CLIMATE CHANGE
18/2021

Systemische Herausforderung der Wärmewende

Abschlussbericht

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

CLIMATE CHANGE 18/2021

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Forschungskennzahl 37EV 17 105 0
FB000449

Systemische Herausforderung der Wärmewende

Abschlussbericht

von

Peter Engelmann, Benjamin Köhler, Robert Meyer, Jörg Dengler, Sebastian Herkel, Lea Kießling, Anneke Quast, Jessica Berneiser, Christian Bär, Philip Sterchele, Judith Heilig
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Veit Bürger, Benjamin Köhler, Sibylle Braungardt, Tilman Hesse
Öko-Institut, Freiburg

Matthias Sandrock, Christian Maaß, Nikolai Strodel
Hamburg Institut, Hamburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg

Abschlussdatum:
November 2020

Redaktion:
Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie
Joscha Steinbrenner

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, April 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Die Studie zeigt notwendige spezifische Maßnahmen für den Gebäudesektor zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 (, d.h. Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs um 80 % ggü. 2008; Zielbereich 1) bzw. zur Reduktion der gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050 ggü. 1990 (Zielbereich 2). Aus den Maßnahmen werden mögliche Instrumentensets in Form von Roadmaps für beide Zielbereich abgeleitet.

Grundlage der Roadmap-Entwicklung ist eine Analyse von insgesamt 12 verschiedenen Studien, in denen Szenarien aufzeigen, welche Transformationen im Gebäudebereich und im Energiesystem notwendig sind, um die genannten Ziele bis 2050 zu erreichen (7 zu Zielbereich 1, 10 zu Zielbereich 2 und 8 Referenzszenarien). Dazu werden die Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme, Strom, Umgebungswärme, Biomasse zur Gebäudeversorgung und Fernwärmeanteile, sowie notwendige Sanierungsraten und erzielbare THG-Emissionen verglichen. Es wird deutlich, dass die Referenzszenarien zu einer Zielverfehlung führen. Folglich werden aus der Analyse die wichtigsten Maßnahmen zur Zielerreichung identifiziert und zur Umsetzung dieser mögliche in Zukunft einsetzbare Instrumente beschrieben. Für eine Auswahl an Instrumenten erfolgt anschließend eine qualitative und quantitative Bewertung.

Außerdem erfolgt eine Analyse der AkteurInnen im Wärmemarkt hinsichtlich der Wirkzusammenhänge bei Investitionsentscheidungen für Sanierungsprojekte sowohl für den Wohn- als auch für den Nichtwohngebäudebereich. Eine Risiko- und Defizitanalyse zeigt welche Konsequenzen ein Verfehlen bestimmter Maßnahmen (zu geringe Sanierungsraten- oder tiefen, Verfehlen der EE-Ziele im Umwandlungssektor (, d.h. zu wenige Wärmepumpen bzw. zu geringer EE-Anteil am Strom bzw. in der Fernwärme)) zur Folge hat und in welchem Umfang diese durch Kompensationsmöglichkeiten, wie den stärkeren Einsatz heimischer EE-Wärme, Verstärkung der Effizienzanstrengungen oder dem Import von EE (PtG oder PtL), ausgeglichen werden können. Außerdem erfolgt eine Schwerpunktanalyse zur Rolle der Wärmenetze im Rahmen der Energiewende im Wärmebereich hinsichtlich der Ausgangslage, Hemmnissen, Potentialen und Transformationspfaden.

Abstract

This study shows specific measures that are necessary to be taken in the building sector in order to achieve a nearly climate-neutral building stock by 2050 (i.e. reduction of the non-renewable primary energy demand by 80 % compared to 2008; target area 1) or to reduce Germany's total greenhouse gas emissions by 95 % by 2050 compared to 1990 (target area 2). Possible sets of instruments in the form of roadmaps for both target areas are derived from these measures.

The roadmap development is based on an analysis of a total of 12 different studies in which scenarios show which transformations in the building sector and in the energy system are necessary to achieve the stated goals by 2050 (7 for target area 1, 10 for target area 2 and 8 reference scenarios). For this purpose, the development of the final energy demand for heating of buildings, electricity demand, environmental heat, biomass for building supply and district heating shares, as well as necessary renovation rates and achievable GHG emissions are compared. It becomes clear that the assumed measures for the reference scenarios will lead to missing the target areas (both target areas 1 and 2). Consequently, the analysis identifies the most important measures to achieve the targets and describes possible future instruments to implement them. For a selection of instruments, a qualitative and quantitative evaluation is carried out.

In addition, an analysis of the actors in the heating market is carried out with regard to the influences in investment decisions for refurbishment projects for both residential and non-residential buildings. A risk and deficit analysis shows the consequences of failing to meet certain measures (too low reno-

vation rates or failure to meet the renewable energy targets in the heat generation sector (i.e. too few heat pumps or too low shares of renewable energy in electricity or district heating) and to what extent these consequences can be offset by compensation options such as greater use of domestic renewable heat, increased efficiency efforts or the import of renewable energy (PtG or PtL). In addition, an analysis on the role of district heating in the context of energy system transformation is carried out with regard to the current situation, obstacles, potentials and transformation paths.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
Abbildungsverzeichnis 8
Tabellenverzeichnis 13
Abkürzungsverzeichnis 15
Zusammenfassung 18
Summary 38
1 Entwicklung des Strom- und Wärmemarktes 58
1.1 Szenarioanalyse 59
1.1.1 Ziele und Herangehensweise 59
1.1.2 Szenarien Zielbereich 1 („nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“) 61
1.1.3 Szenarien Zielbereich 2 („THG-Minderung um mindestens 95 %“) 73
1.1.4 Schlussfolgerungen für die Instrumentenauswahl 84
1.2 Identifizierung von Schlüsselmaßnahmen und Schlüsseltechniken 85
1.2.1 Exkurs: Abgrenzung Maßnahmen und Instrumente 85
1.2.2 Schlüsselmaßnahmen und -techniken Zielbereich 1 85
1.2.3 Schlüsselmaßnahmen und -techniken Zielbereich 2 87
1.2.4 Bewertung der Wirksamkeit der Schlüsselmaßnahmen 89
1.2.4.1 Maßnahmenbeschreibung und qualitative Bewertung 91
1.2.4.2 Semi-quantitative Bewertung der Wirkung Zielbereich 1 („nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“) 114
1.2.4.3 Semi-quantitative Bewertung der Maßnahmen Zielbereich 2 („THG-Minderung um 95 %“) 115
1.2.5 Bewertung der Wirksamkeit der Schlüsseltechniken 117
1.3 Vorschläge von Instrumenten für einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 125
1.3.1 Auswahl der Instrumente 125
1.3.2 Ausgestaltung der zu bewertenden Instrumente 127
1.3.3 Struktur der Instrumentenbewertung 130
1.3.4 Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe 131
1.3.5 Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer 135
1.3.6 Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer 137
1.3.7 Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen 139
1.3.8 Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG) 145
1.3.9 Steuerliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen 148

1.3.10 Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude ... 151
1.3.11 Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen ... 155
1.3.12 Einführung eines Effizienzverpflichtungssystems ... 158
1.3.13 Regionale Beratungsnetzwerke ... 161
2 Bestandsaufnahme der Wärmemärkte und ihrer AkteurInnen ... 166
2.1 AkteurInnen der Wärmemärkte ... 166
2.2 Beschreibung der Akteursgruppen ... 167
2.2.1 InvestorInnen/EntscheiderInnen Wohngebäudebereich ... 167
2.2.2 Behörden/öffentliche Hand ... 177
2.2.3 InvestorInnen/EntscheiderInnen im Gewerbeimmobilienbereich ... 178
2.2.4 Anbietende ... 181
2.2.5 Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister ... 183
2.2.6 Intermediäre ... 186
2.3 Wirknetze ... 188
3 Risiko- und Defizitanalyse ... 199
3.1 Ziele und Herangehensweise ... 199
3.2 Zielbereich 1: Nahezu klimaneutraler Gebäudebestand ... 199
3.2.1 Herangehensweise ... 199
3.2.2 Rahmendaten ... 201
3.2.3 Referenzzielpfad ... 202
3.2.4 Risiken und Defizitoptionen ... 202
3.2.5 Zielverfehlung der Sensitivitäten ... 206
3.2.6 Mögliche Kompensationsoptionen zum Defizitausgleich ... 209
3.2.7 Schlussfolgerungen zu Zielbereich 1 ... 216
3.3 Zielbereich 2: THG-Minderung um mindestens 95 % ... 218
3.3.1 Herangehensweise ... 218
3.3.2 Rahmendaten ... 221
3.3.3 Referenzzielpfad ... 222
3.3.4 Risiken und Defizitoptionen ... 223
3.3.5 Zielverfehlung der Sensitivitäten ... 225
3.3.6 Mögliche Kompensationsoptionen zum Defizitausgleich ... 230
3.3.7 Schlussfolgerungen zu Zielbereich 2 ... 232
4 Rolle der Wärmenetze im Rahmen der Energiewende im Wärmebereich ... 234
4.1 Bestandsaufnahme der Wärmenetze ... 234

4.1.1 Datengrundlagen 234
4.1.1.1 Amtliche Energiestatistik 235
4.1.1.2 Statistiken der Branchenverbände 237
4.1.1.3 Daten auf Grundlage des Wettbewerbsrechts 238
4.1.1.4 Informationsportale der Bundesländer 238
4.1.2 Fernwärmeabsatz 239
4.1.2.1 Fernwärmefluss 243
4.1.2.2 Fernwärmeabsatz im europäischen Vergleich 243
4.1.3 Installierte Wärmenetze 244
4.1.3.1 Anzahl der installierten Wärmenetze 245
4.1.3.2 Wärmenetz-Trassenlänge 246
4.1.3.3 Räumliche Verortung der Wärmenetze 246
4.1.3.4 Wärmeabsatz je Trassenkilometer 250
4.1.3.5 Netztemperaturniveau der Wärmenetze 250
4.1.4 Fernwärmeerzeugung 252
4.1.4.1 Installierte Wärmeleistung 253
4.1.4.2 Eingesetzte Brennstoffe 255
4.1.4.3 Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme 256
4.1.4.4 Fernwärmeerzeugung auf Basis Kohle 259
4.1.4.5 Fernwärmeerzeugung auf Basis Erdgas und Heizöl 261
4.1.4.6 Fernwärmeerzeugung auf Basis Abfallverbrennung 263
4.1.4.7 Fernwärmeerzeugung auf Basis Tiefengeothermie 273
4.1.4.8 Fernwärmeerzeugung auf Basis Solarthermie 275
4.2 Wärmenetzpotenzial und -transformation 279
4.2.1 Klimafreundliche Fernwärmeerzeugung 281
4.2.1.1 Biomasse 284
4.2.1.2 Wärmepumpen, Power-to-Heat 286
4.2.1.3 Abwärme 287
4.2.1.4 Solarthermie 288
4.2.1.5 Geothermie 289
4.2.1.6 Abfallverbrennung 290
4.2.1.7 Vergleichende Betrachtung von Potenzialen und Wirtschaftlichkeit 290
4.2.2 Wärmeverteilung und Wärmespeicherung 295
4.2.2.1 Wärmeverteilung 295
4.2.2.2 Wärmespeicherung 300
4.2.3 Dekarbonisierungsstrategien anhand von Modellnetzen 306

4.2.3.1 Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Braun- oder Steinkohle 307
4.2.3.2 Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Abfallverbrennung 312
4.2.3.3 Großes Wärmenetz im Wesentlichen erdgasbasiert 317
4.2.3.4 Großes Wärmenetz mit einem wesentlichen Anteil Geothermie 322
4.2.3.5 Kleines Wärmenetz in demografischer Wachstumsregion 324
4.2.3.6 Kleines Wärmenetz in demografischer Schrumpfungsregion 327
4.2.3.7 Kleinstnetz (städtisches Quartier) 330
4.2.3.8 Kleinstnetz (dörfliches Quartier) 332
4.2.4 Wärmenetzausbau und Verdichtung bestehender Wärmenetze 334
4.2.4.1 Potenzial des Anschlussgrades von Wohnungen 336
4.2.4.2 Netzausbau 337
4.2.4.3 Netzverdichtung 339
4.2.4.4 Netzerweiterung 339
4.2.4.5 Netzneubau 339
4.2.4.6 Wirtschaftlichkeit 340
4.2.4.7 Konkurrenz zum Gasnetz 340
4.3 Hemmnisse des Wärmenetzausbaus und energiepolitische Rahmenbedingungen 341
4.3.1 Akteursanalyse 341
4.3.1.1 Fernwärmeversorger 342
4.3.1.2 Kommunen 344
4.3.1.3 Gesetzgeber und Verbände 345
4.3.1.4 WärmekundInnen 347
4.3.1.5 Weitere Akteure 349
4.3.1.6 Wirknetz 350
4.3.2 Hemmnisse des Wärmenetzausbaus 351
4.3.2.1 Ökonomische Hemmnisse 351
4.3.2.2 Finanzierungshemmnisse 354
4.3.2.3 Regulatorische Hemmnisse 356
4.3.2.4 Sonstige Hemmnisse 358
4.3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen zur Integration erneuerbarer Energien in Wärmenetze 358
4.3.3.1 Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in Gebäuden 359
4.3.3.2 Steigerungspflicht für den erneuerbaren Anteil in der Fernwärme (Art. 24 EE-RL 2018) 375
4.3.3.3 Zugang zu Wärmenetzen für EE sowie Wettbewerb innerhalb von Wärmenetzen 376
4.3.3.4 Rechtspflichten zur Planung des Fernwärmeversorgung 382

4.3.3.5 Herkunftsnachweissystem und Vertrieb erneuerbarer Fernwärme (Art. 19 EE-RL 2018) 385
4.3.3.6 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (Art. 22 EE-RL 2018) 388
5 Entwicklung einer Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor 392
5.1 Ziele und Herangehensweise 392
5.2 Roadmap für Zielbereich 1: Nahezu klimaneutraler Gebäudebestand 394
5.2.1 Leitplanken für die Gestaltung der Rahmenbedingungen 396
5.2.2 Leitplanken für die Bedarfsreduktion im Gebäudesektor 397
5.2.3 Leitplanken für die Entwicklung der Versorgungstechniken 399
5.2.4 Leitplanken für die Entwicklung der Wärmenetze 401
5.2.5 Instrumente für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 1 402
5.3 Roadmap für Zielbereich 2: THG-Minderung um 95 % 409
5.3.1 Leitplanken für die Gestaltung der Rahmenbedingungen 411
5.3.2 Leitplanken für die Bedarfsreduktion im Gebäudesektor 413
5.3.3 Leitplanken für die Entwicklung der Versorgungstechniken 415
5.3.4 Leitplanken für die Entwicklung der Wärmenetze 417
5.3.5 Instrumente für die Wärmewende im Zielbereich 2 418
5.4 Analyse der Wirkungen der Instrumente auf die AkteurInnen im Wärmemarkt 423
5.5 Schlussfolgerungen 429
6 Fazit 433
7 Quellenverzeichnis 436
8 Anhang 1: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 1) 458
9 Anhang 2: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 2) 488

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme in 205063

Abbildung 2: Entwicklung der Sanierungsrate bei Wohngebäuden 64

Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebedarfs Strom 2030 und 2050.....66

Abbildung 4: Entwicklung des Endenergiebedarfs Umgebungswärme 2030 und 2050 67

Abbildung 5: Entwicklung des Endenergiebedarfs an Biomasse zur Gebäudeversorgung 2030 und 2050 68

Abbildung 6: Entwicklung des Anteils der Fernwärme am Endenergieverbrauch 2030 und 2050.....69

Abbildung 7: Entwicklung des durch Fernwärme bereitgestellten Endenergiebedarfs (absolut) 2030 und 2050 70

Abbildung 8: Entwicklung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs 2030 und 2050 71

Abbildung 9: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Verursacherbilanz inkl. Vorketten) 72

Abbildung 10: THG-Emissionen 2030 (Quellbilanz, ohne Vorketten) und Abgleich mit der Zieldefinition aus dem Klimaschutzplan 2050.....73

Abbildung 11: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Wärmesektor 2050 75

Abbildung 12: Entwicklung des Endenergieeinsatzes von Biomasse für Raumwärme und TWW 2030 und 2050.....76

Abbildung 13: Bedeutung der Fernwärme 2030 und 2050 77

Abbildung 14: Entwicklung der Sanierungsraten in den Perioden 2012-2030, 2031-2040 und 2041-2050.....78

Abbildung 15: Entwicklung des Endenergiebedarfs im gesamten Energiesystems 2050 79

Abbildung 16: Entwicklung des Strombedarfs im Energiesystem inklusive des Strombedarfs für die inländische Erzeugung synthetischer Gase und Kraftstoffe (PtG/PtL)- 2030 und 2050.....80

Abbildung 17: Entwicklung des Primärenergiebedarfs 2030 und 2050 (gesamtes Energiesystem) 81

Abbildung 18: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Gebäudesektor) .82

Abbildung 19: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Energiesystem)...83

Abbildung 20: PtG und PtL in den verschiedenen Szenarien 2030 und 2050 (Energiesysterm).....84

Abbildung 21: Vorgehen zur Ableitung der Instrumente.....126

Abbildung 22: Typologie der SaniererInnen 169

Abbildung 23: Wichtigste Motivationen für eine energetische Sanierung nach Alter der EigentümerInnen.....174

Abbildung 24: Wirknetz EigenheimbesitzerInnen 192

Abbildung 25: Wirknetz Wohnungseigentümergemeinschaften 193

Abbildung 26: Wirknetz Wohnungsunternehmen 194

Abbildung 27: Wirknetz öffentliche Hand 195

Abbildung 28: Wirknetz Gewerbeimmobilien ohne Gebäudemanagement Selbstnutzung 196

Abbildung 29: Wirknetz Gewerbeimmobilien mit Gebäudemanagement Selbstnutzung 197

Abbildung 30: Wirknetz externe InvestorInnen Gewerbeimmobilien 198

Abbildung 31: Vorgehensweise Zielbereich 1 201

Abbildung 32: Risiken (Sensitivitäten) und mögliche Kompensationen (Defizitoptionen) für Zielbereich 1 204

Abbildung 33: Endenergiebedarf: Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1 207

Abbildung 34: Primärenergiebedarf (nicht-erneuerbar): Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1 208

Abbildung 35: CO_2-Emissionen: Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1 209

Abbildung 36: Differenz des Endenergiebedarfs der Kompensationsoptionen in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1) 212

Abbildung 37: Differenz der Jahreskosten der Kompensationsoptionen in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1) . 214

Abbildung 38: Differenz des Endenergiebedarfs der Kompensationsoption „PtG/L“ in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1) 215

Abbildung 39: Differenz der Jahreskosten der Kompensationsoption „PtG/L“ in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1) 216

Abbildung 40: Übersichtsschema des Erneuerbaren Energien Modells REMod sowie zentrale Eingangs- und Ausgangsgrößen 219

Abbildung 41: Vorgehensweise Zielbereich 2 221

Abbildung 42: Heizungstechniken im Referenzzielpfad 223

Abbildung 43: Risiken und mögliche Kompensationen (Defizitoptionen) für den Zielbereich 2 224

Abbildung 44: Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten des Zielbereichs 2 226

Abbildung 45: Entwicklung der Energiebereitstellung in Fernwärmenetzen in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten in Zielbereich 2 227

Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung für Fernwärmebereitstellung in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten in Zielbereich 2 228

Abbildung 47: Differenz des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme der Sensitivitäten zum Referenzzielpfad in 2030 und 2050 229

Abbildung 48: Kumulierte Gesamtkosten synthetischer Energieträger des gesamten Energiesystems 232

Abbildung 49: Fernwärmeabsatz an Kunden 2016 239

Abbildung 50: Fernwärmeabsatz nach Verbrauchssektoren 2003 – 2017 240

Abbildung 51: Beheizungsstruktur nach Gebäudeklassen 241

Abbildung 52: Beheizungsstruktur alte und neue Bundesländer 2009 242

Abbildung 53: Anteil der jeweiligen Versorgungskonzepte nach Bundesländern ... 242

Abbildung 54: Fernwärmefluss 2017 243

Abbildung 55: Anteil der fernwärmeversorgten Bevölkerung in der Europäischen Union 244

Abbildung 56: Anteil der Netzkategorien an Netzanzahl und Wärmeabsatz 245

Abbildung 57: Installierte Wärmenetz-Trassenlänge 246

Abbildung 58: Gebiete mit bestehender Fernwärmeversorgung 248

Abbildung 59: Große Fernwärmeheizkraftwerke in Deutschland 249

Abbildung 60: Wärmeabsatz je km Trasse 250

Abbildung 61: Heißwasser- und Dampfnetze 2005 und 2016 251

Abbildung 62: Vermaschte Fernwärmesysteme im Ruhrgebiet 252

Abbildung 63: Fernwärmeerzeugung nach Bundesländern 2014 253

Abbildung 64: Engpassleistung und maximale Wärmelast nach Bundesländern 254

Abbildung 65: Ausnutzungsdauer der Wärmeleistung 255

Abbildung 66: Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung 2016 256

Abbildung 67: Entwicklung Brennstoffeinsatz in der Fernwärmeerzeugung 2003 - 2016. 256

Abbildung 68: Energieträger zur Fernwärmeerzeugung 2016 257

Abbildung 69: Entwicklung der erneuerbaren Energien bei der Fernwärmeerzeugung 2003 – 2015 258

Abbildung 70: Erneuerbaren Energien zur Fernwärmeerzeugung in den Bundesländern 2014 259

Abbildung 71: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis Stein- und Braunkohle 260

Abbildung 72: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis Erdgas 262

Abbildung 73: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis von Müllverbrennung 264

Abbildung 74: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Ersatzbrennstoffe 266
Abbildung 75: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Sondermüllverbrennung 268
Abbildung 76: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Altholzheizkraftwerke 270
Abbildung 77: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Klärschlammverbrennung 272
Abbildung 78: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung durch Tiefengeothermie 273
Abbildung 79: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Tiefengeothermie 274
Abbildung 80: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Solarthermie 276
Abbildung 81: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Power-to-Heat 278
Abbildung 82: Technisch-ökologischer Strukturwandel in der Fernwärme 279
Abbildung 83: Wärmenetzbasiertes Strom-Wärme-System 280
Abbildung 84: Strukturwandel in der Fernwärmeerzeugung 283
Abbildung 85: EE-Wärme und Wärmenetzpotenziale 291
Abbildung 86: Modulare Wärmegestehungskosten 292
Abbildung 87: Modulare Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung 293
Abbildung 88: Szenario zur Erzeugung der Fernwärme in Deutschland 295
Abbildung 89: Aufbau eines saisonalen Behälter-Wärmespeichers 301
Abbildung 90: Aufbau eines saisonalen Erdbecken-Wärmespeichers 302
Abbildung 91: Projekt- und Speicherkosten für Wasser-Erdbeckenspeicher in Dänemark 303
Abbildung 92: Aufbau eines saisonalen Erdsonden-Wärmespeichers 303
Abbildung 93: Aufbau eines saisonalen Aquifer-Wärmespeichers 304
Abbildung 94: Spezifische Investitionskosten für umgesetzte saisonale Wärmespeicher 306
Abbildung 95: Vereinfachte Jahresdauerlinie im Fernwärmenetz Hamburg 307
Abbildung 96: Transformationspfad für das Modellnetz Hamburg 312
Abbildung 97: Transformationspfad für das Modellnetz Neumünster 317
Abbildung 98: Transformationspfad für das Modellnetz Lemgo 321
Abbildung 99: Transformationspfad für das Modellnetz Poing 323
Abbildung 100: Transformationspfad für das Modellnetz „auf der Schwand“ (Fürth Nord) 326
Abbildung 101: Transformationspfad für das Modellnetz Pasewalk 329
Abbildung 102: Freiflächen westlich des Wärmenetzes 331

Abbildung 103: Transformationspfad für das Modellnetz Eißendorf (Hamburg-Harburg) 332
Abbildung 104: Transformationspfad für das Modellnetz Warching (Bayern) 334
Abbildung 105: Netzverluste in Abhängigkeit von der Wärmebedarfsdichte 335
Abbildung 106: Anhaltswerte für Fernwärmeleitungskosten 336
Abbildung 107: Wärmenetzpotenzial nach Siedlungstypen bis 2030 im Szenario Trend 337
Abbildung 108: Über KWKG geförderte Wärmenetz-Trassenlängen 338
Abbildung 109: Abschätzung des Ausbaubedarfs für Wärmenetze bis 2030 339
Abbildung 110: Energieplankarte der Stadt Zürich 341
Abbildung 111: Eigentümerstruktur der Fernwärmeunternehmen in verschiedenen Ländern 343
Abbildung 112: Wirknetz zum Fernwärmesektor 350
Abbildung 113: Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland 352
Abbildung 114: Vermarktung von EE-Wärme im Rahmen eines einheitlichen Fernwärmeprodukts 386
Abbildung 115: Vermarktung von spezifischen Fernwärmeprodukten (grüne Fernwärme) 387
Abbildung 116: Adressierte Themenblöcke der Roadmaps für die Wärmewende im Gebäudesektor für die beiden Zielbereiche „nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“ (Zielbereich 1) und „THG-Minderung um mindestens 95 %“ (Zielbereich 2) 392
Abbildung 117: Maßnahmen-Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 1 395
Abbildung 118: Roadmap für die Gestaltung der Rahmenbedingungen in Zielbereich 1 396
Abbildung 119: Roadmap Bedarfsreduktion im Gebäudesektor in Zielbereich 1 397
Abbildung 120: Roadmap Versorgungstechniken in Zielbereich 1 399
Abbildung 121: Roadmap Wärmenetze in Zielbereich 1 401
Abbildung 122: Beispielhaftes Instrumentenset für die Erreichung des Zielbereichs 1 403
Abbildung 123: Maßnahmen-Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 2 410
Abbildung 124: Roadmap für die Gestaltung der Rahmenbedingungen in Zielbereich 2 411
Abbildung 125: Roadmap Bedarfsreduktion im Gebäudesektor in Zielbereich 2 413
Abbildung 126: Roadmap Versorgungstechniken in Zielbereich 2 415
Abbildung 127: Roadmap Wärmenetze in Zielbereich 2 417
Abbildung 128: Instrumente für die Erreichung von Zielbereich 2 419

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien für Zielbereich 1 und 2 60

Tabelle 2: Primärenergiefaktoren (PE_{ne}-Faktoren) für die Berechnung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs..... 61

Tabelle 3: THG-Emissionsfaktoren (inkl. Vorketten) in g CO_2 Äquivalent pro kWh..... 62

Tabelle 4: Übersicht und Beschreibung der Bewertungskriterien 90

Tabelle 5: Amortisationszeiten verschiedener Maßnahmen zum Wärmeschutz, basierend auf (Holm et al. 2015; Ökologisch-Bauen.info 2015; Bosch Thermotechnik GmbH 2016) 93

Tabelle 6: Zusammenfassung der Instrumente und Maßnahmen im Bereich Sanierungstiefe aus der Szenarioanalyse 95

Tabelle 7: Erwartete Entwicklung des Wirkungsgrades bis zum Jahr 2050 von EE-Wärmetechniken/ EE-nutzenden Wärmetechniken; basierend auf (Bürger et al. 2017). 101

Tabelle 8: Potenziale für den Ausbau von EE-Anlagen und deren Einsatz in einem Szenario mit 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen in 2050 aus (Umweltbundesamt (UBA) 2010). Stand 2018 aus (Burger 2019). 112

Tabelle 9: Semi-quantitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen hinsichtlich des Zielbereichs 1 (nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050)..... 114

Tabelle 10: Semi-quantitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen hinsichtlich des Zielbereichs 2 (THG-Emissionsminderung im gesamten Energiesystem um 95 % bis 2050) 116

Tabelle 11: Semi-quantitative Bewertung der Schlüsseltechniken für die Erreichung des Zielbereichs 1. 124

Tabelle 12: Semi-quantitative Bewertung der Schlüsseltechniken für die Erreichung des Zielbereichs 2. 124

Tabelle 13: Ableitung möglicher Instrumente aus der Szenarioanalyse 126

Tabelle 14: Kurzdarstellung der Ausgestaltung der zur weiteren Bearbeitung ausgewählten Instrumente..... 127

Tabelle 15: Übersicht der Bewertungskriterien 130

Tabelle 16: Beschreibung der verschiedenen Typen; eigene Darstellung in Anlehnung an (Albrecht et al. 2010)..... 170

Tabelle 17: Einflussparameter auf Sanierungsmaßnahmen und Investitionen in erneuerbare Energietechnik..... 188

Tabelle 18: Rahmendaten Zielbereich 1..... 201

Tabelle 19: Parametrisierung des Referenzzielpfades und der Sensitivitäten.... 205

Tabelle 20: Übersicht des jeweiligen Mehr- bzw. Minderbedarfs der vier Sensitivitäten im Zieljahr 2050 gegenüber dem Referenzzielpfad... 209

Tabelle 21: Parametrisierung der Kompensationsoptionen (jeweils im Vergleich zum Referenzzielpfad) 210

Tabelle 22: Rahmendaten zu Zielbereich 2 221

Tabelle 23: Parametrisierung des Referenzzielpfad und der Sensitivitäten in Zielbereich 2 225

Tabelle 24: Endenergiebedarf für Raumwärme in TWh für den Referenzzielpfad sowie die Sensitivitäten 1 bis 3 in 2030 und 2050 226

Tabelle 25: Energiebedingte CO_2-Fehlbeträge der Szenarien in 2050 229

Tabelle 26: Zusammenfassung der Kompensationsmaßnahmen (stärkerer Einsatz heimische EE) für die Risiken 1, 2 und 3 231

Tabelle 27: Mehrkosten und Differenz des kumulierten Imports synthetischer Energieträger von 2025 bis 2050 der Risiken im Vergleich zum Referenzzielpfad 231

Tabelle 28: Mögliche Erzeugungsstruktur der Fernwärme im Jahr 2050 294

Tabelle 29: Beispiele von Low-Ex-Netzen 296

Tabelle 30: Bewertung der Einzelschritte zur Netztransformation zu niedrigen Temperaturniveaus 299

Tabelle 31: Kategorisierung von Aquiferspeichern 305

Tabelle 32: Gegenüberstellung bisherige Regelung (Gültigkeit bis 30.06.2021) und Neufassung 361

Tabelle 33: Abwärmeeigenschaft bei wortlautgetreuer Auslegung zum Schutz bestehender KWK 370

Tabelle 34: Abwärmeeigenschaft bei korrigierender Auslegung zum Schutz bestehender KWK 371

Tabelle 35: Abwärmeeigenschaft bei anreizbezogener Auslegung für KWK 372

Tabelle 36: Wirkung/ Einfluss der Instrumente auf die zentralen Akteursgruppen der Wärmewende im Gebäudesektor 425

Tabelle 37: Zusammenhang von Investierenden/EntscheiderInnen, deren Einflussparametern und den Instrumenten der Roadmaps 428

Abkürzungsverzeichnis

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
Äq	Äquivalent
BBR	Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung
BDH	Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V
BFW	Bundesverband Freier Immobilien- und Wohnungsunternehmen e. V.
BGB	Bürgerlichen Gesetzbuch
BMF	Bundesfinanzministerium
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BWK	Brennwertkessel
CCS	Carbon Capture and Storage
CSR	Corporate Social Responsibility
DEN	Denmark
E	Investierende/ Entscheiderinnen und Entscheider
EBS	Ersatzbrennstoff-Verbrennungsanlagen
EE	Erneuerbare Energien
EED	EU Energieeffizienzrichtlinie Energy Efficiency Directive
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Erneuerbare Energien Richtlinie
EFH	Einfamilienhaus
el.	elektrisch
E-Mobilität	Elektromobilität i.d.R. ohne el. Schienenverkehr und el. unterstützte Fahrräder
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FIN	Finland
FKZ	Forschungskennzahl
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GEG-E	Entwurf zu Gebäude-Energie-Gesetz
GER	Germany

GER	Germany
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GMH	Große Mehrfamilienhäuser
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IKSK	integriertes Klimaschutzkonzept
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
iSFP	gebäudeindividueller Sanierungsfahrplan
IWU	Institut für Energie- und Umweltforschung
K	Kelvin
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufabu
KSG	Klimaschutzgesetz
kWh	Kilowattstunde
LAK	Länder-Arbeitskreis
LED	Leuchtdioden
Low-Ex	Low-Exergy (deutsch: nieder-exergetisch)
LFS	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland
LowEx	„Low Exergy“ Niedrige Exergie
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MSR	Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
ne	nicht-erneuerbar
NOR	Norway
NRW	Nordrhein-Westfalen
NWG	Nichtwohngebäude
PE	Primärenergie
PEF	Primärenergiefaktor
PHH	Private Haushalte
P_{ne}	nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X

RLT	Raumlufttechnische Anlage
ROI	Return on Invest
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
ST	Solarthermie
SWN	Stadtwerke Neumünster
TEV	thermischen Ersatzbrennstoff-Verwertungsanlage
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TWW	Trinkwarmwasser
UBA	Umweltbundesamt
UK	United Kingdom
VFF	Verband Fenster + Fassade
VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
WEG	Wohnungseigentümergemeinschaften
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
ZB	Zielbereich
ZFH	Zweifamilienhäusern

Zusammenfassung

Szenarioanalyse

In den letzten Jahren hat eine ganze Reihe von Studien mögliche Entwicklungspfade für die Transformation des Gebäudesektors aufgezeigt. Einige dieser Szenarien betrachten dabei isoliert den Gebäudesektor, andere Szenarien erfassen das gesamte Energiesystem. Unter Letzteren fokussieren sich viele der Szenarien auf das Stromsystem und nur wenige stellen die Kopplung der beiden Sektoren in den Mittelpunkt.

Im Rahmen der vorliegenden Studie sind verschiedene Klimaschutzszenarien für den isolierten Wärmesektor bzw. den integrierten Wärme- und Stromsektor analysiert worden. Die Analyse erfolgt für die zwei im Projekt definierten Zielbereiche. Zum einen werden Szenarien analysiert, in denen für den Gebäudesektor das erstmals im Rahmen des Energiekonzepts festgelegte Ziel (Bundesregierung 2010), bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erlangen, erreicht wird (Zielbereich 1; s. Kapitel 1.1.2). Dieses Ziel ist Grundlage der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) der Bundesregierung (Prognos et al. 2015) und wird als 80 %-ige Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs des Gebäudesektors operationalisiert. Zielbereich 2 (s. Kapitel 1.1.3) verfolgt hingegen für das Gesamtsystem eine Treibhausgasemissionsminderung (THG-Minderung) von mindestens 95 %. Die Szenarien für den Zielbereich 2 zeichnen sich dadurch aus, dass der Gebäudesektor im Kontext und Zusammenwirken des gesamten Energiesystems untersucht wird. In diesen Szenarien wird in der Regel ein THG-Minderungsziel für das gesamte Energiesystem festgelegt und untersucht, welche Sektoren welche Zielbeiträge in Hinblick auf eine bestimmte Optimierungsgröße (z.B. volkswirtschaftliche Gesamtkosten) leisten. Die untersuchten Studien sind (Detaillierte Steckbriefe zu den Studien und einzelnen Szenarien der Studien für den jeweiligen Zielbereich sind in Anhang 1: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 1) und Anhang 2: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 2) zu finden):

- (Gerbert et al. 2018): Klimapfade für Deutschland (BDI-Studie)
- (geea und dena 2017): Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor (dena Gebäudestudie)
- (Fraunhofer ISI et al. 2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (LFS)
- (Bürger et al. 2017): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (KliNeG)
- (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017):Wärmewende 2030 (Agora Studie)
- (Prognos et al. 2015): Wissenschaftliche Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienz-Strategie Gebäude
- (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015): Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde)
- (Umweltbundesamt 2014): THG-neutrales Deutschland
- (Umweltbundesamt 2017):Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten
- (dena und ewi 2018): Leitstudie Integrierte Energiewende
- (Nitsch 2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung
- (NOW GmbH 2019): Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie

In der Querauswertung der Szenarien werden als wesentliche Indikatoren der Endenergie-, Primärenergiebedarf sowie die THG-Emissionen verglichen. Darüber hinaus sind weitere für die Wärmewende relevante Faktoren wie die Sanierungsrate, Endenergiebedarf Strom, Umgebungswärme und Biomasse für die Gebäudewärme, Fernwärme, sowie für Zielbereich 2 auch die Entwicklung des Endenergie- und Strombedarfs und der Einsatz synthetischer Treib- und Brennstoffe (PtG, PtL) des gesamten Energiesystems analysiert worden.

Die Analyse der Energieträgerverteilung für den Endenergieverbrauch in Gebäuden im Zielbereich 1 zeigt die unterschiedlichen Schwerpunkte der Szenarien. In den Szenarien der Energieeffizienz-Strategie Gebäude ESG (Prognos et al. 2015), der dena Gebäudestudie (geea und dena 2017) sowie der UBA Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (Bürger et al. 2017) werden die unterschiedlichen Szenariennarrative sehr deutlich.

- Fokus auf Effizienzmaßnahmen und starke Reduktion des Endenergiebedarfs: Bottom-up Abschätzungen zu bestehenden Dämmrestriktionen, die für den Reduktionsgrad des Endenergiebedarfs eine Obergrenze darstellen (in KliNeG rund 40 % des Endenergieverbrauchs im Ausgangsjahr 2008); werden alle Gebäude, die prinzipiell sanierbar eingestuft sind, mit Passivhauskomponenten saniert, lässt sich der Endenergiebedarf um maximal 60 % reduzieren.
- Szenarien, bei denen das Ziel v.a. durch eine Dekarbonisierung der Endenergieversorgung erreicht wird: Anteil erneuerbarer Energien im Endenergieträgermix steigt signifikant, wesentliche Beiträge kommen aus Umgebungswärme (Wärmepumpen), Biomasse (v.a. Holz) und Solarthermie (verschiedenen Techniken und Energieträgern kommt eine stark variierende Rolle zu: Anteil der Umgebungswärme in „EE-lastigen“ Szenarien liegt zwischen 15 % (ESG) und 27 % (KliNeG), Biomasse zwischen 12 und 22 %, Solarthermie zwischen 5 % und 13 %)

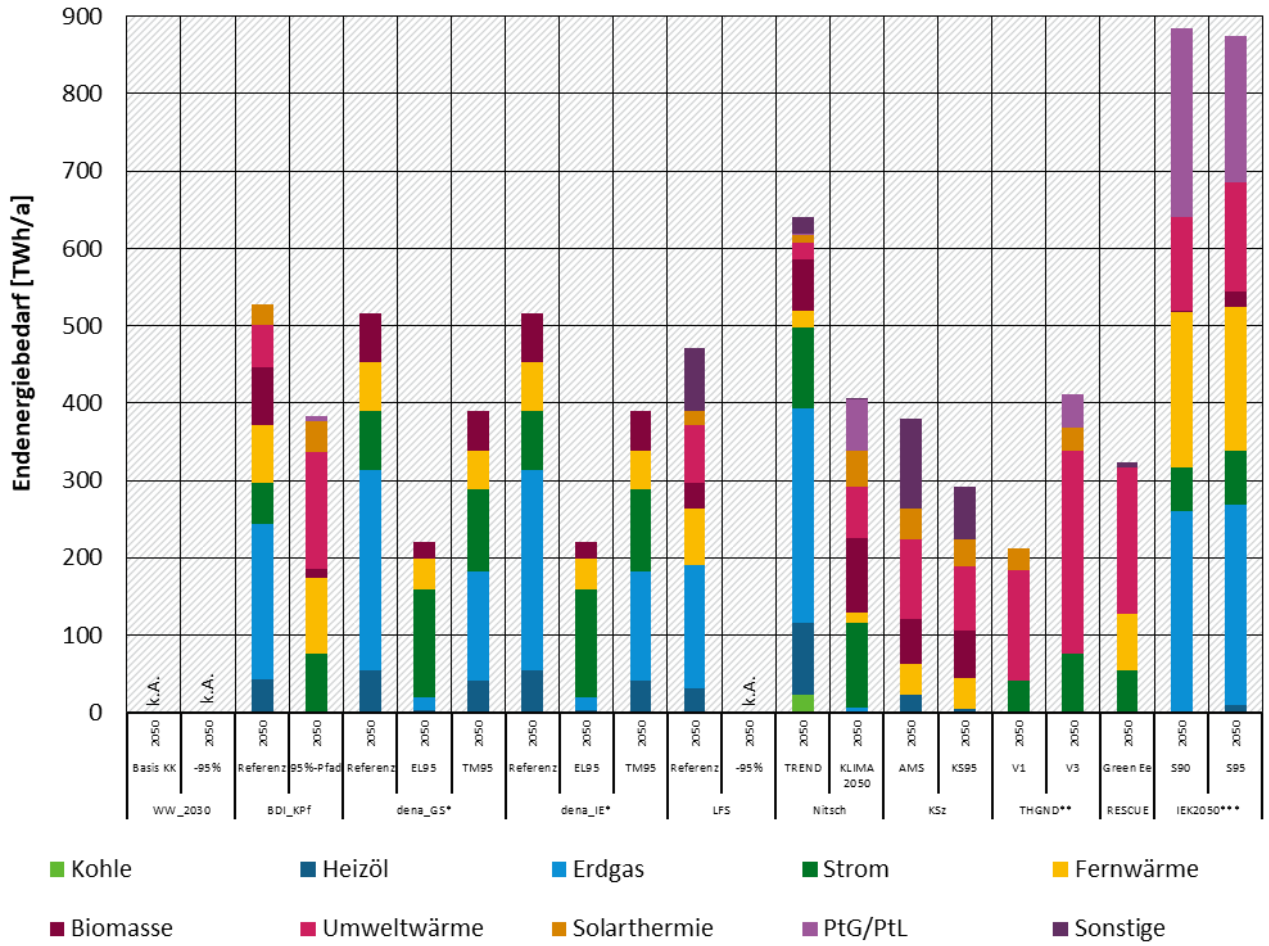
Abbildung I zeigt für die Szenarien des Zielbereichs 2 den Endenergiebedarf sowie die Verteilung der Endenergieträger im Jahr 2050. Insbesondere in den Referenzszenarien spielen flüssige und gasförmige Brennstoffe noch eine deutlich wichtigere Rolle als in den Zielszenarien, die stark von Wärmepumpen/ strombasierter Wärmebereitstellung dominiert sind. Darüber hinaus setzen einige Szenarien deutlicher auf Energieeffizienzmaßnahmen als andere. Unterschiede weisen die Szenarien auch in Bezug auf den Einsatz von Biomasse in Gebäuden auf (annähernd 100 TWh pro Jahr in (Nitsch 2016), rund 11 TWh in BDI_KPf (Gerbert et al. 2018)). Das Biomassepotenzial ist in den Szenarien vergleichbar hoch, jedoch ist die Allokation der Biomasse unterschiedlich (stärkere Betonung der Bedeutung der Biomasse für Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen und für die Bereitstellung von Treibstoffen in einigen Szenarien). Im Vergleich zu den meisten Szenarien ist der Endenergiebedarf für die Gebäudewärme in den IEK2050-Szenarien sehr hoch (vgl. (NOW GmbH 2019)). Dies liegt zum einen daran, dass dort vergleichsweise niedrige Sanierungsraten angesetzt sind, zum anderen werden in relativ großen Umfang Brennstoffzellen eingesetzt, die einen niedrigen thermischen Wirkungsgrad aufweisen. Im Rahmen der Wärmewende ist neben der emissionsneutralen Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden die Fernwärme eine zentrale Technik. Im Zielbereich 1 wird erwartet, dass ihr Anteil an der Endenergiebereitstellung für Raumwärme und Trinkwarmwasser in Gebäuden von ca. 9 % im Jahr 2008 auf bis zu 20 % 2050 steigt. Im Vergleich zum Zielbereich 1 spielt die Fernwärme in den meisten Szenarien des Zielbereichs 2 eine wichtigere Rolle. Ihr Anteil steigt in einigen Szenarien auf annähernd 40 % und liegt in den meisten Szenarien im Bereich von 15 bis ca. 22 %. Da für die Erreichung einer THG-Emissionsminderung um 95 % im Gesamtsystem der Gebäudesektor quasi komplett mit erneuerbaren Energien versorgt werden muss, ist es auch erforderlich die Fernwärmebereitstellung zu dekarbonisieren.

Der Reduktionsgrad beim Endenergiebedarf lässt Rückschlüsse auf die Sanierungsaktivität zu. Letztere lässt sich durch die energetische Sanierungsrate sowie die dabei anvisierten energetischen Sanierungszustände beschreiben. In den verschiedenen Gebäudemodellen, mit denen die Szenarien berechnet werden, werden die Sanierungsraten i.d.R. exogen vorgegeben. In den Zielszenarien leiten sich diese u.a. aus dem normativen Ziel (z.B. PE_{ne} minus 80 %) ab. Die Sanierungsraten sind als äquivalente Vollsanierungsraten zu verstehen. Die Zielszenarien (Zielbereich 1) unterstellen einen Anstieg der jährlichen energetischen Sanierungsrate von 1,0 % (Durchschnitt im Zeitraum 2010-2016) auf 1,4-2,2 % im Jahr 2030 bzw. 1,4-3,1 % im Zieljahr 2050. In den Szenarien des Zielbereichs 2 werden Sanierungsraten von ca. 1,4 % bis zu 3,9 % vorausgesetzt (in den meisten Zielszenarien deutlich über 2 %). Sie liegen damit im Schnitt noch höher als in Zielbereich 1. Ausnahmen sind hier die IEK2050-Szenarien (NOW GmbH

2019); die Sanierungsrate liegt hier durchgehend unter 2 %, in den Jahren 2031 bis 2050 sogar nur bei 1,1 %.

Deutliche Unterschiede zeigen sich zwischen den beiden Zielbereichen auch hinsichtlich der Rolle von PtG/L in Gebäuden. In Zielbereich 1 spielen synthetische Brennstoffe in Gebäuden keine Rolle (nur in einem Szenario werden diese in Gebäuden eingesetzt). Die Ziele werden kosteneffizienter ohne diese erreicht. In Zielbereich 2 werden hingegen in einigen Szenarien große Mengen PtG/L insgesamt im Energiesystem benötigt um dieses zu dekarbonisieren und eine Gesamtemissionsminderung von mindestens -95 % zu erreichen. Allerdings spielen synthetische Brennstoffe in Gebäuden auch bei Zielbereich 2 nur in wenigen Szenarien eine i.d.R. untergeordnete Rolle.

Abbildung I: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Wärmesektor 2050 in Zielbereich 2



*) Heizöl/Erdgas = fossil, synthetisch, biogen

**) Erdgas 2050 komplett regenerativ; Bei Basis V1 ausschließlich Wärmebedarf für Raumwärme und TWW (Trinkwarmwasser) in Wohngebäuden, da keine Angaben zu NWG vorhanden; Umgebungswärme nicht bilanziert

***) Erdgas 2050 überwiegend bestehend aus synthetischem Methan und geringem Anteil Biomethan, keine fossilen Anteile

Quelle: Eigene Darstellung

Bezogen auf das Ausgangsjahr 2008 erreichen die Zielszenarien in Zielbereich 1 bis 2030 THG-Minderungen zwischen 40 % und 60 %. 2050 liegen die Reduktionswerte zwischen 80 % und 90 %. Mit Ausnahme des AMS in den Klimaschutzszenarien 2050 erreichen alle Referenzszenarien THG-Minderungen von maximal 70 %. Zur Erreichung des übergeordneten Ziels einer 95 %-igen THG-Emissionsminderung im Gesamtsystem in Zielbereich 2 muss der Gebäudesektor einen überproportionalen Beitrag leisten. Dies bedeutet, dass der Gebäudesektor in den meisten Szenarien 2050 quasi keine THG-Emissionen mehr verursacht oder nur noch sehr geringe aufweist (z.B. 6 Mio. t CO_2-Äq/a im Szenario

KS95). Die Anstrengungen im Vergleich zu den Referenzszenarien muss in allen Szenarien stark erhöht werden; in diesen Szenarien liegen die Emissionsminderungen im Vergleich zu 2008 nur bei 58 % bis 89 %.

Aus den Szenarien können einige Anforderungen an neue/zusätzliche/weiterentwickelte Instrumente abgeleitet werden. Die Instrumente müssen so ausgestaltet sein, dass sie folgende Funktionalitäten erfüllen:

- Erhöhung der Sanierungsaktivität (Wärmeschutz + Energieträgerwechsel); dabei Sicherstellung, dass Sanierungsmarkt die erhöhte Nachfrage erbringen kann,
- Ambitioniertere Sanierungsniveaus; dabei Sicherstellung, dass diese qualitativ hochwertig erbracht werden; Sanierungsniveau v.a. abhängig vom anvisierten Zielerreichungspunkt innerhalb des Zielkorridors,
- Infrastrukturentwicklung v.a. bei Wärmenetzen (Erhöhung der Anschlussrate; Dekarbonisierungsstrategien); gleichzeitig Transformationsstrategien für die Gasinfrastruktur,
- Einhaltung der Zwischenziele in Bezug auf die Treibhausgasemissionsminderung, um die langfristigen Ziele erreichen zu können,
- Sicherstellung einer zügigen Dekarbonisierung des Energiesektors und insbesondere der Stromerzeugung (ambitionierter EE-Ausbau, Ausstieg aus der Kohleverstromung),
- Aufbau einer Infrastruktur für den Import und die inländische Erzeugung von Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Produkten.

Identifizierung von Schlüsselmaßnahmen und -techniken

Auf Basis der Szenarienanalyse für die beiden definierten Zielbereiche werden Schlüsselmaßnahmen und -techniken identifiziert, die zu deren Erreichung beitragen. Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung der Wirksamkeit der identifizierten Maßnahmen[1] anhand eines einheitlichen Kriterienkatalogs.

Zusammengefasst sind die zentralen Maßnahmen und Aktionsfelder zur Erreichung des Zielbereichs 1:

- Energetische Sanierung: Erhöhung der Sanierungsrate
- Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus
- Einsatz auf EE-basierender / erneuerbarer Wärmequellen nutzende Wärmetechniken
- Errichtung von Neubauten nur noch mit sehr ambitioniertem energetischen Standard
- Weiterentwicklung der Einspar- und Effizienztechniken im Gebäude

Im Gegensatz zum Zielbereich 1 spielen im Zielbereich 2 auch Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) eine wichtige Rolle für die Gesamtenergieversorgung. Die Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen synthetischen Brenn- und Treibstoffen (PtG/L) steigt bis 2050 in einigen Szenarien auf über 1.000 TWh pro Jahr, wobei der Großteil davon importiert werden muss. Um diese Mengen bereitstellen zu können ist die Entwicklung globaler Märkte für PtG/L-Produkte ab spätestens 2030 unabdingbar.

Neben der Effizienzsteigerung im Gebäudesektor ist zur Erreichung des Zielbereichs 2 besonders eine (Energie-)Effizienzsteigerung in allen Sektoren (auch außerhalb des Gebäudebereichs) erforderlich, um die Restriktionen im Ausbau der erneuerbaren Energien zu kompensieren. Unter der Steigerung

[1] Die Begriffe „Maßnahmen“ und „Instrumente“ werden in der Literatur nicht einheitlich verwendet. In der vorliegenden Studie bezeichnet der Begriff der „Maßnahme“ Aktivitäten zur Reduzierung von THG-Emissionen, z.B. die energetische Sanierung, die Errichtung von Gebäuden mit hoher Energieeffizienz, der Austausch einer Heizung, etc. Als „Instrument“ werden Politikinstrumente bezeichnet, die zum Ziel haben die notwendigen Maßnahmen anzureizen/zu unterstützen.

der Energieeffizienz in den Sektoren außerhalb des Gebäudebereichs sind vor allem die in den Studien zu Zielbereich 2 benannten Maßnahmen zu verstehen, wie z.B. Energieeffizienzsteigerung in Industrieprozessen, Effizienzsteigerungen bei der Energiebereitstellung bis zur Bilanzgrenze des Gebäudes (vor allem durch Effizienzsteigerungen der fossilen und regenerativen Energiegewinnung und Reduktion der Transportverluste), Effizienzsteigerungen im Verkehrsbereich.

Zusammengefasst sind die zentralen Maßnahmen zur Erreichung des Zielbereichs 2 im Gebäudebereich:

- Energetische Sanierung: Erhöhung der Sanierungsrate
- Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus
- Einsatz auf EE-basierender / erneuerbarer Wärmequellen nutzende Wärmetechniken
- Allokation Biomasse bei Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (bis 500°C)
- Dekarbonisierung der Fernwärme
- Ambitionierter Ausbau EE-Stromerzeugung und beschleunigter Ausstieg aus Kohleverstromung

Für den Zielbereich 1 und 2 sind außerdem unabhängig von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Maßnahmen ausreichend Fachkräfte für die Transformation des Energiesystems von großer Bedeutung.

Vorschläge von Instrumenten für einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand

Um ein möglichst breites Spektrum von Instrumenten zu betrachten, werden für jedes der folgenden fünf Handlungsfelder verschiedene Instrumententypen betrachtet, für die jeweils 1-3 konkrete Instrumente zur weiteren Betrachtung vorgeschlagen werden:

- Steigerung der energetischen Sanierungsrate
- Steigerung der Sanierungstiefe (Gebäudehülle)
- Energieträgerwechsel
- Ausbau und Dekarbonisierung von Fernwärme
- Sicherstellung der Wirkung der Sanierungsmaßnahmen

In Tabelle I sind die hier näher analysierten Instrumente zusammengefasst. Zur Analyse zählt auch eine Bewertung der Wirkung der Instrumente. Diese erfolgt qualitativ anhand eines definierten Kriterienkatalogs sowie – soweit möglich – auch quantitativ anhand von Bewertungen aus der Literatur. Tabelle I skizziert auch die Ausgestaltung der Instrumente, da diese teils maßgeblich für die Bewertung der Instrumente ist. Dabei wurde angestrebt, die Ausgestaltung daran zu orientieren, wie die jeweiligen Instrumente im Rahmen anderer Projekte parametrisiert wurde. Eine wirksame CO_2-Bepreisung für den Gebäudebestand wird als übergreifendes Instrument vorausgesetzt. Die konkrete Wirkung und Ausgestaltung wird im vorliegenden Vorhaben nicht untersucht, da dies detailliert in der parallel vom Umweltbundeamt durchgeführten Studie „Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ (Maurer et al. 2020) erfolgt. Gleichwohl sind die diskutierten Maßnahmen und Instrumente immer im Zusammenspiel mit einem wirksamen CO_2-Preis zu verstehen.

Tabelle I: Kurzdarstellung der Ausgestaltung der zur weiteren Bearbeitung ausgewählten Instrumente

Instrument	Ausgestaltung

Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe	Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe; Höhe der Klimaabgabe bemisst sich an der Differenz zwischen dem energetischen Standard des Gebäudes sowie einem Zielwert (Benchmark), der über die Jahre bis auf das Zielniveau eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestand sinkt; Klimaabgabe dient u.a. der langfristigen Sicherung der Finanzierung der Förderprogramme; Gebäudeeigentümer, die auf ein energetisches Niveau unterhalb des jeweils gültigen Benchmarks sanieren, erhalten einen Rechtsanspruch auf Förderung.
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer	Staffelung der Grundsteuer in Abhängigkeit vom energetischen Zustand des auf dem Grundstück befindlichen Gebäudes; Spreizung der Steuersätze muss dabei so hoch sein, dass ein ökonomischer Anreiz gegeben ist, durch die Durchführung energetischer Modernisierungsmaßnahmen die Steuerlast zu reduzieren.
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer	Staffelung der Grunderwerbssteuer in Abhängigkeit vom energetischen Zustand des auf dem Grundstück befindlichen Gebäudes; Klassifizierung anhand des Gebäudeenergieausweises, der bei Eigentümerwechsel ohnehin vorliegt; Bei Vorliegen eines iSFP kann eine nachträgliche Rückzahlung bei späteren Sanierungsaktivitäten angestrebt werden.
Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems	Einführung eines Sektor-übergreifenden Energieeffizienzverpflichtungssystems mit Energieversorgern als verpflichtete Akteure gemäß Art. 7 EED für den Zeitraum 2021-2030. Vorgeschlagenes Ziel sind neue jährliche Einsparungen von 0,5 % des Endenergieverbrauchs.
Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)	Neubau: Beibehalt der aktuell gültigen Anforderungen bis 2025; ab 2025 Verschärfung des Anforderungsniveaus auf KfW-40 (WG und NWG) Gebäudebestand: ab 2025 Schärfung der Anforderungen sowohl bei Bauteilverfahren wie auch bei 140 %-Verfahren[2] (Vollsanierung); Ausweitung der Nachrüstverpflichtungen (z.B. bei EFH und ZFH auch auf Gebäude, bei denen es seit 2002 keinen Eigentümerwechsel gab; Ausweitung des Betriebsverbots für Heizkessel, die älter sind als 25 Jahre, auf weitere Kesseltypen)
Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude	Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung (ehemals EEWärmeG) auf bestehende Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude); Pflichtauslöser ist der Austausch der Heizanlage (Alternative: Alter und/oder Effizienz der bestehenden Heizanlage); Pflichtanteil wie im Neubau
Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen	Verpflichtung der Fernwärmeversorgungsunternehmen, einen sukzessiv aufwachsenden Mindestanteil an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen sicherzustellen.

[2] Nach der sogenannten „140-Prozent-Regelung“ kann auf die Einhaltung des Bauteilverfahrens verzichtet werden, wenn nachgewiesen wird, dass die berechneten Kennwerte (Jahres-Primärenergiebedarf und spezifischer Transmissionswärmeverlust) des Gebäudes nicht mehr als 40 Prozent über den derzeitig zulässigen Höchstwerten für Neubauten liegen.

Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen	Es werden Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen betrachtet, die die Wirkung und/oder Anwendungsbereich von Förderung vertiefen und ausdehnen, z.B. Adressierung Energieeffizienz für vermietete Gebäude in schwierigen Lagen, d.h. Lagen, in denen Mieterhöhungen zur Refinanzierung der energetischen Sanierung schwierig umsetzbar sind (z.B. schrumpfende Gemeinden, an Verkehrswegen), Förderung besonders kostengünstiger Gebäudesanierung durch industrielle Vorfabrikation und digitalisierter Bauprozesse, Verknüpfung investiver Förderung mit individuellen Sanierungsfahrplänen, Anreizmechanismen für Handwerker Förderung ausschließlich für EE-Techniken
Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen	Einführung einer steuerlichen Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen als progressionsunabhängige Förderung durch den Abzug von der Steuerschuld. Die steuerliche Förderung umfasst sowohl Einzelmaßahmen als auch umfassende Sanierungen. Der vorgeschlagene Abzugszeitraum beträgt drei Jahre für Einzelmaßnamen und fünf Jahre für Vollsanierungen. Die Höhe der steuerlichen Förderung wird in Anlehnung an die bestehenden Förderungen des KfW Investitionszuschusses (430) festgelegt, wobei dem relativen Nachteil einer auf mehrere Jahre gestreckten Auszahlung durch eine leichte Steigerung der Förderhöhe entgegengewirkt wird.
Regionale Beratungsnetzwerke	Regionale Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung können informatorische Hemmnisse abschwächen oder beheben sowie die Anzahl und Qualität energetischer Sanierungen verbessern. Ein solches Netzwerk nimmt eine gewerkeübergreifende, neutral beratende und qualitätssichernde Funktion wahr, indem es Verbraucherinformationen bündelt, gezielte Öffentlichkeitsarbeit entlang der gesamten Beratungskette durchführt und die Weiterbildung der beteiligten Planer und Handwerker sicherstellt. Von der Bundesebene aus sind die direkte und flächendeckende Ansprache und Begleitung „vor Ort“ nicht zu leisten. Zum Beispiel Aufbau, Etablierung und Weiterentwicklung regionaler Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung und die Durchführung von Maßnahmen bei Erstansprache oder Initialberatung werden gefördert.[3]

Die qualitative Bewertung der Instrumente erfolgt anhand der folgenden Kriterien:

a) Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich
b) Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure
c) Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer
d) Planungssicherheit aus Sicht des Staates
e) Finanzierungsanforderungen für den Staat
f) Kostenallokation/Verteilungswirkung
g) Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt
h) Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte
i) Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

[3] Siehe Thomas, S. et al.: Wirkungsanalyse bestehender Klimaschutzmaßnahmen und -programme sowie Identifizierung möglicher weiterer Maßnahmen eines Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung, Umweltbundesamt, Climate Change 10/2016, Dessau-Roßlau 2016

vgl. auch Thamling, N. et al., Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude, Berlin, Heidelberg, Darmstadt, Dezember 2015

j) Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes
k) Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten

Diese Bewertung ist anhand einer ordinalen Skala (von „++“, d.h. sehr positiv, bis „--“, d.h. sehr negativ bzw. sehr gering,) in Tabelle II zusammengefasst. Es zeigt sich, dass die ausgewählten Instrumente hinsichtlich der Kriterien a) bis e), d.h. z.B. hinsichtlich der ökologischen Zielgenauigkeit, der Adressierung der relevanten Akteure und der Planungssicherheit, fast alle positiv bewertet werden. Die Bewertung der Instrumente anhand der Kriterien f) bis i), d.h. z.B. hinsichtlich Verteilungswirkung, Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt, die Eignung zur regionalen Differenzierung und die Bewertung des administrativen Aufwands auf Ebene des Staates fällt hingegen deutlich heterogener und teilweise auch negativ aus.

Tabelle II: Zusammenfassende qualitative Bewertung der ausgewählten Instrumente

Instrument	Bewertungskriterium										
	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)
Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe	++	++	++	-	-	+	0	-	--	-	+
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer	+	+	+	0	0	-	-	-	--	--	+
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer	+	+	+	-	0	0	0	-	0	0	+
Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems	+	+	0	++	++	-	0	-	-	-	0
Weiterentwicklung der Energieanforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)	+	+	++	++	++	0	0	-	-	+	+
Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude	+	+	++	++	++	0	0	-	-	+	+
Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen	++	+	+	++	++	0	+	++	++	+	+
Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen	++	+	++	++	--	0	+	+	0		
Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen	+	+	++	-	-	-	0	+	0	0	+
Regionale Beratungsnetzwerke	0	++	+	0	+	+	+	++	+	+	+

In Tabelle III ist die quantitative Bewertung der Instrumente zusammengefasst. Dazu erfolgt eine grobe Abschätzung der durch das Instrument induzierten eingesparten Endenergie und THG-Emissionen. Anhand der abgeschätzten Einsparwerte für das Zieljahr 2030 aus bestehenden Studien wird die

Wirkungen der Instrumente für 2050 in Bezug auf ihren möglichen Beitrag zur Zielerreichung kategorisiert. Die Kategorien stellen dabei den zu erwartenden Beitrag zur Zielerreichung dar (gering, mittel, hoch). Um eine Übertragbarkeit der Abschätzungen für das Jahr 2030 auf das Jahr 2050 zu ermöglichen werden die jährlichen Einsparungen im Jahr 2030 ebenfalls in die drei Kategorien eingeteilt:

- Gering: 0-1 Mt CO_2-Äq
- Mittel: 1-3 Mt CO_2-Äq
- Hoch: größer 3 Mt CO_2-Äq

Zur Abschätzung der Einsparungen in 2050 wird untersucht, inwiefern sich die jährlichen durch das jeweilige Instrument erzielten Einsparungen nach dem Zeitraum bis 2030 fortsetzen können, d.h. ob durch eine Ausschöpfung der Potenziale oder andere Effekte eine Verringerung der Einsparwirkungen zu erwarten ist. Basierend auf der Einschätzung der Wirksamkeit des Instruments nach 2030 erfolgt eine Einordnung in die Kategorien für das Zieljahr 2050. Die Abschätzung erfolgt in Form einer ex-ante Bottom-up Wirkungsabschätzung. Für die Abschätzung der THG-Einsparung wird kein Gebäudemodell eingesetzt.

Tabelle III: Quantitative Bewertung der ausgewählten Instrumente

Instrument	Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe	k.A.	k.A.	hoch	hoch	
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer	k.A.	<1Mt	niedrig	niedrig	
Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer	k.A.	<1Mt	niedrig	mittel	
Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems	18	1,2	mittel	mittel	(Öko-Institut e.V et al. 2020)
Weiterentwicklung der Energieanforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)	k.A.	1-3 Mt	mittel	mittel	
Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude	42	2,7	mittel	hoch	(Öko-Institut e.V et al. 2020)
Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fern-wärmesystemen	k.A.	4,2	hoch	hoch	Basierend auf (AGFW 2017)

Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen	MAP: 106* KfW (Sanierung und Neubau): 180,2	MAP: 7,87 KfW (Sanierung und Neubau): 11 - 18	hoch	mittel	(Stuible et al. 2014; Stuible et al. 2017; Stuible et al. 2018b; Stuible et al. 2016)
Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen	30-50	3-5	hoch	hoch	(BMWi und BMF 2015), (Diefenbach et al. 2018; Stuible et al. 2018a)
Regionale Beratungsnetzwerke	10,3	0,66	mittel	mittel	Basierend auf (Schlomann et al. 2014)

*erneuerbare Endenergiebereitstellung kumuliert für 2017 – 2030

AkteurInnen der Wärmemärkte

Durch die hohe Individualität von Sanierungsentscheidungen, den vielschichtigen ordnungs- und förderrechtlichen Rahmen sowie den vergleichsweise großen Aufwand sind Investitionen im Wärmemarkt komplex. Viele Faktoren entscheiden darüber, ob saniert und/oder modernisiert[4] wird, die je nach EigentümerIn bzw. EntscheiderIn stark variieren. Grundsätzlich lassen sich die folgenden Investierenden/EntscheiderInnen im Bereich energierelevanter Investitionen im Gebäudebereich unterscheiden:

- Selbstnutzende EigentümerInnen von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH)
- Vermietende EigentümerInnen von Ein- oder Zweifamilienhäusern
- Eigentümergemeinschaften
- Wohnungsunternehmen (kommunal, privatwirtschaftlich und genossenschaftlich)
- Eigennutzende von Gewerbeimmobilien
- Externe Investoren (Vermietende von Gewerbeimmobilien)
- Behörden, öffentliche Hand

Neben den Investierenden/EntscheiderInnen spielen die folgenden AkteurInnen im Wärmemarkt eine wichtige Rolle:

- Anbietende von energierelevanten Lösungen im Gebäudebereich (inkl. erneuerbarer Energien), mit den Akteursgruppen:
  - ArchitektInnen, IngenieurInnen
  - Haustechnikplanungsbüros
  - Handwerksbetriebe Gebäudehülle
  - Handwerksbetriebe Gebäudetechnik
  - Kleine und große Bauunternehmen
  - Bauträger, ProjektentwicklerInnen
  - Herstellungsunternehmen für technische Gebäudeausstattung

- Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister, die sowohl über eigene Investitionen entscheiden als auch gegenüber GebäudeeigentümerInnen als Anbietende auftreten,

[4] Energieeffiziente Neubaumaßnahmen sind nicht Teil der Untersuchung, da auf diese bereits eine Vielzahl an Regelungen zur Energieeffizienz zutrifft (vgl. GEG).

- Einflussnehmende und politische Akteure, die als Intermediäre nicht unmittelbar in die Entscheidungsprozesse beim Bauen und Sanieren eingebunden sind, wie z.B.:
  - Banken
  - Förderbanken
  - Energieagenturen
  - EnergieberaterInnen
  - Interessenverbände

Nicht betrachtet werden Extramediäre, wie politische Entscheidende, Medien als Organe öffentlicher und veröffentlichter Meinung und MultiplikatorInnen als Träger der öffentlichen Meinung.

Es gibt eine Vielzahl an Hemmnissen die Energieeinsparungen und die Installation erneuerbarer Energietechniken beeinträchtigen. Diese können je nach Investierendem/EntscheiderIn sehr unterschiedlich ausgeprägt sein.

Risiko- und Defizitanalyse

In der Risiko- und Defizitanalyse werden zentrale Herausforderungen, die mit der Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele und der Zielerreichung im Gebäudesektor verbunden sind, identifiziert und analysiert. Die Analyse erfolgt für die beiden Zielbereiche getrennt (Zielbereich 1 s. Kapitel 3.2, Zielbereich 2 s. Kapitel 3.3). Die analysierten Risiken und Defizitoptionen sind:

- Sensitivität 1 – Verfehlen der notwendigen Sanierungsrate
- Sensitivität 2 – Unzureichende Sanierungstiefe
- Sensitivität 3 – Verfehlen der EE-Ziele im Umwandlungssektor
  1. Verfehlen der EE-Ziele im Strom- und Fernwärmesektor (nur Zielbereich 1)
  2. Verfehlter Fuel-Switch zu effizienten, größtenteils auf EE basierenden Wärmeversorgungsoptionen

Aus der Analyse der Sensitivitäten sowie möglicher Kompensationsvarianten für Zielbereich 1 lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Im Referenzzielpfad, der eine erfolgreiche Zielerreichung des Zielbereichs 1 beschreibt, wird bis zum Jahr 2050 ein Großteil der Wohn- und Nichtwohngebäude energetisch auf ein Niveau saniert, das die Neubauanforderungen der EnEV 2014 unterschreitet. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfad verfehlt (Sensitivitäten 1), muss der Anteil fossiler Brennstoffe an der Wärmeversorgung der Gebäude auf einen Anteil kleiner 15 % sinken, um das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zu erreichen (zum Vergleich: Im Referenzzielpfad liegt der Anteil fossiler Brennstoffe am Endenergiebedarf der Gebäudewärme bei rund 22 %).
2. Infolge der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Gebäude kommt der Dekarbonisierung der Stromerzeugung eine Schlüsselrolle zu: Bei zu starkem Verfehlen des Dekarbonisierungsziels des Stromsektors, wird das Gebäudeziel selbst dann nicht mehr erreicht, wenn alle prinzipiell sanierbaren Gebäude auf das Effizienzniveau „vollsaniert plus“ saniert werden. Die Zielverfehlung bei den Dekarbonisierungsbestrebungen des Stromsektors kann auch dann nicht vollständig kompensiert werden, wenn die verbleibenden fossilen Energieträger zur dezentralen Wärmeerzeugung komplett durch PtG/L ersetzt werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass selbst bei dem flächendeckenden Einsatz von PtG/L ein ambitionierter nationaler Ausbau der EE-Stromerzeugung notwendig ist.
3. Das Potenzial heimischer Biomasse ist begrenzt. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt, können diese anteilig durch den Mehreinsatz von Biomasse kompensiert werden. Der Einsatz von Biomasse im Gebäudesektor steht in Konkurrenz mit der Biomassenachfrage aus den anderen Sektoren, insbesondere dem Umwandlungssektor und der Industrie. Ein Überschreiten des nationalen Potenzials holzartiger Biomassen würde dazu führen, dass Holz importiert werden

müsste, mit entsprechenden Folgen aus dem Transportaufwand sowie möglicherweise verbunden mit Nachhaltigkeitsrisiken, die sich im Ausland mit einem erhöhten Nachfragedruck aus Deutschland verbinden würden.

4. Im Referenzzielpfad liegt der Anteil des Endenergiebedarfs aus Wärmepumpen (Umgebungswärme + Strom zum Betrieb der Wärmepumpen) 2050 bei rund 43 %. Wärmepumpen sind eine zentrale Schlüsseltechnik der Wärmewende im Gebäudesektor. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt, führt dies zu einem hohen zusätzlichen Bedarf an Wärmepumpen. Je nach Zielverfehlung kann der damit verbundene zusätzliche EE-Strombedarf durchaus in der Größenordnung von 100 TWh liegen. Werden im Zieljahr 2050 zu wenig elektrische Wärmepumpen eingesetzt, lassen sich die entsprechenden Fehlbeiträge nicht vollständig durch verstärkte Sanierungsanstrengungen ausgleichen.
5. In allen vier Sensitivitäten sind im Zieljahr 2050 die Differenzkosten der untersuchten Kompensationsvarianten bezogen auf die jeweiligen Jahresgesamtkosten verhältnismäßig gering. Die Abweichungen in 2050 liegen bei max. 4 % (bezogen auf die Kompensationsvarianten ohne PtG/L). Bezogen auf den Referenzzielpfad liegen die Jahreskosten in den beiden Sensitivitäten mit geringeren Effizienzbeiträgen etwas niedriger als im Referenzzielpfad. Die beiden Sensitivitäten, bei denen die Dekarbonisierungsziele für Strom und Fernwärme verfehlt oder der Anteil an Wärmepumpen durch erhöhte Effizienzanstrengungen kompensiert werden, führen hingegen zu etwas höheren Kosten für die Gebäudeeigentümer. Trotz leicht höherer Kosten erscheint eine Transformationsstrategie, die auf starke Effizienzbeiträge setzt, die risikoärmere Strategie zu sein. Beispielsweise sind effizientere Gebäude eher „immun“ gegen ein Scheitern der Dekarbonisierungsstrategie bei Strom und Fernwärme sowie mögliche Ausschläge bei den Energiepreisen.
6. Bei einer Verfehlung der Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme, kann selbst durch vollständige Ersetzung der verbleibenden fossilen Energieträger das Einsparziel nicht erreicht werden.
7. In der Kompensationsvariante „PtG/L“ fällt in den vier Sensitivitäten im Zieljahr 2050 ein PtG/L-Bedarf in Höhe von 80-175 TWh an. Zur Produktion dieser Menge an strombasierten synthetischen Brennstoffen werden 160-350 TWh EE-Strom benötigt. Damit verbunden sind spürbar höhere Jahreskosten.

Aus der Analyse der Sensitivitäten sowie möglicher Kompensationsvarianten für Zielbereich 2 lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Im Referenzzielpfad des Zielbereichs 2, der eine erfolgreiche Zielerreichung beschreibt, wird bis zum Jahr 2050 jedes Wohn- und Nichtwohngebäude energetisch auf ein Niveau saniert, das mindestens die Neubauanforderungen der EnEV 2014 erfüllt. Über 50 % der Gebäude erreichen das Niveau „vollsaniert plus“, was den Anforderungen an ein Passivhaus entspricht. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt (Sensitivitäten 1 und 2), wird das Ziel einer 100 %-Emissionsminderung um 1,7 % respektive 5,7 % verfehlt. Dabei wird der durch die geringeren Endenergieeinsparungen im Gebäudesektor verursachte Mehrbedarf an Endenergie in erster Linie durch Fernwärme und Wärmepumpen gedeckt.
2. Um Zielbereich 2 zu erreichen, ist aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Gebäude und der Rolle der Fernwärme eine vollständige Dekarbonisierung der Strom- und Fernwärmeerzeugung essenziell. Theoretisch müsste bei einer Zielverfehlung im Strom- und Fernwärmesektor die durch Wärmepumpen und Fernwärme bereitgestellte Wärme durch andere erneuerbare Energien (inkl. synthetischer Brennstoffe) gedeckt werden, was einer Endenergiemenge von ca. 290 bis 530 TWh pro Jahr entspricht.
3. Die Fernwärme ist die zentrale Technik für die Erreichung von Zielbereich 2. Sie hat im Referenzzielpfad sowie in den Risiken 1 und 2 einen Anteil von 44 %. Auch bei Risiko 3 hat sie einen Anteil

von über 40 %. Um diese Anteile emissionsfrei erreichen/ bereitstellen zu können, sind entsprechende Weichenstellungen und Investitionen sowohl in die Netzinfrastruktur als auch die Fernwärmeerzeugung essenziell.

4. Der Anteil des Endenergiebedarfs aus dezentralen Wärmepumpen (Umgebungswärme + Wärmepumpen-Strom) liegt im Referenzzielpfad im Jahr 2050 bei rund 28 %. Hinzu kommt der Anteil der Groß-Wärmepumpen von 64 % der Endenergie in Fernwärmenetzen, die wiederum 44 % der gesamten Endenergie ausmachen. Somit lassen sich ebenfalls 28 % des gesamten Endenergiebedarfs in Gebäuden Groß-Wärmepumpen zuschreiben. Mit einem kumulierten Anteil von 56 % stellen sie zusammen die wichtigste Wärmetechnik dar und sind dementsprechend eine zentrale Schlüsseltechnik. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfads verfehlt, führt dies zu einem zusätzlichen Bedarf an Wärmepumpen, der je nach Zielverfehlung einem zusätzlichen EE-Strombedarf in Höhe von 35 bis 70 TWh entspricht.
5. Die Biomasseverfügbarkeit für den Gebäudesektor ist stark begrenzt und stellt daher keine Kompensationsmöglichkeit dar. Neben Wärmepumpen bietet damit insbesondere die Solarthermie die Möglichkeiten, die Mehremissionen der untersuchten Risiken zu kompensieren. Hierfür sind zwischen 3 m^2 und 13 m^2 pro Gebäude nötig. Mögliche Flächenkonflikte auf den Dachflächen durch den starken Ausbau der Photovoltaik, der ebenfalls nötig ist, sind nicht berücksichtigt.
6. Bei einer Verfehlung der Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme kann selbst durch vollständige Ersetzung der verbleibenden fossilen Energieträger das Einsparziel nicht erreicht werden. D.h. selbst bei dem flächendeckenden Einsatz von PtG/L, ist ein ambitionierter nationaler Ausbau von EE-Erzeugung notwendig.
7. In der Kompensationsvariante „Import von EE (u.a. PtG oder PtL)“ ist in den drei Sensitivitäten ein um 157 bis 872 TWh PtG- und um 60 bis 2.194 TWh höherer PtL-Import im Vergleich zum Referenzzielpfad im Zeitraum 2025 bis 2050 nötig. Mit diesen Importen sind Kosten zwischen 24 und 472 Mrd. € zwischen 2025 und 2050 verbunden.

Rolle der Wärmenetze

Die Fernwärme besitzt für den Transformationsprozess der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien in beiden Zielbereichen eine tragende Funktion. Für den Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung wird daher eine Detailanalyse durchgeführt. Diese untergliedert sich wie in Abbildung II dargestellt in die drei Bereiche: a) Bestandsaufnahme, b) Wärmenetzpotenzial und Transformation und c) Hemmnisse des Wärmenetzausbaus und energiepolitische Rahmenbedingungen.

Abbildung II: Struktur der Detailanalyse zur Rolle der Wärmenetze

Bestandsaufnahme der Wärmenetze	Wärmenetzpotenzial und Transformation	Hemmnisse des Wärmenetzausbaus und energiepolitische Rahmenbedingungen
• Datengrundlagen • Fernwärmeabsatz • Installierte Netze • Fernwärmeerzeugung	• Klimafreundliche Fernwärmeerzeugung • Wärmeverteilung und Wärmespeicherung • Dekarbonisierungsstrategien anhand von Modellnetzen • Wärmenetzausbau	• Akteursanalyse • Hemmnisanalyse • Energiepolitische Rahmenbedingungen

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Bestandsaufnahme werden sowohl die amtlichen Statistiken als auch die Erhebungen von Branchenverbänden (AGFW, BDEW) ausgewertet. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Daten im Bereich der Fernwärme gegenüber vergleichbaren Energiesektoren wie der Strom- und Gasversorgung nur in deutlich schlechterer Qualität und Detailtiefe vorliegen.

Die amtliche Statistik basiert auf der Datenbereitstellung von etwa 850 Anlagenbetreibern auf der Grundlage des Energiestatistikgesetzes. Hier werden jedoch nur wenige Daten erhoben. Zudem sind für das Projekt keine Primärdaten über einzelne Netze, sondern nur aggregierte Daten auf Bundes- oder Landesebene verfügbar. Der Gesetzgeber hat diesen Mangel erkannt und mit der Novelle des Energiestatistikgesetzes 2017 die Erhebungsmerkmale im Fernwärmebereich erheblich ausgeweitet. Bislang wurden Daten zur Anzahl der Wärmenetze und deren installierte Trassenlänge im Rahmen der amtlichen Erhebungen nicht abgefragt. Auch die Anzahl der Betreiber, die nach dem neuen EnStatG zur Bereitstellung von Informationen verpflichtet sind, wurde im Zuge der Novellierung deutlich erweitert. Damit wird sich im Bereich der Wärmewirtschaft die Datenbasis vermutlich zukünftig verbessern, für das Projekt stand diese jedoch noch nicht zur Verfügung.

Detailreichere Daten gegenüber der amtlichen Statistik auf einer jedoch geringeren Datenbasis sind derzeit grundsätzlich über die Branchenstatistik des AGFW verfügbar. Diese basiert auf einer jährlichen Erhebung der Fernwärmestruktur durch eine Befragung seiner Mitgliedsunternehmen. Die Teilnahme daran ist freiwillig, es nehmen jährlich etwa 160 Unternehmen an der Befragung teil. Auch über die AGFW-Statistik sind jedoch in der Regel keine Primärdaten über einzelne Wärmenetze verfügbar, sondern nur aggregierte Daten auf der Ebene der Mitgliedsunternehmen oder der Bundesländer.

Zwischen der amtlichen Statistik und der Branchenstatistik des AGFW bestehen bei einigen Aspekten deutliche Abweichungen. Verschiedene Parameter wie etwa die Gesamtzahl der in Deutschland installierten Wärmenetze können mangels belastbarer Daten derzeit nur abgeschätzt werden.

Der Fernwärmeabsatz in Deutschland wird zum großen Teil bestimmt durch den Betrieb großer urbaner Fernwärmenetze. Nach einer Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes werden mehr als 80 % der Fernwärme über nur etwa 40 Großnetze mit mehr als 100 km Trassenlänge abgesetzt.

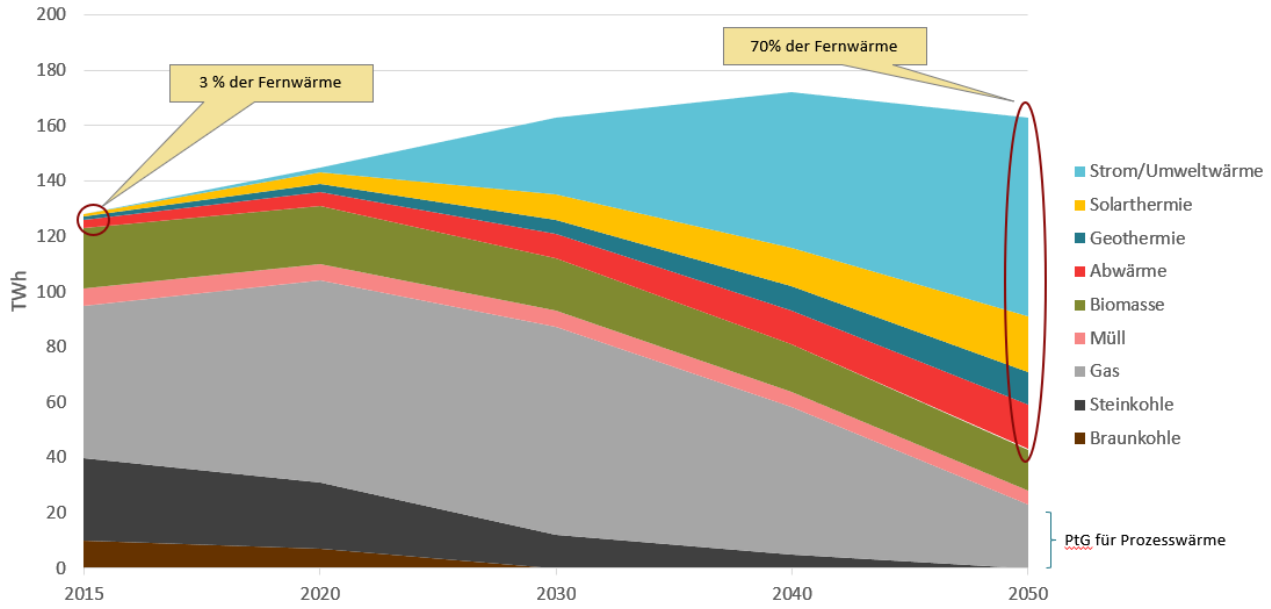
Der Anteil an erneuerbaren Energiequellen bei der Fernwärmeerzeugung ist mit etwa 14 % vergleichbar mit dem entsprechenden Anteil bei der objektbasierten Versorgung. Obwohl die Integration erneuerbarer Energiequellen und Abwärme in Wärmenetze systembedingt verschiedene Vorteile gegenüber gebäudebezogenen Lösungen aufweist, sind diese Potenziale in der Praxis noch wenig genutzt. Auch in der Fernwärme fokussiert sich derzeit der Anteil erneuerbarer Energien vor allem auf die Verwendung von Biomasse.

Die Fernwärmeversorgung in Deutschland bedarf eines tiefgreifenden technisch-ökologischen Strukturwandels, wenn diese einen wichtigen Beitrag für eine langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung liefern soll. Dieser Strukturwandel betrifft alle Wertschöpfungsstufen der Fernwärmeversorgung von der Erzeugung bis hin zum Wärmevertrieb beim Kunden. Auf der Seite der Erzeugung sind die Verwendung emissionsärmerer Brennstoffe und die verstärkte Nutzung von Abwärme bei der Fernwärmeerzeugung besonders große Hebel, um die Klimafreundlichkeit der derzeit bestehenden Fernwärme schnell deutlich zu verbessern. Zur Erreichung des Zielbereichs 2 ist jedoch langfristig bis 2050 die komplette Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung notwendig.

Dabei wird die Erzeugungslandschaft nicht nur dezentraler, sondern auch vielfältiger werden. Heute basiert die Fernwärme größtenteils mit der fossilen KWK auf einer Standard-Technologie, die je nach Auslegung und verfügbarem Brennstoff nahezu überall anwendbar ist. Dagegen ist die zukünftige Fernwärme-Erzeugung stärker von den jeweils vor Ort vorhandenen Voraussetzungen abhängig, etwa einer ausreichend großen und kostengünstigen Wärmequelle für Wärmepumpen, oder dem jeweiligen geologischen Potenzial. Es gibt zukünftig keine „one-size-fits-all“ Standard-Technologie mehr, sondern es müssen für jeden Standort die jeweils günstigsten Lösungen individuell ermittelt werden.

Den tiefgreifenden künftigen Strukturwandel im Fernwärmebereich zeigt Abbildung III auf der Basis von Gerbert et al. 2019 (-95 % TGG-Szenario) eindrücklich. Trotz einer hier zugrunde gelegten ambitionierten Minderung des Gebäudewärmebedarfs um 49 % bis zum Jahr 2050 steigt die durch Fernwärme bereit gestellte Wärme deutlich an. Dabei fallen auch die zu erwartenden Änderungen im Mix der Fernwärmeerzeugung ins Auge. Während in der heutigen Fernwärme Erzeugungstechniken wie Wärmepumpen, Solarthermie, Geothermie und Abwärme noch Nischenanwendungen sind, die nur etwa 3 % zur Fernwärmeaufkommen beitragen, so bilden diese Techniken im Jahr 2050 mit etwa 70 % das Rückgrat der Fernwärme.

Abbildung III: Szenario zur Erzeugung der Fernwärme in Deutschland



Quelle: Hamburg Institut mit Daten aus (Gerbert et al. 2018, -95 % THG-Szenario)

Der Strukturwandel bezieht sich jedoch nicht nur auf die Erzeugung, sondern auch auf den Netzbetrieb. Die hydraulische Optimierung der Verteilsysteme und die Absenkung der Systemtemperatur in den Netzen können parallel dazu beitragen, die Effizienz der Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen zu verbessern. Großvolumige Wärmespeicher werden künftig ein zentrales Element, um kostengünstige Wärme (z.B. Abwärme) effizient zu nutzen und einen Ausgleich zwischen Dargebot und Wärmelast zu ermöglichen.

Auch die Optimierung der Wärmeübergabe an die Endkunden sowie der Verteilsysteme in den Gebäuden können einen Beitrag bei der Fortentwicklung der Fernwärme leisten. Durch Digitalisierung kann die Systemsteuerung optimiert werden. Dazu kommen auch Maßnahmen zu Verbesserung der Kundenakzeptanz (Preise, Transparenz, Messwesen etc.) und neue Geschäfts- und Vermarktungsmodelle, die den Ausbau der Fernwärme ermöglichen (z.B. Speichernutzung durch Dritte).

Als Zielsystem des technisch-ökologischen Strukturwandels können Wärmenetze vor Ort zu intelligenten Wärmeplattformen entwickelt werden, die verschiedene lokal verfügbare Wärmequellen kosteneffizient bündeln, speichern und verteilen.

Potenziale für den Ausbau der Fernwärme und zur Einbindung erneuerbarer Energien und Abwärme in die Wärmenetze sind in ausreichendem Maß vorhanden. Jedoch bestehen für das Heben dieser Potenziale verschiedene Hemmnisse, die zu beseitigen sind. Ferner sind eine wirksame Förderkulisse zum Anreizen der Investitionen notwendig, sowie ein regulatorischer Rahmen, der diesen Transformationsprozess flankiert. Beide Elemente sind in der Roadmap adressiert.

Entwicklung einer Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor

Die vorangegangenen Arbeiten werden in der Entwicklung einer Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor zusammengeführt. Dabei werden sowohl für den Zielbereich 1 als auch für den Zielbereich 2 jeweils eine Maßnahmen- und eine Instrumenten-Roadmap entwickelt.

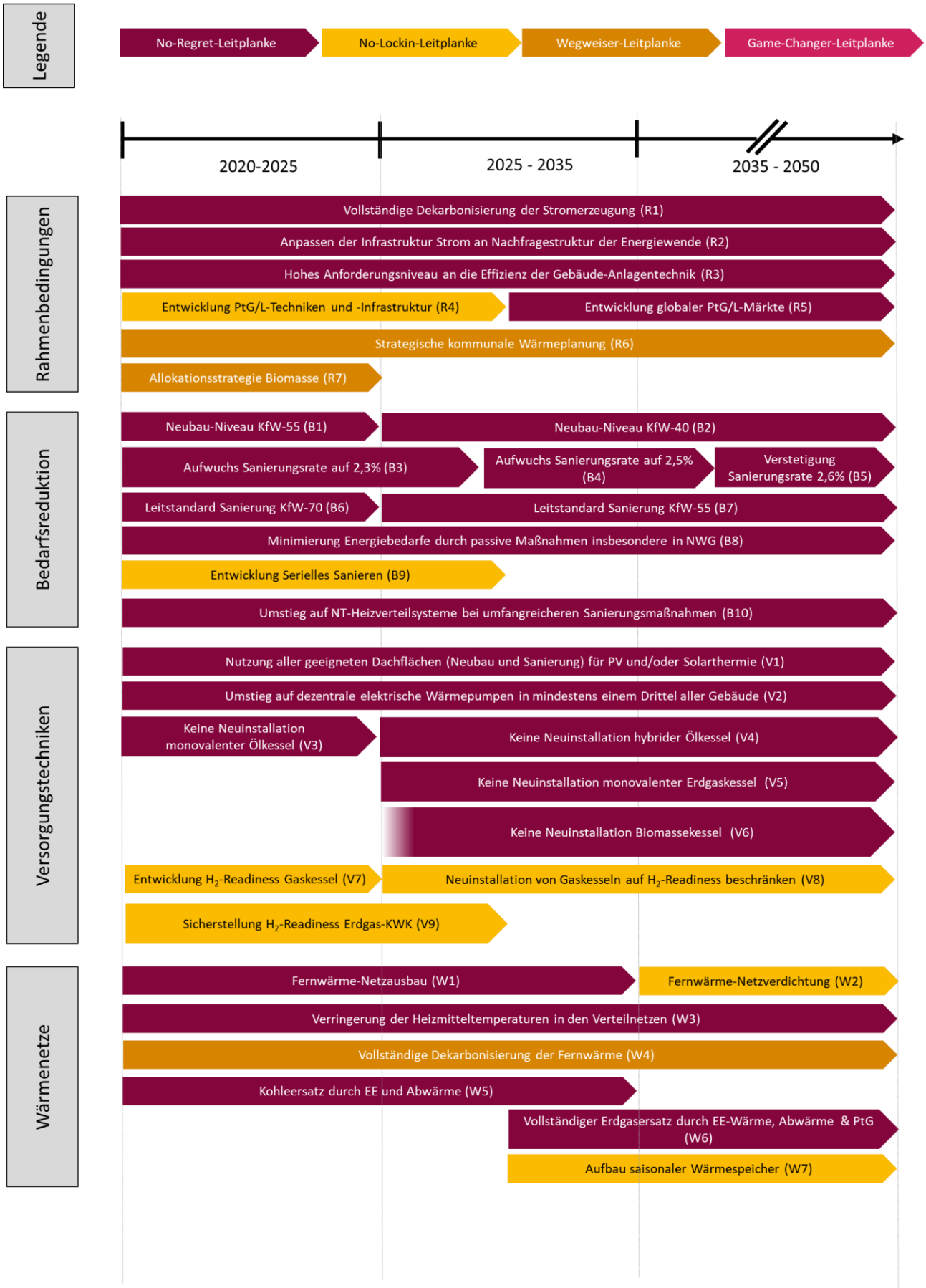
Mittels der Roadmaps werden strategische Leitplanken und Handlungsempfehlungen für politische Weichenstellungen formuliert, die darauf abzielen, die energiepolitischen Ziele im Gebäudesektor im Rahmen der übergeordneten Klimaschutzziele der Bundesregierung (THG-Emissionsminderung um 80 % bis 95 % bis 2050) zu erreichen. Die Roadmaps sind dabei unterteilt in drei Zeithorizonte:

- Kurzfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2020 – 2025
- Mittelfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2025 – 2035
- Langfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2035 – 2050

Die Entwicklung der Roadmap erfolgt für beide Zielbereiche über zwei Elemente:

- Das erste Element besteht in einer eher technisch orientierten Maßnahmen-Roadmap. Grundlage dafür sind im Wesentlichen die Auswertung bestehender Szenarien (vgl. Kapitel 1.1), die daraus abgeleiteten Schlüsselmaßnahmen und -techniken (vgl. Kapitel 1.2), die Detailanalyse zu den Wärmenetzen (vgl. Kapitel 4) sowie die Risiko- und Defizitanalyse für die beiden Zielbereiche (vgl. Kapitel 3). Die Maßnahnahmen-Roadmap orientiert sich an der übergeordneten Frage, wie ein zielorientierter und volkswirtschaftlich sinnvoller Transformationsprozess im Spannungsfeld Gebäudesanierung, lokaler Nutzung erneuerbarer Energien sowie netzgebundene Wärmeversorgung ausgestaltet werden kann.
- Ergänzend zu den eher technischen Maßnahmen-Roadmaps für die beiden Zielbereiche wird eine Roadmap für die Einführung von politischen Instrumenten zur Unterstützung/ Gewährleistung der Zielerreichung erarbeitet. Diese Roadmap basiert auf der Instrumentenbewertung in Kapitel 1.3. Weiterhin wurde die Akteursanalyse aus Kapitel 2 bei der Instrumentenauswahl hinzugezogen. Dazu wurden u.a. die Einflussparameter auf die Akteure im Wohngebäudebereich mit den entwickelten Instrumenten abgeglichen. Die dort untersuchten Instrumente werden zu sinnvollen Sets zusammengefasst und ebenfalls zeitlich verortet, um aufzuzeigen, zu welchem Zeitpunkt und für welchen Zeitraum unterstützende Instrumente für die Wärmewende relevant sind. Die abgeleiteten Instrumentensets sind dabei als beispielhafte Setvarianten zu verstehen. Die Ziele in beiden Zielbereichen wären wahrscheinlich auch durch Setvarianten mit anderer Instrumentenzusammensetzung erreichbar.

Abbildung IV: Maßnahmen-Roadmap für den Zielbereich 2 („THG-Minderung um 95 %“)



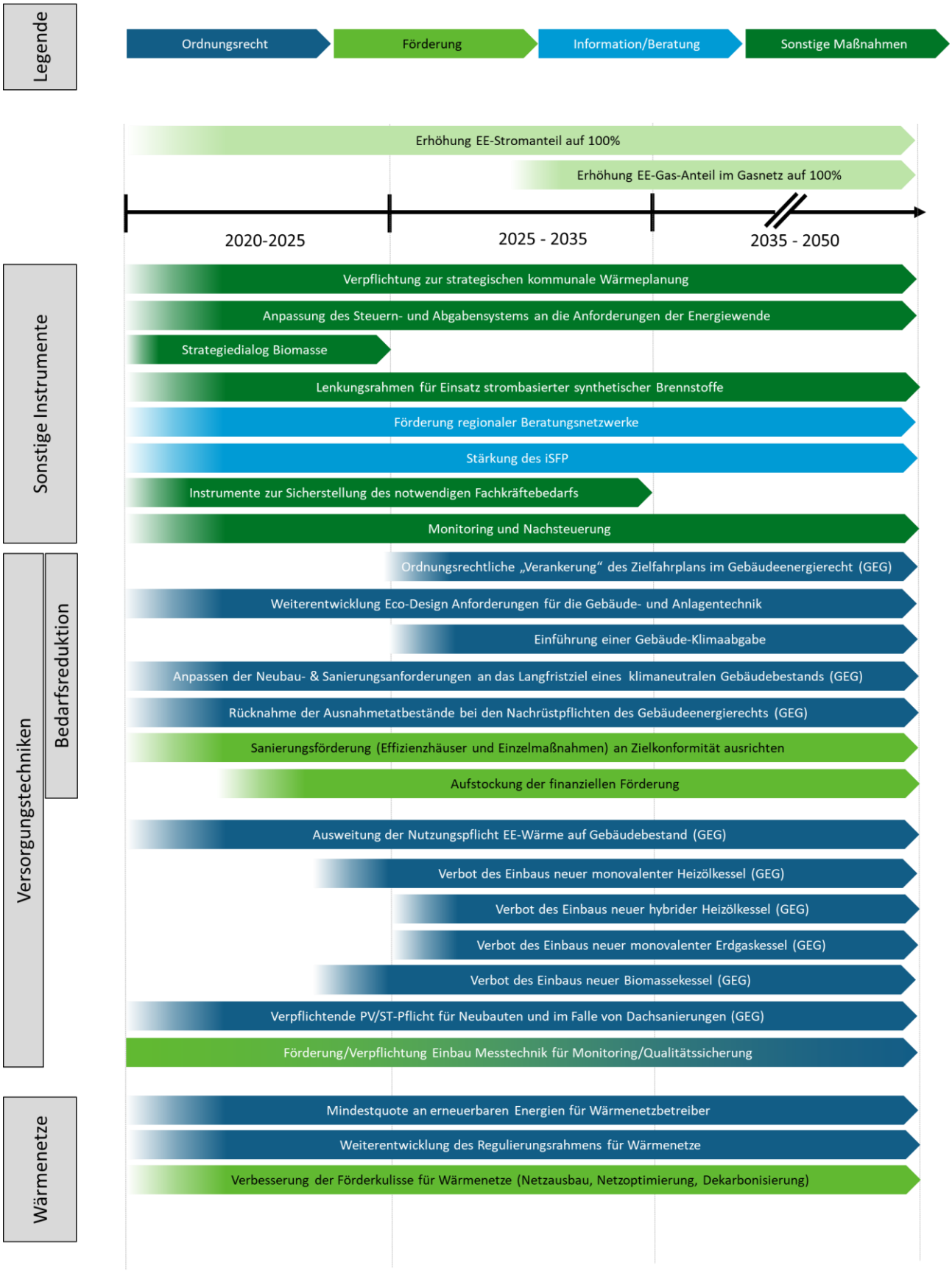
Die notwendigen Maßnahmen und das exemplarische Instrumentenset zur Erreichung des Zielbereichs 1 ist in vielen Aspekten identisch bzw. sehr ähnlich mit denen zur Erreichung des Zielbereichs 2. In einigen Bereichen sind zur Erreichung des Zielbereichs 2 jedoch ambitioniertere Maßnahmen und Instrumenten notwendig, insbesondere, um frühzeitig Lock-In-Effekte zu vermeiden. Folglich erfolgt eine Hervorhebung der Unterschiede zwischen den beiden Zielbereichen und den daraus resultierenden Schlüssen. Dargestellt sind hier nur exemplarisch die Roadmaps für den Zielbereich 2 („THG-Minderung um 95 %“): In Abbildung IV die Maßnahmen-Roadmap und in Abbildung V die Roadmap für das beispielhafte Instrumentenset.

Folgende Aussagen bezüglich der Unterschiede zwischen den Maßnahmen-Roadmaps der beiden Zielbereiche lassen sich zusammenfassen:

- Rahmenbedingungen: Der zentrale Unterschied zwischen Zielbereich 1 und 2 ist die Notwendigkeit der vollständigen Dekarbonisierung des in Gebäuden und Wärmenetzen eingesetzten Gases und der noch im Energiesystem genutzten flüssigen Brennstoffe. Neben den inländischen Anstrengungen muss insbesondere für Zielbereich 2 ab sofort international daran gearbeitet werden, Märkte und Infrastrukturen für synthetische Kraft- und Brennstoffe global zu entwickeln und aufzubauen, da anderenfalls mit Lock-In-Effekten zu rechnen ist.
- Bedarfsreduktion im Gebäudebestand: Im vorgeschlagenen und untersuchten Maßnahmenbündel unterscheiden sich die Zielbereiche 1 und 2 vor allem hinsichtlich des Aufwuchs der Sanierungsrate. Schon für die Erreichung des Zielbereichs 1 ist eine Steigerung der mittleren Sanierungsrate im Zeitraum 2020 bis 2025 auf 1,75 % notwendig, mit einer Verstetigung bei 2,0 % ab 2035. Für Zielbereich 2 muss ein Aufwuchs auf 2,3 % bis 2025 mit danach weiter leicht steigenden Raten bis 2050 erfolgen. Die Neubau- und Sanierungsniveaus sind für beide Zielbereiche identisch (Neubau bis 2025 auf KfW-55-Niveau, danach KfW-40-Niveau, Sanierung bis 2025 auf KfW-70-Niveau, danach KfW-55-Niveau[5]).
- Versorgungstechniken: Die beiden Zielbereiche unterscheiden sich hinsichtlich der Zeitschiene und des Ambitionsniveaus bezüglich der Verbote bestimmter Heiztechniken. So wird in Zielbereich 2 (im Vergleich zu Zielbereich 1) ein früheres Verbot von monovalenten Heizkesseln fossilen befeuerten (Öl und Gas) unterstellt. Darüber hinaus wird in Zielbereich 2 angestrebt, Ölkessel komplett durch andere Techniken zu ersetzen, weshalb hier auch bivalente Ölkessel verboten werden – allerdings zu einem späteren Zeitpunkt. Auch die Rolle der Biomasse im Gebäudesektor bzw. insgesamt im Energiesystem wird für Zielbereich 2 anders bewertet, weshalb auch Biomassekessel im Laufe der Wärmewende verboten werden. Eine klare Definition von Zielen bezüglich der Versorgungsstruktur in Gebäuden muss aufgrund der technischen Lebensdauer der meisten Kessel von 20 Jahren bis spätestens 2030 erfolgen. Wird eine realistischere Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt, sind die Weichenstellungen bis 2025 vorzunehmen, um Lock-In-Effekte und damit höhere Kosten zu vermeiden.
- Wärmenetze: Die Maßnahmen zu Zielbereich 2 sind nahezu identisch mit denen in Zielbereich 1, mit dem Unterschied, dass zur Zielerreichung von Zielbereich 2 die Fernwärme vollständig dekarbonisiert werden muss, während bei Zielbereich 1 ein gewisser Anteil der Wärmeerzeugung noch mittels Erdgas erfolgen kann. Zum Ersatz des Erdgases werden im Zielbereich 2 ab 2030 neben EE-Wärme und Abwärme auch synthetische Gase eingesetzt.

[5] [5] Die KfW-Niveaus beziehen sich hierbei jeweils nur auf die Anforderungen an die Gebäudehülle und nicht an die Bewertung hinsichtlich Primärenergiebedarf der Gebäude.

Abbildung V: Instrumenten-Roadmap für den Zielbereich 2 („THG-Minderung um 95 %“)



Für das Gelingen der Wärmewende sind Instrumente nötig, die zielkonforme Entwicklungen und ein abgestimmtes Vorgehen unterstützen. Einer verpflichtenden strategischen Wärmeplanung auf kommunaler Ebene kommt daher eine zentrale Rolle zu. Diese muss dementsprechend ab sofort verankert werden. Darüber hinaus sind Instrumente für eine Steigerung der Sanierungsrate, sowie der Sanierungstiefe wichtig. Auch in diesem Bereich sind sofortige Anpassungen an bestehenden Instrumenten bzw. die Einführung weiterer ergänzender Instrumente, sowie deren kontinuierliche Überprüfung notwendig.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen und die Wärmewende erfolgreich zu vollziehen, ist ein Mix aus ordnungsrechtlichen Instrumenten, Beratungs- und Informationsmaßnahmen sowie angepassten und zielkonformen Förderungen notwendig. Im Zentrum stehen die Energiebedarfsreduktion und die teilweise (Zielbereich 1) bzw. vollständige (Zielbereich 2) Umstellung auf erneuerbare Energien in Gebäuden bis spätestens 2050. Das Gebäudeenergierecht muss auf die Langfristziele ausgerichtet werden, aber auch Verbote bestimmter Techniken und eine Reduktion von Ausnahmen sind notwendig. Schließlich ist ein dauerhaftes Monitoring der Entwicklungen im Wärmebereich bezüglich Sanierungsaktivitäten, Sanierungsqualitäten und tatsächlich erreichten Effekten unabdingbar, um die Politik in die Lage zu versetzen, den Instrumentenkasten in Hinblick auf die Zielerreichung jederzeit nachzujustieren. Das vorgestellte Instrumentenset benennt für Zielbereich 1 und 2 (dargestellt in Abbildung V) weitgehend identische Instrumente (mit Ausnahme einiger Unterschiede hinsichtlich ordnungsrechtlicher Vorgaben in der Versorgungstechnik).

Bei der Instrumenten-Roadmap ist zu berücksichtigen, dass einige nötige Entwicklungen (wie z.B. Erhöhung des EE-Anteils im Strom- und Gassektor) außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Studie liegen und folglich nicht in den Roadmaps dargestellt sind. Wie bereits erwähnt, wurde die CO_2-Bepreisung als zentrales sektorübergreifendes Instrument nicht in der detaillierten Instrumentenanalyse berücksichtigt. Trotzdem ist eine wirksame CO_2-Bepreisung ergänzend zu den Instrumenten der Roadmap angenommen worden und ihre erfolgreiche Umsetzung in Zukunft sicherzustellen.

Abschließend wurde eine Analyse durchgeführt, welche AkteurInnen des Wärmemarkts über welche Einflussparameter durch das Instrumentenset adressiert werden. Es zeigt sich, dass das Instrumentenset wirtschaftliche, technische, informatorische und ordnungsrechtliche Aspekte gut abdeckt. Hemmnisse, die eher im gesellschaftlichen Bereich zu finden sind, wie z.B. der Stellenwert von Klimaschutz bei Privathaushalten und im Rahmen von Unternehmensstrategien, die Demografie der EntscheiderInnen (v.a. Altersstruktur), werden durch die Instrumenten-Roadmap allerdings kaum berücksichtigt. Einige dieser Hemmnisse (z.B. Stellenwerte/Einstellungen) sind außerhalb des Gebäudebereichs zu lösen. Einige der eher akteursbezogenen Hemmnisse können jedoch durch eine entsprechende Detailausgestaltung der benannten Instrumente adressiert werden (z.B. durch Regelungen zur Umlagefähigkeit einer CO_2-Bepreisung oder der Klimaabgabe). Auch das „Mieter-Vermieter-Dilemma“ wird mit den Instrumentenset nicht direkt adressiert, da es teilweise (wie z.B. im Falle des Mietrechts) außerhalb des Untersuchungsrahmens liegt.

Summary

Scenario Analysis

In recent years, a whole series of studies have identified possible development paths for the transformation of the building sector. Some of these scenarios consider the building sector in isolation, while other scenarios cover the entire energy system. Among the latter, many of the scenarios focus on the electricity system and only a few focus on the coupling of the two sectors.

Within the framework of the present study, various climate protection scenarios for the isolated heat sector and the integrated heat and electricity sector have been analysed. The analysis is carried out for the two target areas defined in the project. On the one hand, scenarios are analysed in which the target for the building sector, which was defined for the first time in the energy concept (Bundesregierung 2010), is to achieve an almost climate-neutral building stock by 2050 (target area 1; see Chapter 1.1.1). This target is the basis of the German government's Energy Efficiency Strategy for Buildings (Prognos et al. 2015) and is operationalised as an 80 % reduction of the non-renewable primary energy demand of the building sector. Target area 2 (see Chapter 1.1.3), on the other hand, pursues a greenhouse gas emission reduction (GHG reduction) of at least 95 % for the overall system. The scenarios for target area 2 are characterised by the fact that the building sector is examined in the context and interaction of the entire energy system. In these scenarios, a GHG reduction target is usually defined for the entire energy system and it is examined which sectors make which target contributions with regard to a certain optimisation parameter (e.g. overall economic costs). The studies examined are (detailed profiles and individual scenarios of the studies for the respective target area can be found in Anhang 1: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 1)and Anhang 2: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 2)):

- (Gerbert et al. 2018): Climate paths for Germany (BDI-Study)
- (geea und dena 2017): Scenarios for a market-based climate and ressource protection policy 2050 in the building sector (dena building study)
- (Fraunhofer ISI et al. 2017):Long-term scenarios for the transformation of the energy system in Germany (LFS)
- (Bürger et al. 2017): Climate Neutral Building Stock 2050 (KliNeG)
- (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017): Heat transition 2030 (Agora study)
- (Prognos et al. 2015): Scientific research to accompany the development of an energy efficiency strategy for buildings
- (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015): Climate protection scenario 2050 (2nd round)
- (Umweltbundesamt 2014): GHG-neutral Germany
- (Umweltbundesamt 2017): Shaping the path to a greenhouse gas-neutral Germany in a resource-conserving manner
- (dena und ewi 2018): Lead study: Integrated energy system transformation
- (Nitsch 2016): The energy system transformation after COP 21 - Current scenarios of the German energy supply
- (NOW GmbH 2019): Integrated Energy Concept 2050 - Electricity, Heat, Transport, Industry

In the cross-evaluation of the scenarios, the final energy demand, primary energy demand and GHG emissions are compared as key indicators. In addition, other factors relevant for the heat transition, such as the renovation rate, final energy demand for electricity, environmental heat and biomass for building heating, district heating, and for target area 2 also the development of final energy and electricity demand and the use of synthetic fuels (PtG, PtL) in the entire energy system were analysed.

The analysis of the energy source distribution for final energy consumption in buildings in target area 1 shows the different focuses of the scenarios. In the scenarios of the Energy Efficiency Strategy Buildings

ESG (Prognos et al. 2015), the dena building study (geea und dena 2017) and the UBA study "Climate Neutral Building Stock 2050" (Bürger et al. 2017) the following different scenario narratives become very clear:

- Focus on efficiency measures and strong reduction of final energy demand: Bottom-up assessments of existing insulation restrictions, which represent an upper limit for the degree of reduction of final energy demand (in KliNeG around 40 % of final energy consumption in the initial year 2008); if all buildings that are classified as basically refurbishable are refurbished with passive house components, the final energy demand can be reduced by a maximum of 60 %.
- Scenarios in which the target is achieved primarily through decarbonisation of the final energy supply: The share of renewable energies in the final energy source mix increases significantly, with major contributions coming from ambient heat (heat pumps), biomass (especially wood) and solar thermal energy (the role played by different technologies and energy sources varies greatly: the share of ambient heat in "renewable energy sources (RES)-heavy" scenarios is between 15 % (ESG) and 27 % (KliNeG), biomass between 12 % and 22 %, solar thermal energy between 5 % and 13 %)

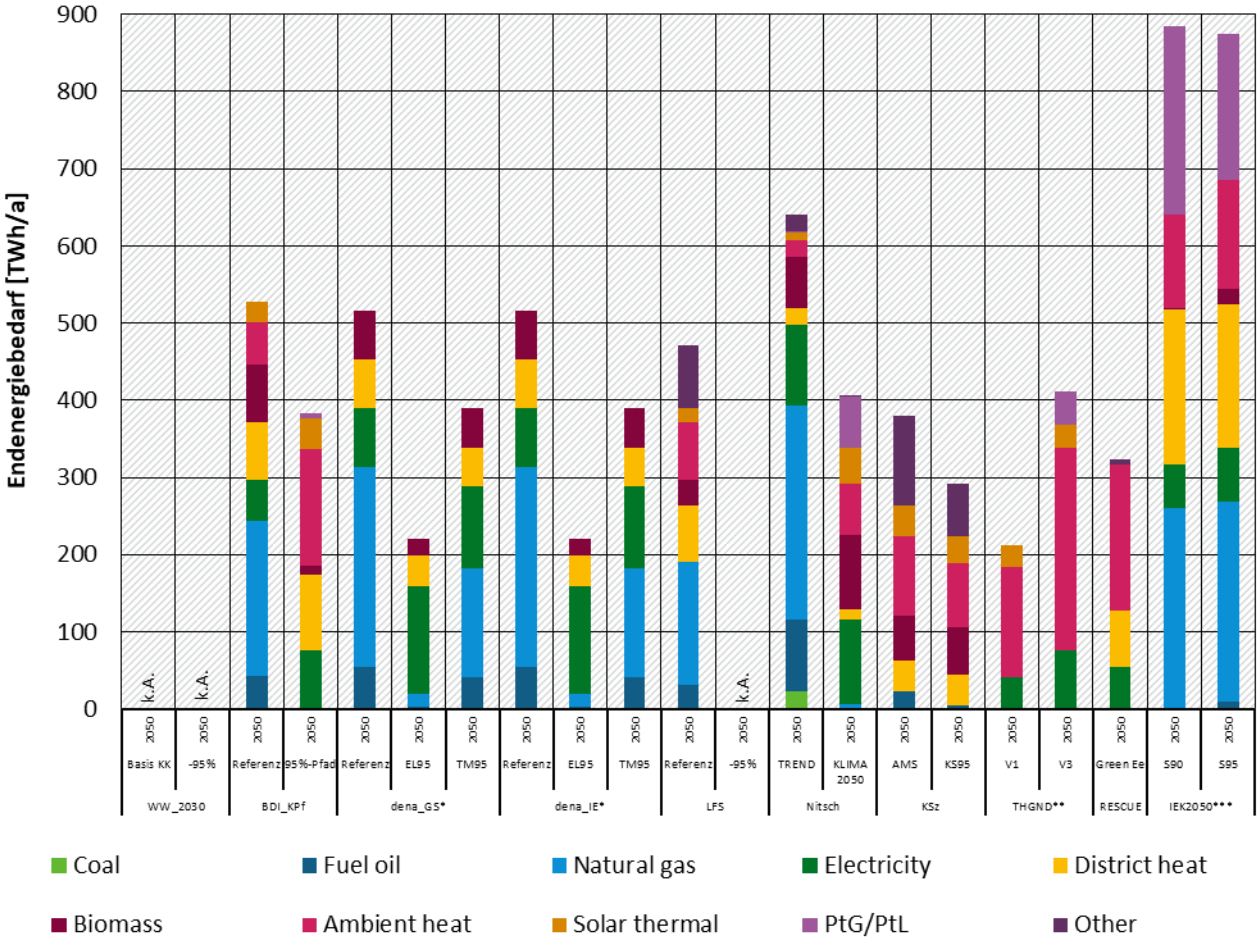
Figure I shows the final energy demand and the distribution of final energy sources in 2050 for the scenarios of target area 2. In the reference scenarios in particular, liquid and gaseous fuels play a much more important role than in the target scenarios, which are strongly dominated by heat pumps/ electricity-based heat supply. Moreover, some scenarios rely more clearly on energy efficiency measures than others. The scenarios also differ with regard to the use of biomass in buildings (approximately 100 TWh per year in (Nitsch 2016), about 11 TWh in BDI_KPf (Gerbert et al. 2018)). The biomass potential is similarly high in the scenarios, but the allocation of biomass is different (greater emphasis on the importance of biomass for applications with higher temperature requirements and for fuel supply in some scenarios). Compared to most scenarios, the final energy demand for heating in buildings is very high in the IEK2050 scenarios (cf. (NOW GmbH 2019)). This is partly because comparatively low renovation rates are assumed there, and partly because fuel cells with low thermal efficiency are used to a relatively large extent. Within the framework of the heat transition, district heating is a central technology in addition to the emission-neutral provision of heat in individual buildings. In target area 1, its share in the final energy supply for space heating and domestic hot water in buildings is expected to increase from around 9 % in 2008 to up to 20 % in 2050. Compared to target area 1, district heating plays a more important role in most of the scenarios of target area 2. Its share increases to almost 40 % in some scenarios and ranges from 15 % to about 22 % in most scenarios. As the building sector must be supplied almost completely with renewable energies in order to achieve a 95 % reduction in GHG emissions in the overall system, it is also necessary to decarbonise the district heating supply.

The degree of reduction in the final energy demand allows conclusions to be drawn about the refurbishment activity. The latter can be described by the rate of energy-related refurbishment and the energy-related refurbishment conditions targeted (refurbishment depth). In the various building models, with which the scenarios are calculated, the renovation rates are usually specified exogenously. In the target scenarios, these are derived from the normative target (e.g. PEne minus 80 %). The refurbishment rates are to be understood as equivalent full refurbishment rates. The target scenarios (target area 1) assume an increase in the annual energy-related refurbishment rate from 1.0 % (average in the period 2010-2016) to 1.4-2.2 % in 2030 and 1.4-3.1 % in 2050. In the scenarios of target area 2, refurbishment rates of approximately 1.4 % up to 3.9 % are assumed (in most target scenarios well over 2 %). They are thus on average even higher than in target area 1, with the exception of the IEK2050 scenarios (NOW GmbH 2019). The renovation rate here is consistently below 2 %, and in the years 2031 to 2050 only 1.1 %.

There are also clear differences between the two target areas with regard to the role of PtG/L in buildings. In target area 1, synthetic fuels in buildings play no role (They are only used in buildings in one

scenario). The targets will be achieved more cost-effectively without them. However, in target area 2, in some scenarios large amounts of PtG/L are needed in the whole energy system to decarbonise it and achieve an overall emission reduction of at least -95 %. However, even in target area 2, synthetic fuels in buildings generally play a subordinate role in only a few scenarios.

Figure I: Development of final energy demand in the heat sector in 2050 in target area 2



*) Fuel oil/natural gas = fossil, synthetic, biogenic

**) Natural gas completely renewable in 2050; in case of base V1 only heat demand for space heating and DHW (hot water) in residential buildings, as no data on LWG are available; environmental heat not accounted for

***) Natural gas 2050 predominantly consisting of synthetic methane and a small proportion of biomethane, no fossil components

Source: Own representation

Relative to the baseline year 2008, the target scenarios in target area 1 achieve GHG reductions of between 40 % and 60 % by 2030. In 2050 the reduction values are between 80 % and 90 %. With the exception of AMS in the climate protection scenarios for 2050 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015), all reference scenarios achieve GHG reductions of no more than 70 %. In order to achieve the overarching goal of a 95 % GHG emission reduction in the overall system in target area 2, the building sector must make a disproportionate contribution. This means that in most scenarios, the building sector will have virtually no GHG emissions in 2050 or only very low GHG emissions (e.g. 6 million t CO_2-eq/a in scenario KS95). Efforts compared to the reference scenarios have to be greatly increased in all scenarios; in these scenarios the emission reductions compared to 2008 are only 58 % to 89 %.

Some requirements for new/additional/further developed instruments can be derived from the scenarios. The instruments must be designed in such a way that they fulfil the following functionalities:

- Increasing refurbishment activity (thermal insulation + change of energy source); ensuring that the refurbishment market can meet the increased demand,
- More ambitious levels of refurbishment; ensuring that these are of a high quality; level of refurbishment mainly depends on the target achievement point within the target corridor,
- Infrastructure development, especially for heating networks (increasing the connection rate; decarbonisation strategies); at the same time, transformation strategies for the gas infrastructure,
- meeting interim greenhouse gas emission reduction targets in order to achieve the long-term objectives,
- Ensure rapid decarbonisation of the energy sector and in particular electricity generation (ambitious expansion of renewable energies, phasing out coal-fired power generation),
- Development of an infrastructure for the import and domestic generation of power-to-gas and power-to-liquid products.

Identification of key measures and techniques

Based on the scenario analysis for the two defined target areas, key measures and techniques are identified which contribute to their achievement. In addition, an evaluation of the effectiveness of the identified measures is carried out[6] using a uniform catalogue of criteria.

In summary, the central measures and fields of action for achieving the target area 1:

- Energetic renovation: increasing the renovation rate
- Depth of refurbishment: Gradual increase in the level of refurbishment
- Use of heating technologies based on renewable heat sources
- Construction of new buildings only with very ambitious energy standards
- Further development of efficiency technologies in buildings

In contrast to target area 1, power-to-gas (PtG) and power-to-liquid (PtL) also play an important role for the overall energy supply in target area 2. In some scenarios, the supply of liquid and gaseous synthetic fuels (PtG/L) will rise to over 1,000 TWh per year by 2050, with most of this having to be imported. In order to be able to provide these quantities, the development of global markets for PtG/L products from 2030 at the latest is indispensable.

In addition to increasing efficiency in the building sector, achieving target area 2 requires in particular an increase in (energy) efficiency in all sectors (also outside the building sector) in order to compensate for the restrictions on the expansion of renewable energies. The increase in energy efficiency in sectors outside the building sector are for example energy efficiency improvements in industrial processes, efficiency improvements in energy supply, and efficiency improvements in the transport sector. In summary, the central measures for achieving target area 2 in the building sector are:

- Energetic renovation: increasing the renovation rate
- Depth of refurbishment: Gradual increase in the level of refurbishment
- Use of heating technologies based on renewable heat sources
- Allocation of biomass for applications with higher temperature requirements (up to 500°C)
- Decarbonisation of district heating

[6] The terms "measures" and "instruments" are not used uniformly in the literature. In this study, the term "measure" refers to activities to reduce GHG emissions, e.g. energy retrofitting, construction of highly energy-efficient buildings, replacement of a heating system, etc. “Instrument" refers to policy instruments that aim to stimulate/support the necessary measures.

- Ambitious expansion of RES for electricity generation and accelerated phase-out of coal-fired power generation

For target areas 1 and 2, it is also important to have sufficient skilled workers for the transformation of the energy system, irrespective of technical, economic and regulatory measures.

Proposal of instruments for an almost climate-neutral building stock

In order to consider the broadest possible range of instruments, different types of instruments are considered for each of the following five fields of action. For each of the fields, 1-3 concrete instruments are proposed for further consideration:

- Increasing the rate of energy-related refurbishment
- Increasing the depth of refurbishment (building envelope)
- Change of energy source
- Expansion and decarbonisation of district heating
- Ensuring the effectiveness of the refurbishment measures

Table I summarises the instruments analysed in more detail. The analysis also includes an assessment of the impact of the instruments. This is carried out qualitatively on the basis of a defined catalogue of criteria and - as far as possible - also quantitatively on the basis of evaluations from the literature. Table I also outlines the design of the instruments, as this is decisive for the evaluation of the instruments. The aim here is to orient the design on how the respective instruments are parameterised within the framework of other projects. Effective CO_2-pricing for the building stock is assumed to be an overarching instrument. The concrete effect and design of this instrument is not examined in this study as this is analysed in detail in the study "Efficient design of the integration of renewable energies through sector coupling" (Maurer et al. 2020) conducted by the Federal Environment Agency while this study was carried out. Nevertheless, the measures and instruments discussed should always be understood in conjunction with an effective CO_2-price.

Table I: Brief outline of the design of the instruments selected for further processing

Instrument	Design
Introduction of a climate-levy for buildings	The amount of the climate levy is measured by the difference between the energy standard of the building and a target value (benchmark), which will decrease over the years to the target level of an almost climate-neutral building stock; the climate levy serves, among other things, to secure the long-term financing of the subsidy programmes; building owners who renovate to an energy level below the applicable benchmark are legally entitled to subsidies.
Considering the energy efficiency of the building in the property tax	Staggering of property tax depending on the energy standard of the building on the property; the spread of tax rates must be so high that there is an economic incentive to reduce the tax burden by implementing energy refurbishment measures.
Consideration of the energy efficiency of the building in the tax on land acquisition	Staggering of the tax on land acquisition depending on the energy standard of the building on the property; classification based on the building energy certificate, which is available anyway at the time of change of ownership; if an iSFP is available, subsequent repayment can be carried out, if subsequent refurbishment activities are carried out

Introduction of an energy efficiency obligation system	Introduction of a cross-sectoral energy efficiency obligation system with energy suppliers as obligated actors according to Art. 7 of the EU Energy Efficiency Directive (EED) for the period 2021-2030. Proposed target is new annual savings of 0.5 % of final energy consumption.
Further development of the energy requirements in the Building Energy Law (GEG)	New construction: retention of the currently valid requirements until 2025; from 2025 on, tightening of the requirements to KfW-40 standard (residential and non-residential buildings) Existing buildings: from 2025, stricter requirements for both component procedures and 140 % procedures[7] (full refurbishment); extension of retrofitting obligations (e.g. in the case of single- and two-family houses also to buildings which have not changed ownership since 2002; extension of the operation ban on boilers older than 25 years to other boiler types)
Extension of the GEG obligation to use renewable heat supply to existing buildings	Extension of the obligation from the GEG (formerly EEWärmeG) to use renewable heat supply to existing buildings (residential and non-residential buildings); mandatory trigger is the replacement of the heating system (alternative: age and/or efficiency of the existing heating system); mandatory share as in new buildings
Introduction of a successively growing minimum share of renewable energies and waste heat in district heating systems	Obligation for the district heating utilities to ensure a successively growing minimum share of renewable energies and waste heat in district heating systems.
Changes to existing support programmes/ subsidies	Changes to the existing support programmes that deepen and expand the effect and/or scope of support are being considered, e.g. addressing energy efficiency for rented buildings in difficult locations, i.e. locations where increases in rents to refinance energy efficiency improvements are difficult to implement (e.g. shrinking communities, buildings along transport routes), support for particularly cost-effective building refurbishment through industrial prefabrication and digitalised construction processes, linking investment support with individual refurbishment schedules, incentive mechanisms for tradesmen and craftsmen support exclusively for renewable energy technologies
Tax incentives for energy efficiency measures	Introduction of a tax incentive for energy-related refurbishment measures as a progression-independent subsidy through deduction from tax liability. The tax incentive covers both individual measures and full refurbishments. The proposed deduction period is three years for individual measures and five years for full refurbishments. The amount of the tax subsidy will be determined on the basis of the existing KfW investment grant (430), whereby the relative disadvantage of a payment spread over several years will be counteracted by a slight increase in the amount of the subsidy.

[7] According to the so-called "140 percent rule", compliance with the building component procedure can be waived if it is proven that the calculated characteristic values (annual primary energy demand and specific transmission heat loss) of the building are not more than 40 percent above the currently permissible maximum values for new buildings.

Regional energy advisor networks	Regional networks for energy advisors on building refurbishment can mitigate or remove informational barriers and thus increase the number and improve the quality of energy-efficient refurbishments. Such a network fulfils a neutral advisory and quality assurance function by bundling consumer information, carrying out targeted public relations work along the entire advisory chain and ensuring the further training of planners and tradesmen involved. From the federal level, direct and comprehensive contact and support "on site" cannot be provided. For example, the establishment and further development of regional networks for building refurbishment and the implementation of measures for initial contact or initial advice are supported. [8]

The qualitative assessment of the instruments is based on the following criteria:

a) Ecological target accuracy in relation to the target area
b) Accuracy in terms of addressing the relevant actors
c) Planning and investment security for building owners
d) Planning security from the perspective of the state
e) Funding requirements for the state
f) Cost allocation/distribution effects
g) Effects on the rental housing market
h) Suitability for regional differentiation/ suitability for different housing markets
i) Administrative expenditure at the level of the state/ transaction costs
j) Settlement costs at market level
k) Interaction with existing and new instruments

This assessment is summarised in Table II using an ordinal scale (from "++", i.e. very positive, to "--", i.e. very negative or very low). It can be seen that the selected instruments are almost all rated positively with regard to criteria a) to e), i.e. e.g. with regard to ecological targeting, addressing the relevant actors and planning certainty. In contrast, the assessment of the instruments based on criteria f) to i), i.e. e.g. with regard to distributional effects, effects on the rental housing market, suitability for regional differentiation and the assessment of the administrative expenditure at state level, is much more heterogeneous and in some cases also negative.

[8] See Thomas, S. et al.: Wirkungsanalyse bestehender Klimaschutzmaßnahmen und -programme sowie Identifizierung möglicher weiterer Maßnahmen eines Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung, Umweltbundesamt, Climate Change 10/2016, Dessau-Roßlau 2016
vgl. auch Thamling, N. et al., Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude, Berlin, Heidelberg, Darmstadt, Dezember 2015

Table II: Summary qualitative assessment of the selected instruments

Instrument	Evaluation criterion										
	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)
Introduction of a climate-levy for buildings	++	++	++	-	-	+	0	-	--	-	+
Taking into account the energy efficiency of the building in the property tax	+	+	+	0	0	-	-	-	--	--	+
Consideration of the energy efficiency of the building in the tax on land acquisition	+	+	+	-	0	0	0	-	0	0	+
Introduction of an energy efficiency obligation system	+	+	0	++	++	-	0	-	-	-	0
Further development of the energy requirements in the Building Energy Act (GEG)	+	+	++	++	++	0	0	-	-	+	+
Extension of the GEG obligation to use renewable heat supply to existing buildings	+	+	++	++	++	0	0	-	-	+	+
Introduction of a successively growing minimum share of renewable energies and waste heat in district heating systems	++	+	+	++	++	0	+	++	++	+	+
Changes to existing support programmes / subsidies	++	+	++	++	--	0	+	+	0		
Tax incentives for energy efficiency measures	+	+	++	-	-	-	0	+	0	0	+
Regional energy advisor networks	0	++	+	0	+	+	+	++	+	+	+

Table III summarises the quantitative assessment of these instruments. This is based on a rough estimate of the final energy saved and GHG emissions induced by each instrument. Based on the estimated savings for the target year 2030 from existing studies, the effect of the instruments for 2050 are categorised in terms of their potential contribution to achieving the target. The categories represent the expected contribution to the achievement of objectives (low, medium, high). In order to enable a transferability of the estimates for 2030 to 2050, the annual savings in 2030 are also divided into the three categories:

- Low: 0-1 Mt CO_2-eq
- Average: 1-3 Mt CO_2-eq
- High: greater than 3 Mt CO_2-eq

In order to estimate the savings in 2050, it is examined to what extent the annual savings achieved by the respective instrument can continue after the period up to 2030, i.e. whether a reduction in the savings effects can be expected by exploiting the potentials or other effects. Based on the assessment of the effectiveness of the instrument after 2030, a classification into the categories for the target year 2050 is

carried out. The assessment is an ex-ante bottom-up impact assessment. No building models are used to estimate GHG savings.

Table III: Quantitative assessment of the selected instruments

Instrument	Annual final energy savings in 2030 (PJ)	Annual GHG savings in 2030 (Mt $CO_{2\text{-eq}}$)	Valuation 2030	Assessment 2050	Sources
Introduction of a climate- levy for buildings	n.a.	n.a.	high	high	
Taking into account the energy efficiency of the building in the property tax	n.a.	<1Mt	low	low	
Consideration of the energy efficiency of the building in the tax on land acquisition	n.a.	<1Mt	low	medium	
Introduction of an energy efficiency obligation system	18	1.2	medium	medium	(Öko-Institut e.V et al. 2020)
Further development of the energy requirements in the Building Energy Act (GEG)	n.a.	1-3 Mt	medium	medium	
Extension of the GEG obligation to use renewable heat supply to existing buildings	42	2.7	medium	high	(Öko-Institut e.V et al. 2020)
Introduction of a successively growing minimum share of renewable energies and waste heat in district heating systems	n.a.	4.2	high	high	Based on (AGFW 2017)
Changes to existing support programmes / subsidies	MAGP: 106*. KfW (renovation and new construction): 180.2	MAP: 7.87 KfW (renovation and new construction): 11 - 18	high	medium	(Stuible et al. 2014; Stuible et al. 2017; Stuible et al. 2018b; Stuible et al. 2016)
Tax incentives for energy efficiency measures	30-50	3-5	high	high	(BMWi und BMF 2015), (Diefenbach et al. 2018; Stuible et al. 2018a)
Regional energy advisor networks	10,3	0.66	medium	medium	Based on (Schlomann et al. 2014)

*renewable final energy supply cumulated for 2017 - 2030

Actors in heating markets

Investments in the heating market are complex due to the high degree of individuality of refurbishment decisions, the multi-layered regulatory and subsidy law framework and the comparatively high outlay. Many factors determine whether refurbishment and/or modernisation[9] are necessary, which vary greatly depending on the owner or decision-maker. In principle, the following investors/decision-makers can be distinguished in the field of energy-relevant investments in the building sector:

- Owners of detached and semi-detached houses in self use
- Landlord owners of detached or semi-detached houses
- Communities of owners (buildings in joint private ownership)
- Housing companies (municipal, private and cooperative)
- Owners of commercial property in self-use
- External investors (landlords of commercial property)
- Authorities, public authorities

In addition to the investors/decision-makers, the following players play an important role in the heating market:

- Offering energy-relevant solutions in the building sector (including renewable energies), with the groups of actors:
  - Architects, engineers
  - Building services planning offices
  - Craftsmen responsible for services regarding the building envelope
  - Craftsmen responsible for services regarding technical building equipment
  - Small and large construction companies
  - Property developers, project developers
  - Manufacturing company for technical building equipment

- Energy supply companies and energy service providers who both decide on their own investments and act as providers to building owners,

- Influencing and political actors who, as intermediaries, are not directly involved in the decision-making processes in construction and refurbishment, such as
  - Banks
  - Development banks
  - Energy agencies
  - Energy consultants
  - Interest groups

Extra-mediaries, such as political decision-makers, media as organs of public and published opinion and multipliers as carriers of public opinion are not considered.

There are many barriers to energy savings and the installation of renewable energy technologies. These can be very different depending on the investor/decision maker.

[9] Energy-efficient new building measures are not part of the study, as a large number of energy efficiency regulations already apply to them (e.g.. GEG).

Risk and deficit analysis

The risk and deficit analysis identifies and analyses central challenges associated with the achievement of the long-term climate protection goals and the achievement of objectives in the building sector. The analysis is carried out separately for the two target areas (target area 1 see Chapter 3.2, target area 2 see Chapter 3.3). The analysed risks and deficit options are:

- Sensitivity 1 - Failure to achieve the necessary refurbishment rate
- Sensitivity 2 - Insufficient depth of refurbishment
- Sensitivity 3 - Missing RES targets in the transformation sector
    1. Missing the RES targets in the electricity and district heating sectors (target area 1 only)
    2. Missing fuel switch to efficient, mostly EE-based heat supply options

The following conclusions can be drawn from the analysis of sensitivities and possible compensation variants for target area 1:

1. In the reference target path, which describes the successful achievement of target area 1, a large proportion of residential and non-residential buildings will be renovated by 2050 to a level of energy efficiency below the new construction requirements of EnEV 2014. If the efficiency contributions of the reference target path are not achieved (sensitivity 1), the share of fossil fuels in the heat supply of the buildings must fall to a share of less than 15 % in order to achieve the goal of an almost climate-neutral building stock (for comparison: in the reference target path, the share of fossil fuels in the final energy demand for heat in buildings is around 22 %).
2. As a result of the increasing electrification of the heat supply of buildings, the decarbonisation of electricity generation plays a key role: if the decarbonisation target of the electricity sector is missed too much, the building target will no longer be achieved even if all buildings that can be refurbished in principle are refurbished to the "fully refurbished plus" efficiency level, which corresponds to the requirements for a passive house. Even if the remaining fossil fuels for decentralised heat generation are completely replaced by PtG/L, the failure to meet the decarbonisation target of the electricity sector cannot be fully compensated. Conversely, this means that even if a widespread use of PtG/L is realised, an ambitious national expansion of RE electricity generation is necessary.
3. The potential of domestic biomass is limited. If the efficiency contributions of the reference target path are not met, they can be compensated proportionately by the additional use of biomass. The use of biomass in the building sector is in competition with the demand for biomass from other sectors, in particular the transformation sector and industry. Exceeding the national potential of woody biomass would mean that wood has to be imported, with corresponding consequences in terms of transport costs and possibly associated sustainability risks abroad due to increased demand pressure from Germany.
4. In the reference target path, the share of final energy demand from heat pumps (environmental heat + electricity to operate the heat pumps) is around 43 % in 2050. Heat pumps are a key technology for the heat transition in the building sector. If the efficiency contributions of the reference target path are not met, this will lead to a high additional demand for heat pumps. Depending on the failure to meet the target, the associated additional electricity demand from renewables can be in the order of 100 TWh/a. If too few electric heat pumps are used in the target year 2050, the corresponding shortfall cannot be fully offset by increased renovation efforts.
5. In all four sensitivities, the differential costs of the investigated compensation variants in the target year 2050 are relatively low in relation to the respective total annual costs. The deviations in 2050 are maximum 4 % (based on the compensation variants without PtG/L). Relative to the reference target path, the annual costs in the two sensitivities with lower efficiency contributions are

slightly lower than in the reference target path. In contrast, the two sensitivities where the decarbonisation targets for electricity and district heating are missed or the share of heat pumps is compensated for by increased efficiency efforts result in slightly higher costs for building owners. Despite slightly higher costs, a transformation strategy that relies on strong efficiency contributions appears to be the less risky strategy. For example, more efficient buildings tend to be "immune" to the failure of the decarbonisation strategy for electricity and district heating and possible fluctuations in energy prices.

6. If the decarbonisation of electricity and district heating is not achieved, the savings target cannot be met even by completely replacing the remaining fossil fuels.
7. In the compensation variant "PtG/L", a PtG/L demand of 80-175 TWh is needed in the four sensitivities in the target year 2050. To produce this amount of electricity-based synthetic fuels, 160-350 TWh of renewable electricity is required. This is associated with noticeably higher annual costs.

The following conclusions can be drawn from the analysis of sensitivities and possible compensation variants for target area 2:

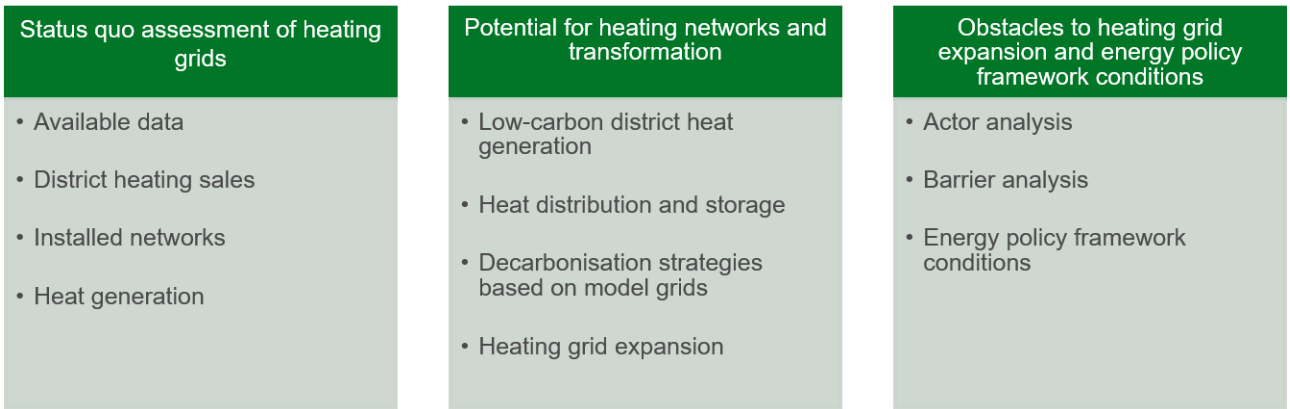
1. In the reference target path of target area 2, which describes a successful achievement of the target, every residential and non-residential building will be renovated to an energy level by 2050 that at least meets the new construction requirements of EnEV 2014. More than 50 % of the buildings will achieve the level "fully refurbished plus", which corresponds to the requirements for a passive house. If the efficiency contributions of the reference target path are not achieved (sensitivities 1 and 2), the target of a 100 % emission reduction is missed by 1.7 % and 5.7 % respectively. The additional demand for final energy caused by the lower final energy savings in the building sector will be covered primarily by district heating and heat pumps.
2. In order to achieve target area 2, a complete decarbonisation of electricity and district heating generation is essential due to the increasing electrification of the heat supply of buildings and the role of district heating. In theory, if the electricity and district heating sectors miss the target, the heat provided by heat pumps and district heating would have to be covered by other renewable energies (including synthetic fuels), which corresponds to a final energy quantity of approx. 290 to 530 TWh per year.
3. District heating is the key technology for achieving target area 2, accounting for 44 % of the reference target path and sensitivities 1 and 2. It also has a share of over 40 % in sensitivity 3. In order to achieve/provide these shares without emissions, it is essential to set the right course and invest in both the network infrastructure and district heating generation.
4. The share of final energy demand from decentralised heat pumps (ambient heat + heat pump electricity) is around 28 % in the reference target path in 2050. In addition, large heat pumps account for 64 % of the final energy in district heating networks, which in turn account for 44 % of the total final energy. Thus, 28 % of the total final energy demand in buildings can also be attributed to large heat pumps. With a cumulative share of 56 %, they are together the most important heating technology and are therefore a key technology. If the efficiency contributions of the reference target path are not met, this leads to an additional demand for heat pumps, which, depending on the failure to meet the target, corresponds to an additional RE electricity demand of 35 to 70 TWh.
5. The availability of biomass for the building sector is very limited and therefore does not represent a compensation possibility. In addition to heat pumps, solar thermal energy therefore offers the possibility of compensating for the additional emissions of the sensitivities investigated. This requires between 3 m^2 and 13 m^2 solar thermal collectors per building. Possible surface conflicts on the roof surfaces due to the strong expansion of photovoltaics, which is also necessary, are not taken into account.

6. If the decarbonisation of electricity and district heating is not achieved, the savings target cannot be met even by completely replacing the remaining fossil fuels. In other words, even with the widespread use of PtG/L, an ambitious national expansion of RE generation is necessary.
7. In the compensation variant "import of RES (including PtG or PtL)", 157 to 872 TWh more PtG and 60 to 2,194 TWh PtL have to be imported in the three sensitivities compared to the reference target path in the period 2025 to 2050. These imports will cost between € 24 and 472 billion between 2025 and 2050.

Role of heating networks

District heating supports the process of transforming heat supply to renewable energy-based systems in both target areas. Grid-bound heat supply is therefore the subject of an in-depth analysis. As shown in Figure II, the analysis is divided into three areas: a) status quo assessment, b) potential for heating networks and transformation, and c) obstacles to the expansion of heating networks and energy policy framework conditions.

Figure II: Structure of the detailed analysis on the role of heating networks



Source: Own representation

The status quo assessment is based on official statistics and surveys of industry associations (AGFW, BDEW). Results show that available data on district heating are of significantly poorer quality and level of detail than in comparable energy sectors such as electricity and gas supply.

Official statistics use data provided by about 850 plant operators on the basis of the Energy Statistics Act. However, only a few data categories are collected. Moreover, no primary data on individual grids were available for the project, but only aggregated data at federal or state level. The legislator has recognised this shortcoming and, with the amendment of the Energy Statistics Act 2017, has considerably extended the scope of data collection in the district heating sector. Up to now, official surveys did not request data on the number of heating networks and their installed route lengths. The number of operators who are obliged to provide information under the new EnStatG has also been significantly expanded as part of the amendment. While this is likely to improve the district heating sector's data basis in the future, it was not yet available for the project.

The AGFW's sector statistics provide more detailed data compared to official statistics, but they are based on a smaller sample. The basis is an annual survey of the district heating structure conducted among its member companies. Participation in the survey is voluntary, with around 160 companies taking part each year. However, even the AGFW statistics do not generally provide primary data on individual heating networks, but only aggregated data at the level of the member companies or the federal states.

There are significant differences between official statistics and the sector statistics of the AGFW in some aspects. Various parameters, such as the total number of heating networks installed in Germany, can currently only be estimated due to the lack of reliable data.

District heating sales in Germany are largely dominated by the operation of large urban district heating networks. According to a sector enquiry by the Bundeskartellamt (Federal Cartel Office), more than 80 % of district heating is sold via only about 40 large networks with more than 100 km of pipeline.

