl an Wohnungen und Gebäude je Gebäudekategorie und Gemeinde zu bestimmen. Dazu werden zum einen die Gebäude mit einer und zwei Wohnungen den Ein- und Zweifamilienhäusern zugeordnet und zum anderen die zehn Baualtersklassen des Zensus auf die vier in Abschnitt 4.1 beschriebenen Baualtersklassen aggregiert. Überschneidungen der Baualtersklassen werden linear interpoliert. Daraus ergibt sich der in Abbildung 4-2 dargestellte Bestand an Wohnungen der definierten Klassen. Mit 46 % stellen die Ein- und Zweifamilienhäuser den größten Anteil an den Wohnungen dar; bezogen auf die Anzahl der Gebäude liegt dieser sogar bei 82 %. Die Aufteilung nach Baualtersklassen zeigt, dass über zwei Drittel der Wohnungen vor 1979 errichtet wurden, lediglich 14 % fallen in die neueste Baualtersklasse.

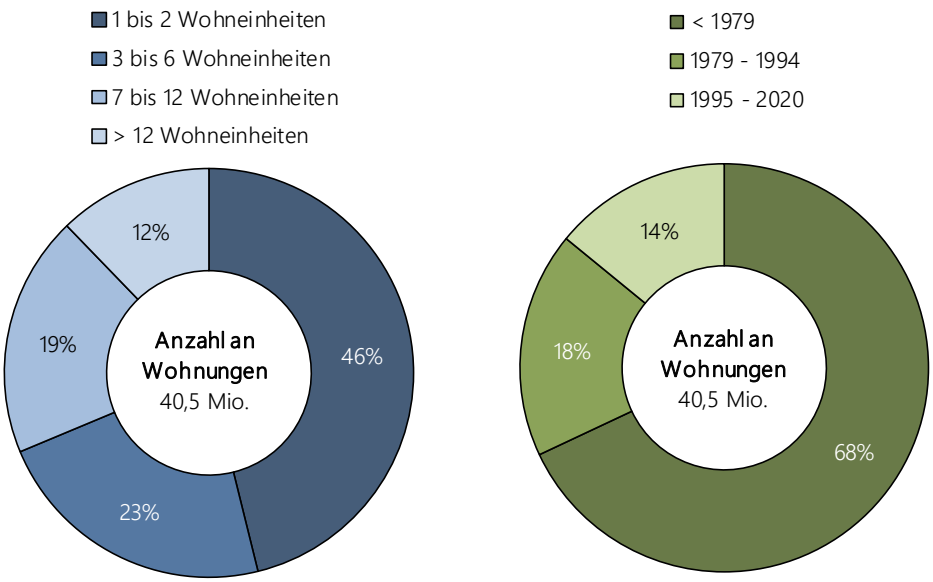


Abbildung 4-2: Anteile der Gebäudetypen (links) und Baualtersklassen (rechts) an allen bewohnten Wohneinheiten im Jahr 2011 nach [76]

Neben der Anzahl an Wohnungen und Gebäuden beinhaltet das beschriebene Mengengerüst auch die Anzahl der Personen, die in den Gebäuden wohnen, um unter anderem den Warmwasserbedarf je Gebäudekategorie zu bestimmen. Zur Bewertung der Effizienz von Dämmmaßnahmen ist es über das Mengengerüst der Gebäudekategorien (vgl. Tabelle 12-2 im Anhang) hinaus notwendig, deren bauphysikalischen Eigenschaften abzubilden. Hierzu werden die U-Werte, Bauteilflächen und Anteile sanierter bzw. unsanierter Bauteile aus [74] und [67] herangezogen (siehe Abschnitt 6.1). Aus diesen Daten, einer Abrissrate je Baualtersklasse und der Information über denkmalgeschützte Gebäude wird der absolute jährliche Abriss der Wohngebäude abgeleitet (vgl. Abschnitt 4.2.1.2).

4.2.1.2 Entwicklung über den Betrachtungszeitraum

Ausgehend vom Ausgangszustand der Gebäude folgt in diesem Abschnitt die Erläuterung zur Fortschreibung des Wohngebäudebestandes bis zum Jahr 2050. Anhand des Alters der Gebäude nach [76] kann deren zukünftige Entwicklung in Form einer Sterbelinie abgeleitet werden. Zu diesem Zweck wird eine Abrisswahrscheinlichkeit festgelegt, welche den jährlichen Anteil der abzureißenden Gebäude am Bestand abhängig vom Baualter beschreibt. Die Abrisswahrscheinlichkeit des gesamten Gebäudebestands nach [77] wird hierfür zur Kalibrierung verwendet. Es wird angenommen, dass die Abrisswahrscheinlichkeit in den ersten 40 Jahren nach dem Bau bei null Prozent liegt und sich in den nachfolgenden Jahren auf einen festen Wert einstellt. Hintergrund ist die gängige Abschreibungsdauer der Gebäude nach § 7 Abs. 4 EStG von 33 bis 50 Jahren, welche als minimale Nutzungsdauer interpretiert wird. Der Verlauf der Abrisswahrscheinlichkeit über dem Gebäudealter wird mittels Sigmoidfunktion beschrieben, um sich einer in der Praxis zu beobachtenden Verteilung anzunähern. Die Parameter der Funktion werden durch Minimierung des Abweichungsquadrats zur globalen Abrissrate nach [77] bestimmt (vgl. Formel (4-2)). Vom Abriss ausgeschlossen sind denkmalgeschützte Gebäude, welche nach [74] 3,5 % des Gesamtbestands bzw. 5 % der vor 1978 gebauten Gebäude darstellen.

$$W(x) = 4{,}32 \cdot 10^{-3} \cdot \left(1 + e^{\frac{40{,}9-x}{1{,}01}}\right)^{5} \tag{4-2}$$

W Abrisswahrscheinlichkeit
x Baualter

Der Bruttozubau von Gebäuden berechnet sich aus der prognostizierten Gebäudeanzahl abzüglich des „Gebäudebestands nach Abriss" (siehe Formel (4-1)). Diesbezüglich wird der landkreisscharf prognostizierte Bestand nach [78] herangezogen, welcher die überregionalen Binnenwanderungen in Deutschland abbildet. Um den aufgrund von Zu- und Wegzug veränderten Wohngebäudebestand einer Gemeinde abschätzen zu können, ist es darüber hinaus erforderlich, die Binnenwanderung zwischen den Gemeinden zu bestimmen. Hierzu erfolgt eine räumliche Disaggregation der Werte auf Gemeindeebene anhand von [78] und [79]. Die zugrundeliegende Annahme lautet, dass die Bevölkerungsentwicklung innerhalb eines Landkreises einen linearen Zusammenhang mit der Anzahl der Wohneinheiten aufweist. Die Entwicklung der durchschnittlichen Anzahl an Personen je Wohnung wird auf Basis von [78] auf Landkreisebene berücksichtigt. Die Anzahl der Wohnungen einer Gemeinde berechnet sich für alle Jahre wie folgt:

$$n_{g,i}^{W} = n_{g,2011}^{W} \cdot \frac{n_{g,i}^{E}}{n_{g,2011}^{E}} \cdot \frac{n_{l,i}^{W}}{n_{l,2011}^{W}} \cdot \frac{n_{l,2011}^{E}}{n_{l,i}^{E}} \tag{4-3}$$

n	Anzahl
W	Wohnungen
E	EinwohnerInnen
i	Jahr
g	Gemeinde
l	Landkreis

In Abbildung 4-3 ist die relative Entwicklung der Anzahl an Wohneinheiten von 2030 gegenüber 2015 dargestellt. Die Werte sind vom deutschlandweiten Trend bereinigt, der einem Rückgang der Anzahl an bewohnten Wohneinheiten um 3 % entspricht. Rechts ist die überregionale Wanderung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Anzahl an Wohnungen vor allem in den Landkreisen Süd- und Westdeutschlands und im Berliner Umland überproportional stark steigt, wohingegen sie im restlichen Bundesgebiet sinkt. Im linken Bild ist die regionale Wanderung exemplarisch für einen Ausschnitt des Nordschwarzwaldes dargestellt. Innerhalb dieser Landkreise existieren sowohl Gemeinden, die einen überproportional hohen Zuzug zu verzeichnen haben, als auch solche deren Anzahl stark sinkt.

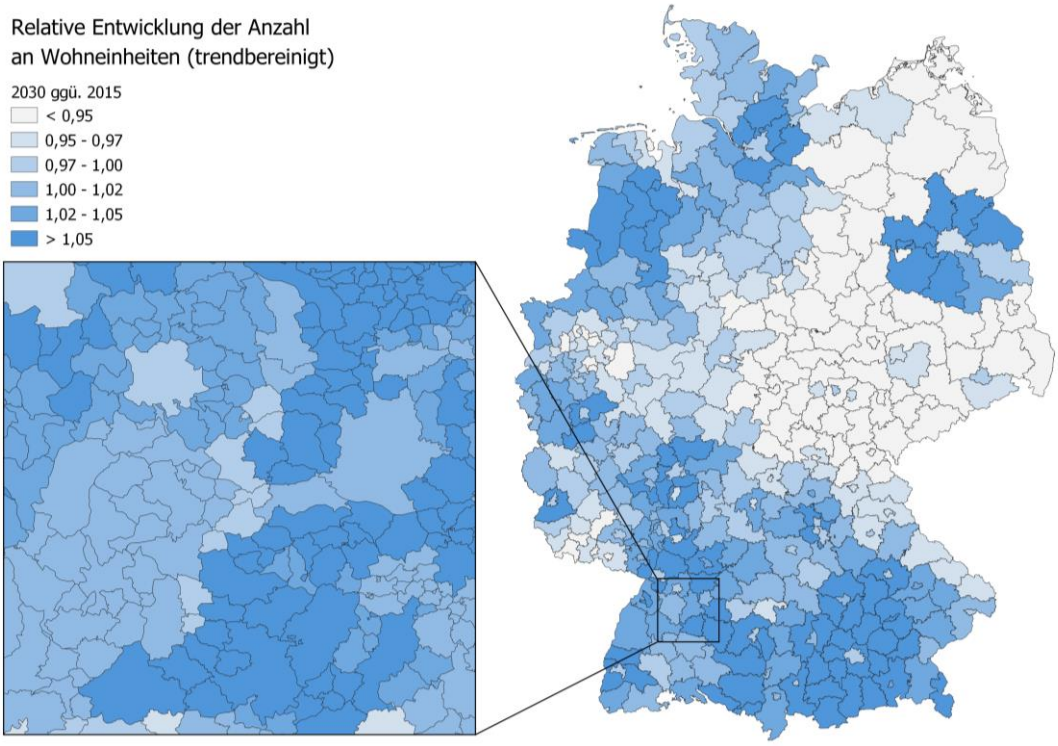


Abbildung 4-3: Relative Entwicklung der Anzahl an Wohneinheiten von 2015 bis 2030 in Deutschland (trendbereinigt): Je Gemeinde (links) und je Landkreis (rechts); eigene Berechnung aufbauend auf [78] und [79].

Um Aussagen über die sich verändernde Zusammensetzung von Gebäudetypen innerhalb von Gemeinden treffen zu können, wird der Anteil des Gebäudetyps am Gesamtbestand je Siedlungsdichte einer Gemeinde untersucht. Die Siedlungsdichte beschreibt dabei die Anzahl an Wohneinheiten pro Siedlungsfläche. Die Siedlungsfläche setzt sich aus Gebäudeflächen, zugehörigen Freiflächen sowie Verkehrsflächen für Straßen, Wege und Plätze zusammen. Als Grundlage der Werte dienen der Zensus 2011 [76] mit der Anzahl an Wohnungen je Gebäudetyp und Gemeinde und die Regionalstatistik [80] mit der Siedlungsfläche. Die Werte zeigen eine schwache Korrelation, welche im Folgenden durch je einen funktionalen Zusammenhang beschrieben werden. Nimmt die Siedlungsdichte einer Gemeinde im Vergleich zum vorherigen Simulationsjahr zu, steigt der Anteil der MFH und der Anteil der EZFH nimmt ab. Die Parameter des linearen funktionalen Zusammenhangs werden durch Minimierung des Abweichungsquadrats bestimmt. Daraus ergeben sich für die Mehrfamilienhäuser ein Ordinatenabschnitt von Null, eine Steigung von 0,036 $n \cdot ha^{-1}$ sowie ein Maximalwert von 0,75. Durch diesen Zusammenhang lassen sich die Anteile der Gebäudetypen in einer Gemeinde für den gesamten Betrachtungszeitraum bestimmen. Liegt die Anzahl der prognostizierten Gebäude unterhalb des Bestands nach Rückbau, so wird der Differenzbetrag als Leerstand deklariert.

Die Fortschreibung des Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 wird, im Gegensatz zu den Anteilen sanierter und unsanierter Gebäude, in den Szenarien nicht variiert. In Abbildung 4-4 ist die Fortschreibung der Wohneinheiten je Gebäudetyp (links) und je Baualter (rechts) dargestellt. Daraus lassen sich zwei wesentliche Erkenntnisse ableiten:

1. Die zukünftig weiter anhaltende „Landflucht" führt aufgrund der höheren Siedlungsdichten in Städten zu einer geringfügigen Erhöhung des Anteils an Mehrfamilienhäusern.

2. Mit den getroffenen Annahmen überwiegt auch im Jahr 2050 mit 71 % der Anteil an Gebäuden, welche vor 1995 und damit vor der dritten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden. Bezogen auf die Nutzenergie liegt dieser Anteil aufgrund des geringeren energetischen Standards noch höher (vgl. Abschnitt 5.1).

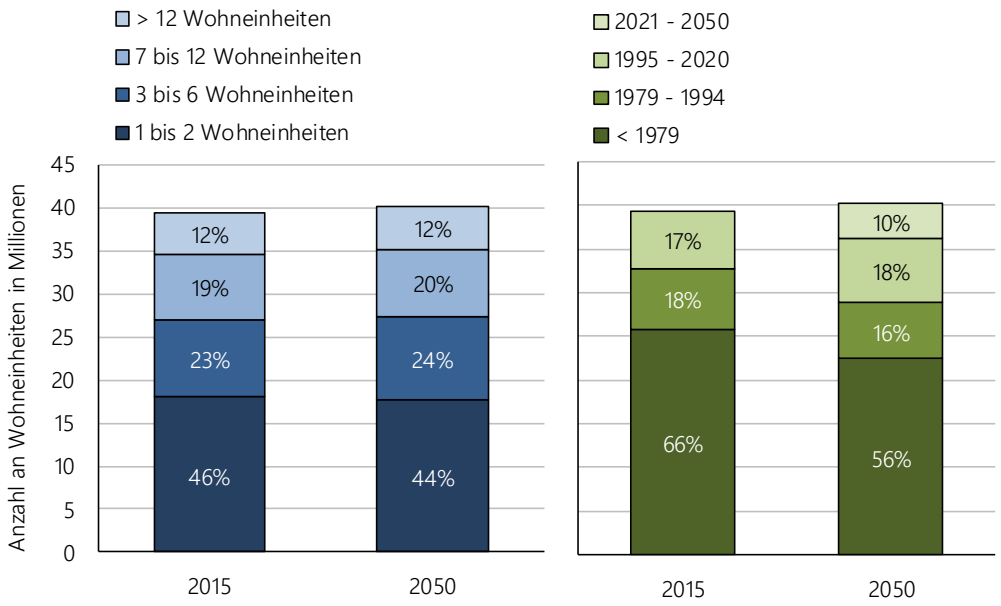


Abbildung 4-4: Entwicklung der Wohneinheiten je Gebäudetyp (links) und je Baualtersklasse (rechts) bis zum Jahr 2050

Mit diesem Vorgehen lässt sich der Gebäudebestand für die 16 Gebäudekategorien über den Betrachtungszeitraum bis 2050 abbilden. Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, wird mit dem Sanierungszustand ein weiteres Detailierungslevel eingeführt, welches die Granularität des modellierten Gebäudebestandes erhöht. Da sowohl eine Teil- als auch eine Vollsanierung betrachtet wird, muss die Sanierungsrate neben der Anzahl der sanierten Gebäude auch die Sanierungstiefe, also den Raumwärmebedarf vor und nach der Sanierung, berücksichtigen. Nach Formel (4-4) geht die Teilsanierung anteilig entsprechend des Verhältnisses der Raumwärmebedarfsreduktion gegenüber einer Vollsanierung in die Sanierungsrate mit ein. Die Sanierungsrate im Startszenario wird wie in [81] mit 1,1 %/a angenommen.

$$SR = \sum_{gk \in GK} \left(\sum_{i \in I} \left(n_{gk,i} \cdot \frac{\sum_{s=0}^{2} \left(Q^{a}_{gk,s,2015} - Q^{a}_{gk,s,i} \right)}{\left(Q^{b}_{gk,0,2015} - Q^{b}_{gk,2,2015} \right) \cdot (i - 2015)} \right) \right) \cdot \left(\sum_{i \in I} n_i \right)^{-1} \tag{4-4}$$

$$Q^{a}_{gk,s,i} = q_{gk,s} \cdot n_{gk,s,i} \tag{4-5}$$

$$Q^{b}_{gk,s,i} = q_{gk,s} \cdot \sum_{t \in S} n_{gk,t,i} \tag{4-6}$$

SR	Sanierungsrate
Q	absoluter Raumwärmbedarf
n	Anzahl an Gebäuden
q	gebäudespezifischer Raumwärmebedarf
GK	Menge aller Gebäudekategorien ($gk \in GK$)
I	Menge aller Jahre ($i \in I$)
S	Menge aller Sanierungszustände ($s \in S$) (0 unsaniert, 1 teilsaniert, 2 vollsaniert)

4.2.2 Heizsysteme

Die Gebäudecharakteristika stellen die Grundlage für die Berechnung des Nutzenergiebedarfs dar. Mit weiteren Informationen über die Heizsysteme kann daraus der Endenergieverbrauch bestimmt werden. Diesbezüglich werden im Modell neben aktuell weit verbreiteten Technologien auch solche abgebildet, die das Potenzial haben einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Analog zum Gebäudebestand erfolgt zunächst die Beschreibung des Status quo und anschließend die Entwicklung über den Betrachtungszeitraum. Das Modell berücksichtigt neben den in den folgenden Kapiteln beschriebenen Heizsystemen in Gebäuden auch fernwärmeversorgte Gebäude. Diese werden aufgrund einer abweichenden Methodik in Abschnitt 6.4 beschrieben.

4.2.2.1 Ausgangszustand

Die Mikrozensus-Zusatzerhebung 2014 wird für die Bestimmung der Anzahl an Heizsystemen und deren Zuordnung zu Gebäuden im Ausgangszustand verwendet. Für diese wurden ca. *„1 % der Bevölkerung, d. h. ca. 830.000 Personen in 380.000 Haushalten"* ([82], S. 5) zu ihrer Wohnsituation und dem Bestand bzw. der Struktur der Wohneinheiten befragt. Sie ergänzt den Zensus 2011 um weitere Informationen wie beispielsweise die Heizsysteme und stellt die Ergebnisse in denselben Baualtersklassen und Gebäudetypen dar. Da für die Abbildung des Gebäudebestands der Zensus 2011 herangezogen wird, ist eine konsistente Datenbasis gewährleistet. Im Mikrozensus wird zwischen den Kategorien „ausschließlich beheizt mit", „überwiegend beheizt mit", „zusätzlich zur Sammelheizung verwendete Energieart", „mit einer Art Ofenheizung" und „mit zwei verschiedenen Ofenheizungen" unterschieden. Um die Komplexität in Form der hohen Anzahl an resultierenden Heizsystemkombinationen zu reduzieren, wird je Gebäude ein zentrales Heizsystem für die Raumwärme- und Trinkwarmwasserversorgung modelliert. Diese Zentralheizung kann optional durch ein ergänzendes System – Solarthermieanlage, Holzofen oder Heizstab – erweitert sein. Durch diesen Ansatz werden Etagenheizungen, Einzelraumheizungen und weitere bivalente[14] Heizsysteme vereinfacht abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die höhere Effizienz von zentralen gegenüber dezentralen Heizsystemen die Wärmeverluste der Rohrleitungen kompensiert. Da die Anzahl an Wohneinheiten im Mikrozensus lediglich nach Energieträgern aufgelöst ist, werden die Werte für die Energieträger, denen mehrere Technologien zugrunde liegen, weiter disaggregiert. Dazu werden Bestandszahlen für Erdgasbrennwertkessel, Erdgasniedertemperaturkessel, Heizölbrennwertkessel, Heizölniedertemperaturkessel, Blockheizkraftwerke, Gaswärmepumpen nach [83], [84] und [85] und für Luft- und Erdwärmepumpen nach [58] herangezogen. Gebäude, deren Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung durch Verfeuerung von Kohle oder Kohleerzeugnissen erfolgt, werden aufgrund der geringen Anzahl und Relevanz für die zukünftige Versorgungsstruktur vernachlässigt. In Abbildung 4-5 sind die Anteile der Technologien an den mit Wärme versorgten Wohneinheiten dargestellt.

[14] Als „bivalent" werden in diesem Zusammenhang Heizsysteme verstanden, die sich aus zwei Wärmeerzeugern zusammensetzen, z. B. die Kombination aus Gaskessel und Holzofen.

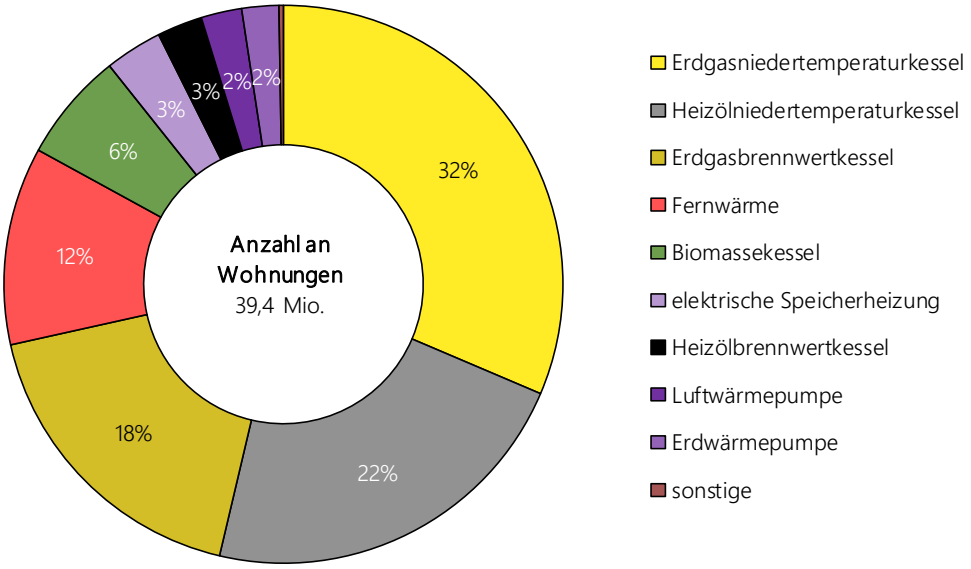


Abbildung 4-5: Anteile der primären Heizsysteme an den bewohnten Wohnungen im Jahr 2015 nach [58], [64], [83], [84] und [85]

Die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung erfolgt in 74 % der Wohnungen mit gas- und ölbefeuerten Kesseln, wovon 72 % einer Niedertemperaturtechnik entsprechen. Daneben spielen fernwärmeversorgte Wohnungen mit 12 % und Biomasse in Form von Holz mit 6 % eine bedeutende Rolle. Elektrische Heizsysteme wie Luftwärmepumpen, Erdwärmepumpen und elektrische Speicherheizungen machen hingegen in Summe lediglich 7 % aus. Neben den primären Heizsystemen werden 37 % der Gebäude mit einer zweiten Heiztechnologie versorgt. In dem Großteil dieser bivalenten Anlagen kommen zusätzlich Holzheizungen oder Solarthermieanlagen zum Einsatz.

Um analog zur Entwicklung der Gebäude auch die der Heizsysteme bestimmen zu können, werden neben den Bestandszahlen auch eine Verteilung des Anlagenalters und der Nutzungsdauer benötigt. Die Gauß'sche Dichtefunktion (vgl. Formel (4-7)) ermöglicht es, die Nutzungsdauer einer Vielzahl an Technologien praxisnäher abzubilden, als dies der Fall wäre, wenn ein einzelner Wert beispielsweise aus einer Norm verwendet werden würde. Während die Standardabweichung σ der Gauß'schen Normalverteilung die Breite der Verteilung definiert, beschreibt der Erwartungswert μ die durchschnittliche Nutzungsdauer der Technologie.

$$\varphi(x,\mu,\sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \tag{4-7}$$

Die Dichtefunktion kann im Falle der Öl- und Gasniedertemperaturkessel mithilfe der Altersstruktur der Anlagen nach [86] und dem historischen Bruttozubau in den Jahren von 1975 bis 2015 nach [84], [87], [88] bzw. [89] kalibriert werden. Dazu wird der Rückbau durch Anwendung der Dichtefunktion auf den Bestand ab 1975 bestimmt. Durch die Festlegung auf den Zeitraum 1975 bis 2015 kann sichergestellt werden, dass mindestens ein vollständiger Investitionszyklus vollzogen und damit der Zubau aller relevanten Anlagen erfasst wurde. Mit dem jährlichen Bruttozubau lässt sich daraus die Altersstruktur für alle Jahre nach Formel (4-1) bestimmen. Die Abweichung der berechneten Altersstruktur von der bekannten Altersstruktur im Jahr 2015 wird durch Variation der Funktionsparameter minimiert. Im Ergebnis beträgt die Standardabweichung zwei Jahre und der Erwartungswert 30 Jahre. Für Brennwertkessel werden aufgrund der vergleichbaren Funktionsweise und Nutzung die gleichen Werte angenommen. Die Verteilung der Nutzungsdauer von anderen Heizsystemen lässt sich aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit nicht kalibrieren. Es wird

davon ausgegangen, dass die Standardabweichung auf andere Technologien übertragbar ist, wohingegen die Erwartungswerte der Nutzungsdauer stark technologieabhängig sind und deshalb aus der VDI 2067 [90] übernommen werden (siehe Tabelle 4-1). Mit der historischen Entwicklung der Heizsysteme nach [88], [89], [91], [92] und [93] lässt sich die Altersstruktur im Jahr 2015 analog zum Vorgehen für Öl- und Gaskessel bestimmen.

Tabelle 4-1: Nutzungsdauer der Heiztechnologien

Technologie	Nutzungsdauer	Quelle(n)	Seite
Ölniedertemperaturkessel	30	eigene Berechnungen aufbauend auf [86], [94], [95] und [96] (vgl. Abschnitt 4.2.2.1)	-
Ölbrennwertkessel	30	eigene Berechnungen aufbauend auf [86], [94], [95] und [96] (vgl. Abschnitt 4.2.2.1)	-
Gasniedertemperaturkessel	30	eigene Berechnungen aufbauend auf [86], [94], [95] und [96] (vgl. Abschnitt 4.2.2.1)	-
Gasbrennwertkessel	30	eigene Berechnungen aufbauend auf [86], [94], [95] und [96] (vgl. Abschnitt 4.2.2.1)	-
Solarthermieanlage	25	[97]	4
Erdwärmepumpe	20	[90]	22
elektrische Speicherheizung	20	[90]	22
Heizstab	20	Annahme	
Luftwärmepumpe	18	[90]	22
Blockheizkraftwerk	15	[90]	22
Gaswärmepumpe	15	[90]	22
Biomassekessel	15	[90]	22

Neben der Nutzungsdauer, welche die Berechnung des Mengengerüsts der Heizsysteme über den Betrachtungszeitraum ermöglicht, sind Anlagennutzungsgrade und Wärmeverluste von Bedeutung, um aus dem Nutzenergiebedarf den Endenergieverbrauch je Energieträger zu ermitteln. Die Speicher- und Verteilverluste werden nach [98] mit durchschnittlich 14 % bezogen auf den Nutzenergiebedarf angenommen. Dieser Wert beinhaltet Wärmeverluste sowohl von der Heizungs- und Warmwasserverrohrung als auch des Warmwasserspeichers. Er wird für alle Heizsysteme außer der elektrischen Speicherheizung verwendet, da diese als Einzelraumheizung angenommen wird[15] und kein Verteilsystem benötigt. Die Anlagennutzungsgrade unterscheiden sich je Technologie und hängen u. a. von der Dimensionierung der Heizsysteme ab. Im Folgenden sind deshalb die betrachteten Technologien und deren Charakteristika beschrieben.

Elektrische Speicherheizungen

Elektrische Speicherheizungen nutzen Speichersteine, um Stromverbrauch und Wärmebereitstellung zeitlich voneinander zu entkoppeln. Die technischen Parameter des einzelnen Geräts wie elektrische Leistung und Speicherkapazität werden an das Volumen des jeweiligen Raumes und den Dämmstandard des Gebäudes angepasst. Wie in [79] beschrieben, werden die Geräte gewöhnlich mit Anschlussleistungen im einstelligen Kilowattbereich angeboten. Die Wärme wird vorwiegend über Widerstände in Eisenoxidsteinen mit hoher spezifischer Wärmekapazität (z. B. 0,31 Wh/(kg · K) bei Magnesit [99]) gespeichert. Der Speicherkern kann maximale Temperaturen von 600 bis 700 °C erreichen [100].

[15] Der Großteil der elektrischen Speicherheizungen sind Einzelraumöfen.

Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke (BHKW) stellen sowohl thermische als auch elektrische Energie bereit. Nach [101] kommen hauptsächlich die Technologien Otto- und Dieselmotoren (Verbrennungsmotoren), Stirlingmotoren sowie Brennstoffzellen zum Einsatz. Ottomotoren sind in Deutschland am weitesten verbreitet, weshalb die Maßnahme BHKW über dessen technoökonomische Parameter abgebildet wird. Um eine lange Lebensdauer und hohe Wirkungsgrade erreichen zu können, sollte nach [101] ein häufiges Takten der BHKW vermieden werden. Aus diesem Grund und den vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen sind BHKW in der Regel so ausgelegt, dass sie die thermische Grundlast eines Gebäudes im Nennbetrieb decken. Auf diese Weise kann eine hohe Auslastung der Anlagen gewährleistet werden. An kalten Tagen übernimmt ein Gasspitzenlastkessel anteilig die Wärmebereitstellung. Für motorische BHKW gilt, dass der thermische und der elektrische Nutzungsgrad stark von der Anlagenleistung abhängig sind. Je höher die Anlagenleistung, desto größer wird i. d. R. der elektrische Nutzungsgrad. Da die Größe der Gebäude und der Dämmstandard die Heizlast und damit auch die Nennleistung des Heizsystems beeinflussen, werden die Wirkungsgrade gebäudespezifisch mittels Formel nach Tabelle 4-2 bestimmt.

Fossile Heizkessel

Fossil beheizte Kessel können grundsätzlich in Konstanttemperaturheiz-, Niedertemperatur- und Brennwertkessel unterteilt werden. Diese Einteilung entspricht der chronologischen Entwicklung der Technologie. Als *Konstanttemperaturheizkessel* wird die erste Generation von Heizkesseln bezeichnet. Diese veraltete Technologie erzeugt ein konstant hohes Niveau der Vorlauftemperatur des Heizkreises, wodurch im Wärmeverteilsystem hohe Verluste entstehen. *Niedertemperaturkessel* stellen die zweite Generation von Heizkesseln dar. Die Weiterentwicklung betrifft im Wesentlichen die Kesseltemperatur, welche in dieser Bauart variiert werden kann. Sie lässt sich in Abhängigkeit von Außentemperatur und Heizlast regulieren. Dadurch kann der Kessel im Mittel bei niedrigeren Vorlauftemperaturen betrieben werden, weshalb die Wärmeverluste im Abgas entsprechend geringer ausfallen. Eine Weiterentwicklung, die zu einer erneuten Effizienzsteigerung führte, stellt der sogenannte *Brennwertkessel* dar. Nach § 2 Satz 10 BauPGHeizkesselV ist ein Brennwertkessel *„ein Heizkessel, der für die Kondensation eines Großteils des in den Abgasen enthaltenen Wasserdampfes konstruiert ist*". Im Gegensatz zu den anderen Kesseltypen wird die Temperatur des Abgasvolumenstroms soweit reduziert, dass das darin befindliche Wasser kondensieren kann. Die entstehende Kondensationswärme wird ebenfalls zur Beheizung genutzt. Voraussetzung für die Effizienzsteigerung der Brennwerttechnologie sind niedrige Rücklauftemperaturen des Heizkreises, wie sie z. B. in Gebäuden mit Flächenheizungen erreicht werden. Zudem verändern sich durch die geringeren Abgastemperaturen die Anforderungen an das Abgassystem im Allgemeinen und den Schornstein im Speziellen. Diese erhöhten Anforderungen gehen mit Investitionen einher (vgl. Kapitel 7). Im Vergleich zu Erdgas ergeben sich durch die Verwendung von Heizöl in Brennwertkesseln niedrigere Kondensationstemperaturen in Höhe von ca. 47 °C gegenüber Erdgas mit ca. 57 °C. Somit können Gaskessel mit Brennwerttechnik die Kondensationswärme bereits bei höheren Rücklauftemperaturen nutzen. Hieraus resultieren die um ca. ein Prozentpunkt höheren Nutzungsgrade von Gasbrennwert- gegenüber Ölbrennwertkesseln (vgl. Tabelle 4-2). Durch eine gezielte steuerliche Besserstellung von schwefelarmem Heizöl seit dem 01. Januar 2009 (vgl. § 2 Abs. 3 Nr. 1a und 1b EnergieStG) hat sich dieses als Standard in Deutschland durchgesetzt. Aus diesem Grund entfällt seither die Notwendigkeit der Neutralisation des Kondensats vor der Einleitung in die Kanalisation.

Biomassekessel

Biomasse kann in allen drei klassischen Aggregatzuständen zu energetischen Zwecken genutzt werden. Zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wird aktuell überwiegend feste Biomasse in Form von Scheitholz, Holzhackschnitzeln oder Pellets verwendet. Diese wird nach [102] zu ca. 50 % in privaten Haushalten genutzt. Biomassekessel werden durch die technoökonomischen Kennwerte der am weitest verbreiteten Technologie zur zentralen Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser – den Pelletkesseln – beschrieben.

Elektrische Wärmepumpen

Die Effizienz von elektrischen Wärmepumpen ist im Wesentlichen von der Quell- und Zieltemperatur abhängig und weist demnach sowohl regional als auch zwischen den untersuchten Typgebäuden deutliche Unterschiede auf. Je höher der spezifische Raumwärmebedarf eines Gebäudes, desto größer ist bei gleichen Flächen der Heizwärmeübertrager die notwendige Spreizung zwischen Vorlauf- und Raumlufttemperatur. Die Feldmessung in Bestandsgebäuden [103] führt deshalb zu niedrigeren Jahresarbeitszahlen als die in neueren Gebäuden [104]. Darüber hinaus liegen die Werte der Luftwärmepumpen aufgrund der im Mittel niedrigeren Quellentemperaturen unter denen der Erdwärmepumpen. Für elektrische Wärmepumpen werden dementsprechend nach Typgebäude und Technologie differenzierte Jahresarbeitszahlen aufbauend auf den umfangreichen Ergebnissen der Feldmessung des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (siehe [103] und [104]) ermittelt. Dazu werden die Jahresarbeitszahlen der im Feldtest untersuchten Luft- und Erdwärmepumpen ins Verhältnis zum flächenspezifischen Raumwärmebedarf der Gebäude gesetzt. Durch lineare Interpolation der Werte ergeben sich die in Tabelle 3-1 und Formel (4-8) dargestellten Funktionen.

$$JAZ_{gk,s} = m \cdot q_{gk,s} + c \tag{4-8}$$

q	wohnflächenspezifischer Raumwärmebedarf in kWh/(m²·a)
m	Steigung; für Luftwärmepumpen -0,0064 und für Erdwärmepumpen -0,0084
c	Ordinatenabschnitt; für Luftwärmepumpen 3,889 und für Erdwärmepumpen 4,577
gk	Gebäudekategorie
s	Sanierungszustand

Diesem Vorgehen liegt die Annahme zugrunde, dass die Vorlauftemperatur des Heizsystems direkt proportional zum flächenspezifischen Wärmebedarf ist. In anderen Worten wird unterstellt, dass Raumwärmeübertrager in allen Gebäuden gleiche Wärmeübertragungsflächen aufweisen. Für die in der Praxis vorkommenden, unterschiedlichen Raumwärmeübertrager wie Fußbodenheizungen, Konvektoren oder Radiatoren stellt es eine Vereinfachung dar, die aufgrund geringer Datenverfügbarkeit getroffen wurde. Die Jahresarbeitszahlen dienen der Kalibrierung der stündlichen Leistungszahlen. Diese werden auf Basis physikalischer Zusammenhänge wie dem Carnotwirkungsgrad ermittelt (vgl. Abschnitt 5.3.1). In Tabelle 4-2 sind die Nutzungsgrade aller modellierten Heizsysteme zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Nutzungsgrade der Heiztechnologien

Technologie	thermischer Nutzungsgrad bezogen auf den Heizwert	Quellen	Vorgehen
Biomassekessel (Pellet)	86 %	[105], [106] und [107]	Mittelwert aus den genannten Quellen
Blockheizkraftwerk	$\eta^{th} = 0{,}9 - \frac{21{,}79 \cdot P^{0{,}108}}{100}$ $\eta^{el} = \begin{cases} \frac{21{,}79 \cdot P^{0{,}108}}{100} & falls\ P < 10kW \\ \frac{22{,}56 \cdot P^{0{,}130}}{100} & sonst \end{cases}$ P: el. Nennleistung in kW	[108]	Funktion des thermischen Nutzungsgrades für gebäudespezifische Werte
elektrische Speicherheizung	85 %	Annahme	Annahme von 15 % nicht nutzbaren Verlusten. Abgeleitet aus Erkenntnissen des Feldversuchs „Intelligente Wärme München" [109]
Erdwärmepumpe	$JAZ = -0{,}0084\, q + 4{,}577$ q: flächenspezifischer Raumwärmebedarf	[103] und [104]	Abgeleitet aus funktionalem Zusammenhang von JAZ und spezifischem Raumwärmebedarf
Gasbrennwertkessel	98 %	[106], [107] und [110]	Mittelwert aus den genannten Quellen
Gasniedertemperaturkessel	89 %	[106], [111] und [112]	Mittelwert aus den genannten Quellen
Gaswärmepumpe	139 %	[106] und [113]	Mittelwert aus den genannten Quellen
Heizstab	100 %	Annahme	Speicherverluste werden separat bilanziert.
Luftwärmepumpe	$JAZ = -0{,}0064\, q + 3{,}889$ q: flächenspezifischer Raumwärmebedarf	[103] und [104]	Abgeleitet aus funktionalem Zusammenhang von JAZ und spezifischem Raumwärmebedarf
Ölbrennwertkessel	97 %	[106], [107] und [110]	Mittelwert aus den genannten Quellen
Ölniedertemperaturkessel	89 %	[106], [111], [112] und [114]	Mittelwert aus den genannten Quellen

4.2.2.2 Entwicklung über den Betrachtungszeitraum

Aufbauend auf dem Ausgangszustand der Heizsysteme, folgt in diesem Abschnitt die Erläuterung zur Fortschreibung des Bestandes bis zum Jahr 2050. Wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, wird der Bruttozubau einer Technologie aus dem letztjährigen Bestand, dem Rückbau und dem Zielwert des diesjährigen Bestandes berechnet. Aufbauend auf Formel (4-7) ergibt sich der Rückbau wie folgt:

$$R_{i,\mu,\sigma} = \sum_{j=1975}^{i-1} \varphi(i-j,\mu,\sigma) \cdot BZ_j \tag{4-9}$$

R Rückbau von Heiztechnologien
BZ Bruttozubau von Heiztechnologien
j Inbetriebnahmejahr
i Simulationsjahr

Im Startszenario werden die technologiescharfen Trends aus der Energiereferenzprognose [81] als Prognose der Bestandsentwicklung verwendet. Die Summe des Bestands an Gas- und Ölkesseln im

Jahr 2015 wird auf Niedertemperatur- und Brennwertkessel entsprechend der jeweiligen Anteile im Ausgangszustand alloziert. Für die zukünftige Entwicklung wird die Annahme getroffen, dass ab dem Jahr 2016 keine Niedertemperaturkessel zugebaut werden. Diese Annahme lässt sich mit dem Produktionsverbot von Niedertemperaturkesseln, welches nach Verordnung (EU) 813/2013 Artikel 3 Abs. 2a [115] seit dem 26. September 2015 gilt, begründen. Das bedeutet, dass bereits im Startszenario Niedertemperatur- durch Brennwertkessel verdrängt werden. Auch der Trend zur Bestandsentwicklung von Wärmepumpen aus [81] wird auf Basis der historischen Aufteilung nach [58] auf die Technologien Luft- und Erdwärmepumpe aufgeteilt. Für die elektrischen Speicherheizungen wird nach [116] ein jährlicher Rückgang des Bestands von 3 % angenommen. Für die sekundären Heizsysteme „Heizstab", „Holzofen" und „Solarthermieanlage", wird darüber hinaus die vereinfachende Annahme getroffen, dass diese zeitgleich mit dem primären Heizsystem ausgetauscht werden. Als Resultat ergibt sich für das Startszenario die in Abbildung 4-6 dargestellte Entwicklung des Bestands (links) und des Bruttozubaus (rechts) der Heizsysteme in privaten Haushalten.

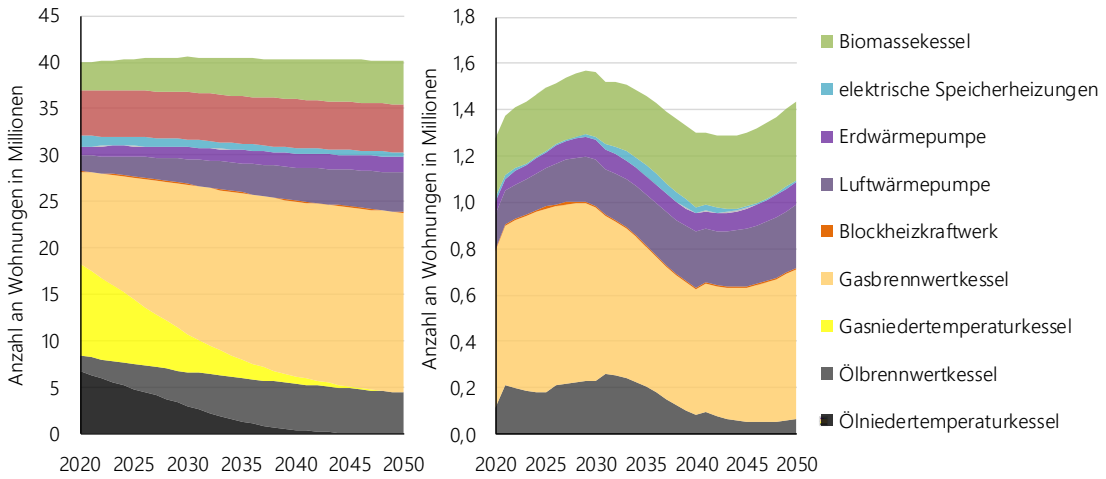


Abbildung 4-6: Startszenario: Entwicklung der Heizsysteme – Bestand (links) und Bruttozubau (rechts)

Entsprechend der Vorgaben nimmt der Anteil fossil beheizter Kessel nur moderat ab, wobei sich dies großteils auf den Rückgang von Ölkesseln zurückführen lässt. Der Ausbau von elektrischen Wärmepumpen auf 5,9 Mio. Wohneinheiten im Jahr 2050 (+130% ggü. 2020) entspricht einem konservativen Trend. Die Anzahl der fernwärmeversorgten Wohneinheiten nimmt über den gesamten Betrachtungszeitraum um 6 % zu. Der Anteil von Biomassekesseln nimmt bis zum Jahr 2050 um 58 % zu.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Nutzungsgrade einzelner Technologien durch technische Entwicklungen bis 2050 gesteigert werden können. Die angenommenen Effizienzsteigerungen können Tabelle 12-5 im Anhang entnommen werden.

4.2.3 Klimaanlagen

Die Klimatisierung in privaten Haushalten spielt aktuell mit einem Endenergieverbrauch von 0,5 TWh im Jahr 2015 eine untergeordnete Rolle [7]. In Nichtwohngebäuden ist der Endenergieverbrauch, der auf die Klimatisierung zurückzuführen ist, aufgrund der großen Glasflächen, der unzureichenden außenliegenden Verschattung sowie der höheren inneren Lasten wesentlich höher. Dennoch kann durch steigende Komfortansprüche und höhere Temperaturen im Sommer auch von einem

zunehmenden Endenergieverbrauch in privaten Haushalten ausgegangen werden. Aufgrund der zeitlichen Kongruenz des Stromverbrauchs für Klimatisierung und der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen sowie der bestehenden Regulierung der Effizienz von Klimageräten wird die Relevanz der Raumkälte für die Gesamtemissionen des Sektors im Vergleich zur Raumwärme als gering eingestuft. Deshalb wird die Raumkältebereitstellung über einen vereinfachten Ansatz modelliert. Die entsprechende Methodik zur Ermittlung des Stromlastgangs kann Abschnitt 5.3.5 entnommen werden.

4.2.4 Haushaltsgeräte und -maschinen

Neben den zuvor beschriebenen Heizsystemen existiert in Wohngebäuden eine Vielzahl an Haushaltsgeräten, die einen Endenergieverbrauch verursachen. Wie in der Emissionsbilanz beschrieben, ist der überwiegende Anteil davon auf elektrische Geräte zurückzuführen. Eine Ausnahme stellen Gasherde und –öfen dar. Da diese im Jahr 2015 lediglich 0,2 % des Endenergieverbrauchs privater Haushalte ausgemacht haben [7], werden sie in den nachfolgenden Berechnungen vereinfachend zu den elektrischen Herden und Öfen gezählt.

In Abbildung 4-7 ist die Anzahl der verbrauchsrelevanten Elektrogeräte im Jahr 2015 abgebildet. Elektrokleingeräte wie etwa elektrische Zahnbürsten oder Geräte, die aufgrund der geringen Auslastung einen geringen Endenergieverbrauch verursachen, werden ebenfalls berücksichtigt, sind in dieser Abbildung jedoch nicht enthalten.

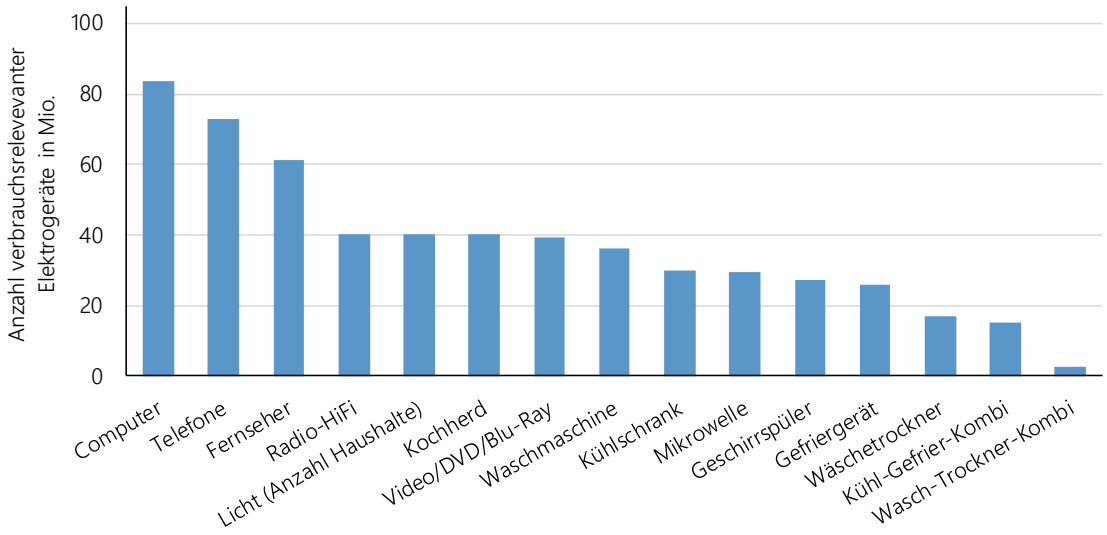


Abbildung 4-7: Anzahl verbrauchsrelevanter elektrischer Geräte; eigene Darstellung nach [81] und [117]

Die größte Anzahl dieser Geräte ist der Kategorie IKT zuzuordnen. Die Computer, stationäre und mobile Telefone, Fernseher, Radios, HiFi-Anlagen sowie Videogeräte machen mit 297 Millionen Geräten ca. 53 % der Gesamtanzahl aus. Dabei ist seit 2006 ein Rückgang der stationären Personal Computer von 20 % zu verzeichnen. Gleichzeitig steigt der Ausstattungsgrad mit Notebooks, Tablets und Smartphones, welche im Vergleich zu stationären Geräten geringere spezifische Verbräuche aufweisen. Der direkte Ersatz eines stationären Gerätes hat deshalb das Potenzial zu einer Reduktion des Stromverbrauchs zu führen. Obwohl sich der Trend des zunehmenden Einsatzes digitaler Geräte - oftmals unter dem Begriff Internet der Dinge (Internet of Things bzw. IoT) zusammengefasst – abzeichnet, geht eine Vielzahl von Studien (vgl. [81], [118], [119]) von einem in Zukunft sinkenden Stromverbrauch für IKT aus.

Bezogen auf die CO_2-Emissionen verursachen diejenigen Haushaltsgeräte den größten Anteil, welche den Anwendungsbereichen Prozesswärme und –kälte zuzuordnen sind (siehe Abschnitt 3.1). In diese Kategorie fallen die Technologien Kochherde (inkl. Öfen), Mikrowellen, Kühlschränke, Kühl-Gefrier-Kombinationen und Gefriergeräte. Die Hersteller solcher Elektrogroßgeräte werden nach der Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates [120] seit 2011 dazu verpflichtet ihre Produkte mit dem EU-Energielabel zu kennzeichnen, um eine vergleichbare und einfache Entscheidungsgrundlage für NutzerInnen zu bieten. Dies kann zu einem Wettbewerbsvorteil von effizienteren gegenüber ineffizienteren Geräten führen und für die Hersteller einen Anreiz darstellen, Geräte zu entwickeln, die einen geringeren Endenergieverbrauch verursachen. Nach [121] ist der durchschnittliche Endenergieverbrauch der gekennzeichneten Geräte zwischen 2005 und 2009 um 9 % gesunken. Einem auch in Zukunft sinkenden, spezifischen Endenergieverbrauch stehen steigende Ausstattungsgrade entgegen.

Auch im Anwendungsbereich der Beleuchtung ist ein Trend zu modernen Leuchtmitteln und damit zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs zu erkennen. Im September 2012 trat die vierte Stufe der Ökodesign-Anforderung an Haushaltslampen mit ungebündeltem Licht nach Verordnung (EG) 244/2009 [122] in Kraft. Damit stiegen die Anforderungen für Leuchtmittel in der EU. Nach einer repräsentativen Umfrage des Strom- und Gasanbieters Lekker GmbH aus dem Jahr 2017 [123] gaben die Hälfte der befragten Personen an, mindestens eine Glühlampe zu verwenden. Gleichzeitig kämen LED-Lampen bereits in 90 % der Haushalte zumindest teilweise zum Einsatz. Vor diesem Hintergrund erscheint eine weitere Steigerung der Energieeffizienz im Anwendungsbereich der Beleuchtung als wahrscheinlich.

5 Lastgangsynthese

Zur Ermittlung dynamischer CO_2-Verminderungskosten werden neben der Bestandsveränderung von Gebäuden, Heizsystemen, Klimageräten und Haushaltsgeräten bzw. –maschinen auch Einflüsse auf den zeitlichen Verlauf des Endenergieverbrauchs (Lastgang) von Fernwärme, Strom und Methan berücksichtigt. Maßnahmenbedingte Änderungen der Endenergielastgänge wirken sich auf den Anlageneinsatz im Bereitstellungssektor und somit auf dessen Kosten und Emissionen aus, welche sich der Maßnahme zuordnen lassen. Davon abweichend wird die Nachfrage der Energieträger Heizöl und Biomasse aufgrund ihrer guten Lagerfähigkeit jährlich bilanziert.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Endenergielastgänge unterscheidet sich sowohl zwischen den Anwendungsbereichen als auch zwischen den Technologien. Der Raumwärmebedarf wird wegen seiner hohen Relevanz für die Bewertung der Maßnahmen detailliert anhand von simulierten Lastgängen je Typgebäude bestimmt (vgl. Abschnitt 5.1). Der Warmwasserbedarf je Typgebäude wird auf Basis von normierten Lastprofilen, dem Warmwasserbedarf pro Person und der Anzahl an BewohnerInnen modelliert (vgl. Abschnitt 5.1.4). In den darauffolgenden Kapiteln 5.3.1 bis 5.3.4 erfolgt die Beschreibung des Einsatzes der Wärmebereitstellungstechnologien zur Deckung der Nutzenergielastgänge. Zusätzlich zum Nutzenergiebedarf werden Anlagen-, Speicher- und Verteilverluste berücksichtigt. In den Abschnitten 5.3.5 und 5.3.6 wird das Vorgehen zur Bestimmung der Endenergielastgänge der restlichen Anwendungen erläutert. Da die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor und nicht die Auswirkungen auf das Stromnetz im Fokus dieser Arbeit stehen, werden die Lastgänge räumlich auf Bundesebene aggregiert.

5.1 Raumwärme

Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge in der Energiesystemanalyse unterscheiden sich nach [124] von Simulationen realer Gebäude. Während letztere bei der Planung der technischen Gebäudeausrüstung von Einzelgebäuden sinnvoll sein kann, steht der Aufwand einer derartigen Abbildung des 18 Millionen Wohngebäude umfassenden deutschen Bestands in keinem Verhältnis zum Nutzen in der Energiesystemanalyse. Hier setzen die Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge an. Sie nutzen Daten von Messungen oder Simulationen, um mittels Regressionsanalyse funktionale Zusammenhänge abzuleiten. Dabei zeigt v. a. die Außentemperatur eine deutliche Korrelation zum Raumwärmebedarf.

Für die weiteren Auswertungen werden die in [73] simulierten Nutzenergielastgänge der in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen 32 repräsentativen Typgebäude verwendet. Hierfür wurden Wetterdaten des Testreferenzjahrs des Deutschen Wetterdienstes [125] zugrunde gelegt und Annahmen zur typischen Gebäudegeometrie, Dämmstärke, Nachtabsenkung, Anwesenheitszeit und Länge der Heizperiode getroffen. Die Simulation des Raumwärmebedarfs der Typgebäude erfolgte in TRNSYS. Im Folgenden werden die wesentlichen Annahmen, die grundsätzliche Methodik und die zentralen Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst. Darauf aufbauend wird in den Abschnitten 5.1.1 bis 5.1.4 beschrieben, wie die Ergebnisse mittels Regressionsanalyse für andere Temperaturzeitreihen nutzbar gemacht werden.

In [73] werden drei verschiedene Berechnungsverfahren unterschieden. Dabei entspricht das als „praxisorientiert" bezeichnete Verfahren dem, welches in dieser Analyse zur Anwendung kommt.

Dieses verfolgt das Ziel, möglichst praxisnahe Lastgänge zu erzeugen. Die Grundlage zur Abbildung der Gebäudesubstanz bilden die U-Werte der Bauteile nach [67], [126] und [127]. Die Geometrie der Typgebäude wird über die Vorgabe von Wohnflächen, Gebäudeflächen, Geschossanzahlen, Bauweisen, Fensteranteilen, Dachformen sowie Ausrichtungen definiert. Die Parametrisierung erfolgt dabei mit dem Ziel möglichst repräsentative Typgebäude zu modellieren. So wird beispielsweise die Anzahl an Vollgeschossen je Gebäudetyp auf Basis der größten Anteile in der Statistik festgelegt. Darüber hinaus werden baualterabhängige Luftwechselraten und Wärmebrückenzuschläge des U-Werts angenommen. Nach [128] werden für die internen Gewinne mit 2,5 bis 3 W/m² von der Norm abweichende Werte angenommen. Einen weiteren zentralen Untersuchungsschwerpunkt stellen der Pre- und Reboundeffekt dar, welche über die effektive Raumlufttemperatur, eine angenommene Teilbeheizung und die Luftwechselrate berücksichtigt werden.

In Abbildung 5-1 sind die resultierenden Lastprofile des Raumwärmebedarfs dargestellt. Sie zeigen die mittleren Anteile am täglichen (oben) und jährlichen (unten) Raumwärmebedarf. In der Darstellung wird je Spalte ein Parameter variiert, zwei Parameter werden konstant gehalten. So erfolgt in den linken Diagrammen ein Vergleich unterschiedlicher Baualtersklassen unsanierter Ein- und Zweifamilienhäuser. In der Mitte werden die Gebäudetypen und rechts wird der Sanierungszustand variiert.

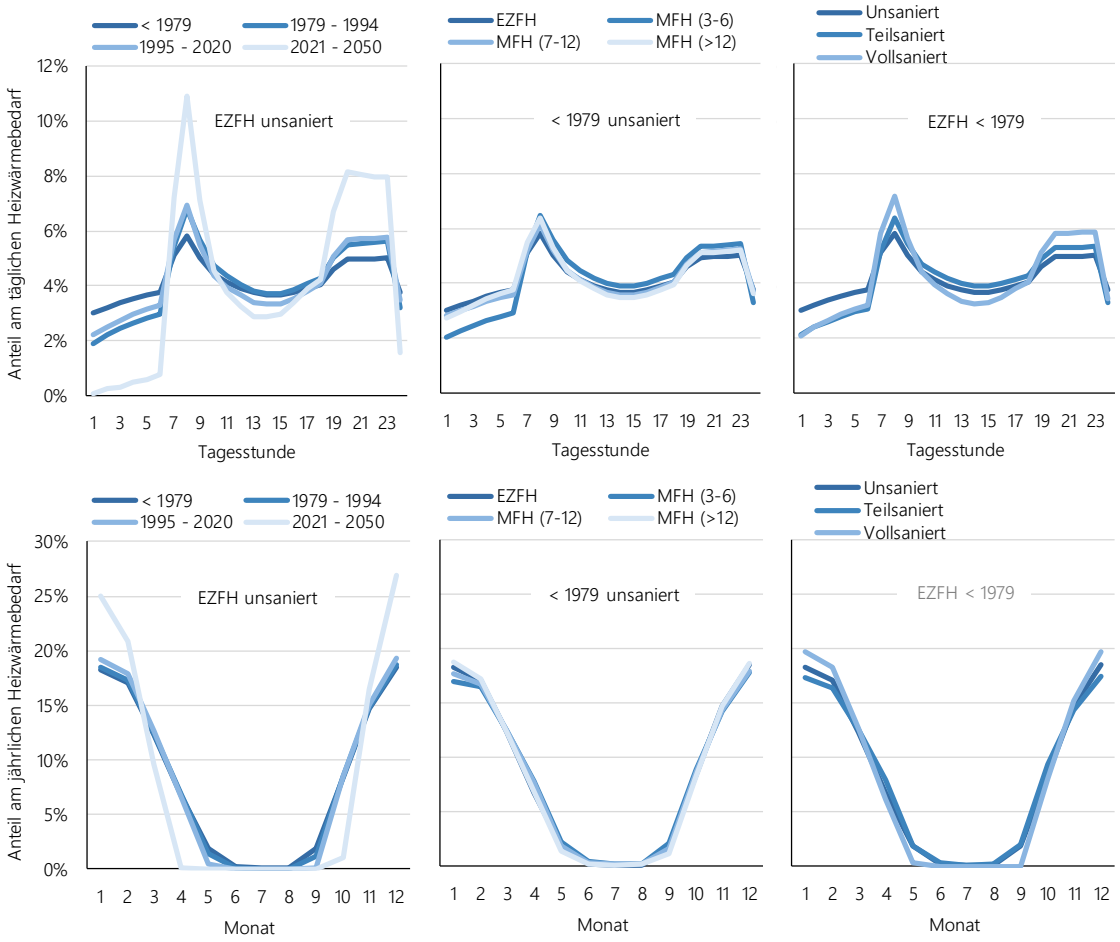


Abbildung 5-1: Anteil am täglichen (oben) sowie am jährlichen Heizwärmebedarf (unten) in Abhängigkeit des Baualters (links), des Gebäudetyps (Mitte) und des Sanierungszustands (rechts); eigene Darstellung nach [73]

Im Vergleich zwischen alten und neuen Ein- und Zweifamilienhäusern (links oben) fällt auf, dass die thermischen Erzeugungsgänge der neueren Gebäude stärkere Gradienten aufweisen. Der spezifische

Raumwärmebedarf des ältesten Gebäudes ist mit 137 kWh/(m²·a) deutlich größer als der des EZFH der Baualtersklasse 1995 bis 2020 mit 77 kWh/(m²·a). Aufgrund des Preboundeffekts kommt es in den älteren Gebäuden zu einer Teilbeheizung bzw. zu einer niedrigeren effektiven Raumlufttemperatur. Für diese Gebäude wird deshalb die mittlere Raumlufttemperatur tagsüber mit lediglich 16 bis 17 °C angenommen. In den neueren Gebäuden hingegen liegt diese tagsüber bei 19 bis 21 °C. Dies hat zur Folge, dass die Nachtabsenkung auf 16 °C in den älteren Gebäuden zu einer geringeren Laständerung führt als in den neueren Gebäuden. Aus den Tagesprofilen (oben) ist ersichtlich, dass die Abweichung vom Mittelwert stärker ausgeprägt ist, je hochwertiger die energetische Gebäudequalität ist. Die Variation der Gebäudetypen (Mitte) führt trotz großer Unterschiede des absoluten Raumwärmebedarfs und des Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisses zu einer sehr ähnlichen Charakteristik sowohl des täglichen als auch des jährlichen thermischen Lastgangs. Die Gegenüberstellung verschiedener Dämmstandards (links und rechts) zeigt, dass mit zunehmender energetischer Qualität der Gebäudehülle die Dauer der Heizperiode kürzer wird. Die Grundlagen der nachfolgend beschriebenen Regressionsanalyse wurden bereits in [124] thematisiert.

5.1.1 Außentemperaturabhängigkeit des Raumwärmebedarfs

Um die auf das Testreferenzjahr 2011 [125] bezogenen Lastgänge nach [73] für andere Temperaturzeitreihen nutzbar zu machen, erfolgt in diesem Abschnitt die Wahl einer geeigneten unabhängigen Variablen für die anschließende Regressionsanalyse. Das Ziel bei der Wahl der unabhängigen Variable ist eine möglichst starke Korrelation zur abhängigen Variablen zu erreichen – was sich grafisch durch eine hohe Dichte der simulierten Werte veranschaulichen lässt. Neben der Außentemperatur weisen auch die Windgeschwindigkeit bzw. die solare Einstrahlung eine Korrelation zum Wärmebedarf auf. In [129] konnte durch eine derartige Dreifachregression das Bestimmtheitsmaß der Korrelation im Vergleich zur Einfachregression der Außentemperatur marginal erhöht werden. Jedoch zeigt sich, dass der Aufwand der Datenbeschaffung und -verarbeitung den Nutzen hierfür nicht rechtfertigt, weshalb sich eine Einfachregression der Außentemperatur etabliert hat. Bezüglich der Außentemperatur kommen verschiedene unabhängige Variablen in Frage, welche sich durch den gewählten Zeithorizont und die Gewichtung der Werte zur Mittelwertbildung unterscheiden. Dabei spiegelt die aktuelle Außentemperatur v. a. den Wärmebedarf wider, welcher auf Lüftung und Infiltration zurückzuführen ist. Der durch Transmissionswärmeverluste induzierte Wärmebedarf hingegen weist durch die Trägheit der Gebäudemasse eine zeitliche Verzögerung auf. Die Auswahl der Variable richtet sich entsprechend nach der Charakteristik der untersuchten Daten (Gebäude, Heizsystem und NutzerInnen). Im Rahmen dieser Arbeit werden drei Definitionen der unabhängigen Variable verglichen. Einerseits ist das der „1-Stunden-Mittelwert", welcher der mittleren Außenlufttemperatur der aktuellen Stunde entspricht. Der „24-Stunden-MIttelwert" bezeichnet andererseits den gleitenden Mittelwert der aktuellen Außenlufttemperatur und derer der 23 vorangegangenen Stunden. Die Erweiterung des Zeithorizonts führt im Vergleich zum 1-Stunden-Mittelwert zu einer stärkeren Berücksichtigung der Trägheit der Gebäudemasse. Eine weitere Vergrößerung des Zeithorizonts anhand des „72-Stunden-Mittelwerts" bezieht die Trägheit von Gebäuden noch stärker mit ein. Durch die Erweiterung auf 72 Stunden ist eine Gewichtung der Außentemperatur sinnvoll, da die aktuelle Stunde einen größeren Einfluss auf den Wärmebedarf hat, als die 71 zurückliegenden Stunden. Hier wird eine bis zur aktuellen Stunde linear zunehmende Gewichtung gewählt.

In Abbildung 5-2 sind die Streuungen der simulierten Heizlast für die drei beschriebenen unabhängigen Variablen am Beispiel von Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 zur dritten Stunde des Tages dargestellt. Je nach Methode der Mittelwertbildung stellt sich die Dichte der Punktewolke im Streudiagramm unterschiedlich dar. Da sich die Korrelation durch die getrennte

Analyse der Werte einzelner Tagesstunden gegenüber der aller Stunden verbessert, wurden die Untersuchungen für jede Stunde eines Tages durchgeführt.

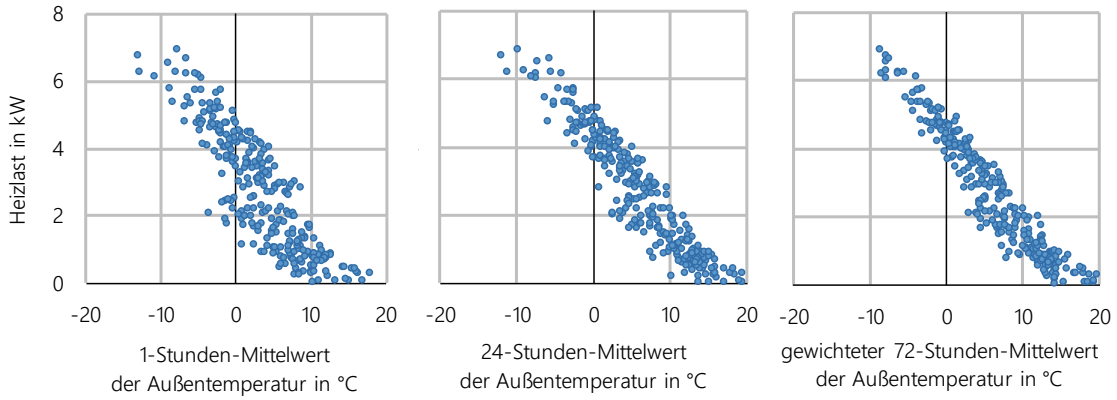
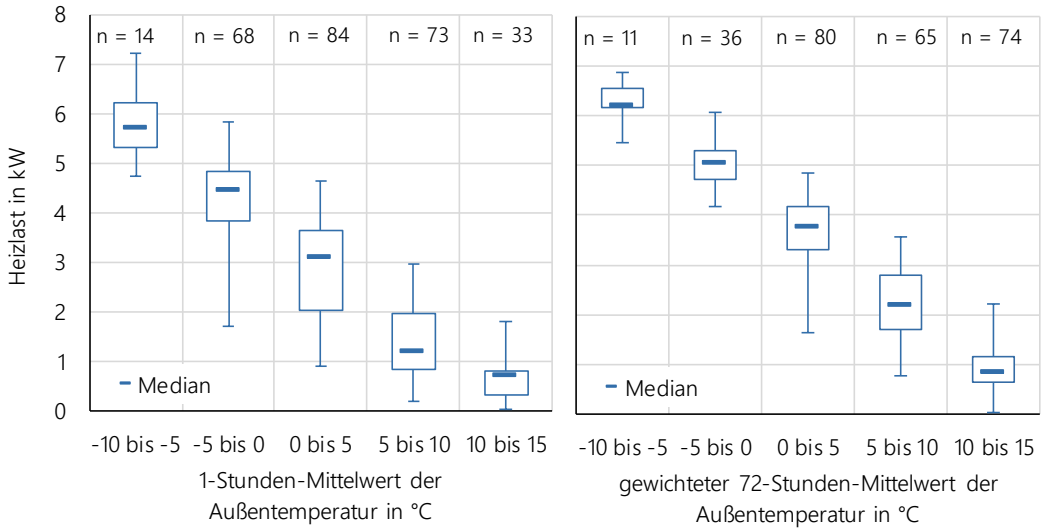


Abbildung 5-2: Vergleich der Heizlast für drei unabhängige Variablen in der dritten Stunde des Tages für Ein- und Zweifamilienhäuser der Baualtersklasse vor 1979

Je höher die Dichte der Punktewolke, desto besser ist die Korrelation beider Variablen. Dementsprechend ist der Fehler, welcher durch die Beschreibung der abhängigen Variable mittels Regressionsfunktion entsteht, geringer. Die Dichte der Punkte lässt sich nicht nur durch Streudiagramme optisch beurteilen, sondern auch statistisch mittels Box-Plots analysieren. Hierzu wurden die untersuchten Daten in Bereiche von jeweils fünf Kelvin eingeteilt (vgl. Abbildung 5-3). Der Interquartilsabstand (IQR), welcher 50 % der Werte repräsentiert, wird durch die Höhe der Box dargestellt und für den Vergleich der Varianten herangezogen.



	Außentemperatur in °C	-10 bis -5	-5 bis 0	0 bis 5	5 bis 10	10 bis 15
IQR in kW	1-Stunden-Mittelwert	0,92	0,98	1,62	1,15	0,50
	24-Stunden-Mittelwert	0,88	0,68	0,99	1,23	0,55
	gew. 72-Stunden-Mittelwert	0,40	0,60	0,87	1,10	0,51

Abbildung 5-3: Vergleich der unabhängigen Variablen für die Heizlast in der dritten Stunde des Tages von Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979

Die Box-Plots, welche beispielhaft die dritte Stunde darstellen, zeigen, dass der gewichtete 72-Stunden-Mittelwert für fast alle Temperaturbereiche zu der geringsten Streuung der Werte führt. So

sinkt der Interquartilsabstand im Temperaturbereich von 0 bis 5°C sogar um fast die Hälfte im Vergleich zum 1-Stunden-Mittelwert. Für andere Stunden des Tages kann sich jedoch ein anderes Bild ergeben. Wird der mittlere Interquartilsabstand der oben beschriebenen Temperaturbereiche im Tagesverlauf ausgewertet, so zeigt sich, dass der 1-Stunden-Mittelwert für viele Mittags- und Nachmittagsstunden zu einer geringeren Streuung der Werte führt. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass in diesem Zeitraum neben den Wärmeverlusten auch die Wärmegewinne für die Höhe des Raumwärmebedarfs an Relevanz gewinnen. Die solaren Gewinne beispielsweise korrelieren besser mit dem 1-Stunden-Mittelwert der Außentemperatur als mit Mittelwerten längerer Zeiträume. Aus diesem Grund wird der 1-Stunden-Mittelwert (T) im weiteren Verlauf für den Zeitraum von 10 bis 16 Uhr und der gewichtete 72-Stunden-Mittelwert (T^{72}) für den Zeitraum von 17 bis 9 Uhr verwendet (s. Formel (5-1)). $\mathrm{T}^{\mathrm{mix}}$ bezeichnet in diesem Zusammenhang die Temperatur, welche sich aus den beiden zuvor genannten Zeiträumen zusammensetzt. Im Anschluss an die Definition der unabhängigen Variable wird die verdichtete Punktewolke durch eine geeignete Funktion approximiert.

$$T^{mix} = \begin{cases} T\ falls\ 10\ \ bis\ 16\ Uhr \\ T^{72}\ \text{für}\ 17\ bis\ 9\ Uhr \end{cases} \tag{5-1}$$

5.1.2 Regressionsfunktionen

Um die Ergebnisse der Simulation auch auf andere Temperaturzeitreihen übertragen zu können, werden die Simulationswerte nach [73] durch eine Regressionsfunktion approximiert. Nachfolgend werden verschiedene Funktionen verglichen und die Wahl einer geeigneten Variante begründet. Zur Regression des Wärmebedarfs eignen sich nach [124], [130], [131] und [132] vor allem lineare Funktionen, Verteilungsfunktionen und Treppenfunktionen.

Lineare Funktionen

Eine lineare Funktion wird durch die Parameter „Steigung" und „Ordinatenabschnitt" definiert. Erweiterungen im Zusammenhang mit der Regression von Raumwärmebedarfen betreffen die abschnittsweise Kombination mehrerer Parametersets sowie die Begrenzung der Maximalwerte durch Konstanten. Durch die Kombination zweier Parametersets kann die Korrelation der unabhängigen und der abhängen Variablen gegenüber der einfachen Geradengleichen erhöht werden. Gleichzeitig steigt die Anzahl der benötigten Parameter.

Verteilungsfunktionen

Neben den linearen Funktionen können Verteilungsfunktionen zur Regressionsanalyse verwendet werden. Eine Variante ist die kumulierte Gaußkurve, welche schon für die Abbildung der Nutzungsdauer verwendet wurde (vgl. Formel (4-7)) und einer symmetrischen Sigmoidfunktion entspricht. Darüber hinaus kann die Sigmoidfunktion durch Erweiterung von einem Parameter als asymmetrische Sigmoidfunktion formuliert werden (vgl. (5-2)). Eine weitere Alternative stellt die Weibull-Verteilung dar.

$$\varphi(\alpha, \beta, \gamma, \delta, \vartheta) = \alpha + \frac{\beta}{1 + e^{\left(\frac{\vartheta - \delta}{\gamma}\right)}} \tag{5-2}$$

$\alpha\ bis\ \delta$	Formparameter
ϑ	unabhängige Variable (Temperatur)

Treppenfunktionen

Eine Treppenfunktion ist eine stückweise konstante Funktion. Der Vorteil dieser Variante liegt in der simplen Durchführung der Regression, welche durch Mittelung der Werte innerhalb definierter Wertebereiche erfolgt. Sind diese Wertebereiche ausreichend klein definiert, so steigt die Korrelation. Sie kann dadurch auch besser sein als die der zuvor beschriebenen Regressionsfunktionen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die Bereiche noch eine statistisch relevante Menge an Werten repräsentieren. Nachteilig kann unter anderem die hohe Anzahl an Parametern sein, welche aus der Anzahl der Bereiche resultiert.

Zur weiteren Erhöhung der Korrelation lassen sich die vorgestellten Methoden auch kombinieren. In [133] bzw. [134] wurden beispielsweise die Geraden- und die Sigmoidfunktion miteinander kombiniert, um die Nichtlinearität bei kalten Temperaturen besser abbilden zu können.

5.1.2.1 Gütekriterium der Regression

Um die Güte der Regression zu beurteilen, stehen verschiedene Gütekriterien zur Verfügung. Vielfach wird diese durch das Bestimmtheitsmaß einer linearen Regression (R^2) angegeben. Ein zu erwartender, typischer Fehler für eine Regression kann daraus jedoch nicht direkt abgeleitet werden. Der typische Fehler kann besser durch die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl. root mean square error, kurz RMSE) bestimmt werden. Die Normierung des RMSE (nRMSE) ist hilfreich, um verschiedene Lastgänge und Verfahren vergleichen zu können. Dabei sind unterschiedliche Normierungsverfahren möglich. Diese basieren entweder auf dem Mittelwert, der Streuung oder der maximalen Amplitude der Eingangsdaten. Lange Zeiträume mit geringem bzw. keinem Wärmebedarf beeinflussen sowohl den Mittelwert als auch die Streuung. Daher stellt die Verwendung der Amplitude der Raumwärmelastgänge ein geeignetes Normierungsverfahren dar, welches aus diesem Grund im Folgenden angewandt wird (vgl. Formel (5-3)). Ist das absolute Minimum der Heizlast Null – dies ist der Fall, wenn die Heizgrenztemperatur überschritten wird – so entspricht die Amplitude dem Maximalwert.

$$nRMSE_{h,tt,gk,s} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{n_{tt}} \left(\dot{Q}_{h,k,tt,gk,s}^{syn} - \dot{Q}_{h,k,tt,gk,s}^{sim}\right)^2}{m_{tt}}}}{\dot{Q}_{h,tt,gk,s}^{sim,max}} \tag{5-3}$$

$nRMSE$	Normalisierte Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme
$\dot{Q}$	Raumwärmelast
syn	synthetisch
sim	simuliert
h	Stunde des Tages
n	Anzahl der betrachteten Typtage
tt	Typtag (Werktag oder Wochenende)
gk	Gebäudekategorie
s	Sanierungszustand

5.1.2.2 Vergleich anhand des nRMSE

Der nRMSE dient als Gütekriterium der Regression. Für die Sigmoidfunktionen und die Geradengleichung wird er per Solver durch Variation der Parameter minimiert. Die Beurteilung der Güte der Regressionsfunktion erfolgt in Abhängigkeit der Tagesstunde, des Typtages, der Gebäudekategorie und des Sanierungszustands. In Abbildung 5-4 ist das Ergebnis für die beschriebenen Regressionsfunktionen dargestellt. Dabei handelt es sich wie im Abschnitt 5.1.1 exemplarisch um unsanierte Ein- und Zweifamilienhäuser der Baualtersklasse vor 1979 um 3 Uhr. Im Beispiel wird der nRMSE für die

asymmetrische Sigmoidfunktion mit 6,6 % am geringsten. Die symmetrische Sigmoidfunktion und die Treppenfunktion führen zu vergleichbar kleinen, durchschnittlichen Abweichungen. Die Geradenfunktion führt aufgrund des pauschalen Ansatzes für den gesamten Wertebereich zu einer um 0,5 bis 0,6 % höheren durchschnittlichen Abweichung.

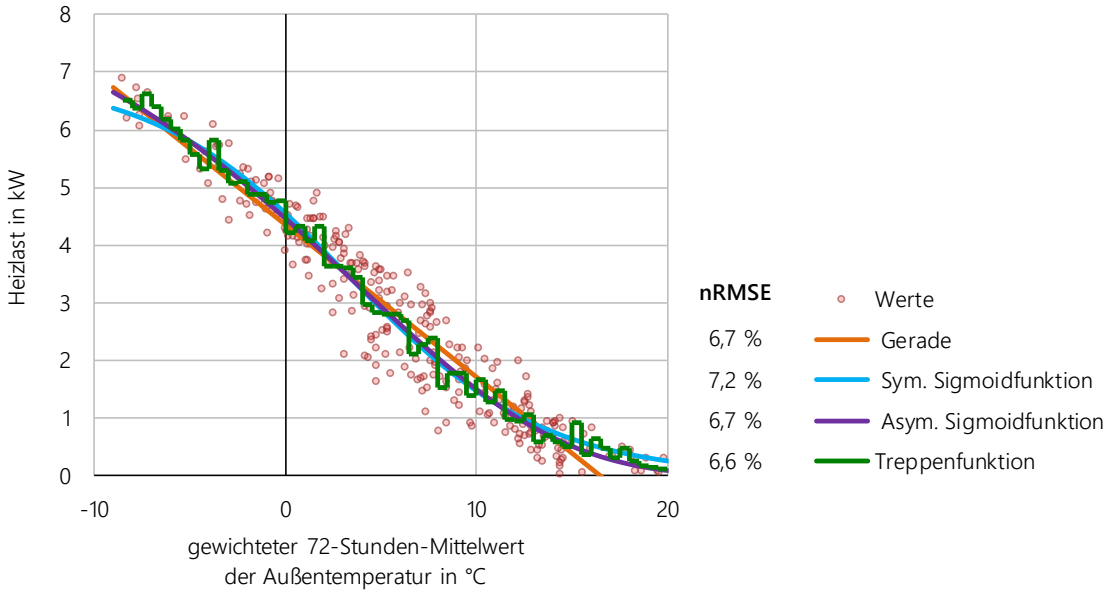


Abbildung 5-4: Vergleich von Regressionsfunktionen zur Beschreibung der Heizlast von Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 um 3 Uhr

Die Geradengleichung kann vereinfacht über die Mittelwertbildung zweier Wertebereiche approximiert werden. Jedoch führt dies nicht zu einem optimalen Ergebnis und damit zu noch größeren mittleren Abweichungen von den Simulationswerten. Die Treppenfunktion ist im Gegensatz zu den Verteilungsfunktionen nicht auf eine Optimierung angewiesen und führt zu ähnlich niedrigen nRMSE-Werten. Aus diesen Gründen werden für die 1536 Variationen (24 Stunden, 2 Typtage und 32 Gebäude) Treppenfunktionen erstellt und diese mit Temperaturzeitreihen für die Berechnung der synthetischen Raumwärmelastgänge verwendet.

In Gebäuden mit hohem energetischen Standard nimmt die Bedeutung von Wärmegewinnen in Relation zu den Wärmeverlusten zu, was eine geringere Korrelation zur Außentemperatur bedeutet. In diesen Gebäuden kann eine Mehrfachregression – z. B. erweitert um die Berücksichtigung der Solarstrahlung – sinnvoll sein. Da diese in der Bewertung des gesamten Gebäudebestandes aufgrund der geringen Wärmebedarfe eine untergeordnete Rolle spielen, erfolgt in dieser Arbeit keine Mehrfachregression.

5.1.3 Gleichzeitigkeitseffekte

Die in [73] simulierten Raumwärmelastgänge berücksichtigen eine Raumlufttemperaturabsenkung sowohl bei Abwesenheit der BewohnerInnen als auch in der Nacht (Nachtabsenkung). Da für jedes Gebäude eine Jahressimulation erfolgte, mussten diesbezüglich feste Zeiträume angenommen werden. Die Abwesenheit wurde mit 50 % für den Zeitraum von 8 bis 18 Uhr vorgegeben. Die Absenkung der Raumlufttemperatur erfolgte abhängig von Gebäudetyp und Baualter. Darüber hinaus wurde nach DIN V 4108-6 Anhang D Tabelle D.3 eine Nachtabsenkung von 23 bis 6 Uhr berücksichtigt.

Nach [135] geht der Großteil der BewohnerInnen über den Zeitraum von 6 bis 10 Uhr zur Arbeit. Somit weichen die tatsächlichen Abwesenheitszeiten um ca. ± 2 h von den in der Simulation

angenommen Zeiten ab. Da die Gleichzeitigkeit (GLZ) des Raumwärmebedarfs dadurch überschätzt würde, entstünden zu hohe Lastspitzen und -gradienten. Um die tatsächlichen Abwesenheitszeiten besser abzubilden, werden die Lastgänge mittels Gauß'scher Normalverteilung und einer Standard-abweichung von einer Stunde anteilig verschoben und anschließend zu einem Summenlastgang aggregiert. Dieses Vorgehen entspricht einer Glättung des Lastgangs (vgl. Abbildung 5-5). Dadurch sinkt die thermische Maximallast je nach Gebäude um 3 bis 20 %.

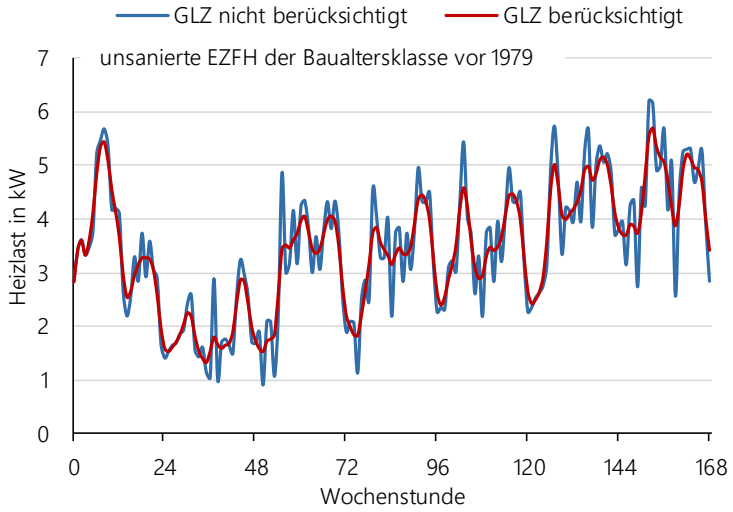


Abbildung 5-5: Vergleich des Raumwärmelastgangs vor und nach Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit für die erste Woche des Jahres 2012

5.1.4 Regionale Temperaturzeitreihen

Die Berücksichtigung der klimatischen Gleichzeitigkeit hat einen vergleichbaren Einfluss auf den Summenlastgang der Wohngebäude wie die berücksichtigte Gleichzeitigkeit der Anwesenheit. Dabei spielen topografische Besonderheiten auf lokaler Ebene eine Rolle. Beispielsweise sind alpennahe Siedlungen zeitweise von Föhnsituationen betroffen [136]. Weitere Beispiele, die zu einer weniger stark ausgeprägten klimatischen Gleichzeitigkeit führen können, sind Wolken und städtische Wärmeinseln [137]. Darüber hinaus führen regionale Unterschiede des Außenlufttemperaturverlaufs zu einer unterschiedlichen Effizienz von Luftwärmepumpen (vgl. Abschnitt 5.3.1) und haben damit einen weiteren Einfluss auf den Endenergielastgang der Heizsysteme. Um den Einfluss dieser Ereignisse und Effekte auf den Summenlastgang der Wohngebäude besser abbilden zu können, werden landkreisscharfe Temperaturzeitreihen nach [138] verwendet. In Abbildung 5-6 ist die Verteilung der Gradtagzahlen aller 420 Landkreise dargestellt. Der Median der Verteilung liegt bei 3.410 Kd. Je nach Standort weichen die Gradtagzahlen um -630 Kd bis +820 Kd davon ab.

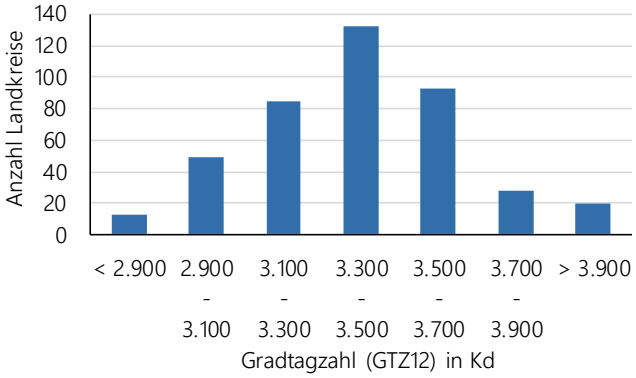


Abbildung 5-6: Verteilung der Gradtagzahlen der 420 Landkreise

5.1.5 Validierung und Zusammenfassung

Zur Validierung der synthetischen Raumwärmelastgänge werden Gaslastprofile nach Hellwig [129] herangezogen. Diese sind nach Gebäudetyp (Ein- bzw. Mehrfamilienhaus), Baualtersklasse (vor bzw. nach 1978) sowie Anwendung (Raumwärme bzw. Warmwasser) unterteilt. Sie wurden aus stündlich gemessenen Gasverbräuchen an Ausspeiseknoten abgeleitet. Die Ausspeiseknoten fassen mindestens 20 gleichartige Verbraucher zusammen. Insgesamt flossen mehr als 20 solcher Haushaltskollektive in die Ermittlung der Haushaltsgaslastprofile ein. Da sie den Endenergieverbrauch abbilden, berücksichtigen sie die Einsatzcharakteristik von Gaskesseln. Weitere methodische Unterschiede zu den oben beschriebenen Raumwärmelastgängen sind in Tabelle 5-1 zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Methodische Unterschiede zur Ermittlung der Gaslastprofile nach [129] und der synthetischen Raumwärmelastgänge

Kategorie	Gaslastprofile nach [129]	Synthetische Raumwärmelastgänge nach Abschnitt 5.1
Grenze der Baualtersklassen	1977/1978	1978/1979, 1994/1995, 2020/2021
Gebäudetyp	Einfamilienhäuser	Ein- und Zweifamilienhäuser
Sanierungszustand	Durchschnitt der Gebäude	unsaniert, teilsaniert oder vollsaniert
Temperaturmethode	Tagesäquivalenztemperatur	Mixtemperatur nach Abschnitt 5.1.1
Wertschöpfungsstufe	Endenergie	Nutzenergie

In Abbildung 5-7 werden die synthetischen Raumwärmelastgänge am Beispiel der unsanierten EZFH vor 1979 mit den Gaslastprofilen der Einfamilienhäuser vor 1978 nach [129] verglichen. Die Charakteristik der Verläufe weist eine hohe Ähnlichkeit auf. So zeigen beide Abbildungen eine niedrigere Last in den Nachtstunden, eine morgendliche und eine abendliche Lastspitze sowie eine geringfügige Absenkung zur Mittagszeit. Dennoch sind die täglichen Schwankungen der Gaslastprofile ausgeprägter als die der Raumwärmelastgänge. Dies kann auf die unterschiedlichen Sanierungszustände (vgl. Tabelle 5-1) zurückgeführt werden. Der Gebäudemix, der den Gaslastprofilen zugrunde liegt, kann sowohl gedämmte als auch ungedämmte Gebäude beinhalten. Für den Vergleich werden die Raumwärmelastgänge eines unsanierten Gebäudes herangezogen. Da die sanierten Gebäude, wie in Abbildung 5-1 gezeigt, größere Amplituden aufweisen, würde eine anteilige Berücksichtigung dieser zu stärkeren Abweichungen vom Mittelwert führen und damit noch besser mit den Gaslastprofilen übereinstimmen. Der typische Fehler (nRMSE) nach Formel (5-3) beträgt durchschnittlich 8 %.

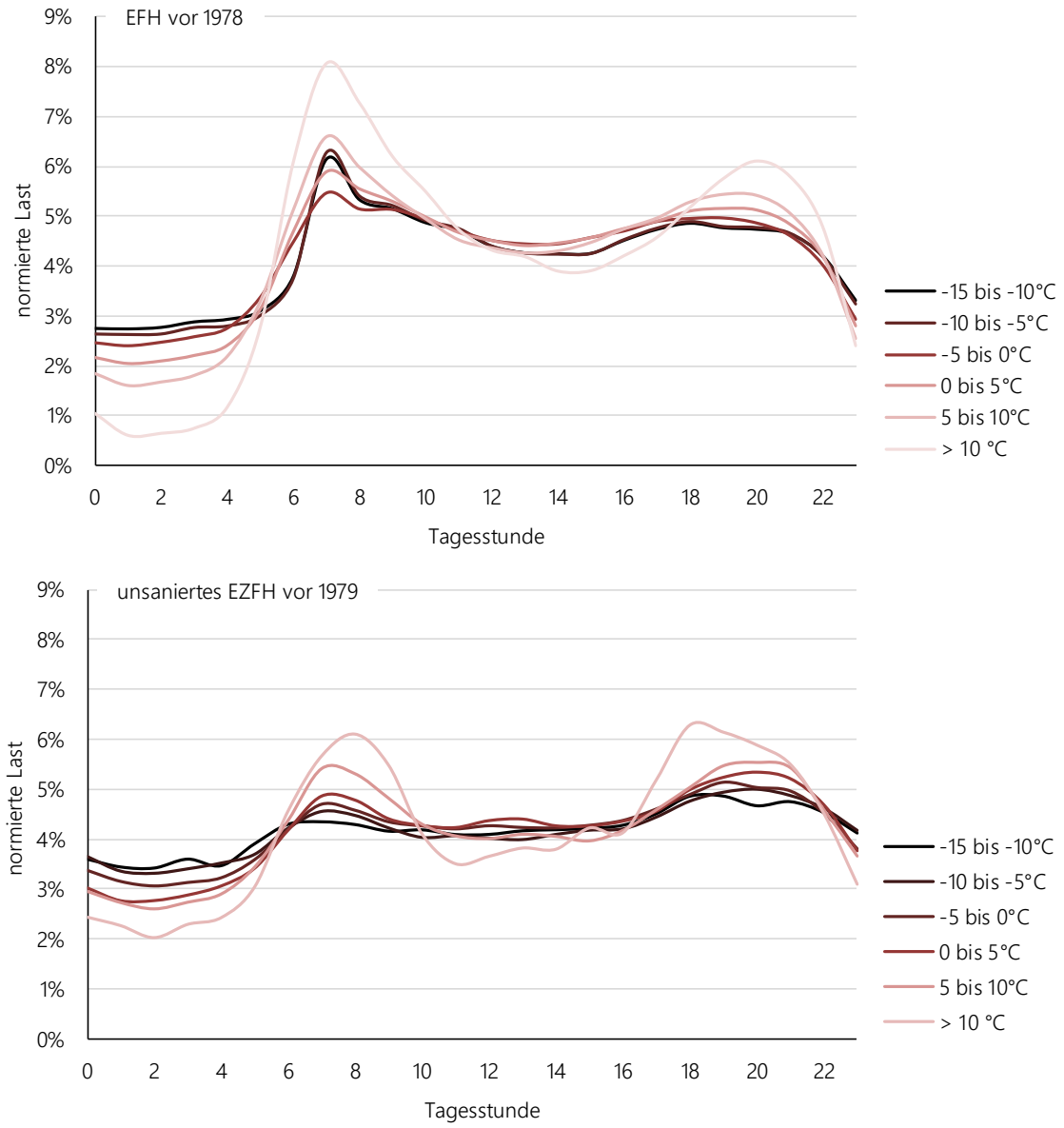


Abbildung 5-7: Gaslastprofile nach [129] (oben) zur Validierung der synthetischen Raumwärmelastgänge (unten) am Beispiel eines Einfamilienhauses der Baualtersklasse vor 1979

In Tabelle 5-2 ist die tägliche Charakteristik des Summenlastgangs der Raumwärme nach Monaten differenziert dargestellt. Daraus sind sowohl der ausgeprägte saisonale Verlauf wie auch die morgendlichen und abendlichen Lastspitzen zu erkennen. Die maximale Raumwärmelast der Stundenwerte beträgt 182 GW und die Jahressumme des Raumwärmebedarfs 381 TWh. Daraus resultieren durchschnittlich 2.100 Volllaststunden.

Tabelle 5-2: Durchschnittliche Leistung des modellierten Raumwärmelastgangs im Simulationsjahr 2020 des Startszenarios in Gigawatt in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde

	Tagesstunde																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	58	53	54	57	62	74	95	109	108	100	95	91	88	86	87	89	93	99	107	114	116	114	102	79
Feb	87	78	79	82	87	100	121	136	136	127	118	112	107	104	104	107	113	122	132	139	141	138	126	105
Mrz	35	30	32	34	38	48	64	74	71	61	50	42	37	35	36	39	47	57	68	75	77	76	66	49
Apr	32	28	29	32	35	44	58	67	65	55	44	38	35	35	36	40	46	54	61	67	69	68	59	44
Mai	8	7	8	9	10	12	15	17	16	13	10	9	8	9	9	11	12	14	16	17	18	17	15	11
Jun	5	5	5	6	6	7	9	9	8	6	4	4	4	4	5	6	7	8	9	9	9	9	8	6
Jul	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	1	1	1	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2
Aug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep	6	6	6	7	8	9	11	12	11	9	6	4	4	5	6	8	10	11	12	13	13	13	11	8
Okt	23	20	22	23	26	31	41	47	45	39	33	30	28	28	31	35	39	43	47	51	53	52	46	34
Nov	43	37	39	41	46	57	76	88	85	76	69	63	59	57	59	63	69	76	85	92	95	93	82	61
Dez	64	58	59	62	66	78	98	113	113	106	100	96	93	92	92	95	99	104	111	117	119	116	105	83

5.2 Warmwasser

Im Gegensatz zum Raumwärmebedarf spielt der Warmwasserbedarf aufgrund des geringeren Nutzenergiebedarfs eine untergeordnete Rolle, weshalb dieser vereinfacht mit einem standardisierten Lastprofil abgebildet wird. Der Warmwasserbedarf ist nur in sehr geringem Maß von der Außentemperatur abhängig, er zeigt aber eine signifikante Abhängigkeit von den Anwesenheitszeiten und dem Verhalten der BewohnerInnen. Die Ermittlung des normierten Lastprofils erfolgt in Anlehnung an die VDI 6002. Darüber hinaus wird die Varianz der Abwesenheitszeiten berücksichtigt. Dazu werden die Lastprofile analog zu dem in Abschnitt 5.1.3 beschriebenen Vorgehen mittels Gauß'scher Normalverteilung um ± 2 h verschoben und anschließend aggregiert. Die normierten Lastprofile werden daraufhin mit dem Warmwasserbedarf je Gebäude skaliert. Nach [139] beträgt dieser 774 kWh pro Person und Jahr. Bei einer angenommenen mittleren Zapftemperatur von 38 °C und einer Frischwassertemperatur von 10 °C entspricht dies einem durchschnittlichen Zapfvolumen von 67 Liter pro Person und Tag. Der Wert lässt sich durch [111] und [140] bestätigen. Mit der Anzahl der Personen je Gebäudekategorie nach [76] (siehe Tabelle 12-2 im Anhang) kann daraus der jeweilige Warmwasserlastgang ermittelt werden. In Tabelle 5-3 ist die jährliche und tägliche Charakteristik des Warmwasserbedarfs dargestellt. Sowohl die schwache saisonale Charakteristik als auch die morgendlichen und abendlichen Lastspitzen sind darin zu erkennen. Der maximale Wert des stündlichen Warmwasserlastgangs beträgt 21 GW und die Jahresenergiemenge 64 TWh. Aufgrund der im Vergleich zum Raumwärmebedarf deutlich schwächeren jährlichen Charakteristik liegen die Volllaststunden mit 3050 entsprechend höher. In den folgenden Abschnitten wird beschrieben wie aus den Nutzenergielastgängen der beiden Anwendungen Raumwärme und Warmwasser Endenergielastgänge berechnet werden.

Tabelle 5-3: Durchschnittliche Leistung des modellierten Warmwasserlastgangs in Gigawatt im Simulationsjahr 2020 in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde

	Tagesstunde																							
Monat	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	4	2	1	1	2	5	9	12	12	12	12	11	11	10	9	8	9	10	12	14	14	12	9	6
Feb	4	2	1	1	2	6	9	12	13	13	13	12	11	10	9	9	9	11	13	14	15	13	9	6
Mrz	4	2	1	1	2	5	9	12	13	13	13	12	11	10	9	9	9	11	12	14	14	13	9	6
Apr	3	2	1	1	2	5	8	10	11	11	11	11	10	9	8	8	8	9	11	12	13	11	8	5
Mai	3	2	1	1	2	5	8	10	11	11	11	10	9	9	8	7	8	9	11	12	12	11	8	5
Jun	3	2	1	1	2	4	7	9	9	10	9	9	8	8	7	6	7	8	9	10	11	9	7	4
Jul	2	1	1	1	1	3	5	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5	6	7	8	8	7	5	3
Aug	2	1	1	1	2	4	6	8	8	8	8	8	7	6	6	6	6	7	8	9	9	8	6	4
Sep	3	2	1	1	2	4	6	8	9	9	9	9	8	7	6	6	6	7	9	10	10	9	6	4
Okt	2	1	1	1	2	4	7	8	9	9	8	8	7	7	6	6	6	7	8	10	10	9	6	4
Nov	3	2	1	1	2	5	8	10	10	11	10	10	9	8	7	7	8	9	10	12	12	10	8	5
Dez	3	2	1	1	2	5	8	10	11	12	12	11	10	9	8	8	8	10	11	13	13	11	8	5

5.3 Endenergie

Aufbauend auf der Heizlast der Gebäude werden die Wärmeerzeuger dimensioniert. Diese bestimmt die in Kapitel 7.1 beschriebenen Investitionen und fixen Betriebskosten. Darüber hinaus werden Endenergieverbräuche ermittelt, um die Maßnahmen anhand von Kosten und Emissionen bewerten zu können. Für Heizsysteme werden deshalb aus den zuvor beschriebenen Nutzenergielastgängen ($\dot{Q}^{NE}$) in diesem Abschnitt Endenergielastgänge ($\dot{Q}^{EE}$) berechnet. Dazu wird der Nutzenergielastgang um die Speicher- und Verteilverluste ($\dot{Q}^{VV} + \dot{Q}^{SV}$) erweitert und durch den Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers (η) dividiert (siehe Formel (5-4)). Die Speicher- und Verteilverluste werden nach [98] pauschal mit 14 % des Nutzenergiebedarfs angenommen.

$$\dot{Q}^{EE} = \frac{\dot{Q}^{NE} + \dot{Q}^{VV} + \dot{Q}^{SV}}{\eta} \tag{5-4}$$

In den folgenden Beschreibungen wird dabei auf die Besonderheiten einzelner Heizsysteme in Bezug auf die Modellierung der Endenergielastgänge eingegangen. So wird der Wirkungsgrad (Leistungszahl) der Wärmepumpen (Abschnitt 5.3.1) in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur bestimmt. Elektrische Speicherheizungen (Abschnitt 5.3.2) entkoppeln den Strombezug durch große Speicher zeitlich vom Wärmebedarf. Die nutzbare Wärmeerzeugung von Solarthermieanlagen (Abschnitt 5.3.3) und damit der Einsatz des primären Heizsystems ist insbesondere von der Solarstrahlung abhängig. Die Methodik zur Ermittlung der Wärmeerzeugung dieser Heizsysteme wird deshalb in eigenen Abschnitten erläutert. In Kapitel 5.3.4 wird auf alle weiteren Heizsysteme eingegangen, deren Endenergieverbrauch sich nach Formel (5-4) beschreiben lässt. Da für die weiteren Anwendungen wie Raumkälte, Prozesswärme, Beleuchtung usw. keine Simulation des Nutzenergiebedarfs erfolgt, wird der Endenergielastgang dieser Anwendungen über eine alternative Methodik bestimmt. So lässt sich die Charakteristik der elektrischen Last von Klimaanlagen ebenfalls über einen Zusammenhang zur Außentemperatur abbilden. Die Skalierung dieser Lastprofile, wie auch der von Haushaltsgeräten und –maschinen, erfolgt durch Vorgabe eines absoluten Endenergieverbrauchs.