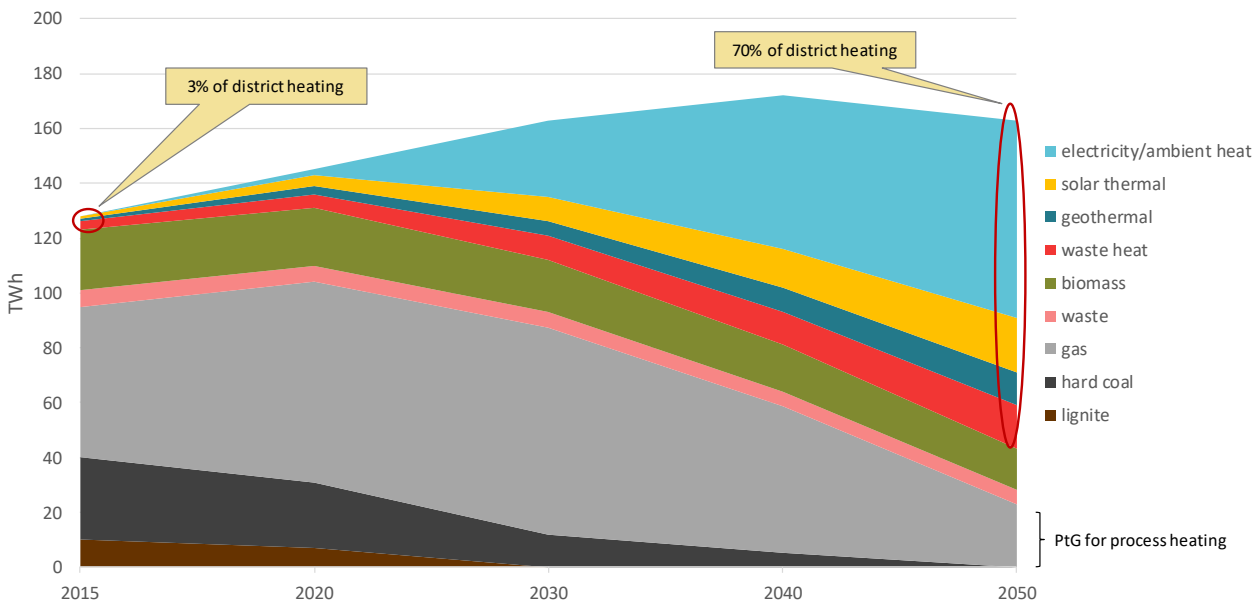
The share of renewable energy sources in district heat generation is around 14 %, comparable to the corresponding share in the case of building-related supply. Although the integration of renewable energy sources and waste heat in heating networks has various systemic advantages over building-related solutions, potentials are still little developed in practice. Similarly to building-related solutions, the use of renewable energies in district heating currently focuses primarily on biomass.

The district heating supply in Germany requires a profound technical and ecological structural change if it is to make an important contribution to a long-term climate-neutral heat supply. This structural change affects all stages of the district heating supply value chain, from generation to distribution of heat to customers. On the generation side, the switch to fuels with lower emissions and the increased use of waste heat in district heat generation are particularly important levers for rapidly improving the climate-friendliness of the existing district heating system. However, in order to achieve the study's target area 2, the complete decarbonisation of district heat generation is necessary in the long term until 2050.

The generation landscape will not only become more decentralised, but also more diverse. Today, district heating is largely based on fossil CHP, a standard technology that can be implemented almost everywhere depending on plant design and available fuel. In contrast, future district heat generation will depend more on local conditions, such as the availability of a sufficiently large and cost-effective heat source for heat pumps, or the respective geological potential. In the future, there will no longer be a "one-size-fits-all" standard technology, but the most favourable solutions will have to be determined individually for each site.

Figure III, based on Gerbert et al. 2019 (-95 % GHG scenario), impressively illustrates the far-reaching future structural change in the district heating sector. Despite an ambitious 49 % reduction of building heat demand by 2050, the heat provided by district heating would increase significantly. The expected changes in the mix of district heating generation are also striking. Today's district heat generation technologies such as heat pumps, solar thermal, geothermal and waste heat are still niche applications which contribute only about 3 % to the district heating supply, but in 2050 these technologies are projected to form the backbone of district heating with about 70 %.

Figure III: Scenario for the development of district heat generation in Germany



Source: Hamburg Institute with data from (Gerbert et al. 2018, -95 % GHG scenario)

However, structural changes do not only relate to generation, but also to grid operation. The hydraulic optimisation of the distribution systems and the reduction of the system temperature in the grids can contribute in parallel to improving the efficiency of integrating low-temperature heat sources. In future, large-volume heat storage systems will be a central element in the efficient use of low-cost heat (e.g. waste heat) and will enable a balance between supply and heat load.

Optimising the heat transfer to end customers and the distribution systems in buildings can also contribute to the further development of district heating. Digitalisation can be used to optimise system control. Also of relevance are measures to improve customer acceptance (prices, transparency, metering, etc.) and new business and marketing opportunities which enable the expansion of district heating (e.g. use of storage facilities by third parties).

As a target system for technical and ecological structural change, local heating networks can be developed into intelligent heat platforms that bundle, store and distribute heat from different locally available sources in a cost-efficient way.

There is sufficient potential for the expansion of district heating and for the integration of renewable energies and waste heat into the heating networks. However, there are various obstacles to the exploitation of this potential which need to be removed. In addition, an effective support framework to stimulate investment is necessary, as well as a regulatory framework to accompany this transformation process. Both elements are addressed in the roadmap.

Development of a roadmap towards a carbon neutral building stock in 2050

Previous work is summarised in the development of a roadmap for the heat transition in the building sector. A roadmap of measures and a roadmap of instruments are developed for both target area 1 and target area 2.

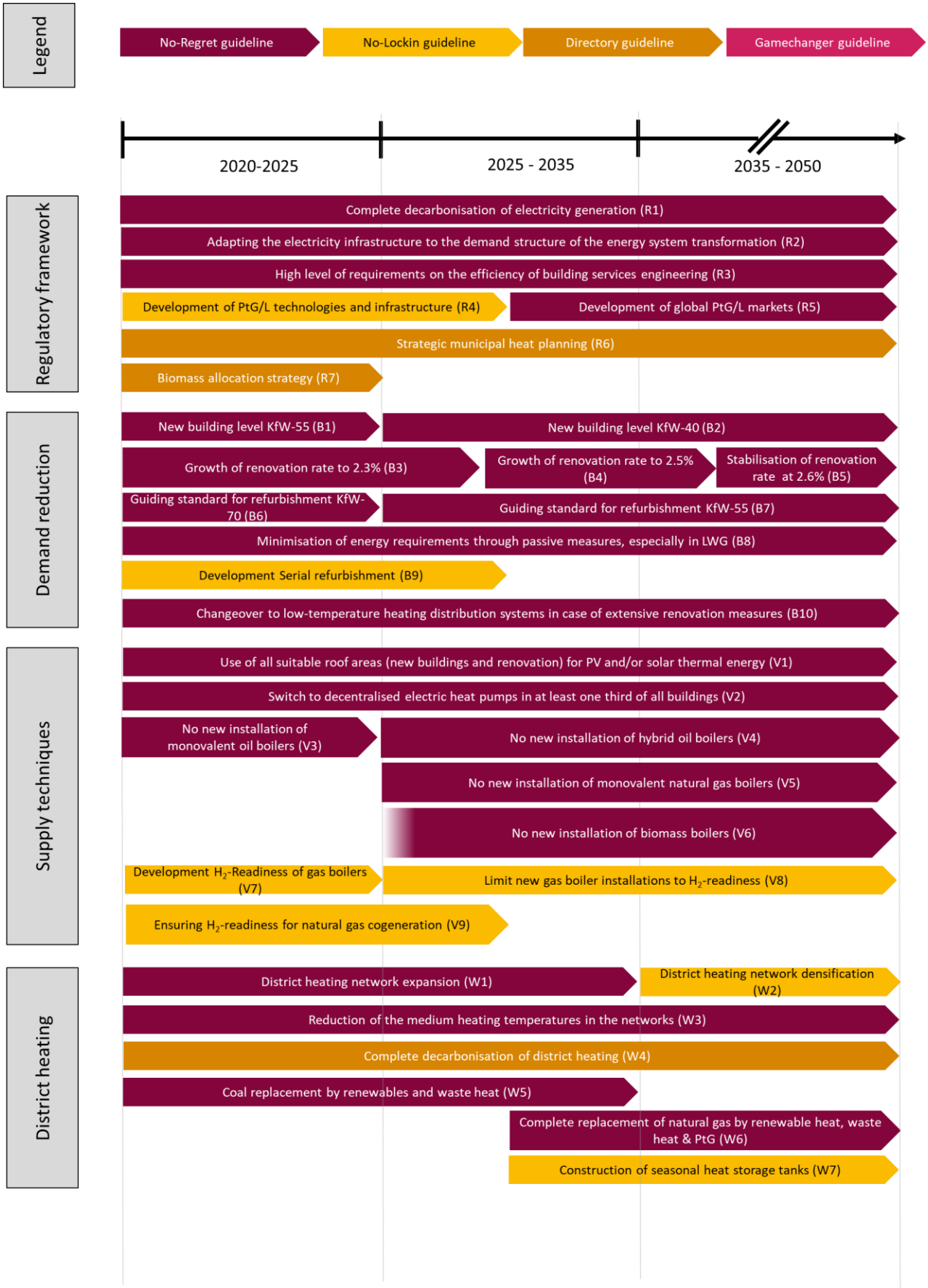
The roadmaps are used to formulate strategic guidelines and recommendations for action of political decisions aimed at achieving the energy policy objectives in the building sector within the framework of the German government's overarching climate protection goals (GHG emission reduction of 80 % to 95 % by 2050). The roadmaps are divided into three time horizons:

- Short-term guidelines and recommendations for action: 2020 - 2025
- Medium-term guidelines and recommendations for action: 2025 - 2035
- Long-term guidelines and recommendations for action: 2035 - 2050

For both target areas, the development of the roadmap is based on two elements:

- The first element consists of a more technically oriented roadmap on measures. This is essentially based on the evaluation of existing scenarios (see Chapter 1.1), the key measures and techniques derived from them (see Chapter 1.2), the detailed analysis of the heating networks (see Chapter 4) and the risk and deficit analysis for the two target areas (see Chapter 3). The roadmap of measures is based on the overarching question of how a target-oriented and economically sensible transformation process in the area of building refurbishment, local use of renewable energies and grid-based heat supply can be designed.
- In addition to the more technical roadmaps of measures for the two target areas, a roadmap for the introduction of policy instruments to support/ensure the achievement of the objectives for each target area is developed as well. This roadmap is based on the instrument evaluation in chapter 1.3. Furthermore, the analysis of the actors in the heating market in chapter 2was used for the selection of instruments. For this purpose, the parameters influencing the actors in the housing sector were compared with the developed instruments. The instruments examined there were combined into meaningful sets and also placed in chronological order in order to show at what point in time and for what period of time supporting instruments are relevant for the transformation of the heating sector. The derived instrument sets have to be interpreted as an exemplary set of instruments. The goals in both target areas would probably also be achievable through sets with a different instrument composition.

Figure IV: Roadmap of measures for target area 2 ("GHG reduction by 95 %")



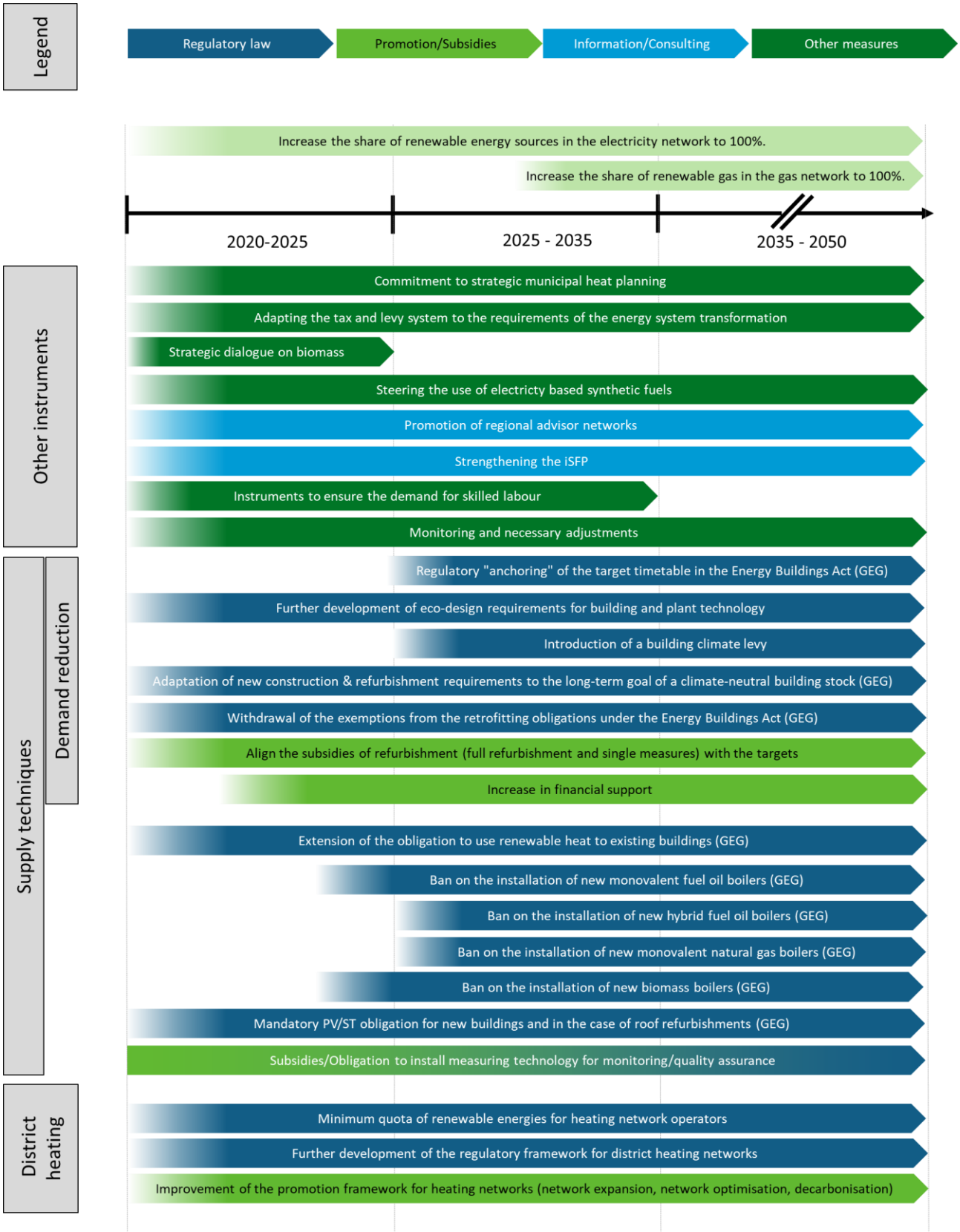
The necessary measures and the exemplary set of instruments for achieving target area 1 are in many aspects identical or very similar to those for achieving target area 2. In some areas, however, more ambitious measures and instruments are needed to achieve target area 2, especially to avoid lock-in effects at an early stage. Consequently, the differences between the two target areas and the resulting conclusions are highlighted. The roadmaps for target area 2 ("GHG reduction of 95 %") are shown here as examples: in Figure IV the measures roadmap and in Figure V the roadmap for the exemplary set of instruments.

The following statements regarding the differences between the roadmaps of measures in the two target areas summarise the central findings:

- Regulatory framework: The central difference between target areas 1 and 2 is the need for a complete decarbonisation of the gas used in buildings and heating networks as well as a complete decarbonisation of the liquid fuels still used in the energy system. In addition to domestic efforts, international efforts must be made with immediate effect, particularly for target area 2, to develop and build up markets and infrastructures for synthetic fuels globally, otherwise lock-in effects can be expected.
- Demand reduction in the building stock: In the proposed and examined package of measures, target areas 1 and 2 differ mainly in terms of the rate of refurbishment. Even to achieve target area 1, the average renovation rate needs to increase to 1.75 % in the period 2020 to 2025, with a stabilisation at 2.0 % from 2035. For target area 2, the rate needs to increase to 2.3 % by 2025, with a further slight increase thereafter until 2050. The levels of new construction and refurbishment are identical for both target areas (new construction until 2025 at KfW-55 level, then KfW-40 level, refurbishment until 2025 at KfW-70 level, then KfW-55 level[10]).
- Supply techniques: The two target areas differ in terms of timing and level of ambition with regard to bans on certain heating technologies. For example, target area 2 (compared to target area 1) assumes an earlier ban on monovalent fossil fuel-fired boilers (oil and gas). In addition, the aim in target area 2 is to completely replace oil-fired boilers with other technologies, which is why bivalent oil-fired boilers will also be banned here - but at a later date. The role of biomass in the building sector and in the energy system as a whole is also assessed differently for target area 2, which is why biomass boilers will also be banned in the course of the heat transition. A clear definition of targets regarding the supply structure in buildings must be made due to the technical lifetime of most boilers of 20 years by 2030 at the latest. If a more realistic service life of 25 years is assumed, the course must be set by 2025 to avoid lock-in effects and thus higher costs.
- Heating networks: The measures for target area 2 are almost identical to those in target area 1, with the difference that in order to achieve target area 2, district heating must be completely decarbonised, whereas in target area 1 a certain proportion of heat generation can still be carried out using natural gas. To replace natural gas in target area 2 synthetic gases in addition to renewable heat and waste heat are used from 2030 onwards.

[10] The KfW levels only refer to the requirements for the building envelope and not to the assessment of the primary energy demand of the building.

Figure V: Roadmap of instruments for target area 2 ("GHG reduction by 95 %")



For the successful transformation of the heating sector, instruments are needed that support target-oriented developments and a coordinated approach. Mandatory strategic heat planning at municipal level therefore plays a central role. This must therefore be anchored with immediate effect. Furthermore, instruments for increasing the rate and depth of refurbishment are important. In this area, too,

immediate adjustments to existing instruments or the introduction of further supplementary instruments and their continuous review are necessary.

In order to achieve the climate protection targets and to successfully implement the transformation of the heating sector, a mix of regulatory instruments, advisory and information measures as well as adapted and target-oriented subsidies is necessary. The focus is on reducing energy demand and the partial (target area 1) or complete (target area 2) conversion to renewable energies in buildings by 2050 at the latest. Building energy legislation must be adjusted to the long-term goals, but bans on certain technologies and a reduction of exceptions are also necessary. Finally, permanent monitoring of developments in the heating sector in terms of renovation activities, renovation quality and the effects actually achieved is indispensable to enable policymakers to readjust the set of instruments at any time in order to achieve the targets. The set of instruments presented here names mainly identical instruments for target areas 1 and 2 (shown in Figure V) (with the exception of some differences with regard to regulatory requirements in supply techniques).

With regard to the roadmap of instruments, it should be noted that some necessary developments (such as increasing the share of RES in the electricity and gas sectors) are outside the scope of this study and are therefore not presented in the roadmaps. As mentioned above, CO_2-pricing as a key cross-sectoral instrument was not included in the detailed instrument analysis. Nevertheless, effective CO_2-pricing and its successful implementation in the future has been assumed to complement the instruments of the roadmap during its development.

Finally, an analysis was carried out to determine which players in the heating market are addressed by the instrument set and by which influencing parameters. It is shown that the set of instruments covers economic, technical, informational and regulatory aspects well. However, the roadmap of instruments hardly takes into account obstacles that are to be found in the social sphere, such as the importance of climate protection in private households and within the framework of corporate strategies companies and the demography of decision-makers (especially age structure). Some of these obstacles can be solved outside the building sector. Some of the more actor-related obstacles can, however, be addressed by an appropriate detailed design of the named instruments (e.g. by regulations on the allocation of a CO_2-price for tenants and landlords or the climate levy). The "tenant-landlord dilemma" is also not directly addressed by the set of instruments, as it is partly outside the scope of the study.

1 Entwicklung des Strom- und Wärmemarktes

In den vergangenen Jahren wurden viele Studien zur Entwicklung des deutschen Energie- und Gebäudesektors erstellt. Sie alle untersuchten mögliche Zielbilder und Transformationspfade für die Jahre 2030 und 2050 vor dem Hintergrund einer angestrebten Treibhausgasemissionsminderung (THG-Emissionsminderung) um 80 bis 95 % gegenüber 1990. Im Rahmen dieser Studie wurden die zentralen Studien und darin enthaltenen Szenarien detailliert untersucht und verglichen. Dabei sind Szenarien für zwei Zielbereiche unterschieden worden:

- Zielbereich 1: nahezu klimaneutraler Gebäudebestand
- Zielbereich 2: THG-Emissionsminderung um 95 %

Das Ziel der THG-Minderung um 95 % kann unterschiedlich interpretiert werden. In vielen Studien werden die Emissionsminderungsziele ausschließlich auf das gesamte Energiesystem angewandt, wohingegen in einigen Studien das Gesamtsystem adressiert wird (inklusive Landwirtschaft und anderen Sektoren, in denen THG-Emissionen verursacht werden). Darüber hinaus werden die Ziele unterschiedlich auf die einzelnen Sektoren übertragen. Werden die Sektoren/ Bereiche des Energiesystems einzeln analysiert, wird das Gesamtemissionsminderungsziel direkt auf die Sektoren übertragen und alle müssen den gleichen Beitrag leisten. Bei einer integrierten Betrachtung aller Sektoren des Energiesystems ist es möglich, dass einzelne Sektoren einen überproportionalen Beitrag leisten, wohingegen in anderen eine geringere Emissionsminderung möglich ist. Z.B. kann eine THG-Emissionsinderung um 95 % im Gesamtensystem bedeuten, dass im Gebäudesektor eine Emissionsminderung um 100 % (volks)wirtschaftlich günstiger ist. Bei der Szenarienanalyse waren alle Interpretationen und Ansätze der THG-Emissionsimnderungsallokation zugelassen, wohingegen für die Risiko- und Defizitanalyse, sowie die Roadmap im Rahmen dieser Studie für Zielbereich 2 eine Emissionsminderung im Gebäudesektor um 100 % erreicht werden muss.

Basierend auf der Szenarioanalyse wurden zentrale Entwicklungen im Gebäude- und Wärmebereich, sowie im Stromsektor abgeleitet. Die Untersuchten Parameter sind:

- Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme
- Entwicklung der Sanierungsrate bei Wohngebäuden
- Entwicklung des Endenergiebedarfs Strom
- Entwicklung des Endenergiebedarfs Umgebungswärme[11]
- Entwicklung des Endenergiebedarfs an Biomasse zur Gebäudeversorgung
- Entwicklung der Fernwärme: Anteil am Endenergieverbrauch und Bereitgestellte Endenergie (absolut)
- Entwicklung der THG-Emissionen
- Weitere für die jeweiligen Zielbereiche relevante Parameter

Darüber hinaus sind Schlüsselmaßnahmen und -techniken (s. Kapitel 1.2) sowie Vorschläge für die Neuentwicklung von Instrumenten (s. Kapitel 1.3) identifiziert und beschrieben.

[11] Im vorliegenden Bericht wird der Begriff Umgebungswärme als Oberbegriff für Wärme aus bodennahen Luftschichten („aerothermische Umweltwärme“), Oberflächengewässern („hydrothermische Umweltwärme“) und oberflächennaher Geothermie bis zu einer Tiefe von 400 Metern („geothermische Umgebungswärme“) verwendet. In vielen der untersuchten Studien wird der Begriff Umweltwärme synonym mit Umgebungswärme verwendet, obwohl gem. Defintion des Umweltbundesamts nur letztere die oberflächennahe Geothermie einschließt. Dieser sprachlichen Ungenauigkeit (in den ausgewerteten Studien der Szenarioanalyse) ist u.a. auch die Bezeichnung der Umgebungswärme mit Umweltwärme in den folgenden Grafiken geschuldet.

Zentral für die Erreichung der Ziele im Wärmesektor sind die Reduktion des Endenergiebedarfs durch ambitionierte Sanierungen und hohe Sanierungsraten sowie die Umstellung auf emissionsfreie, erneuerbare Wärmebereitstellungstechniken (sog. Fuel-Switch). Die Sanierungsraten und der Fuel-Switch sind in der folgenden Szenarioanalyse direkt adressiert, die Sanierungstiefe (Ambitionsniveau der Sanierung) sind in den Szenariosteckbriefen im Anhang beschrieben.

Bei der Entwicklung und Analyse von Szenarien im Kontext der Energie- und Wärmewende ist oftmals von Sektoren die Rede. Der Begriff wird allerdings nicht einheitlich verwendet, bzw. kann verschiedene Segmente einer Gesellschaft/ Volkswirtschaft in Sub-Segmente unterteilen. So werden z.B. verschiedene Wirtschaftssektoren unterschieden (Primärsektor (u.a. Land- und Forstwirtschaft, Primärrohstoffgewinnung), Sekundärsektor (Industrie), Tertiärsektor (Gewerbe, Handel und Dienstleistung), Quartärsektor (Informationssektor)). Bei der Analyse des Energiesystems werden ebenfalls verschiedene Segmente unterschieden, die sich in erster Linie aus den unterschiedlichen Segmenten des Energieverbrauchs Ergeben (Verkehr, Elektrizität (Basisstromlast), Prozesswärme, Gebäudewärme; bzw. Stromsektor, Wärmesektor (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme). Die vorliegende Studie fokussiert auf die Entwicklungen im Bereich der Wärmebereitstellung und dabei insbesondere auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Dementsprechend adressieren die Begriffe Gebäudesektor und Wärmesektor in dieser Studie die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Wohn- und Nichtwohngebäuden, nicht jedoch die Prozesswärmebereitstellung insbesondere in der Industrie. Die Unterteilung folgt damit der Systematik in einem Großteil der untersuchten Studien. Bei den Studien, in denen die Prozesswärme Teil des Wärmesektors ist, wurde der Anteil der Prozesswärme für den Szenarienvergleich herausgerechnet.

Der Stromsektor umfasst die gesamte im Energiesystem bereitgestellte Strommenge (Basisstromlast, Strombedarf für Mobilität und Wärmebereitstellung). Der Strombedarf für die Wärmebereitstellung z.B. durch Wärmepumpen ist damit Teil des gesamten Strombedarfs im Energiesystem (insbesondere bei der Analyse der Szenarien im Zielbereich 2 relevant).

1.1 Szenarioanalyse

1.1.1 Ziele und Herangehensweise

In den letzten Jahren hat eine ganze Reihe von Studien mögliche Entwicklungspfade für die Transformation des Gebäudesektors aufgezeigt. Einige dieser Szenarien betrachten dabei isoliert den Gebäudesektor, andere Szenarien erfassen das gesamte Energiesystem. Unter Letzteren fokussieren sich viele der Szenarien auf das Stromsystem und nur wenige stellen die Kopplung der beiden Sektoren in den Mittelpunkt.

Das nachfolgende Kapitel dient der vergleichenden Analyse verschiedener Klimaschutzszenarien für den isolierten Wärmesektor bzw. den integrierten Wärme- und Stromsektor. Die Analyse erfolgt für zwei verschiedene Zielbereiche. Zum einen werden Szenarien analysiert, in denen für den Gebäudesektor das erstmals im Rahmen des Energiekonzepts festgelegte Ziel (Bundesregierung 2010), bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erlangen, erreicht wird (Zielbereich 1). Dieses Ziel ist Grundlage der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) der Bundesregierung (Prognos et al. 2015) und wird als 80 %-ige Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs des Gebäudesektors operationalisiert. Zielbereich 2 verfolgt hingegen für das gesamte Energiesystem eine THG-Minderung von bis zu 95 %. Die Szenarien für den Zielbereich 2 zeichnen sich dadurch aus, dass der Gebäudesektor im Kontext und Zusammenwirken des gesamten Energiesystems untersucht wird. In diesen Szenarien wird in der Regel ein THG-Minderungsziel für das gesamte Energiesystem festgelegt und untersucht, welche Sektoren welche Zielbeiträge in Hinblick auf eine bestimmte Optimierungsgröße (z.B. volkswirtschaftliche Gesamtkosten) leisten.

Im Rahmen der Analyse werden folgende Szenarien betrachtet:

Tabelle 1: Untersuchte Szenarien für Zielbereich 1 und 2

Studie	Studien-kurztitel	Referenz-szenario	Zielbereich 1 Szenario	Zielbereich 2 Szeanrio
(Gerbert et al. 2018): Klimapfade für Deutschland (BDI-Studie)	BDI_KPf	Referenz	80 % Pfad	95 % Pfad
(geea und dena 2017): Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor (dena Gebäude-studie)	dena_GS	Referenz	EL80, TM80	EL95, TM95
(Fraunhofer ISI et al. 2017): Lang-fristszenarien für die Transforma-tion des Energiesystems in Deutschland (LFS)	LFS	Referenz	Basis	Szenario „95 %ige-Treib-hausgasreduk-tion“ (Modul 10.a): -95 %
(Bürger et al. 2017): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (KliNeG)	KliNeG		ZB-35 %, ZB-60 %	
(Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017):Wärmewende 2030 (Agora Studie)	WW_2030		Basis KK, Basis KK+Gas, Dämm(-)	Notwendige Entwicklungen bis 2030, um -95 %-Ziel 2050 erreichen zu können (-95 %)
(Prognos et al. 2015): Wissenschaft-liche Begleitforschung zur Erarbei-tung einer Energieeffizienz-Strate-gie Gebäude	ESG	Referenz	Effizienz, EE (er-neuerbare Ener-gien)	
(Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015): Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde)	KSz	AMS (Aktu-elle Maß-nahmen Szenario)	KS80	KS95
(Umweltbundesamt 2014): THG-neutrales Deutschland	THGND			Ziel 2050 (V1) Bedingt sanier-bare Gebäude (V3)
(Umweltbundesamt 2017):Den Weg zu einem treibhausgasneutra-len Deutschland ressourcenscho-nend gestalten	RESCUE			GreenEe
(dena und ewi 2018): Leitstudie In-tegrierte Energiewende	dena_IE	Referenz		EL95 TM95
(Nitsch 2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung	Nitsch	Referenz		KLIMA2050

(NOW GmbH 2019): Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie	IEK2050	S90		S95

Eine Darstellung der Szenarien in Form standardisierter Szenariensteckbriefe findet sich im Anhang des Berichts. Die Steckbriefe enthalten neben den wichtigsten Rahmendaten und methodischen Merkmalen die wichtigsten die Szenarien kennzeichnenden Indikatoren.

Als Vorläufer und Teil der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ (dena und ewi 2018) wurde von der dena die Gebäudestudie (s. (geea und dena 2017)) veröffentlicht. Letztere beinhaltet detailliertere Szenarien und Information zur Entwicklung des Gebäudebestands, weshalb diese Studie im Fokus der Untersuchungen zum Zielbereich 1 steht. Zielbereich 2 adressiert v.a. allem das Gesamtsystem, aber auch die Rolle des Gebäudesektors im Speziellen. Da sich die Studien im Beriech der Gebäude leicht unterscheiden und für den Zielbereich 2 sowohl eine detaillierte Analyse des gesamten Energiesystems als auch des Gebäudesektors im Rahmen von ambitionierten Klimaschutzszenarien von Interesse sind, wurden bei der Analyse der Szenarien zu Zielbereich 2 beide dena-Studien berücksichtigt.

1.1.2 Szenarien Zielbereich 1 („nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“)

Das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands ist dann erreicht, wenn der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf des gesamten Gebäudebestandes (Wohn- und Nichtwohngebäude) in der Bilanzierungsmethodik der EnEV 2014 sowie unter Verwendung der Primärenergiefaktoren aus der DIN-V 18599 (2016) bezogen auf das Ausgangsjahr 2008 um mindestens 80 % sinkt.

In der Querauswertung der Szenarien werden als wesentliche Indikatoren der Endenergie-, Primärenergiebedarf sowie die THG-Emissionen verglichen. Primärenergiebedarf und THG-Emissionen werden dabei mit einheitlichen Primärenergie- bzw. Emissionsfaktoren ermittelt. Die dabei verwendeten Primärenergie- und CO_2-Emissionsfaktoren sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Bei den THG-Emissionen werden die Emissionsfaktoren inkl. Vorketten verwendet. Die im Zeitverlauf sich ändernden Primärenergie- und CO_2-Emissionsfaktoren für Strom und Fernwärme sowie die THG-Emissionsfaktoren für die fossilen Brennstoffe sind (Prognos et al. 2015) entnommen. Durch die Verwendung der einheitlichen Faktoren kann es zu Abweichungen zwischen den im Folgenden dargestellten und den in den jeweiligen Studien ausgewiesenen Werten kommen.

Tabelle 2: Primärenergiefaktoren (PE_{ne}-Faktoren) für die Berechnung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs

	2008	2020	2030	2040	2050
Kohle	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Heizöl	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Strom	2,6	1,8	0,9	0,6	0,4
Fernwärme	1,1	0,8	0,8	0,6	0,5
Biomasse	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Umgebungswärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PtL-Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: DIN-V 18599; Prognos et al. (2015); für PtL-Heizöl wird unterstellt, dass die Erzeugung vollständig unter Einsatz von EE-Strom erfolgt.

Tabelle 3: THG-Emissionsfaktoren (inkl. Vorketten) in g CO_2 Äquivalent pro kWh

	2008	2020	2030	2040	2050
Kohle	400	400	400	400	400
Heizöl	320	320	320	320	320
Erdgas	250	250	250	250	250
Strom	647	438	363	236	122
Fernwärme	319	234	233	170	144
Biomasse	23	23	23	23	23
Umgebungswärme	0	0	0	0	0
Solarthermie	0	0	0	0	0
PtL-Heizöl	0	0	0	0	0

Quelle: Prognos et al. (2015); für PtL-Heizöl wird unterstellt, dass die Erzeugung vollständig unter Einsatz von EE-Strom erfolgt.

In der Berechnungslogik der ESG wird der Bilanzierungsrahmen der EnEV verwendet. Dieser umfasst für alle Gebäude den Primärenergieaufwand, der zur Deckung der Nutzenergie für Wärme, Kälte/Klimatisierung, Be- und Entfeuchtung, Luftförderung und Hilfsenergie für die Wärmebereitstellung notwendig ist. Für Nichtwohngebäude wird zusätzlich die fest installierte Beleuchtung bilanziert. Prozessenergien sowie Energiebedarfe für Nutzeranwendungen (bspw. Haushaltsgeräte) werden nicht bilanziert. Bei der Bilanzierung der Endenergie weicht die ESG – wie auch die meisten der anderen untersuchten Szenarien – allerdings von der Endenergiedefinition der EnEV ab.[12] Solarthermische Wärme sowie UmgebungswärmeUmgebungswärme, die mittels einer Wärmepumpe nutzbar gemacht wird, werden dabei im Sinne der Energiebilanz auf den Endenergiebedarf angerechnet. Der Endenergiebedarf wird mittels der oben gezeigten Primärenergiefaktoren in den Primärenergiebedarf umgerechnet. Zur Bestimmung der THG-Emissionen (inkl. Vorketten) werden die oben gezeigten THG-Emissionsfaktoren zugrunde gelegt.

Abbildung 1 zeigt für die verschiedenen Szenarien den Endenergiebedarf sowie die Verteilung der Endenergieträger im Jahr 2050. Neben den in Tabelle 1 aufgelisteten Zielszenarien werden – soweit vorhanden – auch jeweils die Ergebnisse der jeweiligen Referenzszenarien dargestellt.[13] Abweichend von allen anderen untersuchten Szenarien weisen die Szenarien der dena Gebäudestudie (geea und dena 2017) die Endenergie in der Definition der EnEV aus. Entsprechend fehlen hier die Endenergiebeiträge aus Solarthermie und Umgebungswärme (bei Wärmepumpen wird lediglich der Betriebsstrom erfasst). Die Agora-Studie „Wärmewende 2030“ (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017) ist auf das Zieljahr 2030 ausgerichtet, entsprechend fehlen die Werte für 2050.

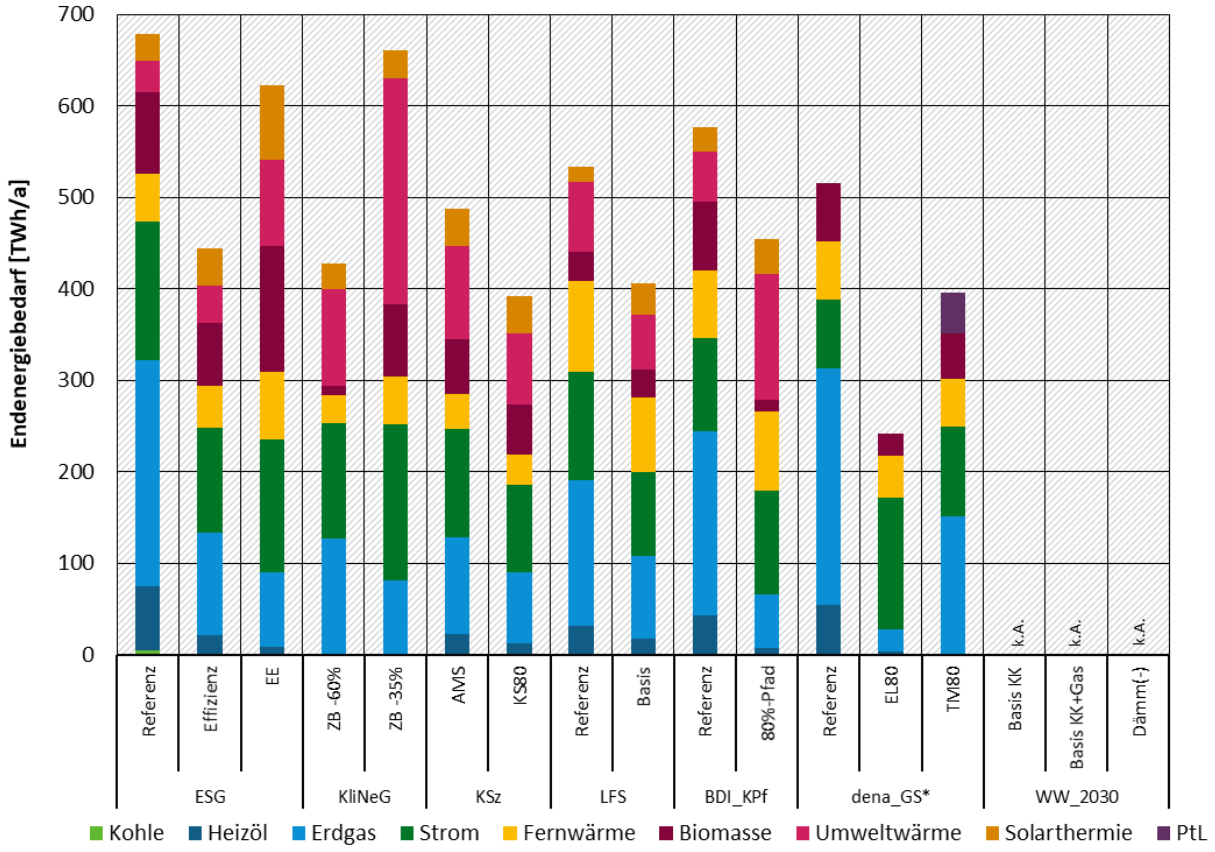
Die Energieträgerverteilung für den Endenergieverbrauch illustriert die unterschiedlichen Schwerpunkte der Szenarien. In den Szenarien der ESG (Prognos et al. 2015), der dena Gebäudestudie (geea und dena 2017) sowie der UBA Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand“ (Bürger et al. 2017)werden die unterschiedlichen Szenariennarrative sehr deutlich.

12 Bei der Berechnung der Endenergie nach den Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) in Verbindung mit dem technischen Normenwerk werden die Endenergiebeiträge aus gebäudenah gewandelten Umweltenergien (z.B. solare Wärme, Umgebungswärme) per Definition mit Null bewertet. Je größer der Anteil, den Wärmepumpen und Solarthermie zur Wärmeversorgung eines Gebäudes beitragen, desto geringer fällt der Endenergiebedarf nach der Berechnungsmethode der EnEV aus. Die Berechnung des Endenergiebedarfs nach der Methode der Energiebilanz erfasst die gesamte dem Gebäude von außen zugeführte Energie.

13 Bei dem Klimaschutzszenario 2050 Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015 stellt das AMS-Szenario (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario) die Referenz dar.

- Auf der einen Seite stehen Szenarien, die einen Fokus auf Effizienzmaßnahmen setzen und somit den Endenergiebedarf sehr stark senken. Die ESG und KliNeG stützen sich dabei auf Bottom-up Abschätzungen zu den bestehenden Dämmrestriktionen, die für den Reduktionsgrad des Endenergiebedarfs eine Obergrenze darstellen. In KliNeG liegt diese bei rund 40 % des Endenergieverbrauchs im Ausgangsjahr 2008. Werden also alle Wohn- und Nichtwohngebäude, die als prinzipiell sanierbar eingestuft werden, mit Passivhauskomponenten saniert, lässt sich der Endenergiebedarf in den gewählten Definitionen um maximal 60 % reduzieren.
- Auf der anderen Seite stehen Szenarien, bei denen das Ziel, den Bedarf nicht-erneuerbarer Primärenergie um 80 % zu senken, insbesondere durch eine Dekarbonisierung der Endenergieversorgung erreicht wird. In diesen Szenarien nimmt der Anteil erneuerbarer Energien im Endenergieträgermix signifikant zu. Die wesentlichen Beiträge kommen dabei aus Umgebungswärme (Wärmepumpen), Biomasse (v.a. Holz) und Solarthermie. Dabei kommt den verschiedenen Techniken und Energieträgern aber eine stark variierende Rolle zu: So liegt der Anteil der Umgebungswärme in den „EE-lastigen“ Szenarien zwischen 15 % (ESG) und 27 % (KliNeG). Der Anteil der Biomasse liegt zwischen 12 und 22 %, der Anteil der Solarthermie zwischen 5 % und 13 %.

Abbildung 1: Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme in 2050



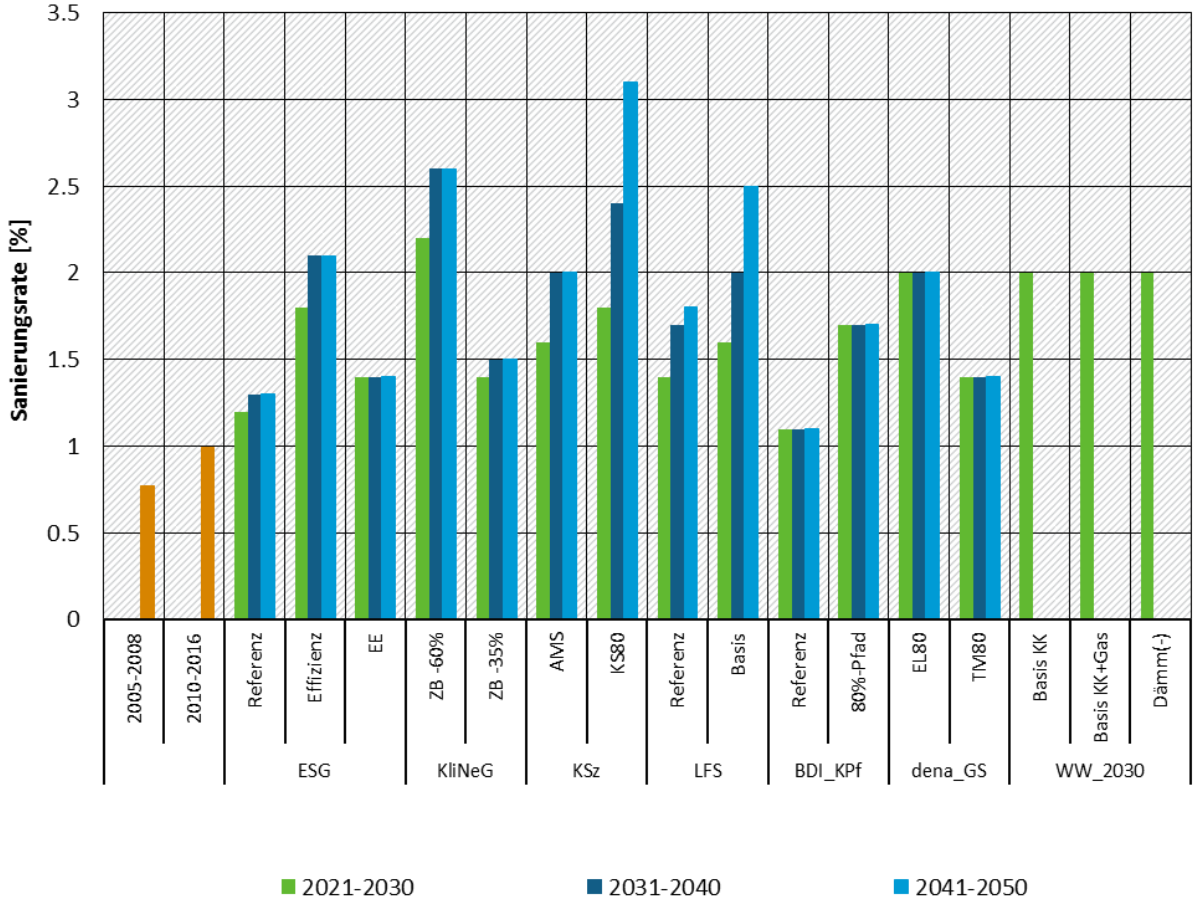
Quelle: Eigene Darstellung

*Die Szenarien der dena Gebäudestudie weisen die Endenergie in der Definition der EnEV aus. Entsprechend fehlen die Endenergiebeiträge aus Solarthermie und Umgebungswärme (bei Wärmepumpen wird lediglich der Betriebsstrom erfasst).

Der Reduktionsgrad beim Endenergiebedarf lässt Rückschlüsse auf die Sanierungsaktivität zu. Letztere lässt sich durch die energetische Sanierungsrate sowie die dabei anvisierten energetischen Sanierungszustände beschreiben.

Abbildung 2 zeigt die in den verschiedenen Szenarien unterstellte energetische Sanierungsrate im Bereich der Wohngebäude. In den verschiedenen Gebäudemodellen, mit denen die Szenarien berechnet werden, werden die Sanierungsraten i.d.R. exogen vorgegeben. In den Zielszenarien leiten sich diese u.a. aus dem normativen Ziel (z.B. PE_{ne} minus 80 %) ab. Die dargestellten Sanierungsraten sind als äquivalente Vollsanierungsraten zu verstehen. Die durchschnittlichen Sanierungsraten für die Zeiträume 2005-2008 sowie 2010-2016 sind den empirischen Erhebungen (Diefenbach et al. 2010) und (Cischinsky und Diefenbach 2018) entnommen. Die Zielszenarien unterstellen einen Anstieg der energetischen Sanierungsrate von 1,0 (Durchschnitt im Zeitraum 2010-2016) auf 1,4-2,2 im Jahr 2030 bzw. 1,4-3,1 im Zieljahr 2050.

Abbildung 2: Entwicklung der Sanierungsrate bei Wohngebäuden



Quelle: Eigene Darstellung

Ein direkter Vergleich der unterstellten Sanierungstiefen in den verschiedenen Studien ist an dieser Stelle nicht möglich, da Informationen hierzu nicht für jede Studie veröffentlicht sind. Dort wo über Sanierungstiefen berichtet wird, unterscheiden sich darüber hinaus die Darstellungen erheblich. Neben konkreten Angaben zu den erreichten Sanierungsniveaus (z.B. ESG (Prognos et al. 2015) oder KliNeG (Bürger et al. 2017)) gibt es bspw. auch rein qualitative Angaben (vgl. WW_2030 (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017)), die einen Vergleich nicht sinnvoll erscheinen lassen.

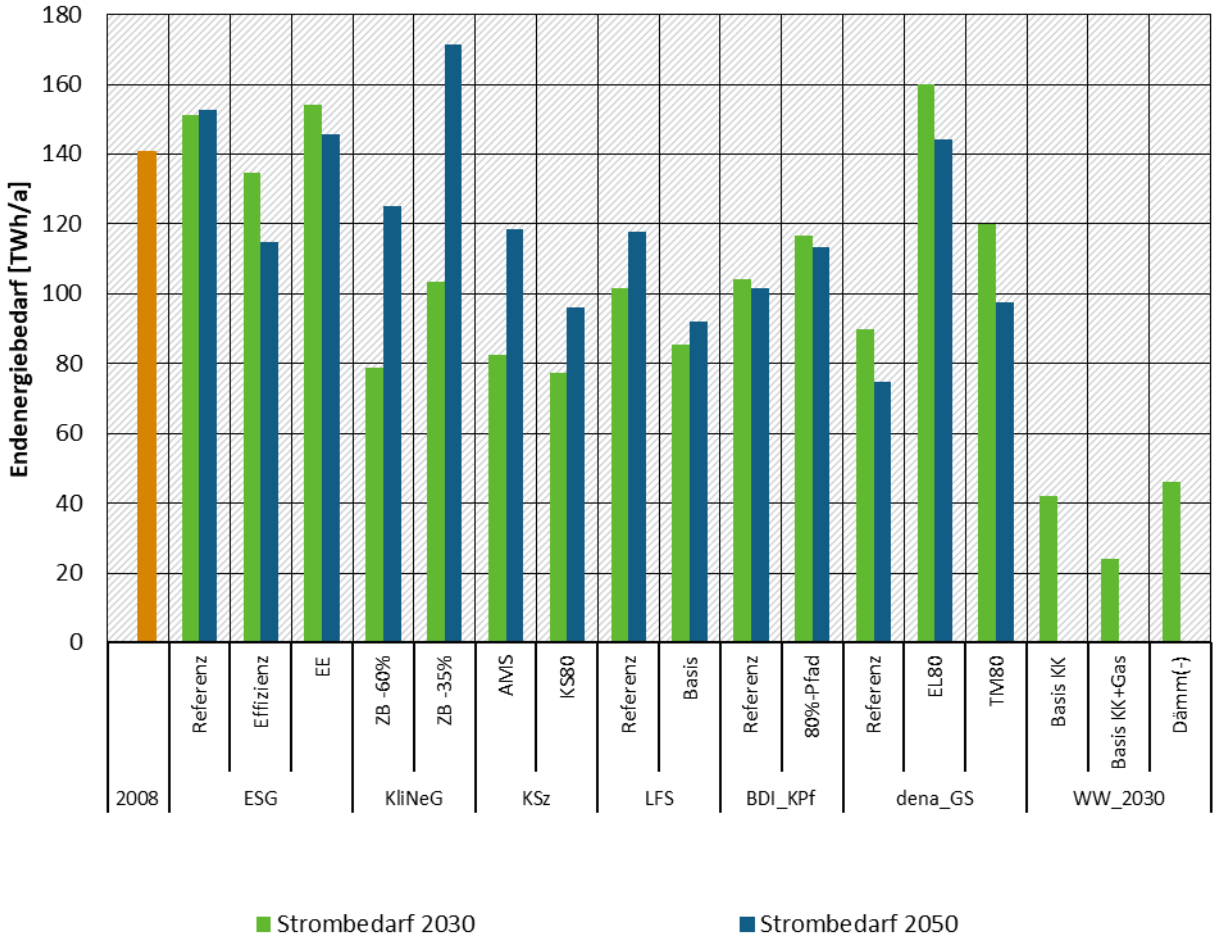
Abbildung 3 vergleicht für die Jahre 2030 und 2050 für die verschiedenen Szenarien die Entwicklung des Endenergiebedarfs Strom. Dieser umfasst den Strombedarf für die Raumwärmeerzeugung (direkt-elektrisch oder Wärmepumpe), Warmwasserbereitung (z.B. Elektroboiler, Wärmepumpe), den Hilfs-

strombedarf (z.B. Pumpen, Ventilatoren) sowie den Strombedarf für die Beleuchtung in Nichtwohngebäuden. Da einige Szenarien keine Differenzierung zwischen den verschiedenen Nutzungsarten ausweisen, können hier nur aggregierte Werte verglichen werden. In der Agora-Studie „Wärmewende 2030“ (WW_2030; (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017)) wird nur der Strombedarf für die Raumwärme- und Warmwassererzeugung betrachtet. In der BDI-Studie (BDI_KPf) (Gerbert et al. 2018) werden für Wärmepumpen die Umgebungswärme sowie der Betriebsstrom der Aggregate als Summenwerte ausgewiesen. Hier erfolgt eine eigene Abschätzung des Strombedarfs der Wärmepumpen.

Die Abbildung zeigt, dass die Szenarien sehr unterschiedliche Annahmen darüber treffen, welche Bedeutung Strom im zukünftigen Energieträgermix hat. In einigen Szenarien steigt der Strombedarf zwischen 2030 und 2050 teilweise deutlich an, in anderen Szenarien sinkt er. Die Entwicklung wird dabei durch verschiedene sich überlagernde Effekte beeinflusst. Einer Reduktion des Strombedarfs durch die Substitution elektrischer Wärmeerzeuger (v.a. Nachtspeicherheizungen, Elektroboiler) sowie ineffizienter Haustechnik (v.a. Pumpen, Lüfter, Beleuchtung) steht ein steigender Bedarf gegenüber, der insbesondere durch den Zubau an Wärmepumpen sowie eine steigende Ausstattung mit Klimageräten hervorgerufen wird. Gerade bei der zukünftigen Bedeutung von Wärmepumpen weichen die Szenarien erheblich voneinander ab. Einige Szenarien, insbesondere die Szenarien EL80 in der dena-Gebäudestudie (dena_GS) sowie das Szenario ZB-35 % in der Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (KliNeG), gehen davon aus, dass Wärmepumpen im Jahr 2050 die dominierende Heizungstechnik darstellt (Abbildung 4). Entsprechend hoch ist die Anzahl installierter Wärmepumpen. Das Szenario EL80 unterstellt beispielsweise, dass in 2030 in den Wohngebäuden rund 7,1 Mio. Wärmepumpen vorhanden sind. Bis zum Jahr 2050 steigt die Anzahl auf rund 16,1 Mio. Wärmepumpen.[14]

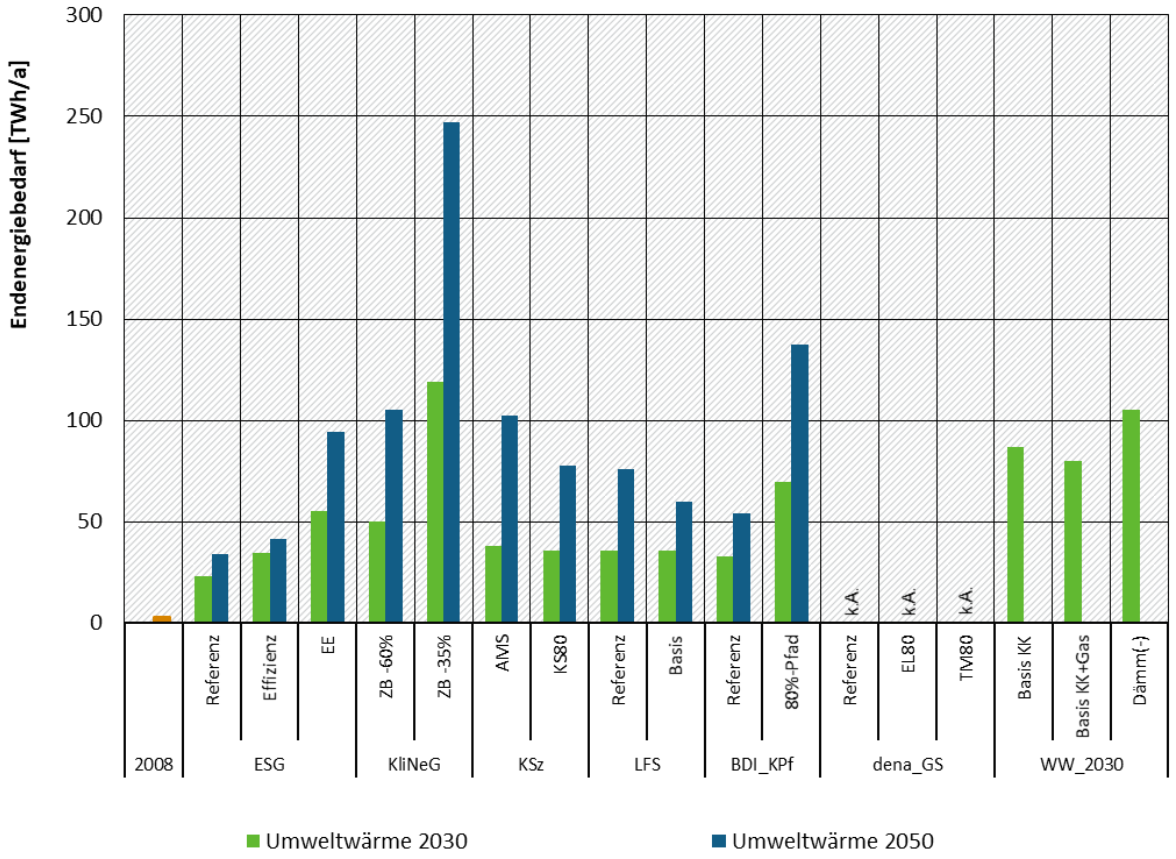
[14] Zum Vergleich: Ende 2017 waren in Deutschland insgesamt rund 0,8 Mio. Heizungswärmepumpen installiert.

Abbildung 3: Entwicklung des Endenergiebedarfs Strom 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 4: Entwicklung des Endenergiebedarfs Umgebungswärme 2030 und 2050[15]



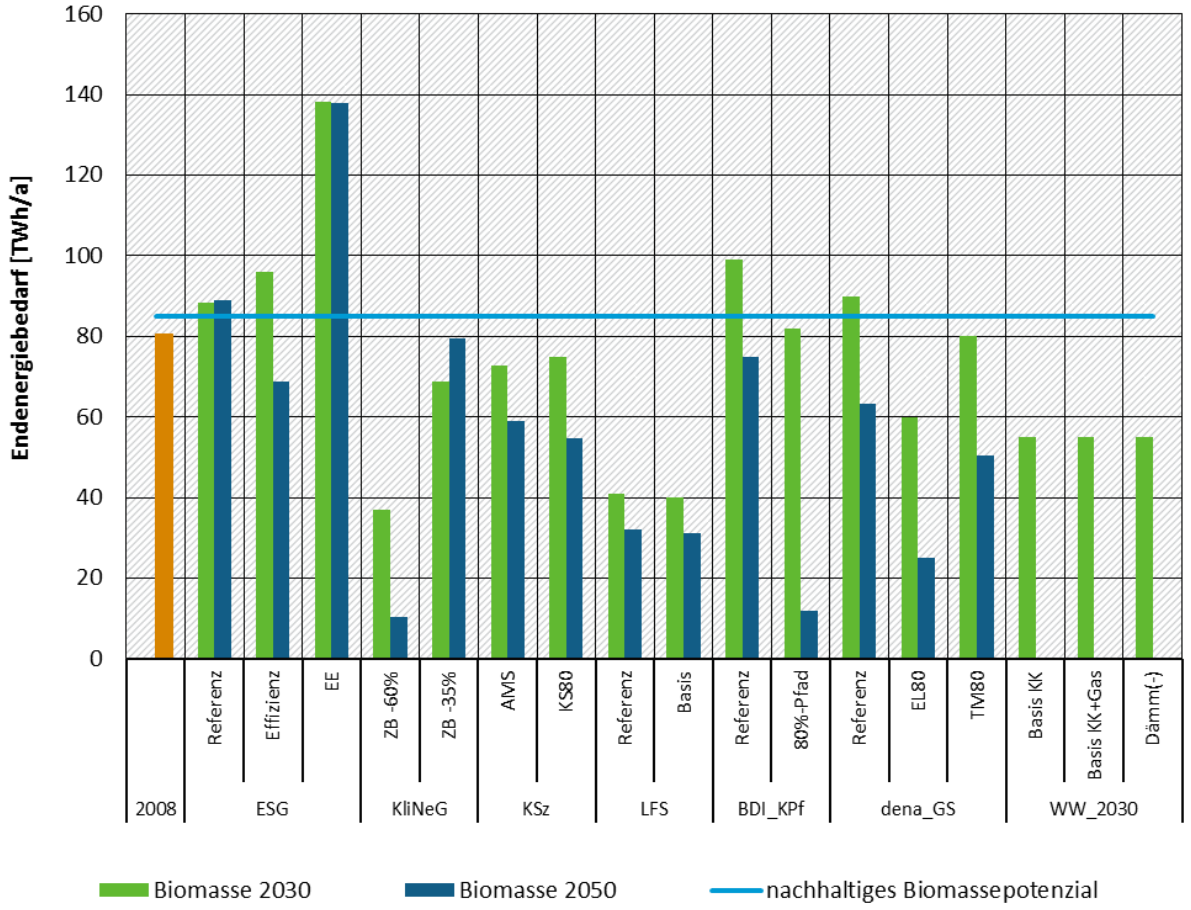
Quelle: Eigene Darstellung

Erhebliche Differenzen gibt es auch bei der Rolle, die der Biomasse in der Gebäudewärme zukommt. Abbildung 5 zeigt dazu den Anteil der Biomasse – dabei handelt es sich vor allem um holzartige Biomasse – im Endenergieträgermix in 2030 und 2050. Erfasst wird dabei nur der Biomasseeinsatz in dezentralen Einzelheizungen, nicht den Biomasseeinsatz in der Fernwärme. Der Beitrag der Biomasse am Endenergieträgermix 2050 liegt zwischen 12 TWh (BDI_KPf) und 137 TWh (ESG EE-Szenario). In den meisten Szenarien nimmt zwischen 2030 und 2050 die absolute Biomassemenge, die im Gebäudesektor verwendet wird, ab. Die Biomassemenge, die in den verschiedenen Szenarien im Gebäudesektor eingesetzt wird, spiegelt im Wesentlichen die exogenen Vorgaben hinsichtlich der Sektorallokation der Biomasse wider. So wird z.B. die Biomasse in den Klimapfaden des BDI vor allem im Industriesektor eingesetzt, was zu dem sehr niedrigen EEV von Biomasse im Gebäudebereich führt.

Nach (Umweltbundesamt 2014) ist das Potenzial nachhaltiger holzartiger Reststoffe in 2050 auf rund 85 TWh/a beschränkt (Potenziale für Wald- und Schwachholz, Mittelwald, Industrierestholz und Altholz). Man kann davon ausgehen, dass zur thermischen Versorgung der Gebäude insbesondere diese Biomassefraktionen zur Verfügung stehen und damit das Biomassepotenzial, sofern die Deckung anderer nachfragebereiche wie bspw. Industrie vernachlässigt werden, auf die 85 TWh/a beschränkt ist. Mit Ausnahme des EE-Szenarios der ESG unterschreiten alle Zielszenarien diese Potenzialobergrenze. Das EE-Szenario in der ESG liegt hingegen über der oben angegebenen Potenzialgrenze.

[15] Umgebungswärme wird im Fall der dena Gebäudestudie nicht explizit ausgewiesen.

Abbildung 5: Entwicklung des Endenergiebedarfs an Biomasse zur Gebäudeversorgung 2030 und 2050



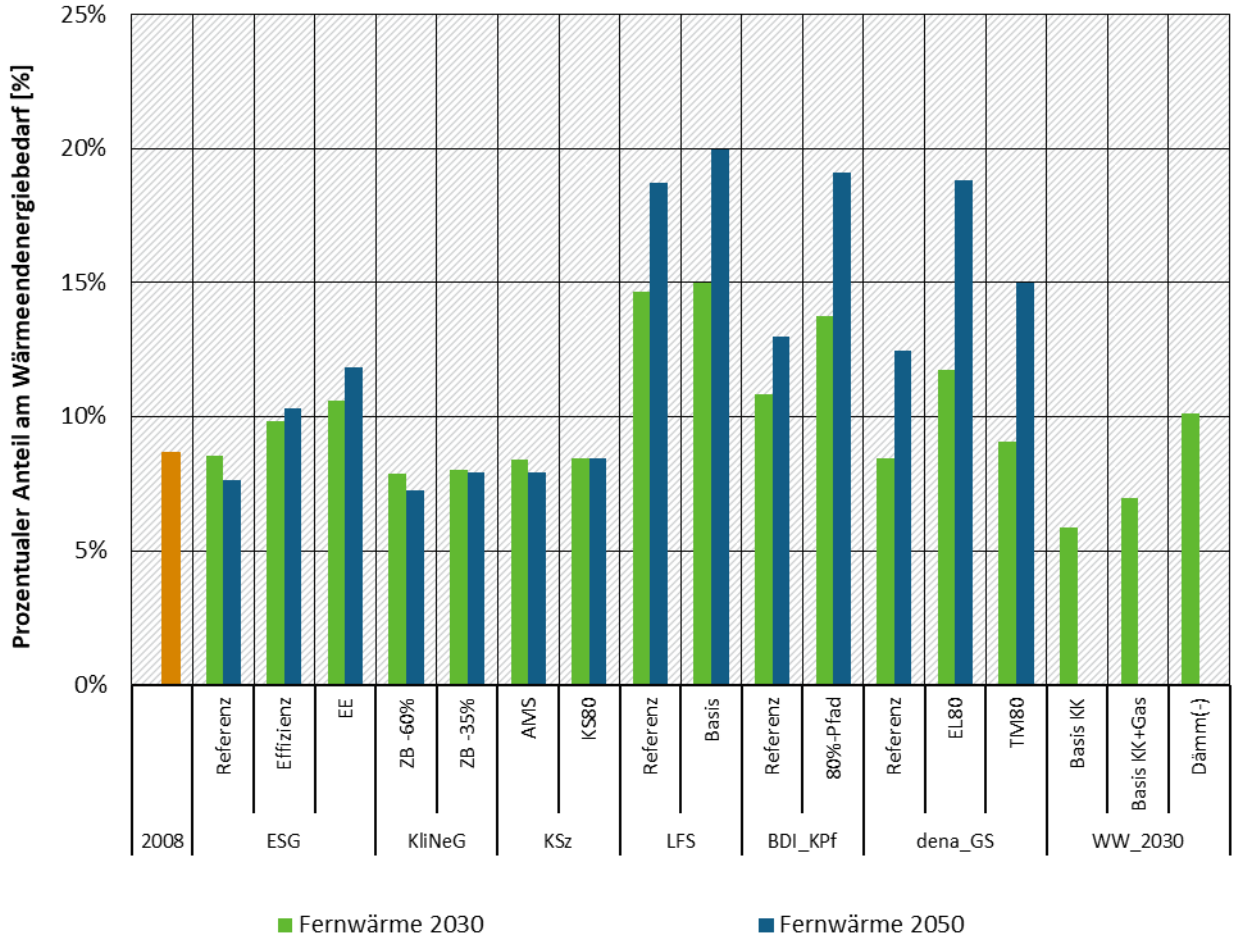
Quelle: Eigene Darstellung

Die Szenarien unterscheiden sich auch in der Einschätzung der zukünftigen Rolle der Fernwärme. Als Indikator für die Entwicklung der Anschlussrate (Anzahl von an die Fernwärme angeschlossenen Gebäuden) zeigt Abbildung 6 den Anteil der Fernwärme am Endenergieträgermix in den Jahren 2030 und 2050 (die absoluten Werte sind in Abbildung 7 dargestellt). Im Ausgangsjahr 2008 lag der Anteil bei etwa 9 % (Prognos et al. 2015). In den Zielszenarien steigt der Anteil im Jahr 2050 auf bis zu 20 % (Langfristszenarien LFS). Unterstellt man, dass auch Gebäude, die heute mit Fernwärme versorgt werden, in gleichem Maße saniert werden wie alle anderen Gebäude, ist ein Anstieg (aber auch schon ein Gleichbleiben) des Fernwärmanteils gleichbedeutend mit einem Ausbau der Fernwärmeinfrastruktur (Ausweitung der Gebäudeanschlüsse). Zum Erreichen der Klimaschutzziele muss die Fernwärme ebenfalls sukzessive dekarbonisiert werden. Keine der betrachteten Studien trifft detaillierte Aussagen über die Zusammensetzung der Fernwärme, d.h. welche Techniken/Energieträger langfristig die Fernwärme erzeugen. Im Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) sowie den Zielszenarien der Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (Bürger et al. 2017) liegt im Zieljahr 2050 der EE-Anteil in der Fernwärme bei rund 60 %. In der ESG (Prognos et al. 2015) und den Langfristszenarien (LFS) (Fraunhofer ISI et al. 2017) wird der Dekarbonisierungsgrad über die Entwicklung des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors ausgewiesen[16]. In den Zielszenarien beider Studien sinkt dieser bis

[16] Wichtig ist dabei der Unterschied zwischen tatsächlichem Primärenergieaufwand bei der Fernwärmeerzeugung und dem derzeit für Fernwärme etablierten Verfahren zur Bestimmung des PE-Faktors für den nicht-erneuerbaren Teil. Diese PE-Faktoren weisen bei KWK durch die Stromgutschrift teilweise extrem niedrige Werte auf, die nicht unbedingt niedrigen THG-Emissionen entsprechen. Dieser Umstand wird näher in Kapitel 4 erläutert.

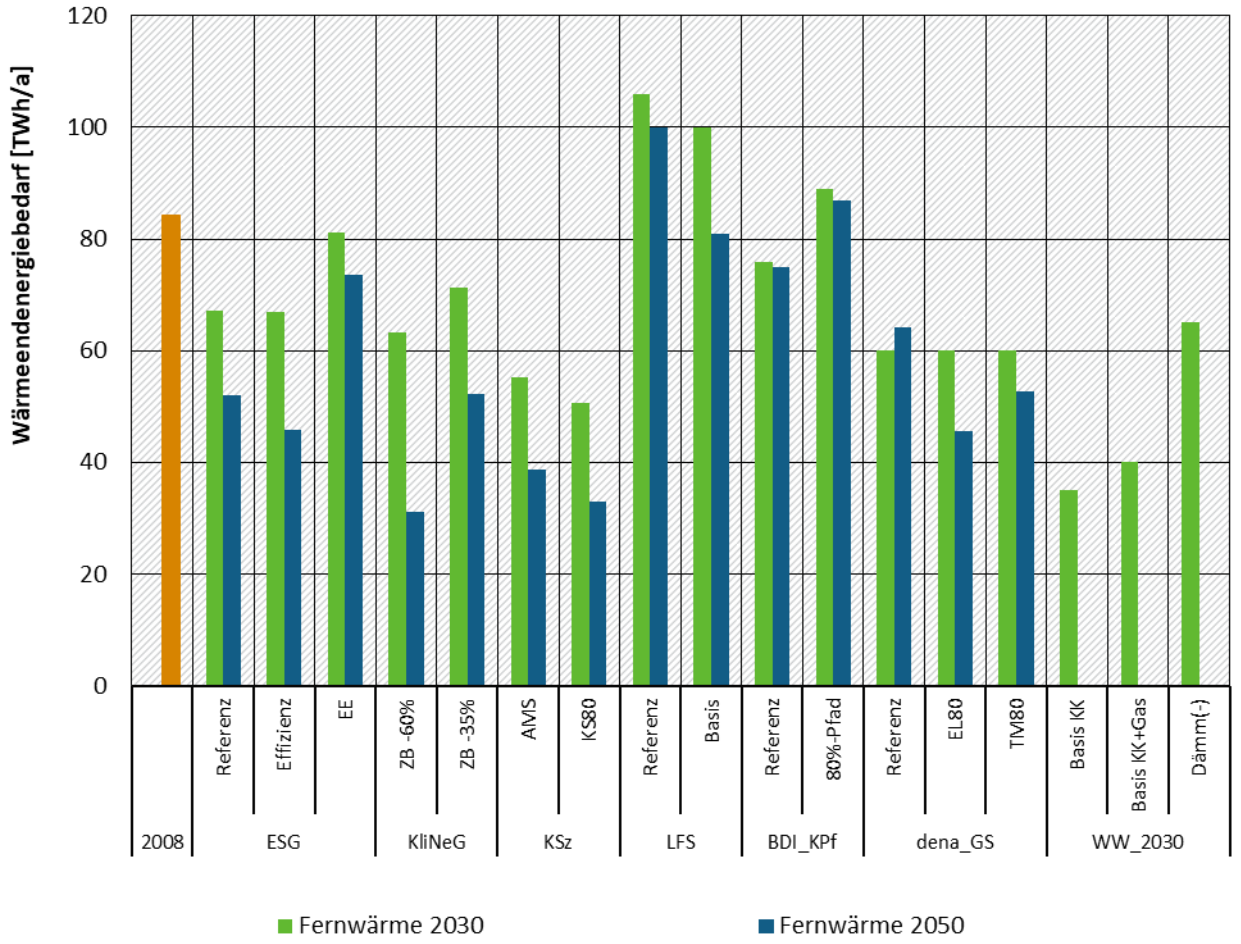
2050 auf einen Wert von 0,5 (Ausgangswert in 2008: 1,1). In der ESG korreliert die Entwicklung des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors mit einem Absinken des THG-Emissionsfaktors von 319 g/kWh in 2018 auf 144 g/kWh in 2050. In der dena-Gebäudestudie (geea und dena 2017) sinkt der THG-Emissionsfaktor der Fernwärme bis zum Jahr 2050 auf rund 130 g/kWh (EL80) bzw. 30 g/kWh (TM80). Im technologieoffenen Entwicklungspfad TM80 muss die Fernwärme also weitgehender dekarbonisiert werden als im Szenario mit ausgeprägter Elektrifizierung (EL80) der Gebäudewärmeversorgung. In den BDI-Klimapfaden (Gerbert et al. 2018) finden sich keine Aussagen über den Dekarbonisierungsgrad.

Abbildung 6: Entwicklung des Anteils der Fernwärme am Endenergieverbrauch 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7: Entwicklung des durch Fernwärme bereitgestellten Endenergiebedarfs (absolut) 2030 und 2050



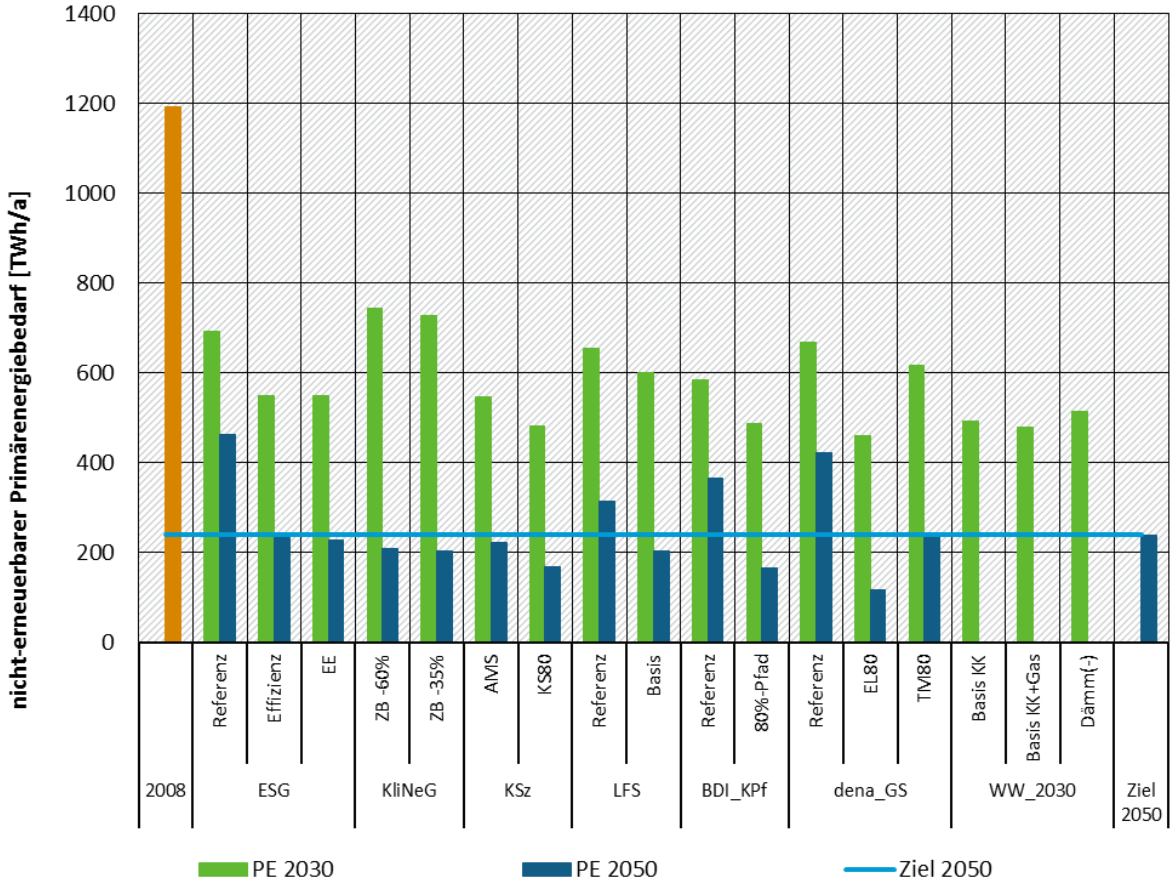
Quelle: Eigene Darstellung

In den Zielszenarien für den Zielbereich 1 kommt es lediglich im Szenario TM80 der dena-Gebäudestudie zum Einsatz synthetischer Brennstoffe. In dem Szenario werden im Jahr 2050 rund 43 TWh PtL (dort bezeichnet als PtX-Heizöl) eingesetzt. In dem Szenario kommt es im gesamten Energiesystem sektorübergreifend in 2050 zu einem PtG/L-Einsatz von 242 TWh (Verkehr, Industrie, Gebäude), von dem die eine Hälfte aus EU-Ländern und die andere Hälfte von außerhalb der EU importiert wird.

Abbildung 8 vergleicht die untersuchten Szenarien in Hinblick auf die Entwicklung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs. Da der Primärenergiebedarf über einen einheitlichen Satz an Primärenergiefaktoren ermittelt wurde (s.o.), kann es dabei zu Abweichungen zu den in den jeweiligen Studien ausgewiesenen Werten kommen. Unterschiede ergeben sich dann, wenn für Strom und Fernwärme abweichende Primärenergiefaktoren herangezogen wurden.

Keines der Referenz-Szenarien mit Ausnahme des schon sehr ambitionierten AMS der Klimaschutzszenarien 2050 erfüllt das 80 %-Reduktionsziel für den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf (rote gestrichelte Linie). Alle Zielszenarien hingegen erreichen das Ziel. Dies ist nicht weiter verwunderlich, da es sich um normative Szenarien handelt, in denen dieses Ziel vorgegeben ist. Einige Zielszenarien übererfüllen das 80 %-Reduktionsziel deutlich, so z.B. das EL80 aus der dena Gebäudestudie, der 80 %-Pfad oder das KS80 der Klimaschutzszenarien 2050.

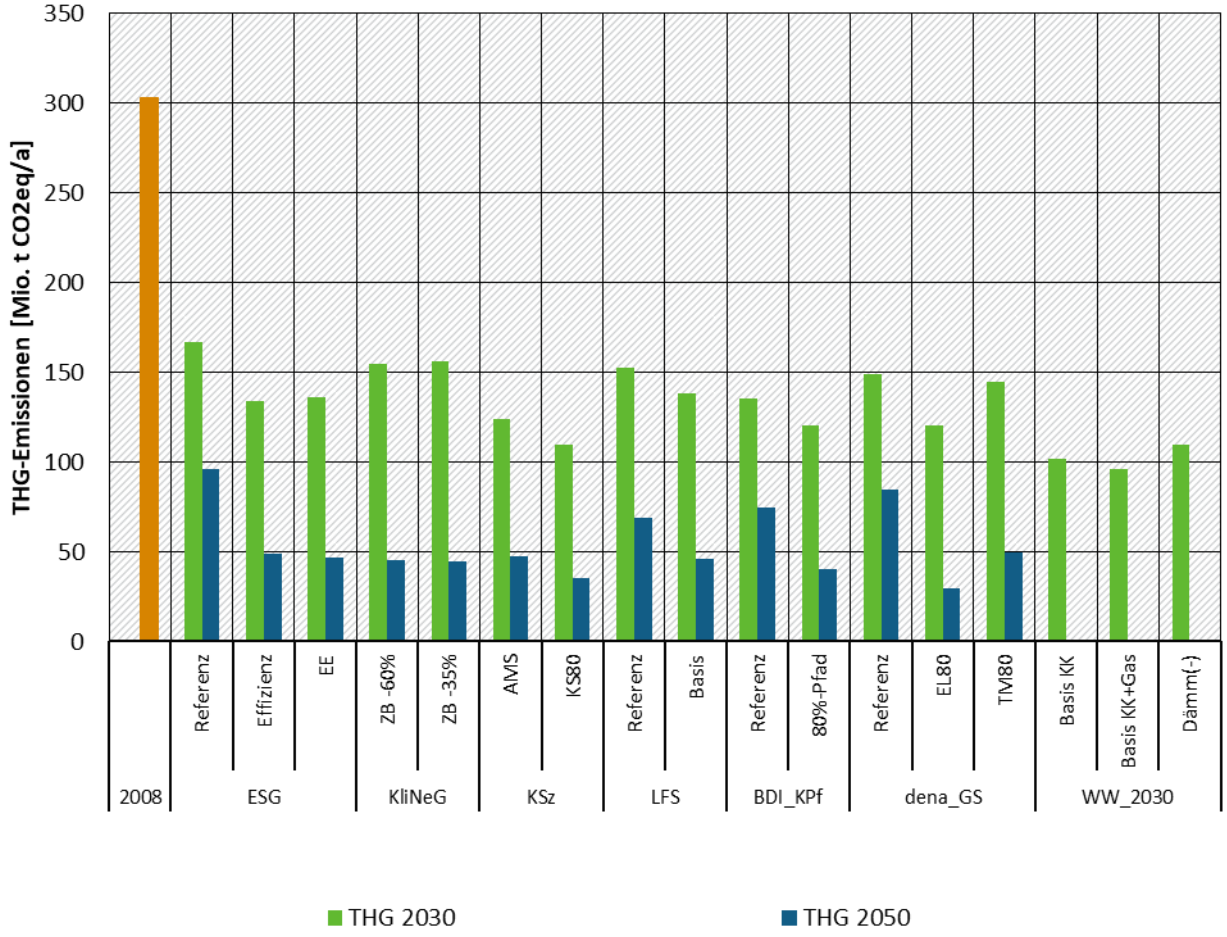
Abbildung 8: Entwicklung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der durch den Gebäudesektor verursachten THG-Emissionen (inkl. Vorketten) für die Jahre 2030 und 2050. Auch hier wurde mit einheitlichen THG-Emissionsfaktoren gerechnet (s.o.). Das Bild für die THG-Emissionen unterscheidet sich grundsätzlich nicht vom Ergebnis für den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf. Bezogen auf das Ausgangsjahr 2008 erreichen die Zielszenarien bis 2030 THG-Minderungen in der Spannbreite zwischen 40 % und 60 %. In 2050 liegen die Reduktionswerte zwischen 80 % und 90 %. Mit Ausnahme des AMS in den Klimaschutzszenarien 2050 erreichen alle Referenzszenarien THG-Minderungen von maximal 70 %.

Abbildung 9: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Verursacherbilanz inkl. Vorketten)

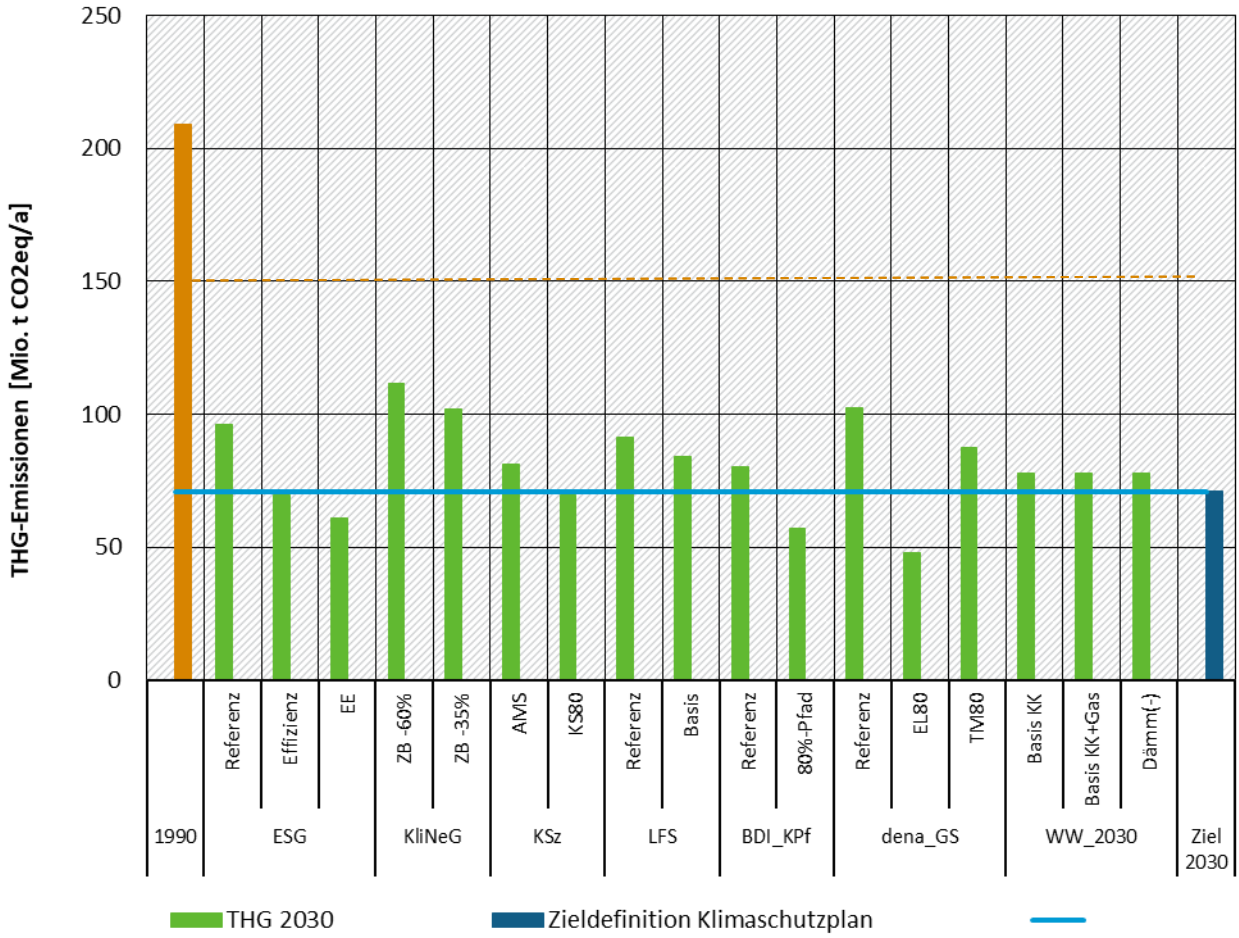


Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 10 vergleicht das THG-Emissionsniveau der Szenarien im Jahr 2030 mit den Zielen des Klimaschutzplans 2050 (BMUB 2016). Das sektorale THG-Ziel des Gebäudesektors liegt gemäß Klimaschutzplan im Jahr 2030 bei 70-72 Mio. t CO_2 Äq (rote gestrichelte Linie). Dabei muss auf die unterschiedlichen Bilanzgrenzen der ESG und des Klimaschutzplans geachtet werden. Während die ESG im Sinne der Verursacherbilanz bilanziert, bilanziert der Klimaschutzplan nach der Quellbilanz. Das Reduktionsziel der ESG umfasst damit z.B. auch die indirekten Emissionen aus der fest installierten Beleuchtung sowie der Klimatisierung der Nichtwohn- und Industriegebäude, während dies beim Klimaschutzplan nicht der Fall ist. Dafür erfasst das Reduktionsziel aus dem Klimaschutzplan die direkten Emissionen aus der Prozesswärme und -kälteerzeugung im GHD-Sektor, die wiederum nicht durch die ESG erfasst werden. Im Rahmen des Klimaschutzplans werden ferner keine Vorketten bilanziert. Zum Abgleich der Emissionsniveaus in 2030 mit den Zielen des Klimaschutzplans wurden die Szenarienergebnisse bzw. THG-Niveaus der untersuchten Szenarien auf die Bilanzierungslogik des Klimaschutzplans umgerechnet.

Das Ziel des Klimaschutzplan 2050, bis zum Jahr 2030 die THG-Emissionen des Gebäudesektors in der oben beschriebenen Bilanzierungslogik auf 70-72 Mio. t CO_2 Äq. zu reduzieren, wird nur durch einen Teil der Szenarien erreicht.

Abbildung 10: THG-Emissionen 2030 (Quellbilanz, ohne Vorketten) und Abgleich mit der Zieldefinition aus dem Klimaschutzplan 2050



Quelle: Eigene Darstellung

1.1.3 Szenarien Zielbereich 2 („THG-Minderung um mindestens 95 %“)

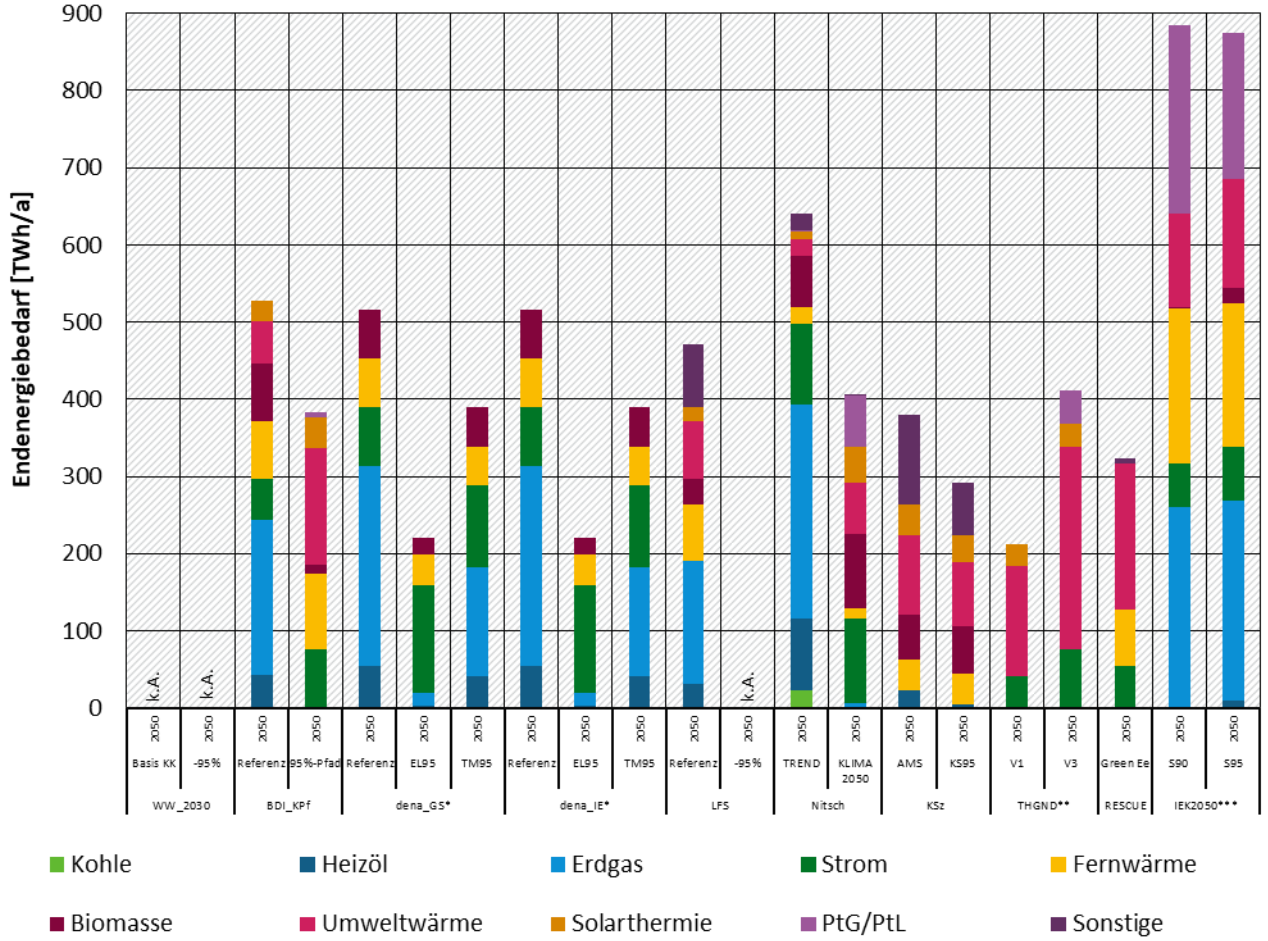
Im Fokus stehen hier Szenarien, die ein Sinken der äquivalenten CO_2-Emissionen Deutschlands im Vergleich zu 1990 um mindestens 95 % aufzeigen. Berücksichtigt sind dabei alle Sektoren: Energiesektor, Gebäude, GHD, Industrie, Verkehr und teilweise auch Landwirtschaft. In der Regel charakterisieren diese Szenarien ein nahezu oder vollständiges erneuerbares Energiesystem. In der Querauswertung der Szenarien werden analog zum Zielbereich 1 als wesentliche Indikatoren der Endenergie-, Primärenergiebedarf sowie die THG-Emissionen verglichen. Diese werden – soweit möglich – sowohl für den Gebäudesektor als auch das gesamte Energiesystem betrachtet. Primärenergiebedarf und THG-Emissionen werden dabei entgegen dem Vorgehen bei Zielbereich 1 entsprechend den Angaben in den jeweiligen Studien angegeben.

Abbildung 11 zeigt für die verschiedenen Szenarien den Endenergiebedarf sowie die Verteilung der Endenergieträger im Jahr 2050. Wie beim Zielbereich 1 werden soweit möglich auch die jeweiligen Referenzszenarien dargestellt. Die Studie Wärmewende 2030 (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017) ist auf das Zieljahr 2030 ausgerichtet, entsprechend fehlen die Werte für 2050. Unterschiede in der absoluten Höhe resultieren dabei zum einen aus den angewandten Bilanzierungsansätzen, zum anderen aus den in der Bilanz berücksichtigten Energieverbräuchen. In den Szenarien von (Nitsch 2016) wird Prozesswärme mit im Endenergieverbrauch für Wärmezwecke dargestellt. Um den Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser zu ermitteln, wird die Annahme der Studie berücksichtigt, dass Pro-

zesswärme kontinuierlich bis 2050 40 Prozent des Wärmeendenergiebedarfs benötigt. Es wird an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass der bei (Nitsch 2016) angegebene Fernwärmeanteil lediglich fossile KWK und Industrieabwärme umfasst. Allerdings wird ein großer Teil der angegebenen Biomasse und weiterer EE-Quellen ebenfalls in Wärmenetzen genutzt. Daher ist der in Abbildung 13 angegebene Fernwärmeanteil von 39 % im Szenario KLIMA2050 wesentlich höher als in der Abbildung 11, da in Abbildung 13 auch die in Wärmenetzen genutzten erneuerbaren Energien enthalten sind.

Deutlich zu sehen ist, dass insbesondere in den Referenzszenarien flüssige und gasförmige Brennstoffe noch eine deutlich wichtigere Rolle spielen als in den Zielszenarien, die stark von Wärmepumpen/ strombasierter Wärmebereitstellung dominiert sind. Darüber hinaus ist zu sehen, dass einige Szenarien deutlicher auf Energieeffizienzmaßnahmen setzen, als andere (besonders deutlich sind die Unterschiede in den dena Studien zwischen den TM95 und EL95 Szenarien zu sehen; der Endenergiebedarf in den TM95-Szenarien ist um ca. 200 TWh höher als in den EL95 Szenarien). Deutliche Unterschiede weisen die Szenarien auch in Bezug auf den Einsatz von Biomasse in Gebäuden auf. Während in (Nitsch 2016) annähernd 100 TWh pro Jahr in Gebäuden genutzt werden, sind es im Szenario BDI_KPf (Gerbert et al. 2018) nur rund 11 TWh. In der RESCUE-Studie wird nach 2030 vollständig auf den Einsatz von Biomasse zur dezentralen Wärmeversorgungen verzichtet. Das gesamte Biomassepotenzial ist in den Szenarien vergleichbar hoch, jedoch ist die Allokation der Biomasse unterschiedlich und in einigen Szenarien wird die Bedeutung der Biomasse für Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (insbesondere bis 500°C) und ggf. für die Bereitstellung von Treibstoffen stärker betont als in anderen. Im Vergleich zu den meisten Szenarien ist der Endenergiebedarf für die Gebäudewärme in den IEK2050-Szenarien sehr hoch (vgl. (NOW GmbH 2019)). Dies liegt zum einen daran, dass dort vergleichsweise niedrige Sanierungsraten angesetzt sind, zum anderen werden in relativ großen Umfang Brennstoffzellen (methan- und wasserstoffbasiert) eingesetzt, die einen niedrigen thermischen Wirkungsgrad aufweisen (Wasserstoffbrennstoffzellen haben in der Studie einen thermischen Wirkungsgrad von 33 % und diese ersetzen in der letzten Dekade bis 2050 auch teilweise Wärmepumpen).

Abbildung 11: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Wärmesektor 2050



*) Heizöl/Erdgas = fossil, synthetisch, biogen

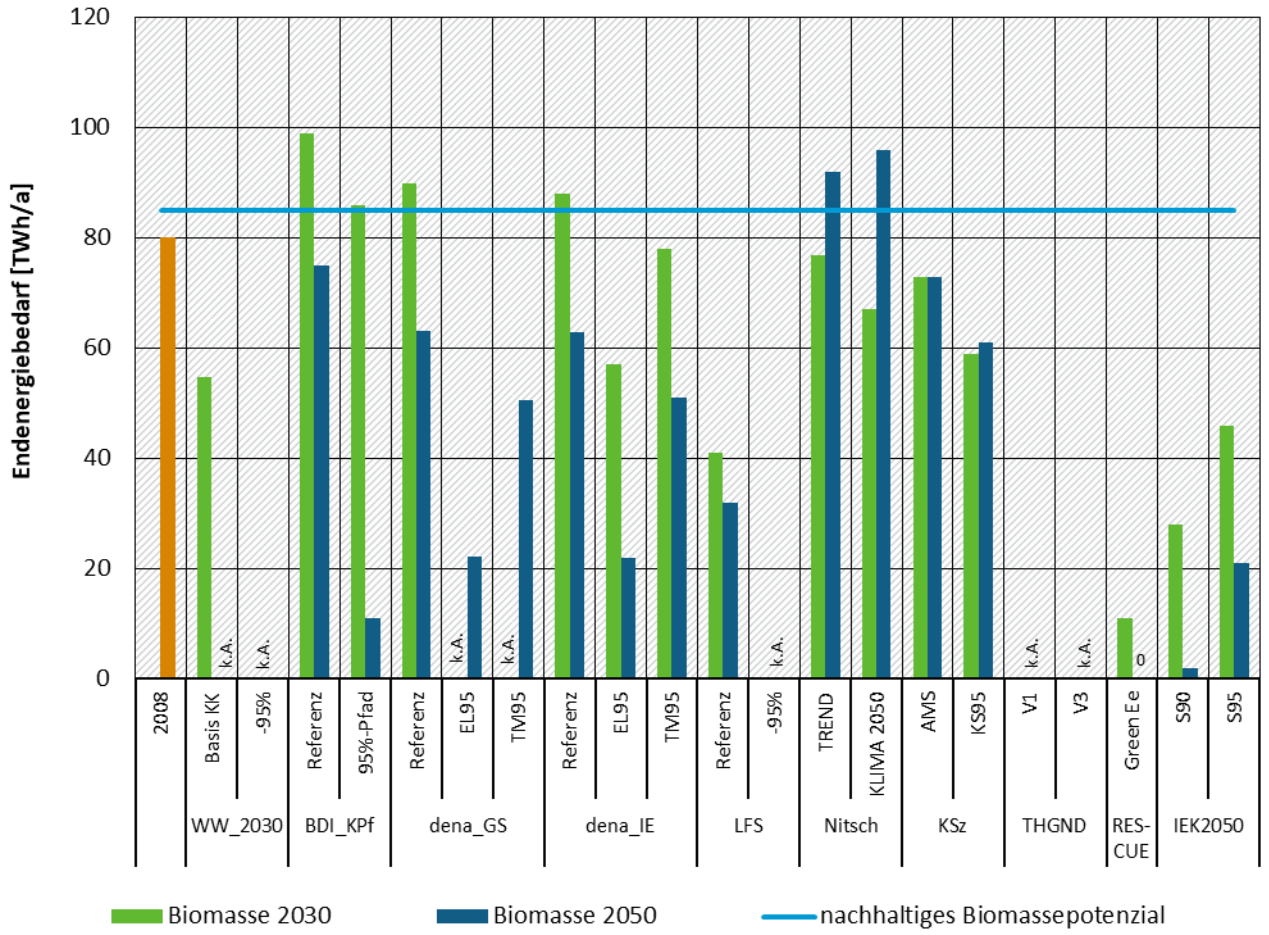
**) Erdgas 2050 komplett regenerativ; Bei Basis V1 ausschließlich Wärmebedarf für Raumwärme und TWW in Wohngebäuden, da keine Angaben zu NWG vorhanden; Umgebungswärme nicht bilanziert

***) Erdgas 2050 überwiegend bestehend aus synthetischem Methan und geringem Anteil Biomethan, keine fossilen Anteile

Quelle: Eigene Darstellung

Wie im Zielbereich 1 gibt es erhebliche Differenzen bei der Rolle der Biomasse in der Gebäudewärme. Abbildung 12 zeigt den Anteil der Biomasse im Endenergieträgermix für Raumwärme und Trinkwarmwasser in 2030 und 2050. Der Beitrag der Biomasse am Endenergieträgermix 2050 liegt zwischen 11 TWh (BDI_KPf) und 96 TWh (Nitsch KLIMA2050). In den meisten Szenarien nimmt zwischen 2030 und 2050 die absolute Biomassemenge, die im Gebäudesektor verwendet wird, ab. In den in (Nitsch 2016) beschriebenen Szenarien nimmt die Biomassenutzung im KLIMA2050-Szenario im Vergleich zum Trendszenario zu. Wie im Zielbereich 1 bleiben die meisten Szenarien innerhalb des im Zielbereich 1 beschriebenen, nachhaltigen Biomassepotenzials (basierend auf (Umweltbundesamt (UBA) 2014)).

Abbildung 12: Entwicklung des Endenergieeinsatzes von Biomasse für Raumwärme und TWW 2030 und 2050



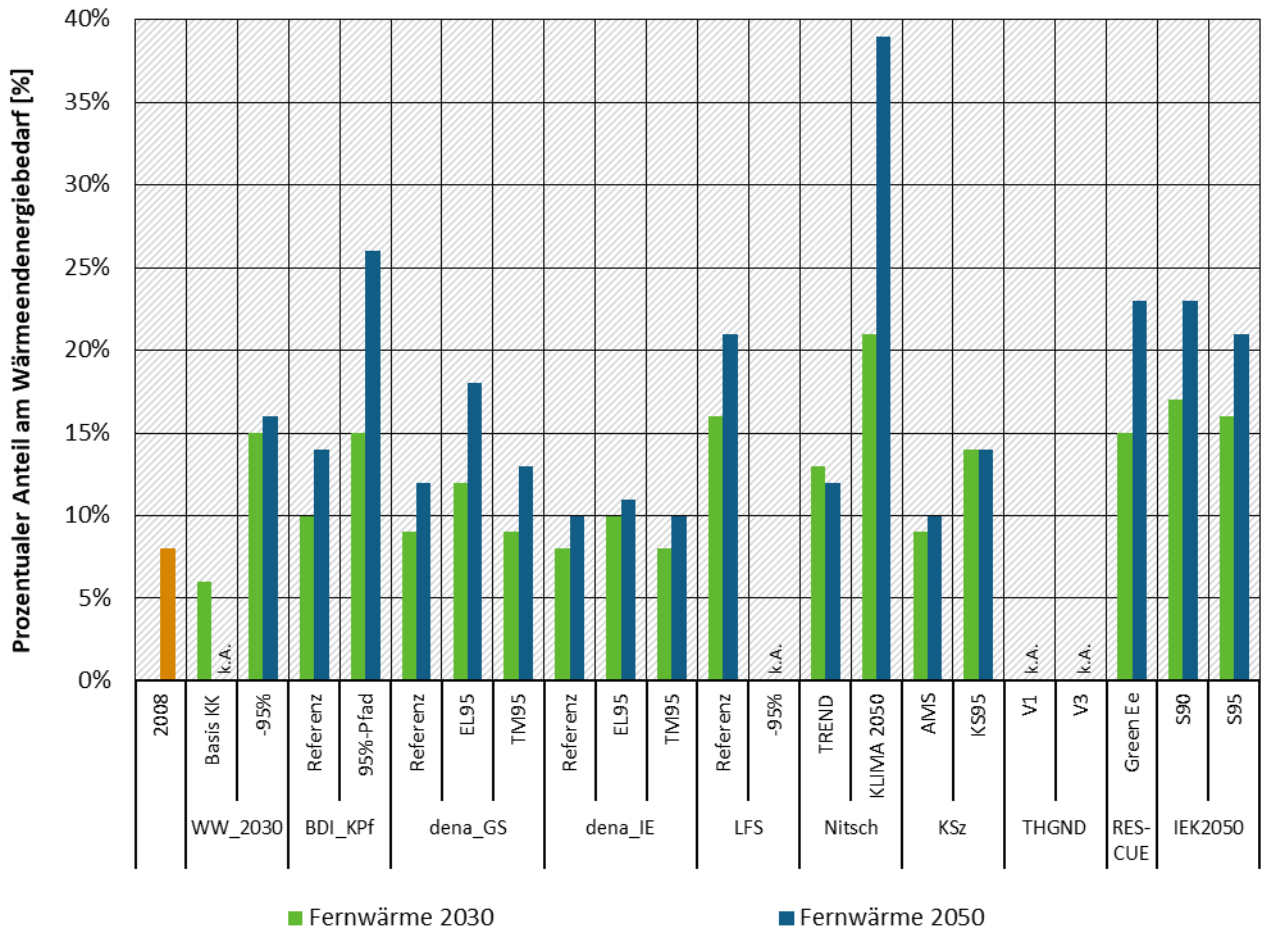
Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zum Zielbereich 1 spielt die Fernwärme in den meisten Szenarien des Zielbereichs 2 eine wichtigere Rolle. Ihr Anteil steigt in einigen Szenarien auf annähernd 40 % und liegt in den meisten Szenarien im Bereich von 15 bis ca. 22 % (vgl. Abbildung 13; s. auch Erläuterungen auf Seite 73). Eine Ausnahme stellt hierbei die Studie „Integrierte Energiewende“ der dena dar (dena und ewi 2018). Hier steigt der Anteil der Fernwärme an der Endenergiebereitstellung in Gebäuden mit ca. 10 % nur leicht an. Da für die Erreichung einer THG-Emissionsminderung im Gesamtsystem der Gebäudesektor quasi komplett mir erneuerbaren Energien versorgt werden muss, ist es auch erforderlich die Fernwärmebereitstellung entsprechend zu dekarbonisieren. Angaben über die eingesetzten Techniken für die Fernwärmebereitstellung sind allerdings in wenigen Studien zu finden. Trotz dem Fokus auf das Zieljahr 2030 werden in (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017) bezüglich dem Anteil der Fernwärme (und auch der erneuerbaren Energien) an der Wärmebereitstellung in Gebäuden im Jahr 2050 Angaben gemacht. Diese beschreiben die Wärmebereitstellung bei einem übergeordneten Ziel einer Emissionsminderung um mindestens -95 % und leiten daraus Implikationen für das eigentliche Zieljahr 2030 der Studie ab.

In (Gerbert et al. 2018) ist der Energieträgermix für die Fernwärmebereitstellung im 95 %-Pfad detailliert angegeben. Demnach ist die auch die Fernwärmebereitstellung dominiert von strombasierten Techniken (Wärmepumpen (inkl. Umgebungswärme) und Power-to-heat; ca. 44 %). Daneben spielen weitere erneuerbare Energien wie Solarthermie (12 %), Geothermie (7 %) und Biomasse (9 %) eine

wichtige Rolle. Damit wird Fernwärme zu ca. 72 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Die restlichen 28 % werden aus Abwärme, Müllverbrennung und Gas (100 % PtG) zur Verfügung gestellt. In (Nitsch 2016) wird von einem Fern- und Nahwärmeanteil von bis zu 39 % im Szenario KLIMA2050 ausgegangen. Diese sehr ambitionierte Annahme, beruht darauf, dass im Zielszenario EE-Wärme zu einem großen Teil mittels Nahwärmenetzen bereitgestellt wird. Der fossile Anteil an der Wärmebereitstellung mittels Wärmenetzen, welcher auch dem Fernwärmeanteil in Abbildung 10 entspricht, liegt hier bei ca. 3 %. Es dominieren mit insgesamt 92 % Anteil ebenfalls Solarthermie, Geothermie und Biomasse sowie längerfristig EE-Wasserstoff.

Abbildung 13: Bedeutung der Fernwärme 2030 und 2050



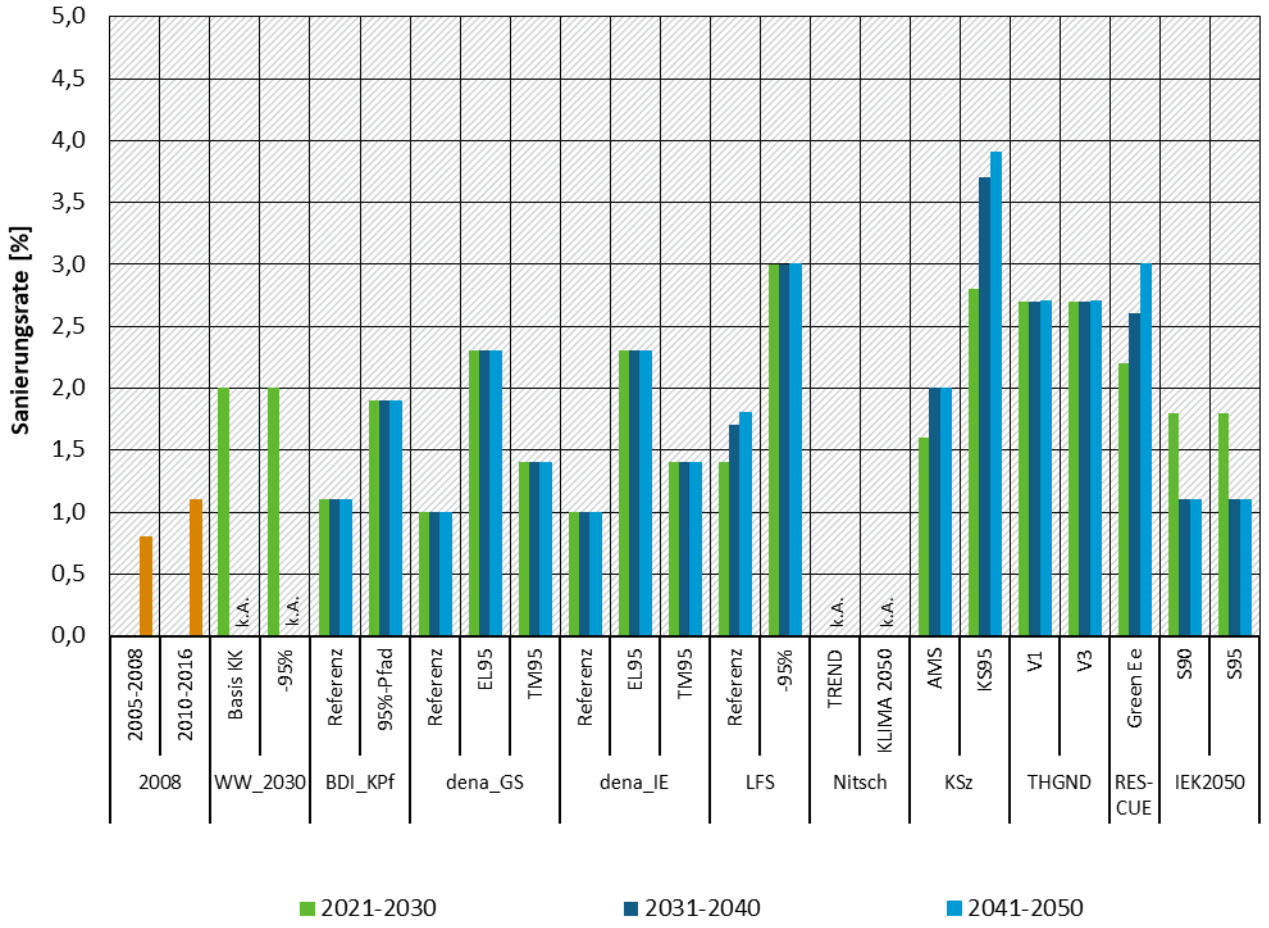
Quelle: Eigene Darstellung

Die unterschiedlichen Schwerpunkte – Energieeffizienz vs. erneuerbare Energien im Gebäudesektor – zwischen den Szenarien zeigen sich in den zugrunde gelegten Sanierungsraten (s. Abbildung 14). Insbesondere bei den dena-Studien zeigt sich, dass eine stärkere Elektrifizierung der Wärmebereitstellung im Vergleich zu einem Technologiemix mit wesentlich höheren Sanierungsraten einhergeht (ca. 2,4 % vs. 1,4 %). Dies wird in den dena-Studien damit begründet, dass Gebäude für den effizienten Betrieb von Wärmepumpen/ LowEx-Systemen[17] eine entsprechende Sanierung notwendig ist und auch durchgeführt wird. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass bei einer stärkeren Nutzung von Wärmepumpen auch

[17] LowEx-Systeme sind Systeme zur Erhöhung der Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung. Sie zeichnen sich durch eine effiziente Einbindung erneuerbarer Energien (u.a. mittels WP) und möglichst niedrige (Heizung) bzw. hohe (Kühlung) Vorlauftemperatur und die Übergabe an den Raum mittels Flächenheiz- und Kühlsystemen aus.

mehr Gebäude saniert werden müssen um diese effizient zu betreiben. Deutlich zu sehen ist in annähernd allen Szenarien, dass für die Zielerreichung eine deutliche Erhöhung der Sanierungsraten im Vergleich zu heute nötig ist. Es werden Sanierungsraten von ca. 1,4 % bis zu 3,9 % vorausgesetzt (in den meisten Zielszenarien deutlich über 2 %). Ausnahmen sind hier die IEK2050-Szenarien (NOW GmbH 2019); die Sanierungsrate liegt hier durchgehend unter 2 %, in den Jahren 2031 bis 2050 sogar nur bei 1,1 %. Neben den Sanierungsraten haben darüber hinaus auch die Sanierungsniveaus/ -tiefen einen großen Einfluss auf die erreichbaren Energieeinsparungen im Gebäudesektor. Die in den Szenarien zugrunde gelegten Sanierungsstandards werden soweit möglich in den Szenariensteckbriefen im Anhang beschrieben.

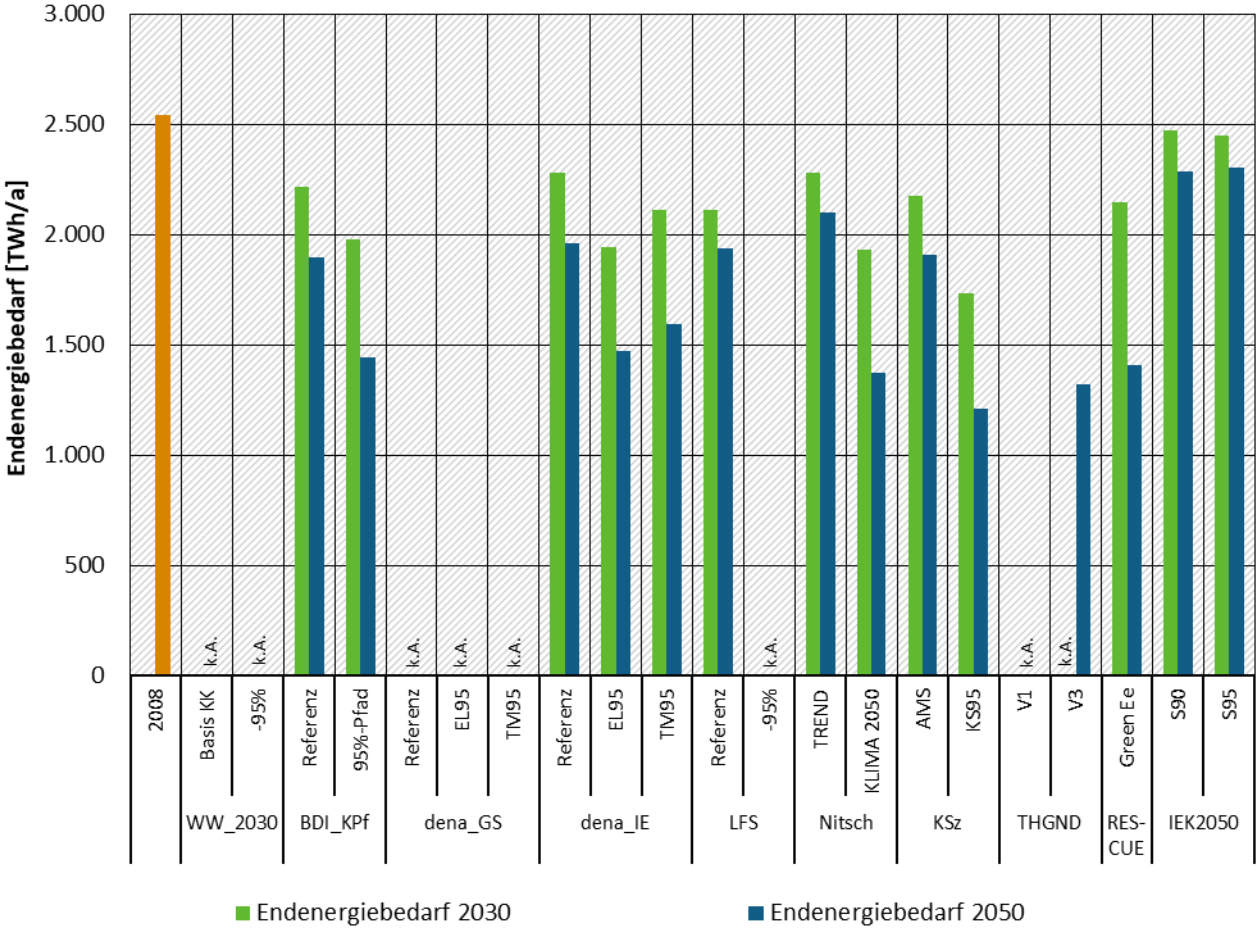
Abbildung 14: Entwicklung der Sanierungsraten in den Perioden 2012-2030, 2031-2040 und 2041-2050



Quelle: Eigene Darstellung

Im Vergleich zu 2008 nimmt der Endenergiebedarf im gesamten Energiesystems in allen Zielszenarien ab (von ca. 2.500 TWh auf ca. 1.200 bis 2.300 TWh, was einer Reduktion um 10 bis 50 % gegenüber 2008 entspricht; s. Abbildung 15). In den Referenzszenarien ist der Rückgang mit 10 bis 25 % teilweise deutlich geringer. Der höchste Endenergiebedarf im gesamten Energiesystem wird in den IEK2050-Szenarien ausgewiesen; der Rückgang beträgt in beiden Szenarien nur ca. 10 % im Vergleich zu 2008 (NOW GmbH 2019). Die Unterschiede beim gesamten Endenergieverbrauch resultieren zum einen aus den unterschiedlichen Energieeinsparungen im Gebäudesektor, zum anderen aber auch aus Unterschieden im Verkehrs- und Industriesektor, sowie der Energiespeicherung und -wandlung (PtG- und PtL-Bereitstellung im Inland).

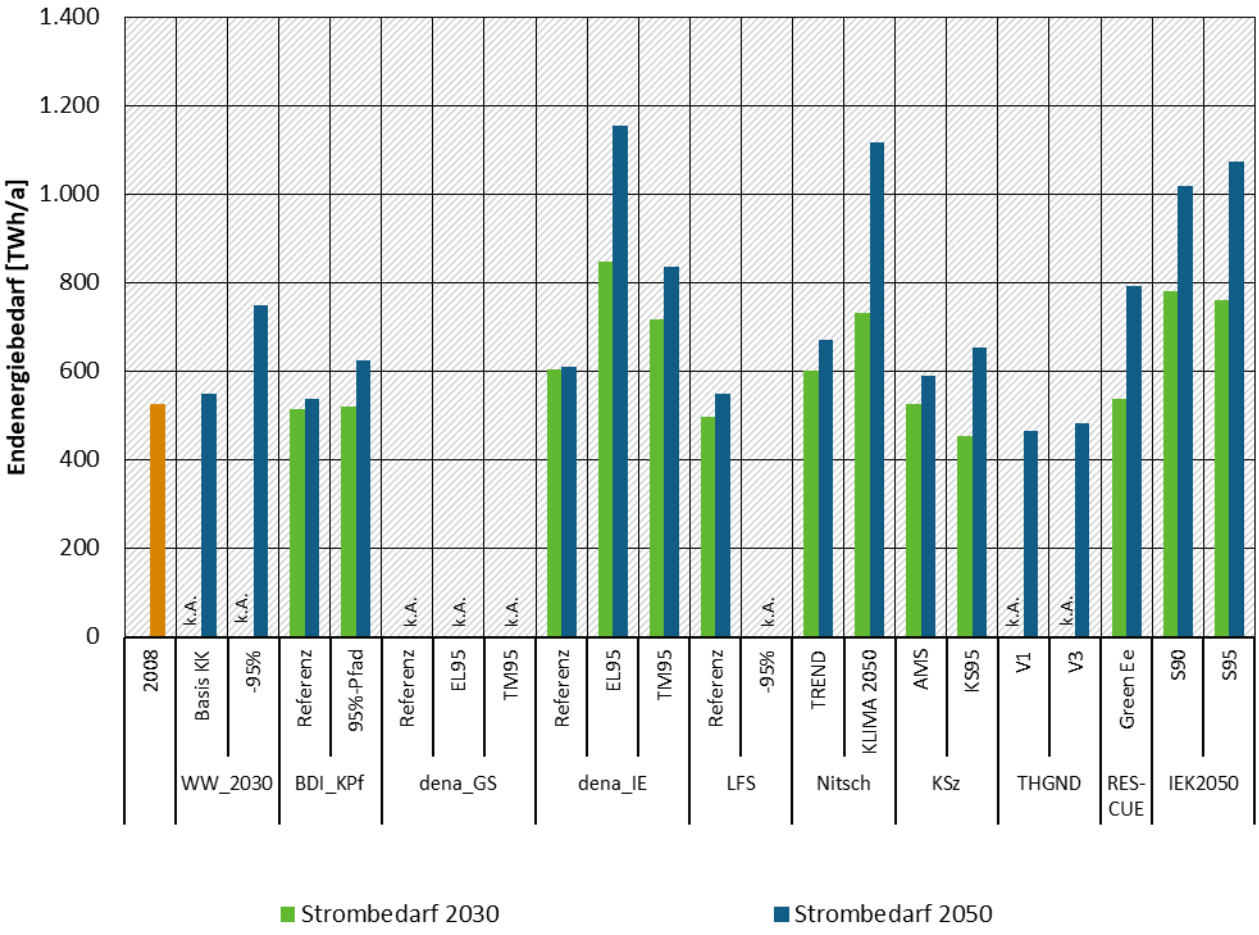
Abbildung 15: Entwicklung des Endenergiebedarfs im gesamten Energiesystems 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Die beschriebene steigende Bedeutung strombasierter Techniken u.a. im Gebäudesektor spiegelt sich auch in der erwarteten Entwicklung des Strombedarfs in den unterschiedlichen Szenarien wider (s. Abbildung 16). In fast allen Szenarien wird ein zum Teil deutlicher Anstieg des Strombedarfs erwartet; im Vergleich zu 2008 teilweise um über 100 %. Neben dem steigenden Anteil strombasierter Heizungstechniken ist der steigende Strombedarf auf die Bereitstellung synthetischer Treib- und Brennstoffe und die Elektrifizierung des Verkehrssektors zurückzuführen. Im Vergleich zu den anderen Studien ist der Strombedarf in den Studien THGND und RESCUE mit ca. 460 bis 600 TWh als niedrig einzustufen, allerdings ist dabei der Strombedarf für die Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe nicht enthalten, der nach (Umweltbundesamt (UBA) 2014) ca. 1.000 TWh betragen kann.

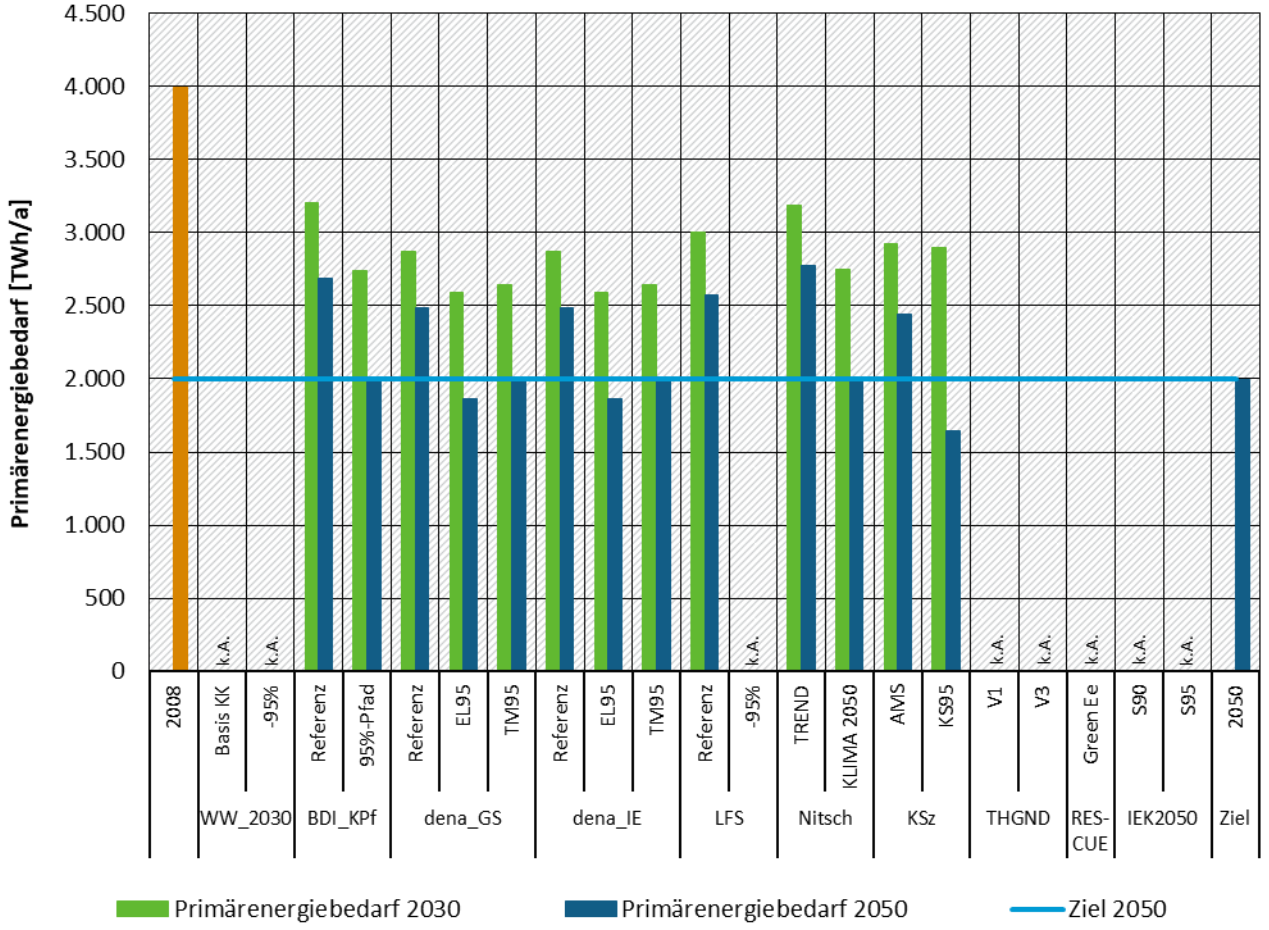
Abbildung 16: Entwicklung des Strombedarfs im Energiesystem inklusive des Strombedarfs für die inländische Erzeugung synthetischer Gase und Kraftstoffe (PtG/PtL)- 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

Der Primärenergiebedarf soll im Vergleich zu 2008 um 50 % bis 2050 sinken. Dieses übergeordnete Ziel wird in allen Referenzszenarien deutlich verfehlt, was impliziert, dass mit einem „Weiter so“ – nicht nur bezogen auf die angestrebte Primärenergiebedarfsreduktion – die selbstgesteckten Ziele Deutschlands verfehlt werden (vgl. Abbildung 17). In den Zielszenarien wird die Primärenergieeinsparung immer erreicht und im KS95-Szenario der Klimaschutzszenarien (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) sogar deutlich unterschritten. Der Gesamtprimärenergiebedarf für das Zieljahr 2050 ist in den Studien „Treibhausgasneutrales Deutschland“ (Umweltbundesamt (UBA) 2014), „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“ (Umweltbundesamt 2017) sowie „Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie“ (NOW GmbH 2019) nicht angegeben. Es wird darauf hingewiesen, dass „auf Grund der Komplexität der Bestimmung von Primärenergie der regenerativen Energien“ in einem vollständigen erneuerbaren Energiesystem (Umweltbundesamt (UBA) 2014), S. 96) die Importabhängigkeit bezogen auf Primärenergie (und damit der Primärenergieverbrauch) für 2050 nicht angegeben werden kann.

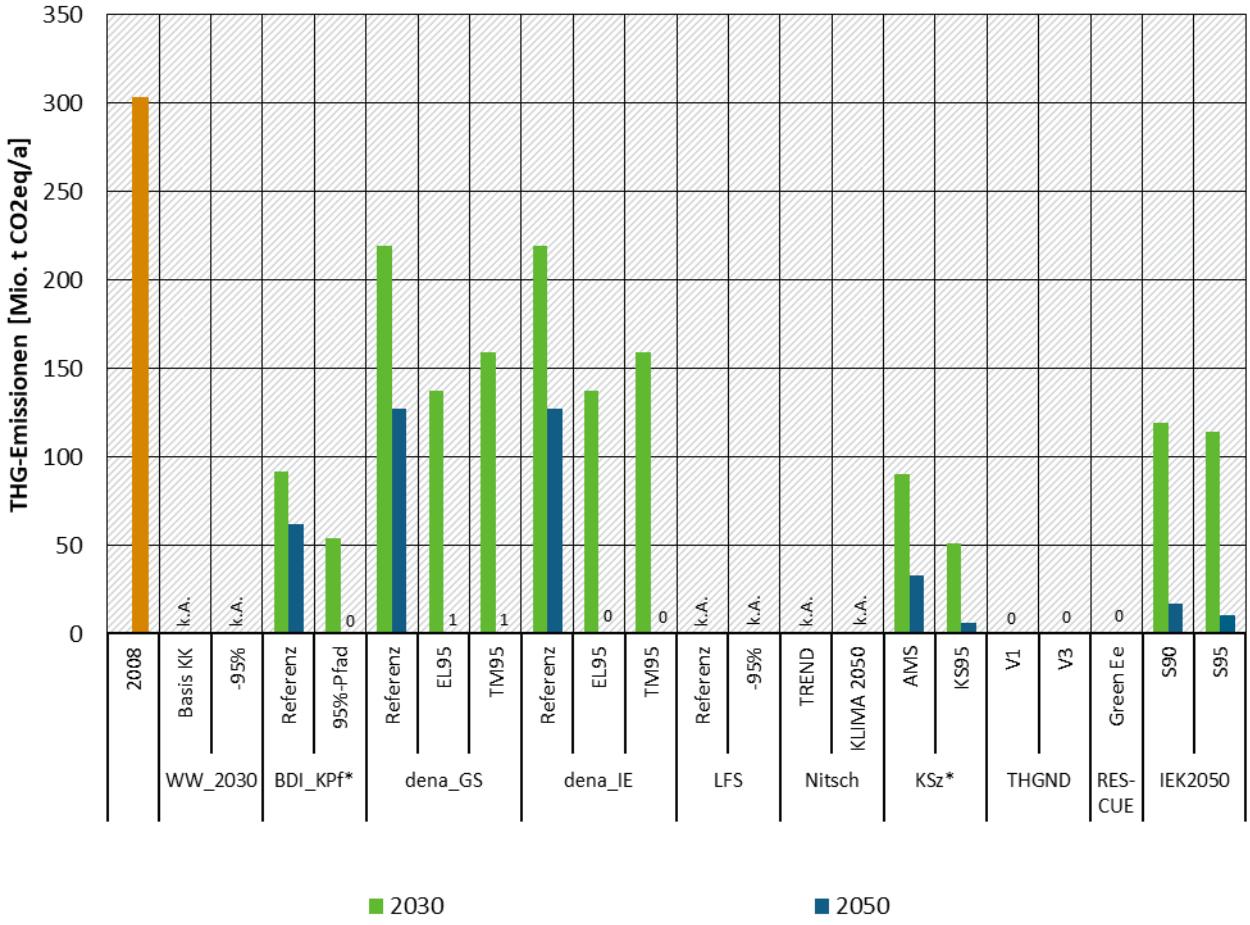
Abbildung 17: Entwicklung des Primärenergiebedarfs 2030 und 2050 (gesamtes Energiesystem)



Quelle: Eigene Darstellung

Zur Erreichung des übergeordneten Ziels einer THG-Emissionsminderung im Gesamtsystem muss der Gebäudesektor einen überproportionalen Beitrag leisten. Dies bedeutet, dass der Gebäudesektor in den meisten Szenarien 2050 quasi keine THG-Emissionen mehr verursacht (u.a. EL95 und TM95 in den dena-Studien) oder nur noch sehr geringe aufweist (z.B. 6 Mio. t CO_2-Äq/a im Szenario KS95, was nur noch ca. 2 % des Wertes von 2008 entspricht; vgl. Abbildung 18). Deutlich zu sehen ist in allen Szenarien, dass die Anstrengungen im Vergleich zu den Referenzszenarien stark erhöht werden müssen. In diesen Szenarien liegen die Emissionsminderungen im Vergleich zu 2008 nur bei 58 % bis 89 %.

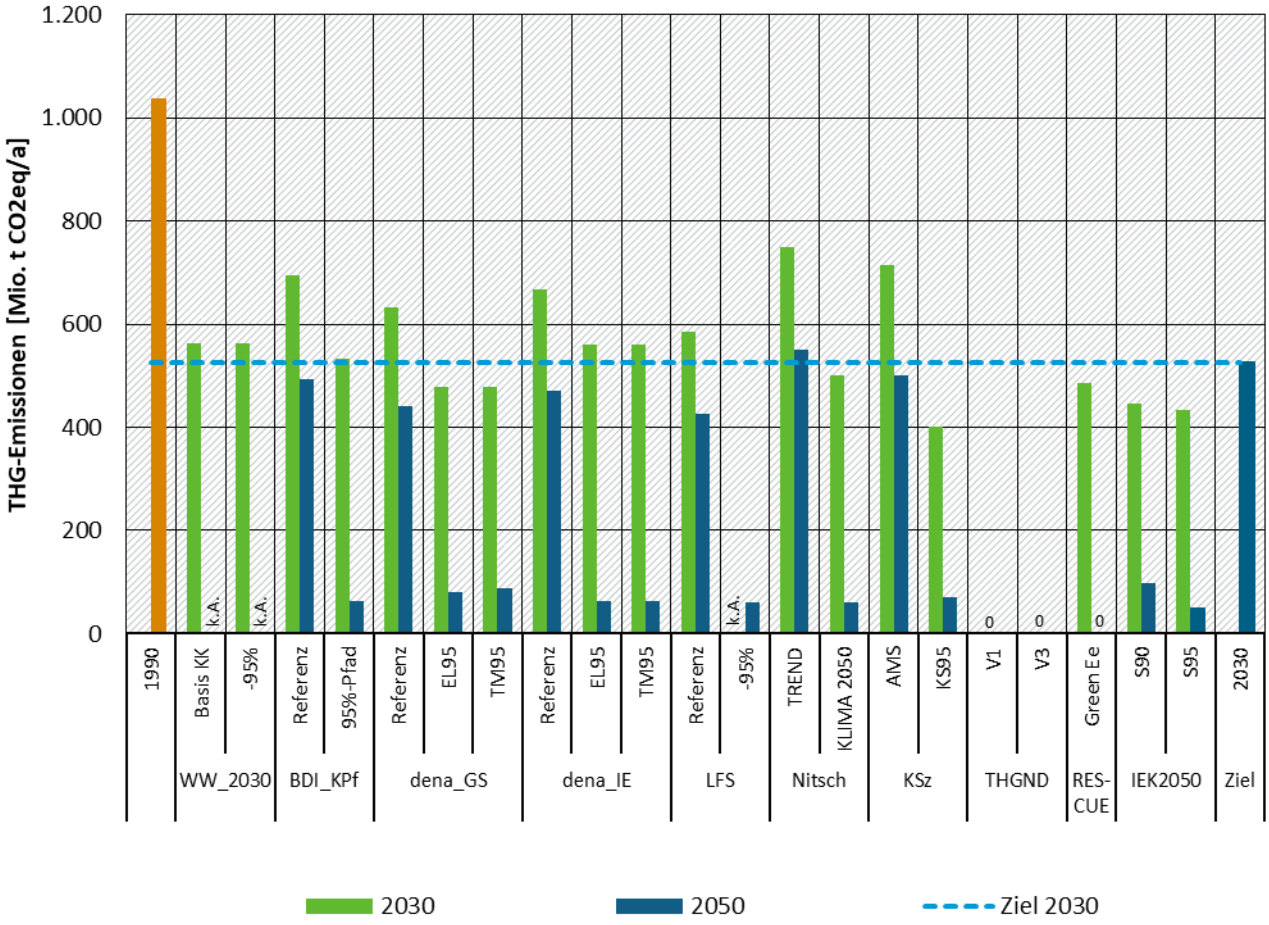
Abbildung 18: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Gebäudesektor)



Anmerkung: Wenn keine Werte in der Abbildung dargestellt sind, sind die sektorspezifischen Emissionen in den jeweiligen Studien nicht separat ausgewiesen. Dies bedeutet nicht notwendigerweise, dass es im Gebäudesektor keine THG-Emissionen mehr gibt.
Quelle: Eigene Darstellung
*ohne Industriegebäude

Alle betrachteten Zielszenarien streben bis zum Jahr 2050 eine THG-Emissionsminderung um mindestens -95 % gegenüber 1990 an. Erreicht werden Emissionsminderungen zwischen 92 und 100 % im gesamten Energiesystem, Begründungen für die teilweise leicht niedrigeren Emissionsminderung als 95 %, die sich jedoch nicht nur auf das Energiesystem beziehen, werden nicht genannt. In der Diskussion um die Erreichung der langfristigen Emissionsminderungsziele wird oftmals die Bedeutung der Erreichung des Zwischenziels einer THG-Emissionsminderung um 55 % bis 2030 betont. Dieses Ziel wird in BDI_KPf und den dena_IE-Szenarien leicht verfehlt.

Abbildung 19: Entwicklung der THG-Emissionen 2030 und 2050 (Energiesystem)

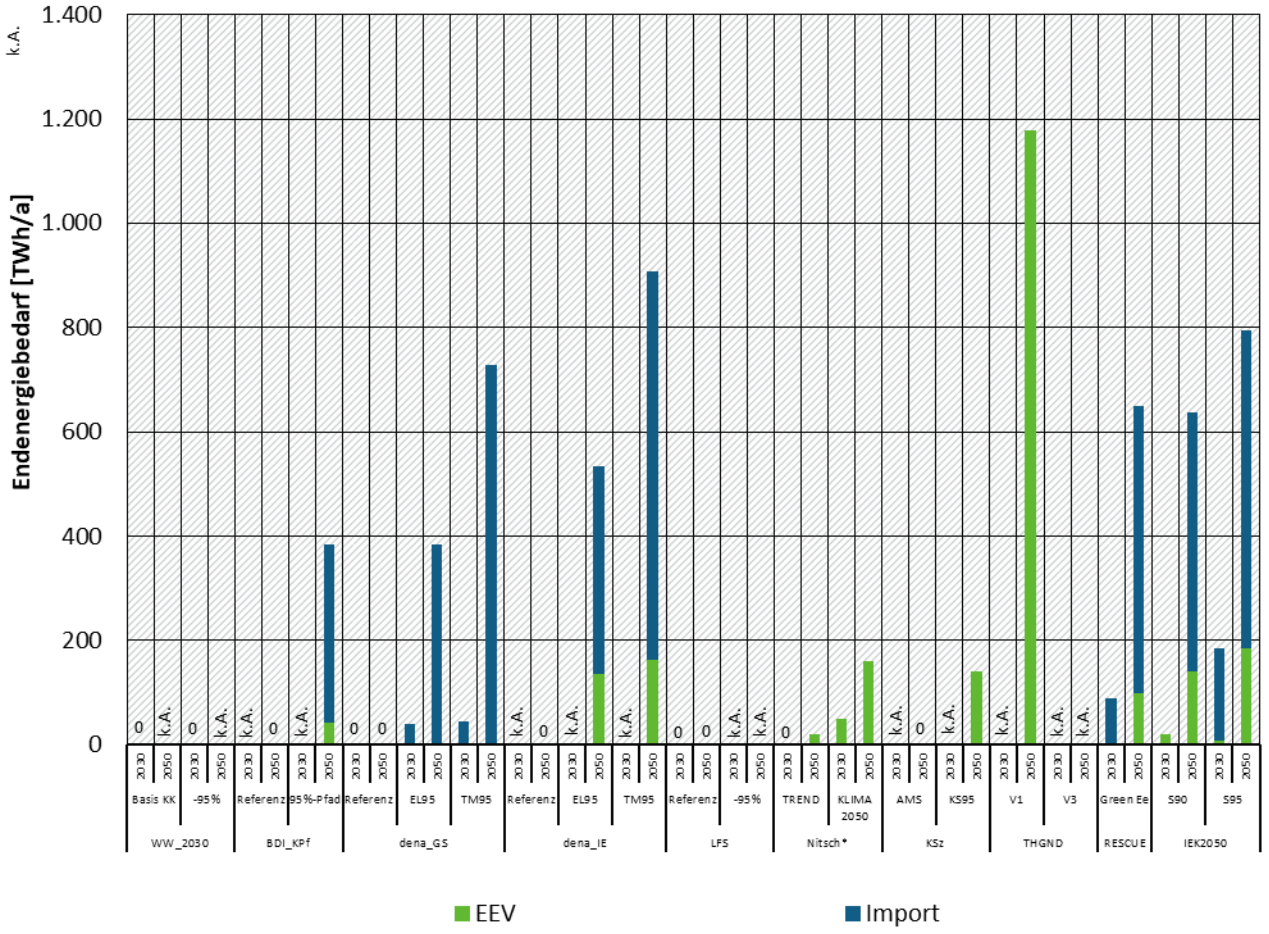


Quelle: Eigene Darstellung

Anmerkung: Das Emissionsminderungsziel von mindest 95 % bezieht sich nicht ausschließlich auf das Energiesystem, weswegen es hier nicht dargestellt ist.

Im Gegensatz zu den Szenarien im Zielbereich 1 spielen Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) eine wichtige Rolle für ein dekarbonisiertes Energiesystem, allerdings erst nach 2030. Die Weichen für die Bereitstellung der entsprechenden Mengen PtG/L müssen allerdings vorher gestellt werden. In allen Szenarien, in denen die Bereitstellung von PtG/L beschrieben ist, wird deutlich, dass ein Großteil der Energiemengen importiert werden muss; der Importanteil liegt in den Szenarien zwischen ca. 75 % und 99 % (s. Abbildung 20; der Importanteil ist soweit möglich gekennzeichnet, genaue Importmengen werden in THGND nicht ausgewiesen, allerdings wird darauf hingewiesen, dass ein großer Teil importiert werden wird). Die hohe Importabhängigkeit resultiert daher, dass die wirtschaftlich und nachhaltig nutzbaren Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland begrenzt sind. Deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien sind bei den dena-Studien zu sehen. Der PtX-Bedarf ist in den Technologiemixszenarien (TM) deutlich höher, als in den auf Energieeffizienz und einen stärkeren Einsatz Strombasierter Techniken setzenden EL-Szenarien. Gründe sind u.a. die deutlich geringeren Gas- und Öl-Bedarfe im Gebäude- und Verkehrssektor. Der größte PtG/L-Bedarf ist im Szenario THGND angegeben, wobei hier auch die stoffliche Nutzung von PtG/L in der chemischen Industrie berücksichtigt ist. Teilweise unklar ist, wie die Produktion und der Verbrauch von Wasserstoff direkt an Industriestandorten – speziell Stahl und Chemie – berücksichtigt wird. Bei THGND und RESCUE werden diese Bedarfe dem Strom zugerechnet. Diese Bedarfe sind in der Abbildung nicht dargestellt, da unklar ist, wie in anderen Studien damit umgegangen wird.