5.3.1 Elektrische Wärmepumpen

Dieser Abschnitt beschreibt die Methodik zur Erstellung elektrischer Lastgänge von Wärmepumpen aus thermischen Bedarfslastgängen (Abschnitt 5.3.1.1). Darauf aufbauend wird der Einfluss gebäudespezifischer Besonderheiten wie der Vorlauftemperatur auf die Leistungszahl (COP) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) diskutiert (Abschnitt 5.3.1.2). Die Methodik wurde bereits in [141] veröffentlicht.

5.3.1.1 Methodik zur Ermittlung stündlicher Leistungszahlen

Der Summenlastgang aller deutschen Wärmepumpen erfüllt verschiedene Anforderungen. Zum einen ist eine stündliche Auflösung erforderlich, um die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor untersuchen zu können. Zum anderen werden landkreisscharfe Temperaturzeitreihen verwendet, um den Einfluss unterschiedlicher Klimaregionen auf die Leistungszahlen der Wärmepumpen zu quantifizieren. Für die Gewichtung dieser Temperaturzeitreihen wird das in Abschnitt 4.2.1 dargestellte und auf Gemeindeebene aufgelöste Gebäudemodell verwendet, welches den Gebäudebestand in 32 repräsentative Gebäudekategorien einteilt. Außerdem erfolgt eine Unterscheidung von Luft- und Erdwärmepumpen.

Vor diesem Hintergrund erfolgt in diesem Kapitel die Beschreibung der Modellierung elektrischer Lastgänge (P^{SYS}) von wärmegeführten Luft- und Erdwärmepumpen. Die folgenden Formeln beziehen sich auf bivalente Wärmepumpen, welche um einem elektrischen Heizstab ergänzt sind (hier Luftwärmepumpe). Die Methodik ist jedoch auch für monovalente Systeme anwendbar (hier Erdwärmepumpe). Als Basis der Modellierung fungieren thermische Bedarfslastgänge ($\dot{Q}^{SYS}$), welche durch zu modellierende Leistungszahlen (COP^{SYS}) dividiert werden (siehe Formel (5-5)). Neben dem Wärmebedarf fallen Speicher- und Verteilverluste an, welche ebenfalls durch das Heizsystem gedeckt werden. Dementsprechend bezeichnet $\dot{Q}^{SYS}$ die vom Wärmeerzeuger bereitzustellende thermische Leistung. Zur Modellierung der elektrischen Last von bivalenten Luftwärmepumpensystemen wird die zu erzeugende thermische Leistung in die zwei Anlagenkomponenten Wärmepumpe (WP) und Heizstab (HS) differenziert (siehe Formel (5-5)).

$$P^{SYS} = \frac{\dot{Q}^{SYS}}{COP^{SYS}} = \frac{\dot{Q}^{WP}}{COP^{WP}} + \frac{\dot{Q}^{HS}}{1} \tag{5-5}$$

Zu diesem Zweck wird angenommen, dass die Wärmepumpe 70 % und der Heizstab 30 % der thermischen Maximalleistung ($\dot{Q}^{SYS,max}$) decken. In der Praxis ist nicht die thermische, sondern die elektrische Leistung durch die Leistung des Kompressors begrenzt. Die Abbildung dieses Verhaltens könnte mittels iterativer Berechnung – aufbauend auf der beschriebenen Methodik – modelliert werden. Da der Unterschied jedoch nur marginal ist, wird im Folgenden die Annahme getroffen, dass die thermische Leistung der Wärmepumpe begrenzt ist (siehe Formel (5-6)):

$$\dot{Q}^{WP} = \begin{cases} 0{,}7 \cdot \dot{Q}^{SYS,max} \; falls \; \dot{Q}^{SYS} \geq 0{,}7 \cdot \dot{Q}^{SYS,max} \\ \dot{Q}^{SYS} \; sonst \end{cases} \tag{5-6}$$

Der Einsatz des Heizstabes ist abhängig von der Außenlufttemperatur. Ab einer bestimmten Bivalenztemperatur übernimmt der Heizstab anteilig die Wärmebereitstellung. Nach der vorgestellten Methodik wird dieses Verhalten über die thermische Leistung abgebildet, welche annähernd reziprok proportional zur Außenlufttemperatur ist. Da der Wärmebedarf nur in wenigen Stunden über 70 % seines Maximalwertes liegt, stellt die Wärmepumpe mit rund 95 % den überwiegenden Anteil des jährlichen Wärmebedarfs bereit (vgl. [111]). Die Effizienz des Heizstabs wird konstant mit 100 % angenommen.

Nachfolgend wird die Modellierung der stündlich aufgelösten Leistungszahl der Wärmepumpe (COP^{WP}) erläutert. Die Charakteristik dieser Größe wird durch die theoretisch maximale Leistungszahl ($theo$) modelliert, welche anschließend mit Werten aus umfangreichen Feldtests (FT) skaliert werden, um eine realistische Höhe der Kenngröße zu erhalten (siehe Formel (5-7)).

$$COP^{WP} = \frac{\dot{Q}^{WP}}{P^{WP}} = \frac{\dot{Q}^{WP}}{P^{WP,theo} \cdot \frac{W^{WP,FT}}{W^{WP,theo}}} \tag{5-7}$$

In [104] leistet der Heizstab einen vergleichbaren Anteil der thermischen Arbeit, weshalb die darin beschriebenen Jahresarbeitszahlen ($COP^{SYS,FT}$) für die Kalibrierung des Strombedarfs der Wärmepumpe herangezogen werden können:

$$W^{WP,FT} = \frac{Q^{SYS}}{COP^{SYS,FT}} - W^{HS,FT} \tag{5-8}$$

$$W^{WP,theo} = \sum_{t=1}^{8760} \frac{\dot{Q}_t^{WP}}{COP_t^{WP,theo}} \tag{5-9}$$

Die theoretisch maximal erreichbare Leistungszahl (COP) wird durch den reziproken Wert des Carnotfaktors (η^{Carnot}) beschrieben (siehe Formel (5-10)).

$$COP = \frac{1}{\eta^{Carnot}} = \frac{T^{Kond}}{T^{Kond} - T^{VD}} \approx \frac{T^{VL}}{T^{VL} - T^{a}} \tag{5-10}$$

Als Kondensationstemperatur (T^{Kond}) wird vereinfachend die mittlere Vorlauftemperatur für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung (T^{VL}) verwendet. Für die Verdampfungstemperatur (T^{VD}) wird die landkreisscharfe Außenlufttemperatur (T^{a}) herangezogen. Temperaturdifferenzen, welche durch Wärmetauscher entstehen, werden dabei vernachlässigt, da diese die Temperaturspreizung nur in geringem Maß beeinflussen. Für das bivalente System wird zusätzlich berücksichtigt, dass die Wärmepumpe in kalten Stunden die Temperaturspreizung nur anteilig ($\mathrm{A^{WP}}$) bereitstellen muss, da der Heizstab die Spitzenlast deckt (siehe Formel (5-11)).

$$COP^{WP,theo} = \frac{A^{WP} \cdot (T^{VL} - T^{a}) + T^{a}}{A^{WP} \cdot (T^{VL} - T^{a})} \tag{5-11}$$

Zusätzlich wird die Temperaturdifferenz ($T^{VL} - T^{a}$) auf minimal 10 Kelvin begrenzt, um die Anzahl von Taktungen zu reduzieren und damit den praxisnahen Betrieb der Wärmepumpe besser abzubilden. Die Vorlauftemperatur (T^{VL}) wird vereinfacht als Mix aus der Vorlauftemperatur der Raumwärme ($T^{VL,RW}$) und deren stündlichen Anteil (A^{RW}) bzw. der Temperatur und dem Anteil der Warmwasserbereitstellung ($T^{VL,WW} \cdot A^{WW}$) zusammengesetzt (siehe Formel (5-12)).

$$T^{VL} = T^{VL,RW} \cdot A^{RW} + T^{VL,WW} \cdot A^{WW} \tag{5-12}$$

Die Vorlauftemperatur des Warmwassers wird für Ein- und Zweifamilienhäuser konstant mit 50 °C und für Mehrfamilienhäuser aufgrund des Legionellenschutzes (vgl. DIN 1988-200 und [142]) entsprechend [143] mit 60 °C angenommen. Die Vorlauftemperatur für die Raumwärmebereitstellung wird auf Basis von Heizkurven nach [144] wie folgt definiert:

$$T^{VL,RW} = 293\,K + \left((293\,K - T^{\,mix})^{1/1,3}\right) \cdot \left(0{,}5 + 3{,}4 \cdot \frac{q^{rw} - q^{rw,min}}{q^{rw,max} - q^{rw,min}}\right) \tag{5-13}$$

Die Differenzierung nach Gebäudekategorien erfolgt auf Basis des Raumwärmebedarfs pro Quadratmeter beheizter Wohnfläche (q^{rw}). T^{mix} entspricht dabei der in Abschnitt 5.1.1 beschriebenen Temperatur, die sich aus der aktuellen Außentemperatur und dem 72-Stunden-Mittelwert der Außentemperatur zusammensetzt. Die Wohnfläche wird [73] entnommen.

Das beschriebene Vorgehen ermöglicht die elektrische Leistung der Wärmepumpe (P^{WP}) zu modellieren, daraus die stündlich aufgelöste Leistungszahl COP^{WP} zu berechnen, um letztendlich die elektrische Leistung des gesamten Heizsystems P^{SYS} zu erhalten.

5.3.1.2 Vergleich der Effizienz von Wärmepumpen in unterschiedlichen Typgebäuden

In diesem Abschnitt werden die Zwischenergebnisse der zuvor beschriebene Methodik anhand von zwei ausgewählten Typgebäuden diskutiert. Die Auswahl verfolgt das Ziel, eine möglichst unterschiedliche Charakteristik der beiden Gebäude aufzuzeigen. Diesbezüglich wird zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 und Mehrfamilienhäusern mit 7 bis 12 Wohnungen der Baualtersklasse 1995 bis 2020 unterschieden. Entsprechend der oben beschriebenen Methodik werden zunächst die Quell- und Vorlauftemperaturen erläutert. Darauf aufbauend werden sowohl der saisonale Verlauf der Wochenarbeitszahlen als auch die Verteilung aller Jahresarbeitszahlen diskutiert. Abschließend folgt die Beschreibung der thermischen Erzeugungsgänge und der elektrischen Lastgänge.

Temperaturspreizung – Luftwärmepumpe

Die Effizienz von Wärmepumpen hängt maßgeblich vom bereitzustellenden Temperaturhub ab (vgl. Formel (5-10)). Dieser wird durch die Vorlauftemperatur der Wärmebereitstellung und die Quellentemperatur definiert. Im Fall der Luftwärmepumpe entspricht die Quellentemperatur der Umgebungslufttemperatur (T^a). Während die Außenlufttemperatur eine exogene Größe darstellt, wird die Vorlauftemperatur (T^{VL}) entsprechend der Formeln (5-12) und (5-13) in Abhängigkeit des betrachteten Typgebäudes und der Außenlufttemperatur berechnet. In Abbildung 5-8 sind die Tagesmittelwerte der Quellen- und Vorlauftemperatur für zwei exemplarische Gebäudekategorien dargestellt.

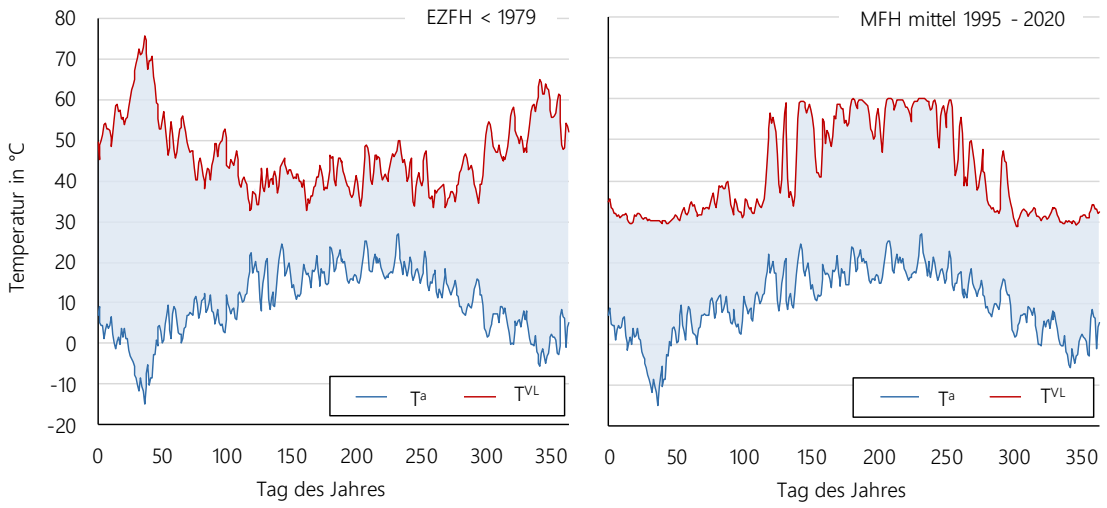


Abbildung 5-8: Umgebungslufttemperatur (T^a) und Vorlauftemperatur (T^{VL}) von Luftwärmepumpen in Ein- und Zweifamilienhäusern der Baualtersklasse vor 1979 (links) und Mehrfamilienhäusern mit 7 bis 12 Wohnungen der Baualtersklasse 1995 bis 2020 (rechts).

Alte EZFH sind durch einen hohen Anteil an Raumwärme am gesamten Wärmebedarf (90 %) gekennzeichnet und zeigen starke jahreszeitliche Schwankungen der Vorlauftemperatur. Die Vorlauftemperatur der Raumwärmebereitstellung ist in diesem Fall maßgeblich für die Höhe der Vorlaufmixtemperatur (T^{VL}) verantwortlich. Da alte EZFH einen großen spezifischen Raumwärmebedarf aufweisen, müssen hohe Vorlauftemperaturen in den Heizwärmeübertragern gewährleistet werden, um den Raumwärmebedarf auch an den kältesten Tagen im Jahr bereitstellen zu können. Im Sommer ist die Vorlaufmixtemperatur geprägt durch die Warmwasserbereitstellung.

Im Gegensatz zu alten EZFH zeichnen sich neue MFH durch Flächenheizungen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen, einem höheren Anteil der Warmwasserbereitstellung am Wärmebedarf (25 %) und einer höheren Warmwassertemperatur aus. Die Vorlaufmixtemperatur in neuen MFH verhält sich aus diesen Gründen gegenläufig im Vergleich zu alten EZFH. Daraus ergibt sich eine Temperaturspreizung der Tagesmittelwerte von Quellen- und Vorlauftemperatur von maximal 45 K in neuen MFH und 91 K in alten EZFH.

Arbeitszahl – Luft- und Erdwärmepumpe

In diesem Abschnitt erfolgt der Vergleich des jährlichen Verlaufs der Effizienz von Luft- und Erdwärmepumpen (vgl. Abbildung 5-9) für alte EZFH (links) und neue MFH (rechts). Dafür werden die Wochenarbeitszahlen (AZ) ausgewertet. Im Gegensatz zur Luftwärmepumpe kann die Erdwärmepumpe auf eine über den Jahresverlauf annähernd konstante Wärmequelle zurückgreifen. Diese ist im Vergleich zur Außenluft durch höhere Quellentemperaturen im Winter und niedrigere im Sommer gekennzeichnet. Dadurch ist die Arbeitszahl der Erdwärmepumpe im Winter höher und im Sommer niedriger. Insgesamt ist der Verlauf der Arbeitszahlen der Erdwärmepumpe gedämpfter. Die Wochenarbeitszahlen schwanken im Fall der Erdwärmepumpe von minimal 2,4 bis maximal 5,0, wohingegen sich die der Luftwärmepumpe im Bereich von 1,8 bis 6,6 bewegen. Während die Luftwärmepumpe im Sommer höhere Werte erreicht, stehen diese einem deutlich geringeren Wärmebedarf in den betrachteten Typgebäuden gegenüber. Im Winter hingegen zeigt sich der gegenteilige Fall: die Luftwärmepumpe deckt mit vergleichsweise geringen Arbeitszahlen hohe Wärmebedarfe. Durch die höhere Gewichtung der Werte im Winter ist die Jahresarbeitszahl der Erdwärmepumpe in EZFH mit 3,3 bzw. in MFH mit 3,9 größer als die der Luftwärmepumpe mit 2,9 bzw. 3,4.

Aufgrund des höheren Temperaturhubs im Winter (vgl. Abbildung 5-8) ist die Arbeitszahl im EZFH niedriger als im Mehrfamilienhaus. Im Sommer gilt der umgekehrte Fall, da die Bereitstellung von Warmwasser im Mehrfamilienhaus mit einem größeren Temperaturhub verbunden ist.

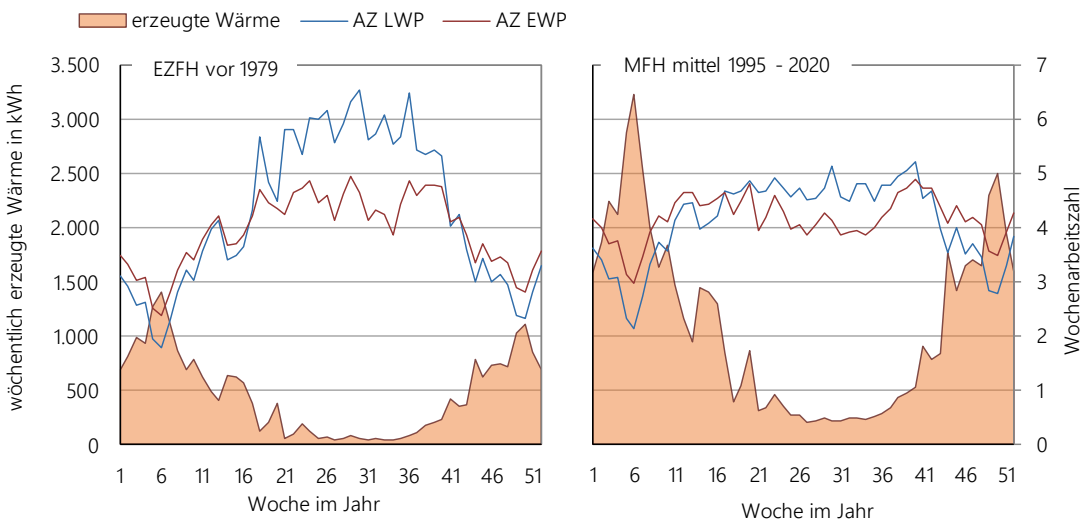


Abbildung 5-9: Vergleich der Wochenarbeitszahlen (AZ) und der erzeugten Wärme von Luft- (LWP) und Erdwärmepumpen (EWP) in Ein- und Zweifamilienhäusern (links) und Mehrfamilienhäusern (rechts)

Jahresarbeitszahlen – Luft- und Erdwärmepumpe

In Abbildung 5-10 ist die Verteilung der Jahresarbeitszahlen von Luft- und Erdwärmepumpen für alle Landkreise, Gebäudekategorien und Sanierungszustände in Abhängigkeit der Baualtersklasse dargestellt. Dabei ist die Anzahl der dem Boxplot zugrundliegenden Werte als „n" gekennzeichnet. Es ist zu erkennen, dass die Jahresarbeitzahlen von jüngeren bzw. zukünftig gebauten Gebäuden besser ist als die der älteren. So liegen die Mediane der Baualtersklasse 2021 bis 2050 um 17 % (LWP) bzw. 18 % (EWP) höher als die der Baualtersklasse vor 1979. Gleichzeitig nimmt der Interquartilsabstand der neuen Gebäuden ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Anteil des Raumwärmebedarfs am gesamten Wärmebedarf aufgrund der besseren energetischen Qualität der Gebäudehülle abnimmt. Da die Vorlauftemperatur des Warmwassers als konstant angenommen wird, führt dies zu einer geringeren Abhängigkeit der Jahresarbeitszahlen von der Außenlufttemperatur.

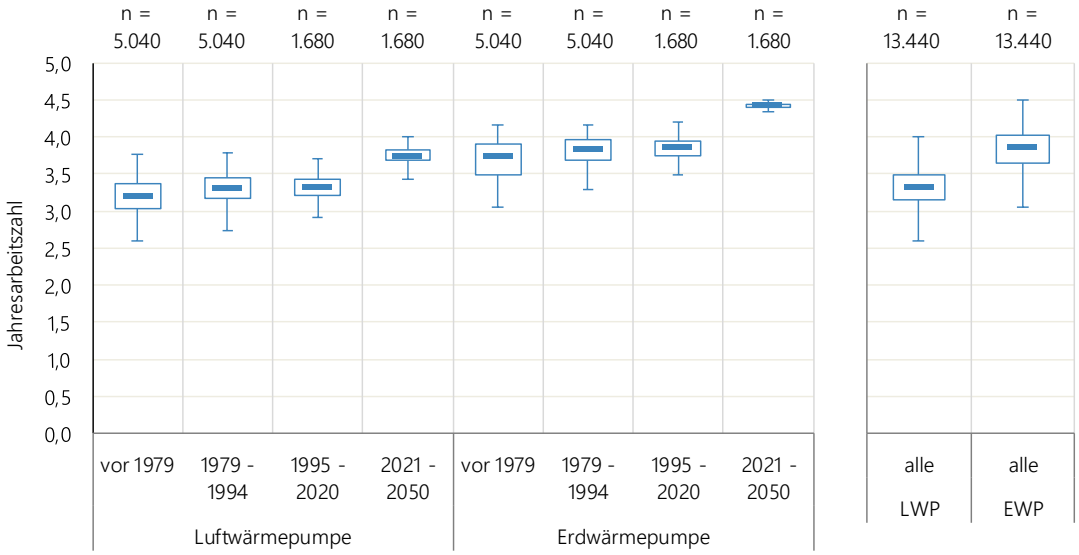


Abbildung 5-10: Verteilung der Jahresarbeitszahlen von Luft- und Erdwärmepumpen in Abhängigkeit des Baualters; Darstellung als Boxplot mit Median, oberem/unterem Quartil, Minimum und Maximum

Thermischer und elektrischer Lastgang – Luftwärmepumpe

In Abbildung 5-11 sind die thermische Erzeugung – unterteilt in Heizstab und Luftwärmepumpe – die elektrische Last und die Leistungszahl des Gesamtsystems jeweils in stündlicher Auflösung für die Woche mit dem höchsten Wärmebedarf dargestellt.

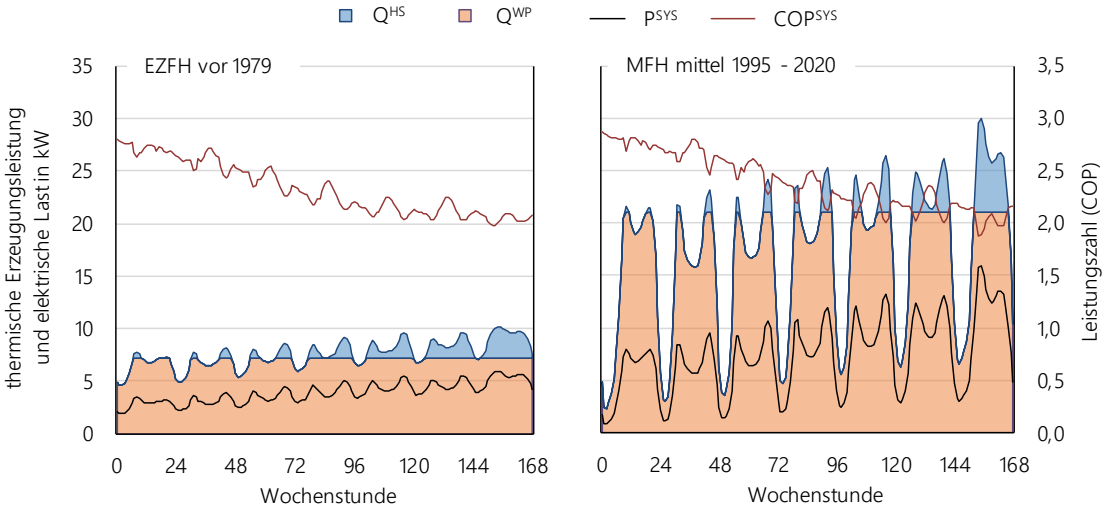


Abbildung 5-11: Thermische Erzeugungsleistung, elektrische Last und Leistungszahl einer Luftwärmepumpe in EZFH vor 1979 (links) und MFH der Baualtersklasse 1995 bis 2020 (rechts)

Der Heizstab übernimmt – entsprechend Formel (5-6) – ab der definierten thermischen Leistung von 7,1 kW bzw. 21 kW anteilig die Wärmebereitstellung. In der Stunde der thermischen Jahreshöchstlast erreicht er mit 3,1 kW bzw. 9,0 kW seinen Maximalwert (30 % der Heizlast). Die Wärmepumpe stellt in diesen Zeiten eine konstante thermische Leistung bereit. Die Systemleistungszahl sinkt durch den Einsatz des Heizstabes. Der Heizstab erreicht in EZFH einen Anteil von 5,6 % und in MFH von 3,8 % am jährlichen Strombezug des Wärmepumpensystems.

In Tabelle 5-4 sind die Minimal-, Maximal- und Mittelwerte charakteristischer Größen der untersuchten Gebäudekategorien aufgeführt. Sie verdeutlicht die großen Wertebereiche, in denen sich die relevanten Parameter bewegen. So schwanken die Tagesmittelwerte der Vorlauftemperatur in EZFH beispielsweise um 54 K, der Anteil des Heizstabes am Stromverbrauch um 52 % und der COP um 820 %. Vor diesem Hintergrund ist eine zeitlich hochaufgelöste Modellierung des Stromlastgangs von elektrischen Wärmepumpen zur Bewertung der Rückwirkungen auf das Energiesystem von großer Bedeutung.

Tabelle 5-4: Außenlufttemperatur (T^a), Vorlauftemperatur (T^{VL}), Leistungszahl des gesamten Heizsystems (COP^{SYS}), Anteil des Heizstabs am Stromverbrauch ($A^{HS,el}$) und elektrische Last des gesamten Heizsystems (P^{SYS}) für Luftwärmepumpen.

Typgebäude	Parameter	Minimum	Maximum	Mittelwert
unsaniertes Ein- und Zweifamilienhaus vor 1979	T^a in °C	-18	35	10
	T^{VL} in °C	24	78	47
	COP^{SYS}	1,7	14	2,9
	$A^{HS,el}$	0 %	52 %	5,6 %
	P^{SYS} in kW	0,0	6,1	1,0
unsaniertes Mehrfamilienhaus 7-12 Wohnungen 1995 – 2020	T^{VL} in °C	26	60	42
	COP^{SYS}	1,9	13	3,4
	$A^{HS,el}$	0 %	57 %	3,8 %
	P^{SYS} in kW	0,0	15,9	1,9

5.3.2 Elektrische Speicherheizungen

Elektrische Speicherheizungen verfügen, wie in Abschnitt 4.2.2.1 beschrieben, über ein Speichermedium mit großer Wärmekapazität. Dadurch lässt sich die Speicherbeladung zeitlich deutlich vom Wärmebedarf entkoppeln. Damit stellen sie eine Flexibilität für das Energiesystem bereit, welche seit den sechziger Jahren dazu verwendet wurde die Auslastung konventioneller Kraftwerke in der Nacht zu erhöhen und damit den Teillastbetrieb selbiger zu reduzieren (vgl. [145]). Aus diesem Grund werden elektrische Speicherheizungen bisher überwiegend zu festen Zeiten in der Nacht geladen, die gespeicherte Wärme wird anschließend über den Tag verteilt an den Raum abgegeben.

Die aktuelle Steuerung der Beladung elektrischer Speicherheizungen erfolgt zentral vom Verteilnetzbetreiber durch ein Rundsteuersignal oder durch eine Zeitschaltuhr. Die Freigabedauer beträgt oftmals neun Stunden zwischen 21:00 Uhr abends und 6:00 Uhr morgens. Zudem ermöglichen einige Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Tagnachladung. Grundsätzlich werden drei verschiedene Lademodelle unterschieden: Vorwärts-, Rückwärts- und Spreizsteuerung. Die Vorwärtssteuerung bezeichnet Anlagen, deren Lastbezug zu Beginn der Freigabedauer erfolgt und die in Abhängigkeit der benötigten Tagesenergie schrittweise abschalten. Im Gegensatz dazu erfolgt die Speicherbeladung im Fall der Rückwärtssteuerung erst so spät, dass mit Ende der Freigabedauer der gewünschte Speicherfüllstand erreicht ist. Die Spreizsteuerung führt zu einer Lastspitze in der Mitte der Freigabezeit [99].

Die Ladesteuerung elektrischer Speicherheizungen erfolgt in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der ermittelten Restwärme im Wärmespeicher. Dazu wird auf Basis einer Außentemperaturmessung die erforderliche Wärmemenge für den nächsten Tag berechnet und während der Freigabezeit des Verteilnetzbetreibers in Abhängigkeit zur Restwärme eingespeichert. Einfachere Speicherheizungen verfügen lediglich über einen manuellen Regler, mit dem der gewünschte Speicherfüllstand in Stufen eingestellt werden kann.

Nach [109] kann durch unsachgemäße Benutzung der Speicherheizung oder eingeschränkte Funktionsfähigkeit des Lüfters die statische Wärmeabgabe des Speichermediums insbesondere in den Morgenstunden größer sein als der Wärmebedarf. Dadurch steigt die Raumlufttemperatur über

eine als behaglich empfundene Temperatur. Diese nicht nutzbaren Verluste werden für den Status Quo mit 15 % abgeschätzt.

Nach § 12 StromNZV sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet Standardlastprofile für den Letztverbrauch von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen mit einer jährlichen Entnahme von weniger als 100.000 kWh für die Abwicklung der Stromlieferung zu verwenden. Diese temperaturabhängigen Lastprofile (TLP) berücksichtigen neben der Temperatur auch die entsprechenden Lademodelle und Freigabezeiten. Da sich diese zwischen den Netzbetreibern unterscheiden können, werden unterschiedliche TLP veröffentlicht. Aus diesem Grund wurden in [145] die TLP der jeweils größten Verteilnetzbetreiber einer Netzregion mit dem regionalisierten Stromverbrauch der ESH skaliert. Dazu wurden Realdaten von 3.802 Gemeinden ausgewertet und ein Top-Down-Ansatz entwickelt, um die Anzahl und Verbräuche von ESH in den restlichen Gemeinden zu bestimmen. Die TLP wurden für das Wetterjahr 2012 mit den jeweiligen Stromverbräuchen der ESH skaliert. Dieser unflexible Lastgang der ESH in Deutschland wird mit dem Nutzenergiebedarf für Raumwärme nach Abschnitt 5.1 und den oben beschriebenen, nicht nutzbaren Verlusten skaliert. In Abbildung 5-12 ist die Last aller ESH in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur dargestellt. Die anteilige Berücksichtigung von TLP mit Tagnachladung ist an der geringen Erhöhung der Last zwischen 12 und 18 Uhr zu erkennen.

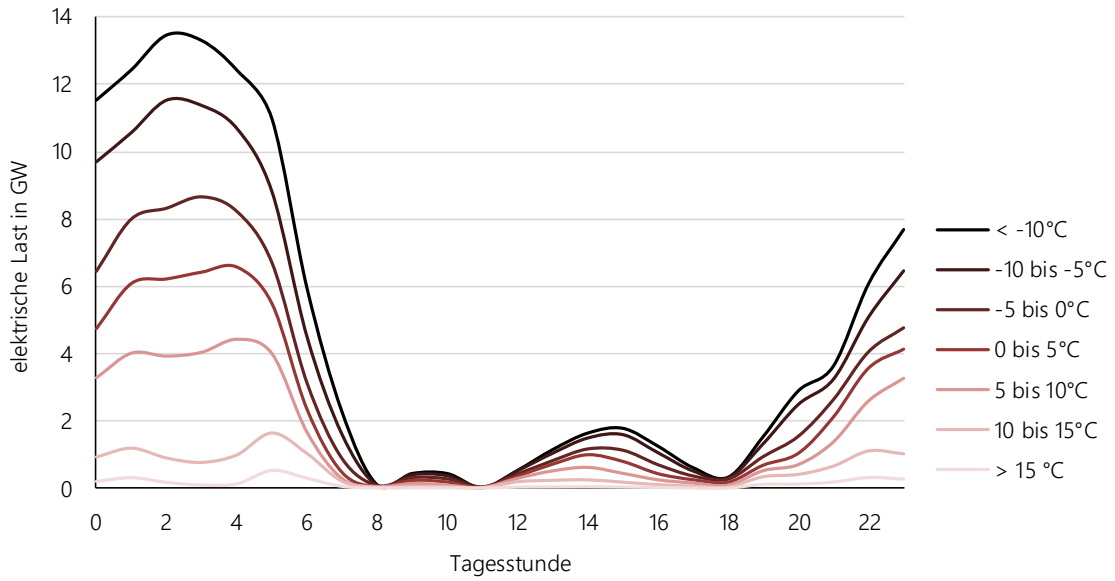


Abbildung 5-12: Mittlerer Tageslastgang aller elektrischen Speicherheizungen im Jahr 2020

Die Auslegung elektrischer Speicherheizungen erfolgt mithilfe des Wärmebedarfs am kältesten Tag. Dazu wird der Wärmebedarfslastgang eines Hauses auf die einzelnen Räume aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt nach [146] mit der Anzahl an Wohnungen je Gebäude, der Anzahl an Räumen je Wohnung sowie der Solltemperatur je Raum. Die Speicherkapazität der Anlagen entspricht der Wärmeenergie je Raum, die für den kältesten Tag benötigt wird. Über die durchschnittliche Freigabedauer lässt sich darüber hinaus die elektrische Anschlussleistung approximieren.

Elektrische Speicherheizungen können lediglich den Raumwärmebedarf bereitstellen. Daher muss eine Annahme getroffen werden, durch welche Technologie die Warmwasserbereitung in diesen Gebäuden erfolgt. Da ESH nicht auf eine Heizungsverrohrung angewiesen sind, kann angenommen werden, dass in diesen Gebäuden auch die Warmwasserbereitstellung elektrisch und dezentral erfolgt. In diesem Zusammenhang wird von elektrischen Durchlauferhitzern ausgegangen.

5.3.3 Solarthermieanlagen

Solarthermieanlagen nutzen Solarstrahlung, um Wärme für die Anwendungen Raumwärme und/oder Warmwasser zu erzeugen. Es existiert eine Vielzahl an Bauformen. Für den Einsatz auf dem Dach eines Wohngebäudes kommen meist Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz. Die nachfolgende Untersuchung bezieht sich auf Flachkollektoren, der nach [147] in Deutschland am weitesten verbreiteten Technologie. Um einen relevanten Beitrag zur Dekarbonisierung zu erreichen, werden ausschließlich Solarthermieanlagen untersucht, welche sowohl Raumwärme als auch Warmwasser bereitstellen.

Polysun ist eine Software, die den Einsatz von Wärmeerzeugern zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser simuliert. Es ermöglicht die Bestimmung der solarthermischen Wärmeerzeugung in Abhängigkeit der Kollektorgröße. Die folgende Simulation verfolgt das Ziel, die theoretisch maximale solarthermische Wärmeerzeugung zu bestimmen. Dazu wird ein Modell mit einer großen Wärmesenke und einer kleinen Solarthermieanlage erstellt. Abbildung 5-13 kann die Anlagenauslegung entnommen werden. Die Strahlungsdaten entsprechen denen des Jahres 2012 für den Referenzstandort Potsdam nach [138]. Dadurch ist eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die ebenfalls für das Jahr 2012 bestimmten Wärmebedarfe gewährleistet (vgl. Abschnitt 5.1).

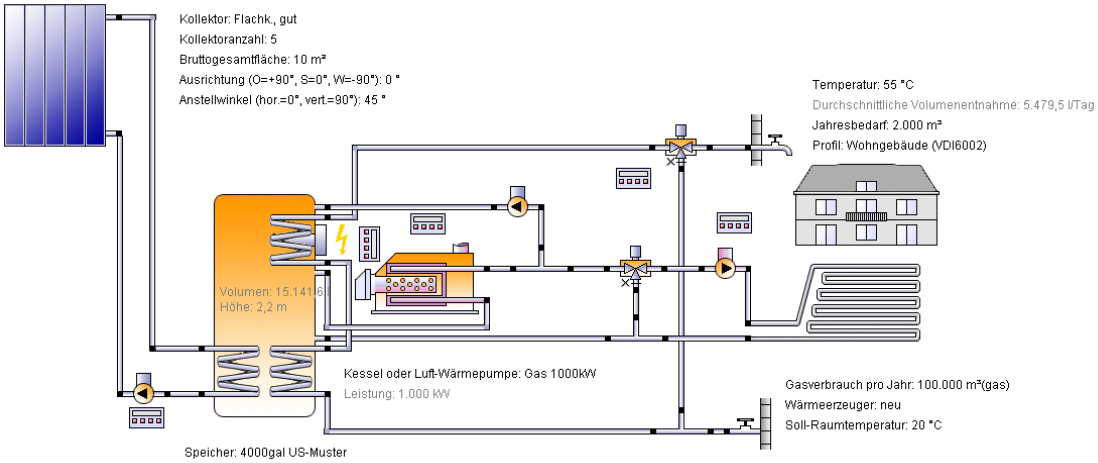


Abbildung 5-13: Anlagenschema der Simulation mittels Polysun®; Darstellung nach [148]

Im Anschluss an die Simulation wird die theoretisch maximale solarthermische Wärmeerzeugung mit einer definierten Kollektorfläche je Gebäudekategorie skaliert. Die Kollektorfläche entspricht dabei jeweils der Hälfte des Dachflächenpotenzials nach [149] (vgl. Tabelle 12-4 im Anhang). Sie schwankt je nach Größe des Gebäudes zwischen 20 und 62 m². In Abhängigkeit von der Kollektorfläche wird ein Wärmespeicher dimensioniert. Entsprechend des Richtwerts zur Auslegung nach [150] werden für die EZFH 800 Liter, für die kleinen und mittelgroßen MFH 1.200 Liter und für die großen MFH 2.400 Liter Speichervolumen angenommen. Mit einer angenommenen maximalen Temperaturdifferenz von 50 K beträgt die speicherbare thermische Energie zwischen 45 und 136 kWh je Typgebäude. Auf dieser Basis erfolgt eine Simulation des Speichereinsatzes. Der Füllstand (FS) des Speichers lässt sich hierfür mittels folgender Formel beschreiben:

$$FS_t = FS_{t-1} + B_t - E_t \tag{5-14}$$

Die Beladung (B) des Speichers findet in denjenigen Stunden statt, in welchen die theoretische solarthermische Wärmeerzeugung größer als der Wärmebedarf ist. Der Füllstand ist dabei auf den oben beschriebenen Maximalwert begrenzt. Die Entladung (E) erfolgt entsprechend in den Stunden, in

denen der Wärmebedarf die solarthermische Wärmeerzeugung übersteigt. In Abbildung 5-14 ist das Ergebnis beispielhaft für unsanierte EZFH der Baualtersklasse vor 1979 dargestellt. Die solarthermische Wärmeerzeugung setzt sich dabei aus der Speicherentladung und der direkten Nutzung bei zeitgleichem Wärmebedarf zusammen. Es ist zu erkennen, dass der Wärmebedarf im Sommer vollständig und im restlichen Jahr anteilig mittels Solarthermie gedeckt werden kann. Der Anteil der Solarthermie an der jährlichen Wärmeerzeugung entspricht in diesem Fall 28 %.

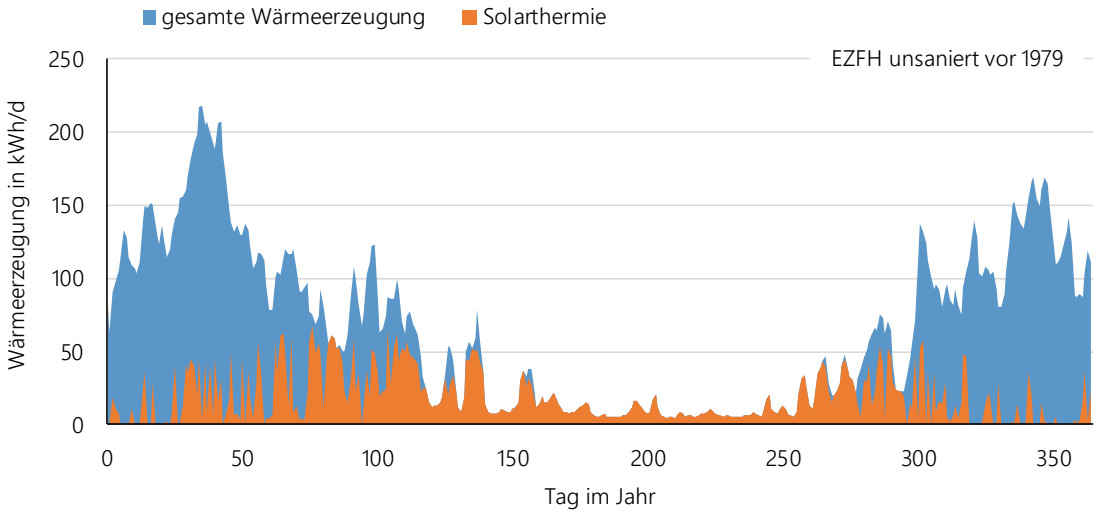


Abbildung 5-14: Gesamte Wärmeerzeugung und nutzbare solarthermische Wärmeerzeugung

Über alle Typgebäude hinweg beträgt dieser Anteil zwischen 16 % und 63 % (vgl. Tabelle 12-4 im Anhang). In Abbildung 5-15 ist der Anteil der Solarthermie an der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit des Baualters (links) und des Gebäudetyps (rechts) dargestellt. Wie bereits [98] für Einwohneinheitenhäuser festgestellt hat, lässt sich daraus ableiten, dass dieser Anteil bei gleicher Kollektorgröße für jüngere Gebäude größer ist als für ältere. Außerdem sinkt der Anteil mit der Größe des Gebäudes, da die Kollektorfläche unterproportional zum Wärmebedarf steigt.

Da diese relativen Werte keine Aussage über die tatsächliche Höhe des Solarthermiepotenzials ermöglichen, empfiehlt [98] den „solarthermisch substituierten Endenergieverbrauch" zu verwenden. Da dieser jedoch von dem zugrundeliegenden Heizsystem abhängig und eine Darstellung der Werte für alle Kombinationen aus Gebäudekategorie und Heizsystem zu umfangreich ist, wird in Tabelle 12-4 im Anhang der nutzbare Kollektorfeldertrag je Gebäudekategorie angegeben.

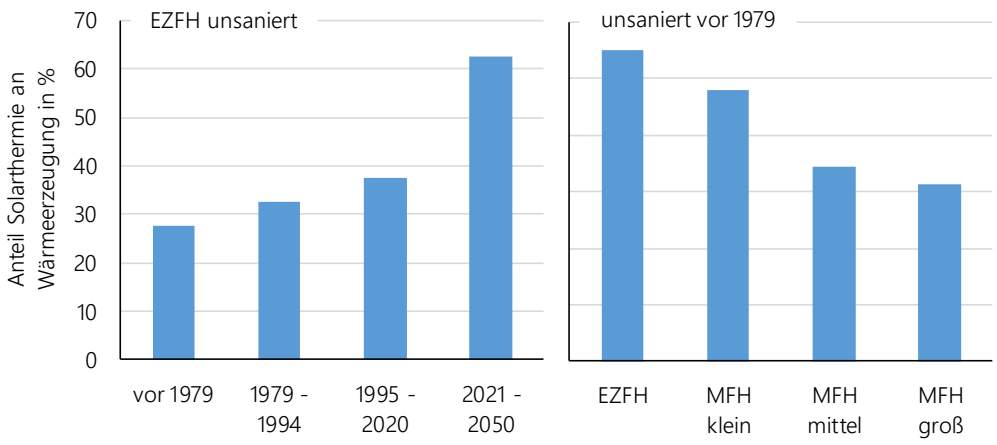


Abbildung 5-15: Anteil Solarthermie an der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit des Baualters (links) und des Gebäudetyps (rechts)

5.3.4 Sonstige Heizsysteme

Für alle weiteren Heizsysteme kann aus verschiedenen Gründen eine vereinfachte Methodik zur Ermittlung der Endenergielastgänge angewandt werden. Zu diesen Heizsystemen zählen Heizöl- und Gaskessel, Blockheizkraftwerke, Gaswärmepumpen und Biomassekessel. Im Gegensatz zu den in Abschnitt 5.3.1 und 5.3.2 beschriebenen Heizsystemen verursachen diese keinen Stromverbrauch. Da die entsprechenden Energieträger – Methan, Heizöl und Biomasse – besser speicher- bzw. lagerbar sind, ist die für die Modellierung des Bereitstellungssektors benötigte zeitliche Auflösung geringer (vgl. Tabelle 5-5).

Tabelle 5-5: Benötigte zeitliche Auflösung der Energieträger für die Modellierung des Bereitstellungssektors nach [12]

Energieträger	benötigte zeitliche Auflösung
Strom	stündlich
• elektrische Wärmepumpen	
• elektrische Speicherheizung	
• Heizstab	
• Blockheizkraftwerk	
Fernwärme	stündlich
Methan	täglich
• Gasbrennwertkessel	
• Gasniedertemperaturkessel	
• Blockheizkraftwerk	
• Gaswärmepumpe	
Heizöl	jährlich
• Brennwertkessel	
• Niedertemperaturkessel	
Biomasse	jährlich

Die Effizienz dieser Technologien zeigt i. d. R. keine ausgeprägte Außentemperaturabhängigkeit. Aus diesem Grund können konstante Nutzungsgrade angenommen werden. Der Endenergieverbrauch berechnet sich nach Formel (5-4).

Neben der Zentralheizung existieren nach [76] in 30 % der Gebäude auch Einzelraumöfen. Diese werden i. d. R. mit fester Biomasse in Form von Scheitholz betrieben und decken anteilig den Raumwärmebedarf in der Heizperiode. Diesbezüglich wird ein konstanter Anteil am Endenergieverbrauch von 21 % angenommen. Der Erzeugungsgang entspricht damit dem des vorrangigen Heizsystems. Der Wert wird durch Kalibrierung des gesamten Endenergieverbrauchs mit den BMWi Energiedaten [151] ermittelt (vgl. Abschnitt 5.3.7).

Die Auslegung der primären Heizsysteme mit Ausnahme der elektrischen Speicherheizungen (siehe Abschnitt 5.3.2) und der Blockheizkraftwerke (siehe unten) erfolgt auf Basis des maximalen Wärmebedarfs nach Abschnitt 5.1 und 5.1.5. Dieser wird um die Speicher- und Verteilverluste erhöht. Darüber hinaus ist nach [111] in der Praxis eine deutliche Überdimensionierung festzustellen. Aus diesem Grund wird eine Sicherheit in Höhe von 50 % berücksichtigt. Diese entspricht nach [111] dem unteren Bereich der üblichen Überdimensionierung. Abweichend davon wird für Blockheizkraftwerke angenommen, dass die Spitzenlast durch einen Gasbrennwertkessel bereitgestellt wird. Auf diese Weise ist es möglich, das Blockheizkraftwerk auf lediglich 30 % der maximalen Wärmeerzeugungsleistung auszulegen und viele Volllaststunden zu erreichen.

5.3.5 Klimatisierung

Das Lastprofil der Klimatisierungsanlagen zur Bereitstellung der Raumkälte wird anhand der Außentemperatur bestimmt. Analog zum Raumwärmebedarf kann der Raumkältebedarf über die Außenlufttemperatur approximiert werden. Ab einer definierten Kühlgrenztemperatur steigt der Raumkältebedarf. Aus der stündlichen Differenz zwischen Kühlgrenztemperatur und Außenlufttemperatur kann ein normiertes Lastprofil abgeleitet werden. Die Kühlgrenztemperatur wird mittels Betriebs- und Volllaststunden des normierten Profils kalibriert. Für die Kalibrierung werden die Werte nach [152] und [153] herangezogen, aus welchen sich eine mittlere Kühlgrenztemperatur von 18 °C ergibt. Diese führt zu 140 Volllaststunden und 610 Betriebsstunden. Da die energetische Qualität der Gebäudehülle einen Einfluss auf die Kühlgrenztemperatur hat, werden gebäudespezifische Kühlgrenztemperaturen ermittelt, welche mengengewichtet dem oben genannten Wert entsprechen. Für das Gebäude mit dem höchsten spezifischen Raumwärmebedarf wird angenommen, dass die Heizgrenztemperatur von 15 °C auch der Kühlgrenztemperatur entspricht. Für das Typgebäude mit dem niedrigsten spezifischen Raumwärmebedarf ist diese Grenze um drei Kelvin höher. Die Kühlgrenztemperaturen der restlichen Typgebäude werden anhand des spezifischen Raumwärmebedarfs definiert und befinden sich zwischen diesen Extremen. Zusätzlich werden die Anwesenheitszeiten der Personen in den Gebäuden berücksichtigt. Für den theoretischen Fall einer 100 prozentigen Abwesenheit aller BewohnerInnen wird die Kühlgrenztemperatur um 3 K erhöht. Das bedeutet, dass in Abwesenheitszeiten höhere Raumlufttemperaturen toleriert werden. Die Charakteristik eines daraus resultierenden Nachholbedarfs kann durch diese vereinfachte Methodik im Gegensatz zu der des Raumwärmebedarfs (vgl. Abschnitt 5.1) nicht berücksichtigt werden. Es werden die Abwesenheitszeiten an Werktagen aus der Zeitverwendungsstudie des Statistischen Bundesamts [135] verwendet. Für Sonn- und Feiertage wird angenommen, dass die Abwesenheit zwischen 8 und 18 Uhr 50 %, jeweils eine Stunde vorher und nachher 25 % und in den sonstigen Stunden 0 % beträgt. Daraufhin wird ein Gesamtlastprofil aus den mengengewichteten Lastprofilen der repräsentativen Typgebäude erstellt. Abschließend wird dieses Profil mit dem jährlichen Stromverbrauch der Klimatisierungsanlagen nach [81] skaliert. Die saisonale und tägliche Charakteristik des daraus resultierenden Stromlastgangs ist in Tabelle 5-6 dargestellt.

Tabelle 5-6: Durchschnittliche Leistung des modellierten Stromlastgangs für Raumkälte im Simulationsjahr 2020 in Gigawatt in Abhängigkeit des Monats und der Tagesstunde

	Tagesstunde																							
Monat	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Feb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mrz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Apr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Mai	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jun	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
Jul	0,4	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Aug	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Sep	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Okt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nov	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dez	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

5.3.6 Haushaltsgeräte und -maschinen

Neben dem Endenergieverbrauch für Raumwärme und -kälte bzw. Warmwasser wird in Haushalten durch eine Vielzahl an Geräten und Maschinen Strom verbraucht. Die zeitliche Auflösung dieses Stromverbrauchs erfolgt im Modell über normierte Lastprofile je Anwendung, Typtag und Jahreszeit nach [38] und [154]. Das Verhältnis des Stromverbrauchs der Anwendungen nach [81] und der absolute Stromverbrauch für Haushaltsgeräte nach [7] (vgl. Abbildung 5-16) dienen der Skalierung der normierten Lastprofile auf den Bilanzraum Deutschland. Unter dem Begriff „sonstige Anwendungen" werden in diesem Zusammenhang neben den Elektrogeräten, die nicht in die anderen Kategorien fallen (z. B. Fön, Staubsauger etc.), auch der Stromverbrauch für mechanische Lüftungsanlagen und Hilfsenergie (Pumpen) subsummiert. Die Summe dieser Lastgänge ergibt den Haushaltsstromlastgang. Wird der Stromverbrauch einzelner Anwendungen durch Maßnahmen reduziert, so verändert sich auch der Lastgang entsprechend. Im Modell führt der Ausbau von LED-Beleuchtung beispielsweise zu einer reduzierten Last durch Beleuchtung. Da es sich hierbei um effizientere Leuchtmittel mit den gleichen Einsatzzeiten handelt, kann der Lastgang direkt mit dem Verhältnis der Wirkungsgrade skaliert werden.

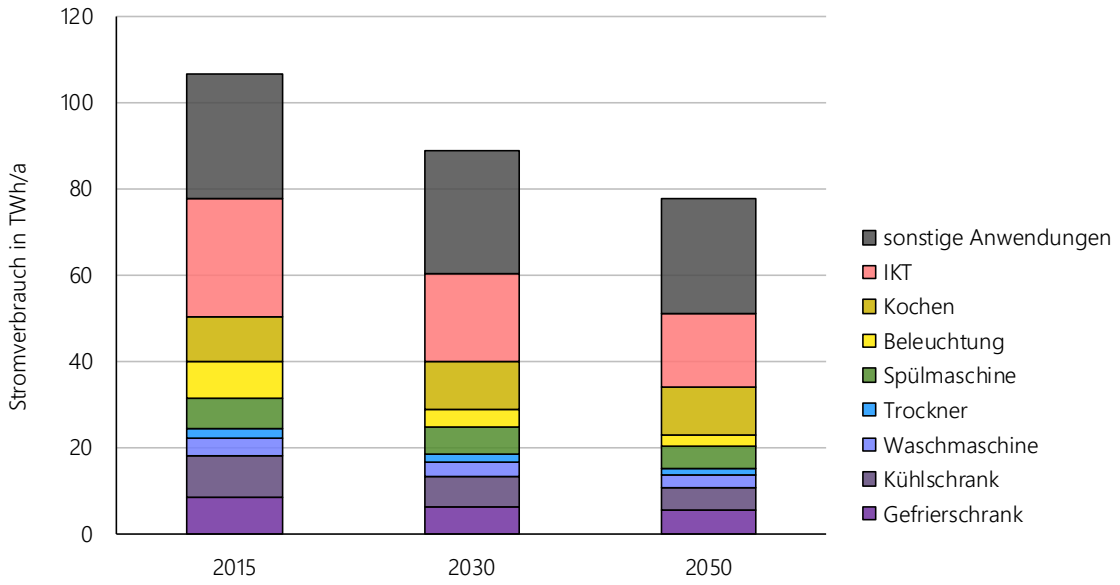


Abbildung 5-16: Stromverbrauch der Haushaltsgeräte und -maschinen je Anwendung (exkl. Raumkälte-, Raumwärme- & Warmwasserbereitstellung) nach [81]

Maßnahmen zur Reduktion des Haushaltstromverbrauchs werden nach Kapitel 3.2 bereits im Startszenario umgesetzt, entsprechend erfolgt keine dynamische Bewertung. Folglich bleibt die elektrische Last der Haushaltsgeräte und -maschinen in den in Kapitel 8 untersuchten Szenarien unverändert. In Abbildung 5-17 ist das mittlere Tagesprofil im Jahr 2015 in Abhängigkeit der Anwendung dargestellt.

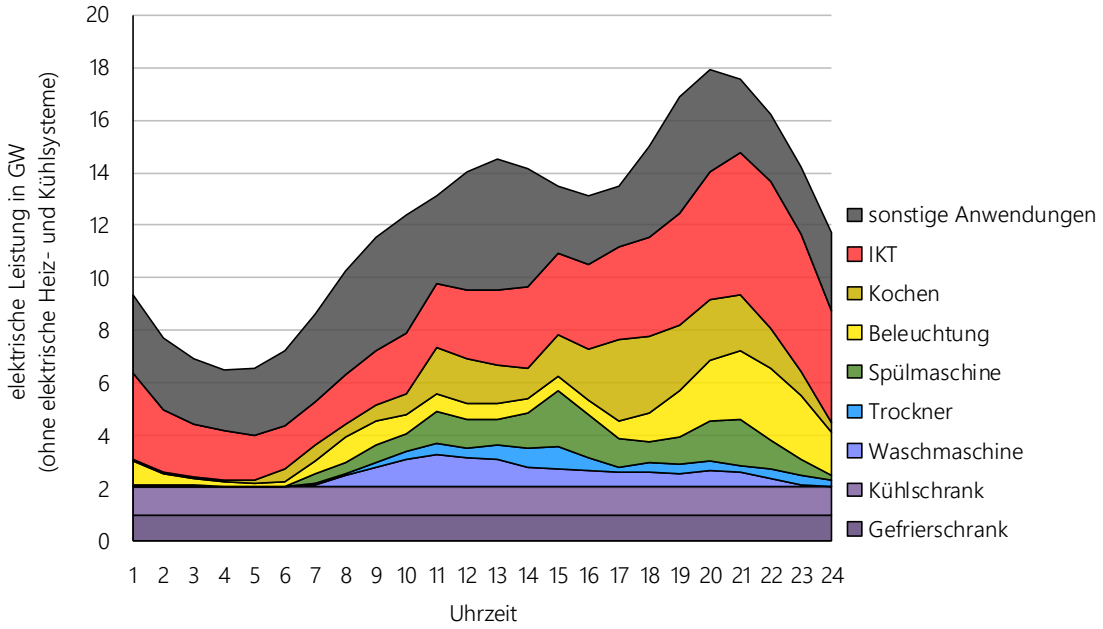


Abbildung 5-17: Mittlerer Tageslastgang elektrischer Haushaltsgeräte (exklusive Heizungen) im Jahr 2015

5.3.7 Kalibrierung und Zusammenfassung

Die zuvor beschriebene Bottom-Up-Modellierung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte erfolgt auf Basis von Annahmen zu repräsentativen Typgebäuden, Nutzungsgraden, Anteilen der

ersten und zweiten Heizsysteme u. v. m.. Aus diesen gewählten Annahmen resultiert ein Endenergieverbrauch, der eine Abweichung zu den Top-Down ermittelten Werten deutschlandweiter Statistiken aufweist. Deshalb erfolgt die, in diesem Abschnitt beschriebene, Kalibrierung des Modells.

In [155] werden die Endenergieverbräuche der privaten Haushalte nach Energieträger und Anwendung differenziert. Bei der Erhebung dieser Daten treten für bestimmte Energieträger große Konfidenzintervalle auf. So lässt sich beispielsweise der tatsächliche Endenergieverbrauch von lagerfähigen Energieträgern wie Heizöl und Holz auf Grundlage von Befragungen nicht genau bestimmen, da sich hieraus i. d. R. lediglich die Liefermenge ergibt, jedoch nicht auf den Nutzungszeitraum geschlossen werden kann (vgl. [156]). Aus diesem Grund wird lediglich der gesamte im Modell SopHa abgebildete Endenergieverbrauch mit dem entsprechenden Wert aus [156] kalibriert. Dazu werden die Treppenfunktionen der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Modellierung der Raumwärmelast skaliert. Durch eine Reduktion um 5,2 % wird der Endenergieverbrauch nach [156] von 556 TWh im Jahr 2012 exakt abgebildet.

Für das Startszenario ergibt sich anhand der oben beschriebenen Annahmen und Entwicklungen der in Abbildung 5-18 dargestellte Endenergieverbrauch je Energieträger. Bis zum Jahr 2050 reduziert sich der gesamte Endenergieverbrauch um 20 % gegenüber 2020. Ein Großteil davon ist auf die Reduktion von Öl (-72 TWh) und Gas (-45 TWh) zurückzuführen. Diese ist wiederum mit dem Ersatz von Niedertemperatur- durch Brennwertkessel und der Substitution von Ölkesseln zu erklären. Der Stromverbrauch für die Beheizung der Gebäude bleibt in erster Näherung konstant, da ineffiziente Elektrospeicherheizungen substituiert werden und zeitgleich der Bestand an Wärmepumpen zunimmt.

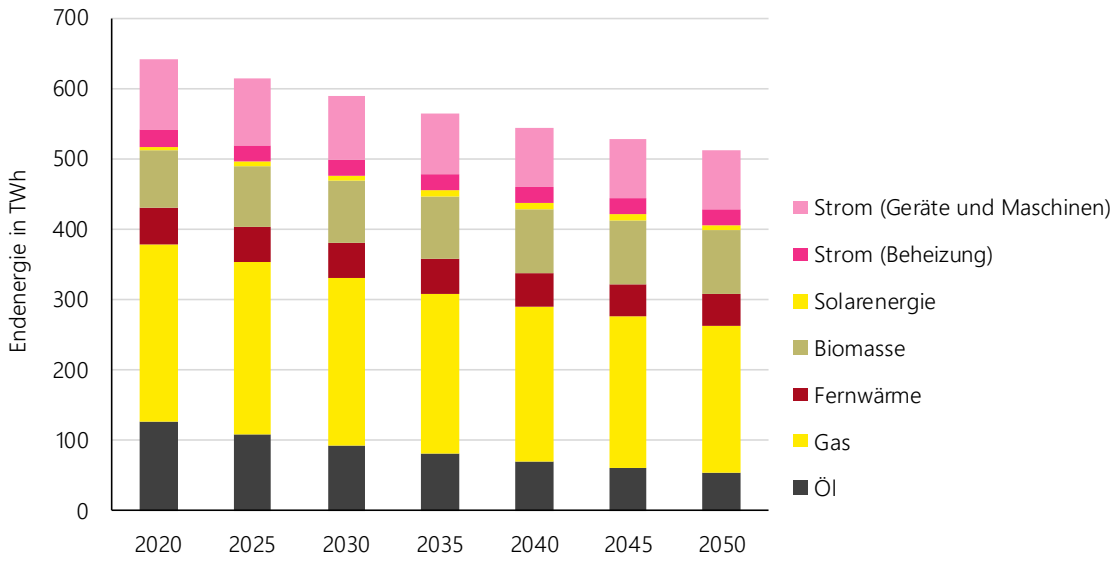


Abbildung 5-18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs privater Haushalte im Startszenario

6 Maßnahmenumsetzung

Die untersuchten Maßnahmen können, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, in die Kategorien Gebäudehülle, Anlagentausch, Gebäudeautomation und Lastflexibilisierung unterteilt werden. Die modellseitige Implementierung dieser Maßnahmenkategorien wird jeweils in einem Unterkapitel beschrieben. Der Ausbau fernwärmeversorgter Gebäude wird aufgrund einer abweichenden Methodik als ein Spezialfall des Anlagentauschs in einem separaten Unterkapitel behandelt. Durch die Umsetzung der Verminderungsmaßnahmen verändern sich der Sektorzustand und damit auch die Endenergielastgänge gegenüber dem Startszenario. Die Maßnahmen werden dabei in einer vorgegebenen Reihenfolge umgesetzt. Die Reihenfolge basiert auf den Kosten oder Emissionen der jeweiligen Referenzen. Für die Kategorie Dämmung der Gebäudehülle (Abschnitt 6.1) wird eine kostenoptimale Reihenfolge der Gebäudekategorie und der Sanierungstiefe bestimmt. Zur Umsetzung der Maßnahmenkategorie Anlagentausch (Abschnitt 6.2) werden sowohl Reihenfolgen der verdrängten Heizsysteme als auch der Typgebäude vorgegeben. Die Maßnahmen der Gebäudeautomation (Abschnitt 6.3) werden aufgrund von baulichen Anforderungen bestimmten Typgebäuden zugeordnet. Die dadurch definierten Sektorzustände und Endenergielastgänge verursachen Kosten und Emissionen, welche in Kapitel 7 bilanziert werden.

6.1 Gebäudehülle

Unter der Kategorie „Gebäudehülle" werden alle Baumaßnahmen verstanden, welche den spezifischen Raumwärmebedarf des Gebäudes reduzieren. Diese werden aufgrund unterschiedlich hoher Wärmeverluste und Kosten in die Bauteilkategorien Keller, Decke, Außenwand und Fenster differenziert. Ausgehend vom Status quo wird bei der Sanierung der Bauteile als Verminderungsmaßnahme zwischen den Varianten Teil- und Vollsanierung unterschieden. Der Status quo berücksichtigt bereits gedämmte bzw. erneuerte Bauteile, deren Anteile in Abbildung 6-1 nach Gebäudetyp und -alter visualisiert sind. Demnach wurden in der Vergangenheit vor allem Dächer und Fenster, in geringerem Umfang Außenwände und kaum Kellerdecken saniert.

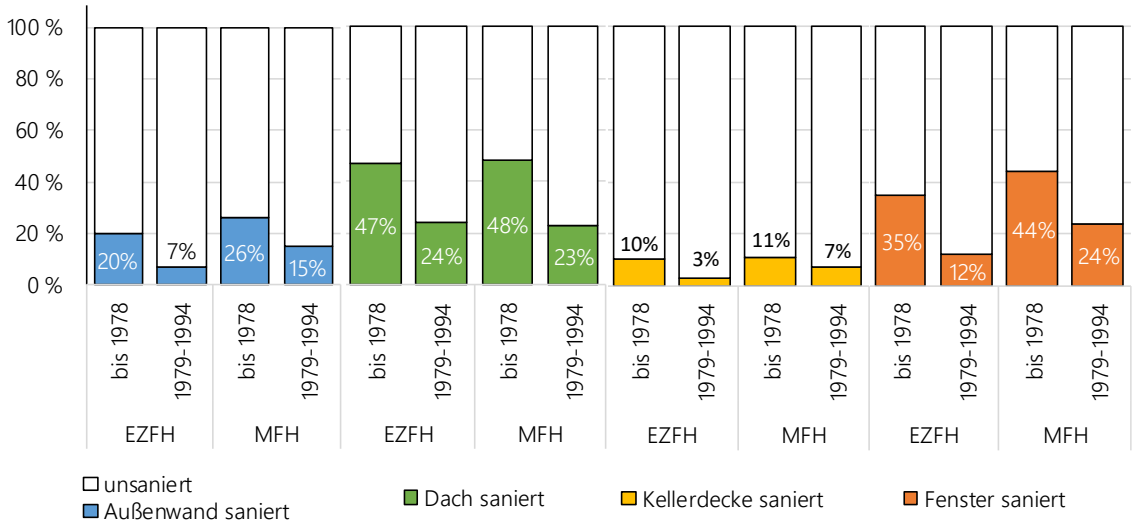


Abbildung 6-1: Anteil sanierter Bauteile am Wohngebäudebestand nach [67]

Die Teilsanierung bildet eine heute in der Praxis durchschnittliche Gebäudesanierung ab. Entsprechend des höchsten Anteils in Abbildung 6-1 wird bei jeder Teilsanierung das gesamte Dach sowie Teile der anderen Bauteile saniert. Im Mittel ergeben sich für die Teilsanierung die in Tabelle 6-1 dargestellten U-Werte nach [73]. Die Vollsanierung entspricht einem tiefgreifenden Umbau der Gebäude auf den energetischen Standard von Neubauten.

Dabei werden die Anforderungen der EnEV für die Änderung, Erweiterung und den Ausbau von Bestandsgebäuden nach Abschnitt 3 § 9 EnEV 2014 [157] eingehalten. Für die Typgebäude der beiden neuesten Baualtersklassen („1995 bis 2020" und „2021 bis 2050") wird aufgrund der bereits hohen Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle keine Sanierung untersucht. Für die Typgebäude der beiden ältesten Baualtersklassen („bis 1978" und „1979 bis 1994") besteht jeweils die Option einer Teil- oder Vollsanierung (siehe Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: U-Werte der Bauteile vor und nach Sanierung in W/(m²·K), Wärmebrückenzuschläge in W/(m²·K) und Luftwechselraten in h^{-1}

Zustand	Gebäudetyp	Baualter	Außenwände	Dach	Kellerdecke	Fenster	Wärmebrückenzuschlag	Luftwechselrate
Errichtung (unsaniert)	EZFH	bis 1978	1,4	1,0	1,2	2,7	0,10	1,0
teilsaniert	EZFH	bis 1978	0,9	0,2	1,1	1,9	0,07	0,7
Errichtung (unsaniert)	EZFH	1979 bis 1994	0,6	0,4	0,7	2,7	0,07	0,8
teilsaniert	EZFH	1979 bis 1994	0,5	0,2	0,6	2,2	0,05	0,65
Errichtung (unsaniert)	MFH	bis 1978	1,4	1,1	1,5	2,7	0,10	1,0
teilsaniert	MFH	bis 1978	0,8	0,2	1,2	1,7	0,07	0,7
Errichtung (unsaniert)	MFH	1979 bis 1994	0,7	0,5	0,7	2,7	0,07	0,8
teilsaniert	MFH	1979 bis 1994	0,4	0,2	0,6	1,6	0,05	0,65
vollsaniert	alle	alle	0,2	0,2	0,3	1,3	0,05	0,6

Die spezifischen Kosten der Bauteile werden anhand von Funktionen in Abhängigkeit von der äquivalenten Dämmdicke[16] nach [158] und [159] ermittelt (vgl. Tabelle 6-2). Darüber hinaus werden Kosten für die Reduktion von Wärmebrücken und die Erhöhung der Luftdichtheit angesetzt. Da die Dämmung der Gebäudehülle neben der Reduktion des Nutzenergiebedarfs auch weitere Nutzen wie die Steigerung der Behaglichkeit hat, könnten potenziell nur Teile der Kosten als energiebedingt bilanziert werden. Aufgrund der mangelnden Objektivität dieser Kostenallokation werden für die Maßnahmenbewertung (siehe Kapitel 8.2 bis Kapitel 8.4) dennoch die Vollkosten angesetzt. In einer Detailanalyse werden die CO_2-Verminderungskosten der Dämmung anhand der energiebedingten Teilkosten berechnet und mit den anderen untersuchten Maßnahmen verglichen (vgl. Abschnitt 8.3.2.1).

[16] Die äquivalente Dämmdicke ermöglicht es nach [158] die Kosten unterschiedlicher Maßnahmen wie Fenstertausch und Dämmung der Außenwand durch die Definition einer einheitlichen Wärmeleitfähigkeit vergleichbar zu machen.

Tabelle 6-2: Spezifische Kosten der Sanierung, nach [158]

Bauteil	Kostenfunktionen	Kommentar
Wand	$k = 2{,}81 \cdot d^{aq} + 104{,}14$	Kostenfunktion für einschalige Wände (d^{aq}: äquivalente Dämmstärke)
	$k = 22 \cdot A^{Hülle}$	Kostenfunktion der Kerndämmung bei zweischaligen Wänden ($A^{Hülle}$ Hüllfläche)
Dach	$k = 2{,}89 \cdot d^{aq} + 146{,}79$	Setzt sich aus Werten für Flachdach ohne Lichtkuppeln, Steildach und unbeheizten Dachräumen zusammen
Fenster	$325\ bis\ 551\ €/m^2$	Diskrete Kostenschritte je nach Fenstertyp
Kellerdecke	$k = 1{,}4 \cdot d^{aq} + 42{,}5$	Setzt sich aus Werten ohne und mit Verkleidung zusammen

In [73] wird der zeitlich aufgelöste Raumwärmebedarf der beschriebenen Sanierungszustände anhand eines Gebäudesimulationsprogramm ermittelt. Dabei werden neben Gebäudegeometrie, Dämmstärke, Nachtabsenkung, Anwesenheitszeit und Länge der Heizperiode auch der Pre- und der Reboundeffekt berücksichtigt. Diese Effekte beschreiben, dass sich der tatsächliche vom berechneten Raumwärmebedarf unterscheiden kann (vgl. Abbildung 6-2). Der Preboundeffekt ist bei BewohnerInnen von schlecht gedämmten Gebäuden zu beobachten. Er führt dazu, dass diese geringere Raumlufttemperaturen akzeptieren und Räume teilweise unbeheizt bleiben, um Heizkosten zu sparen. Der Reboundeffekt hingegen tritt nach Gebäudesanierungen auf, wenn erhöhte Raumtemperaturen und die Beheizung aller Räume zu einem höheren Wärmebedarf als nach gängigen Berechnungsvorschriften führen.

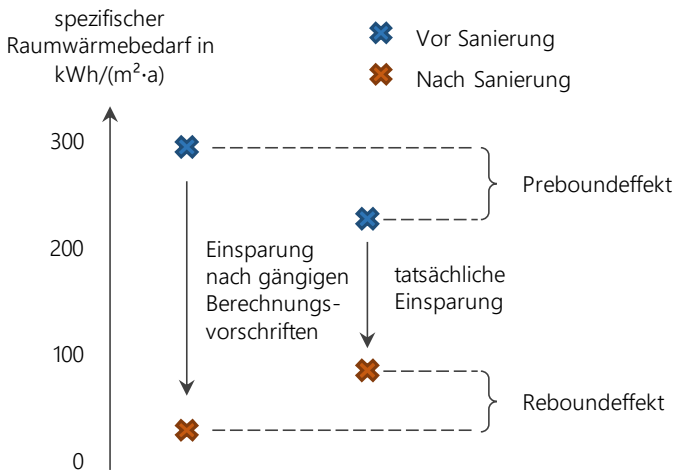


Abbildung 6-2: Der Pre- und Reboundeffekt reduziert die Effektivität von Gebäudesanierung

Die Reihenfolge zur Umsetzung einer Sanierungsvariante in den verschiedenen Gebäudekategorien wird anhand des Verhältnisses aus Kosten und eingesparter Nutzenergie festgelegt. Gebäude mit geringeren spezifischen Reduktionskosten werden priorisiert erschlossen. Denkmalgeschützte Gebäude sind im Modell von der Sanierung ausgeschlossen. Aus Tabelle 6-3 ist ersichtlich, dass eine „Teilsanierung eines unsanierten Gebäudes" unter den gegebenen Annahmen zu höheren spezifischen Kosten führt als die beiden Varianten „Vollsanierung eines unsanierten Gebäudes" und „Vollsanierung eines teilsanierten Gebäudes." Aus diesem Grund ist die „Teilsanierung eines unsanierten Gebäudes" eine Sanierungsoption, welche aus kostenoptimalen Gesichtspunkten nicht gewählt wird. Im Modell erfolgt die anteilige oder vollständige Umsetzung der Sanierungsoptionen

entsprechend des Umsetzungsbudgets und der Priorisierung anhand der spezifischen Sanierungskosten (vgl. Tabelle 6-3). Wird beispielsweise ein Investitionsbudget von 128 Mrd. € vorgegeben, dann wird die Sanierungsoption mit der höchsten Priorität – hier Vollsanierung eines unsanierten Mehrfamilienhauses der Baualtersklasse vor 1978 - vollständig umgesetzt.

Tabelle 6-3: Priorisierung der Sanierungsoptionen anhand der spezifischen Kosten

Gebäude	IST	SOLL	spezifische Sanierungskosten (Nutzungsdauer = 40a) in €/kWh	Nutzenergieeinsparung pro Gebäude in MWh/a	Anzahl der Gebäude (abzgl. Denkmalschutz) in Mio.	Sanierungskosten** in Mrd. €
MFH, bis 1978	us*	vs*	0,13	25,42	0,98	128
EZFH, bis 1978	us*	vs*	0,16	9,27	3,87	236
EZFH, bis 1978	ts*	vs*	0,17	8,86	4,64	281
MFH, bis 1978	ts*	vs*	0,21	15,17	1,18	153
MFH, 1979-1994	us*	vs*	0,22	17,21	0,28	42
MFH, bis 1978	us*	ts*	0,26	10,25	wird nicht umgesetzt	-
MFH, 1979-1994	us*	ts*	0,31	10,51	wird nicht umgesetzt	-
EZFH, 1979-1994	us*	vs*	0,27	5,12	1,70	94
EZFH, 1979-1994	ts*	vs*	0,31	4,41	1,05	58
MFH, 1979-1994	ts*	vs*	0,55	6,71	0,22	32
EZFH, 1979-1994	us*	ts*	1,69	0,70	wird nicht umgesetzt	-
EZFH, bis 1978	us*	ts*	3,03	0,41	wird nicht umgesetzt	-

*us = unsaniert, ts = teilsaniert, vs = vollsaniert; ** Sanierungskosten zur Sanierung aller Gebäude in dieser Kategorie

6.2 Anlagentausch

Im Gegensatz zu der energetischen Sanierung der Gebäudehülle werden unter der Kategorie Anlagentausch im Folgenden Maßnahmen verstanden, die sich auf die Bereitstellung von Nutzenergie beziehen. Diesbezüglich werden die folgenden Maßnahmen untersucht:

- Gasbrennwertkessel (fossiler und erneuerbarer Brennstoff)
- Luftwärmepumpe
- Erdwärmepumpe
- Gaswärmepumpe
- Blockheizkraftwerk
- Ergänzung der Zentralheizung um eine Solarthermieanlage
- Ergänzung der Zentralheizung um einen Heizstab im Wärmespeicher

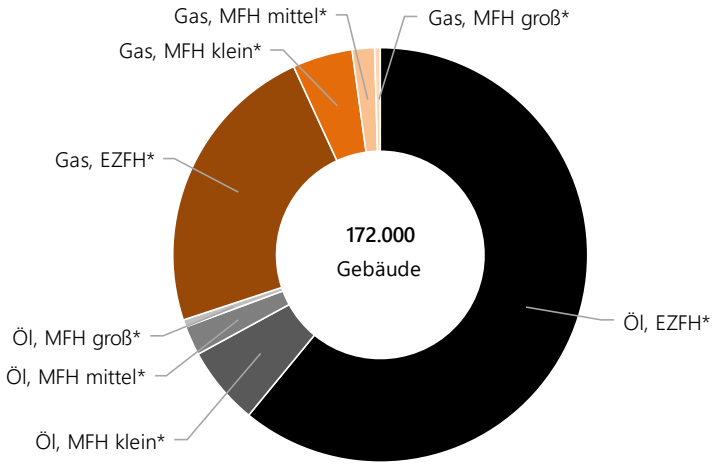
In einem ersten Schritt wird eine Reihenfolge definiert, nach welcher die im Startszenario neu installierten Systeme verdrängt werden. Diese Verdrängungs-Merit-Order der Heizsysteme orientiert sich an den Emissionen der Energieträger und an der Effizienz der verdrängten Heizsysteme. Die Maßnahmen, welche den Hauptwärmeerzeuger[17] betreffen, verdrängen die Technologien in folgender Reihenfolge:

1. Ölniedertemperaturkessel
2. Ölbrennwertkessel
3. Gasniedertemperaturkessel
4. Gasbrennwertkessel
5. Gaswärmepumpe
6. Blockheizkraftwerk

Neben dieser Merit-Order der Heizsysteme wird auch eine Merit-Order der Typgebäude definiert. So wird beispielsweise angenommen, dass Solarthermieanlagen ausschließlich auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert werden. Dies kann unter anderem mit den verfügbaren Dachflächen begründet werden, welche für größere Gebäude nicht proportional zum Wärmebedarf steigen. Außerdem wird definiert, dass diese in Kombination mit einem Ölkessel und zum Zeitpunkt des Einbaus eines solchen, installiert werden, da sie hierdurch das größte Potenzial zur Emissionsreduktion erreichen. Die Installation eines Heizstabs in einem Wärmespeicher stellt eine weitere Möglichkeit zur Substitution fossiler Brennstoffe dar. Der Einsatz dieser Technologie steht als Ergänzung zum Hauptwärmeerzeuger in Konkurrenz zur solarthermischen Wärmeerzeugung. Es wird angenommen, dass Heizstäbe in Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen. Der Ausbau wird in Kombination mit Gas- und Biomassekesseln untersucht. Da die spezifischen Kosten der Blockheizkraftwerke mit zunehmender Anlagengröße sinken, wird die Merit-Order der Typgebäude für BHKW entsprechend des absteigenden Wärmebedarfs der Gebäude sortiert.

In Abbildung 6-3 ist ein beispielhafter Verdrängungsmix an Technologien und Gebäuden für die Maßnahme Luftwärmepumpe im Jahr 2030 zu sehen. Die EZFH machen aufgrund ihres hohen Anteils am gesamten Gebäudebestand auch im Verdrängungsmix den größten Anteil aus. Da nach der zuvor definierten Merit-Order der Heizsysteme zunächst Ölkessel verdrängt werden, überwiegt deren Anteil am Verdrängungsmix. Insgesamt werden in dem betrachteten Jahr der Maßnahmenumsetzung ca. 172.000 fossil befeuerte Heizsysteme substituiert.

[17] In einem bivalenten Heizsystem wird die Technologie als „Hauptwärmeerzeuger“ bezeichnet, welche den größten Anteil der Wärme bereitstellt.



*EZFH = Ein- und Zweifamilienhäuser; MFH = Mehrfamilienhäuser,
Öl = Ölbrennwertkessel, Gas = Gasbrennwertkessel

Abbildung 6-3: Verdrängungsmix der Maßnahme Luftwärmepumpe im Jahr 2030

Das Verdrängungspotenzial der Maßnahmen entspricht dem Bruttozubau der Technologien im Startszenario. Die Umsetzung einer Maßnahme führt zur Erhöhung des Bruttozubaus der Technologie. Hierdurch verändert sich der Sektorzustand im Jahr der Umsetzung und in allen darauffolgenden Jahren. Das vorgegebene Investitionsbudget wird hierzu über spezifische Kosten der Technologien in eine Anlagenanzahl übersetzt. Für die Maßnahme *elektrische Wärmepumpen*, welche sowohl die Luft- als auch die Erdwärmepumpen beinhaltet, wird eine Aufteilung dieses Investitionsbudgets in einem Verhältnis von 60 zu 40 vorgegeben, welches sich aus dem der aktuell installierten Wärmepumpentechnologien ergibt (vgl. [58]). Der Bruttozubau der Maßnahmentechnologie steigt entsprechend dieser Anlagenzahl über den ebenfalls vorgegebenen Zeitraum. Das maximale Umsetzungspotenzial entspricht dabei dem Bruttozubau im Startszenario nach der zuvor beschriebenen Merit-Order der Heizsysteme und Typgebäude. Kommt das vorgegebene Investitionsbudget einem Wert gleich, der größer ist als dieses Potenzial, so wird das Umsetzungsbudget im nächsten Simulationsjahr um den Differenzbetrag erhöht. Für Wärmepumpen wird das Potenzial darüber hinaus durch die Ergebnisse der GIS-Analysen (siehe Kapitel 3.3) begrenzt. Eine weitere Limitierung des Potenzials betrifft die Transformationsgeschwindigkeit. Aus mehreren Gründen kann die maximale Umsetzungstiefe (Verdrängung des gesamten Bruttozubaus) in der Realität nicht von einem auf das nächste Jahr erreicht werden. So müssen beispielsweise die Produktionsmengen der entsprechenden Technologien steigen und Handwerker geschult werden bzw. muss deren Verfügbarkeit steigen, um eine schnelle Umsetzung zu gewährleisten. Die Transformationsgeschwindigkeit wird am Beispiel des Markthochlaufs von Photovoltaikanlagen begrenzt. Dabei wird die Annahme getroffen, dass das maximale historische Wachstum der installierten Photovoltaikkapazität einer oberen Grenze der Transformationsgeschwindigkeit von Heizsystemen entspricht, wodurch die maximale Zubaugeschwindigkeit nach fünf Jahren erreicht werden kann.

Für den Anlagenausbau, der im Rahmen der Maßnahmenumsetzung stattfindet, erfolgt nach Ablauf der Nutzungsdauer ein Ersatz durch gleichartige Anlagen. Damit wird angenommen, dass sich NutzerInnen bewusst für eine Technologie entscheiden und diesen Entschluss später nicht revidieren. Ein Argument für diese Annahme ist beispielsweise der Lock-In-Effekt durch die Investition in einen Gasanschluss. Durch diese Annahme beeinflusst die untersuchte Maßnahmenumsetzung in den Jahren 2021 bis 2035 auch die Sektorzustände und Kosten bzw. Emissionen des Zeitraums nach 2035. Der Anteil des Bruttozubaus, welcher nicht durch die Maßnahme verdrängt wird, entwickelt sich entsprechend des Startszenarios.

6.3 Gebäudeautomation

Vor dem Hintergrund der CO_2-Verminderung werden in der Kategorie Gebäudeautomation regelbare Thermostate und dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung untersucht.

Regelbare Thermostate ermöglichen eine automatisierte Einzelraumregelung der Heizung, wodurch die Wärmebereitstellung der Raumnutzung angepasst werden kann. Je nach Gerät wird die Anwesenheit der NutzerInnen manuell eingegeben oder per App automatisch erfasst. Die Einsparung ergibt sich durch die Absenkung der Raumlufttemperatur bei Abwesenheit. Darüber hinaus kann die Behaglichkeit gesteigert und der Nutzenergiebedarf reduziert werden, wenn Wetterprognosen berücksichtigt werden. So lassen sich Situationen von zu hoher Raumlufttemperatur vermeiden, wenn einer prognostizierten Solarstrahlung durch eine Reduktion der Wärmeabgabe zuvorgekommen wird. Die Einsparung des Nutzenergiebedarfs beträgt nach [160], [161] und [162] im Durchschnitt 22 %. Die Kosten der Maßnahme werden mit 500 € pro Wohneinheit abgeschätzt.

Die Maßnahme „Dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung", nachfolgend mit dem Begriff „Wärmerückgewinnung" abgekürzt, ist eine Möglichkeit, die energetischen Vorteile einer Lüftungsanlage zu nutzen, ohne dabei Lüftungskanäle im Wohnraum verlegen zu müssen. Mittels Wanddurchbruch wird die Lüftungsanlage in der Außenwand installiert. Sie regelt gleichzeitig den Zu- und den Abluftvolumenstrom. Je nach Variante können die Raumlufttemperatur bzw. -feuchtigkeit sowie der CO_2-Gehalt in der Raumluft als Regelgrößen dienen. Die Raumwärme wird durch Wärmetauscher zu 80 % (Mittelwert aus [163] und eigenen Messungen [164]) von der Abluft zur Vorwärmung an die Zuluft abgegeben. Eine unkontrollierte Lüftung durch Undichtheit reduziert den Grad der Wärmerückgewinnung. Die absolute Höhe der Wärmerückgewinnung ist damit abhängig von den Lüftungsverlusten. Diese unterscheiden sich zwischen den simulierten Typgebäuden. Je besser die energetische Qualität der Gebäudehülle, desto höher ist der Anteil der Lüftungsverluste an den gesamten Wärmeverlusten.

Die beiden Maßnahmen der Gebäudeautomation beschränken das Potenzial der jeweils anderen. So führt die Teilbeheizung durch steuerbare Thermostate zu geringeren Raumlufttemperaturen, welche wiederum die rückgewonnene Wärme begrenzen. Daher werden die beiden Maßnahmen in unterschiedlichen Gebäudekategorien umgesetzt. Aufgrund des Aufwandes von Wanddurchbrüchen bei dezentralen Lüftungsanlagen und der Undichtheit in alten Gebäuden, werden diese nur in vollsanierten und neugebauten Gebäuden eingebaut. Für regelbare Thermostate wird entsprechend angenommen, dass diese in unsanierten Gebäuden der Baualtersklassen vor 1995 eingesetzt werden. Die Anzahl an Gebäuden, in welchen die Maßnahme umgesetzt wird, lässt sich in beiden Fällen mit dem Investitionsbudget und den Investitionen pro Einheit ermitteln. Der durch Gebäudeautomation reduzierte Nutzenergiebedarf wird auf alle Gebäudetypen und Heizsysteme gleichverteilt und durch Skalierung der Lastgänge modelliert.

6.4 Fernwärme

Die Maßnahme „Anschluss an die Fernwärmeversorgung", im Folgenden kurz „Fernwärme" genannt, stellt eine Alternative zu den zuvor beschriebenen CO_2-Verminderungsmaßnahmen dar. Die Emissionen entstehen nicht durch die direkte Verbrennung fossiler Energieträger im Gebäude, sondern, wie im Falle elektrischer Heizsysteme, im Bereitstellungssektor. Durch Skaleneffekte der eingesetzten Heiztechnologien besteht das Potenzial, die Wärme kostengünstiger und emissionsärmer zu erzeugen als dies durch dezentrale Heiztechnologien der Fall wäre. Gleichzeitig entstehen durch die

Nutzung der dafür notwendigen Fernwärmenetze zusätzliche Wärmeverluste. Die Fernwärmeversorgung bietet darüber hinaus die Möglichkeit einer kostengünstigen Bereitstellung von Flexibilität für das Stromsystem. Aufgrund dieser starken Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor erfolgt eine Bewertung dieser Maßnahme nach Stufe 3 (systemdynamisch). Dazu wird in einem ersten Schritt die historische Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs analysiert (siehe Abschnitt 6.4.1), um daraus einen Trend ableiten zu können. Auf dieser Basis erfolgt die Fortschreibung des Fernwärmeverbrauchs (siehe Abschnitt 6.4.3) im Startszenario unter Berücksichtigung der Potenziale (siehe Abschnitt 6.4.2). Das Vorgehen zur Ermittlung des Fernwärmeverbrauchs im Startszenario wurde bereits in [62] unter dem Namen „Szenario BAU" veröffentlicht. Für die Untersuchung der Fernwärme als Maßnahme, wird von einem starken Ausbau von Wärmenetzen und einem erhöhten Fernwärmeverbrauch ausgegangen. Abschließend wird in Abschnitt 6.4.4 die Methodik zur Quantifizierung der fernwärmeversorgten Gebäude bzw. der von der Maßnahme substituierten Heizsysteme erläutert.

6.4.1 Historische Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs

Die Fernwärmeversorgung lässt sich in industrielle Netze und die öffentliche Versorgung einteilen. An die öffentliche Fernwärmeversorgung sind überwiegend private Haushalte sowie Betriebe des Sektors GHD angeschlossen. Sie deckt anteilig den Raumwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebedarf dieser Sektoren. Knapp 90 % der öffentlichen Fernwärme wurden in den letzten fünf Jahren für die Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt, größtenteils in privaten Haushalten [151].

Nach [165] stieg die Anzahl der Anschlüsse des öffentlichen Fernwärmenetzes von 2007 bis 2016 und damit auch die Trassenlänge um ca. 17 %. Gleichzeitig sank die Hausanschlussleistung, aufgrund von Dämmung und dem Anschluss kleinerer Gebäude, um ca. 14 %. In Folge bleibt die gesamte Anschlussleistung seit ca. 10 Jahren annähernd konstant. Da die Trassenlänge je Gebäude nach [165] unverändert bleibt, können diese Entwicklungen als Nachverdichtung interpretiert werden. Der durch Dämmung reduzierte Wärmeabsatz je Gebäude wurde durch die Nachverdichtung kompensiert. Im Gegensatz zu einer Erweiterung des Fernwärmenetzes kann bei einer Nachverdichtung davon ausgegangen werden, dass dadurch ähnliche Gebäudetypen erschlossen werden wie solche, die bereits an das Netz angeschlossen waren.

Die Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs wird jeweils für die 34 größten Wärmenetze beschrieben (siehe Tabelle 12-9 im Anhang). Diese machen nach [62] mit 86 % im Jahr 2012 einen Großteil des gesamten Fernwärmeverbrauchs aus. Alle weiteren Wärmenetze werden in der Kategorie „Sonstige" zusammengefasst. Die in dieser Tabelle mit Sternchen gekennzeichneten Fernwärmenetze stehen für Versorgungsgebiete, die sich über mehrere Gemeinden erstrecken. Eine Auflistung der Gemeinden, welche diesen Versorgungsgebieten zugrunde liegen, ist in Tabelle 12-5 im Anhang zu finden. Als Beispiel lässt sich das Versorgungsgebiet Rhein Ruhr mit einer Vielzahl von Gemeinden im Ruhrgebiet nennen. Aktuell sind noch nicht alle dieser Gemeinden über ein gemeinsames Fernwärmenetz verbunden. [166] zeigt jedoch, dass dies voraussichtlich bis 2030 der Fall sein wird.

Für die Fernwärmenetze in Tabelle 12-9 wird der Fernwärmeabsatz über den Zeitraum von 2012 bis 2016 angegeben (vgl. Tabelle 6-4). In diesem Zeitraum lag er in Summe bei 54 bis 61 TWh. Es ist zu erkennen, dass 2014 als Jahr mit überdurchschnittlich hohen Temperaturen den geringsten Absatz aufweist.

Tabelle 6-4: Fernwärmeabsatz der detailliert betrachteten Fernwärmenetze nach [62]

Jahr	Fernwärmeabsatz in TWh
2012	59
2013	61
2014	54
2015	57
2016	59

6.4.2 Potenzialermittlung

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Fernwärmeabsatzes erfolgt in diesem Abschnitt zunächst die Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials für Wärmenetze in Deutschland. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass sich der wirtschaftliche Betrieb eines Wärmenetzes erst ab einer gewissen Wärmebedarfsdichte lohnt. Unterhalb dieser lässt sich die Wärme aufgrund der Kostenstruktur und der Netzverluste nicht zu konkurrenzfähigen Preisen anbieten. Die Wärmebedarfsdichte ergibt sich aus dem Wärmebedarf und dessen räumlichen Bezug. Neben dem in Kapitel 4 und 5 beschriebenen Wärmebedarf der privaten Haushalte auf Gemeindeebene wird für die Bestimmung der Potenziale des Fernwärmeabsatzes auch der des Sektors GHD nach [29] herangezogen. Um die Wärmebedarfe auf eine für die Potenzialbestimmung nutzbare Auflösung zu disaggregieren, werden weitere Geodaten verwendet. Die Wohnfläche der Wohngebäude steht in einem 100 m Zensusraster zur Verfügung, das aus dem Zensusatlas der statistischen Ämter des Bundes und der Länder des Jahres 2015 [167] abgeleitet ist. Die GHD-Flächen werden dem Digitalen Landschaftsmodell DLM 250 [168], Open Street Map-Daten [169] sowie dem Urban Atlas [170] entnommen. Des Weiteren wird die Versiegelung des Copernicus Programms von 2015 [171] mit einer Auflösung von 100 m verwendet (vgl. Tabelle 6-5). Eine ausführliche Beschreibung der statistischen Daten zum Energiebedarf erfolgte in [79] und [35].

Tabelle 6-5: Zur Fernwärmepotenzialermittlung genutzte Datensätze

Daten	Datentyp/Auflösung	Quelle
Wärmeverbrauch	numerische Statistik	[151]
Zensusdaten	Raster / 100 m	[167]
Versiegelung	Raster / 100 m	[171]
Digitales Landschaftsmodell 250	Vektor / Polygon	[168]

Die Verschneidung dieser Daten ermöglicht eine Auswertung des Wärmebedarfs in Form von Rasterdaten in einer Auflösung von 100 x 100 m. Jedes dieser Pixel wird durch den Wärmebedarf der darin befindlichen Gebäude der Sektoren private Haushalte und GHD charakterisiert. Zur Abbildung des zukünftigen Wärmebedarfs wird jede Rasterzelle linear mit der erwarteten Bevölkerungsentwicklung und der Reduktion des Raumwärmebedarfs durch Dämmung skaliert. Dafür wird die in Abschnitt 4.2.1.2 beschriebene Entwicklung der Bevölkerung herangezogen. Die Bevölkerungszahl in den Fernwärmegebieten reduziert sich demnach bis zum Jahr 2030 auf 99 % und bis 2050 auf 93 % im Vergleich zu 2012. Die Wärmebedarfsdichte je Pixel dient als Indikator zur Eignung der wirtschaftlichen Realisierung von Wärmenetzen. Dazu wird, entsprechend [172], ein Schwellwert von 400 Megawattstunden pro Hektar und Jahr definiert. In Abbildung 6-4 ist das hierdurch ermittelte

Potenzial für netzgebundene Wärmeversorgung der detailliert untersuchten Fernwärmenetze dargestellt.

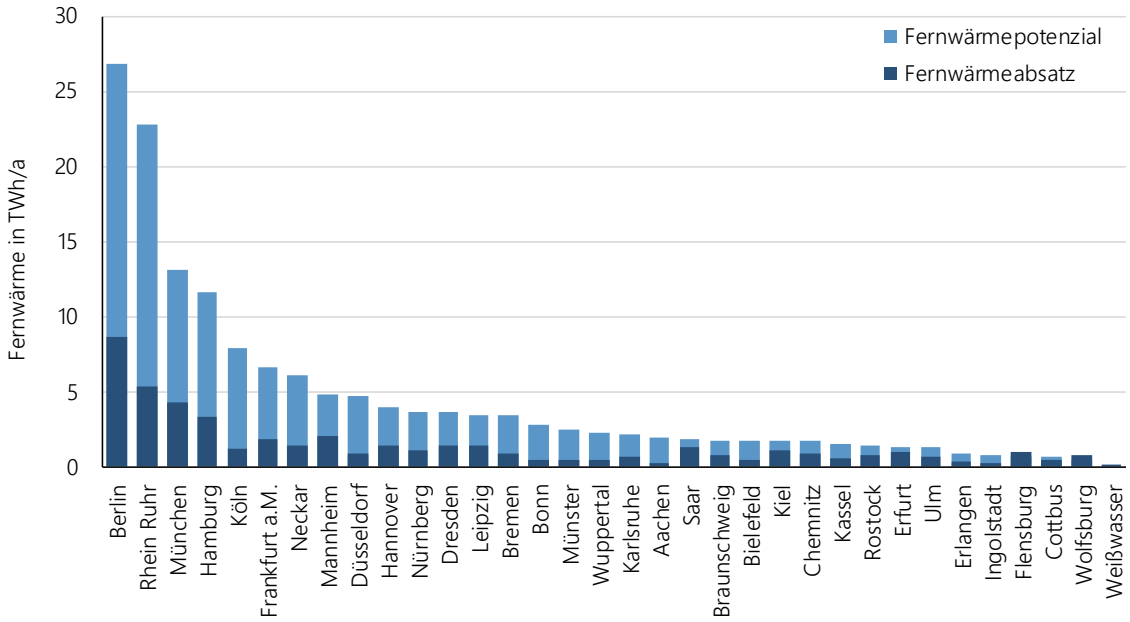


Abbildung 6-4: Fernwärmepotenzial und –absatz der detailliert untersuchten Fernwärmenetze im Jahr 2015 nach [62]

Für die dargestellten Fernwärmenetze beträgt das Fernwärmepotenzial 152 TWh/a. Werden auch die Landkreise berücksichtigt, die noch nicht über ein Fernwärmenetz verfügen, liegt der Wert bei 362 TWh/a. Anhand der Darstellung ist zu erkennen, dass die Potenzialerschließung unterschiedlich stark ausgeprägt ist. So sind Potenziale in Flensburg nach der Berechnung bereits vollständig erschlossen, in Köln hingegen lediglich 15 %. Dieses Potenzial begrenzt die nachfolgend beschriebene zukünftige Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs.

6.4.3 Zukünftige Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs

Für die zukünftige Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs wird zwischen dem Startszenario und dem Maßnahmenszenario „Anschluss an die Fernwärmeversorgung" unterschieden. Im Startszenario werden aktuelle Trends, analog zu Kapitel 4.2, fortgeschrieben. Das bedeutet, dass auch für die Zukunft eine Kompensation der Reduktion des Fernwärmeabsatzes durch Nachverdichtung des Fernwärmenetzes angenommen wird (vgl. Abschnitt 6.4.1). Das Potenzial je Fernwärmenetz nach Abbildung 6-4 stellt hierfür eine obere Grenze dar. Im Maßnahmenszenario wird davon ausgegangen, dass die Integration Erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung forciert wird. Wärmenetze ermöglichen ab einer kritischen Wärmebedarfsdichte (siehe Kapitel 6.4.2) nach [173] und [174] die Nutzung von wirtschaftlichen und technischen Skaleneffekten in der Wärmebereitstellung sowie eine bessere Integration Erneuerbarer Energien als die Einzelgebäudeversorgung. Unter anderem sind thermische Verluste großtechnischer Wärmespeicher aufgrund eines besseren Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisses spezifisch kleiner als bei Wärmespeichern in Wohngebäuden. Daher wird in diesem Szenario von einem starken Ausbau der Fernwärmenetze ausgegangen, der in Summe zu einer Verdopplung des Fernwärmeabsatzes im Startszenario, ausgehend vom Jahr 2015, bis 2050 führt. Der resultierende Fernwärmeabsatz an private Haushalte ist in Tabelle 6-6 für beide Szenarien dargestellt.