Abbildung 20: PtG und PtL in den verschiedenen Szenarien 2030 und 2050 (Energiesysterm)



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Erreichung des THG-Emissionsminderungsziels von mindestens -95 % bis 2050 sind enorme Anstrengungen in allen Energieverbrauchssektoren, sowie massive Veränderungen bei der Energiebereitstellung und -wandlung verbunden. Aber: eine THG-Emissionsminderung ist noch erreichbar. Grundlegend für die Erreichung ist eine Reduktion des End- und Primärenergieverbrauchs in allen Sektoren durch (i) Energieeinsparung und (ii) effiziente Energiewandlung (u.a. durch Wärmepumpen in Gebäuden). Gemeinsam ist allen Szenarien, dass strombasierte Techniken in Gebäuden und im Verkehrssektor eine wesentlich größere Rolle spielen werden als heute, die Szenarien unterscheiden sich aber im Anteil der strombasierten Techniken. Ist deren Anteil niedriger bedeutet dies direkt, dass andere Endenergieträger wie Methan oder flüssige Treib- und Brennstoffe eine wichtigere Rolle spielen. Um das übergeordnete Ziel zu erreichen müssen diese allerdings zu annähernd 100 %, in vielen Szenarien zu 100 %, aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.

1.1.4 Schlussfolgerungen für die Instrumentenauswahl

Bei den Zielszenarien handelt es sich in der Regel um normative Szenarien, bei denen das langfristige Ziel – z.B. der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf oder die THG-Emissionen im Zieljahr – exogen vorgegeben wird. Anders als bei explorativen Szenarien werden bei diesen Szenarien keine Politikinstrumente hinterlegt, vielmehr werden die notwendigen Entwicklungen (also z.B. die notwendige Sanierungsrate) aus dem Ziel abgeleitet. Entsprechend lassen sich aus den Zielszenarien Aussagen zur Notwendigkeit konkreter Instrumente nicht direkt ablesen. Dennoch können aus den Szenarienergebnissen einige robuste Anforderungen an neue/zusätzliche/weiterentwickelte Instrumente abgeleitet werden. Die Instrumente müssen so ausgestaltet sein, dass sie folgende Funktionalitäten erfüllen:

- Erhöhung der Sanierungsaktivität (Wärmeschutz + Energieträgerwechsel), dabei Sicherstellung, dass Sanierungsmarkt die erhöhte Nachfrage erbringen kann
- Ambitioniertere Sanierungsniveaus; dabei Sicherstellung, dass diese qualitativ hochwertig erbracht werden; Sanierungsniveau v.a. abhängig vom anvisierten Zielerreichungspunkt innerhalb des Zielkorridors
- Infrastrukturentwicklung v.a. bei Wärmenetzen (Erhöhung der Anschlussrate; Dekarbonisierungsstrategien); gleichzeitig Transformationsstrategien für die Gasinfrastruktur
- Einhaltung der Zwischenziele in Bezug auf die Treibhausgasemissionsminderung, um die langfristigen Ziele erreichen zu können
- Sicherstellung einer zügigen Dekarbonisierung des Energiesektors und insbesondere der Stromerzeugung (ambitionierter EE-Ausbau, Ausstieg aus der Kohleverstromung)
- Aufbau einer Infrastruktur für den Import und die inländische Erzeugung von Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Produkten.

1.2 Identifizierung von Schlüsselmaßnahmen und Schlüsseltechniken

Ziel des Unterkapitels ist die Identifikation von Schlüsselmaßnahmen und -techniken auf Basis der Szenarioanalyse für die beiden definierten Zielbereiche. Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung der Wirksamkeit der identifizierten Maßnahmen anhand eines definierten, einheitlichen Kriterienkatalogs.

1.2.1 Exkurs: Abgrenzung Maßnahmen und Instrumente

Die Begriffe „Maßnahmen“ und „Instrumente“ werden in der Literatur nicht einheitlich verwendet. In der vorliegenden Studie bezeichnet der Begriff der „Maßnahme“ Aktivitäten zur Reduzierung von THG-Emissionen, z.B. die energetische Sanierung, die Errichtung von Gebäuden mit hoher Energieeffizienz, der Austausch einer Heizung, etc. Als „Instrument“ werden Politikinstrumente bezeichnet, die zum Ziel haben die notwendigen Maßnahmen anzureizen/zu unterstützen.

1.2.2 Schlüsselmaßnahmen und -techniken Zielbereich 1

Für die Erreichung des Zielbereichs 1 sind die Reduktion des (End-)Energiebedarfs für Heizung und Warmwasser in Gebäuden essentiell. Weitere, insbesondere in Nichtwohngebäuden bilanzierte Energieverbräuche für Beleuchtung und Klimatisierung sind i.d.R. bei den in den Szenarien beschriebenen Maßnahmen nicht explizit genannt.

Zentral in allen Studien ist die Erhöhung der Sanierungsrate auf ca. 1,4 % bis zu ca. 3,1 % (in der Periode 2041-2050 im Szenario KS80 der Klimaschutzszenarien 2050). Gleichzeitig wird in allen Studien die Sanierungstiefe im Vergleich zu heute stark erhöht; in einigen Studien werden 10 bis 20 % des Gebäudebestands auf das Niveau heutiger KfW40-Häuser saniert und ein großer Teil der restlichen Gebäude mindestens auf die Anforderungen der EnEV2009, bzw. 2012. Die teilweise sehr ambitionierte Sanierung der Gebäude dient auch dazu, geringere Energieeinsparmöglichkeiten z.B. in denkmalgeschützten Gebäuden auszugleichen. Im Bereich der Neubauten wird i.d.R. von einer weiteren Anhebung der energetischen Anforderungen ausgegangen, in einigen Studien bis hin zu KfW40/ „Passivhäusern“ als Standard für neue Gebäude. Um zu gewährleisten, dass die nötigen/ angestrebten Sanierungsraten und -niveaus auch tatsächlich erreicht und eingehalten werden, ist ein effektives Monitoring der Effizienzmaßnahmen auch und vor allem im Hinblick auf tatsächlich erzielte Endenergieeinsparungen wichtig.

Neben der Reduktion des (End-)Energiebedarfs ist es essentiell, den verbleibenden Wärmebedarf überwiegend aus erneuerbaren Quellen zu decken. In den Studien/ Szenarien sind daher verschiedene Maßnahmen (und teilweise auch Politikinstrumente) beschrieben, die dazu dienen sollen, den Anteil erneuerbarer Energien bei Neubauten und Sanierungen zu erhöhen. Der Anteil erneuerbarer Wärme

wird je nach Szenario auf 70 bis 97 % im Jahr 2050 erhöht. Ein um 80 % reduzierter nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf im Gebäudesektor ist nur durch die Kombination der beiden Maßnahmen erreichbar. Zeitgleich müssen die im Gebäudebereich nötigen Techniken zur Senkung des Primärenergiebedarfs und Steigerung der Energieeffizienz stetig weiterentwickelt werden, um ihr Potential zu erhöhen und ihre Kosten zu senken.

Unabhängig von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Maßnahmen sind ausreichend Fachkräfte für die Transformation des Energiesystems von großer Bedeutung. Um die Transformation bewerkstelligen zu können wird daher in vielen Studien auf die Wichtigkeit von Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen hingewiesen, da ohne ausreichend Fachkräfte die langfristigen Klimaschutzziele – weder im Gebäudesektor noch im gesamten Energiesystem – erreicht werden können (Maßnahme wichtig unabhängig von Zielbereich).

Zusammengefasst sind die zentralen Maßnahmen und Aktionsfelder zur Erreichung des Zielbereichs 1:

1. Energetische Sanierung: Erhöhung der Sanierungsrate
2. Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus
3. Auf EE-basierende / erneuerbare Wärmequellen nutzende Wärmetechniken
4. Neubauten nur noch mit sehr ambitioniertem energetischen Standard
5. Weiterentwicklung der Einspar- und Effizienztechniken im Gebäude

Aus den beschriebenen Maßnahmen ist ersichtlich, dass zum einen Techniken zur Reduktion des Nutzenergiebedarfs, zum anderen auf erneuerbaren Energien basierende Wärmetechniken relevant sind. Zur Reduktion des Nutzenergiebedarfs sind insbesondere entsprechende Dämmmaterialien (wobei die eingesetzten Materialien i.d.R. nicht genauer beschrieben werden) und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung relevant.

Bei der Bereitstellung für Wärme aus erneuerbaren Energien spielen neben den heute schon relativ weit verbreiteten Biomasse-basierten Wärmeerzeugern auch die Solarthermie und insbesondere Wärmepumpen in Zukunft eine starke Rolle. Eine Differenzierung der Wärmepumpen nach verwendeter Wärmequelle (Luft, Erdreich, Wasser, andere) bzw. eingesetzter Endenergie (Strom, Gas) erfolgt dabei meist nicht. Aufgrund des steigenden Anteils an Wärmepumpen spielt Strom bei der eingesetzten Endenergie in Zukunft eine wesentlich größere Rolle als heute. Die Rolle der Fernwärme wird in den untersuchten Szenarien sehr unterschiedlich bewertet. Während in einigen Szenarien ein Rückgang des Anteils der Fernwärme auf nur noch 7 % bis 8 % beschrieben wird, steigt der Anteil in anderen Szenarien auf bis zu 20 %. Wie die Fernwärme in Zukunft bereitgestellt wird, ist dabei i.d.R. nicht beschrieben. Um den Zielbereich 1 zu erreichen, ist es aber auf jeden Fall nötig, den nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktor PE_{ne} der Fernwärme zu reduzieren. Auffällig ist, dass in einigen Szenarien auch 2050 noch Gas für die Wärmebereitstellung genutzt wird, allerdings ist nicht genannt, welchen Primärenergiefaktor das eingesetzte Gas dann haben wird (Beimischung Biogas, PtG, erneuerbarer Wasserstoff). Unabhängig davon werden in diesen Szenarien auch weiterhin gasbefeuerte Brennwertkessel und ggf. auch Gas-Wärmepumpen oder dezentrale KWK-Anlagen eine Rolle bei der Wärmebereitstellung spielen. Die zentralen Techniken zur Erreichung des Zielbereichs 1 sind zusammengefasst:

1. Auf EE-basierende / erneuerbare Wärmequellen nutzende Wärmetechniken (ST, WP, Biomasse)
2. Strombasierte Heiztechniken und TWW-Bereitstellung (WP, Stromdirektheizung/ Heizstab) bei gleichzeitiger Dekarbonisierung der Stromerzeugung durch erneuerbare Stromwandlungstechniken (PV, Wind etc.)
3. Fernwärme (mit niedrigerem PE_{ne})

4. Gas-basierte Wärmebereitstellung
5. Energieeffizienztechniken (Lüftung mit Wärmerückgewinnung, baulicher Wärmeschutz,…)
6. Speichertechniken
7. LowEx Systeme

1.2.3 Schlüsselmaßnahmen und -techniken Zielbereich 2

Einige Maßnahmen und Techniken sind identisch mit denen für die Erreichung des Zielbereichs 1 nötigen, allerdings gehen sie für die Zielerreichung in diesem Zielbereich oft über die oben beschriebenen Anforderungen/ Niveaus hinaus. Es gibt allerdings auch deutliche Unterschiede bei den Maßnahmen und Techniken zwischen den beiden Zielbereichen.

Unabhängig von bestimmten Sektoren und Energieanwendungen ist für die Erreichung des Treibhausgasemissionsminderungsziels (THG-Emissionsminderung) um mindestens 95 % eine Erreichung der entsprechenden Ziele für 2030 (THG-Emissionsminderung um 55 %) unabdingbar. Wird dieses Ziel verfehlt wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass eine Minderung um 95 % bis zum Jahr 2050 nicht mehr erreichbar ist.

Wie für Zielbereich 1 ist die Erhöhung der Sanierungsrate und der Sanierungstiefe von großer Bedeutung; die Sanierungsrate steigt in den Szenarien teilweise auf bis zu 3,9 %. Auch die Sanierungstiefen gehen über die Tiefen im Zielbereich 1 hinaus. In allen Szenarien wird betont, dass für die Erreichung einer THG-Minderung um 95 % im Gesamtsystem ein komplett emissionsfreier Gebäudesektor von großer Bedeutung ist. Auch vor diesem Hintergrund wird betont, dass für die Zielerreichung ein effektives Monitoring der Effizienzmaßnahmen (tatsächlich erzielte Endenergieeinsparung; wichtig für beide Zielbereiche) sowie evtl. Sanktionsmöglichkeiten bei Nicht-Erreichung der Einsparziele nötig sind.

Neben der Reduktion des Energiebedarfs sind eine starke Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien (mit teilweise ausgeweiteten Nutzungspflichten), sowie eine Dekarbonisierung der Fernwärme, deren Anteil an der Endenergiebereitstellung (Raumwärme, TWW) in Gebäuden teilweise auf ca. 40 % steigt, unabdingbar. Im Gegensatz zum Zielbereich 1 spielt die Biomasse in vielen Szenarien nur noch eine geringe, bzw. keine Rolle mehr für die Wärmebereitstellung in Gebäuden. Der Grund hierfür ist, dass für die nahezu vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren die Biomasse wichtig für mobile Anwendungen und Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (bis 500°C) ist. In (Gerbert et al. 2018) wird explizit gesagt, dass die Biomasse im Industriesektor konzentriert werden sollte und in Gebäuden nur noch maximal 10 TWh pro Jahr genutzt werden sollen.

Aus regulatorischer Sicht ist nach (Gerbert et al. 2018) auch eine stärkere Ausrichtung des regulatorischen Rahmens insbesondere im Gebäudesektor an CO_2-Emissionsminderungszielen statt an der Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs sinnvoll. Auch wird in vielen Szenarien betont, dass eine klare Definition von verbindlichen, sektorspezifischen (Zwischen-)Zielen eine große Bedeutung hat.

Neben der Effizienzsteigerung im Gebäudesektor ist eine (Energie-)Effizienzsteigerung in allen Sektoren erforderlich, um die Restriktionen im Ausbau der erneuerbaren Energien zu kompensieren. Je stärker die Energieeffizienz in den Sektoren außerhalb des Gebäudebereichs steigt, desto größer werden die Handlungsspielräume, z.B. ausgedrückt in Technologieoffenheit, zur Erreichung des klimaneutralen Gebäudebestands. Andererseits reduzieren hohe Einsparerfolge in anderen Sektoren den Handlungsdruck im Gebäudebereich. Unter der Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren sind vor allem die in den Studien zu Zielbereich 2 benannten Maßnahmen zu verstehen, wie z.B. Energieeffizienzsteigerung in Industrieprozessen, Effizienzsteigerungen bei der Energiebereitstellung bis zur Bilanzgrenze des Gebäudes (vor allem durch Effizienzsteigerungen der fossilen und regenerativen

Energiegewinnung und Reduktion der Transportverluste) und Effizienzsteigerungen im Verkehrsbereich. Laut (dena und ewi 2018) liegen die Effizienzsteigerungspotentiale im Industriesektor bis 2050 bei 26 bis 33 Prozent und im Verkehrssektor bei 43 bis 52 Prozent (insbesondere im Verkehrsbereich ist die Steigerung jedoch zu großen Teilen an die Elektrifizierung und damit einen starken Ausbau von EE-Stromerzeugung gekoppelt). Jedoch blieben in der Vergangenheit die Effizienzsteigerungspotentiale hinter den Erwartungen zurück. So liegt das Ziel gem. dem Energiekonzept der Bunderegierung bei 2 % Effizienzsteigerung p.a., erreicht wurden in der Vergangenheit aber nur durchschnittlich 1 % p.a. (dena und ewi 2018). Zur Zielerreichung der Effizienzziele sind deutliche Steigerungen von Anreizen nötig. Insgesamt wird in der Setzung von Preis- und Marktsignalen für emissionsfreie und effiziente Techniken ein Schlüssel gesehen. Im Rahmen der betrachteten Szenario-Studien sprechen sich insbesondere (Nitsch 2016) sowie (dena und ewi 2018) für eine Steigerung der Dynamik im Bereich (Energie-)Effizienzsteigerung aus. Auch in (Gerbert et al. 2018) wird von erheblichen Umsetzungsherausforderungen, die im Rahmen des Transformationsprozesses des Energiesystems aufkommen könnten, gesprochen, sollten Effizienzgewinne ausbleiben (Gerbert et al. 2018).

Im Bereich der Endenergiebereitstellung werden der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und ein gleichzeitiger, beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung als essentiell erachtet. Es wird betont, dass der derzeitige Ausbaukorridor der erneuerbaren Energien zu niedrig ist um eine THG-Emissionsminderung bis 2050 zu erreichen und demzufolge ambitioniertere Klimaschutzmaßnahmen notwendig sind. Insbesondere ((Gerbert et al. 2018); (Purr 2017); (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017); (Nitsch 2016)) sprechen sich für einen frühzeitigen Verzicht auf eine kohlebasierte Energieversorgung bis um das Jahr 2040 aus.

Im Gegensatz zum Zielbereich 1 spielen im Zielbereich 2 auch Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) eine wichtige Rolle für die Gesamtenergieversorgung. Die Bereitstellung von flüssigen und gasförmigen synthetischen Brenn- und Treibstoffen (PtG/L) steigt bis 2050 in einigen Szenarien auf über 1.000 TWh pro Jahr, wobei der Großteil davon importiert werden muss. Um diese Mengen bereitstellen zu können ist die Entwicklung globaler Märkte für PtG/L-Produkte ab spätestens 2030 unabdingbar.

Wie für den Zielbereich 1 sind unabhängig von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Maßnahmen ausreichend Fachkräfte für die Transformation des Energiesystems von großer Bedeutung.

Zusammengefasst sind die zentralen Maßnahmen zur Erreichung des Zielbereichs 2[18]:

1. Energetische Sanierung: Erhöhung der Sanierungsrate
2. Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus
3. Auf EE-basierende / erneuerbare Wärmequellen nutzende Wärmetechniken
6. Allokation Biomasse bei Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (bis 500°C)
7. Dekarbonisierung der Fernwärme
8. Ambitionierter Ausbau EE-Stromerzeugung und beschleunigter Ausstieg aus Kohleverstromung

[18]Die Nummerierung wird zwischen Maßnahme 3 und 6 unterbrochen, da sich Maßnahmen 4 und 5 ausschließlich auf Zielbereich 1 beziehen. Die Nummerierung drückt dabei keine Gewichtung oder Wertung aus und dient lediglich der besseren Orientierung im Text.

Wie beim Zielbereich 1 sind Techniken zur Reduktion des Energiebedarfs in allen Sektoren neben erneuerbare Energien relevant für die Zielerreichung. Im Gebäudebereich sind dies v.a. baulicher Wärmeschutz und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

Für die Bereitstellung erneuerbarer Wärme spielen v.a. die Solarthermie und insbesondere Wärmepumpen in Zukunft eine starke Rolle; der Anteil der Biomasse im Gebäudesektor ist im Vergleich zum Zielbereich 1 niedriger. Fernwärme spielt in den untersuchten Szenarien eine wichtigere Rolle als heute; ihr Anteil steigt teilweise auf annähernd 25 %. Die Fernwärmebereitstellung erfolgt in den Szenarien im Jahr 2050 komplett emissionsfrei. Auch im Zielbereich 2 spielen gasförmige und flüssige Brennstoffe noch eine Rolle, wobei sowohl das Gas als auch das „Heizöl" komplett regenerativ bereitgestellt werden (Null-Emissionen im Gebäudesektor).

Für die Energiebereitstellung im Gesamtenergiesystem ist es im Zielbereich 2 Grundvoraussetzung, dass die Stromerzeugung frühzeitig zu 100 % aus erneuerbaren Energien erfolgt und auch Techniken zur Erzeugung und vor allem zum Import von Power-to-Gas und Power-to-Liquid Treib-/ Brennstoffen entwickelt und ausgebaut werden. In einigen Szenarien wird darüber hinaus die Option des Carbon Capture and Storage (CCS), also der CO_2-Abscheidung in Kraftwerken oder großen Industriebetrieben und die langfristige (unterirdische) Speicherung diskutiert und als eventuell nötig für die Zielerreichung eingestuft. Die Technologie kann evtl. auch dafür benötigt werden in den letzten Jahren bis 2050 negative CO_2-Emissionen zu erreichen, indem das bei der Verbrennung von Biomasse entstehende CO_2 abgeschieden und unterirdisch gespeichert wird. Auch wird hervorgehoben, dass für die Zielerreichung im Gesamtenergiesystem verbindliche, sektorspezifische Emissionsminderungsziele/ -vorgaben und deren Einhaltung essentiell sind.

Insgesamt wird das gesamte Energiesystem elektrisch geprägt sein. Dies zeigt sich zum einen in der Bedeutung elektrischer Techniken im Gebäudesektor, zum anderen in einem stark elektrifizierten Verkehrssektor; es wird betont, dass die E-Mobilität und teilweise Installation von Oberleitungen an Autobahnen unerlässlich für die Erreichung der Klimaschutzziele sind. Die zentralen Techniken zur Erreichung des Zielbereichs 2 sind zusammengefasst[18]:

1. Auf EE-basierende / erneuerbare Wärmequellen nutzende Wärmetechniken (WP, ST)
2. Strombasierte Heiztechniken und TWW-Bereitstellung (WP, Stromdirektheizung/ Heizstab) EE-Stromerzeugung (100 %) und Ausbau Stromnetze (inkl. Kopplung zu Nachbarländern)
3. Effizienztechniken
4. PtG/L-Technik (Inland und v.a. Import)

1.2.4 Bewertung der Wirksamkeit der Schlüsselmaßnahmen

Die identifizierten Schlüsselmaßnahmen werden anhand eines definierten Kriteriensets bewertet. Die Bewertungskriterien sind in Tabelle 4 dargestellt. Die Wirkungsbewertung der Maßnahmen erfolgt in einer mit dem Vorgehen in Kapitel 1.3 abgestimmten Struktur und umfasst drei zentrale Elemente:

1. Beschreibung: Die jeweilige Maßnahme wird beschrieben
2. Qualitative Wirkungsbewertung: Es erfolgt eine qualitative Bewertung anhand der in Tabelle 4 dargestellten Kriterien.
3. Semi-quantitative Bewertung der Wirkung: Die Untersuchung, inwieweit sich die verschiedenen Maßnahmen in Bezug auf die verschiedenen Bewertungskriterien positiv oder negativ auf die Zielerreichung auswirken, erfolgt in Form einer semi-quantitativen Bewertung. Diese er-

folgt getrennt für die beiden Zielbereiche. Es wird eine fünfstufige Bewertungsskala herangezogen, die von ++ (sehr positive Auswirkung) über + (gute Auswirkung), 0 (neutral), - (negative Auswirkung) bis zu -- (sehr negative Auswirkung) reicht.

Tabelle 4: Übersicht und Beschreibung der Bewertungskriterien

Bewertungskriterien	Kurzbeschreibung
Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt	Ziele des Energiekonzepts sind: Reduktion des Wärmebedarfs[19] des Gebäudebestands um 20 %, die Einführung nahezu „klimaneutraler Gebäude“ (Neubauten) bis Ende 2020, eine Verdopplung der Sanierungsrate und das Erreichen eines „nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes“ bis 2050 (definiert als 80 % Primärenergiereduktion im Gebäudebestand) (Bundesregierung 2010).
Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit	Dieses Kriterium bewertet die erwartete Höhe an Kosten für die Umsetzung und Finanzierung der Maßnahme sowie deren externalisierte Kosten wie bspw. Umweltkosten (v.a. durch THG-Emissionen verursacht).
Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung	Dieses Kriterium beschreibt den Einfluss der jeweiligen Maßnahme auf die energetische Effizienz, also das Energieeinsparpotential bei der Wärme- und Kältebereitstellung. Es adressiert v.a. die Wandlungstechniken, aber auch Steigerungen des exergetischen Wirkungsgrads durch mögliche Temperaturabsenkungen der Wärmeverteilung und -übergabe, bzw. Temperaturanhebung im Kältesystem.
EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung	Dieses Kriterium beschreibt den Einfluss der jeweiligen Maßnahme auf den Anteil der erneuerbaren Energien, die für die Wärme- und Kälteerzeugung genutzt werden.
Wirtschaftlichkeit	Die Wirtschaftlichkeit eingesetzter Techniken ist entsprechend dem EnEG gegeben, wenn sich die jeweilige Investition innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch ihre Energie(-kosten-)Einsparungen amortisiert. Entscheidend kann auch allgemein die relative Höhe der notwendigen Investition für eine Technik sein. Je nach Maßnahme und zentralen adressierten Akteurinen und Akteuren werden dabei eher einzelwirtschaftliche Perspektiven (z.B. bei Sanierungsrate und –tiefe), wie z.B. Amortisationszeiten und (Entwicklungen von) Investitionskosten oder eher gesamtwirtschaftliche Perspektiven, wie z.B. bei der Allokation von Biomasse oder Dekarbonisierung der Fernwärme, eingenommen.

[19] Im Energiekonzept selber ist nicht klar definiert, um welche Form von Energie, d.h. (nicht-erneuerbare) Primär- oder Endenergie es sich handelt und auf welches Basisjahr sich die Reduktion bezieht. Der Kontext legt jedoch nahe, dass die Endenergiereduktion gegenüber 2008 gemeint ist.

Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken (die nicht der Wärme- und Kältebereitstellung dienen)	Es wird bewertet, in wieweit eine Maßnahme auch Einfluss auf die energetische Effizienz weiterer im Gebäude genutzter Produkte, Bauteile und Techniken hat, als den unter „Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung“ beschriebenen (u.a. Ventilatoren, Beleuchtung, …) und wie die Effizienz dieser Produkte, Bauteile und Techniken bewertet wird.
Ansprache verschiedener AkteurInnen	Das Kriterium bewertet, ob viele relevante Akteure adressiert werden oder ob die Maßnahme nur einen sehr begrenzten Akteurskreis adressiert. Es werden die zentralen AkteurInnen genannt.
Umsetzbarkeit der Maßnahmen (inkl. Hemmnissen, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positiven Nebeneffekten)	Dieses Kriterium bewertet den Grad der Schwierigkeit, des Aufwands und die Art der Hemmnisse, die bei der Umsetzung der Maßnahme auftreten.

Quelle: Eigene Darstellung

1.2.4.1 Maßnahmenbeschreibung und qualitative Bewertung

1. **Energetische Sanierung: Erhöhung der Sanierungsrate (Zielbereich 1 und 2)**

Beschreibung der Maßnahme:

Die folgenden Beschreibungen beziehen sich auf äquivalente Vollsanierungsraten. Damit werden auch Gebäude adäquat erfasst, bei denen z.B. nur ein Bauteil oder ein Teil der Gebäudehüllfläche energetisch saniert/ gedämmt wird, bzw. saniert werden kann. Berücksichtigt sind dabei die Außenwand, Fenster und Türen, die Kellerdecke, sowie das Dach/ die oberste Geschossdecke eines Gebäudes.

Die durchschnittlichen Sanierungsraten lagen im Zeitraum 2010-2016 bei durchschnittlich 1,0 %. Um den (End)Energieverbrauch in Gebäuden in einem Maße zu verringern, dass die beiden Zielbereiche erreicht werden können, ist eine graduelle Steigerung der Vollsanierungsrate auf bis zu 4,8 % nötig.

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Die Erhöhung der Sanierungsrate ist die wichtigste Maßnahme zur Umsetzung des Energiekonzepts im Wärmebereich (Bundesregierung 2010). Zeitgleich wirkt sich die Maßnahme positiv auf das Ziel der Verringerung des Heizwärmebedarfs um 20 % und das Erreichen des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands aus. Je nach Szenario ist eine Erhöhung der Rate von 1 auf bis zu 4,8 % (3 % im Schnitt) notwendig (vgl. Szenarien-Steckbriefe). Jedoch setzt die Regierung aktuell auf wirtschaftliche Anreize für Sanierungen anstelle von Sanierungspflicht (BMUB 2019). Generell ist für die Erreichung beider Zielbereiche ein Monitoring/ eine Überprüfung der Sanierungen in der Praxis essentiell, ggf. in Verbindung mit entsprechenden (monetären) Sanktionen bei Nichterreichung.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Durch verringerte CO_2-Emissionen, die in Folge der Sanierungen aufgrund eines geminderten Energiebedarfs anfallen würden, ist eine Verringerung der Umweltkosten zu erwarten. Zu beachten ist hier allerdings, dass insbesondere die bei der Dämmung eingesetzten Materialien sehr unterschiedliche Umweltkosten/ Umweltauswirkungen haben können. Wissenschaftlich ist jedoch erwiesen, dass sämtliche gängigen Dämmmaßnahmen (d.h. auch solche mit ungünstiger Kombination aus aufwändigem Aufbau und hoher Dämmstoffdicke) sich energetisch über den Lebenszyklus in unter fünf Jahren

amortisieren. Organische Dämmstoffe mit sehr geringem energetischem Herstellungsaufwand amortisieren sich schon innerhalb weniger Monate (Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) GmbH et al. 2014).

Im Bereich öffentlicher Gebäude haben erhöhte Sanierungsraten einen kurzfristig negativen Einfluss auf den öffentlichen Haushalt durch die Kosten, die für die Finanzierung der Arbeiten anfallen. Durch die Einsparungen von Energiekosten und erhöhte Steuereinnahmen durch die Investitionen und Beschäftigungseffekte amortisieren sich diese Investitionen jedoch langfristig. Entsprechend profitiert eine Volkswirtschaft von erhöhten Sanierungsraten durch sinkende Energiekosten, sowie durch die positiven Beschäftigungseffekte der Sanierungsaktivitäten.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Die Sanierungsrate beeinflusst den Heizwärmebedarf durch die Verbesserung der Gebäudehüllen und die Energieeffizienz der Energiesysteme der Gebäude. Somit wird über entsprechende Maßnahmen die Menge an Energie verringert, die zur Bereitstellung von Wärme und Kälte benötigt wird. Wie hoch die jeweiligen Einsparungen tatsächlich sind, hängt von vielen Parametern ab, weshalb allgemeine Aussagen zur Höhe an dieser Stelle nicht gemacht werden. Neben der Energiemenge, die ein Gebäude benötigt, wird auch die Heizlast (Gebäude und Raum) reduziert, wodurch Temperaturen der Heiz- und Kühlsysteme an die Anforderungen im Raum angepasst werden können und insgesamt weniger Leistung durch die Heiz- und Kühlsysteme bereitgestellt werden muss. Insbesondere die Temperaturanpassung erleichtert die Einbindung erneuerbarer Energien und hocheffizienter Energiewandler wie z.B. Wärmepumpen. Die Maßnahme beeinflusst damit auch indirekt die Effizient der Wärme- und Kälteerzeugung/ -bereitstellung.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Die aktuelle EnEV schreibt vor, dass der Jahres-Primärenergiebedarf eines Referenzgebäudes bei einer Sanierung nur um maximal 40 % überschritten werden darf (energie-experten.org 2016). Neben Sanierungen der Gebäudehülle zur Senkung des Energiebedarfs können der Einsatz effizienterer und auf erneuerbaren Energien basierender Anlagentechnik für Lüftung, Kühlung, Heizen und Warmwasserbereitung dazu beitragen, die Anforderungen der EnEV zu erfüllen, wenn das Referenzgebäudeverfahren und nicht das Bauteilverfahren angewendet wird. Bei öffentlichen Einrichtungen ist darüber hinaus auch das EEWärmeG bei grundlegenden Renovierungen anzuwenden. Ebenso in Baden-Württemberg im Falle eines Heizungstausches. Dabei wird ein Anteil an erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte von 15-50 % (abhängig von der Art der erneuerbaren Energie wie Solarthermie, Biogas, Geothermie usw.) vorgeschrieben und hat somit auch hierauf einen positiven Einfluss (EnEV online).

Prinzipiell hat die energetische Sanierung insbesondere, wenn die EnEV und das EEWärmeG Anwendung finden einen positiven Einfluss auf den EE-Anteil bei der Wärme- und Kälteerzeugung, da bei einem reduzierten Bedarf die gleiche erneuerbare Energiemenge einen größeren Anteil hat. Dieser Effekt tritt ebenso bei einer Erhöhung der Sanierungstiefe auf. Ein weiterer Effekt, der auch schon beim heutigen Niveau der Sanierungstiefe auftritt, sind die ggf. zum Tragen kommenden Nutzungspflichten für erneuerbare Energien, bzw. die primärenergetischen Anforderungen, die nur durch den EE-Einsatz eingehalten werden können, wodurch der EE-Ausbau unterstützt wird.

Durch die hier beschriebenen regulatorischen Vorgaben wird schon heute sichergestellt, dass bei einer Umsetzung der Maßnahme „Erhöhung der Sanierungsrate“ der EE-Anteil bei energetischen Sanierungen in der Regel steigt. Durch die Überlagerung der Effekte der Maßnahmen „Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus“ und „Erhöhung der Sanierungsrate“ kann nicht pauschal geschlossen werden, welche Maßnahme eine stärkere Wirkung auf die Erhöhung des EE-Anteils bei der Wärme- und Kälteerzeugung hat. Eine weitere Verschärfung der regulatorischen Mindestvorgaben oder stärkere Anreize

zur Erfüllung der EE-Anteile im Bestand erscheint zur Erreichung beider Zielbereich jedoch langfristig notwendig (vgl. Kapitel 3).

5. Wirtschaftlichkeit

Die für die energetische Sanierung der Gebäudehülle oder der Energiesysteme notwendigen Techniken sind bereits wirtschaftlich realisierbar mit, je nach Technik, kurzen (0-5 Jahre) bis langen (15-25 Jahre) Amortisierungsdauern.

Baulicher Wärmeschutz: Die Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen hängt von vielen Randbedingungen und den Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit/ Amortisationszeit der investierenden juristischen oder natürlichen Person ab. Positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes wirkt sich immer die Kopplung an ohnehin anstehende Instandsetzungs-/ Instandhaltungsmaßnahmen aus, da die energiebedingten Mehrkosten in diesen Fällen eher gering sind. In (Holm et al. 2015) wird für Außenwand VDWS eine Amortisationsdauer zwischen 4 und 10 Jahren angegeben. In (Umweltinstitut München e. V. o. D.) liegen die Werte zwischen 3 und 23 Jahren und damit immer noch deutlich unter der erwarteten Lebensdauer von 40-45 Jahren nach (Fouad 2010) .

Fenster: Die Studie „Mehr Energie sparen mit neuen Fenstern“ (Verband Fenster + Fassade (VFF) und Bundesverband Flachglas e.V. (BF) 2017) hat ergeben, dass ein Tausch von alten Fenstern (sowohl Isolierglas von 1995 als auch Einfachglas) gegen dreifachverglaste Fenster (entsprechend EnEV) immer wirtschaftlich ist. Zu demselben Ergebnis kommen (Ökologisch-Bauen.info 2015), die eine Amortisationsdauer der benannten Fenstertypen von 8 bis 30 Jahren angeben. Besonders vorteilhaft wirkt sich die Investition aus, wenn ohnehin aus baulichen Gründen neue Fenster benötigt würden. Der Fenstertausch ist eine sowohl energetisch als auch finanziell sehr sinnvolle Maßnahme (energie-experten.org 2018b).

Dach: Da Wärme nach oben steigt, ist die Sanierung des Daches energetisch sinnvoll. Es können dadurch bis zu 25 % der Heizkosten eingespart werden. In vielen Fällen haben sich diese Maßnahmen innerhalb von 20 Jahren amortisiert (Bosch Thermotechnik GmbH 2016), nach (Holm et al. 2015) in der Regel auch in deutlich kürzeren Zeiten von 6 bis 16 Jahren.

Keller: Auch die Dämmung der Kellerdecke erweist sich meist als energetisch und wirtschaftlich sinnvoll bei unbeheizten Kellern. (Holm et al. 2015) weist eine Amortisationszeit für die Maßnahme von 6 bis 13 Jahren aus.

In Tabelle 7 sind die o.g. Amortisationszeiten der verschiedenen Dämmmaßnahmen zusammengefasst.

Tabelle 5: Amortisationszeiten verschiedener Maßnahmen zum Wärmeschutz, basierend auf (Holm et al. 2015; Ökologisch-Bauen.info 2015; Bosch Thermotechnik GmbH 2016)

Bauteil	Amortisationszeit
Außenwand	3 bis 23 Jahre
Dach	6 bis 20 Jahre
Fenster (Einfach- und Isolierglas)	8 bis 30 Jahre
Kellerdecke	6 bis 13 Jahre

Quellen: (Holm et al. 2015; Ökologisch-Bauen.info 2015; Bosch Thermotechnik GmbH 2016)

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die bei dieser Maßnahme eingesetzten Produkte sind vor allem Dämmmaterialien und neue Fenster. Wie bei der folgenden Maßnahme „ 2. Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus“

unter „Volkswirtschaftliche Kosten inklusive Umweltkosten“ beschrieben, haben alle gängigen Dämmvarianten eine positive energetische Bilanz über ihren Lebenszyklus und sind somit als energetisch effizient anzusehen.

Darüber hinaus trägt der bauliche Wärmeschutz der transparenten und opaken Gebäudehülle erheblich zur Gesamteffizienz der Gebäude bei. Neben dem direkten Effekt der Wärmedämmung entsteht auch ein indirekter Effekt auf die verwendeten Heizungstechniken, wie unter „EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung“ beschrieben, da sie den Heizwärmebedarf entscheidend senken und somit den Primärenergiebedarf im Allgemeinen reduzieren kann. Je höher der energetische Standard, desto geringer der Heizwärmebedarf und die benötigte Leistung. Der Einfluss ist insbesondere bei erneuerbaren Energien groß, die Wärme auf niedrigem Temperaturniveau bereitstellen.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Bei einer Steigerung der Sanierungsrate werden in erster Linie dieselben Akteure angesprochen, die bisher bereits bei Sanierungen eine Rolle spielen. Dies sind: öffentliche und private EigentümerInnen, Bauunternehmen, Produzierende von Energiesystemen, EnergieberaterInnen, Energie- und Klimaschutzagenturen sowie MonteurInnen. In einigen Fällen wird es innerhalb der Unternehmen/Institutionen der Akteure (besonders bei Bauunternehmen und MonteurInnen) zu einer Verschiebung/Fokussierung der Tätigkeitsschwerpunkte hin zu energetischen Sanierungsaufgaben, ggf. auf Kosten anderer Tätigkeiten, wie z.B. Neubauaufgaben oder Badsanierungen, kommen. Zusätzlich wird jedoch wahrscheinlich ein Kapazitätsausbau, z.B. in Form weiterer Fachkräfte, bei diesen Akteuren notwendig sein (Kenkmann und Braungardt 2018).

Je nach Ausgestaltung der Instrumente zur Erhöhung der Sanierungsrate, könnten jedoch auch neue Akteure, wie z.B. Energieversorger oder Betreiber von Informationsplattformen, eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Selbiges gilt für zukünftige technologische Entwicklung. Durch diese könnten neue Akteure, wie z.B. Big-Data-Analysten, industrielle (Vor-)Fertigungsunternehmen, Experten für Foto- und Filmverarbeitung sowie IT-Entwickler, bei Sanierungstätigkeiten eine Rolle spielen.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Es gibt in Deutschland keine gesetzlich verankerte Sanierungsrate, sondern nur politisch gewollte/ angestrebte Sanierungsraten. Die Bundesregierung strebte zur Erreichung der europäischen 20-20-20-Ziele und den daraus folgenden eigenen Effizienz- und Einsparzielen im Gebäudebereich eine Verdopplung der Sanierungsrate auf 2 % an. Studien zu Folge wird diese Steigerung jedoch noch immer nicht erreicht. Nach (Cischinsky und Diefenbach 2018) lag die Sanierungsrate 2016 mit ca. 1 % unter den angestrebten 2 % (Altbauten mit einem Baujahr bis 1978 hatten mit 1,4 % eine leicht höhere Sanierungsrate). Hinzu kommt, dass viele andere Studien in ihren Szenarien-Berechnungen eher eine Steigerung auf bis zu 3 % für notwendig halten, um die Klimaziele zu erreichen. Etwa drei Viertel des deutschen Gebäudebestands sind älter als 30 Jahre und auf einem sehr schlechten energetischen Niveau (BMVBS und dena 2010). Hier müssen größere Anreize und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden (bspw. Weiterentwicklung der EnEV und EEWärmeG im wirtschaftlich vertretbaren Rahmen) (Bundesregierung 2010). Entscheidend ist auch, dass Richtlinien klare Zielkorridore ausgeben und die Umsetzung streng kontrolliert und im Zweifel auch sanktioniert wird.

Ein Sanierungszwang ist wahrscheinlich schwierig (bzw. gar nicht) durchzusetzen (weder politisch noch juristisch). Umso wichtiger sind der regulatorische Rahmen und ggf. begleitende Förderungen. Dabei müssen verschiedene Akteure und insbesondere Entscheidende auf unterschiedliche Weise adressiert und unterstützt werden (vgl. auch Kapitel 2). Es ist darauf zu achten, dass die finanziellen Lasten der Sanierung gerecht verteilt werden. Hierfür bedarf es finanzieller Hilfen und Anreize seitens der Regierung, um die Akzeptanz von Sanierungen zu erhöhen und die Maßnahme somit erfolgreich umsetzen zu können. In diesem Zusammenhang ist neben dem „Mieter-Vermieter-Dilemma“ auch die

Herausforderung der hohen Investitionskosten und teilweise langen Amortisationszeiten von Sanierungsmaßnahmen zu adressieren. Da dieses Hemmnisse zunehmend im politischen Diskurs auch von Seiten der Vermieter thematisiert wird, lässt erwarten, dass in Zukunft Instrumente entwickelt werden, die die Umsetzbarkeit der Maßnahme steigern (Deutsche Wohnen SE 2020). Ein weiterer stark die Umsetzbarkeit limitierender Faktor ist der Fachkräftemangel an PlanerInnen und MonteurInnen. Diesem kann mit verschiedenen Instrumenten versucht werden zu begegnen (vgl. Kapitel 4), deren Wirksamkeit ist jedoch pauschal schwer abzuschätzen. Bisherige Ansätze haben wenig Erfolg erzielt, wie die seit vielen Jahren abnehmende Zahl an HandwerkerInnen zeigt.

Zusammenfassend ist die Umsetzbarkeit der Maßnahme als durchschnittlich zu bewerten, da einerseits Pflichtsanierungen kaum umsetzbar erscheinen andererseits sich jedoch zeigt, dass eine Erhöhung/Aufstockung der Förderung direkte Wirkung hat (vgl. Anstieg der Antragszahlen für KfW- und BAFA-Förderung nach der Anpassung der Förderprogramme ab Anfang 2020 (BAFA 2020)). Ein weiteres Hemmnis, das einer positiven Bewertung entgegensteht, ist der bisher ungelöste Fachkräftemangel.

2. Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus (Zielbereich 1 und 2)

Beschreibung der Maßnahme:

Die Sanierungstiefe muss im Vergleich zu heute stark erhöht werden. Die graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus kann dabei, die Erreichung des Zielwerts (i.d.R. ausgedrückt als durchschnittlicher Gebäudestandard oder (End-)energieverbrauch pro m^2a) durch eine schrittweise Steigerung der energetischen Mindestanforderungen, sowohl für ordnungsrechtliche als auch anreizbasierte Instrumente bezeichnen. Im Energiekonzept der Bundesregierung heißt es dazu: „Der [an der Novelle der EnEV 2012 für Neubauten] ausgerichtet Sanierungsfahrplan beginnt 2020 und führt bis 2050 stufenweise auf ein Zielniveau einer Minderung des Primärenergiebedarfs um 80 Prozent. […] Der Standard für 2020 wird vergleichsweise moderat gewählt, sodass zunächst nur die energetisch schlechtesten Gebäude betroffen sind […]“ (BMVBS und dena 2010). Eine nähere Ausgestaltung des Sanierungsfahrplans wird nicht beschrieben, jedoch werden in dem Text primär anreizbasierte Instrumente zur Erreichung des Sanierungsniveaus benannt.

In Tabelle 6 sind die Instrumente und Maßnahmen aus dem Bereich Sanierungstiefe, die in den untersuchten Szenarien aus Kapitel 1.1 zugrunde gelegt wurden zusammengefasst.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Instrumente und Maßnahmen im Bereich Sanierungstiefe aus der Szenarioanalyse

ZB	Szenario	Instrumente/Maßnahmen bzgl. Sanierungstiefe
ZB 1	Klimapfade für Deutschland (Gerbert et al. 2018)	KfW-70 als Sanierungsstandard (durchschnittlicher Standard aller zwischen 2015 und 2050 sanierten Gebäude)
	Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015)	Szenario Effizienz: graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus bis 2050 auf 46 kWh/(m²a) (EZFH) bzw. 30 kWh/(m²a) (MFH) Szenario EE: graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus bis 2050 auf 70 kWh/(m²a) (EZFH) bzw. 54 kWh/(m²a) (MFH)"
	Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (Bürger et al. 2017)	Sanierungs-Niveaus Szenarien-abhängig („vollsaniert“ oder „vollsaniert plus“); „vollsaniert“ entspricht dem Neubaustandard nach EnEV für 2016, „vollsaniert plus“ entspricht einer Sanierung mit Passivhauskomponenten und Ausstattung mit Lüftungsanlage inkl. Wärmerückgewinnung.

	Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut/ISE 2017)	durchschnittliche Verschärfung der Bauteil U-Werte um 20 % gegenüber Referenzszenario (AMS)
ZB 2	Langfristszenarien 2050 (Fraunhofer ISI et al. 2017) ZB 2: Szenario „95 %ige-Treibhausgasreduktion“ (Modul 10.a) – Szenario-/Rahmenparameter Gesamtsystem	Verschärfung der EnEV 2030, Verschärfung der Sanierungsanforderungen, schärfere Kontrollmechanismen. Heizkesselaustausch-pflicht (Auslösetatbestand wird 2035 auf Heizkesseltausch erweitert) ab 2020 Marktanreizprogramm läuft bis 2050 weiter (außer für Solarthermie) und Erhöhung Fördervolumen KfW-Programme Auslaufen der Förderung öl- und gasbefeuerter Brennwertkessel
	Klimapfade für Deutschland (Gerbert et al. 2018)	KfW-55 bis -70 als Sanierungsstandard (durchschnittlicher Standard aller zwischen 2015 und 2050 sanierten Gebäude)
	Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut/ISE 2017) (Bürger et al. 2017)	Einführung der EE-Wärmenutzungspflicht beim Auslösetatbestand Sanierung Monitoring: vollständige, deutschlandweite Datenerfassung aller (teil-)sanierten Gebäude inkl. deren energetischer Qualität Anreizmechanismen für energiesparendes Nutzerverhalten (steuerlicher Maßnahmen) Schaffung gleicher Sanierungsstandards
	THGND ressourcenschonend gestalten (Günther et al. 2017)	ab 2020: kein Neubau von Ölheizungen ab 2030: kein Neubau dezentraler Heizungen mit biogenen Brennstoffen ab 2040: kein Neubau von Gasheizungen

Quelle: Eigene Darstellung

<u>Qualitative Bewertung:</u>

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Die Erhöhung der Sanierungstiefe ist gemeinsam mit der Steigerung der Sanierungsrate eine wichtige Maßnahme zur Umsetzung des Energiekonzepts im Wärmebereich (BMVBS und dena 2010). Die Maßnahme wirkt positiv auf das Ziel der Verringerung des Heizwärmebedarfs um 20 % bis 2020 und das Erreichen des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands. Das zeigt auch der Szenarienvergleich, bei dem in den Referenzszenarien ein recht einheitlicher durchschnittlicher Endenergiebedarf in Wohngebäuden von 93 bis 96 kWh/m²a in 2050 erreicht wird, in den Fällen in denen dieser ausgewiesen ist (Gerbert et al. 2018; Prognos et al. 2015; Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015); zum Vergleich: der Endenergiebedarf für Raumwärme in Wohngebäuden lag 2015 bei durchschnittlich ca. 130 kWh/m²a (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2016) . Nötig ist jedoch je nach Zielszenario ein durchschnittlicher Endenergiebedarf für Wohngebäude zwischen 62 und 89 kWh/m²a (Zielbereich 1; (Gerbert et al. 2018; Prognos et al. 2015; Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015)) bzw. zwischen 26,4 und 76 kWh/m²a (Zielbereich 2[20]; (Purr 2017; Umweltbundesamt (UBA) 2014; Gerbert et al. 2018)).

[20] Einen Ausreißer stellt das Szenario NOW GmbH 2019 dar, für welches im Referenzszenario ein durchschnittlicher Endenergiebedarf von 119 kWh/m²a und im Zielszenario von 117 kWh/m²a angeben werden. Dies dürfte vor allem an der umfangreichen Nutzung der Umgebungswärme und PtL bzw. PtG in Gebäuden.

Wie bei der Sanierungsrate ist für die Erreichung ein Monitoring / eine Überprüfung der Sanierungen in der Praxis bezüglich der erreichten Energieeinsparung essentiell, ggf. in Verbindung mit entsprechenden (monetären) Sanktionen bei Nichterreichung.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Die Umweltkosten in Folge von CO_2-Emissionen reduzieren sich aufgrund des geminderten Energiebedarfs durch die Sanierungen. Zu beachten ist hier allerdings, dass insbesondere die bei der Dämmung eingesetzten Materialien sehr unterschiedliche Umweltkosten/ Umweltauswirkungen haben können. Dies gilt insbesondere bei einer Erhöhung der Sanierungstiefe, da das notwendige höhere Sanierungsniveau mit einem stärkeren Wärmeschutz einhergeht, für den oftmals mehr Dämmmaterial benötigt wird. Wissenschaftlich ist jedoch erwiesen, dass sämtliche gängigen Dämmmaßnahmen (d.h. auch solche mit ungünstiger Kombination aus aufwändigem Aufbau und hoher Dämmstoffdicke) sich energetisch über den Lebenszyklus in unter fünf Jahren amortisieren. Organische Dämmstoffe mit sehr geringem energetischem Herstellungsaufwand amortisieren sich schon innerhalb weniger Monate (Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) GmbH et al. 2014).

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Das Sanierungsniveau beeinflusst den Heizwärmebedarf und die Energieeffizienz der Energiesysteme der Gebäude. Neben der Energiemenge, die ein Gebäude benötigt, wird auch die Heizlast (Gebäude und Raum) reduziert, wodurch Temperaturen der Heiz- und Kühlsysteme an die Anforderungen im Raum angepasst werden können und insgesamt weniger Leistung durch die Heiz- und Kühlsysteme bereitgestellt werden muss. Insbesondere die Temperaturanpassung erleichtert die Einbindung erneuerbarer Energien und hocheffizienter Energiewandler wie z.B. Wärmepumpen.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Das GEG schreibt vor, dass der Jahres-Primärenergiebedarf eines Referenzgebäudes bei einer Sanierung nur um maximal 40 % überschritten werden darf oder das neu verbaute Bauteile Mindestanforderungen für den Transmissionswärmeverlust einhalten müssen (energie-experten.org 2016). Wird für die Sanierung das Referenzgebäudeverfahren und nicht das Bauteilverfahren angewendet, wirken sich neben der Sanierungen der Gebäudehülle zur Senkung des Energiebedarfs auch der Einsatz effizienterer und auf erneuerbaren Energien basierender Anlagentechnik für Lüftung, Kühlung, Heizen und Warmwasserbereitung positiv auf die primärenergetische Bewertung und somit das Erreichen der notwendigen energetischen Standards (z.B. EnEV oder KfW) aus. Bei öffentlichen Einrichtungen ist darüber hinaus auch das EEWärmeG bei grundlegenden Renovierungen anzuwenden. Ebenso in Baden-Württemberg im Falle eines Heizungstausches. Dabei wird ein Anteil an erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte von 15-50 % (abhängig von der Art der erneuerbaren Energie wie Solarthermie, Biogas, Geothermie usw.) vorgeschrieben und hat somit auch hierauf einen positiven Einfluss (EnEV online).

Prinzipiell hat die energetische Sanierung einen positiven Einfluss auf den EE-Anteil bei der Wärme- und Kälteerzeugung, da zum einen bei einem reduzierten Bedarf die gleiche erneuerbare Energiemenge einen größeren Anteil hat und zum anderen ggf. ein Nutzungspflicht für erneuerbare Energien zum Tragen kommt. Darüber hinaus erleichtert – wie im vorherigen Punkt bereits erwähnt – das höhere Sanierungsniveau die Einbindung erneuerbarer auf Umgebungswärme- bzw. -kälte basierende Energiewandler, wie z.B. Wärmepumpen. Da diese durch die geringeren notwendigen Temperaturhübe infolge geringer notwendiger Heizmittelüber- bzw. -untertemperaturen effizienter betrieben werden können.

5. Wirtschaftlichkeit

Die für die energetische Sanierung der Gebäudehülle oder der Energiesysteme notwendigen Techniken sind bereits wirtschaftlich realisierbar mit, je nach Technik, kurzen (0-5 Jahre) bis langen (15-

25 Jahre) Amortisierungsdauern (siehe Ausführungen zu den verschiedenen Bauteilen bei Maßnahme „1. Erhöhung der Sanierungsquote“ und 5. Wirtschaftlichkeit und die zugehörige Zusammenfassung in Tabelle 5). Die Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen hängt dabei von vielen Randbedingungen und den Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit/ Amortisationszeit der investierenden juristischen oder natürlichen Person ab.

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die bei dieser Maßnahme einsetzten Produkte sind vor allem Dämmmaterialien und neue Fenster. Wie unter „Volkswirtschaftliche Kosten inklusive Umweltkosten“ bereits beschrieben, haben alle gängigen Dämmvarianten eine positive energetische Bilanz über ihren Lebenszyklus. Da die Amortisationszeiten weit unter der Produktlebenserwartung liegen, sind sie also als energetisch sehr effizient anzusehen.

Darüber hinaus trägt der bauliche Wärmeschutz der transparenten und opaken Gebäudehülle erheblich zur Gesamteffizienz der Gebäude bei. Neben dem direkten Effekt der Wärmedämmung entsteht auch ein indirekter Effekt auf die verwendeten Heizungstechnik, wie unter „EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung“ beschrieben, da sie den Heizwärmebedarf entscheidend senken und somit den Primärenergiebedarf im Allgemeinen reduzieren kann. Je höher der energetische Standard, desto geringer der Heizwärmebedarf und die benötigte Leistung. Der Einfluss ist insbesondere bei erneuerbaren Energien groß, die Wärme auf niedrigem Temperaturniveau bereitstellen.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Für diese Maßnahme gibt es aktuell kaum Pflichtsanierungen jedoch eine nationale Förderung durch die KfW. Lediglich im Heizungsbereich ist eine Aufrüstung (Heizkessel) aktuell verpflichtend. Im Bereich der Gebäudehülle gibt es unter bestimmten Voraussetzungen die Pflicht, die oberste Geschossdecke zu dämmen. Die Ansprache der relevanten AkteurInnen muss daher anderweitig erfolgen. Allgemein gilt, wenn bspw. die Gebäudehülle gedämmt werden soll, muss dies mindestens auf aktuellem EnEV-Niveau passieren. Dies gilt sowohl für private als auch öffentliche Gebäude. Somit werden öffentliche als auch private EigentümerInnen angesprochen. Insbesondere der Staat sollte hier mit einer Vorbildfunktion vorausgehen. Abgesehen von EigentümerInnen, die sanieren müssen, sind ebenfalls Bauunternehmen und Produzierende von Energiesystemen, sowie MonteurInnen angesprochen, die entsprechend der steigenden Nachfrage ihre Kapazitäten anpassen müssen. Bei einer KfW-Förderung werden die gleichen AkteruInnen angesprochen. Hinzu kommen dabei außerdem verpflichtend Energieeffizienzexperten, die neben der Beratung auch die Antragsstellung übernehmen müssen und ggf. auch die Baubegleitung durchführen (, was ebenfalls durch die KfW gefördert wird).

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Es gibt in Deutschland eine gesetzlich verankerte Sanierungstiefe (Anforderungen an Wärmedurchgangskoeffizient in der EnEV), die bei Sanierungen eingehalten werden muss. Es gilt aber auch hier das Wirtschaftlichkeitsprinzip, d.h. wenn ein Sanierungsniveau aus wirtschaftlichen Gründen unzumutbar ist, kann es auch möglich sein auf ein niedrigeres Niveau zu sanieren. Darüber hinaus ist die zentrale Zielgröße der Gesetzgebung derzeit die Primärenergieeinsparung. Die primärenergetischen Ziele können auch durch einen erhöhten Einsatz von erneuerbaren Energien (oder KWK) erreicht werden. Dadurch wird den Sanierenden ein gewisser Freiheitsgrad bezüglich der Maßnahmen gelassen. Entscheidend ist, dass die Umsetzung streng kontrolliert, die angestrebten Sanierungstiefe und damit verbundene Primärenergieeinsparung erreicht wird, sowie im Zweifel auch sanktioniert wird.

Zur graduellen Anhebung des Sanierungsniveaus ist eine schrittweise Verschärfung der bisherigen Anforderungen notwendig. Dies ist langfristig politisch auch angestrebt, wie der genannte Sanierungs-

fahrplan der Bundesregierung im Energiekonzept nahelegt (Bundesregierung 2010). Es ist jedoch bisher noch nicht klar abzusehen, wie dies umgesetzt wird. Ein erster möglicher Schritt zur Verschärfung der Sanierungsvorschriften wäre die Einführung des Gebäudeenergiegesetzt (GEG) gewesen, in dem auch der Standard für Niedrigstenergie-Neubauten für Privatgebäude ab 2021 definiert wird. In der am 01.11.2020 inkrafttretenden Form des Gesetzes ist jedoch keine Verschärfung der bisherigen EnEV-Standards vorgesehen. Statt der ordnungsrechtlichen Verschärfung des Sanierungsniveaus erfolgte jedoch eine stärkere Förderung von Sanierungsmaßnahmen ab Anfang 2020, die über das Mindestanforderungsniveau hinausgehen. Laut GEG ist eine erneute Überprüfung der energetischen Anforderungen für Neubau und Bestand im Jahr 2023 geplant (Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI) 2019). Konkrete Pläne in welchen Schritten das Sanierungsniveau nach 2023 angepasst wird, liegen von der Bunderegierung nicht vor. Langfristig könnte jedoch, das im Rahmen des Klimaschutzgesetz festgelegte sektorspezifische Monitoring der Treibhausgasemissionen notwendigenfalls in Verbindung mit einer Pflicht zur Nachbesserung durch die betreffenden Ministerien, Auswirkungen auf zukünftige Anpassung des Sanierungsniveaus haben (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) 2019).

3. Auf EE-basierende / erneuerbare Wärmequellen nutzende Wärmetechniken (Zielbereich 1 und 2)

Beschreibung der Maßnahme:

Der nach Sanierungsmaßnahmen verbleibende Wärmebedarf in Gebäuden (Raumwärme, TWW) muss überwiegend aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Der Anteil erneuerbarer Wärme wird in Zielbereich 1 je nach Szenario auf 70 bis 97 % im Jahr 2050 erhöht, in Zielbereich 2 erfolgt eine komplette Dekarbonisierung des Gebäudebereichs. Im Zielbereich 2 spielt darüber hinaus auch die Fernwärme, die ebenfalls einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen muss, eine wichtige Rolle. Die beiden betrachteten Zielbereiche unterscheiden sich insbesondere bei der Nutzung der Biomasse. Während diese im Zielbereich 1 in Gebäuden noch eine wichtige Rolle spielt wird sie in den Szenarien zu Zielbereich 2 quasi nicht mehr im Gebäudesektor eingesetzt.

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Um den nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf im Gebäudebestand bis 2050 um mind. 80 % zu reduzieren, sind neben effizienzsteigernden und energiesparenden Techniken auch die Einbringung von erneuerbaren Energien für die Versorgung von Gebäuden notwendig. Dies liegt daran, dass der Energiebedarf von Gebäuden durch Sanierungsmaßnahmen nicht komplett auf 0 kWh/(m^2*a) gesenkt werden kann. Der restliche Energiebedarf muss mindestens anteilig entsprechend mit erneuerbaren, nahezu klimaneutralen Energien gedeckt werden. Nach (Bürger et al. 2017) muss der EE-Anteil an der Versorgung von Gebäuden mindestens 10 % betragen, wenn der Nutzenergiebedarf um 80 % ggü. 2008, bzw. 75 % betragen, wenn der Nutzenergiebedarf lediglich um 30 % ggü. 2008 reduziert wird. Welcher EE-Anteil für die Erreichung der 80 %-Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs notwendig ist, ist damit stark von der erreichten Energiebedarfsreduktion in Gebäuden (durch Sanierung) abhängig. Auf die weiteren Ziele des Energiekonzepts: Reduktion des Wärmebedarfs des Gebäudebestands um 20 % bis 2020 und die Einführung nahezu „klimaneutraler Gebäude“ (Neubauten) bis Ende 2020, sowie eine Verdopplung der Sanierungsrate, hat die Maßnahme keinen direkten Einfluss. Indirekt besteht ggf. sogar ein leicht negativer Zusammenhang, da Kapital, welches für den Einbau von EE-basierten Wärmetechniken eingesetzt wird, nicht für Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle zur Verfügung steht. Dem stehen jedoch Mitnahme-Effekte und ggf. technische Notwendigkeiten zur Dämmung beim Einsatz von EE-basierten Wärmetechniken (insbesondere bei Wärmepumpen aufgrund der notwendigen geringen Vorlauftemperatur) gegenüber.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Um die Ziele der Wärmewende erreichen und einen erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien in das Wärmesystem integrieren zu können, müssen nicht nur die kostenoptimalsten Techniken den jeweiligen Bereichen zugeordnet und dem Gesamtsystem sinnvoll angepasst werden, was einen hohen planerischen und forschungsbezogenen Aufwand mit sich bringt. Es kommen auch hohe Kosten auf den Staat und verantwortliche Stellen (GebäudeeigentümerInnen, Netzbetreiber,…) zu. So zum Beispiel die Stromgestehungskosten und jene Kosten für die Systemintegration der erneuerbaren Energien, wie etwa jene für den Ausbau und die Anpassung der Wärmenetze, die stetige Weiterentwicklung, Verbreitung und Einbindung von Speichertechnologien und die Auslegung notwendiger Back-up-Kapazitäten. Dies impliziert hohe Investitionskosten. Dem stehen die Schaffung zahlreicher Arbeitsplätze zur Erreichung der notwendigen Kapazitäten und sinkende Umweltkosten durch Einsparungen von Emissionen gegenüber, was wiederum die volkswirtschaftlichen Kosten verringert.

Hinzu kommt, dass bei steigenden Preisen für fossile Brennstoffe die volkswirtschaftlichen Kosten insgesamt nicht steigen, sondern tendenziell sinken. Ein Grund für steigende Kosten auf Seiten der fossilen Energieträger wird in Zukunft die CO_2-Bepreisung, wie im Brennstoffemissionshandelsgesetz vorgeschrieben, sein. Trotz hoher Investitionskosten insbesondere während der Transformation des Wärmesektors ist durch den Einsatz erneuerbarer Energie-Techniken im Wärmebereich mit positiven volkswirtschaftlichen Effekten zu rechnen.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Über die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an den Wärmetechnologien steigt nicht (zwangsläufig, wie z.B. beim Einsatz von Biomasse,) die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung. Im Falle der Nutzung von Umgebungswärme/ -kälte mittels Wärmepumpe wird die Effizienz jedoch gegenüber heutigen Standardtechniken stark erhöht. Selbiges gilt für die direkte Nutzung von Umgebungswärme bzw. –kälte ohne Umwandlungsprozesse, z.B. bei der passiven/freien Kühlung über Erdsonden oder die Außenluft sowie die direkte Einbindung von Wärme durch Solarthermie in das Heiz- und TWW-System.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Dieses Kriterium entspricht der Maßnahme und ist somit positiv zu bewerten.

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Es ist davon auszugehen, dass die Kosten für die unterschiedlichen Techniken über Skaleneffekte weiter sinken werden, je mehr sie sich verbreiten (s.u.a. (Köhler et al. 2018)). Dies kommt der Wirtschaftlichkeit der Techniken weiter zugute.

Solarthermie: Es wird zwischen Solarthermie zur Warmwasserbereitstellung oder zur zusätzlichen Unterstützung des Heizsystems unterschieden. Nach (co2online gGmbH 2019b) weisen beide Varianten Amortisationszeiten von circa 20 Jahren auf (teilweise auch geringer, aber i.d.R. weit über 10 Jahre), was bei einer technischen Nutzungsdauer von 20 Jahren bedeutet, dass die Anlagen nicht immer wirtschaftlich sind. Es wird allerdings auch darauf hingewiesen, dass die Wirtschaftlichkeit stark von den Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise, insbesondere fossiler Energien, abhängig ist. Die Betriebskosten für die Anlagen sind mit ein bis zweit Prozent (der Investitionssumme) als gering einzustufen. Auch geben nach (co2online gGmbH 2019b) Hersteller teilweise Garantien von bis zu 20 Jahren, was das Risiko von zusätzlichen Kosten durch Reparaturen minimiert.

Biogas: Für die Gewinnung von Wärme über die Kraft-Wärme-Kopplung in Biogasanalagen ist zunächst der Bau der Anlage der größte Kostenpunkt. Des Weiteren sind die Kosten für die Substrate wichtig. Es bietet sich daher insbesondere für landwirtschaftliche Betriebe an, die direkten, kostengünstigen Zugriff auf mögliche Substrate haben. Obwohl die wichtigste Ertragsgröße die Einnahmen für die Stromproduktion ist, können durch optimale Lage der Anlage die dabei entstandene Wärme für die Betrieb und angrenzende Gebäude genutzt werden (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

(FNR) o. D.). Prinzipiell kann Biomethan auch in herkömmlichen Gas-Brennwertkesseln genutzt werden.

Biomasse: Biomasseheizkraftwerke weisen langfristige und relativ hohe Investitionen bei relativ moderaten verbrauchsgebundenen Kosten auf. Die Erlöse aus dem Wärmeverkauf orientieren sich meist an denen aus der Wärmebereitstellung durch Heizöl und Erdgas (C.A.R.M.E.N. e. V. o. D.). Die Nutzung fester Biomasse in Gebäuden (u.a. Pelletöfen, Kachelöfen, Biomassekessel) ist schon heute wirtschaftlich umsetzbar.

Wärmepumpen: Die Anschaffungskosten einer Wärmepumpe sind im Vergleich zu denen einer Gasheizung hoch. Sie unterscheiden sich stark je nach genutzter Wärmequelle (Erdreich, Grundwasser, Außenluft) und der Art der Erschließung (Erdwärmetauscher, Sonde etc.). Die Wartungs- und Instandhaltungskosten liegen nach (Bürger et al. 2017) mit 2,8 % in einer ähnlichen Höhe wie für fossile Kessel, jedoch niedriger als die von Pelletkesseln oder BHKWs. Nach (NOW GmbH 2019) haben elektrische Wärmepumpen sogar leicht höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten (3,5 – 4,0 %). Den hohen Investitionskosten stehen niedrige verbrauchsgebunde Kosten gegenüber. Im Mittel sind diese Kosten bei bei Wärmepumpen etwas günstiger (je nach Gebäudetyp zwischen 1 und 4 %) als bei erdgasbefeuerten Heizungen (co2online gGmbH 2019a). Aktuell sind in vielen Anwendungsfällen Wärmepumpen (ohne die Berücksichtigung der Förderung) jedoch noch nicht wirtschaftlicher als erdgasbefeuerte Anlagen bei Betrachtung der Vollkosten. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark vom konkreten Anwednungsfall, wie z.B. dem Dämmstandard im betroffenen Gebäude, vorhandensein einer Flächenheizung und den lokalen Netzentgelten, ab. Maßgeblicher Grund für die fehlende flächendeckende Wirtschaftlichkeit ist die unterschiedlich hohe Belastung durch Steuern und Umlagen von Gas und Strom. Durch eine entsprechende Anpassung, wie z.B. von (Maurer et al. 2020) vorgeschlagen mittels einer Finanzierung der EEG-Umlage und Stromsteuer durch eine CO_2-Bepreisung, könnte flächendeckend die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen gegenüber erdgasbefeuerten Alternativen erhöht werden.Geothermie: Geothermie zeichnet sich durch hohe Investitions- jedoch geringe Verbrauchs- und Betriebskosten aus. Die tiefe Geothermie ist eine großtechnische Lösung, die v.a. für große Industriebetriebe und Fernwärmenetze relevant ist (energie-experten.org 2018a).

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Effizienz der Techniken steigt nicht zwangsläufig mit ihrer Verbreitung, im Gegensatz zu den Kosten, die tendenziell durch Skaleneffekt mit der Verbreitung sinken (vgl. vorheriges Kriterium „5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken). Tabelle 7 basiert auf (Bürger et al. 2017) und gibt einen Überblick über erwartete Wirkungsgradentwicklungen bis 2050.

Tabelle 7: Erwartete Entwicklung des Wirkungsgrades bis zum Jahr 2050 von EE-Wärmetechniken/ EE-nutzenden Wärmetechniken; basierend auf (Bürger et al. 2017).

Technik	(Gesamt)Wirkungsgrad [%] / Jahresarbeitszahl [-]
Biomassekessel (Pellets)	81-98
Biogas-BHKW	79-91
Brennwertkessel (zur Nutzung von Biogas)	92-98
Wärmepumpen	El. Sole/Wasser-WP: 3,1-5,7 El. Luft/Wasser-WP: 2,9-4,3

Quelle: (Bürger et al. 2017)

7. Ansprache verschiedener Akteure

Für die Umsetzung dieser Maßnahme wird die aktive Einbringung verschiedenster Akteure notwendig. Da die Nutzung von erneuerbaren Energien überwiegend zu einer dezentralen, privaten Wärmeversorgung führen dürfte, sind zunächst die Eigentümer in der Pflicht. Für die Ausgestaltung notwendiger Infrastrukturen (bspw. Fernwärmenetze) entsteht ein enormer Forschungs-, Planungs- und Konstruktionsaufwand. Entsprechend müssen auch Bauunternehmen und Installateure ausreichend Kapazitäten und Know-how haben. Fernwärmenetzbetreiber müssen die Einbindung von erneuerbaren Energien nicht nur planen, sondern auch die notwendigen Rahmenbedingungen schaffen. Produzenten und Anbieter von erneuerbaren Energiesystemen wie beispielsweise Wärmepumpen, Solar- und Geothermie-Anlagen müssen ihre Produktion hochfahren, Prozesse standardisieren, Techniken optimieren und so eine Marktbeschleunigung unterstützen und ermöglichen. Daneben muss die Regierung für einen mittel- bis langfristigen verlässlichen Rahmen und damit Investitionssicherheit sorgen.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Wie bereits beschrieben, ist die Umsetzung dieser Maßnahme abhängig vom Mitwirken verschiedener Interessengruppen und einem verlässlichen und klaren politischen Rahmen. Da, wie oben beschrieben, EigentümerInnen die zentralen AkteurInnen sind und die Entscheidung für oder gegen eine Investition treffen, ist deren Einstellung, Information und Kapitalverfügbarkeit zentral für die Umsetzbarkeit. Daneben sind die Kapazitäten in der Industrie und Handwerksbetrieben potenziell limitierende Faktoren, wobei bei diesen durch eine geringere Nachfrage nach konventionellen, fossilen Wärmetechniken auch Kapazitäten für die erneuerbare Energien nutzende Techniken frei werden.

Neben den politischen und technischen Parametern ist im Bereich der erneuerbaren Wärme auch die Verfügbarkeit von entsprechenden Wärmequellen vor Ort entscheidend. Insbesondere in dicht besiedelten, urbanen Gebieten ist die Nutzung z.B. der Solarenergie oder auch von Wärmepumpen ggf. nur eingeschränkt möglich. Trotz der Herausforderungen ist die Erreichung einer zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgung bis 2050 technisch und wirtschaftlich realisierbar wie die Szenarienanalyse aus Kapitel 1.1 , insbesondere zu Zielbereich 2, zeigt.

4. Neubauten nur noch mit sehr ambitioniertem energetischem Standard (Zielbereich 1)

Beschreibung der Maßnahme:

Öffentliche Neubauten müssen schon heute den Standard eines „Niedigstenergiegebäudes“ erfüllen, private Neubauten ab 2021. Das GEG sieht in der am 01.11.2020 inkrafttretenden Form, den in der EnEV 2016 definierten, Standard für Neubauten als den „Niedrigstenergiegebäude“-Standard an. Langfristig wird jedoch von einer Anhebung des Neubaustandards ausgegangen. Ggf. im Rahmen der im GEG festgeschriebenen „Überprüfung der energetischen Anforderungen für Neubau und Bestand im Jahr 2023“ (Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI) 2019). Denkbar ist langfristig die Anhebung des Standards bis hin zum KfW-Effizienzhaus-Standard 40/ „Passivhaus“-Standard, wie in einigen Szenarien beschrieben (siehe Tabelle 6).

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Gemäß EU Vorgaben sollen ab 2021 alle Neubauten nach Niedrigstenergie-Standard gebaut werden (Europäisches Parlament und Rat der EU 2010). In der am 01.11.2020 inkrafttretenden Form des GEG ist dieser Standard mit dem vorherigen EnEV-Standard gleichgesetzt worden. Teilweise entsprach dies nicht den Erwartungen insbesondere aus der Erneuerbaren-Energien-Branche für den neuen Gebäudestandard, der auf einem ambitionierten Niveau z.B. von KfW-55-Effizienzhäusern erwartet wurde (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) 2019). Trotzdem werden Neubauten nach dem neuen Standard dazu beitragen können, den vergleichsweise energetisch-schlechten Altbestand teil-

weise „ausgleichen“. So wird der zukünftige Neubau bei einer konstant gehaltenen Neubaurate von aktuell 0,5 p.a. (BMWi 2015a) am Gebäudebestand 2050 eine signifikanten Anteil von über 15 % haben (ohne Abgänge zu berücksichtigen). Dadurch ist der energetisch hochambitionierte Neubau essentiell für Erreichung des Zielbereichs 1, wie auch die Szenarienanalyse aus Kapitel 1.1 zeigt. Dies liegt unter anderem daran, dass in fast allen Szenarien eine Zunahme der insgesamt beheizten Grundfläche unterstellt wird (für ZB 1: WG: +5 % bis +14 %, NWG: +7 % bis -37 %), der nur durch Neubauten gedeckt werden kann. Hinzu kommt ein großer Neubaubedarf aufgrund der zu erwartenden Abwanderung aus ländlichen in städtischen Raum. Die Neubauten aus diesem Grund gehen jedoch zumindest teilweise mit Abrissen von Altbestand einher und helfen somit stärker das durchschnittliche energetische Niveau des Gebäudebestands bis 2050 zu verbessern. Darüber hinaus könnte eine Verschärfung des Neubaustandards ggf. ab 2023 dazu beitragen dieses Ausgleichswirkung des Neubaus nochmals zu verstärken.

Die Maßnahme wirkt sich neben der Erreichung des Zielbereichs 1 auch positiv auf die Reduktion des Wärmebedarfs des Gebäudebestands um 20 % bis 2020 aus, wenn hierunter auch die bisherigen Neubauten nach Niedrigstenergiegebäude-Standard, sprich EnEV 2016-Standard, fallen. Die Verdopplung der Sanierungsrate, wie im Energiekonzept gefordert wird hingegen nicht direkt beeinflusst.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Mit dem ausschließlichen Bau energetisch hochambitionierter Gebäude geht nicht zwangsweise eine Erhöhung volkswirtschaftlicher Kosten einher. Plusenergie-Gebäude können beispielsweise mit vergleichbaren Investitionskosten errichtet werden wie Gebäude, die ausschließlich die EnEV-Minimalanforderungen erfüllen (max. 10 % höhere Investitionskosten). Die Investitionskosten können darüber hinaus im Laufe des Lebenszyklus durch Betriebskosteneinsparungen leicht wieder amortisiert werden (spätestens nach 30 Jahren bei statischer Amortisation nach (BMI 2018)). Auch Neubauten nach KfW-55- und KfW-40-Standard (zumindest ohne Lüftung mit WRG) können zu vergleichbaren (teilweise geringeren) Jahresgesamtkosten wie EnEV-2016-Gebäude errichtet und betrieben werden, wie (Mahler et al. 2019) zeigen und können signifikant zur Treibhausgas- und Primärenergieeinsparung beitragen. Durch die Vermeidung von CO_2-Emissionen während der Nutzungsphase des Gebäudes kann mit sinkenden Umweltkosten gerechnet werden. Aufgrund des hohen energetischen Anteils der Nutzungsphase am gesamten Lebenszyklus wird ein ggf. auftretender Mehraufwand in der Errichtungs- und Abrissphase bei Gebäuden mit höherem energetischem Standard (Passivhaus/Nullenergie-/Plusenergiehaus) kompensiert ggü. EnEV-Mindestanforderungen. Mit zunehmendem Baustandard spielen die Errichtungs- und Abrissphasen jedoch prozentual eine immer wichtigere Rolle. Um diese zu reduzieren könnten ab einem bestimmten Punkt Vorschriften zu verwenden Materialen sinnvoll werden. Die Mehrkosten z.B. für Holzbauweisen ggü. „Massivbauweise“ halten sich im Wohnungsbau mit maximal +3 % der Jahresgesamtkosten in Grenzen, wie ebenfalls (Mahler et al. 2019) zeigen und können bei Plusenergiehäusern das Treibhausgaspotenzial im Lebenszyklus um bis zu 50 % reduzieren.

Des Weiteren entsteht ein großer Bedarf an Komponentenproduzierenden innovativer Energiesysteme, Bauunternehmen, MonteurInnen und FachplanerInnen, was für einen Zuwachs an Arbeitsplätzen sorgen wird und sich positiv auf die volkswirtschaftlichen Kosten auswirkt.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Ein hochambitionierter energetischer Standard ermöglicht durch die geringen Wärme- und Kältelasten die effiziente Einbindung erneuerbarer Energien und insgesamt eine effiziente Wärme- und Kältebereitstellung.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Mit dieser Maßnahme ist davon auszugehen, dass der Anteil der Wärme- und Kälteerzeugung zum überwiegenden Teil aus erneuerbaren Energien geliefert wird, vorausgesetzt, dass Ersatzmaßnahmen hierfür, wie z.B. aktuell im EEWärmeG beschrieben, gestrichen oder nicht genutzt werden. Entsprechend hat diese Maßnahme einen großen positiven Einfluss auf das Kriterium unter der Prämisse, dass ein gewisser EE-Anteil bei Neubauten Teil des energetischen Standards sind (wie z.B. bei Plusenergiehäusern) oder mit diesem einhergehen (wie z.B. beim EEWärmeG unter oben genannter Voraussetzung).

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Je mehr Gebäude auf sehr hohem energetischem Standard gebaut werden, desto häufiger werden Effizienz-, Energiespartechniken und erneuerbare Energien verbaut. Zum einen entstehen so Skaleneffekte in der Produktion, zum anderen gewinnen Bauunternehmer, Monteure und Planer an Erfahrung und Routine. So werden Prozesse standardisiert, Gesetzgebungen verschärft und schließlich die Techniken und Produkte günstiger. Ohnehin ist über die Nutzung der effizienten Energiesysteme mit Energiekosteneinsparungen zu rechnen. Insgesamt ist also von einer steigenden Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken auszugehen, wenn Neubauten nur noch mit einem ambitionierten energetischen Standard gebaut werden.

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Der Einsatz effizienter Techniken und Bauteile ist eine Voraussetzung für die Errichtung hocheffizienter Neubauten. Sie trägt damit zur Verbreitung dieser bei.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Für die Umsetzung dieser Maßnahme verteilen sich die Verantwortlichkeiten auf viele verschiedene Akteure. So ist zunächst die Regierung in der Pflicht, konkrete Definitionen für den Nullenergiestandard festzuschreiben und gesetzlich zu verankern. Darauf basierend müssen Infrastrukturen geschaffen, Kapazitäten und Know-how bei Bau- und Planungsunternehmen erweitert, Techniken der Anbieter kontinuierlich optimiert und finanzielle Hilfestellungen für Eigentümer geschaffen werden.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Damit die Maßnahme effektiv umgesetzt werden kann, bedarf es einer beschleunigten Marktentwicklung und Akzeptanz von Nullenergiegebäuden. Neben der kontinuierlichen Weiterentwicklung der nötigen Techniken in Bezug auf ihre Effizienz und Wirtschaftlichkeit müssen (Bau-) Unternehmen, Gemeinden, Wohnungsbaugenossenschaften usw. Geschäftsmodelle entwickeln, die sowohl für Kunden (Eigentümer, Investoren etc.) finanziell attraktiv als auch für sie selbst profitabel sind. Des Weiteren sind Finanzierungsinstrumente, ähnlich wie im Strombereich, auch für den Wärmebereich notwendig, um Investoren finanziell zu entlasten und die Verbreitung voranzutreiben. KonstrukteurInnen, PlanerInnen und MonteurInnen müssen durch Schulungen auf die Anforderungen der innovativen Energiesysteme vorbereitet werden, sodass sie entsprechend integriert werden und ihr volles Potenzial ausschöpfen können. Insgesamt ist in vielen der genannten Bereiche noch Aufholbedarf, wenn die Maßnahme ab 2021 spätestens umgesetzt werden soll.

5. Weiterentwicklung der Einspar- und Effizienztechniken im Gebäude (Zielbereich 1)

Beschreibung der Maßnahme:

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Einspar- und Effizienztechniken in Gebäuden, die einen Einfluss auf die Wärme- und Kältebereitstellung haben und entsprechend des GEG für die Gebäudeenergiebilanz relevant sind. Sie beziehen sich damit nicht auf z.B. Konsum- und Weißware in Haushalten, bzw. die bei den vorherigen Maßnahmen (1. bis 4.) beschriebenen EE-nutzende Heizungstech-

niken, wie z.B. Wärmepumpen und Solarthermie. Hierunter fallen u.a. Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung, Heizungs- und Trinkwasserpumpen, Ventilatoren und bei Nicht-Wohngebäuden auch Beleuchtungstechnik.

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Diese Maßnahme trägt positiv zum Erreichen der Ziele bei, da sowohl das Einsparpotenzial und die Energieeffizienz durch verbesserte Techniken gesteigert, als auch Kosten gesenkt werden können. Das wiederum trägt zu einer größeren Marktpenetration dieser Techniken und somit auch zur Senkung des Energiebedarfs im Wärmebereich bei und wirkt sich somit positiv auf alle Ziele des Energiekonzepts aus.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Die stetige Weiterentwicklung von Einspar- und Effizienztechniken wirkt sich förderlich auf die volkswirtschaftlichen Kosten aus, da beispielsweise die Umweltkosten stetig verringert werden können und Investitionskosten für diese Techniken sinken. Durch eine geringere Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und möglicherweise steigenden Energiepreisen können zudem auch soziale Kosten verringert werden, wenn verbesserte Techniken vermehrt zum Einsatz in Sanierungen oder Neubauten kommen.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Der Einsatz und die Weiterentwicklung von Effizienz- und Einspartechniken wirken sich positiv auf die Effizienz in der gesamten Wärme- und Kältebereitstellung aus.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Die Weiterentwicklung der Einspar- und Effizienztechniken hat keinen direkten Einfluss auf den EE-Anteil bei der Wärme- und Kälteerzeugung. Allerdings erleichtern effiziente Systeme (insbesondere Niedertemperaturheiz- und Hochtemperaturkühlsysteme) den Einsatz erneuerbarer Energien. Effiziente Gebäude und Techniken sind eine essentielle Voraussetzung für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteerzeugung und die durch Effizienz reduzierten (End)Energiebedarfe erhöhen bei gleicher absoluter Bereitstellung aus erneuerbaren Energien den relativen Anteil dieser.

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Durch die technische Weiterentwicklung der Einzeltechniken und Optimierung von gesamten Energiesystemen wird die Wirtschaftlichkeit verbessert (niedrigere Investitions-, Betriebs- und Energiekosten).

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Maßnahme zielt explizit auf dieses Kriterium; sie hat damit einen positiven Einfluss.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Für die Umsetzung der Maßnahme sind vergleichsweise wenig unterschiedliche Akteure relevant. In erster Linie müssen sowohl Forschung als auch Industrie (Produzenten) an der Weiterentwicklung der Techniken arbeiten. Von Seiten der Regierung sollten zur Förderung dieser Tätigkeiten ausreichend finanzielle Mittel bereitgestellt werden.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Die Umsetzbarkeit dieser Maßnahme ist als vergleichsweise einfach einzuschätzen. Dies liegt daran, dass hierfür keine grundlegenden Systemveränderungen notwendig und nur wenige Akteure involviert sind. Zunächst muss die Regierung die Notwendigkeit der stetigen Weiterentwicklung anerkennen und aktiv an der Weiterentwicklung mitwirken, indem Gelder für die Bereiche Forschung und Entwicklung bereitgestellt werden. Bei erfolgreicher Umsetzung hat die Maßnahme positive Wechselwirkungen mit anderen genannten Maßnahmen. Beispielsweise hilft es, die Energieeffizienz in allen Sektoren zu verbessern, vor allem aber dem Gebäudesektor, sodass diese Maßnahme sich gegenseitig positiv mit der Erreichung der Maßnahmen „Sanierungstiefe: Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus“ und „Neubauten nur noch mit sehr ambitioniertem energetischem Standard (Zielbereich 1)“ beeinflusst. Zudem wird die Umsetzung der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Wärme- und Kältebereitstellung vereinfacht und ggf. beschleunigt, wenn die Technologien optimiert werden. Dies wirkt sich wiederum positiv auf das energetische Niveau von Neubauten aus. Diese Zusammenhänge verdeutlichen die Wichtigkeit der Weiterentwicklung der Technologien für die Umsetzung verschiedenster Maßnahmen. Durch die Bemühungen und den Forschungsaufwand kann zudem von weiteren Projekten und daraus resultierenden Arbeitsplätzen in Forschung- und Entwicklung gerechnet werden.

Im Folgenden sind Maßnahmen beschrieben und bewertet, die insbesondere für Zielbereich 2 („THG-Minderung um mindestens 95 %“) relevant sind.

6. Allokation Biomasse bei Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (bis 500°C) (Zielbereich 2)

Beschreibung der Maßnahme:

Das begrenzte Biomassepotenzial sollte so effizient wie möglich und tendenziell in Bereichen/ Sektoren genutzt werden, in denen die benötigte Energie nur schwer durch andere erneuerbare Energien, bzw. Strom bereitgestellt werden kann. In (Gerbert et al. 2018) wird die Biomasse dementsprechend in der Industrie für Anwendungen mit Temperaturen bis 500°C (vereinzelt auch für höhere Temperaturen → Biogas) konzentriert (ca. 60 % des Gesamtpotenzials) um dort Kohle und Gas zu ersetzten, wohingegen nur maximal 3 % dem Gebäudesektor zur Verfügung stehen. Der Rest wird in (Gerbert et al. 2018) v.a. ins Erdgasnetz eingespeist um flexiblen Stromerzeugern (in erster Linie in KWK) zur Verfügung zu stehen.

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Bei Biomasse ist davon auszugehen, dass die energetische Nutzung zwar ansteigt, sich jedoch von der dezentralen Nutzung im Gebäudesektor eher auf die Nutzung in der Industrie (v.a. Nieder- und Mitteltemperatur bis 500°C, teilweise auch Hochtemperaturanwendungen) verschiebt (vgl. (Gerbert et al. 2018)). Aktuell macht Prozesswärme/-kälte rund 20 % des Endenergiebedarfs aus, wovon nur ca. 6 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden (Maaß und Dr. Sandrock, M., Fuß, G. 2018). Hinzu kommt, dass Biomasse im Gebäudebereich wesentlich leichter zu substituieren ist als bspw. in der Industrie. Biomasse eignet sich besonders in der Industrie, weil sie einen breiteren Temperaturbereich abdecken kann. Hinzu kommt, dass Biomasse flexibel und mit wenigen Prozessschritten (Aufbereitung) einsetzbar ist (Pehnt 2016)).

Die vorwiegende Nutzung von Biomasse in Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (bis 500°C) hat einen direkten negativen Einfluss auf das Erreichen des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands, da diese erneuerbare Energiequelle dann in Gebäuden nicht mehr zur Verfügung steht. Die Maßnahme erfordert für die Zielerreichung Substitutionsmaßnahmen/-techniken, wie z.B. eine stärkere Reduktion des Energiebedarfs, was wiederum positiv mit der Sanierungsrate korrelieren würde, oder den verstärkten Einsatz anderer erneuerbarer Energien wie Solarthermie und Umgebungswärme (mittels WP).

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Durch die vermehrte Anwendung von Biomasse in Industrieprozessen mit höheren Temperaturanforderungen sind positive volkswirtschaftliche Effekte gegenüber der Nutzung anderer Dekarbonisierungsoptionen, wie z.B. der Einsatz synthetischer Brennstoffe oder einer direkten Elektrifizierung. In Bezug auf die Umweltkosten ist mit einer Reduktion dieser durch die Substitution fossiler Energieträger und die damit verbundene Reduktion von Treibhausgasemissionen zu rechnen, solange das Niveau der nachhaltig produzierbaren Biomasse dadurch nicht überschritten wird. Anderenfalls kann es langfristig zum Verlust wichtiger Ökosysteme, wie z.B. Vegetationen und Bodenressourcen kommen, was wiederum die Umweltkosten erhöhen würde.

Bezogen auf die Brennstoffkosten für Unternehmen ist – aus einzelwirtschaftlicher Sicht – mit steigenden Kosten ggü. der aktuellen auf fossilen Brennstoffen basierende Erzeugung zu rechnen. Wird in Betracht gezogen, dass fossile Energieträger in der Industrie ansonsten anderweitig ersetzt werden müssten, um die Klimaschutzziele zu erreichen (wie bspw. synthetische Brennstoffe für Industrie) ist die Nutzung von Biomasse als wirtschaftlich günstiger einzustufen (Witte 2019; Pfluger und Ragwitz 14/11/16). Positiv zu bewerten ist darüber hinaus die hochwertigere Nutzung der Biomasse als bei der Niedertemperaturwärmebereitstellung für Heizung und TWW in Gebäuden.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Die Nutzung eines speziellen Energieträgers hat keinen direkten Einfluss auf die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung. Allerdings können zusätzliche Aufbereitungsschritte primärenergetisch negative Auswirkungen haben (z.B. bei der Erzeugung synthetischer Brennstoffe). Dies ist im Falle der Nutzung von Biomasse für Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen jedoch nicht notwendig, was sich positiv auf die Effizienz auswirkt.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Die Maßnahme führt zu einer Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien (Biomasse) für Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen (Prozesswärme) in der Industrie. Das Verlagern der Biomassenutzung weg von der Wärmebereitstellung im Gebäudebereich hin zur Industrie erfordert Substitutionsmaßnahmen/ -techniken in Gebäuden und reduziert den EE Anteil dort zunächst, womit die Maßnahme bezogen auf das Kriterium negativ wirkt. Für die Wärmebereitstellung in Gebäuden gibt es ausreichend energetisch und finanziell sinnvolle Alternativen.

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Biomasse in der Industrie zu nutzen ist eine wirtschaftlichere Verwendung als beispielsweise im Gebäudesektor (da dort günstigere, wirtschaftlichere Techniken möglich sind). Zudem ist Biomasse für Prozesswärme oder auch in KWK wirtschaftlicher als andere Energieträger welchen die heutigen fossilen Energieträger substituiert werden könnten (insbesondere synthetische Brennstoffe) (Pfluger und Ragwitz 14/11/16)).

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Bereitstellung fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe aus Biomasse erfordert unterschiedlich viele Prozessschritte. Die hierfür nötigen Techniken/ Komponenten sind weitestgehend vorhanden. Es ist davon auszugehen, dass durch eine stärkere Allokation bei Industrieanwendungen die nötigen Aufbereitungstechniken weiterentwickelt und ihre Effizienz erhöht werden.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Für die Förderung und Verbreitung von Biomasse in Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen bedarf es klarer Rahmenbedingungen. Gefragt sind darüber hinaus insbesondere die Industrieunternehmen, Kraftwerksbetreiber und Hersteller von Aufbereitungs- und Prozesstechniken.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Für die Allokation von Biomasse im Industriesektor entsteht ein hoher organisatorischer und planungstechnischer Aufwand. Neben aktuell fehlenden Regulierungen sind auch Kosten für den Umbau, die jedoch geringer als bei anderen Dekarbonisierungsoptionen für die Industrie ausfallen, ein Hemmnis. Des Weiteren ist insbesondere Holz derzeit ein beliebter Energieträger für die Einzelfeuerung privater Haushalte. Hier besteht die Schwierigkeit, die Konsumenten von Alternativen zu überzeugen. Alle genannten Faktoren erschweren die Umsetzung der Maßnahme.

7. Dekarbonisierung der Fernwärme (Zielbereich 2)

Beschreibung der Maßnahme:

Die Entwicklung der Fernwärme wird detailliert in Kapitel 4 beschrieben, weshalb an dieser Stelle nur ein Kurzüberblick gegeben und auf Details nicht eingegangen wird.

Die Fernwärme wird auch in Zukunft einen wichtigen Beitrag bei der Wärmeversorgung von Gebäuden leisten. In vielen der untersuchten Studien und deren Szenarien wird von einem teilweise stark zunehmenden Anteil der Fernwärme an der Wärmebereitstellung im Gebäudesektor ausgegangen (bis zu ca. 40 %). Damit ist es unerlässlich, dass die Fernwärme zu einem großen Teil, bzw. komplett emissionsfrei erzeugt wird, um die übergeordneten Ziele (nahezu klimaneutraler Gebäudebestand, bzw. THG-Minderung um 95 %) erreichen zu können.

Qualitative Bewertung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Fernwärme zählt in den untersuchten Szenarien neben Wärmepumpen zu den Technologien, die konventionelle Öl- und Gaskessel aus der Wärmebereitstellung im Gebäude substituieren und großflächig zum Einsatz kommen sollen, obwohl in allen Szenarien erkennbar ist, dass Wärmepumpen den Anteil an den Heizungssystemen dominieren werden. In beiden Zielbereichen liegt der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch in ähnlicher Größenordnung vor. Die Bandbreite des Anteils an Fernwärmeanschlüssen liegt etwa zwischen 7 und 40 Prozent in beiden Zielbereichen. Adressiert wird insbesondere die Schaffung der Klimaneutralität von Gebäuden in dichtbesiedelten Räumen. Die Maßnahme wirkt sich damit positiv auf das Kriterium aus, bzw. ist bei einem hohen FW-Anteil an der Wärmebereitstellung eine Grundvoraussetzung. So muss nach (Prognos et al. 2015) die Erzeugungsstruktur der Fernwärme nahezu emissionsfrei sein und zu fast 100 Prozent aus erneuerbaren Energien abgedeckt werden, damit die Ziele des Energiekonzepts erreicht werden.

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

In einer volkswirtschaftlichen Bewertung in (Gerbert et al. 2018) wird der Um- und Ausbau der Fernwärme mit Investitionskosten pro eingesparter Tonne CO_2 beziffert. Im dortigen 80-Prozent-Szenario fallen Vermeidungskosten für den Ausbau der Erzeugungsinfrastruktur (u.a. KWK-Anlagen, Großwärmepumpen, Solarthermie) sowie der Netzinfrastruktur und der zusätzlichen Hausanschlüsse in Höhe von 42 Euro pro Tonne CO_2 an. Im 95-Prozent-Szenario fallen die Vermeidungskosten mit 211 Euro pro Tonne CO_2 wesentlich höher aus. Investiert wird hier vor allem in die Implementierung von PtG in die Fernwärmeerzeugung sowie in die Verdichtung und den Ausbau der Netzinfrastruktur (Gerbert et al. 2018). Die Dekarbonisierung der Fernwärme führt zu geringeren Umweltbelastungen aufgrund schädlicher Luftemissionen.

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Die Dekarbonisierung der Fernwärme hat keine direkten Auswirkungen auf die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung auf Gebäudeebene. Betrachtet man hingegen den gesamten Bereitstellungsprozess der Fernwärme inkl. Wärmeerzeugung und Verteilung, so ist die Fernwärmebereitstellung

grundsätzlich weniger effizient als die dezentrale Bereitstellung in Gebäuden, wenn identische Erzeugungsanlagen verwendet werden, aufgrund der Verluste in den Übertragungsnetzen. Die Wärme- und Kältenetze ermöglichen jedoch oftmals die flexiblere Einbindung Erneuerbarer Energien als dezentral auf Gebäudeebene u.a. durch die Vermeidung von Flächenkonkurrenzen besonders bei Geo- und Solarthermie in dicht besiedelten Gebieten. Dadurch steigt wiederum die Effizienz der Wärmebereitstellung, wenn die Erzeugung mit betrachtet wird.

Hinzukommt, dass ein hoher Anteil an EE-Erzeugung, insbesondere durch Solarthermie bei geringer Einstrahlung und durch Wärmepumpen oftmals nur in Niedertemperaturwärmenetzen technisch und wirtschaftlich sinnvoll möglich ist, sodass die Dekarbonisierung der Erzeugung zu einem höheren Anteil an Niedertemperaturwärmenetzten an allen Wärmenetzen führt. Die Niedertemperaturwärmenetze weisen aufgrund ihrer niedrigen Vorlauftemperaturen geringere Übertragungsverluste in den Trassen auf. Somit verbessert die Dekarbonisierung der Fernwärme die Effizienz der Bereitstellung, bei Betrachtung der Übertragungsverluste dezentraler Wärmebereitstellung.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Je höher der Dekarbonisierungsgrad der Fernwärme, desto höher wird der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kältebereitstellung ausfallen. Es steigt andersherum die Möglichkeit der Integration erneuerbarer Energiequellen in das Wärmeversorgungssystem, wie beispielsweise der Tiefengeothermie, solarthermische Großanlagen oder industrielle Abnahme.

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Wirtschaftlichkeit ist insbesondere bei Wärmenetzen im verdichteten urbanen Raum gegeben, in niedrig besiedelten Regionen hingegen weniger wirtschaftlich. Allgemein sind zentrale Versorgungssysteme mit höheren Investitionskosten sowie einer längeren Amortisationsdauer behaftet, durch ihren großskaligen Einsatz liegen ihre spezifischen Investitionskosten für die erneuerbare Wärmeerzeugung jedoch niedriger als für dezentrale Systeme. Als Anschlussvoraussetzung für die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen wird von (Sandrock et al. 2018a) eine Wärmedichte in Höhe von 120 TJ/km^2 angenommen. Insbesondere vor dem Hintergrund eines sinkenden Endenergiebedarfs nach Wärme ist hier ein erhöhtes Investitionsrisiko vorherrschend und auch der für die Maßnahme notwendige Ausbau der EE-Wärme sowie die Temperaturabsenkung der Verteilnetze führt zu hohen Investitionen (VDE 2015; geea und dena 2017).

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Es treten Verluste durch Wärmeleitung (10 bis 20 Prozent für thermische Energieübertragung), Leckagen und Druckverluste auf (VDE 2015). Wärmeverluste können insbesondere durch die Absenkung des Temperaturniveaus verringert werden, wodurch gleichzeitig die Einbindung erneuerbarer Energien in die leitungsgebundene Wärmeversorgung begünstigt wird.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Akteure die hier angesprochen werden sind im Wesentlichen die Politik, Kommunen, die Energiewirtschaft und insbesondere Wärmeversorger, die Erneuerbaren Energien Branche, potenzielle Investoren sowie Endkunden und die Wohnungswirtschaft. In Kapitel4 findet eine ausführliche Akteursanalyse der leitungsgebundenen Wärmeversorgung statt, weshalb an dieser Stelle hierauf nicht vertieft eingegangen werden soll.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

In (Mellwig 2016) wird in einer räumlichen Analyse deutscher Wohngebäude der netzbasierten Wärmeversorgung eine obere Potenzialgrenze von rund 32 Prozent Anteil an der Wärmenachfrage zugesagt. Wesentliche Einflussfaktoren für die Entwicklung werden ebenfalls in Kapitel 4untersucht. Hemmnisarten werden hier unterteilt in ökonomische, finanzielle, planerische, rechtliche, technische

und gesellschaftliche Hemmnisse. Zu nennen sind an dieser Stelle unter anderem der bereits genannte sinkende Wärmebedarf aufgrund zunehmender Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand und außerdem das Konkurrenzprodukt dezentraler, individueller Heizungssysteme. Entsprechend existieren hier negative Wechselwirkungen mit den Maßnahmen der Erhöhung der Sanierungsrate, der ambitionierten energetischen Standards in Neubauten, der Weiterentwicklung der Einspar- und Effizienztechniken sowie der Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren. Eine Herausforderung für die Dekarboniserung der FW ist die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien insbesondere in urbanen Gebieten (u.a. Flächen für Solarthermie, Geothermie, Wärmequellen für Großwärmepumpen). Eine positive Wechselwirkung besteht mit der Erhöhung des Anteils neu installierter Wärmetechniken auf Basis erneuerbarer Energien. Als positiver Nebeneffekt der Dekarbonisierung der Fernwärme ergibt sich die Möglichkeit zusätzliche nicht strombasierte erneuerbarer Energiequellen, wie z.B. Geothermie und Solarthermie, in die Gebäudewärmeversorgung zu integrieren und somit einen hohen Ausnutzungsgrad dieser EE-Quellen zu erreichen (z.B. (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017); (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015)).

8. Ambitionierter Ausbau EE-Stromerzeugung und beschleunigter Ausstieg aus Kohleverstromung (Zielbereich 2)

Beschreibung der Maßnahme:

Die Rolle strombasierter Wärmetechniken sowohl in Gebäuden selbst, als auch bei der Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen wird in Zukunft wichtiger werden. In den untersuchten Studien wird durchweg davon ausgegangen, dass insbesondere Wärmepumpen stark ausgebaut werden. Diese nutzen zwar schon erneuerbare/ Umwelt-Wärmequellen, damit sie aber als vollständig emissionsfrei betrachtet werden können, ist es essentiell, dass auch der genutzt Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird. Da erneuerbarer Strom nicht nur für die Dekarbonisierung des Wärmesektors, sondern auch für die Dekarbonisierung der anderen Sektoren und ggf. für die Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe benötigt wird, ist ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland wichtig. Daneben wird in vielen Studien betont, dass ein Ausstieg aus der Kohleverstromung unabdingbar für die Erreichung der Klimaschutzziele ist; einige Studien kommen sogar zu dem Schluss, dass die Energiewende insgesamt günstiger ist, wenn der Kohleausstieg beschleunigt/ vorzeitig erfolgt.

Qualitative Bewertung:

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Erreichung der Ziele des Energiekonzepts im Wärmemarkt

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung im Stromsektor sprechen die Ziele des Energiekonzepts direkt an. Obwohl Kohleerzeugnisse primär in Stromanwendungen fließen und die Wärmeerzeugung im Gebäudebereich hingegen zum jetzigen Zeitpunkt überwiegend von den Energieträgern Erdgas und Heizöl dominiert wird, ist ein frühzeitiger Verzicht auf Kohleverstromung insbesondere bei einer zunehmenden Sektorkopplung (Wärmepumpen, KWK in Gebäuden und Fernwärmesystemen) für den Wärmesektor von sehr hoher Relevanz. Ebenso ist der Einsatz erneuerbarer Energien essentiell für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung. Da die direkte Nutzung erneuerbarer Energien in der Gebäudewärme begrenzt ist, wird vor diesem Hintergrund stattdessen ein starker Anstieg an Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor erwartet. Aufgrund des damit zusammenhängenden zusätzlichen Strombedarfs, ist ein emissionsfreier Strommix Voraussetzung für die Zielerreichung der Zielbereiche 1 und 2 (z.B. (Fraunhofer ISE 2015); (Fraunhofer IWES et al. 2015)). Weitere Analysen der Agora Energiewende zeigen, dass neben der vollständigen Dekarbonisierung des Strommixes bis 2050 eine frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken bis ca. 2040 erforderlich ist, um die Klimaschutzziele zu erreichen (enervis energy advisors 2015).

2. Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Die Transformation des Energiesystems ist stets mit entsprechenden Mehrkosten verbunden. Eine Kostenbetrachtung unterschiedlicher Szenarien findet in (Fraunhofer ISE 2015) statt. Kostenarten werden hier unterteilt in Investitionen, Finanzierungskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Brennstoffkosten. Durch die aufgeführte Maßnahme fallen insbesondere Kosten durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Dekarbonisierung an. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist für die Dekarbonisierung des Gebäudesektors unerlässlich, da in diesem (und in Fernwärmenetzen) ein starker Ausbau elektrischer Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen erwartet wird. Die kumulativen Gesamtkosten wurden in einem 90-Prozent-Szenario mit ambitionierter energetischen Gebäudesanierung und einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung (Szenario „90/amb/Mix/beschl.“) auf 6.600 Milliarden Euro geschätzt. Gleichzeitig sinkt in einem dekarbonisierten und auf erneuerbaren Energien beruhenden System jedoch der energiebedingte Bedarf an fossilen Energieträgern. Dadurch wird eine höhere Unabhängigkeit gegenüber steigender Preise derer geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass durch den abnehmenden Import und die abnehmende lokale Erzeugung fossiler Energieträger sinkende Kosten entstehen. Zudem entfallen Kosten, die möglicherweise im Rahmen von CO_2-Zertifikaten oder einer CO_2-Steuer anfallen. Durch einen Vergleich unterschiedlicher Bedingungen hinsichtlich der Importkosten fossiler Energien wird in der Studie deutlich, dass die Konkurrenzfähigkeit besonders ambitionierter Klimaschutzszenarien insbesondere dann besteht, wenn die Erhöhung der Importkosten entsprechend hoch ausfällt. Konkret handelt es sich um eine Annäherung an eine jährliche Erhöhung der Importpreise von vier Prozent. Volkswirtschaftlich betrachtet bedingt der Umbau des Energiesystems aufgrund der Verschiebung der Geldflüsse eine positive Entwicklung auf die lokale Wertschöpfung (Fraunhofer ISE 2015). Dennoch müssen die Mehrkosten betrachtet werden, die durch ein frühzeitiges Auslaufen der Kohleverstromung entstehen könnten: In (Bertenrath et al. 2018) wird davon ausgegangen, dass es durch einen beschleunigten Ausstieg zu einem abrupten Strukturbruch kommen könnte, bei dem regional zunächst eine hohe Zahl an Beschäftigung verloren geht. Bei der Reduktion der Kohlekraftwerkskapazität ist zudem eine massive Umstellung der traditionellen Energiewirtschaft erforderlich, da deren Gewinne ansonsten drastisch sinken (z.B. (Prognos AG, EWI, GWS 2014); (Bertenrath et al. 2018)). Andere Studien weisen deutlich moderate Effekte auf, die gesamtwirtschaftlich kaum ins Gewicht fallen und auf regionaler Ebene in den Braunkohleregionen zu begrenzten Effekten führen können, vgl. (Oei et al. 2020).

Die Umweltkosten der Maßnahme sind insgesamt positiv zu bewerten. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Substitution fossiler Primärenergie werden CO_2-Emissionen vermieden, wodurch einerseits mittels Klimaschutzbeiträgen direkte Vorteile für die Umwelt entstehen. Der Ausbau von EE-Strom ist anderseits jedoch gleichzeitig auch mit negativ anfallenden Umweltauswirkungen verbunden. Diskutiert werden vor allem Flächen- und Ressourcenverbrauch sowie die Beeinträchtigung von Biodiversität und Lebensraum oder die Rückbaufähigkeit erneuerbarer Energieanlagen (z.B. (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2011)).

3. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Die Effizienz der Wärmebereitstellung im Gebäudebereich wird insbesondere durch energetisch bedingte Sanierungsmaßnahmen sowie die verstärkte Nutzung effizienter Technologien vorangetrieben. Einen direkten Einfluss auf die Effizienz bei der Wärme- und Kältebereitstellung haben der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsystem und der beschleunigte Ausstieg aus der Kohleverstromung demnach nicht. Die Maßnahme übernimmt hier vielmehr die Rolle eines Kompensators bei einem Mangel an Effizienzsteigerungen.

4. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung wird indirekt der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteerzeugung gesteigert. Die Steigerung ist umso höher, je mehr

strombasierte Wärme- und Kältetechniken in Gebäuden und Fernwärmenetzen eingesetzt werden. Dabei sind insbesondere solche Wärme- und Kältetechniken für das gesamte Energiesystem von Vorteil, die neben Effizienzsteigerungen bei der Energieumwandlung auch die Möglichkeit bieten dem Stromnetz ihre Flexibilität zur Verfügung zu stellen und somit systemdienlich für ein Stromsystem mit hohen Anteilen von fluktuierenden erneuerbaren Energien sein können.

5. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Erneuerbare Stromerzeugungstechniken sind zum Teil schon heute wirtschaftlich. Mittelfristig führen Skaleneffekte und Standardisierungen zu einer erhöhten Wirtschaftlichkeit, wie in (Fraunhofer ISE 2018a) beschrieben wird: „Die Stromgestehungskosten für PV-Anlagen sinken ab 2030 unter den Wert von 4,70 (Dachanlagen) beziehungsweise 2,41 €Cent/kWh (Freiflächenanlagen). Ab 2030 erzeugen sogar kleine PV-Dachanlagen in Süddeutschland Strom günstiger als ebenfalls in 2030 neu errichtete Steinkohle- oder GuD-Kraftwerke [mit Stromgestehungskosten von ca. 7,5 bis 12 €cent/kWh]. Die spezifischen Anlagenkosten von PV liegen im Jahr 2035 bei 350 bis 815 EUR/kWp. PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland werden die durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller fossilen Kraftwerke bis zum Jahr 2035 deutlich unterbieten.

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen bereits heute auf dem Niveau der Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken und liegen teilweise unter den Stromgestehungskosten von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken. Für den zukünftigen Trend wird mit einer LR von 5 % gerechnet. Verbesserungen werden hauptsächlich in einer höheren Volllaststundenzahl und der Erschließung von neuen Standorten mit speziellen Schwachwindturbinen erwartet. Durch die zu erwartende Kostensteigerung bei fossilen Kraftwerken wird sich die Wettbewerbsfähigkeit von Onshore-WEA dennoch weiter verbessern, so dass die Stromgestehungskosten an windreichen Standorten im Jahr 2035 mit 3.49 bis 7.09 €Cent/kWh deutlich unter den Werten für alle fossilen Kraftwerke liegen werden. Offshore-WEA haben verglichen mit Onshore-WEA noch ein starkes Kostenreduktionspotenzial. Bis 2035 werden die Stromgestehungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 5,67 und 10,07 €Cent/kWh absinken.

Da bei Biogasanlagen mit geringen Kostensenkungen gerechnet wird, sind für Biogas keine Lernrate hinterlegt. Dies führt zu konstanten Stromgestehungskosten bis 2035 (10,14 bis 14,74 €Cent/kWh ohne die Erträge aus Wärmeerzeugung)“.

In Tabelle 8 sind die technisch-ökologischen Ausbaupotenziale in Deutschland für erneuerbare Stromerzeugungstechniken bis 2050 aus (Umweltbundesamt (UBA) 2010)zusammengefasst. Außerdem ist dargestellt in welchen Umfang die jeweiligen Technologien in dem Szenario der genannten Studie genutzt werden (das Szenario zielt auf einen etwas anderen Zielbereich als der hier betrachtete Zielbereich ab (100 % Strom aus erneuerbaren Quellen in 2050)). Es zeigt sich, dass vor allem in den Bereichen Photovoltaik und Wind-Offshore ein starker Zubau bis 2050 notwendig ist. Im benannten Szenario werden die Potenziale der Windenergie nahezu komplett ausgeschöpft. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass bei (fast) allen Anlagentypen Ertragssteigerungen erzielt werden können (siehe nächster Punkt).

Tabelle 8: Potenziale für den Ausbau von EE-Anlagen und deren Einsatz in einem Szenario mit 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen in 2050 aus (Umweltbundesamt (UBA) 2010). Stand 2018 aus (Burger 2019).

	Stand 2018		Technisch-Ökologisches Potenzial		Szenario „Regionenverbund“	
	Leistung (GW)	Ertrag (TWh)	Leistung (GW)	Ertrag (TWh)	Leistung (GW)	Ertrag (TWh)
Photovoltaik	46	45,75	275	248	120	104

Windenergie an Land	53	110	60	180	60	170
Windenergie auf See	6		45	180	45	177
Wasserkraft	4,8	17,82	5,2	24	5,2	22
Geothermie	k.A.	k.A.	6,4	50	6,4	50
Abfallbiomasse (Biogas)	7,7	40,26	nach Bedarf	23	23,3	11

Quellen: (Umweltbundesamt (UBA) 2010), (Burger 2019)

6. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Der Effizienz der Wandler für die erneuerbare Stromerzeugung sind physikalische Grenzen gesetzt (v.a. PV, Windenergie). Nach (Bürger et al. 2017) wird bis 2050 eine Steigerung der Effizienz von heute gängigen PV-Techniken (Silizium-PV, Dünnschicht) auf bis zu 26 % erwartet (von derzeit 10 – 18 %). In (Reuter und Elsner 2016) wird von einer Steigerung der Volllaststunden von Windenergieanlagen (on- und offshore) ausgegangen (größere Rotoren, höhere Nabenhöhe). Das theoretische Maximum des aerodynamischen Wirkungsgrades von 59 % wird von modernen Anlagen schon annähernd erreicht (ca. 52 – 53 %). Effizienzpotenziale sind teilweise noch in der Reduktion der Wandlungsverluste im Triebstrang/ der Anlagentechnik vorhanden.

7. Ansprache verschiedener Akteure

Die Ansprache verschiedener Akteure wird gewährleistet. Angesprochen werden unter anderem die Politik, die Industrie, die Energie- und Stromwirtschaft, Gebäudeeigentümer oder -betreiber sowie InstallateurInnen und Privatpersonen. Die Politik wird hier beispielsweise angesprochen, den politischen Rahmen so zu gestalten, dass der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung entsprechend erfolgt. Die Industrie wird hinsichtlich der (Weiter-)Entwicklung elektrischer Prozesswärmeverfahren gefragt sein, entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Die Energiewirtschaft steht vor der Herausforderung einer Umstellung ihrer traditionellen Struktur und eines Ausbaus des Stromversorgungssystems für die Integration der Erneuerbaren Energien. Bei der Integration erneuerbaren Stroms in die Gebäudewärme müssen Heizungsunternehmen angesprochen werden, die einen direkten Kontakt zu Eigentümern und Gebäudebetreibern herstellen können. Diese stellen wiederum die wesentlichen Entscheidungsträger beim Umstieg konventioneller Heiztechniken auf moderne, klimafreundliche Technologien dar.

8. Umsetzbarkeit der Maßnahme (inkl. Hemmnisse, Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und positive Nebeneffekte)

Die Energiewende insbesondere im Stromsektor ist als gesellschaftlicher Konsens anzusehen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist essentiell. Hemmnisse in diesem Zusammenhang sind teilweise der politische Rahmen, das insgesamt beschränkte Potenzial in Deutschland aber auch die Fähigkeiten der Stromnetze zusätzliche fluktuierende Strommengen aufzunehmen, dem nur mit einem Ausbau der Stromnetze und/oder einer Bereitstellung hinreichender dezentraler Flexibilitätskapazitäten begegnet werden kann. Es muss daher von politischer Seite aus dafür gesorgt werden, dass entsprechende Hemmnisse bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie entsprechende regulatorische Hemmnisse der Sektorkopplung überwunden werden und die Wettbewerbsfähigkeit von Strom gegenüber anderer (fossiler) Brenn- und Kraftstoffe verbessert wird (z.B. (Nitsch 2016)). Es handelt sich hierbei um die Unterschiede der Besteuerung von CO_2 und Strom (z.B. (VDE 2015)). Neben den rein technischen Aspekten ist auch die Verfügbarkeit qualifizierter Personen für die Installation und Wartung der Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung ein wichtiger Aspekt.

Der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung ist in Hinblick auf das Ziel einer komplett erneuerbaren Stromerzeugung unerlässlich. Der Kohleausstieg in seiner am 14.08.2020 in Kraft getretenen Form durch das Kohleausstiegsgesetz gibt einen Fahrplan vor. Eine Herausforderung im Zusammenhang mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung ist, dass einige Regionen in Deutschland stark vom Abbau und der Verstromung von Braunkohle abhängig sind und der Strukturwandel dort Zeit in Anspruch nehmen wird.

Weitere Maßnahmen insbesondere für die Erreichung des Zielbereichs 2:

Neben den detailliert beschriebenen und bewerteten Maßnahmen wird in den untersuchten Studien zu Zielbereich 2 die Wichtigkeit von verbindlichen, sektorenspezifischen Emissionsminderungsvorgaben hervorgehoben. Verbindlichkeit führt an dieser Stelle zu Planungs- und Investitionssicherheit. Sie führt auch zu einer „gerechten" Verteilung der Verantwortung/ Lasten zwischen den verschiedenen Sektoren der Volkswirtschaft und erleichtert ein Monitoring der Zielerreichung.

Daneben ist im Zielbereich 2 die Nutzung von PtL/G für die Zielerreichung im Gesamtenergiesystem wichtig. Um ausreichende (Energie)Mengen bereitzustellen, muss ein globaler Markt für synthetische Kraft- und Brennstoffe (PtG/L) aufgebaut werden. Die Bereitstellung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen wird in den ausgewählten Studien langfristig als kostengünstiger, flexibler Energieträger mit hohem Potenzial für die Integration in ein erneuerbares Energiesystem betrachtet. Unabhängig ob im Energiesystem der Zukunft eher auf eine breite Elektrifizierung oder auf einen breiteren Technologiemix gesetzt wird, wird unter anderem in (dena und ewi 2018) aufgezeigt, dass synthetische Energieträger für die Erreichung der Klimaziele eine wichtige Rolle spielen können.

1.2.4.2 Semi-quantitative Bewertung der Wirkung Zielbereich 1 („nahezu klimaneutraler Gebäudebestand")

Der semi-quantitativen Bewertung liegt die Frage zugrunde, ob sich eine Maßnahme positiv oder negativ auf das jeweilige Kriterium auswirkt, bzw. die Maßnahme das jeweilige Kriterium positiv oder negativ beeinflusst. Die in der Tabelle dargestellte Bewertung basiert auf den Auswertungen und Einschätzungen der AutorInnen. Darüber hinaus wurde eine Bewertung durch die Mitglieder des Projekt-Begleitkreises durchgeführt. Weiterhin zeigt die Farbe an, ob eine direkte Beeinflussung der Kriterien durch die jeweilige Maßnahme erfolgt (grün hinterlegte Felder) oder ob eine indirekte Beeinflussung erfolgt (grau hinterlegte Felder), d.h. das nicht die Maßnahme selber Einfluss auf das jeweilige Kriterium hat, sondern ein weiterer Effekt den die Maßnahme hervor ruft, der aber nicht unter dieser Maßnahme selber subsummiert werden kann. Liegen sowohl direkte als auch indirekte Effekte vor, sind die Felder dunkelgelb hinterlegt. In Fällen in denen keine eindeutige Einordnung erfolgen kann bzw. kein Einfluss besteht, erfolgt keine farbliche Hinterlegung der Felder.

Tabelle 9: Semi-quantitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen hinsichtlich des Zielbereichs 1 (nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050)

Kriterium	Maßnahme Zielbereich 1: nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050				
	1. Erhöhung der Sanierungsrate	2. Graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus	3. Starke Erhöhung des Anteils neu installierter EE-Wärmetechniken bis 2050	4. Neubauten nur noch mit sehr hohem energetischen Standard	5. Weiterentwicklung Einspar- und Effizienztechniken im Gebäude
Erreichung der Ziele des Energiekonzepts	++	++	++	++	+

Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit	+	+	+	+	++
Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung	+	+	+	+	++
EE-Anteil in Wärme- und Kälteerzeugung	+	+	++	+	+
Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken	+	+	+	+	++
Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken	+[21]	++	+	++	++
Ansprache verschiedener Akteure	++	+	++	+	++
Umsetzbarkeit der Maßnahme	-	0	0	+	+

(grün: direkter Zusammenhang zwischen Maßnahme und Kriterium, grau: indirekter Zusammenhang, gelb: sowohl direkter und indirekter Zusammenhang, farblos: kein bzw. nicht einzuordnender Zusammenhang)
Quelle: Eigene Darstellung

1.2.4.3 Semi-quantitative Bewertung der Maßnahmen Zielbereich 2 („THG-Minderung um 95 %“)

Der semi-quantitativen Bewertung liegt die Frage zugrunde, ob sich eine Maßnahme positiv oder negativ auf das jeweilige Kriterium auswirkt, bzw. die Maßnahme das jeweilige Kriterium positiv oder negativ beeinflusst. Die in der Tabelle dargestellte Bewertung basiert auf den Auswertungen und Einschätzungen der AutorInnen. Darüber hinaus wurde eine Bewertung durch die Mitglieder des Projekt-Begleitkreises durchgeführt. Ebenfalls drückt die farbliche Hinterlegung der Felder, wie für Tabelle 9 beschrieben, die Direktheit des Zusammenhangs zwischen Maßnahme und Kriterium aus.

[21] Wirkung Gebäudehülle: direkt, Wirkung Anlagentechnik indirekt

Tabelle 10: Semi-quantitative Bewertung der betrachteten Maßnahmen hinsichtlich des Zielbereichs 2 (THG-Emissionsminderung im gesamten Energiesystem um 95 % bis 2050)

Kriterium	1. Erhöhung Sanierungsrate	2. Graduelle Anhebung Sanierungstiefe	3. Starke Erhöhung des Anteils neu installierter EE-Wärmetechniken bis 2050	6. Allokation Biomasse bei Hochtemperaturanwendungen (v. a. in der Industrie)	7. Dekarbonisierung der Fernwärme	8. Ambitionierter Ausbau der EE-Stromerzeugung und beschleunigter Ausstieg aus Kohleverstromung
Erreichung der Ziele des Energiekonzepts	++	++	++	-	++	++
Volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit	0	0	+	+	-	+[22]
Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung	+	++	+	0	+	+
EE-Anteil in Wärme- und Kälteerzeugung	+	+	++	-	++	++
Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken	+	+	+	+	+	+
Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken	++	++	+	+	+	+

[22] Neben direkten Kosten durch EE-Ausbau bestehen auch indirekte Effekte durch Strukturwandel

Ansprache verschiedener Akteure	+	+	+	0	0	+
Umsetzbarkeit der Maßnahme	-	-	0	-	+	0

grün: direkter Zusammenhang zwischen Maßnahme und Kriterium, grau: indirekter Zusammenhang, gelb: sowohl direkter und indirekter Zusammenhang, farblos: kein bzw. nicht einzuordnender Zusammenhang)
Quelle: Eigene Darstellung

1.2.5 Bewertung der Wirksamkeit der Schlüsseltechniken

Da es im Bereich der Technikbewertung schon viele, teilweise sehr ausführliche Studien gibt (u.a. (Bürger et al. 2017)) werden im Folgenden nur die wichtigsten Aspekte im Hinblick auf die beiden Zielbereiche der Studie beschrieben und die identifizierten Schlüsseltechniken wie zuvor die Maßnahmen semi-quantitativ bewertet. Dabei wird ein reduziertes, auf die Technikbewertung ausgerichtetes Kriterienset verwendet, welches sich an den Kriterien für die Maßnahmenbewertung orientiert. Die Kriterien sind:

1. Zielerreichung
2. Effizienz bei der Wärme- und Kältebereitstellung
3. EE-Anteil bei der Wärme- und Kälteerzeugung
4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken
5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Einige der oben genannten Techniken adressieren Techniken, die für das gesamte Energiesystem relevant sind und nicht explizit für die Wärmebereitstellung. Die in der Beschreibung der beiden Zielbereiche am Anfang dieses Kapitels aufgeführten Techniken sind für die Bewertung weiter zusammengefasst worden, wo dieses aufgrund kausaler Zusammenhänge sinnvoll erschien.

<u>Auf EE basierende Wärmetechniken</u>

Die Umstellung der Wärmebereitstellung (in Gebäuden) auf effiziente, erneuerbare Energien nutzende Heiztechniken ist – neben der Reduktion des Energiebedarfs durch Effizienzmaßnahmen wie verbesserter baulicher Wärmeschutz von Gebäuden – eine Grundvoraussetzung für das Erreichen der beiden Zielbereiche dieser Studie. Insbesondere Wärmepumpen wird aufgrund der effizienten Nutzung erneuerbarer Energien (Umgebungswärme) und die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme, die zentral für ein zukünftiges, auf EE basierendes Energiesystem ist, eine zentrale Rolle bei der Wärmebereitstellung zugeschrieben. Dies gilt vor allem für die Niedertemperaturwärme in Gebäuden, aber teilweise auch für die Wärmebereitstellung für Fernwärmesysteme oder Prozesse. Dies trifft gleichermaßen auf beide Zielbereiche zu. Daneben ist die Nutzung der Solarthermie ebenfalls in beiden Zielbereichen ein wichtiger Baustein. Bei der Biomasse unterscheiden sich die oben analysierten Szenarien zwischen den Zielbereichen teils deutlich. Während im Zielbereich 1 Biomasse eine relativ breite Anwendung in der Wärmebereitstellung erfährt, spielt sie im Zielbereich 2 für die Bereitstellung von Wärme in Gebäuden teilweise keine Rolle mehr, da sie in anderen Sektoren/ für andere Anwendungen benötigt wird (u.a. Hochtemperatur-/ Prozesswärme, Mobilität).

Neben den eigentlichen Wärmebereitstellungstechniken ist auch eine intelligente Steuerungs-/ MSR-Technik wichtig. Dies gilt vor allem für alle Techniken, die eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme ermöglichen, und sich durch eine an dem erneuerbaren Stromdargebot ausgerichtete Wärmebereitstellung auszeichnen.

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Zielerreichung

Für die beiden Zielbereiche ist Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung essentiell. Für die Erreichung des Zielbereichs 2 ist in den meisten analysierten Szenarien eine nahezu bzw. komplett treibhausgasneutrale Wärmeversorgung Grundvoraussetzung für die Erreichung einer THG-Emissionsminderung um mindestens 95 %.

Welcher Anteil EE an der Wärmebereitstellung benötigt wird, ist davon abhängig, wie stark der Endenergiebedarf in dem jeweiligen Szenario reduziert wird. Bei einer starken Reduktion des Endenergiebedarfs wird v.a. in Zielbereich 1 ein deutlich niedrigerer Anteil EE an der Wärmebreitstellung benötigt (in einigen Zielbereichen liegt der Anteil fossiler (Erdgas) Energieträger noch bei bis zu 25 %; vgl. Abbildung 1). Nach (Bürger et al. 2017) ist zum Beispiel für eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs ein EE-Anteil an der Wärmebereitstellung von mindestens 80 % nötig, wenn der Nutzenergiebedarf nicht reduziert wird, bzw. von mindestens 55 %, wenn der Nutzenergiebedarf um 60 % reduziert wird, was oftmals als technisch sinnvoll realisierbar gesehen wird. Auch in den Szenarien des Zielbereichs 2 werden noch gasförmige und flüssige Brennstoffe eingesetzt, allerdings werden diese fast ausschließlich aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt.

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Insbesondere die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen führt zu einer höheren Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung verglichen mit den derzeit genutzten Techniken. Wie bereits erwähnt ist neben der Nutzung von EE die Effizienzsteigerung (i) durch Nutzenergieeinsparungen und (ii) durch eine effizientere Energiewandlung wichtig für die Zielerreichung. Die Nutzung von EE für die Wärmebereitstellung erfordert oftmals auch die Anpassung von Wärmeverteil- und -übergabesystemen auf Niedertemperaturheiz- bzw. Hochtemperaturkühlsysteme. Beide erhöhen im Vergleich zu heutigen Standardlösungen die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung (Stichwort „LowEx“; s. auch „Energieeffizienztechniken“ unten).

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Die Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- (und Kälte-)Bereitstellung erhöht den Anteil von EE an der Wärme- und Kälteerzeugung.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Die meisten EE-Wärmetechniken weisen derzeit (und viele wahrscheinlich auch zukünftig) höhere Investitionskosten auf als Standard-Heizungstechniken (fossile Kessel). Neben den Investitionskosten spielen aus einzelwirtschaftlicher Sicht u.a. auch Verbrauchs-/ Betriebskosten, Förderungen, aber auch Steuern, Abgaben und Energiepreisentwicklungen eine wichtige Rolle für die Wirtschaftlichkeit. Insbesondere bei steigenden Preisen fossiler Energieträger und einer „adäquaten“ CO_2-Bepreisung steigt die Wirtschaftlichkeit von EE-basierten Wärmetechniken. Darüber hinaus werden v.a. bei EE-Techniken (v.a. Wärmepumpen und Solarthermie) noch erhebliche zukünftige Kostensenkungspotenziale erwartet (vgl. u.a. (Köhler et al. 2018)).

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Je nach Bilanzierungsrahmen (EnEV oder Energiebilanz) kann durch die Nutzung von Wärmepumpen, aber auch von Solarthermie der Endenergiebedarf von Gebäuden stark gesenkt werden. Insbesondere Wärmepumpen sind hocheffiziente Wärme- bzw. Kältebereitstellungstechniken, die auch unabhängig vom Bilanzierungsrahmen eine starke Reduktion des Endenergiebedarfs bewirken. Biomassekessel weisen eine ähnliche Wandlungseffizienz auf wie fossile Kessel, Solarthermie eine vergleichsweise

niedrige Effizienz, wenn diese als das Verhältnis der nutzbaren Wärme zur solaren Einstrahlung bewertet wird. Bei allen EE-Techniken ist die Integration von Speichern und eine gute Regelung wichtig für die Maximierung der Wandlungs-/ Wärmebereitstellungseffizienz.

EE Stromerzeugung

Unabhängig von den Zielbereichen wird für das Jahr 2050 eine zu 100 % auf EE-basierende Stromerzeugung erwartet/ angestrebt. Die Erreichung dieses Ziels ist für beide Zielbereiche von großer Bedeutung. Mit dem Ausbau der EE verbunden ist ein entsprechender Ausbau der Stromnetze insbesondere für den Transport von EE-Strom aus Norddeutschland in die Verbrauchszentren im Süden und Stromaustausch mit den europäischen Nachbarn verbunden.

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Zielerreichung

Die Wärmebreitstellung wird in beiden Zielbereichen stark von Wärmepumpen geprägt. Damit diese einen entsprechenden Beitrag zur Reduktion des nichterneuerbaren Primärenergiebedarfs, bzw. Zur Reduktion der gesamten THG-Emissionen leisten können ist eine zu 100 % erneuerbare Stromerzeugung unerlässlich.

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Die erneuerbare Stromerzeugung hat keinen direkten Einfluss auf die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung.

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Wie unter „Zielerreichung“ beschrieben ist vor dem Hintergrund des wachsenden Anteils von WP an der Wärmebereitstellung, bzw. allgemein von strombasierten Techniken an der Wärme- und Kältebereitstellung, eine zu 100 % erneuerbare Stromerzeugung von großer Bedeutung, da diese den PE-Faktor von in diesen Techniken genutzten Strom bestimmt.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

PV-Anlagen können schon heute Strom günstiger erzeugen als Haushalte (und teilweise auch Gewerbe- und Industriekunden) für den bezogenen Strom bezahlen. Auch haben die Ausschreibungen für erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten (Wind, PV) der vergangenen Jahre gezeigt, dass oftmals keine staatliche Förderung mehr für Bau und Betrieb von EE-Stromerzeugungsanlagen mehr nötig ist. Das bedeutet, dass EE-Stromerzeugungsanlagen schon heute Wettbewerbsfähig und damit wirtschaftlich sind. Die Wirtschaftlichkeit wird vor dem Hintergrund weiterer prognostizierter Kostensenkungen der relevanten Techniken, potenziell steigender Preise für fossile Energien und CO_2-Emissionen weiter zunehmen.

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Effizienz der Stromerzeugung der verschiedenen EE-Stromerzeugungstechniken ist durch physikalische Grenzen begrenzt. Insbesondere bei der PV werden in Zukunft durch technische Weiter- und Neuentwicklungen noch weitere Effizienzsteigerungen erwartet.

Speichertechniken in Gebäuden und Fernwärmenetzen

Die Energiebereitstellung erneuerbarer Energien ist nur bedingt steuerbar; sie ist von den Klima-/ Wetterbedingungen abhängig (Ausnahmen sind die Biomasse und durch EE synthetisch erzeugte Brennstoffe). Um auch in Zeiten ohne erneuerbare Energiebereitstellung den Energiebedarf (elektrisch und thermisch) decken zu können sind Speicher unerlässlich. Die im Folgenden beschriebenen Aspekte fokussieren sich auf thermische Speicher in Gebäuden und Fernwärmenetzen. Daneben wird aber auch die Rolle elektrischer Speicher (Batterien) in Gebäuden mit betrachtet. Chemische

Speicher (Stichwort PtG, PtL) und große elektrische Speicher (z.B. Pumpspeicher) sind zwar für das Gelingen der Energiewende ebenfalls wichtig, sind aber hier nicht adressiert, da der Fokus auf dem Wärmesektor liegt.

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Zielerreichung

Thermische und elektrische Speicher sind für beide Zielbereiche unerlässlich und eine Grundvoraussetzung um die fluktuierende EE-Energieerzeugung auszugleichen und möglichst viel durch EE erzeugte Energie ohne Umwandlung zu nutzen. Mittel- bis langfristig spielen voraussichtlich auch chemische Speicher und die Umwandlung von EE-Strom in synthetische Brennstoffe eine wichtige Rolle um Energie auch saisonal speichern zu können.

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Speicher können prinzipiell dazu genutzt werden Nutzenergie (v.a. Wärme und Kälte) in Zeiten bereit zu stellen, in denen dies möglichst systemisch effizient möglich ist, wodurch sie zu einer Erhöhung der Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung beitragen können. Dem stehen die Verluste bei der Speicher Be- und Entladung und während der der Speicherung selber gegenüber (siehe Kriterium 5.). Diese wirken sich jedoch nicht direkt auf die Effizienz bei der Bereitstellung aus.

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Durch Speicher kann der EE-Anteil an der Wärme- und Kältebereitstellung erheblich gesteigert werden, da sie die Fluktuation des EE-Energiedargebots ausgleichen können. Insbesondere thermische Speicher, die ggf. noch mit einem Heizstab ausgestattet sind um erneuerbaren Überschussstrom direkt für die Wärmebereitstellung zu nutzen (PtH), haben einen direkten Einfluss auf den EE-Anteil der Wärme- und Kältebereitstellung.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Thermische Speicher für die Pufferung z.B. solarer Wärme, bzw. als Kurzzeit-Pufferspeicher sind am Markt etabliert und wirtschaftlich einsetzbar. Thermische Langzeitspeicher (in Wärmenetzen) können prinzipiell ebenfalls wirtschaftlich gebaut und betrieben werden, wie die Solarthermie-basierten Wärmenetze in Dänemark demonstrieren. In Deutschland sind diese noch nicht etabliert und derzeit noch vergleichsweise teuer. Stromspeicher (Batterien) zur Pufferung von PV- und Windstrom sind i.d.R. noch nicht wirtschaftlich umsetzbar, es werden aber starke Kostenreduktionen und damit verbunden ein wirtschaftlicher Einsatz in den nächsten Jahren erwartet.

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Effizienz von Speichern ist stark von der Art der Energiespeicherung und teilweise auch der Speicherdauer abhängig. Je länger Energie gespeichert wird, desto höher sind die i.d.R. die Verluste (eine Ausnahme sind chemische Speicher, allerdings sind hier die Wandlungsverluste und damit auch die gesamten Speicherverluste vergleichsweise hoch). Elektrische Speicher sind auch über einen längeren Zeitraum (bis zu mehrere Tage) effizient; sie erreichen Speichereffizienzen von annähernd ca. 98 bis 99 %). Die Effizienz von thermischen Speichern ist niedriger. Sie kann durch entsprechende Dämmmaßnahmen erhöht werden.

Fernwärme mit niedrigem nicht-erneuerbarer Primärenergieanteil

Die Entwicklung der Fernwärme wird detailliert in Kapitel 4 beschrieben, weshalb an dieser Stelle nur ein Kurzüberblick gegeben und auf Details nicht eingegangen wird.

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Zielerreichung

Der Anteil der Fernwärme an der Wärmebereitstellung in Gebäuden wird, wie in der Szenarienanalyse in Kapitel 1.1 beschrieben, bei beiden betrachteten Zielbereichen in den meisten Szenarien zunehmen. Dementsprechend wichtig ist ein niedriger nicht-erneuerbarer Primärenergiefaktor für die Erreichung der Ziele.

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Der Primärenergiefaktor der Fernwärme hat keinen direkten Einfluss auf die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung. Umgekehrt hat die Effizienz der Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen einen direkten Einfluss auf den Primärenergiefaktor der Fernwärme. Je mehr erneuerbare Energien und effiziente Energiewandler (z.B. Wärmepumpen) eingesetzt werden, desto niedriger ist der Primärenergiefaktor der Fernwärme.

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Der Primärenergiefaktor der Fernwärme kann u.a. durch den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Fernwärmebereitstellung reduziert werden, aber nicht nur. Alternativ/ ergänzend kann der Primärenergiefaktor auch durch den Einsatz effizienterer Wärmeerzeuger und/ oder KWK-Techniken, sowie den Einsatz von Abwärme (aus der Industrie) reduziert werden. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Erreichung eines niedrigen PE_{ne}-Wertes in erster Linie durch den Einsatz erneuerbarer Energien erreicht wird, auch wenn aus einem niedrigen PE_{ne} nicht direkt abgelesen werden kann wie hoch der EE-Anteil an der Fernwärmebereitstellung und damit generell ist.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Für die Fernwärmebereitstellung werden Techniken meist großskalig eingesetzt, wodurch die spezifischen Investitionskosten für die Wärmeerzeuger niedriger liegen als bei Einzellösungen auf/ in Häusern. Allerdings sind für die Reduktion des PE_{ne} der Fernwärme weitere Investitionen in die Netzinfrastruktur (für die Einspeisung von EE-Wärme, Temperaturabsenkungen des Netzes, …) nötig. In vielen Fällen sind derzeit die Wärmebereitstellungskosten der Fernwärme für den Endkunden relativ hoch, oftmals auch höher als bei Einzellösungen. So liegt laut dem Heizspiegel für das Jahr 2018 bei einem mittleren Heizenergieverbrauchsniveau der Endkundenpreis in EZFH (unter 250 m^2 Wohnfläche) mit 13,60 € pro m^2 pro Jahr höher als bei allen anderen betrachteten dezentralen Energieträgern/Heizsystemen (Erdgas: 11,30 €/m^2a, Heizöl: 13,20 €/m^2a, 10,90 €/m^2a) (co2online gGmbH 2019a).

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die zentrale Wärme- und Kältebereitstellung in Netzen ist i.d.R. sehr effizient und oft effizienter als dezentral. Um den Primärenergiefaktor nicht-erneuerbar möglichst kostengünstig zu reduzieren, sind der Einsatz hocheffizienter Wandlungstechniken und die Erhöhung der Effizienz der thermischen Verteilung und Speicherung (z.B. durch Temperaturabsenkungen (Wärmenetz), bzw. -erhöhung (Kältenetz) und eine verbesserte Dämmung der Leitungen) wichtig.

<u>Energieeffizienztechniken</u>

Unter Energieeffizienztechniken werden in dieser Studie für die Gebäude der bauliche Wärmeschutz (inklusive Hochleistungsdämmstoffe) sowie Wärmerückgewinnungstechniken subsummiert. Auch sogenannte LowEx-Systeme werden als Effizienztechnik verstanden. Insbesondere für die Erreichung des Zielbereichs 2 ist eine Steigerung der Energieeffizienz in allen Verbrauchssektoren unerlässlich. Auf einzelne Effizienztechniken/ -maßnahmen z.B. in der Industrie kann an dieser Stelle allerdings nicht eingegangen werden. Die folgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf die Wärme- und Kältebereitstellung (Raumwärme/ -kälte und Trinkwarmwasser).

<u>Qualitative Bewertung der Wirkung:</u>

1. Zielerreichung

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eine Grundvoraussetzung für die Erreichung beider Zielbereiche. Vor allem die energetische Gebäudesanierung und damit die starke Reduktion des (Nutz-)Energiebedarfs von Gebäuden sind essentiell. Dies zeigt sich in den in Kapitel 1.1 identifizierten Sanierungsraten (bis zu annähernd 4 %/a), aber auch in den zugrundeliegenden Sanierungstiefen; Neubauten müssen in vielen Studien als nahezu Nullenergiegebäude (gesetzlich verpflichtend) errichtet werden, viele auch als KfW40-Effizienzhaus oder besser. Diese hohe Qualität wird auch verstärkt bei Gebäudesanierungen als Grundvoraussetzung für die langfristige Zielerreichung in beiden Zielbereichen gesehen.

Neben der Sanierung der Gebäudehülle ist auch die Minimierung der Lüftungswärmeverluste durch entsprechende Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ein wichtiger Baustein für die Erreichung der Ziele. Diese hat darüber hinaus weitere positive Nebeneffekte (verbesserte Raumluftqualität, Feuchte- und damit Schimmelschutz).

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

Durch hohen baulichen Wärmeschutz der Gebäudehülle und minimierte Lüftungswärmeverluste werden niedrigere Heizleistungen im Raum/ Gebäude benötigt, was die Absenkung der Temperaturen in den thermischen Systemen und die Einbindung erneuerbarer Energien erleichtert/ unterstützt. Dadurch wird die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung erhöht.

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Die Anpassung der Temperaturen im Wärme-/ Kälteverteilsystem erleichtert die Einbindung erneuerbarer Energien.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

Baulicher Wärmeschutz ist eine vergleichsweise teure Maßnahme. Unabhängig davon ist die Minimierung des Wärme- und Kältebedarfs durch Effizienztechniken eine Grundvoraussetzung für die Erreichung des Ziels eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands und von noch größerer Wichtigkeit für eine THG-Emissionsminderung um 95 %, da die EE-Potenziale in Deutschland begrenzt sind. Insbesondere die Dämmung ist i.d.R. erst bei langen Betrachtungs- und Investitionszeiträumen im Gebäudebereich wirtschaftlich.

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Effizienz der Wärmedämmung ist von den stofflichen Eigenschaften (insbesondere der Wärmeleitfähigkeit λ) der eingesetzten Materialien abhängig. Gängige Dämmmaterialien weisen eine Wärmeleitfähigkeit zwischen 0,035 und 0,040 W/(m*K) auf, Hochleistungsdämmmaterialien wie Aerogele (0,012 W/(m*K)) oder Vakuumdämmmaterialien (0,002 W/(m*K)) eine deutlich niedrigere, was geringere Dämmstoffdicken erlaubt (s. (Bürger et al. 2017)).

In Lüftungsanlagen wird in den meisten Fällen ein Wärmerückgewinnungsgrad von WRG = 80 % erreicht, zukünftig werden Werte von bis zu 97 % erwartet (vgl. (Bürger et al. 2017)). Darüber hinaus werden kurz- und mittelfristig darüber hinaus auch Verbesserungen der Stromeffizienz erwartet (vgl. auch Ökodesign-Richtlinie).

PtG/L-Technik (Inland und v.a. Import)

Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL) wird eingesetzt um aus erneuerbarem Strom synthetische Brennstoffe herzustellen, die in verschiedenen Verbrauchssektoren genutzt werden können.

Qualitative Bewertung der Wirkung:

1. Zielerreichung

PtG und PtL spielen erst langfristig insbesondere in Zielbereich 2 eine wichtige Rolle. In vielen Szenarien zum Zielbereich 1 spielen diese Techniken keine Rolle. Um allerdings die gesamten THG-Emissionen um 95 % zu reduzieren ist eine nahezu vollständige Substitution fossiler Brennstoffe in allen Sektoren nötig. In vielen Sektoren kann Strom allerdings nur bedingt/ eingeschränkt direkt genutzt werden. In diesen sind synthetische Brennstoffe wichtig (u.a. Teile des Verkehrssektors, Industrieprozesse).

2. Effizienz bei Wärme- und Kältebereitstellung

PtG/L-Techniken haben keinen direkten Einfluss auf die Effizienz der Wärme- und Kältebereitstellung.