Tabelle 6-6: Fernwärmeabsatz an private Haushalte im Start- und Maßnahmenszenario

Jahr	Startszenario in TWh	Maßnahmenszenario in TWh
2020	51	55
2025	50	62
2030	49	70
2035	49	76
2040	48	82
2045	47	87
2050	46	91

Im Jahr 2015 macht die Fernwärme 8,9 % des Endenergieverbrauchs zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung aus. Es ist zu erkennen, dass das Startszenario trotz Nachverdichtung zu einer Reduktion des Fernwärmeabsatzes von ca. 10 % über den Zeitraum von 2020 bis 2050 führt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für einzelne Netze bereits heute das Fernwärmepotenzial erschlossen wurde oder in Zukunft erschlossen wird. Im Maßnahmenszenario werden gegenüber dem Startszenario zusätzliche Gebäude an die Fernwärmenetze angeschlossen, wodurch der Fernwärmeabsatz steigt. Im nachfolgenden Abschnitt wird beschrieben, wie sich dieser auf die entsprechenden Gebäudekategorien verteilt.

6.4.4 Fernwärmeversorgte Gebäude

Die Zuordnung der Typgebäude zum Energieträger Fernwärme erfolgt in Abschnitt 4.2.2 auf Basis des Mikrozensus 2014 [64]. Demnach sind je nach Baualtersklasse lediglich zwischen 1,4 und 3,1 % der Ein- und Zweifamilienhäuser, jedoch zwischen 14 und 28 % der Mehrfamilienhäuser an ein Fernwärmenetz angeschlossen. Die oben beschriebene Nachverdichtung der Fernwärmenetze wird in den Szenarien über eine gleichmäßige Skalierung der Anschlussgrade aller Gebäudekategorien abgebildet. Ziel der Skalierung ist die in Tabelle 6-6 aufgeführten Fernwärmeverbräuche zu erreichen. In Tabelle 6-7 sind die Ergebnisse dieses Vorgehens für das Maßnahmenszenario zusammengefasst. Es zeigt sich, dass die Anzahl der fernwärmeversorgten Gebäude im Vergleich zum Fernwärmeabsatz überproportional stark steigt, da die angenommene Sanierungsrate zu einem sinkenden Absatz je Gebäude führt. Der Anschlussgrad ist stark abhängig von der Größe und dem Baualter des Gebäudes. Während er für Ein- und Zweifamilienhäuser der Baualtersklassen vor 2020 je nach Jahr zwischen 2 % und 5 % liegt, werden für die Baualtersklasse 2021 bis 2050 des gleichen Gebäudetyps 15 % bis 26 % angenommen. Für Mehrfamilienhäuser liegen die Werte mit 15 % bis 63 % grundsätzlich höher, da die Anschlussleistung einen wirtschaftlichen Betrieb des Fernwärmenetzes begünstigt.

Tabelle 6-7: Anzahl fernwärmeversorgter Gebäude im Maßnahmenszenario je Gebäudekategorie in Tausend

Gebäudetyp	Baualtersklasse	2020	2030	2040	2050
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	153	198	238	267
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	73	95	112	123
Ein- und Zweifamilienhäuser	1995 - 2020	102	111	118	119
Ein- und Zweifamilienhäuser	2021 - 2050	0	56	150	292
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	340	443	536	608
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	100	132	160	180
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1995 - 2020	69	85	99	107
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	2021 - 2050	0	30	48	73
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	124	161	195	221
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	52	69	83	94
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	23	29	33	36
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	0	8	16	26
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	29	37	45	51
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	15	19	23	26
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	6	8	9	10
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	0	2	4	6
	Summe	1.086	1.483	1.869	2.238

6.5 Flexibilisierung elektrischer Heizsysteme

Ein Potenzial zur Lastverschiebung in privaten Haushalten bieten gemäß MOS 2030 [79] vor allem die elektrischen Heizsysteme. Hingegen verfügt die Lastflexibilisierung mit Haushaltsgeräten über ein geringes Potenzial, was auf die geringen spezifischen Leistungen und die begrenzte Verfügbarkeit zurückzuführen ist. Die Methodik der Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme wurde bereits in [175] veröffentlicht.

In Klimaschutzszenarien werden für die Zukunft oftmals eine flächendeckende Elektrifizierung und hohe Anteile Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung angenommen (vgl. [12], [14] und [176]). Erfolgt diese Elektrifizierung weiterhin ungesteuert, ergeben sich zwei systemische Herausforderungen. Zum einen steigt die maximale Residuallast, welche durch regelbare und witterungsunabhängige Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden muss. Zum anderen muss die Stromerzeugung von EE-Anlagen in zunehmendem Maße abgeregelt werden, sobald diese die Last übersteigt. Um diese Abregelung zu reduzieren, steht eine Vielzahl an Optionen zur Verfügung. So können Grenzkuppelkapazitäten genutzt werden, um einen Ausgleich mit den europäischen Nachbarländern zu ermöglichen. Darüber hinaus kann großskalige Flexibilität wie die von Pumpspeicherkraftwerken, Großbatteriespeichern oder Power-to-X-Technologien zur Reduktion der Systemgesamtkosten eingesetzt werden. Eine weitere Möglichkeit ist die flexible Steuerung elektrischer Lasten wie die von Heizsystemen.

Das Ziel der Flexibilisierung ist, durch eine Reduktion der zusätzlich benötigten Flexibilitätsoptionen und der gesicherten Leistung im Bereitstellungssektor die Gesamtsystemkosten zu verringern. Da die

Flexibilisierung daher nicht zwangsläufig mit einer Emissionsminderung einhergeht, wird die Maßnahme nicht hinsichtlich ihrer CO_2-Verminderungskosten mit den anderen Maßnahmen verglichen. Die Bewertung der Lastflexibilisierung erfolgt anhand der Verminderung der Strombezugskosten bzw. der Auswirkungen auf den Bereitstellungssektor. Dieses Ziel wird mit einer Minimierung der Strombezugskosten durch einen gesteuerten Einsatz elektrischer Heizsysteme nach [146] verfolgt (siehe Abschnitt 6.5.1). Da der Strompreis für die betrachteten Szenarien eine leichte Korrelation zur Residuallast aufweist, bewirkt die Optimierung tendenziell eine Lastreduktion zu Zeiten hoher und eine Lasterhöhung zu Zeiten niedriger Residuallast. Dadurch lassen sich die Vorhaltung sowie der Einsatz teurer Stromerzeugungskapazitäten und dadurch die Systemgesamtkosten reduzieren. In [177] wurde bereits untersucht, wie sich die Emissionen durch eine Laststeuerung von Wärmepumpen verringern lassen. In einem weiteren Schritt wird die Residuallast durch Laststeuerung nach [146] optimiert (siehe Abschnitt 6.5.2). Dadurch lassen sich deren Auswirkungen auf die Integration zusätzlicher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie auf die Reduktion des Einsatzes regelbarer und witterungsunabhängiger Erzeugungskapazitäten quantifizieren. In diesem Zusammenhang werden die folgenden elektrischen Heizsysteme untersucht:

- Luft- und Erdwärmepumpen,
- elektrische Speicherheizungen sowie
- Heizstäbe in Kombination mit Gas- oder Biomassekesseln.

Zur Entkopplung von Wärmebedarf und –erzeugung nutzen die elektrischen Wärmepumpen und die Heizstäbe einen Wasserspeicher, wohingegen die elektrischen Speicherheizungen Speichersteine verwenden (vgl. Abschnitt 4.2.2.1). Der Wasserspeicher wird im Standardfall je nach Typgebäude nach [178] auf eine Kapazität von 21 bis 147 kWh ausgelegt. Die auf den Speicherfüllstand bezogenen stündlichen Speicherverluste werden nach [146] mit 0,47 % angenommen. Mit zunehmender Speichergröße kann die Last stärker flexibilisiert werden. Gleichzeitig erhöhen sich durch eine längere Speicherdauer und eine größere Oberfläche die Speicherverluste. Aus diesen Gründen werden in der Sensitivitätsanalyse neben dem Standardfall auch variierende Speicherkapazitäten untersucht.

6.5.1 Minimierung der Strombezugskosten

Die Minimierung der Strombezugskosten bewirkt einen Lastverschub von Zeiten hoher in Zeiten niedriger Strompreise. Ohne weitere Nebenbedingungen kann das Ergebnis der Optimierung eine Last mit starken Gradienten darstellen, die die Erzeugungskapazitäten nicht bereitstellen können. Aus diesem Grund werden die folgenden Mechanismen implementiert, welche die Lastgradienten reduzieren:

- Durch Rundung des Strompreises wird verhindert, dass eine minimale Änderung des Strompreises zu einem starken Lastverschub führt.
- Die maximale Abweichung vom unflexiblen Lastgang wird für Wärmepumpen begrenzt. Dies kann damit legitimiert werden, dass z. B. aus technischen Gründen oder Gründen des NutzerInnenverhaltens nicht alle Anlagen auf das Steuersignal reagieren.
- Die Gradienten des Lastgangs der Wärmepumpen werden bepreist. Dies führt u. a. dazu, dass in Zeiten gleicher Strompreise bzw. Wärmegestehungskosten eine konstante Last entsteht. Diese Pönalisierung macht mit ca. 3 bis 4 % nur einen kleinen Anteil der gesamten Strombezugskosten aus und beeinflusst dadurch das Optimierungsproblem nicht grundlegend.
- Die Gradienten des flexibilisierten Wärmepumpenlastgangs werden auf den maximalen Gradienten des nicht flexibilisierten Lastgangs begrenzt.

Die lineare Optimierung erfolgt rollierend mit Perioden von drei Tagen und einer Überlappung von zwei Tagen. Innerhalb der Perioden gilt der Grundsatz der perfekten Voraussicht. Das bedeutet, dass sowohl die Energieträgerpreise als auch der Wärmebedarf über den Zeitraum der Periode bekannt sind.

6.5.2 Glättung der Residuallast

Die Steuerung der elektrischen Heizsysteme muss einem Signal folgen, welches die oben beschriebenen systemischen Effekte adressiert. Der Strompreis kann lediglich für marginale Laständerungen oder iterative Berechnungen verwendet werden, da größere Laständerungen diesen beeinflussen. Aus diesem Grund wird in einem zweiten Schritt die Residuallast herangezogen. Sie wird in diesem Zusammenhang definiert als die gesamte Stromlast inkl. flexibler Lastgänge elektrischer Heizsysteme abzüglich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Nicht berücksichtigt werden Im- und Exporte, Stromspeicher und alternative Flexibilitätsoptionen.

Die Funktionsweise der Lastverschiebung ist in Abbildung 6-5 dargestellt. Dabei wird die Stromerzeugung durch positive Werte und die Last durch negative Werte abgebildet.

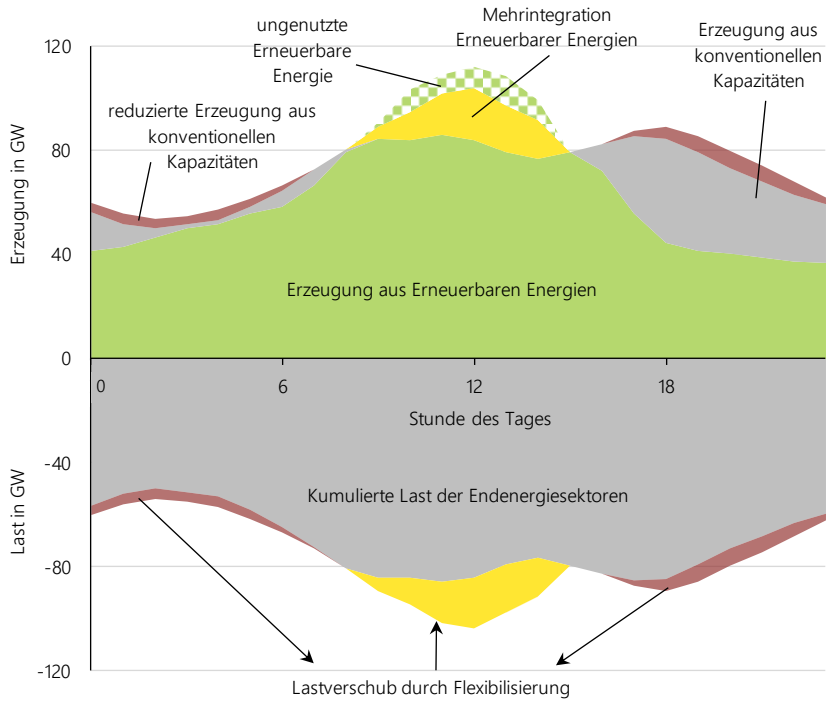


Abbildung 6-5: Visualisierung der Residuallastglättung am Beispiel eines sonnenreichen Tages

Durch die vermiedene Abregelung von EE-Anlagen – in Abbildung 6-5 gelb dargestellt – lassen sich die Einsatzzeiten von Kraftwerken, welche mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, sowie der notwendige Ausbau Erneuerbarer Energien reduzieren. Darüber hinaus sinken die Kosten im Bereitstellungssektor, da dieser in geringerem Umfang Flexibilität bereitstellen muss. Wie in [179] beschrieben, stehen dem Sektor Kosten auf Seiten der Flexibilitätsbereitstellung entgegen. Die Reduktion des Ausbaubedarfs Erneuerbarer Energien kann zudem die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende fördern.

Durch Veränderung des Lastbezugs kann der Verlauf der Residuallast beeinflusst werden. Ausgehend vom wärmegeführten Einsatz kann sowohl eine Lasterhöhung als auch eine Lastreduktion erfolgen. Zu Zeiten negativer Residuallast soll die Last erhöht und zu Zeiten hoher positiver Residuallast nach Möglichkeit reduziert werden. Mithilfe eines Optimierungsproblems lässt

sich dieser Einsatz beschreiben: Das theoretische Optimum ist ein über das gesamte Jahr konstanter Residuallastverlauf. Dieser kann nur bei ausreichender Flexibilität, in Form einer saisonalen Speicherkapazität sowie installierter Heizsystemleistung, erreicht werden. Im Startszenario ist dieser Wert größer Null, sodass für die Deckung der restlichen Residuallast fossil befeuerte Kraftwerke betrieben werden müssen. Zur Erreichung der Zielsetzung wird die Summe der quadratischen Residuallast im Betrachtungszeitraum minimiert. Durch das Quadrieren der stündlichen Residuallast werden Werte mit großer Abweichung vom konstanten Optimum stärker gewichtet. Dies verstärkt die Priorität, den Strombezug zu Zeiten hoher Residuallast zu vermeiden und zu Zeiten niedriger Residuallast zu erhöhen. Um die Komplexität des Optimierungsproblems zu reduzieren, wird der Einsatz der Heizsysteme nicht mittels globaler Optimierung, sondern separat je Gebäudekategorie und Heizsystem ermittelt. Für jede weitere Kombination aus Gebäudekategorie und Heizsystem wird die Residuallast der vorangegangenen Simulationsläufe verwendet. Der optimierte Stromlastgang eines Heizsystems in einem Typgebäude wird mit der Anzahl der sich in dieser Kategorie befindlichen Gebäude multipliziert.

In Szenarien mit hohen Anteilen wärmegeführter, elektrischer Heizsysteme nimmt die Volatilität der elektrischen Last zu. Darüber hinaus steigt mit zunehmenden Anteilen Erneuerbarer Energien die negative Residuallast und bei fehlender Flexibilität die abgeregelte elektrische Energie. Der flexible Einsatz elektrischer Heizsysteme, welcher durch eine Optimierung bestimmt wird, kann den Systemnutzen erhöhen. Dieser setzt sich aus einer Integration Erneuerbarer Energien, einer Reduktion der maximalen Residuallast sowie deren Glättung zusammen. In Kapitel 8.5 werden die Auswirkungen der Steuerung elektrischer Heizsysteme in einem Klimaschutzszenario beschrieben.

7 Bilanzierung der Kosten und Emissionen

Ein wesentliches Kriterium zur Bewertung der Maßnahmen stellen die CO_2-Verminderungskosten dar. Dieses beschreibt die Kosten einer Maßnahme oder einer Maßnahmenkombination, welche für die Emissionsminderung einer Tonne Kohlenstoffdioxid nötig sind. Dazu erfolgt in diesem Kapitel die Beschreibung der Bilanzierung von Kosten (Abschnitt 7.1) und Emissionen (Abschnitt 7.2) sowie die Definition der CO_2-Verminderungskosten (Abschnitt 7.3).

Die Mehrkosten einer Maßnahme gegenüber einer Referenz können auf jährlicher Basis bestimmt oder über den gesamten Betrachtungszeitraum kumuliert werden. Analog dazu lassen sich die klimapolitischen Ziele unterteilen in solche, die sich auf kumulierte Emissionen (z. B. [180]), und solche, die sich auf jährliche Emissionen (z. B. [181]) beziehen. Den Pfadabhängigkeiten der Maßnahmen wird in diesem Zusammenhang durch die Betrachtung von kumulierten Kosten und Emissionen Rechnung getragen.

Aus der Entwicklung des Sektorzustands geht der Bruttozubau von Technologien und die Anzahl sanierter Gebäude für alle Jahre von 2020 bis 2050 hervor. Diese Informationen werden verwendet, um die für die Entwicklung des Sektors notwendigen Investitionen und fixen Betriebskosten zu bestimmen. Die Endenergielastgänge nach Kapitel 5.3 dienen der Berechnung der variablen Betriebskosten und Emissionen. Dabei werden nur Kosten von Anlagen erfasst, deren Anzahl oder Einsatz sich zwischen den Szenarien unterscheidet. Da unter den getroffenen Annahmen kein Zubau von Niedertemperaturkesseln stattfindet und sich deren Bestand entsprechend nicht zwischen den Szenarien unterscheidet, werden diese beispielsweise kostenseitig nicht bilanziert. Jedoch sind die Emissionen dieser Anlagen für die Bewertung der klimapolitischen Zielerreichung relevant, weshalb eine Bilanzierung aller energiebedingten CO_2-Emissionen erfolgt.

7.1 Kosten

Die Kosten des Sektors lassen sich in die Kategorien Investitionen (Abschnitt 7.1.1), fixe Betriebskosten (Abschnitt 7.1.2) und variable Betriebskosten (Abschnitt 7.1.3) unterteilen. Die Bewertung dieser Kosten kann potenziell auf Basis der Barwertmethode oder mithilfe von annuitätischen Zahlungen erfolgen. Die Barwertmethode führt durch Diskontierung zukünftiger Zahlungen auf das Startjahr der Betrachtung dazu, dass späte Maßnahmenumsetzungen tendenziell besser bewertet werden als frühe. Den klimapolitischen Zielen von Paris, welche sich auf die kumulierten Emissionen beziehen und damit ein möglichst schnelles Umsetzen der Maßnahmen erfordern, steht diese Bewertung diametral entgegen. Im Gegensatz dazu ermöglicht die Interpretation der Investitionen als jährliche Zahlungen in gleicher Höhe (Annuität) eine Bewertung der Maßnahmen im zeitlichen Verlauf. Aus diesen Gründen erfolgt die Bewertung der Maßnahmen auf Basis von jährlichen Zahlungen. Dabei werden alle Kosten als inflationsbereinigte, nicht-diskontierte Kosten ausgewiesen und somit - genau wie die Emissionen – unabhängig von dem Zeitpunkt ihres Entstehens gleichbehandelt.

7.1.1 Investitionen

Die Investition stellt eine während der Nutzungsdauer einmalige Zahlung dar, die zum Zeitpunkt der Installation eines Heizsystems oder der Dämmung von Gebäuden anfällt. Darunter fallen z. B. Wärmeerzeuger, Dämmstoff, Leittechnik, Brennstofflagerung, Speicher, bauliche Arbeiten wie

Wanddurchbruch und Schornsteinanpassung, Installation sowie Schall- und Wärmeschutzmaßnahmen (vgl. VDI 2067 Blatt 1). Die Investition lässt sich für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme durch den Bruttozubau nach Abschnitt 4.2 und die spezifischen Kosten nach Tabelle 12-6 im Anhang quantifizieren (siehe Formel (7-3)). Sie wird nach Formel (7-2) mit einem Zinssatz von 3,5 %/a[18] und der jeweiligen Nutzungsdauer nach Tabelle 4-1 als eine jährliche Zahlung (Annuität) betrachtet. Die Kosten eines Simulationsjahres, welche auf die Investitionen zurückzuführen sind, berechnen sich als Summe der Annuität aller betrachteten Kombinationen aus Jahr der Inbetriebnahme, Heizsystem, Gebäudekategorie, Sanierungszustand und der Information, ob ein Technologiewechsel stattfindet (siehe Formel (7-1)). Im Modell wird ein Technologiewechsel angenommen, wenn der Bruttozubau einer Technologie größer ist als deren Rückbau, also ein Nettozubau stattfindet. Dieser Nettozubau bedeutet, dass für einzelne Heizsysteme Anpassungen getroffen werden müssen, die zu zusätzlichen Investitionen führen (vgl. Tabelle 12-6 im Anhang). Zu diesen zählen:

- Gas- oder Fernwärmeanschluss
- Brennstofflager (Heizöl, Biomasse)
- Verlegung Abgasrohr in Schornstein für Brennwerttechnik
- Speicher (Warmwasserspeicher, Pufferspeicher, Kombispeicher)
- Sonden- oder Erdkollektorverlegung

$$AN_{sj} = \sum_{j \in X} AN_j \cdot x_j^{sj}, wobei \tag{7-1}$$

$$AN_j = I_j \cdot \left(\frac{(1+i)^{ND_{j_2}} \cdot i}{(1+i)^{ND_{j_2}} - 1} \right);\ j \in X \tag{7-2}$$

$$I_j = IN_j \cdot Z_j\ ;\ j \in X \tag{7-3}$$

$$x_j^{sj} = \begin{cases} 1\ falls\ ND_j - (sj - n_j) \geq 0 \\ 0\ sonst \end{cases} \tag{7-4}$$

$$X = N\ \times HS\ \times GK \times S \times TW \tag{7-5}$$

AN	Annuität
sj	Simulationsjahr
I	Investition
i	Zinssatz
ND	Nutzungsdauer
IN	spezifische Investition
Z	Bruttozubau an Heizsystemen
N	Menge aller Inbetriebnahmejahre ($n \in N$)
HS	Menge aller Heizsysteme ($hs \in HS$)
GK	Menge aller Gebäudekategorien ($gk \in GK$)
S	Menge aller Sanierungszustände ($s \in S$)
TW	Menge aller Technologiewechsel ($tw \in TW$)

7.1.2 Fixe Betriebskosten

Unter die fixen Betriebskosten fallen nach VDI 2076 Blatt 1 jährliche Kosten für Reinigung, Wartung, Instandsetzung, Kundendienst, Tankreinigung, Schornsteinfegerdienst, Emissionsüberwachung, Abgasverlustkontrolle, Heizkostenabrechnung sowie Versicherung. Die fixen Betriebskosten werden nach Tabelle 12-8 im Anhang als prozentualer Wert der Investition für jedes Betriebsjahr angesetzt.

[18] Nach [12] ein Zinssatz, der die Systemsicht abbildet und mit dem sich der Staat Geld leihen kann.

Sie sind damit nicht Teil der zuvor beschriebenen Annuität und können je nach Heizsystem unterschiedlich hohe Werte annehmen. So sind die fixen Betriebskosten eines wartungsarmen und wenig störanfälligen Heizsystems wie dem Gasbrennwertkessel mit 2,5 % der Investition pro Jahr deutlich niedriger als die eines Heizsystems mit Pelletkessel. Letzteres beinhaltet mechanische Elemente, wie eine Förderschnecke, ein Brennstofflager und erfordert eine regelmäßige Ascheabfuhr. Dieser höhere Aufwand spiegelt sich in den höheren fixen Betriebskosten wider (8 % der Investition pro Jahr).

7.1.3 Variable Betriebskosten

Die variablen Betriebskosten lassen sich durch Multiplikation des Endenergieverbrauchs mit den Energieträgerpreisen ermitteln. Die zeitliche Auflösung der dynamischen Bewertung entspricht dabei der nach Tabelle 5-5. In Tabelle 7-1 sind die jährlichen mengengewichteten Mittelwerte der angenommenen Energieträgerpreise nach [12] zusammengefasst. Es ist zu erkennen, dass, mit Ausnahme der Biomasse, für alle Energieträger steigende Preise angenommen werden. Die Preise der fossilen Energieträger steigen langsamer als die von Strom und Fernwärme wodurch es bei strom- und fernwärmebasierten Maßnahmen zukünftig tendenziell zu steigenden variablen Betriebskosten kommt. Die Mengengewichtung der Strompreise mit der Last des Sektors der privaten Haushalte führt je nach Jahr zu 4 bis 6 % höheren Werten.

Tabelle 7-1: Mengengewichtete mittlere Energieträgerpreise im Startszenario bezogen auf den Heizwert in €/MWh nach [12]

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	48	62	66	72	77	77	77
Fernwärme	18	23	26	29	31	33	33
Methan	23	25	26	28	28	28	28
Heizöl	46	56	54	59	59	59	59
Biomasse	28	28	28	27	27	27	26

7.2 Emissionen

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, werden in dieser Arbeit die energiebedingten CO_2-Emissionen bilanziert. Diese entstehen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe bei der Bereitstellung von Energie. In diesem Zusammenhang wird die Verbrennung von Biomasse als CO_2-neutral angenommen. Das bedeutet, dass die Kohlenstoffmasse, welche bei der Verbrennung freigesetzt wird, durch nachwachsende Biomasse gebunden werden kann. Für alle anderen Energieträger lassen sich die Emissionen durch Multiplikation eines Emissionsfaktors mit dem Endenergieverbrauch berechnen. Für die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl werden konstante Emissionsfaktoren angenommen. Die der Energieträger Strom und Fernwärme variieren im zeitlichen Verlauf je nach Zusammensetzung der erzeugenden (Heiz-)Kraftwerke und Heizwerke. Zur Bewertung der Emissionen von strombasierten Technologien wie beispielsweise Wärmepumpen können verschiedene Methoden angewandt werden. Diese wurden bereits in [182] beschrieben. Analog zur Allokation des Brennstoffeinsatzes von KWK-Anlagen auf die Produkte Strom und Wärme, gibt es nicht nur eine wissenschaftlich korrekte Vorgehensweise, die durch Strombezug verursachten Emissionen zu ermitteln. Je nach Fokus der Fragestellung sind die verschiedenen Methoden unterschiedlich gut geeignet. Sie unterscheiden sich zum einen in ihrer Komplexität und zum anderen in den ermittelten

Ergebnissen. Nachfolgend werden vier Bewertungsmethoden vorgestellt und die Auswahl für diese Arbeit begründet.

Die **Jahresmittelwert-Methode** beruht auf der Multiplikation des jährlichen Stromverbrauchs mit dem Emissionsfaktor für Strom des zugrundeliegenden Jahres. Der durchschnittliche Emissionsfaktor eines Jahres kann mit Hilfe des Brennstoffbedarfs des Kraftwerksparks und den spezifischen Emissionsfaktoren der Brennstoffe berechnet werden. Während der Brennstoffverbrauch von Kraftwerken, welche ausschließlich Strom erzeugen, vollständig dem erzeugten Strom zugeordnet werden kann, muss der Brennstoffbedarf von KWK-Anlagen über eine geeignete Allokationsmethode auf die Produkte Strom und Wärme alloziert werden (vgl. [44]). Für die Allokation des Brennstoffverbrauchs von KWK-Anlagen kam in [12] die Carnotmethode zum Einsatz, welche die Exergie der jeweiligen Produkte berücksichtigt.

Die **Stundenmittelwert-Methode** unterscheidet sich von der zuvor beschriebenen Methode hinsichtlich der zeitlichen Auflösung. Für den Emissionsfaktor des Stroms sowie den Strombezug der Anlage werden stündliche Zeitreihen verwendet. Anhand des Strombezugs kann der gewichtete Mittelwert des Emissionsfaktors für Strom über einen gewählten Zeitraum (z. B. ein Jahr) ausgewiesen werden. Die Motivation zur Anwendung dieser Methode liegt in der Annahme, dass die Last strombasierter Anwendungen wie der Wärmepumpe und die Emissionen des Strommixes starke jahreszeitliche Schwankungen aufweisen und dadurch der Jahresdurchschnitt beider Größen zu einer Verfälschung der tatsächlich verursachten Emissionen führt.

Die **Grenzkraftwerk-Methode** basiert auf der Prämisse, dass eine zusätzliche Stromlast zu einer Erhöhung der Erzeugungsleistung des deutschen Kraftwerksparks führt. Der Kraftwerkseinsatz wird mittels Merit-Order des entsprechenden Zeitraums definiert. Unter der Annahme, dass der zusätzliche Stromverbrauch kleiner als die noch verfügbare Kraftwerksleistung des Grenzkraftwerks ist, kann diesem der Emissionsfaktor des Grenzkraftwerks zugeordnet werden. Die Merit-Order kann mithilfe der Grenzkosten und der installierten Leistung der Kraftwerke bestimmt werden. Die Grenzkosten eines Kraftwerks basieren auf den Betriebskosten, dem elektrischen Wirkungsgrad sowie den Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen. Zusätzlich werden für jeden Kraftwerksprozess spezifische Emissionen hinterlegt. Diese Bewertungsmethode unterscheidet sich grundlegend von den ersten beiden, da anstatt des durchschnittlichen Emissionsfaktors aller Kraftwerke ausschließlich der des Grenzkraftwerkes berücksichtigt wird. Aus diesem Grund können sich deutliche Unterschiede in den ermittelten Emissionen ergeben.

Szenarienbasierte Simulationen dienen der Ermittlung des zeitaufgelösten Einsatzes des Kraftwerkparks zur Deckung eines festgelegten Lastgangs. Die Ermittlung der Emissionen von elektrischen Heizsystemen erfolgt auf Basis eines Maßnahmenszenarios und des Startszenarios. Während das Startszenario einen moderaten Ausbau elektrischer Heizsysteme beschreibt, wird im Maßnahmenszenario ein forcierter Ausbau von Wärmepumpen simuliert. Alle weiteren Anwendungen bleiben unverändert. Die Differenz der in den beiden Szenarien ermittelten Emissionen ist auf den Ausbau der elektrischen Heizsysteme zurückzuführen und wird diesen zugeordnet.

Die vorgestellten Methoden zur Bewertung der Emissionen strombasierter Maßnahmen führen im Ergebnis zu unterschiedlichen Werten. So kommt die Jahresmittelwert- und die Stundenmittelwert-Methode für historische Jahre zwar auf sehr ähnliche Ergebnisse, für zukünftige Jahre kann jedoch aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung davon ausgegangen werden, dass sich die Unterschiede dieser Methoden verstärken. Die Bilanzierung nach der Grenzkraftwerk-Methode führt für Wärmepumpen zu einem deutlich höheren Emissionsfaktor, da das Grenzkraftwerk nach [182] aktuell in der Regel ein gas- oder kohlebefeuertes Kraftwerk ist. Szenarienbasierte Simulationen bilden die Reaktion des Bereitstellungssektors für die

Bewertung einer großen Laständerung am besten ab, jedoch sind sie mit der größten Komplexität und dem höchsten Rechenaufwand verbunden. Dadurch lassen sich die Kosten und Emissionen mit dieser Methode nur für eine begrenzte Anzahl an Maßnahmen ermitteln.

Die Bewertung der Maßnahmen nach Stufe 1 (vgl. Kapitel 2.1) ist als statischer Einzeltechnologievergleich definiert, der dynamische Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen und Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor vernachlässigt. Aus diesem Grund wird für die Bewertung der Emissionen nach dieser Stufe die Jahresmittelwert-Methode angewandt. In Stufe 2 werden sowohl die Wirkung der Maßnahme auf den Sektorzustand als auch die Lastgänge in die Bewertung der Emissionen einbezogen. Die Grenzkraftwerk-Methode kann durch geringe Laständerungen stark variierende Werte bewirken. Darüber hinaus kann sie nach [183] für den Fall einer emissionsoptimierten Laststeuerung zu einer Erhöhung der maximalen Residuallast führen und damit den Bedarf an gesicherter Leistung erhöhen. Aus diesen Gründen werden die Maßnahmen in Stufe 2 mittels Stundenmittelwert-Methode auf Basis der Ergebnisse des ISAaR für das Startszenario bewertet. In Tabelle 7-2 sind die mengengewichteten CO_2-Emissionsfaktoren der betrachteten Energieträger im Startszenario zusammengefasst. Für die systemdynamisch bewerteten Maßnahmen (Stufe 3) werden jeweils Szenarien gebildet und die Reaktion des Bereitstellungssektors im ISAaR durch Minimierung der Systemgesamtkosten ermittelt.

Tabelle 7-2: Mengengewichtete Emissionsfaktoren im Startszenario bezogen auf den Heizwert in g CO_2/kWh nach [12]

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	361	334	239	153	101	88	79
Fernwärme	237	205	190	154	142	135	128
Methan	198	198	198	198	198	198	198
Heizöl	266	266	266	266	266	266	266

7.3 CO_2-Verminderungskosten

Aus den zuvor beschriebenen Kosten und Emissionen lassen sich Mehrkosten und Emissionsminderungen gegenüber einer Referenz bestimmen. Der Quotient dieser beiden Werte ergibt die CO_2-Verminderungskosten (vgl. Formel (7-6)). Somit ist es notwendig, neben der Auswahl einer Maßnahme immer auch eine Referenz festzulegen, mit der die Maßnahme verglichen wird. Im Falle der statischen CO_2-Verminderungskosten entsprechen die Referenz und die Maßnahme Einzeltechnologien in einem Gebäude. Für die dynamischen CO_2-Verminderungskosten werden diese durch Szenarien (Startszenario und Maßnahmenszenario) ausgedrückt.

$$VK = \frac{K^M - K^R}{E^R - E^M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} = \frac{\Delta(AN + K^{fix} + K^{var})}{\Delta E} \tag{7-6}$$

VK	CO_2-Verminderungskosten
K	Kosten
E	jährliche energiebedingte CO_2-Emissionen
M	Maßnahme
R	Referenz
AN	Annuität der Investition
K^{fix}	fixe Betriebskosten
K^{var}	variable Betriebskosten

Die Verminderungskosten stellen insofern eine Kennzahl für die Kosteneffizienz dar, da sie Aufschluss darüber geben, mit welchen Kosten die Einsparung einer Tonne CO_2-Emission im Vergleich zur Referenz einhergeht. Für positive Werte lassen sich diese zwischen den untersuchten Maßnahmen vergleichen. Dabei sind die Maßnahmen mit den niedrigsten Werten prioritär umzusetzen. Eine Besonderheit der CO_2-Verminderungskosten betrifft die negativen Werte. Diese können entweder auf negative Mehrkosten oder negative Emissionsminderungen zurückgeführt werden. Für letzteres handelt es sich bei der untersuchten Maßnahme nicht um eine CO_2-Verminderungsmaßnahme. Aus diesem Grund werden diese Werte in Kapitel 8 nicht bewertet. Wenn die Mehrkosten negative Werte aufweisen, also die maßnahmenbedingten Kosten niedriger sind als die der Referenz, besitzt der Betrag dieses Wertes nur beschränkte Aussagekraft. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Betrag der CO_2-Verminderungskosten nicht nur durch steigende Kostendifferenzen, sondern auch durch kleinere Emissionsminderungen steigt. Die Bewertung der CO_2-Verminderungskosten wird diesbezüglich um die der Mehrkosten (Zähler) und der Emissionsminderung (Nenner) ergänzt.

8 Bewertung der CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Aufbauend auf der zuvor beschriebenen Methodik erfolgt in diesem Kapitel die stufenweise Bewertung der in der Voranalyse ausgewählten CO_2-Verminderungsmaßnahmen. Hierfür werden zunächst charakteristische Kennwerte des Startszenarios, welches der Maßnahmenbewertung als Referenz dient, zusammengefasst (siehe Abschnitt 8.1). Die statischen CO_2-Verminderungskosten werden für eine Vielzahl von Kombinationen aus Maßnahmen- und Referenztechnologie diskutiert. Außerdem werden die Unterschiede der sogenannten „Akteurs- und Systemsicht" in Bezug auf die Bewertung der Maßnahmen beleuchtet (siehe Abschnitt 8.2). Während sich erstere auf die Erzeugungs- und Anwendungsseite fokussiert, beinhaltet letztere zusätzliche Kostenbestandteile von Energieträgern aus Sicht der VerbraucherInnen. Im Zuge der sektordynamischen Bewertung werden die CO_2-Verminderungskosten aus der Differenzbetrachtung zwischen Maßnahmenszenarien und Startszenario abgeleitet. Diese werden denen der statischen Bewertung gegenübergestellt und Abweichungen diskutiert (siehe Abschnitt 8.3). In der sektordynamischen Bewertung wird der Fokus außerdem auf Zeitabhängigkeiten und Wechselwirkungen von Maßnahmen gelegt. In der system-dynamischen Bewertung wird der Bilanzraum um die Modellierung des Bereitstellungssektors erweitert. Entsprechend stehen die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor im Zentrum dieser Bewertung (siehe Abschnitt 8.4). Aus der Bewertung der Einzelmaßnahmen wird ein Klimaschutz-szenario für den Sektor der privaten Haushalte abgeleitet. Dieses wird anhand der CO_2-Vermindeerungskosten, der Reduktion der maximalen Residuallast sowie der Integration Erneuerbarer Energien bewertet (siehe Abschnitt 8.5). In der abschließenden Sensitivitätsanalyse werden zentrale Kenngrößen variiert, um deren Einfluss auf die Bewertung der Maßnahmen quantifizieren zu können (siehe Abschnitt 8.6). Wesentliche Teile der Modellierungsergebnisse wurden bereits in [12] veröffentlicht.

8.1 Startszenario

Das Startszenario dient als Ausgangspfad für die Maßnahmenumsetzung bzw. als Referenz für die Maßnahmenbewertung. Es bildet einen konservativen Pfad ab, bei dem die klimapolitischen Ziele der Bunderegierung nicht erreicht werden. Die Entwicklung des zukünftigen Endenergieverbrauchs erfolgt in diesem Szenario für alle Sektoren in Anlehnung an die Energiereferenzprognose [81]. In Tabelle 8-1 sind charakteristische Größen in den Endenergiesektoren nach [12] für die Jahre 2030 und 2050 zusammengefasst, die einen starken Einfluss auf den Gesamtstromverbrauch haben. Sektorübergreifend ergibt sich dadurch ein annähernd konstanter Stromverbrauch. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der steigende Stromverbrauch aufgrund von Elektrifizierungsmaßnahmen mit geringem Ambitionsniveau durch Effizienzmaßnahmen kompensiert werden kann.

Tabelle 8-1: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Stromverbrauch in den Endenergiesektoren im Startszenario nach [12]

Verkehr	Industrie	Haushalte	GHD
2030: - 1,8 Mio. Elektro-Pkw - 2,1 Mio. Gas-Pkw 2050: - 5,5 Mio. Elektro-Pkw - 7,1 Mio. Gas-Pkw - 1,0 Mio. Brennstoffzellen-Pkw - keine nennenswerten Anteile an Elektro-, Brennstoffzellen- und Gas-Lkw - große Anteile Benzin und Diesel	- konstanter Stromverbrauch - geringe Umsetzung von Niedertemperatur-Elektrifizierungsmaßnahmen - hauptsächlich Brennstoffeffizienzmaßnahmen - starker Rückgang der Stahlproduktionsmenge - besonders starke Reduktion des Endenergieverbrauchs in den Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und Grundstoffchemie - keine Veränderung bei Biomasse und Öl	- 1,1 %/a Sanierungsquote 2030: - Versorgung von 2,5 Mio. Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen 2050: - Versorgung von 3,5 Mio. Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen - sinkender Stromverbrauch von Haushaltsgeräten	2030: - Stromverbrauch sinkt um 2 % gegenüber 2020 - Stromverbrauch der LED Lampen steigt um 63 % gegenüber 2020 2050: - Stromverbrauch steigt um 5 % gegenüber 2020 - Stromverbrauch der LED Lampen steigt um den Faktor 2,7 gegenüber 2020

Auf Seiten der Stromerzeugung stellen der Ten-Year Network Development Plan [184] bzw. der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [185] zentrale Quellen für die Entwicklung der Elemente[19] des Bereitstellungssektors dar. Für Deutschland werden diese Werte auf der Grundlage des geplanten Kohleausstiegs aktualisiert [186]. Mit den Modellen des Bereitstellungssektors lässt sich der kostenoptimale Einsatz und Ausbau der Elemente in stündlicher Auflösung für sieben Stützjahre von 2020 bis 2050 ermitteln. Daraus resultieren schließlich ein zeitaufgelöster Brennstoffverbrauch, die Bereitstellung von Endenergie sowie die Grenzkosten der modellierten Energieträger. Neben Strom und Fernwärme werden auch Wasserstoff, Methan, Biomasse und synthetische Brennstoffe durch das Modell ISAaR bilanziert.

Der Anteil Erneuerbarer Energien an der inländischen Stromerzeugung liegt im Jahr 2020 bei 42 %. Im Vergleich dazu lag er nach [4] im Jahr 2018 bei 40 %. Bis zum Jahr 2050 wird eine knappe Verdopplung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien angenommen. Die Stromerzeugung aus konventionellen Erzeugungseinheiten erfolgt ab 2038 entsprechend des unterstellten Kernenergie- und Kohleausstiegs fast ausschließlich durch Erdgas. Die charakteristischen Kennwerte zur Beschreibung des Startszenarios nach [12] sind in Tabelle 12-11 im Anhang zusammengefasst.

8.2 Stufe 1: Statische Bewertung

Die klassische CO_2-Verminderungskostenkurve, wie beispielsweise in [13], zeigt für alle Maßnahmen die aufsteigend sortierten Verminderungskosten über dem Verminderungspotenzial. Neben den Vorteilen dieser Darstellung wie der Verständlichkeit und der schnellen Interpretation der Auswirkungen eines CO_2-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmenumsetzungen existieren auch einige Nachteile. Zu diesen zählt die Vernachlässigung von Zusatzinformationen wie den Emissionsminderungen und den Mehrkosten, was zu einer Fehlinterpretation der Ergebnisse führen kann. Darüber hinaus lassen sich die Minderungspotenziale der Maßnahmen nicht aggregieren, da sich diese gegenseitig beeinflussen können. So begrenzt die Maßnahme der Dämmung beispielsweise das Potenzial aller Bereitstellungstechnologien. Für eine transparente und verständliche

[19] Zu diesen zählen: Heizwerke, Heizkraftwerke, Kraftwerke, Speicher, sowie Umwandlungstechnologien wie Power-to-X-Anlagen.

Ergebnisdarstellung wird daher eine ergänzende Form zur Darstellung der Verminderungskosten und -potenziale vorgeschlagen, die in [187] und [188] im Detail beschrieben wird.

Die statische Bewertung ermöglicht die Darstellung möglicher Hemmnisse bei der Umsetzung der Maßnahmen. Sie erfolgt durch die Gegenüberstellung der CO_2-Verminderungskosten aus System- und Akteurssicht (siehe Abbildung 8-1 links) für jede Maßnahme im Vergleich zu einer gewählten Referenz. Die Systemsicht bildet die Kosten für die Bereitstellung von Nutz- und Endenergie ab. Im Gegensatz zur Akteurssicht sind Steuern, Abgaben und Umlagen dabei nicht Bestandteil des Bilanzraums. Die funktionelle Einheit der dargestellten Werte entspricht der Raumwärme bzw. dem Warmwasser für ein Gebäude. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse nur für eine Teilmenge der untersuchten Gebäudekategorien dargestellt. Die als „alt" bezeichneten Gebäude entsprechen denen der Baualtersklasse „von 1979 bis 1994" und die mit „neu" benannten Gebäude denen „von 1995 bis 2020". Die untersuchten Mehrfamilienhäuser werden entsprechend ihrer Anzahl an Wohneinheiten (siehe Kapitel 4.2.1) in „klein", „mittel" und „groß" unterschieden. Die dargestellten Kreise sind flächenproportional zum Emissionsreduktionspotenzial der Maßnahme in der jeweiligen Gebäudekategorie. Aufgrund des höheren Nutzenergiebedarfs und der größeren Anteile am Gebäudebestand sind diese in alten Gebäuden größer als in neuen Gebäuden. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden die CO_2-Verminderungskosten durch eine Darstellung der Emissionsminderung über den Mehrkosten gegenüber der jeweiligen Referenz ergänzt (siehe Abbildung 8-1 rechts). Der Anteil der Fixkosten entspricht in dieser Darstellung dem Anteil der Investitionen und der fixen Betriebskosten an den Gesamtkosten. Die dargestellten CO_2-Verminderungsmaßnahmen entsprechen den in Kapitel 3.2 ausgewählten Maßnahmen.

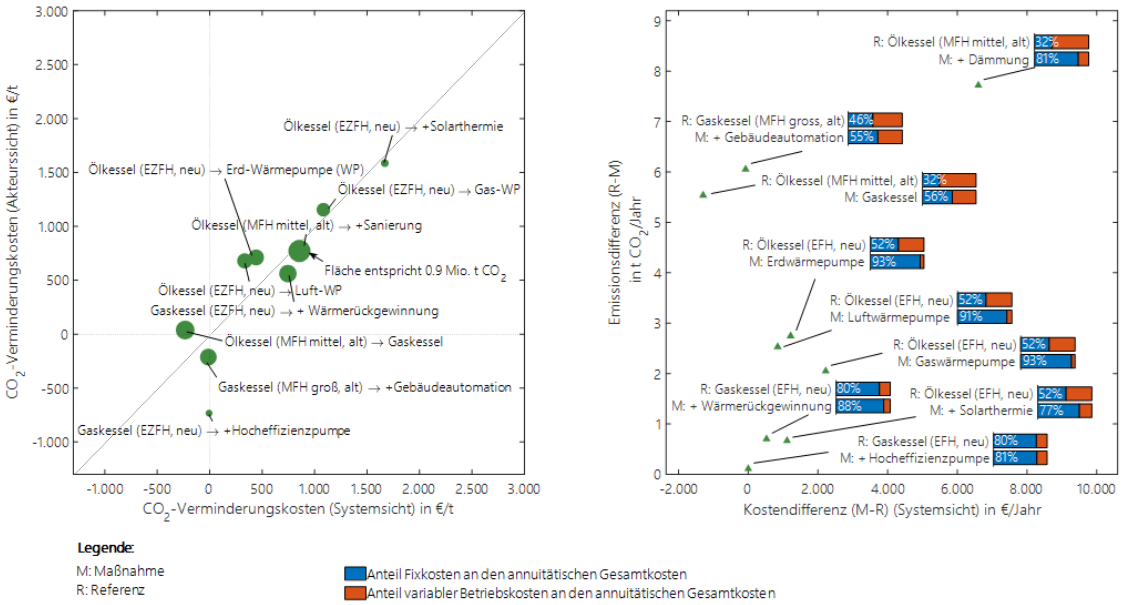


Abbildung 8-1: CO_2-Verminderungskosten der Basisvarianten verschiedener Maßnahmen im Jahr 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen (rechts) nach [12]

Die Winkelhalbierende stellt das Gleichgewicht von System- und Akteurssicht dar. Die größte Abweichung davon entsteht bei der Maßnahme der Hocheffizienzpumpe, welche eine konventionelle Umwälzpumpe ersetzt. Für den Akteur sind die vermiedenen Strombezugskosten dieser Effizienzmaßnahme aufgrund der berücksichtigten Preisbestandteile deutlich höher als aus Systemsicht. Für beide Fälle lassen sich negative Mehrkosten (Kostenreduktion) bei gleichzeitiger

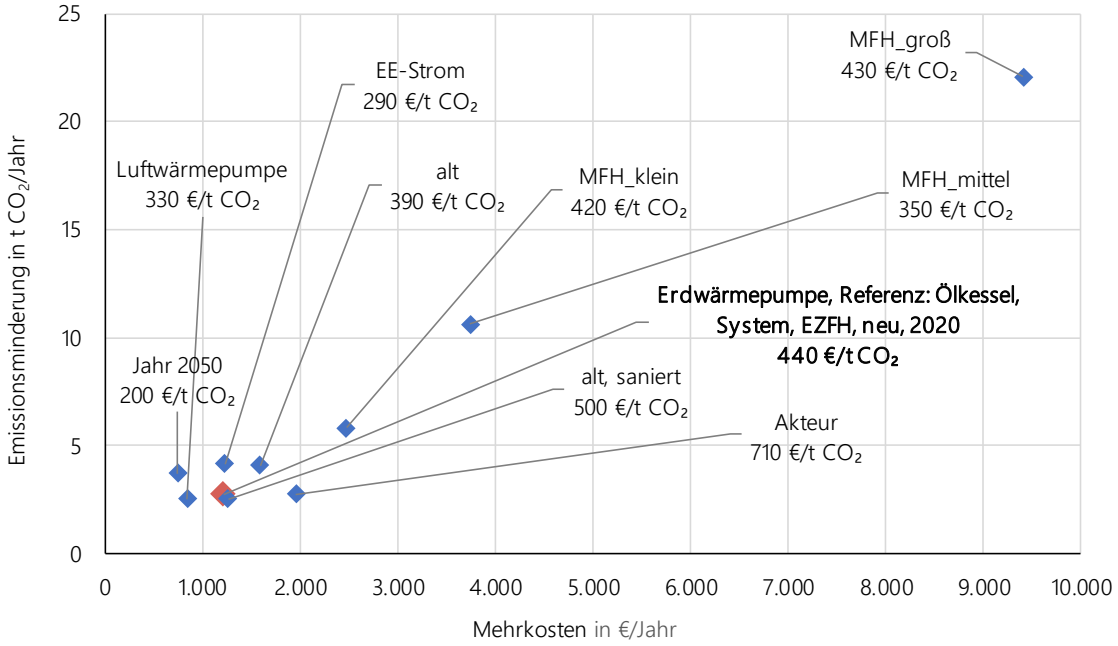
Emissionsreduktion konstatieren. Der Einsatz effizienter Nassläufer-Umwälzpumpen wird bereits durch die Verordnung (EG) Nr. 641/2009 im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie vorgeschrieben.

Durch die Maßnahme Gebäudeautomation (hier nur regelbare Thermostate) lassen sich unabhängig vom Betrachtungsjahr hohe Emissionsreduktionen zu vergleichsweise niedrigen Kosten erzielen. Die Maßnahme kann somit als eine No-Regret-Maßnahme eingestuft werden.

Die Sanierung der Gebäudehülle ist mit den höchsten Kosten und im Jahr 2020 auch mit der größten Emissionsminderung verbunden. Die Maßnahmen Wärmerückgewinnung, Wärmepumpe und Dämmung weisen die höchsten Anteile von Investitionen an den Gesamtkosten auf. In der Umsetzung der Maßnahmen kann dies zu einem Hemmnis werden (vgl. [189]). Im starken Kontrast dazu stehen die geringen Fixkosten der konventionellen Alternativen.

Die Maßnahmen Fernwärme und BHKW führen für die dargestellten Fälle zu höheren Emissionen als die Referenz, weshalb sie hier nicht dargestellt werden. Mit 236 g CO_2/kWh (vgl. Tabelle 7-2) im Jahr 2020 liegt der Emissionsfaktor der Fernwärme knapp über dem von Erdgas (198 g CO_2/kWh). In dem Betrachtungszeitraum bis 2050 sinkt dieser jedoch deutlich unter den der fossilen Brennstoffe. Im Vergleich zu einem Ölkessel führt die Fernwärme schon im Jahr 2020 zu niedrigeren Emissionen.

Für die Maßnahmen Erdwärmepumpe sowie Dämmung der Gebäudehülle wird in zwei weiteren Diagrammen der Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Ergebnisse diskutiert. Der Standardfall, von dem aus verschiedene Parameter variiert werden, ist dabei rot gekennzeichnet.



Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, die Emissionsminderung und die Verminderungskosten der Maßnahme im Standardfall dar. Hier: Eine Erdwärmepumpe ersetzt in einem Haus der Kategorie EZFH der Baualtersklasse „neu" im Jahr 2020 einen Ölbrennwertkessel. Die Bewertung erfolgt aus Systemsicht.

Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben, wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der Maßnahme im Standardfall. Beispiel: „MFH_klein": Gleiche Maßnahmenumsetzung in einem Gebäude der Kategorie „Mehrfamilienhaus klein".

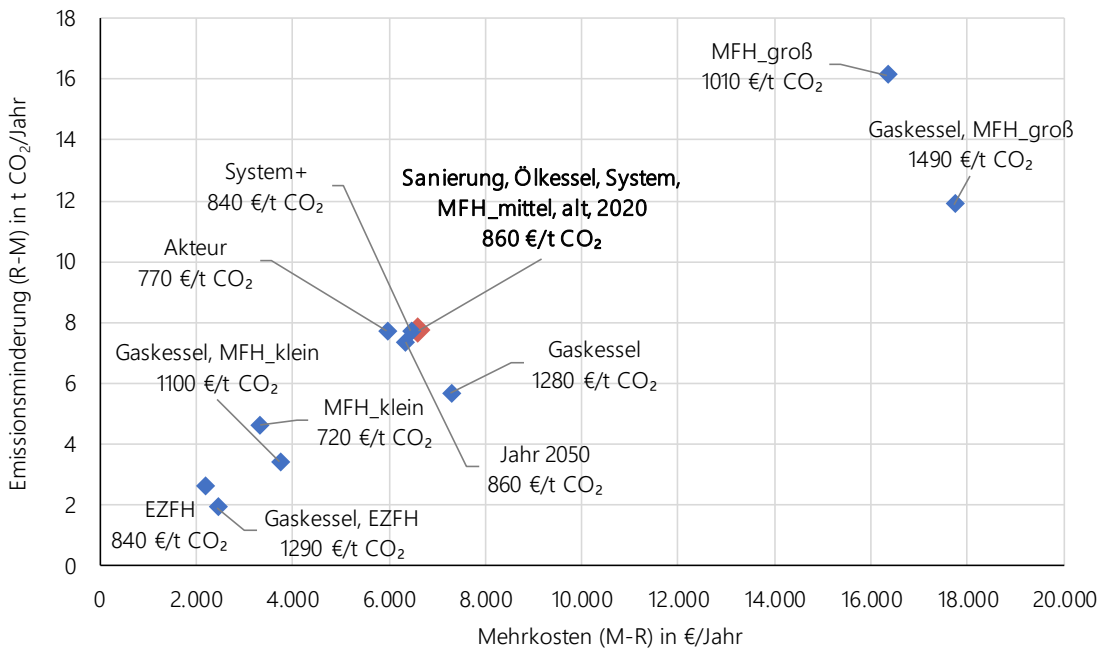
Abbildung 8-2: CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für Erdwärmepumpen, ausgehend vom Standardfall (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau) nach [12]

In Abbildung 8-2 werden verschiedene Parameter variiert und mit dem Standardfall der Erdwärmepumpe, welche in einem EZFH der Baualtersklasse 1994 bis 2020 einen Ölbrennwertkessel ersetzt, verglichen. Durch die Variation des **Gebäudetyps** hin zu solchen mit höherem Wärmebedarf, steigen auch die Mehrkosten und die Emissionsminderungen. Die CO_2-Verminderungskosten zeigen hier keinen eindeutigen Trend, da diese sowohl von der Anlagengröße als auch von der Effizienz der Wärmepumpe abhängen. Während die spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße exponentiell abnehmen, ist die Effizienz im Wesentlichen vom spezifischen Raumwärmebedarf des Gebäudes abhängig. Dieser sinkt für größere Gebäude unter anderem aufgrund eines besseren Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisses, wodurch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe steigt. Mit den gleichen Gesetzmäßigkeiten lassen sich die niedrigeren CO_2-Verminderungskosten (387 €/t CO_2) in alten Gebäuden gegenüber dem Standardfall (442 €/t CO_2) erklären. Dabei wird die schlechtere Effizienz im **alten Gebäude** durch den höheren Wärmebedarf, welcher zum einen zu spezifisch günstigeren Wärmepumpen und zum anderen zu einer höheren Auslastung selbiger führt, überkompensiert. Ebenso führt die geringere Effizienz der **Luftwärmepumpe** gegenüber der Erdwärmepumpe aufgrund der ebenfalls geringeren Investitionen zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten. Die Auswirkungen des Ausbaus von Luftwärmepumpen auf den Lastgang der privaten Haushalte werden hier zunächst vernachlässigt, sind aber Bestandteil der dynamischen Bewertung in Abschnitt 8.3 und 8.4.

Aus der Betrachtung des **Jahres 2050** geht hervor, dass die Verminderungskosten der Erdwärmepumpe für zukünftige Jahre deutlich abnehmen. Zum einen sinkt durch den Ausbau Erneuerbarer Energien der Emissionsfaktor des Strommixes, wodurch die Emissionsminderung steigt, zum anderen führen sowohl die angenommene Reduktion der Investitionen als auch sinkende Strompreise zu einer Reduktion der Mehrkosten. Eine im Mittel steigende Effizienz der Referenztechnologien sowie sinkende Raumwärmebedarfe aufgrund von Dämmung werden erst in der dynamischen Bewertung berücksichtigt. Darüber hinaus werden dem Lastgang in der dynamischen Bewertung, im Gegensatz zur statischen, stündliche Strompreise und Emissionsfaktoren zugeordnet. Da die Last der Wärmepumpen einen ausgeprägten jahreszeitlichen Charakter aufweist, können sich dadurch von den Jahresmittelwerten abweichende Strompreise und Emissionsfaktoren ergeben.

Aufgrund der hohen Anteile von Steuern und Abgaben am Strompreis stellt sich die Bewertung der Maßnahme Erdwärmepumpe aus **Akteurssicht** mit 712 €/t CO_2 weniger attraktiv dar als aus Systemsicht (442 €/t CO_2).

Wird der Stromverbrauch der Erdwärmepumpe aus **Erneuerbaren Energien** bereitgestellt, so reduzieren sich die CO_2-Verminderungskosten deutlich auf 295 €/t CO_2. Die Zusammensetzung der Erneuerbaren Energien entspricht dabei der des Startszenarios. Da dieser Variante starke Vereinfachungen hinsichtlich des Anlageneinsatzes im Bereitstellungssektor zugrunde liegen, wird die Rückwirkung des zusätzlichen Strombezugs von elektrischen Wärmepumpen in der systemdynamischen Bewertung in Abschnitt 8.4 genauer untersucht.



Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, die Emissionsminderung und die Verminderungskosten der Maßnahme im Standardfall dar. Hier: Ein Gebäude der Kategorie mittelgroßes Mehrfamilienhaus der Baualtersklasse „alt" mit einem Ölkessel wird im Jahr 2020 gedämmt. Die Bewertung erfolgt aus Systemsicht.

Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie die Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der Maßnahme im Standardfall. Beispiel: „Akteur": Gleiche Maßnahmenumsetzung, aber aus „Akteurssicht".

Abbildung 8-3: CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für die Dämmung der Gebäudehülle, ausgehend vom Standardfall (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau); Darstellung nach [12]

Der Standardfall in Abbildung 8-3 entspricht der Maßnahme Sanierung eines mittelgroßen Mehrfamilienhauses der Baualtersklasse 1979 bis 1995, welches mittels Ölkessel beheizt wird. Für die Bewertung der Maßnahme lassen sich folgende wesentliche Einflussfaktoren identifizieren, welche durch die betrachteten Fälle adressiert werden:

- Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis (größer bei EZFH)
- Ausgangszustand: MFH weisen einen höheren Anteil bereits sanierter Bauteile auf
- Anteil der Bauteile: Ein höherer Anteil von investitionsintensiven Bauteilen führt zu höheren Kosten
- Pre- und Reboundeffekt bzw. Innenlufttemperaturen: Ausprägung in Abhängigkeit des spezifischen Raumwärmebedarfs vor und nach der Sanierung; siehe Kapitel 6.1
- Wetterjahr: In einem verhältnismäßig warmen Jahr sind die Einsparungen durch Sanierung geringer als in einem kalten Jahr; Hier kommt das Wetterjahr 2012 zum Einsatz
- Energieträgerpreis und Emissionsfaktor des von der Sanierung betroffenen Energieträgers

Diese Einflussfaktoren führen dazu, dass die CO_2-Verminderungskosten unterschiedlicher **Gebäudetypen** keinen einheitlichen Trend abbilden. Sie liegen mit 700 bis 1000 €/t CO_2 in einem engen Bereich. Die Emissionsreduktion und Mehrkosten steigen mit zunehmendem Wärmebedarf.

Für die Variante mit **Gaskessel** führt die Sanierung zu vergleichbaren Kosten, jedoch aufgrund des niedrigeren Emissionsfaktors zu geringeren Emissionsminderungen. Infolge steigen die CO_2-Verminderungskosten im Vergleich zum Standardfall (Ölkessel).

Im Vergleich zur Bewertung der Wärmepumpen stellt sich die Dämmung aus Sicht des **Akteurs** vorteilhafter dar, da diese auch Steuern und Abgaben reduziert. Aufgrund der verhältnismäßig hohen Investitionen der Dämmung ist der Unterschied in den CO_2-Verminderungskosten jedoch nur moderat.

Die Variation des **Betrachtungsjahrs** führt für das dargestellte Beispiel zu keiner nennenswerten Veränderung. Dies lässt sich auf mehrere Gründe zurückführen. Zum einen wird für die Dämmung der Gebäudehülle keine Kostendegression angenommen. Zum anderen verursacht die Referenztechnologie, hier ein Ölbrennwertkessel, auch im Jahr 2050 noch die gleiche Höhe an Emissionen wie im Ausgangsjahr, da es im Startszenario nicht zu einer Beimischung synthetischer Brennstoffe im Heizöl kommt.

8.3 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung

In der sektordynamischen Bewertung werden wie in Kapitel 2.1 beschrieben Zeitabhängigkeiten, Verdrängungseffekte sowie die Struktur der Endenergiesektoren in die Bewertung einbezogen. Sie adressiert damit einige wesentliche Kritikpunkte an der statischen Bewertung von Maßnahmen. Für den Einzelmaßnahmenvergleich nach Abschnitt 8.3.1 werden die Maßnahmenszenarien über ein Investitionsbudget von fünf Milliarden Euro pro Jahr über den Zeitraum von 2021 bis 2035 definiert. Die CO_2-Verminderungskosten werden mithilfe der über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumulierten Emissionsminderungen und Mehrkosten ermittelt. Es folgt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse und der Werte nach Stufe 1, eventuelle Abweichungen werden erläutert. In einer Detailanalyse ausgewählter Maßnahmen (siehe Abschnitt 8.3.2) werden die Auswirkungen eines späteren Maßnahmenzeitraums auf die Verminderungskosten sowie maßnahmenspezifischen Besonderheiten untersucht. Darauf aufbauend wird analysiert, wie sich die Maßnahmen „Dämmung der Gebäudehülle“ und „Ausbau elektrischer Wärmepumpen“ gegenseitig beeinflussen (vgl. Abschnitt 8.3.2.4).

In der sektordynamischen Bewertung erfolgt noch keine Modellierung der Rückwirkungen von veränderten Lastgängen auf den Bereitstellungssektor. Dennoch wird durch die Multiplikation mit der Zeitreihe der Strompreise und Emissionsfaktoren die Annahme getroffen, dass die Anteile der Elemente des Bereitstellungssektors an der Strom- und Fernwärmeerzeugung zu jeder Zeit denen im Startszenario entsprechen. Durch eine maßnahmenbedingte Laständerung ergeben sich dadurch andere mengengewichtete Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise.

8.3.1 Maßnahmenübersicht

In Abbildung 8-4 sind die CO_2-Verminderungskosten der Maßnahmen aufgetragen, für die in diesem und im nächstem Abschnitt dynamische Bewertungen erfolgen. Die als Boxplot dargestellten Spannbreiten der statischen CO_2-Verminderungskosten ergeben sich durch die Variation der Parameter Gebäudekategorie, Sanierungszustand, Jahr, Referenztechnologie und der Variante „Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien“. Die Anzahl der berechneten Varianten ist für jede Maßnahme im Diagramm gekennzeichnet (n). Ergänzend sind die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten durch blaue Kreise dargestellt, deren Abweichung vom Median der statischen Werte im Folgenden erläutert wird.

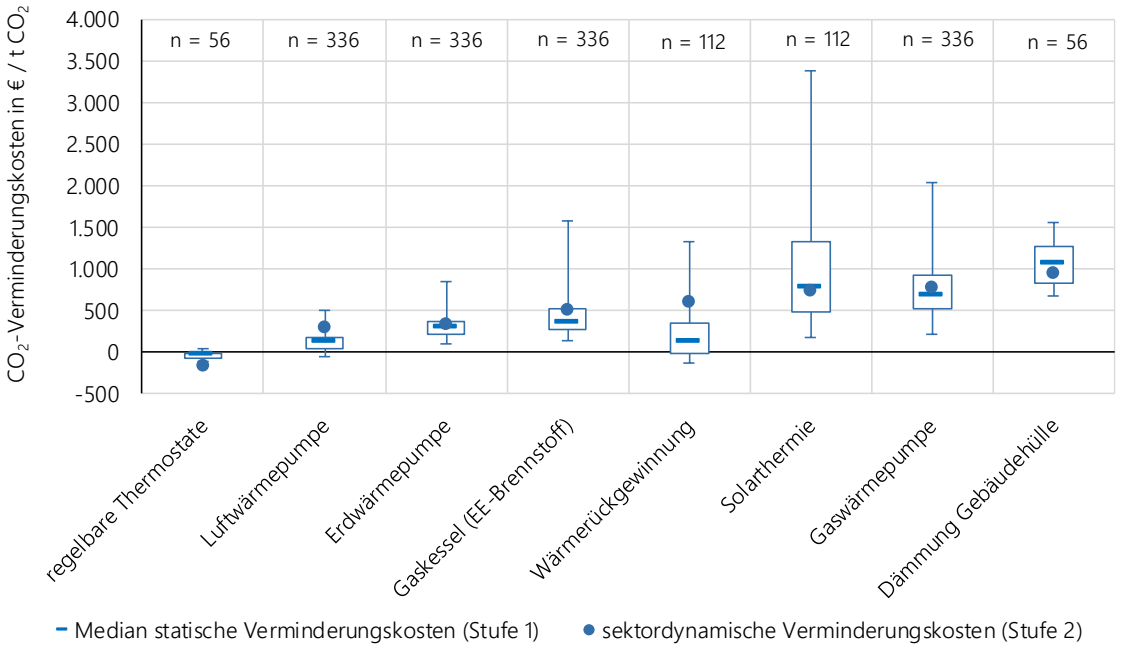


Abbildung 8-4: Bereiche aller statischen Verminderungskosten der Maßnahmen sowie sektordynamische Verminderungskosten; Darstellung nach [12]

Die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten unterscheiden sich aufgrund mehrerer Faktoren von den statischen. Hierzu zählen die Berücksichtigung der stündlichen Auflösung der Preis- und Emissionszeitreihen, der Verdrängungslogik bzw. des Verdrängungsmix, des Maßnahmenumsetzungszeitraums sowie die Modellierung bivalenter Heizsysteme. Daraus ergibt sich eine vom Bruttozubau abhängige maximale Transformationsgeschwindigkeit des Sektors. Der Bruttozubau von Heizsystemen beträgt je nach Nutzungsdauer der Anlagen und deren Alter bzw. Anteilen im Bestand zwischen 0,7 und 1,1 Mio. Anlagen pro Jahr. Die Verdrängung erfolgt nach der in Kapitel 6 beschriebenen Verdrängungslogik.

Für die Maßnahme **Luftwärmepumpe** erhöht sich durch die Berücksichtigung der stündlichen Werte der mengengewichtete Mittelwert der Emissionsfaktoren je nach Jahr um 4 bis 32 % gegenüber dem jährlichen Mittelwert im Startszenario (vgl. Tabelle 7-2). Dies kann durch die hohe Gleichzeitigkeit der zusätzlichen Last mit der positiven Residuallast begründet werden, welche zu einem Mehreinsatz konventioneller Kraftwerke führt. Der mittlere gewichtete Strompreis erhöht sich dadurch ebenfalls je nach Jahr um 11 bis 18 %. Die **Dämmung der Gebäudehülle** wird durch diesen Effekt attraktiver, da sie den Strombezug zu Zeiten hoher Strompreise und Emissionsfaktoren reduziert. Dadurch liegt der Wert der sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten im unteren Wertebereich nach Stufe 1. Sie ist dennoch mit den höchsten CO_2-Verminderungskosten der untersuchten Maßnahmen verbunden. Neben der CO_2-Verminderung können der Maßnahme jedoch weitere positive Effekte zugeschrieben werden. So erhöht sie die Behaglichkeit der BewohnerInnen unter anderem durch eine Reduktion der Asymmetrie der Strahlungstemperatur. Darüber hinaus führt sie in einem Klimaschutzszenario zu einem geringeren Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien. Letzteres kann wiederum dazu führen, dass die Ablehnung vom und der Widerstand gegen den Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Gesellschaft minimiert werden können (vgl. [190]).

Der große Bereich statischer CO_2-Verminderungskosten der Maßnahme **Solarthermie** ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Der Wertebereich beinhaltet 112 Kombinationen aus Referenztechnologie, Gebäudekategorie sowie Betrachtungsjahr. Je nachdem, ob die Solarthermieanlage in

Kombination mit einem Gas- oder Ölkessel betrieben wird, unterscheidet sich die mögliche Emissionsminderung. Sie ist aufgrund des Emissionsfaktors größer, wenn die Solarthermieanlage Heizöl substituiert. Größere Anlagen führen darüber hinaus zu spezifisch geringeren Kosten. Jedoch steigt die für die Kollektoren verfügbare Dachfläche nicht proportional zum Wärmebedarf der Gebäude, weshalb der nutzbare Kollektorertrag steigt. Die sektordynamischen Verminderungskosten ordnen sich nahe dem Median dieser Werte ein. Dies kann mit der getroffenen Annahme erklärt werden, dass Solarthermieanlagen nur in Kombination mit Ölbrennwertkesseln ausgebaut werden. Da sich in der Untersuchung weder die Energieträgerpreise noch die Emissionsfaktoren von Heizöl im zeitlichen Verlauf ändern, ergeben sich hierdurch keine Unterschiede zwischen Bewertungsstufe 1 und 2.

Die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten der **Wärmerückgewinnung** weichen besonders stark vom Median der statischen Bewertung der Maßnahme ab. Für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wird für die sektordynamische Bewertung die Annahme getroffen, dass diese aufgrund der baulichen Eingriffe lediglich im Neubau und im Zuge einer Sanierung eingesetzt werden. Der Median der statischen CO_2-Verminderungskosten berücksichtigt jedoch auch eine Umsetzung der Maßnahme in alten Gebäuden, die eine größere Nutzenergieeinsparung bewirkt und damit zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten führt.

Die Maßnahme **regelbare Thermostate** führt zu den geringsten CO_2-Verminderungskosten der untersuchten Maßnahmen. Dies ist auf die vergleichsweise niedrigen Investitionen bei gleichzeitig starker Reduktion des Nutzenergiebedarfs zurückzuführen. Voraussetzung für die niedrigen Werte ist, dass die angenommenen Nutzenergieeinsparung nicht durch einen Reboundeffekt kompensiert wird.

Der Einsatz **erneuerbarer Brennstoffe** in zuvor fossilbeheizten Gaskesseln führt mit 510 €/t CO_2 zu vergleichsweise hohen CO_2-Verminderungskosten. Dies ist unter anderem durch den Umstand begründet, dass die Technologien zur Bereitstellung dieser synthetischen Brennstoffe noch in einem frühen Entwicklungsstadium und nicht massenfähig verfügbar sind. [191] geht jedoch von zukünftig stark sinkenden Gestehungskosten für erneuerbare Brennstoffe aus. Gleichzeitig sind die Annahmen zu den zukünftigen technoökonomischen Kennwerten dieser Anlagen nach [12] mit großen Unsicherheiten behaftet. Lassen sich die angenommenen Gestehungskosten erreichen, so kann der Einsatz in Einzelfällen günstiger sein als alternative Verminderungsmaßnahmen. Jedoch sollten erneuerbare Brennstoffe nach [12] zunächst dort eingesetzt werden, wo diese alternativlos sind – z. B. im Flugverkehr. Darüber hinaus führt die inländische Bereitstellung strombasierter Brennstoffe zu einem erhöhten Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien. Dieser kann nach [190] bei mangelnder Beteiligung der von den Anlagen betroffenen Bevölkerung in Planungs- und Entscheidungsprozessen zu Ablehnung oder gar aktiven Widerstand führen. Der Import erneuerbarer Brennstoffe aus weniger dicht besiedelten Gebieten mit günstigen Bedingungen für Erneuerbare Energien könnte hier eine Alternative darstellen.

8.3.2 Detailanalysen ausgewählter Maßnahmen

Für die in Abschnitt 3.2 ausgewählten Maßnahmen erfolgt hier eine Detailanalyse hinsichtlich der energiebedingten Mehrkosten der Dämmung, unterschiedlicher Umsetzungszeiträume, der Rückwirkungen auf den Stromlastgang sowie deren Wechselwirkungen untereinander.

8.3.2.1 Energiebedingte Mehrkosten der Dämmung

Die Kosten der Maßnahme Dämmung lassen sich, wie in [192] beschrieben, auch als energiebedingte Mehrkosten bilanzieren. Nach dieser Methode wird ein Teil der Kosten auf die Instandsetzung und

der andere Teil auf die Verminderungsmaßnahme alloziert. So werden als energiebedingte Teilkosten nur jene Mehrkosten bilanziert, welche über die der Instandsetzung des Gebäudes hinausgehen. Wird beispielsweise der Außenputz eines Gebäudes erneuert, so werden die dafür anfallenden Gerüst-, Handwerker- und Putzkosten der Instandsetzung zugeordnet. Bei zeitgleicher Dämmung der Fassade lassen sich entsprechend geringere energiebedingte Teilkosten bilanzieren. Wird der Gebäudebestand in kurzer Zeit und in umfangreichem Maße gedämmt, so wird nur für einen Teil dieser Gebäude zeitgleich eine Instandsetzungsmaßnahme erforderlich sein. Die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse sind deshalb als ein theoretischer Exkurs zu verstehen, für den Fall, dass dies auf alle Gebäude zutrifft. Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit denen des Maßnahmenszenarios „Dämmung der Gebäudehülle" nach Abschnitt 8.3.1 ist bei Vorgabe des gleichen Investitionsbudgets nur eingeschränkt möglich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die geringeren energiebedingten Mehrkosten je Gebäude im Maßnahmenszenario zu einer größeren Anzahl gedämmter Gebäude führt. Die zusätzlich gedämmten Gebäude weisen höhere spezifische Kosten zur Reduktion des Wärmebedarfs auf. Für diesen Fall würden deshalb neben der Bilanzierung der Kosten auch die ineffizienteren Dämmmaßnahmen bewertet werden. Um den Effekt der Kostenbilanzierung zu isolieren, wird deshalb ein Maßnahmenszenario definiert, welches zu der gleichen Anzahl an gedämmten Gebäuden führt. Der Umsetzungszeitraum von 2021 bis 2035 bleibt davon unberührt. Im Ergebnis sinken die Investitionen in Dämmmaßnahmen um 60 %. Die Reduktion der Investitionen für Wärmeerzeuger ist aufgrund der niedrigeren Heizlast nach der Dämmung in beiden Fällen gleich groß. Ebenso bleiben die fixen und variablen Betriebskosten bzw. Emissionen unverändert. In Summe führt dies zu einer Reduktion der CO_2-Verminderungskosten von 960 €/t CO_2 auf 250 €/t CO_2. In der Praxis kann deshalb der Fall einer zeitgleichen Instandsetzung, die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Maßnahmen zur Dämmung der Gebäudehülle erhöhen.

8.3.2.2 Variation des Umsetzungszeitraums

In Abbildung 8-5 sind die kumulierten Mehrkosten und Emissionseinsparungen über den gesamten Simulationszeitraum für diejenigen Maßnahmen aufgezeigt, für welche in Abschnitt 8.4 die systemdynamische Bewertung vorgestellt wird. Neben der Basisvariante des Umsetzungszeitraums von 2021 bis 2035 wurden jeweils drei spätere Zeiträume ausgewertet. Der Umsetzungszeitraum wird dabei jeweils um fünf Jahre verschoben.

Die dargestellten Maßnahmen haben gemein, dass die CO_2-Verminderungskosten steigen, wenngleich sowohl die Emissionsminderung als auch die Mehrkosten für spätere Maßnahmenzeiträume sinken. Dies ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Der dominierende Einflussfaktor auf die Emissionseinsparung und auf die Mehrkosten ist der Wirkzeitraum der Maßnahme. Je kürzer der Zeitraum, in dem die Maßnahme ihre Wirkung entfalten kann, desto kleiner sind diese Werte. Je früher die Maßnahme umgesetzt wird, desto länger ist deren Wirkzeitraum. Hintergrund ist die im Modell getroffene Annahme, dass die durch die Maßnahme zusätzlich installierte Technologie nach deren Nutzungsdauer durch die gleiche Technologie ersetzt wird. Darüber hinaus sinken die spezifischen Kosten der Wärmepumpen und die Referenztechnologien werden über den Betrachtungszeitraum effizienter, was insgesamt zu einer weiteren Reduktion der Mehrkosten und der Emissionsminderung bei späterer Umsetzung führt. Diesen Faktoren, die den Kurvenverlauf in Abbildung 8-5 erklären, steht ein Einflussfaktor mit umgekehrter Wirkweise entgegen. Denn die Emissionsfaktoren des Stromverbrauchs sinken im Startszenario für zukünftige Jahre – insbesondere im Zeitraum von 2026 bis 2040 – stark (vgl. Tabelle 7-2), wodurch sich die Emissionseinsparung gegenüber den Referenztechnologien erhöht. Dieser Effekt wird jedoch von der Summe der oben beschriebenen Einflussfaktoren deutlich überkompensiert. Es lässt sich festhalten, dass eine frühe Umsetzung der betrachteten Maßnahmen zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten führt als eine späte, wenn, wie hier erläutert, Folgeeffekte berücksichtigt werden. Darüber hinaus unterscheiden

sich die kumulierten Emissionen eines späteren Umsetzungszeitraums erheblich von denen früherer Umsetzungszeiträume.

Für die Maßnahme Gaswärmepumpe sinkt die Emissionsminderung mit einer späteren Umsetzung überproportional zu den Mehrkosten, da diese zunehmend auch elektrische Wärmepumpen, welche in steigender Anzahl im Startszenario ausgebaut werden, verdrängen. Infolgedessen steigen die CO_2-Verminderungskosten für spätere Umsetzungszeiträume stark.

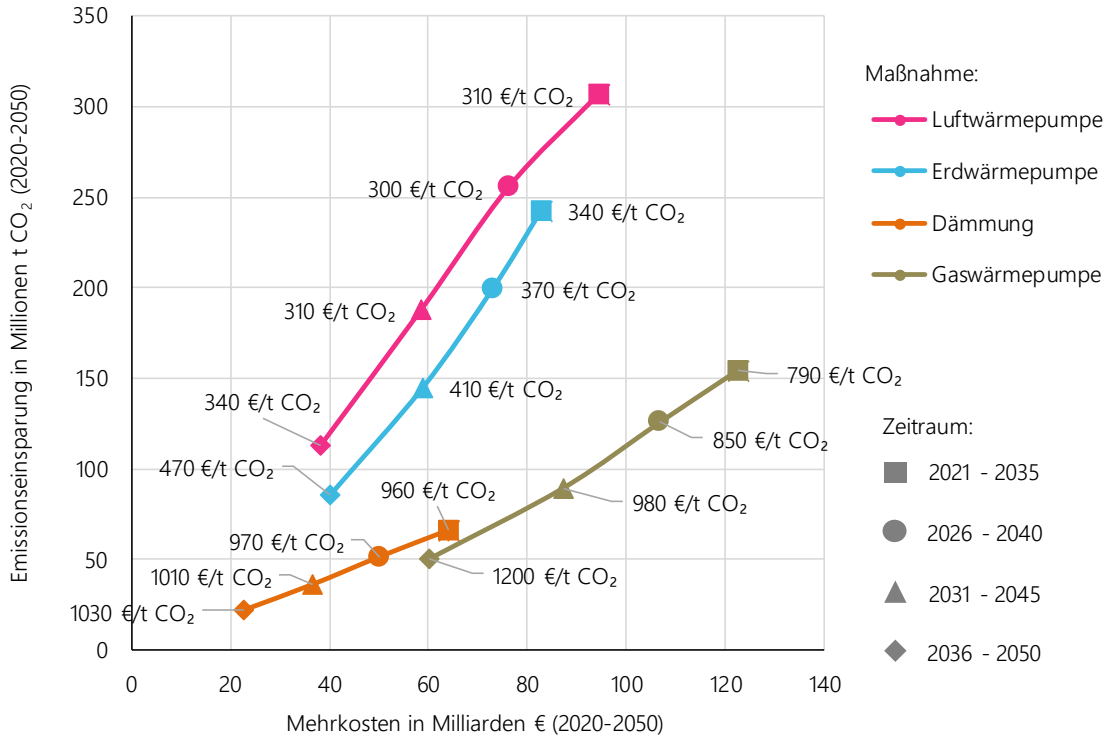


Abbildung 8-5: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und CO_2-Verminderungskosten über den gesamten Simulationszeitraum unter Variation des Maßnahmenzeitraums für vier ausgewählte Maßnahmen; Darstellung nach [12]

8.3.2.3 Rückwirkungen auf den Stromlastgang

Der Stromlastgang der privaten Haushalte unterscheidet sich zwischen dem Startszenario und den jeweiligen Maßnahmenszenarien lediglich durch die Last elektrischer Heizsysteme. Die Rückwirkungen dieser Heizsysteme auf den Bereitstellungssektor lassen sich durch die Stromlastgänge und deren zeitliche Überschneidung mit der Residuallast beschreiben. Die maximale Residuallast bestimmt den Bedarf an gesicherter Leistung. Je größer die maximale Residuallast ist, desto höher sind auch die Kosten für die Vorhaltung der gesicherten Leistung. Diese Kosten werden jedoch erst in der systemdynamischen Bewertung (Stufe 3) modelliert. Als Teil der sektordynamischen Bewertung werden in diesem Abschnitt die Stromlastgänge der Wärmepumpen und deren Beitrag zur maximalen Residuallast diskutiert.

In Abbildung 8-6 sind die Stromlastgänge der in den Maßnahmenszenarien Luft- (blau) und Erdwärmepumpe (rot) zusätzlich installierten Wärmepumpen für das Simulationsjahr 2035 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Luftwärmepumpen aufgrund der Außenlufttemperaturabhängigkeit und des zusätzlichen Heizstabeinsatzes in der kalten Jahreszeit deutlich größere Amplituden aufweisen als die Erdwärmepumpen. Darüber hinaus ist die Leistungszahl von Luftwärmepumpen, wie in Abschnitt 5.3.1 beschrieben, im Winter niedriger und im Sommer höher als die von Erdwärme-

pumpen. Der Heizstab macht mit 3 bis 6 % zwar nur einen geringen Teil des jährlichen Stromverbrauchs aus, an kalten Tagen jedoch einen großen Teil des Leistungsbezugs von Luftwärmepumpen. Mit dem Einsatz des Heizstabes sinkt die Leistungszahl des Luftwärmepumpensystems.

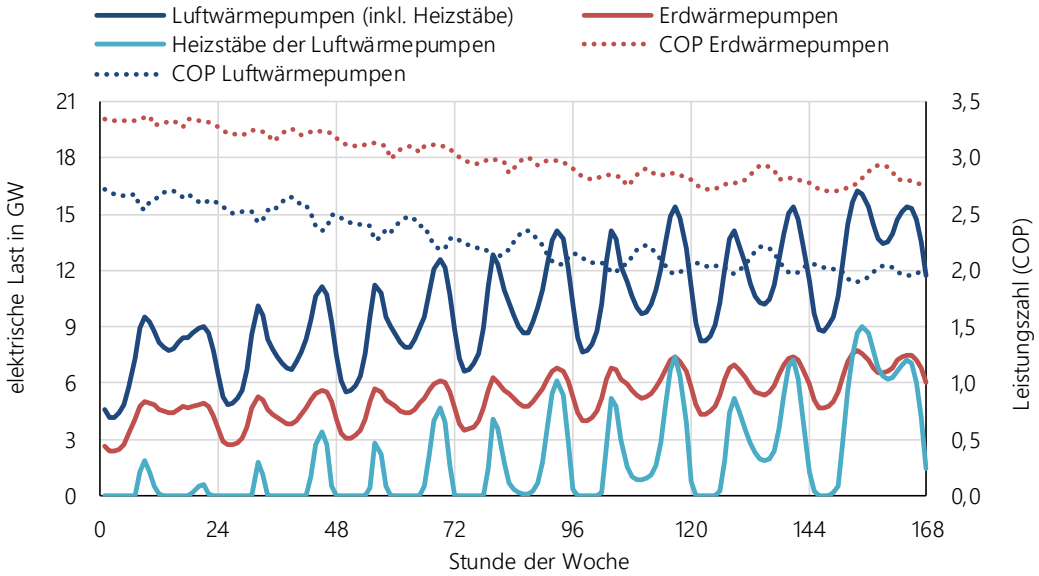


Abbildung 8-6: Maßnahmenbedingte elektrische Last und Leistungszahlen der Szenarien Luft- und Erdwärmepumpe gegenüber dem Startszenario für die fünfte Woche des Simulationsjahres 2035 (Wetterjahr 2012)

In Tabelle 8-2 sind charakteristische Kenngrößen für die Szenarien Luft- und Erdwärmepumpe zusammengefasst. Da für beide Szenarien das gleiche Investitionsbudget vorgegeben wird und die spezifischen Anlagenkosten der Luftwärmepumpen niedriger sind, werden mehr Luft- als Erdwärmepumpen installiert. Infolgedessen erzeugen die Luftwärmepumpen mehr Wärme als die Erdwärmepumpen. Im Vergleich dazu ist der Stromverbrauch überproportional größer, was sich durch die niedrigeren Jahresarbeitszahlen der Luftwärmepumpen begründen lässt. Die maximale Leistung der Luftwärmepumpen ist aufgrund der zuvor beschriebenen Zusammenhänge mit 17 GW in etwa doppelt so hoch wie die der Erdwärmepumpen. Bei einem angenommenen Stromverbrauch in gleicher Höhe würden die Luftwärmepumpen eine um 28 % höhere Maximallast bewirken. Bezogen auf die gleiche Wärmeerzeugung steigt der Wert auf 47 %.

Tabelle 8-2: Charakteristische Kennwerte der Szenarien Luftwärmepumpe und Erdwärmepumpe für das Simulationsjahr 2035

Parameter	Einheit	Maßnahmenszenario	
		Luftwärmepumpe	Erdwärmepumpe
Anzahl Anlagen	Mio.	2,9	2,1
Wärmeerzeugung	TWh	71	50
Stromverbrauch	TWh	22	13
Maximale elektrische Last	GW	17	8
Jahresarbeitszahl	-	3,3	3,7
Minimale Leistungszahl	-	1,9	2,6
Maximale Leistungszahl	-	13	7,5

Wird der aktuelle Trend beim Ausbau von Wärmepumpen fortgeführt, nimmt der Anteil an Luftwärmepumpen weiter zu. Dies hat zur Folge, dass die elektrische Maximallast der Wärmeversorgung stärker steigt als dies mit einem höheren Anteil an Erdwärmepumpen der Fall wäre. Da die maximale Residuallast im Stromnetz auf die Wintermonate fällt (vgl. [193]), tragen Wärmepumpen in einem Szenario mit hoher Durchdringung in großem Maße zur maximalen Residuallast bei.

Bivalente Heizsysteme wie Wärmepumpen mit Gaskesseln oder Systeme mit großen Wärmespeichern können – vorausgesetzt sie werden intelligent gesteuert – zu einer Reduktion des maximalen Leistungsbezugs führen. Eine intelligente Steuerung berücksichtigt in diesem Zusammenhang neben bereitstellungsseitigen Parametern, wie Kosten oder Emissionen, auch die anwendungsseitigen Restriktionen wie den bereitzustellenden Wärmebedarf und die Leistungszahl in Abhängigkeit der Erzeugungsleistung. Die hohe Residuallast und die großen Gradienten der Last werden in Kapitel 8.5 durch eine geeignete Flexibilisierung der Last und durch weitere Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs adressiert.

8.3.2.4 Wechselwirkungen der Maßnahmen

Die untersuchten Maßnahmen beeinflussen auf verschiedene Weise die Umsetzung und Bewertung anderer Maßnahmen. Die Maßnahmen der Kategorie Anlagentausch verändern den Bruttozubau an Technologien. Da in jedem Jahr maximal alle im Startszenario zugebauten Anlagen verdrängt werden können, begrenzt die Umsetzung einer Maßnahme die mögliche Umsetzungstiefe anderer Maßnahmen. Darüber hinaus reduzieren Maßnahmen der Gebäudeautomation sowie an der Gebäudehülle den Nutzenergiebedarf, was sich sowohl auf die Maßnahmenheiztechnologie als auch auf die Referenzheiztechnologie auswirkt. Dadurch sinkt die mögliche Emissionsminderung der Maßnahme. Gleichzeitig steigt jedoch die Effizienz der Heizsysteme, insbesondere die der Wärmepumpen, da diese niedrigere Vorlauftemperaturen bereitstellen. Außerdem sinkt die Heizlast der Gebäude, wodurch Heizsysteme mit einer geringeren Nennleistung ausgelegt werden können. Dies hat ebenfalls sinkende Investitionen zur Folge. Die Bewertung der Einzelmaßnahme „Dämmung der Gebäudehülle" in Abschnitt 8.3.2.1 berücksichtigt diese Wechselwirkung bereits. Da die Beheizung im Startszenario überwiegend durch günstige, fossilbeheizte Kessel erfolgt, reduziert dieser Effekt die kumulierten Gesamtkosten lediglich um 4 %. Die Kombination der Sanierung mit einem Ausbau von Wärmepumpen kann jedoch potenziell zu einer erhöhten Kosteneinsparung führen, da die spezifischen Kosten der Wärmepumpen deutlich über denen der konventionellen Alternativen liegen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Abschnitt die Wechselwirkungen der

Maßnahmen „Dämmung der Gebäudehülle“ sowie „Wärmepumpen“ untersucht. Die nachfolgende Beschreibung dieser Wechselwirkungen wurde bereits in [12] veröffentlicht.

Neben den oben beschriebenen Einzelmaßnahmen werden zu diesem Zweck zwei weitere Szenarien definiert, in denen die Reihenfolge der Maßnahmenumsetzung variiert wird. Im Szenario „WPSan“ werden Wärmepumpen mit einem Investitionsbudget von 6 Mrd. €/a über den Zeitraum von 2021 bis 2035 ausgebaut. Anschließend erfolgt die Dämmung der Gebäudehülle von 2036 bis 2050 mit einem Investitionsbudget von 50 Mrd. €/a. In einem weiteren Szenario „SanWP“ werden die Umsetzungszeiträume getauscht, d .h. es erfolgt zunächst eine forcierte Dämmung mit 50 Mrd. €/a und anschließend der Ausbau von Wärmepumpen mit 6 Mrd. €/a. Die Investitionsbudgets wurden so gewählt, dass die Anzahl an zusätzlichen Wärmepumpen im Jahr 2050 gleich der Anzahl an zusätzlich gedämmten Gebäuden mit Wärmepumpen ist. Die unterschiedliche Höhe des vorgegebenen Investitionsbudgets ist im Wesentlichen durch zwei Faktoren begründet. Zum einen sind dies die deutlich höheren Investitionen je gedämmtem Gebäude gegenüber den Investitionen für die Installation einer Wärmepumpe. Zum anderen verursacht die Dämmung im Gegensatz zur Wärmepumpe keine über die Investition hinausgehenden, fixen und variablen Betriebskosten. Der Szenariendefinition liegt außerdem die Annahme zugrunde, dass die Wärmepumpen im Szenario SanWP kleiner ausgelegt werden und deshalb für das gleiche Investitionsbudget mehr Anlagen installiert werden können.

Tatsächlich zeigt sich, dass im Szenario SanWP mit 6,9 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2050 über 300 Tsd. Anlagen mehr installiert werden als im Szenario WPSan. Dennoch führt das Szenario SanWP mit 1.400 €/t CO_2 zu höheren kumulierten CO_2-Verminderungskosten als das Szenario WPSan mit 800 €/t CO_2. Der wesentliche Grund hierfür liegt im Wirkzeitraum der untersuchten Maßnahmen. Je länger der Wirkzeitraum der Maßnahme Wärmepumpe ist, desto geringer sind die CO_2-Verminderungskosten des Szenarios. Hintergrund sind die in Abschnitt 8.3 dargestellten, deutlich niedrigeren CO_2-Verminderungskosten im Vergleich zur Dämmung.

Ein weiterer Effekt, der den Einfluss der kleineren Nennleistungen der Wärmepumpen im Szenario SanWP auf die CO_2-Verminderungskosten überkompensiert, betrifft die substituierten Technologien. Im Startszenario werden über den Zeitraum von 2021 bis 2035 aufgrund des hohen Anlagenalters im Startjahr 1,7 Mio. Ölbrennwertkessel zugebaut (brutto), wohingegen es im Zeitraum von 2036 bis 2050 lediglich 600 Tsd. Ölkessel sind. Das bedeutet, dass die Wärmepumpen im Szenario WPSan mehr emissionsintensive Ölkessel verdrängen als im Szenario SanWP. Folglich ist im Szenario WPSan auch die CO_2-Verminderung je Anlage größer.

Aus Sicht des Regulators lässt sich aus diesen Analysen ableiten, dass der Anreiz für einen verstärkten Wärmepumpenausbau nicht erst nach einer umfassenden Dämmung des Gebäudebestandes erfolgen sollte, da dies zu höheren CO_2-Verminderungskosten führt. Dem Nutzen eines prioritären Förderprogramms für die Dämmung des Gebäudebestandes und des in der Energiewirtschaft gängigen Konzepts von „Efficiency First“ steht das Risiko eines zu späten Ausbaus der Wärmepumpen gegenüber. Führt der zunehmende Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere der der Onshore Windenergieanlagen, jedoch zu Akzeptanzproblemen, so kann die Dämmung des Gebäudebestandes eine Maßnahme darstellen, diesen Ausbaubedarf zu reduzieren. Aus Sicht des Entscheidungsträgers eines Gebäudes kann sich ein anderes Bild ergeben. Wenn sich dieser aus Gründen der Behaglichkeit für die Dämmung eines Gebäudes entscheidet, dann sollte die Maßnahme möglichst zeitnah und in Kombination mit einer Wärmepumpe umgesetzt werden. Da die Wärmepumpe in diesem Fall auf eine niedrigere Heizlast ausgelegt werden kann, lassen sich je nach Gebäude und Technologie zwischen 11 % und 31 % der Anlagenkosten sparen. Darüber hinaus führt die frühzeitige Umsetzung zu einer größeren kumulierten Emissionsreduktion.

8.4 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung

Die Beschreibung der sektordynamischen Bewertung wurde bereits in [12] veröffentlicht. Nachfolgend werden daraus die Ergebnisse der Maßnahmen des Sektors private Haushalte zusammengefasst.

Für die systemdynamische Bewertung wird der Bilanzraum der Modellierung gegenüber der sektordynamischen um den Bereitstellungssektor erweitert. Dabei wird die Bereitstellung der nachgefragten Energieträger, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, im Energiesystemmodell ISAaR optimiert. Alle maßnahmenbedingten Änderungen der Kosten und Emissionen im Energiesystem werden der Maßnahme in der Berechnung ihrer Verminderungskosten vollständig zugeordnet. Durch dieses Vorgehen können sich die Emissionsminderungen, Mehrkosten und CO_2-Verminderungskosten von jenen der Stufe 2 unterscheiden. Sie bilden damit neben den sektoralen Wechselwirkungen auch die Auswirkungen auf den Bereitstellungssektor dynamisch ab. Die Bewertungsgrößen werden über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumuliert.

Die Unterschiede der Bewertungsgrößen zwischen Stufe 2 und Stufe 3 sind durch den vom Startszenario abweichenden, nun dynamisch modellierten Kraftwerkseinsatz und die daraus resultierenden Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise begründet. Der Einsatz fossilbefeuerter Stromerzeugungskapazitäten hat dabei einen starken Einfluss auf die Emissionsminderung der Maßnahme. In Stufe 2 wird diese über mittlere Emissionsfaktoren nach der Carnotmethode im Startszenario abgebildet. Im Gegensatz dazu führt eine marginale Laständerung in Stufe 3 zu einem Mehr- oder Mindereinsatz des Grenzkraftwerks (Grenzkraftwerk-Methode). **Effizienzmaßnahmen** wie „Dämmung der Gebäudehülle" oder „Ausbau von Gaswärmepumpen" führen zu einer Reduktion des Stromverbrauchs. Die kumulierte Emissionsminderung dieser Maßnahmen, der Nenner der CO_2-Verminderungskosten, steigt gegenüber den Werten nach Stufe 2. Dies liegt begründet in den höheren Emissionsfaktoren der Grenzkraftwerke (Stufe 3) im Vergleich zu denen des Strommixes (Stufe 2). Für die Dämmung steigt die Emissionsminderung um 0,4 Mio. t CO_2 (+0,5 %) und für die Gaswärmepumpen um 5 Mio. t CO_2 (+4 %) gegenüber Stufe 2. Die kumulierten Mehrkosten steigen um 70 Mio. € (+0,1 %) bzw. 1,6 Mrd. € (+1,6 %). In der Folge sinken die CO_2-Verminderungskosten auf 952 €/t CO_2 (-0,4 %) bzw. 783 €/t CO_2 (-3 %).

Im Gegensatz dazu sinkt die Emissionsminderung bei **Elektrifizierungsmaßnahmen** wie der elektrischen Wärmepumpe. Auch hier führt der Mehrstrombedarf zunächst vor allem zu einer Mehrauslastung der Grenzkraftwerke und damit zu einer weniger stark ausgeprägten Emissionsminderung (-7 %). Bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung ergibt sich eine spezifische Mehremission in Höhe von 220 g CO_2/kWh. Dieser Wert ist deutlich höher als der über den Betrachtungszeitraum gemittelte Emissionsfaktor des Strommixes im Startszenario mit 160 g CO_2/kWh. Da die Mehrkosten nicht in gleichem Maße sinken, steigen die CO_2-Verminderungskosten der Wärmepumpen durch die Berücksichtigung der Reaktion des Bereitstellungssektors von 320 €/t CO_2 auf 340 €/t CO_2.

Für die Maßnahme **Ausbau der Fernwärmeversorgung** erfolgt ausschließlich eine systemdynamische Bewertung. Das Maßnahmenszenario führt entsprechend Tabelle 6-6 zu einem um 44 TWh/a steigenden Fernwärmeabsatz an private Haushalte bis zum Jahr 2050. Die Fernwärmebereitstellung erfolgt in diesem Szenario nach [12] zunehmend durch PowertoHeatAnlagen in Form von Elektrodenheizkesseln und Großwärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern. Der dadurch steigende Stromverbrauch wird von einem Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung flankiert. Im Sektor der privaten Haushalte werden 1,15 Mio. Gebäude zusätzlich an das Fernwärmenetz angeschlossen. Infolgedessen sinken die Investitionen und die fixen Betriebskosten für Heizsysteme kumuliert über den gesamten Betrachtungszeitraum um 19 Mrd. €. Da die Energieträger Fernwärme und Strom im Maßnahmenszenario teurer sind als die verdrängten Energieträger,

steigen die variablen Betriebskosten über den gesamten Zeitraum um 7 Mrd. €. Die niedrigeren Emissionsfaktoren von Strom und Fernwärme führen zu einer kumulierten Emissionsminderung von 49 Mio. t CO_2. Daraus ergeben sich CO_2-Verminderungskosten in Höhe von -250 €/t CO_2. Die Kosten für den Ausbau des Fernwärmenetzes sind analog zu denen des Stromnetzes nicht Bestandteil des Bilanzraumes.

Eine wichtige Erweiterung der Bewertung nach Stufe 3 ist neben der optimierten Bereitstellung des Energieträgers Strom auch der durch den Mehrstrombedarf induzierte Ausbau von Erzeugungskapazitäten. In Abbildung 8-7 ist die maßnahmenbedingte Mehr- oder Minderstromerzeugung von Photovoltaikanlagen (PVA), Onshore und Offshore Windenergieanlagen (WEA) sowie allen weiteren Technologien kumuliert für den Zeitraum von 2020 bis 2050 dargestellt.