3. EE-Anteil bei Wärme- und Kälteerzeugung

Da PtG/L-Brennstoffe aus erneuerbarem Strom als erneuerbare Energie gewertet werden, hat ihre Nutzung für die Wärme- und Kältebereitstellung einen entsprechend hohen Einfluss auf den EE-Anteil. Dieser ist vom Technikmix bei der Wärme- und Kältebereitstellung abhängig. PtG/L wird in erster Linie in Gas- und Ölkesseln, Gas-Wärmepumpen und BHKWs genutzt.

4. Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken

PtG/L-Techniken sind derzeit noch nicht wirtschaftlich und werden auch erst in Zukunft wichtig und konkurrenzfähig.

5. Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken

Die Wandlungseffizienz (Strom zu Brennstoff) ist abhängig vom Endprodukt. Nach (NOW GmbH 2019) wird für die Wasserstofferzeugung (Elektrolyse) bis 2050 ein Wirkungsgrad von 68 %, für die Methanisierung von 62 % (Elektrolyse), bzw. 83 % (Sabatier) und 43 % für die Erzeugung flüssiger Brennstoffe erwartet.

<u>Weitere Techniken insbesondere für die Erreichung des Zielbereichs 2:</u>

Carbon Capture and Storage (CCS):

Die Abscheidung und Speicherung von CO_2 aus Verbrennungsprozessen (z.B. Industrie, Kraftwerke, Biogasanlagen) galt als eine Möglichkeit fossile Kraftwerke emissionsärmer zu machen, hat sich aber aus technischen, aber v.a. aufgrund von Protesten und politischen Diskussionen bisher nicht durchsetzen können. Zur Dekarbonisierung fossiler Kraftwerke wird die Technik voraussichtlich auch in Zukunft nicht eingesetzt werden. Sie kann aber erforderlich werden um z.B. Emissionen aus Industrieprozessen, die auch in Zukunft auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, abzuscheiden und langfristig zu speichern. Darüber hinaus kann durch CCS auch CO_2 aus der Verbrennung von Biomasse in großtechnischen Anlagen abgeschieden und gespeichert werden, wodurch „negative“ CO_2-Emissionen möglich werden. Prinzipiell kann auch CO_2 aus der Luft mit der Technik gespeichert werden um den CO_2-Gehalt der Atmosphäre zu reduzieren, wobei der technische Aufwand dabei wesentlich größer ist als bei der Abscheidung direkt bei Verbrennungsprozessen.

Elektromobilität:

Die Elektromobilität wird als zentral für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors gesehen. Neben der „klassischen“ Elektromobilität (elektrischer Bahn-/ Schienenverkehr) fallen auch der Batterieelektrische PKW-Verkehr sowie der Batterieelektrische und/ oder oberleitungsbasierte LKW- und Busverkehr darunter. In der politischen Diskussion oftmals in diesem Zusammenhang nicht betrachtet ist die Nutzung von E-Bikes, Pedelecs etc., obwohl auch diese eine wichtiger Teil einer strombasierten zukünftigen Mobilität sind.

<u>Semi-quantitative Bewertung der Wirkung</u>

Die Semi-quantitative Bewertung erfolgt entsprechend der für Maßnahmenbewertung und Instrumentenbewertung angegebenen Methodik und Skala: ++ (sehr positive Auswirkung), + (gute Auswirkung), 0 (neutral), - (negative Auswirkung) und -- (sehr negative Auswirkung). Die Bewertung für Zielbereich 1 ist in Tabelle 11 und für Zielbereich 2 in Tabelle 12 angegeben.

Die Bewertung der Techniken erfolgt analog der Maßnahmenbewertung; hat eine Technik positive oder negative Auswirkungen auf das jeweilige Kriterium? Die in den Tabellen dargestellte Bewertung basiert auf den Auswertungen und Einschätzungen der AutorInnen. Darüber hinaus wurde eine Bewertung durch die Mitglieder des Projekt-Begleitkreises durchgeführt.

Tabelle 11: Semi-quantitative Bewertung der Schlüsseltechniken für die Erreichung des Zielbereichs 1.

	Zielerreichung	Effizienz bei der Wärme- und Kältebereitstellung	EE-Anteil an der Wärme- und Kältebereitstellung	Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken	Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken
Auf EE basierende Wärmetechniken	++	+	++	0	+
EE-Stromerzeugung	++	+	+	+	+
Speichertechniken	+	+	++	0	+
Fernwärme mit niedrigem PE_{ne}	++	+	++	0	+
Energieeffizienztechniken	++	+	+	+	++
PtG/L-Technik	0	-	0	-	-

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 12: Semi-quantitative Bewertung der Schlüsseltechniken für die Erreichung des Zielbereichs 2.

	Zielerreichung	Effizienz bei der Wärme- und Kältebereitstellung	EE-Anteil an der Wärme- und Kältebereitstellung	Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Techniken	Energetische Effizienz der eingesetzten Produkte, Bauteile und Techniken
Auf EE basierende Wärmetechniken	++	++	++	0	+
EE-Stromerzeugung	++	+	++	+	+
Speichertechniken	++	+	++	0	1
Fernwärme mit niedrigem PE_{ne}	++	+	++	0	+
Energieeffizienztechniken	++	+	+	+	++
PtG/L-Technik	+	0	+	-	-

Quelle: Eigene Darstellung.

1.3 Vorschläge von Instrumenten für einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand

Hinweis zur Instrumentenauswahl

Dieses Kapitel wurde schwerpunktmäßig im Zeitraum November 2018 bis Februar 2019 bearbeitet. Die Auswahl der Instrumente bezieht sich auf den Wissensstand der AutorInnen und der Faktenlagen zum damaligen Zeitpunkt. Nach Februar 2019 wurden nur noch kleine redaktionelle Anpassungen jedoch keine grundlegenden Änderungen an der Auswahl, Beschreibung und Bewertung der Instrumente bis zur Fertigstellung des Berichts (Oktober 2020) durchgeführt.

Im Rahmen des Projekts werden in Kapitel 1.3 zehn etwaige Weiterentwicklungen der Instrumentierung diskutiert, die dazu beitragen könnten, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand (Zielbereich 1) bzw. einen vollständig dekarbonisierten Gebäudebereich (Zielbereich 2) zu erreichen.

Dieses Kapitel umfasst die Ableitung der Instrumente aus der Szenarioanalyse (siehe Kapitel 1.1), die Darstellung sowie eine qualitative Bewertung der Instrumentenvorschläge. Neben der qualitativen Bewertung erfolgt für die verschiedenen Instrumentenoptionen eine grobe Abschätzung der Endenergie- und THG-Einsparungen. Die Abschätzung erfolgt in Form einer ex-ante Bottom-up Wirkungsabschätzung[23]. Der Beitrag zur Zielerreichung wird in Bezug auf das jeweilige Einzelinstrument bewertet, die Bewertung möglicher Kombinationen der betrachteten Instrumente ist nicht Bestandteil der hier durchgeführten Analyse.

Das vorliegende Kapitel beschreibt das methodische Vorgehen zur Ableitung der Instrumente und skizziert für die vorgeschlagene Auswahl die Ausgestaltung der jeweiligen Instrumente. Des Weiteren werden die Struktur der Instrumentenbewertungen sowie die Bewertungskriterien dargestellt und es erfolgt eine beispielhafte Bewertung anhand eines ausgewählten Instrumentes.

1.3.1 Auswahl der Instrumente

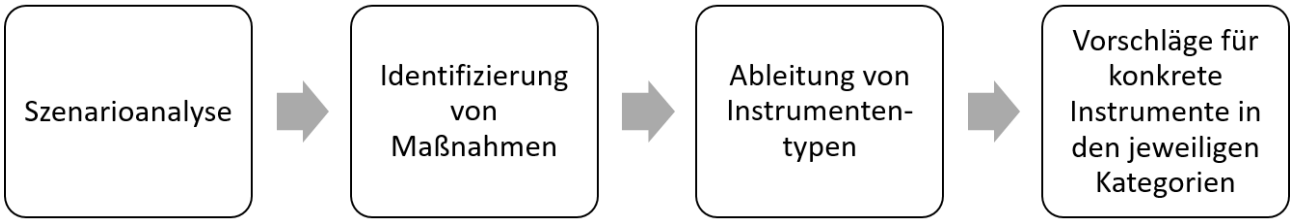
Aufbauend auf den Erkenntnissen aus der Szenarioanalyse werden Instrumente abgeleitet, die zu einer Erreichung der Ziele beitragen können. Da es sich bei den Szenarien in der Regel um normative Zielszenarien handelt, erfolgt in der Regel keine Betrachtung möglicher Instrumente zur Erreichung der Ziele. Die Ableitung erfolgt u.a. anhand der in Kapitel 1.1.4 abgeleiteten Anforderungen, die zur Erreichung der Ziele notwendig sind. Basierend auf den Ergebnissen der Identifizierung von Schlüsselmaßnahmen und -techniken in Kapitel 1.2 werden die folgenden fünf Maßnahmen identifiziert:

1. Steigerung der energetischen Sanierungsrate
2. Steigerung der Sanierungstiefe (Gebäudehülle)
3. Energieträgerwechsel
4. Ausbau und Dekarbonisierung von Fernwärme
5. Sicherstellung der Wirkung

Um ein möglichst breites Spektrum von Instrumenten zu betrachten, werden für jedes der Handlungsfelder verschiedene Instrumententypen betrachtet, für die jeweils 1-3 konkrete Instrumenten zur weiteren Betrachtung vorgeschlagen werden (siehe Abbildung 21).

[23] Für die Abschätzung der THG-Einsparung wird kein Gebäudemodell eingesetzt.

Abbildung 21: Vorgehen zur Ableitung der Instrumente



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 13 fasst die Ergebnisse der Ableitung von Instrumenten zusammen und stellt für jedes Handlungsfeld die betrachteten Instrumententypen sowie die vorgeschlagenen Instrumente dar. Eine Kurzbeschreibung der Ausgestaltung der Instrumente erfolgt in Abschnitt 1.3.2.

Tabelle 13: Ableitung möglicher Instrumente aus der Szenarioanalyse

Maßnahmen	Instrumententypen	Mögliche Beispiele für Instrumente
Steigerung der energetischen Sanierungsrate	Finanzielle Anreize für Gebäudeeigentümer	Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe
		Neuausrichtung der Grundsteuer
		Neuausrichtung der Grunderwerbssteuer
	Flankierende Instrumente zur Unterstützung des Sanierungsmarktes und zur Förderung technischer/organisatorischer Innovationen (z.B. industrielle Vorfertigung)	Weiterentwicklung der bestehenden Förderprogramme
		Ausweitung; Intensivierung von Aus- und Weiterbildungsangeboten
		Regionale Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung
Steigerung der Sanierungstiefe (Gebäudehülle)	Ordnungsrechtliche Instrumente und deren Vollzug	Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG) inkl. verschärfter Bestandsanforderungen
	Finanzielle Anreize zur Erreichung von Sanierungstiefen über die gesetzlichen Mindeststandards hinaus	Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen
Energieträgerwechsel	Finanzielle Anreize zur Förderung von EE-Techniken	Förderung ausschließlich für EE-Techniken (Weiterentwicklung der bestehenden Förderprogramme)
	Finanzielle Instrumente zur Steuerung von Energieträgerpreisen	Einführung einer CO_2-Lenkungsabgabe/Bepreisung für fossile Brennstoffe/Energieträger[24]
	Ordnungsrechtliche Instrumente/Verbote/ Nutzungspflichten	Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude; Ökodesign-Anforderungen für Gebäudetechnik

[24] Wie im folgenden Kapitel 1.3.2 beschrieben wird eine wirksame CO_2-Bepreisung für den Gebäudebestand wird als übergreifendes Instrument vorausgesetzt, jedoch im vorliegenden Vorhaben nicht näher untersucht.

Ausbau und Dekarbonisierung von Fernwärme	Planerische Instrumente zur Unterstützung des Ausbaus von Fernwärme	Planerische Instrumente auf kommunaler Ebene (kommunale Wärmeplanung)
	Ordnungsrechtliche Instrumente zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in Fernwärmenetzen	Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an Erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen
Sicherstellung der Wirkung	Marktbasierte und andere Instrumente unter Einbezug weiterer Akteure mit Nachweispflichten	Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems
		Ausweitung des aktuellen Ausschreibungsprogramms für Stromsparmaßnahmen (Step up!) auf den Wärmebereich Erfolgskontrolle bei Förderprogrammen, Erfolgskontrolle im Ordnungsrecht (entweder durch Messtechnik oder durch weitere Qualitätssicherungsmaßnahmen analog Blower-Door-Test), „Effizienzampel“ für Gebäudetechnik (integrierte Messtechnik und Auswertung von Energieeffizienz- und Energieverbrauchskennwerten; Bundes- oder EU-Recht)

Generell ist zu beachten, dass alle Instrumente, die zu einer Steigerung der Sanierungsaktivitäten führen, die Nachfrage nach Beratungs- und Handwerkerleistungen erhöhen, was zu einer weiteren Verknappung auf dem bereits angespannten Markt führen kann. Es ist daher unabdingbar, die Verfügbarkeit von Handwerkern durch geeignete flankierende Instrumente sicherzustellen, da dies eine notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung der aufgeführten Instrumente ist. Die Bedeutung der Verfügbarkeit von qualifizierten Fachkräften wird in Kapitel 4 weiter ausgeführt.

1.3.2 Ausgestaltung der zu bewertenden Instrumente

Zur Bewertung der Wirkung eines Instruments spielt neben dem Instrumententyp insbesondere die detaillierte Ausgestaltung eine maßgebende Rolle. Für die zur weiteren Ausarbeitung ausgewählten Instrumente skizziert Tabelle 14 die geplante Ausgestaltung. Dabei wurde angestrebt, die Ausgestaltung der Instrumente daran zu orientieren, wie die jeweiligen Instrumente im Rahmen anderer Projekte parametrisiert wurden.

Für jedes Instrument wird angestrebt, die Ausgestaltung so zu wählen, dass sie aus Sicht bisheriger Vorarbeiten und unseres Erfahrungswissens geeignet erscheint, in Kombination mit anderen Instrumenten die Ziele zu erreichen. Mit Blick auf die Instrumentenbewertung liegt der Fokus der Ausarbeitung daher nicht auf einer detaillierten Konkretisierung möglicher Ausgestaltungsvarianten.

Eine wirksame CO_2-Bepreisung für den Gebäudebestand wird als übergreifendes Instrument vorausgesetzt. Die konkrete Wirkung und Ausgestaltung wird im vorliegenden Vorhaben nicht untersucht, da dies detailliert in der parallel vom Umweltbundeamt durchgeführten Studie „Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ (Maurer et al. 2020) erfolgt. Gleichwohl sind die diskutierten Maßnahmen und Instrumente immer im Zusammenspiel mit einem wirksamen CO_2-Preis zu verstehen.

Tabelle 14: Kurzdarstellung der Ausgestaltung der zur weiteren Bearbeitung ausgewählten Instrumente

	Instrument	Ausgestaltung

1	Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe	Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe; Höhe der Klimaabgabe bemisst sich an der Differenz zwischen dem energetischen Standard des Gebäudes sowie einem Zielwert (Benchmark), der über die Jahre bis auf das Zielniveau eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestand sinkt; Klimaabgabe dient u.a. der langfristigen Sicherung der Finanzierung der Förderprogramme; Gebäudeeigentümer, die auf ein energetisches Niveau unterhalb des jeweils gültigen Benchmarks sanieren, erhalten einen Rechtsanspruch auf Förderung.
2	Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer	Staffelung der Grundsteuer in Abhängigkeit vom energetischen Zustand des auf dem Grundstück befindlichen Gebäudes; Spreizung der Steuersätze muss dabei so hoch sein, dass ein ökonomischer Anreiz gegeben ist, durch die Durchführung energetischer Modernisierungsmaßnahmen die Steuerlast zu reduzieren.
3	Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer	Staffelung der Grunderwerbssteuer in Abhängigkeit vom energetischen Zustand des auf dem Grundstück befindlichen Gebäudes; Klassifizierung anhand des Gebäudeenergieausweises, der bei Eigentümerwechsel ohnehin vorliegt; Bei Vorliegen eines iSFP kann eine nachträgliche Rückzahlung bei späteren Sanierungsaktivitäten angestrebt werden.
4	Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen	Es werden Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen betrachtet, die die Wirkung und/oder Anwendungsbereich von Förderung vertiefen und ausdehnen, z.B. Adressierung Energieeffizienz für vermietete Gebäude in schwierigen Lagen, d.h. Lagen, in denen Mieterhöhungen zur Refinanzierung der energetischen Sanierung schwierig umsetzbar sind (z.B. schrumpfende Gemeinden, an Verkehrswegen), Förderung besonders kostengünstiger Gebäudesanierung durch industrielle Vorfabrikation und digitalisierter Bauprozesse, Verknüpfung investiver Förderung mit iSFP, Anreizmechanismen für Handwerker Förderung ausschließlich für EE-Techniken
5	Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)	Zusammenführung von EnEG/EnEV und EEWärmeG zu einem Gebäudeenergiegesetz (GEG) Neubau: Beibehalt der aktuell gültigen Anforderungen bis 2025; ab 2025 Verschärfung des Anforderungsniveaus auf KfW-40 (WG und NWG) Gebäudebestand: ab 2025 Schärfung der Anforderungen sowohl bei Bauteilverfahren wie auch bei 140 %-Verfahren (Vollsanierung); Ausweitung der Nachrüstverpflichtungen (z.B. bei EFH und ZFH auch auf Gebäude, bei denen es seit 2002 keinen Eigentümerwechsel gab; Ausweitung des Betriebsverbots für Heizkessel, die älter sind als 25 Jahre, auf weitere Kesseltypen)

6	Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen	Einführung einer steuerlichen Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen als progressionsunabhängige Förderung durch den Abzug von der Steuerschuld. Die steuerliche Förderung umfasst sowohl Einzelmaßahmen als auch umfassende Sanierungen. Der vorgeschlagene Abzugszeitraum beträgt drei Jahre für Einzelmaßnamen und fünf Jahre für Vollsanierungen. Die Höhe der steuerlichen Förderung wird in Anlehnung an die bestehenden Förderungen des KfW Investitionszuschusses (430) festgelegt, wobei dem relativen Nachteil einer auf mehrere Jahre gestreckten Auszahlung durch eine leichte Steigerung der Förderhöhe entgegengewirkt wird.
7	Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude	Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung (ehemals EEWärmeG) auf bestehende Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude); Pflichtauslöser ist der Austausch der Heizanlage (Alternative: Alter und/oder Effizienz der bestehenden Heizanlage); Pflichtanteil wie im Neubau
8	Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen	Verpflichtung der Fernwärmeversorgungsunternehmen, einen sukzessiv aufwachsenden Mindestanteil an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen sicherzustellen.
9	Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems	Einführung eines Sektor-übergreifenden Energieeffizienzverpflichtungssystems mit Energieversorgern als verpflichtete Akteure gemäß Art. 7 EED für den Zeitraum 2021-2030. Vorgeschlagenes Ziel sind neue jährliche Einsparungen von 0,5 % des Endenergieverbrauchs.
10	Regionale Beratungsnetzwerke	Regionale Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung können informatorische Hemmnisse abschwächen oder beheben sowie die Anzahl und Qualität energetischer Sanierungen verbessern. Ein solches Netzwerk nimmt eine gewerkeübergreifende, neutral beratende und qualitätssichernde Funktion wahr, indem es Verbraucherinformationen bündelt, gezielte Öffentlichkeitsarbeit entlang der gesamten Beratungskette durchführt und die Weiterbildung der beteiligten Planer und Handwerker sicherstellt. Von der Bundesebene aus sind die direkte und flächendeckende Ansprache und Begleitung „vor Ort“ nicht zu leisten. Zum Beispiel Aufbau, Etablierung und Weiterentwicklung regionaler Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung und die Durchführung von Maßnahmen bei Erstansprache oder Initialberatung werden gefördert.[25]

[25] Siehe Thomas, S. et al.: Wirkungsanalyse bestehender Klimaschutzmaßnahmen und -programme sowie Identifizierung möglicher weiterer Maßnahmen eines Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung, Umweltbundesamt, Climate Change 10/2016, Dessau-Roßlau 2016

vgl. auch Thamling, N. et al., Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude, Berlin, Heidelberg, Darmstadt, Dezember 2015

1.3.3 Struktur der Instrumentenbewertung

Die vorgeschlagene Struktur der Instrumentenbewertung umfasst folgende vier Elemente:

1. Beschreibung und Ausgestaltung: Das jeweilige Instrument wird beschrieben und die der Betrachtung der zu Grunde liegende Ausgestaltungsvariante wird dargestellt.
2. Qualitative Bewertung: Es erfolgt zunächst eine qualitative Bewertung anhand der in Tabelle 15 dargestellten Kriterien.
3. Semi-quantitative Bewertung: Die Untersuchung, inwieweit sich die verschiedenen Instrumentenoptionen in Bezug auf die verschiedenen Bewertungskriterien eignen, erfolgt in Form einer semi-quantitativen Bewertung. Hier wird eine fünfstufige Bewertungsskala herangezogen, die von ++ (sehr gut geeignet) über + (gut geeignet), 0 (bedingt geeignet), - (wenig geeignet) bis zu -- (ungeeignet) reicht.
4. Neben der qualitativen Bewertung erfolgt für die verschiedenen Instrumentenoptionen eine grobe Abschätzung der Endenergie-, und THG-Einsparung. Die Abschätzung erfolgt in Form einer ex-ante Bottom-up Wirkungsabschätzung. Für die Abschätzung der THG-Einsparung wird kein Gebäudemodell eingesetzt.

Tabelle 15: Übersicht der Bewertungskriterien

Bewertungskriterien	Kurzbeschreibung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	Das Kriterium betrachtet die Art und Stärke der Steuerungswirkung und beinhaltet einerseits die Breite der Wirkung (d.h. wie viele Maßnahmen werden durch das Instrument induziert) und anderseits die Tiefe der Wirkung (d.h. die Zielkompatibilität der umgesetzten Maßnahmen).
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	Das Kriterium bewertet die Zielgenauigkeit, mit der das Instrument einzelne Akteursgruppen adressiert.
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	Das Kriterium betrachtet die Planungs- und Investitionssicherheit aus Sicht der adressierten Zielgruppen.
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	Das Kriterium betrachtet die Planungssicherheit in Bezug auf die staatlichen Ausgaben im Zusammenhang mit den Instrumenten. Dabei wird insbesondere die Planbarkeit der Höhe sowie des zeitlichen Abrufs der einzusetzenden Mittel berücksichtigt.
Finanzierungsanforderungen für den Staat	Das Kriterium betrachtet die Finanzierungsanforderungen aus Sicht des Staates und berücksichtigt einerseits die absolute Höhe der notwendigen Mittel als auch die Art und Weise der Finanzierung (z.B. Bundesmittel, Landesmittel, Steuern und Abgaben, etc.)
Kostenallokation/Verteilungswirkungen	Die Instrumente werden in Hinblick auf die Kostenallokation der resultierenden Ausgaben sowie die daraus entstehenden Verteilungswirkungen betrachtet.
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	Das Kriterium bewertet die Auswirkungen der Instrumente auf den Mietwohnungsmarkt und berücksichtigt dabei die Heterogenität der Mietwohnungsmärkte in unterschiedlichen Regionen (z.B. wachsende vs. schrumpfende Regionen),

Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	Die Instrumente werden bezüglich ihrer Eignung zur regionalen Differenzierung betrachtet. Insbesondere wird bewertet, inwiefern sich die Instrumente so ausgestalten lassen, dass die Heterogenität der Wohnungsmärkte in unterschiedlichen Regionen differenziert adressiert werden.
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	Die Instrumente werden hinsichtlich des mit der Umsetzung verbundenen administrativen Aufwandes und der dadurch entstehenden Transaktionskosten bewertet.
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	Neben der Bewertung des Abwicklungsaufwandes auf Seiten des Staates wird der Abwicklungsaufwand auf der Ebene des Marktes betrachtet, z.B. Anforderungen an Energieberater und Handwerker als Umsetzer.
Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten	Die Wechselwirkung mit dem bestehenden Förderregime (z.B. Förderprogramme der KfW und des BAFA) den bestehenden ordnungsrechtlichen Instrumenten sowie weiteren Instrumenten wird bewertet.

Neben der qualitativen Bewertung anhand der in Tabelle 15 dargestellten Kriterien erfolgt eine semi-quantitative Bewertung der jeweiligen Kriterien, die zum Vergleich der verschiedenen betrachteten Instrumente herangezogen werden kann.

Zudem erfolgt eine grobe Abschätzung der durch das Instrument induzierten eingesparten Endenergie und THG-Emissionen. Dazu werden anhand der abgeschätzten Einsparwerte für das Zieljahr 2030 aus bestehenden Studien die Wirkungen der Instrumente für 2050 in Bezug auf ihren möglichen Beitrag zur Zielerreichung kategorisiert. Die Kategorien stellen dabei den zu erwartenden Beitrag zur Zielerreichung dar (gering, mittel, hoch). Es wird unterschieden zwischen Endenergieeinsparungen und eingesparten THG-Emissionen.

Um eine Übertragbarkeit der Abschätzungen für das Jahr 2030 auf das Jahr 2050 zu ermöglichen werden die jährlichen Einsparungen im Jahr 2030 ebenfalls in die drei Kategorien eingeteilt:

- Gering: 0-1 Mt CO_2-Äq
- Mittel: 1-3 Mt CO_2-Äq
- Hoch: größer 3 Mt CO_2-Äq

Zur Abschätzung der Einsparungen in 2050 wird untersucht, inwiefern sich die jährlichen durch das jeweilige Instrument erzielten Einsparungen nach dem Zeitraum bis 2030 fortsetzen können, d.h. ob durch eine Ausschöpfung der Potenziale oder andere Effekte eine Verringerung der Einsparwirkungen zu erwarten ist. Basierend auf der Einschätzung der Wirksamkeit des Instruments nach 2030 erfolgt eine Einordnung in die Kategorien für das Zieljahr 2050.

1.3.4 Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe

Beschreibung und Ausgestaltung

Ab 2025 könnte eine Gebäude-Klimaabgabe eingeführt werden, die durch den Gebäudeeigentümer zu entrichten ist. Die Abgabe erfasst Wohn- und Nichtwohngebäude, egal ob bewohnt oder leerstehend (dadurch ggf. verstärkter Anreiz, dauerhaft leerstehende Gebäude abzureißen oder wieder einer Wohnnutzung zu zuführen). Als Bemessungsgrundlage der Klimaabgabe dienen z.B. der Primärenergiebedarf oder die CO_2-/Treibhausgas-Emissionen.

Die Höhe der Klimaabgabe bemisst sich an der Differenz zwischen dem aktuellen energetischen Standard des Gebäudes sowie einem gesetzlich festgelegten (ggf. gebäudetyp-spezifischen) Zielwert (Bench-

mark), der über die Jahre sinkt (z.B. in Fünf-Jahres-Schritten). Langfristig (Zieljahr 2050) liegt der Zielwert auf einem Niveau, das dem Zielbild eines (nahezu) klimaneutralen Gebäudebestands entspricht. Für die beiden Zielbereiche (des Projekts) kann der Zielwert entsprechend unterschiedlich sein.

Neben der Festlegung des jeweiligen Zielwerts erfordert das Instrument eine rechtsfeste Einstufung des aktuellen und des zukünftig ggf. erreichten energetischen Standards eines Gebäudes. Für die Einstufung wird der rechnerische Bedarf (nicht der reale Verbrauch) zu Grunde gelegt. Die Einstufung erfolgt durch einen Sachkundigen (z.B. Energieberater). Eine Kopplung an den Energieausweis oder gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) ist denkbar. Gebäude, deren Eigentümer auf eine Einstufung verzichten, werden automatisch einer Einstufung zugeordnet (z.B. anhand baulicher und technischer Merkmale, z.B. nach Baualter, Größenmaßen, Funktion, Beheizungsart).

Die Einnahmen aus der Klimaabgabe dienen der (anteiligen) Finanzierung (und ggf. langfristigen Sicherung) staatlicher Förderprogramme. Gebäudeeigentümer, die ihr Gebäude auf ein energetisches Niveau sanieren, das dem jeweils gültigen Benchmark entspricht oder diesen unterschreitet, erhalten einen Rechtsanspruch auf Förderung[26]. Die spezifische Förderquote orientiert sich dabei an der Differenz zwischen Zielniveau und erreichtem energetischem Standard. Je größer die Differenz, desto höher die Förderquote.

Eine Umlage der Klimaabgabe auf die Nebenkosten der Mieter ist nicht zugelassen.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Die Zielgenauigkeit des Instruments ist zumindest indirekt über die Höhe der Abgabe steuerbar, da die Arithmetik des Abgabenregimes an der Nachfrageelastizität der Zielgruppe ausgerichtet werden kann (also der Elastizität, mit der Gebäudeeigentümer ihr Sanierungsverhalten in Abhängigkeit von der Abgabenhöhe ändern -> ab welcher Höhe führt die Abgabe in welchem Ausmaß zu erhöhten Sanierungsaktivitäten und in welchem Ausmaß beeinflusst der über die Zeit steigende Zielzustand die dabei erreichte Sanierungstiefe?). Ein weiterer Hebel zur Steuerung der Zielgenauigkeit liegt in der Ausgestaltung des begleitenden Förderregimes (Förderhöhe in Abhängigkeit vom erreichten Sanierungszustand).

Durch die Festlegung der Zielniveaus anhand des Bedarfsausweises kann allerdings nicht vollständig sichergestellt werden, dass die angestrebte Reduktion des Energieverbrauches im vorgesehenen Umfang erfolgt (Diskrepanz zwischen rechnerischem Bedarf und realem Verbrauch).

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Die Abgabe richtet sich an den Gebäudeeigentümer, eine direkte Umlage auf Mieter ist nicht zulässig. Das Instrument setzt damit bei dem Akteur an, der die Entscheidung über eine Modernisierungsmaßnahme trifft. Dies lässt sich über das Verursacherprinzip rechtfertigen.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Das Instrument basiert auf einer langfristig festgelegten Zielkurve. Hinsichtlich der Belastungskomponente (Abgabenpflicht) ist die Planungssicherheit damit sehr hoch, vorausgesetzt, das Instrument hat langfristig Bestand. Gleichzeitig verdeutlicht das Instrument allen Hauseigentümern, welches energetische Niveau langfristig notwendig ist und politisch angestrebt wird, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Anders als andere Instrumente (wie z.B. die KfW-Förderung auf nicht zielkompatible Effizienz-

[26] Die rechtlichen Grundlagen und Voraussetzungen sind im Gutachten „Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich“ beschrieben und werden hier nicht näher diskutiert.

hausnieaus) setzt das Instrument keine Anreize, Vollsanierungen auf ein energetisches Niveau durchzuführen, das langfristig nicht zielkompatibel ist. Bei Stetigkeit der Förderkonditionen des begleitenden Förderprogramms ist auch Investitionssicherheit gegeben.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Die tatsächlichen Einnahmen wie auch die Förderausgaben sind abhängig von dem individuellen Entscheidungsverhalten der Gebäudeeigentümer, welches wiederum von der Höhe der Abgabe sowie der Ausgestaltung der Förderung abhängt. Insbesondere wenn die Höhe der Abgabe und der Fördermittel über längere Zeiträume festgelegt werden, um die Planungssicherheit für die Gebäudeeigentümer zu verbessern, leidet die Planungssicherheit auf Seiten des Staates in Form von Haushaltsrisiken. Eine vollständige Budgetunabhängigkeit ist in jedem Fall nicht gegeben.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Die durch die Abgabenzahlungen generierten finanziellen Mittel können (abzüglich der administrativen Kosten) zur Förderung von Sanierungsmaßnahmen verwendet werden. Allerdings benötigt das Instrument den Bundeshaushalt als Puffer oder die Einrichtung eines Förderfonds (in der Funktionsweise analog dem EEG-Konto) zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Einnahmen/Ausgaben über längere Zeiträume.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Eine (einkommensunabhängige) Abgabe führt bei einkommensschwachen Gebäudeeigentümern dazu, dass der Anteil ihrer Ausgaben für Wohnen an ihren Gesamtausgaben stärker steigt als bei einkommensstarken Eigentümern.

Speist sich das begleitende Förderregime hauptsächlich aus den Abgabenzahlungen, führt dies zu einer geänderten Gegenfinanzierung der Förderprogramme: Anstelle einer Finanzierung aus Steuermitteln tritt eine Finanzierung durch die Gruppe der Gebäudeeigentümer. Angesichts der heterogenen ökonomischen Situation der Gebäudeeigentümer widerspricht dies dem Leistungsfähigkeitsprinzip, nach dem jeder Akteur in dem Maße zur Finanzierung des Gemeinwesens (hier Klimaschutz im Gebäudebereich) beitragen sollte, wie es seiner individuellen ökonomischen Leistungsfähigkeit entspricht.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Die Klimaabgabe selbst kann nicht auf den Mieter umgelegt werden. Allerdings ist zu erwarten, dass die Abgabe im Falle von Neuvermietungen und damit verbundenen Mietanpassungen sukzessive in die Kaltmiete integriert wird (und damit auch in die örtliche Vergleichsmiete). Weiterhin ergeben sich Effekte auf dem Mietwohnungsmarkt, wenn die Gebäude-Klimaabgabe zu einer Sanierung führt, deren Kosten über die Modernisierungsumlage auf den Mieter umgelegt werden können. Sofern eine begleitende Förderung in Anspruch genommen wird, sind die umlagefähigen Kosten allerdings um die Förderung zu reduzieren.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Eine Klimaabgabe würde in strukturschwachen Regionen mit niedrigem Mietniveau und hohem Anteil an Leerstand zu einer stärkeren Belastung führen als in strukturstarken Regionen. Die Architektur des Instruments lässt es prinzipiell zu, die Abgabenbelastung bzw. Förderung an die Spezifika der regionalen Wohnungsmärkte anzupassen. Die Ausgestaltung könnte dies beispielsweise in der Form berücksichtigen, indem die Höhe der Abgabe und/oder der Fördersätze ortsspezifisch festgelegt werden. Eine solche Differenzierung erfordert allerdings eine Klassifizierung der lokalen/regionalen Wohnungsmärkte anhand von Kriterien, die die „Strukturstärke“ eines Wohnungsmarktes (Leerstandsquote, Mietniveau usw.) reflektieren.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Die Einführung einer Klimaabgabe ist mit erheblichem administrativem Aufwand verbunden. Bereits im Vorfeld muss ein rechtsicheres System zur Einstufung der Gebäude entwickelt werden (Entwicklung von reproduzierbaren Verfahren zur Einordung der Gebäude, Zertifizierung von Software-Produkten, Akkreditierung der Energieberater, Anlage eines Gebäudekatasters, etc.), mit dem prinzipiell alle Gebäude individuell eingestuft werden. Während der Umsetzung fallen zudem Aufwand für die Erhebung der Abgabe und für die Vollzugskontrolle an. Die Vollzugskontrolle ist aufgrund der erforderlichen großen Anzahl an involvierten Energieberatern aufwändig und gleichzeitig von großer Bedeutung, da Abweichungen bei der Einstufung der Gebäude einerseits die Zielgenauigkeit und andererseits die Akzeptanz für das Politikinstrument gefährden.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Bei einer gebäudeeffizienzspezifischen Bemessungsgrundlage muss mittelfristig der IST-Zustands für jedes Gebäude ermittelt werden (alternativ, automatische Einstufung anhand baulicher und technischer Merkmale, s.o.). Im Vorfeld der Einführung sind daher positive Effekte auf den Markt für Energieberatungen zu erwarten, die aber gleichzeitig zu erheblichen Engpässen führen dürften, da schon heute nur eine begrenzte Anzahl qualifizierter Energieberater zu Verfügung steht. Die stufenweise Absenkung des Zielniveaus (z.B. alle fünf Jahre) kann dazu führen, dass Sanierungsaktivitäten gehäuft am Ende der Laufzeit einer Stufe stattfinden (u.a. deswegen, weil am Ende einer Stufe die spezifische Förderung höher ist als zu Beginn der Folgestufe). In diesem Fall kann es zu Engpässen im Sanierungsmarkt kommen (über die bereits bestehenden Engpässe hinaus).

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die Einführung der Gebäude-Klimaabgabe ist mit einem verhältnismäßig hohen regelungstechnischen Aufwand verbunden. Bei der Einstufung der Gebäude sind starke Synergien mit dem Energieausweis vorhanden. Ebenfalls würden sich Klimaabgabe und gebäudeindividueller Sanierungsfahrplan sehr gut ergänzen. Die begleitende Förderung lässt sich gut in die bewährte KfW-Förderung integrieren (dazu müssten entweder die aktuellen KfW-Förderniveaus an die Zielniveaus der Klimaabgabe angepasst werden oder die Zielniveaus müssen sich an den KfW-Effizienzhaus-Niveaus orientieren). In das Förderelement ließe sich auch die steuerliche Förderung sehr gut integrieren.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	++
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	++
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	++
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	-
Finanzierungsanforderungen für den Staat	-
Kostenallokation/Verteilungswirkung	+
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	-
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	--
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	-
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Das Instrument kann bei einer ambitionierten Ausgestaltung zu erheblichen Energie- und THG-Einsparungen führen.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
k.A.	k.A.	hoch	hoch	

1.3.5 Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer

Beschreibung und Ausgestaltung

Die Grundsteuer wird auf Basis des Grundsteuergesetzes (GrStG) durch die Gemeinden erhoben, wobei die Hebesätze von der Gemeinde festgesetzt werden können. Eigentümer von vermieteten Gebäuden können die Grundsteuer auf die Mieter umlegen.

Im April 2018 erklärte das Bundesverfassungsgericht die Bemessung der Grundsteuer für verfassungswidrig und forderte eine Neuregelung bis Ende 2019. Durch die anstehende Neuregelung ergibt sich somit ein mögliches Zeitfenster zur Einbringung einer Staffelung der Grundsteuer in Abhängigkeit vom energetischen Zustand des auf dem Grundstück befindlichen Gebäudes. Zwar wurde das sogenannte wertabhängige Modell im Oktober 2019 vom Bundestag und im November 2019 vom Bundesrat beschlossen (GrStRefG 2019). Der Beschluss sieht jedoch eine Öffnungsklausel für die Länder vor, nach dem jedes Land in den nächsten Jahren bis zur Anwendung ab 1.1.2025 selbst entscheiden kann, wie es die Grundsteuer berechnen möchte. Bisher sind jedoch noch aus keinem der Bundsländer Erwägungen zur Einführung einer Erhebung in Abhängigkeit des energetischen Zustands bekannt (Henger 2020).

Wie auch bei der Klimaabgabe für Gebäude erfordert eine Staffelung der Grundsteuer eine rechtsfeste Einstufung des aktuellen und des ggf. zukünftig erreichten energetischen Standards eines Gebäudes. Für die Einstufung wird der rechnerische Bedarf (nicht der reale Verbrauch) zu Grunde gelegt. Die Einstufung erfolgt durch einen Sachkundigen (z.B. Energieberater). Eine Kopplung an den Energieausweis oder gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) ist denkbar. Gebäude, deren Eigentümer auf eine Einstufung verzichten, werden automatisch einer Einstufung zugeordnet (z.B. anhand baulicher und technischer Merkmale, z.B. nach Baualter, Größenmaßen, Funktion, Beheizungsart).

Um eine weitgehend aufkommensneutrale Ausgestaltung zu ermöglichen wird ein Bonus-Malus-System betrachtet, in dem Gebäude mit einem im Vergleich zur Referenz hohen energetischen Niveau vergünstigt werden während Gebäude mit einem im Vergleich zur Referenz niedrigen energetischen Standard zusätzlich belastet werden.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Prinzipiell ist wie auch bei der Klimaabgabe für Gebäude die Zielgenauigkeit des Instruments indirekt über die Höhe der Ausdifferenzierung der Steuerbelastung nach Effizienzniveau steuerbar. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der vergleichsweise niedrigen absoluten Belastung der Gebäudeeigentümer durch die Grundsteuer, die Anreizwirkung aus wirtschaftlicher Sicht eingeschränkt ist.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Das Instrument adressiert alle Gebäudeeigentümer und setzt somit bei den relevanten Akteuren an. Allerdings ist die Wirkung für vermietete Gebäude eingeschränkt bei Fortbestand der bestehenden Möglichkeit der Umlage der Grundsteuer auf den Mieter.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Die Planungssicherheit ist prinzipiell hoch. Allerdings ist die Auswirkung auf die Investitionssicherheit eingeschränkt in Anbetracht der durch die geringe absolute Höhe der Grundsteuer vergleichsweise niedrigen finanziellen Kompensation, die der Investitionssumme gegenübersteht.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Die Grundsteuer ist eine wichtige Einnahmequelle für Kommunen, so dass eine Planbarkeit der Einnahmen von großer Bedeutung ist. Durch die gleichzeitige Vergünstigung von Gebäuden mit hohem Effizienzniveau und Belastung von Gebäuden mit niedrigem Effizienzniveau kann eine aufkommensneutrale Ausgestaltung erreicht werden.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Bei einer aufkommensneutralen Ausgestaltung ergeben sich keine Finanzierungsanforderungen.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Grundsätzlich ergeben sich bei zielgruppenspezifischen Vergünstigungen und der damit verbunden Refinanzierung Verteilungswirkungen. Bei einer Staffelung der Grundsteuer in Abhängigkeit des energetischen Zustands des Gebäudes profitieren grundsätzlich Eigentümer von Gebäuden mit besserem Effizienzniveau, während sich negative Effekte für Eigentümer und Mieter von Gebäuden mit schlechterem energetischem Niveau ergeben. Die Auswirkungen auf bestimmte sozioökonomische Gruppen hängen somit direkt mit der Verteilung der Eigentümer auf die verschiedenen Energieniveaus zusammen.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Da die Grundsteuer auf den Mieter umgelegt werden kann ist zu erwarten, dass sich die hier betrachtete Staffelung im Rahmen eines Bonus-Malus Systems negativ auf den Mietwohnungsmarkt auswirkt.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Die Hebesätze werden auf Gemeindeebene festgelegt, so dass die Grundsteuer in den verschiedenen Gemeinden unterschiedlich ausfällt. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Festlegung der Hebesätze durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird, so dass eine regionale Differenzierung der Staffelung nicht zu erwarten ist.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Die Ausdifferenzierung der Grundsteuer nach energetischem Zustand des Gebäudes ist mit erheblichem administrativem Aufwand verbunden, da bereits im Vorfeld ein rechtsicheres System zur Einstufung der Gebäude entwickelt werden muss (Entwicklung von reproduzierbaren Verfahren zur Einordung der Gebäude, Zertifizierung von Software-Produkten, Akkreditierung der Energieberater, Anlage eines Gebäudekatasters, etc.), mit dem prinzipiell alle Gebäude individuell eingestuft werden.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Bei einer gebäudeeffizienzspezifischen Bemessungsgrundlage muss mittelfristig der IST-Zustands für jedes Gebäude ermittelt werden (alternativ, automatische Einstufung anhand baulicher und technischer Merkmale, s.o.). Im Vorfeld der Einführung sind daher positive Effekte auf den Markt für Energieberatungen zu erwarten, die aber gleichzeitig zu erheblichen Engpässen führen dürften, da schon heute nur eine begrenzte Anzahl qualifizierter Energieberater zu Verfügung steht.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Bei der Einstufung der Gebäude sind starke Synergien mit dem Energieausweis vorhanden. Da die finanzielle Anreizwirkung aufgrund der geringen absoluten Belastung durch die Grundsteuer gering ist, kann das Instrument nur in Zusammenhang mit einer Weiterentwicklung des bestehenden Förderregimes seine Wirkung entfalten.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	+
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	0
Finanzierungsanforderungen für den Staat	0
Kostenallokation/Verteilungswirkung	-
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	-
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	-
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	--
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	--
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Aufgrund der geringen absoluten Höhe der Grundsteuer sind die durch das Instrument induzierten Einsparungen als niedrig einzustufen.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
k.A.	<1Mt	niedrig	niedrig	

1.3.6 Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer

Beschreibung und Ausgestaltung

Die Grunderwerbssteuer wird bei einem Eigentümerwechsel vom Käufer einer Immobilie beziehungsweise eines Grundstücks abgeführt und berechnet sich anteilig am Verkaufspreis. Die Höhe des Steuersatzes unterscheidet sich zwischen den Bundesländern. Im Jahr 2018 betrugen die Einnahmen aus der Grunderwerbsteuer in Deutschland brutto rund 13,8 Milliarden Euro[27].

Die Grunderwerbssteuer wirkt sich derzeit potenziell negativ auf die Durchführung energetischer Gebäudesanierungen aus, da entsprechende Maßnahmen den Immobilienwert erhöhen und sich damit bei einem Besitzerwechsel die zu zahlende Grunderwerbsteuer steigert.

Die Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes kann basierend auf dem Gebäudeenergieausweis beim Eigentümerübergang bzw. auch bei nach dem Übergang durch den Käufer durchgeführte Maßnahmen erfolgen. Zum Anreiz von Energieeffizienzmaßnahmen vor dem Verkauf eines Gebäudes kann ein Bonus-Malus-System eingeführt werden, in dem basierend auf einer Referenzeffizienzklasse eine höhere Effizienz durch eine Vergünstigung der Grunderwerbssteuer belohnt wird, während eine niedrigere Effizienz durch eine entsprechend höhere Grunderwerbssteuer belegt wird. Zusätzlich

[27] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/830404/umfrage/einnahmen-aus-der-grundsteuer/

kann eine Steuervergünstigung für durchgeführte Effizienzmaßnahmen für innerhalb von zwei Jahren nach Eigentumsübergang gewährt werden.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Durch die Ausgestaltung des Bonus-Malus-Systems sowie durch die Auswahl der Maßnahmen für deren Umsetzung eine Vergünstigung der Grunderwerbssteuer gewährt wird kann die Zielgenauigkeit des Instrumentes gesteuert werden. Zudem kann gefordert werden, dass ein individueller Sanierungsfahrplan vorliegt und somit auch bei Einzelmaßnahmen eine schrittweise zielkonforme Sanierung angestrebt wird.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Das Instrument adressiert nur solche Gebäude, bei denen ein Eigentümerwechsel stattfindet. Da der Eigentümerwechsel einen wichtigen Sanierungsanlass darstellt, kann eine Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer einen Beitrag zur Steigerung der Sanierungsaktivitäten leisten.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Bei Sanierungsaktivitäten vor dem Verkauf eines Gebäudes können durch ein Bonus-Malus-System zur Berücksichtigung der Energieeffizienz in der Grunderwerbssteuer prinzipiell die negativen Auswirkungen einer Sanierung beim Verkauf eines Gebäudes reduziert werden. Die Planungssicherheit hängt hier aber von dem jeweiligen Wohnungsmarkt ab und wird durch viele weitere Faktoren beeinflusst. Bei einer (nachträglichen) Vergünstigung der Grunderwerbssteuer nach dem Eigentümerübergang ist eine hohe Planungssicherheit gegeben.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Die Grunderwerbssteuer stellt eine wichtige Einnahmequelle für die Länder dar, so dass eine aufkommensneutrale Ausgestaltung angestrebt werden sollte. Dies kann wie hier beschrieben durch ein Bonus-Malus-System erreicht werden bzw. durch eine Umverteilung der Vergünstigungen auf das gesamte Aufkommen.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Bei einer aufkommensneutralen Ausgestaltung ergeben sich keine Finanzierungsanforderungen.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Grundsätzlich ergeben sich bei zielgruppenspezifischen Vergünstigungen und der damit verbunden Refinanzierung Verteilungswirkungen. Bei der Einführung eines Bonus-Malus-Systems in der Grunderwerbssteuer beschränken sich die Verteilungswirkungen auf den Kreis der Gebäudeeigentümer mit Eigentümerübergang.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Durch die Berücksichtigung der Energieeffizienz von Gebäuden in der Grunderwerbssteuer werden nur geringfügige Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt erwartet.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Da die Steuersätze in den Ländern unterschiedlich ausfallen ist eine Differenzierung nach Bundesland denkbar.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Eine Differenzierung der Grunderwerbssteuer in Abhängigkeit des Effizienzniveaus erfordert eine rechtssichere Grundlage zur Feststellung der Gebäudeeffizienz. Der Gebäudeenergieausweis kann eine

wichtige Grundlage bilden, allerdings muss in Anbetracht der zahlreichen Akteure sichergestellt werden dass eine verlässliche Einstufung erfolgt.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Da beim Eigentümerübergang ein Gebäudeenergieausweis vorgelegt werden muss erfordert der Nachweis keinen zusätzlichen Aufwand, sofern eine verlässliche Einstufung erreicht werden kann.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die Berücksichtigung der Energieeffizienz in der Grunderwerbssteuer erfordert einen Nachweis der Gebäudeeffizienz, so dass sich Synergien mit dem Gebäudeenergieausweis ergeben.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	+
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	-
Finanzierungsanforderungen für den Staat	0
Kostenallokation/Verteilungswirkung	0
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	-
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	0
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	0
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Aufgrund der Einschränkung auf Gebäude, bei denen ein Eigentümerwechsel stattfindet, sind die Einsparungen mittelfristig als niedrig zu bewerten. Langfristig können höhere Einsparungen erzielt werden, insbesondere wenn durch flankierende Maßnahmen der Anteil der Gebäude für die Grunderwerbssteuer anfällt erhöht wird, z.B. durch Einschränkungen der Möglichkeiten zu „share deals“.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
k.A.	<1Mt	niedrig	mittel	

1.3.7 Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen

Beschreibung und Ausgestaltung

Es gibt in Deutschland eine Vielzahl von Förderprogrammen für die energetische Sanierung von Gebäuden (inkl. dem Austausch von Heizungstechnik). Nach (Henger et al. 2017) sind dies bundesweit ca.

3.350 Förderprogramme von Bund, Ländern, Kreisen, Kommunen und Energieversorgungsunternehmen (24 Bundes-, 137 Landes- und ca. 2090 Kommunal-/ Kreisprogramme)[28]. Wegen der vielen Fördermöglichkeiten ist eine Beratung zur Nutzung von Fördermöglichkeiten auch ein wichtiger Teil der Energieberatung, die auch zumindest teilweise gefördert wird. Im Folgenden wird ausschließlich auf Änderungen an Förderprogramme auf Bundesebene eingegangen. Dabei werden Änderungen betrachtet, die die Wirkung und/oder den Anwendungsbereich von Förderung vertiefen und ausdehnen. Diese sind z.B. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz für vermietete Gebäude in schwierigen Lagen, sowie die Förderung besonders kostengünstiger Gebäudesanierung durch industrielle Vorfabrikation und Digitalisierung der Bauprozesse. Darüber werden eine mögliche Verknüpfung investiver Förderung mit dem iSFP und Anreizmechanismen für Handwerker thematisiert. Zentral für alle betrachteten Änderungen ist, dass zukünftig ausschließlich erneuerbare und Effizienz-Techniken durch Förderprogramme unterstützt werden und die Förderung fossile Brennstoffe nutzender (Heizungs-)Technik beendet wird.

Die zentralen Institutionen für die Förderung der Gebäudesanierung (auf Bundesebene) sind das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Darüber hinaus werden Sanierungen und Innovationen im Gebäudesektor durch diverse Forschungsprogramme unter anderem des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorangetrieben. Zentrale Bestandteile der BAFA- und KfW-Programme sind zinsgünstige Kredite und Tilgungs- und Investitionszuschüsse. Nach (Henger et al. 2017) hält der Bund bis 2020 jährlich 2 Milliarden Euro (KfW) und 300 Millionen Euro (BAFA) bereit um energetisch hochwertige Sanierungen zu fördern.

Die größten und bekanntesten Förderprogramme werden in Deutschland von der KfW-Bankengruppe angeboten. Sie wurden in den vergangenen Jahren stetig weiterentwickelt. Der Zugang zu den verschiedenen Programmen der KfW ist allerdings noch nicht einheitlich geregelt; die Kreditprogramme sind ausschließlich über die Kreditausgebende, eigene Bank zugänglich, die Zuschussprogramme nur direkt über die KfW oder einen Sachverständigen. Erschwerend kommt hinzu, dass die KfW eine Vielzahl von Einzel- und Ergänzungsprogrammen anbietet, die für den Laien nicht sofort ersichtlich und verständlich sind. Die Förderberatung muss daher dauerhafter Teil der Energieberatung sein.

Nach (Henger et al. 2017) können Förderungen für Bestandsgebäude und Neubauten in Wohn- und Nichtwohngebäuden beantragt werden. Dabei werden sowohl die energetisch bedingten Investitionskosten als auch die damit verbundenen Baubegleitkosten gefördert. Auch wird zwischen Effizienzhäusern (Förderprogramm 151) und Einzelmaßnahmen unterschieden (Förderprogramm 152). Die Attraktivität insbesondere der vergünstigten Darlehen für energetische Maßnahmen ist in hohem Maße von dem allgemeinen Zinsniveau auf den Kapitalmärkten abhängig, weshalb das Zinsniveau der KfW-Programme auch in Zukunft regelmäßig überprüft und angepasst werden muss. Bei niedrigen Zinsen sind v.a. Investitionszuschüsse lukrativ (Attraktivität ist auch langfristig unabhängig vom Zinsniveau).

Die Höhe der Förderung der KfW ist in den Programmen abhängig vom mit der Maßnahme erreichten energetischen Niveau, bzw. von den damit erreichten Energieeinsparungen. Diese Abhängigkeit muss in Zukunft beibehalten werden. Um langfristig die angestrebten Sanierungsraten und –tiefen zu erreichen sollte dabei die Differenz der Förderung zwischen den verschiedenen KfW-Effizienzhausstandards entsprechend hoch sein um höhere energetische Standards v.a. bei Sanierungen zu erreichen. Die entsprechenden Effizienzhausstandards und deren Förderung muss darüber hinaus mit jeder Änderung/ Verschärfung der gesetzlichen Rahmenbedingungen (ehemals die Energieeinsparverordnung EnEV, jetzt das Gebäudeenergiegesetzes GEG) angepasst werden. Ein steigendes energetisches Niveau führt

[28] Wie im Hinweis zum Beginn des Kapitels 1.3 angemerkt, war bei der Verfassung des Textes der Beschluss zur Einführung der Bundeförderung für effiziente Gebäude (BEG), welche verschieden Förderprogramme zu eineumfassenden Programm zusammenführen soll, noch nicht bekannt.

dazu, dass weniger ambitionierte Effizienzhausstandards aus der Förderung fallen und ambitioniertere neu definiert werden; bis zu welchem Niveau eine Steigerung der Anforderungen sinnhaft ist muss dabei geprüft werden.

Generell sollten die KfW-Programme die ambitionierte energetische Sanierung durch eine stärkere Gewichtung bei der Mittelverteilung gegenüber dem Neubau stärker in den Mittelpunkt stellen, da die Sanierung des Gebäudebestandes essentiell für die Erreichung der Ziele in beiden Zielbereichen ist. Hierbei sollte die Förderung von Einzelmaßnahmen verstärkt an die Erstellung eines iSFP gekoppelt werden, da für die Erreichung der Ziele im Gebäudesektor eine ganzheitliche und umfassende Sanierung bestehender Gebäude unerlässlich ist. Insbesondere können folgende Aspekte adressiert werden:

- Verstetigung der Förderung (Planungs- und Investitionssicherheit)
- Aufstockung der Fördermittel der KfW für energetische Gebäudesanierung
- Integration von Einzelmaßnahmen in ein Gesamt-Sanierungspaket, z.B. integriert in den iSFP
- Anpassung der Förderhöhe für die verschiedenen Effizienzhausstandards
- Stärkere Fokussierung auf energetische Gebäudesanierungen
- Verstärkte Aktivierung von Wohnungseigentümergemeinschaften (WEG) (vgl. (BMWi 2014))

Neben der KfW-Förderung spielt das Marktanreizprogramm (MAP) als zentrales Förderprogramm des BAFA eine wichtige Rolle im Bereich der Realisierung hoher energetischer Standards und der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien in Gebäuden. Es ist das zentrale Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt und fokussiert weniger auf die energetische Sanierung der Gebäudehülle. Nach (Henger et al. 2017) fließen Mittel des BAFA vorwiegend in die Förderung kleiner Solarthermiekollektoren, Biomasseheizungen und Wärmepumpen; eine Kombination von KfW- und BAFA-Programmen bei der Sanierung von Heizungsanlagen ist in der Regel ausgeschlossen. Ausnahmen sind z.B. eine Kombination der BAFA-Förderung mit dem KfW-Ergänzungskredit (Programm 167) oder die ausschließliche Förderung von Solarthermie-, Biomasse- oder Wärmepumpenanlage über das BAFA und nicht über die KfW-Programme 151/152[29]. Nach (Henger et al. 2017) ist die Anzahl der Förderanträge für Biomasseheizungen in den letzten Jahren stark zurückgegangen, wohingegen die Anträge für die Förderung von Wärmepumpen gestiegen sind. Es wird erwartet, dass insbesondere die Förderung von Wärmepumpen auch in den nächsten Jahren auf hohem Niveau sein wird. Dies ist insbesondere in Hinblick auf die in den in Kapitel 1.1 beschriebene Wichtigkeit der Wärmepumpen im Gebäudesektor von großer Relevanz.

Nach (BEE 2016) ist das MAP zwar durch Anhebungen der Fördersätze in den vergangenen Jahren attraktiver geworden, allerdings ist die Bekanntheit des Programms immer noch eingeschränkt und die Komplexität der Förderrichtlinie zu hoch. Darüber hinaus werden nach (BEE 2016) nicht alle relevanten Technikoptionen berücksichtigt, weshalb folgende Änderungen vorgeschlagen werden:

- Das MAP soll beibehalten und verstetigt werden, z.B. durch einen Rechtsanspruch auf Förderung (vgl. auch „Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe“ in Kapitel 1.3.4 sowie (BMWi 2014))
- Verstärkte Öffentlichkeitsmaßnahmen, um die Bekanntheit des Programms zu erhöhen
- Stärkerer Fokus auf Mehrfamilienhäusern
- Vereinfachung der Förderrichtlinien und des Antragsverfahrens(z.B. bei Nachweispflichten und technischen Anforderungen)
- Einstellung der Förderung von (ausschließlich) fossil befeuerter Heizungstechnik, die der Transformation des Wärmemarktes entgegensteht

[29] Wenn über die KfW-Programme ausschließlich weitere Sanierungsmaßnahmen (z.B. Wärmedämmung, Fensteraustausch) und nicht die Erneuerung der Heizung finanziert werden ist die Inanspruchnahme der BAFA-Förderung für erneuerbare Wärme möglich; s. auch (zuletzt geprüft am 03.12.2019): https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Kredit-(151-152)/

- Ausschreibung von Effizienzmaßnahmen insbesondere für große EE-Wärmelösungen, Wärmenetze und Prozesswärme (analog dem „Step up!"-Programm im Stromsektor)

Wie bei der „Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe" erläutert kann die Höhe der staatlichen Förderung an den durch eine Sanierung erreichten energetischen Standard gekoppelt werden: ein Gebäude erhält nur einen Rechtsanspruch auf Förderung, wenn das energetische Niveau dem jeweils gültigen Benchmark entspricht oder diesen unterschreitet. Die spezifische Förderquote orientiert sich dabei an der Differenz zwischen Zielniveau und erreichtem energetischem Standard. Je größer die Differenz, desto höher die Förderquote.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Die Zielgenauigkeit des Instruments ist zumindest indirekt über die Höhe der Förderung (pro Gebäude/ Maßnahme), das zur Verfügung stehende Gesamtvolumen und die energetischen Mindestanforderung für eine Förderung steuerbar. Darüber hinaus können Fehlsteuerungen durch den Ausschluss einer Förderung bestimmter Maßnahmen (keine Förderung für fossile Energien) unterbunden werden.

Die Förderung insbesondere bei das gesamte Gebäude betreffenden Maßnahmen ist in der Regel an die Berechnung theoretischer Bedarfswerte (Bedarfsausweis) gekoppelt. Dadurch kann wie bei der Gebäude-Klimaabgabe nicht vollständig sichergestellt werden, dass die angestrebte Reduktion des Energieverbrauches im vorgesehenen Umfang erfolgt (Diskrepanz zwischen rechnerischem Bedarf und realem Verbrauch).

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Die Förderung richtet sich an den Gebäudeeigentümer. Das Instrument setzt damit bei dem Akteur an, der die Entscheidung über Modernisierungsmaßnahmen trifft. Eine Ausnahme ist die Förderung von Effizienzmaßnahmen in Prozessen im GHD-/ Industriesektor; diese Förderung adressiert Nutzende von Gebäuden, die nicht zwangsläufig auch deren Eigentümer sein müssen.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Durch die Verstetigung des Instruments wird eine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit erreicht. Gleichzeitig verdeutlicht das Instrument durch eine unterschiedliche Höhe der Förderung in Abhängigkeit von der energetischen Qualität allen Hauseigentümern, welches energetische Niveau langfristig notwendig ist und politisch angestrebt wird, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Das gleiche gilt in Bezug auf die Förderung von Einzelmaßnahmen/ einzelnen Technologien: Der Ausschluss bestimmter Technologien von einer Förderung und die Fokussierung auf emissionsarme/ -lose Technologien verdeutlicht, dass (Heizungs-)Techniken, die Treibhausgase emittieren, aus dem Markt verdrängt werden sollen.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Die Förderausgaben sind abhängig von dem individuellen Entscheidungsverhalten der Gebäudeeigentümer, welches wiederum von der Höhe und Ausgestaltung der Förderung abhängt. Die Planungssicherheit auf Seiten des Staates ist in der Hinsicht gegeben, dass die maximalen Ausgaben durch die Deckelung der jährlich zur Verfügung stehenden Mittel vorhersehbar und planbar sind. Die Deckelung muss in regelmäßigen Abständen hinsichtlich der Zielerreichung (in diesem Fall dem Umfang energetischer Sanierungen, der energetischen Qualität von Baumaßnahmen und dem (Markt-)Anteil erneuerbarer Energien im Wärmemarkt) überprüft und ggf. angepasst werden. Um Planungssicherheit auch für Investoren zu gewährleisten, sollten die maximal zur Verfügung stehenden Mittel nicht von Abgaben abhängig sein (z.B. der Gebäude-Klimaabgabe), wodurch allerdings eine vollständige Budgetabhängigkeit gegeben ist.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Die Mittel der genannten Förderinstrumente werden aus dem Bundeshaushalt zur Verfügung gestellt. In Ergänzung zum Bundeshaushalt, der auch langfristig als Puffer benötigt wird, ist die Einrichtung eines Förderfonds (in der Funktionsweise analog dem EEG-Konto) zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Einnahmen/Ausgaben über längere Zeiträume möglich, was die Belastung des Bundeshaushaltes reduzieren würde und die (Grund-)Finanzierung v.a. durch diejenigen, die wenig/ nichts zur Zielerreichung im Wärmesektor beitragen, gewährleisten.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Eine (einkommensunabhängige) und rein an dem erreichten energetischen Niveau orientierte Förderung kann dazu führen, dass insbesondere einkommensstarke Gebäudeeigentümer überproportional hohe Fördermittel erhalten, da sie eine ambitionierte (und damit teurere) Maßnahme umsetzen können als einkommensschwache Gebäudeeigentümer. Dies würde zu einer zusätzlichen Allokation von Vermögen bei einkommensstärkeren Personen führen. Eine Berücksichtigung der heterogenen ökonomischen Situation der Gebäudeeigentümer kann diese bezogen auf die Verteilung von Vermögen negative Umverteilung minimieren.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Bei entsprechender Ausgestaltung des Zusammenspiels zwischen Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen und der Umlagemöglichkeit von Sanierungskosten auf die Mieter können die Förderinstrumente die negativen Auswirkungen von Sanierungen auf die Mietkosten minimieren.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Derzeit erfolgt eine regionale Differenzierung der Förderung insbesondere durch Landes- und Kommunal-Förderinstrumente und nicht durch die Instrumente auf Bundesebene. Diese eignen sich aber prinzipiell auch für eine regionale Differenzierung, bzw. für die Berücksichtigung unterschiedlicher Strukturen/ Wohnungsmärkte. Dies ist z.B. möglich über die Berücksichtigung von z.B. Leerstandsquote, Mietniveau und/ oder BIP pro Einwohner bei der maximalen Förderhöhe einer Maßnahme, bzw. eine an diese Faktoren angepasste Förderquote. Dies ermöglicht eine ortsspezifische Festlegung von Fördersätzen. Im Bereich des MAP kann darüber hinaus die Verfügbarkeit/ Erschließbarkeit erneuerbarer Energien in die ortsspezifische Festlegung von Fördersätzen einfließen.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Der administrative Aufwand für die Anpassung der Förderinstrumente bei den meisten angesprochenen Anpassungen nicht höher als derzeit. Nur bei der Berücksichtigung regional-spezifischer Faktoren bei der Festlegung von Fördersätzen ist mit einem höheren Aufwand zu rechnen.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Die Komplexität der Förderlandschaft und die mögliche Kopplung der Förderung an den iSFP kann zu einem erhöhten Bedarf nach Energieberatungen und dementsprechend EnergieberaterInnen führen. Dies hat zunächst positive Auswirkungen auf die Märkte bezüglich dem Markt-/ BIP-Wachstum und positiven Beschäftigungseffekten, kann aber auch zu entsprechenden Engpässen führen. Darüber hinaus kann die Fokussierung der Förderung auf bestimmte Maßnahmen/ Techniken zunächst ebenfalls zu Engpässen führen bis sich die Märkte entsprechend angepasst und auf die durch die Förderung erhöhte Nachfrage nach Produkten und Dienstleistungen reagiert haben. Die regelmäßige Überprüfung und Anpassung der Förderprogramme (z.B. alle 5 Jahre) kann entsprechend in diesen Intervallen zu Engpässen/ Anpassungen der Märkte führen.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die Anpassung der Förderinstrumente und deren Kopplung an die Gesetzgebung bezüglich der energetischen Standards bei Gebäuden und der Effizienzanforderungen an eingesetzte Techniken führen zu starken Kopplungen an und Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten. Bezogen auf die im Rahmen dieser Studie untersuchten Instrumente sind dies insbesondere:

- Einführung einer Gebäudeklimaabgabe
- Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)
- Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen
- Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude
- Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems

Die Anpassung der Förderinstrumente und die Beratung zu diesen sind darüber hinaus stark mit der qualifizierten Energieberatung und damit mit der Erstellung von Energieausweisen und iSFPs verbunden.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	++
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	++
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	++
Finanzierungsanforderungen für den Staat	--
Kostenallokation/Verteilungswirkung	0
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	+
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	+
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	0
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	-
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Bei den angegebenen jährlichen Energie- und THG-Einsparungen sind die in (Schlomann et al. 2014) angegebenen Effekte einer Aufstockung der KfW-Programme zugrunde gelegt. Diese sind:

- Aufstockung Gebäudesanierungsprogramm um 200 Mio. €/a: Jährliche Endenergieeinsparung von 1,8 bis 2,3 PJ und jährliche neue Emissionseinsparungen in Höhe von 0,67 Mt CO_2-Äqv.

Zusätzlich zu den geförderten Sanierungsmaßnahmen wurden durch die Förderung von Neubauten im Vergleich zu den Mindestanforderungen der jeweils gültigen ENEV nach (Diefenbach et al. 2018) im Zeitraum 2006 bis 2016 im Mittel 1,14 PJ Endenergie pro Jahr eingespart. Werden die gleichen Emissionsminderungen pro eingesparter Endenergie wie bei der Sanierung zugrunde gelegt, ergeben sich mittlere jährlich THG-Einsparungen in Höhe von 0,42 Mt CO_2-Äqv.

Im Rahmen des Marktanreizprogramms wurden zwischen 2013 und 2016 im Mittel 225 Mio. €/a Fördermittel eingesetzt, wodurch im Mittel eine zusätzliche erneuerbare Endenergiebereitstellung von 7,6 PJ/a und eine Emissionsminderung von 0,56 Mt CO_2-Äqv erreicht wurde (vgl. (Stuible et al. 2014; Stuible et al. 2017; Stuible et al. 2018b; Stuible et al. 2016)).

In der Tabelle angegeben sind die durch das MAP und die weiteren KfW-Programme (Gebäudesanierung und Neubauförderung) bis 2030 kumulierten jährlichen Endenergie- und THG-Emissionseinsparungen. In den Auswertungen des MAP werden keine Endenergieeinsparungen angegeben, weshalb hier die durch das Programm zusätzliche erneuerbare Endenergiebereitstellung angegeben ist.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
MAP: 106* KfW (Sanierung und Neubau): 180,2	MAP: 7,87 KfW (Sanierung und Neubau): 11 - 18	Hoch	Mittel	(Stuible et al. 2014; Stuible et al. 2017; Stuible et al. 2018b; Stuible et al. 2016)

*erneuerbare Endenergiebereitstellung kumuliert für 2017 - 2030

1.3.8 Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Beschreibung und Ausgestaltung

Die Anforderungen aus EnEG/EnEV und EEWärmeG werden in Form eines Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammengeführt. Die Bewertung des Instruments bezieht sich auf eine Ausgestaltung, die – im Vergleich zu den heutigen Anforderungen aus EnEV/EEWärmeG – folgende Kernänderungen/Anpassungen umfasst:

- Neubau: Beibehalt der aktuell gültigen Anforderungen bis 2025 (Anforderungen an Primärenergiekennwert, Transmissionswärmeverlust, EE-Wärmeanteile); ab 2025 sukzessive Verschärfung des Anforderungsniveaus auf KfW-40 (Wohn- und Nichtwohngebäude).
- Gebäudebestand: Beibehalt der aktuell gültigen Anforderungen bis 2025; ab 2025 Schärfung der Anforderungen sowohl bei Bauteilverfahren wie auch bei 140 %-Verfahren[30] (Vollsanierung).
- Gebäudebestand: Ausweitung der Nachrüstverpflichtungen auf bislang ausgenommene Gebäude; dies betrifft z.B.
  - die Ausweitung der Austauschpflicht alter bzw. ineffizienter Heizkessel auf Ein- und Zweifamilienhäusern, bei denen es seit 2002 keinen Eigentümerwechsel gab
  - die Ausweitung der Kesselaustauschpflicht auf alte Niedertemperaturkessel
  - die Aufhebung der umfangreichen Ausnahmen bei der Verpflichtung zur Dämmung der obersten Geschoßdecke
  - die Ausweitung der Sanierungsanforderungen aus der heutigen Anlage 3 der EnEV auf Gebäude, die nach dem 31.12.1983 errichtet wurden
  - die Ausweitung der Sanierungsanforderungen für Fenster auf alle Rahmenarten
  - die Ausweitung der Mindesteffizienzanforderungen an Heizkessel auf alle Gebäude

[30] Nach der sogenannten „140-Prozent-Regelung“ kann auf die Einhaltung des Bauteilverfahrens verzichtet werden, wenn nachgewiesen wird, dass das die berechneten Kennwerte (Jahres-Primärenergiebedarf und spezifischer Transmissionswärmeverlust) des Gebäudes nicht mehr als 40 Prozent über den derzeitig zulässigen Höchstwerten für Neubauten liegen.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Aus dem Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015) geht hervor, dass der gesamte Gebäudebestand 2050 im Durchschnitt dem Standard KfW-Effizienzhaus-55 genügen muss. Aufgrund umfangreicher Sanierungsrestriktionen im Gebäudebestand müssen gerade Neubauten einen besseren Standard als KfW-55 erreichen. Mit der langfristig anvisierten Anforderung an Neubauten auf dem Niveau KfW-40 wird dies erreicht. Dabei gilt: Je früher die Zielanforderung umgesetzt wird, desto größer ist der „ausgleichende" Effekt auf den Gebäudebestand. Die energetischen Anforderungen an die Gebäudesanierung sind heute noch weit von dem erforderlichen Zielniveau entfernt. Dabei ist aber auch zu berücksichtigen, dass dem Ordnungsrecht die Rolle zukommt, Mindeststandards festzulegen, also einen Deckel zu definieren, der auf keinen Fall überschritten werden darf. Anreize für bessere Standards müssen auch andere Instrumente (z.B. Förderung) übernehmen.

Die Breite der Wirkung des Instruments ist prinzipiell sehr hoch. Sie erfasst jeden Neubau sowie jede umfangreichere Sanierung. Durch die Streichung der zahlreichen Ausnahmetatbestände wird die Wirkung auch bei den Nachrüstanforderungen sichergestellt. Wie bei allen Instrumenten aus der Gruppe des Ordnungsrechts hängt die Wirkung allerdings in starkem Maße davon ab, wie der Vollzug geregelt ist und in der praktischen Umsetzung funktioniert.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Das Instrument richtet sich an den Gebäudeeigentümer. Dies lässt sich über das Verursacherprinzip rechtfertigen. Allerdings können im Mietgebäudesektor die Investitionen, die durch die materiellen Anforderungen induziert werden, auf die Mieter umgelegt werden, soweit es sich dabei um Investitionen in die energetische Modernisierung handelt (vgl. Kriterium 7).

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Für Gebäudeeigentümer verfügt das Instrument über ein hohes Maß an Planungssicherheit, da sowohl beim Neubau wie auch der Sanierung vorab bekannt ist, welche materiellen Mindestanforderungen zu erfüllen sind.

Die Mindestanforderungen des GEG unterliegen einem gesetzlich verankerten Wirtschaftlichkeitsgebot. Damit soll gewährleistet werden, dass die vorgegebenen Mindestanforderungen aus Sicht des Gebäudeeigentümers wirtschaftlich sind. Dies bedeutet, dass die Investitionen zur Erfüllung der energetischen Mindeststandards (bei bestehenden Gebäuden also z.B. in die geforderten Sanierungs-/Nachrüstmaßnahmen) durch die geringeren/eingesparten Energiekosten innerhalb angemessener Fristen kompensiert werden. Durch Anpassungen an der konkreten Ausgestaltung des Wirtschaftlichkeitsgebots ließen sich allerdings auch weitergehende Mindestanforderungen rechtfertigen (z.B. (Bürger et al. 2006).

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Bei dem Instrument handelt es sich um einen ordnungsrechtlichen Ansatz. Staatliche Ausgaben fallen „lediglich" für den Vollzug der Nutzungspflicht an. Die Planungssicherheit aus Sicht des Staates ist deswegen hoch.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Finanzierungsanforderungen für den Staat resultieren im Wesentlichen aus dem Vollzug der Maßnahme. Die Verantwortung für den Vollzug liegt bei den Bundesländern. Die Kosten des Vollzugs hängen insbesondere davon ab, wie die Länder den Vollzug genau regeln. Dabei geht es z.B. um die Frage, ob die Länder die Einschaltung von Prüfsachverständigen vorsehen (dabei würden Kosten bei den Gebäudeeigentümern anfallen) oder die Durchführung von Stichprobenkontrollen.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Das Instrument richtet sich an den Gebäudeeigentümer. Dieser trägt zunächst die durch das Instrument ausgelösten Investitionskosten. Bei Mietgebäuden/-wohnungen können diese Investitionen (anteilig) auf die Mieter umgelegt werden (vgl. Kriterium 7).

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Im Bereich des Mietgebäudesektors sind Investitionen in die energetische Sanierung eines Gebäudes dann auf die Mieter umlegbar, wenn durch sie „Endenergie nachhaltig eingespart wird" (§559 in Verbindung mit §555b BGB). Kosten, die für Erhaltungsmaßnahmen erforderlich gewesen wären, sind hingegen nicht umlagefähig. Wird eine energetische Sanierung finanziell gefördert (z.B. durch die KfW), sind die Fördermittel ebenfalls von der Umlage auszunehmen (§559a Anrechnung von Drittmitteln). Werden die Investitionskosten einer energetischen Sanierungsmaßnahme umgelegt, erhöht sich die Kaltmiete des betroffenen Gebäudes/Wohnung. Infolge höherer energetischer Anforderungen steigen auch die umlegbaren Investitionskosten (allein aufgrund des höheren Dämmstoffbedarfs). Wird die Mieterhöhung nicht vollständig durch die eingesparten Energiekosten kompensiert, erhöhen sich die Kosten des Wohnens.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Bei dem Instrument handelt es sich um eine ordnungsrechtliche Regelung, die bundesweit gilt. Das Instrument eignet sich nicht für eine regionale Differenzierung. Auch wenn dies aus Klimaschutzgründen sachlich nicht zielführend ist: Sollte beispielsweise erwogen werden, in strukturschwachen Regionen niedrigere Mindestanforderungen zu stellen, müsste rechtsfest festgelegt werden, ab wann ein lokaler/regionaler Wohnungsmarkt als strukturschwach eingestuft wird. Gleichzeitig müsste gerechtfertigt werden, wieso in einer strukturschwachen Region andere Mindestanforderungen gelten als in strukturstarken Regionen. Denn die Mindeststandards müssen bislang so festgelegt werden, dass sie dem Wirtschaftlichkeitsgebot Genüge leisten. Dieses gilt unabhängig von der Strukturstärke einer Region. Darüber hinaus müsste sichergestellt werden, dass resultierende Minder-Einsparungen durch entsprechende höhere Standards in anderen Regionen ausgeglichen werden.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Der administrative Aufwand des Staates besteht im Vollzug des Instruments. Dieser obliegt den Bundesländern. Insbesondere bei den umfangreichen Nachrüstverpflichtungen hängt die Wirkung des Instruments von einer hohen Vollzugsrate ab. Der materielle Aufwand auf Ebene des Staates hängt von der genauen Ausgestaltung des Vollzugs ab. Die Vollzugsregelungen der Länder unterscheiden sich heute erheblich, entsprechend hoch ist die Streubreite des Aufwandes.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Höhere energetische Anforderungen an Neubau und Sanierung führen – bei Sicherstellung des Vollzugs – zu einer höheren Nachfrage an Materialien, Sanierungsdienstleitungen und ggf. auch Beratung. Eine Ausweitung der Austauschpflicht alter Heizkessel (inkl. Niedertemperaturkessel) auf alle Wohngebäude würde beispielsweise dazu führen, dass die Nachfrage nach neuen Heizanlagen schlagartig steigen würde.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Es bestehen zahlreiche Wechselwirkungen zu anderen Instrumenten. Über das Wirtschaftlichkeitsgebot besteht beispielsweise eine Wechselwirkung zu allen Instrumenten, die auf die Höhe der Energiepreise wirken (z.B. eine CO_2-Lenkungsabgabe). Zwischen der KfW-Förderung und dem GEG besteht heute schon eine hohe Korrelation (Definition der Effizienzhausstandards in Anlehnung an die ehemaligen EnEV-Mindestanforderungen). Bei Zusammenlegung von EnEG/EnEV und EEWärmeG hätte es bei der Einführung des GEG auf der Hand gelegen, eine Ausweitung der Nutzungspflicht für EE-Wärmetechniken auf bestehende Gebäude Gebäudeenergiegesetz aufzunehmen. Dies könnte bei der Überarbeitung des GEG 2023 nachgeholt werden.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	++
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	++
Finanzierungsanforderungen für den Staat	++
Kostenallokation/Verteilungswirkung	0
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	-
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	-
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	+
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Das Instrument kann bei einer ambitionierten Ausgestaltung einen wichtigen Beitrag zu den Energie- und THG-Einsparungen leisten. Dies gilt insbesondere für die Sanierungsanforderungen bei bestehenden Gebäuden sowie die Austauschpflicht für alte Heizkessel. Bei letzterem bestehen noch Ausnahmen bei der Austauschpflicht alter Heizkessel für Ein- und Zweifamilienhäuser, bei denen es seit 2002 keinen Egentümerinnen- bzw. Eigentümerwechsel gab. Gleiches gilt für Niedertemperaturkessel. Der Effekt wird noch vergrößert, wenn Mindesteffizienzanforderungen an Heizkessel in allen Gebäuden gelten. Weitere erhebliche Energie- und THG-Einsparungen sind durch die Aufhebung der umfangreichen Ausnahmen bei der Verpflichtung zur Dämmung der obersten Geschoßdecke und die Ausweitung der Sanierungsanforderungen aus der bisherigen Anlage 3 der EnEV auf Gebäude, die nach dem 31.12.1983 errichtet wurden, sowie die Ausweitung der Sanierungsanforderungen für Fenster auf alle Rahmenarten zu erwarten.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
k.A.	1-3 Mt	mittel	mittel	k.A.

1.3.9 Steuerliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen[31]

Beschreibung und Ausgestaltung

Die Einführung einer steuerlichen Förderung für energetische Gebäudesanierungen ist bereits seit langer Zeit auf der politischen Agenda. Im Jahr 2011 wurde ein Gesetzentwurf zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden in den Bundestag eingebracht, der allerdings im Jahr 2012 im Vermittlungsausschuss scheiterte. Ein weiterer Ausgestaltungsvorschlag für die

[31] Wie im Hinweis zum Beginn des Kapitels 1.3 angemerkt, war bei der Verfassung des Textes die steuerliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen noch nicht beschlossen. Der Text nimmt folglich keinen Bezug auf die ab 1.1.2020 geltende steuerliche Förderung für energetische Baumaßnahmennach § 35c EStG.

Einführung einer steuerlichen Förderung für energetische Sanierungen wurde im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) vorgelegt.

Der Gesetzesentwurf aus dem Jahr 2011 sah eine progressionsabhängige Förderung für energetische Sanierungen in selbstgenutzten und vermieteten Wohngebäuden vor, während die im NAPE vorgelegte Ausgestaltung eine progressionsunabhängige Förderung durch Abzug von der Steuerschuld anstrebte und neben Komplettsanierungen auch Fördermöglichkeiten für Einzelmaßnahmen beinhaltete.

Folgende Ausgestaltung der steuerlichen Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen wird hier betrachtet:

- Progressionsunabhängige Förderung durch den Abzug von der Steuerschuld
- Förderung für Sanierungsmaßnahmen in selbstgenutzten Wohngebäuden
- Gefördert werden sowohl Einzelmaßahmen als auch umfassende Sanierungen
- Im Vergleich zum Vorschlag im NAPE verkürzter Abzugszeitraum von drei Jahren für Einzelmaßnamen und fünf Jahren für Vollsanierungen
- Die Höhe der steuerlichen Förderung wird in Anlehnung an die bestehenden Förderungen des KfW Investitionszuschusses (430) festgelegt, wobei dem relativen Nachteil einer auf mehrere Jahre gestreckten Ausbezahlung durch eine leichte Steigerung der Förderhöhe entgegengewirkt wird. Für Einzelmaßnahmen ist eine Förderung von 11 % vorgesehen (Vergleich KfW 430: 10 %), für Vollsanierungen auf KfW-Effizienzhaus 70 eine Förderung von 27 % (Vergleich KfW 430: 25 %) und für Sanierungen auf KfW-Effizienzhaus 55 eine Förderung von 35 % (Vergleich KfW 430: 30 %),
- Voraussetzung für die Inanspruchnahme der steuerlichen Förderung ist eine Bestätigung der Förderfähigkeit der durchgeführten Maßnahme durch einen Sachverständigen aus der Energieeffizienz-Expertenliste für Förderprogramme des Bundes.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Wie auch bei den vorhandenen Förderprogrammen kann die Zielgenauigkeit der geförderten Sanierungsmaßnahmen durch die Ausgestaltung der Förderbedingungen gesteuert werden. Bezogen auf den gesamten Gebäudebestand hängt der Beitrag des Instruments zur Zielerreichung davon ab, welcher Anteil der Gebäudeeigentümer durch die Förderung erreicht wird. Die Inanspruchnahme kann indirekt über die Ausgestaltung der Förderbedingungen beeinflusst werden.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Eine Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen durch steuerliche Anreize ist prinzipiell nur für solche Zielgruppen relevant, die über ein entsprechendes zu versteuerndes Einkommen verfügen. Diese Voraussetzung ist durch einen großen Teil der Eigentümer erfüllt, schließt aber gleichzeitig verschiedene Bevölkerungsgruppen zumindest teilweise aus (z. B. Senioren mit geringen zu versteuernden Renten, Personen mit vermindertem zu versteuerndem Einkommen z. B. durch Arbeitslosigkeit, Elternzeit etc.). Generell lässt sich eine Adressierung von Gebäudeeigentümern durch das Verursacherprinzip rechtfertigen. Durch die Einführung einer steuerlichen Förderung können potenziell weitere Akteure (z.B. Steuerberater) als Multiplikatoren aktiviert werden.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Die Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer ist hoch, sofern aus Sicht des Gebäudeeigentümers nicht mit einer Verringerung des zu versteuernden Einkommens während des Abzugszeitraums zu rechnen ist.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Die steuerliche Förderung reduziert das Steueraufkommen, wobei die Reduktion von dem individuellen Entscheidungsverhalten der Gebäudeeigentümer abhängt. Aufgrund der fehlenden Erfahrung mit dem Instrument kann nur anhand der Erfahrungen mit den bisher bestehenden Förderfällen abgeschätzt werden, in welchem Umfang sich das Steueraufkommen reduziert. Wie auch bei den bestehenden Förderprogrammen können die Kosten aus Sicht des Staates durch eine dynamische Anpassung der Förderbedingungen gesteuert werden.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Zur Finanzierung der Maßnahme müssen staatliche Mittel zur Verfügung gestellt werden, um die Reduktion des Steueraufkommens auszugleichen. Aufgrund der durch das Instrument ausgelösten Investitionen werden allerdings zusätzliche Steuereinnahmen generiert, so dass (sofern die Investitionen durch das Instrument induziert werden) die positiven Effekte die Reduktion ausgleichen. In der vorliegenden Ausgestaltung wird von einer durchschnittlichen jährlichen Fördersumme von 1 Mrd. Euro ausgegangen.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Während bei einer progressionsabhängigen Ausgestaltung die steuerliche Förderung absolut höher ausfällt je höher das Einkommen des Fördernehmers ist, ergeben sich in der hier diskutierten progressionsunabhängigen Ausgestaltung keine einkommensabhängigen Effekte.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

In der hier vorgeschlagenen Variante adressiert das Instrument Eigentümer von selbstgenutztem Wohnraum und hat somit keine Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Eine steuerliche Förderung kann prinzipiell differenziert nach verschiedenen Wohnungsmärkten ausgestaltet werden. Eine Voraussetzung hierfür ist eine ggf. dynamische Abgrenzung/Ausweisung von Gebieten, für durch das Instrument adressiert werden.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Für die Inanspruchnahme einer steuerlichen Förderung für energetische Sanierungen muss im Finanzamt eine Bestätigung eines Sachverständigen aus der Energieeffizienz-Expertenliste für Förderprogramme des Bundes vorgelegt werden. Diese muss durch die Sachbearbeiter geprüft werden,

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Der Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes ist vergleichbar mit dem durch die bestehenden Förderprogramme verursachten Aufwand. Gleichzeitig kann die Einführung einer steuerlichen Förderung dazu beitragen die Planungssicherheit auf Seiten der Marktteilnehmer zu steigern, was mittelfristig zu einer Stärkung des Sanierungsmarktes führen kann.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die hier dargestellte Ausgestaltung einer steuerlichen Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen steht im engen Zusammenhang mit den bisherigen Förderprogrammen. Die Ausgestaltung ist so gewählt, dass der Barwert der Förderung vergleichbar zur bestehenden Förderung durch KfW und BAFA ist, um eine Verschiebung („Kannibalisierung“) zwischen den Programmen zu vermeiden. Weiterhin ergeben sich Wechselwirkungen mit Instrumenten, die sich auf den Energiepreis auswirken. Bei steigenden Energiepreisen erhöht sich die Wirtschaftlichkeit energetischer Sanierungsmaßahmen, so dass (bei gleichbleibenden Förderbedingungen) mit einer höheren Inanspruchnahme zu rechnen ist.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	++
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	-
Finanzierungsanforderungen für den Staat	-
Kostenallokation/Verteilungswirkung	-
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	+
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	0
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	0
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Zur Abschätzung der Wirkung des Instruments wird die Anzahl der zusätzlichen durch das Instrument induzierten Förderfälle sowie die durchschnittlichen Einsparungen pro Förderfall abgeschätzt. Dabei wird unterschieden zwischen Einzelmaßnahmen und Vollsanierungen. Die Abschätzung orientiert sich an den Fallzahlen aus den bestehenden Förderprogrammen (siehe (Diefenbach et al. 2018) sowie (Stuible et al. 2018a)).

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
30-50	3-5	hoch	hoch	(BMWi und BMF 2015), (Diefenbach et al. 2018; Stuible et al. 2018a)

1.3.10 Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude

Beschreibung und Ausgestaltung

Mit dem Instrument wird die Nutzungspflicht des GEG (ehemals EEWärmeG) auf private Bestandsgebäude ausgeweitet. Wie bei der Nutzungspflicht für neue Gebäude werden dabei sowohl Wohn- als auch Nichtwohngebäude erfasst.

Für eine Nutzungspflicht im Gebäudebestand ist die Wahl des Pflichtauslösers eines der wirkmächtigsten Ausgestaltungsmerkmale. Dabei stehen verschiedene Alternativen zur Auswahl. Die Verpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Wärmeenergieträger (oder entsprechender Ersatzmaßnahmen) könnte an folgende Anlässe gekoppelt werden:

- Umfassende Gebäuderenovierung[32]: Ein Mindestanteil erneuerbarer Wärme wäre immer dann sicherzustellen, wenn ein bestehendes Gebäude umfassend renoviert wird; der Tatbestand „umfassende Gebäudesanierung“ ließe sich dabei im Sinne der „grundlegenden Renovierung“ definieren (vgl. z.B. die Definition in §2 Abs. 2 Nr. 2 EEWärmeG für öffentliche Gebäude).
- Austausch der Heizanlage: Die Nutzungspflicht würde ausgelöst, sobald ein Heizkessel ausgetauscht wird (vgl. Regelung in Baden-Württemberg im Rahmen des EWärmeG[33]).
- Alter und/oder Effizienz der bestehenden Heizanlage: Die Nutzungspflicht würde einsetzen, sobald eine Heizanlage eine ein bestimmtes Alter erreicht (im Sinne der Kesselaustauschpflicht nach §10 EnEV) oder eine bestimmte Mindesteffizienz unterschreitet.

Weitere wichtige Ausgestaltungsmerkmale liegen in der Auswahl der Erfüllungsoptionen an EE-Wärmetechnologien (Primärpflichterfüllung) und Ersatzmaßnahmen sowie den jeweiligen Mindestpflichtanteilen, die für die verschiedenen Erfüllungsoptionen gelten. Der Ansatz des EEWärmeG, über technologiespezifische Mindestanforderungen (z.B. an die Mindestjahresarbeitszahl von Wärmepumpen oder die Mindesteffizienz von Holzkesseln) den Einsatz effizienter Technologien sicherzustellen, kann natürlich auch auf die auf den Gebäudebestand ausgeweitete Nutzungspflicht übertragen werden.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Das Instrument zielt darauf ab, einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu leisten. Die Breite der Wirkung des Instruments hängt ganz wesentlich von der Ausgestaltung der wirkmächtigen Parameter ab (Pflichtauslöser, Erfüllungsoptionen, Mindestpflichtanteile). Der Pflichtauslöser „umfassende Renovierung“ führt beispielsweise zu einer wesentlich geringeren Fallzahl als wenn die Nutzungspflicht durch den Kesseltausch oder das Kesselalter ausgelöst wird. In Hinblick auf die Zielkompatibilität der durch die Nutzungspflicht ausgelösten Maßnahmen sind die meisten Erfüllungsoptionen mit den langfristigen Zielbildern eines (nahezu) klimaneutralen Gebäudebestandes kompatibel. Insbesondere, weil bis zum Zieljahr 2050 sehr viele der heutigen Heizanlagen noch zweimal ausgetauscht werden dürften. Wird die Nutzungspflicht heute durch eine Ersatzmaßnahme im Bereich des baulichen Wärmeschutzes (Ersatzmaßnahme „EnEV-Übererfüllung“) erfüllt, kann es natürlich passieren, dass die erreichte Sanierungstiefe dennoch nicht zu den langfristigen Anforderungen passt. Außerdem setzt das Instrument keine expliziten Anreize für eine integrierte Wärmeplanung über die Grenzen der einzelnen Heizanlage hinaus (z.B. in Form einer integrierten Quartiersplanung).

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Die Nutzungspflicht richtet sich an den Gebäudeeigentümer, also denjenigen Akteur, der die Entscheidung darüber trifft, welche Versorgungstechnologie in einem Gebäude eingesetzt wird. Die Wahl des Gebäudeeigentümers als Adressat der Nutzungspflicht lässt sich über das Verursacherprinzip rechtfertigen. Allerdings können die Investitionskosten für diejenigen Erfüllungsoptionen, bei denen es zu einer Einsparung von Endenergie kommt, im Rahmen des heutigen Mietrechts auf die Mieter umgelegt werden (s. Kriterium 7).

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Mit dem Instrument verbindet sich eine hohe Planungssicherheit. Jeder Gebäudeeigentümer weiß im Voraus, dass er bei Eintritt des Pflichtauslösers die Nutzungspflicht zu erfüllen hat. Alle oben skizzierten

---

32 Vgl. z.B. Prüfauftrag im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 (BMUB 2016).

33 Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) vom 17. März 2015.

Pflichtauslöser sind vorhersehbar. Eine Ausnahme besteht beim Pflichtauslöser „Kesseltausch“, wenn der Kessel plötzlich kaputt geht. In diesem Fall kann die Planungssicherheit dadurch erhöht werden, indem den Verpflichteten eingeräumt wird, die Nutzungspflicht innerhalb einer festgesetzten Frist zu erfüllen.[34]

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Bei dem Instrument handelt es sich um einen ordnungsrechtlichen Ansatz. Staatliche Ausgaben fallen „lediglich“ für den Vollzug der Nutzungspflicht an. Die Planungssicherheit aus Sicht des Staates ist deswegen hoch.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Finanzierungsanforderungen für den Staat fallen durch den Vollzug des Instruments an. Dieser würde den Bundesländern obliegen. Vergleichbar den Vollzugsregelungen beim heutigen EEWärmeG kann davon ausgegangen werden, dass die Länder die operativen Vollzugsaufgaben an die kommunalen Baurechtsbehörden übertragen. Die Kosten des Vollzugs hängen im starken Maße von seiner genauen Ausgestaltung ab. Dabei geht es beispielsweise um die Frage, ob bzw. in welchem Umfang Sachverständige eingeschaltet und Stichproben durchgeführt werden.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Die durch die Maßnahme induzierten Investitionen trägt der Gebäudeeigentümer, der diese Kosten aber im Falle von Mietgebäuden – vgl. Kriterium 7 – auf die Mieter umlegen kann. Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die im Rahmen des 2. Erfahrungsberichtes zum EEWärmeG durchgeführt wurden, zeigen allerdings, *„dass Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen, Wärme bereits vielfach zu vergleichbaren Kosten bereitstellen können wie Anlagen, die fossile Energieträger (Öl oder Gas) verwenden. Zwar erfordern sie typischerweise höhere Investitionskosten, sie weisen aber deutlich niedrigere Betriebskosten auf*“ (BMWi 2015b).

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Auf dem Mietwohnungsmarkt können Gebäudeeigentümer nur solche Investitionen in EE-Wärmeerzeuger auf die Mieter umlegen (gem. den mietrechtlichen Regelungen für Modernisierungsinvestitionen nach §559 BGB in Verbindung mit §555 BGB, 11 %-Umlage), bei denen es zu einer Einsparung von Endenergie kommt. Dabei wird nicht auf die Energiemenge (kWh) abgestellt, sondern auf die „zu bezahlende Endenergie“. So lassen sich beispielsweise die Investitionskosten für einen Solarkollektoren über die Miete umlegen. Wird hingegen ein Heizöl- oder Erdgaskessel durch einen Holzpelletkessel ersetzt, kommt es zu keiner Einsparung von Endenergie, entsprechend ist die damit verbundene Investition nicht umlagefähig.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Die Klimaschutzziele für den Gebäudesektor erfordern eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in allen Wohnungsmärkten. Das Instrument bietet bei entsprechender Ausgestaltung eine Vielzahl verschiedener Erfüllungsoptionen. Es kann deswegen auf eine regionale Differenzierung der Anforderung verzichtet werden. Theoretisch ließe sich das Anforderungsniveau regional ausdifferenzieren.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Transaktionskosten fallen für den Vollzug des Instruments an (s.o.). Die Höhe der Transaktionskosten hängt von der konkreten Ausgestaltung des Vollzugs ab.

---

[34] Beispielsweise fordert das EWärmeG in Baden-Württemberg, dass die Verpflichtung spätestens innerhalb von 18 Monaten nach Inbetriebnahme der neuen Heizanlage zu erfüllen und der zuständigen Behörde nachzuweisen ist.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Auf der Ebene der Umsetzung führt die ausgeweitete Nutzungspflicht zu einem erhöhten Bedarf an Beratung. Diese kann durch unabhängige Energieberater oder das Handwerk (vorwiegend Installateure) erbracht werden. Infolge der Nutzungspflicht verschiebt sich auch das Absatzportfolio der Installateure sowie der vorgelagerten Handelsstufen und der Anlagenhersteller. Diese Änderungen sind allerdings intendiert.

11. Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten

Mit dem Gebäudeenergie-Gesetz (GEG) zielte die Bundesregierung darauf ab, die Anforderungen aus EnEG/EnEV sowie EEWärmeG in einem Gesetz zusammenzuführen. In diesem Sinne wäre es also sinnvoll gewesen, eine Ausweitung der Nutzungspflicht des EEWärmeG auf bestehende Privatgebäude ebenfalls in das GEG zu integrieren. Eine Möglichkeit diesen Schritt nachzuholen besteht im Rahmen der vorgesehenen Überarbeitung des GEG 2023. Weitere Wechselwirkungen bestehen mit der Austauschpflicht für alte Heizanlagen gem. §10 der EnEV, insbesondere dann, wenn das Kesselalter als Pflichtauslöser gewählt wird. In Hinblick auf das Marktanreizprogramm wäre zu diskutieren, in welchem Umfang die durch die Maßnahme induzierten Investitionen in EE-Wärmanlagen durch den Staat gefördert werden sollen.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	++
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	++
Finanzierungsanforderungen für den Staat	++
Kostenallokation/Verteilungswirkung	0
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	-
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	-
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	+
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Zur Abschätzung der Wirkung des Instruments wird die Anzahl der zusätzlichen durch das Instrument induzierten Einsatzfälle für erneuerbare Wärmeerzeuger abgeschätzt und die Einsparungen gegenüber einer fossilen Referenztechnik berechnet.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
42	2,7	mittel	hoch	(Öko-Institut e.V et al. 2020)

1.3.11 Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen

Beschreibung und Ausgestaltung

Um den Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung nicht nur in einzelnen Gebäuden zu erhöhen, wird ein Mindestanteil erneuerbarer Energien und Abwärme in der Fernwärmeversorgung eingeführt. In der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED-II) ist in Artikel 24 festgeschrieben, dass die Mitgliedstaaten konkrete Maßnahmen umsetzen müssen, die eine jährliche Steigerung um 1 % beim Einsatz erneuerbarer Energien und Abwärme in Fernwärmenetzen erwarten lassen. Als Alternative dazu können die Mitgliedstaaten für die Einspeisung erneuerbarer Energien den Zugang Dritter zu den Wärmenetzen vorsehen.

2016 lagen der Anteil an erneuerbaren Energien bei der Fernwärmeerzeugung bei 13 % und der Anteil an Abwärme bei 7 % (BDEW 2017). Hierbei ist zu beachten, dass sich der Anteil an Abwärme auf Wärmenetze zur Versorgung der Industrie fokussiert. Nach der Statistik der AGFW, die sich vornehmlich auf die Gebäudeversorgung bezieht, liegt der Anteil an Abwärme bei nur 2 % (AGFW 2017).

Unter der Annahme, dass der Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme an der Fernwärmeerzeugung heute etwa 20 % beträgt, würden bei einem Anstieg um 1 % pro Jahr im Jahr 2050 noch annähernd 50 % der Fernwärme aus nicht-erneuerbaren Quellen bereitgestellt. Insbesondere für die Erreichung des Zielbereichs 2 ist eine treibhausgasemissionsfreie Fernwärmeversorgung, bzw. Wärmeversorgung von Gebäuden essentiell. Das bedeutet, dass im Bereich der Fernwärmebereitstellung eine wesentlich stärkere Zunahme von EE und treibhausgasneutraler Abwärme nötig ist als in der RED-II angestrebt oder weitere Maßnahmen erforderlich sind, um mit einer niedrigeren Energiemenge aus EE und treibhausgasneutraler Abwärme eine komplette Dekarbonisierung der Fernwärme zu erreichen (z.B. Effizienzsteigerung in Wärmenetzen, Reduktion des bezogenen Wärmebedarfs).

Um bis 2050 eine Dekarbonisierung der Fernwärme zu realisieren, muss der Anteil der erneuerbaren Energien und treibhausgasneutraler Abwärme zwischen 2020 und 2050 im Schnitt um 2,5 bis 2,6 % pro Jahr steigen. Eine schnelle Erhöhung der Steigerungsrate wird dabei nicht erwartet u.a. da die Planungs- und Investitionszyklen relativ lang sind. Es wird daher auch von einem sukzessiven Anstieg der Steigerungsrate im Zeitraum bis 2050 von 1 % auf 1,5 % im Zeitraum 2020 bis 2029, 3 % zwischen 2030 und 2039 und 3,5 % zwischen 2040 und 2050 ausgegangen. Damit ergibt sich ein Mindestanteil von:

- 2020: 20,0 %
- 2025: 27,5 %
- 2030: 35,0 %
- 2035: 50,0 %
- 2040: 65,0 %
- 2045: 82,5 %
- 2050: 100 %

Unter der Prämisse, dass die Wärmeversorgung v.a. mit Blick auf den Zielbereich 2 komplett dekarbonisiert werden muss, muss auch die in Fernwärmenetze eingespeiste Abwärme emissionsfrei sein. Dementsprechend sollte an dieser Stelle nur Abwärme aus Industrie-/ Produktionsprozessen, deren primärer Zweck die Produktion von Gütern ist, anrechenbar sein, bzw. mit einem Primärenergiefaktor (PEF) von 0 (wenn die anfallende Abwärme direkt genutzt werden kann) anrechenbar sein.

Für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien sind nach (BEE 2016) folgende Optionen denkbar:

- Anschluss erneuerbare Energien nutzender Wärmeerzeuger
- Einsatz erneuerbarer Brennstoffe

- Einsatz erneuerbarer Strom

Alternativ zur Festschreibung eines EE-Anteils wird in (BEE 2016) eine bilanzielle Treibhausgasminderungspflicht in Fernwärmenetzen vorgeschlagen. Dabei müssten die mittleren spezifischen Treibhausgasemissionen der gelieferten Wärme unterhalb eines definierten Referenzwerts liegen. Sind Netze nicht physisch verbunden, könnte ein bilanzieller Tausch von Wärmemengen (zwischen den Netzen eines Betreibers oder auch zwischen verschiedenen Betreibern) zur Erfüllung der Minderungsanforderungen erfolgen, wodurch die Emissionsminderung dort erfolgen würde, wo sie am kosteneffizientesten ist. Darüber hinaus werden im gesamten Fernwärmemarkt Investitionen in Techniken angestoßen, deren spezifische Emissionen unterhalb des definierten Benchmarks liegen. Aufgrund der langen Investitionszyklen und Planungshorizonte im Wärmenetzsektor sollten die Zielwerte (Mindestanteil EE und Abwärme und/ oder Treibhausgasemissionsminderung) für den gesamten Zeitraum bis 2050 festgelegt werden.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Die Zielgenauigkeit des Instruments ist direkt über den festgeschriebenen Anteil erneuerbarer Energien und der Abwärme in Wärmenetzen gegeben. Für Zielbereich 2 sollte die Anrechenbarkeit der Abwärme an Emissionsreduktionen/ die Effizienz in den primären Produktionsprozessen gekoppelt sein, um entsprechend in diesen Sektoren auch die Effizienz und THG-Emissionsminderung zu fördern und eine treibhausgasneutrale Abwärme zu gewährleisten.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Die Festschreibung von Mindestanteilen/ maximalen Emissionen adressiert mit den Fernwärmenetzbetreibern direkt die zentralen Akteure. Indirekt können weitere Akteure adressiert werden. So können bei einer wettbewerblichen Öffnung der Fernwärmenetze für Dritte weitere Anbieter von Wärme aus Erneuerbaren Energien und Abwärme ebenfalls adressiert werden.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Die Festschreibung betrifft die Gebäudeeigentümer nicht direkt. Sie schafft aber hinsichtlich der Entscheidung für eine Wärmebereitstellung in ihren Gebäuden in Bezug auf die gesetzlich geforderten Primärenergieeinsparungen auch langfristige Planungssicherheit. Unsicherheiten bestehen wie bei der dezentralen Wärmeversorgung durch die nicht vorhersehbare Entwicklung künftigen der Wärme- bzw. Brennstoffpreise.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Das Festschreiben verbindlicher Anteile schafft auf Seiten des Staates mit Blick auf die langfristigen Verpflichtungen zum Klimaschutz Planungssicherheit.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Die Festschreibung von Mindestanteilen verursacht keine direkten Kosten beim Staat.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Eine Festschreibung von Mindestanteilen für jedes Wärmenetz kann zu steigenden Wärmepreisen führen, die wiederum insbesondere einkommensschwache Haushalte überproportional belasten könnten. Die bilanzielle Verrechnung zwischen verschiedenen Wärmenetzen kann diesen Effekt dadurch abfedern, dass (zumindest bevor ein Anteil von 100 % EE und Abwärme erreicht wird) der EE-Ausbau und die Einbindung von Abwärme zunächst dort erfolgt, wo er am kostengünstigsten ist. Zudem kann durch eine bilanzielle Zuordnung von Wärmemengen und -qualitäten deren kundenseitige Vermarktung verbessert werden.

Das flankierende Aufweichen der derzeitigen Monopolstellung der Fernwärmenetzbetreiber kann darüber hinaus zu mehr Wettbewerb und damit tendenziell sinkenden Preisen führen. Diese Effekte können allerdings noch nicht umfänglich quantifiziert werden.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Die sich evtl. ändernden Wärmepreise haben keinen direkten Einfluss auf die (Kalt)Miete und beeinflussen ausschließlich die nutzungsabhängigen Kosten. Folglich kann es zu Änderungen der Warmmieten kommen, die sich regional stark unterscheiden können, aufgrund der lokalen Potentiale (wie z.B. Abwärmequellen und Freiflächen für Solarhtermie) zur Dekarbonisierung der Fernwärme. Dies betrifft jedoch zunächst nur Bestandskunden von Fernwärmenetzen, da dieses Instrument nicht die Ausweitung oder Verdichtung von Wärmenetzinfrastruktur betrifft. Weiterhin wird aktuell durch §556c BGB (Kosten der Wärmelieferung als Betriebskosten) sichergestellt, dass die Kosten bei einer Umstellung von Eigenversorgung auf eine zentrale Wärmelieferung, nicht die bisherigen Kosten überschreiten dürfen.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Während der Transformation hin zu 100 % EE und Abwärme in Fernwärmenetzen eignet sich das Instrument für die regionale Differenzierung. So ist denkbar, unterschiedliche Geschwindigkeiten der Transformation in unterschiedlichen Regionen vorzugeben. Die Technologieoffenheit (hinsichtlich) EE erlaubt darüber hinaus je nach lokalen Rahmenbedingungen und verfügbaren EE eine Differenzierung auch nach Absatz-/Wohnungsmärkten.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Die Festschreibung der Anteile ist auf Seiten des Staates nur mit geringem administrativem Aufwand verbunden. Eine regelmäßige Kontrolle der Zielerreichung, ggf. Anpassung von Transformationspfaden/ Zwischenzielen oder auch regionale Differenzierung wäre mit zusätzlichem Aufwand verbunden. Dieser ist allerdings verglichen mit Einzellösungen in Gebäuden durch die begrenzte Anzahl an Fernwärmenetzen immer noch vergleichsweise gering.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Die Technologieoffenheit des Instruments hinsichtlich der eingesetzten EE könnte positive Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Innovation in diesem Sektor nach sich ziehen. Die Öffnung der Fernwärmenetze für Dritte und das damit verbundene Aufbrechen bestehender Monopolstellungen eröffnet darüber hinaus Chancen für neue Marktteilnehmer und Geschäftsmodelle. Der regulatorische Aufwand dafür sollte jedoch nicht unterschätzt werden.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an EE und Abwärme in Fernwärmesystemen führt zu verschiedenen Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten. Bezogen auf die im Rahmen dieser Studie untersuchten Instrumente sind dies insbesondere:

- Einführung einer Gebäudeklimaabgabe
- Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)
- Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude
- Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung

Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	++
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	+
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	++
Finanzierungsanforderungen für den Staat	++
Kostenallokation/Verteilungswirkung	0
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	+
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	++
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	++
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	+
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Bei der Abschätzung der jährlichen THG-Einsparungen sind die oben angegebenen EE- und Abwärme-Anteile an der Fernwärmebereitstellung zugrunde gelegt. Es wird entsprechend für den Zeitraum 2020 bis 2030 eine mittlere Reduktion der in (AGFW 2017) angegebenen CO_2-Emissionen um 1,5 %/a angenommen.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
k.A.	4,2	hoch	hoch	Basierend auf (AGFW 2017)

1.3.12 Einführung eines Effizienzverpflichtungssystems

Beschreibung und Ausgestaltung

Artikel 7, Abs. 1 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) fordert die Einführung von Energieeffizienzverpflichtungssystemen in allen Mitgliedstaaten, im Rahmen derer die Energieeinzelhandelsunternehmen bzw. die Netzbetreiber zur Erreichung eines kumulierten Endenergieeinsparziels verpflichtet werden. Alternativ dazu können sich die Mitgliedstaaten nach Artikel 7, Abs. 9 dafür entscheiden, andere strategische Maßnahmen zu ergreifen, sofern die dadurch erzielten neuen Energieeinsparungen der in Absatz 1 geforderten Höhe entsprechen. Des Weiteren kann eine Kombination der beiden Ansätze erfolgen. In Deutschland erfolgt die Umsetzung von Artikel 7 der Energieeffizienzrichtlinie bisher ausschließlich durch alternative strategische Maßnahmen.

Da in Deutschland bereits eine Vielzahl an wirksamen Maßnahmen vorhanden ist, wird eine Kombination eines Energieeffizienzverpflichtungssystems mit der Umsetzung alternativer Maßnahmen angenommen. Es wird daher nur ein Anteil des Gesamtziels nach EED Artikel 7 durch ein Verpflichtungssystem adressiert.

Die Energieeffizienzverpflichtung wird als übergreifendes Instrument eingeführt und beschränkt sich nicht auf den Gebäudebereich. Die Entscheidung, in welchem Sektor Maßnahmen durchgeführt werden, liegt dabei bei den verpflichteten Parteien bzw. weiteren umsetzenden Akteuren. Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass typischerweise zunächst einfache Maßnahmen mit einer hohen Wirtschaftlichkeit umgesetzt werden („low-hanging fruits“). Es ist daher davon auszugehen, dass zunächst nur ein geringer Anteil der gesamten Einsparungen auf den Gebäudebereich entfallen.

Die vorliegende Ausgestaltung geht von der Einführung einer Energieeffizienzverpflichtung im Jahr 2021 mit der Möglichkeit der Generierung und des Handels mit weißen Zertifikaten durch Dritte aus.

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Als mengensteuerndes Instrument sind die gesamten durch das Instrument zu erzielenden Endenergieeinsparungen in der Ausgestaltung festgelegt. Voraussetzung hierfür ist ein wirksamer Mechanismus zum Nachweis der Einsparungen sowie ein Sanktionierungsmechanismus bei Nichterfüllung. Die Zielgenauigkeit in Bezug auf die induzierten Maßnahmen ist durch die Sektor-übergreifende Ausgestaltung sowie durch die marktbasierte Auswahl der umzusetzenden Maßnahmen eingeschränkt. Es ist zu erwarten, dass zunächst solche Maßnahmen umgesetzt werden, die eine hohe Wirtschaftlichkeit aufweisen. Die Auswahl der anrechnungsfähigen Maßnahmen kann prinzipiell in der Ausgestaltung des Instruments eingeschränkt werden, allerdings reduzieren sich damit die Vorteile des marktbasierten Ansatzes.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Die Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure ist ebenfalls durch den marktbasierten Mechanismus eingeschränkt. Allerdings zeigen Erfahrungen aus anderen Ländern, dass Zielgruppen-spezifische Komponenten im Rahmen von Energieeffizienzverordnungen umgesetzt werden können. Beispielsweise bestehen in Großbritannien Anforderungen, dass ein bestimmter Anteil der Einsparungen in einkommensschwachen Haushalten erzielt werden müssen.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Die Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer ist abhängig von den jeweiligen durch die Marktteilnehmer umgesetzten Maßnahmen und kann somit nicht für das Gesamtinstrument bewertet werden.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Aus Sicht des Staates besteht im Zusammenhang mit der Energieeffizienzverpflichtung als mengensteuerndes Instrument eine hohe Planungssicherheit bezüglich der zu erzielenden Einsparungen.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Die Finanzierungsanforderungen reduzieren sich auf die administrativen Kosten zur Überprüfung der Einsparungen (siehe Bewertungskriterium 9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten).

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Die Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems führt zu Verteilungseffekten, da die bei den verpflichteten Akteuren anfallenden Kosten durch steigende Energiepreise bzw. Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt werden. Dem gegenüber steht der Nutzen bei der Umsetzung von Maßnahmen, der je nach Ausgestaltung unterschiedlichen Zielgruppen zuzurechnen ist.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Aufgrund der marktbasierten Auswahl der induzierten Sanierungsmaßnahmen ist zu erwarten, dass sich die Umsetzung auf Maßnahmen mit einem vergleichsweise geringen Komplexitätsgrad konzentriert. Es ist somit zu erwarten, dass die Mehrzahl der induzierten Maßnahmen nicht im Bereich vermieteter Gebäude liegt.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Prinzipiell können bei der Ausgestaltung Anforderungen an die durch die verpflichteten Akteure durchgeführten Maßnahmen gestellt werden. Beispielsweise kann eingefordert werden, dass bestimmte Segmente anteilig beitragen (z.B. einkommensschwache Haushalte). Eine regionale Differenzierung scheint aufgrund der heterogenen Akteurslandschaft nicht zielführend.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Auf Ebene des Staates muss ein Mechanismus zur Kontrolle der Einsparungsnachweise sowie zur Sanktionierung bei Nichterfüllung eingerichtet werden. Dies ist je nach Komplexität der umzusetzenden Maßnahmen wie auch bei anderen Politikinstrumenten (Emissionshandel, Ordnungsrecht) mit Aufwand verbunden. Da für den Nachweis der Einsparungen ebenfalls ein Aufwendungen von Seiten der verpflichteten Akteure aufzubringen sind, ist zu erwarten dass sich die Umsetzung zunächst auf vergleichsweise einfache Maßnahmen konzentriert, bei denen eine Quantifizierung der Einsparungen mit einfachen, standardisierten Verfahren möglich ist. Damit reduziert sich auch der Aufwand von Seiten des Staates.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Der Nachweis der Einsparungen führt auf Seiten der verpflichteten Akteure bzw. weiterer Marktteilnehmer wie bei manch anderen Instrumenten auch zunächst zu einem Mehraufwand. Dieser kann durch standardisierte Verfahren zur Bewertung der Einsparungen reduziert werden und hängt von der Komplexität der jeweiligen Maßnahmen ab.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Durch die Einführung einer Einsparverpflichtung sollen zusätzliche Potenziale erschlossen werden, die bisher nicht durch bestehende Instrumente adressiert werden. Z.B. können potenziell durch den Markteintritt neuer Akteure weitere Zielgruppen für die Durchführung von Effizienzmaßnahmen erschlossen werden. Der zusätzliche Beitrag, der durch eine Einsparverpflichtung im Bereich der energetischen Sanierung induziert wird, hängt damit auch von der Ausgestaltung des weiteren ab Instrumentensets ab.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	+
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	+
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	0
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	++
Finanzierungsanforderungen für den Staat	++
Kostenallokation/Verteilungswirkung	-
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	0
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	0
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	-
Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	-
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	0

Quantitative Bewertung

Die Einsparwirkung eines Effizienzverpflichtungssystems als mengensteuerndes Instrument hängt direkt von der Ausgestaltung des Instruments ab, d.h. das Instrumentendesign bestimmt die resultierenden Einsparungen. In der vorliegenden Quantifizierung wird der Ansatz aus dem Projektionsbericht 2017 für Deutschland übernommen. Durch eine ambitioniertere Ausgestaltung des Instruments könnten weitere Einsparwirkungen erzielt werden.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
18	1,2	Mittel	Mittel	(Öko-Institut e.V et al. 2020)

1.3.13 Regionale Beratungsnetzwerke

Beschreibung und Ausgestaltung

Die Energieberatung wird als wichtiges flankierendes Instrument für das Gelingen der Energiewende im Wärmebereich gesehen (u.a. (Henger et al. 2017)). Regionale Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung können informatorische Hemmnisse abschwächen oder beheben sowie die Anzahl und Qualität energetischer Sanierungen verbessern. Darüber hinaus können durch den regionalen Fokus lokale Besonderheiten besser in die Beratung integriert und durch die Kooperation der relevanten Akteure Synergien gehoben werden. Ein solches Netzwerk nimmt eine gewerkeübergreifende, neutral beratende und qualitätssichernde Funktion wahr, indem es Verbraucherinformationen bündelt, gezielte Öffentlichkeitsarbeit entlang der gesamten Beratungskette durchführt und die Weiterbildung der beteiligten Planer und Handwerker sicherstellt. Die Beratungskette umfasst nach (Mieritz et al. 2012):

1. Erstansprache: Aufmerksamkeit auf das Thema lenken; Interesse wecken
2. Initialberatung: Erste Einschätzungen und Motivation für die Sanierung wecken/ steigern
3. Konzeptorientiere Beratung: Detailliertes Gutachten inklusive Empfehlungen; mündet in ein konkretes Sanierungsvorhaben
4. Planung und Ausführung
5. Evaluation und Dokumentation

Um Sanierungsmaßnahmen tatsächlich umzusetzen sind Vertrauen und das Wissen um lokale Besonderheiten essentiell und dementsprechend insbesondere die ersten beiden oben aufgelisteten Punkte wichtig. Von der Bundesebene aus sind die direkte und flächendeckende Ansprache und Begleitung „vor Ort“ nicht zu leisten. Die Beratung und Begleitung vor Ort wird aber von Seiten des Bundes schon heute gefördert (Vor-Ort-Beratung gefördert durch das BAFA; vgl. (Henger et al. 2017)).

Um eine breite und fundierte Beratung vor Ort langfristig zu gewährleisten, sollte der Aufbau, die Etablierung und Weiterentwicklung regionaler Beratungsnetzwerke für die Gebäudesanierung und die Durchführung von Maßnahmen bei Erstansprache oder Initialberatung gefördert werden.[35] Darüber

[35] Siehe Thomas, S. et al.: Wirkungsanalyse bestehender Klimaschutzmaßnahmen und -programme sowie Identifizierung möglicher weiterer Maßnahmen eines Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung, Umweltbundesamt, Climate Change 10/2016, Dessau-Roßlau 2016

vgl. auch Thamling, N. et al., Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude, Berlin, Heidelberg, Darmstadt, Dezember 2015

hinaus muss eine gute Aus- und Weiterbildung der relevanten AkteurInnen gewährleistet werden, um eine neutrale und qualifizierte Beratung zu ermöglichen, die einer klar definierten Leistungsbausteine folgt (vgl. (Henger et al. 2017)). Das Netzwerk sollte dementsprechend aus allen für die Sanierung wichtigen Personen und Institutionen bestehen. Dies sind nach (Mieritz et al. 2012) VertreterInnen der Kommunen, Energieberatende, ArchitektInnen, PlanerInnen, HandwerkerInnen, IngenieurInnen, Verbraucherschutzorganisationen, Energieversorgungsunternehmen, Anbietende von Energieeffizienztechniken und -dienstleistungen, Energieagenturen, Banken und Bausparkassen. Im Rahmen des Netzwerks werden neben den oben aufgeführten Funktionen/ Tätigkeiten ggf. gemeinsam lokale/ regionale Instrumente und Dienstleistungen entwickelt um GebäudebesitzerInnen gezielt anzusprechen und zu unterstützen die energetische Qualität ihrer Gebäude zu verbessern.

Wesentliche Bestandteile der Energieberatung sind eine schriftliche (Beratungsbericht) und mündliche (Vor-Ort-)Beratung. Im Zentrum stehen die Gebäudeanalyse und Maßnahmenempfehlungen. Diese Analyse kann und sollte mit der Erstellung eines Energieausweises, bzw. der Erstellung eines individuellen Sanierungsfahrplans (iSFP) verbunden sein, also auch konkrete Empfehlungen und Maßnahmen zur energetischen Verbesserung von Bestandsgebäuden enthalten. Ein iSFP sollte dabei die Heiz-/ Haustechnik ebenso adressieren wie die Gebäudehülle. Zentral ist, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen aufeinander abgestimmt sind und ggf. auch schrittweise umgesetzt werden können.

Für den Aufbau regionaler Beratungsnetzwerke kann die 2015 von mehreren Bundesministerien, BAFA, dena und KfW etablierte Liste von Energieeffizienzexperten für Förderprogramme des Bundes als Ausgangspunkt dienen[36]. Diese ermöglicht schon heute einen vereinfachten Zugang zu Knowhow und das Finden sachverständiger und qualifizierter BeraterInnen vor Ort. Bisher ist die Beratung von der Ausführung getrennt. Dies hat zur Folge, dass z.B. HandwerkerInnen, die als EnergieberaterInnen tätig werden und dann rein in diesem Bereich tätig sind, mit der Zeit die praktische Erfahrung/ Berufserfahrung mit neuen Techniken verlieren (vgl. (Henger et al. 2017)). Nach (Henger et al. 2017) kann diese Entfernung von der Praxis durch Baubegleitungen verringert werden. Es wird auch darauf verwiesen, dass es in einigen Branchen gut funktioniert, dass Beratende auch Ausführende sind und trotzdem eine Unabhängigkeit der Beratung selbst gewährleistet bleibt; nach (Henger et al. 2017) ist dies u.a. im Bereich von Kfz-Reparaturen, Gesundheits- und Finanzdienstleistungen der Fall. Ein großer Vorteil ist dabei die Nähe zur Praxis und die Gewährleistung, dass neue Entwicklungen und theoretische Ansätze schnell in der Praxis umgesetzt werden. Eine enge Verknüpfung von Energieberatung und Handwerk z.B. im Rahmen von regionalen Beratungsnetzwerken ist unerlässlich für die Umsetzung der Energiewende im Wärmesektor.

Der Aufbau von Beratungsnetzwerken kann große Auswirkungen auf die Investitionstätigkeiten im Bereich Energieeffizienz haben. Nach (Schlomann et al. 2014) hat die Schaffung von Energieeffizienz-Netzwerken in GHD- und Industrie-Branchen, in denen entsprechende branchenspezifische Netzwerke etabliert wurden, zu einer Verdoppelung der Effizienzsteigerung in Unternehmen mit Teilnahme in einem Netzwerk gegenüber einer autonomen Entwicklung der Effizienzsteigerungen (d.h. ohne eine Netzwerkbeteiligung) in den Unternehmen geführt. Die Struktur dieser Netzwerke unterscheidet sich zwar von den hier beschriebenen Netzwerken (Netzwerk von Betrieben einer Branche um den Austausch untereinander zu fördern und eigene Maßnahmen umzusetzen), sie haben aber auch das Ziel Informationen auszutauschen und Hemmnisse abzubauen. Es kann im Bereich der (Wohn-)Gebäude bei der Schaffung von Netzwerken ein Beitrag zu einer beschleunigten Steigerung der Energieeffizienz erwartet werden.

[36] www.energieeffizienz-experten.de

Qualitative Bewertung

1. Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich

Nach (Schlomann et al. 2014) führt eine qualitativ hochwertige Energieberatung zu weniger Lock-In-Effekten in der zeitlichen Abfolge und erhöht die Zielkompatibilität bei schrittweisen Sanierungen. Durch die Orientierung an den gesetzlichen Anforderungen an die Gebäudehülle und die Gebäudetechnik kann von einer hohen Zielgenauigkeit bezüglich der gesetzlichen Anforderungen ausgegangen werden. Die Kompatibilität mit den Zielbereichen 1 und 2 dieser Studie ist damit davon abhängig ob der gesetzliche Rahmen entsprechend zielkompatibel ist (s. auch Kapitel 1.3.8, 1.3.10 und 0). Die Zielgenauigkeit kann erhöht werden, wenn sich die Netzwerke in ihren Beratungen und Maßnahmen an den globalen Klimaschutzzielen orientieren.

2. Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure

Durch die regionalen Beratungsnetzwerke wird sichergestellt, dass alle relevanten Akteure erreicht werden. Dies sind nach (Mieritz et al. 2012) VertreterInnen der Kommunen, Energieberatende, ArchitektInnen, PlanerInnen, HandwerkerInnen, IngenieurInnen, Verbraucherschutzorganisationen, Energieversorgungsunternehmen, Anbietende von Energieeffizienztechniken und -dienstleistungen, Energieagenturen, Banken und Bausparkassen.

3. Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer

Eine qualitativ hochwertige Beratung und die Erstellung von aufeinander abgestimmten, iSFP gewährleistet eine hohe Planungssicherheit für die GebäudeeigentümerInnen. Da die Förderberatung auch ein Teil der Energieberatung ist, werden auch eine fundierte Kalkulation und die Berücksichtigung der entscheidenden Förderprogramme gewährleistet.

4. Planungssicherheit aus Sicht des Staates

Der alleinige Effekt der Energiebartung lässt sich nur sehr schwer quantifizieren, da regional und akteursabhängig sehr unteschiedlich ausgeprägte Informationsdefizite bestehen. Ebenso ist der Mehrwert durch Vernetzung (z.B. bei Energieeffizienz-Netzwerken) belegt (Fraunhofer ISI und adelphi 2019), jedoch lässt er sich ex-ante nicht quantifizieren. Durch die direkte Förderung der Beratungsleistung für Inanspruchnehmende und der Förderung zur Schaffung geeigenter Strukturen für die Vernetzung, kann der Staat jedoch durch Anpassung von Fördersätzen schnell reagieren. Dabei besteht aber das Problem, dass die Wirkung der Beratung bei vielen Einsparmaßnahmen, wie z.B. auch beim iSFP, erst zeitversetzt erfolgt, was ein Nachsteuern erschwert. Gute Beratungsstrukturen vor Ort, die eine qualitativ hochwertige Beratung zu den Themen energetische Sanierung und Einsatz erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung in Gebäuden sicherstellen, kann darüber hinaus gewährleisten, dass Maßnahmen an und in Gebäuden konform mit langfristigen klimaschutz(politischen) Zielen sind.

5. Finanzierungsanforderungen für den Staat

Die durch die Schaffung der regionalen Netzwerke und die zu erwartende steigende Anzahl von Energieberatungen entstehenden Kosten fallen voraussichtlich vergleichsweise gering aus. Nach (Schlomann et al. 2014) kann aber davon ausgegangen werden, dass durch die zunehmende Energieberatung auch verstärkt Förderprogramme in Anspruch genommen werden, was an dieser Stelle zu steigenden Kosten führt. Diese werden gesamtwirtschaftlich aber zumindest teilweise durch die starken lokalen Beschäftigungs- und Wirtschaftsauswirkungen (großer Hebel bei Investitionen) aufgefangen.

6. Kostenallokation/ Verteilungswirkung

Nach (Schlomann et al. 2014) sind wegen dem relativ geringen Finanzvolumen, das für Energieberatungen benötigt wird, keine nennenswerten Verteilungseffekte zu erwarten. Ähnliches gilt für die Schaffung der regionalen Beratungsnetzwerke, bei denen eher von Synergien auszugehen ist, wodurch Kosten minimiert werden.

7. Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt

Die erhöhte Energieberatung durch die regionalen Netzwerke hat direkt zunächst keine Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt, die durch die Beratungen innerhalb des Netzwerkes angestoßenen Sanierungsmaßnahmen haben Auswirkungen, die allerdings generell mit Sanierungen zusammenhängen und nicht einzig den Beratungsnetzwerken zugerechnet werden können.

8. Eignung zur regionalen Differenzierung/ Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte

Die Schaffung von regionalen Beratungsnetzwerk zielt darauf ab, regionale/ lokale Gegebenheiten und Anlässe besser in der Energieberatung berücksichtigen zu können und durch die Vernetzung der relevanten Akteure auf regionaler Ebene Synergien zu schaffen. Das Instrument ist auf die regionale Differenzierung ausgerichtet.

9. Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten

Durch die Schaffung der regionalen Netzwerke kann der administrative Aufwand des Staates im Vergleich zu unkoordinierten Energieberatungen reduziert werden. Die Rolle des Staates kann sich auf die des Initiators und auf die Finanzierung der Netzwerkarbeit beschränken.

10. Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes

Die Ausweitung der Energieberatung kann nach (Schlomann et al. 2014) zu einer erhöhten Nachfrage nach Beratungsdienstleistungen und in einem weiteren Schritt der Baubegleitung führen. Die zusätzlichen Beratungen, aber auch die daraus resultierenden Investitionen haben zunächst positive Auswirkungen auf die Märkte bezüglich dem Markt-/ BIP-Wachstum und positiven Beschäftigungseffekten, können aber auch zu entsprechenden Engpässen führen.

11. Wechselwirkungen mit bestehenden und neuen Instrumenten

Die Schaffung von regionalen Beratungsnetzwerken hat verschiedene Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten. Alle im Rahmen dieser Studie untersuchten Instrumente haben direkte oder indirekte Wechselwirkungen mit der Energieberatung und damit der Schaffung von regionalen Beratungsnetzwerken. Insbesondere die Intensität der Nutzung von Förderprogrammen hängen direkt mit der Energieberatung vor Ort zusammen, aber auch alle Weiterentwicklungen im Bereich der Energieeffizienz in Gebäuden und der Nutzung von erneuerbaren Energien in Gebäuden und Wärmenetzen haben einen starken Einfluss auf die Inhalte und Wichtigkeit der Energieberatung sowie die Arbeit von Handwerkern, Baufirmen etc.

Semi-quantitative Bewertung

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Zielgenauigkeit bezogen auf den Zielbereich	0
Zielgenauigkeit bezogen auf die Adressierung der relevanten Akteure	++
Planungs- und Investitionssicherheit für Gebäudeeigentümer	+
Planungssicherheit aus Sicht des Staates	0
Finanzierungsanforderungen für den Staat	+
Kostenallokation/Verteilungswirkung	+
Auswirkungen auf den Mietwohnungsmarkt	+
Eignung zur regionalen Differenzierung / Eignung für verschiedene Wohnungsmärkte	++
Administrativer Aufwand auf Ebene des Staates/Transaktionskosten	+

Abwicklungsaufwand auf Ebene des Marktes	+
Wechselwirkung mit bestehenden und neuen Instrumenten	+

Quantitative Bewertung

Eine Abschätzung der Effekte bezüglich Energieeinsparung und Emissionsminderung durch den Auf- und Ausbau regionaler Beratungsnetzwerke in Deutschland existiert nicht. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass Energie- und THG-Einsparungen durch Sanierungsmaßnahmen, welche durch eine Energieberatung angestoßen und durch die Inanspruchnahme von Fördermöglichkeiten mitfinanziert wurden, den jeweiligen in Anspruch genommenen Programmen zugeschrieben werden und nicht der Energieberatung, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Eine Beispielhafte Innitiative ist in diesem Bereich die aufsuchende Beratung zur energetischen Modernisierung in Gebäuden in der Stadt Bottrop. Die Initiative gilt als Hauptgrund dafür, dass im Rahmen des Projektes „InnovationCity Ruhr – Modellstadt Bottrop“ die Sanierungsrate verdreifacht wurde (vgl. (Fachhochschule Dortmund et al. 2015; Tappeser und Fromm 2018). In (Schlomann et al. 2014) wird der Effekt durch eine Weiterentwicklung der Energieberatung im Gebäudebereich auf jährlich ca. 0,7 PJ Endenergieeinsparung (0,21 Mt CO_2-Äqv.) beziffert.. Bei einer Fortschreibung der jährlich neu hinzukommenden Einsparungen bei der Energieberatung ergeben sich die unten angegebenen jährlichen Endenergie- und THG-Einsparungen.

Jährliche Endenergieeinsparungen 2030 (PJ)	Jährliche THG-Einsparungen 2030 (Mt CO_2-Äq)	Bewertung 2030	Bewertung 2050	Quellen
10,3	0,66	mittel	mittel	Basierend auf (Schlomann et al. 2014)

2 Bestandsaufnahme der Wärmemärkte und ihrer AkteurInnen

Dieses Kapitel beinhaltet eine Klassifizierung der relevanten AkteurInnen der Wärmemärkte und beurteilt diese hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Emissionsminderung im gesamten Wärme- und Kältesektor, insbesondere den privaten Wohngebäuden und den GHD-Sektor. Die gegenseitigen Einflüsse und Abhängigkeiten der AkteurInnen werden in Wirknetzen dargestellt. Eine Betrachtung aus Akteurssicht mit individuell variierenden Investitionsbarrieren und -anreizen ist sinnvoll, um den Zustand des Wärmemarkts zu verstehen (Fischerdick et al. 2015).

2.1 AkteurInnen der Wärmemärkte

Für die Bearbeitung dieses Kapitels, Bestandsaufnahme der Wärmemärkte und seiner AkteurInnen, wurde die in (Fette et al. 2011) angewandte Methodik zur Einteilung und Beschreibung der AkteurInnen im Gebäudebereich (Wohngebäude und GHD) weiterentwickelt. Eine besondere Stellung nehmen Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister ein. Diese treffen sowohl eigene Investitionsentscheidungen (etwa über den Wärmenetzausbau oder die Modernisierung ihres Erzeugungsportfolios) und sind andererseits Anbieter von Lösungen gegenüber GebäudeeigentümerInnen, wenn diese über die Versorgungsart entscheiden. AkteurInnen werden entsprechend ihrer Rolle Kategorien zugeordnet:

- Investierende/EntscheiderInnen im Bereich energierelevanter Investitionen im Gebäudebereich,
- Anbietende von energierelevanten Lösungen im Gebäudebereich (inkl. erneuerbarer Energien) und Intermediäre wie z.B. Banken, EnergieberaterInnen,
- Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister, die sowohl über eigene Investitionen entscheiden als auch gegenüber GebäudeeigentümerInnen als Anbietende auftreten,
- Einflussnehmende und politische Akteure, die nicht unmittelbar in die Entscheidungsprozesse beim Bauen und Sanieren eingebunden sind, z.B. Interessenverbände.

Zur Abbildung spezifischer Bedingungen werden die Kategorien weiter in Teilgruppen differenziert. Die Gruppe der Investierenden/EntscheiderInnen für den Gebäudebereich wird untergliedert in:

- Selbstnutzende EigentümerInnen von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH)
- Vermietende EigentümerInnen von Ein- oder Zweifamilienhäusern
- Eigentümergemeinschaften
- Wohnungsunternehmen (kommunal, privatwirtschaftlich und genossenschaftlich)
- Eigennutzende von Gewerbeimmobilien
- Externe Investoren (Vermietende von Gewerbeimmobilien)
- Behörden, öffentliche Hand

Die Gruppe der Anbietenden von energierelevanten Lösungen im Gebäudebereich wird unterteilt in:

- ArchitektInnen, IngenieurInnen
- Haustechnikplanungsbüros
- Handwerksbetriebe Gebäudehülle
- Handwerksbetriebe Gebäudetechnik
- Kleine und große Bauunternehmen
- Bauträger, ProjektentwicklerInnen
- Herstellungsunternehmen für technische Gebäudeausstattung

Bei der Gruppe der Intermediäre wird der Blick gerichtet auf:

- Banken

- Förderbanken
- Energieagenturen
- EnergieberaterInnen
- Interessenverbände

Diese AkteurInnen werden im Folgenden kurz beschrieben und ihr Einfluss auf das energetische Sanierungsverhalten der jeweiligen EntscheiderInnen dargestellt. Weiterhin werden die jeweiligen Hemmnisse der entsprechenden Akteursgruppen für die Realisierung höherer energetischer Qualitäten erläutert. Nicht betrachtet werden Extramediäre, wie politische Entscheidende, Medien als Organe öffentlicher und veröffentlichter Meinung und MultiplikatorInnen als Träger der öffentlichen Meinung.

2.2 Beschreibung der Akteursgruppen

Durch die hohe Individualität von Sanierungsentscheidungen, den vielschichtigen ordnungs- und förderrechtlichen Rahmen sowie den vergleichsweise großen Aufwand sind Investitionen im Wärmemarkt komplex. Viele Faktoren entscheiden darüber, ob saniert und/oder modernisiert wird, die je nach EigentümerIn variieren (vgl. (Renz und Hacke 2016)). Es gibt eine Vielzahl an Hemmnissen, die Energieeinsparungen und die Installation erneuerbarer Energietechniken beeinträchtigen. Diese können informatorischer, finanzieller, rechtlicher, einstellungsbezogener und technischer Art oder auch durch routinemäßiges Verhalten bedingt sein (BEE 2016).

Weiterhin gibt es bisher nur wenige empirische Studien, die Sanierungshemmnisse und -anreize systematisch über EntscheiderInnen hinweg untersuchen (Fette et al. 2011). Um eine zielgruppenadäquate Adressierung von Hindernissen sicherzustellen, sind Kenntnisse über die Eigentümerstrukturen des Wärmemarktes jedoch notwendig (Bollmann et al. 2017).

Fokussiert werden in den folgenden Abschnitten Sanierungsmaßnahmen des bestehenden Gebäudebestandes. Energieeffiziente Neubaumaßnahmen sind nicht Teil der Untersuchung, da auf diese eine Vielzahl an Regelungen zur Energieeffizienz zutrifft. Durch Energieeinsparverordnungen (EnEV 2009, 2013, 2014, 2016), die die Mindestanforderungen an Energieeffizienz von Neubauten jeglicher Sektoren gesetzlich festlegen, sind Neubauten im Vergleich zu sanierungsbedürftigen Altbauten in zunehmend geringerem Maße von ineffizienten Wärmeregelungen betroffen. So gelten beispielsweise seit 2016 um 25 % höhere energetische Auflagen an Neubauten als noch 2014, jedoch wird eine erneute Überprüfung der energetischen Standards erst für 2023 festgelegt, was zumindest kurz- bis mittelfristig eine Stagnation in den energetischen Anforderungen bedeutet. Um sicherzustellen, dass die Neubauten auch zukünftig einem klimaneutralen Gebäudebestand entsprechen, bedarf es perspektivisch einer Verschärfung der EnEV.

Größerer Handlungsbedarf besteht jedoch in Sanierungsmaßnahmen von Bestandsgebäuden, welche im Folgenden adressiert werden.

Der Gebäudebereich wird segmentiert in den Wohngebäudebereich und in Gewerbeimmobilien. Zudem wird die Gruppe der InvestorInnen/EntscheiderInnen in Abhängigkeit vom Gebäudetyp weiter differenziert.

2.2.1 InvestorInnen/EntscheiderInnen Wohngebäudebereich

Die InvestorInnen/EntscheiderInnen im Wohngebäudebereich lassen sich in folgende (Haupt-) Kategorien klassifizieren:

- EigentümerInnen von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH)
  - Eigennutzend
  - Vermietend
- Eigentümergemeinschaften in Mehrfamilienhäusern (MFH)
- Wohnungsunternehmen

- Kommunal
- Privatwirtschaftlich
- Genossenschaftlich

EigentümerInnen von Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH)

Im Wohngebäudebereich liegt ein besonderer Fokus auf Ein- und Zweifamilienhäusern, da diese circa 80 % aller Wohngebäude in Deutschland ausmachen (Loga et al. 2015) und bei diesen im Vergleich zu Mehrfamilienhäusern besonders kritische Wärmeverluste auftreten (Albrecht et al. 2010). Weiterhin wurde das Einsparpotenzial durch Sanierungen in den Anfängen der 2000er Jahre in diesem Bereich nur zu einem Drittel umgesetzt (Kleemann 2006).

Die Motivation für energetische Sanierungen ist in dieser Gruppe stark mit der persönlichen Lebenssituation und individuellen Einstellungen und Zielen verbunden (Renz und Hacke 2016).

<u>Sanierungsentscheidung selbstnutzender EigentümerInnen: Motive und Hemmnisse</u>

(Renz und Hacke 2016) identifizierten zwei Stufen, wie eine Sanierungsentscheidung bei selbstgenutztem Eigentum fällt. Die erste Stufe differenziert, ob ein Sanierungsanlass besteht oder nicht (externe Kontextvariable). Sanierungsanlässe können der Erwerb einer Gebrauchtimmobilie, eine vorsorgeorientierte Instandhaltung und ein akuter Defekt (bspw. der Heiztechnik) sein (Albrecht et al. 2010). Bei einer positiven Entscheidung im Sinne einer Sanierung beginnt laut (Renz und Hacke 2016) erst im Anschluss der Prozess der vertiefenden Beschäftigung mit sanierungsrelevanten Aspekten, bei der unterschiedliche Argumente relevant werden können (ökonomische, ökologische, komfortbezogene Argumente, etc.).

Aus ökonomischer Sicht beeinflusst besonders die subjektiv bewertete Wirtschaftlichkeit der Maßnahme laut den Autorinnen neben der persönlichen finanziellen Lage die Entscheidung. Vor allem bei der Modernisierung der Heiztechnik sind sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten (durch die vergleichsweise niedrigen Öl- und Gaspreise) nicht nur eine subjektiv wahrgenommene, sondern auch eine tatsächliche Barriere für den Kauf einer erneuerbaren Technik. Zudem empfinden viele EigentümerInnen eine neue Heiztechnik als Unsicherheitsfaktor, da sie aufgrund einfacher und gewohnter Handhabung mit Öl und Gas zufrieden waren (BEE 2016). Des Weiteren sind aber auch Instandhaltungsargumente, die Erhöhung des Wohnkomforts, ökologische Motive sowie das Vertrauen in Beratungspersonen relevante Entscheidungskriterien (Renz und Hacke 2016).

Als wichtigste Rahmenbedingung nennen die Autorinnen die langfristige Nutzungsabsicht des Gebäudes: in ihren Interviews spiegelte sich wieder, dass die Vorstellung, noch lange ein Haus zu bewohnen, zu einer erhöhten Investitionsbereitschaft führt. Weiterhin dient ein erst kurz zurückliegender Erwerbszeitpunkt als ein günstiges Gelegenheitsfenster, um HauseigentümerInnen gezielt für das Thema zu sensibilisieren sowie Sanierungsmaßnahmen durchzuführen ((Albrecht et al. 2010); (Renz und Hacke 2016)). Zudem können vorhandene handwerkliche Fähigkeiten seitens der BewohnerInnen helfen, Maßnahmen auch trotz knappen finanziellen Budgets in (teilweise) eigener Hand durchzuführen (Renz und Hacke 2016).

Neben Motiven für eine Sanierung gibt es auch spezifische Hemmnisse, die einer Sanierung entgegenstehen. Oft genannte Hemmnisse sind nach Albrecht und Kollegen (2010):

l) eine fehlende Bereitschaft, einen Kredit für die jeweilige Maßnahme aufzunehmen,
m) eine verzerrte (wenn nicht sogar falsche) Wahrnehmung über den energetischen Zustand des Hauses,
n) ein allgemein fehlendes Interesse an technischen Gebäudethemen und eine Unsicherheit bzgl. des Nutzens von Maßnahmen sowie

o) Vorurteile und Befürchtungen in Bezug auf die „Nebenwirkungen“ der Baumaßnahmen, wie Lärm und Dreck.

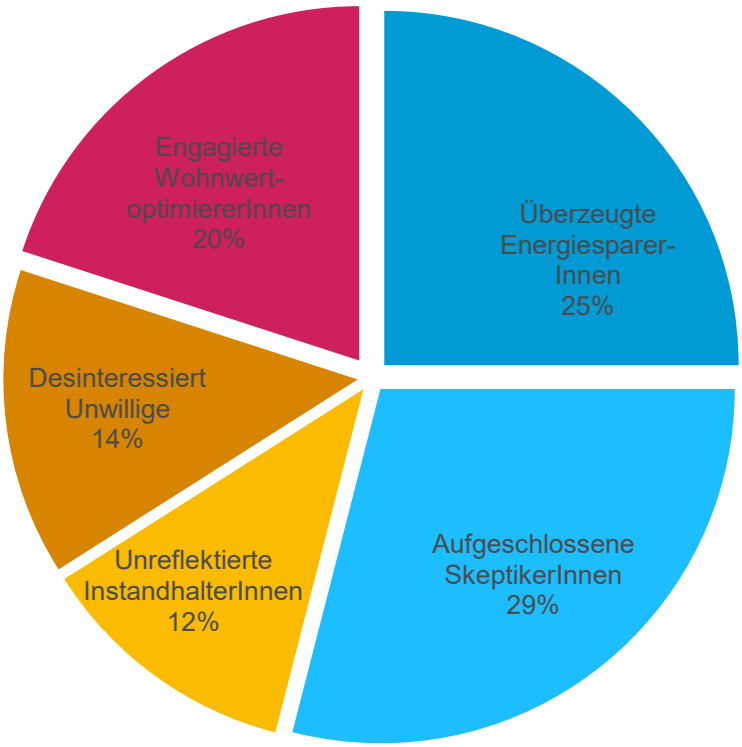
Gegen eine Sanierung sprechen für manche Personen auch ästhetische Kriterien, im Sinne davon, dass diese sich eher der Denkmalpflege und dem Erhalt von Baukultur verpflichtet fühlen (Jahnke 2009).