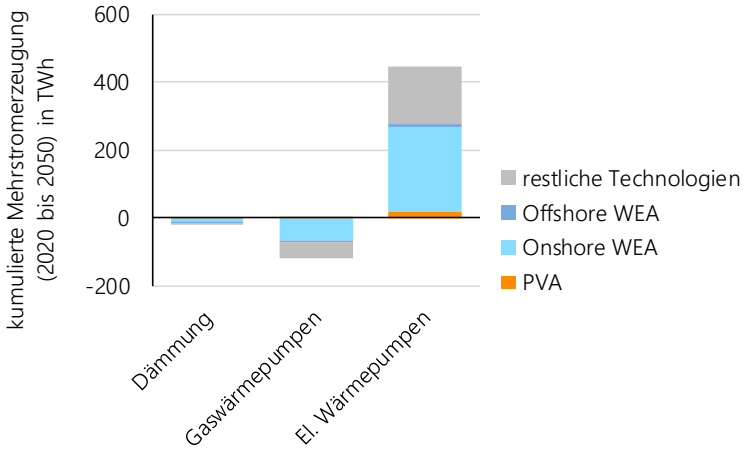


Abbildung 8-7: Kumulierte Stromerzeugung und die Anteile der Technologien für die ausgewählten Maßnahmen über den Zeitraum von 2020 bis 2050 nach [12]

Es ist zu erkennen, dass die absolute Höhe der Mehrstromerzeugung stark maßnahmenabhängig ist. Die Effizienzmaßnahmen führen aufgrund der geringen Anteile von elektrischen Wärmepumpen im Startszenario nur zu einer geringfügigen Minderstromerzeugung. Bezogen auf die fossilen Energieträger sind die Minderverbräuche deutlich größer, jedoch wirken sich diese nicht auf die Kosten und Emissionen des Bereitstellungssektors aus. Da durch die Maßnahme der elektrischen Wärmepumpen überwiegend monovalente, fossilbefeuerte Kessel verdrängt werden, ist der Betrag der Mehrstromerzeugung im Vergleich zu dem der Effizienzmaßnahmen deutlich größer.

Neben der absoluten Höhe verändern sich auch die Anteile von WEA und PVA an der zusätzlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Zurückzuführen ist dies unter anderem auf die Last- und Erzeugungscharakteristik. Während WEA im Winter des Wetterjahres 2012 nach [12] mehr und im Sommer weniger Strom erzeugt haben, galt für PVA der umgekehrte Fall. Das gemittelte Tagesprofil von WEA ist hingegen deutlich gleichmäßiger als das der PVA, welches einer Gaußverteilung um die Mittagszeit ähnelt. Der durch Raumwärmebedarf induzierte Mehrstromverbrauch der Wärmepumpen passt zeitlich besser zur Stromerzeugung der WEA als zu der der PVA. Die Wärmepumpen zeigen mittags eine annähernd reziproke Proportionalität zum Profil der PVA. Jedoch liegt das lokale Minimum aufgrund der Trägheit der Gebäudemasse bei 14 Uhr.

Aus diesen Gründen führt die Maßnahme Wärmpumpe zu einem steigenden Anteil der WEA (+0,6 %) an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die Maßnahmen Gaswärmepumpen und Dämmung, welche den Endenergieverbrauch zu Zeiten des Raumwärmbedarfs reduzieren, führen aus den gleichen Gründen zu einer Erhöhung des Anteils der PVA (+0,6 % bzw. +0,1 %) gegenüber dem Startszenario. Im Vergleich dazu führen die Maßnahmen des Verkehrssektors durch

die bessere Kongruenz mit dem Profil der Photovoltaik in [12] zu einer Erhöhung des Anteils von PVA.

8.5 Klimaschutzszenario fuEL

Die zuvor beschriebenen Untersuchungen zeigen, dass eine Vielzahl an Maßnahmen existiert, welche die CO_2-Emissionen der privaten Haushalte reduzieren können. Im Klimaschutzszenario fuEL werden diese sektorübergreifend zu einem Gesamtszenario zusammengeführt, das die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 um 95 % reduziert. Die Zielerreichung wird in diesem Szenario mit einer umfangreichen Elektrifizierung bei gleichzeitig starkem Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und der Bereitstellung von erneuerbaren Brennstoffen realisiert. Die detaillierte Beschreibung der Annahmen und der Ergebnisse des Szenarios wurden bereits in [12] veröffentlicht und ist in Tabelle 12-11 im Anhang zusammengefasst. In diesem Abschnitt erfolgt daraus die Beschreibung der Maßnahmen und deren Umsetzungstiefe im Sektor der privaten Haushalte. Darauf aufbauend werden die CO_2-Verminderungskosten des gesamten Sektors ausgewiesen. Abschließend wird der Systemnutzen der Flexibilisierung anhand der Mehrintegration Erneuerbarer Energien sowie der Reduktion der maximalen Residuallast diskutiert.

8.5.1 Umsetzungsgrade der Maßnahmen

Zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes können die drei Maßnahmen Dämmung, Einsatz erneuerbarer Brennstoffe und Ausbau von Wärmepumpen einen wesentlichen Beitrag leisten. Wie Kapitel 8.1 bis 8.4 zu entnehmen ist, führt der Ausbau elektrischer Wärmepumpen zu den niedrigsten Verminderungskosten dieser Maßnahmen. Aus diesem Grund wird im Szenario fuEL ein maximaler Ausbau dieser Technologie unter Einhaltung der in Abschnitt 3.3 ermittelten Potenzialgrenzen angenommen. Daraus ergibt sich die in Abbildung 8-8 dargestellte Entwicklung des Bestands an Heizsystemen. Es ist zu erkennen, dass selbst bei maximalem Ausbau von elektrischen Wärmepumpen über den gesamten Betrachtungszeitraum Restmengen an Öl- und Gaskesseln vorhanden sind. Analog zum Startszenario wurde die Sanierungsrate im Szenario fuEL, trotz der vergleichsweise hohen Verminderungskosten im Standardfall, mit 1,1 %/a – einem Wert knapp über der derzeitigen Sanierungsrate – definiert. Sie liegt damit unter den Werten vergleichbarer Zielszenarien (siehe [10], [14] und [19]). Bis zum Jahr 2050 steigt dadurch der Anteil von teil- und vollsanierten Gebäuden der Baualtersklassen vor 1995 auf 64 %.

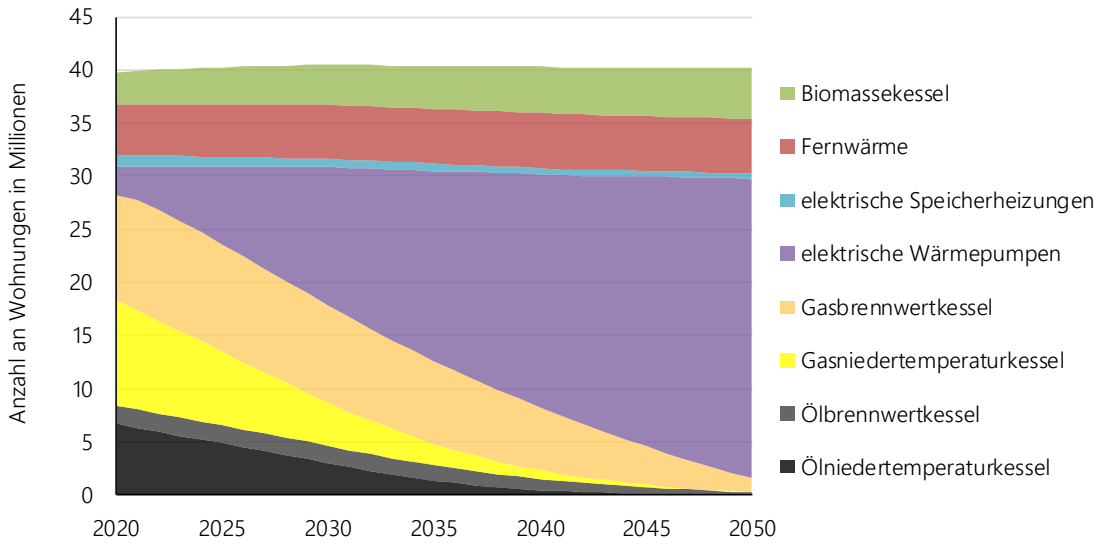


Abbildung 8-8: Entwicklung des Bestands an Heizsystemen im Szenario fuEL nach [12]

Aus Kapitel 8.3 geht hervor, dass die umfangreiche Substitution fossil befeuerter Kessel durch elektrische Wärmepumpen ohne weitere Maßnahmen zu hohen Lastspitzen führt und damit große vorzuhaltende Erzeugungskapazitäten auf Seiten des Bereitstellungssektors erfordert. Im Szenario fuEL wird der Ausbau von elektrischen Wärmepumpen deshalb von weiteren Maßnahmen flankiert. Diese lassen sich in die folgenden drei Kategorien einordnen:

- Reduktion des Endenergieverbrauchs und der Lastspitze
    - Ausbau von dezentralen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung
    - Installation regelbarer Thermostate
- Integration von Erneuerbaren Energien
    - Ausbau von Solarthermieanlagen
    - Ausbau von Heizstäben
- Reduktion der maximalen Residuallast und Integration von Erneuerbaren Energien durch Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme

Wärmerückgewinnung

Der Raumwärmebedarf der Gebäude entsteht durch Transmissions- und Lüftungsverluste. Letztere lassen sich z. B. durch die Maßnahme „dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung" reduzieren. Da hierfür bauliche Maßnahmen an der Gebäudesubstanz – wie etwa ein Wanddurchbruch – notwendig sind, wird angenommen, dass diese Maßnahme nur in sanierten und neugebauten Gebäuden umgesetzt wird. In der Folge sind bis zum Ende des Betrachtungszeitraums 6 Millionen Gebäude von dieser Maßnahme betroffen. Die reduzierten Lüftungsverluste werden über eine Skalierung des Raumwärmelastgangs modelliert.

Regelbare Thermostate

Im unsanierten Gebäudebestand lässt sich der Raumwärmebedarf durch regelbare Thermostate reduzieren. Darunter werden, wie in Kapitel 6.3 beschrieben, Geräte verstanden, welche durch Einzelraumsteuerung eine Teilbeheizung des Gebäudes und damit eine Reduktion des Wärmebedarfs ermöglichen. Da die Höhe der Einsparung in erster Näherung proportional zu der Außenlufttemperatur bzw. dem Wärmebedarf ist, wird die Maßnahme ebenfalls durch eine Skalierung der Raumwärmelastgänge abgebildet. Es wird angenommen, dass die Maßnahme im Jahr

2050 in 50 % der unsanierten Gebäude der Baualtersklassen vor 1995 umgesetzt ist. Gebäude, die mit elektrischen Speicherheizungen oder mit Fernwärme beheizt werden, sind nicht von der Maßnahme betroffen. Im Szenario fuEL sind im Jahr 2050 insgesamt 2,4 Millionen Gebäude mit regelbaren Thermostaten ausgestattet. Der Nutzenergiebedarf für Raumwärme sinkt dadurch im gleichen Jahr um 11 TWh.

Solarthermie

Solarthermieanlagen ermöglichen die objektnahe Integration Erneuerbarer Energien in die Wärmebereitstellung. Im Szenario erfolgt die Umsetzung in Kombination mit Gas- und Biomassekesseln. Dadurch lässt sich der Endenergieverbrauch dieser Energieträger reduzieren, woraus sich ein Nutzen ableitet, der über die Sektordynamik hinausgeht. Die auf diese Weise „freiwerdende" Biomasse kann in anderen Anwendungen genutzt werden, in denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist (z. B. im Flugverkehr). Im Jahr 2050 werden in diesem Szenario 50 % der EZFH mit Gas- und Biomassekesseln um eine Solarthermieanlage erweitert. Infolgedessen werden im gleichen Jahr 17 TWh an Endenergie substituiert.

Heizstab

Neben der objektnahen Integration Erneuerbarer Energien durch Solarthermie können diese auch durch die Verwendung von Heizstäben in Wärmespeichern in die Wärmebereitstellung der Gebäude eingebunden werden. Darüber hinaus kann die Maßnahme zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Bivalente Heizsysteme wie solche, die um Heizstäbe ergänzt werden, zeichnen sich durch ihre besonders hohe Flexibilität hinsichtlich der Wahl des Energieträgers zur Wärmeerzeugung aus. Im Szenario fuEL wird deshalb der Ausbau von Heizstäben als zweites Heizsystem in Kombination mit Gas- und Biomassekesseln gegenüber dem Startszenario verdoppelt. So sind zum Ende des Betrachtungszeitraums 4,7 % der Mehrfamilienhäuser mit Heizstäben ausgestattet.

Lastflexibilisierung

Neben den zuvor beschriebenen Technologien, welche die Emissionen des Sektors adressieren, wird im Szeanrio fuEL eine Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme nach Abschnitt 6.5.1 untersucht. Diesbezüglich wird die Annahme getroffen, dass Heizstäbe nur zum Zweck der Lastflexibilisierung installiert werden und aus diesem Grund 100 % der Anlagen steuerbar sind. Für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen wird von einem 50-prozentigen Anteil steuerbarer Anlagen ausgegangen. Dass dieser Anteil nicht bei 100 % liegt, kann mit verschiedenen Argumenten begründet werden. So stellt es eine größere Herausforderung dar, bereits installierte Anlagen umzurüsten, da bestehende Regelungen für einen anderen Anwendungsfall ausgelegt wurden. Außerdem können Interessen von NutzerInnen gegen eine Fernsteuerbarkeit sprechen, weshalb nicht alle Haushalte in Frage kommen. Mit diesen Annahmen steigt die Zahl der Gebäude, welche mit steuerbaren elektrischen Heizsystemen ausgestattet ist, bis 2050 auf 4,5 Millionen.

8.5.2 Bewertung mittels CO_2-Verminderungskosten

Die beschriebenen Maßnahmen führen zu der in Abbildung 8-9 dargestellten Reduktion des Endenergieverbrauchs privater Haushalte. Dieser sinkt aufgrund von Effizienzgewinnen und Energieträgerwechsel um 53 %. Am stärksten sind davon die Energieträger Öl (-98 %) und Gas (-95 %) betroffen. Diese werden im Jahr 2050 im Szenario fuEL aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt. Eine starke Erhöhung zeigt der Energieträger Strom zur Beheizung (+220 %). Die durch Solarthermie substituierte Endenergie steigt um 170 %.

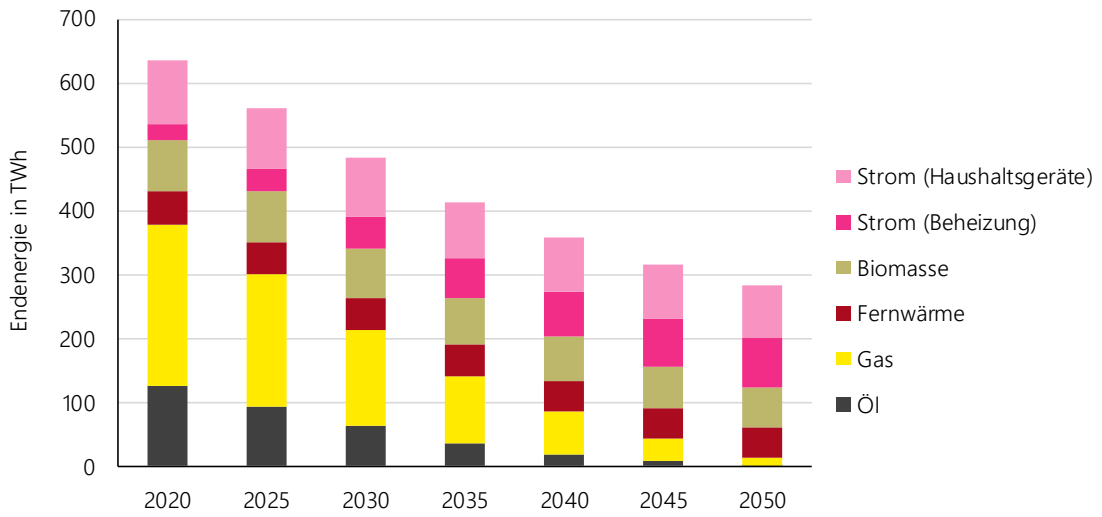


Abbildung 8-9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte im Szenario fuEL nach [12]

Werden die Kosten und Emissionen des Bereitstellungssektor entsprechend [12] auf den Sektor der privaten Haushalte umgelegt, so ergeben sich für diesen im Szenario fuEL CO_2-Verminderungskosten in Höhe von 310 €/t CO_2. Dieser Wert liegt durch den starken Ausbau in der Größenordnung der Werte von Wärmepumpen (vgl. Abschnitt 8.3.1). Aus den sektorübergreifenden CO_2-Verminderungskosten von 100 €/t CO_2 (vgl. [12]) kann abgeleitet werden, dass sich in den anderen Endenergiesektoren günstigere Maßnahmen umsetzen lassen. Die jährlichen Mehrkosten des Sektors gegenüber dem Startszenario betragen durchschnittlich 12 Mrd. €, bezogen auf den Stromverbrauch der privaten Haushalte 8 ct/kWh.

In Abbildung 8-10 sind die Lasten der flexibilisierten elektrischen Heizsysteme und der Strompreis für eine exemplarische Winterwoche im Simulationsjahr 2050 dargestellt. Dabei handelt es sich um eine Woche mit einer der höchsten Gesamtstromlasten. Es ist zu erkennen, dass die Last der elektrischen Heizsysteme zu Zeiten niedriger Strompreise ansteigt, wohingegen sie bei hohen Strompreisen abfällt. Die Lastcharakteristik der Heizsysteme ist äußerst unterschiedlich. Während die Wärmepumpen durch den kleinen Speicher und die geringe Nennleistung eine verhältnismäßig gleichmäßige Last verursachen, zeigt der Lastverlauf der elektrischen Speicherheizungen eine deutlich höhere Volatilität. Die Heizstäbe wiederum übernehmen die Wärmebereitstellung oder beladen die Speicher nur zu den Zeiten, in denen die Opportunität (Bereitstellung durch Biomasse- oder Gaskessel) teurer ist. Diese Opportunitäten liegen im Jahr 2050 bei 29 €/MWh (Gaskessel) bzw. 28 €/MWh (Biomassekessel). Dieser Fall tritt beispielsweise in den Stunden 2 und 3 des 22.02.2050 auf. Durch die Flexibilisierung der elektrischen Heizsysteme steigen die reduzierten jährlichen Strombezugskosten im Mittel von 14 € je Wohnung im Jahr 2020 auf 43 € je Wohnung im Jahr 2050. Dieser steigende Betrag kann mit dem zunehmend volatilen Strompreis begründet werden.

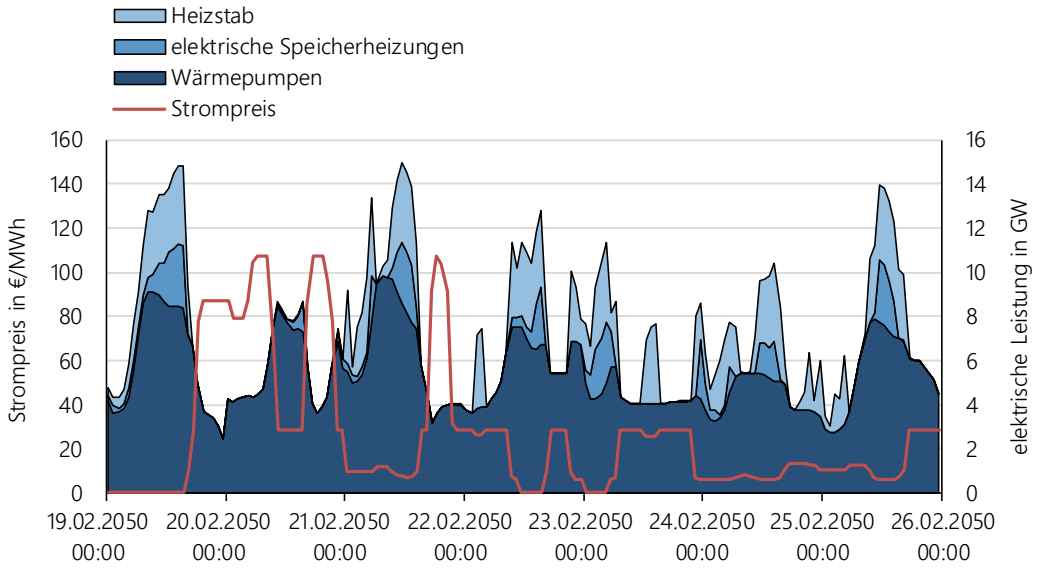


Abbildung 8-10: Last der flexibilisierten elektrischen Heizsysteme und Strompreis für die 8. Woche (Winterwoche) im Simulationsjahr 2050

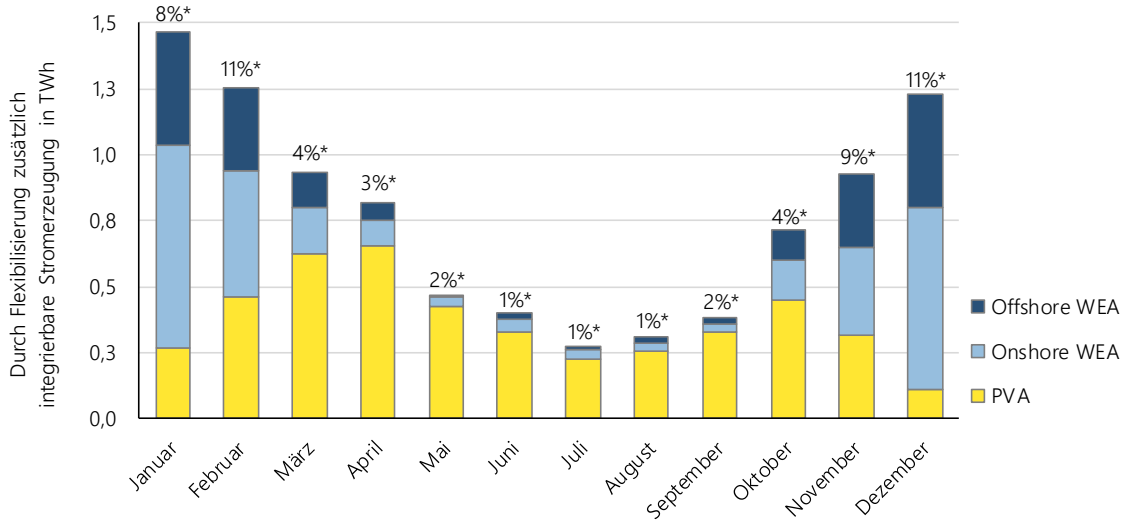
8.5.3 Bewertung des Systemnutzens steuerbarer elektrischer Heizsysteme

Der Systemnutzen steuerbarer elektrischer Heizsysteme wird in diesem Abschnitt über die Quantifizierung der Mehrintegration Erneuerbarer Energien sowie der Reduktion der maximalen Residuallast im Jahr 2050 bewertet. Den Ergebnissen liegt die Methodik nach Abschnitt 6.5.2 zugrunde.

Mehrintegration Erneuerbarer Energien

Über das gesamte Jahr 2050 kann eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Höhe von 12 TWh zusätzlich integriert werden. Andernfalls würde sie durch alternative Flexibilitätsoptionen adressiert oder abgeregelt werden. Im Folgenden wird diese vereinfacht als Überschuss oder abgeregelte Energie bezeichnet. Der flexible Betrieb von Wärmeerzeugern führt aufgrund einer längeren Speicherdauer zu zusätzlichen Wärmeverlusten und damit zur Erhöhung des Stromverbrauchs um 2,4 TWh/a. Die nutzbare Mehrintegration Erneuerbarer Energien, welche sich aus der Differenz der beiden Werte ergibt, beträgt 9,1 TWh/a.

Da für den betrachteten Fall keine standardisierte Reihenfolge zur Abregelung von EE-Stromerzeugungstechnologien existiert, wird angenommen, dass diese entsprechend der Zusammensetzung der stündlichen Stromerzeugung erfolgt. Wird der Strom in einer Stunde mit geringer Last beispielsweise überwiegend aus Windkraftanlagen bereitgestellt, dann werden auch größtenteils WEA abgeregelt. In folgendem Diagramm sind die monatlichen Energiemengen der Mehrintegration dargestellt.



* Anteil an der negativen Residuallast vor Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen

Abbildung 8-11: Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung elektrischer Heizsysteme im Jahr 2050

Das Integral der negativen Residuallast beträgt ohne Flexibilisierung 302 TWh/a. Davon können durch die Steuerung der Heizsysteme monatlich zwischen 0,34 TWh im Juli und 1,8 TWh im Januar integriert werden. Unter den getroffenen Annahmen kann durch die Flexibilisierung der Heizsysteme monatlich maximal ein Anteil von 11 % (Februar und Dezember) der ansonsten abgeregelten Energie integriert werden. Im gesamten Jahr 2050 beträgt der Anteil der integrierbaren Energie 4 %. Die Mehrintegration ist unter den beschriebenen Rahmenbedingungen in erster Linie durch die Kapazität der Wärmespeicher limitiert, da in allen Monaten sowohl ungenutzter EE-Überschuss sowie Wärmebedarf vorhanden ist. In Summe über das Jahr ergibt sich folgende Zusammensetzung der mehr integrierten EE-Stromerzeugung: 48 % PVA, 31 % Onshore WEA und 20 % Offshore WEA. Dieses Ergebnis ist auf die vergleichsweise hohe jährliche Stromerzeugung aus PVA zurückzuführen. Dadurch lassen sich insbesondere in der Übergangszeit, wenn die Gebäude bereits einen Raumwärmebedarf verursachen, große Strommengen aus PVA integrieren. Das Integral der positiven Residuallast sinkt durch die Flexibilisierung im Jahr 2050 um 3,7 TWh. Dies hat eine reduzierte Stromerzeugung aus konventionellen Erzeugungskapazitäten oder alternativen Flexibilitätsoptionen in gleicher Höhe zur Folge.

Reduktion der maximalen Residuallast

Die maximale Residuallast wird durch die regelbare und witterungsunabhängige Erzeugungskapazität bereitgestellt. Je höher sie ist, desto mehr Kosten verursacht die Vorhaltung dieser Kapazität. Durch die Flexibilisierung elektrischer Heizsysteme kann sie von 128 GW auf 117 GW reduziert werden. Im Zuge der Flexibilisierung elektrischer Heizsysteme kann die Maximallast hingegen hohe Werte annehmen. So steigt sie im untersuchten Fall sogar um 0,2 GW. Zu diesem neuen Zeitpunkt der elektrischen Maximallast ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien jedoch sehr hoch. Somit lässt sich anhand der maximalen elektrischen Last keine Aussage von der zuvor beschriebenen, vorzuhaltenden Erzeugungskapazität ableiten.

8.6 Sensitivitätsanalyse

Die gezeigten Ergebnisse basieren auf der Definition einer Vielzahl von Annahmen. Da sich viele der angenommenen Werte auf zukünftige Entwicklungen beziehen, sind diese mit Unsicherheiten verbunden. In diesem Abschnitt wird deshalb für ausgewählte Größen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Eine dieser Größen, welche auf die Bewertung aller untersuchten Maßnahmen einen Einfluss hat, ist das zugrunde gelegte Wetterjahr. Aufbauend auf der beschriebenen Methodik für das Wetterjahr 2012 wird die Bewertung auch für einen Temperaturverlauf im langjährigen Mittel über eine Witterungsbereinigung nach Abschnitt 3.1.3 vorgenommen. Darüber hinaus werden zukünftige Entwicklungen für verschiedene Klimaszenarien nach [194] vorgegeben und deren Einfluss auf die Bewertung der Maßnahmen untersucht (vgl. Abschnitt 8.6.1).

Die Ergebnisse der Lastflexibilisierung sind insbesondere von der Speicherkapazität der steuerbaren Anlagen abhängig. In Abschnitt 8.6.2 wird der Einfluss dieser auf die Reduktion der maximalen Residuallast sowie die Integration Erneuerbarer Energien diskutiert.

8.6.1 Temperaturzeitreihen

Die zuvor beschriebene Maßnahmenbewertung beruht auf der Vorgabe des Wetterjahres 2012. Die Gradtagzahl dieses Jahres liegt aufgrund der im Mittel höheren Temperaturen während der Heizperiode 4,2 % unter dem des langjährigen Mittelwerts. Die Witterungsbereinigung nach Abschnitt 3.1.3 führt zu einem um diese Abweichung skalierten Endenergieverbrauch für Raumwärme. Dieser wirkt sich wiederum auf die entsprechenden CO_2-Emissionen und variablen Betriebskosten aus, wodurch sich die Bewertung der Maßnahmen verändert. Durch den höheren Endenergieverbrauch nach Witterungsbereinigung sinken die CO_2-Verminderungskosten. Darauf aufbauend wird der Einfluss dreier Klimaszenarien nach [194] auf die Verminderungskosten untersucht. Die Klimaszenarien gehen von unterschiedlichen Strahlungsantrieben[20] und infolgedessen von Temperaturerhöhungen aus (vgl. Tabelle 8-3).

Tabelle 8-3: Beschreibung der Klimaszenarien nach [194]

Klimaszenario	Beschreibung
Langjähriges Mittel	Witterungsbereinigung durch Mittelwert der Gradtagzahl, berechnet aus den Werten der vergangenen 60 Jahre nach Abschnitt 3.1.3
RCP 2.6	• Anstieg der Treibhausgasemissionen bis 2020 führt zu ca. 490 ppm • Rückgang Strahlungsantrieb auf 3 W/m² im Jahr 2100 • Szenario in Einklang mit den Zielen des Pariser Klimaabkommens (Erwärmung < 2°C)
RCP 4.5	• Über 650 ppm CO_2-Äquivalent im Jahr 2100 • Strahlungsantrieb bleibt bis 2300 auf konstantem Niveau
RCP 8.5	• Über 1370 ppm CO_2-Äquivalent im Jahr 2100 • Strahlungsantrieb bleibt bis 2300 auf hohem Niveau

Aus den Klimaszenarien werden Mittelwerte der Temperatur über drei Stunden für alle Jahre bis 2050 verwendet. Die räumliche Auflösung des Rasters der Primärdaten beträgt 0,11°. Aus diesem werden für alle Landkreise Deutschlands repräsentative Temperaturzeitreihen extrahiert und diese durch lineare Interpolation auf eine stündliche Auflösung disaggregiert. Die Temperaturzeitreihen werden

[20] Der Strahlungsantrieb bezeichnet die Netto-Strahlungsflussdichte und meint die Strahlung die Netto je Quadratmeter durch die Tropopause auf die Erde kommt.

entsprechend Kapitel 5 bis Kapitel 7 für die Berechnung der Kosten und Emissionen der ausgewählten Szenarien verwendet.

Die Emissionen des Startszenarios sinken im Jahr 2050 je nach Klimaszenario um 3 bis 15 Mio. t CO_2 (4 % bis 21 %) gegenüber den Emissionen mit einem Temperaturverlauf im langjährigen Mittel (71 Mio. t CO_2). Dabei werden die steigenden Emissionen der Klimatisierung durch die sinkenden Emissionen der Raumwärmebereitstellung überkompensiert. Während diese Entwicklung die klimapolitische Zielerreichung wahrscheinlicher macht, wird die Maßnahmenumsetzung in den betrachteten Klimaszenarien unattraktiver. In Abbildung 8-12 ist das Ergebnis der Bewertung der ausgewählten Maßnahmen anhand der Emissionsminderung und der Mehrkosten je Maßnahme in Abhängigkeit des Klimaszenarios dargestellt. Dabei werden die Maßnahmenszenarien stets dem Startszenario des jeweils gleichen Klimaszenarios gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass die Klimaszenarien mit höheren Anteilen von CO_2-Äquivalenten in der Atmosphäre zu steigenden CO_2-Verminderungskosten führen. Dies kann sowohl auf die sinkende Emissionsminderung als auch auf die steigenden Mehrkosten zurückgeführt werden. Erstere sinkt aufgrund insgesamt niedrigerer Endenergieverbräuche, die Mehrkosten steigen, da die variablen Betriebskosten im Startszenario stärker sinken als in den Maßnahmenszenarien.

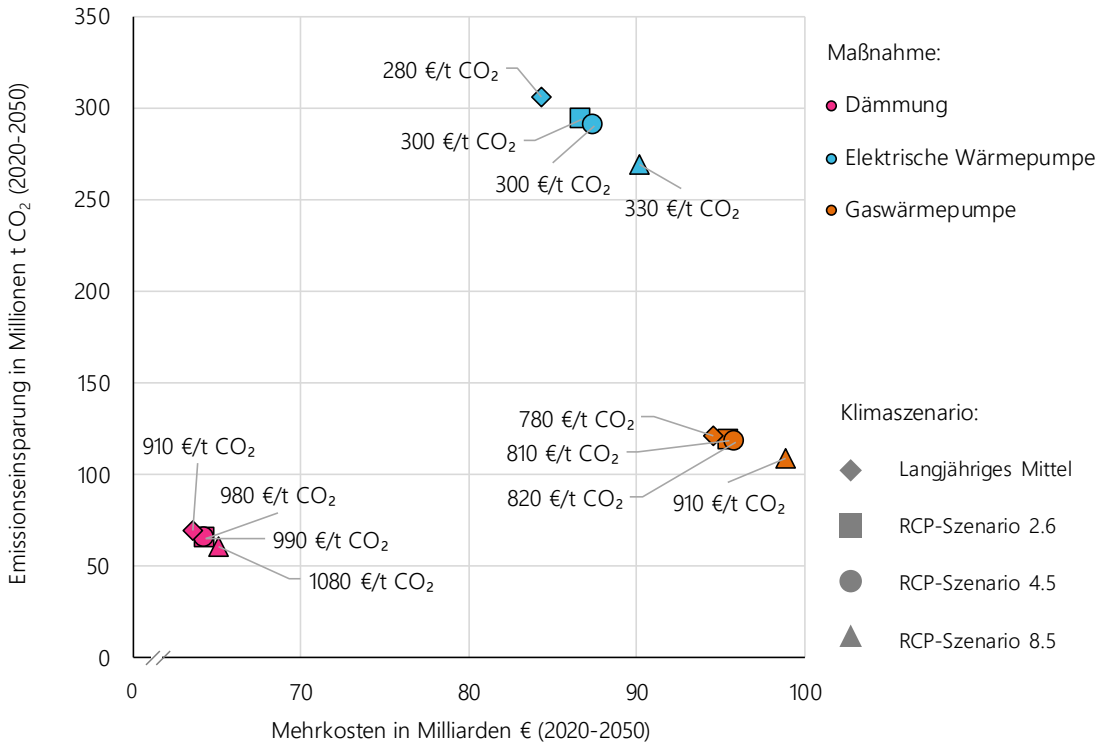


Abbildung 8-12: Bewertung der ausgewählten Maßnahmen für unterschiedliche Klimaszenarien nach [194]

8.6.2 Speicherkapazität

Wie zuvor identifiziert, hat die Speicherkapazität einen Einfluss auf das Ergebnis der Lastflexibilisierung. Um diesen quantifizieren zu können, werden in Abbildung 8-13 die Parameter nutzbare Mehrintegration von EE-Stromerzeugung (links) und Reduktion der maximallen Residuallast (rechts) für vier verschiedene Speicherkapazitäten dargestellt. Der Standardfall (1x) entspricht dabei den Speicherkapazitäten nach Abschnitt 6.5. Im Jahr 2050 beträgt die thermische Speicherkapazität aller flexibilisierten Anlagen 176 GWh und die elektrische 73 GWh. Mit zunehmender Speicherkapazität steigt sowohl die nutzbare Mehrintegration von Stromerzeugung aus EE-Anlagen als auch die

Reduktion der maximalen Residuallast. Mit halber Speichergröße kann bereits 68 % der Mehrintegration, jedoch nur 36 % der Reduktion der Residuallast gegenüber dem Standardfall erreicht werden. Mit steigender Speicherkapazität nehmen die Speicherverluste durch eine längere Speicherdauer und größere Oberflächen zu. Sowohl die nutzbare Mehrintegration als auch die Reduktion der Residuallast nähern sich ihrem jeweiligen Maximalwert asymptotisch. In der Praxis ist die Speicherkapazität und damit die Größe durch die dafür verfügbare Fläche am Aufstellort und durch die Größe der Türen begrenzt. Eine weitere Speicherkapazität stellt die thermisch aktivierbare Gebäudemasse dar. In [20] konnte diesbezüglich der Nutzen u. a. durch Integration Erneuerbarer Energien gezeigt werden. Nach [195] beträgt die thermische Speicherkapazität der privaten Haushalte durch Aktivierung der Gebäudemasse 175 GWh. Im Vergleich zur möglichen Speicherkapazität aller Elektrofahrzeuge im Jahr 2050 des Szenarios fuEL[21] mit 1.600 GWh [12] ist die Speicherkapazität der privaten Haushalte jedoch als gering einzuschätzen.

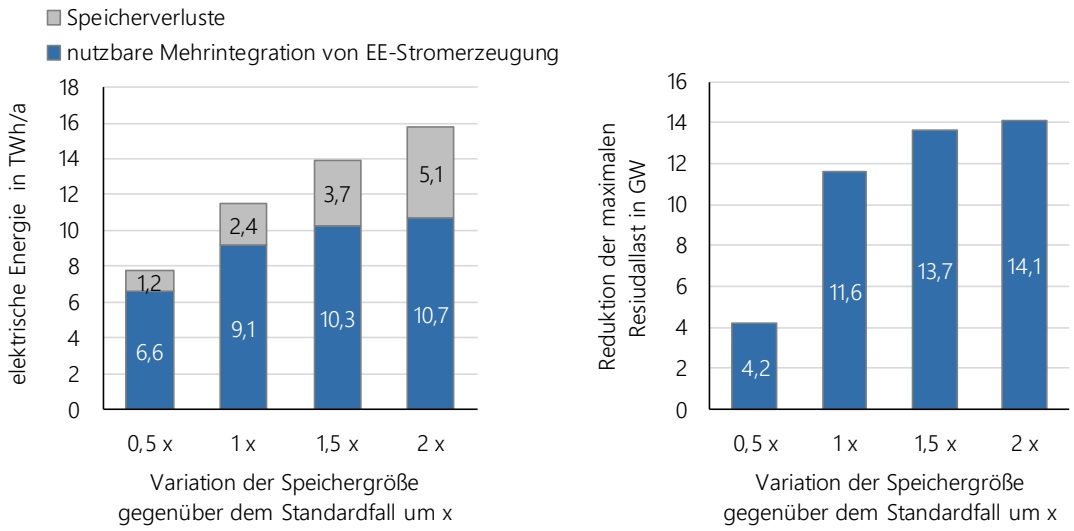


Abbildung 8-13: Mehrintegration Erneuerbarer Energien (links) und Reduktion der maximalen Residuallast (rechts)

[21] Ohne Verfügbarkeit der Fahrzeuge bestimmt.

9 Fazit und Ausblick

Ausgehend von der Emissionsbilanz der privaten Haushalte konnten relevante Anwendungen identifiziert werden, die auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand zu dekarbonisieren sind. Darauf aufbauend wurde eine Vielzahl von Maßnahmen ausgewählt, welche die energiebedingten CO_2-Emisisonen dieser Anwendungen in relevantem Maß reduzieren können. Um die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die Kosten, Emissionen und Lastgänge des Sektors zu quantifizieren, wurde das Sektormodell der privaten Haushalte entwickelt. Dieses beschreibt den Sektorzustand – also das Mengengerüst aller Wohngebäude, Heizsysteme und BewohnerInnen – über den Zeitraum bis zum Jahr 2050. Die zentralen Bestandteile des Modells sind ein Rückbau- und ein Zubaualgorithmus sowie Reihenfolgen, nach denen Referenztechnologien von Maßnahmentechnologien verdrängt werden. Auf diese Weise lassen sich Pfadabhängigkeiten für die Umsetzung einzelner Maßnahmen sowie Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen untersuchen. Für die repräsentativen Typgebäude des Mengengerüsts wurden Bottom-Up Nutzenergielastgänge modelliert, welche wiederum der Bestimmung technologiespezifischer Endenergielastgänge dienen. Dazu wurden für jedes Typgebäude außentemperaturabhängige Leistungszahlen von Wärmepumpen ermittelt, die nutzbare solarthermische Wärmeerzeugung simuliert und typische Speicher- bzw. Verteilverluste berücksichtigt. Anschließend folgte eine Kalibrierung des Modells mit dem Endenergieverbrauch der deutschlandweiten Statistik nach AGEB. Die Einsatzzeiten elektrischer Heizsysteme konnten in einem weiteren Schritt zur Verbesserung der Integration Erneuerbarer Energien und zur Reduktion gesicherter Leistung im Bereitstellungssektor optimiert werden. Neben den CO_2-Verminderungskosten wurden die Maßnahmen auch hinsichtlich ihrer Transformationsgeschwindigkeit, Wechselwirkungen, Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor sowie deren Möglichkeit zur Reduktion der maximalen Residuallast bzw. der Integration Erneuerbarer Energien untersucht. Darüber hinaus konnte mit dem Klimaschutzszenario fuEL ein Weg aufgezeigt werden, wie der Sektor bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral wird. In der Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss zentraler Annahmen auf das Ergebnis diskutiert. Die Kernergebnisse der Maßnahmenbewertung lassen sich zu fünf folgenden Aussagen verdichten, welche es bei der Umsetzung einer kosteneffizienten und akzeptierten Wärmewende in privaten Haushalten aus technischer, politischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Sicht zu beachten gilt.

Luftwärmepumpen führen zu verhältnismäßig niedrigen CO_2-Verminderungskosten, müssen aber von weiteren Maßnahmen flankiert werden, um die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor zu begrenzen.

Im Vergleich zu elektrischen Luftwärmepumpen führen nur regelbare Thermostate zu geringeren CO_2-Verminderungskosten. Aufgrund des begrenzten Potenzials auf dem Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand können regelbare Thermostate jedoch nur als flankierende Maßnahme dienen. Aus Kostensicht sollte deshalb ein Großteil der Emissionsreduktion privater Haushalte durch den Einbau elektrischer Wärmepumpen erfolgen. Werden entsprechend dem aktuellen Trend auch zukünftig überwiegend Luftwärmepumpen installiert und wärmegeführt betrieben, so hat dies zur Folge, dass die maximale Residuallast stark steigt. Zu diesem Zeitpunkt steht der verhältnismäßig geringen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ein hoher Raumwärmebedarf sowie eine geringe Effizienz der Luftwärmepumpen gegenüber. Die Erhöhung der maximalen Residuallast würde aufgrund der vorzuhaltenden Flexibilität zu hohen Kosten im Bereitstellungssektor führen. Die Lastflexibilisierung elektrischer Wärmepumpen durch thermische Speicher erweist sich hierbei als

geeignete Maßnahme, sowohl zur Reduktion der maximalen Residuallast als auch zur gezielten Integration Erneuerbarer Energien. Eine Reduktion der Stromlast kann zudem durch Maßnahmen wie dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, hybride Heizsysteme und Solarthermieanlagen erreicht werden. Alternative Maßnahmen wie die Verbrennung erneuerbarer Brennstoffe führen zu höheren CO_2-Verminderungskosten, könnten jedoch zur Dekarbonisierung in Gebäuden eingesetzt werden, die nicht für die Versorgung mittels elektrischer Wärmepumpen geeignet sind.

Trotz technologischer Entwicklungen führen frühe Maßnahmenumsetzungen zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten als späte.

Sinkende spezifische Kosten und Effizienzsteigerungen von Maßnahmen legen die Vermutung nahe, dass eine spätere Umsetzung von Maßnahmen attraktiver ist als eine frühe. Jedoch ist das Gegenteil der Fall: Findet die Maßnahmenumsetzung erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums von 2020 bis 2050 statt, so erhöhen sich die CO_2-Verminderungskosten der betrachteten Maßnahmen. Dies ist auf die ebenfalls steigende Effizienz der substituierten Referenztechnologien zurückzuführen. So findet im Startszenario (Referenz) sowohl ein Austausch ineffizienter Niedertemperaturkessel durch Brennwertkessel als auch die Dämmung sowie der Abriss und Neubau von Gebäuden statt. Diese Effekte führen zu einer Überkompensation der eingangs formulierten Entwicklungen. Die folgende Aussage unterstreicht ebenfalls die Relevanz einer frühzeitigen und zielgerichteten Umsetzung von Maßnahmen und adressiert die kumulierte Emissionsminderung.

Eine frühzeitige Maßnahmenumsetzung ist insbesondere vor dem Hintergrund der geringen Transformationsgeschwindigkeit privater Haushalte sinnvoll. Der Fokus des Handelns sollte dabei auf alte Gebäude gelegt werden.

Der Sektor der privaten Haushalte ist durch eine niedrige Transformationsgeschwindigkeit gekennzeichnet. Diese betrifft sowohl den Austausch von Technologien zur Wärmeversorgung als auch den Abriss, den Neubau und die Dämmung von Gebäuden. Da der Neubau und die energetische Sanierung von Gebäuden bereits stark reguliert ist, kommt dem Gebäudebestand eine entscheidende Rolle zu. Gebäude, welche vor 1995 errichtet wurden, werden bei einer angenommenen Sanierungsrate von 1,1 %/a auch im Jahr 2050 noch immer für 81 % des Raumwärmebedarfs verantwortlich sein. Der Fokus des politischen Handelns sollte deshalb auf diesen Gebäudebestand gerichtet werden. Selbst im Klimaschutzszenario fuEL, in dem ab dem Jahr 2021 keine neuen Öl- und Gaskessel ausgebaut werden, bleiben aufgrund der langen Nutzungsdauer fossil beheizte Kessel bis zum Jahr 2050 in Betrieb. Eine frühzeitige Umsetzung der Maßnahmen ist folglich auch aus diesem Grund anzustreben. Andernfalls lässt sich die notwendige Transformationsgeschwindigkeit lediglich über Betriebsverbote fossiler Kessel oder die frühzeitige Bereitstellung erneuerbarer Brennstoffe erreichen. Beide Varianten führen jedoch unter den getroffenen Annahmen zu höheren Kosten.

Die Berücksichtigung von zukünftig steigenden Temperaturen führt zu sinkenden Emissionen der Raumwärmebereitstellung, aber auch zu steigenden CO_2-Verminderungskosten der Maßnahmen.

Der Treibhauseffekt hat einen Einfluss auf den lokalen wie auch den globalen Temperaturverlauf. Der Deutsche Wetterdienst veröffentlicht diesbezüglich Klimaszenarien für unterschiedliche Konzentrationen an treibhauswirksamen Gasen in der Atmosphäre. Um den Einfluss des sich verändernden Klimas auf das Ergebnis der Maßnahmenbewertung beurteilen zu können, wurden aus diesen Szenarien Temperaturzeitreihen für jeden Landkreis in Deutschland im Sektormodell implementiert. Im Ergebnis sinken die Emissionen aufgrund des reduzierten Wärmebedarfs für die betrachteten Maßnahmenszenarien je nach Klimaszenario unterschiedlich stark. Dabei ist die Reduktion größer je höher der Strahlungsantrieb ist. Das bedeutet, dass die sinkenden Emissionen der Raumwärmebereitstellung die steigenden Emissionen der Klimatisierung überkompensieren. Während also auch

der Klimawandel zu einer anteiligen Reduktion der Emissionen führt, werden die betrachteten Maßnahmen durch steigende CO_2-Verminderungskosten unattraktiver. Dieser Effekt wirkt auf die variablen Betriebskosten und Emissionen, ändert jedoch nicht die Priorisierung der Maßnahmen, da die Investitionen den größten Teil der Kosten ausmachen.

Die Maßnahmenumsetzung in privaten Haushalten ist im Vergleich zu anderen Sektoren mit hohen CO_2-Verminderungskosten verbunden. Die Ausgestaltung von Anreizmechanismen zur zeitnahen Umsetzung der Maßnahmen sowie die sozial gerechte Verteilung der entstehenden Kosten sollte Bestandteil zukünftiger Forschung sein.

Wird der Sektor der privaten Haushalte, wie im Klimaschutzszenario fuEL beschrieben, bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral, so ist dies mit mittleren CO_2-Verminderungskosten in Höhe von 310 €/t CO_2 verbunden. Dieser Wert liegt aufgrund des starken Ausbaus in der Größenordnung der Werte von elektrischen Wärmepumpen. In den anderen Endenergiesektoren können Maßnahmen kosteneffizienter umgesetzt werden. Zudem ist eine Reduktion der CO_2-Verminderungskosten von Maßnahmen im Gegensatz zu anderen Sektoren in privaten Haushalten zukünftig nicht zu erwarten. Durch die Umstellung auf eine fast ausschließlich strombasierte Wärmeerzeugung im Szenario fuEL erfolgt ein relevanter Teil der Emissionsminderung nur durch die weitgreifende Dekarbonisierung des Bereitstellungssektors. Um diese zu gewährleisten, müssen die stromerzeugenden Erneuerbaren Energien in großem Umfang ausgebaut werden. Im Gegensatz dazu stellt die Dämmung der Gebäudehülle eine Maßnahme dar, welche auch die direkten Emissionen im Sektor reduziert. Diese führt zwar zu vergleichsweise hohen CO_2-Verminderungskosten, weshalb sie im Szenario fuEL gegenüber dem Startszenario nicht verstärkt eingesetzt wird. Jedoch kann sie weitere Nutzen wie die Reduktion des Ausbaubedarfs Erneuerbarer Energien sowie die Steigerung der Behaglichkeit ermöglichen. Abschließend ist festzuhalten, dass die Maßnahmenumsetzung im Sektor der privaten Haushalte zu hohen Kosten für die Gesellschaft führt. Um die notwendige und zeitnahe Maßnahmenumsetzung zu ermöglichen, müssen ausreichende finanzielle Anreize geschaffen werden. Die Frage der Verteilung der dafür notwendigen Kosten sollte Gegenstand zukünftiger sozialwissenschaftlicher Studien sein.

Zukünftig kann die entwickelte Methodik bzw. das Modell um verschiedene Aspekte erweitert werden. Aufgrund der hohen Relevanz elektrischer Wärmepumpen in Bestandsgebäuden zur Emissionsminderung privater Haushalte ist die detaillierte Analyse der Potenziale zum Einbau verschiedener Technologievarianten sinnvoll. Die Eignung verschiedener Wärmequellen kann mittels Geoinformationssystemen genauer bestimmt werden. In diesem Zusammenhang erscheint eine räumliche Auswertung der Einzelgebäude als sinnvoll. Auf diese Weise könnte der Bilanzraum um die Bewertung der Auswirkungen auf die Netzbetriebsmittel erweitert werden. Darüber hinaus ließe sich durch Implementierung der Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermieanlage im Modell die Verbesserung der Effizienz dieses Systems gegenüber einer ausschließlichen Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen quantifizieren. Um einen möglichst großen Anteil der globalen CO_2-Emissionen zu repräsentieren, müsste zudem der Bilanzraum auf weitere Länder ausgeweitet werden. Hieraus ergeben sich modellseitige Anforderungen aufgrund von abweichenden Sektorzusammensetzungen, NutzerInnengewohnheiten und geographischen Besonderheiten.