Außerdem wird kritisiert, dass ein allgemeiner Informationsüberschuss vorherrscht, gleichzeitig aber die Informationsqualität schlecht ist und ein Mangel an objektiven Quellen besteht (Jahnke 2009). In Bezug auf das Informationsangebot argumentieren (Albrecht et al. 2010) zudem, dass mangelndes Interesse auch dazu führt, dass Fördermittel und Beratungsangebote nicht wahrgenommen werden. Außerdem ist die Suche nach einem individuell passenden Förderprogramm, unter anderem wegen der verschiedenen Kostenmitträger, unübersichtlich.

Um die Motive und Hemmnisse bei Sanierungstätigkeiten von PrivateigentümerInnen genauer zu differenzieren, erstellten (Albrecht et al. 2010) eine Typologie von SaniererInnen. Dies soll eine zielgruppenspezifische Analyse von Barrieren erleichtern sowie die Möglichkeit bieten, Informations- und Beratungsangebote zielgruppenorientierter zu gestalten.

Abbildung 22 gibt einen Überblick über die identifizierten Typen.

Abbildung 22: Typologie der SaniererInnen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Albrecht et al. (2010)

Die „überzeugten EnergiesparerInnen“ zeichnen sich in dieser Einteilung dadurch aus, dass sie eine hohe Eigenmotivation für Sanierungsmaßnahmen aufweisen. Sie sind vergleichsweise jung, haben Interesse an einem nachhaltigen Lebensstil und verspüren eine hohe Identifikation mit dem Haus. Weiterhin hat diese Gruppe einen guten Kenntnisstand und informiert sich kontinuierlich, wodurch diese eine Hauptzielgruppe für Maßnahmen mit hohem energetischen Standard sind (Albrecht et al. 2010).

Die „aufgeschlossenen SkeptikerInnen“ sind durch ihre emotionale Bindung zu dem Haus eine weitere Gruppe, die energetischen Sanierungsmaßnahmen gegenüber offen sind. Jedoch hindern oftmals Ängste und Unsicherheiten bzgl. der Maßnahmendurchführung und der Seriosität von Anbietern diese vergleichsweise ältere Gruppe an einer Sanierung (Albrecht et al. 2010).

Die Gruppe der „unreflektierten InstandhalterInnen“ befasst sich erst mit dem Thema Sanierung/Modernisierung, wenn es notwendig wird. Sie stehen damit energetischen Sanierungsmaßnahmen zwar nicht kritisch gegenüber, der kurze Handlungsspielraum bei defekten Bauteilen führt allerdings eher dazu, dass lediglich die notwendigsten Sanierungen vorgenommen werden und das energetische Einsparpotential nicht ausgeschöpft wird (Albrecht et al. 2010).

Die „engagierten WohnwertoptimiererInnen“ interessieren sich für Optik und Ästhetik ihres Hauses und haben meist neuere Häuser in energetisch gutem Zustand. Falls eine Sanierung ansteht, sind sie dementsprechend offen für Beratungsangebote und hochwertige Maßnahmen (Albrecht et al. 2010).

Die „Desinteressiert Unwilligen“ hingegen sind aufgrund von starken Vorbehalten gegenüber energetischen Sanierungen eine schwer erreichbare Zielgruppe. Es mangelt sowohl an Informationen, Vertrauen als auch an dem Interesse, sich mit Maßnahmen auseinander zu setzen. Eine verständnis- und bedürfnisorientierte Ansprache und Beratung könnte helfen, dieser Gruppe entgegenzukommen (Albrecht et al. 2010).

Insbesondere ältere EigentümerInnen führen oftmals keine Sanierungen durch. Dies kann zum einen an Unklarheiten bezüglich der weiteren Nutzungsperspektive des Gebäudes liegen, zum anderen geben diese die Sanierungsentscheidung oft an ihre NachfolgerInnen weiter, so dass sie, wenn, dann auf deren Rat hin sanieren (Renz und Hacke 2016). Zudem sinkt mit höherem Alter die Kreditwürdigkeit, so dass viele eine Sanierung nicht finanzieren können oder durch vergleichsweise höhere Tilgungsraten überfordert sind (Haimann 2015). Durch das Älterwerden der „Baby-Boomer“ sind jedoch auch Banken gezwungen, diesbezüglich umzudenken und verstärkt seniorenfreundliche Kredite zu vergeben oder innovative Finanzierungsmodelle zu etablieren (Haimann 2015).

Im Folgenden sind die zentralen Motive, Barrieren, Informationskanäle und Möglichkeiten zur Ansprache der verschiedenen Sanierungstypen in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Beschreibung der verschiedenen Typen; eigene Darstellung in Anlehnung an (Albrecht et al. 2010)

Gruppe	Hauptmotive	Hauptbarrieren	Informationskanäle	Ansprache
Überzeugte Energie-sparerInnen	Senkung Energiekosten, Klimaschutz, Wert des Hauses, Wohnkomfort, Technikinteresse	Keine weitere Kreditaufnahme	Breites Spektrum: soziales Netzwerk, Internet, ExpertInnen, 50 % nutzen Energieberatungsangebote	Motivieren einen möglichst hohen energetischen Standard umzusetzen; als Multiplikator gewinnen
Aufgeschlossene SkeptikerInnen	Wertsicherung/-steigerung, neuster technischer Stand, Wohnkomfort, Vorsorge für Wohnen im Alter	Abneigung ggü. Krediten, Unsicherheit und Ängste bzgl. Planung, Durchführung und unseriösen AnbieterInnen	Breites Spektrum: soziales Netzwerk, Internet, Experten, nutzen häufig professionelle Energieberatung	Unsicherheiten abbauen durch kompetente und unabhängige (Initial-) Beratung

Unreflektierte InstandhalterInnen	Defektes Bauteil ersetzen, Energiekosten senken	(fast) ausschließlich Interesse an notwendigen Maßnahmen; Thema Energie wird nur auf Heizung bezogen	HeizungsbauerInnen, SchornsteinfegerInnen; wenige Informationsquellen	Bei Heizungschecks/ Gebäudechecks gezielt für vorausschauende Sanierung gewinnen
Desinteressiert Unwillige	Haus verschönern, Wertsicherung/-steigerung, defekte Bauteile ersetzen	Kaum Interesse an energetischen Maßnahmen; (wirtschaftlicher) Nutzen unklar; erwarten Unannehmlichkeiten; Fehlendende Langzeitperspektive für das Haus	HandwerkerInnen; Informationen aus Baumarkt/ Fachhandel; persönliches Netzwerk	Vorbehalte abbauen, z.B. bei Ansprache im Fachhandel, durch Energieberatung oder HandwerkerInnen bei akuten Defekten
Engagierte Wohnwert-optimierer-Innen	Haus verschönern, mehr Platz und Fläche schaffen	Häuser in subjektiv guten Zustand; Modernisierung gilt als nicht notwendig	Handwerker, Informationen aus Baumarkt/ Fachhandel; vereinzelt Architekt	Über Sanierungsmotive, grundsätzliche Offenheit, v.a. wenn mit Prestige verbunden

<u>Suffizienzaspekte</u>
Auch durch verhaltensbezogene Änderungen kann die Transformation im Gebäudesektor unterstützt werden. Entscheidend dafür ist vor allem der Wohnflächenverbrauch pro Person sowie Heizverhalten und Warmwassernutzung. Würde die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf beispielsweise um 2m² verringert werden, könnten 38 TWh/a eingespart werden (Öko-Institut e.V. 2018). Besonders bezüglich der Wohnflächenverringerung mangelt es häufig an Problembewusstsein (Öko-Institut e.V. 2018). Zudem besteht gerade zu Häusern oft eine starke emotionale Bindung, so dass die meisten Menschen auch nach Auszug der eigenen Kinder einen Umzug nicht in Erwägung ziehen. Neben dem Haus ist auch das gewohnte Umfeld ein Faktor, der einen Umzug in eine kleinere Wohnung erschwert (Öko-Institut e.V. 2018). Weiterhin sind diese besonders in städtischem Umfeld oft teurer, so dass ein mangelnder finanzieller Anreiz erschwerend hinzukommt (Öko-Institut e.V. 2018). Ein weiterer Punkt im Bereich Verhaltensänderung bzgl. Gebäudenutzung ist, dass der tatsächliche energetische Einspareffekt durch Sanierungsmaßnahmen oftmals kleiner ausfällt als zuvor berechnet. Dies ist auf verschiedene Formen von Rebound-Effekten zurückzuführen, die zum Teil durch eine Änderung im Verhalten der BewohnerInnen bedingt sind. Dies zeigt sich beispielsweise darin, dass nach einer Sanierung weniger auf das Sparen von Energie geachtet wird (zu Rebound-Effekten siehe (Haan et al. 2015; Biermayr et al. 2005)).

Sanierungsentscheidung vermietender EigentümerInnen

Im Vergleich zu selbstnutzenden EigentümerInnen ist bei dieser Akteursgruppe vermehrt ein akutes Problem (z.B. Defekt der Heizungstechnik) der Auslöser für Überlegungen zu notwendigen, aber auch darüber hinaus reichenden, Sanierungsmaßnahmen (Renz und Hacke 2016). Bei vermietenden EigentümerInnen treten ökonomische Motive stärker in den Vordergrund als bei Eigennutzung (Fette et al. 2011). Der energetische Nutzen und dessen zukünftiger (potentieller) finanzieller Gewinn werden gegen die Investitionskosten abgewogen. Die Sanierungsbereitschaft hängt dementsprechend auch mit dem Wohnungsmarkt und der Vermietbarkeit des Gebäudes zusammen ((Fette et al. 2011); (Renz und

Hacke 2016)). Herrscht Wohnungsknappheit, sind MieterInnen tendenziell eher dazu bereit, auch Gebäude in einem schlechten Sanierungszustand zu akzeptieren, wohingegen bei größerem Wohnungsangebot Sanierungen/ Modernisierungen die Attraktivität der Immobilie steigern können (Fette et al. 2011). Zudem besteht ein Vermieter-Mieter-Dilemma im Mietbereich, insofern, dass MieterInnen unmittelbar von den Sanierungsmaßnahmen profitieren und VermieterInnen die Kosten tragen. Aufgrund der Diskrepanz zwischen Kosten und Energieeinsparungen können die Ausgaben nicht gänzlich auf MieterInnen umgelegt werden (Jahnke 2009). Ökologische Gesichtspunkte sind laut Renz und Hacke (2016) bei dieser Akteursgruppe von stark untergeordneter Bedeutung. Jedoch spielen auch in dieser Gruppe persönliche Einstellungen, das Alter der EigentümerInnen und auch der Grad an Professionalisierung, z.B. die Anzahl vermieteter Häuser, eine Rolle. Eine günstige Gelegenheit für eine Sanierung ist in dieser Gruppe ein Mieterwechsel. Aktive Anfragen durch die MieterInnen (z.B. Fenster auswechseln) oder gesetzliche Vorschriften und Förderrichtlinien können mangelnde Eigenbestrebungen abfangen.

Eigentümergemeinschaften

22 % der Wohnungen in Deutschland werden von Wohnungseigentümergemeinschaften (WEG) gehalten. Dabei wurden 22 % der betroffenen Gebäude vor 1950 erbaut, 26 % zwischen 1950 und 1969, 27 % zwischen 1970 und 1989 und 25 % ab 1990 (Destatis 2014). Bei 70-75 % aller Gebäude, die vor 1977 erbaut wurden, sind noch keine Wärmeschutzmaßnahmen erfolgt. Daraus ergibt sich ein erhebliches Wärmeeinsparpotential im Sektor der WEG.

Die Komplexität des Entscheidungsprozesses zur Sanierung ist – vor allem bei größeren Wohnanlagen – von mehreren Faktoren abhängig: Zum einen kommt es auf die Größe der Eigentümergemeinschaft (Anzahl der EntscheiderInnen) an, die sich einig werden müssen (Fette et al. 2011). Zum anderen spielt die soziale Homogenität eine Rolle bei der Entscheidungsfindung, also wie unterschiedlich die jeweiligen Interessen ausgeprägt sind und welche Bedürfnisse und Lebensstile innerhalb der Gemeinschaft vorzufinden sind ((DDIV 2013); (Fette et al. 2011)). Eine weitere Frage ist, ob die Finanzierung durch Rücklagen erfolgt oder ob die einzelnen EigentümerInnen die Maßnahme zusätzlich finanzieren müssen (Fette et al. 2011).

In einer Studie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR 2014) wurden anhand der Analyse von Fallstudien bei 23 WEG Einflussfaktoren im Willensbildungs- und Entscheidungsprozess auf sechs Ebenen identifiziert. Außerdem wurden qualitative Schlüsselpersonengespräche, standardisierte Befragungen und Dokumentanalyse (e.g. Protokolle der Eigentümerversammlungen) zur Identifikation von Anreiz- und Hemmnis-Faktoren für ein energetisches Sanierungsvorhaben durchgeführt.

Die Einflussfaktoren im Willensbildungs- und Entscheidungsprozess waren folgende (BBSR 2014):

p) Struktur und gegenseitiger Umgang der WEG
q) Qualifikation der WEG-Verwaltungen; Rolle der WEG-Verwaltungen im Planungs- und Entscheidungsprozess
r) Komplexität der baulichen Gegebenheiten und Planungsansätze
s) Bedeutung der rechtlichen Rahmenbedingungen
t) Kosten und unterschiedliche Finanzierungsschwierigkeiten aller beteiligten EigentümerInnen
u) Informationsstatus und -prozesse der Beteiligten

Eine gute Kommunikation und funktionierende Arbeitsstruktur innerhalb der WEG fördern strukturierte Investitionsentscheidungen. Dazu zählen eine ausreichende Diskussion der Maßnahmen, eine gründliche Vorbereitung von Beschlüssen, mehrfache Versammlungen im Jahr, aber auch das Engagement und die Bereitschaft der EigentümerInnen, sowohl an den Versammlungen präsent zu sein als

auch, sich aktiv einzubringen (BBSR 2014). Hilfreich ist zudem ein von allen akzeptierter und kompetenter Verwaltungsbeirat, der es schafft, auch bei konfliktträchtigen Themen, wie der Finanzierung, zielführend zu moderieren (BBSR 2014). Dieser wird von der Eigentümerversammlung gewählt und verwaltet als Kommunikations- sowie Kontrollorgan Bedürfnisse und Anliegen der WEG. Auch informelle und formelle Kommunikation unter den EigentümerInnen ist ein maßgeblicher Erfolgsfaktor. Zudem kommt den Hausverwaltungen eine entscheidende Rolle zu, da sie wesentlich zu einem gelingenden Investitionsprozess beitragen können. Neben kaufmännischen Tätigkeiten sind der Hausverwaltung folgende Aufgaben zuteil (BBSR 2014):

- die Bestandsaufnahme, d. h. das Beurteilen der Bausubstanz,
- das Erstellen einer Bedarfsanalyse,
- das Aufstellen eines langfristigen Modernisierungs- und Instandhaltungsplans,
- das Ermitteln von Kosten, das Berechnen von Wirtschaftlichkeit und ggf. das Beantragen von Fördermitteln sowie das Aufstellen von Finanzierungskonzepten,
- die Ausschreibung und Vergabe von Auftragen,
- das Umsetzen, das Abnehmen der Bauleistungen,
- sowie das Nachbereiten.

Oftmals agieren jedoch professionelle Standardverwaltungen eher passiv als aktiv (BBSR 2014). Für die technischen und wirtschaftlichen Details ist es sinnvoll, eine kontinuierliche Beratung durch ArchitektInnen, IngenieurInnen und/oder EnergieberaterInnen von Anfang an sicherzustellen (BBSR 2014). Dadurch können Unsicherheiten von Seiten der EigentümerInnen abgebaut werden. Längerfristig angelegte Instandhaltungs- und Modernisierungspläne sowie eine frühzeitige und nachvollziehbare Finanzierungsplanung durch die Hausverwaltung sind von Vorteil für eine Zustimmung der WEG (BBSR 2014).

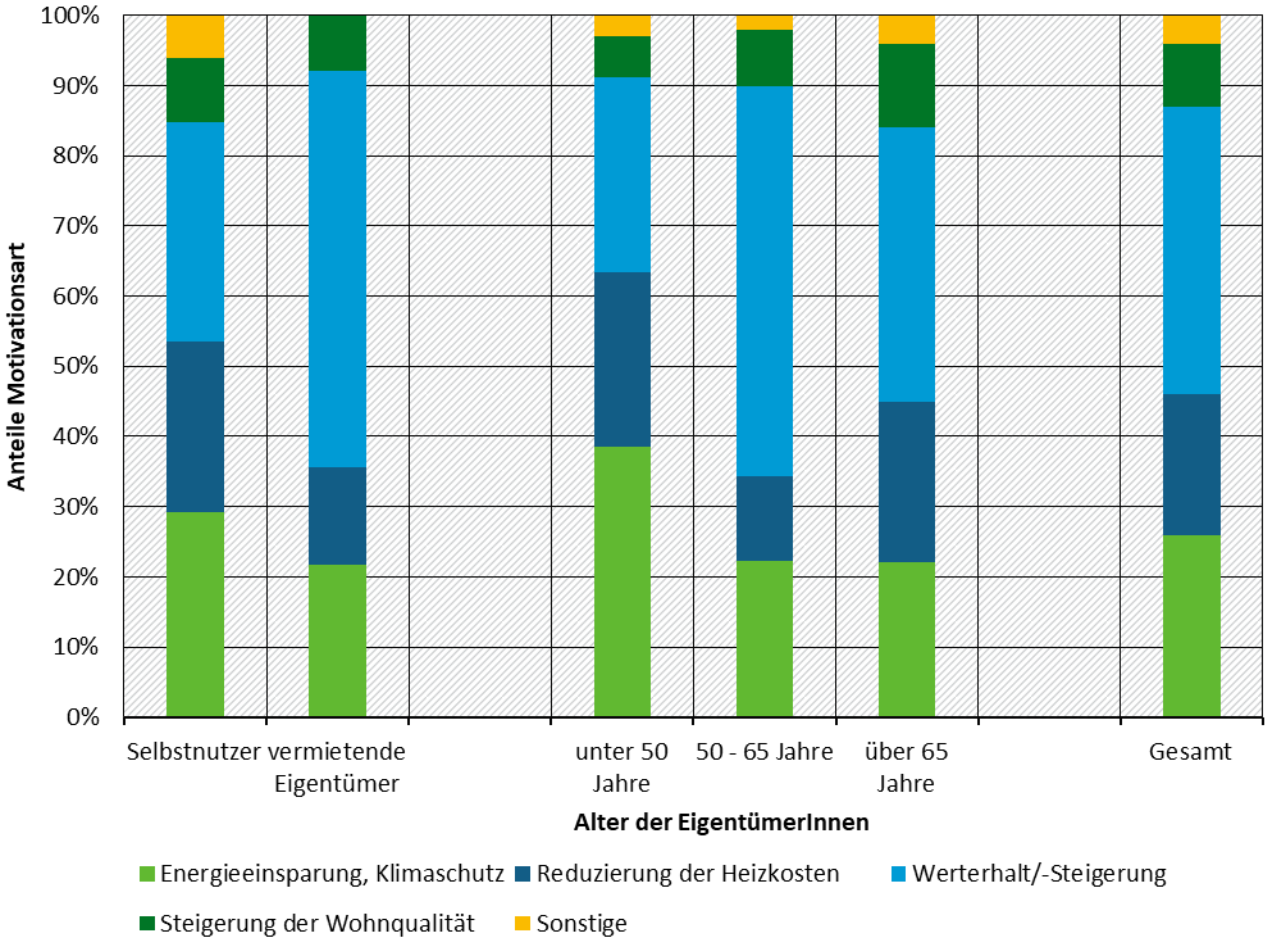
Aus rechtlicher Sicht müssen alle EigentümerInnen einer Maßnahme zustimmen, insofern es sich um bauliche Veränderungen handelt (BBSR 2014). Deswegen ist es entscheidend, von Seiten der Hausverwaltung und des Verwaltungsbeirates dem Prozess ausreichend Bedeutung und Planung beizumessen.

Vielen (potenziellen) EigentumskäuferInnen ist zudem oftmals vor dem Kauf nicht bewusst, welche rechtlichen und finanziellen Verpflichtungen innerhalb einer WEG für Sanierungs-/ Effizienzmaßnahmen auftreten (BBSR 2014). Dies betrifft vor allem erforderliche Einzahlungen von Hausgeld, Umlagen für Instandhaltungsmaßnahmen oder akute Sanierungen (BBSR 2014). Das Wissen davon und darüber scheint nur unzureichend vorhanden, so dass neue Mitglieder einer WEG häufig nicht im Voraus mit den auf sie zukommenden zukünftigen Instandhaltungskosten rechnen. Die transparente Darstellung der Betriebskosten gegenüber allen Mitgliedern der WEG könnte die Bereitschaft zu sanieren/modernisieren erhöhen, u.a., weil die Effektivität der intendierten Maßnahme besser eingeschätzt werden kann (Fraunhofer ISE 2018b). Mit Hilfe eines (verpflichtenden) Sanierungsfahrplans könnte eine Sanierungsstrategie ermittelt werden und für die Eigentümerversammlungen als langfristiges Planungsinstrument genutzt werden (Fraunhofer ISE 2018b). Zudem könnte eine prominentere Darstellung von Erfolgsbeispielen dabei helfen, Befürchtungen abzubauen und zu einer eigenen Maßnahme anzuregen (Fraunhofer ISE 2018b).

Motive

67 % der EigentümerInnen von WEG (Selbstnutzende und vermietende EigentümerInnen insgesamt) gaben als Sanierungsgründe den Erhalt und die Steigerung des (Objekt-)Wertes an, für 60 % waren Energieeinsparungspotential und Klimaschutz relevant, danach folgten Verbesserung der Wohnqualität, Sanierungsbedarf und das Einsparen von Heizkosten. 26 % gaben das Erhalten von Fördergeldern als Sanierungsgrund an (BBSR 2014). Abbildung 22 veranschaulicht die wichtigsten Motivationen zur energetischen Sanierung je Altersklasse der EigentümerInnen.

Abbildung 23: Wichtigste Motivationen für eine energetische Sanierung nach Alter der EigentümerInnen



Quelle: eigene Darstellung nach (BBSR 2014), N = 164

Außerdem sind Problem- und Konfliktlösefähigkeiten der WEG von großer Bedeutung. Die Auseinandersetzung der EigentümerInnen mit ihrer Marktfähigkeit, wie ggf. Weiterverkauf oder Vermietbarkeit, ist ein weiterer Erfolgsfaktor für die Umsetzung einer Sanierungsmaßnahme (BBSR 2014).

Gründe gegen Sanierungsmaßnahmen waren vor allem hohe Kosten (78 %) bzw. die mangelnde Möglichkeit zur Eigenfinanzierung (31 %). Als Haupthemmnisse konnten somit finanzielle Gründe, keine Kreditwürdigkeit bzw. keine Bereitschaft zur Kreditaufnahme unter bestehenden Voraussetzungen und ein Seitens der EigentümerInnen als ungünstig eingeschätztes Kosten/Nutzenverhältnis identifiziert werden. Diese Problematik trifft vor allem auch für ältere EigentümerInnen zu, da diesen bei sehr langen Amortisationszeiten die Perspektive fehlt. Weitere Hemmnisse sind unzureichende Kenntnisse über Pflichten, Rechte und die Arbeitsweise einer WEG sowie hohe Kommunikationsanforderungen an die einzelnen Parteien der WEG (BBSR 2014).

Suffizienzaspekte

Eigentümerversammlungen können eine Möglichkeit sein, auf Energieverbrauch im Gebäude hinzuweisen und zum Sparen zu motivieren. Dies könnte beispielsweise durch (professionelle) Hausverwaltungen, aber auch von einzelnen EigentümerInnen, thematisiert werden.

Wohnungsunternehmen

Wohnungsunternehmen besitzen 16,7 % der vermieteten Wohnungen (Destatis 2014). Davon gehören 5,5 % privatwirtschaftlichen Wohnungsunternehmen, 5.8 % kommunalen Wohnungsunternehmen

und 5,4 % Wohnungsgenossenschaften (Destatis 2014). Jedoch unterscheiden sich die Verteilungsverhältnisse innerhalb der Bundesländer. In ostdeutschen Ländern und Stadtsaaten ist rund jede vierte Wohnung (26,5 %) in kommunaler oder genossenschaftlicher Hand. Wohnungsunternehmen befinden sich im Spannungsfeld zwischen einem demographischen Wandel in Schrumpfungsregionen mit zunehmendem Leerstand sowie einem angespannten Wohnungsmarkt in Wachstumsregionen und der Schaffung ausreichenden bezahlbaren Neubaus (Fraunhofer ISE 2018b).

Es ist anzunehmen, dass sich Wohnungsunternehmen abhängig von ihrer Eigentumsstruktur (kommunal, privatwirtschaftlich, genossenschaftlich) in ihrer Investitionsstrategie unterscheiden. Leider konnte diesbezüglich kaum empirische Literatur gefunden werden, folglich besteht Forschungsbedarf für diese Akteursgruppe des Wärmemarkts.

Den Experteninterviews von (Renz und Hacke 2016) zufolge, sind ökonomische Motive für Wohnungsunternehmen vorrangig gegenüber anderen Faktoren. Betrachtet wird dabei die eingeschätzte Wirtschaftlichkeit der Maßnahme, worunter bei vermieteten Wohneinheiten allerdings auch die Vermietbarkeit des Objekts, die Entwicklung der Wohnkosten, die Vermeidung von Leerstand sowie die wirtschaftliche Situation fallen (Renz und Hacke 2016). Problematisch ist hier abermals das Vermieter-Mieter-Problem: Wohnungsunternehmen investieren in die Energieeffizienz eines Objektes, die Mieterhöhung deckt aber nicht alle Aufwendungen, da die Kosten für die Sanierung höher sind als die monetären Einsparungen durch die MieterInnen. Durch höhere Preise für (fossile) Brennstoffe könnte dieser Diskrepanz Rechnung getragen werden.

Neben ökonomischen Motiven gibt es auch bei Wohnungsunternehmen verschiedene Sanierungsanlässe. Dies können zum einen notwendige Instandsetzungs- und Instandhaltungserfordernisse sein, wie bspw. bei Defekten oder durch regulatorische Bestimmungen, andererseits können auch vorsorgeorientierte Maßnahmen durchgeführt werden. Letzteres ist insbesondere der Fall, wenn Gesellschaften staatlicher Kontrolle unterstehen und die Energiekostenhöhe stärker betrachtet wird (Fette et al. 2011).

Nach Aussagen der Experten in der Studie von (Renz und Hacke 2016) ist der Klimaschutz ein eher nachgestelltes Interesse, wohingegen eine optische Aufwertung der Gebäudefassade sowie eine Verbesserung des Wohnkomforts nicht-energetischer Natur eine zentrale Nachfrage der MieterInnen ist. Energetische Kennzahlen, wie der Energieausweis, werden selten von potentiellen MieterInnen nachgefragt und erscheinen dementsprechend auch weniger wichtig ((Jahnke 2009); (Renz und Hacke 2016)). Auch in den Unternehmensentscheidungen spielen rein ökologische Motive keine Rolle, außer die Unternehmensphilosophie ist explizit daran orientiert. Als problematisch wird auch die Entsorgung der (meist nicht ökologischen) Dämmmaterialien gesehen (Renz und Hacke 2016).

Weiterhin ist bei kleinen Wohnungsgesellschaften oft kein technisches Fachpersonal vorhanden, das entsprechende Kenntnisse im Wärme- und Kältebereich einbringen kann (Fette et al. 2011). Werden die Energieanlagen hingegen durch Fachpersonal betreut, werden auch Förderprogramme besser wahrgenommen (Fette et al. 2011).

Im BMWi-Projekt LowEx-Bestand wurden mit VertreterInnen genossenschaftlicher, kommunaler kirchlicher und privatwirtschaftlicher Wohnungsunternehmen Interviews zum Entscheidungsprozess der Fortentwicklung ihres Gebäudebestands durchgeführt (Schnaidt 2017). Übereinstimmung lag in den Wohnungsunternehmen darin, dass sie eine Trennung von Sanierung der Gebäudehülle und Sanierung der Wohnungen präferieren. Die Sanierung der Hüllfläche verläuft unabhängig von den MieterInnen, wohingegen eine Wohnungssanierung aufgrund des höheren Koordinationsaufwandes und höherer Belastung meist bei MieterInnenwechsel durchgeführt wird (Schnaidt 2017). Als feste energetische Zielwerte gaben alle Unternehmen die Anforderungen der EnEV an, gegebenenfalls die Anforderungen der KfW Förderung und eher vereinzelt unternehmensspezifische strategische Zielwerte. Auf die Frage, ob die Wohnungsunternehmen Maßnahmen auch ohne Förderung umgesetzt hätten, war

die allgemeine Meinung, dass langsamer und eventuell auch minderwertiger saniert würde (Schnaidt 2017). Ein möglicher Treiber für mehr und bessere Sanierungen/Modernisierungen, könnte die Stärkung und Förderung von Quartiersansätzen sein (Fraunhofer ISE 2018b). Um soziale Ausgleichsmechanismen zu schaffen, wäre zudem eine Differenzierung der Bundesförderinstrumente in Abhängigkeit der sozio-ökonomischen und demographischen Situation der Länder/ Regionen überlegenswert (Fraunhofer ISE 2018b). Auch ein CO_2-Preis dient der langfristigen Planbarkeit (Fraunhofer ISE 2018b).

Im Falle einer Sanierungsmaßnahme ist es nach Aussage der Interviewten bei Schnaidt (2017) besonders wichtig, in gutem Kontakt zu den MieterInnen zu stehen, sie zu informieren und sich um diese zu kümmern. Tendenziell gaben die Unternehmen aber an, dass es von Seiten ihrer MieterInnen kaum Ablehnung gegenüber Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen gibt (Schnaidt 2017). Wohnungsbaugesellschaften verfügen oft über feste Strukturen und haben eigene HanderwerkerInnen, BauplanerInnen oder VertragspartnerInnen. Fallen die Maßnahmen größer aus, bestehen größtenteils (oft langfristige) Kontakte zu ArchitektInnen und IngenieurInnen.

Suffizienzaspekte

Als zentraler Anreiz zum Energiesparen durch MieterInnen werden Heizkosten genannt, wobei laut Expertenaussagen auch nur die sehr umweltbewussten MieterInnen tatsächlich ihr Verbrauchs- und Heizverhalten anpassen (Jahnke 2009). Als einen Grund nannten die Wohnungsgesellschaften hierfür die zeitliche Distanz von Verbrauch und Rechnung, weshalb Feedbackinstrumente geeignete Mittel sein könnten, um die Aufmerksamkeit für den momentanen Energieverbrauch zu steigern (Jahnke 2009). Dennoch könnten Wohnungsunternehmen und Bauvereine stärker energiesparendes Verhalten bei den BewohnerInnen thematisieren (Heitel et al. 2012). Chancen für Energieeinsparungen durch eine Verkleinerung des Wohnflächenverbrauchs pro Kopf werden in der Wohnungswirtschaft meist nicht wahrgenommen (Fischer et al. 2020). Das Hauptinteresse liegt in den Mieteinnahmen, deren Höhe unabhängig von der Belegung ist (Fischer et al. 2020). Weiterhin führt eine höhere Belegung möglicherweise zu einer höheren Abnutzung, was entgegen der Interessen der Wohnungsunternehmen ist. Dennoch gibt es vereinzelt Beispiele von Wohnungsunternehmen, die versuchen, die Problematik anzugehen (siehe bspw. Wohnungstauschangebote der landeseigenen Wohnungsbaugesellschaften in Berlin).

Kommunale Wohnungsunternehmen

Wohnungsunternehmen stellen ein staatliches Instrument zur Gewährleistung der Wohnraumversorgung dar, einem Teilbereich der Daseinsvorsorge (Heitel et al. 2012). Ursprünglich waren die Ziele der Wohnraumversorgung vor allem quantitativer Natur, da versucht wurde, der Wohnungsnot der Nachkriegszeit entgegenzuwirken (Heitel et al. 2012). Mittlerweile haben qualitative Aspekte des Wohnens an Bedeutung gewonnen. Die wesentlichen Ziele der Wohnungsunternehmen lauten aktuell (Heitel et al. 2012):

1. Senkung der Mietbelastung von einkommensschwachen Haushalten,
2. Verbesserung des Zugangs zum Wohnungsmarkt für Haushalte, die aufgrund ihrer sozialen Ausprägung Schwierigkeiten haben, eine Wohnung zu finden,
3. Sicherstellung eines gesellschaftlich erwünschten Versorgungsniveaus sowohl in quantitativer als auch in qualitativer Hinsicht.

Weiterhin werden Ziele diskutiert, die Stadtentwicklung, Infrastruktur und soziales Management von Wohnquartieren betreffen (Heitel et al. 2012). Kommunale Wohnungsunternehmen erbringen im Hinblick auf diese Aufgaben/Ziele komplexe Leistungen. Dazu kommen Sonderleistungen, welche keine zentrale Aufgabe darstellen, aber dennoch politisch gewünscht werden. Insgesamt steigen die Erwartungen an kommunale Wohnungsunternehmen, was, in Abgrenzung zu Privatunternehmen, durch ihre

sozialere Orientierung erklärt wird (Heitel et al. 2012). Kommunale Wohnungsunternehmen werden mit pluralistischen Interessen konfrontiert, die häufig miteinander konkurrieren. Wesentlich Beispiele für solche Konflikte sind (Heitel et al. 2012):

- Reduktion von Fördergeldern/Sozialwohnungen („Investitionsstopp“) vs. ausreichendes Angebot zu angemessenen/günstigen Mieten,
- Günstiger Wohnraum vs. energetische Sanierung,
- Dividende/Rendite vs. kommunale/soziale Verantwortung.

Insbesondere ökologische und soziale Interessen stehen im Konflikt mit der Gewinnerwartung für öffentliche Haushalte (Heitel et al. 2012).

Genossenschaften

Viele Wohnungsbaugenossenschaften initiieren aktiv Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen, um Energiekosten zu sparen (Schröder 2012). Allerdings gibt es nur wenige Forschungsergebnisse zu Genossenschaften und Klimaschutz (Schröder 2012). Es wird aber angenommen, dass Genossenschaften durch ihr Bestreben, sozial und wirtschaftlich nachhaltig zu agieren, auch im Bereich des Klimaschutzes ähnliche Nachhaltigkeitsprinzipien zugrunde legen (Schröder 2012). Zudem sind auch die Mitglieder von Genossenschaften eher dazu bereit, aufwendige Sanierungsmaßnahmen durchzuführen, als EigentümerInnen vergleichbarer Wohnanlagen (Schröder 2012). Dennoch ist zu berücksichtigen, dass Klimaschutz selten in genossenschaftlichen Satzungen steht und auch nicht das primäre Ziel von Genossenschaften als Bewirtschafter gemeinsamen Eigentums ist (Schröder 2012). Investitionen in Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen werden getätigt, wenn es im Interesse der Mitglieder ist. Zudem sind sie nicht an kurzfristig hohen Renditen oder Gewinnmaximierung orientiert, sondern an langfristiger Stabilität und Werterhalt (Schröder 2012).

Insgesamt sollten die Ergebnisse im Bereich der Wohnungsunternehmen aufgrund einer geringen Fallzahl in allen Studien nicht generalisiert werden. Weiterer Forschungsbedarf zu Investitionsentscheidungen für Sanierungen und energetische Modernisierungen in jeweils genossenschaftlichen, kommunalen und privatwirtschaftlichen Unternehmen ist notwendig.

2.2.2 Behörden/öffentliche Hand

Öffentliche Einrichtungen nehmen vermehrt eine Vorbildrolle ein, wenn es um erneuerbare Energietechniken und Energieeffizienzmaßnahmen geht (Fette et al. 2011). Städte haben dafür entweder eine eigene Planstelle oder lagern die Betreuung an Ditte, z.B. Stadtwerke, aus (Fette et al. 2011). Als kritisch zu betrachten ist, dass Sanierungs-/Effizienzmaßnahmen die Kommunen zwar langfristig entlasten würden, die stark limitierten Budgets der Städte solche Investitionen allerdings erschweren (Fette et al. 2011). Die Entscheidung für solche Aktivitäten wird in der Regel betriebswirtschaftlich getroffen, insofern überhaupt Mittel zur Verfügung stehen. Viele Kommunen sind aus finanztechnischen und haushaltspolitischen Gründen nicht in der Lage, energetisch sinnvolle Sanierungsmaßnahmen durchzuführen (EnergieAgentur.NRW 2010). Zudem müssen sie im Gegensatz zu privatwirtschaftlichen Unternehmen bei der Angebotseinholung und Vergabe formelle Richtlinien einhalten (VOB/A für Bauleistungen, VOF für freiberufliche Leistungen, VOL/A für sonstige Leistungen), da sie zu einer sparsamen und wirtschaftlichen Haushaltsführung verpflichtet sind. Weiterhin fehlen oftmals für die vorausschauende Planung einer Sanierung notwendige Daten über den Bestand sowie ein ausreichendes Bewusstsein bzw. in Fortbildungen entsprechend geschulte Mitarbeitende (Fraunhofer ISE 2018b).

Der BDI (2017) fordert eine stärkere Umsetzung der Vorbildfunktion durch Bundes- und Landesregierungen bezüglich der Sanierung von öffentlichen Gebäuden. Damit sollen Vorzeigeprojekte, die Orientierung geben, geschaffen werden (Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) 2017). Die Klimaschutzinitiative für Kommunen war beispielsweise erfolgreich darin, die Energieeffizienzaktivitäten der Kommunen zu steigern, da diese teilweise überhaupt erst die Möglichkeit erhielten (z.B. bei

hoher Verschuldung) zu investieren (Fette et al. 2011). Neben einer Förderung durch Bundesmittel könnte dem BDI zufolge auch Energiespar-Contracting ein Weg für Kommunen mit angespanntem öffentlichem Haushalt sein, sinnvolle Sanierungsprogramme umsetzen (2017). Zudem könnte die Erstellung eines Fahrplans (wie viel, wann, an welchen Stellen saniert werden muss) dazu beitragen, Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu erhöhen (Fraunhofer ISE 2018b).

Innerhalb der Kommunen können entweder das Gebäudemanagement, die Verwaltung oder auch engagierte BürgerInnen (über eine Meldung an den Gemeinderat) auf Sanierungsbedarf aufmerksam machen. Bürgermeister und Gemeinderat entscheiden dann darüber, ob die Maßnahme umgesetzt werden soll. Zu den Aufgaben der kommunalen Verwaltung fallen unter anderem (EnergieAgentur.NRW 2010):

a) die Aufnahme und Bewertung grundlegender Gebäude- und Energiedaten,
b) die Erstellung der Ausschreibungsunterlagen einschließlich Leistungsbeschreibung,
c) die technische und wirtschaftliche Bewertung der eingehenden Contracting-Angebote,
d) die Mitwirkung bei der Vertragsgestaltung,
e) die Koordination und Begleitung des Projektes vor und während der Vertragslaufzeit,
f) das Überprüfen der Abrechnungen sowie
g) die Durchführung von vertraglichen Anpassungen während der Vertragslaufzeit.

Nach Zustimmung durch Bürgermeister und Gemeinderat wird das Vorhaben dann in den Fachbereichen für Hochbau und Gebäudemanagement auf Umsetzbarkeit geprüft. Falls die Maßnahme durch das Bauwesen als sinnvoll erachtet wird, muss der Auftrag durch die Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) ausgeschrieben und an den kostengünstigsten Anbieter vergeben werden.

2.2.3 InvestorInnen/EntscheiderInnen im Gewerbeimmobilienbereich

Die InvestorInnen/EntscheiderInnen im Gewerbeimmobilienbereich lassen sich in folgende (Haupt-) Kategorien klassifizieren:

- Selbstnutzende EigentümerInnen
  - Mit professionellem Gebäudemanagement
  - Ohne professionelles Gebäudemanagement
- Externe InvestorInnen

Als Gewerbeimmobilien werden Nicht-Wohngebäude bezeichnet, die gewerblich, also nicht von der öffentlichen Hand, genutzt werden (Bollmann et al. 2017). Gewerbeimmobilien machen nur 13 % des Anteils am Gebäudebestand aus, sind jedoch für 38 % des Endenergiebedarfs im Gebäudebereich verantwortlich und stellen damit einen entscheidenden Hebel zur Erreichung der Klimaschutzziele dar (Bollmann et al. 2017). Jedoch scheinen verschiedene Herausforderungen die Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen zu hemmen. In einem Expertenworkshop identifizierten Bollmann und Kollegen (2017) unter anderem folgende Problematiken:

- Bei Gewerbeimmobilien liegt eine sehr heterogene Eigentümerstruktur vor, weshalb eine einheitliche Ansprache für alle EntscheiderInnen ungeeignet erscheint.
- Die Gebäudestruktur gestaltet sich durch die verschiedenen Nutzungsarten als sehr unterschiedlich (z.B. Bürogebäude, Fabrikationshalle, Kultureinrichtung, Handelsgebäude, etc.).
- Auch bei Berücksichtigung von Nachhaltigkeit im Unternehmen, liegt oftmals kein Fokus auf den Immobilien, außer bei entsprechenden Leuchtturmprojekten.
- Wirtschaftliche Gesamteffekte von energetischen Sanierungsmaßnahmen sind für EntscheiderInnen oftmals schwer zu identifizieren und zu priorisieren.
- Bei vermieteten Gewerbeimmobilien besteht wiederum ein Investor-Nutzer-Dilemma, so dass VermieterInnen der Anreiz fehlt, zu investieren, da Kosten für Energieeinsparungsmaßnahmen

bei Gewerbeimmobilien nicht umgelegt werden und für MieterInnen der Mehrwert einer Sanierung neben geringeren Energiebezugskosten schwer quantifizierbar ist (bei (Bollmann et al. 2017) wurde beispielsweise hierfür eine mögliche Steigerung der Arbeitsproduktivität angeführt).

Weiterhin betonen (Fette et al. 2011), dass zwischen Verwaltungsgebäuden und Fabrikationsgebäuden unterschieden werden muss. Oftmals werden Produktions- und Lagerhallen gegenüber Verwaltungsgebäuden vernachlässigt, die eine Repräsentativitätswirkung gegenüber beispielsweise Kunden haben. Weitere Gründe für diese Diskrepanz sind der niedrige Gebäudeenergiebedarf im Vergleich zu Prozessenergie, die Unklarheit über die Beibehaltung der Produktion an deutschen Standorten sowie die Ausrichtung der Verantwortlichkeit für den verhältnismäßig größeren Energieverbrauch auf Maschinen und Anlagen und nicht auf die Gebäudehülle (Bollmann et al. 2017). Zudem ist laut (Fette et al. 2011) die Investitionsentscheidung im GHD-Sektor und der Industrie oft an einer kurzen Amortisationszeit und einer möglichst niedrigen Investitionssumme orientiert. Anstatt die Lebenszykluskosten und damit auch die Energie- und Gesamtkosten zu minimieren, liegt der Fokus nur auf Kapitalkosten trotz langer Nutzungsdauer (Fette et al. 2011).

EigentümerInnen von Gewerbeimmobilien können wie im Wohngebäudebereich in zwei Hauptgruppen geteilt werden: selbstgenutzte Immobilien und vermietete Immobilien. Zunächst wird die Gruppe der selbstnutzenden EigentümerInnen beschrieben.

Selbstnutzende EigentümerInnen

Die Gruppe der EigentümerInnen mit selbstgenutzten Immobilien kann wiederum unterteilt werden in solche mit professionellem Gebäudemanagement und ohne professionelles Gebäudemanagement (Bollmann et al. 2017). Diese Unterteilung ist laut Bollmann und Kollegen sinnvoll, da BetreiberInnen professionellen Gebäudemanagements andere Handlungsmotive aufweisen als Eigentümer ohne professionelles Gebäudemanagement. Die Entscheidungen werden von anderen Personen unterschiedlichen Wissens und deshalb nach anderen Mustern getroffen

Selbstnutzende EigentümerInnen mit professionellem Gebäudemanagement

In dieser Gruppe wird der Gebäudebereich professionell und unter wirtschaftlichen Aspekten betrieben. Darunter fallen hauptsächlich Großunternehmen der Industrie, des Gewerbes und größere KMUs, die Gebäude als einen Faktor im Produktions-/ Dienstleistungsprozess betrachten (Bollmann et al. 2017). Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen werden hier wie andere Investitionen im Kerngeschäft behandelt und werden als eigenes Handlungsmotiv verfolgt.

Durch ein professionelles Gebäudemanagement können Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen je nach vorhandener Struktur durch verschiedene Entitäten angestoßen werden, wie durch das Facility-/ Property-Management oder ein Energie-Team. Dies kann im Rahmen von Audits (z.B. ISO 50001 oder EMAS), regelmäßigen Kontrollen und Energiemanagementsystemen geschehen oder auch durch anderweitige Instandsetzungstätigkeiten und im Rahmen des internen Verbesserungswesens (Bollmann et al. 2017). Ein Energiemanagement-Team nach ISO 50001 sollte sich kontinuierlich um Verbesserungen in Unternehmen kümmern und unter anderen die Unternehmensbereiche Projektmanagement, Beschaffung und Produktion, Forschung und Entwicklung, Haustechnik und die Rechtsabteilung mit in Entscheidungen einbeziehen. Das Top-Management eines Unternehmens ist nach ISO 50001 zuständig für:

- Festlegung des Gültigkeitsbereichs des Energiemanagementsystems,
- Erstellung und Aktualisierung der Energiepolitik im Unternehmen,
- Bestellung eines Energiebeauftragten,
- Bereitstellung der nötigen Ressourcen (technisch, personell, finanziell),
- Sicherstellung der internen Kommunikation,

- Festlegung der strategischen Energieziele,
- Sicherstellung aussagekräftiger Energieleistungskennzahlen,
- Durchführung der energetischen Bewertung.

Auch Mitarbeitende können aktiv auf Missstände und Energieeinsparmöglichkeiten hinweisen. Nach Identifizierung der anfälligen oder gewünschten Maßnahme entscheidet hauptsächlich das Management auf Standortebene, also beispielsweise Werks- oder Standortleitung, über umfassende und kostenintensivere Maßnahmen sowie über strategische Standortziele (Bollmann et al. 2017). Hauptkriterien für eine freiwillige Maßnahme sind die Wirtschaftlichkeit, also Amortisationszeit und Return on Investment, das vorhandene Budget sowie Unternehmens- oder Standortziele. Je nach Vorhaben kann zudem der Betriebsrat als Mitbestimmungsorgan eingeschaltet werden. Allerdings konkurrieren freiwillige Effizienzmaßnahmen laut (Bollmann et al. 2017) auch direkt mit Investitionen für das Kerngeschäft und unterliegen den gleichen Amortisations- und Return on Investment-Anforderungen. In der Praxis wird häufig von einer akzeptablen Amortisationszeit von zwei bis drei Jahren gesprochen (Bollmann et al. 2017).

Als Stakeholder mit relevantem Einfluss auf eine Investitionsentscheidung werden bei (Bollmann et al. 2017) folgende genannt: 1. Management, 2. Facility Management, 3. Einkauf, 4. Werksleitung, 5. Verwaltung. Allgemein können auch die Unternehmenskultur und entsprechende CSR-Aktivitäten energetische Investitionen positiv beeinflussen.

(Fette et al. 2011) nennen weitere (externe) Akteursgruppen, die einen Einfluss auf den Investitionsprozess nehmen: beratende IngenieurInnen, HandwerkerInnen (durch die Installation und Wartung der Anlagen), Maschinen- und Anlagenhersteller als Lieferanten, Finanzdienstleister sowie betroffene Verbände und Innungen.

Selbstnutzende EigentümerInnen ohne professionelles Gebäudemanagement

In dieser Gruppe wird der Gebäudebereich nicht professionell betrieben, so dass Investitionen in energetische Sanierung eher reaktiv verlaufen. Dieses Segment repräsentiert hauptsächlich kleine und mittlere Unternehmen, wie Handwerks-, Gastronomie- oder Dienstleistungsbetriebe (Bollmann et al. 2017). Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen stellen kein eigenes Handlungsmotiv dar, sondern werden zusammen mit dem Tagesgeschäft bearbeitet.

Da die Gebäudehülle nicht im Fokus steht, werden eher verpflichtende Maßnahmen durchgeführt, die aufgrund von Defekten, Schäden oder regulatorischen Anforderungen anfallen. Das Hauptmotiv für eine Investition ist die Senkung von Energiekosten, welche jedoch nur bedingt von EigentümerInnen objektiv abgeschätzt werden können, wenn keine energietechnische Expertise vorhanden ist ((Fette et al. 2011); (Bollmann et al. 2017)).

Im Vergleich zu SelbstnutzerInnen mit professionellem Gebäudemanagement, haben in dieser Gruppe nach (Bollmann et al. 2017) nur eine weitaus kleine Menge an Stakeholdern Einfluss auf die Investitionsentscheidung: die EigentümerInnen und EnergieberaterInnen. Als konkrete Hemmnisse werden ein geringes Interesse, ein hoher Aufwand bei der Informationsbeschaffung sowie Orientierungslosigkeit und Intransparenz bezüglich sinnvoller Maßnahmen genannt. Oftmals resultieren diese Hemmnisse darin, dass „aus dem Bauch“ heraus agiert und/oder nichts getan wird (Bollmann et al. 2017). Jedoch kann auch ein intrinsisches Interesse an Nachhaltigkeit durch EigentümerInnen dazu führen, dass energetische Investitionen getätigt werden.

Dennoch sind auch in diesem Segment (externe) Einflüsse durch die zuvor genannten Akteure möglich: beratende IngenieurInnen, HandwerkerInnen durch die Installation der Anlagen und Wartung, Maschinen- und Anlagenhersteller als Lieferanten, Finanzdienstleister sowie betroffene Verbände und Innungen (Fette et al. 2011).

Ziel bei SelbstnutzerInnen ohne professionelles Gebäudemanagement sollte es sein, den Gebäudeenergiebedarf als eigenes Handlungsfeld zu etablieren sowie zielgerichtete Investitionen zu stärken. Weiterhin bedarf es der Komplexitätsreduktion von vorhandenen Informationen und vertrauenswürdiger Ansprechpersonen (Bollmann et al. 2017).

InvestorInnen

Externe InvestorInnen bewerten Maßnahmen tendenziell an der daraus resultierenden Wertsteigerung des Gebäudes (Bollmann et al. 2017). Dementsprechend liegt der Fokus eher auf Objekten mit hohem Wertsteigerungspotenzial, die als Anlageobjekte dienen. InvestorInnen können z.B. Immobilienfonds sein, die wiederum durch andere Kapitalgeber beauftragt werden, oder aber auch Versicherungen, Pensionskassen und Stiftungen (Bollmann et al. 2017). Das primäre Ziel ist es, Vermögen und Renditen der AnlegerInnen zu sichern. Der Fokus der InvestorInnen variiert zwischen reiner Wertsteigerung des Objektes durch die Sanierungs-/Effizienzmaßnahmen zum anschließenden Verkauf sowie einer langfristigen Renditesicherung und Risikoreduzierung bezüglich Vermietungswahrscheinlichkeit und Wertsicherung (Bollmann et al. 2017). Zentrale Ansprechpersonen für die Entscheidung über die Umsetzung einer kostenintensiven Maßnahme sind Asset ManagerInnen. Deren Entscheidungsrahmen wird meist vom Portfolio-Management vorgegeben (Bollmann et al. 2017). Berücksichtigt im Entscheidungsprozess für Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen werden hauptsächlich die Vermietungswahrscheinlichkeit, die Objektrendite (inkl. Wertsteigerung) sowie das verfügbare Budget. Ein Hemmnis ist die Herausforderung, die potenzielle Wertsteigerung von Gebäuden zu quantifizieren, da sich die Gesamtrendite oft erst nach dem Verkauf des (im Wert gesteigerten) Gebäudes ergibt (Bollmann et al. 2017).

Zudem ist Klimaschutz oft kein vorrangiges Thema bei internen und externen Prozessbeteiligten. Beispielsweise werden beauftragte Dienstleister, wie Property oder Facility Management kaum an einer gesteigerten Energieeffizienz gemessen (Bollmann et al. 2017). Umgesetzt werden also hauptsächlich ordnungsrechtliche Vorgaben, insofern zusätzliche Maßnahmen keine bessere Vermietbarkeit oder entsprechende Wertsteigerung erwarten lassen. Ein möglicher Ansatzpunkt wären eventuell zusätzliche Vorgaben der Kapitalgeber oder auch höhere Preise für fossile Brennstoffe, so dass Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen schneller amortisiert werden.

Die Identifikation von Sanierungs-/ Effizienzmaßnahmen kann zu unterschiedlichen Begebenheiten erfolgen: 1) bei einem Eigentümerwechsel, 2) während des laufenden Betriebes und zu 3) Sondereregnissen. Bei einem Eigentümerwechsel wird oft ein externer Dienstleister beauftragt, der Potenziale zur Aufwertung des Objekts identifiziert. Beim laufenden Betrieb werden vor allem verpflichtende regulatorische Maßnahmen durch das Facility und Property Management umgesetzt und bei überschrittenem Budget an das Asset-Management weitergeleitet (Bollmann et al. 2017). Als Sonderereignisse zählen beispielsweise das Ausfallen der Heiztechnik oder anderweitige Schäden, die in die klimaschutzrelevanten Bereiche von Gebäuden fallen.

2.2.4 Anbietende

HandwerkerInnen

HandwerkerInnen sind wichtige AkteurInnen im Rahmen von energetischen Sanierungsmaßnahmen, da diese den Großteil der klassischen Sanierungstätigkeiten übernehmen ((Jahnke 2009); (Fette et al. 2011)). Zentrale Aktivitäten des Handwerks umfassen in diesem Bereich: Bestandssanierung (Wärmedämmung, Fassadensanierung, Fenster- und Türentausch etc.), die Erneuerung von Heizungsanlagen sowie die Optimierung haustechnischer Anlagen und Implementierung dezentraler EE-Erzeugungsanlagen ((Jahnke 2009); (Henger et al. 2017)). Folgende Gewerke im Bereich der energetischen Gebäudesanierung fallen unter die Akteursgruppe HandwerkerInnen: Installateure, HeizungsbauerInnen, SchornsteinfegerInnen, DachdeckerInnen, ElektrotechnikerInnen, MalerInnen und LackiererInnen, ZimmererInnen, TischlerInnen, FliesenlegerInnen sowie MetallbauerInnen (Henger et al. 2017). Für

eine genauere Zuordnung der einzelnen Leistungen zu den jeweiligen Handwerksbereichen siehe (Henger et al. 2017). In einer Marktforschungsstudie (Heinze Marktforschung 2008) wurde ein HandwerkerInnenanteil von 57 % beim Dämmungsarbeiten, von 75 % bei Heizungsanlagenmodernisierung und von 75 % im Bereich Fenstersanierung festgestellt. In den meisten Fällen tätigen die HandwerkerInnen auch die entsprechenden Materialeinkäufe (Henger et al. 2017).

HandwerkerInnen dienen durch ihren direkten Kontakt oftmals als erste Ansprechperson vornehmlich für HauseigentümerInnen oder WEGs bezüglich energetischer Sanierungsmaßnahmen, weshalb dem Handwerk auch wichtige Beratungs- und Servicefunktionen zukommen ((Jahnke 2009)); ((Henger et al. 2017))). Dadurch und aufgrund der häufig schon etablierten Beziehung und regelmäßigen Kontakts mit den KundInnen hat das Handwerk den Vorteil, direkten Einfluss auf die EntscheiderInnen ausüben zu können und Maßnahmen direkt umzusetzen (Jahnke 2009); (BEE 2016)). Gängige Beratungsleistungen umfassen beispielsweise thermografische Gebäudeuntersuchungen, Wärmebedarfsrechnungen und die Ausstellung von Energieausweisen. Zudem können diese Energiekosten auswerten sowie Beratungen zur Energieeinsparung geben.

Unterschiedliche Aussagen finden sich in der Literatur bezüglich der Innovativität und des aktiven Einflusses auf eine nachhaltige Wärmeversorgung. In manchen Studien wird das Handwerk eher als träge und reaktiv auf politische regulatorische Eingriffe beschrieben, wie beispielsweise die Ergebnisse einer Expertenbefragung im Rahmen des Projektes der Europäischen Kommission suggerieren (Gölz 2018). Ziel der Studie war die Analyse des Rahmens, in dem Verbraucherinnen und Verbraucher Investitionsentscheidungen für auf erneuerbaren Energien basierende Heizungs- und Kühlungs-Systeme treffen, sowie die Ermittlung von Erleichterungen und Barrieren, die für Verbraucher bei der Einführung dieser Techniken bestehen. Ein Ergebnis war, dass Handwerker häufig die Maßnahmen/ Techniken empfehlen, die sie gut kennen. Dies deckt sich auch mit den Erkenntnissen anderer Studien (BEE 2016). Andere beschreiben diese Akteursgruppe als durchaus aktiv einflussnehmend auf die Verbreitung nachhaltiger innovativer Technik (Jahnke 2009). Zudem stellt es für HandwerkerInnen einen Mehraufwand dar, sich selber spezifischeres Wissen zu erneuerbaren Techniken anzueignen sowie Kapazitäten für zusätzliche Beratungsleistung gegenüber ihren KundInnen bereitzustellen (BEE 2016). Weiterhin besteht eine größere Gefahr von Reklamationen durch KundInnen aufgrund des technischen Mehraufwands erneuerbarer Energietechniken. Aus Sicht der HandwerkerInnen erscheint es somit logisch, eher Altbewährtes anstatt aufwendigere technische Neuerungen anzubieten. Dennoch bleibt festzuhalten, dass HandwerkerInnen in ihrer Innovationstätigkeit ein breites Spektrum aufweisen und kein einheitliches Empfehlungsmuster haben (Fette et al. 2011).

Der Prozess der Sanierung oder Technikinstallation durch HandwerkerInnen beeinflusst weiterhin maßgeblich, wie KundInnen die entsprechende Maßnahme im Nachhinein wahrnehmen (Owen und Mitchell 2015) und somit potenziell an ihr soziales Umfeld weitertragen. Der Einfluss vom Handwerk ist dementsprechend besonders groß, wenn es darum geht, die individuell geeignete Sanierungs- oder Technikmaßnahme zu finden sowie diese umzusetzen. Obwohl Handwerker auch im Nachhinein noch aktiv beratend tätig sein könnten und bei der richtigen energieeffizienten Handhabung unterstützen, fällt aus Sicht der von (Owen und Mitchell 2015) befragten ExpertInnen der Einfluss nach Maßnahmenumsetzung rapide ab.

Bauunternehmen

Bauunternehmen sind neben HandwerkerInnen oft die einzige Informationsquellen bei anfallender Sanierung oder Hauserweiterung, wenn keine anderen Beratungsangebote in Anspruch genommen werden (Fette et al. 2011). Die energetische Optimierung bei der Umsetzung ist dementsprechend stark abhängig von der Qualifikation des Bauunternehmens.

Die Differenzierung zwischen HandwerkerInnen als ausführende Personen und Bauunternehmen ist sowohl in der Literatur als auch in der subjektiven Wahrnehmung von den Auftraggebenden schwierig. In einer qualitativen Analyse von Sanierungsauslösern werden sowohl HandwerkerInnen als auch Bauunternehmen in einem Zuge als vorrangige Informationsquelle fachmännischer Art konsultiert. Das wesentliche Kriterium ist hierbei ein Vertrauensverhältnis (Gossen und Nischan 2014). Bei der Wahl von HandwerkerInnen bzw. Handwerksunternehmen spielen laut der Studie von (Gossen und Nischan 2014) Aspekte wie persönliche Empfehlungen oder die Wahl lokal ansässiger Handwerksunternehmen eine Rolle. Die Wahl für ein Bauunternehmen erfolgt tendenziell eher bei größeren Sanierungsmaßnahmen.

Herstellungsunternehmen für technische Gebäudeausstattung

Maschinen- und Anlagenhersteller sind eine zentrale Akteursgruppe, die den energietechnischen Weg im Bereich GHD und Industrie weisen (Fette et al. 2011). Die Innovativität dieser Gruppe ist jedoch gering. Oftmals fehlt durch Spezialisierung auf bestimmte Prozesse und die Nicht-Wahrnehmung technischer Innovationen in anderen Bereichen technisches Know-how (Fette et al. 2011). Weiterhin bestehen Entwicklungsrisiken sowie unklare Marktabsatzchancen, die es attraktiver machen, auf bestehende Lösungen zurückzugreifen (Fette et al. 2011). Häufig wird der Fokus auf die Angabe von Amortisationszeiten gelegt und Lebenszykluskosten oder die Berechnung der internen Verzinsung gar nicht angegeben. Da auch die meisten KundInnen so vorgehen, fallen diese Größen dadurch gänzlich aus dem Entscheidungsprozess. Aufgrund der Nachfrage nach möglichst preisgünstigen Komponenten, werden oftmals durch Maschinen- und Anlagenhersteller auch nur die ineffizienteren günstigen Modelle angeboten. Teurere, dafür aber effizientere Modelle werden oftmals aus Preisgründen im Angebot nicht berücksichtigt, außer die KundInnen fragen explizit danach (Fette et al. 2011). Insgesamt liegt zu dieser Akteursgruppe jedoch keine empirisch untersuchte Literatur vor.

2.2.5 Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister

Energieversorgungsunternehmen beliefern private und gewerbliche Endkunden mit leitungsgebundenen Energieträgern wie Strom, Gas und/oder Nah- und Fernwärme. Auf dem Wärmemarkt sind Energieversorgungsunternehmen auf verschiedenen Ebenen und in verschiedenen Rollen aktiv.

- Die Unternehmen können über verschiedene Instrumente die Energieeffizienz auf der KundInnenseite befördern.
- Sie können im eigenen Verantwortungsbereich Maßnahmen zur Energieeffizienz und/oder zur Dekarbonisierung der Erzeugung umsetzen.
- Im Wettbewerb zur bestehenden Versorgung können die Unternehmen mit einem attraktiven und klimafreundlichen Energieprodukt Emissionen auf der Kundenseite einsparen.

Bei bereits bestehenden Lieferbeziehungen können die Energieversorgungsunternehmen bei ihren Kunden auf eine Minderung des Energiebedarfs hinwirken. Auf den ersten Blick ist das Ziel eines geringeren Energieverbrauchs nicht im betriebswirtschaftlichen Interesse des Energieversorgers, da sich dessen Erlöse zumindest in der Vergangenheit hauptsächlich auf den Absatz an Wärme, Gas oder Strom gestützt haben. Bei den Energieversorgungsunternehmen setzt sich jedoch immer mehr die Erkenntnis durch, dass sich deren Rolle vor dem Hintergrund des Strukturwandels in der Energiewirtschaft verändern muss, um Erlöse und Kundenbeziehungen zu stabilisieren. Insbesondere viele kommunalen Energieunternehmen (Stadtwerke) sehen ihre Perspektive darin, ihre Aufgaben bei der Daseinsvorsorge auch abseits des reinen Energievertriebs zu erfüllen und als „Manager der Energiewende vor Ort“ eine führende Rolle beim Umbau zu einer CO_2-neutralen Energieversorgung zu spielen. Hierzu gehört auch die Erschließung möglicher Geschäftsmodelle im Bereich Energieeffizienz (Bruckner 2017).

Dazu haben viele Unternehmen entsprechende Informations- und Beratungsangebote bis hin zu finanziellen Förderungen entwickelt. Energieversorger können aufgrund der kundenseitigen Wechselunfreudigkeit meist auf eine langfristige und je nach Identifikation mit dem Anbieter (z.B. bei einem regionalen Ökostrom/-gas Anbieter) auch enge Beziehung zu ihren KundInnen zurückgreifen, was eine derartige Ansprache erleichtert (Fette et al. 2011).

Weiterhin besteht zumindest durch die Rechnungen einmal im Jahr Kontakt und die Möglichkeit, ihre KundInnen auf Energiesparmaßnahmen hinzuweisen (Fette et al. 2011).

Dabei wird das fehlende Feedback beim Wärmeverbrauch der EndkundInnen und die damit verbundenen Schwierigkeit bei der Beurteilung des eigenen Wärmeverbrauchs oft als Problem gesehen, welches durch Energieversorger adressiert werden könnte. Zum einen hat es sich in der Forschung erwiesen, Vergleichswerte zu dem Verbrauch anderer Gruppen zu geben (evtl. auf der Rechnung), um somit den persönlichen Energieverbrauch besser einschätzen zu können. Zum anderen kann auch der emittierte CO_2-Ausstoß genannt werden, um die Klimadimension zu thematisieren, allerdings müsste der Wert dafür in eine Relation gesetzt werden. Außerdem wäre unmittelbares Feedback während des Energieverbrauchs sinnvoll, welches eventuell durch intelligente Messgeräte umgesetzt werden könnte (z.B. durch finanzielle und klimabezogene Parameter). In diesem Zusammenhang besteht besonderer Handlungsbedarf bei den Abrechnungen im Fernwärmebereich. Die Jahresabrechnungen sind in vielen Fällen für die KundInnen nur schwer nachzuvollziehen, wie eine Untersuchung zum Thema Verbraucherschutz im Fernwärmesektor aufgezeigt hat (Maaß et al. 2015).

Auch über die Preis- und Tarifgestaltung können Energieversorgungsunternehmen die Minderung des Energieverbrauchs bei den Kunden beeinflussen. Der Preis für die gelieferte Energie setzt sich in der Regel aus verschiedenen Preisbestandteilen zusammen. Die wichtigsten Faktoren sind hier der Leistungs- oder Grundpreis für die zur Verfügung gestellte Lieferkapazität sowie der Arbeitspreis, über den die tatsächlich gelieferte Energie abgerechnet wird. Ein hoher Anteil des Arbeitspreises führt dazu, dass sich Minderungen im Energieverbrauch besonders stark als monetäre Einsparungen bei den Kunden auswirken. Im Gegensatz dazu bewirkt ein hoher Grundpreis, dass sich Energieeinsparungen auf der Kundenseite finanziell weniger stark auswirken und damit der Anreiz zur Durchführung von Effizienzmaßnahmen sinkt.

Insbesondere im Bereich der Fernwärmeversorgung ist der Anteil des Grundpreises am Wärmepreis oft relativ hoch. Die Unternehmen begründen dies mit den hohen Fixkosten durch den Wärmenetzausbau. Zudem können die Unternehmen über den Grundpreis vergleichsweise stabile Erlöse erzielen, die unabhängig sind von Nutzerverhalten, Leerstand oder witterungsbedingten Absatzeinbußen. Durch den hohen Anteil des Grundpreises am Wärmepreis sinkt der Anreiz für KundInnen, Energie über Nutzerverhalten oder energetische Modernisierungsmaßnahmen einzusparen. Darüber hinaus sind Fernwärmeversorger nicht immer bereit, nach erfolgten Wärmeschutzmaßnahmen am Gebäude die vereinbarte Wärmeanschlussleistung für ein Gebäude zu reduzieren (Maaß et al. 2015).

Energieversorgunsgunternehmen als AkteurInnen besitzen eine besonders große Anzahl an möglichen Maßnahmen in ihrem eigenen Verantwortungsbereich, die sie zur Erhöhung der Energieeffizienz in der Erzeugung oder Verteilung der Energie umsetzen können. Dies betrifft z.B. den Einsatz moderner Erzeugungsanlagen mit höheren Wirkungsgraden oder die Effizienzverbesserung in Strom-, Gas- oder Wärmeverteilnetzen. Bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung kommen hier auch hydraulische Optimierungen im Wärmenetz, der Zubau von thermischen Speicherkapazitäten, die Absenkung von Heizmitteltemperaturen bis hin zur Optimierung der Hausübergabestationen in Betracht.

Darüber hinaus können die Energieversorgungsunternehmen auf vielfältige Weise den Erzeugungs- bzw. Bezugsmix für den eigenen Energievertrieb verändern. Hier kommen etwa der Einsatz von Grünstrom oder Biomethan in Frage, wie auch die Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien.

Besonders vielfältige Handlungsoptionen weisen hier die Fernwärmeunternehmen auf, weil dort regelhaft Erzeugung, Netzbetrieb und Kundenbelieferung in einer Hand liegen. Die Fernwärmeversorger müssen sich den neuen Marktbedingungen mit der Perspektive eines zunehmend dezentralen und regenerativen Wärmesystems stellen und eine entsprechende Wärmestrategie entwickeln um zu verhindern, dass Verluste durch Investitionen in falsche Technologien entstehen oder ganze Kundensegmente wegbrechen (Henzelmann et al. 2017). Wie in Kapitel 1.1 gezeigt, müssen in Zukunft sogar KundInnen in signifikanten Umfang zu einem Wechsel von der dezentralen Wärmeversorgung hin zu einer Fernwärmelieferung bewegt werden. Neben Preisanreizen können dabei auch Werbestrategien eingesetzt werden, die gezielt auf ein klimafreundliches Produkt setzen.

In der Praxis trifft die Umstellung von einer objektbasierten Wärmeversorgung im Gebäudebestand auf ein Fernwärmesystem auf verschiedene Hemmnisse. Die Umstellung der eigenen Heizanlage auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung löst bei vielen GebäudeeigentümerInnen ein Gefühl der Fremdbestimmtheit und Bevormundung aus. Zwar sind auch die EigentümerInnen und BetreiberInnen von konventionellen Einzel-Heizungsanlagen in einer faktischen Abhängigkeit gegenüber den Brennstofflieferanten und dem Brennstoffpreis. Jedoch scheint mit der Verfügungsgewalt über die Heizung ein Gefühl von Kontrolle und Eigenverantwortung verbunden zu werden.

Eine weitere Schwierigkeit bei der Umstellung von objektbasierter Wärmeversorgung auf Fernwärme liegt in den mietrechtlichen Bedingungen der sog. Wärmelieferverordnung. Seit der Mietrechtsnovelle 2013 ist eine Umstellung von Wärmeverbrauchern auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung nach § 556c BGB ohne Zustimmung der Mieter an die Auflage gebunden, dass die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen. Da die Fernwärmeversorger auch die Investitionen für Erzeugungsanlagen und Wärmenetz in den Wärmelieferpreis mit einkalkulieren müssen, ist diese Hürde im Gebäudebestand erheblich.

Wesentlich einfacher gestaltet sich die Gewinnung von KundInnnen für Fernwärmeversorger in Neubauquartieren, denn vor allem dort greifen bisher die gesetzlichen Anforderungen an den Primärenergiebedarf und die anteilige Verwendung erneuerbarer Energien bei Gebäuden. Hier ist der Primärenergiefaktor der Versorgung neben dem Wärmepreis das wichtigste Kriterium. Durch einen niedrigen Fernwärme-Primärenergiefaktor können die gesetzlichen Anforderungen an die Energieeffizienz der Gebäude mit einem verhältnismäßig geringen Aufwand auf Seiten des Gebäudes erreicht werden, da der bauliche Wärmeschutz und die Primärenergieeffizienz der Versorgung miteinander verrechnet werden können. Mit einem niedrigen Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung können somit gebäudebezogene Kosten eingespart werden.

Contracting-Unternehmen

Contracting-Unternehmen sind am Markt tätige Unternehmen, die Energiedienstleistungen bei KundInnen übernehmen. Dabei werden die Investitionskosten meist vom Contractor getragen und auf die Betriebskosten umgelegt (Fette et al. 2011). Contracteuring-Unternehmen können aus verschiedenen Branchen stammen, die damit ihr Kerngeschäft unterstützen. Ein Beispiel dafür sind Anlagenbauer, die als Contractor neben Installation und Wartung auch die Finanzierung und Betriebsführung übernehmen können. Dadurch können Kredite bei Banken sowie Versicherungskosten umgangen werden und ermöglichen, das Kapital auf das Kerngeschäft eines Unternehmens zu konzentrieren (Fette et al. 2011). Insbesondere bei stark gewinnorientierten Unternehmen können Contractoren nützlich sein, um eine Maßnahme aus dem Bereich der Wärme- und Kälteerzeugung zu realisieren, die sonst aufgrund der extrem kurzen Amortisationszeiten nicht durchgeführt worden wäre (Fette et al. 2011). Contractoren streben eher lange Laufzeiten an, um die Investitionen zu refinanzieren (Fette et al. 2011).

Zum Contracting-Bereich gehören folgende Betätigungsfelder: Beheizung von Wohn- und Bürogebäuden, Wärmeversorgung oder Facility Management bei öffentlichen Einrichtungen. Weiterhin kann dies den Betrieb von Querschnittstechnologien im produzierenden Gewerbe, wie Lüftung/Klimaanlage, Prozesswärmeerzeugung oder Kälteerzeugung, umfassen (Fette et al. 2011).

Contractoren können sowohl Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke, Energiedienstleister als auch Ingenieurbüros, Handwerksbetriebe oder Planer sein (Eikmeier et al. 2009).

Contracting Maßnahmen in Gebäuden der öffentliche Hand müssen öffentlich ausgeschrieben werden und unterliegen dem Wettbewerb (Fette et al. 2011). Contracting im öffentlichen Bereich kann gerade in kleineren Kommunen oder Städten ohne eigenen Fachbereich sinnvoll sein, um finanzielle und personelle Engpässe zu lindern (EnergieAgentur.NRW 2010). Sanierungsarbeiten werden aufgrund der langen Amortisationszeit tendenziell nicht von Contractoren übernommen. Die Energieagentur NRW schlägt deshalb für das Ziel einer energetischen Komplettsanierung kommunaler Gebäude vor, die Bereiche aufzuteilen. Damit ist gemeint, die Optimierung energietechnischer Anlagen durch Contracting auszulagern und das freie Kapital für Einsparmaßnahmen im Bereich der Bautechnik zu verwenden.

Ein Kritikpunkt an Energiecontractoren ist, dass ihre Investitionspolitik in der Vergangenheit häufig auf kurze Amortisationszeiten ausgerichtet war und Klima- und Umweltschutz eher vernachlässigt wurden (BEE 2016). Oft liegt der Fokus auf (fossilen) KWK-Lösungen, welche attraktive Renditen (auch durch die Förderung) herbeiführen (BEE 2016).

2.2.6 Intermediäre

Banken (Hausbanken und Förderbanken)

Banken sind relevante Akteure, wenn es um die Kreditvergabe für Wärme- und Kälteversorgungsanlagen oder Baumaßnahmen geht und stellen somit oft die Grundlage für die Realisierung einer Sanierungsmaßnahme (Fette et al. 2011). Im Falle einer Hausbank besteht ein vergleichsweise enger Kontakt zu den InvestorInnen/ EntscheiderInnen, jedoch ist der Einfluss auf die Auswahl der Maßnahme durch fehlendes Fachwissen und Klimaschutz-Orientierung eher gering. Es mangelt oft an energietechnischem Sachverstand, um das tatsächliche Risiko einer Investition angemessen bewerten zu können. Dies ist besonders für kleine und mittlere Unternehmen problematisch, da diese häufig innovativer sind, aber dadurch schwieriger an Kapital herankommen (Fette et al. 2011). Dies trifft insbesondere bei großen Investitionen mit langer Amortisationszeit zu. Jedoch dienen Banken auch als Intermediäre für KfW-Kredite, da diese Programme über die Hausbanken abgewickelt werden und kein direkter Kontakt zwischen KfW und KundIn besteht (Fette et al. 2011).

Förderbanken, wie die KfW wirken dennoch auf die KundIn, aber auch auf Anbietende, indem sie vor allem über das Internet Informationen bereitstellen. Die KfW Bankengruppe fördert die energetisch bedingten Investitionskosten inklusive der notwendigen Baubegleitkosten und vergibt zinsgünstige Kredite von maximal 100 000 € pro Wohneinheit bei einer langfristigen Zinsbindung von bis zu 10 Jahren (Henger et al. 2017). Anreize für eine Sanierung werden im derzeitigen Niedrigzinsumfeld hauptsächlich durch Investitionszuschüsse generiert (Henger et al. 2017). Die Förderhöhe steigt mit dem KfW-Effizienzhausstandard an.

Da Förderprogramme und -konditionen laufend angepasst werden, besteht wiederum höherer Beratungsbedarf für potenzielle SaniererInnen.

IngenieurInnen/ArchitektInnen/Haustechnikplanungsbüros

IngenieurInnen und ArchitektInnen sind vornehmlich im Bereich der Bauplanung angesiedelt, was die Planung und Konzeption von Bauvorhaben umfasst, aber auch die Sanierung von Bestandsgebäuden

beinhalten kann (Jahnke 2009). Dabei sind ArchitektInnen besonders für die bauliche Konstruktion und IngenieurInnen für die Gebäudetechnik zuständig (Jahnke 2009).

Neben der Bauplanung sind beide Berufsgruppen vermehrt in der Energieberatung tätig. Der Ausbildung entsprechend beraten ArchitektInnen hauptsächlich zu Themen der Gebäudehülle (z.B. Wärmedämmung) und IngenieurInnen stärker zu Heiztechniken (Jahnke 2009). Deshalb sind sie bei Nachfrage zentrale AkteurInnen, die die Qualität von energetischen Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen sowie den Einbau erneuerbarer Energietechniken maßgeblich mit beeinflussen können.

EnergieberaterInnen

Ziel von Energieberatungen ist die Unterstützung von EntscheiderInnen bei Investitionsentscheidungen in Sanierungs- oder Effizienzmaßnahmen oder zu möglichen Verhaltensanpassungen bezüglich der Energieeinsparung (Jahnke 2009). Energieberatungen nehmen eine zentrale Rolle für die Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands ein (Henger et al. 2017). Im Falle institutioneller Energieberatungen sind die Angebote meist kostenfrei. Bei Verbraucherzentralen wird meist ein geringes Entgelt für eine stationäre Beratung genommen und auch Vor-Ort-Beratung zur Lösung von gebäudespezifischen Detailproblemen sind kostenpflichtig (Jahnke 2009). Der Vorteil für HauseigentümerInnen ist hierbei, dass die Beratung unabhängig und frei von Eigennutzen ist, so dass die jeweilig beste Option für das individuelle Gebäude eruiert werden kann. Energieberatungen sind somit in der Lage, Unsicherheiten von Seiten der EigentümerInnen zu verringern. Problematisch ist jedoch, wenn verschiedene HandwerkerInnen und EnergieberaterInnen unterschiedliche Maßnahmen empfehlen, was eher zur Unsicherheit beiträgt als sie zu verringern.

Zudem ist die Qualität der Energieberatungen schwankend und nicht immer zielführend hinsichtlich eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands (Henger et al. 2017). Deswegen schlagen (Henger et al. 2017) vor, den Begriff der GebäudeenergieberaterIn zu schützen, um die Qualifikation sicherzustellen. Außerdem schlagen sie vor, Energieberatungen weiter zu stärken und auf breiter Basis auszubauen (Henger et al. 2017). Neben einer energetischen Beratung, besteht von Seiten der KundInnen verstärkt ein Beratungsbedarf bzgl. vorhandener Förderprogramme, die für Privatpersonen oftmals schwer überschaubar sind.

Energieagenturen

Energieagenturen haben das Ziel, die Energie- und Umweltbilanz zu verbessern. Falls diese Dienstleistung nachgefragt wird, ist der Einfluss auf Investitionsentscheidungen von EigentümerInnen hoch (Fette et al. 2011). Welche Maßnahmen empfohlen werden und wie stark diese Dienstleistung nachgefragt wird, hängt von der Qualifikation der Energieagenturen und den Aktivitäten in der Öffentlichkeitsarbeit ab (Fette et al. 2011). Die Kommunikation läuft über Kampagnen und Projekte. Zur Schaffung eines flächendeckenden Beratungsangebots sind Kommunen, Stadtwerke oder auch Verbände und Verbraucherzentren Kooperationspartner (siehe z.B. Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen). Neben energetischen Maßnahmen informieren Energieagenturen über finanzielle Förderprogramme und geben Weiterbildungen für EnergieberaterInnen (z.B. Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen, Bayerische Energieagenturen e.V.). Energieagenturen sind damit AnsprechpartnerInnen für eine Vielzahl von AkteurInnen, von Privatpersonen, über die öffentliche Hand hin zu Unternehmen und anderen Intermediären.

Nach einer Studie von (Dütschke und Wesche J. 2018) sind Energieagenturen teilweise jedoch noch zu wenig präsent oder nicht ausreichend im Wärmesektor aktiv.

Interessensverbände

Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen sind für Branchenverbände sowie Industrie- und Handelskammern kaum ein Thema. Relevant sind eher wirtschafts- und branchenpolitische Themen, wie Energiepreise, Steuern oder Produktionstechniken (Fette et al. 2011). Dennoch wären diese eine relevante

Gruppe, um auf technische Neuerungen oder energetische Einsparungen hinzuweisen (Fette et al. 2011).

Auch energiesparendes Verhalten und eine Verringerung der Wohnfläche werden durch Interessensverbände tendenziell weniger oder gar nicht thematisiert. Große Wohnflächen werden nicht als Problem wahrgenommen (Öko-Institut e.V. 2018).

2.3 Wirknetze

Die Wirknetze zur Darstellung der Beziehungen zwischen den verschiedenen AkteurInnen werden auf Grundlage des Berichts zur Wärme- und Kältestrategie, „Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältemarkts“, von (Fette et al. 2011) sowie auf Erkenntnissen weiterer bereits genannter Literatur erstellt. Neben den Beziehungen sollen zusätzliche Einflussparameter dargestellt werden, die die den Entscheidungsprozess für energetische Sanierungs- und technische Modernisierungsmaßnahmen beeinflussen. In Experteninterviews wurden fünf wirkmächtige Parameter identifiziert (BEE 2016):

- Politischer Gestaltungswille,
- Höhe der Verbraucherpreise für fossile Energien,
- Ordnungsrechtliche Treiber für Erneuerbare Energien,
- Zugang zu Energieinfrastruktur,
- Häufigkeiten der Entscheidungen für erneuerbare Wärme.

Politischer Gestaltungswille inklusive einer konsistenten, auf Langfristigkeit angelegten Förderpolitik sind entscheidend, um die Klimaziele für den Gebäudebestand zu erreichen. Es wird angenommen, dass der politische Gestaltungswille auf alle Akteure wirkt und den Wärmemarkt beeinflusst, wird aber in den Wirknetzen nicht als expliziter Einflussparameter dargestellt. Je häufiger Heiztechniken ausgetauscht werden, desto stärker können sich innovative erneuerbare Wärmetechniken zukünftig verbreiten. Die Häufigkeit der Entscheidungen für erneuerbare Wärme, letztendlich also die Austauschrate von Heiztechnik, kann neben der Lebensdauer durch den ordnungsrechtlichen Rahmen beeinflusst werden. Diese wird jedoch nicht als eigener Parameter in den Wirknetzen aufgeführt.

Als Faktoren mit indirekterem Einfluss wurden beispielsweise Image und Akzeptanz sowie die Medienpräsenz erneuerbarer Energien genannt (BEE 2016). Es wurde versucht, diese in den Parametern Umwelteinstellung, soziales Umfeld, Interesse sowie gesellschaftlicher Stellenwert von klima- und Umweltschutz zu berücksichtigen.

In Tabelle 11 sind die Einflussparameter aufgeführt, die in weiterer Literatur als relevant erachtet werden und in den Wirknetzen abgebildet sind.

Tabelle 17: Einflussparameter auf Sanierungsmaßnahmen und Investitionen in erneuerbare Energietechnik

Nr.	Privatperson	Professionelle Akteure
1.	Brennstoffpreise (Öl und Gas)	Brennstoffpreise (Öl und Gas)
2.	Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungstechniken/Sanierungen	Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungstechniken/Sanierungen (Amortisationszeit)
3.	Finanzielle Lage (Eigenkapital/Kreditverfügbarkeit)	Finanzielle Lage (Eigenkapital/Kreditverfügbarkeit)
4.	Technisches Wissen/handwerkliche Fertigkeiten	Vorhandensein von Fachpersonal/ Qualifikation

5.	Ordnungsrechtliche Vorgaben	Ordnungsrechtliche Vorgaben
6.	Fördermechanismen	Fördermechanismen
7.	Bei VermieterInnen: Anzahl vermieteter Objekte	Grad an Professionalisierung
8.	Umwelteinstellung	Verankerung Klima-/Umweltschutz in Unternehmensstrategie
9.	Vorhandene Infrastruktur (Gas- und Wärmenetze)	Vorhandene Infrastruktur (Gas- und Wärmenetze)
10.	Wohnungsnachfrage/Vermietbarkeit	Gebäudenachfrage/Vermietbarkeit
11.	Alter der EntscheiderInnen	
12.	Soziales Umfeld	Praktische (Unternehmens-) Vorbilder
13.	Gesellschaftlicher Stellenwert von Klima-/Umweltschutz	Gesellschaftlicher Stellenwert von Klima-/Umweltschutz
14.	(Mangelndes) Interesse an Gebäudehülle und -technik	(Mangelndes) Interesse an Gebäudehülle und -technik
15.	Annahmen über energetischen Gebäudezustand	Portfoliomanagement, Geschäftsführer
16.	Überforderung Informationssuche	Überforderung Informationssuche
17.	Zeitdruck (akuter Defekt)	

Die Höhe der Brennstoffpreise von Öl und Gas haben einen Einfluss darauf, welche Heiztechnik empfohlen und installiert wird. Ein niedriger Ölpreis mindert das Interesse an Alternativen (Dütschke und Wesche J. 2018). Historisch gesehen haben hohe Brennstoffkosten hohe Modernisierungsraten von Heizkesseln und auch hohe Absatzzahlen von erneuerbaren Energien nutzenden Wärmeerzeugern bewirkt (Dütschke und Wesche J. 2018).

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungstechniken und Sanierungen misst sich bei professionellen Akteuren stark an der Amortisationszeit und dem Return on Invest (ROI). Eine lange Amortisationszeit verringert die Bereitschaft, in Sanierungen und erneuerbare Energietechnik zu investieren. Bei professionellen Akteuren ist die Wirtschaftlichkeit deshalb in den Wirknetzen „fett“ dargestellt, da sie oft der ausschlaggebende Parameter ist. Bei Privatpersonen ist es oft eher eine „gefühlte Wirtschaftlichkeit“ (Albrecht et al. 2010, S. 11), die auch Risiken bezüglich steigender Energiepreise und Lieferrisiken beinhaltet und ein wichtiges Entscheidungskriterium ist. Oft ist eine exakte Wirtschaftlichkeitsberechnung auch gar nicht möglich (Albrecht et al. 2010). Energiepreise und das Einsparpotenzial sowie den realisierten Verbrauch genau zu prognostizieren sowie Ein-/Auszahlungen und Abdiskontierung zu berechnen, ist nur grob durchführbar (Albrecht et al. 2010).

Das Eigenkapital umfasst das Budget, welches für Maßnahmen ausgegeben werden kann sowie die Möglichkeit, von der Hausbank einen Kredit dafür zu erhalten. Eine schlechte finanzielle Lage verringert (oder verhindert) eine positive Investitionsentscheidung (Renz und Hacke 2016).

Technisches Wissen und/oder eigene handwerkliche Fertigkeiten erhöhen die Sanierungs- und Investitionsbereitschaft bei Privatpersonen. Im Bereich professioneller Akteure ist das Äquivalent dazu das Vorhandensein von Fachpersonal sowie eine entsprechende Qualifikation von Seiten der Anbietenden oder Intermediäre (Renz und Hacke 2016).

Ordnungsrechtliche Vorgaben haben einen entscheidenden, wenn nicht den größten Einfluss auf Sanierungsmaßnahmen. Durch die Verschärfung der EnEV ist die Nachfrage nach energetischen Modernisierungen beispielsweise gestiegen (Henger et al. 2017).

In Bezug auf marktwirtschaftliche Fördermechanismen sind vor allem zwei Einrichtungen relevant: die KfW und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle BAFA (Henger et al. 2017). In der Literatur wurde beschrieben, dass diese einen entscheidenden Einfluss sowohl aus informatorischer[37] Sicht als auch aus finanzieller Sicht auf die EntscheiderInnen haben (Albrecht et al. 2010). Aus professioneller Sicht wurde auch erwähnt, dass die Förderungen durchaus Sanierungsrate und –tiefe beeinflussen, dass ohne Förderung also immer noch investiert würde, aber entsprechend weniger (Schnaidt 2017).

Die Anzahl vermieteter Objekte von Privatpersonen oder der Grad an Professionalisierung bei professionellen Akteuren hat einen Einfluss auf die Sanierungsentscheidung (Renz und Hacke 2016). Mit steigender Professionalisierung steigt die Wahrscheinlichkeit, dass die Objekte und ihre Gebäudeeigenschaften systematisch erfasst werden und anfallende Sanierungsmaßnahmen frühzeitig erkannt werden.

Eine hohe Umwelteinstellung veranlasst Menschen dazu, Sanierungen und erneuerbaren Heiztechniken aktiv zu steigern (Renz und Hacke 2016). Auf Unternehmensseite ist eine Verankerung von Umwelt- und Klimaschutz in der Unternehmensstrategie förderlich (Bollmann et al. 2017).

Ein Vorhandensein von Gas- und Wärmenetzen erhöht vor allem unter entsprechenden Rahmenbedingungen die Wahrscheinlichkeit, daran anzuschließen. Dafür ist es jedoch notwendig, dass ausreichend Wert auf die Akzeptanz in der Bevölkerung gelegt wird, beispielsweise durch eine frühe Einbindung in die Planungen (Pehnt et al. 2017). Weiterhin können Infoveranstaltungen und Öffentlichkeitsarbeit zu erfolgreichen Projekten die Akzeptanz erhöhen (Pehnt et al. 2017).

Die Vermietbarkeit von Gebäuden hat insofern einen Einfluss, als dass bei sehr hoher Gebäudenachfrage die Notwendigkeit sinkt, die Nachfrage durch ein energieeffizientes, saniertes Gebäude zu steigern und vice versa ((Fette et al. 2011); (Renz und Hacke 2016)).

Beim Alter der EntscheiderInnen gibt es keinen linearen Trend. Allerdings fehlt im sehr hohen Alter oft die Nutzungsperspektive und macht für viele Menschen aus Gründen des Wohnkomforts und (potenziell) über das Lebensalter hinausreichende Amortisationszeit keinen Sinn (Renz und Hacke 2016).

Das soziale Umfeld hat vor allem einen impliziten Einfluss. Das, was Menschen sehen und kennen bzw. womit sie vertraut sind, wird stärker akzeptiert und befürwortet als Unbekanntes. Weiterhin orientieren sich Menschen daran, was ihr Umfeld macht. Dementsprechend hat das soziale Umfeld einen großen, wenn auch indirekten, impliziteren Einfluss, auf die Investitionsentscheidungen von Privatpersonen (vgl. beispielsweise ((Nolan et al. 2008); Bollinger und Gillingham 2012; Busic-Sontic und Fuerst 2018). Ähnlich kann es sich auf Unternehmensebene verhalten: Wenn viele Unternehmen hochwertige Sanierungen und technische Modernisierungen durchführen, wirkt das vermutlich auch auf andere Unternehmen.

Der gesellschaftliche Stellenwert von Klima- und Umweltschutz spielt insofern eine Rolle, dass dadurch die allgemeine Aufmerksamkeit stärker auf energieeffizienten Gebäuden und dem Einsatz erneuerbarer Energien liegt. Dadurch wird die Nachfrage nach solchen Gebäuden gesteigert und Anbie-

[37] siehe zahlreiche Seiten zur Fördermittelsuche: https://www.co2online.de/service/energiesparchecks/foerdermittel-check/ oder https://daemmen-lohnt-sich.de/kosten-und-foerderung/finanzierung-und-foerderung/foerdermittel-suche oder https://www.baufoerderer.de/finanzieren-foerdermittel/foerdermittelsuche

tende sowie Intermediäre werden ihr Angebot bzw. ihre Beratung stärker danach ausrichten, was gesellschaftlich gewünscht ist. Auch die Politik kann darauf durch eine klare Vision, die gesellschaftlich akzeptiert ist, und konsistentes Handeln Einfluss ausüben.

Mangelndes Interesse von potenziellen SaniererInnen wurde vor allem in der Literatur in Interviews mit Anbietenden genannt. Sanierungen und die Wärmeversorgung sind keine Themen, die in der Allgemeinheit großes Interesse hervorrufen (Albrecht et al. 2010); (Bollmann et al. 2017)). Dies führt dazu, dass HandwerkerInnen ihren KundInnen oftmals nur die günstigsten Möglichkeiten anbieten (Fette et al. 2011).

Weiterhin haben vor allem Privatpersonen oft Annahmen über den energetischen Zustand des Gebäudes, die technisch falsch sind und dementsprechend eine Auseinandersetzung mit dem Thema Sanierung erschweren (Albrecht et al. 2010). Bei selbstnutzenden Gewerbeimmobilieneigentümern mit Gebäudemanagement entscheidet oft das Portfoliomanagement insb. bei Budgetüberschreitungen über die Maßnahme. Bei Unternehmen ohne Gebäudemanagement spielt dementsprechend das Wissen und die Einstellung des/der Geschäftsführenden eine wichtige Rolle (Bollmann et al. 2017).

Das Argument der „Überforderung Informationssuche“ meint , dass aus Sicht der EntscheiderInnen ein Übermaß an Informationen (im Internet) vorhanden ist, jedoch wenig seriöse und strukturiert gut aufbereitete Informationen (Albrecht et al. 2010).

Zeitdruck verhindert vor allem bei einem akuten Defekt die Auseinandersetzung mit verschiedenen Optionen für (erneuerbare) Wärmetechniken. Meist wird Altbekanntes erneut eingebaut (Mazzucchelli et al. 2019). Dies spielt bei privaten EigentümerInnen ein wichtige Rolle. Bei professionellen AkteurInnen kann hingegen davon ausgegangen werden, dass das auch bei einem aktuen Defekt ein guter Markt- und Technologieüberblick vorhanden ist, sodass dieser beim Entscheidungsprozess nicht so gewichtig ist.

Im Folgenden sind die Wirknetze abgebildet. Die Darstellungsweise ist folgende:

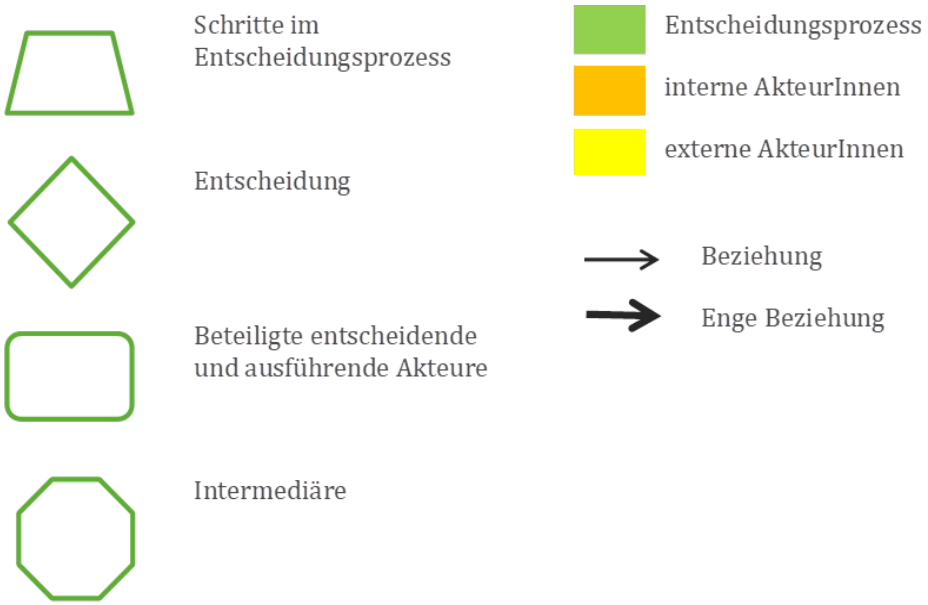


Abbildung 24: Wirknetz EigenheimbesitzerInnen

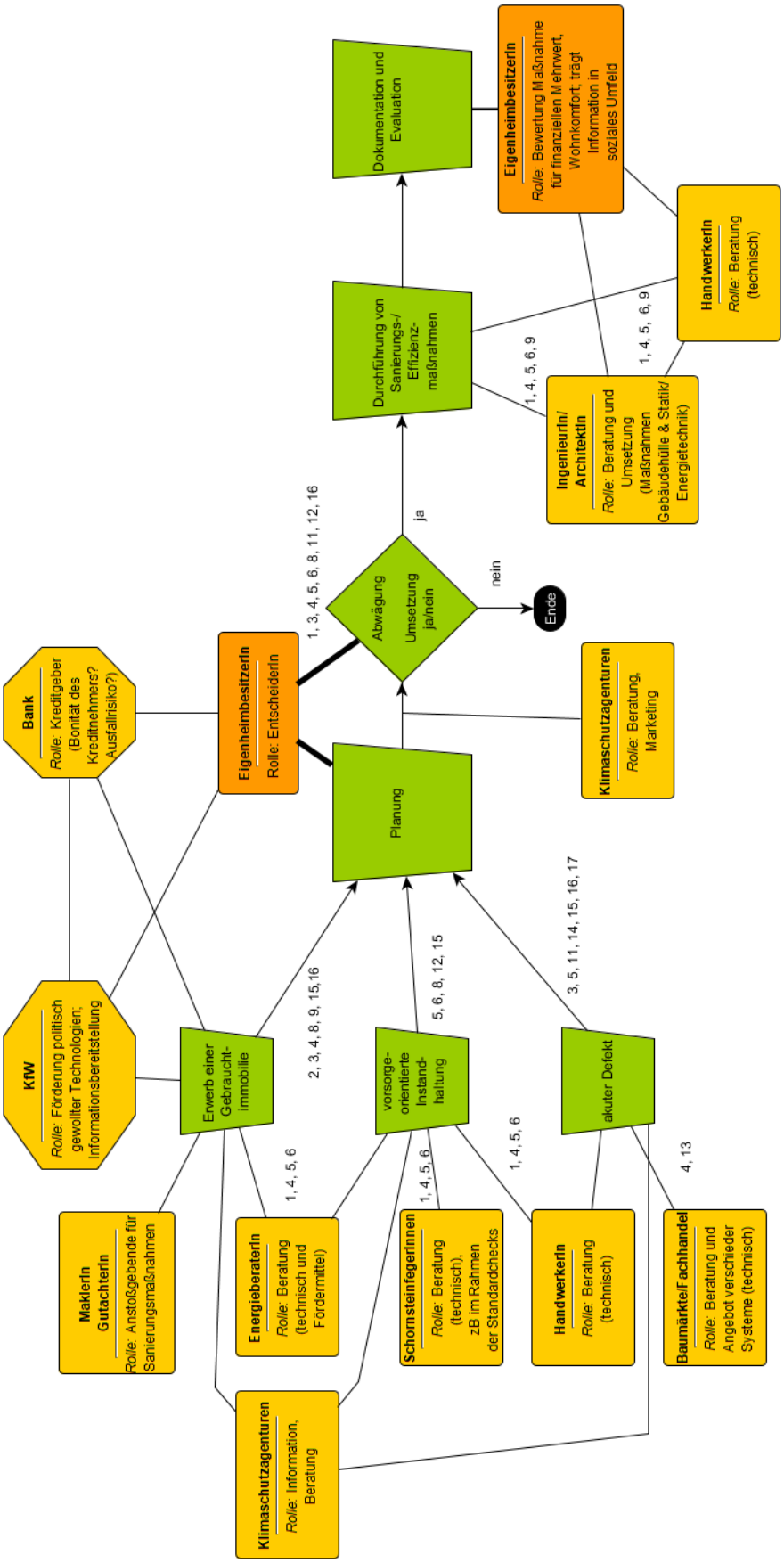


Abbildung 25: Wirknetz Wohnungseigentümergemeinschaften

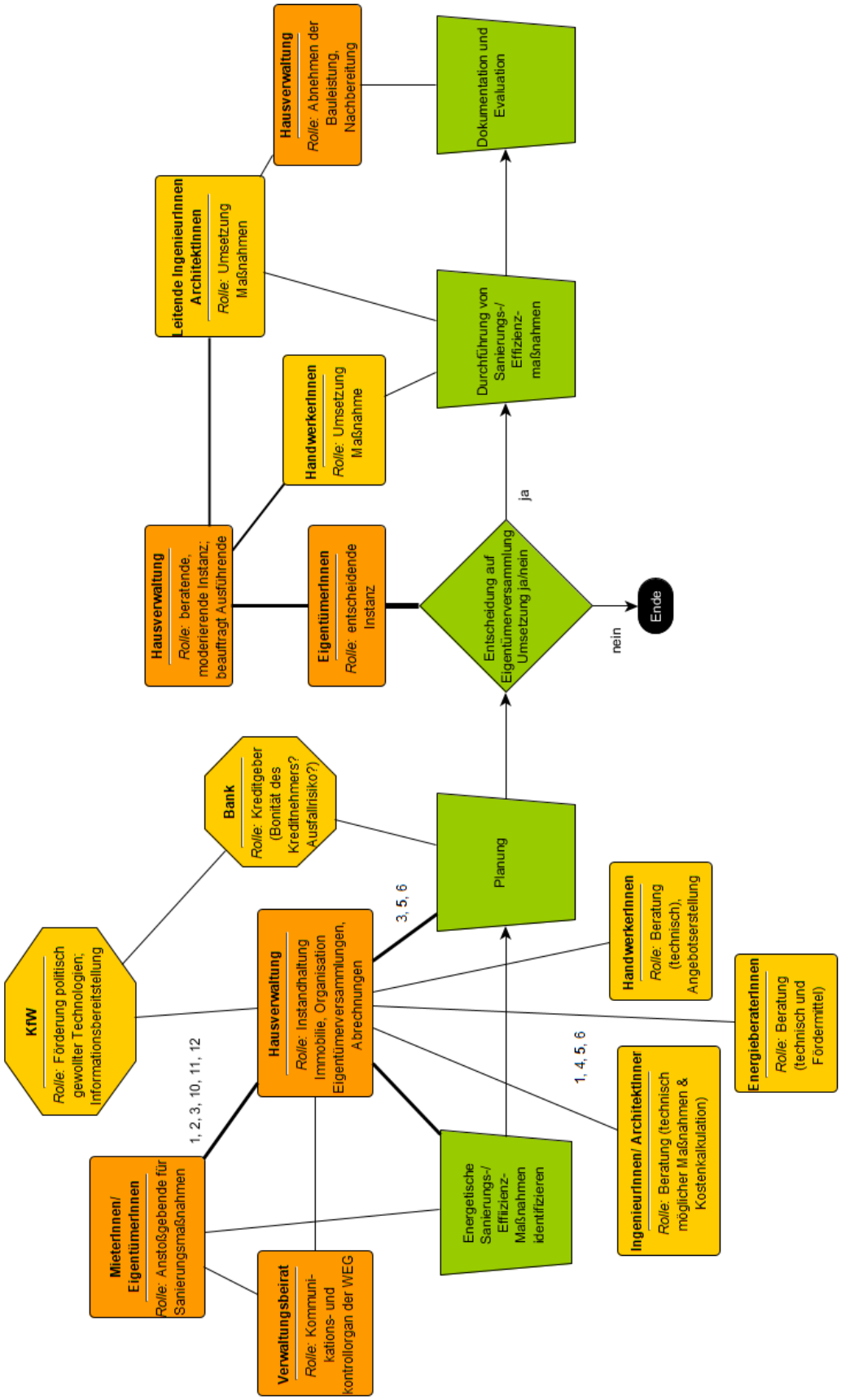


Abbildung 26: Wirknetz Wohnungsunternehmen

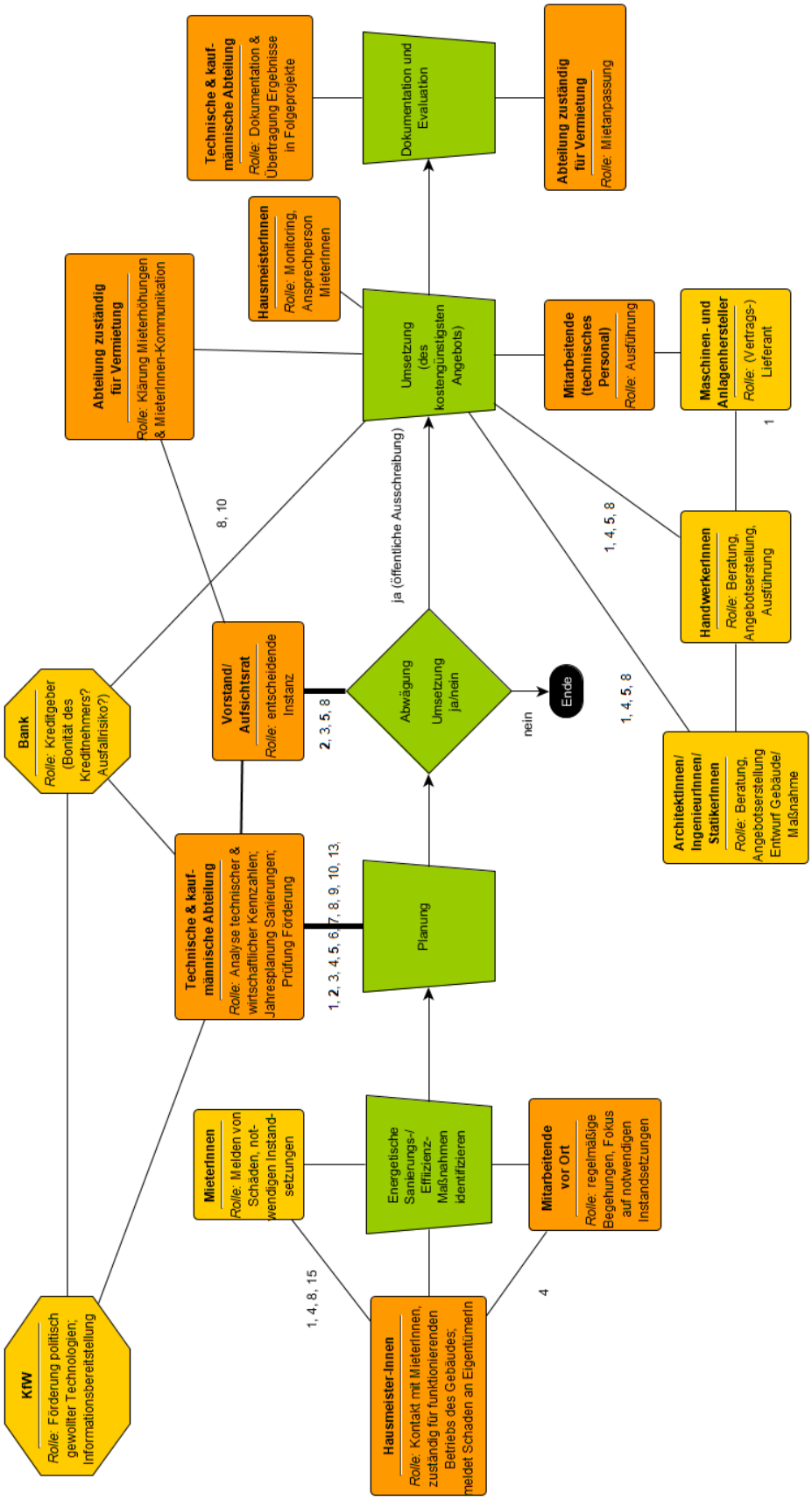


Abbildung 27: Wirknetz öffentliche Hand

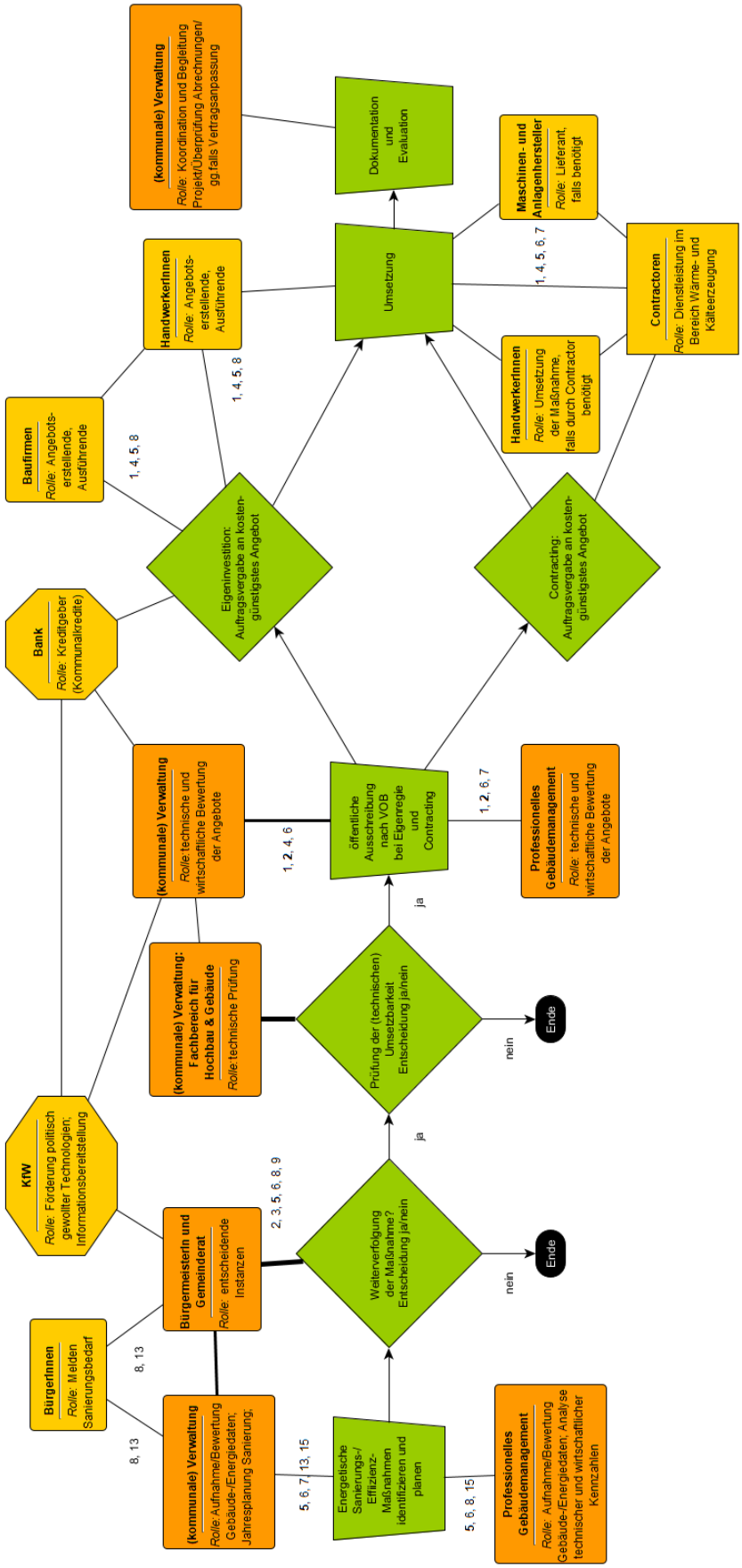


Abbildung 28: Wirknetz Gewerbeimmobilien ohne Gebäudemanagement Selbstnutzung

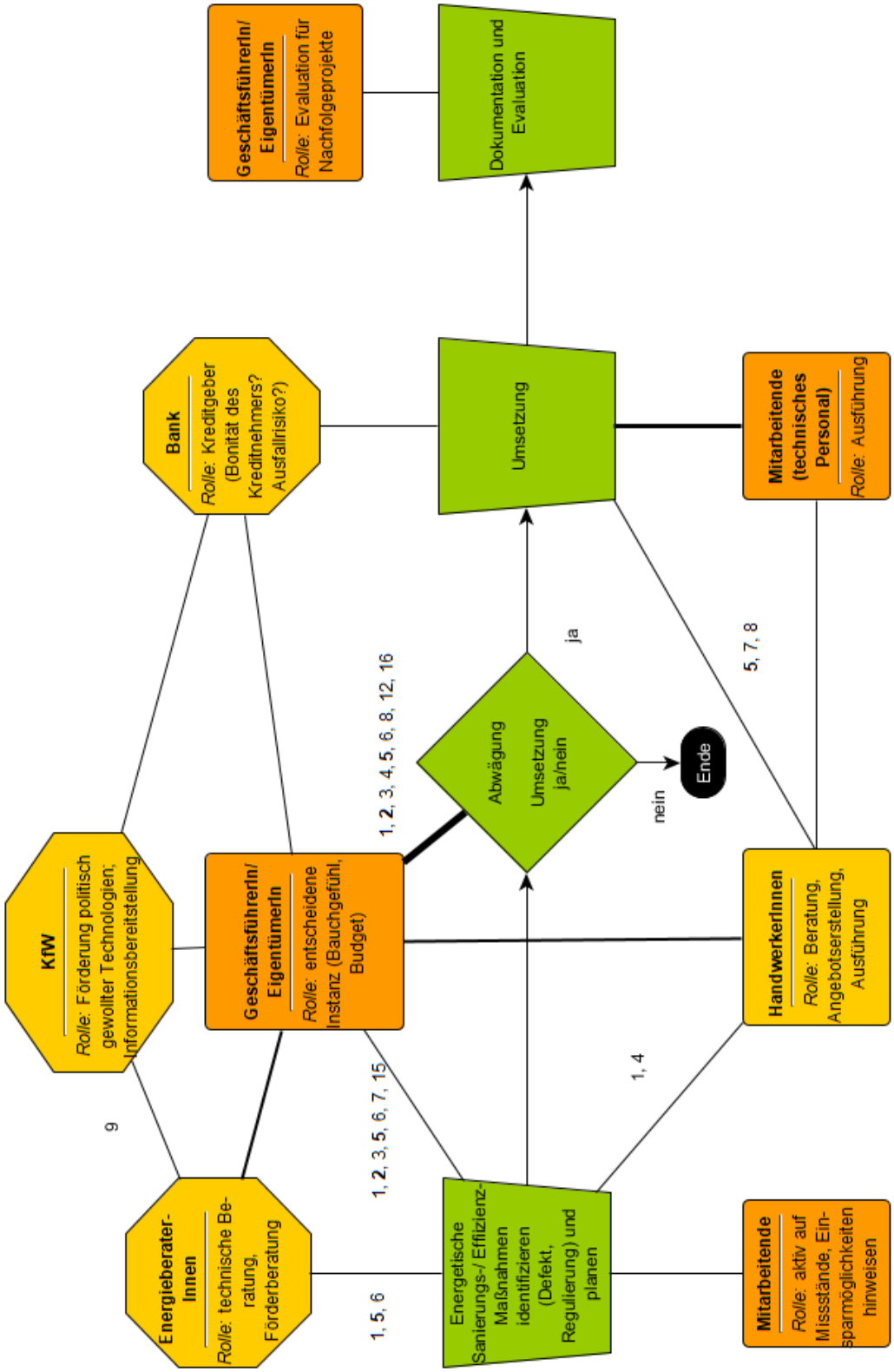


Abbildung 29: Wirknetz Gewerbeimmobilien mit Gebäudemanagement Selbstnutzung

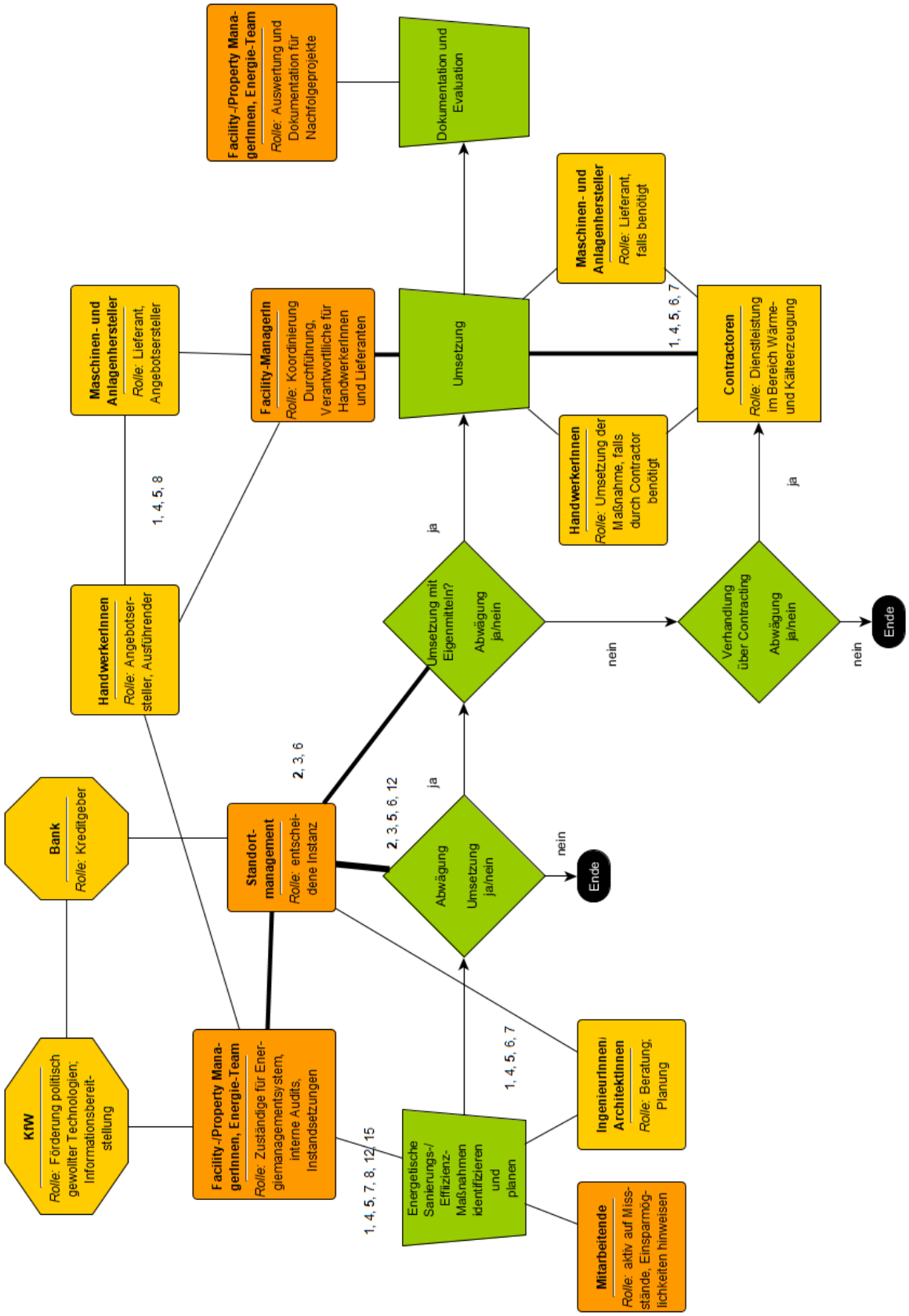
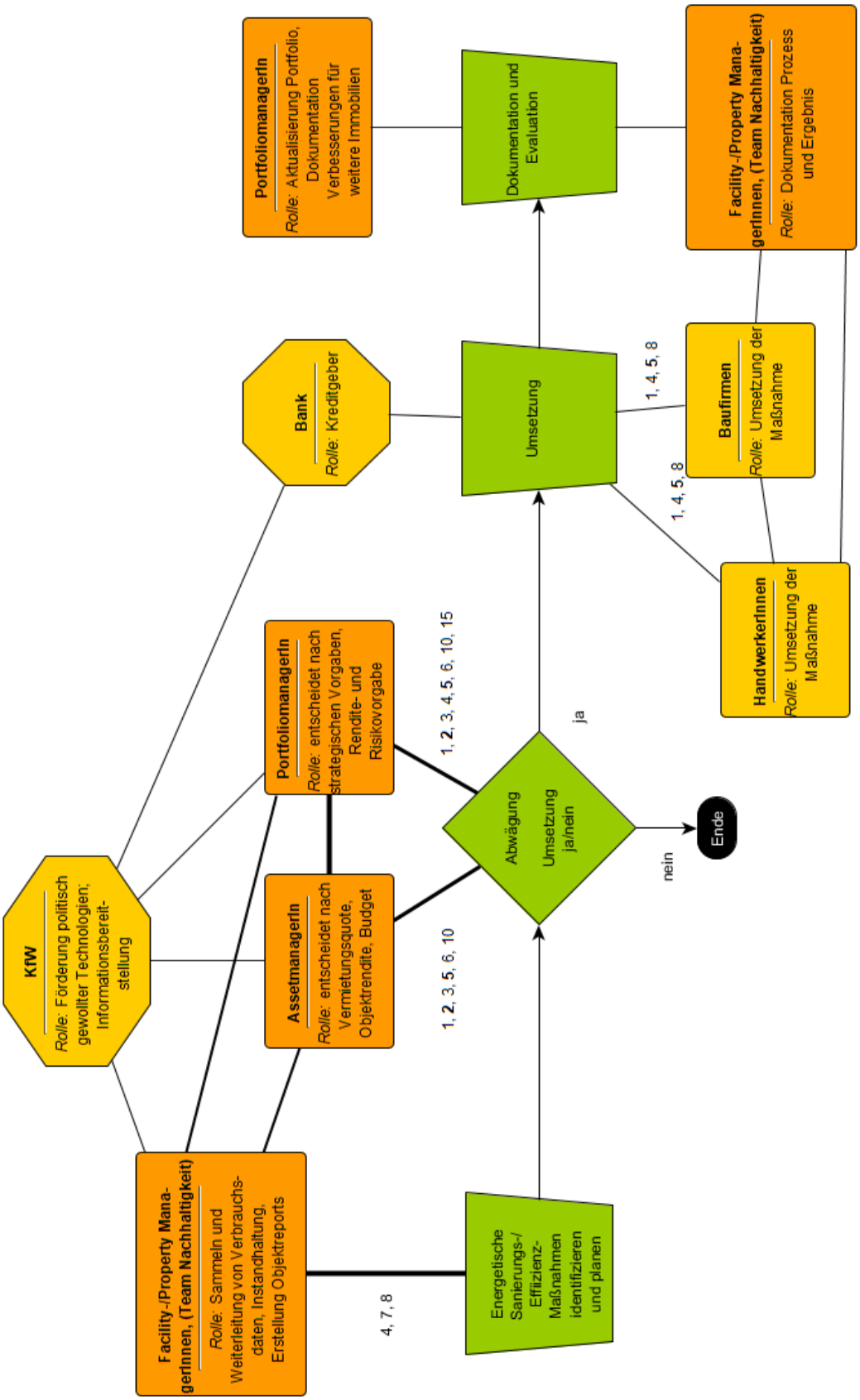


Abbildung 30: Wirknetz externe InvestorInnen Gewerbeimmobilien



3 Risiko- und Defizitanalyse

3.1 Ziele und Herangehensweise

Im Folgenden werden zentrale Herausforderungen, die mit der Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele und der Zielerreichung im Gebäudesektor verbunden sind, identifiziert und analysiert. Die Analyse erfolgt für die beiden Zielbereiche getrennt.

Für den Zielbereich 1 (nahezu klimaneutraler Gebäudebestand) werden die Risiken in Abhängigkeit der Effizienzzielerreichung (Reduktion End- und Primärenergiebedarf) und der Zielerreichung beim Ausbau erneuerbarer Energien in Gebäuden und im gesamten Energiesystem (relevant für Strom- und Fernwärmeversorgung) herausgearbeitet und quantifiziert.

Für den Zielbereich 2 (THG-Minderung um mindestens 95 %) werden die Risiken in Abhängigkeit der Gebäudeeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäude- und Stromsektor in Abhängigkeit der CO_2-Reduktionsziele bis 2050 herausgearbeitet. Es werden, soweit möglich, Lösungsvorschläge (Kompensationsoptionen) bei Nichterreichen des Reduktionsziels durch die betrachteten Risiken erbracht.

Die für die Risiko- und Defizitanalyse eingesetzten Modelle betrachten ausschließlich die CO_2-Emissionen und nicht die CO_2-Äquivalente, weshalb im Folgenden auch nur die CO_2-Emissionen adressiert sind. Bei allen Berechnungen sind die zukünftigen Effekte des Klimawandels auf die klimatischen Bedingungen nicht berücksichtigt.

3.2 Zielbereich 1: Nahezu klimaneutraler Gebäudebestand

3.2.1 Herangehensweise

Die Sensitivitätsanalysen erfolgen unter Verwendung des im des Rahmen des UBA-Projekts „Klimaneutraler Gebäudebestands 2050“ (Bürger et al. 2017) entwickelten (Excel-basierten) Gebäudemodells des Öko-Instituts. Das Modell wird dabei an die Anforderungen dieses Forschungsvorhabens angepasst. Die Anpassungen betreffen insbesondere zentrale Rahmenparameter wie z.B. die Energiepreisprojektionen, die Kostenansätze für die erfassten Investitionen, Emissionsfaktoren usw. Zudem wird das Modell auf das Ausgangsjahr 2017 neu kalibriert.

Im Rahmen des Modells wird der deutsche Gebäudebestand durch 19 verschiedene Gebäudetypen repräsentiert, neun Wohn- und zehn Nichtwohngebäudetypen. Die Wohngebäude werden dabei nach drei Größen und drei Baualtersklassen, in denen sich die energetischen Eigenschaften der Gebäude im Erbauungszustand besonders stark unterscheiden, unterteilt. Die neun Gebäudetypen sind dabei Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), kleine und mittlere Mehrfamilienhäuser (KMH/MMH) sowie große Mehrfamilienhäuser (GMH), jeweils in den Baualtersklassen „bis 1948“, „1949 – 1994“ und „ab 1995“.

Bei den Nichtwohngebäuden (NWG) hat neben der Kubatur und den energetischen Eigenschaften der Gebäudehülle auch die Gebäudenutzung entscheidenden Einfluss auf den Energieverbrauch der Gebäude. Unterschieden werden sechs Nutzungstypen, wovon vier in jeweils zwei Baualtersklassen (bis 1983, ab 1984) unterteilt sind. Die sechs Nutzungstypen sind (I) Wohngebäude mit Mischnutzung, (II) Bildung, Büro und Verwaltung, (III) Gewerbe, Industrie, (IV) Handel-/ Dienstleistung, Praxisgebäude, (V) Beherbergung, Gastronomie, Kliniken, und (VI) Sonstige (Sport, Kultur).

Das Modell betrachtet ferner drei unterschiedliche Wärmeschutzstandards, „unsaniert“, „vollsaniert“ (in Anlehnung an das Neubauniveau der EnEV 2016) sowie „vollsaniert plus“ (Sanierung entsprechend den Anforderungen an ein Passivhaus). Für die zukünftige Wärmebereitstellung in Wohngebäuden werden fünf Basis-Versorgungsvarianten betrachtet. Dies sind Gas-Brennwertkessel (BWK), Holz-/Biomasse-BWK, elektrische Wärmepumpen (WP), erdgasbetriebene KWK-Anlagen (BHKW) und Fernwärme (FW). Alle Versorgungsoptionen werden in Kombination mit einer Lüftungsanlage mit und

ohne Wärmerückgewinnung (WRG) sowie als Variante mit und ohne Solarthermie (ST) -Nutzung betrachtet. Die solarthermischen Anlagen werden als reine Brauchwasseranlagen ausgelegt. Bei Gebäuden, die auf den Standard „vollsaniert plus“ saniert werden, wird immer eine Wärmerückgewinnung eingesetzt.

In Nichtwohngebäuden werden vier Techniken zur Wärmebereitstellung betrachtet: Gas-Brennwertkessel, elektrische, reversible Wärmepumpen, erdgasbetriebene KWK-Anlagen und Fernwärme. Bei den Nichtwohngebäuden werden alle Technikvarianten mit und ohne PV-Anlage zur Stromerzeugung (inkl. anteiligem Eigenverbrauch) einbezogen. Da bei Nichtwohngebäuden auch die Bereitstellung von Kälte, die Lüftung sowie die Beleuchtung bilanziert werden müssen, werden für die Energieanwendungsbereiche ebenfalls Setzungen vorgenommen, für die Kälteproduktion z.B. Absorptionskältemaschinen.

Für die Wohnflächenentwicklung wird bis zum Jahr 2030 die Entwicklung unterstellt, die im Rahmen der Folgenabschätzungen der Sektorziele des Klimaschutzplans verwendet wurde (Repenning et al. 2018). Für den Zeitraum 2030-2050 wird eine Entwicklung unterstellt, die sich an der Wohnflächenentwicklung der Effizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015) orientiert. Bei den Nichtwohngebäuden wird bis 2050 eine gleichbleibende Nutzfläche angenommen.

Für die Wohngebäude wird eine über die Jahre hinweg konstante Abgangsrate von 0,3 % pro Jahr (bezogen auf die gesamte Wohnfläche des Vorjahres) unterstellt (BMVBS 2013). Die Neubaurate ergibt sich aus der Wohnflächenentwicklung sowie der Abgangsrate. Sie sinkt von rund 0,9 % in 2020 auf etwa 0,2 %/a im Zieljahr 2050. Bei den Nichtwohngebäuden wird eine konstante Abgangs- und gleichzeitig Neubaurate von 1,35 % pro Jahr angenommen (Flächenbezug), was einem Durchschnitt der Baufertigstellungen der Jahre 2004 bis 2013 entspricht (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2014).

Im Rahmen der Modellierung wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2050 immer effizientere Versorgungstechniken zum Einsatz kommen.[38] Dies gilt insbesondere für effizientere Lüftungs-, Kühlungs- und Beleuchtungstechnik in Nichtwohngebäuden. Der Einsatz effizienterer stromverbrauchender Haushaltsgeräte führt dazu, dass sich die internen Lasten und damit verbunden die internen Wärmegewinne sukzessive verringern.

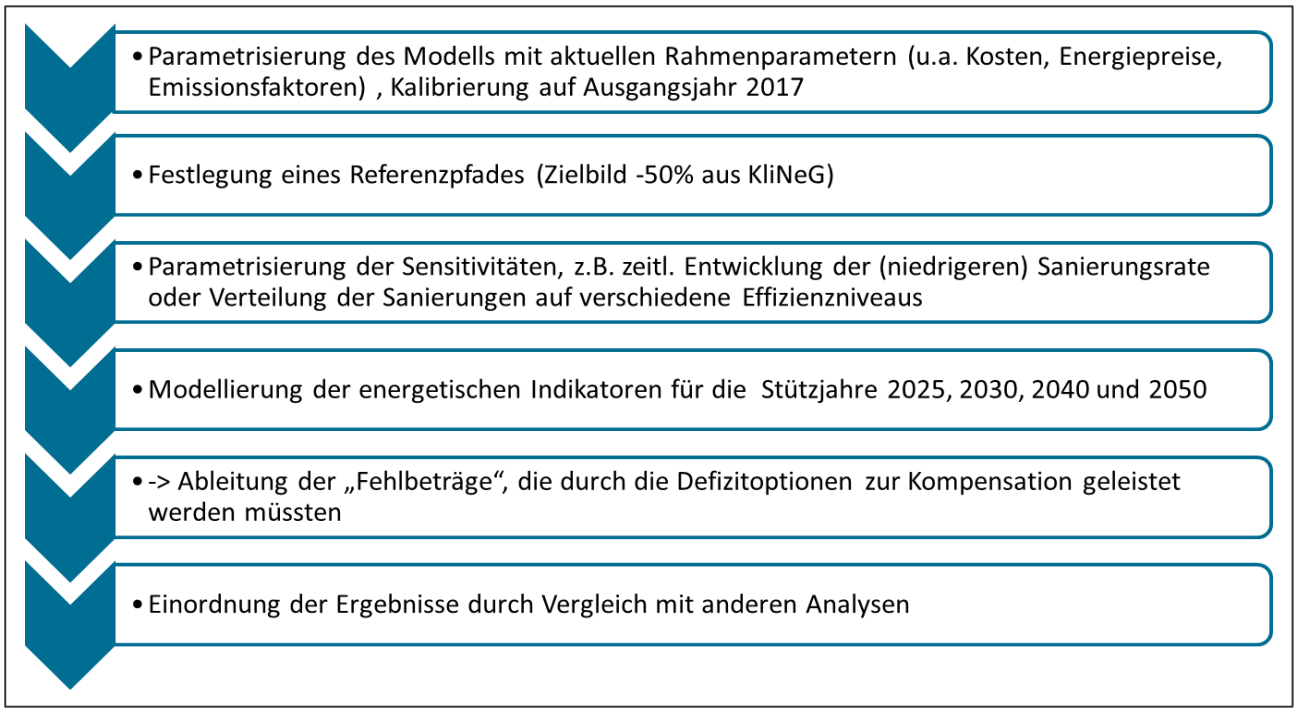
Grundlage für die Risiko- und Defizitanalyse ist die Festlegung einer Referenzzielpfad, gegenüber der die Defizite quantifiziert werden. Der Referenzzielpfad muss dabei einerseits das 2050 Ziel des Zielbereichs 1 erreichen (bis 2050 nahezu klimaneutraler Gebäudebestand im Sinne der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) der Bundesregierung (BMWi 2015a)). Andererseits sollte der Zielpunkt/das Zielbild innerhalb des durch die ESG aufgespannten Zielkorridors liegen. Als Referenzzielpfad dient entsprechend das Zielbild -50 % aus (Bürger et al. 2017), welches ein „mittleres“ Zielbild hinsichtlich der beiden Zieldimensionen „Reduktion des Endenergiebedarfs (Effizienz der umbauten Hülle/Technik)“ sowie Zusammensetzung des Endenergieträgermixes (v.a. der darin enthaltene Anteil an erneuerbaren Energien) darstellt. Im Hinblick auf die Jahreskosten unterscheidet sich dieser Zielpfad nur marginal von den anderen in (Bürger et al. 2017) untersuchten Zielpfaden.

In einem nächsten Arbeitsschritt erfolgt die Parametrisierung der zu untersuchenden Sensitivitäten (z.B. zu geringe Sanierungsrate oder zu geringe erreichte Sanierungstiefe). Mit dieser Parametrisierung (und bei Beibehalt der anderen Rahmenparameter) werden dann für die ausgewählten Sensitivitäten die energetischen Indikatoren für die ausgewählten Stützjahre (2025, 2030, 2040, 2050) ermittelt. Aus der Differenz zwischen Referenzzielpfad- und Sensitivitätsentwicklung lässt sich ableiten,

[38] Im Rahmen des Vorgängerprojekts „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (Bürger et al. 2017) entspricht dies der Sensitivität 1.

welchen quantitativen Beitrag die Maßnahmen zur Kompensation (Defizitoptionen) der „Fehlbeträge“, d.h. Abweichungen zwischen Referenzzielpfad und Sensitivitätsentwicklung, liefern müssen.

Abbildung 31: Vorgehensweise Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

3.2.2 Rahmendaten

Tabelle 18 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Risiko- und Defizitanalyse verwendeten Rahmendaten (Entwicklung der zu beheizenden Flächen, Investitions- und Wartungskosten, Energiepreisprojektionen). Grundlage dafür ist die Rahmendatenstruktur aus dem Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (KliNeG, (Bürger et al. 2017)), aktualisiert und angepasst an aktuelle Datenquellen. Als Basisjahr der Modellierung wird das Jahr 2017 festgelegt (d.h. Kalibrierung des Modells auf 2017).

Tabelle 18: Rahmendaten Zielbereich 1

Parameter	Datenquelle
Entwicklung der Wohnfläche Entwicklung der Nutzfläche	Bis 2030 Übernahme der Flächenentwicklung aus der Folgenabschätzungen der Sektorziele des Klimaschutzplans (Repenning et al. 2018). Für den Zeitraum 2030-2050 wird eine Entwicklung unterstellt, die sich an der Wohnflächenentwicklung der Effizienzstrategie Gebäude (BMWi 2015a) orientiert.
Investitionskosten	Wohngebäude: Kostenfunktionen aus Hinz (2015) NWG: verschiedene Quellen, die schon im Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ verwendet wurden: Oschatz et al. (2014), Hinz (2012), Hinz (2015), Lucas et al. (2002), Thema (2010), EuPD Research (2016) KWK: Investitionskosten werden der Wärmeseite zugerechnet bei Anrechnung einer Stromgutschrift Zukünftige Entwicklung der spezifischen Investitionskosten: Verwendung technikspezifischer Lernkurven

	Investitionskostenansätze werden über den Baupreisindex des Statistischen Bundesamtes auf die gewünschte Preisbasis normiert.
Wartung-/Instandhaltungskosten	Orientierung an den Ansätzen aus der VDI 2067, Blatt 1
Energiepreise	Übernahme der Energiepreisprojektion (Endverbraucherpreise) aus den Klimaschutzszenarien 2050, 3. Modellierungsrunde (ohne Berücksichtigung einer CO_2-Bepreisung) (Repenning et al. 2015a)
Kalkulatorischer Zinssatz	Wohngebäude 4 %, NWG 8 %
Preisbasis	2017

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.3 Referenzzielpfad

Der Referenzzielpfad orientiert sich am Szenario „Zielbild -50 %“ aus dem Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (Bürger et al. 2017). Das Zielbild kennzeichnet eine Halbierung des Endenergiebedarfs (Endenergie im Sinne der Energiebilanz) bis zum Jahr 2050 (bezogen auf das Ausgangsjahr 2008).[39] Im Rahmen des Zielbilds wird der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf bis zum Jahr 2050 um rund 80 % reduziert, entsprechend des politischen Ziels, bis zur Mitte des Jahrhunderts einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Das Zielbild liegt dabei in der Mitte des Zielkorridors, der durch die ESG aufgespannt wird (BMWi 2015a).

Die Parametrisierung des Referenzzielpfad zeigt Tabelle 19 (Spalte 2). Im Vergleich zum „Zielbild -50 %“ aus (Bürger et al. 2017) mussten bei der Parametrisierung des Referenzzielpfad leichte Anpassungen vorgenommen werden, um das Szenario auf das neue Ausgangsjahr 2017 zu kalibrieren und gleichzeitig das übergeordnete Ziele für das Jahr 2050 – PENE minus 80 % – zu erreichen.

Die Sanierungsrate bei den Wohngebäuden (bezogen auf die Wohnfläche) liegt im Zeitraum 2021-2050 bei durchschnittlich 2,1-2,2 %/a. Bei den Nichtwohngebäuden liegt die Sanierungsrate im gleichen Zeitraum bei durchschnittlich 1,3 %/a (bezogen auf die Nutzfläche).

Die Sanierungsniveaus verteilen sich bei den Wohngebäuden auf 5 % unsaniert, 25 % vollsaniert und 70 % vollsaniert plus. Bei den NWG liegen die Sanierungsniveaus im Jahr 2050 bei 5 % unsaniert, 43 % vollsaniert und 52 % vollsaniert plus.

3.2.4 Risiken und Defizitoptionen

Abbildung 32 gibt einen Überblick über die Risiken sowie Kompensationsoptionen (Defizitoptionen), die in Hinblick auf Zielbereich 1 (nahezu klimaneutraler Gebäudebestand) betrachtet werden. In Tabelle 19 (Spalte 3) sind die Sensitivitätsparameter der verschiedenen Risiken quantifiziert. Folgende Sensitivitäten/Risiken werden betrachtet:

1. **Sensitivität 1 – Verfehlen der notwendigen Sanierungsrate**: Die derzeitige Sanierungsrate von ca. 1 %/a ist nach Expertenansicht nicht ausreichend, um die langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor zu erreichen. Um diese erreichen zu können, ist mindestens eine Verdoppelung der Sanierungsaktivität (qualitativ und quantitativ) nötig (vgl. z.B. Bernath et al. (2017), BMWi (2015a)). In Sensitivität 1 wird untersucht, welche Auswirkungen es auf das Langfristziel hat, wenn die angestrebte Verdoppelung verfehlt wird.

[39] Betrachtet wird dabei der reale Endenergieverbrauch. Dieser wird aus dem rechnerisch ermittelten Endenergiebedarf über die Verwendung entsprechender Korrekturfaktoren berechnet. Damit wird der empirischen Beobachtung Rechnung getragen, dass der gemessene Endenergieverbrauch insbesondere bei Wohngebäuden mit einem schlechten energetischen Zustand den rechnerischen Bedarf deutlich unterschreitet (Loga et al. 2015).

2. **Sensitivität 2 – Unzureichende Sanierungstiefe**: Da die Investitionszyklen bei der Sanierung der Gebäudehülle sehr lang sind, ist es essentiell, dass die für die Erreichung der langfristigen Ziele im Gebäudesektor nötigen Sanierungstiefen zügig erreicht werden. Die Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (Bürger et al. 2017) hat gezeigt, dass ein Großteil der Gebäude bis 2050 einen energetischen Standard erreicht haben muss, der dem Standard heutiger „Passivhäuser“ entspricht. Dieser Standard wird durch die heute gültigen Mindestanforderungen, die die EnEV an die Sanierung bestehender Gebäude stellt, weit verfehlt. Eine unzureichende Sanierungstiefe führt langfristig zu Lock-in Effekten in Form „verlorener“ Modernisierungspotenziale (weiterhin signifikante Anzahl an „Pinselsanierungen“ mit entsprechender „Sperrung“ dieser Gebäude für Modernisierungsmaßnahmen für Jahrzehnte) und damit zu einem erhöhten Energiebedarf. In Sensitivität 2 wird untersucht, welche Auswirkungen es auf das Langfristziel hat, wenn die notwendigen Sanierungstiefen nicht erreicht werden.
3. **Sensitivität 3 – Verfehlen der EE-Ziele im Umwandlungssektor**: Dies betrifft zum einen die Bereitstellung der benötigten Endenergie, zum anderen die in Gebäuden/Quartieren installierten Energiewandler. Bei Sensitivität 3 werden daher zwei Optionen betrachtet:
    a. **Verfehlen der EE-Ziele im Strom- und Fernwärmesektor**: Zahlreiche Studien (u.a. (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017), (Bürger et al. 2017)) sehen in elektrischen Wärmepumpen eine der Schlüsseltechniken für die zukünftige Wärmebereitstellung in Gebäuden. Gründe sind insbesondere der Effizienzgrad sowie die Tatsache, dass Wärmepumpen eine zentrale Technik zur Kopplung der Sektoren Strom und Wärme sind. Darüber hinaus wird die Wärmebereitstellung über Wärmenetze möglicherweise eine wesentlich bedeutendere Rolle spielen als heute. Werden die EE-Ausbauziele im Strom- und Fernwärmesektor langfristig verfehlt, sinken die PE-Faktoren für Strom und Fernwärme weniger stark ab als dies für die Gebäudetransformation notwendig wäre. Bei einem verbreiteten Einsatz von Wärmepumpen und einer verstärkten Wärmeversorgung von Gebäuden über Wärmenetze führt dies zu einer Verfehlung der PE-Einsparziele (PEne minus 80 %). In Option a) der Sensitivität 3 werden daher die Auswirkungen unterschiedlicher PE-Faktoren für Strom und Fernwärme auf die Zielerreichung im Jahr 2050 untersucht.
    b. **Fuel-Switch zu effizienten, größtenteils auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgungsoptionen**: Um die langfristigen Klimaschutz- und Effizienzziele im Wärmesektor zu erreichen, ist ein großskaliger Fuel-Switch bei der Wärmebereitstellung von öl- und erdgasbasierten Technologien zu effizienten, auf erneuerbaren Energien basierenden Technologien nötig. Eine Schlüsseltechnologie stellen dabei elektrische Wärmepumpen dar (s.o.). Es besteht allerdings die Gefahr, dass dieser Fuel-Switch nicht in dem erforderlichen Maße stattfindet. In Option b) der Sensitivität 3 wird daher untersucht, welche Auswirkungen ein geringerer Anteil dezentraler Wärmepumpen auf die Zielerreichung hat.[40]

Zur Kompensation der im Rahmen der Sensitivitäten ableitbaren Zielverfehlungen (z.B. quantifiziert durch Endenergie- und PE-Mehrbedarfe und CO2-Fehlbeträge) werden drei Defizit-/Kompensationsoptionen untersucht, die darauf abzielen, durch entsprechende Mehranstrengungen in der jeweils anderen Zieldimension dennoch einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Die untersuchten Optionen sind dabei als mögliche Varianten zu verstehen, mit denen die Defizite der Sensitivitäten ausgeglichen werden könnten:

[40] Eine mögliche Zielverfehlung beim Fuel-Switch im Erzeugungspark der netzgestützten Wärmeversorgung wird im Rahmen der Sensitivität 3a in Form eines höheren PE-Faktors für die Fernwärme abgebildet.

- **Defizit-/Kompensationsoption 1**: Der zusätzliche Energiebedarf wird durch heimische erneuerbare Wärme gedeckt. Erneuerbare Wärme kann u.a. durch Solarthermie, direkte regenerative Wärmetechnik (u.a. Biomasseverbrennung), die Nutzung von Umgebungswärme mittels Wärmepumpen und Strom-Direktheizung auf Basis erneuerbaren Stroms bereitgestellt werden. Insbesondere die Biomassenutzung in Gebäuden steht in Konkurrenz zu anderweitigen Nutzungen und ihr Potenzial (in Deutschland, aber auch weltweit) ist stark begrenzt. Eine Übernutzung kann zu massiven negativen ökologischen Auswirkungen führen. Nach Umweltbundesamt (2014) ist das Potenzial holzartiger Reststoffe in 2050 auf rund 85 TWh/a beschränkt (inkl. Industrierestholz und Altholz). Defizitoption 1 zielt auf die beiden Sensitivitäten 1 und 2 ab.
- **Defizit-/Kompensationsoption 2**: Der durch einen nicht ausreichenden Ausbau erneuerbarer Energien auch in Zukunft bestehende Bedarf an fossilen Energien wird durch verstärkte Energieeinsparungen (z.B. stärkere Dämmung der Gebäudehülle, verstärkter Einsatz hocheffizienter Heizungstechnologien) kompensiert. Limitierender Faktor sind dabei die in den voranstehenden Kapiteln erhobenen Potenzialgrenzen (für EE, die jährliche Sanierungsrate sowie für vorhandene Dämmrestriktionen usw.). Defizitoption 2 zielt auf Sensitivität 3.
- **Defizit-/Kompensationsoption 3**: Der zusätzliche Energiebedarf wird durch den Import regenerativer Brennstoffe gedeckt. Insbesondere die Erzeugung von flüssigen (Power-to-Liquid) und gasförmigen Brennstoffen durch z.B. Elektrolyse und Methanisierung (Power-to-Gas) aus erneuerbarem Strom können in Zukunft eine entscheidende Rolle bei der Bereitstellung von Brennstoffen für unterschiedliche Anwendungen und die langfristige chemische Speicherung von erneuerbarem Strom spielen. Es ist bislang nicht abzusehen, welche Mengen dieser Energieträger langfristig auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen werden. Defizit-/Kompensationsoption 3 zielt auf alle Sensitivitäten ab.

Abbildung 32: Risiken (Sensitivitäten) und mögliche Kompensationen (Defizitoptionen) für Zielbereich 1

Quelle: Eigene Darstellung

Einen Überblick über die Parametrisierung der vier Sensitivitäten gibt Tabelle 19. Die Parametrisierung der Sensitivität erfolgt dabei dergestalt, dass sie mehr oder weniger einer Trendfortschreibung des Status Quo entspricht.

- **Sensitivität 1 („SRate low") – Verfehlung der notwendigen Sanierungsrate:** Bei den Wohngebäuden liegt die Sanierungsrate zwischen 2021 und 2050 bei durchschnittlich rund 1,4 %

und damit rund ein Drittel niedriger als im Referenzzielpfad. Bei den Nichtwohngebäuden liegt die Sanierungsrate im gleichen Zeitraum bei durchschnittlich 0,8 % und damit rund 42 % niedriger als im Referenzzielpfad.

- **Sensitivität 2 („STiefe low“) – Unzureichende Sanierungstiefe**: Bei den Wohn- und Nichtwohngebäuden bleiben bis zum Jahr 2050 mit rund 40 % wesentlich mehr Gebäude unsaniert als im Referenzzielpfad. Gleichzeitig werden wesentlich weniger Wohn- und Nichtwohngebäude auf das höchste Effizienzniveau (vollsaniert plus) saniert.
- **Sensitivität 3a („EF low“) – Verfehlen der EE-Ziele im Strom- und Fernwärmesektor**: Im Referenzzielpfad werden die Emissions- und Primärenergiefaktoren für Strom und Fernwärme aus dem Szenario KS80 des „Klimaschutzszenario 2050“ (Repenning et al. 2015b) übernommen. In der Sensitivitätsbetrachtung erfolgt eine Verwendung der Emissions- und Primärenergiefaktoren aus dem AMS (Aktuelle-Maßnahmen-Szenario) aus der gleichen Studie.
- **Sensitivität 3b („WP low“) – Verfehlen der Fuel-Switch Rate**: Der Anteil der Endenergieversorgung durch dezentrale Wärmepumpen liegt im Referenzzielpfad im Zieljahr 2050 bei rund 45 %. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wird angenommen, dass dezentrale Wärmepumpen lediglich einen Technikanteil (bezogen auf den Endenergieanteil) von 15 % erreichen werden.

Tabelle 19: Parametrisierung des Referenzzielpfades und der Sensitivitäten

Risiko	Parametrisierung des Referenzzielpfades[41]	Parametrisierung der Sensitivität	Ausgangslage
1. Aufwuchs der Sanierungsrate zu gering („SRate low“)	Sanierungsrate (WG+NWG) 2021-2030: 1,7 % 2031-2040: 2,0 % 2041-2050: 2,0 %	Sanierungsrate (WG+NWG) 2021-2030: 1,0 % 2031-2040: 1,1 % 2041-2050: 1,2 %	Sanierungsrate WG: 2010-2016: 1,0 %[42] Sanierungsrate für NWG nicht bekannt.
2. Unzureichende Sanierungstiefe („STiefe low“)	Sanierungstiefe 2050[43] WG / NWG unsaniert: 5 % / 5 % vollsaniert: 25 % / 45 % vollsaniert plus: 70 % / 50 %	Sanierungstiefe 2050 WG / NWG unsaniert: 40 % / 40 % vollsaniert: 50 % / 50 % vollsaniert plus: 10 % / 10 %	Im KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren“ lag bei der Förderung auf KfW-Effizienzhausstandards in 2017 der Anteil der „zielkompatiblen“ Standards KfW-55 bei 13 % und KfW-70 bei 23 %.[44]

41 Im Vergleich zum Szenario „Zielbild -50 %“ aus dem Projekt (Bürger et al. 2017) muss die Parametrisierung des Referenzzielpfades im Zuge der Kalibrierung auf das Ausgangsjahr 2017 für einige der Parameter leicht angepasst werden; zum einen, um das übergeordnete Ziel, bis 2050 den nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch um 80 % zu senken, zu erreichen, zum anderen, um der Entwicklung in den letzten Jahren Rechnung zu tragen (z.B. bei der Entwicklung des Emissionsfaktors Strom).

42 Cischinsky und Diefenbach 2018.

43 Sanierungen auf energetische Zustände, die zwischen den drei vorgegebenen Niveaus (unsaniert, vollsaniert, vollsaniert plus) liegen sowie Teilsanierungen werden in Form einer äquivalenten Vollsanierungsrate subsummiert.

44 Dabei ist zu berücksichtigen, dass a) Sanierungen auf die KfW-Effizienzhausniveaus nur einen Teil der KfW-Förderung ausmachen (Rest Förderung von Einzelmaßnahmen) und b) die KfW-Förderprogramme nur einen Teil der Sanierungsprojekte erfasst.

3. Verfehlen der EE-Ziele im Strom- und FW-Sektor („EF low“)	Entwicklung Emissionsfaktor Strom FW 2025 (g/kWh) 365 265 2030 (g/kWh) 300 248 2040 (g/kWh) 164 205 2050 (g/kWh) 57 89	Entwicklung Emissionsfaktor Strom FW 2025 (g/kWh) 465 323 2030 (g/kWh) 440 332 2040 (g/kWh) 350 352 2050 (g/kWh) 238 295	Der EF Strom lag in 2017 nach Umweltbundesamt (UBA) (2018) bei 489 g/kWh. Für FW lag der EF in 2016 bei rund 270 g/kWh (bezogen auf den FW-Verbrauch)[45]
4. Verfehlen der EE-Ziele beim Fuel Switch („WP low“)	Technikanteile 2050 (Werte bezogen auf Anteil am Endenergiebedarf) Wärmepumpen (dezentral): 45 %	Technikanteile 2050 (Werte bezogen auf Anteil am Endenergiebedarf) Wärmepumpen (dezentral): 15 %	Anteil Wärmepumpen am Endenergieverbrauch PHH und GHD für Raumwärme+WW in 2017 bei knapp 2 %.[46]

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.5 Zielverfehlung der Sensitivitäten

Abbildung 33 zeigt die Auswirkungen der vier Sensitivitäten auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs. Im Referenzzielpfad sinkt der Endenergiebedarf zwischen dem Ausgangsjahr 2017 und dem Zieljahr 2050 um rund 50 %. Im Endenergieträgermix reduziert sich der Anteil fossiler Brennstoffe auf rund 20 %. Fossile Brennstoffe umfassen dabei Erdgas und Heizöl, wobei Letzteres über die Jahre sukzessive aus dem Endenergieträgermix verschwindet. Der Anteil der Fernwärme bleibt im Endenergieträgermix weitgehend konstant (bei abnehmendem Gesamtabsatz). Die für die Wärmeversorgung benötigte Strommenge liegt in 2050 bei rund 110 TWh.

Im Rahmen der Berechnung der Sensitivitäten werden bei den ersten drei Sensitivitäten die prozentualen Anteile der verschiedenen Endenergieträger am Endenergieträgermix beibehalten. Führen geringere Effizienzbeiträge zu einem höheren Endenergiebedarf (Sensitivitäten 1 und 2), wird der höhere Endenergiebedarf durch den gleichen prozentualen Energieträgermix gedeckt wie im Referenzzielpfad. In Sensitivität 3b („WP low“) wird der geringere Anteil an Wärmepumpen durch ein Hochskalieren der anderen Endenergieträger kompensiert.

- **Sensitivität 1 („SRate low“)**: Aufgrund der niedrigeren Sanierungsrate sinkt der Endenergiebedarf bis 2050 um lediglich rund 35 % (und damit knapp außerhalb des Zielkorridors der Energieeffizienzstrategie Gebäude, (BMWi 2015a)). Der im Vergleich zum Referenzzielpfad höhere Endenergiebedarf geht mit einem erhöhten Bedarf an fossilen Brennstoffen in Höhe von rund 65 TWh einher. Zudem werden rund 16 TWh mehr Strom sowie rund 29 TWh mehr Holz benötigt, um die geringere Endenergieeinsparung auszugleichen.
- **Sensitivität 2 („STiefe low“)**: Die im Vergleich zum Referenzzielpfad erheblich abweichende Verteilung der Sanierungsniveaus in 2050 führt zu einer Endenergieminderung, die nur bei rund 18 % liegt. Im Vergleich zum Referenzzielpfad führt dies zu einem höheren Bedarf an fossilen Brennstoffen von rund 142 TWh, einem um rund 34 TWh höheren Strombedarf sowie einem Mehrbedarf an Holz von rund 70 TWh. Damit wird das in Umweltbundesamt (2014) für

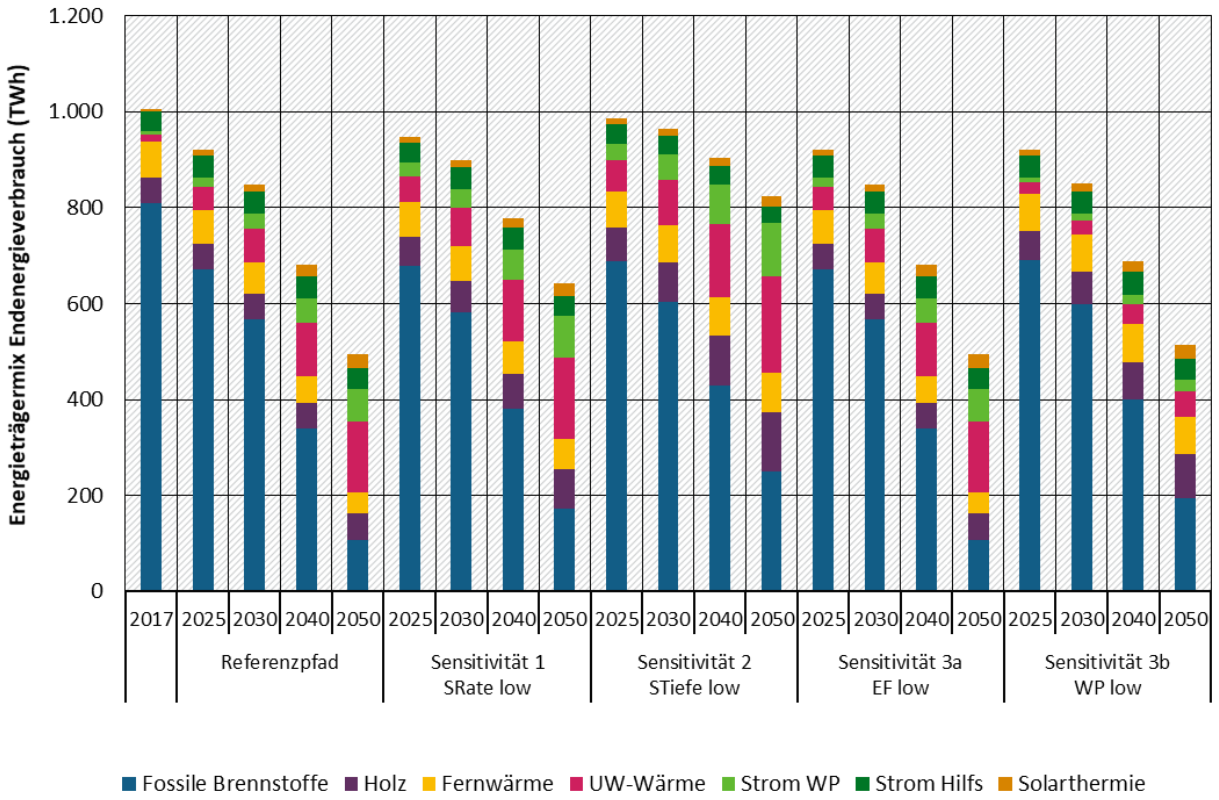
45 Berechnet über die CO_2-Emissionen sowie den Brennstoffeinsatz, der bei den öffentlichen Heiz- und Heizkraftwerken der Wärmeerzeugung zugerechnet werden kann (Harthan et al. 2017). Der Emissionsfaktor für Fernwärme steigt im AMS des Klimaschutzszenario 2050 Repenning et al. 2015b bis 2040 an. Dies liegt daran, dass der Anteil von Fernwärme aus KWK über die Jahre sukzessive sinkt. Dies erklärt auch, dass der Emissionsfaktor Fernwärme in 2016 niedriger ist als der entsprechende Faktor im AMS in 2025.

46 Frondel et al. 2018; Geiger 2018.

das Jahr 2050 ausgewiesene nationale Potenzial an holzartiger Biomasse (rund 85 TWh) um rund 39 TWh übertroffen.

- **Sensitivität 3a („EF low“)**: Die Änderung der Emissionsfaktoren hat keinen Einfluss auf die Entwicklung des Endenergiebedarfs. Entsprechend sinkt der Endenergiebedarf bis 2050 wie beim Referenzzielpfad um rund 50 %. Die Verteilung des Endenergiebedarfs auf die verschiedenen Energieträger ist ebenfalls identisch zum Referenzzielpfad.
- **Sensitivität 3b („WP low“)**: Auch in dieser Sensitivität halbiert sich der Endenergiebedarf bis 2050. Die Sensitivität ist so parametrisiert, dass die geringere Zahl an Wärmepumpen durch einen skalierten Mix der anderen Endenergieträger kompensiert wird. Im Vergleich zum Referenzzielpfad resultiert daraus in 2050 ein zusätzlicher Bedarf an fossilen Brennstoffen in Höhe von rund 87 TWh. Dafür wird in 2050 eine im Vergleich zum Referenzzielpfad um rund 44 TWh geringere Strommenge benötigt (geringerer Bedarf an Wärmepumpenstrom).

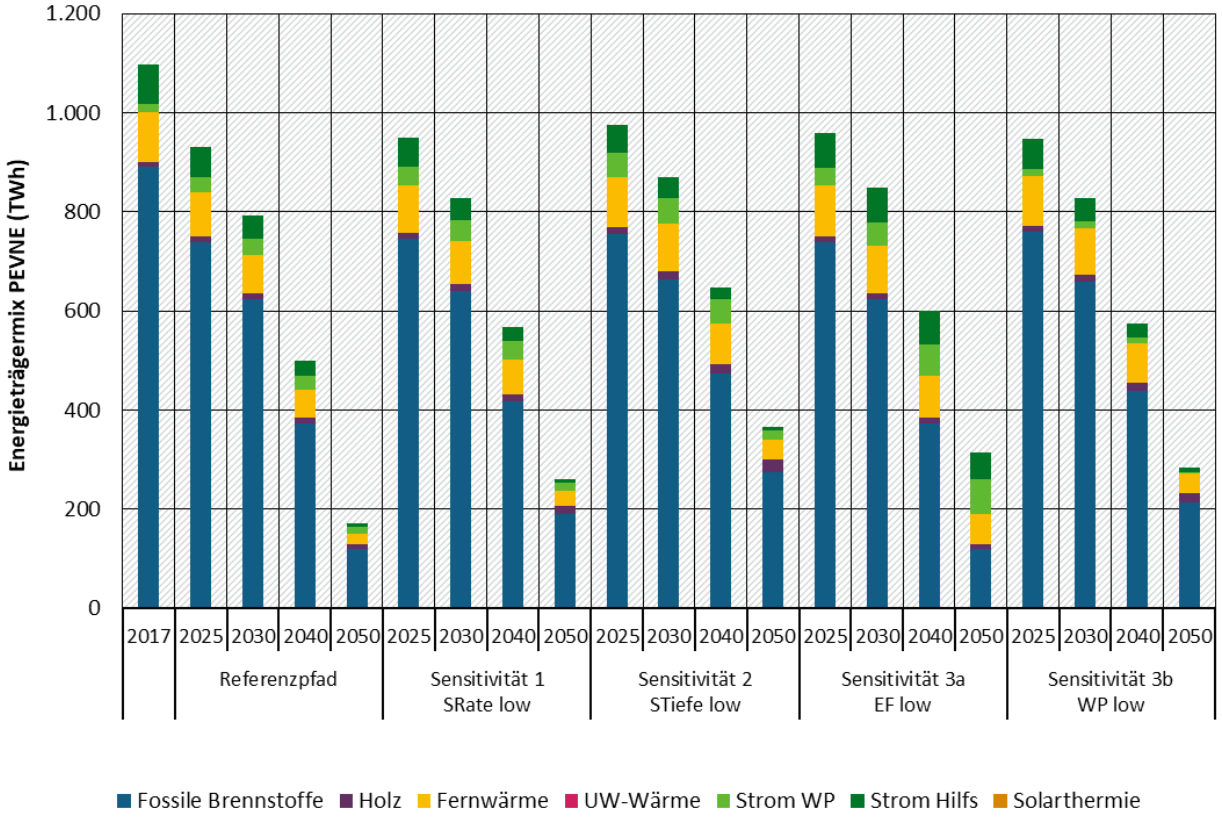
Abbildung 33: Endenergiebedarf: Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 34 zeigt die Auswirkungen der vier Sensitivitäten auf die Entwicklung des Primärenergiebedarfs. Im Referenzzielpfad sinkt der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf (PE_{ne}) bezogen auf das Basisjahr des Energiekonzepts 2008 um rund 85 %. Damit wird das im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung formulierte Ziel, PE_{ne} bis 2050 um 80 % zu reduzieren, um 5 % übertroffen. In den vier Sensitivitäten sinkt PE_{ne} um Werte zwischen 69 % (STiefe low) und 78 % (SRate low).

Abbildung 34: Primärenergiebedarf (nicht-erneuerbar): Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1

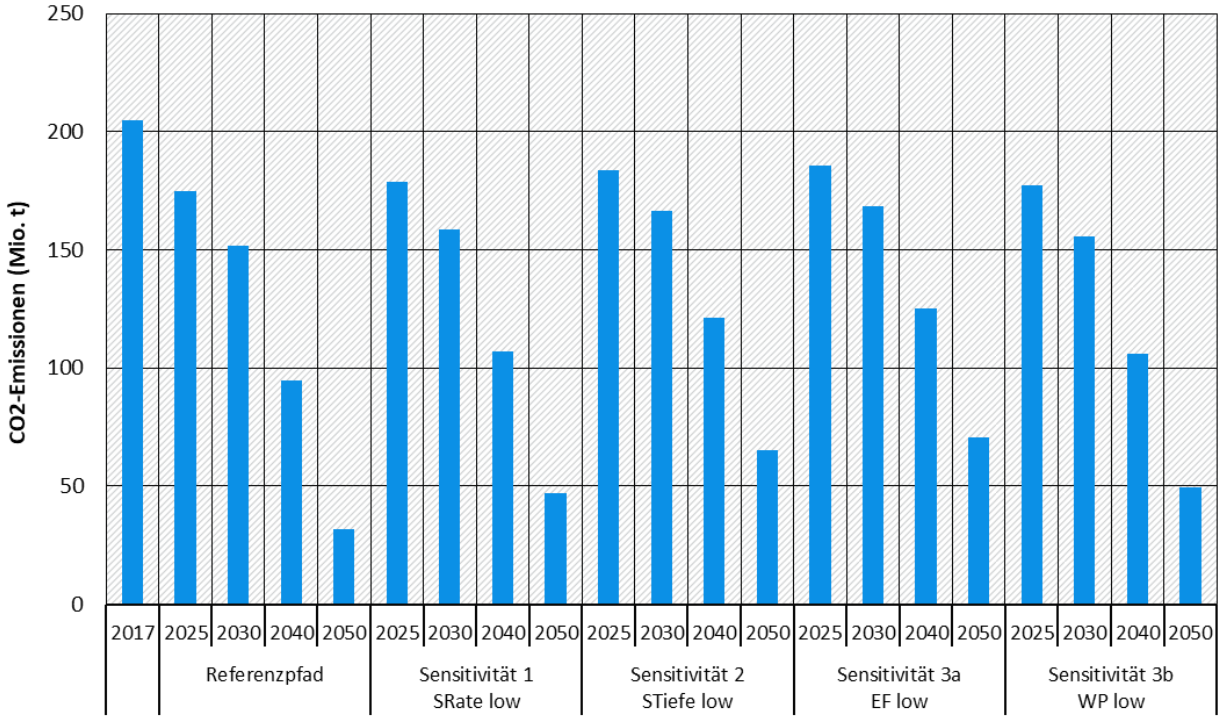


Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 35 zeigt die Auswirkungen der vier Sensitivitäten auf die Entwicklung der CO_2-Emissionen. Dargestellt werden die CO_2-Emissionen ohne Vorketten. Die CO_2-Bilanzierung erfasst dabei auch die Emissionen, die mit der Erzeugung des Strombedarfs für die thermische Raumkonditionierung (z.B. Wärmepumpenstrom, Hilfsstrom) einhergehen (Verursacherbilanz) und die i.d.R. im Umwandlungssektor bilanziert werden. Gleiches gilt für die Fernwärme.

Im Referenzzielpfad sinken die CO_2-Emissionen in der gewählten Abgrenzung um rund 84 %. In den vier Sensitivitäten werden Minderungswerte zwischen 66 % (EF low) und 77 % (SRate low) erreicht.

Abbildung 35: CO_2-Emissionen: Zielverfehlung der Sensitivitäten in Hinblick auf Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 20 zeigt eine Übersicht des jeweiligen Mehr- bzw. Minderbedarfs der vier Sensitivitäten im Zieljahr 2050 gegenüber dem Referenzzielpfad.

Tabelle 20: Übersicht des jeweiligen Mehr- bzw. Minderbedarfs der vier Sensitivitäten im Zieljahr 2050 gegenüber dem Referenzzielpfad

		Sensitivität 1 SRate low	Sensitivität 2 STiefe low	Sensitivität 3a EF low	Sensitivität 3b WP low
Endenergiebedarf gesamt	TWh	+ 146	+ 330	0	+ 19
davon fossile Brennstoffe	TWh	+ 64	+ 141	0	+ 87
davon Strom	TWh	+ 16	+ 34	0	- 44
davon EE (ohne EE-Anteile Strom/FW)	TWh	+ 47	+ 117	0	- 58
Primärenergiebedarf (nicht-erneuerbar)	TWh	+ 89	+ 194	+ 143	+ 112
CO2-Emissionen	Mio. t	+ 15	+ 33	+ 39	+ 18

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.6 Mögliche Kompensationsoptionen zum Defizitausgleich

Abbildung 32 (s.o.) zeigt, mit welchen Kompensationsoptionen die im Rahmen der Sensitivitäten auftretenden Defizite kompensiert werden. Diese Optionen sind als mögliche Kompensationsvarianten zu verstehen.

Tabelle 21 gibt einen Überblick darüber, wie die beiden Kompensationsvarianten 1 und 2 aus Kapitel 3.2.4 (vgl. Abbildung 2, mittlerer Strang) im Detail parametrisiert werden. Die Parametrisierung wird dabei so gewählt, dass über die Kompensationsoptionen eine Minderung des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs erreicht wird, die der Entwicklung des Referenzzielpfades entspricht. Dies gelingt allerdings nicht für alle Sensitivitäten. In den beiden Sensitivitäten 3a („EF low“) und 3b („WP low“), in denen Defizite auf der Versorgungsseite durch verstärkte Sanierungsanstrengungen an der Gebäudehülle sowie RLT/WRG-Anlagen ausgeglichen werden, wird der Referenzzielpfad hinsichtlich PE_{ne} in 2050 um 6 („EF low“) bzw. 5 („WP low“) Prozentpunkte verfehlt. Im Falle der Sensitivität 3a („EF low“) bedeutet dies, dass bei einem zu starken Verfehlen des Ziels, den Stromsektor zu dekarbonisieren, das Gebäudeziel selbst dann nicht mehr erreicht werden kann, wenn alle prinzipiell sanierbaren Gebäude auf das Effizienzniveau „vollsaniert plus“ saniert werden. Ähnliches gilt im Falle von Sensitivität 3b („WP low“): Werden in 2050 zu wenig elektrische Wärmepumpen eingesetzt, lassen sich die entsprechenden Fehlbeiträge nicht vollständig durch verstärkte Sanierungsanstrengungen ausgleichen.

Tabelle 21: Parametrisierung der Kompensationsoptionen (jeweils im Vergleich zum Referenzzielpfad)

Sensitivität	Wohngebäude	Nichtwohngebäude
Aufwuchs der Sanierungsrate zu gering („SRate low“)	Wärmepumpen: 20 % höherer Anteil bei unsanierten Gebäuden sowie rund 40 % höherer Anteil bei Gebäuden mit Sanierungsniveaus „vollsaniert“ und „vollsaniert plus“ Holz: 20 % höherer Anteil bei unsanierten EZFH sowie KMH/MMH (damit vollständiges Ausschöpfen des Potenzials holzartiger Biomassen) Solarthermie: doppelte Kollektorfläche bei unsanierten Gebäuden, 10-30 % größere Kollektorfläche bei sanierten Gebäuden	Wärmepumpen: 20 % höherer Anteil bei Gebäuden in Sanierungsniveau „vollsaniert“ und „vollsaniert plus“; entsprechend bei diesen Sanierungsniveaus keine Gas-BW Kessel
Unzureichende Sanierungstiefe („STiefe low“)	Wärmepumpen: 40 % höherer Anteil bei allen Gebäudetypen BHKW (Erdgas): doppelt so hoher Einsatz in unsanierten EZFH sowie KMH/MMH; sehr starker Einsatz in GMH Holz: um 20 % reduzierter Einsatz in unsanierten Gebäuden (dennoch Überschreiten des Potenzials holzartiger Biomassen um rund 24 TWh) Solarthermie: doppelte Kollektorfläche bei unsanierten Gebäuden, 10-30 % größere Kollektorfläche bei sanierten Gebäuden	Wärmepumpen: 40 % höherer Anteil bei unsanierten Gebäuden sowie knapp 30 % höherer Anteil in Gebäuden mit Sanierungsniveau „vollsaniert“ und „vollsaniert plus“; entsprechend bei diesen Sanierungsniveaus weder Gas-BW Kessel noch gasbetriebene BHKW
Verfehlen der EE-Ziele im Strom- und FW-Sektor („EF low“)	Sanierungsrate: steigt ab 2021 auf 2,8 % und ab 2031 auf durchschnittlich 3,1 % pro Jahr an (Referenzzielpfad 2,1-2,2 %/a)	Sanierungsrate: steigt ab 2021 auf 2,0 % und ab 2031 auf 3,1 % pro Jahr an (Referenzzielpfad 1,3 %/a im Durchschnitt)

	Sanierungsniveaus: alle prinzipiell sanierbaren Gebäude werden auf das Niveau „vollsaniert plus“ saniert Anteil Holz so gewählt, dass genauso viel Holz wie im Referenzpfad eingesetzt wird	Sanierungsniveau: alle prinzipiell sanierbaren Gebäude werden auf das Niveau „vollsaniert plus“ saniert
Verfehlen der EE-Ziele beim Fuel Switch („WP low“)	Wie in Sensitivität 3a	Wie in Sensitivität 3a

Quelle: Eigene Darstellung

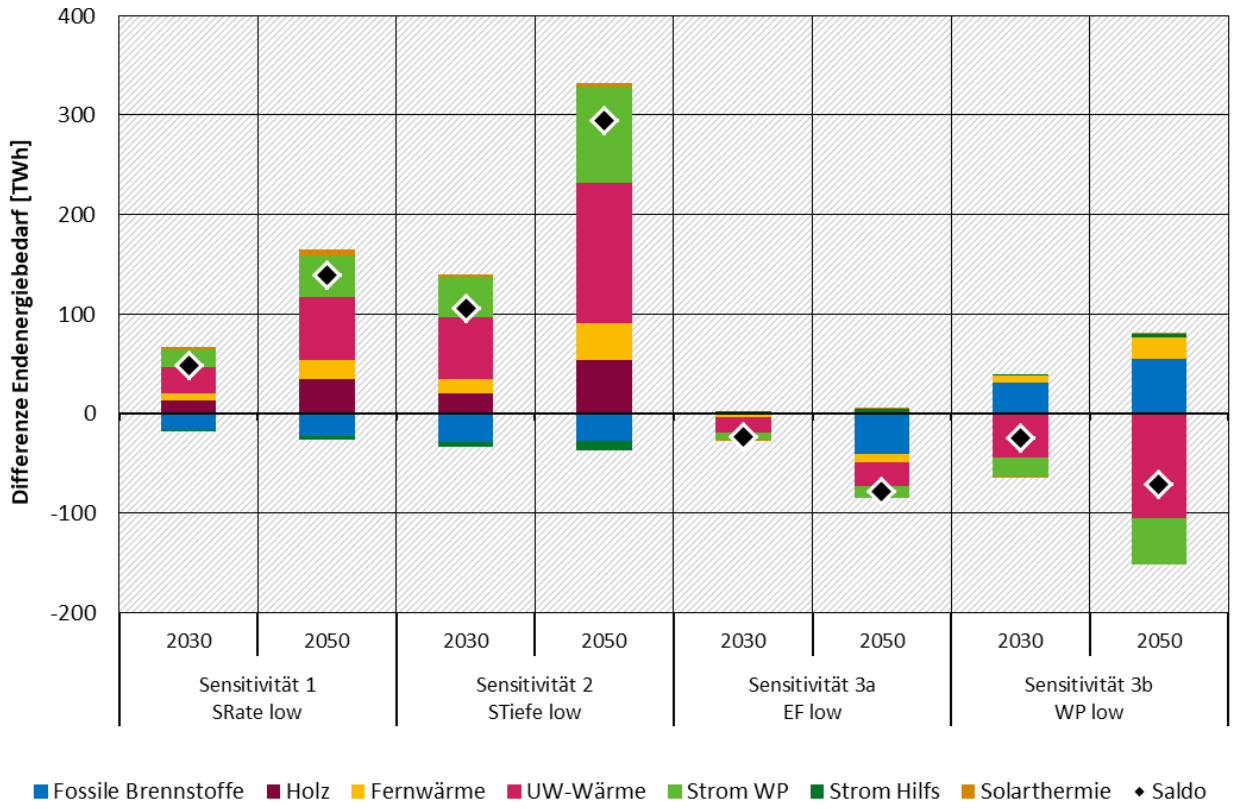
Abbildung 36 zeigt, jeweils getrennt nach den Jahren 2030 und 2050, für alle vier Sensitivitäten/Kompensationsvarianten die Differenz des Endenergiebedarfs im Vergleich zum Referenzzielpfad. In den beiden Sensitivitäten 1 („SRate low“) und 2 („STiefe low“), in denen verfehlte Sanierungsbeiträge durch einen Mehreinsatz heimischer erneuerbare Energien nutzender Wärmetechniken kompensiert werden, zeigt sich deutlich ein in Summe größerer Endenergiebedarf, der insbesondere durch Wärmepumpen und Holz gedeckt wird. In den beiden Sensitivitäten 3a („EF low“) und 3b („WP low“), in denen die verfehlten Technik-/Energieträgerbeiträge durch verstärkte Sanierungsanstrengungen kompensiert werden, sinkt der gesamte Endenergiebedarf infolge des besseren Wärmeschutzes.

- **Sensitivität 1 („SRate low“)**: Die Kompensation der verfehlten Sanierungsbeiträge erfolgt durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und Holzheizungen. Da der Antriebsstrom für die Wärmepumpen sowie auch Holz mit nicht-erneuerbaren Primärenergieanteilen einhergehen, muss der Einsatz fossiler Brennstoffe weiter reduziert werden, um die Werte des Referenzzielpfades zu erreichen. Holz wird bis zur Potenzialgrenze eingesetzt. Während bei den Wohngebäuden im Referenzzielpfad in 2050 rund 11 Mio. Wärmepumpen (Nichtwohngebäude: 2,7 Mio. Wärmepumpen) im Einsatz sind, erhöht sich die Anzahl in der Kompensationsvariante um weitere 4 Mio. Stück (Nichtwohngebäude: weitere 0,4 Mio. Stück). In Summe (Wohn- und Nichtwohngebäude) erfordert die Kompensation der verfehlten Sanierungsbeiträge einen Mehrbedarf an Wärmepumpenstrom von rund 41 TWh. Dies entspricht der Stromerzeugung von rund 5.400 Windkraftanlagen der 3,5 MW-Klasse (bei 2.200 Vollbenutzungsstunden).
- **Sensitivität 2 („STiefe low“)**: Hier werden die Ziele des Referenzzielpfades noch stärker verfehlt als in Sensitivität 1. Im Vergleich zum Referenzzielpfad geht dies mit einem noch höheren zusätzlichen Endenergiebedarf einher. Analog zu Sensitivität 1 erfolgt die Kompensation hauptsächlich über den zusätzlichen Einsatz von Wärmepumpen und Holzkesseln. Wärmepumpen tragen dabei die Hauptlast der Kompensation und werden teilweise in unsanierten Gebäuden installiert, zu Lasten ihrer Effizienz. Der Einsatz in unsanierten Gebäuden wird notwendig, weil die Sensitivität so parametrisiert ist, dass in 2050 noch eine Vielzahl unsanierter Gebäude (rund 40 % des Gebäudebestandes) existiert. Dies führt dazu, dass z.B. bei den Wohngebäuden eine im Vergleich zu Sensitivität 1 vergleichbare Anzahl an Wärmepumpen eine wesentlich größere Wärmemenge erzeugen muss, mit entsprechenden Auswirkungen auf den Strombedarf. Gleichzeitig wird mehr Holz eingesetzt, als national an holzartigen Biomassen zur Verfügung steht. Die Differenzmenge in Höhe von rund 23 TWh müsste entsprechend importiert werden. Der Mehrbedarf an Wärmepumpenstrom beläuft sich in 2050 auf knapp

100 TWh. Dies entspricht in etwa der Stromerzeugung von rund 12.700 Windkraftanlagen der 3,5 MW-Klasse (bei 2.200 Vollbenutzungsstunden).[47]

- **Sensitivität 3a („EF low“)**: In Sensitivität 3a werden die höheren Primärenergiebeiträge aus Strom und Fernwärme durch verstärkte Sanierungsaktivitäten kompensiert. Entsprechend sinkt dabei im Vergleich zum Referenzzielpfad der gesamte Endenergiebedarf (negatives Saldo). Dies führt zu einer entsprechenden Reduktion aller Endenergieträger. Ausnahme ist Holz, dessen Anteil so festgelegt wird, dass die gleiche Menge wie im Referenzzielpfad eingesetzt wird (rund 53 TWh).
- **Sensitivität 3b („WP low“)**: Der wesentlich geringere Anteil an Wärmepumpen wird durch verstärkte Wärmeschutzmaßnahmen an der Gebäudehülle kompensiert. Analog zu Sensitivität 3a führt dies zu einer Reduktion des gesamten Endenergiebedarfs. In der gewählten Parametrisierung wird der im Vergleich zum Referenzzielpfad geringere Anteil an Wärmepumpen durch Kessel auf Basis fossiler Brennstoffe, Holz, Fernwärme und Solarthermie ersetzt. Der Anteil an Holz wird so gewählt, dass die gleiche Menge wie im Referenzzielpfad eingesetzt wird (rund 53 TWh).

Abbildung 36: Differenz des Endenergiebedarfs der Kompensationsoptionen in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1)



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 37 zeigt die Differenz der Jahreskosten in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad. Die Jahreskosten des Referenzpfades liegen sowohl in 2030 als auch in 2050 bei rund

[47] Dies entspricht einer installierten Leistung von knapp 44 GW. Im Vergleich dazu: Ende des Jahres 2018 waren in Deutschland Windenergieanlagen an Land mit einer Netto-Gesamtleistung von knapp 53 GW installiert (Umweltbundesamt 2019c).

250 Mrd. EUR. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es sich beim Referenzzielpfad um einen zielkonformen Klimaschutzpfad handelt, nicht um eine klassische Referenzentwicklung im Sinne eines Business-as-usual-Szenarios.

Die Jahreskosten im Gebäudesektor umfassen die annuisierten Investitionskosten für Renovierung/Modernisierung der Gebäudehülle und der Versorgungstechniken, die laufenden Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie die jährlichen Energiekosten (bezogen auf den realen Endenergieverbrauch).

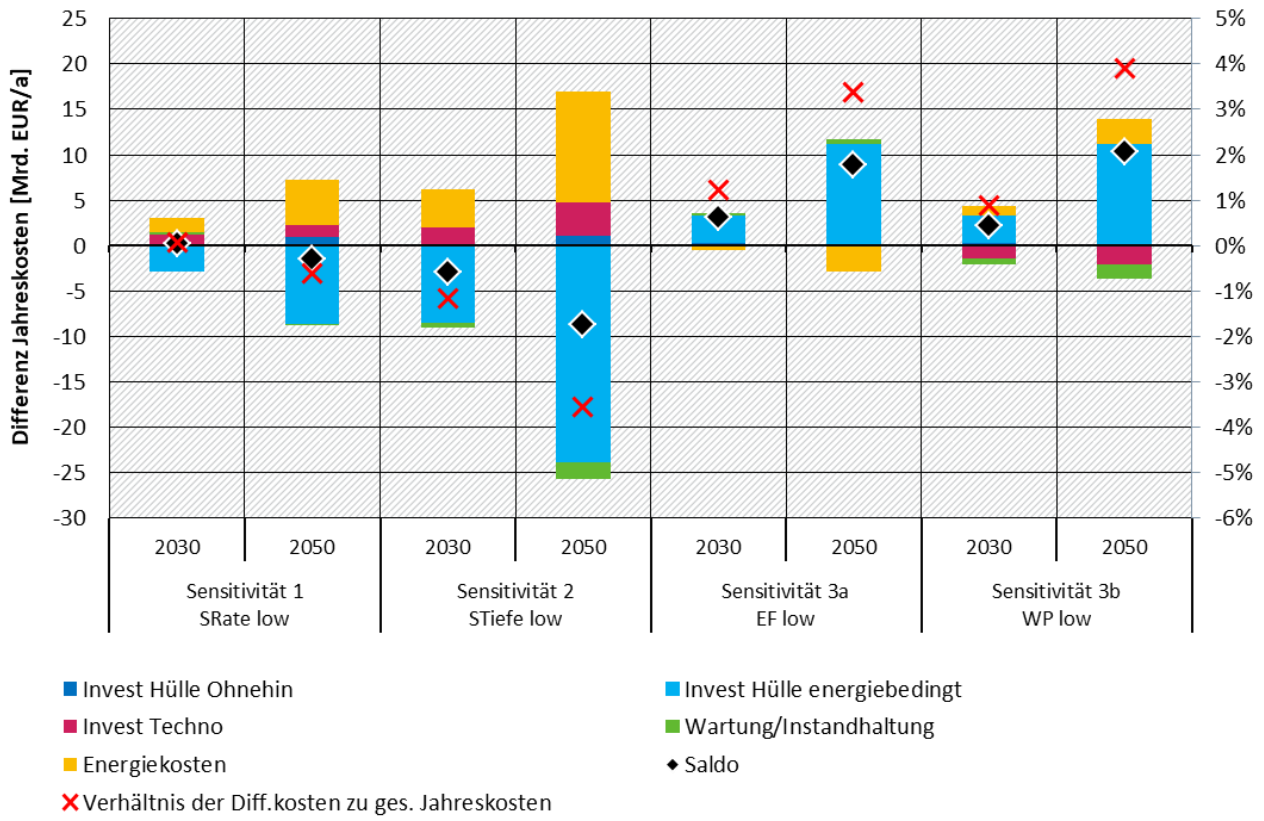
- Bei den Investitionskosten für den baulichen Wärmeschutz wird zwischen Ohnehinkosten und energiebedingten Mehrkosten differenziert. Da für alle Gebäude der gleiche Renovierungszyklus unterstellt wird, sind die Differenzkosten bei den Ohnehinkosten in allen vier Sensitivitäten bei fast null.
- Bei den jährlichen Energiekosten werden in allen vier Kompensationsvarianten identische Preisprojektionen zugrunde gelegt. Bei Strom und Fernwärme spiegeln die unterlegten Preisprojektionen auch laufende und zukünftige Infrastrukturkosten wider (beim Strom also z.B. der Bedarf des Netzausbaus für ein Stromsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien). Allerdings wird dabei zwischen den vier Varianten nicht differenziert, d.h. bei den Preisprojektionen wird nicht unterschieden, ob in einer Variante mehr oder weniger Wärmepumpenstrom erforderlich ist.

Im Vergleich zum Referenzzielpfad verzeichnen die beiden Sensitivitäten, in denen eine geringere Sanierungsaktivität durch den Mehreinsatz erneuerbarer Wärmeenergien kompensiert wird, zu tendenziell geringeren Jahreskosten. In Sensitivität 2 („STiefe low“) resultieren die hohen negativen Differenzkosten bei den energiebedingten Mehrkosten aus der Annahme, dass im Vergleich zum Referenzzielpfad nur ein geringer Anteil der Gebäude auf das Effizienzniveau „vollsaniert plus“ saniert wird. Dies schlägt sich entsprechend in wesentlich höheren Energiekosten nieder.

In Sensitivität 2 („STiefe low“) erfolgt die Kompensation der geringeren Sanierungsaktivität u.a. durch einen Mehreinsatz von Wärmepumpen. Der Mehrbedarf an Wärmepumpenstrom beläuft sich in 2050 auf knapp 100 TWh (s.o.). Wie oben dargestellt, werden die mit diesem Mehreinsatz verbundenen Wirkungen auf das Stromsystem durch die verwendete Strompreisprojektion nicht abgebildet. Nimmt man an, dass in dieser Sensitivität im Zieljahr 2050 die gesamte Differenz der im Vergleich zum Referenzzielpfad geringeren Jahreskosten (rund 8,7 Mrd. EUR) zur Begleichung der zusätzlichen Stromsystemkosten zur Verfügung stünde, dürften diese bei knapp 10ct/kWh liegen. Mit anderen Worten: Für die Anpassung des Stromsystems an den zusätzlich benötigten Wärmepumpenstrom stünden Mittel in Höhe von knapp 10 ct/kWh zur Verfügung, um Kostenparität mit dem Referenzzielpfad zu erhalten.

Bei den beiden Sensitivitäten, bei denen aufgrund eines Verfehlens der Dekarbonisierungsziele der Versorgungstechnik, mehr Wärmeschutzaktivitäten durchgeführt werden müssen, führt dies tendenziell zu höheren Differenzkosten (im Vergleich zum Referenzzielpfad). Allerdings sind in allen vier Sensitivitäten die Differenzkosten in 2050 bezogen auf die jeweiligen Jahresgesamtkosten verhältnismäßig gering (rote Kreuze, projiziert auf die rechte Achse). Die Abweichungen in 2050 liegen bei max. 3,9 %.

Abbildung 37: Differenz der Jahreskosten der Kompensationsoptionen in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1)



Quelle: Eigene Darstellung

Eine weitere Kompensationsoption besteht darin, die aus den Sensitivitäten resultierenden Fehlbeträge durch den Einsatz strombasierter synthetischer Brennstoffe zu kompensieren (vgl. Abbildung 2, rechter Strang). In dieser Variante wird beispielsweise der zusätzliche Endenergiebedarf, der in den Sensitivitäten 1 („SRate low“) und 2 („STiefe low“) aus verminderten Effizienzbeiträgen resultiert, durch den Import strombasierter synthetischer Brennstoffe gedeckt. Dabei handelt es sich um flüssige (Power-to-Liquid) und gasförmige (Power-to-Gas) Brennstoffe, die durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung aus erneuerbarem Strom gewonnen werden.

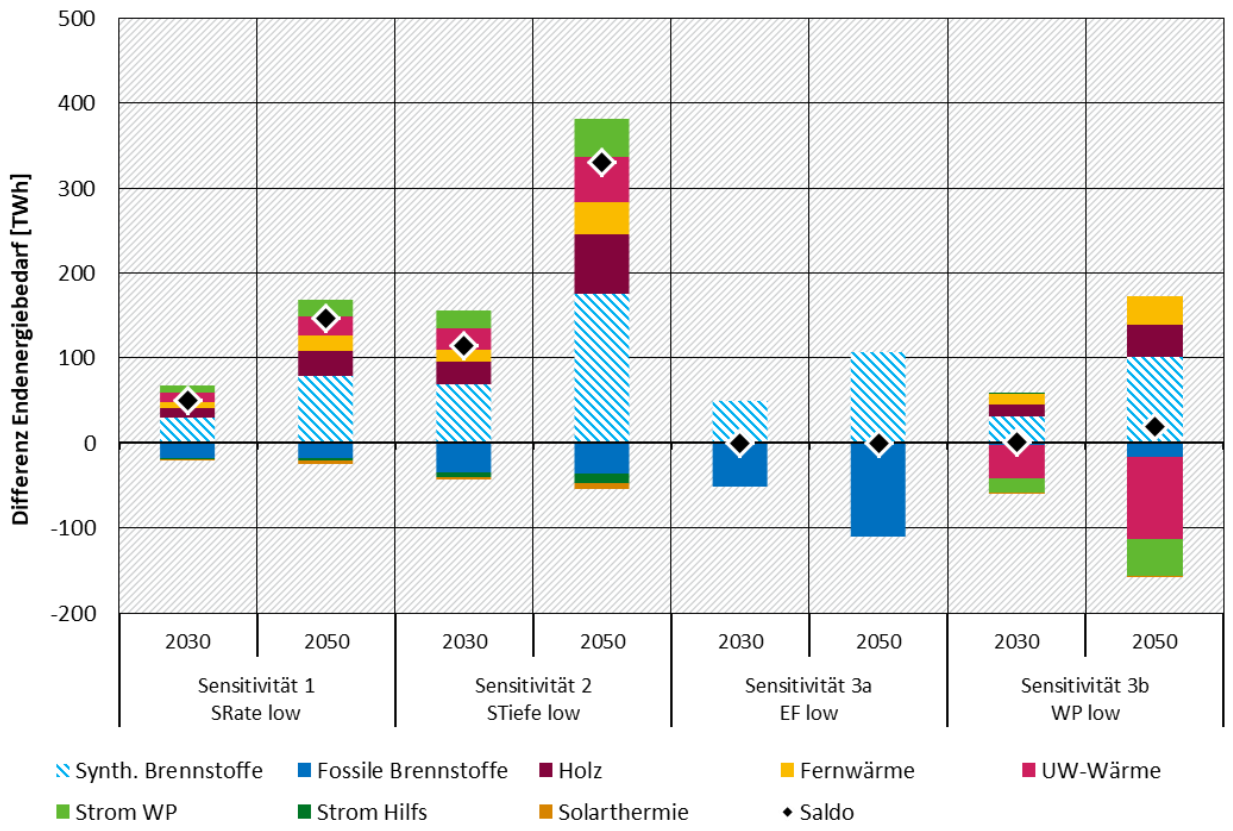
Für die Berechnungen wird angenommen, dass die strombasierten synthetischen Brennstoffe ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energien (Strom) gewonnen werden, der Kohlenstoff für die Methanisierung aus der Luft gewonnen wird (direct air capture) und auch der Transport nach Deutschland emissionsfrei erfolgt. Entsprechend wird für die synthetischen Brennstoffe ein Primärenergiefaktor (nicht-erneuerbar) von null angesetzt. Gleiches gilt für den CO_2-Emissionsfaktor.

In den vier Sensitivitäten wird im Rahmen der Kompensationsoption „PtG/L“ der Bedarf an fossilen Brennstoffen durch strombasierte synthetische Brennstoffe jeweils in der Menge ersetzt, dass in den Stützjahren jeweils die PE_{NE}-Reduktion des Referenzzielpfades erreicht wird. Der nicht-erneuerbare Primärenergiekennwert PE_{NE} ist also die Leitgröße. In Sensitivität 3a, im Rahmen derer die Dekarbonisierungsziele im Strom- und Fernwärmesektor verfehlt werden, wird die im Referenzzielpfad erreichte PE_{NE}-Reduktion im Zieljahr 2050 allerdings selbst dann verfehlt, wenn alle fossilen durch strombasierte synthetische Brennstoffe ersetzt werden. Durch die komplette Kompensation von Erdgas und Heizöl durch PtG und PtL wird in dieser Sensitivität in 2050 eine PE_{NE}-Reduktion von rund 83 % erreicht, während im Referenzzielpfad PE_{NE} um rund 85 % reduziert wird (s.o.).

Abbildung 38 zeigt, jeweils getrennt nach den Jahren 2030 und 2050, für die Kompensationsvariante „PtG/L“ für alle vier Sensitivitäten die Differenz des Endenergiebedarfs im Vergleich zum Referenzzielpfad. In den beiden Sensitivitäten 1 („SRate low“) und 2 („STiefe low“), mit im Vergleich zum Referenzzielpfad verfehlten Sanierungsbeiträgen, wird der in Summe deutlich größere Endenergiebedarf durch den Einsatz von PtG/L kompensiert. In den beiden anderen Sensitivitäten werden die verfehlten Zielbeiträge aus der Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme (Sensitivität 3a) sowie zu geringem Einsatz erneuerbarer Wärmetechniken (Sensitivität 3b) ebenfalls durch den Einsatz von PtG/L ausgeglichen. Die Menge an notwendigem PtG/L liegt dabei im Zieljahr 2050 in einer Bandbreite von 80 TWh (Sensitivität 1) und 175 TWh (Sensitivität 2).

Wie oben dargestellt wird unterstellt, dass die strombasierten synthetischen Brennstoffe auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt werden. Wie viel Strom bzw. welcher Kraftwerkspark sind für die im Rahmen der Sensitivitäten abgeschätzten PtG/L-Mengen notwendig? Hierzu müssen zunächst Annahmen über die Wandlungseffizienz bei der Herstellung der strombasierten Brennstoffe getroffen werden. Nach (Öko-Institut e. V. 2019) liegt die Wandlungseffizienz der PtG/L-Produktion bei 50-60 % (PtG) bzw. 45-52 % (PtL). Diese Werte umfassen die Wasserstoffproduktion (HT/NT-Elektrolyse), die Gewinnung von CO_2 aus der Umgebungsluft, die Methanisierung des Wasserstoffs bzw. die Produktion flüssiger Brennstoffe. Unter Annahme eines durchschnittlichen Wandlungsgrades von 50 % entspricht der PtG/L-Bedarf von 80-175 TWh in etwa der Stromerzeugung von rund 21.000-46.000 Windkraftanlagen der 3,5 MW-Klasse (bei 2.200 Vollbenutzungsstunden). Alternativ würde zur Bereitstellung des PtG/L-Bedarfs durch PV-Anlagen in Nordafrika Flächen in der Größenordnung von 50 bis 100 Quadratkilometern benötigt werden (bei 2.344 Volllaststunden, vgl. (Frontier Economics Ltd. 2018)).

Abbildung 38: Differenz des Endenergiebedarfs der Kompensationsoption „PtG/L“ in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1)



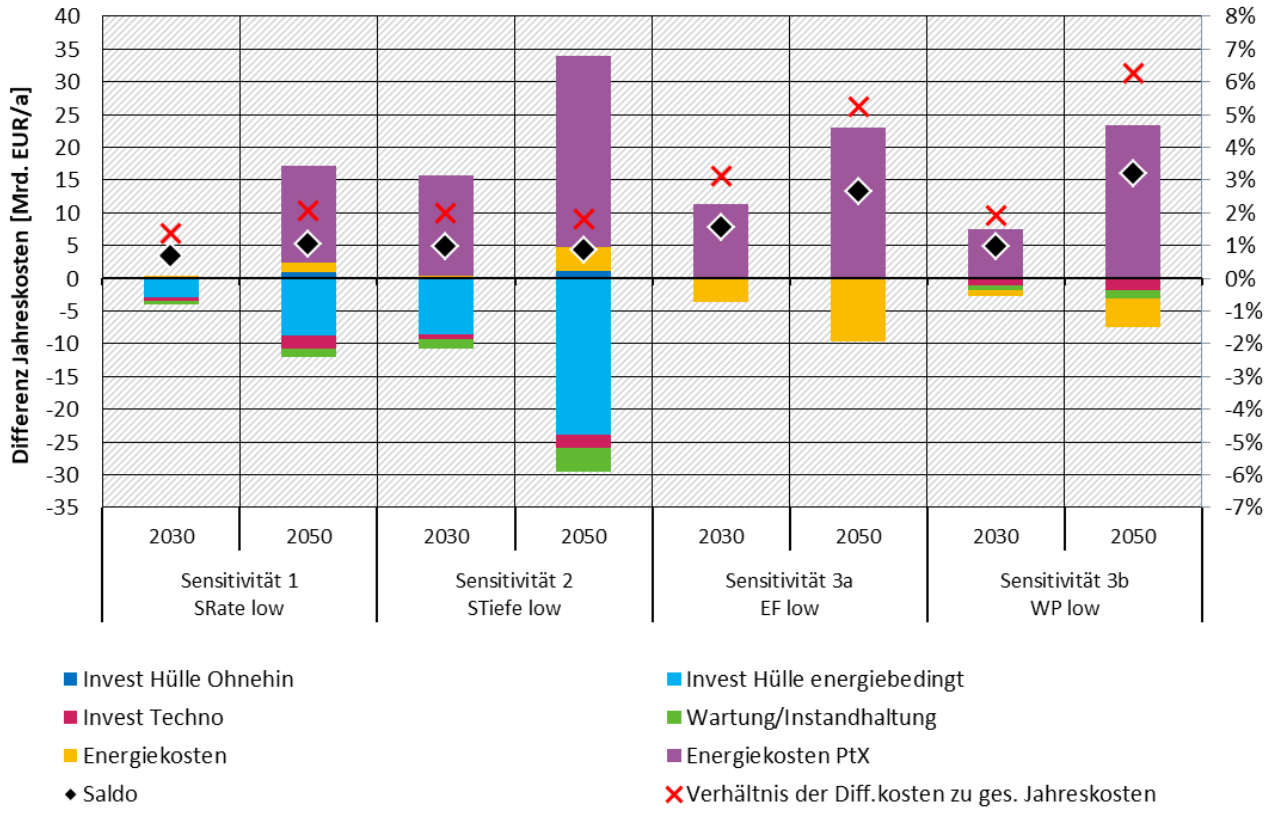
Quelle: Eigene Darstellung

Für die Kompensationsoption „PtG/L“ zeigt Abbildung 39 die Differenz der Jahreskosten in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad. Die Energiekosten werden dabei in zwei Kategorien ausgewiesen. „Energiekosten konv.“ umfasst die Energiekosten für alle angelieferten Endenergieträger außer PtG/L (also fossile Brennstoffe, Fernwärme, Holz und Strom). „Energiekosten PtG/L“ zeigt die Kosten für den Bezug der strombasierten synthetischen Brennstoffe (aus Verbraucherperspektive).

Für PtG/L werden die Erzeugungskosten aus Tabelle 22(s. u.) unterstellt. Diese werden als Grenzübergangspreise interpretiert. Zur Ermittlung der Verbraucherpreise müssen die Importpreise um die inländischen Transportkosten, Steuern und Abgaben ergänzt werden. Hierzu werden die gleichen Aufschläge angesetzt wie bei Erdgas. Daraus ergeben sich für die Verbraucher spezifische PtG/L-Kosten in Höhe von 22,2 ct/kWh in 2025. Die spezifischen Kosten sinken dann bis zum Zieljahr 2050 auf 16,7 ct/kWh.

Im Vergleich zum Referenzzielpfad verzeichnen alle Sensitivitäten höhere Jahreskosten. Die Differenzkosten in 2050 bezogen auf die jeweiligen Jahresgesamtkosten (rote Kreuze, projiziert auf die rechte Achse) liegen dabei zwischen 1,8 % (Sensitivität „SRate low“) und 6,2 % (Sensitivität „WP low“).

Abbildung 39: Differenz der Jahreskosten der Kompensationsoption „PtG/L“ in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Referenzzielpfad (Zielbereich 1)



Quelle: Eigene Darstellung

3.2.7 Schlussfolgerungen zu Zielbereich 1

Aus der Analyse der Sensitivitäten sowie möglicher Kompensationsvarianten für Zielbereich 1 lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

2. Im Referenzzielpfad wird bis zum Jahr 2050 ein Großteil der Wohn- und Nichtwohngebäude energetisch auf ein Niveau saniert, das die Neubauanforderungen der EnEV 2014 unterschreitet. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfad verfehlt (Sensitivitäten 1 „SRate low“ und 2 „STiefe low“), muss der Anteil fossiler Brennstoffe an der Wärmeversorgung der Gebäude auf einen Anteil kleiner als 15 % sinken, um das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zu erreichen (zum Vergleich: Im Referenzzielpfad liegt der „zulässige“ Anteil fossiler Brennstoffe am Endenergiebedarf der Gebäudewärme bei rund 22 %).
3. Infolge der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Gebäude kommt der Dekarbonisierung der Stromerzeugung eine Schlüsselrolle zu: Bei zu starkem Verfehlen des Dekarbonisierungsziels des Stromsektors, wird das Gebäudeziel selbst dann nicht mehr erreicht, wenn alle prinzipiell sanierbaren Gebäude auf das Effizienzniveau „vollsaniert plus“ saniert werden; dazu kommen die im Vergleich zum Referenzzielpfad höheren Jahreskosten, die mit der Zielverfehlung einhergehen. Die Zielverfehlung bei den Dekarbonisierungsbestrebungen des Stromsektors kann auch dann nicht vollständig kompensiert werden, wenn die verbleibenden fossilen Energieträger zur dezentralen Wärmeerzeugung komplett durch PtG/L ersetzt werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass selbst bei dem flächendeckenden Einsatz von PtG/L ein ambitionierter nationaler Ausbau der EE-Stromerzeugung notwendig ist.
4. Das Potenzial heimischer Biomasse ist begrenzt. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt, können diese anteilig durch den Mehreinsatz von Biomasse kompensiert werden. Der Einsatz von Biomasse im Gebäudesektor steht in Konkurrenz mit der Biomassenachfrage aus den anderen Sektoren, insbesondere dem Umwandlungssektor und der Industrie. Gleichzeitig besteht ein Wettbewerb mit der stofflichen Nutzung. Je mehr Biomasse in den Gebäudesektor geht (und dort zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme verwendet wird), desto kleiner sind die Anteile, die den anderen Sektoren zur Verfügung stehen (und dort aufgrund des hohen Exergiepotenzials wirksamer eingesetzt werden können). Ein Überschreiten des nationalen Potenzials holzartiger Biomassen würde zudem dazu führen, dass Holz importiert werden müsste, mit entsprechenden Folgen aus dem Transportaufwand sowie möglicherweise verbunden mit Nachhaltigkeitsrisiken, die sich im Ausland mit einem erhöhten Nachfragedruck aus Deutschland verbinden würden.
5. Im Rahmen des Referenzzielpfad liegt der Anteil des Endenergiebedarfs aus Wärmepumpen (Umgebungswärme + Strom zum Betrieb der Wärmepumpen) im Zieljahr 2050 bei rund 43 %. Wärmepumpen sind eine zentrale Schlüsseltechnik der Wärmewende im Gebäudesektor. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt, führt dies zu einem hohen zusätzlichen Bedarf an Wärmepumpen. Je nach Zielverfehlung kann der damit verbundene zusätzliche Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien durchaus in der Größenordnung von 100 TWh liegen (Sensitivität 2). Der damit verbundene zusätzliche Ausbaudruck auf zusätzliche EE-Kraftwerke sowie für deren Systemintegration notwendige Infrastruktur (Stichwort Netzausbau) muss in Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz bewertet werden.
   Mit einem noch stärkeren Ausbau von Wärmepumpen verbinden sich zudem die Herausforderungen, die sich aus der Interaktion mit dem Stromsystem ergeben (in Kälteperioden hohe Netzbelastung bei ohnehin hoher Stromnachfrage und geringer PV-Einspeisung). Hinzu kommen die mit dem starken Ausbau von Luft/Wasser-Wärmepumpen verbundenen Lärmemissionen.
   Bleibt die Sanierungsaktivität gering, müssten Wärmepumpen gegebenenfalls auch in energetisch nicht oder nur unzureichend sanierten Gebäuden eingesetzt werden, mit entsprechenden Effizienzverlusten bei ihrem Betrieb. Dies würde den Ausbaudruck auf die EE-Stromerzeugung noch weiter erhöhen.
   Werden im Zieljahr 2050 zu wenig elektrische Wärmepumpen eingesetzt (Sensitivität „WP low“), lassen sich die entsprechenden Fehlbeiträge nicht vollständig durch verstärkte Sanierungsanstrengungen ausgleichen; dazu kommen die vergleichsweise hohen Kosten dieser Zielverfehlung.

6. In allen vier Sensitivitäten sind im Zieljahr 2050 die Differenzkosten der untersuchten Kompensationsvarianten bezogen auf die jeweiligen Jahresgesamtkosten verhältnismäßig gering. Die Abweichungen in 2050 liegen bei max. 4 % (bezogen auf die Kompensationsvarianten ohne PtG/L). Bezogen auf den Referenzzielpfad liegen die Jahreskosten in den beiden Sensitivitäten mit geringeren Effizienzbeiträgen („SRate low“ und „STiefe low“) etwas niedriger als im Referenzzielpfad. Die beiden Sensitivitäten, bei denen die Dekarbonisierungsziele für Strom und Fernwärme verfehlt („EF low“) oder der Anteil an Wärmepumpen („WP low“) durch erhöhte Effizienzanstrengungen kompensiert werden, führen hingegen zu etwas höheren Kosten für die Gebäudeeigentümer. Trotz leicht höherer Kosten erscheint eine Transformationsstrategie, die auf starke Effizienzbeiträge setzt, die risikoärmere Strategie zu sein. Beispielsweise sind effizientere Gebäude eher „immun“ gegen ein Scheitern der Dekarbonisierungsstrategie bei Strom und Fernwärme sowie mögliche Ausschläge bei den Energiepreisen.
7. Bei einer Verfehlung der Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme (in Sensitivität „EF Low“), kann selbst durch vollständigen Ersatz der verbleibenden fossilen Energieträger das Einsparziel nicht erreicht werden. D.h. selbst bei dem flächendeckenden Einsatz von PtG/L, ist ein ambitionierter nationaler EE-Ausbau in der Strom- und Fernwärmerzeugung notwendig.
8. In der Kompensationsvariante „PtG/L“ fällt in den vier Sensitivitäten im Zieljahr 2050 ein PtG/L-Bedarf in Höhe von 80-175 TWh an. Zur Produktion dieser Menge an strombasierten synthetischen Brennstoffen werden 160-350 TWh an erneuerbarem Strom benötigt. Für den Ausbaudruck auf EE-Kraftwerke und Infrastruktur gilt das Gleiche wie bei der Kompensationsvariante mittels Wärmepumpen. Hinzu kommen spürbar höhere Jahreskosten dieser Kompensationsvariante.

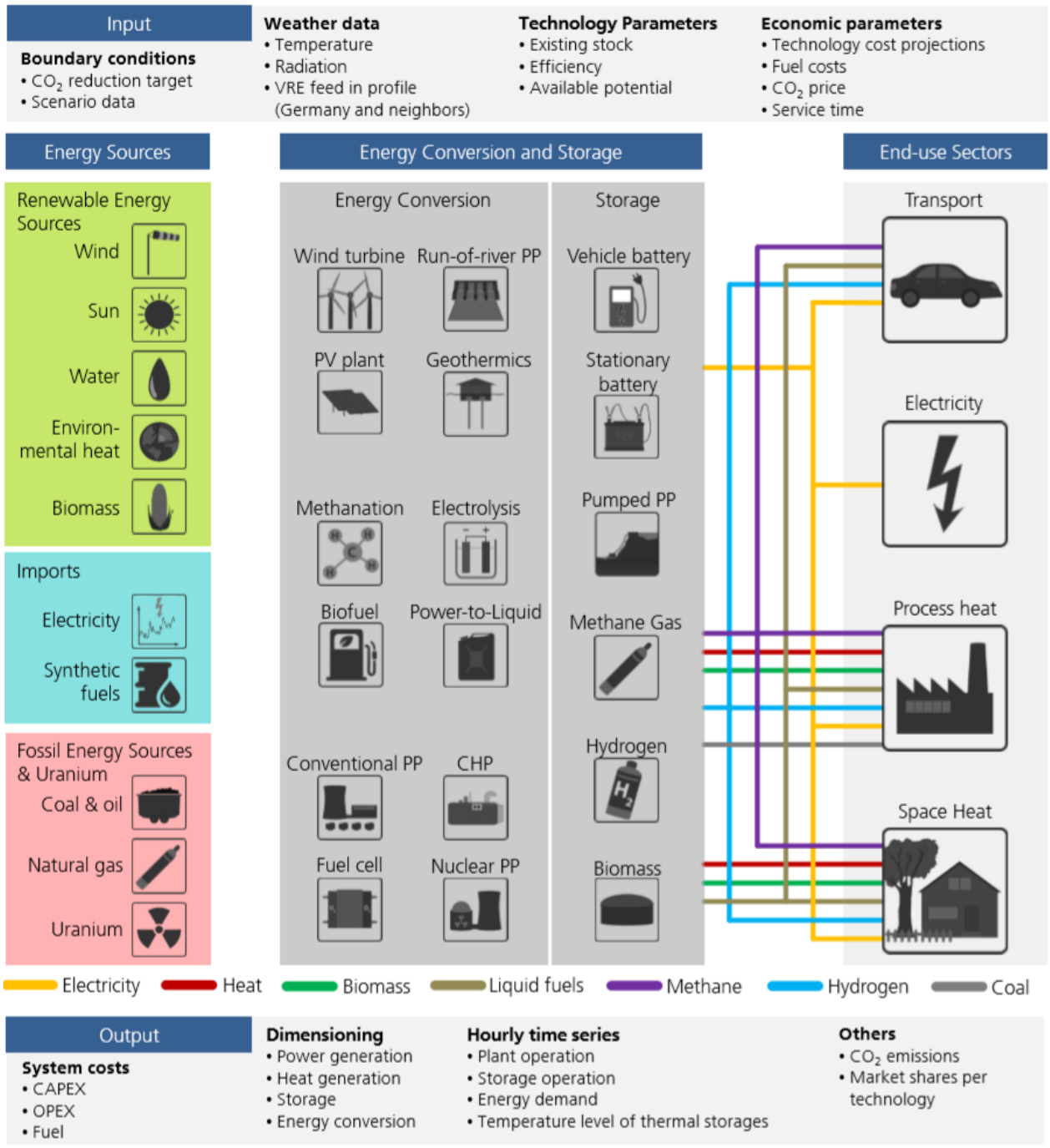
3.3 Zielbereich 2: THG-Minderung um mindestens 95 %

Im Gegensatz zu Zielbereich 1 („nahezu kilmaneutraler Gebäudebestand“), dessen Risikooptionen mit dem Gebäudemodell des Öko-Instituts untersucht wurden, womit eine reine sektorspezifische Analyse durchgeführt wird, werden für die Analysen in Zielbereich 2 („THG-Minderung um mindestens 95 %“ (in allen Sektoren)) Berechnungen mit dem Modell REMod durgeführt, welches Analysen des gesamten Energiesystems ermöglicht. Die Parametrierung des Referenzzielpfades basiert dabei zum Teil auf Annahmen des Zielbereiches 1, zum Teil auf Vorgaben durch den Auftraggeber. Davon ausgehend werden in der Risiko- und Defizitanalyse in Abhängigkeit von den jeweiligen Anforderungen entweder weitere Optimierungs- oder Simulationsrechnungen verwendet. Für einzelne Defizite werden die möglichen Kompensationsmaßnahmen ermittelt.

3.3.1 Herangehensweise

Die grundlegende Funktionsweise des Modells REMod basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung eines deutschen Energieversorgungssystems, dessen energiebedingte CO_2-Emissionen einen vorgegebenen Zielwert bzw. Zielpfad nicht überschreiten. Ziel der Optimierung ist es, kostenminimal alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so zu dimensionieren, dass in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist. In Abbildung 40 ist eine schematische Übersicht des Energiesystemmodells REMod sowie der zentralen Eingangs- und Ausgangsgrößen dargestellt.

Abbildung 40: Übersichtsschema des Erneuerbaren Energien Modells REMod sowie zentrale Eingangs- und Ausgangsgrößen



Quelle: (Sterchele 2019)

Als Stromerzeuger sind konventionelle Braun- und Steinkohlekraftwerke[48], Kernkraftwerke, ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen, Kraft-Wärmekopplungsanlagen sowie Gas- und Dampfkraftwerke implementiert. Erneuerbarer Strom kann im Modell aus Windenergieanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet

[48] In den Berechnungen wird angenommen, dass basierend auf den Empfehlungen der Kohlekommission ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2035 erfolgt (Kohlekommission 2019).

werden. So kann z. B. Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet werden oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert. Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen Batterien (in Kfz) oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive Netz ca. 210 TWh (Trost et al. 2012)) dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Sie werden demnach nicht in der Optimierung (Kosten, Größe) berücksichtigt. (Energieinstitut Vorarlberg 2018)

Die Energienachfrageseite wird in vier Gruppen unterteilt: Verkehr, originäre Stromanwendungen (Basisstromlast), Gebäudewärme (sowohl Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude und Industriegebäude) und Prozesswärme in der Industrie. Hierbei wird der Verkehrssektor im Detail durch PKW und LKW mit jeweils sieben Fahrzeugkonzepten abgebildet. Rein bilanziell, d.h. nicht zeitlich aufgelöst, werden die Energienachfrage der Luftfahrt, Schifffahrt und die des brennstoffbasierten Bahnverkehrs berücksichtigt. Die Basisstromlast wird über Lastprofile basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber abgebildet, die um die Stromlast für Heizungsanlagen reduziert wurde. Diese Last wird modellendogen berechnet und ist somit nicht Teil der Basislast. Weitere Informationen zur Modellmethodik sind (Palzer 2016; Fraunhofer ISE 2015; Sterchele 2019) zu entnehmen (Energieinstitut Vorarlberg 2018).

Modellierung der Gebäude

Der Gebäudesektor ist durch 22 mögliche Heizwärmeversorgungstechniken abgebildet. Jede dieser Heizungstechniken kann optional durch einen Wärmespeicher und optional durch eine Solarthermieanlage ergänzt werden. Thermische Speicher können sowohl über Solarthermie als auch mit Wärme aus Überschussstrom (direkt oder über die Wärmepumpe) beladen werden. Letzteres ermöglicht eine flexible Nutzung von Strom bei negativer Residuallast. Umgekehrt kann bei positiver Residuallast und gleichzeitigem Wärmebedarf beispielsweise eine Wärmepumpe ausgeschaltet und der Speicher entladen werden. (Energieinstitut Vorarlberg 2018)

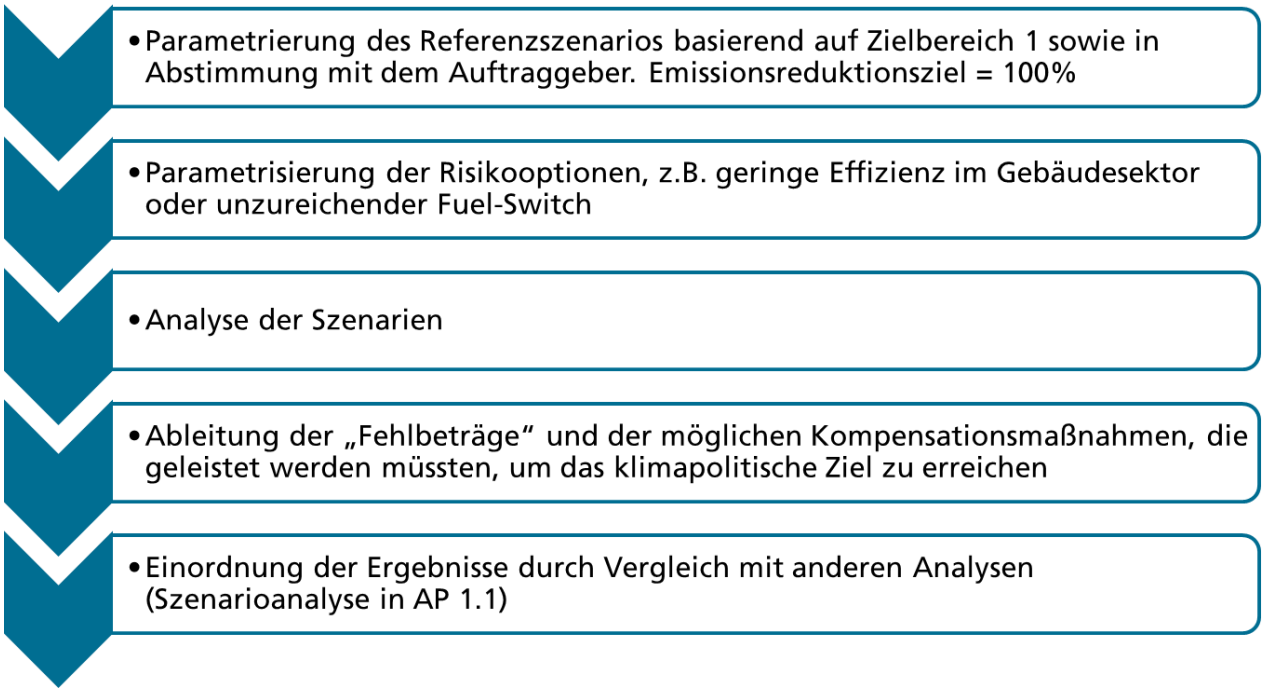
Für die Berechnungen wird ausgehend von der heutigen Wohnfläche bis zum Jahre 2050 ein Wohnflächenanstieg von rund 5 % angenommen. Des Weiteren sind drei unterschiedliche Standards für die energetische Gebäudesanierung im Modell implementiert. „Unsaniert“ bezeichnet hierbei den aktuellen Zustand des deutschen Gebäudebestands. Im Sanierungsgrad „vollsaniert“ wird der Nutzenergiebedarf für Raumwärme durch eine Reduktion der Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäude-Außenbauteile reduziert. Für Neubauten wird davon ausgegangen, dass mindestens der energetische Standard »vollsaniert« vorgeschrieben ist. Noch weiter herabgesetzt ist der Nutzenergiebedarf von Gebäuden mit dem Sanierungsgrad „vollsaniert plus“. Die beiden Standards orientieren sich an Kriterien der EnEV 2016 sowie des Passivhauses. Der Sanierungsgrad „vollsaniert“ bedingt im Vergleich zu unsanierten Gebäuden eine Reduktion des Heizwärmebedarfes von rund 50 %. Bei Gebäuden mit dem Standard „vollsaniert plus“ steigt dieser Wert auf 64 %.

Arbeitsschritte

Als Ausgangspunkt zur Analyse der Risiko- und Defizitanalyse dient ein Referenzzielpfad, in welchem eine vollständige Vermeidung der energiebedingten Emissionen im Jahr 2050 angestrebt wird. Die energiebedingten Emissionen müssen vor dem Hintergrund einer Gesamtemissionsminderung um 95 % vollständig vermieden werden, da es Bereiche gibt, in denen die Emissionen nur in geringerem Umfang reduziert werden können (z.B. Landwirtschaft). Ausgehend vom Referenzzielpfad erfolgt die

Parametrierung unterschiedlicher Sensitivitätsanalysen, um gezielte Risiken/ Sensitivitäten darzustellen. Dies umfasst eine zu geringe Sanierungsrate im Gebäudesektor, eine zu geringe Sanierungstiefe im Gebäudesektor sowie einen unzureichenden Fuel-Switch im Gebäudebestand. Für den Referenzzielpfad sowie die Risiken/ Sensitivitäten erfolgt eine Analyse des in 2050 resultierenden Energiesystems mit besonderem Fokus auf den Gebäudesektor. Untersucht werden unter anderem energetische Indikatoren, wie End- als auch Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser oder die CO_2-Emissionen des Gesamtenergiesystems. Für jede Risikooption werden drei unterschiedliche Kompensationsmaßnahmen analysiert und es wird ermittelt, welche dieser Optionen zu einer Einhaltung der Ziele führen kann (vgl. auch Abbildung 43).

Abbildung 41: Vorgehensweise Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

3.3.2 Rahmendaten

Tabelle 22 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Risikoanalyse verwendeten Rahmendaten (Entwicklung der zu beheizenden Flächen, Investitions- und Wartungskosten, Energiepreisprojektionen). Grundlage dafür ist zum einen die Rahmendatenstruktur aus dem Projekt „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ (KliNeG)[49], aktualisiert und angepasst an aktuelle Datenquellen (vgl. auch Zielbereich 1), zum anderen der in dem Projekt „Integriertes Energiekonzept 2050“ (IEK2050) und in der Dissertation (Sterchele 2019) definierte Rahmen. Basisjahr der Modellierung in der genannten Studie ist das Jahr 2015.

Tabelle 22: Rahmendaten zu Zielbereich 2

Parameter	Datenquelle
Entwicklung der Wohnfläche Entwicklung der Nutzfläche	Grundlage ist die Entwicklung aus KliNeG.

[49] (Bürger et al. 2017)

Investitionskosten	Investitionskosten und deren Entwicklung bis 2050 sind im Datenanhang zu IEK 2050 angegeben (NOW GmbH 2019). Investitionskostenansätze werden über Baupreisindex des Statistischen Bundesamtes auf die gewünschte Preisbasis normiert.		
Wartung-/Instandhaltungskosten	Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sind im Datenanhang zu IEK 2050 angegeben (NOW GmbH 2019).		
Energiepreise	Entsprechend IEK 2050 (NOW GmbH 2019)		
Kalkulatorischer Zinssatz	7 % (NOW GmbH 2019)		
Preisbasis	2015 (Startjahr der Optimierung)		
	2030	2040	2050
Preis Import CH_4 in €/MWh; Vorgabe Auftraggeber basierend auf (Pfenning et al. 2017)	155	137	118
Preis Import Flüssigbrennstoffe in €/MWh; basierend auf (Pfenning et al. 2017)	155	137	118
Biomassepotenzial (feucht, fest, Anbau (ab 2030 nicht mehr)); in Absprache mit dem Auftraggeber angelehnt an (Purr 2017)	138	121	109
Potentiale fluktuierende erneuerbare Energien (fEE) bis 2050	PV: 480 GW Wind Onshore: 230 GW Wind Offshore: 40 GW		

3.3.3 Referenzzielpfad

Der Referenzzielpfad strebt eine Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen bis 2050 um 100 % ggü. 1990 an. Die Entwicklung der Sanierungsrate ergibt sich aus der in Kapitel 1.1 durchgeführten Szenarioanalyse als Mittelwert der Szenarien des Zielbereichs 2:

- 2021-2030: 2,3 %
- 2031-2040: 2,5 %
- 2041-2050: 2,6 %

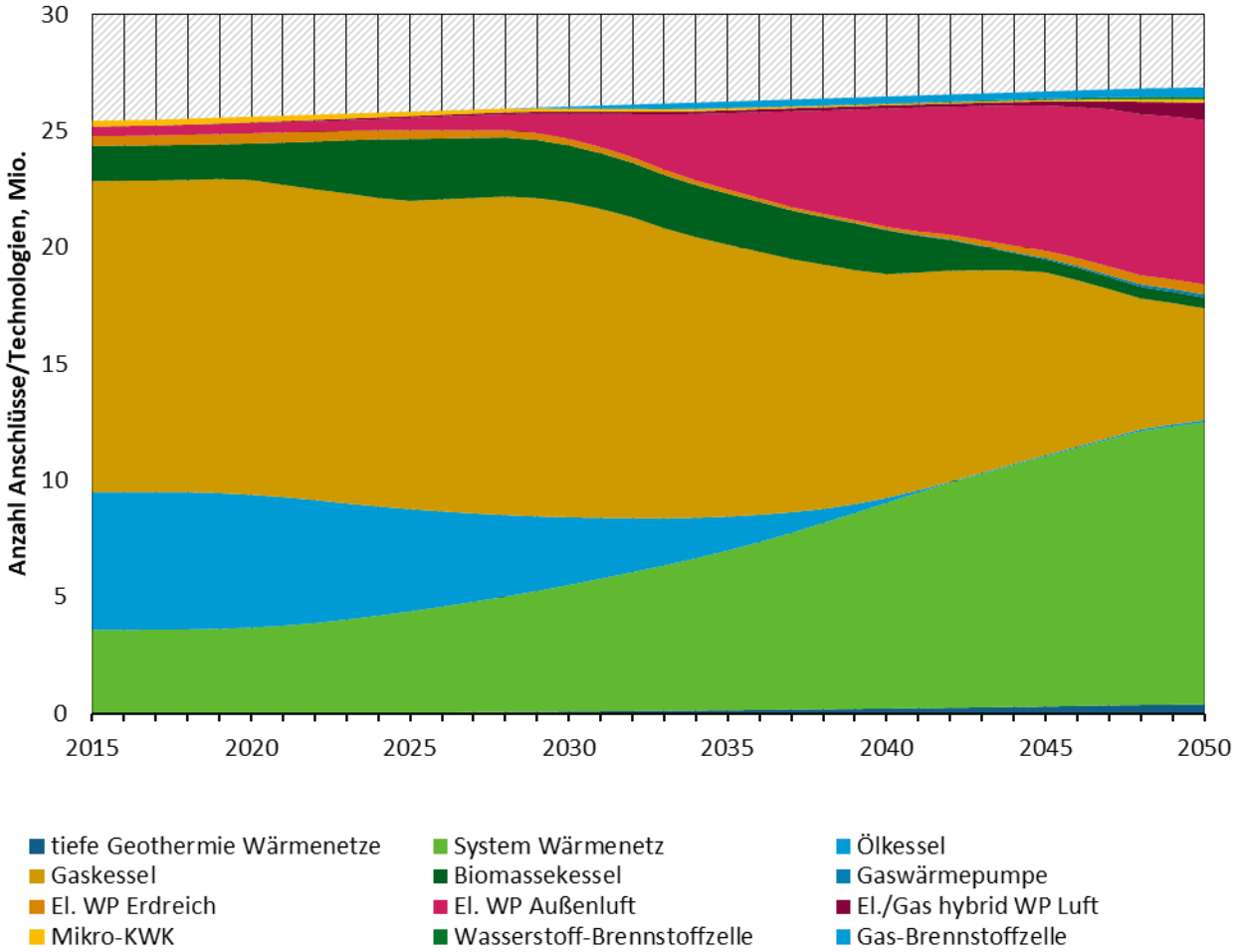
Die angegebenen Sanierungsraten der Perioden sind dabei Mittelwerte aus jeweils 10 Jahre. In der ersten Periode ist ein Anstieg der Sanierungsrate auf ca. 2,5 %/a angenommen, der in der zweiten Periode konstant bleibt. In den Jahren 2041 bis 2050 ist ebenfalls ein konstanter, aber leicht höherer Wert als in der vorherigen Periode angenommen. Insgesamt ergibt sich für den Zeitraum 2021 bis 2050 eine mittlere Sanierungsrate (Wohn- und Nichtwohngebäude) von rund 2,5 %.

Die angenommenen Sanierungstiefen entsprechen den in Zielbereich 1 angesetzten (unsaniert, vollsaniert und vollsaniert plus). Der Anteil der unsanierten Gebäude ergibt sich dabei aus der Sanierungsrate, die Verteilung auf die Sanierungstiefen vollsaniert und vollsaniert plus ist an die in Zielbereich 1 angegebenen Verteilung im Referenzzielpfad angelehnt (34 % der sanierten Gebäude vollsaniert, 66 % vollsaniert plus). Der Nutzwärmebedarf im Gebäudesektor im Jahr 2050 wird dadurch im Vergleich zu 2020 nahezu halbiert. Die installierte Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) beträgt im Jahr 2050 562 GW. Das entspricht einem Anteil von fEE am Strommix in 2050 rund 90 %.

Ausgehend von diesem Szenario werden drei verschiedene Risiken/ Sensitivitäten mit unterschiedlichen Parametrisierungen durchgeführt. Dabei wird die Systemzusammensetzung nicht geändert, abgesehen von den variierten Parametern. Es ändern sich jedoch die resultierenden Energieflüsse, Emissionen und Systemkosten.

Abbildung 42 zeigt die Zusammensetzung der Heiztechnologien im Referenzzielpfad von 2015 bis 2050. Es fällt auf, dass zur Erreichung der klimapolitischen Ziele Ölkessel nach und nach abnehmen, bis sie in 2042 ganz aus dem System gedrängt werden. Ein Rückgang ist zudem bei Gaskesseln auf 18 % der Anschlüsse in 2050 und Biomassekesseln auf 2 % zu verzeichnen. Während die Gaskessel gegen Ende des Betrachtungszeitraumes nur noch durch „grünes" Gas (z.B. durch PtG oder Import synthetisches CH_4) gespeist werden, zeigen die Ergebnisse, dass die Biomasse in anderen Sektoren dringender benötigt wird. Die Wärmeversorgung wird im Referenzzielpfad in 2050 von Anschlüssen ans Fernwärmenetz sowie von elektrischen Wärmepumpen dominiert. Die Zahl der Anschlüsse an Wärmenetze steigt auf 45 %, die der elektrischen Wärmepumpen auf 32 %.

Abbildung 42: Heizungstechniken im Referenzzielpfad



Quelle: Eigene Darstellung

3.3.4 Risiken und Defizitoptionen

Abbildung 43 gibt einen Überblick über die betrachteten Risiken sowie Defizitoptionen bezogen auf Zielbereich 2. Für Zielbereich 2 richtet sich die Parametrierung der beiden Risiken „Aufwuchs der Sanierungsrate zu gering" und „Unzureichende Sanierungstiefe" jeweils nach Zielbereich 1. Die Risikooption „unzureichender Fuel-Switch im Gebäudebereich" wird durch eine Deckelung des Anteiles elektrischer Wärmepumpen von 15 % berücksichtigt.

Abbildung 43: Risiken und mögliche Kompensationen (Defizitoptionen) für den Zielbereich 2

Quelle: Eigene Darstellung

Die einzelnen Sensitivitäten sind:

1. **Aufwuchs der Sanierungsrate zu gering:** Der Referenzzielpfad weist über den gesamten Betrachtungszeitraum von heute bis 2050 eine Sanierungsrate von im Mittel etwa 2,5 % auf. Derzeit liegt die Sanierungsrate bei nur ca. 1 %, was nicht den Zielvorstellungen der Bundesregierung entspricht. In Sensitivität 1 wird untersucht, welche Auswirkungen es hat, wenn die Sanierungsrate auch langfristig niedrig bleibt.
2. **Unzureichende Sanierungstiefe:** Während in diesem Szenario die Sanierungsrate gleich wie im Referenzzielpfad angenommen wird, wird die Sanierungstiefe stark reduziert. Dies bedeutet, dass Gebäude grundsätzlich nicht auf den Stand vollsaniert oder vollsaniert plus renoviert werden. So werden nur einzelne Bauteile der Gebäudehülle renoviert, beispielsweise nur die Fenster oder die Fassade. Die Auswirkung einer unzureichenden Sanierungstiefe wird bei der Analyse dieser Risikooption bewertet und die durchschnittliche Nutzenergiebedarfsreduktion in Bezug zum Referenzzielpfad gesetzt.
3. **Unzureichender Fuel-Switch im Gebäudebereich:** Um dieses Risiko im Modell abzubilden, wird basierend auf dem Referenzzielpfad die Struktur der Heizungstechnologien verändert. Dazu wird analog zu Zielbereich 1 der Anteil elektrischer Sole- und Luftwärmepumpen auf 15 % eingeschränkt. Durch die Abnahme der auf erneuerbaren Strom basierenden elektrischen Heizungstechnik steigt der Anteil an gasbasierten Technik entsprechend an.

Ein Überblick über die Parametrisierung der drei Risiken/ Sensitivitäten sowie des Referenzzielpfades ist in Tabelle 23 dargestellt. Bei einer Simulation werden nur die in Tabelle 23 genannten Parameter geändert. Dies bedeutet, dass sich die installierte Leistung von Kraftwerken oder die Zusammensetzung der Heiztechnologien nicht ändern.

Tabelle 23: Parametrisierung des Referenzzielpfad und der Sensitivitäten in Zielbereich 2

Risiko	Referenzzielpfad	Parametrisierung der Sensitivität
1. Steigerung Sanierungsrate zu gering	Sanierungsrate: 2021-2030: 2,3 % 2031-2040: 2,5 % 2041-2050: 2,6 % Sanierungstiefe: 34 % der sanierten Gebäude vollsaniert, 66 % vollsaniert plus; unsanierte Gebäude ergeben sich aus Sanierungsrate	Sanierungsrate: 2021-2030: 1,0 % 2031-2040: 1,1 % 2041-2050: 1,2 % Verteilung der Sanierungsstufen wie im Referenzzielpfad
2. Steigerung Sanierungstiefe zu gering	Analog Zielbereich 1: ca. 34 % der sanierten Gebäude vollsaniert, 66 % vollsaniert plus; unsanierte Gebäude ergeben sich aus Sanierungsrate	Sanierungsrate wie in Referenzzielpfad, aber niedrigere Sanierungstiefe; mittlere Reduktion des Nutzwärmebedarfs heute unsanierter Gebäude um 13 %
3. Unzureichender Fuel-Switch im Gebäudebestand	Heiztechnologien: Anteil el. Wärmepumpen 32 % (Optimierungsergebnis)	Anteil Wärmepumpen: 15 % analog zu Zielbereich 1

3.3.5 Zielverfehlung der Sensitivitäten

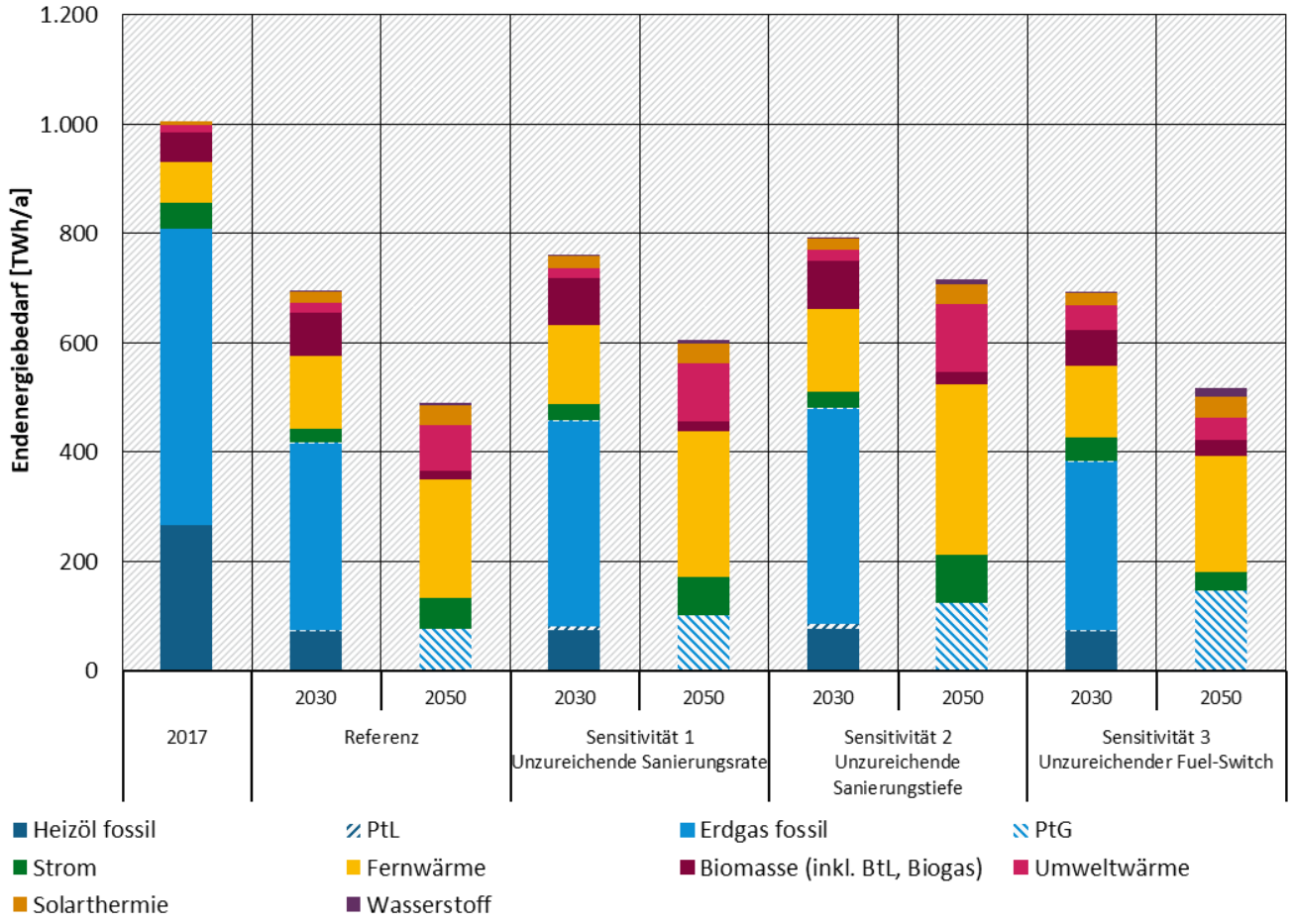
Abbildung 44 zeigt den Endenergiebedarf aller Szenarien in 2030 und 2050 für die Gebäudewärme. Es lässt sich deutlich erkennen, dass die Anhebung der Sanierungsrate von heute 1 % auf rund 2,3 % durch die Reduktion des Nutzwärmebedarfs auch zu einer entsprechenden Einsparung im Endenergiebedarf führt. Der Nutzwärmebedarf im Gebäudesektor wird im Referenzzielpfad gegenüber 2015 um insgesamt 38 % reduziert. Die geringste Nutzwärmebedarfsreduktion wird in Sensitivität 2 erreicht (ca. 10 %). Im Vergleich zu dem unsanierten Zustand eines Gebäudes wird der Nutzwärmebedarf durch eine Sanierung (Teilsanierung/ „Pinselsanierung“) nur um ca. 13 % reduziert (zum Vergleich: eine Sanierung auf das Niveau vollsaniert entspricht einer Reduktion des Nutzwärmebedarfs um ca. 50 %).

Der Endenergiebedarf für Gebäudewärme liegt in 2030 durchschnittlich bei etwa 700 TWh, und in 2050 bei rund 491 TWh (s. Tabelle 24). Deutlich zu sehen ist in Abbildung 44 die zunehmende Bedeutung der Fernwärme, welche in allen Szenarien die dominante Wärmetechnik ist. Heizöl/ flüssige Brennstoffe spielen hingegen im Jahr 2050 keine Rolle mehr und auch die Rolle der Biomasse im Gebäudesektor nimmt deutlich ab. Dahingegen nimmt der Anteil PtG deutlich zu.

Tabelle 24: Endenergiebedarf für Raumwärme in TWh für den Referenzzielpfad sowie die Sensitivitäten 1 bis 3 in 2030 und 2050.

Szenario	Jahr	Endenergie Gebäudewärme in TWh
Referenz	2030	694
	2050	491
Sensitivität 1	2030	759
	2050	605
Sensitivität 2	2030	792
	2050	716
Sensitivität 3	2030	691
	2050	518

Abbildung 44: Entwicklung des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten des Zielbereichs 2



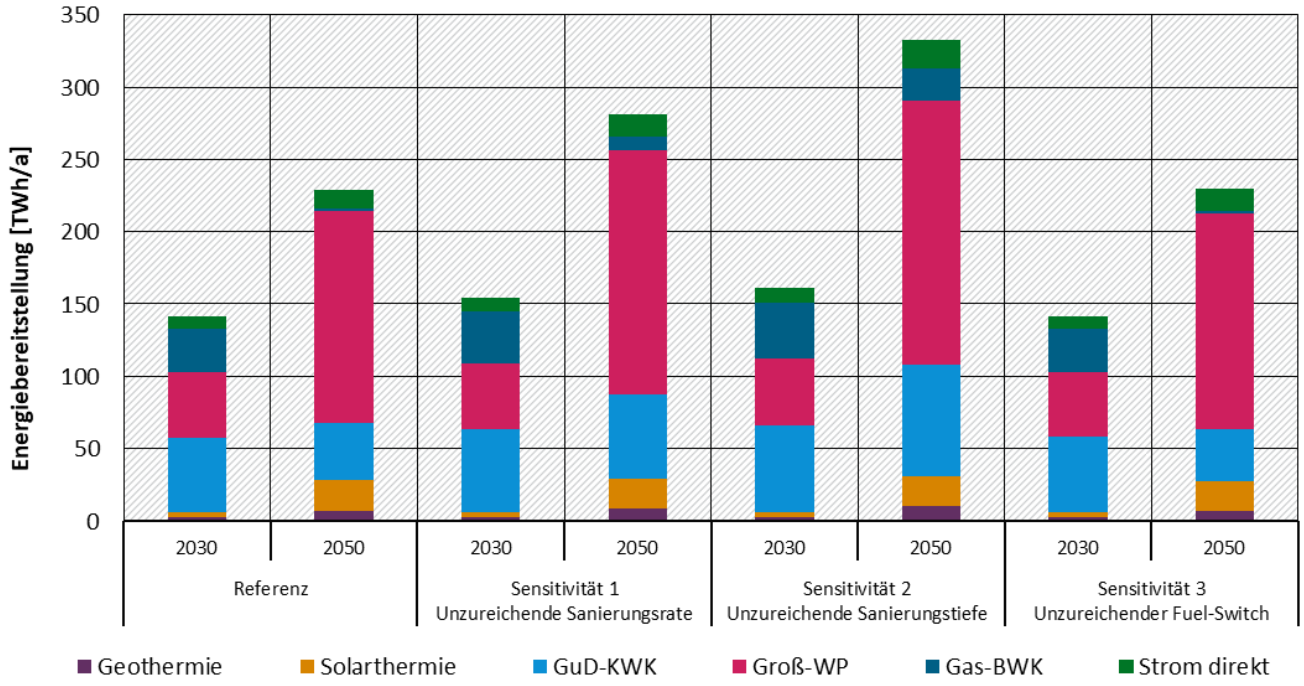
Quelle: Eigene Darstellung

2017: Werte entsprechend Zielbereich 1, Aufteilung „Fossile Brennstoffe“ entsprechend Anteil Erdgas und Heizöl nach den Energiebilanzen des BMWi (BMWi 2019b)

Da die Fernwärme in Zukunft eine so wichtige Rolle einnimmt ist deren Zusammensetzung nochmals aufgeschlüsselt in Abbildung 45 (Energiebereitstellung) und Abbildung 46 (installierte Leistung) dargestellt. Der Großteil der in Fernwärmenetze eingespeisten Wärme stammt in allen Szenarien aus großen Wärmepumpen gefolgt von GuD-KWK-Anlagen und damit durch die Techniken, die die Sektoren

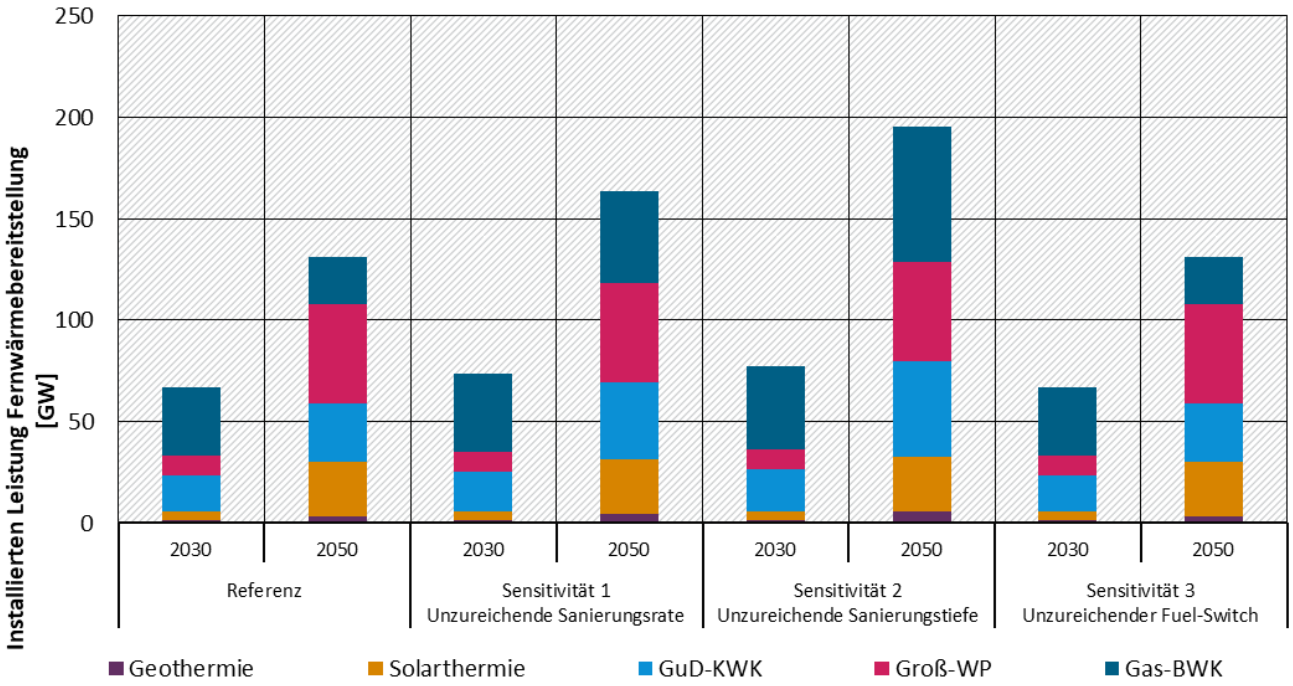
Strom und Wärme koppeln. Darüber hinaus werden auch weitere erneuerbare Energien wie tiefe Geothermie und Solarthermie genutzt. Alle Fernwärmenetze sind darüber hinaus mit großen Wärmespeichern ausgestattet, die – falls keine andere Nutzung im System möglich ist – Strom direkt in Wärme umwandeln und darüber hinaus Wärme auch über einen längeren Zeitraum speichern können. Bei der installierten Leistung (Abbildung 46) fällt auf, dass sehr hohe Back-Up-Leistungen in Form von Brennwertkesseln (Gas-BWK) vorgehalten werden um die Wärmeversorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Abbildung 45: Entwicklung der Energiebereitstellung in Fernwärmenetzen in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung für Fernwärmebereitstellung in 2030 und 2050 für den Referenzzielpfad und die Sensitivitäten in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung
Angegebene Leistung GuD ist die elektrische Leistung, bei anderen Techniken die thermische.

Abbildung 47 zeigt die Differenz des Endenergiebedarfs der betrachteten Sensitivitäten im Vergleich zum Referenzzielpfad in 2030 und 2050. In den beiden Sensitivitäten 1 (Unzureichende Sanierungsrate) und 2 (Unzureichende Sanierungstiefe) zeigt sich deutlich ein in Summe größere Endenergiebedarf. Auch der unzureichende Fuel-Switch (Sensitivität 3) führt zu einem – wenn auch deutlich geringeren – Anstieg des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme in 2050. In 2030 ist der Endenergiebedarf in Sensitivität 3 im Vergleich zur Referenz leicht niedriger. Grund hierfür ist, dass früher effizientere Techniken für die Wärmebereitstellung genutzt werden, als im Referenzzielpfad. Insbesondere der Anteil der Wärmepumpen ist in Sensitivität 3 2030 schon höher, da es für das Energiesystem positiv ist schon früher die effiziente Wärmepumpentechnik auszubauen und zu nutzen.

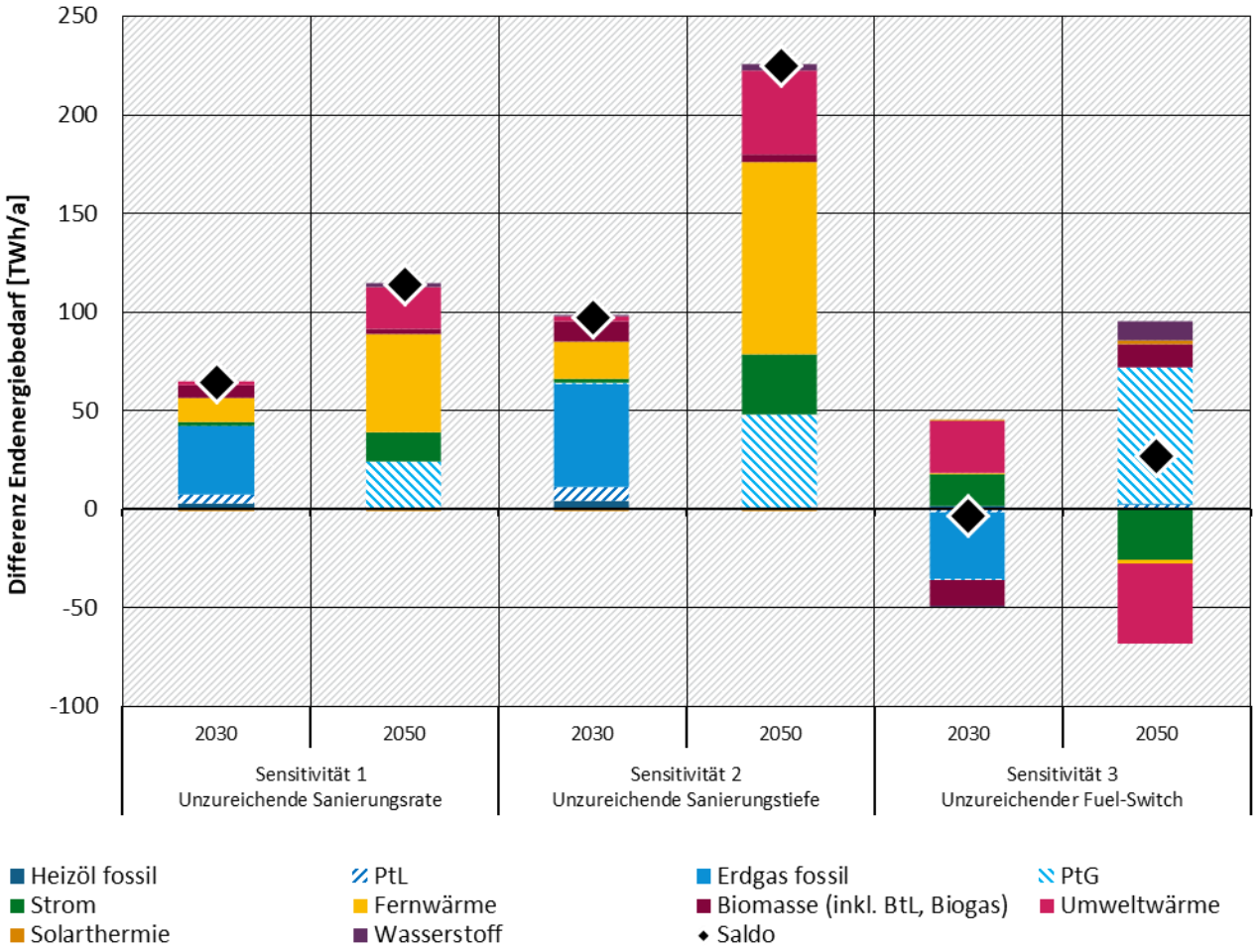
Der höhere Endenergiebedarf in den Sensitivitäten 1 und 2 wird insbesondere durch Fernwärme und Wärmepumpen (Strom + Umgebungswärme) sowie teilweise durch PtG gedeckt. Biomasse hat in 2050 keinen relevanten Anteil mehr. Der unzureichende Fuel-Switch in Sensitivität 3 zeigt sich durch einen niedrigeren Strom- und Umgebungswärmebedarf und eine deutliche Zunahme der Nutzung von PtG. Aber auch die begrenzt verfügbare Biomasse und Biogas werden in diesem Fall teilweise im Gebäudebereich zur Deckung der Endenergiebedarfe eingesetzt.

Die sich ergebenden CO_2-Fehlbeträge der Sensitivitäten in 2050 sind in Tabelle 25 zusammengefasst. Die Fehlbeträge resultieren aus der Annahme, dass die im Vergleich zum Referenzzielpfad größeren Mengen an Methan und flüssigen Brenn- und Treibstoffen im Gesamtsystem in Form fossiler Energieträger (Erdgas, Erdöl) importiert werden. Die Fehlbeträge in Spalte 4 beziehen sich auf das Jahr 2050 und nicht auf den gesamten Transformationspfad, d.h. von heute bis 2050. Da bei einer Zielverfehlung bereits vor 2050 Mehr-Emissionen anfallen, würde der kumulierte CO_2-Fehlbetrag entsprechend deutlich höher ausfallen.

Tabelle 25: Energiebedingte CO_2-Fehlbeträge der Szenarien in 2050

Szenario	Erreichtes CO_2-Minderungsziel in %	CO_2-Fehlbetrag in %	CO_2-Fehlbetrag in Mio. t CO_2
Referenz	100 %	0	0
Risiko 1	98 %	1,7 %	16,6
Risiko 2	94 %	5,7 %	56,5
Risiko 3	99 %	0,8 %	8,2

Abbildung 47: Differenz des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme der Sensitivitäten zum Referenzzielpfad in 2030 und 2050



Quelle: Eigene Darstellung

3.3.6 Mögliche Kompensationsoptionen zum Defizitausgleich

Im Ergebnis der Analyse aus Abschnitt 1.3.5 wird gezeigt, dass die berechneten Risiken/ Sensitivitäten die Zielvorgabe einer Emissionsreduktion von 100 % in 2050 ggü. 1990 nicht einhalten. Im nächsten Schritt wird analysiert, ob und wie spezifische Defizitoptionen den identifizierten Fehlbetrag an Emissionsminderung kompensieren können. Im Folgenden werden die einzelnen Kompensationsmaßnahmen auf die drei oben identifizierten Szenarien angewendet.

a) Kompensation durch noch stärkeren Einsatz heimischer EE-Wärme

Die Sensitivitäten führen wie oben gezeigt zu einer Nicht-Einhaltung der klimapolitischen Zielvorgaben. Die zusätzlich emittierte Menge an CO_2 beläuft sich dabei auf 8 bis 57 Mio. t. CO_2 in 2050 je nachdem welche Sensitivität betrachtet wird. Eine Möglichkeit, um diese Emissionen auszugleichen, ist ein stärkerer Einsatz heimischer EE-Wärme. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse (und der Verwendung in anderen Sektoren) werden hierbei insbesondere die gekoppelte Nutzung von elektrischen Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen und der Einsatz von Solarthermischen Anlagen untersucht.

Durch die unzureichende Sanierungsrate in Sensitivität 1 ergibt sich im Vergleich zum Referenzzielpfad ein zusätzlich zu deckender Nutzwärmebedarf von 107 TWh, während dieser Wert durch eine unzureichende Sanierungstiefe auf rund das Doppelte ansteigt. Bei einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von drei für eine elektrische Wärmepumpe würde dies somit zu einem Strombedarf von 35 TWh_{el} respektive 70 TWh_{el} führen. Um diesen zusätzlichen Strombedarf rein bilanziell durch Photovoltaikanlagen zu decken wäre – bei einer Volllaststundenzahl von 1.000 h – eine Erhöhung deren Leistung um etwa 35 GW_{el} bzw. 70 GW_{el} erforderlich, was bei erwarteten Investitionskosten von 600 €/kWp (vgl. (Sterchele 2019)) zu Mehrkosten von rund 21 bis 42 Milliarden € führt. Der zeitliche Versatz zwischen Strombedarf und -erzeugung ist dabei nicht berücksichtigt.

Alternativ zur Kombination aus elektrischer Wärmepumpe und Photovoltaikanlage ist die Installation von Solarthermieanlagen als Kompensation möglich. Bei einer angenommenen jährlichen Wärmebereitstellung von 600 kWh/m² (408 bis 711 kWh/m²; vgl. (Lämmle 2019)) würde dies zu einer mittleren zusätzlichen Kollektorfläche von etwa 7 m² in Sensitivität 1 führen. Da das Defizit in Sensitivität 2 deutlich höher ist, ist hier auch eine größere Kollektorfläche von 13 m² pro Gebäude nötig.

Die Risikooption 3 geht von einer geringeren Marktdurchdringung elektrischer Wärmepumpen aus (15 %). Dies führt zu Mehremissionen in Höhe von 8,5 Mio. t CO_2. Während aufgrund der Randbedingung eine Kompensation durch mehr Wärmepumpen nicht möglich ist, kann eine Kompensation durch zusätzliche Installation an Solarthermieanlagen hochgerechnet werden. Basierend auf den oben genannten Randbedingungen würde dies einen durchschnittlichen Anstieg der Kollektorfläche pro Gebäude von rund 3 m² bedeuten.

Eine Übersicht der diskutierten Kompensationsmaßnahmen für die Risiken 1, 2 und 3 ist in Tabelle 26 zusammengefasst. Zum Vergleich: Beim Referenzzielpfad sind 2050 bereits 225 GW PV-Leistung und ca. 3 m² Solarthermiekollektoren dezentral auf Gebäuden installiert. Die zusätzlich nötigen PV-Leistungen entsprechen damit einer Steigerung um 14 % bei Risiko 1 und 28 % bei Risiko 2. Bei der Solarthermie sind die nötigen Steigerungsraten (wenn die zusätzlich benötigte Energie durch dezentrale Kollektoren bereitgestellt werden soll) wesentlich höher. Sie betragen bei Risiko 3 110 %, Bei Risiko 1 wäre eine Erhöhung der Fläche dezentral auf Gebäuden um ca. 260 % und bei Risiko 2 sogar um 480 % nötig. Zum Vergleich: Im Referenzzielpfad werden 44 TWh Nutzwärme durch Niedertemperatur-Solarthermie auf Wohn- und Nichtwohngebäuden erzeugt. Hierfür sind ca. 3 m² Solarthermie pro Gebäude nötig.

Tabelle 26: Zusammenfassung der Kompensationsmaßnahmen (stärkerer Einsatz heimische EE) für die Risiken 1, 2 und 3

Szenario	PV+Wärmepumpe		Solarthermie
Risiko 1	Zusätzlicher Strombedarf: Zusätzliche PV-Leistung:	35 TWh 35 GW_{el}	Zusätzliche Kollektorfläche pro Gebäude: 7 m²
Risiko 2	Zusätzlicher Strombedarf: Zusätzliche PV-Leistung:	70 TWh 70 GW_{el}	Zusätzliche Kollektorfläche pro Gebäude: 13 m²
Risiko 3	Nicht möglich		Zusätzliche Kollektorfläche pro Gebäude: 3 m²

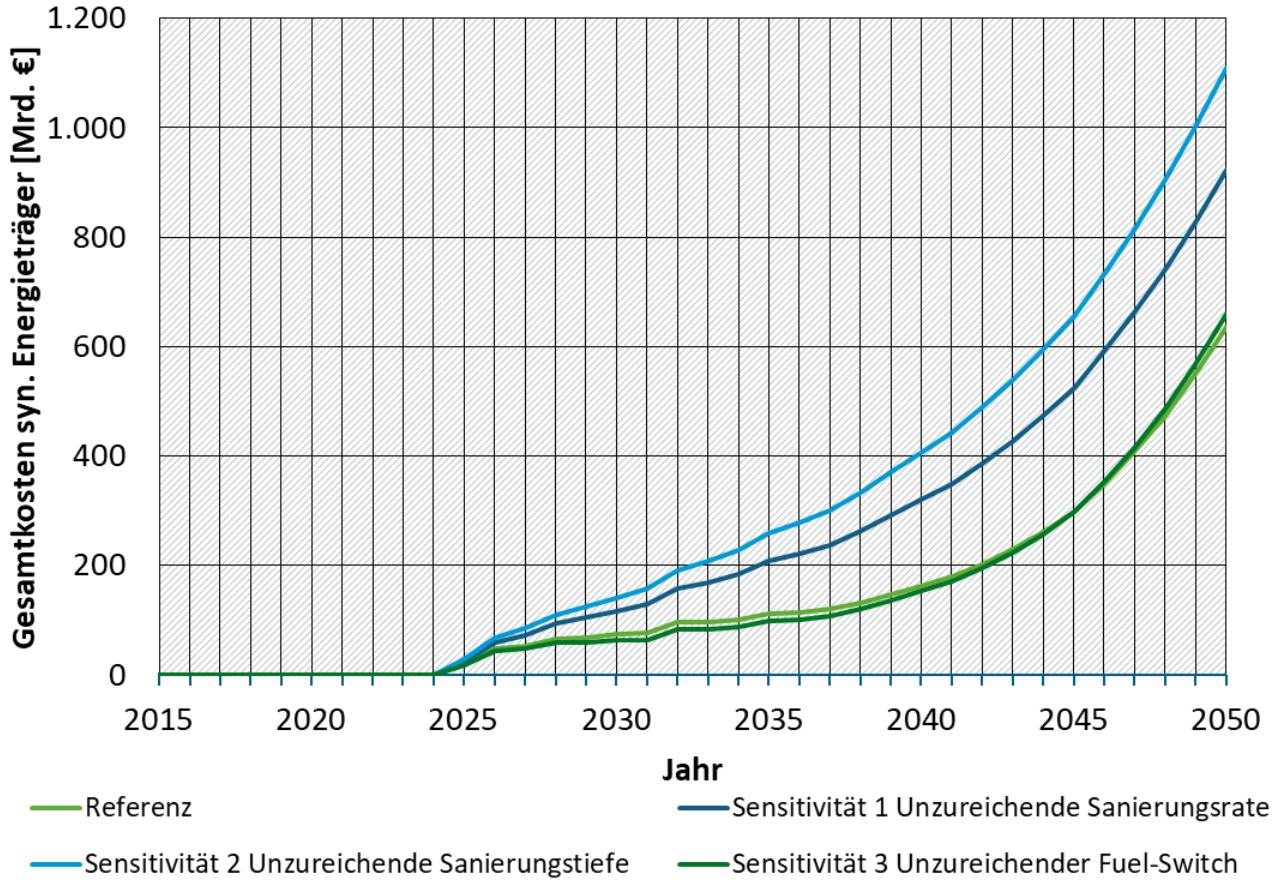
v) Import von erneuerbarem Strom und synthetischen Brennstoffen

Eine weitere Möglichkeit, das CO_2-Reduktionsziel in den Szenarien zu erreichen, ist der Import von synthetischem CH_4 sowie synthetischen flüssigen Kraftstoffen. Um den Mehrbedarf zu ermitteln, wird jede der Risiken/ Sensitivitäten neu berechnet und als einzige Stellgröße der Import von synthetischen Kraftstoffen ermöglicht. So werden im Zeitraum bis 2050 bei Risiko 1 418 TWh mehr CH_4 sowie 1.414 TWh Flüssigbrennstoff als im Referenzzielpfad importiert. Die größte Differenz zum Referenzzielpfad weist Risiko 2 auf mit 872 TWh CH_4 und 2.194 TWh Flüssigbrennstoff. Risiko 3 weicht mit 157 TWh CH_4 und 60 TWh Flüssigbrennstoff nur leicht vom Referenzzielpfad ab. Die Mehrkosten für den Import von synthetischen Energieträgern basierend auf den Annahmen aus Tabelle 22 belaufen sich im Zeitraum von 2025 bis 2050 auf 286 Mrd. € für Risiko 1, 472 Mrd. € für Risiko 2 und 24 Mrd. € für Risiko 3. Die Importdifferenzen sowie die daraus entstehenden Mehrkosten sind in Tabelle 27 zusammengefasst. Die kumulierten Gesamtkosten des Imports synthetischer Energieträger bis 2050 ist in Abbildung 48 dargestellt.

Tabelle 27: Mehrkosten und Differenz des kumulierten Imports synthetischer Energieträger von 2025 bis 2050 der Risiken im Vergleich zum Referenzzielpfad

Szenario	CH_4 [TWh]	Flüssigbrennstoff [TWh]	Mehrkosten [Mrd. €]
Risiko 1	418	1.414	286
Risiko 2	872	2.194	472
Risiko 3	157	60	24

Abbildung 48: Kumulierte Gesamtkosten synthetischer Energieträger des gesamten Energiesystems



Quelle: Eigene Darstellung

Durch den Import von synthetischen Brennstoffen kann – unter der Voraussetzung, dass diese in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen – bei entsprechenden Mehrkosten das Ziel einer CO_2-Reduktion von 100 % für alle Risiken/ Sensitivitäten erreicht werden.

3.3.7 Schlussfolgerungen zu Zielbereich 2

Aus der Analyse der Sensitivitäten sowie möglicher Kompensationsvarianten für Zielbereich 2 lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Im Referenzzielpfad wird bis zum Jahr 2050 jedes Wohn- und Nichtwohngebäude energetisch auf ein Niveau saniert, das mindestens die Neubauanforderungen der EnEV 2014 erfüllt. Über 50 % der Gebäude erreichen das Niveau „vollsaniert plus“, was den Anforderungen an ein Passivhaus entspricht. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfades verfehlt (Sensitivitäten 1 (unzureichende Sanierungsrate) und 2 (unzureichende Sanierungstiefe)), wird das Ziel einer 100 %-Emissionsminderung um 1,7 % respektive 5,7 % verfehlt. Der durch die geringeren Endenergieeinsparungen im Gebäudesektor verursachte Mehrbedarf an Endenergie wird in erster Linie durch Fernwärme und Wärmepumpen gedeckt.
9. Um Zielbereich 2 zu erreichen ist aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung der Gebäude und der Rolle der Fernwärme eine vollständige Dekarbonisierung der Strom- und Fernwärmeerzeugung essentiell. Theoretisch müsste bei einer Zielverfehlung im Strom- und Fernwärmesektor die durch Wärmepumpen und Fernwärme bereitgestellte Wärme durch andere erneuerbare Energien (inkl. synthetischer Brennstoffe) gedeckt werden, was einer Endenergiemenge von ca. 290 bis 530 TWh pro Jahr entspricht.

10. Die Fernwärme ist die zentrale Technik für die Erreichung von Zielbereich 2. Sie hat im Referenzzielpfad sowie in den Risiken 1 und 2 einen Anteil von 44 %. Auch bei Risiko 3 hat sie einen Anteil von über 40 %. Um diese Anteile emissionsfrei erreichen/ bereitstellen zu können sind entsprechende Weichenstellungen und Investitionen sowohl in die Netzinfrastruktur als auch die Fernwärmeerzeugung essentiell.
11. Der Anteil des Endenergiebedarfs aus dezentralen Wärmepumpen (Umgebungswärme + Wärmepumpen-Strom) liegt im Referenzzielpfad im Jahr 2050 bei rund 28 %. Hinzu kommt der Anteil der Groß-Wärmepumpen von 64 % der Endenergie in Fernwärmenetzen, die wiederum 44 % der gesamten Endenergie ausmachen. Somit lassen sich ebenfalls 28 % des gesamten Endenergiebedarfs in Gebäuden Groß-Wärmepumpen zuschreiben. Folglich sind weder dezentrale noch Groß-Wärmepumpen alleine die dominierende Wärmetechnik. Mit einem kumulierten Anteil von 56 % stellen sie zusammen jedoch die wichtigste Wärmetechnik dar und sind dementsprechend eine zentrale Schlüsseltechnik für die Wärmewende im Gebäudesektor. Werden die Effizienzbeiträge des Referenzzielpfads verfehlt, führt dies zu einem zusätzlichen Bedarf an Wärmepumpen, der je nach Zielverfehlung mit einem zusätzliche Strombedarf aus erneuerbaren Energien in Höhe von 35 bis 70 TWh liegt. In wieweit der zusätzliche Ausbau von EE-Kraftwerken und der damit verbundenen Infrastruktur (u.a. Netzausbau, Speicher) gesellschaftlich akzeptiert ist, muss separat bewertet werden.
    Bleibt die Sanierungsaktivität gering oder wird kein hohes Sanierungsniveau erreicht, müssen dezentrale Wärmepumpen auch in energetisch nicht oder nur unzureichend sanierten Gebäuden eingesetzt werden mit den in Zielbereich 1 beschriebenen Implikationen (niedrigere Effizienz, noch höhere EE-Strombedarf).
12. Die Biomasseverfügbarkeit für den Gebäudesektor ist stark begrenzt und stellt daher keine Kompensationsmöglichkeit dar. Neben Wärmepumpen bietet damit insbesondere die Solarthermie die Möglichkeiten die Mehremissionen der untersuchten Risiken zu kompensieren. Hierfür sind zwischen 3 m^2 (Risiko 3) und 13 m^2 (Risiko 2) pro Gebäude nötig. Mögliche Flächenkonflikte auf den Dachflächen durch den starken Ausbau der Photovoltaik, der ebenfalls nötig ist, sind nicht berücksichtigt.
13. Bei einer Verfehlung der Dekarbonisierung von Strom und Fernwärme (in Sensitivität „EF Low“), kann selbst durch vollständige Ersetzung der verbleibenden fossilen Energieträger das Einsparziel nicht erreicht werden. D.h. selbst bei dem flächendeckenden Einsatz von PtG/L, ist ein ambitionierter nationaler Ausbau von EE-Erzeugung notwendig.
14. In der Kompensationsvariante „Import von EE (u.a. PtG oder PtL)“ ist in den drei Sensitivitäten ein um 157 bis 872 TWh PtG- und um 60 bis 2.194 TWh höherer PtL-Import im Vergleich zum Referenzzielpfad im Zeitraum 2025 bis 2050 nötig. Mit diesen Importen sind kumulierte Mehrkosten zwischen 24 und 472 Mrd. € zwischen 2025 und 2050 verbunden.

4 Rolle der Wärmenetze im Rahmen der Energiewende im Wärmebereich

Im Folgenden wird analysiert, welche Rolle der leitungsgebundenen Wärmeversorgung bei der Transformation des Energiesystems zukommt. Wärmenetze sind als Versorgungs-Infrastruktur grundsätzlich gut geeignet, um erneuerbare Energien und Abwärme kostengünstig und flexibel in das Energiesystem zu integrieren. Das Beispiel Dänemark zeigt, dass auch bei geringen Wärmebedarfsdichten eine Wärmeversorgung über Wärmenetze technisch umsetzbar ist und für die Endkunden wettbewerbsfähig angeboten werden kann, wenn die energiepolitischen Rahmenbedingungen darauf ausgerichtet sind.

Die Rolle von Wärmenetzen im künftigen Energiesystem wird in den derzeit vorliegenden Energieszenarien sehr unterschiedlich eingeschätzt. Hier schwankt der Anteil, der durch leitungsgebundene Wärmesysteme im Jahr 2050 erbracht wird, zwischen 10 und 26 % (siehe auch Abbildung 6).

Im Rahmen der Analyse soll betrachtet werden, in welchem Umfang bestehende Wärmenetze durch Verbesserung der Effizienz und Dekarbonisierung einen Beitrag für einen klimaneutralen Gebäudebestand leisten können und wo und in welchem Maß der Neubau von Wärmenetzen vor dem Hintergrund der angestrebten Wärmebedarfsreduktion im Gebäudesektor sinnvoll ist.

4.1 Bestandsaufnahme der Wärmenetze

Dieses Kapitel dient der Bestandsaufnahme der derzeit vorhandenen Fernwärmestruktur in Deutschland. Die Analyse basiert auf vorhandenen Datenquellen wie amtlichen Statistiken und Erhebungen von Branchenverbänden. Diese wurden ergänzt durch eigene Recherchen und Befragungen von Experten.

4.1.1 Datengrundlagen

Die zur Verfügung stehenden Daten für eine Bestandsaufnahme der Fernwärmeversorgung in Deutschland liegen gegenüber vergleichbaren Energiesektoren wie der Strom- und Gasversorgung nur in deutlich schlechterer Qualität und Detailtiefe vor.

Eine wesentliche Ursache dafür ist, dass der Fernwärmesektor im Gegensatz zu den Sektoren der Elektrizitäts- und Gasversorgung bisher nicht liberalisiert wurde. Mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz wurden in Deutschland seit Ende der 1990er Jahre die europäischen Richtlinien zum Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt in nationales Recht umgesetzt.

Die praktische Umsetzung des Wettbewerbs im Energiemarkt erfordert dabei ein hohes Maß an Transparenz in den jeweiligen Märkten. Diese Transparenz wurde auf der Grundlage verschiedener staatlicher Verordnungen geschaffen und wird durch die Bundesnetzagentur und andere Stellen überwacht. Es müssen umfangreiche Daten sowohl zur Erzeugung als auch zu den Verteilnetzen durch die Unternehmen bereitgestellt werden.

So beziffert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) die zu liefernden Daten im Strom- und Gassektor auf 548 zu veröffentlichende oder zu meldende Daten, Sachverhalte oder Berichte auf der Grundlage von 38 Gesetzen und Verordnungen (Kiesel 2016). Die Datenlage wird sich in Zukunft im Strom- und Gassektor durch das neu eingeführte Marktstammdatenregister noch weiter verbessern (Bundesnetzagentur 2019).

Im Gegensatz dazu sind Fernwärmesysteme weiterhin als natürliche Monopole organisiert. Eine Liberalisierung des Marktes und ein geregelter Zugang Dritter zu den entsprechenden Infrastrukturen ist bisher nicht erfolgt. Der Fernwärmesektor unterfällt auch nicht dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz. Die Unternehmen sind bisher nur zu marginalen Datenlieferungen verpflichtet.

Rechtliche Grundlagen für die Bereitstellung von Daten im Fernwärmesektor bieten nur das Energiestatistikgesetz, das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen sowie verschiedene Regelungen zum Schutz von Verbraucherinteressen. Bei den Daten ist zu unterscheiden zwischen amtlich erhobenen Daten, sowie Daten auf Ebene von Wirtschaftsverbänden.

4.1.1.1 Amtliche Energiestatistik

Die wichtigste Grundlage für die derzeitige amtliche Energiestatistik im Bereich Fernwärme liefert das **Energiestatistikgesetz** (EnStatG) in der Fassung des Jahres 2015 (Deutscher Bundestag 2015). Die Daten werden durch die Statistischen Landesämtern und das Statistische Bundesamt erhoben. In § 5 EnStatG werden die im Bereich der Wärmewirtschaft bereitzustellenden Informationen benannt. Diese Erhebungen erfolgen durch die Statistischen Landesämter[50]. Die Erhebungen umfassen folgende Daten:

1. Erzeugung von Wärme nach eingesetzten Energieträgern,
2. Bezug von Wärme nach inländischen Lieferantengruppen,
3. Abgabe von Wärme nach inländischen Abnehmergruppen,
4. Bestand, Bezug und Einsatz von Energieträgern für die Erzeugung von Wärme, jeweils auch nach Arten und Wärmegehalt,
5. Betriebs- und Eigenverbrauch von Wärme,
6. installierte Wärmeengpassleistung an einem Stichtag,
7. Netzverluste von Wärme.

Im Rahmen der amtlichen Energiestatistiken von Bund und Ländern wurde die Erhebung bisher bei maximal 1.000 Betreibern von Anlagen zur Wärmeversorgung durchgeführt. Bei den derzeit vorliegenden Statistiken waren dies etwa 850 Betreiber von Wärmenetzen oder von Heizwerken ohne Netz, wenn diese durch ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) betrieben werden (LAK Energiebilanzen 2019a).

Die Abfragen erfolgen seit 2003 über die Fragebögen 064 „Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme“ und 066K „Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung“.

Mit der Novelle des Energiestatistikgesetzes im Jahr 2017 (Deutscher Bundestag 2017b) wurden die bereitzustellenden Informationen im Bereich der Wärmewirtschaft deutlich erweitert auf folgende Erhebungsmerkmale:

1. die Menge der erzeugten Wärme sowie bei wärmegeführten Anlagen die Menge der erzeugten Elektrizität, jeweils getrennt nach eingesetzten Energieträgern,
2. die Menge der bezogenen Wärme, getrennt nach Lieferantengruppen,
3. die Menge der abgegebenen Wärme, getrennt nach Abnehmergruppen,
4. die Menge des Bestands an Energieträgern, getrennt nach Energiegehalt,
5. die Menge der eingesetzten Energieträger zur Erzeugung von Wärme und Elektrizität, jeweils getrennt nach Arten und Energiegehalt,
6. die Menge des Eigenverbrauchs von Wärme und Elektrizität,

[50] Da es sich bei Fernwärmesystemen in der Regel nicht um Infrastrukturen handelt, die über die Grenzen der Bundesländer hinweg betrieben werden, sind hier die Statistischen Landesämter für die Erhebungen zuständig. In Einzelfällen, in denen länderübergreifende Strukturen vorhanden sind, stimmen die Landesämter die Bilanzierung untereinander ab. Ein Beispiel dafür ist das Heizkraftwerk Wedel, das seinen Betriebsstandort im Land Schleswig-Holstein direkt an der Landesgrenze zur Freien und Hansestadt Hamburg hat, aber fast ausschließlich Fernwärme für Hamburg bereitstellt. Dies wird bei der Quellen- und Verursacherbilanz der beiden Länder durch das Statistikamt Nord entsprechend berücksichtigt.

7. die installierte thermische Speicherkapazität,
8. die Menge der Netzverluste,
9. die Art und die installierte elektrische Nettonennleistung und thermische Nettonennleistung der Anlagen,
10. bei Wärmenetzen die vorwiegend verwendeten Wärmeträger,
11. die Anzahl der Wärmenetze sowie deren gesamte Trassenlänge,
12. den Umfang des Zu- und Rückbaus von Wärmenetzen,
13. die Menge der eingeführten Wärme und die Menge der ausgeführten Wärme.

Insbesondere im Bereich der Wärmenetze wurden somit durch die Novellierung des EnStatG 2017 die Erhebungsmerkmale erheblich ausgeweitet. Bislang wurden Daten zur Anzahl der Wärmenetze und deren installierte Trassenlänge im Rahmen der amtlichen Erhebungen nicht abgefragt. Auch die Anzahl der Betreiber, die nach dem neuen EnStatG zur Bereitstellung von Informationen verpflichtet sind, wurde im Zuge der Novellierung deutlich erweitert. Die Erhebungspflicht erfasst künftig alle Betreiber von Heizwerken ab einer installierten Nettonennleistung von 1 Megawatt thermisch sowie allen Betreibern von Anlagen zur netzgebundenen Wärmeversorgung einschließlich wärmegeführter Blockheizkraftwerke. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Anzahl der von der Berichtspflicht erfassten Unternehmen von heute etwa 850 auf etwa 3.000 erhöhen wird (Deutscher Bundestag 2016).

Zu beachten ist dabei, dass sich diese erweiterte Berichtspflicht formal auf alle Anlagen zur netzgebundenen Wärmeversorgung erstreckt. Dies sollte nach dem Wortlaut des Gesetzes auch solche Anlagen umfassen, die juristisch nicht als Fernwärme im engeren Sinn einzustufen sind.

Eine Definition des Begriffes Fernwärme kann der Rechtsprechung des BGH (Bundesgerichtshof, Urteil vom 25.10.1989) entnommen werden: *„Wird aus einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert, so handelt es sich um Fernwärme. Auf die Nähe der Anlage zu dem versorgten Gelände oder das Vorhandensein eines größeren Leistungsnetzes kommt es nicht an."*

Nach dem Wortlaut des EnStatG würde sich die Berichtspflicht auch auf solche Wärmenetze und Erzeugungsanlagen erstrecken, die im Eigentum des Gebäudeeigentümers liegen und daher formaljuristisch nicht als Fernwärme einzustufen sind. Dies sind u.a. eigene Wärmenetze der Wohnungswirtschaft oder auch eigene Wärmenetze zur Versorgung öffentlicher Liegenschaften.

Die Energiestatistik mit den erweiterten Erhebungsmerkmalen wird erstmalig für das Berichtsjahr 2018 erstellt und vermutlich im Laufe des Jahres 2019 veröffentlicht. Damit wird sich die Datenbasis im Bereich der Wärmewirtschaft zukünftig verbessern.

Die im Rahmen der Energiestatistik erhobenen Primärdaten sind jedoch nach den Beschränkungen zur Datenübermittlung nach § 13 EnStatG für die Bestandsaufnahme im Projekt nicht zugänglich. Es können keine Informationen zu einzelnen Wärmenetzen abgerufen werden. Hier werden lediglich Daten verfügbar sein, die auf Ebene der Bundesländer aggregiert sind und auch zur Erstellung der Landes-Energiebilanzen beitragen. Die Bilanzen der Bundesländer werden über den Länder-Arbeitskreis (LAK) Energiebilanzen koordiniert und auf einer gemeinsamen Webseite veröffentlicht.

Darüber hinaus finden die Daten aus den Länder-Statistiken Eingang in die bundesweiten Veröffentlichungen zur Energiestatistik, wie etwa die vom BMWi regelmäßig bereitgestellten und aktualisierten Energiedaten. (BMWi 2019b)

4.1.1.2 Statistiken der Branchenverbände

Neben den gesetzlich erhobenen Informationen können auch freiwillig erhobene Daten der entsprechenden Wirtschaftsverbände zur Bestandsanalyse beitragen. Im Fall der Fernwärmeversorgung liegen bei den Verbänden sogar Daten mit einer deutlich größeren Detailtiefe vor.

Die wichtigsten technologieübergreifenden Branchenverbände in der Fernwärmewirtschaft sind:

- **AGFW** | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.
  (früher: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme)
- **BDEW** - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- **VfW** - Verband für Wärmelieferung e.V.
- **VIK** - Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
- **VKU** – Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Verschiedene Branchenverbände der Energiewirtschaft kooperieren seit vielen Jahren mit wissenschaftlichen Instituten im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AG Energiebilanzen). Die **AG Energiebilanzen** wertet die vorhandenen Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft aus und erstellt jährlich eine Energiebilanz für Deutschland. Die Arbeitsgemeinschaft arbeitet dabei mit dem LAK Energiebilanzen eng zusammen. In der AG Energiebilanzen ist der BDEW Mitglied, AGFW und VIK unterstützen diese.

Der AGFW nimmt nach eigenem Selbstverständnis die Rolle des zentralen Branchenverbands der deutschen Fernwärmewirtschaft ein. Vor dem Hintergrund der wenig detaillierten Datenlage der amtlichen Daten im Fernwärmesektor sind die Branchenstatistiken des AGFW für die Bestandsaufnahme im Projekt eine sehr wichtige Ergänzung.

Seit dem Jahr 1971 veröffentlicht der AGFW eine Jahresstatistik, die auf einer freiwilligen Umfrage der beteiligten Mitgliedsunternehmen basiert. Dieser „AGFW-Hauptbericht“ dient nicht nur den Mitgliedern als Datenquelle, sondern auch Behörden und Forschungsinstituten.

Der Hauptbericht erscheint in drei Varianten: (1) in einer öffentlichen Variante, (2) in einer Variante für AGFW-Mitglieder, Behörden und Forschungsinstitute sowie (3) für die Unternehmen, die sich an der AGFW-Statistik beteiligt haben. Durch die Unterstützung des UBA ist es gelungen, den aktuellen AGFW-Hauptbericht (AGFW 2017) in der detaillierten Variante (3) auswerten zu können, die neben den auf die Bundesländer aggregierten Daten auch unternehmensspezifische Informationen enthält.

Insgesamt haben sich 206 Fernwärmeversorger an der AGFW-Statistik für das Jahr 2016 beteiligt.

Der AGFW Hauptbericht in der Fassung (3) enthält u.a. folgende Informationen zu den jeweiligen Fernwärmeversorgungsunternehmen (die Daten sind jeweils für das Unternehmen und je Bundesland kumuliert):

- Anzahl der Fernwärmenetze (Wasser- und Dampfnetze)
- Kumulierte Trassenlänge
- Wärmenetzeinspeisung
- Wärmeabgabe an Kunden
- Wärmenetzverluste
- Wärmenetzhöchstlast
- Anzahl der Wärmeübergabestationen
- Gesicherte Wärmeengpassleistung
- Nettostromerzeugung
- Eingesetzte Brennstoffe und jeweils Anteil an KWK-Wärme

Darüber hinaus werden die in eigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugten Wärme- und Strommengen, sowie deren Kennzahlen ausgewiesen. Die KWK-Anlagen werden dabei auch nach deren technischer Bauart differenziert erfasst. Die Informationen liegen jeweils summarisch für den einzelnen Fernwärmeversorger je Bundesland vor.

Grundsätzlich einschränkend zu der Datengrundlage des AGFW-Hauptberichtes ist zu beachten, dass nicht alle Fernwärmeversorger Mitglied im Branchenverband AGFW sind und/oder sich nicht an der freiwilligen Jahresstatistik beteiligen. So ist beispielsweise der Fernwärmeversorger Hansewerk Natur, der in Norddeutschland nach eigenen Angaben etwa 160 Wärmenetze betreibt, nicht Mitglied im AGFW.

Zudem umfasst die AGFW-Statistik in der Regel nicht kleinere dörfliche Netze (Bioenergiedörfer), eigene Wärmenetze der Wohnungswirtschaft sowie Wärmenetze öffentlicher Liegenschaften. Es ist somit davon auszugehen, dass der tatsächliche Markt deutlich größer ist, als im AGFW-Hauptbericht dargestellt.

Aufgrund der Detailtiefe des AGFW-Hauptberichtes gegenüber den amtlichen Daten sind dessen Daten jedoch für eine Bestandsaufnahme des Fernwärmesektors eine sehr wichtige Datenquelle. Von den anderen genannten Branchenverbänden existieren keine vergleichbaren zugänglichen Statistiken.

4.1.1.3 Daten auf Grundlage des Wettbewerbsrechts

Weiter gehende Daten über die Energiestatistik hinaus können das Bundeskartellamt und die jeweiligen Landeskartellämter auf der Grundlage des Wettbewerbsrechts erheben. Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) (Deutscher Bundestag 2017c) ermöglicht nach § 32 b den Kartellämtern sogenannte Sektoruntersuchungen, um zu prüfen, ob in einem bestimmten Wirtschaftszweig der Wettbewerb eingeschränkt oder verfälscht ist, oder Verstöße gegen verbraucherrechtliche Vorschriften vorliegen.