10 Literatur

[1] Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016.

[2] Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Paris: United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015.

[3] Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende "Energie der Zukunft". Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Referat Soziale Medien, Öffentlichkeitsarbeit, 2019.

[4] Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2018 – Erneuerbare Energiequellen erreichen über 40 Prozent. In: https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/nettostromerzeugung-2018.html. (abgerufen am 09.01.2019). Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2019.

[5] Verordnung (EU) 2018/842. Ausgefertigt am 30.05.2018. Brüssel: Europäisches Parlament, 2018.

[6] Pichlmaier, Simon et al.: Development of Application-Related Emissions in the Course of the German Energy Transition. In: IEWT 2019 11. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien: TU Wien, 2019.

[7] Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.

[8] Conrad, Jochen et al.: Nur im Stromsektor kommt der Anteil regenerativer Energien voran. In: https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/795. (abgerufen am 30.07.2018). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2018.

[9] Bigalke, Uwe et al.: Der dena-Gebäudereport 2015 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2015.

[10] Hecking, Harald et al.: Gebäudestudie – Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

[11] Gerhardt, Norman et al.: Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Berlin: Agora Energiewende, 2017.

[12] Conrad, Jochen; Fattler, Steffen; Regett, Anika et al.: Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2019.

[13] McKinsey & Company, Inc.: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. New York City: BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz, 2009.

[14] Gebert, Philipp et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group, prognos, 2018.

[15] Regett, Anika; Heller, Christoph: Relevanz zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren für die Bewertung tages- und jahreszeitlich schwankender Verbraucher in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 7. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2015.

[16] Panitz, Felix et al.: Zeitvariable Bewertungsgrößen für Elektroenergie im deutschen Stromnetz. In: 25. Symposium Thermische Solarenergie S.89f.; Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V., 2015.

[17] Haller, Markus et al.: Kopplung des Strommarktmodells PowerFlex mit dem Gebäudesimulationsmodell Building-STar. In: Webinar Forschungsnetzwerk Energie (AG3); Freiburg: Öko-Institut e. V., 2019.

[18] Kotzur, Leander: Future Grid Load of the Residential Building Sector – Die zukünftige elektrische Netzlast der Wohngebäude. Dissertation. Herausgegeben durch Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen – Fakultät für Maschinenwesen, geprüft von Stolten, Detlef und Wagner, Hermann-Josef: Aachen, 2018.

[19] Langenheld, Alexandra et al.: Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Berlin: Agora Energiewende, 2018.

[20] Atabay, Dennis et al.: Gebäude als intelligenter Baustein im Energiesystem – Lastmanagement-Potenziale von Gebäuden im Kontext der zukünftigen Energieversorgungsstruktur in Deutschland. München: Technische Universität München, 2017.

[21] Bloeß, Andreas et al.: Review zu Power-to-Heat-Modellen und eigene Aktivitäten mit dem Open-Source-Modell DIETER. In: TechTalk „Modellierung von gekoppelter Strom-und Wärmeerzeugung"; Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2017

[22] Heilek, Christian: Modellgestützte Optimierung des Neubaus und Einsatzes von Erzeugungsanlagen und Speichern für elektrische und thermische Energie im deutschen Energiesystem. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2014.

[23] Klimaschutzszenario 2050 – 1. Modellierungsrunde. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e. V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2014.

[24] Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas: Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO_2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2013.

[25] Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland – Eine Studie von McKinsey & Company, Inc., erstellt im Auftrag von "BDI initiativ – Wirtschaft und Klimaschutz". Berlin: Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., 2007.

[26] Bründlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 – Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) – Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018.

[27] Conrad, Jochen et al.: Von statischen CO_2-Verminderungskosten zur dynamischen Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

[28] Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg 4. Auflage. Berlin: VDI Verlag GmbH, 2017.

[29] Corradini, Roger et al.: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen – FfE-Regionalisiertes-Energiesystem-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell. In: BWK Ausgabe 12. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2014.

[30] Böing, Felix; Regett, Anika: Hourly CO_2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. Energies, 12(12), 2260. https://doi.org/10.3390/en12122260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.

[31] Kern, Timo et al.: Modellierung des europäischen Gasmarkts zur Darstellung verschiedener Gasimportszenarien. In: 10 . Internationale Energiewirtschaftstagung, IEWT; Wien: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.

[32] Conrad, Jochen; Greif, Simon: Modelling the Private Households Sector and the Impact on the Energy System. 41st IAEE conference 10-13 June 2018, Groningen, The Netherlands.

[33] Pichlmaier, Simon et al.: Modelling the Transport Sector in the Context of a Dynamic Energy System, 41st IAEE conference Groningen. Research Center for Energy Economics, Munich. 2018.

[34] Hübner, Tobias et al.: 2019 Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. In: 8th International Ruhr Energy Conference (INREC) (University Duisburg-Essen) 09. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.

[35] Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.

[36] Corradini, Roger; et al.: FREM – Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 1. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2017.

[37] Privathaushalt (Haushalt) in: http://www.bib-demografie.de/SharedDocs/Glossareintraege/DE/P/privathaushalt.html (abgerufen am 17.10.2017). Wiesbaden: Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung, 2017.

[38] Köppl, Simon et al.: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen – Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

[39] GHG Profiles – Annex 1 – Historic GHG Data of Annex 1 Countries: https://di.unfccc.int/flex_annex1; Bonn: United Nations Framework Convention on Climate Change, 2019 (überarbeitet: 2019).

[40] Hages, Larissa et al.: Digitalisierung, Lock-in-Effekte und Preisdifferenzierung – Otto-Wolff-Discussion Paper, Ausgabe 5. Köln: Otto Wolff Institut für Wirtschaftsordnung, 2017.

[41] Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland 1990-2014. Stand: 11.05.2016. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 2016.

[42] Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgas-inventar 1990 - 2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016.

[43] Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2018. Dessau-Roßlau: German Environment Agency, 2018.

[44] Wiesemeyer, Karin et al.: Allokationsmethoden für spezifische CO_2-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 9. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2010.

[45] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2016. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 2017.

[46] Rasch, Manuel et al.: Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz – Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 3. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2017.

[47] Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. Dessau: Umweltbundesamt, 2018.

[48] Richtlinie 2009/125/EG – Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 285/10. Brüssel: Europäisches Parlament und Rat, 2009.

[49] Beer, Michael et al.: CO_2-Verminderung in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2009.

[50] Regett, Anika; Heller, Christoph: Emissions- und Primärenergiefaktoren im Stundentakt – Berücksichtigung von energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Ökobilanzierung in: BWK Ausgabe 3. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2015.

[51] Sun, Jiwu: Changes in energy consumption and energy intensity: A complete decomposition model in: Energy Economics. https://doi.org/10.1016/S0140-9883(97)00012-1. Amsterdam: Elsevier, 1998.

[52] Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgas-inventar 1990-2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.

[53] Conrad, Jochen; Greif, Simon: Dynamik der Energiewende – Wie lassen sich Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen quantifizieren? in: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien: Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien, 2017.

[54] Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Bonn: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2013.

[55] Klimadaten mehrerer Jahre in: http://www.dwd.de/. Offenbach am Main: Deutscher Wetterdienst, 2016.

[56] Hintergrund – Ökodesign-Richtlinie Umwälzpumpen. Dessau-Roßlau: Umweltbundes-amt, 2012.

[57] Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts in: Climate Change 17/2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016.

[58] Nieder, Thomas et al.: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2014 – Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Stand Dezember 2015 in: www.erneuerbare-energien.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

[59] Greif, Simon et al.: Wärmepumpen – Schlüssel zur Wärmewende? In: Energiewirt-schaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 5. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

[60] 10 Jahresverlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2019.

[61] Lärmschutz bei Luft-Wärmepumpen. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2016.

[62] Conrad, Jochen et al.: Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung – Kurzgutachten im Auftrag der ÜNB. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

[63] Gebäude und Wohnungen – Ergebnisse des Zensus am 9. Mai 2011. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014.

[64] Destatis: Bauen und Wohnen – Mikrozensus – Zusatzerhebung 2014 Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2016.

[65] Diefenbach, Nikolaus: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung Oktober 2013. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2013.

[66] Diefenbach, Nikolaus et al.: Application of Building Typologies for Modelling the Energy Balance of the Residential Building Stock – TABULA Thematic Report N°2. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2012.

[67] Loga, Tobias et al.: TABULA – Scientific Report Germany - Further Development of the German Residential Building Typology. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2012.

[68] Empfehlung (EU) 2016/1318 der Kommission – über Leitlinien zur Förderung von Niedrigstenergiegebäuden und bewährten Verfahren, damit bis 2020 alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude sind. Ausgefertigt am 29.07.2016. Brüssel: Europäische Kommission, 2016.

[69] Cornelsen, Jens: Von der Wärmeschutzverordnung zur Energieeinsparverordnung. In: http://www.online-energieausweis.org/energieausweis-neuigkeiten-details-von-der-waermeschutzverordnung-zur-energieeinsparverordnung.htm. (abgerufen am 03.02.2018); Hamburg: IB Cornelsen, 2018.

[70] Westermann, Stephan: Entwicklung der Regelwerke zur Energieeinsparung. In: https://www.baunetzwissen.de/nachhaltig-bauen/fachwissen/regelwerke/entwicklung-der-regelwerke-zur-energieeinsparung-674672. (abgerufen am 08.02.2018). Berlin: BauNetz Media GmbH, 2018.

[71] Sanierungsbedarf im Gebäudebestand – Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.

[72] Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Ausgefertigt am 19.05.2010. Brüssel: Europäische Union, 2010.

[73] Stratou, Evangelia: Auswirkung der energetischen Gebäudequalität auf den Wärmelastgang von Wohngebäuden – Abbildung mittels repräsentativer Typologien und Baualtersklassen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2018.

[74] Diefenbach, Nikolaus et al.: Datenbasis Gebäudebestand – Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2010.

[75] Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode. 2018.

[76] Zensusdatenbank des Zensus 2011: https://ergebnisse.zensus2011.de/, Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013.

[77] Jochum, Patrick et al.: Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Berlin: Beuth Hochschule für Technik, 2017.

[78] Schlömer, Claus: Raumordnungsprognose 2030 – Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2012.

[79] Pellinger, Christoph et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2016.

[80] Regionaldatenbank – www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014.

[81] Schlesinger, Michael et al.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2014.

[82] Qualitätsbericht – Mikrozensus-Zusatzerhebung zur Wohnsituation: https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Bevoelkerung/mikrozensus-zusatzerhebung-wohnsituation.pdf?__blob=publicationFile. Wiesbaden: DESTATIS Statistisches Bundesamt, 2005.

[83] Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2014. Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2015.

[84] 10 Jahresverlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland – Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2005-2015. Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2016.

[85] Nach dem KWKG zugelassene KWK-Anlagen. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2014.

[86] Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2016. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband, 2016.

[87] Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2010.

[88] Graichen, Verena et al.: Energieeffizienz in Zahlen – Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2011.

[89] 10 Jahresverlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland – Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2006-2016 in: http://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html (abgerufen am 04.10.2017). Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2017.

[90] VDI 2067 – Energieaufwand für die Erzeugung in: VDI-Richtlinien. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure e. V., 2013.

[91] Platt, Michael et al.: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends. Bochum: GeothermieZentrum Bochum, 2010.

[92] Erneuerbare in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014 in: www.bmwi.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

[93] Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012.

[94] Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2009. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband, 2009.

[95] Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2013. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband, 2013.

[96] Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2014. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband, 2015.

[97] Memmler, Michael et al.: AGEE-Stat Fachgespräch: Fortentwicklung der Solarthermie-statistik und der Bilanzierung von Wärme aus Solarthermieanlagen. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

[98] Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München 2013 – ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261.

[99] Stadler, Ingo: Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005.

[100] Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/. Zülpich, 2013.

[101] Corradini, Roger et al.: Energierationalität im Eigenheim – Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2018.

[102] Basisdaten Bioenergie Deutschland 2014. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2014.

[103] Russ, Christel et al.: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2010.

[104] Günther, Danny et al.: WP Monitor – Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2014.

[105] de Jager, David et al.: Financing Renewable Energy in the European Energy Market.: Ecofys, 2011.

[106] Kruse, Jürgen et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Teil B. Köln: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018.

[107] The ecoinvent database, Version 3.0 in: http://www.ecoinvent.org/. Zürich: Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2014.

[108] BHKW-Kenndaten 2014/2015 - Module, Anbieter, Kosten. Berlin: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., 2014.

[109] Greif, Simon; Conrad, Jochen: Laufendes Projekt: Intelligente Wärme München. In: https://www.ffe.de/740-intelligente-waerme-muenchen (abgerufen am 23.04.2018). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

[110] Jagnow, Kati; Wolff, Dieter: Überblick Heizkessel in: Der Energieberater. Köln: Verlag Deutscher Wirtschaftsdienst, 2003.

[111] Recknagel, Hermann et al.: Recknagel – Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 78. Ausgabe 2017/2018 – einschließlich Trinkwasser- und Kältetechnik sowie Energiekonzepte. München: Karl-Joseph Albers, 2016.

[112] Cypra, Sonja: Auswirkungen von Energieeffizienzzertifikaten auf Investitionsentscheidungen im Wohnungsbau . Dissertation. Eingereicht an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Fridericiana zu Karlsruhe; herausgegeben durch das Karlsruher Institut für Technologie: Karlsruhe, 2010.

[113] Gaswärmepumpen. Kaiserslautern: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., 2002.

[114] Dehli, Martin: Wie energiesparend sind moderne Heizkessel? Münster: Büro für techn.-wiss. Kommunikation, 2010.

[115] Verordnung (EU) Nr. 813/2013 – Zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Raumheizgeräten und Kombiheizgeräten in: Amtsblatt der Europäischen Union. Brüssel: Europäische Kommission, 2013.

[116] Kämper, Hartmut: Stromabsatz an Speicherheizungskunden sinkt auch im Jahr 2008 in: HEA Impulse Ausgabe 1. Berlin: HEA – Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V., 2009.

[117] Destatis: Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Haushalts- und sonstigen Geräten – Deutschland. Wiesbaden: Destatis, 2018.

[118] Richard, Philipp et al.: Analyse der mit erhöhtem IT-Einsatz verbundenen Energieverbräuche infolge der zunehmenden Digitalisierung - Status Quo und Prognosen. In: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9232_dena-Metastudie_Analyse_IT-Einsatz_Energieverbraeuche_Digitalisierung.pdf. (abgerufen am 01.08.2019); Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

[119] Stobbe, Lutz et al.: Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland. Berlin: Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration, 2015.

[120] Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates – über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchs-relevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen. In: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0001:0012:DE: PDF. (abgerufen am 01.08.2019). Brüssel: Europäisches Parlament, 2010.

[121] Energieverbrauchskennzeichnung – Die EU-Energieverbrauchskennzeichnung informiert über Energieeffizienz und Energieverbrauch von Geräten. In: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energiesparen/energieverbrauchskennzeichnung. (abgerufen am 17.08.2019). Berlin: Umweltbundesamt, 2015.

[122] Verordnung (EG) Nr. 244/2009 Der Kommission – zur Durchführung der Richtlinie 2005/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Haushalts-lampen mit ungebündeltem Licht. In: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0244&from=DE. (abgerufen am 01.08.2019). Brüssel: Europäisches Parlament, 2009.

[123] Glühlampe leuchtet noch in jedem zweiten Haushalt. In: https://www.lekker.de/presse/2017/repraesentative-umfrage-gluehlampen. (abgerufen am 24.08.2019); Berlin: lekker Energie GmbH, 2017.

[124] Greif, Simon et al.: Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2018.

[125] Herber-Pflüger, Agnes: Klimafaktoren (KF) für Energieverbrauchsausweise. In: https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimafaktoren/klimafaktoren.html. (abgerufen am 27.02.2018). Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2018.

[126] Energieeinsparverordnung EnEV 2009 (EnEV). Ausgefertigt am 01.02.2002, Version vom 29.04.2009. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2009.

[127] BMU: Energieeinsparverordnung (EnEV). In: http://www.bmu.de/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-und-sanieren/energieeinsparverordnung/. (abgerufen am 19.04.2018); Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2016.

[128] Feist, Wolfgang: Interne Wärmequellen in Abhängigkeit von der Wohnfläche. In: https://passipedia.de/planung/energieeffizienz_ist_berechenbar/energiebilanzen_mit_dem_phpp/interne_waermequellen_in_abhaengigkeit_von_der_wohnflaeche (abgerufen am 28.02.2018). Darmstadt: Passivhaus-Institut. 2018.

[129] Hellwig, Mark: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile – Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München, 2003.

[130] Ferdyn-Grygierek, Joanna et al.: Analysis of Accuracy Determination of the Seasonal Heat Demand in Buildings Based on Short Measurement Periods. In: energies 11(10)/2018. https://doi.org/10.3390/en11102734. Basel: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2018.

[131] Veseer, Thomas et al.: Wärmelastprognose – Masterprojekt. Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2014.

[132] Dobrovolskaya, Tatyana et al.: Regression model for heat consumption monitoring and forecasting. In: E3S Web of Conferences 39/2018. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20183903005. Les Ulis: EDP Sciences, 2018.

[133] Gobmaier, Thomas et al.: Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014 – ISBN: 978-3-945029-99-2; ISBN-A: 10.978.3945029/992.

[134] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden – Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2015.

[135] Wie die Zeit vergeht – Ergebnisse zur Zeitverwendung in Deutschland 2012 / 2013: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Zeitbudgeterhebung/TagungsbandWieDieZeitVergeht5639103169004.pdf?__blob=publicationFile; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2015.

[136] Obenland, Eugen: Untersuchungen zur Föhnstatistik des Oberallgäus. Offenbach am Main: Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, 1956.

[137] Memon, Rizwan Ahmed et al.: A review on the generation, determination and mitigation of Urban Heat Island. https://doi.org/10.1016/S1001-0742(08)60019-4. Hong Kong: The University of Hong Kong, 2007.

[138] Wetterdaten des DWD – Zugriff auf die Daten über das WebInterface Pamore in: https://webservice.dwd.de/cgi-bin/spp1167/webservice.cgi. (abgerufen am 27.02.2018). Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2014.

[139] Geiger, Bernd et al.: Warmwasserbereitung – Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002

[140] Trinkwasserverwendung im Haushalt 2015 - Durchschnittswerte bezogen auf die Wasserabgabe an Haushalte und Kleingewerbe – Anteile in: BDEW-Wasserstatistik. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2017.

[141] Conrad, Jochen et al.: Modelling Load Profiles of Heat Pumps. In: Energies Special Issue "Energy Efficiency in Plants and Buildings" Volume 12 Issue 4. https://doi.org/10.3390/en12040766. Basel: MDPI, 2019.

[142] Kleinertz, Britta et al.: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme – Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

[143] Arbeitsblatt W 551 – Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen. Bonn: DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., 2004.

[144] Gruss, Roman: Das Viessmann Heiztechniklexikon – H wie Heizkennlinie. In: https://www.viessmann-community.com/t5/Innovations-Blog/Das-Viessmann -Heiztechniklexikon-H-wie-Heizkennlinie/ba-p/1338. (abgerufen am 31.01.2019). Allendorf: Viessmann, 2014.

[145] Pellinger, Christoph et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2016.

[146] Weißflog, Jan: Lastverschiebung elektrischer Heizsysteme zur Systemintegration erneuerbarer Energien und Reduktion notwendiger gesicherter Leistung. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Mauch, Wolfgang: München, 2019.

[147] Marktübersicht Flachkollektoren. In: https://www.sonnewindwaerme.de/markt uebersicht/flachkollektoren. (abgerufen am 28.10.2019); Offenbach am Main: VDE VERLAG GMBH, 2015.

[148] Polysun. Solarthermal Simulation – Begeistert planen und optimieren mit Polysun, der führenden Simulations-Software für solarthermische Energiesysteme. Hösbach: Vela Solaris, 2012.

[149] Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2015.

[150] Corradini, Roger et al.: Solarthermie – Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2014.

[151] Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

[152] Koch, Matthias et al.: Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration. Freiburg: Öko-Institut e. V., 2017.

[153] Richtar, Myrea et al.: Klimafreundliche Gebäudeklimatisierung – Ein Ratgeber für Architekten, Bauherren und Planer. Dresden: Umweltbundesamt, 2014.

[154] Hinterstocker, Michael: Potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement durch DSM-Maßnahmen in Haushalten. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.

[155] Frondel, Manuel et al.: Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011-2013 – Bericht für das Projekt Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2013 Forschungsprojekt Nr. 54/09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Essen, Berlin: RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, 2015.

[156] Ziesing, Hans-Joachim; Rohde, Clemens: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012. Berlin: AG Energiebilanzen e. V., 2013.

[157] Energieeinsparverordnung EnEV 2014 in: http://www.enev-online.com/. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014.

[158] Hinz, Eberhard: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden in: BMVBS-Online-Publikation, Ausgabe 7. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2012.

[159] Bertele, Simon: Kostenoptimale Reduktion des Heizwärmebedarfs im deutschen Wohngebäudebestand. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Fakultät für Architektur/Ingenieurfakultät Bau, Geo Umwelt, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2017.

[160] Liu, Ran; Gröger, Jens: PROSA Programmierbare Heizkörperthermostate – Studie im Rahmen des Projekts „Top 100 – Umweltzeichen für klimarelevante Produkte". Freiburg: Öko-Institut e. V., 2012.

[161] Kersken, Matthias et al.: Simulationsstudie zum Energieeinsparpotential einer Heizungsregelung mit Abwesenheitserkennung und Wetterprognose. Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, 2013.

[162] Pfannstiel, Dieter: Energieeinsparung und Komfortverbesserung – Einsatz von elektronischen Einzelraumtemperaturregelungen oder Hausautomations-systemen – Teil 1 in: HLH Bd. 60. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure, 2009.

[163] Kaup, Christoph; Kampeis, Percy: Studie zum Beitrag und zum Anteil der Wärmerückgewinnung aus zentralen Raumlufttechnischen Anlagen (RLT-Anlagen) in Nicht-Wohngebäuden. Birkenfeld: Umwelt-Campus Birkenfeld, 2013.

[164] Greif, Simon et al.: Zukunftsfähigkeit von Heizsystemen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 4. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2017.

[165] AGFW - Hauptbericht 2016. Frankfurt am Main: AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2017.

[166] Herberhold, Gregor: Duisburg hängt am größten Fernwärmenetz Europas . In: https://www.waz.de/staedte/duisburg/duisburg-haengt-am-groessten-fernwaermenetz-europas-id11877123.html. (abgerufen am 14.07.2017). Essen: Funke Medien NRW GmbH, 2016.

[167] Ergebnisse ohne Grenzen: der Zensus-Atlas in: www.zensus2011.de (abgerufen am 23.11.2015). Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015.

[168] Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie – GeoDatenZentrum (BKG), 2013.

[169] OpenStreetMap – Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. http://www.openstreetmap.org/, 2015.

[170] Urban Atlas. Copenhagen: European Environment Agency, 2015.

[171] Erdbeobachtungsprogramm Copernicus: Pan-European – Reference Data. http://land.copernicus.eu/pan-european/satellite-derived-products. Kopenhagen: European Environment Agency, 2016.

[172] Wellstein, Jürg: Fernwärme hat mehr Potenzial In: Swiss Engineering STZ. Zürich: Swiss Engineering STV, 2010.

[173] District energy in cities – Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy. Paris, Frankreich: United nations Environmental Programme – Division of Technology, Industry and Economics, 2015.

[174] Hanke, Thomas et al.: Netzgebundene Wärmeversorgung – Anregungen für Kommunen und andere Akteure in: Climate Change 19/07. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2007.

[175] Conrad, Jochen et al.: Systemnutzen durch Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

[176] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

[177] Conrad, Jochen et al.: Vergleich der Emissionen von Solarthermieanlagen und Wärmepumpensystemen in: 27. Symposium Thermische Solarenergie. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V., 2017.

[178] Wolff, Dieter; Jagnow, Kati: Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung. Wolfenbüttel: Ostfalia Hochschule Wolfenbüttel, 2011.

[179] Miara, Marek et al.: Wärmepumpen im zukünftigen Strom- und Wärmesektor. In: KI Kälte Luft Klimatechnik Ausgabe 6-7. Heidelberg: Hüthig GmbH, 2016.

[180] Paris Agreement. Paris: United Nations, 2015.

[181] Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2016.

[182] Conrad, Jochen et al.: Evolution und Vergleich der CO_2-Bewertungsmethoden von Wärmepumpen in: 3. Dialogplattform Power to Heat. Berlin: Energietechnische Gesellschaft ETG, VDE, 2017.

[183] Regett, Anika et al.: Emission Assessment of Electricity: Mix vs. Marginal Power Plant Method. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market. Piscataway: IEEE, 2018.

[184] TYNDP 2018 – Ten Year Net Developing Plan 2018: http://tyndp.entsoe.eu/ maps-data/ Brüssel, Belgien: ENTSO-E, 2018.

[185] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.

[186] Kohleausstieg – Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". In: https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/. (abgerufen am 15.08.2019). Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2019.

[187] Kleinertz, Britta et al.: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO_2-Verminderung im Energiesystem. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (1), p 51-68. Heidelberg: Springer-Verlag GmbH, 2019.

[188] Kleinertz, Britta et al.: Coping with drawbacks of conventional CO_2 abatement curves – A case study on fossil and renewable gases. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT); Wien: TU Wien, 2019.

[189] Braungardt, Sibylle et al.: Erweiterung von Kosten-Nutzen-Analysen zu ausgewählten Energieeffizienzmaßnahmen um Erkenntnisse zum Markt für Energieeffizienz-dienstleistungen und zum Aufwand von Investitionen in Energieeffizienz. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, 2018.

[190] Schweizer-Ries et al.: Akzeptanz Erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen – Forschungsprojekt der Forschungsgruppe Umweltpsychologie an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2008.

[191] Deutsch, Matthias et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin: Agora Energiewende, 2018.

[192] Energieeffizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

[193] Conrad, Jochen; von Roon, Serafin: Beitrag elektrischer Heizsysteme zur Jahreshöchstlast im deutschen Übertragungsnetz in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 8. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2014.

[194] RCP-Szenarien – Die neuen RCP-Szenarien für den 5. IPCC Sachstandsbericht. In: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimawandel/klimaszenarien/rcp-szenarien .html. (abgerufen am 10.04.2019). Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2010.

[195] Jungwirth, Johannes: Lastmanagement in Gebäuden – Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, geprüft von Hamacher, Thomas; Hausladen, Gerhard: München, 2014.

[196] Gerhardt, Norman et al.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr – Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Berlin: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2015.

[197] Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2015.

[198] Doelling, Robert: Pelletsilo – Flexible Lösungen für Pelletlager. In: https://www.energie-experten.org/. (abgerufen am 01.08.2018); Hamburg: energie-experten.org, 2018.

[199] Günther, Stefan: Kosten einer Pelletheizung - mit Förderung und Amortisation. In: https://www.energieheld.de/heizung/pelletheizung/kosten. (abgerufen am 01.08.2018); Hannover: Energieheld GmbH, 2018.

[200] Frahm, Torben: Pelletheizung Preise für Komponenten & Komplettpakete. In: https://www.heizungsfinder.de/pelletheizung/preise. (abgerufen am 01.08.2018). Hamburg: DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH, 2018.

[201] Herbert, René: Neue Trends bei Nachtspeicherheizungen. In: SWM Magdeburg Energiesparseminar; Oschersleben: Die ENERGIEagentur, 2017.

[202] Durchlauferhitzer – Schock für Warmduscher in: Stiftung Warentest 01/2015. Berlin: Stiftung Warentest, 2015.

[203] Hinz, Eberhard: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH GmbH, 2015.

11 Veröffentlichungen des Autors

Conrad, Jochen; Greif, Simon: Modelling Load Profiles of Heat Pumps. In: Energies Special Issue "Energy Efficiency in Plants and Buildings" Volume 12 Issue 4. https://doi.org/10.3390/en12040766. Basel: MDPI, 2019.

Conrad, Jochen; Greif, Simon; Weißflog, Jan: Systemnutzen durch Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

Conrad, Jochen; Fattler, Steffen; Regett, Anika; Böing, Felix; Guminski, Andrej; Greif, Simon; Hübner, Tobias; Jetter, Fabian; Kern, Timo; Kleinertz, Britta; Murmann, Alexander; Orthofer, Clara; Ostermann, Adrian; Pellinger, Christoph; Pichlmaier, Simon, Schmid, Tobias, von Roon, Serafin; Zipperle, Thomas: Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2019.

Conrad, Jochen; Regett, Anika; Fattler, Steffen; Jetter, Fabian: Von statischen CO_2-Verminderungskosten zur dynamischen Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2019.

Kleinertz, Britta; Guminski, Andrej; Regett, Anika; Kessler, Alois; Gamze, Demir; Conrad, Jochen; Fattler, Steffen; Pichlmaier, Simon; Rouyrre, Elsa; von Roon, Serafin: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO_2-Verminderung im Energiesystem. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (1), 2019.

Böing, Felix; Regett, Anika; Kranner, Constanze; Pellinger, Christoph; Fattler, Steffen; Conrad, Jochen: Das Merit-Order-Dilemma der Emissionen - Eine Diskussionsgrundlage zur klimapolitischen Debatte. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2019.

Hübner, Tobias; Regett, Anika; Fattler, Steffen; Guminski, Andrej; Pichlmaier, Simon; Conrad, Jochen; von Roon, Serafin: Application-side merit-order-curves for synthetic fuels in the German energy system. In: ENERDAY 2019 - 13th International Conference on Energy Economics and Technology. Dresden: TU Dresden, 2019.

Conrad, Jochen; Greif, Simon: Modelling the Private Households Sector and the Impact on the Energy System. 41st IAEE conference 10-13 June 2018, Groningen, The Netherlands.

Greif, Simon; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 10. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2018.

Conrad, Jochen; Fattler, Steffen; Regett Anika: Bewertung der dynamischen Systemeffekte von CO_2-Verminderungsmaßnahmen – Erläuterung des vierstufigen Bewertungsansatzes in dem Projekt Dynamis. Netzwerktreffen Energie Systemanalyse. 2018.

Corradini, Roger; Conrad, Jochen; Greif, Simon: Energierationalität im Eigenheim – Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2018.

Regett, Anika; Böing, Felix; Conrad, Jochen; Fattler, Steffen; Kranner, Constanze: Emission Assessment of Electricity: Mix vs. Marginal Power Plant Method. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Piscataway: IEEE, 2018.

Corradini, Roger; Conrad, Jochen; Greif, Simon: Wärmewende im Heizungskeller. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 3. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2018.

Conrad, Jochen; Greif, Simon: Dynamik der Energiewende – Wie lassen sich Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen quantifizieren? In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien: Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien, 2017.

Conrad, Jochen; Greif, Simon; Regett, Anika; Kleinertz, Britta: Evolution und Vergleich der CO_2-Bewertungsmethoden von Wärmepumpen in: 3. Dialogplattform Power to Heat. Berlin: Energietechnische Gesellschaft ETG, VDE, 2017.

Conrad, Jochen; Greif, Simon; Kleinertz, Britta; Pellinger, Christoph: Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung - Kurzgutachten im Auftrag der ÜNB. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

Greif, Simon; Corradini, Roger; Conrad, Jochen: Zukunftsfähigkeit von Heizsystemen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 4. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2017.

Rasch, Manuel; Regett, Anika; Pichlmaier, Simon; Conrad, Jochen; Greif, Simon; Guminski, Andrej; Rouyrre, Elsa; Orthofer, Clara; Zipperle, Thomas: Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz - Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 3. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2017.

Conrad, Jochen; Corradini, Roger; Greif Simon: Vergleich der Emissionen von Solarthermieanlagen und Wärmepumpensystemen in: 27. Symposium Thermische Solarenergie. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V., 2017.

Kleinertz, Britta; Dufter, Christa; Greif, Simon; Conrad, Jochen: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme – Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2017.

Conrad, Jochen; Steinert, Corinna: Kommunale Wärmewende – Alternativen zu Öl und Gas in: BWK Ausgabe 5. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2016.

Conrad, Jochen; Corradini, Roger: Wärmepumpe versus Solarthermie – Vergleich der Emissionen von Wärmepumpen- und solarthermischen Systemen in: BWK Ausgabe 6. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2016.

Conrad, Jochen; Schmid, Tobias; Pellinger, Christoph: Erzeugung von Fernwärmelastgängen aus Temperaturprofilen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 9. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2015.

Conrad, Jochen; von Roon, Serafin: Beitrag elektrischer Heizsysteme zur Jahreshöchstlast im deutschen Übertragungsnetz in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt Ausgabe 8. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2014.

Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen – FfE-Regionalisiertes-Energie¬system-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell. In: BWK Ausgabe 12. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2014.

12 Anhang

12.1 Skalierungsfaktoren zur Witterungsbereinigung

Tabelle 12-1: Skalierungsfaktoren zur Witterungsbereinigung des Raumwärmebedarfs

Jahr	Skalierungsfaktor
1990	1,09
1991	0,97
1992	1,05
1993	1,00
1994	1,09
1995	1,01
1996	0,87
1997	1,01
1998	1,03
1999	1,09
2000	1,13
2001	1,02
2002	1,09
2003	1,05
2004	1,02
2005	1,03
2006	1,08
2007	1,13
2008	1,07
2009	1,06
2010	0,92
2011	1,14
2012	1,04
2013	1,00
2014	1,21
2015	1,11
2016	1,08
2017	1,08

12.2 Mengengerüst und charakteristische Größen der Gebäude

Tabelle 12-2: Mengengerüst der Gebäude und BewohnerInnen im Jahr 2015

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs-zustand	Anzahl an Wohneinheiten in Mio.	Anzahl an Gebäuden in Mio.	Anzahl BewohnerInnen in Mio.
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	unsaniert	5,37	4,37	12,00
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	teilsaniert	5,82	4,73	13,00
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	unsaniert	2,11	1,79	5,55
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	teilsaniert	1,24	1,05	3,26
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Ein- und Zweifamilienhäuser	1995 - 2020	unsaniert	3,43	3,03	9,54
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	3,13	0,76	5,45
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	3,39	0,83	5,90
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	0,70	0,18	1,37
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	0,51	0,13	0,99
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	1,31	0,33	2,63
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	2,44	0,28	4,12
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	2,65	0,30	4,46
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	0,81	0,09	1,53
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	0,59	0,07	1,11
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	0,00	0,00	0,00

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs-zustand	Anzahl an Wohneinheiten in Mio.	Anzahl an Gebäuden in Mio.	Anzahl BewohnerInnen in Mio.
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	1,05	0,12	1,92
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	1,46	0,06	2,28
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	1,59	0,07	2,47
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	0,59	0,03	0,95
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	0,43	0,02	0,69
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	0,00	0,00	0,00
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	0,76	0,03	1,00

Tabelle 12-3: Charakteristische Größen der Typgebäude

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs-zustand	Raumwärme-bedarf pro Gebäude in kWh/a	Warmwasser-bedarf pro Gebäude in kWh/a	Heizlast in kW	Kühlgrenz-temperatur in °C
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	unsaniert	19.000	2.200	9,2	17,2
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	teilsaniert	18.600	2.200	8,9	17,3
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	vollsaniert	9.800	2.200	6,1	19,4
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	unsaniert	15.000	2.400	8,2	18,1
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	teilsaniert	14.300	2.400	7,6	18,3
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	vollsaniert	9.900	2.400	6,1	19,3
Ein- und Zweifamilienhäuser	1995 - 2020	unsaniert	10.600	2.500	6,3	19,2
Ein- und Zweifamilienhäuser	2021 - 2050	unsaniert	2.300	2.500	3,1	21,1
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	37.000	5.600	18,0	17,8
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	33.500	5.600	15,7	18,1
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	19.500	5.600	12,0	19,6
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	29.300	6.000	15,3	18,6
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	25.300	6.000	13,9	19,0
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	19.500	6.000	12,2	19,6
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	21.500	6.300	14,1	19,4
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	4.900	6.300	6,7	21,2
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	65.900	11.600	32,4	18,0
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	48.900	11.600	27,2	19,0
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	30.100	11.600	21,6	20,0
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	52.400	12.900	30,4	18,8
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	36.500	12.900	24,1	19,6
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	30.800	12.900	22,3	20,0

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs -zustand	Raumwärme-bedarf pro Gebäude in kWh/a	Warmwasser -bedarf pro Gebäude in kWh/a	Heizlast in kW	Kühlgrenz-temperatur in °C
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	37.100	12.500	26,1	19,6
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	9.600	12.500	16,5	21,1
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	143.100	27.900	77,8	18,3
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	102.600	27.900	64,5	19,3
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	66.500	27.900	56,0	20,1
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	117.800	28.600	76,4	18,9
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	84.300	28.600	62,0	19,7
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	66.900	28.600	55,8	20,1
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	79.100	22.800	63,7	19,8
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	18.500	22.800	33,2	21,2

12.3 Solarthermische Wärmeerzeugung

Tabelle 12-4: Ergebnisse der Solarthermiesimulationen

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs-zustand	Kollektorfläche in m²	Speichergröße in Liter	nutzbarer Kollektorfeldertrag in kWh/a	Anteil an Wärme-erzeugung
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	unsaniert	20	800	6.797	28%
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	teilsaniert	20	800	7.076	29%
Ein- und Zweifamilienhäuser	< 1979	vollsaniert	20	800	5.151	37%
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	unsaniert	22	800	6.644	33%
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	teilsaniert	22	800	6.441	33%
Ein- und Zweifamilienhäuser	1979 - 1994	vollsaniert	22	800	5.565	39%
Ein- und Zweifamilienhäuser	1995 - 2020	unsaniert	21	800	5.703	37%
Ein- und Zweifamilienhäuser	2021 - 2050	unsaniert	21	800	3.469	63%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	28	1.200	11.883	24%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	28	1.200	11.795	26%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	28	1.200	9.499	33%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	32	1.200	11.643	28%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	32	1.200	11.124	31%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	32	1.200	10.252	35%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	29	1.200	10.306	32%
Mehrfamilienhäuser (3 -6 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	29	1.200	7.241	56%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	31	1.200	15.486	17%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	31	1.200	14.363	20%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	31	1.200	13.100	27%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	32	1.200	15.452	20%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	32	1.200	14.332	25%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	32	1.200	13.911	27%

Gebäudetyp	Baualter	Sanierungs-zustand	Kollektorfläche in m^2	Speichergröße in Liter	nutzbarer Kollektorfeldertrag in kWh/a	Anteil an Wärme-erzeugung
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	28	1.200	13.446	23%
Mehrfamilienhäuser (7 -12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	28	1.200	11.271	44%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	unsaniert	62	2.400	31.136	16%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	teilsaniert	62	2.400	29.539	19%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	< 1979	vollsaniert	62	2.400	27.824	25%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	unsaniert	62	2.400	30.356	18%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	teilsaniert	62	2.400	29.126	22%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1979 - 1994	vollsaniert	62	2.400	28.097	25%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	1995 - 2020	unsaniert	57	2.400	25.942	22%
Mehrfamilienhäuser (> 12 Wohneinheiten)	2021 - 2050	unsaniert	57	2.400	21.303	23%

12.4 Technoökonomische Kennwerte

Tabelle 12-5: Effizienzsteigerung der untersuchten Technologien in Prozent

Technologie	2015	2020	2030	2040	2050	Quelle
Biomassekessel (Pellet)	0	1	4	7	10	[106] S. 451
Blockheizkraftwerk (elektrisch)	0	1	3	5	7	[106] S. 451
Elektrische Speicherheizung	0	0	0	0	0	Effizienzsteigerung nicht möglich
Erdwärmepumpe (Bestand)	0	2	5	9	12	[106] S. 451
Erdwärmepumpe (Neubau)	0	3	9	14	20	[106] S. 451
Gasbrennwertkessel	0	0	0	0	0	[106] S. 451
Gasniedertemperaturkessel	0	0	0	0	0	[106] S. 451
Gaswärmepumpe	0	3	9	14	20	[106] S. 451
Heizstab	0	0	0	0	0	Effizienzsteigerung nicht möglich
Luftwärmepumpe (Bestand)	0	2	5	9	12	[106] S. 451
Luftwärmepumpe (Neubau)	0	3	9	14	20	[106] S. 451
Ölbrennwertkessel	0	0	0	0	0	[106] S. 451
Ölniedertemperaturkessel	0	0	0	0	0	[106] S. 451

Tabelle 12-6: Investitionen der Technologien (F^{deg}: Faktor für Kostendegression; F: Faktor für Inflationsbereinigung; P: Nennleistung in kW)

Komponente	Investition	Parameter	Quelle(n)
Anpassung Schornstein	$Inv = F \cdot (15{,}1 \cdot P + 1108) \cdot F^{deg}$		[178]
Gasbrennwertkessel	$Inv = F \cdot P \cdot (1464 \cdot P^{-0{,}4411}) \cdot F^{deg}$		[178]
Gaswärmepumpe	$Inv = P \cdot 1672 \frac{€}{kW^{th}} \cdot F^{deg}$		[196] und [197]
Ölbrennwertkessel	$Inv = F \cdot P \cdot (1851 \cdot P^{-0{,}4617}) \cdot F^{deg}$		[106] und [178]
Öltank	$Inv = \frac{q}{10} \cdot F^{deg}$	q: Wärmebedarf in kWh/a	[178]
Pelletlager	$Inv = i \cdot F^{deg}$ $I = \frac{m}{566{,}667}; m = \frac{q}{i * ed * 1000}$	q: Wärmebedarf in kWh/a i: Anzahl Befüllungen pro Jahr m: Fassungsvermögen des Pelletlagers in t	[178], [198], [199], und [200]
Biomassekessel	$Inv = F \cdot P \cdot (6786 \cdot P^{-0{,}6305}) \cdot F^{deg}$		[178]
Fernwärmeanschluss	$Inv = F \cdot P \cdot (1961 \cdot P^{-0{,}6781}) \cdot F^{deg}$		[178]
BHKW (1 - 10 kW)	$Inv = 9585 \cdot P^{-0{,}542} \cdot F^{deg}$		[108]
BHKW (11 - 100 kW)	$Inv = 5438 \cdot P^{-0{,}351} \cdot F^{deg}$		[108]
BHKW (> 100 kW)	$Inv = 4907 \cdot P^{-0{,}352} \cdot F^{deg}$		[108]
Gasanschluss	$Inv = F \cdot (18{,}1 \cdot P + 9043) \cdot F^{deg}$		[178]
Solarthermieanlage	$Inv = (A \cdot 500) + (A \cdot 500) \cdot \frac{1}{(1 - 0{,}25) \cdot 0{,}25} \cdot F^{deg}$	A: Fläche der Solarthermieanlage in m²	[12]
Kombi-Speicher	$Inv = 2V \cdot (3{,}126 \cdot e^{-0{,}001 \cdot V} + 0{,}74 \cdot e^{-2{,}22 * 10^{-6} \cdot V}) \cdot F^{deg}$	V: Speichervolumen in l	[38]
Installation Elektrospeicherheizung	$Inv = F \cdot 800 \frac{€}{Wohnung}$		[201]
elektrische Speicherheizung	$Inv = F \cdot P \cdot \frac{2750}{9}$		[201]
elektrischer Durchlauferhitzer	$Inv = 322 \cdot \frac{€}{Wohnung}$		[202]
Heizstab	$Inv = 129 \cdot P^{-0{,}79}$		[12]
Luftwärmepumpe	$Inv = F \cdot P \cdot (5706 \cdot P^{-0{,}4779}) \cdot F^{deg}$		[178]
Erdwärmepumpe	$Inv = F \cdot P \cdot (3577 \cdot P^{-0{,}4085}) \cdot F^{deg}$		[178]
Sondenverlegung	$Inv = F \cdot (P \cdot 900 + 1080)$		[178]
Pufferspeicher	$Inv = (104 + 10 \cdot P) \cdot (2{,}56 \cdot e^{-0{,}0025 \cdot (104 + 10 \cdot P)} + 0{,}738 \cdot e^{-1{,}38 * 10^{-5} \cdot (104 + 10 * P)}) \cdot F^{deg}$		[38]
Warmwasserspeicher	$Inv = V \cdot (41{,}9 \cdot e^{-0{,}024 \cdot V} + 2{,}551 \cdot e^{-8{,}46 * 10^{-5} \cdot V}) \cdot F^{deg}$	V: Speichervolumen in l	[38]
dezentrale Wärmerückgewinnung	$Inv = A \cdot (838 \cdot A^{-0{,}652})$		[203]

Tabelle 12-7: Kostendegressionsfaktoren (F^{deg}) der Komponenten

Komponente	2015	2020	2030	2040	2050	Quelle
Anpassung Schornstein		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Gasbrennwertkessel	100	99	96	93	90	[106]
Gaswärmepumpe	100	94	83	71	60	[106]
Ölbrennwertkessel	100	99	96	93	90	[106]
Öltank		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Pelletlager	100	99	96	93	90	[106]
Biomassekessel	100	97	91	86	80	[106]
Fernwärmeanschluss		keine Kostenreduktion möglich				[106]
BHKW (1 - 10 kW)		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
BHKW (11 - 100 kW)		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
BHKW (> 100 kW)		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Gasanschluss		keine Kostenreduktion möglich				[106]
Solarthermieanlage	100	98	94	89	85	[106]
Kombi-Speicher	100	94	83	71	60	[106]
Installation Elektrospeicherheizung		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
elektrische Speicherheizung		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
elektrischer Durchlauferhitzer		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Heizstab		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Luftwärmepumpe	100	98	94	89	85	[106]
Erdwärmepumpe	100	97	91	86	80	[106]
Sondenverlegung		keine Kostenreduktion möglich				Annahme
Pufferspeicher	100	99	96	93	90	Annahme
Warmwasserspeicher	100	99	96	93	90	[106]
dezentrale Wärmerückgewinnung		keine Kostenreduktion möglich				Annahme

Tabelle 12-8: Fixe Betriebskosten der Heizsysteme als prozentualer Wert der Investition

Technologie	Fixe Betriebskosten in %/a	Quelle(n)	Seite(n)
Ölniedertemperaturkessel	3,5	[90]	22
Ölbrennwertkessel	3,5	[90]	22
Gasniedertemperaturkessel	2,5	[90]	22
Gasbrennwertkessel	2,5	[90]	22
Blockheizkraftwerk	8,0	[90]	22
Luftwärmepumpe	2,5	[90]	22
Erdwärmepumpe	2,5	[90]	22
Gaswärmepumpe	4,5	[90]	22
Elektrospeicherheizung	3,0	[90]	22
Fernwärme	3,0	[90]	23
Biomassekessel (Pellet)	6,0	[90]	22
Heizstab	0	Annahme	-
Solarthermie	1,5	[90]	23
Wärmerückgewinnung	7,5	[90]	23

12.5 Fernwärmenetze

Tabelle 12-9: Detailliert betrachtete Fernwärmenetze

Fernwärmenetze				
Aachen	Cottbus	Hamburg	Leipzig	Rostock
Berlin	Dresden	Hannover	Mannheim *	Saar *
Bielefeld	Düsseldorf	Ingolstadt	Münster	Ulm *
Bonn	Erfurt	Karlsruhe	München	Weißwasser
Braunschweig	Erlangen	Kassel	Neckar *	Wolfsburg
Bremen	Flensburg*	Kiel	Nürnberg	Wuppertal
Chemnitz	Frankfurt	Köln	Rhein Ruhr *	Sonstige

* Versorgungsgebiete, welche sich über mehrere Gemeinden erstrecken (Fernwärmeschienen)

Tabelle 12-10: Fernwärmeschienen und deren angenommenes Versorgungsgebiet

Flensburg	Mannheim	Neckar	Rhein-Ruhr	Saar	Ulm
Flensburg	Brühl	Esslingen	Bergkamen	Dillingen/ Saar	Ulm
Glücksburg	Heidelberg	Stuttgart	Bochum	Ensdorf	Neu-Ulm
Harrislee	Ketsch		Bottrop	Püttlingen	
Langballig	Mannheim		Castrop-Rauxel	Quierschied	
Süderbrarup	Schwetzingen		Datteln	Saarbrücken	
Tarp	Speyer		Dinslaken	Saarlouis	
Wees			Dortmund	Völklingen	
Weesby			Duisburg	Wallerfangen	
			Essen	Wadgassen	
			Gelsenkirchen		
			Gladbeck		
			Herne		
			Herten		
			Hünxe		
			Lünen		
			Marl		
			Moers		
			Neukirchen-Vluyn		
			Oberhausen		
			Recklinghausen		
			Voerde		

12.6 Charakteristische Kenngrößen in den Szenarien

Tabelle 12-11: Zusammenfassung Startszenario und Szenario fuEL nach [12]

Parameter	Einheit	Startszenario				fuEL-Szenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
EE-Leistung	GW	121	162	184	208	121	217	350	516
Davon:									
PVA	GW	49	68	75	82	49	95	187	324
Onshore WEA	GW	55	70	78	87	55	93	117	130
Offshore WEA	GW	8	15	23	31	8	20	36	53
Konventionelle Kraftwerksleistung	GW	73	69	56	54	73	80	74	73
Großbatteriespeicher	GW	0,6	1,2	2,4	2,7	0,6	1,9	6,6	24,7
	GWh	0,7	2,7	5,3	6,0	0,7	4,3	14,9	55,5
E-Kessel in Fernwärme	GW^{el}	1,7	3,2	3,2	3,2	1,7	3,6	4,7	14,1
Großwärmepumpe in Fernwärme	GW^{el}	0	0	0	0	0	1,5	1,8	2,1
PEM-Elektrolyseure	GW^{el}	0,2	2,2	3,9	5,8	0,2	2,2	3,9	28,8
PEM-Elektrolyseure + Methanisierung	GW^{el}	0,0	0,4	0,8	1,2	0,0	0,4	0,8	18,6
Stromnachfrage der Endenergiesektoren	TWh	551	543	546	557	551	590	693	733
davon:									
Industrie	TWh	243	246	245	243	243	224	254	260
PHH	TWh	135	123	117	116	135	152	165	170
Verkehr	TWh	15	19	26	32	15	59	102	111
GHD	TWh	158	155	158	166	158	155	172	192
PtX-Nachfrage									
1. ...Heat	TWh	0	0	2	4	0	12	35	65
2. ...Wasserstoff	TWh	0	0	2	8	0	1	8	62
3. ...Methan	TWh	0	0	0	0	0	0	0	60
Erdgas Importe	TWh	851	898	871	802	851	693	509	134
Mineralöl Importe (davon Green Fuel in %)	TWh	810 (0%)	670 (0%)	561 (0%)	473 (0%)	810 (0%)	524 (0%)	274 (0%)	168 (100%)
CCS	Mio. t CO_2	0	0	0	0	0	0	0	53