Das Bundeskartellamt hat auf dieser Grundlage eine umfassende Sektoruntersuchung im Bereich der Fernwärme durchgeführt, die im Jahr 2012 veröffentlicht wurde (Bundeskartellamt 2012). Im Nachgang haben verschiedene Landes-Kartellbehörden ebenfalls entsprechende Untersuchungen angestrengt, u.a. die Länder Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg und Baden-Württemberg. In Ergänzung zu den Energiedaten der Statistikämter werden bei den kartellrechtlichen Sektoruntersuchungen auch Kostenstrukturen und Verbraucherpreise mit erhoben.

Die von den Kartellbehörden erhobenen Primärdaten enthalten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der befragten Unternehmen und sind für eine Auswertung innerhalb des Projektes nicht zugänglich.

4.1.1.4 Informationsportale der Bundesländer

Verschiedene Bundesländer (u.a. Schleswig-Holstein, Brandenburg, Baden-Württemberg, Bayern, Thüringen und Hamburg) stellen auf unterschiedliche Art und Weise Informationen über die in den Ländern vorhandene leitungsgebundene Wärmeversorgung bereit, etwa über Energieatlanten im Internet. Die Detailtiefe der jeweiligen Energieatlanten ist sehr unterschiedlich und beruht in der Regel auf freiwilligen Umfragen bei den Versorgungsunternehmen.

Ein gesetzlich verpflichtendes Instrument für mehr Transparenz im Fernwärmemarkt hat die Schleswig-Holsteinische Landesregierung mit ihrem Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Landtag Schleswig-Holstein 2017) entwickelt. In § 8 dieses Gesetzes sind Anforderungen zur *Transparenten Darstellung der Fernwärmeversorgung* fixiert. Konkret ist dort festgelegt, dass Wärmenetzbetreiber den Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix der Wärme- und Kälteerzeugung sowie der einzelnen Wärme- oder Kältenetze, sowie Informationen über

Kohlendioxidemissionen und den jeweiligen Primärenergiefaktor des Wärmenetzes im Internet veröffentlichen müssen. Andere Daten wie etwa der Absatz an Fernwärme je Netz oder die Trassenlänge des Netzes werden jedoch nicht erhoben.

Auch die Freie und Hansestadt Hamburg hat ihr Landes-Wärmekataster auf eine eigene gesetzliche Grundlage gestellt. Nach dem 2018 in Kraft gesetzten Hamburgischen Wärmekatastergesetz ist die zuständige Behörde berechtigt, hierfür auch personenbezogene Daten zu erheben. Dies betrifft etwa Lage, Größe und energetische Eigenschaften von Ver- und Entsorgungsnetzen, einschließlich Hausanschlussleitungen. (Freie und Hansestadt Hamburg 2018)

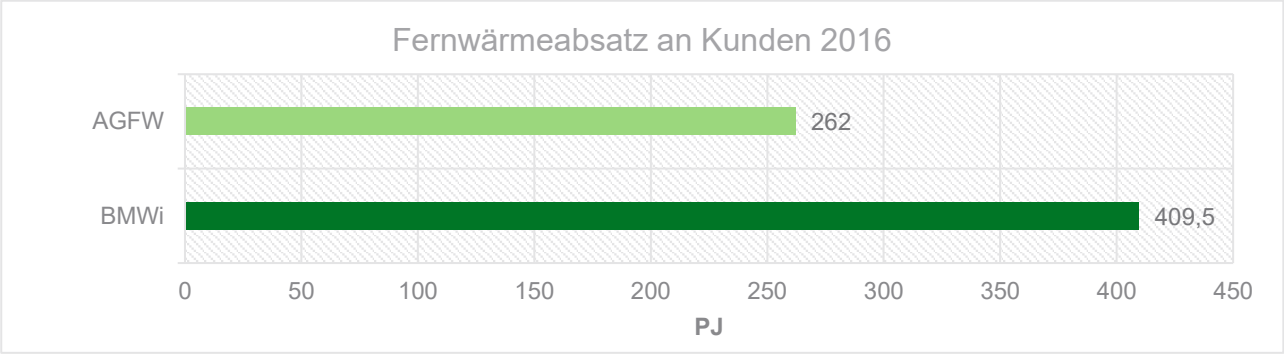
Für die übergreifende Bestandsaufnahme des Fernwärmemarkts in Deutschland sind die Länder-Energieatlanten nicht unmittelbar geeignet, da sie sich im Informationsgehalt stark unterscheiden und eine Vergleichbarkeit untereinander nicht gegeben ist. Zudem geben die Daten aufgrund der Freiwilligkeit der Umfragen kein vollständiges Bild ab und es liegen nicht für alle Bundesländer derartige Energieatlanten vor.

4.1.2 Fernwärmeabsatz

Die nachfolgenden Angaben über den kundenseitigen Absatz von Fernwärme basieren auf den im Abschnitt 4.1.1 dargestellten amtlichen Erhebungen und die Branchenstatistiken. Da hier nicht der gesamte als Fernwärme einzustufende Markt erfasst wird, sind diese Werte als konservativ zu betrachten.

Nach (BMWi 2019b) betrug der Fernwärmeverbrauch über alle Nutzungssektoren im Jahr 2016 insgesamt 409,5 PJ (113 TWh). Der AGFW gibt hingegen in seinem Hauptbericht 2016 eine Wärmeabgabe an Kunden in Höhe von 262 PJ (73 TWh) an.

Abbildung 49: Fernwärmeabsatz an Kunden 2016

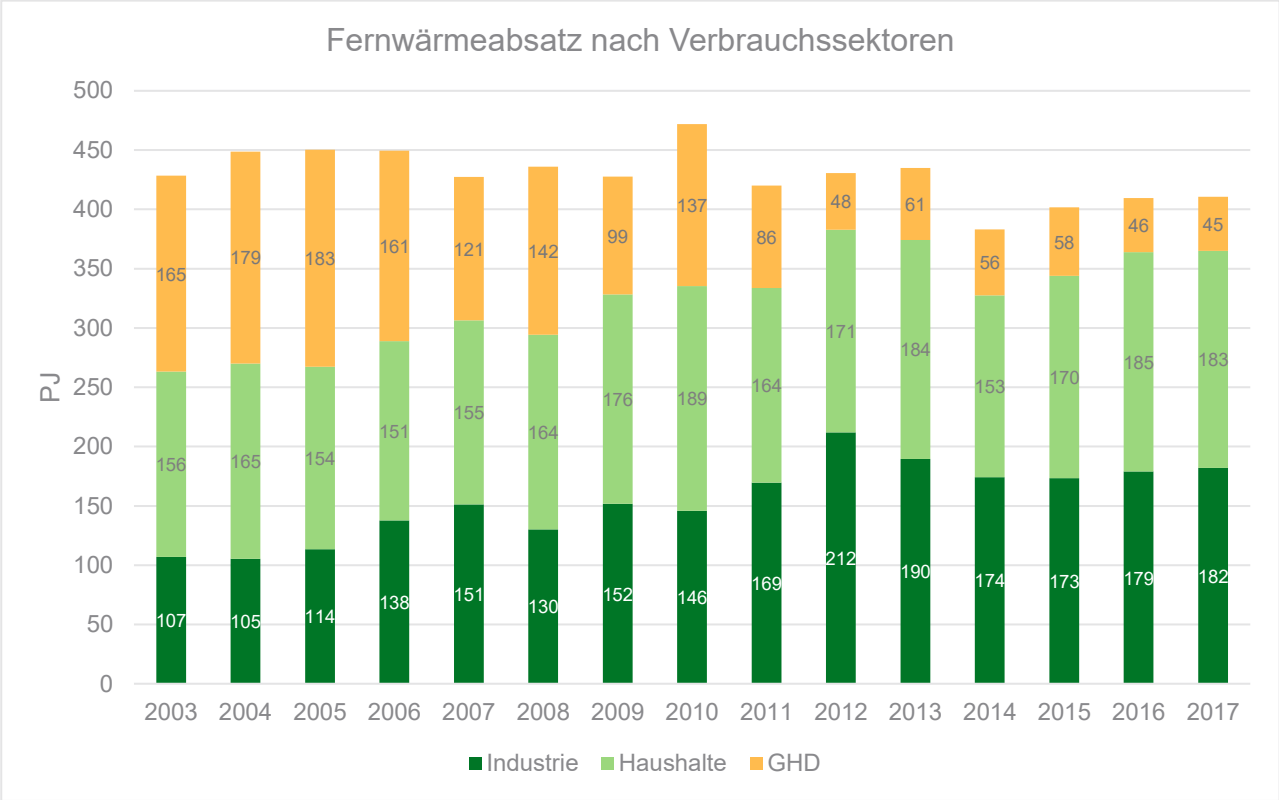


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (BMWi 2019b; AGFW 2017)

Die große Differenz zwischen den vom BMWi veröffentlichten Daten und den Daten aus dem AGFW-Hauptbericht basiert vermutlich insbesondere auf einer unterschiedlichen Berücksichtigung des Fernwärmeabsatzes in der Industrie. Der Fernwärmeverbrauch der Industriekunden beträgt nach (BMWi 2019b) mit 179 PJ etwa 40 % des gesamten Fernwärmeabsatzes in Deutschland. Dieses Marktsegment wird vermutlich zum größten Teil über Versorgungsunternehmen abgewickelt, die nicht in der AGFW organisiert sind. In der Folge weist die Statistik des AGFW die industriellen Fernwärmeverbräuche nur teilweise aus.

Der Gesamtabsatz an Fernwärme stagniert seit Jahren bzw. ist in der Tendenz leicht rückläufig wie Abbildung 50 zeigt.

Abbildung 50: Fernwärmeabsatz nach Verbrauchssektoren 2003 – 2017



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (BMWi 2019b)

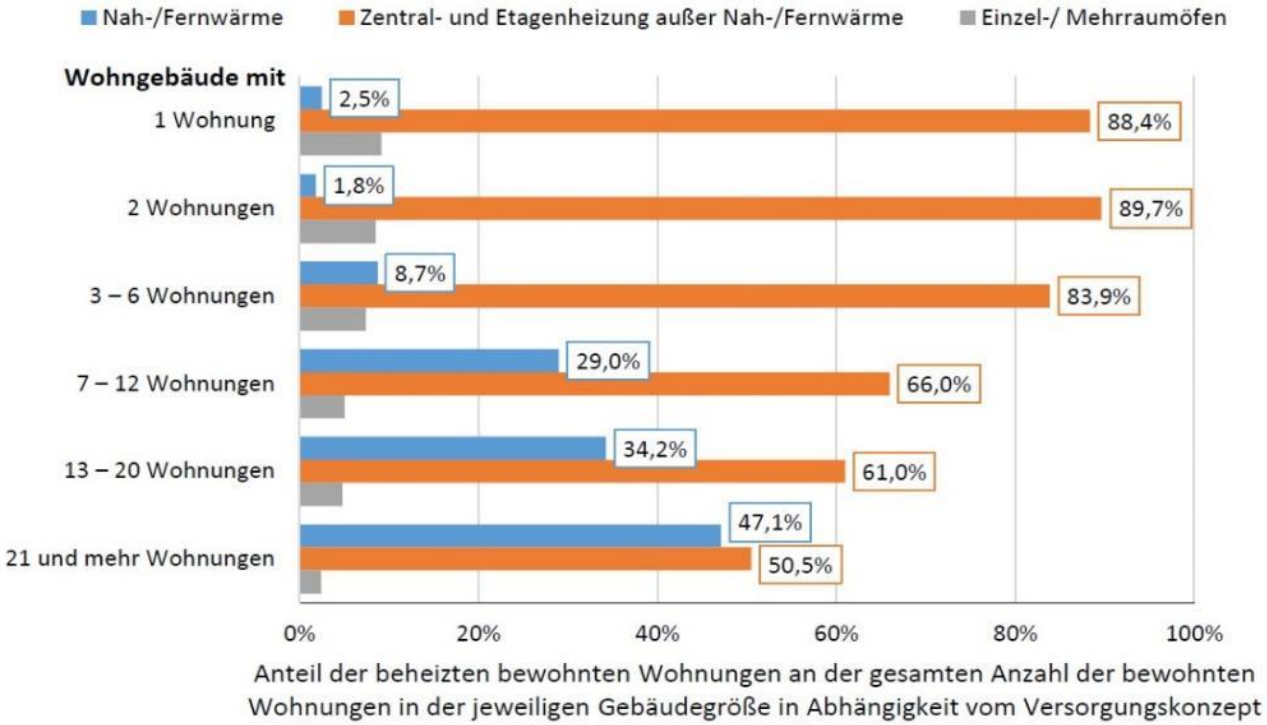
Bei der Entwicklung des Fernwärmeabsatzes in den verschiedenen Verbrauchssektoren zeigt sich ein differenziertes Bild. Im Bereich der **Industrie** hat die Fernwärmeversorgung von 107 PJ im Jahr 2003 bis zu einem Wert von 182 PJ in 2017 um etwa 70 % zugenommen. Jedoch wird dieses Segment nur zum Teil von der klassischen Fernwärmewirtschaft bedient. Hier kommen an vielen Orten industrieeigene Erzeugungen und Wärmenetze zum Einsatz.

Über die Struktur des Fernwärmeabsatzes in der Industrie ist insgesamt vergleichsweise wenig bekannt. Die Branchen der Grundstoffchemie und sonstigen chemischen Industrie weisen mit 16 bzw. 21 % besonders hohe Anteile an Fernwärme bei der Wärmeversorgung auf. Auch die Papier- und Fahrzeugindustrie haben mit 12 % bzw. 11 % einen relativ hohen Fernwärmeanteil. (Gerbert et al. 2018)

Der Fernwärmeabsatz im Bereich **Gewerbe, Handel und Dienstleistungen** (GHD) ist dagegen stark zurückgegangen. Während im Jahr 2003 hier noch 165 PJ abgesetzt wurden, hat sich dieser Wert im Jahr 2017 auf 45 PJ - also um etwa 73 % - vermindert. Neben der Verbrauchsminderung durch Gebäudesanierung oder Gebäudeersatz ist hier vermutlich ein Trend zu eigener Wärmeversorgung ursächlich. Gewerbliche Abnehmer orientieren sich stark an ökonomischen Kriterien und haben in den letzten Jahren zunehmend eigene Versorgungslösungen, z.B. über objektbasierte KWK aufgebaut und sich von der vormals bestehenden Fernwärmeversorgung abgekoppelt.

Im Sektor der **privaten Haushalte** ist der Fernwärmeabsatz dagegen weitgehend konstant. Hier handelt es sich auf der Nutzerseite vornehmlich um den Mehrfamilienhausbestand der Wohnungswirtschaft wie in Abbildung 51 dargestellt. Große Mietwohngebäude mit mehr als 21 Wohnungen werden zu etwa 47 % über Fernwärme beheizt. Dagegen ist die Fernwärmeversorgung bei Gebäuden mit ein bis zwei Wohnungen eine Ausnahme.

Abbildung 51: Beheizungsstruktur nach Gebäudeklassen



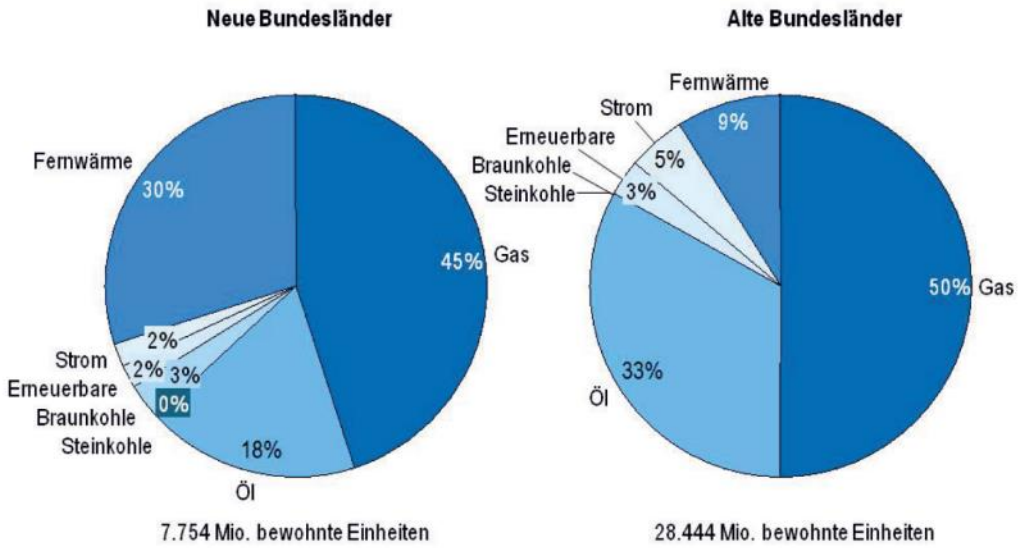
Quelle: (Pfnür et al. 2016)

Die spezifischen Minderungen im Fernwärmeabsatz bei den privaten Haushalten durch energetische Modernisierung der angeschlossenen Gebäude konnten in der Nachschau der vergangenen Jahre im Wesentlichen durch Kundenzuwachs auf der Basis von Netzverdichtungs- und Netzausbaumaßnahmen kompensiert werden.

Ein Wechsel der Versorgungsart von der Fernwärme zur Objektversorgung findet hier – im Gegensatz zum Sektor GHD – nur in kleinerem Maßstab statt. Einerseits reichen die Wohnungsunternehmen die entstehenden Kosten an die Mieter weiter und haben daher auch keinen ökonomischen Druck für einen Wechsel der Versorgungsart. Andererseits trifft hier eine Umstellung auf Objektversorgung auf größere Hemmnisse durch fehlendes Platzangebot für eigene Heizzentralen und fehlende Schornsteinanlagen.

Der spezifische Anteil der Fernwärmeversorgung an der Wärmeerzeugung ist bei den privaten Haushalten sehr unterschiedlich im Vergleich zwischen den neuen und den alten Bundesländern. In den neuen Bundesländern ist der mit Fernwärme versorgte Anteil an Wohnungen mit 30 % deutlich höher als in den alten Bundesländern mit nur etwa 9 %. Insgesamt betrachtet unterscheidet sich die Anzahl der Fernwärmeanschlüsse mit 2,3 Mio. in den neuen Bundesländern und 2,6 Mio. in den alten Bundesländern nicht wesentlich. (Wulf et al. 2012)

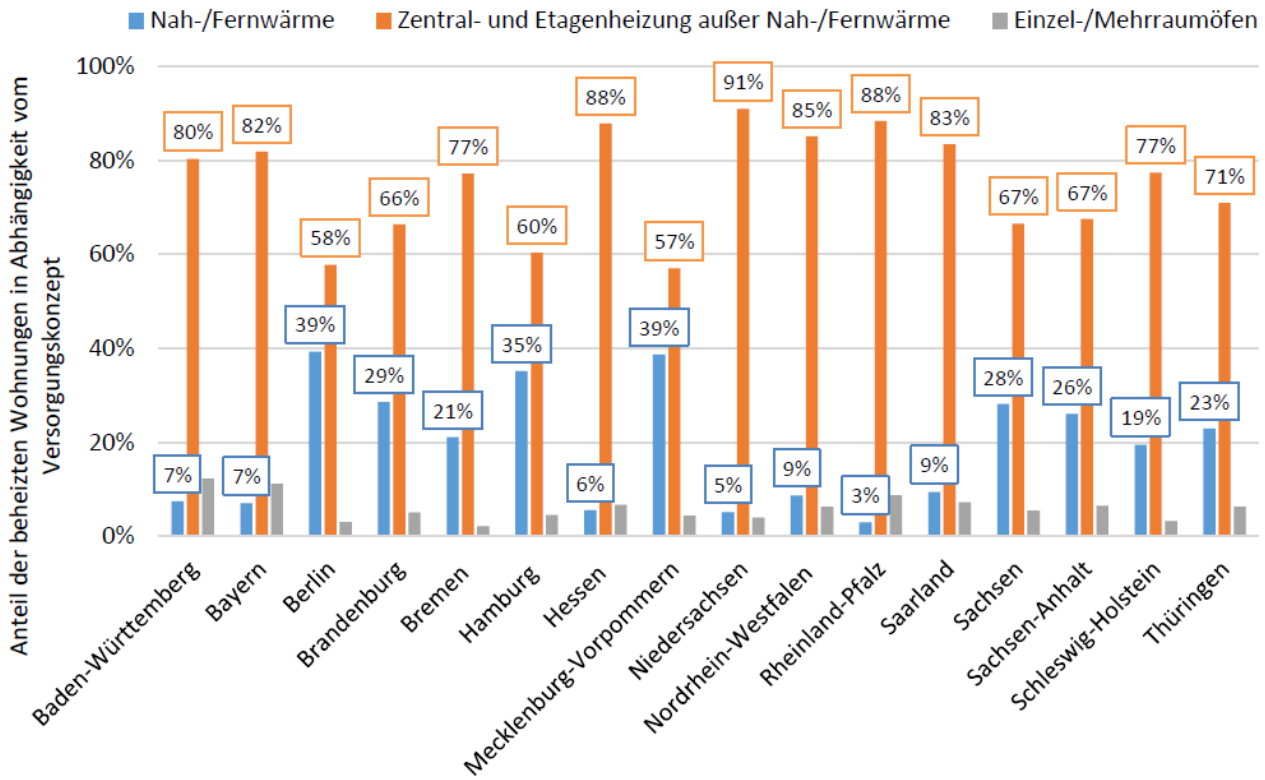
Abbildung 52: Beheizungsstruktur alte und neue Bundesländer 2009



Quelle: (Wulf et al. 2012)

Eine noch weiter differenzierte Darstellung der Anteile der Wärmeversorgungskonzpete für die privaten Haushalte nach Bundesländern findet sich in Abbildung 53. Trotz der vergleichsweise geringen Einwohnerdichte weist hier das Land Mecklenburg-Vorpommern einen gleich hohen Anschlussgrad an die Fernwärme auf wie der Stadtstaat Berlin.

Abbildung 53: Anteil der jeweiligen Versorgungskonzepte nach Bundesländern



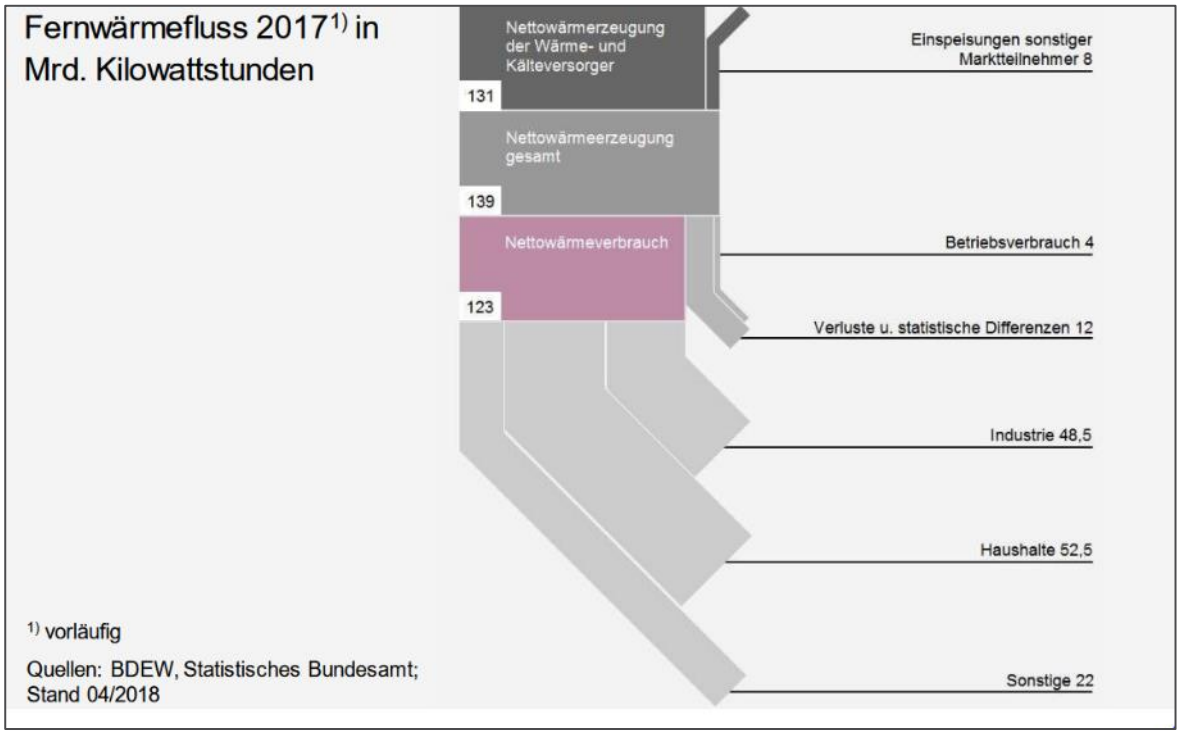
Quelle: (Pfnür et al. 2016)

4.1.2.1 Fernwärmefluss

Abbildung 54 zeigt die Energiebilanz im Fernwärmefluss von der Erzeugung bis zum Kundenabsatz (BDEW 2018a). Nach Angaben des BDEW betrug die Nettowärmeerzeugung inklusive der Einspeisungen sonstiger Marktteilnehmer im Jahr 2017 etwa 131 TWh. Nach den Daten des BDEW gehen etwa 40 % des Absatzes an die Industrie, 42 % an Haushalte und etwa 18 % an sonstige Verbraucher (gewerbliche Gebäude, öffentliche Gebäude etc.).

Etwa 12 TWh (entspricht etwa 9 %) sind thermischen Netzverlusten sowie statistischen Differenzen zuzuordnen. Nach Abzug des Eigenverbrauchs an Wärme resultiert nach Angaben des BDEW ein kundenseitiger Absatz von 123 TWh als Netto-Fernwärmeverbrauch.

Abbildung 54: Fernwärmefluss 2017

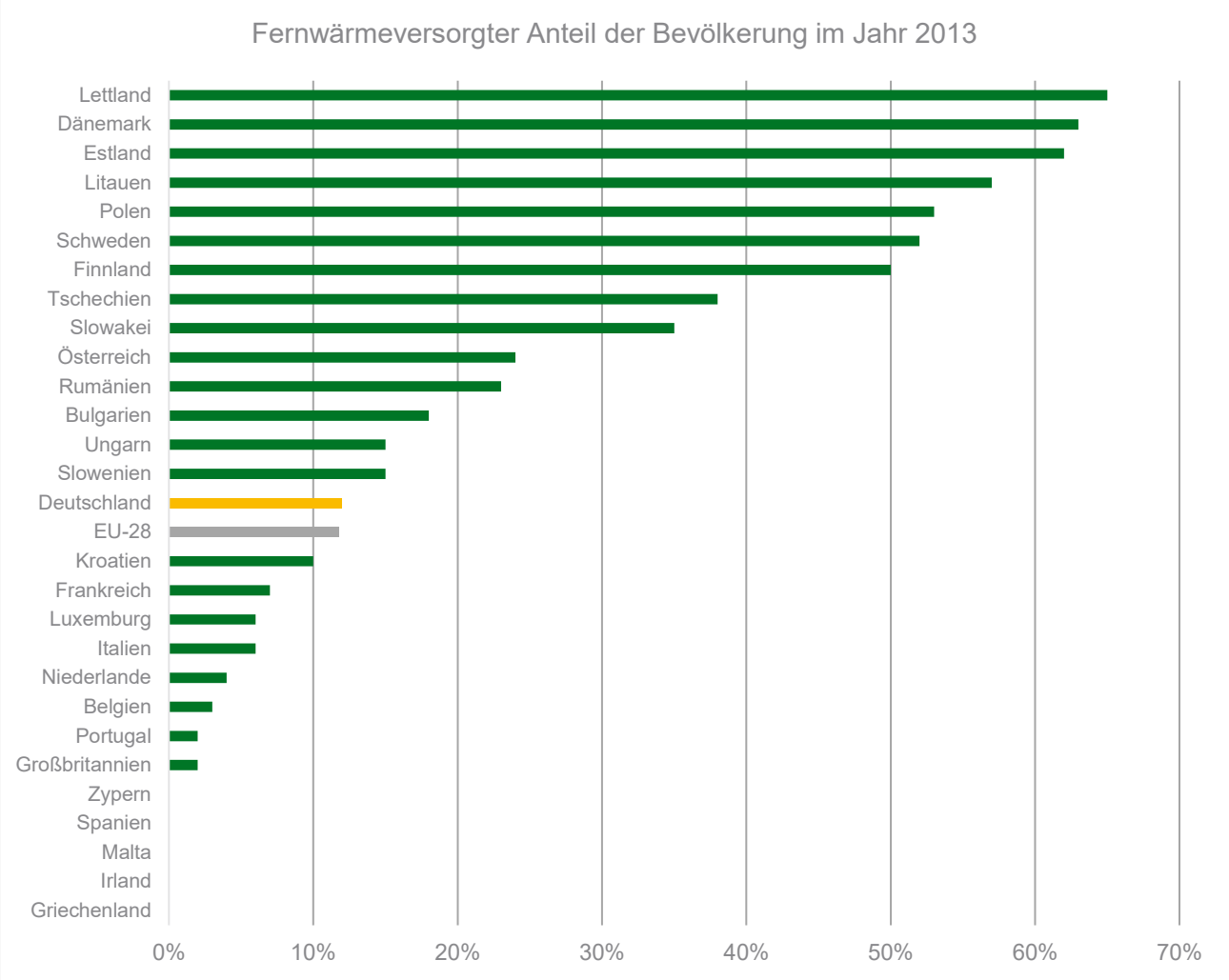


Quelle: (BDEW 2018a)

4.1.2.2 Fernwärmeabsatz im europäischen Vergleich

Der deutsche Fernwärmemarkt ist an den absoluten Absatzmengen gemessen der größte Markt in Europa. Im spezifischen Fernwärmeabsatz je Einwohner liegt Deutschland jedoch nur im europäischen Durchschnitt. Etwa 12 % der Bevölkerung wurden im Jahr 2013 über Fernwärme versorgt. Wie Abbildung 55 aufzeigt, weisen verschiedene Länder eine Fernwärmeinfrastruktur auf, durch die ein deutlich höherer Anteil der Bevölkerung über Wärmenetze versorgt wird (Colmenar-Santos et al. 2016).

Abbildung 55: Anteil der fernwärmeversorgten Bevölkerung in der Europäischen Union



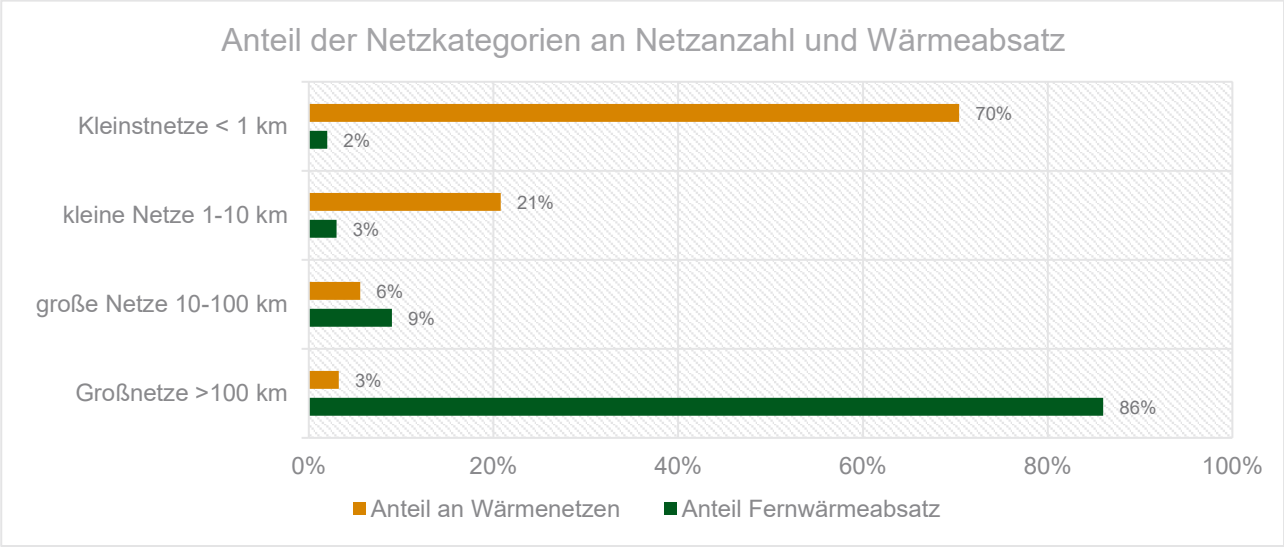
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Colmenar-Santos et al. 2016)

4.1.3 Installierte Wärmenetze

Wärmenetze sind in der Praxis strukturell sehr unterschiedlich. Der Anwendungsbereich geht von Kleinstnetzen im dörflichen Bereich, bei denen einige Gebäude durch eine Biogasanlage beheizt werden, bis hin zu großstädtischen Fernwärmenetzen mit mehreren Hundert km Trassenlänge und Tausenden angeschlossenen Wohneinheiten.

Amtliche Strukturdaten zu Wärmenetzen sind nur wenige verfügbar. Im Rahmen der Sektoruntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamtes (Bundeskartellamt 2012) wurden 1.196 Netzgebiete untersucht und in vier Kategorien nach deren Netzlänge unterteilt.

Abbildung 56: Anteil der Netzkategorien an Netzanzahl und Wärmeabsatz



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Bundeskartellamt 2012)

Im Ergebnis stellen Kleinstnetze mit einer Trassenlänge von weniger als 1 km nach der Sektoruntersuchung zwar mit etwa 70 % den Großteil bei der Anzahl der Netze. Sie tragen aber insgesamt nur etwa 2 % zu dem gesamtem Fernwärmeabsatz bei. Dagegen entfallen 86 % des gesamten Fernwärmeabsatzes auf nur 38 Großnetze mit einer Trassenlänge von mehr als 100 km (vgl. Abbildung 56).

4.1.3.1 Anzahl der installierten Wärmenetze

Es liegen keine gesicherten Daten zur Anzahl der Wärmenetze in Deutschland vor. In der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes wurden 1.169 Fernwärmenetzgebiete erfasst. Der AGFW-Hauptbericht 2016 benennt 1.451 in Betrieb befindliche Wärmenetze bei seinen Mitgliedsunternehmen.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Anzahl der tatsächlich installierten Wärmenetze deutlich größer ist. So wurden allein 2.450 neue Wärmenetze im Zeitraum von 2009 – 2016 nach dem KWKG bezuschusst (BAFA 2018). Von den insgesamt etwa 1.600 Liegenschaften der Bundeswehr verfügen ebenfalls rund 600 über ein liegenschaftsinternes Wärmenetz (Deutscher Bundestag 2018). Die Anzahl der von der Wohnungswirtschaft in eigener Verantwortung betriebener Wärmenetze ist nicht bekannt. Eine vom Hamburg Institut initiierte Gremienumfrage des GdW im Jahr 2018 bei 340 Mitgliedsunternehmen (dies umfasst etwa 10 % der im Verband organisierten Unternehmen) ergab bereits eine Anzahl von 500 eigenen Wärmenetzen (GdW 2018).

Die Diskrepanz zwischen vorhandenen Statistikdaten und tatsächlich installierten Anlagen zeigt sich auch am Beispiel Schleswig-Holstein (SH). Der AGFW Hauptbericht 2016 weist für Schleswig-Holstein 118 Wärmenetze aus. Dagegen führt die vom Innenministerium SH initiierte Wärmenetzkarte Schleswig-Holstein auf Grundlage einer freiwilligen Umfrage eine Anzahl von 330 Wärmenetzen auf (Land Schleswig-Holstein 2017). Auch in dieser Wärmenetzkarte konnten sicherlich nicht alle tatsächlich vorhandenen Wärmenetze erfasst werden.

In einer anderen Studie wurde allein für das Land Baden-Württemberg eine Anzahl von 587 Wärmenetzen ermittelt (Solites et al. 2015).

Im Ergebnis kann derzeit die Anzahl der tatsächlich vorhandenen Wärmenetze nur geschätzt werden. Vermutlich sind deutlich mehr als 5.000 Wärmenetze in Betrieb.

4.1.3.2 Wärmenetz-Trassenlänge

Auch über die in Deutschland installierte Wärmenetz-Trassenlänge liegen keine gesicherten Daten vor. Die bisher vorliegenden Daten in der amtlichen Energiestatistik beinhalten nur Wärmemengen, Techniken und Brennstoffe, jedoch nicht die Wärmenetz-Infrastruktur.

Amtliche bundesweite Daten über Wärmenetze liegen aus der Sektoruntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamtes vor (Bundeskartellamt 2012). Damals wurden 74 Fernwärmeunternehmen befragt. Im Rahmen der Untersuchung wurden 1.169 Fernwärmenetzgebiete mit einer Gesamtlänge von 15.535 km Trassenlänge erfasst.

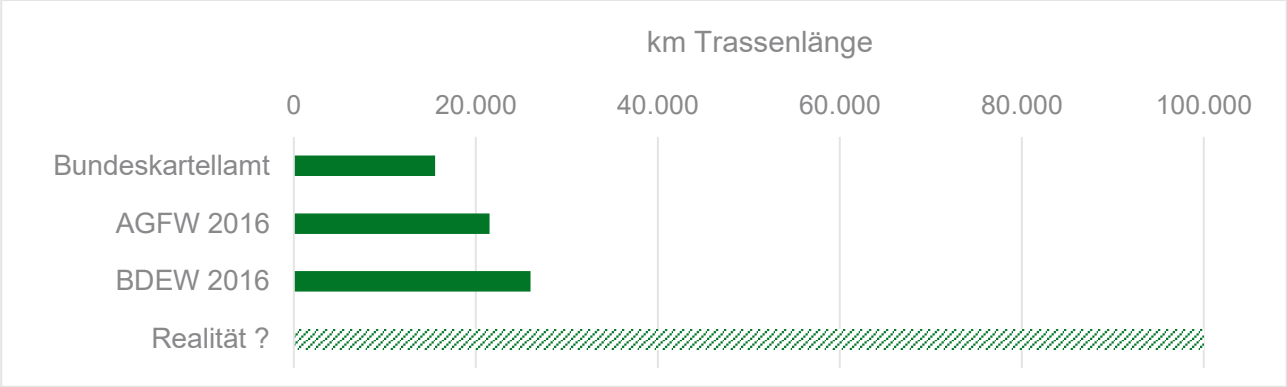
Nach der Branchenstatistik des AGFW betrieben im Jahr 2016 insgesamt 206 Fernwärmeunternehmen 1.451 Wärmenetze mit insgesamt 21.521 km Trassenlänge (AGFW 2017). Der BDEW benennt für das Jahr 2016 eine installierte Wärmenetz-Trassenlänge von 26.000 km, die von etwa 430 Unternehmen betrieben werden (BDEW 2018b).

Tatsächlich könnte die installierte Wärmenetz-Trassenlänge in Deutschland noch wesentlich größer sein, da viele existierende Wärmenetze bisher weder von der amtlichen Statistik noch von der Branchenstatistik der Energiewirtschaft erfasst werden. Dies betrifft z.B.:

- Wärmenetze in Industrie und Gewerbe
- eigene Wärmenetze in der Wohnungswirtschaft
- interne Wärmenetze zur Versorgung öffentlicher Liegenschaften (z.B. Bundeswehr)
- dörfliche Wärmenetze (Bioenergiedörfer)
- Quartiersversorgungen

Der AGFW hat in einem früheren Branchenreport aus dem Jahr 2008 (AGFW 2008) die in Deutschland installierte Wärmenetz-Trassenlänge mit 100.000 km beziffert. Dies korreliert nach internen Mitteilungen des Verbandes auch mit den Absatzmengen der Fernwärmerohrhersteller.

Abbildung 57: Installierte Wärmenetz-Trassenlänge



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Bundeskartellamt 2012; AGFW 2017; BDEW 2018b)

Im Ergebnis wird also vermutlich nur etwa 1/5 der Trassenlänge über die bisherigen Statistiken erfasst. Etwa ein Viertel der Trassenlänge könnten Nahwärmenetze mit vergleichsweise geringen Druck- und Temperaturparametern sein (Gores et al. 2014). Deren Anteil am gesamten Fernwärmeaufkommen dürfte jedoch verhältnismäßig gering sein (vgl. Abbildung 57).

4.1.3.3 Räumliche Verortung der Wärmenetze

Der konkrete Standort einzelner Wärmenetzen kann aus der amtlichen Energiestatistik mangels vorhandener Daten nicht ermittelt werden.

Auf der Grundlage des AGFW Hauptberichtes in der Fassung (3), in der auch Unternehmensdaten enthalten sind, ist eine räumliche Verortung der Wärmenetze eingeschränkt möglich. In diesem Bericht sind die Wärmenetze je Unternehmen und Bundesland aufgeführt. Handelt es sich beispielsweise um ein Stadtwerk, das nur ein Wärmenetz vor Ort betreibt, so kann geschlossen werden, dass sich das Wärmenetz am Unternehmenssitz befindet.

In der Regel betreiben jedoch die Fernwärmeunternehmen mehrere Wärmenetze gleichzeitig. Nicht in jedem Fall werden dabei alle Wärmenetze am Unternehmenssitz betrieben. So betreiben etwa die Stadtwerke Kiel nicht nur das innerstädtische Kieler Fernwärmenetz, sondern auch periphere Inselnetze in Kiel-Holtenau und Kiel-Meimersdorf, sowie weitere Wärmenetze in den Umlandgemeinden Preetz, Mönkeberg, Wendtorf und Altenholz. In der AGFW-Statistik sind alle diese Netze mit ihren Kenndaten gemeinsam erfasst, sodass Rückschlüsse auf einzelne Wärmenetze nicht möglich sind.

Auch sind verschiedene Fernwärmeversorger am Markt tätig, die bundesweit Wärmenetze betreiben. So betreibt z.B. die innogy SE aus Essen insgesamt 226 Wärmenetze in elf Bundesländern. Die Stadtwerke Gießen betreiben 185 Wärmenetze in vier Bundesländern (AGFW 2017). Daher ist auf der Grundlage der vorhandenen Daten keine eindeutige räumliche Zuordnung einzelner Wärmenetze möglich.

In (Jochum et al. 2017) wurde der Bestand an Fernwärmeversorgungsgebieten in Deutschland über ein GIS-System auf der Ebene eines Analyserasters mit 1.000 m Kantenlänge dargestellt. Grundlage der Analyse waren hier einerseits die Standorte der Fernwärmeunternehmen aus dem AGFW-Hauptbericht. Zusätzlich dazu wurde in dieser Untersuchung davon ausgegangen, dass alle Kommunen mit mehr als 80.000 Einwohnern generell über Fernwärmesysteme verfügen. Bei der kleinräumigen Darstellung der Wärmenetze wurde ferner davon ausgegangen, dass periphere Siedlungsgebiete mit einer angenommenen Wärmelast von weniger als 15 GWh/km^{2}a nicht über Wärmenetze versorgt sind.

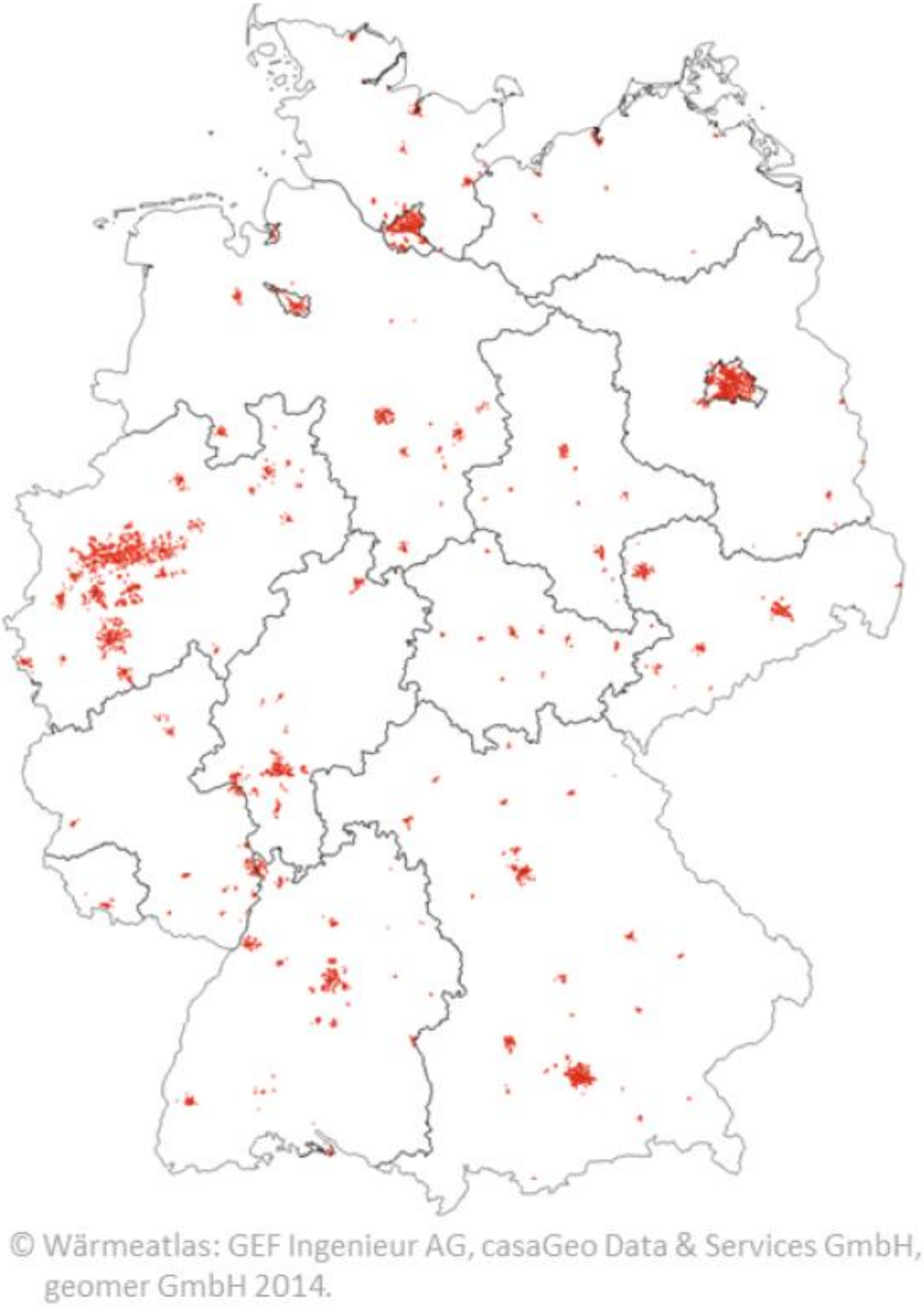
Das Ergebnis der Analyse ist in Abbildung 58 dargestellt. Insgesamt sind danach im Bundesgebiet Fernwärmeversorgungsgebiete mit einer Fläche von rund 4.300 km^2 vorhanden. (Jochum et al. 2017)

Einen anderen Weg für die Annäherung an eine räumliche Zuordnung des Fernwärmeabsatzes in Deutschland bietet die Karte in Abbildung 59 auf der Grundlage der thermischen Leistung von Fernwärme-Heizkraftwerken. Hierbei wird nicht nach Brennstoffen unterschieden. Diese Karte wurde auf der Grundlage der Kraftwerksliste des Umweltbundesamtes erstellt (Umweltbundesamt 2019a).

In dieser Liste sind jedoch nur große Heizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung > 10 MW erfasst. Es handelt sich dabei um keine amtliche Statistik, sondern um eine Datenbank zu Arbeitszwecken. Die Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten bezüglich der ausgekoppelten Wärme ist insbesondere bei den Anlagen mit kleinen Leistungen (zwischen 10 und 100 MW) nicht gesichert.

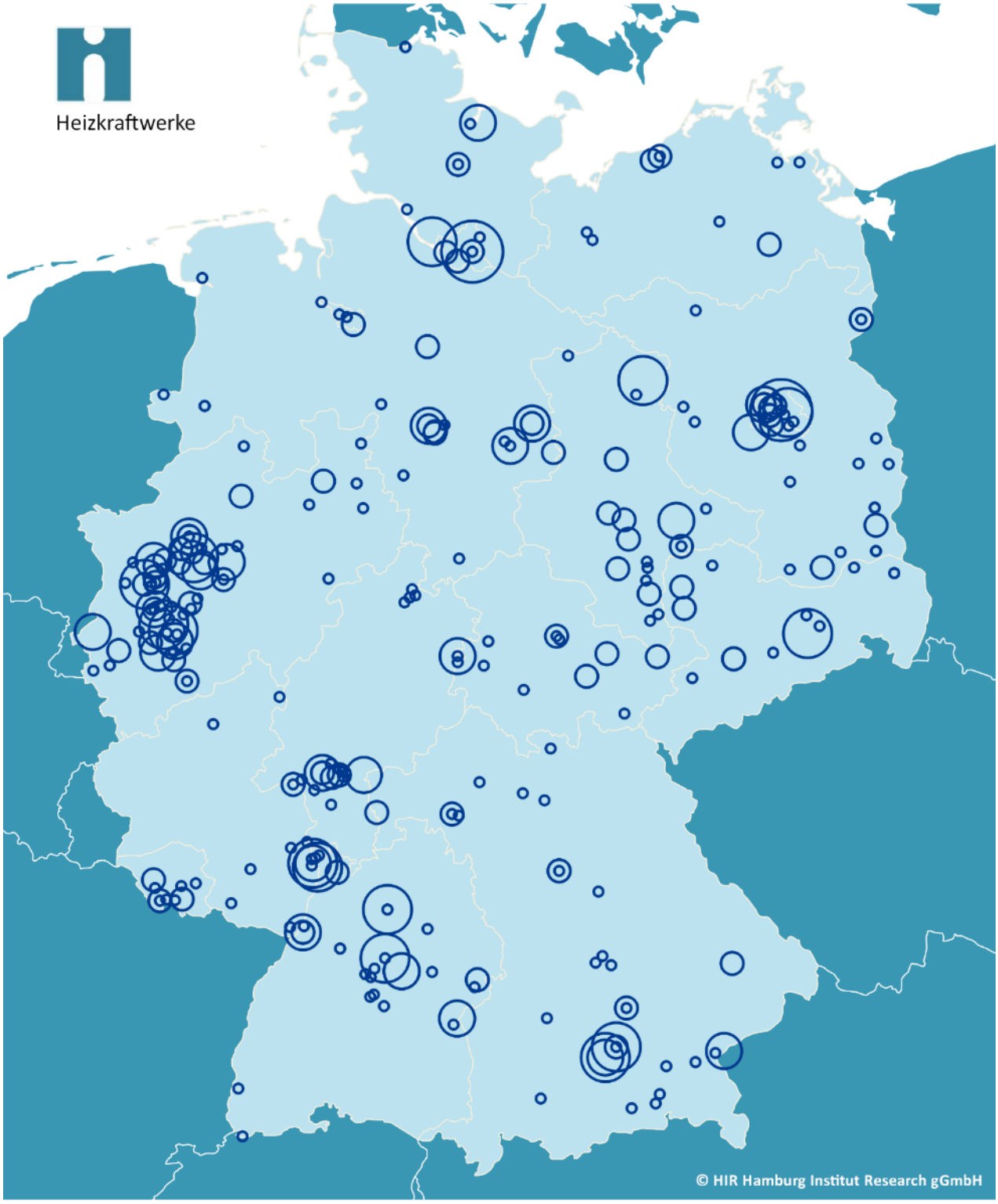
Die Gebiete mit hohen Fernwärmeleistungen korrelieren in der Regel mit urbanen Siedlungsstrukturen, in denen eine hohe Wärmeabsatzdichte vorliegt. Hier wurden vor allem in den 1960er und 70er Jahren mit Hilfe staatlicher Fördermittel städtische Fernwärmenetze aufgebaut. Aber auch Wärmesenken mit industriellem Wärmebedarf werden über Fernwärme-Heizkraftwerke versorgt (z.B. Wolfsburg, Arneburg-Stendal).

Abbildung 58: Gebiete mit bestehender Fernwärmeversorgung



Quelle: (Jochum et al. 2017)

Abbildung 59: Große Fernwärmeheizkraftwerke in Deutschland



Thermische Leistung (in MW) Dargestellte Anlagen ab 10 MW elektrischer Leistung.

1 - 100 | 100 - 250 | 250 - 400 | 400 - 600 | 600 - 1250

Erstellt mit freundlicher Unterstützung der Arbeitsgruppe von Prof. Irene Peters an der HafenCity Universität Hamburg.

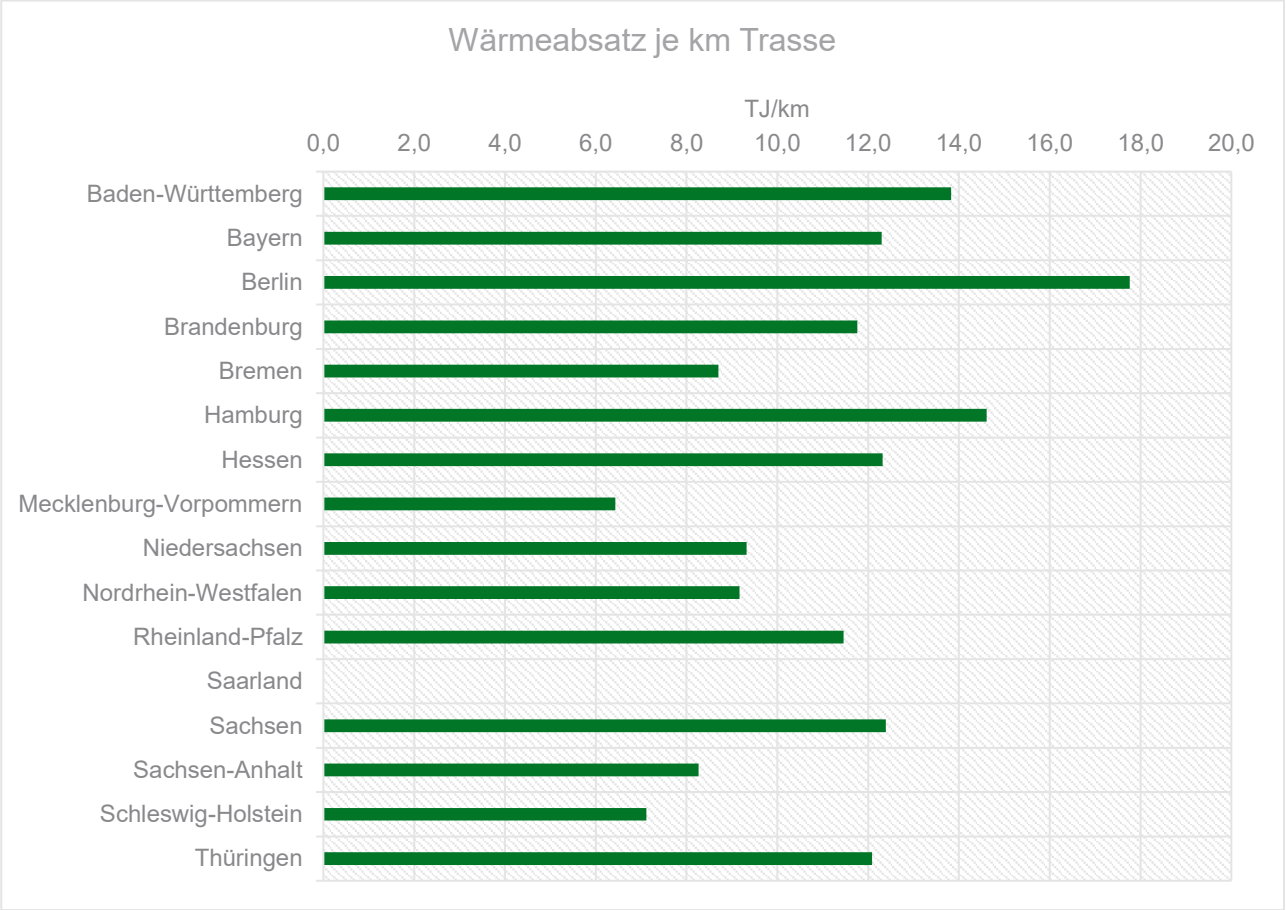
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Umweltbundesamt 2019a)

4.1.3.4 Wärmeabsatz je Trassenkilometer

Der kundenseitige Fernwärmeabsatz je Trassenkilometer (auch: Wärmeliniendichte) ist ein Maß dafür, wieviel Wärme je km Trasse abgesetzt wird. Ein hoher spezifischer Wert belegt eine gute Ausnutzung der Netzinfrastruktur und begünstigt grundsätzlich die Wärmegestehungskosten. Abbildung 60 zeigt den spezifischen Wärmeabsatz auf Basis der Erhebung des AGFW (AGFW 2017).

Besonders hohe Wärmeliniendichten verzeichnen die Wärmenetze in den Stadtstaaten Berlin und Hamburg. Auch in Baden-Württemberg liegt eine vergleichsweise hohe Wärmedichte vor, da sich die Wärmenetze im Land auf die Gebiete mit hoher Siedlungsdichte konzentrieren. Niedrige Wärmedichten finden sich vor allem in den eher ländlich geprägten Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Auch im Stadtstaat Bremen ist die Wärmedichte eher gering, hier werden auch zahlreiche Wohnquartiere mit geringer Siedlungsdichte über Fernwärme versorgt. Daten aus dem Saarland liegen im AGFW-Hauptbericht nicht vor

Abbildung 60: Wärmeabsatz je km Trasse



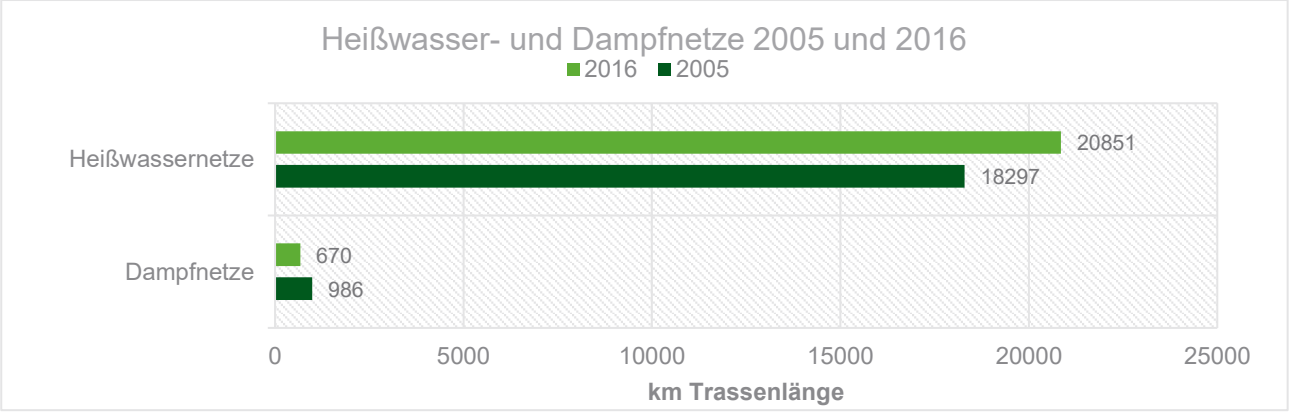
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (AGFW 2017)

4.1.3.5 Netztemperaturniveau der Wärmenetze

Statistische Daten über das Temperaturniveau bei den installierten Wärmenetzen liegen weder als amtliche Daten noch als Daten der Branchenstatistik vor.

Der AGFW Hauptbericht unterscheidet nur zwischen Dampfnetzen (Wärmenetze der sog. 1. Generation) und Heißwassernetzen. Ausgewiesen werden für das Jahr 2016 insgesamt 1.405 Heißwassernetze mit einer Trassenlänge von 20.851 km und nur 46 Dampfnetze mit insgesamt 670 km (AGFW 2017).

Abbildung 61: Heißwasser- und Dampfnetze 2005 und 2016



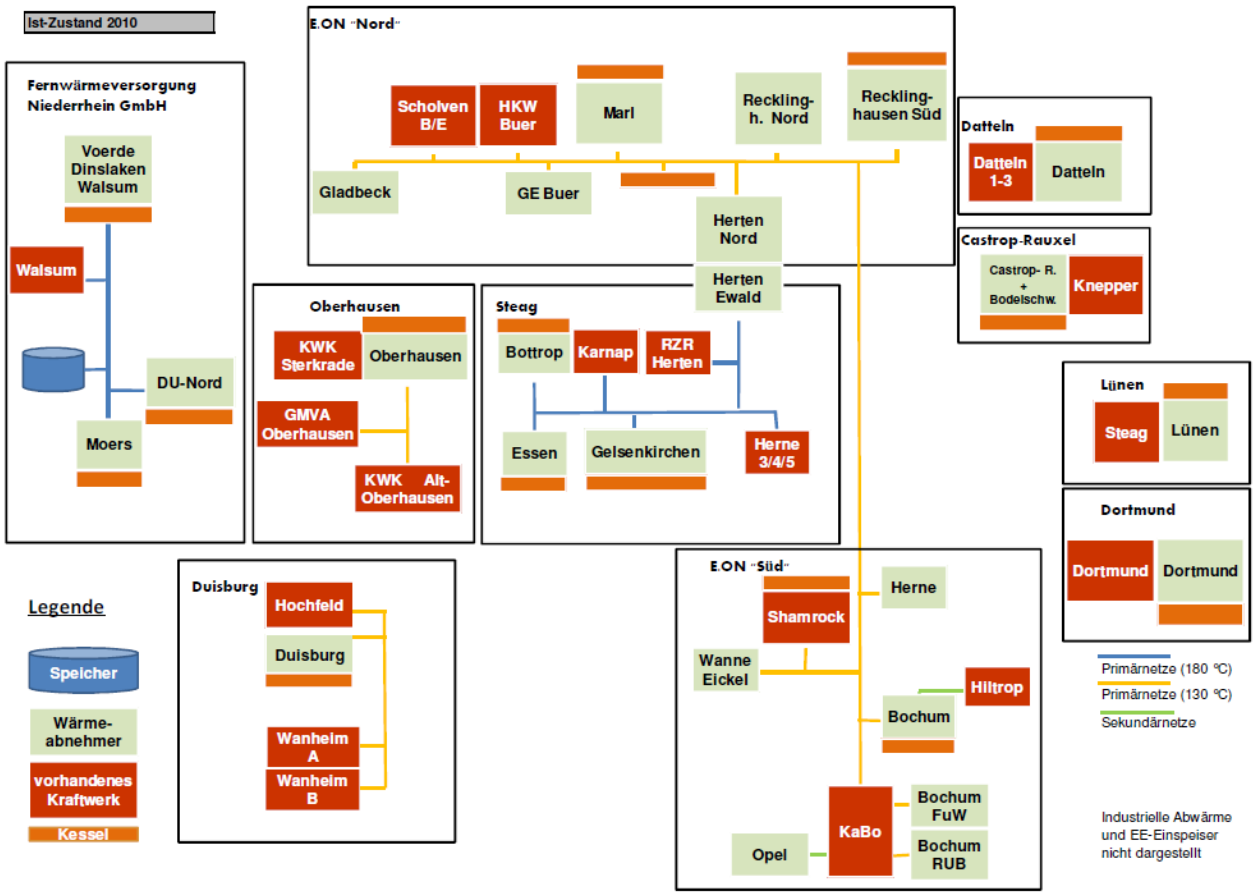
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (AGFW 2017)

Der Bau und Betrieb von Dampfnetzen ist gegenüber Heißwassernetzen deutlich kostenaufwändiger. Er verursacht höhere Wärmeverluste und erfordert eine komplexe Kondensatwirtschaft. Aus diesem Grund werden die vorhandenen Dampfnetze durch die Fernwärmeunternehmen sukzessive rückgebaut. Gegenüber dem Jahr 2005 wurde die Trassenlänge bei Dampfnetzen um etwa 32 % verringert, während im gleichen Zeitraum bei den Heißwassernetzen ein Zuwachs von 14 % zu verzeichnen ist (AGFW 2006).

Weitere Informationsquellen für das vorhandene Temperaturniveau bieten verschiedene Informationsportale der Bundesländer. Teilweise sind in Länder-Energieatlanten für einige der dort dargestellten Wärmenetze auch die jeweiligen Vorlauftemperaturen im Betrieb angegeben. Als gutes Beispiel kann hier der Energieatlas Bayern gelten (Bayerische Staatsregierung 2019), der für zahlreiche Wärmenetze im Freistaat Bayern entsprechende Informationen bereitstellt. Eine übergreifende bundesweite Analyse lässt sich auf dieser Grundlage jedoch nicht erstellen, da nicht für alle Bundesländer derartige Informationen vorliegen.

In der Praxis trifft die Zuordnung eines Temperaturniveaus auf ein konkretes Netz noch auf weitere Hemmnisse. In einigen Fällen werden innerhalb eines Fernwärmesystems Primärnetze mit höheren Temperaturen und Sekundärnetze mit niedrigeren Temperaturen miteinander kombiniert. Teilweise sind auch Fernwärmesysteme über großräumige Verbundschienen verknüpft, die eine Versorgung der einzelnen Wärmenetze über verschiedene Erzeugungsanlagen ermöglichen. Ein Beispiel für ein solches stark vermaschtes System ist die in Abbildung 62 dargestellte Fernwärmeregion im Ruhrgebiet.

Abbildung 62: Vermaschte Fernwärmesysteme im Ruhrgebiet



Quelle: (Bartelt et al. 2013)

Die Entwicklung der Wärmenetzsysteme lässt sich nach (Lund et al. 2014) in vier Generationen strukturieren. Die erste Generation von Wärmenetzen wurde vor mehr als 100 Jahren in den dicht besiedelten Innenstädten errichtet und wurde in der Regel als Dampfnetz betrieben. Diese Netze waren durch sehr hohe Temperaturen von teilweise mehr als 200 °C gekennzeichnet. In den folgenden Jahren wurden die Heizmitteltemperaturen fortlaufend verringert. Wärmenetze der 4. Generation mit niedrigen Temperaturen weisen geringere thermische Verluste auf und sind besonders gut geeignet zur Integration von Niedertemperaturwärmequellen.

Derzeit werden in der Praxis im Wesentlichen Heißwassernetze der sogenannten 2. und 3. Generation betrieben. Auch der derzeit stattfindende Zubau an neuen Wärmenetzen dürfte hauptsächlich diesen Kategorien zuzuordnen sein.

Neue Wärmenetze der sogenannten 4. Generation (LowEx-Netze oder auch Wärmenetze mit sogenannter „Kalter Nahwärme“) sind bisher nicht statistisch erfasst. Der quantitative Anteil dieser Netze am Fernwärmeaufkommen dürfte jedoch bisher äußerst gering sein.

4.1.4 Fernwärmeerzeugung

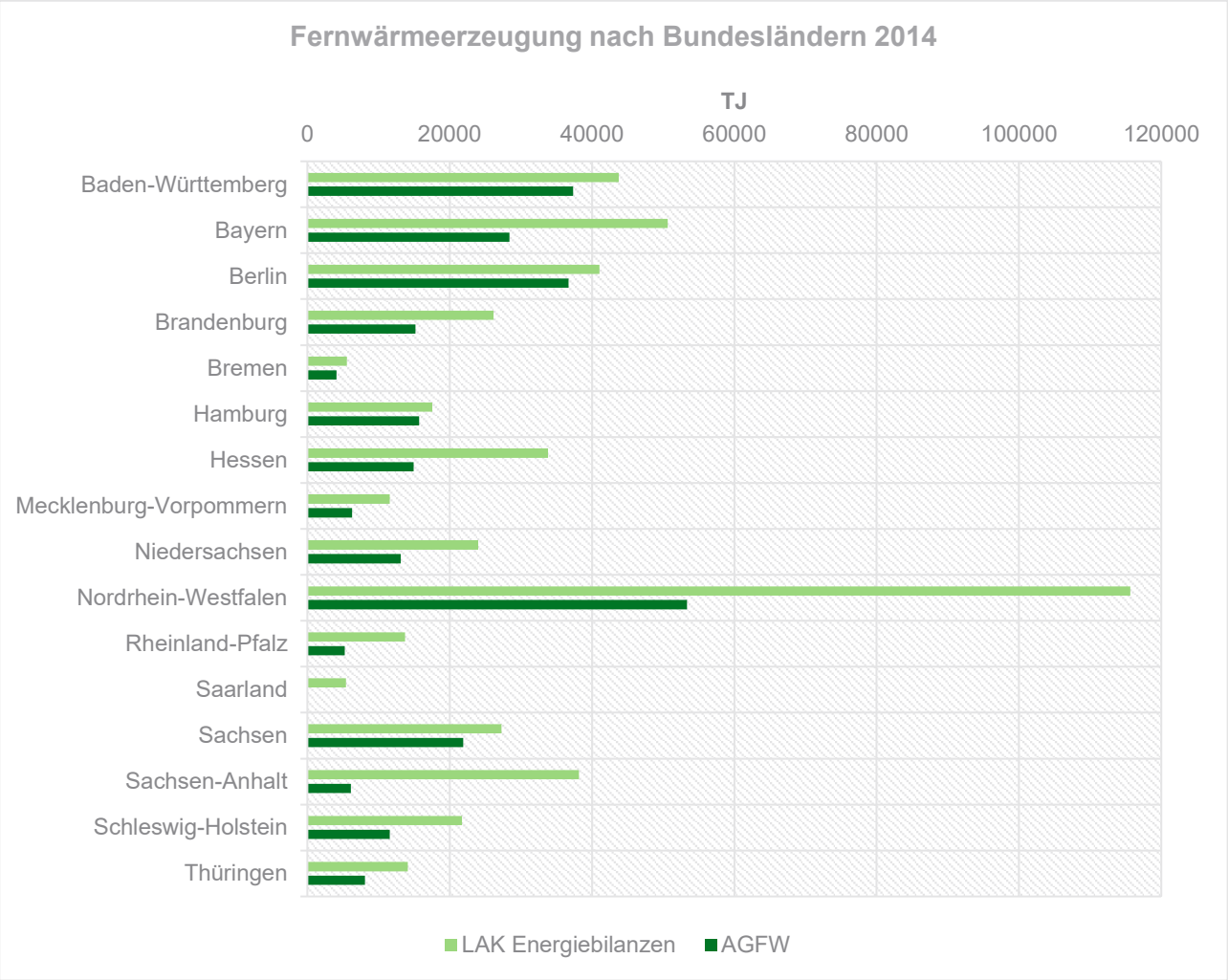
Nach (BMWi 2019b) lag im Jahr 2017 der Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung in den deutschen Heizkraftwerken und Heizwerken bei 521,9 PJ. Der kundenseitige Fernwärmeverbrauch lag bei 410,5 PJ. Die Differenz von 111,4 PJ (entsprechend 21 %) ergibt sich aus den Erzeugungsverlusten, dem Eigenverbrauch sowie den Verteilverlusten in den Fernwärmenetzen.

Das aktuellste Jahr, für das auch Daten von allen Bundesländern veröffentlicht vorliegen, ist das Jahr 2014 (LAK Energiebilanzen 2019b). Die Summe der Fernwärmeerzeugung aller Bundesländer aus der

Statistik des LAK Energiebilanzen ergibt für das Jahr 2014 einen Wert von 490 PJ. Dies stimmt recht gut überein mit dem vom BMWi ausgewiesenen Wert von 494 PJ (BMWi 2019b).

Eine Aufteilung der Fernwärmeerzeugung auf die Bundesländer für das Jahr 2014 zeigt Abbildung 63. Die entsprechenden Daten sind der Statistik des LAK Energiebilanzen entnommen. Zum Vergleich sind hier auch die Daten der Wärmenetzeinspeisung nach dem AGFW-Hauptbericht 2014 (AGFW 2015) mit aufgeführt.

Abbildung 63: Fernwärmeerzeugung nach Bundesländern 2014



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (LAK Energiebilanzen 2019b); (AGFW 2015)

Erwartungsgemäß liegen die Werte aus der AGFW-Statistik bei allen Bundesländern niedriger als die entsprechenden Werte aus den Länder-Statistiken des LAK Energiebilanzen. Besonders auffällig ist dabei auch der große Anteil (ca. 24 %) von Nordrhein-Westfalen (NRW) bei der Fernwärmeerzeugung auf Datenbasis des LAK. Insbesondere für NRW fällt der Anteil in der AGFW-Statistik bedeutend geringer aus. Dies stützt die Einschätzung, dass der Anteil an Fernwärme für die Industrie in der AGFW-Statistik deutlich unterrepräsentiert ist. Für das Saarland liegen seitens AGFW keine Daten vor.

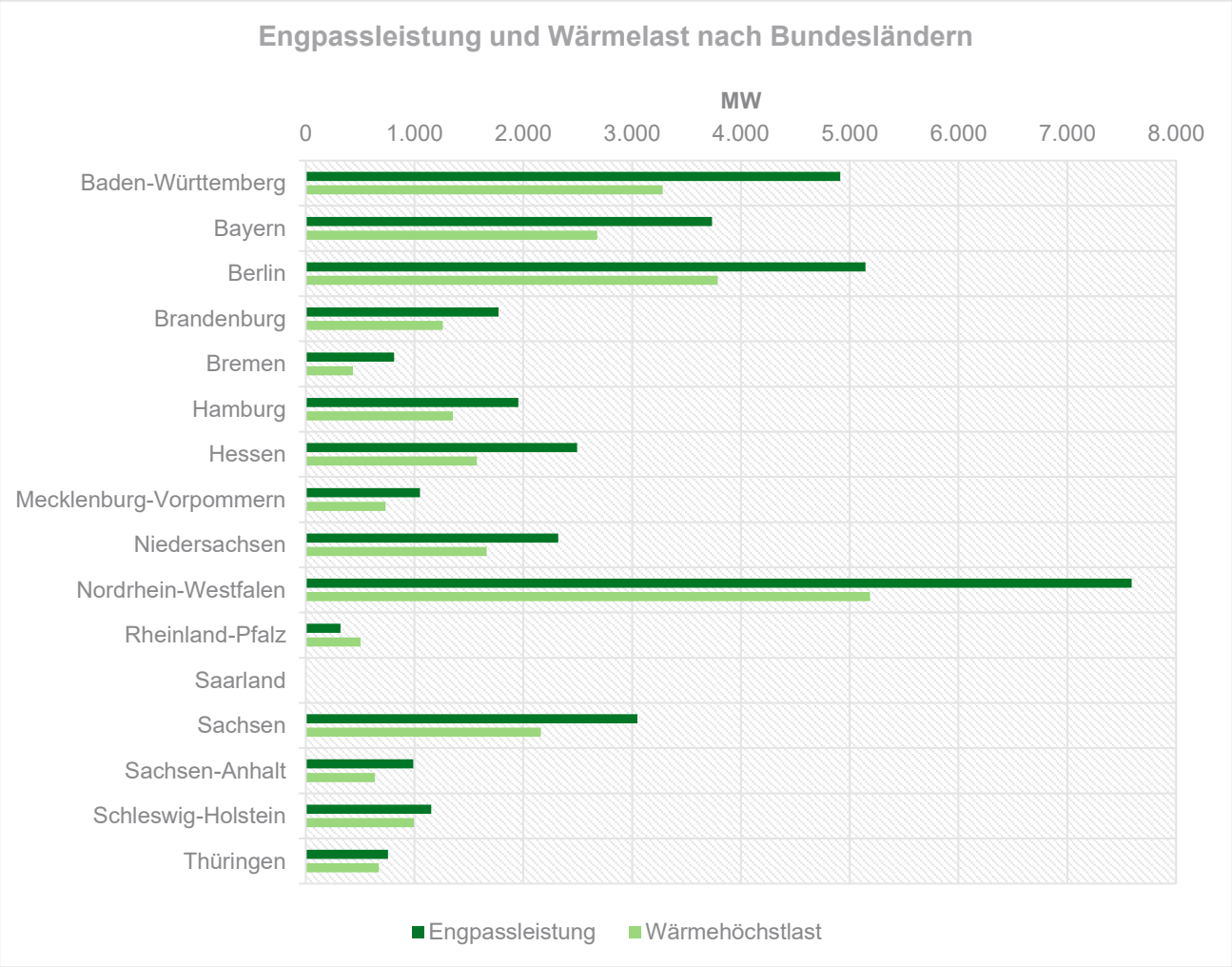
4.1.4.1 Installierte Wärmeleistung

Nach Angaben des BMWi betrug im Jahr 2016 der bundesweite Fernwärmeanschlusswert 49,2 GW (BMWi 2019b). Dabei dürfte es sich um die installierte Wärmeengpassleistung der Versorger handeln,

die nach § 5 EnStatG erhoben wird. Amtliche Angaben über die kundenseitig vorhandene maximale Wärmelast oder näher differenzierte Daten über die installierte Fernwärmeleistung liegen nicht vor.

Nach der Statistik des Branchenverbands AGFW war bei deren Mitgliedsunternehmen im Jahr 2016 eine gesicherte Wärmeengpassleistung von 38 GW installiert. Abbildung 64 zeigt die Korrelation der installierten Engpassleistung mit der Wärmehöchstlast der angeschlossenen Netze. In Summe beträgt die Wärmehöchstlast 26,9 GW (AGFW 2017).

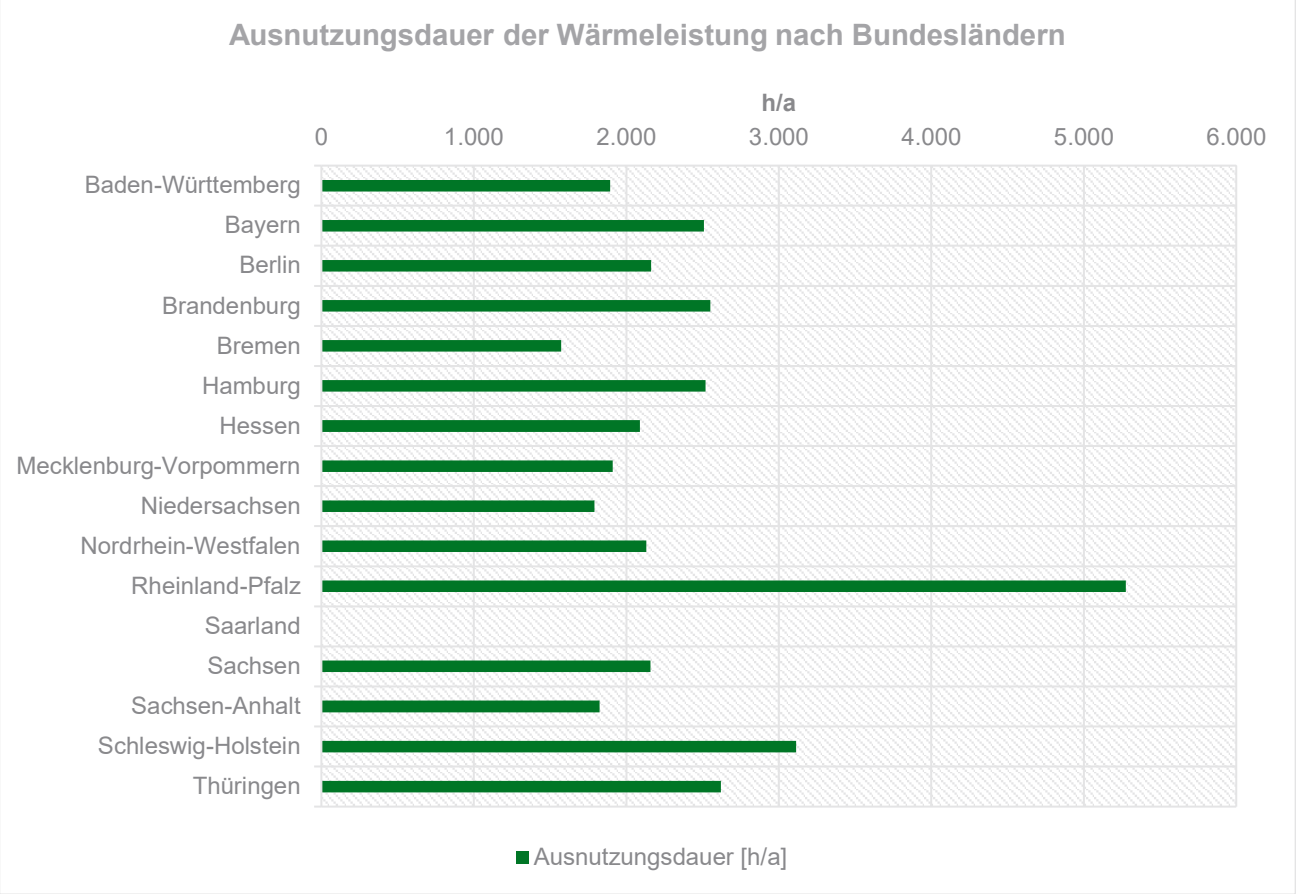
Abbildung 64: Engpassleistung und maximale Wärmelast nach Bundesländern



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (AGFW 2017)

Wird die vorhandene Wärmeengpassleistung mit der in die jeweiligen Netze eingespeisten Fernwärmearbeit ins Verhältnis gesetzt, resultiert die rechnerische Auslastung der Erzeugungsanlagen in jährlichen Volllaststunden. Dies ist im Bundesländervergleich in Abbildung 65 dargestellt. Die mittlere Ausnutzungsdauer liegt bei etwa 2.400 h pro Jahr. Eine besonders hohe Auslastung wird in Rheinland-Pfalz erzielt.

Abbildung 65: Ausnutzungsdauer der Wärmeleistung

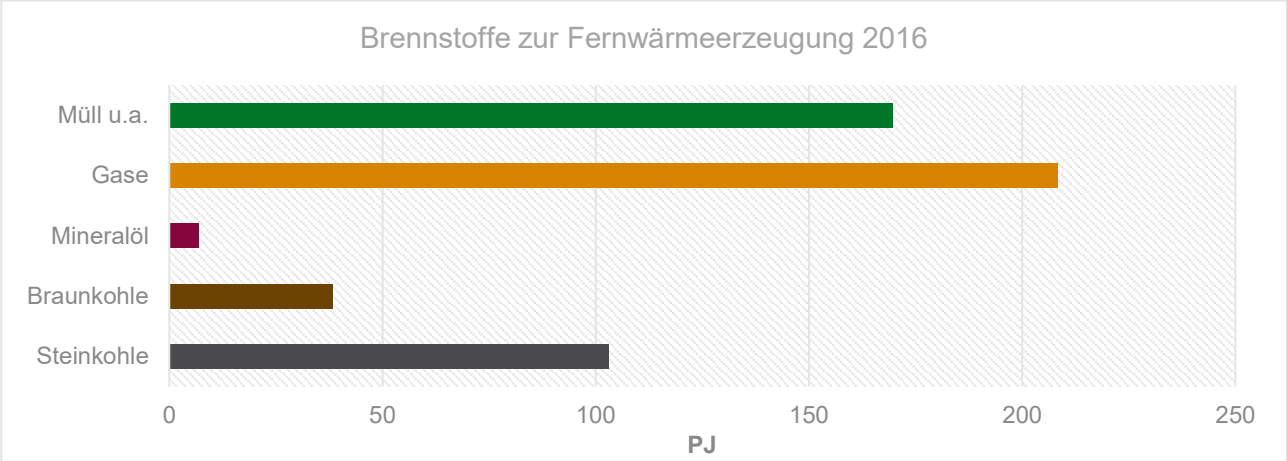


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (AGFW 2017)

4.1.4.2 Eingesetzte Brennstoffe

Die Erzeugung der Fernwärme basiert in Deutschland überwiegend auf der Nutzung fossiler Brennstoffe. In Abbildung 66 ist der Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung im Jahr 2016 dargestellt. Erdgas stellt dabei mit etwa 40 % den größten Anteil. Aber auch Braun- und Steinkohle sind mit gemeinsam 27 % immer noch bedeutende Brennstoffe bei der Fernwärmeerzeugung. Etwa ein Drittel der Fernwärmeerzeugung basiert auf der Müllverbrennung und sonstigen Energieträgern. Hierin sind auch die erneuerbaren Energien und Abwärmenutzung enthalten.

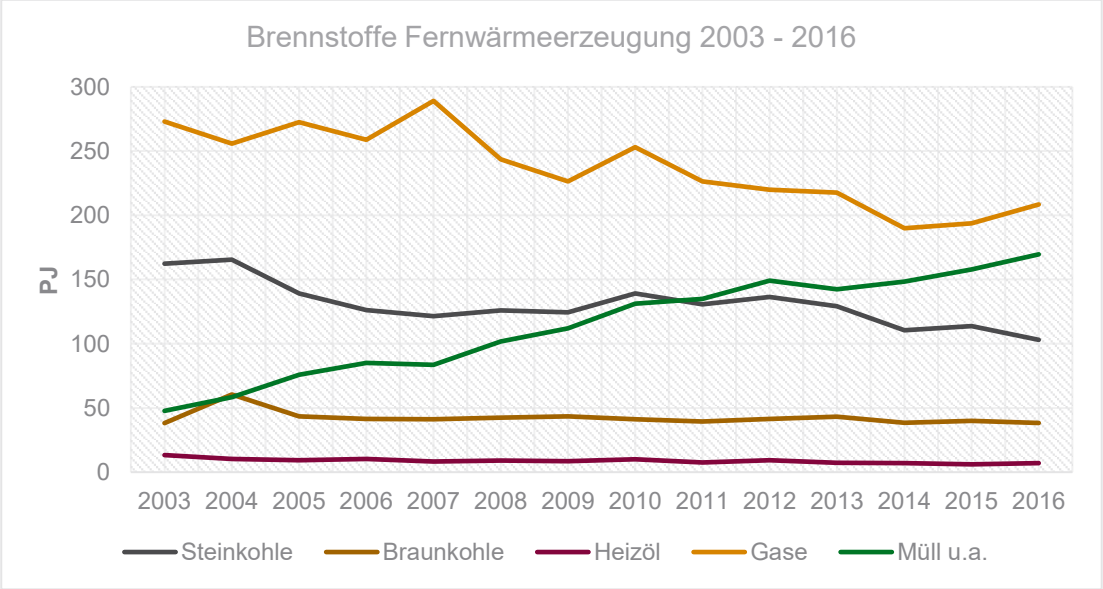
Abbildung 66: Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung 2016



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (BMWi 2019b)

Die Entwicklung des Brennstoffeinsatzes für die Fernwärmeerzeugung zeigt in Abbildung 67 einen deutlichen Anstieg des Einsatzes von Müll und anderen Brennstoffen in den letzten Jahren. Hierin sind erneuerbare Energien (vor allem Biomasse) und Abwärmenutzung mit berücksichtigt. Der Anstieg erfolgt primär zulasten des Einsatzes von Erdgas und – weniger ausgeprägt – auch von Steinkohle. Der Braunkohleeinsatz stagniert seit Jahren bei etwa 7 % der Fernwärmeerzeugung.

Abbildung 67: Entwicklung Brennstoffeinsatz in der Fernwärmeerzeugung 2003 - 2016.

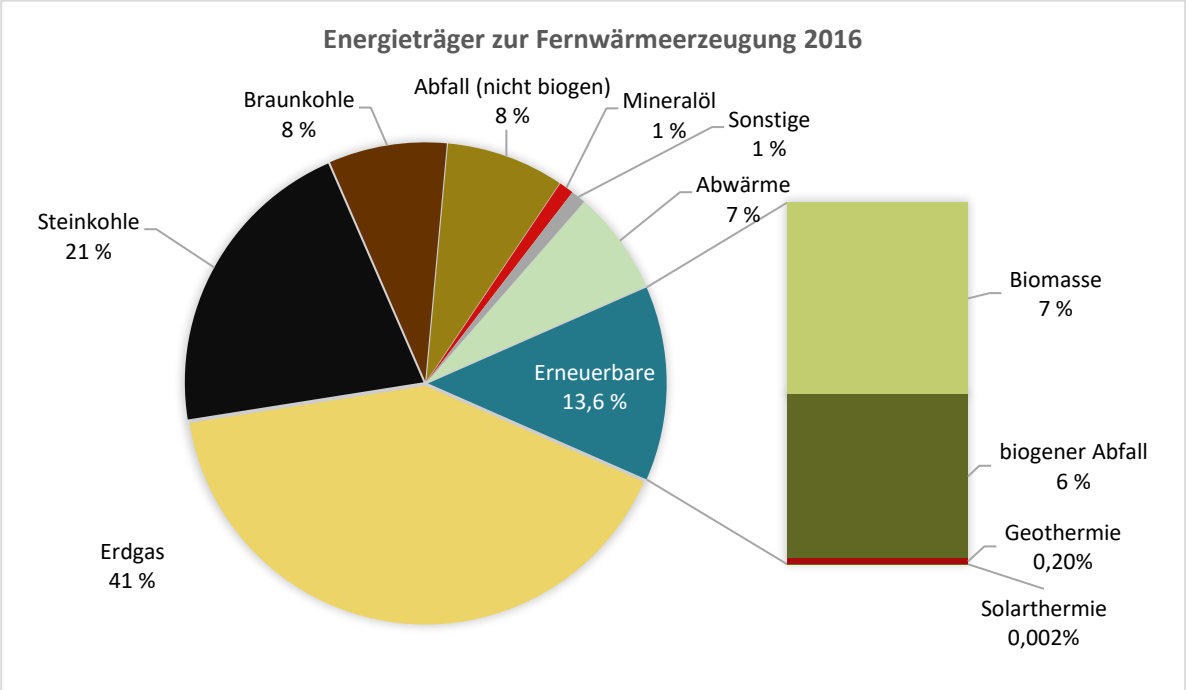


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (BMWi 2019b)

4.1.4.3 Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme

Der Anteil an erneuerbaren Energien an der Fernwärmeerzeugung lag nach Angaben der Bundesregierung im Jahr 2015 bei 14,5 % (Deutscher Bundestag 2017a). Der BDEW gibt für das Jahr 2016 einen Wert von 13,6 % an (BDEW 2017). In Abbildung 68 sind die für das Bezugsjahr 2016 eingesetzten Energieträger zur Fernwärmeerzeuger zusammengefasst.

Abbildung 68: Energieträger zur Fernwärmeerzeugung 2016

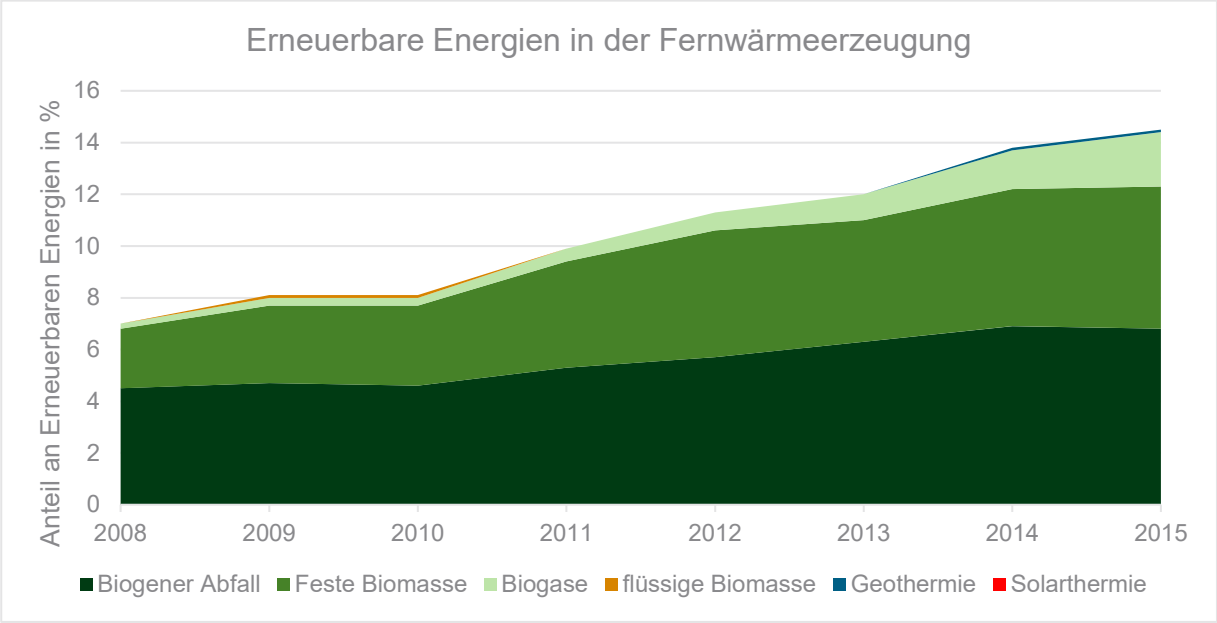


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (BDEW 2017)

Der Anteil an erneuerbaren Energien resultiert nahezu ausschließlich aus dem Einsatz von Biomasse sowie dem als biogen klassifizierten Anteil des Hausmülls. Geothermie, Solarthermie und Umgebungswärme tragen bisher nur sehr wenig zum Fernwärmeaufkommen bei.

Daneben hat Abwärme nach Angaben des BDEW einen Anteil von etwa 7 % an der Fernwärmeproduktion. Der AGFW beziffert den Anteil der Abwärme an der Fernwärmeerzeugung bei seinen Mitgliedsunternehmen auf nur 2 % (AGFW 2017). Dies hat seinen Grund darin, dass nur ein geringer Anteil der Wärmenetze zur Bereitstellung von Wärme für Industriekunden von der AGFW-Statistik erfasst ist.

Abbildung 69: Entwicklung der erneuerbaren Energien bei der Fernwärmeerzeugung 2003 – 2015



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Deutscher Bundestag 2017a)

Die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Fernwärmeproduktion zeigt deutlich die Konzentration der Erzeugung auf den Energieträger Biomasse und den Anstieg des Biomasse-Anteils an der Fernwärmeerzeugung in den Jahren bis 2015 (vgl. Abbildung 69).

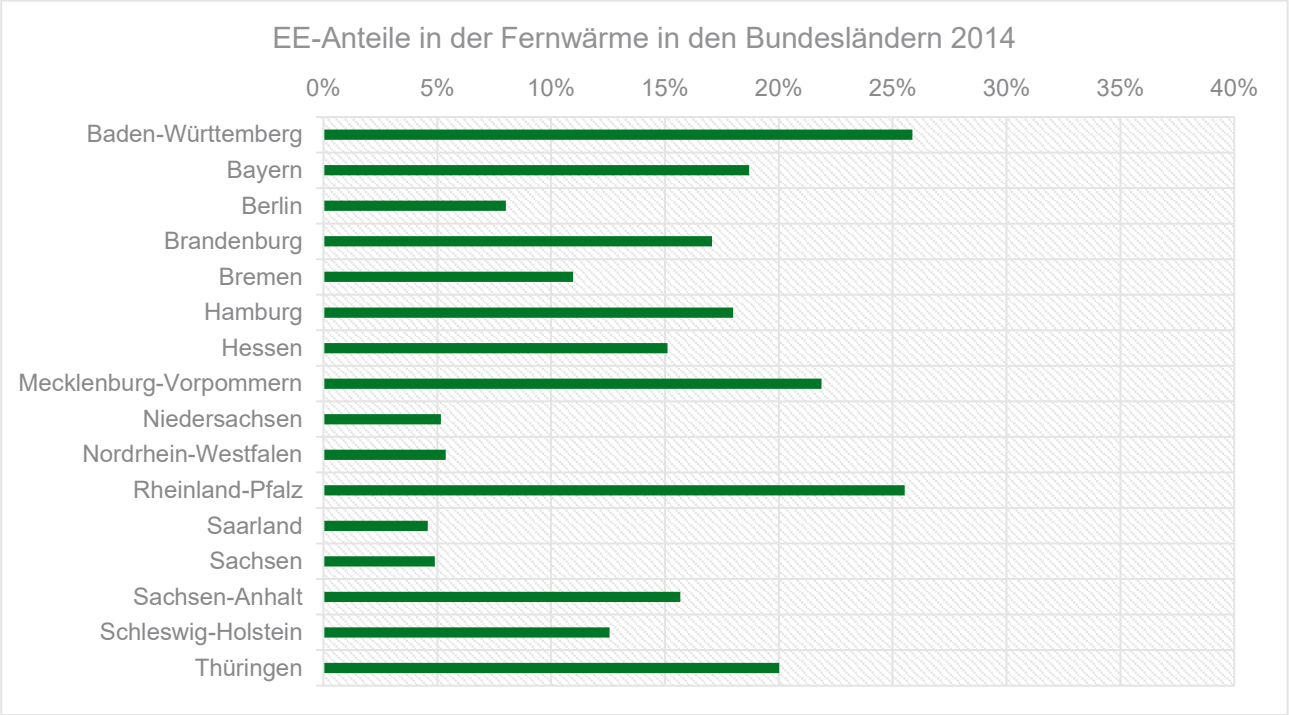
Der größte Teil der Biomasse in der Fernwärme entfällt derzeit auf den biogenen Anteil bei der Hausmüllverbrennung und die Verfeuerung fester Biomasse. Auch Biogase (hierin sind Klärgas und Deponiegas miteingeschlossen) haben in den letzten Jahren bei der Fernwärmeerzeugung an Bedeutung gewonnen. Flüssige Biomasse spielt nach dem kurzen Boom von Palmöl-BHKWs zwischen 2008 und 2011 keine Rolle mehr.

Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich die bisherige Steigerung des Anteils der Biomasse an der Fernwärmeerzeugung weiter fortsetzt. Insbesondere die erfolgte Novellierung des EEG könnte hier den Trend verändern.

In den letzten Jahren anwachsend jedoch noch auf sehr geringem Niveau zeigen sich die Tiefengeothermie und die Solarthermie (Deutscher Bundestag 2017a).

Abbildung 70 zeigt den Anteil der erneuerbaren Energien in den jeweiligen Bundesländern nach den statistischen Angaben des Länderarbeitskreises Energiebilanzen. Besonders hohe Anteile an erneuerbaren Energien in der Fernwärmeerzeugung sind in den Flächenländern zu finden, in denen ein großes Angebot an Biomasse besteht. Die sind z.B. die waldreichen Bundesländer Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg (LAK Energiebilanzen 2019b).

Abbildung 70: Erneuerbaren Energien zur Fernwärmeerzeugung in den Bundesländern 2014



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (LAK Energiebilanzen 2019b)

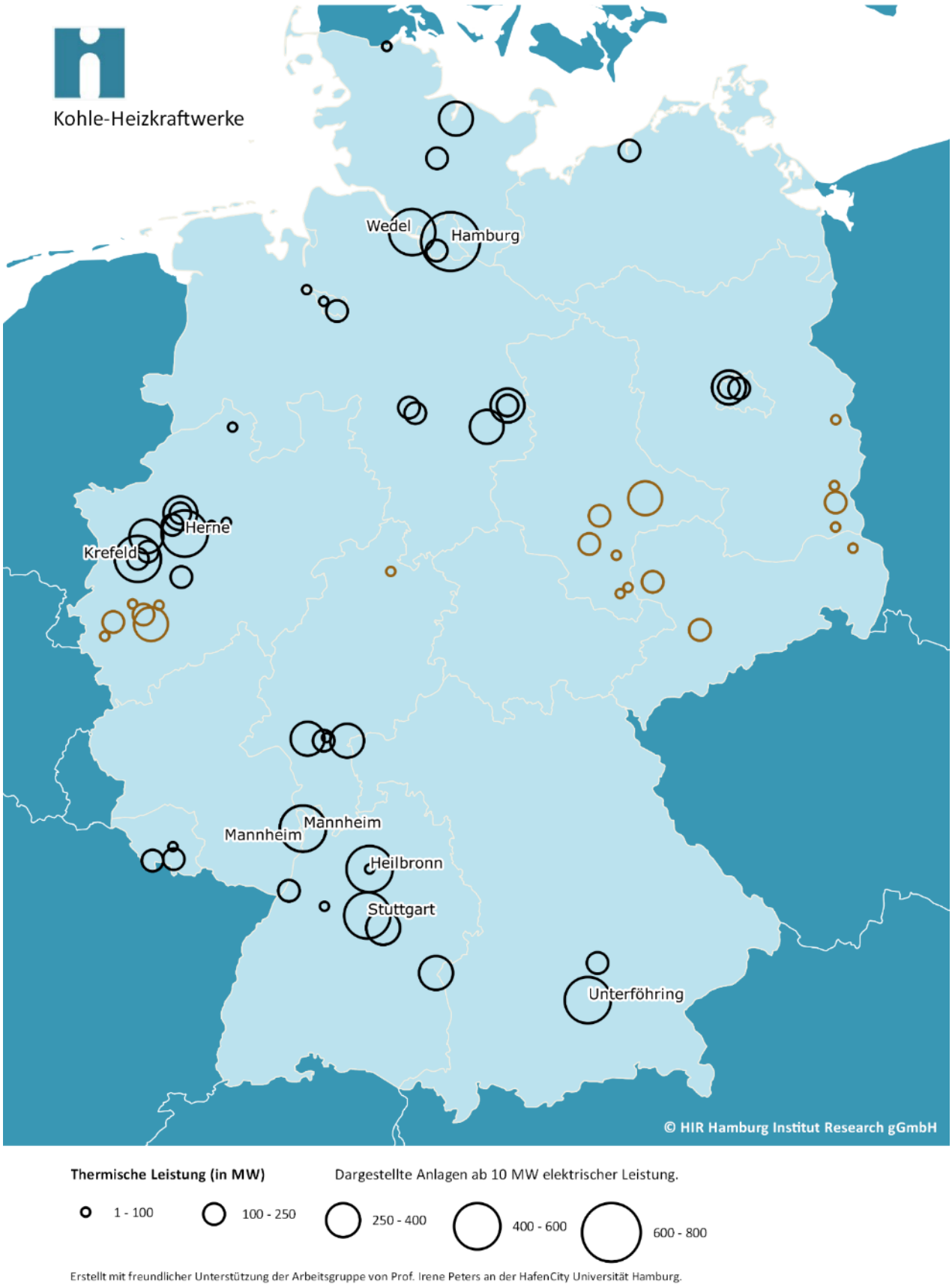
4.1.4.4 Fernwärmeerzeugung auf Basis Kohle

Der Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung basierte im Jahr 2016 zu etwa 27 % auf Stein- und Braunkohle (BMWi 2019b). Davon entfallen auf Steinkohle 20 % und auf Braunkohle 7 %. Belastbare Angaben über alle installierten Erzeugungsanlagen auf Basis Kohle und die damit versorgten Wärmenetze liegen jedoch nicht vor.

Eine Abschätzung der räumlichen Verortung der Erzeugungsanlagen erfolgt in Abbildung 71 auf Basis der vom Umweltbundesamt veröffentlichten Kraftwerksliste (Umweltbundesamt 2019a). In dieser Liste sind Heizkraftwerke (KWK-Anlagen mit Fernwärmeauskopplung) mit einer elektrischen Mindestleistung von 10 MW erfasst.

Die Kraftwerksliste des UBA weist 94 Heizkraftwerke aus, die Braun- oder Steinkohle einsetzen. Davon setzen 33 Anlagen Braunkohle ein mit 3,6 GW thermischer Gesamtleistung. 61 Anlagen basieren auf Steinkohle mit insgesamt etwa 14,2 GW Leistung (Umweltbundesamt 2019a).

Abbildung 71: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis Stein- und Braunkohle



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Umweltbundesamt 2019a): schwarz: Steinkohle / braun: Braunkohle

Die Steinkohle-Erzeugungsanlagen konzentrieren sich auf die urbanen Bereiche mit hoher Siedlungs- und Fernwärmedichte (z.B. Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet, Hamburg, München, Stuttgart, Mannheim, Hannover, Berlin). Auch einige Gebiete mit einem hohen industriellen Wärmebedarf werden über Fernwärme auf Basis Steinkohle versorgt (z.B. Leverkusen, Ludwigshafen, Wolfsburg und Heilbronn).

Da es sich bei der in den Heizkraftwerken eingesetzten Steinkohle nahezu ausschließlich um Importkohle handelt, sind Standorte mit der Anliefermöglichkeit über Seeschiffe wirtschaftlich besonders prädestiniert. Derartige Standorte finden sich z.B. in Bremen, Hamburg, Kiel, Flensburg und Rostock.

Im Gegensatz dazu handelt es sich bei der Braunkohle um einen heimischen Brennstoff. Die Heizkraftwerke liegen hier in der Nähe der Braunkohle-Abbaugebiete, um Transportkosten zu minimieren. Die Anlagen finden sich somit hauptsächlich im rheinischen Revier um Köln, im mitteldeutschen Revier um Leipzig und in der Lausitz um Cottbus. Eine Ausnahme davon bildet ein kleineres Braunkohleheizkraftwerk in Kassel, das relativ weit entfernt von den heutigen Braunkohle-Abbaugebieten liegt. Dies ist vermutlich historisch begründet. Ehemals gab es auch dort in Nordhessen ein Abbaugebiet für Braunkohle, das jedoch seit vielen Jahren geschlossen ist.

Die brennstoffbedingt kostenaufwändige Kohleverbrennung und die damit verbundenen Maßnahmen zur Luftreinhaltung führen im Ergebnis zu Anlagen mit vergleichsweise hohen Leistungen. Vor diesem Hintergrund dürfte die Kraftwerksliste des Umweltbundesamtes vermutlich die vorhandenen Erzeugungskapazitäten vollständig abdecken.

Jedoch sind auch reine Heizwerke auf Basis Kohle zur Fernwärmeerzeugung in Betrieb, die wegen der fehlenden Stromerzeugung nicht in der UBA-Kraftwerksliste enthalten sind. Der AGFW-Bericht verzeichnet neun Steinkohle-Heizwerke und vier Braunkohle-Heizwerke (AGFW 2017).

An vielen Fernwärme-Standorten mit einem hohen Kohle-Anteil werden derzeit Konzepte erarbeitet, um in Zukunft den Einsatz von Kohle zu vermindern oder darauf verzichten zu können.

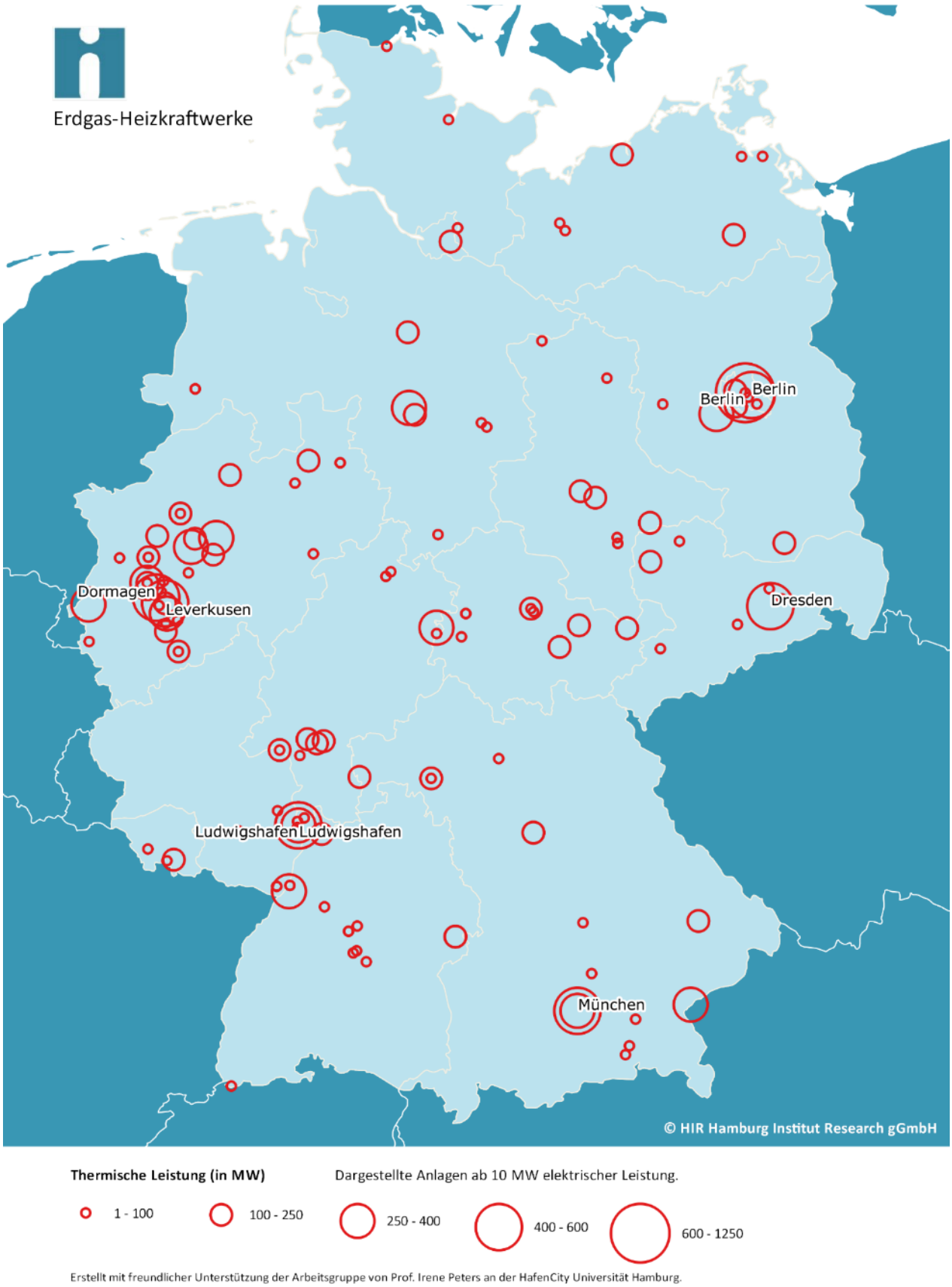
4.1.4.5 Fernwärmeerzeugung auf Basis Erdgas und Heizöl

Erdgas ist mit etwa 40 % der wichtigste Brennstoff bei der Fernwärmeerzeugung. Wie beim Brennstoff Kohle umfasst die Kraftwerksliste des Umweltbundesamtes auch hier die Heizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung größer als 10 MW. Eine Darstellung der räumlichen Verortung dieser Anlagen findet sich in Abbildung 72.

Einschränkend zu dieser Darstellung ist anzumerken, dass damit die vorhandene fernwärm-Erzeugungsstruktur auf der Basis von Erdgas nicht vollständig wiedergegeben wird. Der Brennstoff Erdgas ermöglicht KWK-Erzeugungsanlagen auch mit sehr kleinen elektrischen Leistungen. In der Fernwärmewirtschaft sind derartige Anlagen (insbesondere Blockheizkraftwerke) sehr verbreitet. Diese sind aufgrund ihrer Leistungsziffern in der UBA-Liste nicht enthalten.

Darüber hinaus werden in nahezu allen Fernwärmenetzen Erdgas-Heizkessel zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt. Auch diese sind in der UBA-Kraftwerksliste mangels Stromerzeugung nicht enthalten.

Abbildung 72: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis Erdgas



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Umweltbundesamt 2019a)

Für den Energieträger Heizöl gilt grundsätzlich das Gleiche wie für das Erdgas. Jedoch spielt Heizöl als Energieträger zur Fernwärmeversorgung mit einem Anteil von etwa 1 % an der Erzeugung nur eine untergeordnete Rolle. Eine räumliche Verortung der Anlagen erfolgt daher an dieser Stelle nicht.

4.1.4.6 Fernwärmeerzeugung auf Basis Abfallverbrennung

Die Abfallverbrennung ist schon seit jeher ein wichtiges Standbein der Fernwärmeversorgung. Insbesondere in den urbanen Regionen ist die Entsorgung von Hausmüll durch Verbrennung und Nutzung der dabei entstehenden Wärme über Fernwärmesysteme bereits seit Jahrzehnten etabliert. Die Anlagen zur Fernwärmeerzeugung sind zu unterscheiden nach der Art des Abfalls:

- Müllverbrennungsanlagen
- Ersatzbrennstoff-Verbrennungsanlagen (EBS)
- Sondermüllverbrennungsanlagen
- Altholzverbrennungsanlagen
- Klärschlammverbrennungsanlagen

Für die Fernwärmewirtschaft ist die Abfallverbrennung eine sehr attraktive Option in deren Erzeugungsportfolio. Die Wärmegestehungskosten sind in der Regel sehr gering, da der Entsorgungsauftrag im Fokus steht und die dafür entstehenden Kosten über andere Wege mitfinanziert werden (Abfallgebühren etc.).

Darüber hinaus wird die in den Abfallverbrennungsanlagen erzeugte Wärme mit sehr niedrigen Primärenergiefaktoren bewertet. Der Primärenergiefaktor des jeweiligen Wärmenetzes ist ein sehr wichtiges Vermarktungsinstrument der Fernwärmewirtschaft bei der Kundengewinnung. Auch für die Klimabilanz und den Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme ist die Wärme aus Abfall vorteilhaft. Nach einer Übereinkunft des LAK Energiebilanzen wird bei Einsatz von Hausmüll 50 % des Brennstoffes als biogen eingestuft. Dies gilt jedoch nicht für Gewerbe- und Industrieabfälle.

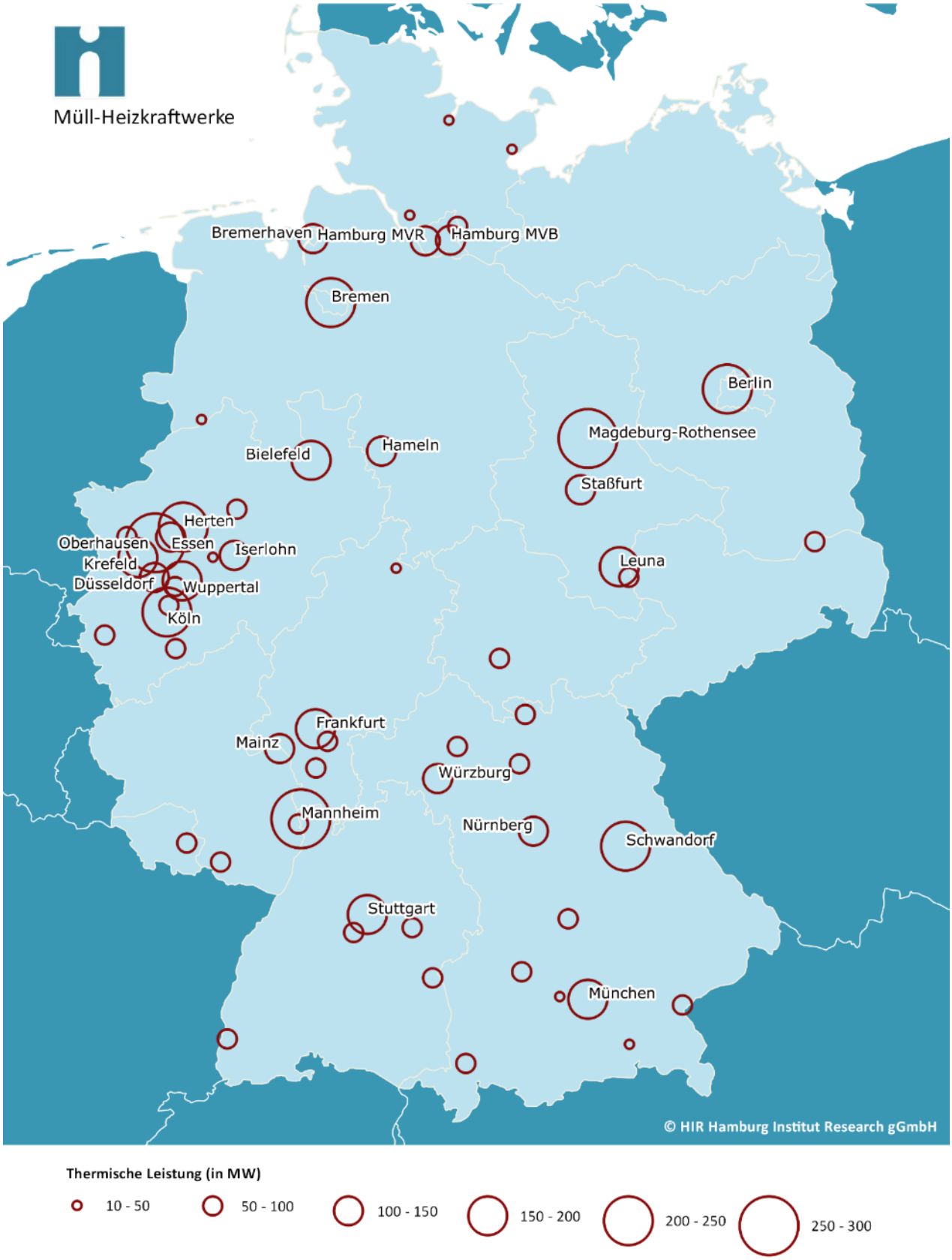
In vielen Fällen stehen die Abfallverbrennungsanlagen nicht im Eigentum der Fernwärmeversorger. Die Übernahme der erzeugten Wärme in die Fernwärmesysteme erfolgt dann auf der Grundlage privatrechtlicher Verträge zwischen den jeweiligen Unternehmen.

Im Bereich der konventionellen **Müllverbrennung** sind derzeit etwa 66 Anlagen in Betrieb, von denen derzeit 60 Anlagen auch Fernwärme bereitstellen. Die energetische Nutzung erfolgt im Regelfall über Kraft-Wärme-Kopplung (Flamme et al. 2018). Abbildung 73 zeigt die geografische Lage der Anlagen. Es wird deutlich, dass sich die Standorte meist in der Nähe von Gebieten mit hohen Siedlungsdichten befinden. Die Standorte existieren in vielen Fällen bereits seit etlichen Jahrzenten, die Anlagen selbst sind oft mehr als 20 Jahre alt. Die Verbrennungskapazität der 60 Anlagen mit Fernwärmebereitstellung beträgt etwa 19 Mio. Mg Abfall pro Jahr. Die thermische Gesamtleistung liegt bei etwa 6.600 MW (Flamme et al. 2018) (ITAD e.V. 2019).

Die Steigerung der Wärmeerzeugung aus Müllverbrennung in den Jahren ab 2003 (siehe Abbildung 67) konnte mit dem bestehenden Anlagenpark realisiert werden, da viele MVAs in den vergangenen Jahren nicht mit ihrer maximalen Kapazität betrieben wurden. Ein Zubau an Anlagen war nicht erforderlich. Planungen für neue Standorte sind derzeit nicht bekannt.

Da die Wärme aus der Abfallverbrennung in der Regel konstant über das ganze Jahr anfällt, wird die Wärme meist zur Deckung der Grundlast in dem jeweiligen Fernwärmesystem eingesetzt.

Abbildung 73: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung auf Basis von Müllverbrennung



Erstellt mit freundlicher Unterstützung der Arbeitsgruppe von Prof. Irene Peters an der HafenCity Universität Hamburg.

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Flamme et al. 2018; ITAD e.V. 2019)

Neben der Müllverbrennung sind in den letzten Jahren vermehrt Verbrennungsanlagen für **Ersatzbrennstoffe** (EBS) errichtet worden. Die Grenzen zur Müllverbrennung sind fließend. Ersatzbrennstoffe (oder auch: Sekundärbrennstoffe) werden durch Abtrennung heizwertreicher Fraktionen aus unterschiedlichen Abfallarten gewonnen. Bisher sind Ersatzbrennstoffe gesetzlich nicht normiert.

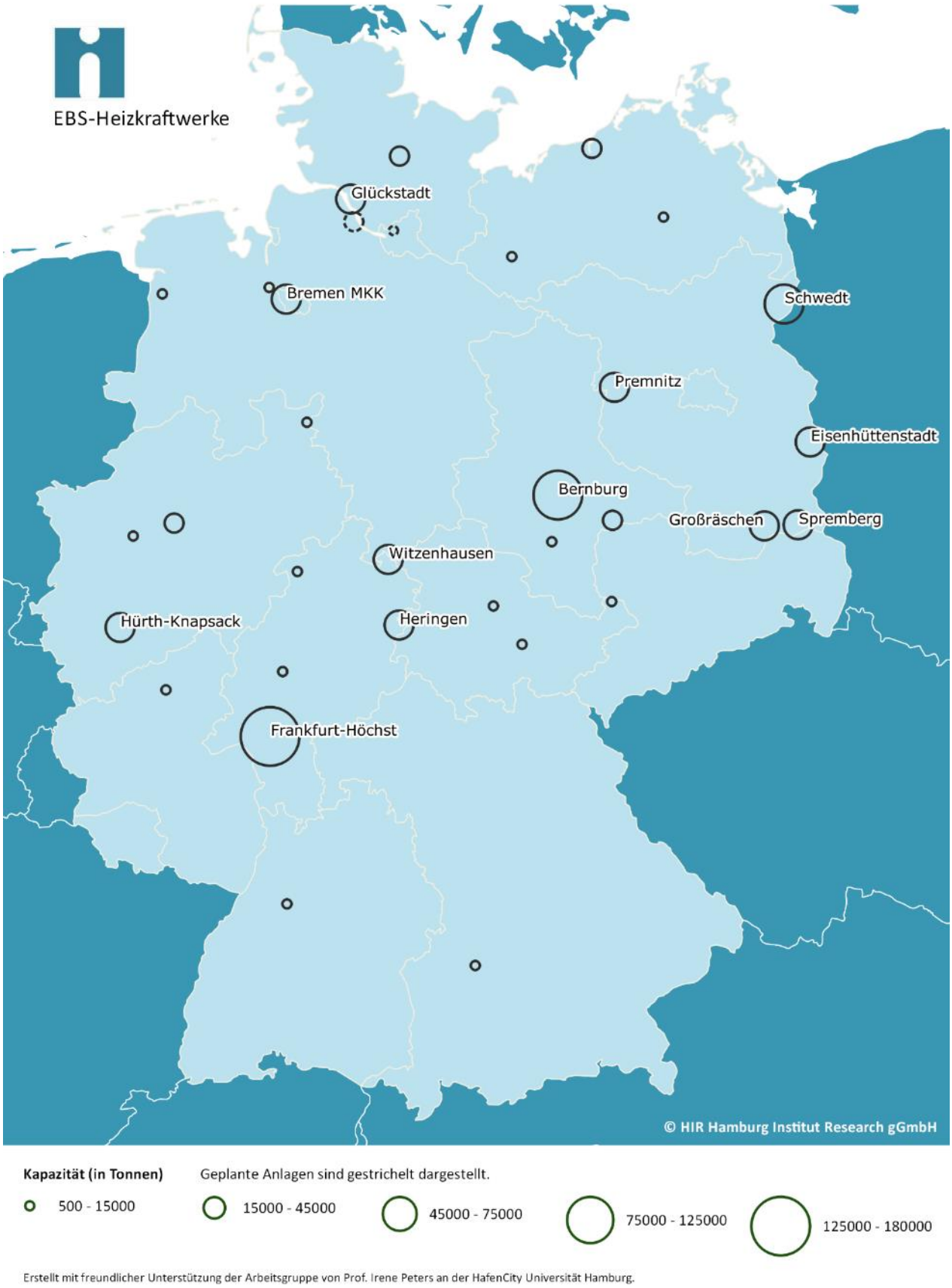
Ersatzbrennstoffe werden in eigens dafür errichteten Verbrennungsanlagen verfeuert, kommen aber auch über Zufeuerung in konventionellen Müllverbrennungsanlagen, Zementwerken und Kohle(heiz)kraftwerken zum Einsatz.

In Abbildung 74 sind die EBS-Anlagen mit ihrer geografischen Lage dargestellt, die hauptsächlich Ersatzbrennstoffe einsetzen und Fernwärme erzeugen. Teilweise werden in diesen Anlagen auch andere Brennstoffe wie etwa Papierschlämme eingesetzt. Insgesamt sind derzeit bundesweit 30 Anlagen in Betrieb, die jährlich etwa 6 Mio. Mg EBS einsetzen und eine thermische Gesamtleistung von etwa 2.500 MW aufweisen (Flamme et al. 2018; ITAD e.V. 2019).

Die Korrelation der Anlagenstandorte mit den Gebieten hoher Siedlungsdichte ist bei weitem nicht so ausgeprägt wie bei der konventionellen Müllverbrennung. Es finden sich auch Anlagenstandorte im ländlichen Raum, wenn dort ein ausreichendes Brennstoffangebot besteht. Beispiele dafür sind die Standorte Witzenhausen in Nordhessen und Bernburg in Sachsen-Anhalt, die jeweils Brennstoffe über die dort befindlichen Papierfabriken einsetzen.

Der Anlagenpark der EBS-Anlagen stammt meist aus den 2000er Jahren und ist damit wesentlich jünger als bei der konventionellen Müllverbrennung. Aufgrund der günstigen Marktsituation sind derzeit im EBS-Bereich auch Neubauten von Anlagen (Hamburg, Stade) sowie Kapazitätserweiterungen (Gießen, Premnitz) geplant.

Abbildung 74: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Ersatzbrennstoffe

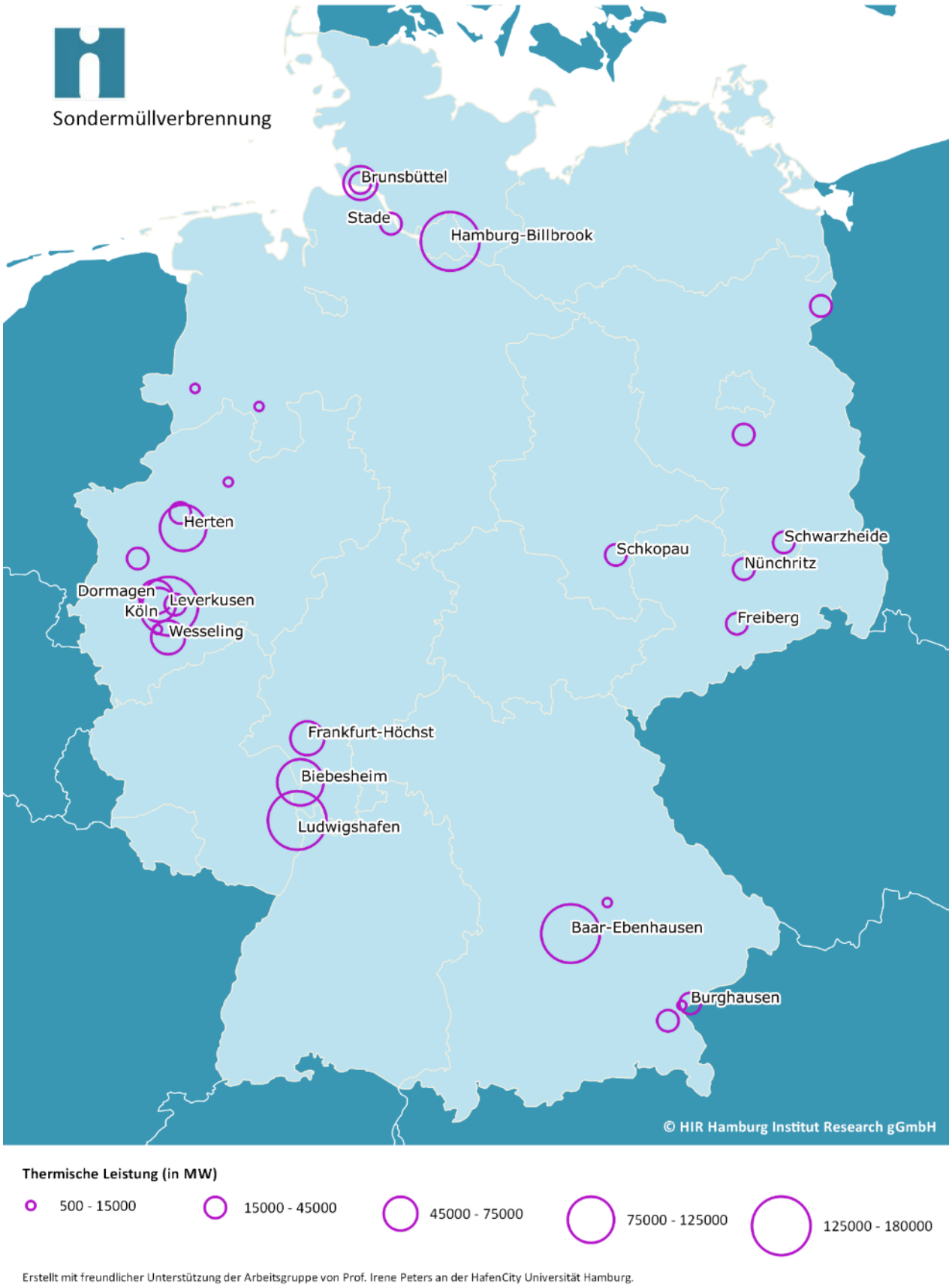


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Flamme et al. 2018; ITAD e.V. 2019)

Zur Beseitigung gefährlicher Abfälle (Definition in § 3 Abs. 5 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes) sind derzeit etwa 30 **Sondermüllverbrennungsanlagen** in Deutschland in Betrieb, die Wärme für Dritte bereitstellen. Die Anlagen verfügen über besondere Luftreinhaltungstechnologien, um die Emission von Schadstoffen bei der Verbrennung zu minimieren. Insgesamt werden in den Anlagen jährlich etwa 1,3 Mio. t gefährliche Abfälle verbrannt. Die thermische Leistung der Anlagen ist nicht bekannt (Flamme et al. 2018).

Die Anlagenstandorte fokussieren sich auf Industriegebiete mit Chemieanlagen. Die in den Verbrennungsanlagen erzeugte Wärme wird meist als Dampf in industriellen Wärmenetzen (z.B. Chemieparks) zur Prozesswärmeerzeugung und Gebäudeheizung genutzt. Es gibt jedoch auch Sondermüllverbrennungsanlagen, die in städtische Wärmenetze einspeisen (z.B. Indaver AVG in Hamburg).

Abbildung 75: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Sondermüllverbrennung



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Flamme et al. 2018)

Eine weitere abfallbasierte Wärmequelle für die Fernwärme sind **Verbrennungsanlagen für Altholz**. Nähere Regelungen zur Definition von Altholz und dessen Kategorisierung in verschiedene Altholzklassen nach deren Belastung mit Fremdstoffen finden sich in der Altholzverordnung.

Die Verbrennung von Altholz erfordert nach der 17. Bundes-Immissionsschutzverordnung besondere Maßnahmen zur Luftreinhaltung. Diese können aufgrund der zusätzlich erforderlichen Investitionen nur bei größeren Anlagen wirtschaftlich umgesetzt werden.

In Abbildung 76 sind die Standorte von Altholzverbrennungsanlagen mit Fernwärmeauskopplung und einer thermischen Leistung von jeweils > 20 MW dargestellt. Derzeit sind dies etwa 56 Anlagen mit einer thermischen Gesamtleistung von etwa 2.000 MW. Die jährlich erzeugte Wärmemenge kann mit etwa 12,8 PJ abgeschätzt werden (Flamme et al. 2018).

Nicht berücksichtigt sind hierbei Biomasseheiz(kraft)werke, die hauptsächlich naturbelassenes Holz einsetzen und nur zu einem geringen Anteil Altholz. Ebenfalls unberücksichtigt sind industrielle Anlagen (z.B. Holz- und Papierindustrie), die die Voraussetzungen einer Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nicht erfüllen.

Auch hier korrelieren die Anlagenstandorte nicht immer mit den Gebieten hoher Siedlungsdichte. Wichtige Standortkriterien sind hier neben der Wärmeabnahme die Verfügbarkeit großer und kostengünstiger Potenziale an Altholz. Dies ist z.B. in der Nähe der Möbel- oder Holzindustrie der Fall (Brilon, Horn-Bad Meinberg, Heiligengrabe).

Viele der Anlagen wurden Anfang der 2000er Jahre errichtet und erhalten eine Förderung nach dem EEG, wenn sie über KWK neben der Wärme auch Strom erzeugen. Bei einigen Anlagen ist der wirtschaftliche Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Vergütung unsicher.

Andererseits scheint der Altholzmarkt für Fernwärmeversorger derzeit weiter attraktiv zu sein. Es besteht ein Überangebot auf dem Markt, das sich auch in günstigen Brennstoffpreisen ausdrückt. Ab 2020 könnten durch die auslaufende EEG-Förderung weitere Mengen frei werden. An einigen Standorten sind neue Altholz-Heizwerke geplant (u.a. Duisburg, Dinslaken, Braunschweig, Ilmenau).

Abbildung 76: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Altholzheizkraftwerke

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Flamme et al. 2018)

Als ein weiterer abfallbasierter Brennstoff wird Klärschlamm bei der Erzeugung von Fernwärme eingesetzt. Derzeit sind etwa 20 **Klärschlammverbrennungsanlagen** mit Wärmenutzung in der Fernwärme in Betrieb, dazu kommen weitere sieben Anlagen, die industrielle Schlämme verwerten (Flamme et al. 2018).

Bisher wird jedoch der größte Teil des anfallenden Klärschlamms nicht in Monoverbrennungsanlagen verbrannt, sondern wird als zusätzlicher Brennstoff in Zementwerken oder Kohlekraftwerken eingesetzt. Dieser Entsorgungsweg wird durch das Gebot der Phosphor-Rückgewinnung nach der neuen Klärschlammverordnung in Zukunft erschwert.

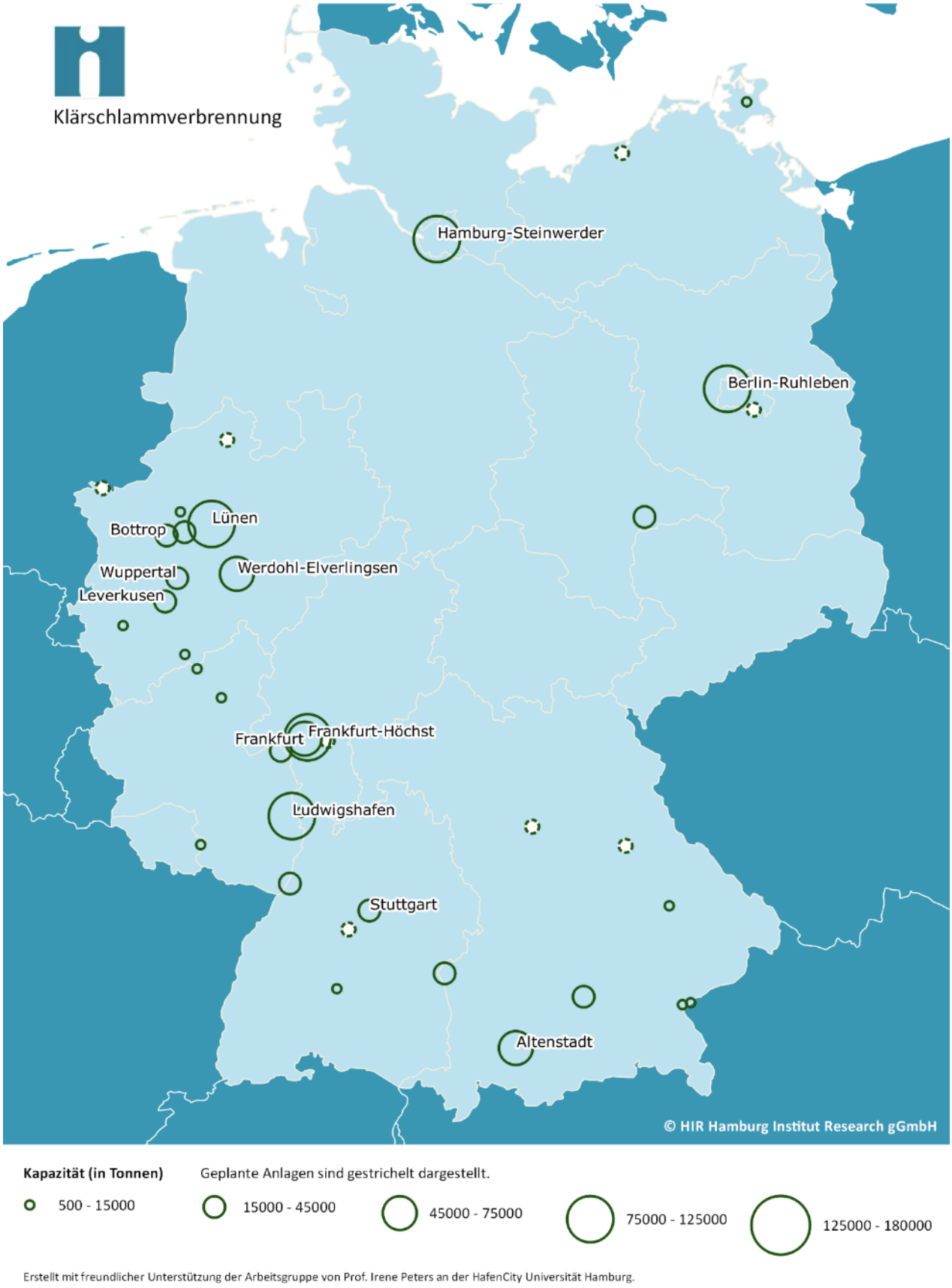
Die Phosphorrückgewinnung muss künftig bei größeren Kläranlagen entweder aus dem Klärschlamm (Ausfällung in der Nassphase), oder aus der Klärschlammasche erfolgen. Im Fall der Verbrennung erfordert dies Anlagen, die ausschließlich auf den Brennstoff Klärschlamm ausgelegt sind (Mono-Verbrennung).

Dies wird vermutlich den Bau neuer Anlagen befördern, die als Mono-Verbrennungsanlagen auf Klärschlamm ausgerichtet sind. Derzeit sind elf zusätzliche Klärschlammmonoverbrennungsanlagen geplant (Flamme et al. 2018; Bauerfeld 2017).

Bei der Bilanzierung von Wärmeerträgen aus der Klärschlammverbrennung ist zu beachten, dass für die zur Verbrennung erforderliche Trocknung der Klärschlämme erhebliche Energiemengen aufgewendet werden müssen. Dazu sind oft lange Transportwege für den Klärschlamm von der Kläranlage zur Verbrennungsanlage zu überbrücken.

Der mittlere Trockenmassegehalt des Klärschlamms, der in den in Abbildung 77 dargestellten Anlagen behandelt wird, liegt bei 33 %. Für den Verbrennungsvorgang muss der Schlamm vorgetrocknet werden oder über hoch vorgewärmte Verbrennungsluft verbrannt werden. Für beide Schritte ist so viel Energie notwendig, dass in der Bilanz kein Netto-Überschuss entsteht (Flamme et al. 2018). Eine Vortrocknung über erneuerbare Energien (z.B. Solarthermie) würde die Effizienz des Systems verbessern.

Abbildung 77: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Klärschlammverbrennung

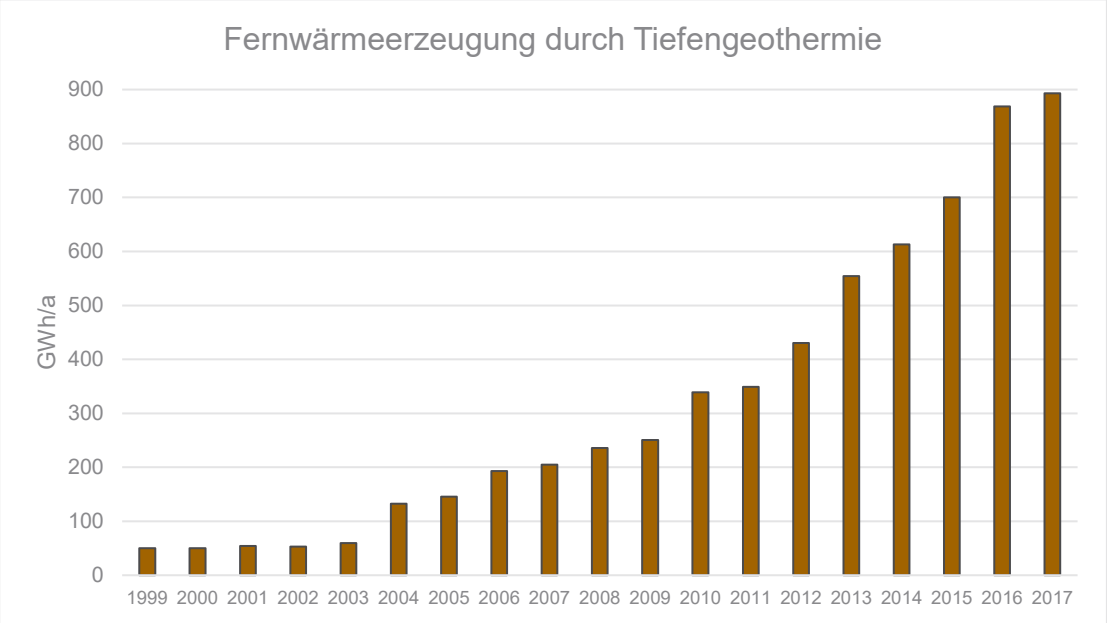


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Flamme et al. 2018)

4.1.4.7 Fernwärmeerzeugung auf Basis Tiefengeothermie

Die Fernwärmeerzeugung auf Basis von **Tiefengeothermie** (Bohrtiefe > 400 m) ist in den letzten Jahren deutlich angewachsen auf einen Wert von derzeit etwa 900 GWh/a, wenngleich der absolute Anteil am Fernwärmeaufkommen mit etwa 0,2 % immer noch sehr gering ist (GeotIS Geothermische Standorte 2018).

Abbildung 78: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung durch Tiefengeothermie

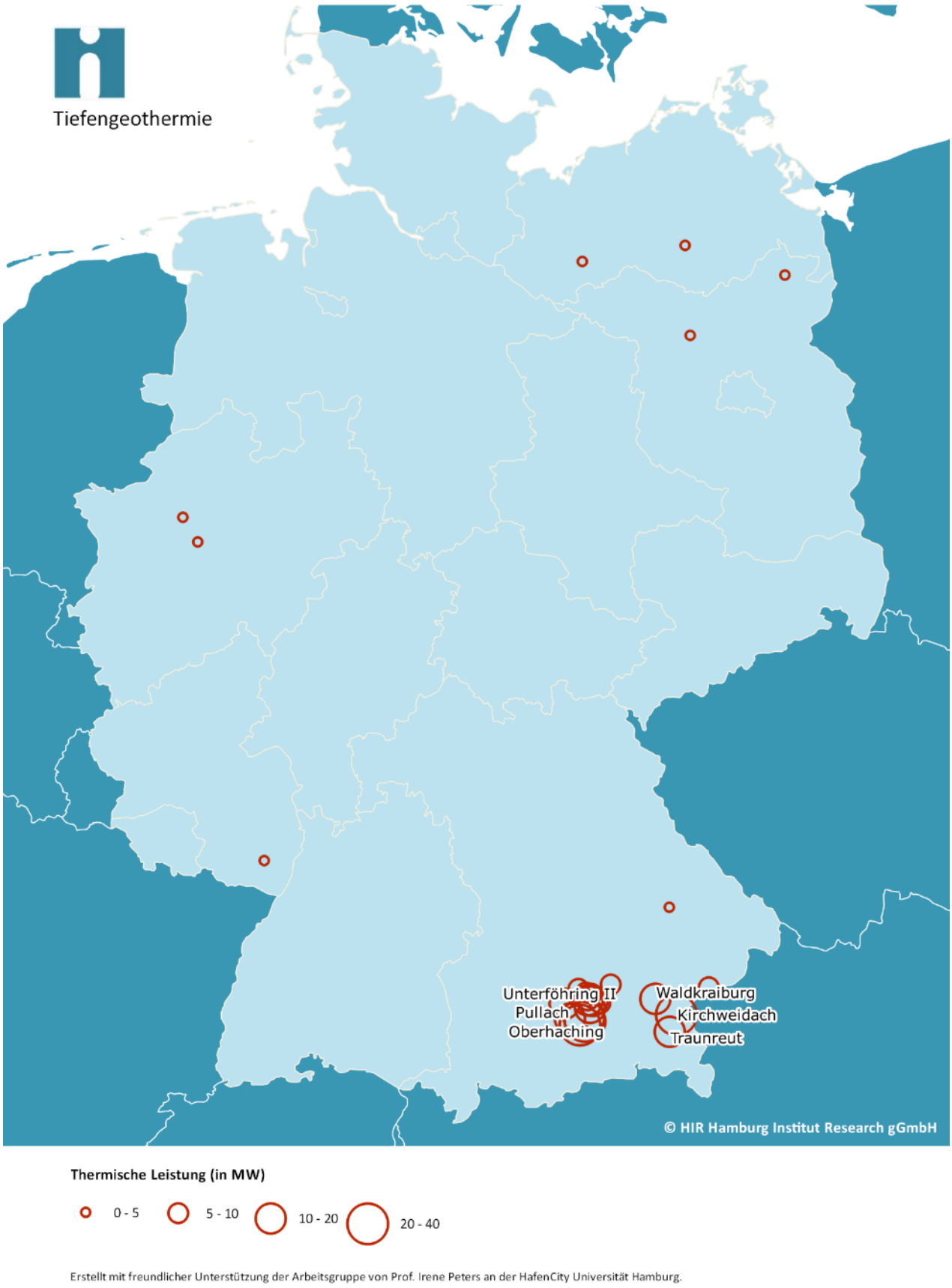


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (GeotIS Geothermische Standorte 2018)

Nach den Angaben des Bundesverbands Geothermie sind derzeit 34 tiefengeothermische Anlagen in Betrieb, die Wärme erzeugen (Bundesverband Geothermie 2019). Davon speisen nach eigenen Recherchen 27 Anlagen Wärme mit einer thermischen Leistung von insgesamt 310 MW in Wärmenetze ein. Weitere drei Anlagen sind derzeit in Planung (Bundesverband Geothermie 2019).

Die Anlagenstandorte konzentrieren sich bisher sehr stark im Großraum München. Alle größeren Anlagen mit mehr als 5 MW thermischer Leistung sind dort zu finden. Die hier im sogenannten *Molassebecken* vorhandenen hydrogeologischen Strukturen sind für die Nutzung der Tiefengeothermie besonders vorteilhaft.

Abbildung 79: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Tiefengeothermie



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Bundesverband Geothermie 2019)

4.1.4.8 Fernwärmeerzeugung auf Basis Solarthermie

Auch die Solarthermie wird zunehmend als Erzeugungsoption für die Fernwärme genutzt. Aktuell sind in Europa etwa 500 Anlagen in Betrieb. Die europaweit installierte Leistung beträgt etwa 2.300 MW_{th}, bei einem jährlichen Marktzuwachs von über 20 % in den letzten fünf Jahren. Insbesondere in Dänemark zeigt die solare Fernwärmeerzeugung in den letzten Jahren ein rasantes Marktwachstum. (Pauschinger et al. 2019)

In Deutschland sind (ähnlich wie bei der Tiefengeothermie) auch bei der Solarthermie ein deutliches Marktwachstum erkennbar, jedoch der absolute Anteil an der gesamten Fernwärmeerzeugung noch sehr gering.

Derzeit sind etwa 34 großflächige Solarkollektoranlagen (Kollektorfläche > 150 m^2) in Betrieb, die Wärme in nachgelagerte Fernwärmenetze einspeisen. Die aufsummierte Kollektorfläche liegt bei etwa 62.700 m^2 und die thermische Leistung bei etwa 44 MW. Weitere Anlagen mit etwa 23.000 m^2 Kollektorfläche befinden sich in der Planung bzw. konkreten Umsetzung. (Pauschinger et al. 2019)

Einige der in Betrieb befindlichen Anlagen gehen noch auf das damalige Bundesförderprogramm Solarthermie 2000 und Solarthermie 2000plus zurück (z.B. Hannover, Neckarsulm, Friedrichshafen). In den letzten Jahren wurden vermehrt große Freiflächenanlagen nach dänischem Vorbild errichtet, die deutlich geringere Wärmegestehungskosten als Dachanlagen aufweisen. Ein Schwerpunkt dieses Marktsegments ist Baden-Württemberg.

Die derzeit größte thermische Solaranlage ist mit etwa 14.800 m^2 in Ludwigsburg in Baden-Württemberg im Betrieb.

Abbildung 80: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Solarthermie

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Pauschinger et al. 2019)

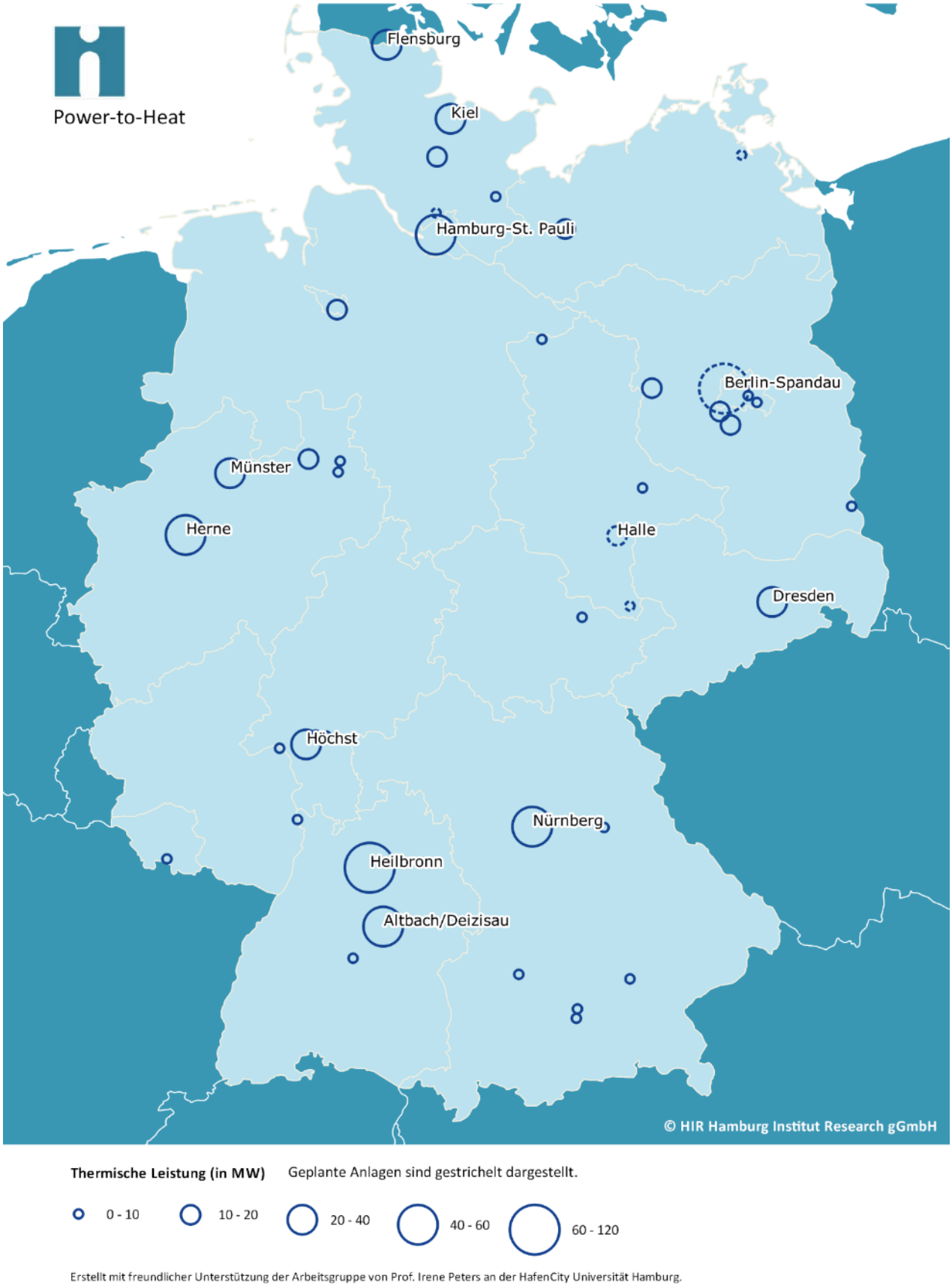
Auch durch den Einsatz von Strom kann Fernwärme erzeugt werden. In den letzten Jahren sind vermehr derartige **Power-to-Heat-Anlagen** in Deutschland errichtet worden. Grundsätzlich zielen diese Anlagen darauf ab, in Zeiten sehr niedriger Strompreisen Strom direkt für die Wärmeerzeugung einzusetzen. Dieser Sektorenkopplung vom Strom- zum Wärmemarkt könnte bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Zeiträumen eines hohen Dargebots an diesen fluktuierenden Energien eine stärkere Bedeutung zukommen.

Derzeit sind etwa 40 „Power-to-Heat"-Anlagen im Fernwärmesektor errichtet. Es handelt sich bei diesen Anlagen ausschließlich um direkt-elektrische Wärmeerzeuger (Elektrodenkessel oder elektrische Strömungserhitzer)[51]. Die thermischen Leistungen der Anlagen liegen zwischen 1 und 120 MW. Die Gesamtleistung beträgt etwa 880 MW. Die meisten davon wurden in den letzten Jahren errichtet, einige davon auch im Rahmen der SINTEG-Forschungsprojekte (Christidis et al. 2017; Kühne 2016).

Bislang gibt es für die Anlagen aufgrund der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen und den damit verbundenen Umlagen, Abgaben und Steuern auf den Strompreis kein auskömmliches Geschäftsmodell (Kühne 2016). Die Anlagen werden nur mit sehr wenigen Vollaststunden im Jahr betrieben und leisten bisher nur einen vernachlässigbaren Anteil an der Fernwärmeerzeugung.

[51] Unter „Power-to-Heat"-Anlagen können auch Groß-Wärmepumpen gezählt werden. Derartige Anlagen sind insbesondere im skandinavischen Raum verbreitet, jedoch noch nicht in Deutschland.

Abbildung 81: Anlagenstandorte der Fernwärmeerzeugung durch Power-to-Heat

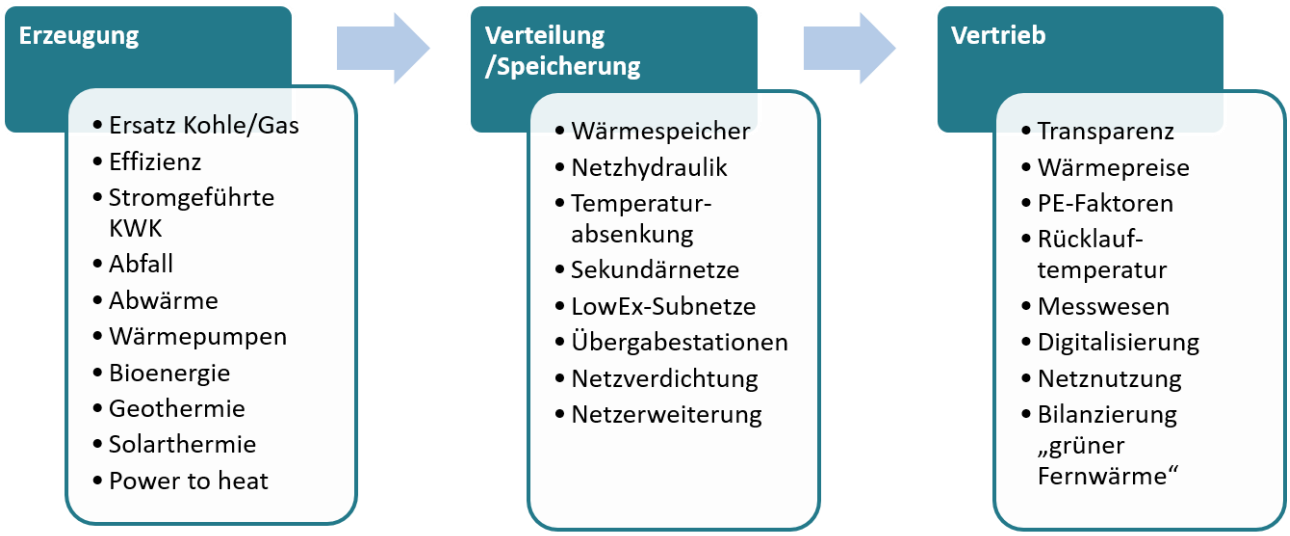


Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus (Christidis et al. 2017; Kühne 2016)

4.2 Wärmenetzpotenzial und -transformation

Die Fernwärmeversorgung in Deutschland bedarf eines technisch-ökologischen Strukturwandels, wenn diese einen wichtigen Beitrag für eine langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung liefern soll. Dieser Strukturwandel betrifft alle Wertschöpfungsstufen der Fernwärmeversorgung von der Erzeugung bis hin zum Wärmevertrieb beim Kunden.

Abbildung 82: Technisch-ökologischer Strukturwandel in der Fernwärme



Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Auf der Seite der **Erzeugung** sind die Verwendung emissionsärmerer Brennstoffe und vor allem die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme bei der Fernwärmeerzeugung wichtige Hebel, um die Klimafreundlichkeit der derzeit bestehenden Fernwärme deutlich zu verbessern. Grundsätzlich sind Fernwärmesysteme gut geeignet, um erneuerbare Energien und Wärmeströme aus industrieller oder gewerblicher Abwärme effizient und flexibel in das Energiesystem zu integrieren. Vor dem Hintergrund des begrenzten Potenzials an Biomasse könnten künftig Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme und Abwärme eine wichtige Rolle in der Fernwärmeerzeugung spielen und fossile Brennstoffe sukzessive ersetzen. Die Bedeutung von Strom im Wärmemarkt wird deutlich zunehmen. Gegenüber der Nutzung von Strom als Direktheizung sind Groß-Wärmepumpen aus Effizienzgründen energetisch vorteilhaft. Für das Erreichen des Zielbereichs 2 ist eine vollständige Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung erforderlich.

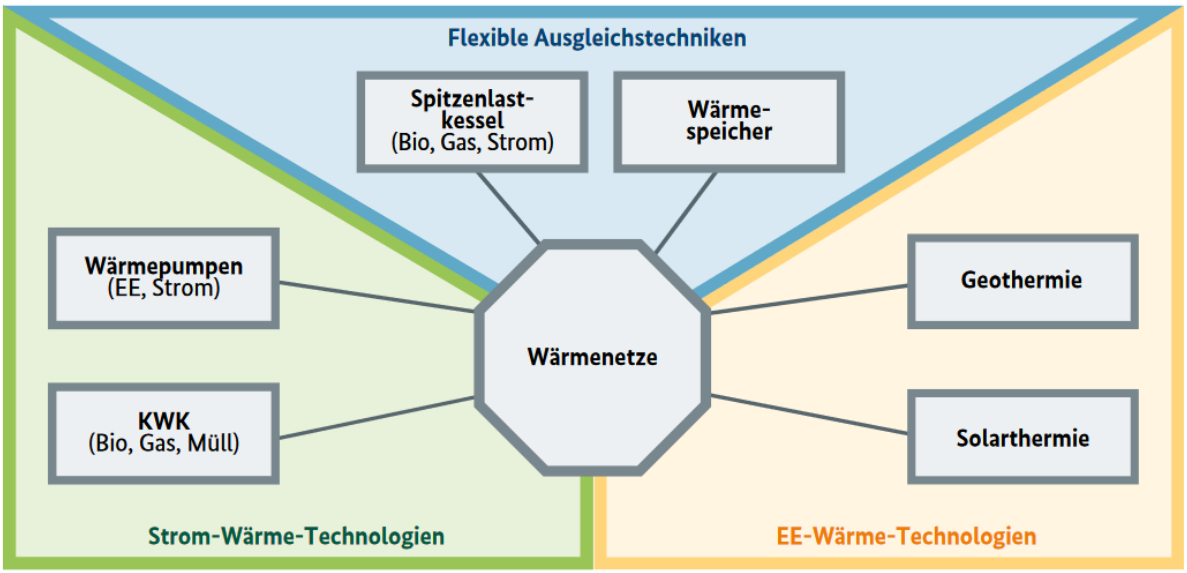
Der Strukturwandel bezieht sich nicht nur auf die Erzeugung, sondern auch auf den Netzbetrieb. Die hydraulische Optimierung der **Verteilsysteme** und die Absenkung der Systemtemperatur in den Netzen können parallel dazu beitragen, die Effizienz der Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen zu verbessern. Großvolumige Wärmespeicher werden künftig ein zentrales Element, um kostengünstige Wärme (z.B. Abwärme) effizient zu nutzen und einen Ausgleich zwischen Dargebot und Wärmelast zu ermöglichen.

Auch die Optimierung der Wärmeübergabe an die **Endkunden** sowie der Verteilsysteme in den Gebäuden können einen Beitrag bei der Fortentwicklung der Fernwärme leisten. Durch Digitalisierung kann die Systemsteuerung optimiert werden. Dazu kommen auch Maßnahmen zu Verbesserung der Kundenakzeptanz (Preise, Transparenz, Messwesen etc.) und neue Geschäfts- und Vermarktungsmodelle, die den Ausbau der Fernwärme ermöglichen (z.B. Speichernutzung durch Dritte).

Als **Zielsystem** des technisch-ökologischen Strukturwandels können Wärmenetze vor Ort zu intelligenten Wärmeplattformen entwickelt werden, die verschiedene lokal verfügbare Wärmequellen kosteneffizient bündeln, speichern und verteilen. Ein mögliches Modell eines wärmenetzbasierten Strom-Wärme-Systems wie in Abbildung 83 dargestellt, lässt sich über drei Teilbereiche charakterisieren:

- Klassische Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien wie Solarthermie oder Geothermie
- Strom-Wärme-Technologien zur Sektorenkopplung wie KWK oder Power-to-Heat (Wärmepumpen, elektrische Direktheizung)
- Flexible Ausgleichstechniken wie Spitzenlastkessel und Wärmespeicher

Abbildung 83: Wärmenetzbasiertes Strom-Wärme-System



Quelle: (BMWi 2016)

Die Fernwärme befindet sich somit als Folge der Energiewende vor grundlegenden Veränderungen. Die Transformation zu einem zunehmend dezentraleren und regenerativen Fernwärmesystem ist abzusehen. Diese anstehenden Veränderungen bedeuten neben Risiken für die Werthaltigkeit der bestehenden Assets auch Chancen für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle.

Somit muss sich die Neuausrichtung der Fernwärme auch in einer veränderten **Unternehmensstrategie** niederschlagen. Grundlage hierfür ist ein energiewirtschaftliches Zukunftsbild des Fernwärmemarktes. Investitionen in Erzeugungsanlagen und Fernwärmeinfrastruktur sind besonders kapitalintensiv und erfordern lange Zeiträume zur Refinanzierung. Dementsprechend muss auch das Zukunftsbild an den langfristigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgerichtet werden. Wahrscheinliche Szenarien zu den teils regulierungsgetriebenen Entwicklungen auf den Märkten für Brennstoffe und CO_2-Emissionen, aber auch Technologieentwicklungen und Veränderungen der Kundenbedarfe müssen berücksichtigt werden.

Ohne die Entwicklung einer umfassenden unternehmerischen Wärmestrategie drohen nach einer Studie der Unternehmensberatung Roland Berger den Fernwärmeunternehmen Verluste durch Investitionen in falsche Technologien, möglicherweise brechen auch ganze Kundensegmente weg (Henzelmann et al. 2017).

Bei der Strategieentwicklung sollten die infrastrukturellen Chancen, die die Wärmenetze gegenüber einer dezentralen Versorgung bieten, besonders berücksichtigt werden. Dies betrifft etwa die Kostenvorteile großskaliger Erzeugungseinheiten und die Flexibilität bei der Einbindung verschiedener Erzeugungsoptionen. Wärmenetze können als „Enabler“ über Quartierslösungen erneuerbare Energien im Neubau aber auch bei Bestandsgebäuden sukzessive in die Wärmeversorgung integrieren (Bruckner 2017).

4.2.1 Klimafreundliche Fernwärmeerzeugung

Derzeit wird die Fernwärme in Deutschland zu mehr als 80 % in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) auf Basis meist fossiler Brennstoffe erzeugt (BDEW 2017). Der eingesetzte Brennstoff bestimmt auch wesentlich die Klimafreundlichkeit der Fernwärme. Fernwärme, die auf Kohle basiert, ist trotz des Einsatzes von Kraft-Wärme-Kopplung nach der amtlichen Bilanzierungsmethodik klimaschädlicher als eine dezentrale Gasheizung (Sandrock et al. 2015).

Die fossile KWK hat in den letzten Jahrzehnten die Investitionsstrategie der Fernwärmeversorger maßgeblich bestimmt und für attraktive Erlöse über den KWK-Strom gesorgt (Clausen 2013). Die Entwicklungen der letzten Jahre auf dem Energiemarkt zeigen jedoch bereits deutliche Auswirkungen auf die ökonomische Situation bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Durch den Preisdruck an der Strombörse sind neue Investitionen in KWK oft aus sich heraus nicht wirtschaftlich. Die Rentabilität neuer KWK-Anlagen kann im Regelfall nur durch die (weiterhin attraktive) Förderung nach dem KWKG erzielt werden.

Die Rolle der KWK im künftigen Energiesystem wird sich jedoch erheblich verändern müssen. KWK-Anlagen müssen flexibel in den Phasen Strom produzieren, in denen das Dargebot aus erneuerbaren Energien gering ist. Wärmegeführte Fahrweisen von KWK-Anlagen sind dagegen für das Stromsystem und auch das gesamte Energiesystem zunehmend hinderlich. Gleichzeitig werden auch im künftigen Energiesystem mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien flexible Backup-Kapazitäten gebraucht, die Versorgungssicherheit in den Zeiten mit wenig Wind- und Solarstrom sicherstellen können.

Vor diesem Hintergrund wird auch die KWK-Förderung zunehmend neu ausgerichtet. Hierbei spielen die Verbesserung der Flexibilität und Strommarktdienlichkeit der Anlagen sowie der Einsatz erneuerbarer Energien und Multifunktionsspeicher eine wachsende Rolle, wie auch die Einführung der Ausschreibungen für innovative KWK (iKWK) zeigt.

Jedoch fördert die derzeitige Förder- und Regulierungslandschaft den system- und netzdienlichen Einsatz der KWK noch nicht ausreichend. Zwar wurde mit der Novellierung des KWKG eine Verbesserung der Flexibilität von KWK-Anlagen in den Fokus genommen, dies hat aber bisher auf der Betriebsweise der Anlagen einen noch zu geringen Einfluss. So kommt die Bundesnetzagentur zu der Einschätzung, dass das Flexibilitätspotenzial von KWK-Anlagen durch die Anreize aus der direkten Förderung, den vermiedenen Netzentgelten und den Erträgen aus der Wärmebereitstellung nicht ausgenutzt wird (Bundesnetzagentur 2017).

Durch die in der Praxis oft wärmegeführte Fahrweise der KWK-Anlagen im Fernwärmesektor wird in manchen Regionen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sogar behindert. Bei Netzengpässen im Stromnetz sollen im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements (EinsMan) Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie auch KWK-Anlagen nachrangig zu konventionellen Anlagen abgeregelt werden. In der Praxis greift diese Abregelung jedoch nur für von Windkraftanlagen, Biomasse- und Solarstromanlagen, während dessen fossile KWK-Anlagen von diesen Maßnahmen nahezu nicht betroffen sind, weil hier auch die gekoppelte Wärmeversorgung der Kunden gesichert werden soll. Nur 0,1 % der in den 4. Quartalen 2016 und 2017 abgeregelten Strommenge betraf den Strom aus KWK-Anlagen (Bundesnetzagentur 2018). Damit verdrängt die fossile KWK-Erzeugung die

Möglichkeit, erneuerbaren Strom zu erzeugen. Gleichzeitig steht die durch die KWK-Anlagen erzeugte Wärme in Konkurrenz zu einer möglichen Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien.

Die Perspektiven der KWK im Energiesystem sind davon abhängig, inwieweit es gelingt, die KWK künftig systemdienlich zu flexibilisieren. Dies ist eine grundlegende Voraussetzung, um eine Verdrängung der Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zu vermeiden. Hierzu ist sowohl die Flexibilisierung der KWK-Anlagen selbst erforderlich, als auch eine entsprechende Anpassung des umgebenden Systems (Falkenberg et al. 2019).

Der Anteil erneuerbaren Energien am Strom- und Wärmemarkt wird nach nahezu allen Studien und Szenarien zur Entwicklung des deutschen Energiesystems steigen. Damit wird das potenzielle Einsatzfeld der fossilen KWK im Vergleich zum heutigen KWK-Potenzial geringer. Zum größten Teil wird sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich auf Wind und Photovoltaik stützen, sowie im Wärmemarkt auf die Nutzung von Solarthermie, Wärmepumpen, Abwärme und Geothermie. Bei diesen Technologien ist die KWK-Nutzung mit Ausnahme der Tiefen-Geothermie nicht gegeben.

In einem weitgehend oder vollständig CO_2-freien Energiesystem sind nur noch wenige Nutzungsoptionen für gekoppelte Erzeugung vorhanden:

- Erzeugung auf Basis biogener Brennstoffe
- Erzeugung auf Basis CO_2-freier synthetischer Brennstoffe
- fossile Brennstoffe/ fossiler Abfall in Kombination mit CCS
- Tiefe Geothermie

Diese Optionen sind jeweils in ihrer Nutzungsmöglichkeit begrenzt. Bei der Biomasse, der Geothermie und der heimischen synthetischen Brennstoffe ist nur ein beschränktes Potenzial verfügbar. Die Anwendung von CCS trifft auf wirtschaftliche und Akzeptanzprobleme. Zudem ist eine breite Anwendung importierter synthetischer Brennstoffe aus Kostengründen nicht zu erwarten (Falkenberg et al. 2019).

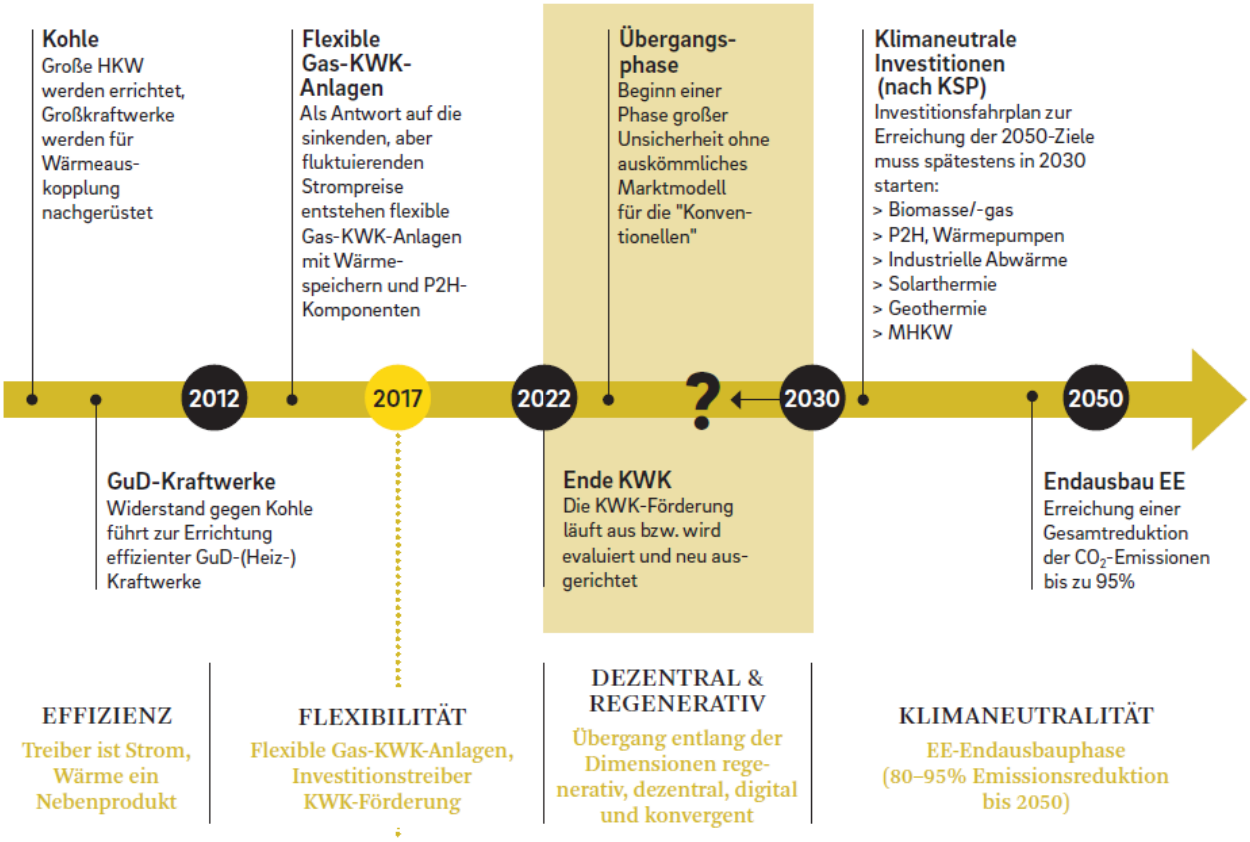
Vermutlich werden in einem weitgehend treibhausgasneutralen Energiesystem aus Kostengründen insgesamt nur vergleichsweise geringe Mengen an synthetischen Brennstoffen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Damit ist auch das langfristige Potenzial für die KWK eher gering. Große Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Rolle von KWK liegen aus heutiger Sicht in der weiteren Entwicklung von PtG-Anwendungen sowie der Akzeptanz von CCS in Deutschland (Gerbert et al. 2018).

Bei zahlreichen Fernwärmeversorgern steht derzeit weiterhin die wirtschaftliche Absicherung der bestehenden KWK-Anlagen im Vordergrund (Rödl & Partner 2015). Andererseits befassen sich die Unternehmen zunehmend mit eigenen Strategien, künftig die Fernwärmeerzeugung klimafreundlicher zu gestalten. Insbesondere die Unternehmen, die derzeit noch Kohle für die eigene Fernwärmeerzeugung einsetzen, stehen vor dem Hintergrund der Entwicklungen zum geplanten Kohleausstieg unter Druck. Einige Unternehmen der Branche, wie etwa die Stadtwerke München, entwickeln schon seit einigen Jahren unternehmerische Strategien, um langfristig ganz auf fossile Brennstoffe verzichten zu können. (Greller und Bieberbach 2015).

In Abbildung 84 ist der erforderliche Strukturwandel in der Fernwärmeerzeugung zur Erreichung der Klimaneutralität nach (Henzelmann et al. 2017) dargestellt. Die fossile KWK wird danach langfristig abgelöst durch klimaneutrale Erzeugungstechnologien, zunehmend auf der Basis dezentraler[52] Erzeugungseinheiten.

[52] Mit dezentralen Erzeugungseinheiten sind hier nicht gebäudebasierte Lösungen gemeint, sondern dezentral im Netzgebiet und Sekundärnetzen verteilte Erzeugereinheiten

Abbildung 84: Strukturwandel in der Fernwärmeerzeugung



Quelle: (Henzelmann et al. 2017)

Dabei wird die Erzeugungslandschaft nicht nur dezentraler, sondern auch vielfältiger werden. Heute basiert die Fernwärme größtenteils mit der fossilen KWK auf einer Standard-Technologie, die je nach Auslegung und verfügbarem Brennstoff nahezu überall anwendbar ist. Dagegen ist die zukünftige Fernwärme-Erzeugung stärker von den jeweils vor Ort vorhandenen Voraussetzungen abhängig, etwa einer ausreichend großen und kostengünstigen Wärmequelle für Wärmepumpen, oder dem jeweiligen geologischen Potenzial. Es gibt zukünftig keine „one-size-fits-all“ Standard-Technologie mehr, sondern es müssen für jeden Standort die jeweils günstigsten Lösungen individuell ermittelt werden.

Nach (Henzelmann et al. 2017) stehen hier für die künftige Fernwärmeerzeugung im Fokus:

- Biomasse
- Wärmepumpen, Power-to-Heat
- Abwärme
- Solarthermie
- Geothermie
- Abfallverbrennung

4.2.1.1 Biomasse

Biomasse ist derzeit mit großem Abstand der wichtigste erneuerbare Energieträger in der Fernwärmeerzeugung (s.a. Abbildung 68). Vorteilhaft aus der Sicht der Fernwärmeversorger ist beim Einsatz der Biomasse neben der relativen Preisgünstigkeit die Möglichkeit der Nutzung üblicher Verbrennungstechnologien sowie die gute Speicherbarkeit des Brennstoffs.

Auch in Zukunft wird die Biomasse bei der Fernwärmeerzeugung vermutlich eine wichtige Rolle spielen, jedoch kann sich die anstehende Transformation der Fernwärme mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien nicht im Wesentlichen auf Biomasse stützen. Das regional verfügbare Potenzial der Biomasse ist beschränkt und viele unterschiedliche Wirtschaftsbereiche konkurrieren um dessen Nutzung.

Um das inländische Angebot an Biomasse zu steigern, wäre es grundsätzlich denkbar, den Anbau in Form von schnell wachsenden Hölzern über Kurzumtriebsplantagen oder von Miscanthus auszuweiten. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass dabei der flächenbezogene Energieertrag um ein Vielfaches geringer ist als etwa bei der Nutzung von Solar- und Windenergie.

Auch der Import von Anbau-Biomasse aus anderen Ländern ist möglich und bereits etabliert. Feste Holzbrennstoffe sind ein eingeführtes internationales Handelsprodukt. Da in Zukunft sowohl im europäischen Ausland wie auch weltweit von einem starken Wachstum der energetischen Biomassenutzung ausgegangen wird, ist das Potenzial für den Import von Holz nach Deutschland limitiert (BDEW 2017). Zudem ist die Nachhaltigkeit des Anbaus der international beschafften Biomasse bisher nicht umfassend gesichert.

Im Ergebnis sollte sich die Betrachtung künftig nutzbarer Potenziale auf den Bereich der Reststoffe fokussieren. Drei Viertel des Biomasse-Reststoffpotenzials entfallen dabei auf die Forst- und Landwirtschaft. 65 % des theoretischen Biomasse-Reststoffpotenzials sind technisch nutzbar. Davon werden heute bereits 69 % genutzt. 95 % der ungenutzten technischen Biomasse-Reststoffpotenziale entfallen auf Waldrestholz, Getreidestroh und tierische Exkremente. Hierbei machen Waldrestholz und Stroh die größten Einzelanteile aus. (Brosowski et al. 2015)

Das ungenutzte technische Restholzpotenzial liegt nach (Brosowski et al. 2015) bei etwa 61 TWh. Unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten sollte aber ein größerer Anteil des Restholzes im Wald belassen werden. Eine neuere Studie des Umweltbundesamtes *BioRest* (Fehrenbach et al. 2019) kommt dagegen zu dem Ergebnis, dass aktuell bereits das komplett als für die energetische Nutzung verfügbar angesehene Waldholzpotenzial energetisch genutzt wird, mithin also keine weiteren Potenziale vorhanden sind.

Der Biomasse-Reststoff Stroh bietet in mehreren Regionen Deutschlands noch große ungenutzte Potenziale. Nach (Zeller 2012) liegt das bundesweit verfügbare energetische Stroh-Potenzial bei ca. 31-51 TWh pro Jahr. Diese Einschätzung des Potenzials wird in (Fehrenbach et al. 2019) im Wesentlichen bestätigt, jedoch auf weiterhin große Unsicherheiten bei der Potenzialabschätzung hingewiesen. Stroh lässt sich in großtechnischen Anlagen zur Produktion von Wärme und Strom einsetzen. Mehrere Anlagen im europäischen Ausland, insbesondere in Dänemark und Großbritannien belegen die technische

Machbarkeit. Jedoch besteht bisher in Deutschland kein liquider Markt für Stroh, weshalb zur Hebung des Potenzials eine eigene Akquise notwendig ist (Maaß et al. 2017). Außerdem entsteht eine zunehmende Konkurrenz um den Rohstoff Stroh durch andere Verwertungspfade, insbesondere im Bereich der Kraftstoffe sowie der Nutzung von aus Stroh erzeugtem Ethanol in der chemischen Industrie.

Zusätzliche inländische Biomasse-Potenziale könnten weiterhin bei Grünabfällen, in der Landschaftspflege, sowie im Bereich der Reststoffe erschlossen werden. Dazu gehören etwa tierische Exkremente sowie nicht für die Tierfütterung benötigter Grünlandaufwuchs (Brosowski et al. 2015; Fehrenbach et al. 2019).

Im Bereich Altholz werden derzeit ca. zwei Drittel der technischen Potenziale energetisch genutzt. Es besteht ein großes Überangebot auf dem Markt, das sich auch in derzeit niedrigen Preisen ausdrückt. Durch die auslaufende EEG-Förderung und das Ausbleiben einer Anschlussvergütung ist die Investition in stromerzeugende Altholz-Anlagen derzeit ökonomisch wenig interessant. Eine reine Wärmeerzeugung mit Altholz bietet sich jedoch derzeit für die Fernwärmewirtschaft aufgrund der niedrigen Brennstoffpreise als Option an. (trend:research 2017)

Das technische Potenzial an Biomethan ist grundsätzlich noch nicht ausgeschöpft. Nach (Edel et al. 2017) werden heute von etwa 96 bis 106 TWh_{Hs} produziertem Biogas etwa 9 TWh_{Hs} zu Biomethan aufbereitet. Das technische Biomethanpotenzial liegt danach bei 90-118 TWh_{HS}, also bei etwa dem 10-fachen des heute genutzten Potenzials. Dies schließt Biomethan aus Reststoffen, wie auch aus Energiepflanzen ein. Das Umweltbundesamt bewertet jedoch die energetische Verwendung von Anbau-Biomasse insgesamt kritisch.

Besonders im Bereich der Reststoffe könnten bisher noch ungenutzte Potenziale erschlossen werden. Gründe für die bisher unzureichende Markterschließung sind u.a. technische Herausforderungen bei der Vergärung, die Wirtschaftlichkeit sowie die Mobilisierbarkeit der Reststoffe (Scholwin et al. 2019).

In Dänemark werden derzeit vermehrt große Co-Vergärungsanlagen in Betrieb genommen, die aus Gülle, Stroh, organischen Abfällen und anderen Reststoffen Biomethan produzieren, das anschließend ins Erdgasnetz eingespeist wird. Im Jahr 2016 wurde in einem Joint Venture von E.ON Denmark A/S und einem gemeinsamen Unternehmen von über 70 lokalen Bauern Sønderjysk Biogas Invest (SBI) die bislang größte Biomethan-Anlage in Betrieb genommen. Sie befindet sich in der Nähe von Hjartbro in Südjütland. Die Jahresproduktion beträgt ca. 21 Mio. m^3 Biomethan, jährlich werden etwa 425.000 t Gülle sowie 115.000 t andere Reststoffe als Rohstoff eingesetzt. (Sønderjysk Biogas Bevtoft A/S)

Kurz- und mittelfristig kommt damit land- und forstwirtschaftliche Biomasse in geeigneten Regionen auch für die künftige Fernwärmeerzeugung in Frage. Langfristig wird die verfügbare Biomasse jedoch voraussichtlich eher in anderen Sektoren genutzt werden, die stärker auf Brennstoffe für Hochtemperaturprozesse angewiesen sind und die für die Biomasse daher eine höhere Zahlungsbereitschaft aufweisen als der Fernwärmesektor. Durch die gute Speicherbarkeit des Brennstoffs kann Biomasse jedoch auch langfristig für die Bereitstellung von Spitzenlast in der Heizsaison eine Option für die Fernwärme darstellen.

Im Ergebnis stellt sich jedoch insbesondere sich für den Sektor Biomasse die Frage nach den Möglichkeiten und Grenzen einer staatlichen Steuerung. Nahezu 90 % der heute erzeugten erneuerbaren Wärme basiert auf Biomasse. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltig produzierter Biomasse und wachsender Nachfrage aus anderen Sektoren (Grundstoffindustrie, Verkehr, Strom), ist das weitere Wachstum der Biomasse im Wärmesektor strukturell begrenzt. Die bloße Verlagerung der Befriedigung eines ungebremsten Nachfragewachstums durch Biomasse-Import würde bloß zu einer Verlagerung der Konflikte führen, nicht jedoch zu ihrer Lösung.

In vielen Szenarien zur künftigen Energiebereitstellung erfolgt eine Zuordnung des verfügbaren Biomassebudgets auf verschiedene Nutzungssektoren. Dabei wird jedoch auch deutlich, dass die für eine

solche Steuerung der Biomasseströme erforderlichen staatlichen Lenkungsinstrumente bisher nicht vorhanden sind. Die Verwendung der Biomasse im Energiesystem orientiert sich derzeit vielmehr daran, welcher Sektor die höchste Zahlungsbereitschaft aufweist bzw. wo die Gesamtkosten der Biomassenutzen für die Nutzer im Vergleich zu anderen Energieformen am niedrigsten sind.

Aus einer Gesamtsicht des Energiesystems wäre es wünschenswert, die knappen Biomasseressourcen in Bereiche zu lenken, in denen andere EE-Anwendungen nicht oder nur zu sehr hohen Kosten zur Verfügung stehen. Beispielsweise wäre es aus energiesystemischer Sicht sinnvoll, die knappen holzförmigen Biomasse-Ressourcen gezielt in Industrieprozessen anzuwenden, die von hohen Temperaturen abhängig sind, die auf erneuerbarer Basis lediglich durch Biomasse (oder perspektivisch durch synthetische Brennstoffe) bereitgestellt werden können. Der bestehende Regelungsrahmen setzt hierfür jedoch keinerlei Anreize; stattdessen fließen die Biomasseströme im Wärmesektor vor allem in den Bereich der Gebäudeerwärmung, der vergleichsweise niedrige Temperaturanforderungen hat, die auch mit anderen EE-Technologien wie Solarthermie, Geothermie und Wärmepumpen gedeckt werden könnten.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, die weiterhin strukturell wachsende Nachfrage nach Biomasse aus dem Wärmesektor regulatorisch im Interesse des Naturschutzes zu bremsen. Hier bedarf es jedoch einer vertieften Untersuchung möglicher regulatorischer Mechanismen, um den Druck auf die zusätzliche Mobilisierung von Biomasse für den Wärmesektor zu minimieren bzw. auf die nachhaltig verfügbare Menge an naturverträglich erzeugter Biomasse zu begrenzen. Für einen ambitionierten Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme in der Wärmeversorgung muss der Rechtsrahmen daher neben der Biomasse andere Wärmequellen so stärken bzw. etablieren, dass die zusätzliche Nachfrage nach Biomasse aus dem Wärmesektor auf ein mit dem Naturschutz verträgliches Maß begrenzt wird.

In der Roadmap (Kapitel 4) ist die Entwicklung eines Lenkungsinstrumentes zur Steuerung der Biomasse in die verschiedenen Nutzungssektoren mit aufgenommen.

4.2.1.2 Wärmepumpen, Power-to-Heat

Im politischen Raum sowie in der Energiewirtschaft nimmt die Wahrnehmung zu, dass eine zunehmende Elektrifizierung des Wärmemarktes stattfinden wird. Auch die Erzeugung von Fernwärme über die Sektorenkopplung mit dem Strommarkt wird in Zukunft vermutlich deutlich mehr Bedeutung bekommen als bisher.

Als Folge des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung über Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden zunehmend temporäre „Überschüsse“ im Stromversorgungssystem auftreten, die nicht direkt als Strom genutzt werden können. Dieser überschüssige Strom könnte grundsätzlich in Wärme umgewandelt werden (Power-to-Heat). Nach (Wünsch et al. 2013) könnten mit Blick auf das Jahr 2050 etwa 16 bis 22 TWh überschüssiger Strom pro Jahr in das Wärmesystem transferiert werden.

Während jedoch bei Power-to-Heat-Anwendungen mit direkt-elektrischer Nutzung (z.B. E-Kessel, E-Heizstab) die elektrische Energie etwa mit dem Faktor 1:1 in Wärme umgewandelt wird, sind Wärmepumpen im Vergleich energetisch deutlich effizienter. Bei einem mittleren COP (Coefficient of performance) der Wärmepumpe von 3,5 wird gegenüber der direkt-elektrischen Nutzung die etwa 3,5-fache Menge an Wärmeenergie je eingesetztem Strom erzeugt.

Voraussetzung für den Betrieb von Wärmepumpen ist der Zugang zu Wärmequellen im Niedertemperaturbereich. Vielversprechend für die Nutzung von Großwärmepumpen sind Gewässer (Flüsse, Seen, Meer) mit einem großen Volumen und möglichst hohen Temperaturen im Winter.

Die Nutzung von Grubenwasser als Wärmequelle könnte je nach den regional vorliegenden Potenzialen ebenfalls eine attraktive Option sein. Dies betrifft insbesondere Grubenwasser und das im Bergbau anfallende Sümpfungswasser aus dem Stein-und Braunkohlenbergbau (Stober und Bucher 2014).

Auch Abwasserwärme ist vielerorts eine interessante Wärmequelle. Durch die teils erwärmten Abwässer aus Privathaushalten, Gewerbe und Industrie liegen hier die Temperaturen höher als in natürlichen Gewässern. Auch die Kombination von geothermischen Anlagen mit einer nachgeschalteten Großwärmepumpe ist eine mögliche Erzeugungsoption. Ferner kann auch gewerbliche Abwärme (z.B. von Rechenzentren, Kühlhäusern, Großbäckereien) oder niederkalorische Industrieabwärme sinnvoll als Wärmequelle für Wärmepumpen genutzt werden.

Aufgrund der Vielfältigkeit der möglichen Wärmequellen für die Wärmepumpen ist das technische Potenzial nur schwer abzuschätzen. Dazu kommt eine weitaus größere Standortabhängigkeit im Einzelfall. So ist nicht für jeden Fernwärmestandort die Möglichkeit der Nutzung von Oberflächengewässern, Geothermie, Abwasseranlagen oder Abwärme möglich. Insgesamt ist aber von einem sehr großen Potenzial auszugehen. In (Gerhardt et al. 2019) wird eine Abschätzung des Potenzials für Wärmepumpen je nach Wärmequelle vorgenommen. Hier ergibt sich mit Blick auf das Jahr 2050 allein für Flusswärmepumpen ein Potenzial von 27,6 – 37,5 TWh, für Seen ein Potenzial von 17,5 – 24,5 TWh und für Kläranlagen 11,1 – 12,1 TWh. Die Nutzung von Grubenwasser bietet ein Potenzial von 1,7 bis 1,8 TWh/a.

Insbesondere in den skandinavischen Ländern sind Großwärmepumpen als Wärmeerzeuger für Fernwärmenetze bereits heute verbreitet. Einige der Anlagen wurden dort bereits in den 1980er Jahren installiert. Derzeit sind mehr als 100 Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von jeweils mehr als 1 MW in Europa in Betrieb. Die größten Anlagen befinden sich in Hammarby (225 MWth) und Värtan-Ropsten (180 MWth). Dabei liegt der regionale Schwerpunkt in Skandinavien und hier insbesondere in Schweden. Aber auch in Italien und der Schweiz, sowie in Frankreich und Österreich wurden derartige Anlagen installiert. Die Anlagen erreichen zumeist COP-Werte zwischen 3 und 4, wobei in Einzelfällen auch deutlich höhere Werte erreicht werden. Die heizseitigen Temperaturen im praktischen Betrieb liegen in der Regel zwischen 70 und 90°C. (David 2016)

In Deutschland trifft der Einsatz von Großwärmepumpen zur Wärmeerzeugung jedoch bisher auf ein großes ökonomisches Hemmnis. Die im Ländervergleich sehr hohen Umlagen, Steuern und Abgaben auf den zu beziehenden Strom erlauben bislang selbst bei sehr niedrigen Börsenstrompreisen in der Regel keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen. Aus diesem Grund sind bisher in Deutschland keine derartigen Anlagen zu finden.

Durch Eigenstromkonzepte und über iKWK-Ausschreibungen lassen sich jedoch günstige Stromkosten realisieren, die auch in Deutschland Wärmepumpen wettbewerbsfähig machen. Besonders niedrige Wärmegestehungskosten werden erreicht, wenn die Anlage gut ausgelastet ist, da die Wärmepumpen vergleichsweise kapitalintensiv sind. Für die Auslastung sind die variablen Kosten der übrigen Anlagen im jeweiligen Erzeugungsportfolio des jeweiligen Wärmenetzes maßgeblich.

Für die Einbindung in bestehende Fernwärmenetze ist die heizseitige Vorlauftemperatur von Wärmepumpen in den Wintermonaten oftmals zu niedrig. Hier besteht die Möglichkeit, Großwärmepumpen in Sekundärnetzen mit niedrigeren Temperaturen einzusetzen oder bei Bedarf über nachgeschaltete Kesseltechnologien die Temperatur zu erhöhen. Davon abgesehen erfährt die Wärmepumpen-Technologie stetige Verbesserungen hinsichtlich der erreichbaren Temperaturhöhe, der Umwandlungseffizienz und der Umweltverträglichkeit der Kältemittel.

Im Hinblick auf die notwendige Dekarbonisierung der Fernwärme ist der verstärkte Einsatz von Groß-Wärmepumpen unverzichtbar.

4.2.1.3 Abwärme

Die Nutzung industrieller Abwärme bietet noch große ungenutzte Potenziale. Bislang werden nach (BDEW 2017) lediglich 7 % der Fernwärme aus industrieller Abwärme erzeugt. In einer übergreifenden Studie wird das theoretische Potenzial an Industrieabwärme in Deutschland auf etwa 226 TWh

geschätzt und wäre damit wesentlich größer als der gesamte derzeitige Fernwärmeabsatz (Grote et al. 2015). Das Potenzial fokussiert sich auf nur wenige Branchen. Die größten Potenziale an Abwärme liegen in der Metallver- und bearbeitung, sowie in der chemischen Industrie.

Im Forschungsvorhaben NENIA wurde das Potenzial an industrieller Abwärme in Deutschland über eine kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Abwärmeangebot und der möglichen Ableitung des Abwärme-Einspeisepotenzials in Wärmenetze ermittelt. Im Ergebnis wurde hier das theoretische Potenzial mit etwa 11 TWh im hochkalorischen Bereich (>300°C) und etwa 52 TWh im nieder- und mittelkalorischen Bereich (<300° C) beziffert. (ifeu 2018)

Die Daten zum Abwärmepotenzial in diesem Projekt basieren dabei auf den Emissionserklärungen von Verbrennungsanlagen nach der 11. Bundesimmissionschutzverordnung. Aus Gründen der schwierigen Datenbeschaffung wurden mögliche Abwärmeströme aus wassergebundenen Wärmeströmen (z.B. Kühlwasser) im Projekt nicht betrachtet, die über Großwärmepumpen nutzbar gemacht werden können. Aus diesem Grund sind die oben angegebenen Werte als konservativ einzuschätzen.

Zur Abschätzung von lokalen Potenzialen der industriellen Abwärme für örtliche Fernwärmenetze sind zahlreiche betriebsspezifische Faktoren abzuklären. Die Integration industrieller Abwärme ist in vielen Fällen mit deutlich individuelleren Lösungen verbunden als bei anderen Wärmeerzeugungstechnologien.

Die Praxis zeigt, dass die Einbindung industrieller Abwärme auch aus ökonomischer Sicht eine sehr attraktive Option für Fernwärmeunternehmen darstellen kann. Erfolgreiche Projekte sind etwa die Integration von Prozessabwärme der Mineralölraffinerie Oberrhein in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe oder in Hamburg die Nutzung von Abwärme aus der Kupferproduktion der dort ansässigen Aurubis AG in örtlichen Fernwärmenetzen. Auch in den Fernwärmeschienen Rhein-Ruhr und im Saargebiet werden große Mengen an industrieller Abwärme eingekoppelt.

Neben industrieller Abwärme kann auch Abwärme aus gewerblichen Anwendungen als Wärmequelle in Kombination mit Wärmepumpen genutzt werden. Als mögliche Anwendungsfälle kommen z.B. Großbäckereien, Kühlhäuser oder Rechenzentren in Betracht. Großräumige und belastbare Potenzialstudien dazu liegen jedoch nicht vor.

4.2.1.4 Solarthermie

Zur Bereitstellung von Fernwärme bietet auch die Solarthermie als direkte Nutzung der Solarenergie eine interessante Option. In Deutschland wird der Solarthermiemarkt bisher weitgehend von kleinen Anlagen geprägt, die auf dezentralen Gebäudedächern montiert sind und nur wenige Quadratmeter Kollektorfläche umfassen. Für derartige Anlagen sind Wärmegestehungskosten von 14,3 – 18,1 ct/kWh (ohne Förderung) anzusetzen. Dagegen werden bei sehr großen Anlagen, die auf Freiflächen installiert sind und ihre Wärme in Wärmenetze einspeisen, wesentlich geringere Wärmegestehungskosten von etwa 3,7 – 4,6 ct/kWh erzielt. (Mauthner und Herkel 2016).

Ein wichtiger Grund für die Kostenreduktion gegenüber der Dachvariante ist die einfache Montageart, mit der sich große Kollektorfelder von mehreren Tausend Quadratmetern an nur wenigen Tagen komplett installieren lassen. Bei normaler Bodenbeschaffenheit ist keine Fundamentierung der Kollektormodule notwendig, sondern diese werden ähnlich wie bei Autobahn-Leitplanken auf vorkonfektionierte, in den Boden gerammte Stahlprofile aufgesetzt und zu großen Kollektorfeldern verbunden. Die frei aufgeständerte Anlage versiegelt den Boden nicht und ermöglicht die Anpflanzung geeigneter Vegetation zwischen den Kollektorreihen, um eine hohe Biodiversität zu sichern.

In Dänemark sind zahlreiche derartige Anlagen mit thermischen Leistungen bis zu etwa 100 MW im Einsatz und können Wärme zu wettbewerbsfähigen Preisen gegenüber fossiler Wärmeerzeugung bereitstellen. Typische dänische Anlagen haben eine Kollektorfläche von etwa 10.000 m^2, die bisher größte Anlage in Silkeborg weist mehr als 156.000 m^2 Kollektorfläche auf.

Auch in Deutschland wächst derzeit der Markt solarthermischer Großanlagen für Nah- und Fernwärmeversorgungen. Nach einem aktuellen Marktstatus sind derzeit 34 solarthermische Großanlagen mit einer Nennleistung von 44 MW_{th} und einer Kollektorfläche von etwa 62.700 m^2 in Betrieb. Weitere 19 MW_{th} bzw. 23.200 m^2 befinden sich in der konkreten Realisierung und Planung. (Pauschinger et al. 2019).

Das theoretische Potenzial der Solarthermie ist sehr groß. In Deutschland beträgt die jährliche Solarstrahlung etwa 1.000 kWh je m^2, daraus ergibt sich eine Energiemenge von 357.000 TWh. Das entspricht dem mehr als 3.000-fachen Wert des gesamten Fernwärmeabsatzes in Deutschland.

Das Dargebot an Solarwärme konzentriert sich jedoch zu etwa ¾ auf das Sommerhalbjahr, während der Gebäude-Wärmebedarf sich gegenläufig auf das Winterhalbjahr fokussiert. Ohne saisonale Speicherung der Solarwärme können etwa 15-20 % des jeweiligen Fernwärmeabsatzes über Solarkollektoren gedeckt werden. Mit dem Einsatz von Saisonalspeichern können solare Deckungsgrade > 50 % erreicht werden. Die Wärmespeicherung erfordert jedoch zusätzliche Investitionen und erhöht damit die Wärmegestehungskosten. Die tatsächlichen Kosten der Energiespeicherung hängen stark ab von der Bauart und der Betriebsweise des Speichers im System.

Die Bereitstellung der notwenigen Freiflächen für die Anlage stellt sich oft als eine größere Herausforderung dar. Besonders in urbanen Räumen gibt es eine große Konkurrenz in der Flächennutzung zwischen Wohnen, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Naturschutz und Energieproduktion. Dazu kommt die Konkurrenzsituation bei der Flächenbereitstellung zur Photovoltaik, die in vielen Fällen bisher eine höhere Rendite verspricht. Für 15 % des gesamten Fernwärmebedarfs wäre eine Landfläche von etwa 64 km^2 erforderlich. Das entspricht etwa 0,3 % der Ackerfläche, die heute für den Energiepflanzenanbau genutzt wird.

4.2.1.5 Geothermie

Die Tiefengeothermie ist grundsätzlich als Wärmequelle für Fernwärmenetze prädestiniert. Die hohen Investitionen sowie die regelhaft hohen thermischen Leistungen der Anlage erfordern eine entsprechend hohe Wärmelast, die bei größeren Fernwärmenetzen gegeben ist.

Für das Angebotspotenzial der Tiefengeothermie sind die vor Ort vorliegenden geologischen Strukturen entscheidend. Das hydrothermale Potenzial in Deutschland fokussiert sich auf drei Regionen: das süddeutsche Molassebecken um die Region München, den Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Nach (Agemar et al. 2018) ist denkbar, dass in 2050 etwa 17 % des Wärmeverbrauchs in Deutschland über Tiefengeothermie gedeckt werden könnte.

In der noch nicht veröffentlichten Studie (Sandrock et al. 2018a) wurde das Potenzial der Tiefengeothermie für die Fernwärme ermittelt. Durch den Abgleich der bekannten und vermuteten geothermischen Ressourcen mit Schutzgebieten (Naturschutz, Wasserschutz etc.) in denen keine geothermischen Anlagen errichtet werden können, wurde das technische Angebotspotenzial ermittelt. Danach ergibt sich für hydrothermale Systeme in Deutschland ein technisches Angebotspotenzial bis zu 279 TWh/a. Das größte Angebotspotenzial entfällt dabei auf das Norddeutsche Becken. Hierbei ist berücksichtigt, dass mit einer fortlaufenden Temperaturabsenkung in den Wärmenetzen die Injektionstemperatur ebenfalls gesenkt werden kann und die energetische Ausnutzung der geothermischen Schüttung steigt. Nach Abgleich des Angebotspotenzials mit der vorhandenen räumlichen Wärmenachfrage ergibt sich ein technisches Bereitstellungspotenzial von bis zu 118 TWh/a. Das größte Potenzial entfällt dabei auf das Süddeutsche Molassebecken.

Neben der Tiefengeothermie können auch Wärmeströme mit niedrigeren Temperaturen aus oberflächennaher Geothermie (Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren oder Grundwasser) für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden. Das hier vorliegende Potenzial ist beträchtlich und räumlich nicht

auf die hydrothermalen Vorzugsregionen beschränkt. In (Gerhardt et al. 2019) wird das hier vorliegende Potenzial für das Jahr 2050 mit 69 – 88 TWh beziffert.

4.2.1.6 Abfallverbrennung

Die thermische Verwertung von Abfällen trägt bereits heute einen bedeutenden Anteil zur Fernwärmeerzeugung bei. Nach (BDEW 2017) wurden im Jahr 2015 etwa 17 TWh Fernwärme aus Hausmüll und hausmüllähnlichen Abfällen mit biogenen Fraktionen erzeugt. Dazu kommen etwa 2 TWh aus industriellen Abfällen, Sonderabfall und anderen Abfällen ohne nennenswerte biogene Anteile.

Das künftig verfügbare Potenzial der Abfallverbrennung für die Fernwärme wird in verschiedenen Szenarien unterschiedlich beurteilt. Die politischen Zielsetzungen zur Verringerung des Abfallaufkommens weisen auf einer Minderung des Potenzials hin. In der *RESCUE*-Studie des Umweltbundesamtes wird von künftig stark sinkenden Abfallmengen ausgegangen (Purr et al. 2019).

Dagegen zeigt sich in aktuellen Erhebungen, dass etwa der Verpackungsabfall in Deutschland im Jahr 2017 gegenüber dem Jahr 2010 um 17 % angestiegen ist (Schüler 2019). Auch insgesamt zeigt sich über alle Abfallarten im Rückblick seit dem Jahr 2009 ein stetiger Anstieg des Abfallaufkommens von 359 Mio. t auf 412 Mio. t im Jahr 2017 (Umweltbundesamt 2019b).

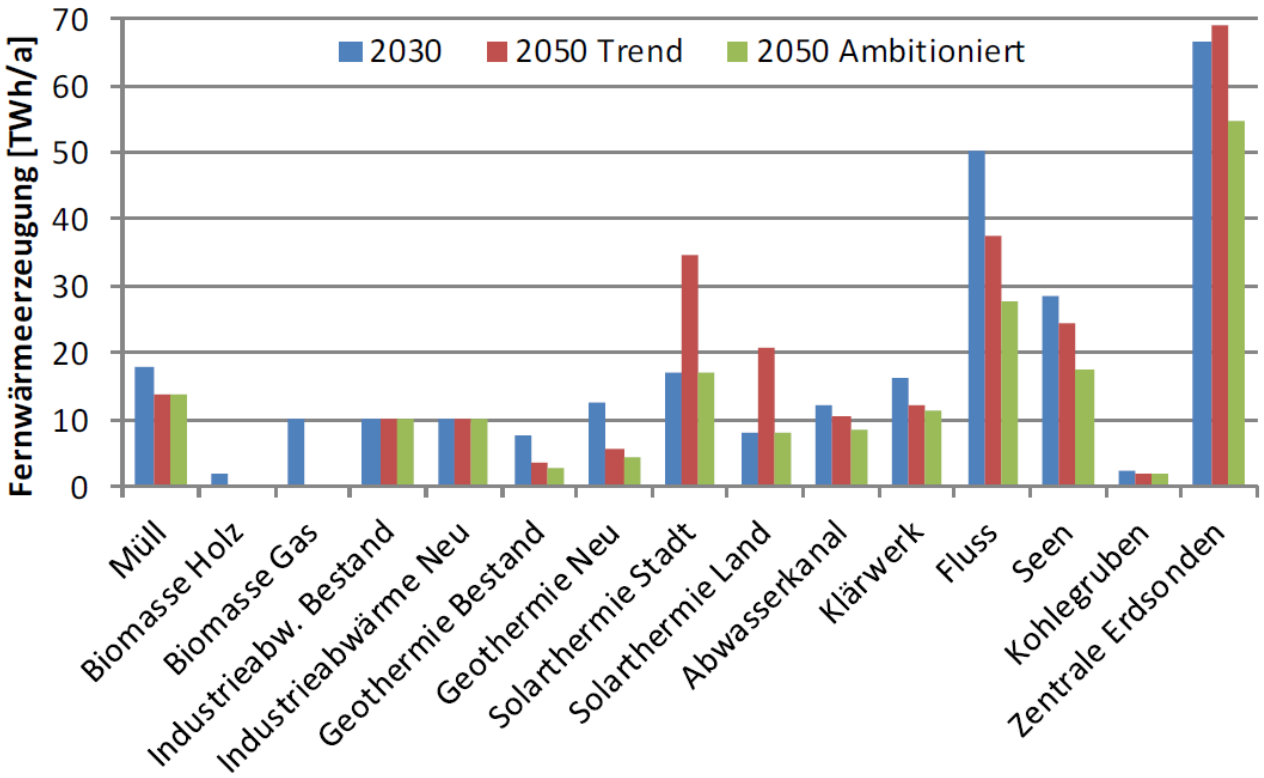
Im Ergebnis wird sich vermutlich das langfristig verfügbare Potenzial der Abfallverbrennung für die Fernwärmeerzeugung nicht wesentlich verändern. In (BDEW 2017) wird von einem Potenzial in Höhe von 15 TWh für das Jahr 2050 ausgegangen. (Gerhardt et al. 2019) beziffert das Potenzial mit 17,6 TWh für das Jahr 2030 und 13,7 TWh für 2050.

Neben dem verfügbaren Potenzial ist die Fragestellung für die Zielsetzung der Klimaneutralität interessant, auf welche Weise die CO_2-Emission bei der Abfallverwertung bilanziert wird. Fernwärmewirtschaft und Abfallwirtschaft vertreten den Standpunkt, dass Abfall wie auch Abwärme als vergleichbar mit erneuerbarer Wärme eingestuft wird, da die Wärmenutzung des ohnehin anfallenden Abfalls keine zusätzlichen CO_2-Emissionen verursachen würde. Aber auch einige andere Studien vertreten diesen Standpunkt, etwa (Gerhardt et al. 2019) und (Bartelt et al. 2013).

4.2.1.7 Vergleichende Betrachtung von Potenzialen und Wirtschaftlichkeit

Eine vergleichende Darstellung der für eine klimafreundliche Fernwärmeerzeugung zur Verfügung stehenden **Potenziale** abhängig von zwei verschiedenen Szenarien für das Jahr 2050 (Trend und Ambitioniert) findet sich Abbildung 85. In die Potenzialbetrachtung sind wirtschaftliche Erwägungen mit eingeflossen.

Abbildung 85: EE-Wärme und Wärmenetzpotenziale



Quelle: (Gerhardt et al. 2019)

Besonders große Potenziale für die künftige Fernwärmeerzeugung bieten danach Wärmepumpen, die ihre Wärmequellen in Erdwärmesonden, Flüssen, Seen und Abwasseranlagen finden. Darüber hinaus ist auch das Potenzial der Solarthermie bedeutend. Die Werte beziehen sich auf das jeweilige Potenzial für die Wärmenetzeinspeisung in Fernwärmesysteme ohne den Energieanteil von Spitzenlastkesseln. Im Fall von Wärmepumpen ist der Stromanteil mitberücksichtigt.

Im Ergebnis sind die vorhandenen Potenziale an erneuerbaren Energien nach (Gerhardt et al. 2019) ausreichend, um auch langfristig die gesamte Fernwärmeerzeugung abdecken zu können.

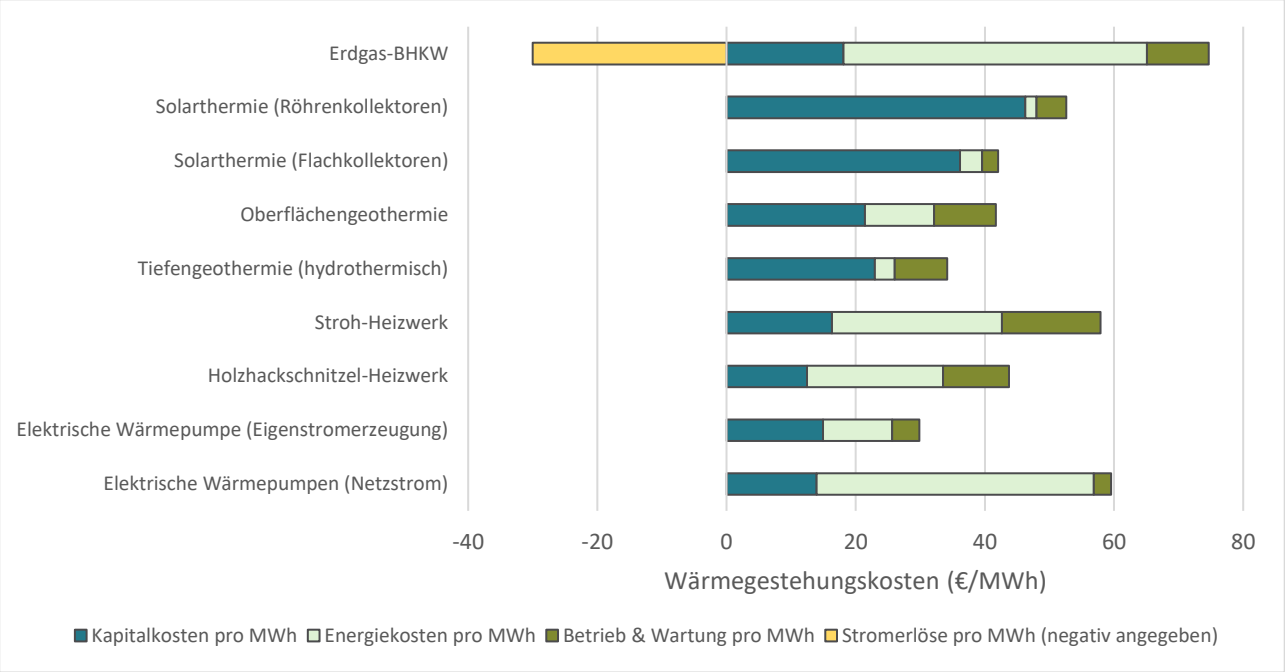
In welchem Umfang welche Erzeugungstechnologie in den jeweiligen Fernwärmenetzen künftig tatsächlich eingesetzt wird, hängt stark von den individuellen Gegebenheiten am Standort, der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Erzeugungstechniken und den jeweils aktuellen regulatorischen und fördertechnischen Randbedingungen ab.

Darüber hinaus ist das Zusammenwirken der verschiedenen Erzeugereinheiten im gesamten Portfolio des Versorgungsunternehmens ein wichtiges Kriterium. Insbesondere Erzeugungstechniken mit hohen kapitalgebundenen Kosten und niedrigen variablen Kosten wie etwa die Solarthermie, Geothermie oder Wärmepumpen weisen umso geringere Wärmegestehungskosten auf, je größer die Auslastung der Anlagen im Jahresverlauf ist.

In Abbildung 86 ist eine kursorische Vergleichsrechnung für verschiedene Erzeugeroptionen bezüglich der resultierenden Wärmegestehungskosten vor dem Hintergrund der derzeitigen Rahmenbedingungen dargestellt. Hier ist die Laufzeit der Anlagen zu Vergleichszwecken auf einen theoretischen Wert von 3.500 Vollaststunden normiert. Es handelt sich jeweils um Anlagen, die eine thermische Leistung von 10 MW aufweisen. Bei der Solarthermie ist eine Kollektorfläche von 10.000 m^2 zu Grunde gelegt. Die Kosten für Investitionen, Betrieb und Wartung basieren auf (Grosse et al. 2017; Danish Energy

Agency 2016) sowie eigenen Daten. Eine Förderung ist hierbei nicht berücksichtigt. Bei den Wärmepumpen wurde neben dem Betrieb mit Strombezug aus dem Netz auch Konzepte mit einer Eigenstromnutzung gegenübergestellt. Zudem sind bei den Wärmepumpen-Varianten etwaige Aufwendungen für die Nutzbarmachung der primären Wärmequellen nicht berücksichtigt. Als Referenzvariante dient ein Erdgas-BHKW.

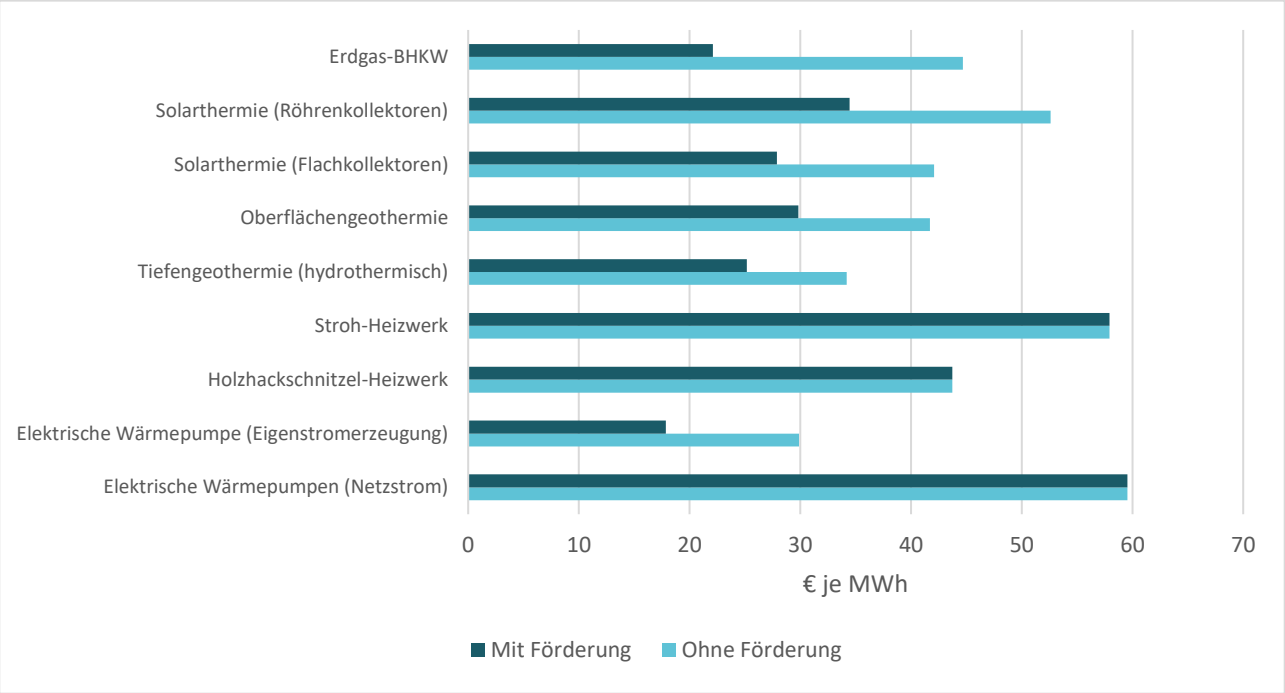
Abbildung 86: Modulare Wärmegestehungskosten



Quelle: Hamburg Institut auf der Grundlage von (Grosse et al. 2017; Danish Energy Agency 2016) / eigenen Daten

Es zeigt sich hier, dass einige Erzeugeroptionen bereits heute wettbewerbsfähig sind gegenüber der Referenzvariante Erdgas-KWK. Mit der Einführung einer wirksamen CO_2-Bepreisung würde sich das Verhältnis weiter zugunsten der erneuerbaren Energien verbessern.

Abbildung 87: Modulare Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung



Quelle: Hamburg Institut auf der Grundlage von (Grosse et al. 2017; Danish Energy Agency 2016) / eigenen Daten

Wird allerdings die Förderung mit einberechnet, so zeigt sich ein Kostenvorteil für das Erdgas-BHKW durch die KWK-Förderung[53]. Nur die Wärmepumpe mit Eigenstromversorgung erzielt noch geringere Werte (vgl. Abbildung 87).

Die attraktive Förderung über die Zulagen nach dem KWKG lenkt die Investitionen derzeit in starkem Umfang hin zur KWK. Bezogen auf die Investitionskosten werden hier rechnerisch Förderquoten von mehr als 200 % erzielt (Pehnt und Maaß 2019). Derartig hohe Förderquoten sind nur über eine betriebsbezogene Förderung umsetzbar, die Förderquoten bei Investitionsförderprogrammen sind durch die wettbewerbsrechtlichen Grenzen auf EU-Ebene (AGFVO[54]) in der Regel auf eine Höhe von 30-45 % der Investition begrenzt.

Für die Abschätzung, welche Erzeugungstechnologien in Zukunft die Fernwärme prägen werden, sind jedoch nicht nur die heutigen Rahmenbedingungen, sondern auch die künftigen Rahmenbedingungen entscheidend. Investitionen in Erzeugungsanlagen und Fernwärmeinfrastruktur sind besonders kapitalintensiv und erfordern lange Zeiträume zu deren Refinanzierung.

Für die ökonomische Beurteilung der Investitionen sind somit Annahmen zur künftigen Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig. Diese Annahmen sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft etwa die langfristige Entwicklung der Brennstoffpreise, die künftig erzielbaren Vermarktungserlöse über die Strombörse bei KWK-Anlagen oder die Preisentwicklung bei CO_2-Emissionszertifikaten. An erster Stelle aber ist der Energiemarkt durch die Energiepolitik geprägt. Veränderungen im Rechtsrahmen, der Energiebesteuerung oder der Förderung von Investitionen sind maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit der zu tätigenden Investitionen.

53 Zugrunde gelegt wurde bei der KWK-Förderung eine Zulage auf den eingespeisten Strom in Höhe von 4,77 ct/kWh. Dies entspricht dem gemittelten Zuschlagswert der Auktion 12/2018. Ein Bonus für den Kohle-Ersatz sowie weitere Erlöse über vermiedene Netzentgelte wurden nicht berücksichtigt.

54 Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung, abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/reform/gber_final_de.pdf

Auch technologische Entwicklungen können die künftige Fernwärmeerzeugung beeinflussen. Mit Blick auf das Jahr 2050 – also in ca. 30 Jahren – könnten Technologien zum Einsatz kommen, die heute noch nicht als wettbewerbsfähig eingestuft werden oder gänzlich unbekannt sind. Als Beispiel kann die Photovoltaik dienen, die vor 30 Jahren noch völlig unwirtschaftlich und allenfalls für Anwendungen im Weltraum geeignet schien.

Von den in Kapitel 1.1 untersuchten Szenarien weist einzig die Studie „Klimapfade für Deutschland", erstellt von Boston Consulting Group (BCG) und Prognos (Gerbert et al. 2018) ein mögliches Bild für die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 unter Bezugnahme auf verschiedene Szenarien zur Treibhausgasemission auf. In den anderen Szenarien wird die Art der künftigen Zusammensetzung der Fernwärme nicht näher ausgeführt. In Tabelle 28 sind neben dieser Studie die Ergebnisse des Strategiepapiers „Zukunft Wärmenetzsysteme" des BDEW (BDEW 2017) zum Vergleich mit aufgeführt. Die vorstehend genannten großen Unsicherheiten bezüglich der künftigen Entwicklung sind bei der Beurteilung der möglichen Fernwärmeerzeugung in der Zukunft in den Blick zu nehmen.

Tabelle 28: Mögliche Erzeugungsstruktur der Fernwärme im Jahr 2050

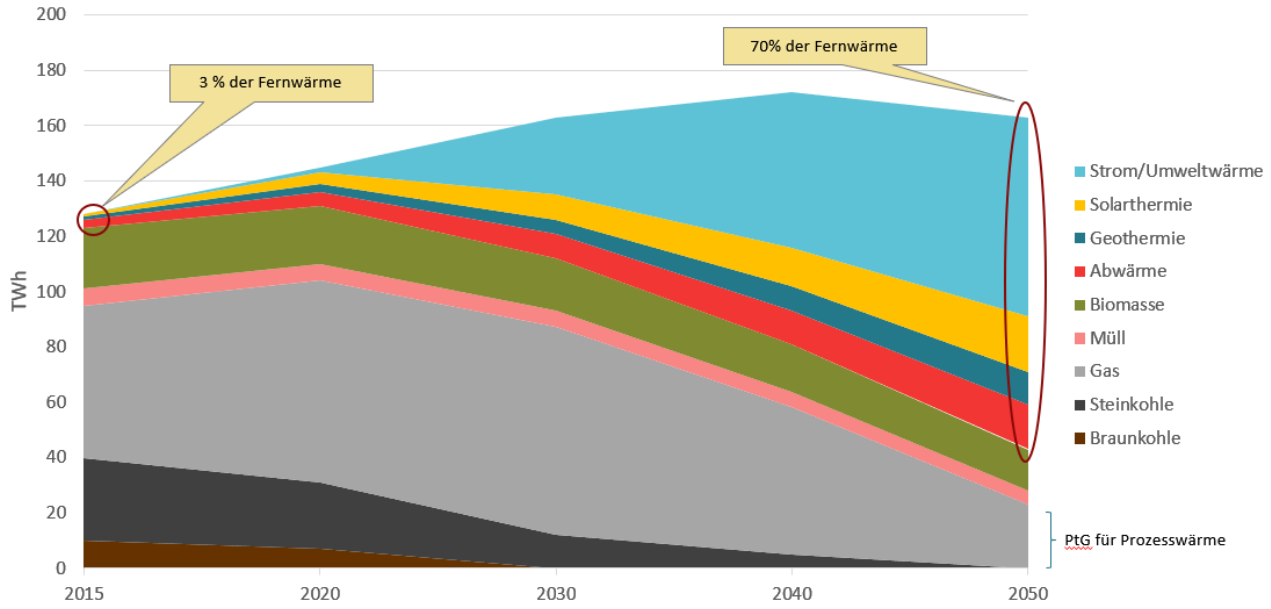
		BDEW	Prognos / BCG	
		80 % Pfad	80 % Pfad	95 % Pfad
Fernwärmeerzeugung gesamt	TWh	125	150	163
Abwärme	%	16	11	10
Strom	%	31,2	35	44
davon Power-to-Heat	%	16		
davon Wärmepumpen	%	15,2		
Abfall	%	12	3	3
Geothermie	%	8	8	7
Solarthermie	%	4,8	13	12
Gas-KWK	%	20	17	14
davon Erdgas	%	12	17	0
davon Power-to-Gas	%	8	0	14
Biomasse	%	8	13	9

Während der BDEW nur von einem moderaten Wachstum der Fernwärme bis zum Jahr 2050 ausgeht, legen Prognos/BCG hier ein deutliches Marktwachstum zugrunde. Allen Szenarien ist gemein, dass der Strom künftig eine wesentliche Rolle bei der Fernwärmeerzeugung einnimmt und die Erzeugungsstruktur langfristig auf vielen verschiedenen, größtenteils brennstofflosen Optionen besteht. Abwärme und Abfall haben in der BDEW-Studie eine deutlich größere Bedeutung als bei Prognos/BCG. Dagegen ist der Anteil der Solarthermie bei Prognos/BCG deutlich größer als beim BDEW. Power-to-Gas kommt bei Prognos/BCG nur im 95 %-Pfad zur Anwendung.

Für alle Szenarien sind aufgrund der parallel stattfindenden Energieeinsparung im Gebäudebestand ein ambitionierter Wärmenetzausbau sowie eine Wärmenetzverdichtung notwendig (s. 4.2.4). Den

tiefgreifenden künftigen Strukturwandel im Fernwärmebereich zeigt die Abbildung 88 auf der Basis der beschriebenen BDI-Studie (-95 % TGG-Szenario) eindrücklich. Trotz einer hier zugrunde gelegten ambitionierten Minderung des Gebäudewärmebedarfs um 49 % bis zum Jahr 2050 steigt die durch Fernwärme bereit gestellte Wärme deutlich an. Dabei fallen auch die zu erwartenden Änderungen im Mix der Fernwärmeerzeugung ins Auge. Während in der heutigen Fernwärme Erzeugungstechniken wie Wärmepumpen, Solarthermie, Geothermie und Abwärme noch Nischenanwendungen sind, die nur etwa 3 % zur Fernwärmeaufkommen beitragen, so bilden diese Techniken im Jahr 2050 mit etwa 70 % das Rückgrat der Fernwärme.

Abbildung 88: Szenario zur Erzeugung der Fernwärme in Deutschland



Quelle: Hamburg Institut mit Daten aus (Gerbert et al. 2018, -95 % THG-Szenario)

4.2.2 Wärmeverteilung und Wärmespeicherung

Neben der Erschließung und Integration erneuerbarer Energiequellen besteht weiterhin Verbesserungspotenzial in der netzgebundenen Verteilung und Speicherung von Wärmeenergie. Besondere Bedeutung hat hier die Transformation der Bestandsnetze zu niedrigeren Temperaturen.

Auch im Neubau dominieren derzeit noch Wärmenetze mit vergleichsweise hohen Temperaturen. Es ist jedoch zu vermuten, dass langfristig die Entwicklung zu intersektoralen Smart-Grids (ab Wärmenetze 4. Generation) mit bidirektionaler Erzeuger- und Verbraucherstruktur führt. Diese Wärmenetze können die Quellen und Senken durch eine verbesserte Speichertechnik auf niedrigem Temperaturniveau aufeinander abstimmen. Die Wettbewerbsfähigkeit netzgebundener Wärmesysteme wird über die Konditionen und Effizienz der Wärmeversorgung und Wärmeverteilung entschieden.

4.2.2.1 Wärmeverteilung

Um die Optionen klimafreundlicher Fernwärmeerzeugung (siehe Abschnitt 4.2.1) in möglichst hohem Maße nutzen zu können, ist ein Wärmeverteilnetz so zu gestalten, dass möglichst niedrige Hindernisse zur Einbindung von Wärme aus EE-Anlagen bestehen. Das betrifft vornehmlich die Betriebsparameter Druck- und (insbesondere) Temperaturniveau – sie sollten so gering wie möglich sein.

Bei der Entwicklung der Netzsysteme geht die Entwicklung grundsätzlich hin zu Wärmenetzen, die mit niedrigeren Netztemperaturen auskommen (LowEx-Netz). Dies ermöglicht auch eine effiziente Einbindung erneuerbarer Energien und Niedertemperaturwärmequellen. In den vergangenen Jahren wurden

bereits zahlreiche solche Netze realisiert (siehe Tabelle 29), wenngleich der Anteil an der Fernwärme insgesamt noch sehr gering ist und die Netze bisher eher geringe Trassenlängen aufweisen.

Noch vergleichsweise neu ist die Entwicklung von „kalten Wärmenetzen“. Kalte Wärmenetze leiten ein Medium zu den Gebäuden, das dort über Wärmepumpen auf Nutztemperatur gebracht wird. Typische Vorlauftemperaturen sind 15-25 °C. Das Wärmenetz-Medium weist eine so niedrige Temperatur auf, dass das Rohrnetz ohne Wärmedämmung und nur mit geringer dynamischer Beanspruchung durch Temperaturwechsel realisiert werden kann. Bei den einzelnen Verbrauchern kann dann durch den Einsatz von Wärmepumpen Wärme auf höherem Temperaturniveau erzeugt werden. Es ist eine Gesamtsystembetrachtung zur Bewertung von Effizienz und Kosten notwendig, die den Strom zum Betrieb der dezentralen Wärmepumpen ebenso berücksichtigt wie den hydraulischen Mehraufwand im Wärmenetz. Eine vergleichende Studie aus Dänemark kommt zum Ergebnis, dass das System der „Kalten Nahwärme“ mit dezentralen Wärmepumpen gegenüber einem LowEx-Netz mit einer zentralen Groß-Wärmepumpe teurer ist (Gudmundsson et al. 2017).

Tabelle 29: Beispiele von Low-Ex-Netzen

Standort	Wärmebedarf	Temperaturniveau (VL/RL)	Kurzbeschreibung
Slough (UK)	49,6 MWh/a	52/32 °C	Nahwärmeanlage mit 10 Wohnungen und Sonnenkollektoren, Erd- und Luftquellen-Wärmepumpen, Biomassekessel und ein Wärmespeicher als Wärmeversorgungsoptionen.
Ludwigsburg (GER)	825 MWh/a	40/25 °C	Speicher- und Wärmeversorgungsfähigkeit in Verbraucherumspannwerken, Zweiwegeanschluss an ein lokales Niedertemperatur-Fernheizsystem. Blockheizkraftwerk und Erdwärmepumpen als zentrale Wärmeversorgungsmöglichkeit.
Wüstenrot (GER)	376 MWh/a	40/30 °C	Dezentrale Wärmepumpen für jeden Verbraucher unter Nutzung der Wärme aus einem Sondenfeld, welches auf landwirtschaftlichen Flächen vergraben ist. Alle Wohnungen sind Passivhäuser mit PV-Anlagen auf den Dächern. Kaltwassernetz kann auch zur Kühlung genutzt werden.
Kassel (GER)	1.827 MWh/a	40/30 °C	Niedertemperatur-Fernwärmesystem für 127 Gebäude mit Wärmeversorgung bestehend aus Solarkollektoren, einer zentralen Erdwärmepumpe mit Bohrungen, die auch als saisonaler Wärmespeicher genutzt werden können. Nutzung von elektrischen Heizelementen oder Solarkollektoren für die Warmwasserbereitung werden untersucht.
Hyvinkää (FIN)	1.371 MWh/a	65/35 °C	Gebäude-Messegelände mit Nahwärmeversorgung bestehend aus 40 Verbrauchern.

			Lösungen zur Kombination von verteilten Solarkollektorsystemen und Fernwärme, der Einfluss von Anschlussrate und niedrigen Verteilungstemperaturen werden hier untersucht.
Sønderby (DEN)	975 MWh/a	55/40 °C	Komplettsanierung des Rohrleitungssystems für einen Teil eines größeren Fernwärmesystems. Reduzierte Verteilungstemperaturen und Rücklauf im Kernnetz werden zur Hauptwärmeversorgung genutzt. Die Wärmeverluste reduzierten sich um ca. 66 %.
Ulstein (NOR)	20.000 MWh/a	4-9 °C (Wärmequelle)	Kaltes Fernwärmesystem mit Meerwasser als Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen in den Verbrauchergebäuden. Wärmequelle kann auch zur freien Kühlung genutzt werden.
Middelfart (DEN)	118.000 MWh/a	65/40 °C	Prozess-Demonstration zur systematsichen Senkung der Vor- und Rücklauftemperaturen über ein groß angelegtes System von 5000 Verbrauchern und 139 km Länge. Neben niedrigeren Vorlauftemperaturen können die Rücklauftemperaturen ebenfalls gesenkt werden ohne erhöhte Durchflussmengen umzusetzen. Tools zur dynamischen Simulation von Temperaturniveaus innerhalb des Netzes werden entwickelt.

Quelle: eigene Darstellung, auf Basis von (Schmidt et al. 2017; Schmidt und Kallert 2017)

Die **Vorlauftemperatur** wird nach verschiedenen Kriterien (z.B. Kundenbedürfnis, Netzkapazität, Temperaturbeständigkeit der Rohrleitungen) determiniert. In der Regel wird die Vorlauftemperatur gleitend über die Außentemperatur gefahren und im Sommer abgesenkt. Eine Absenkung der Netzvorlauftemperatur verringert zwar die Wärmeverluste, bleibt aber in ihrem Senkungspotenzial zumeist beschränkt auf die für die Einhaltung der Trinkwasserhygiene erforderlichen minimalen Temperaturen. Erfolgt die Trinkwarmwassererwärmung dezentral (beispielsweise über Durchlauferhitzer) oder wird ein Filtrationsverfahren (z.B. Ultrafiltration) angewendet, können die Temperaturen weiter abgesenkt werden.

Die **Rücklauftemperatur** wird nicht nur vom Netzbetreiber, sondern auch auf Kundenseite festgelegt. Typ, Qualität und Betriebsweise des Wärmeverteilsystems nehmen Einfluss auf die Rücklauftemperatur und definieren mit der geforderten Vorlauftemperatur Art und Regelung der Wärmeerzeugung. In einem Transformationsprozess könnten schrittweise einzelne Netzteile temperaturabgesenkt werden (z.B. beginnend in einem Sekundärnetze) und schließlich das Gesamnetz daran angepasst werden.

Die Reihenfolge der Maßnahmen muss so erfolgen, dass zunächst die Rücklauftemperaturen von einzelnen (Groß-) Kunden über Netzteile bis hin zum gesamten Verteilnetz stattfinden müssen. Erst

wenn ein Netzabschnitt auf niedrigere Rücklauftemperaturen abgesenktabesenkt werden konnte, können die Vorlauftemperaturen in gewachsenen Netzen schrittweise zurückgeführt werden.

Entscheidend für die Umsetzbarkeit solcher Maßnahmen ist die integrale Betrachtung der Kundenseite und der Versorgungssicherheit. Die Versorgungssicherheit muss in jedem Transformationsschritt gewährleistet sein und sollte zuvor durch thermohydraulische Netzberechnungen für jede stufenweise Temperaturabsenkung nachgewiesen sein.

Um das **Investor-Nutzer-Dilemma** zu entschärfen, können Versorger über tarifliche Strukturen Anreize setzen für möglichst niedrige Rücklauftemperaturen. Die Anreize können über Aufschläge oder Abschläge auf den normalen Arbeitspreis gesetzt werden. Auch die Bemessung des Grundpreises am tatsächlichen Heizwasserdurchfluss kann durch das kundenseitige Interesse zur Verringerung der Rücklauftemperatur führen.

Auch die **Digitalisierung der Messung** an Kundenanlagen bietet erhebliche Potenziale zur Identifizierung unnötig hoher Rücklauftemperaturen bei Kunden. Viele Fernwärmeversorger in Dänemark – und zunehmend auch in Deutschland – können die Rücklauftemperaturen der Nutzer digital überwachen. Hierdurch können gezielte Maßnahmen zur Sicherstellung niedriger Rücklauftemperaturen umgesetzt werden.

Die Digitalisierung bietet daneben noch weitere Chancen für einen effizienteren und flexiblen Betrieb von Wärmenetzen. Durch die Einbindung vielfältiger Datengrundlagen (Anlagen, Strommarkt, Wetter, Verbraucher, etc.), smarte Netzkomponenten und maschinelles Lernen im Betrieb kann der Betrieb zukünftig deutlich optimiert werden.

Zur Absenkung des **Temperaturniveaus** stehen folgende Maßnahmen zur Verfügung (Knierim 2007; Li und Nord 2018; Zepf et al. 2014; Schmidt et al. 2017):

- Absenkung der kundenseitigen Rücklauftemperaturen bei jenen Kunden, die mit großen Wassermengen und hohen Rücklauftemperaturen die Netzrücklauftemperaturen beeinflussen
- Absenkung der Rücklauftemperatur bei reinen Heizkunden (z.B. hydraulischer Abgleich oder ähnliche geringinvestive Maßnahmen)
- Umstellung der Trinkwarmwasserbereitung auf Fernwärmeübergabestationen und Rückbau von Speicherladesytemen
- Zellulare Versorgung eines Sekundärnetzes aus dem Rücklauf eines Primärnetzes[55]
- Absenkung der kundenseitigen Vorlauftemperatur durch Maßnahmen wie Austausch von Heizkörpern oder Erhöhung des Volumenstroms
- Absenkung der Vorlauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen, welche eine geringe oder keine Durchleitungsfunktion für nachgelagerte Netzteile aufweisen
- Temperaturabhängige Tarifgestaltung kann Investor-Nutzer-Dilemma durch monetäre Beteiligung des Kunden entschärfen und investitionsfördernd wirken

In Tabelle 30 werden die möglichen Schritte zur Minderung der Netztemperaturen aus der Sicht eines Fernwärmeversorgers bewertet. Hierbei wird unterschieden nach dem finanziellen und technischen Aufwand der Maßnahme (Aufwand), den Hemmnissen bei der Umsetzung (Schwierigkeit) und der Wirkmächtigkeit der Maßnahme in Bezug auf eine unmittelbare Temperaturabsenkung (Potenzial). Durch den Vergleich der Maßnahmen nach diesen Kriterien ergibt sich die Priorität und damit auch die Reihenfolge zur Umsetzung aus der Sicht der Unternehmen.

---

55 Ermöglicht eine gebietsweise Absenkung der Rücklauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen und erfordert eine Gebietsbeimischstation

Tabelle 30: Bewertung[56] der Einzelschritte zur Netztransformation zu niedrigen Temperaturniveaus

Maßnahme	Aufwand	Schwierigkeit	Potenzial	Priorität	Reihenfolge
Absenkung der Rücklauftemperatur beim Großkunden	3	3	3	5	1
Absenkung der Rücklauftemperatur bei einzelnen Kunden durch TWW-Veränderung	3	4	3	3	2
Absenkung der Rücklauftemperatur bei einzelnen Kunden durch Heizsystem-Veränderung	4	4	3	4	3
Absenkung der Rücklauftemperatur in Netzteilen	3	2	2	3	4
Absenkung der Vorlauftemperatur bei Einzelkunden	5	5	4	5	5
Vorlaufabsenkung in Netzteilen	4	2	5	5	6

Quelle: eigene Darstellung, entnommen aus (AGFW 2013)

Eine hohe Priorität bei den Fernwärmeversorgern haben Maßnahmen, die zu einer Absenkung der Rücklauftemperatur führen. Bei einer angenommenen Beibehaltung der Vorlauftemperatur erhöht sich die Spreizung im System. Dadurch können (gleich bleibender Volumenstrom angenommen) mehr Wärme an die Kunden veräußert werden bzw. zusätzliche Kunden an das System angeschlossen werden. Insbesondere die Absenkung der Rücklauftemperatur bei Großkunden ist hierbei wirtschaftlich vorteilhaft, da über eine einzige Maßnahme ein großer Effekt erzielt werden kann. Die Absenkung der Rücklauftemperaturen bei einzelnen Kunden durch die Optimierung des kundenseitigen Heiz- oder Trinkwarmwassersystems erfordert in der Regel Eingriffe in die Kundenanlagen und liegt damit außerhalb der primären Handlungssphäre des Versorgers. Dies kann zu Schwierigkeiten bei der Umsetzung führen.

Die Absenkung der Vorlauftemperatur ist für die effiziente Einbindung von Niedertemperaturwärmeströmen besonders vorteilhaft. Jedoch trifft diese Maßnahme in der Praxis auf enge Grenzen. Wird die Vorlauftemperatur im System abgesenkt, so vermindert sich die Spreizung im System, falls nicht die Rücklauftemperatur in gleichem Umfang mit abgesenkt wird. Bei einer unveränderten kundenseitigen Wärmelast würde dies eine Erhöhung des Volumenstroms und eine erhebliche Erhöhung des Druckverlustes nach sich ziehen. Diese Druckverlusterhöhung kann nicht in jedem Fall durch eine Erhöhung der Pumpleistung ausgeglichen werden, sondern erfordert oft zusätzliche hydraulische Maßnahmen am Rohrsystem. Weiterhin kann die abgesenkte Vorlauftemperatur bei einzelnen Kunden nicht ausreichend hoch sein für die Deckung des Bedarfs, wenn deren Verbrauchsanlagen auf hohe Temperaturen angewiesen oder deren Wärmetauscheranlagen auf ein hohes treibendes Temperaturgefälle ausgelegt sind.

Eine **Veränderung des Druckniveaus** ist zumeist schwieriger umsetzbar als eine Temperaturabsenkung im Netz. In der Praxis wird eine Temperaturabsenkung teilweise mit einer Druckerhöhung kompensiert, um die benötigte Leistung bei verminderter Temperaturdifferenz

[56] Bewertung 1 = gering, 5 = hoch

bereitstellen zu können. Hierbei müssen Netzpumpen jenen Differenzdruck aufbringen, der nötig ist, um den kritischen Kunden (entspricht in der Regel der längsten Wegstrecke mit dem größten Druckverlust) ausfallsicher zu versorgen.

4.2.2.2 Wärmespeicherung

Getrieben durch den liberalisierten Strommarkt wird der Betrieb von Heizkraftwerken in einer steigenden Anzahl an Jahresstunden unrentabel. Gepaart mit der Herausforderung, zunehmend volatile EE-Wärmeerzeuger netzkompatibel in Fernwärmesysteme zu integrieren, steigt die Bedeutung der Wärmespeicherung.

Sie sind sowohl in einem KWK-basierten Wärmesystem sinnvoll, um die Wirtschaftlichkeit bei immer volatileren Strompreisen zu erhöhen, als auch in einem von erneuerbaren Energien geprägten Wärmesystem („no-regret"-Investition).

Für hohe Anteile an erneuerbaren Energien und Abwärme ist die Speicherung von Wärme erforderlich, um das ungleichmäßig verteilte Wärmedargebot zu glätten und an die Wärmenachfrage anzupassen. Viele Energiequellen fallen gleichmäßig über das ganze Jahr an (Industrieabwärme, Müllverbrennung, Umgebungswärme) oder sind konzentriert auf das Sommerhalbjahr (Solarthermie). Ohne saisonale Verschiebung des Dargebots zur Wärmelast würden sich die Energiequellen teilweise gegenseitig kannibalisieren und deren Nutzung würde spezifisch teurer (Maaß und Sandrock 2017).

Zwar ist die Wärmespeicherung aus exergetischer Sicht nicht direkt vergleichbar mit der Speicherung von elektrischer Energie, dennoch ist die Wärmespeicherung derzeit über den Faktor 100 günstiger [57] als die Stromspeicherung und ermöglicht grundsätzlich die funktionale Stromspeicherung (z.B. strompreisorientierte Fahrweise von KWK-Anlagen).

Tages- und Kurzzeitspeicher dienen zur Versorgungssicherheit und Steigerung der Flexibilität bei KWK-Anlagen und setzen sich als oberirdische Stahlspeicher in der Fernwärmewirtschaft immer stärker durch. Großspeicher mit mehreren 1.000 Kubikmetern Inhalt weisen deutlich geringere spezifische Kosten je m^3 auf als kleine Speicher. Für eine längere oder gar saisonale Wärmespeicherung sind diese Speicher im Regelfall jedoch zu teuer. Durch die resultierende Laufzeiterhöhung können der Fernwärmedeckungsanteil und die Jahresstromerzeugung von KWK-Anlagen durch eine Kurzzeitspeicherung von einigen Stunden erhöht werden und damit der Primärenergieeinsatz und die CO_2-Emissionen reduziert werden (Christidis et al. 2017).

Langzeit-Wärmespeicher spielen eine wichtige Rolle bei der Integration von saisonal schwankenden EE-Wärmequellen wie der Solarthermie. Durch den zeitlichen Versatz zwischen Angebot und Nachfrage sind die solaren Nutzerträge ohne einen Saisonalspeicher limitiert auf die sommerliche Grundlast des Wärmenetzes. Um zusätzliche Erträge während der Sommermonate als solare Nutzwärme in einem Wärmenetz unterzubringen, bietet es sich an, den Wärmeüberschuss während der Sommermonate zu speichern.

Vier gut erforschte Bauarten haben sich weitestgehend etabliert und sind Stand der Technik. Sie wurden in diversen Begleitforschungsprojekten unter realen Betriebsbedingungen getestet und langzeitüberwacht.

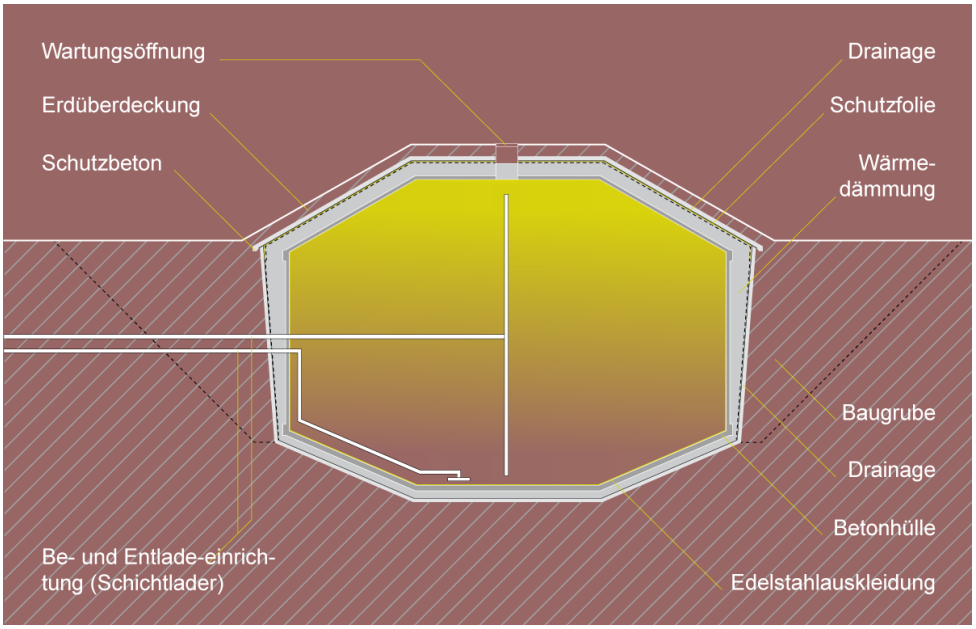
Behälter-Wärmespeicher:

Im Gegensatz zu den anderen Speichertypen ist der Behälter-Wärmespeicher nahezu unabhängig von geologischen Standortbedingungen und kann auch in verhältnismäßig kleinen Baugrößen von < 3.000

[57] Benchmark für den Vergleich: großskalige elektrische Energiespeicherung zu einem Preis zwischen 100-200 €/kWh Quelle: Bloomberg 2018.

m^3 eingesetzt werden. Mit zunehmender Größe verbessert sich i.d.R. das Oberflächen-zu-Volumenverhältnis. Das wirkt sich positiv auf die Wärmeverluste aus. Kritisch für saisonale Wärmespeicher sind also kleine Speichervolumen. In der Regel werden reine Heißwasserspeicher als Behälterspeicher aus Stahlbeton oder Betonfertigteilen ausgeführt werden und teilweise in das Erdreich eingebaut bzw. in die Landschaft des Baugebiets integriert sind (Abbildung 89). Dabei ist der raumplanerisch-ästhetische Aspekt eines solchen Speichers ein Punkt, der Berücksichtigung finden sollte.

Abbildung 89: Aufbau eines saisonalen Behälter-Wärmespeichers



Quelle Grafik: www.saisonalspeicher.de

Die Speicher werden drucklos im Temperaturbereich zwischen 30-95 °C betrieben und nutzen Wasser als Speichermedium. Zur Beladung des Speichers während der Sommermonate wird eine Schichtbeladeeinheit verwendet, um eine gute Temperaturschichtung innerhalb des Speichers zu erreichen und eine Durchmischung der Temperaturschichten weitestgehend zu vermeiden. Dadurch können hohe volumenspezifische Speicherkapazitäten zwischen 60-80 kWh/m^3 erreicht werden. In Deutschland wurden Behälter-Wärmespeicher in Hamburg, Friedrichshafen, Hannover und München mit Volumina zwischen 2.750 -12.000 m^3 realisiert.

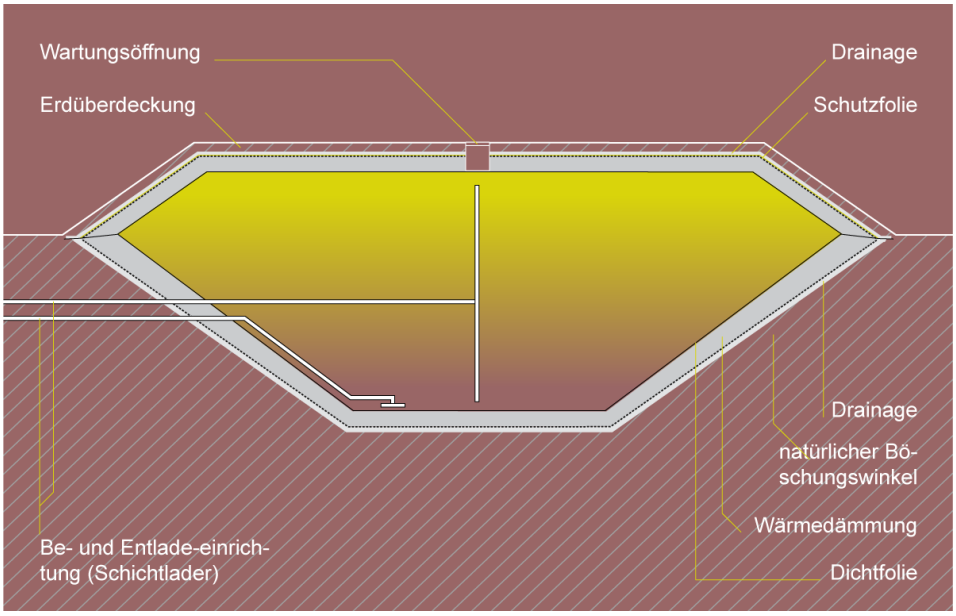
Erdbecken-Wärmespeicher:

Erdbecken-Wärmespeicher nutzen Wasser oder ein Gemisch aus Kies oder Sand und Wasser als Speichermedium. Sie werden in Erdbecken oder Gruben verbaut und bestehen aus einem großen, abgeschlossenen und (teil-) gedämmten Erdbecken (siehe Abbildung 90). Eine entsprechende Dämmwirkung wird in erster Linie durch eine wasser- und wasserdampfdichte Auskleidung des Erdbeckens durch eine Dichtefolie erzielt.

Erdbecken-Wärmespeicher können als Wärmeträgermedium mit einem Gemisch aus Wasser und Sand oder Kies ausgeführt werden. Dadurch verbessern sich die Baustatik des Speichers und die mögliche Belastbarkeit für die Nutzbarkeit des Speicherdeckels. Jedoch müssen bei der Auslegung zwei nachteilige Effekte berücksichtigt werden.

- Aus der geringeren spezifischen Wärmekapazität gegenüber Wasser resultiert ein größeres Speichervolumen, das gegenüber Heißwasserspeichern um bis zu 50 % ansteigt
- Durch die höhere thermische Leitfähigkeit des Gemisches gegenüber reinem Wasser resultiert ein geringeres Schichtungsvermögen. Je höher der Kiesanteil, desto stärker wirkt sich der Effekt aus.

Abbildung 90: Aufbau eines saisonalen Erdbecken-Wärmespeichers



Quelle Grafik: www.saisonalspeicher.de

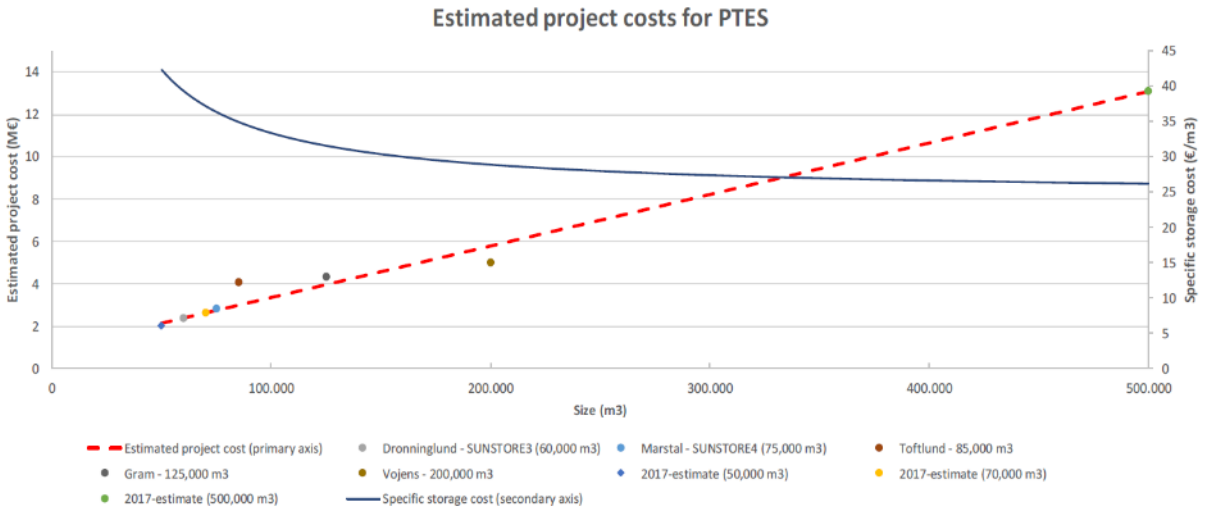
In Deutschland wurden in Augsburg, Steinfurt, Chemnitz und Eggenstein Kies-Wasser-Wärmespeicher mit Volumina zwischen 1.500-8.000 m^3 umgesetzt. Die spezifische Wärmespeicherkapazität von Kies-Erdbecken-Wärmespeichern beträgt etwa 30-50 kWh/m^3. Reine Wasser-Erdbecken-Wärmespeicher nach dänischem Vorbild erreichen Speicherkapazitäten von 60-80 kWh/m^3, unter zusätzlicher Rückkühlung über eine Wärmepumpe kann die Kapazität deutlich erhöht werden.

In Dänemark wurden in Marstal und Dronninglund zwei große Erdbeckenspeicher gebaut und durch Begleitforschung messtechnisch erfasst. Die Ergebnisse zeigen meist gute Übereinstimmungen mit den Auslegungsdaten und zeigen hinsichtlich Speichereffizienz vielversprechende Wärmerückgewinnungsraten. Darauf folgten kommerzielle Erdbeckenspeicher in Vojens, Gram und Toftlund. Der derzeit größte Erdbeckenspeicher in Vojens hat ein Volumen von über 200.000 m^3 und erreicht volumetrische Speicherkosten von etwa 25 €/m^3. Die größenabhängigen Projektkosten der realisierten Speicher liegen im Bereich zwischen 2-5 Mio. € (siehe Abbildung 91).

Auch im außereuropäischen Ausland werden derzeit Projekte mit Erdbecken-Wärmespeichern realisiert. In Langkazi (Tibet) wird ein 15.000 m^3 großer Erdbeckenspeicher gebaut, um die saisonale Überschusswärme aus einer Solarthermieanlage während der Sommermonate zwischenzuspeichern. In Zukunft können etwa 100.000 m^2 Wohnfläche mit Solarwärme geheizt werden.[58]

[58] http://de.arcon-sunmark.com/neuesundmedien/arcon-sunmark-win-chinese-order

Abbildung 91: Projekt- und Speicherkosten für Wasser-Erdbeckenspeicher in Dänemark



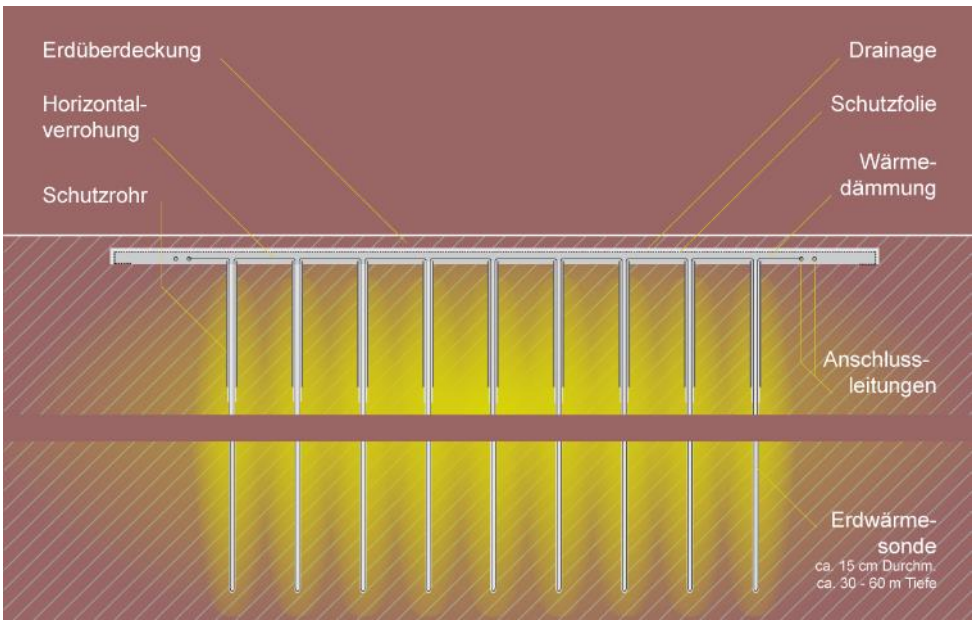
Quelle: (Danish Energy Agency 2019)

Erdsonden-Wärmespeicher:

Erdsonden-Wärmespeicher nutzen das Erdreich bzw. das Gestein im Untergrund als Speicherhorizont (Abbildung 92). Erdsonden werden in vertikalen oder schräg verlaufenden Bohrungen ins Erdreich eingegossen und verfüllt. Um die Wärme in den bzw. aus dem Untergrund zu leiten, werden die Erdwärmesonden mit einem Wärmträgermedium (z.B. Glykol) durchflossen. Die Baukosten für Erdsonden-Wärmespeicher sind relativ gering und können technisch an ein wachsendes System angepasst werden. Zugleich hat dieser Speichertyp mit 15-30 kWh/m^3 das geringste volumenbezogene Speichervermögen und erfährt eine relativ **schnell abfallende Entladeleistung**, weswegen Systeme mit Erdsonden-Wärmespeichern zumeist über einen zusätzlichen Pufferspeicher verfügen.

Erdsonden-Wärmespeicher sind in Deutschland in Neckarsulm, Crailsheim und Attenkirchen (Hybridspeicher) mit Volumina zwischen 9.350-63.360 m^3 realisiert.

Abbildung 92: Aufbau eines saisonalen Erdsonden-Wärmespeichers

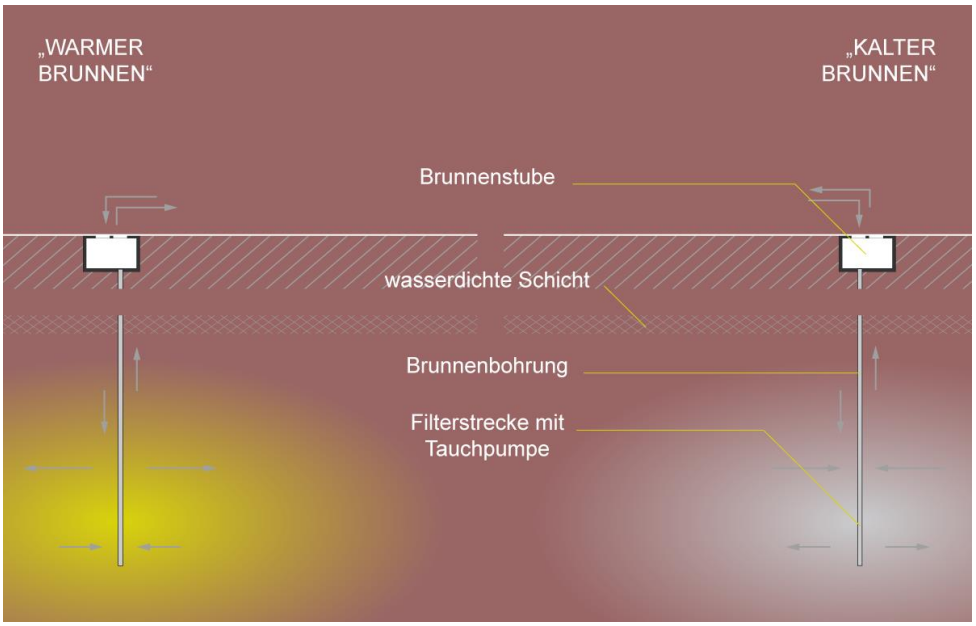


Quelle Grafik: www.saisonalspeicher.de

Aquifer-Wärmespeicher:

Aquifer-Wärmespeicher nutzen für die Speicherung natürliche, grundwasserführende Formationen im Untergrund und sind zumeist über eine Dublette (zwei Bohrungen, siehe Abbildung 93) erschlossen. Die spezifischen Speicherkosten von Aquifer-Wärmespeichern sind im Vergleich zu Erdsondenspeichern etwa um den Faktor 5-10, im Vergleich zu oberirdischen Speichern etwa um den Faktor 20 niedriger (Holstenkamp et al. 2016). Die mittlere volumetrische Wärmespeicherkapazität dieses Speichertyps liegt in Abhängigkeit der Porosität etwa zwischen 30-40 kWh/m^3. Weiterhin entschärfen Aquifer-Wärmespeicher durch den sehr geringen oberirdischen Raumbedarf die innerstädtische Flächennutzungskonkurrenz und ermöglichen die Speicherung von sehr großen Energiemengen bei moderaten Wärmeverlusten.

Abbildung 93: Aufbau eines saisonalen Aquifer-Wärmespeichers



Quelle Grafik: www.saisonalspeicher.de

Ein wesentliches Hemmnis für den breiten Marktzugang dieses Speichertyps sind das sogenannte Fündigkeitsrisiko[59] und die hohen Anfangsinvestition im Vorfeld einer möglichen Umsetzung, z.B. für Probebohrungen und Zirkulationstests. Im Gegensatz zu Explorationsbohrungen der Kohlen-Wasserstoff-Industrie, die durch einen Risikofonds abgesichert werden können, trägt das Investitionsrisiko für die geothermische Nutzung von Aquiferen als Speicher allein der Betreiber. Unternehmen der Kohlen-Wasserstoff-Industrie machen in der Regel das Privat- und Betriebsgeheimnis geltend, so dass die für die Speichernutzung notwendigen Untergrund- und Bohrlochinformationen nur käuflich erworben werden können. Alternative, geophysikalische Vorerkundungen durch 3D-Reflexionsseismik-Messungen können im siebenstelligen Euro-Bereich liegen und stellen ebenfalls ein Investitionshemmnis dar (Strodel 2018).

[59] Das Fündigkeitsrisiko beschreibt das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer oder mehreren Bohrungen in nicht ausreichender Quantität (z.B. Förderrate) oder Qualität (z.B. ungünstige Zusammensetzung des Formationswassers) zu erschließen.

Aquifer-Wärmespeicher rücken in jüngster Vergangenheit wieder zunehmend in den Fokus von wissenschaftlichen und kommerziellen Projekten – nicht zuletzt weil sie eine technisch weitgehend ausgereifte und im Vergleich zu den anderen drei Speichertypen sehr kostengünstige Option der saisonalen Wärmespeicherung anbieten. Aquifer-Wärmespeicher sind wirtschaftlich interessant, wenn die (Netto-) Mächtigkeit > 15 m ist und eine Permeabilität von mindestens 500 mD erreicht werden kann. Aufgrund der hohen Speicherkapazität – im Sinne der Bereitstellung eines sehr großen Speichervolumens – können Wärmemengen von mehreren Gigawattstunden im Untergrund gespeichert werden. Szenarioanalysen haben gezeigt, dass in Abhängigkeit des Erzeuger- und Abnehmersystems spezifische Speicherkosten von deutlich unter 5 ct/kWh realisierbar sind (Strodel et al. 2019).

Derzeit gibt es in Deutschland Untersuchungen zur standortspezifischen Aquiferwärmespeicherung in Berlin, Lüneburg, Dingolfing und Karlsruhe (Holstenkamp et al. 2016). Europaweit gibt es nach Schätzungen etwa 3.000 in Betrieb befindliche Aquiferspeicher, wovon etwa 100 in Wärmenetze eingebunden sind (Fleuchaus et al. 2018).

Die designten Versorgungskonzepte sind jedoch fast ausschließlich dem Niedertemperaturbereich zuzuordnen und dienen zumeist der Gebäudeklimatisierung. Sie sind im eigentlichen Sinne tendenziell eher **„Kältespeicher“** (vgl. Tabelle 31). Über 99 % dieser Aquifer-Speicher werden mit einer durchschnittlichen Einspeichertemperatur von unter 25 °C betrieben. Aquifer-**Wärme**-Speicher mit nutzbaren Speichertemperaturen von über 30 °C wurden in **sechs Projekten** umgesetzt (HEATSTORE 2019).

In Abhängigkeit des Temperaturbereichs und des Anwendungsbereiches ergeben sich unterschiedliche Speichereffizienzen, Energieeinsparungen, Amortisationszeiten sowie rechtliche Fragestellungen. Für die Vergleichbarkeit und Bewertung eines Aquiferspeichers im System ist eine Kategorisierung der Speichernutzung hilfreich.

Tabelle 31: Kategorisierung von Aquiferspeichern

Ziel	Klassifizierung	Temperaturbereich
Kältebereitstellung	Kältespeicher	< 12°C
Kühlen und Heizen	Kältespeicher und Niedertemperatur-Wärmespeicher	12-20 °C
Wärmebereitstellung	Niedertemperatur-Wärmespeicher	20-50 °C
Wärmebereitstellung	Hochtemperatur-Wärmespeicher	50-90 °C

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an (Strodel 2018)

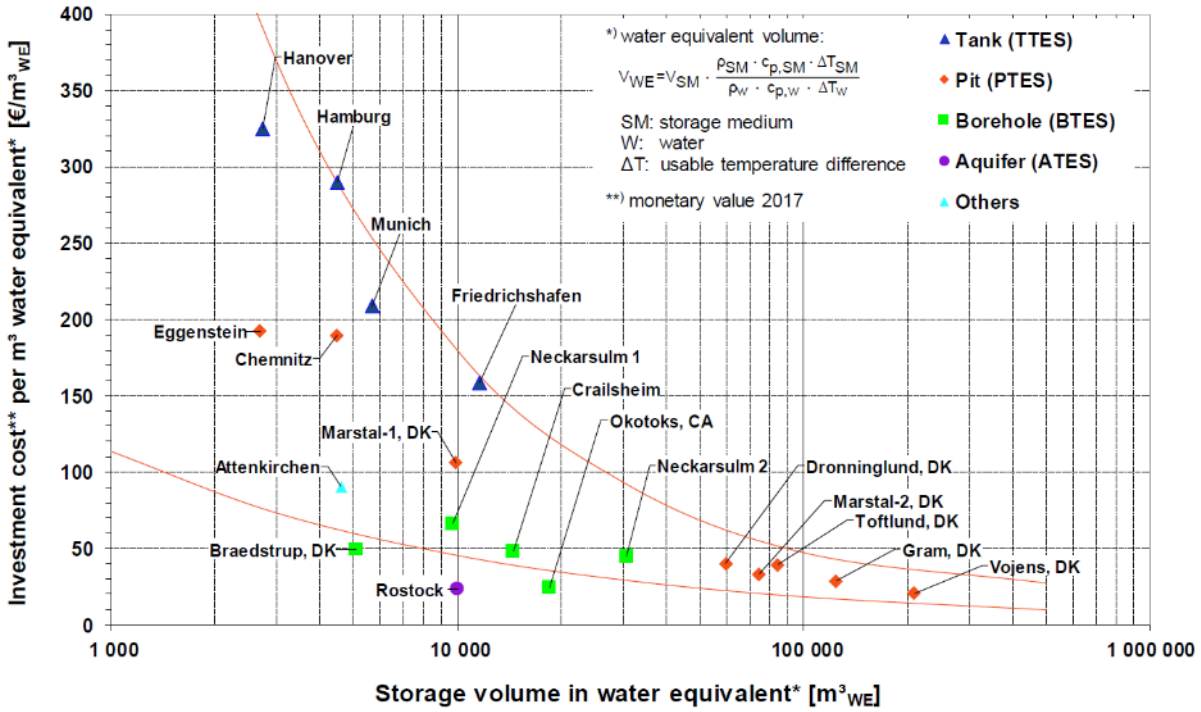
Wettbewerbsfähigkeit von saisonalen Wärmespeichern:

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit ist die Langzeit-Wärmespeicherung gegenwärtig bis auf wenige Ausnahmen nur durch sensible Wärmespeicher als Saisonspeicher wirtschaftlich darstellbar und konkurrenzfähig. Grundsätzlich sind Saisonalspeicher von dem Dilemma betroffen, dass die Wirtschaftlichkeit maßgeblich von der Zyklenanzahl bestimmt wird (Rathgeber 2016). Je größer die Zahl der Speicherzyklen ist, desto eher wird eine wirtschaftliche Betriebsweise eines Speichers erreicht. Per Definition ist ein saisonaler Wärmespeicher auf wenige Zyklen im Jahr beschränkt und die wirtschaftliche Betriebsweise ist im Regelfall nur durch Skaleneffekte und/oder gutes Effizienzverhalten erreichbar. Eine Übersicht der vier Speichertypen mit realisierten Speicherkosten (ohne MWST und Planungskosten) gibt Abbildung 94.

In früheren Jahren wurden Saisonalspeicher monovalent für die Speicherung der sommerlichen Solarwärme in die Heizperiode konzipiert. Neuere Speicherkonzepte sehen die Einbindung verschiedener

Energiequellen vor, die den Speicher gemeinsam nutzen (Multifunktionsspeicher, „smart district heating“). Es können so auch mehrere Lade-/Entladezyklen pro Jahr erreicht werden und die spezifischen Speicherkosten gesenkt werden.

Abbildung 94: Spezifische Investitionskosten für umgesetzte saisonale Wärmespeicher



Quelle Grafik: Solites

4.2.3 Dekarbonisierungsstrategien anhand von Modellnetzen

Strategien zur Dekarbonisierung bestehender Fernwärmenetze sind aufgrund der vorhandenen Heterogenität der Systeme schwer verallgemeinerbar. Jedes Fernwärmesystem hat seine eigenen charakteristischen Eigenschaften und viele davon sind historisch gewachsen. Trotzdem soll an dieser Stelle versucht werden, bestehende Systeme anhand einiger Kategorien zu strukturieren und am Beispiel eines repräsentativen Modellnetzes mögliche Dekarbonisierungsstrategien aufzuzeigen.

Auch wenn es sich bei den nachfolgend betrachteten Modellnetzen um reale Fernwärmesysteme handelt, basieren die skizzierten Dekarbonisierungsstrategien nicht auf einer vom jeweiligen Fernwärmeversorger entwickelten unternehmerischen Strategie. Es handelt sich vielmehr hierbei um denkbare Optionen aus Sicht des Forschungsnehmers für die Transformation des jeweils vor Ort vorhandenen Erzeugungsportfolios hin zu erneuerbaren Energien und Abwärme. Die grundlegenden Informationen für die Betrachtungen stammen aus öffentlich zugänglichen Quellen. Diese Informationen wurden im Regelfall durch Kontaktaufnahme mit den jeweiligen Versorgern verifiziert.

Die Systematisierung der betrachteten Wärmenetze orientiert sich einerseits an den von den Kartellämtern verwendeten Strukturklassen nach der **Trassenlänge** und andererseits an den **dominierenden Erzeugeranteilen**. Folgende Wärmenetzklassen werden nachfolgend betrachtet:

1. Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Braun- oder Steinkohle
2. Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Abfallverbrennung
3. Großes Wärmenetz im Wesentlichen erdgasbasiert
4. Großes Wärmenetz mit einem wesentlichen Anteil Geothermie

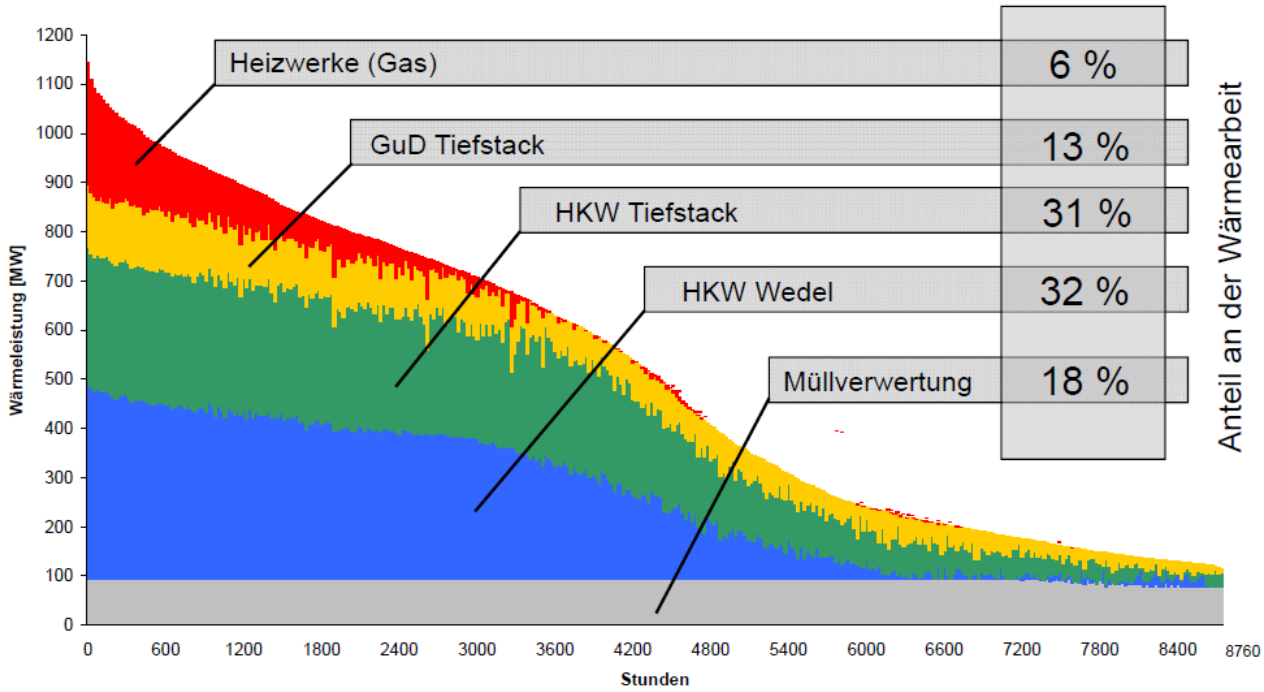
5. Kleines Wärmenetz in demografischer Wachstumsregion
6. Kleines Wärmenetz in demografischer Schrumpfungsregion
7. Kleinstnetz (städtisches Quartier)
8. Kleinstnetz (dörfliche Struktur)

Da über die bestehenden wenigen Großnetze nach der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts mehr als 80 % des Fernwärmeabsatzes stattfinden und hier zugleich in vielen Fällen die besonders klimaschädlichen Brennstoffe Stein- und Braunkohle eingesetzt werden, ist die Dekarbonisierung dieser Wärmenetze besonders dringlich.

4.2.3.1 Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Braun- oder Steinkohle

Als **Beispiel für diesen Modelltyp dient das innerstädtische Fernwärmenetz der Freien und Hansestadt Hamburg**. In Abbildung 95 ist die Jahresdauerlinie der dortigen Fernwärmeversorgung dargestellt. Die Abfallverbrennung bildet mit einem 18 %-igen Anteil an der Wärmearbeit einen Sockel, der die Grundlast im System nahezu abdeckt. In der Einsatzreihenfolge schließen sich dann die beiden mit Steinkohle befeuerten Heizkraftwerke Wedel und Tiefstack an, die gemeinsam etwa 63 % der Wärmearbeit bereitstellen. Darauf folgt in der Mittellast das mit Erdgas betriebene GuD-Heizkraftwerk Tiefstack und mit einem Anteil von 6 % Gaskessel zur Abdeckung der Spitzenlast. Erneuerbare Energien sind abgesehen von den biogenen Fraktionen aus der Abfallverbrennung bisher nicht integriert.

Abbildung 95: Vereinfachte Jahresdauerlinie im Fernwärmenetz Hamburg



Quelle: Vattenfall Wärme Hamburg GmbH

Die jährliche Fernwärmeerzeugung im System beträgt etwa 4.000-4.500 GWh bei einer installierten Erzeugerleistung (ohne das neue mit Erdgas betriebene Heizwerk Haferweg) von etwa 1.750 MW_{th}. Nicht in der Jahresdauerlinie aufgeführt ist der Elektrokessel mit einer Leistung von 45 MW_{th}, der im Jahr 2018 am Standort des ehemaligen Heizkraftwerks Karoline am Messegelände im Rahmen des vom Bund geförderten Projektes „Norddeutsche Energiewende -NEW 4.0“ installiert wurde. Bislang

kommt dieser Elektrokessel jedoch nun an sehr wenigen Stunden pro Jahr zum Einsatz und trägt nur marginal zur Fernwärmearbeit bei. Bei der Errichtung des Kessels im Jahr 2018 handelt es sich um den Ersatz eines bestehenden 40 MW_{th} E-Kessels am gleichen Standort, der jedoch ebenfalls über viele Jahre kaum zum Einsatz kam.

Das Wärmenetz besteht grob aus drei Netzteilen (West/Mitte/Ost) mit einer Trassenlänge von insgesamt etwa 860 km. Die Netztemperatur (Vorlauf) liegt im Auslegungsfall (Winter) bei 136°C, der Rücklauf bei etwa 55°C. Die Spitzenleistung liegt bei etwa 1.200 MW.

In den Annahmen zur Entwicklung eines beispielhaften Transformationspfades ist hinterlegt, dass der Wärmeabsatz in etwa gleichbleibt, da sich die Effekte eines sinkenden Wärmebedarfs mit den Effekten des Netzausbaus und der Netznachverdichtung in etwa ausgleichen (BET 2015). Für die Berechnung der Erzeugungsanteile des Fernwärmemixes wird eine jährliche Wärmeerzeugung von 4.500 GWh angesetzt.

Basierend auf dem Gutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg wird davon ausgegangen, dass die Fernwärme bis 2050 „nahezu CO_2-frei“ werden muss, um die energiebedingten CO_2-Emissionen in Hamburg gegenüber 1990 um 80 % zu reduzieren (Groscurth et al. 2010).

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020:

Für das Stützjahr 2020 wird davon ausgegangen, dass die Erzeugerstruktur mit Ausnahme der Inbetriebnahme des Heizwerks Haferweg unverändert gegenüber dem Status-Quo (2019) bleibt. Die installierte Anschlussleistung beträgt inklusive HW Haferweg etwa 1.900 MW. Die Auslegungsspitzenlast von 1.500 MW ist damit deutlich überbesichert. Aus den kalkulierten Vollbenutzungsstunden werden die prozentualen Erzeugungsanteile für das Jahr 2020 ermittelt.

Die Müllverbrennungsanlage „Borsigstraße“ hat mit 7.500 Vollbenutzungsstunden die höchste Auslastung. Sie deckt die Grundlast. Mit 6.200 Vollbenutzungsstunden weist der Gas- und Dampfprozess des Kraftwerksblock Tiefstack ebenfalls sehr hohe Laufzeiten auf. Zusammen mit den kohlebasierten Erzeugereinheiten wird die Mittellast abgedeckt. Die Spitzenlast wird durch die Erdgas-Kessel abgedeckt, die bei kalkulierten 200 Vollbenutzungsstunden nur einen Anteil von etwa 4 % an der Fernwärmeerzeugung ausmachen[60].

Insgesamt beträgt der erneuerbare Anteil an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2020 etwa 9 % (biogener Anteil der Müllverbrennung), 91 % werden fossil bereitgestellt.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Dem Transformationspfad für das Jahr 2030 liegt die Annahme zu Grunde, dass die kohlebasierten Kraftwerksblöcke vom Netz getrennt sind und der beschlossene Kohleausstieg (Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg 21.05.19) erfolgreich umgesetzt wurde. Zunächst wird das Heizkraftwerk Wedel bis 2025 vom Netz gehen, in weiterer Folge die kohlebasierten Kraftwerksblöcke von Tiefstack. Demnach fallen durch den Abgang des Kraftwerks Wedel und Tiefstack insgesamt 725 MW an Wärmeleistung weg, die durch neue Erzeugereinheiten aufgefangen werden müssen.

Für die Berechnung des Stützjahres 2030 wurden eine Reihe an Annahmen getroffen, wie die beiden Kohlekraftwerke ersetzt werden. Die Annahmen setzen im Wesentlichen auf den im öffentlichen Diskurs - teilweise bereits in Planung - befindlichen Ersatzlösungen auf und entsprechen weitestgehend der sogenannten „Südvariante“ (Beckereit 2019).

- 110 MW aus MVB (Rugenberger Damm und ZRE)

[60] Die gegenüber der Vattenfall-Grafik unterschiedlichen Deckungsbeiträge ergeben sich aus einer unterschiedlichen kumulierten Wärmeerzeugung

- 60 MW aus industrieller Abwärme (Aurubis Strang 2/3+ Hafengebiet)
- 400 MW aus Erdgas-KWK (GUD-Dradenau, Erdgas-BHKW)
- 100 MW aus Wärmepumpen (Dradenau)
- 50 MW aus Biomasse (ZRE, Biomethan-BHKW)
- 20 MW aus Solarthermie (ca. 28.000 m^2)

In Summe werden 740 MW an Erzeugerleistung den Wegfall der Kohlekraftwerke bis 2030 kompensieren. Die Nettoerzeugerleistung steigt leicht an auf 1.945 MW.

Als Randbedingungen für die Kalkulation der Vollbenutzungsstunden des Erzeugerparks wird davon ausgegangen, dass sich die Grund- und Spitzenlast gegenüber 2020 unwesentlich ändert. Die Grundlast wird auf etwa 200 MW abgeschätzt (vgl. Abbildung 95) und kann durch die Müllverbrennungsanlagen und die Industrieabwärme gedeckt werden.

Die Vollbenutzungsstunden der Müllverbrennungsanlagen bleiben – trotz Zunahme der installierten Leistung auf 215 MW – unverändert bei 7.500. Durch die Integration von großen Multifunktions-Speichern (Aquifer Dradenau sowie große Tages- und Wochenpufferspeicher) in das Fernwärmenetz wird unterstellt, dass die industrielle Abwärme zu einem großen Teil auch während der Sommermonate im Netz bzw. in den Speichern untergebracht werden kann. Die Vollbenutzungsstunden sind mit 7.000 kalkuliert. Ein wesentlicher Anteil kann durch die Kombination der Wärmepumpen mit nachgelagerten KWK-Anlagen (GUD-Dradenau) sowie Biomasseheiz(kraft-)werke (ZRE) erfolgen. Die Geothermie spielt aufgrund ihrer sehr hohen Investitionskosten (noch) keine Rolle. Diese Annahme deckt sich mit den meisten veröffentlichten Studien und Gutachten zur mittelfristigen Fernwärmeversorgung Hamburgs.

Bei einer unveränderten Spitzenlast verbleiben etwa 200 Vollbenutzungsstunden für die Erdgas-Spitzenlastkessel. Die Vollbenutzungsstunden von P2H-Anlagen steigen auf 100. Ein Ausbau von elektrischen Speichern, der Netzausbau sowie ein erhöhter Strombedarf schränken die Zeiten eines regenerativen Stromüberschusses, der nicht im Stromnetz selbst ausgeglichen werden kann, stark ein.

In Summe lassen sich die **erneuerbaren Anteile (inkl. Abwärme)** bis zum Jahr 2030 durch den Ersatz von Wedel und Tiefstack **auf 44 % erhöhen**, wenn man von einem erneuerbaren Anteil des bezogenen Stroms von 60 % ausgeht. Der zugrunde gelegte Anteil von 60 % erneuerbaren Energien am Strombezug ist angesichts des offiziellen Ziels der Bundesregierung von 65 % für das Jahr 2030 als konservativ anzusehen. Der **fossile Anteil von 56 %** besteht im Wesentlichen aus den erdgasbasierten KWK-Anlagen.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für die Berechnung der Erzeugeranteile des Stützjahres 2040 wurde angenommen, dass auch der GUD-Kraftwerksblock sowie der Gaskessel des verbleibenden Kraftwerkteils Tiefstack vom Netz gehen. Damit fallen 140 MW Leistung an Kraft-Wärme-Kopplung und 320 MW an Spitzenlastkesseln weg. Die 460 MW Leistungsabgang werden kompensiert durch den Zubau folgender Erzeugungseinheiten:

- 15 MW industrielle Abwärme im Stadtgebiet
- 150 MW Wärmepumpen
- 450 MW Elektrokessel
- 20 MW Solarthermie
- 50 MW Biomasse
- 80 MW Geothermie

Es wird davon ausgegangen, dass sich zwei Veränderungen bis zum Jahr 2040 begünstigend auf die Marktdurchdringung von Wärmepumpen im Fernwärmemarkt auswirken: zum einen werden die benötigten Vorlauftemperaturen durch Sanierungs- und Neubaumaßnahmen sukzessive abgesenkt werden, zum anderen werden Hochtemperatur-Wärmepumpen mit Vorlauftemperaturen bis über 100 °C durch neue Kältemittel und Verdichtertechnologien Stand der Technik sein. Dadurch wird eine direkte Einspeisung in Fernwärmenetze durch eine Wärmepumpenkaskade möglich und steht grundsätzlich ganzjährig zur Verfügung. Es wird unterstellt, dass im Jahr 2040 insgesamt 250 MW an thermischer Wärmepumpenleistung im Hamburger Fernwärmenetz installiert ist.

Durch den Wegfall von 460 MW an Spitzenlastbesicherung müssen geringinvestive Ersatzlösungen integriert werden. Da P2H-Anwendungen sowohl stromnetzdienlich als auch spitzenlastsicher eingesetzt werden können, wird angenommen, dass 450 MW an P2H-Anwendungen den Ausfall der Spitzenlastbesicherung übernehmen. Die kalkulierten Vollbenutzungsstunden steigen aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor an, bleiben jedoch aufgrund des ebenfalls stark ansteigenden Verbrauchs von regenerativem Strom (Mobilität, P2X) auf wenige Tage im Jahr beschränkt.

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass bis 2040 mit 80 MW etwa die Hälfte des erschließbaren Potentials zur direkten Geothermienutzung installiert ist. Die installierbare thermische Leistung im Landesgebiet Hamburg kann mit etwa 160-180 MW abgeschätzt werden (Sandrock et al. 2016).

Für die Integration weiterer 20 MW an solarthermischer Leistung müssen etwa 28.000 m^2 an Freiflächen im Randgebiet der Metropolregion für Solarthermie genutzt werden.

In Summe liegt die **installierte Leistung der Wärmeerzeugung bei 2.250 MW**. Aufgrund der zunehmenden Anzahl an erneuerbaren und volatilen Wärmeerzeuger mit begrenzter Spitzenlastfähigkeit, nimmt die „Überbesicherung“ gegenüber 2030 zu.

Mit der Geothermie kommt ein weiterer Grundlasterzeuger zu den ohnehin bestehenden Engpässen während der Sommermonate hinzu. Auch ein stetiger Zubau an Speicher- und Flexibilisierungsoptionen wird den sommerlichen Wärmeüberschuss nicht zur Gänze ausgleichen können. Es wird daher angenommen, dass sich die Vollbenutzungsstunden der Grundlastversorger durch vermehrten Teillastbetrieb auf etwa 6.500 reduzieren.

Die begrenzte Abnahme im Sommer und die limitierten Speicherkapazitäten wirken sich auch auf die Vollbenutzungsstunden der Mittellast-Deckung aus. Die Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpen und Biomassenanlagen werden ebenfalls sinken. In der Kalkulation erreichen die Wärmepumpen durchschnittlich 5.800 Vollbenutzungsstunden, die Biomasseanlagen sogar nur 3.000 Vollbenutzungsstunden. Die Vollbenutzungsstunden von Erdgas-KWK-Anlagen reduzieren sich auf etwa 500. Die Spitzenlastbesicherung durch Erdgas-Kessel erfolgt in 100 Vollbenutzungsstunden.

Im Jahr 2040 könnte das Hamburger Fernwärmenetz somit auf Basis der eben vorgestellten möglichen Einsatzplanung zu **etwa 72 % aus erneuerbaren Energien versorgt werden**. Der **Anteil an fossiler Bereitstellung reduziert sich auf 28 %.** Diese Erzeugungsanteile lassen sich realisieren, wenn der deutsche Strommix im Jahr 2040 zu 80 % aus erneuerbaren Energien besteht.

<u>Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:</u>

Für die Berechnung der Erzeugeranteile des Stützjahres 2040 wurde angenommen, dass sämtliche erdgasbasierten Spitzenlastkessel vom Netz gehen. In Summe sind das 590 MW. Durch die insgesamt kleinteiligere Erzeugstruktur und große Kapazitäten im P2H-Bereich sowie im Bereich der Gas-KWK kann dieser Abgang der Spitzenlastabsicherung verkraftet werden. Optional wäre an Stelle einer Stilllegung auch eine Umrüstung auf Biogas denkbar. Aus Effizienzgründen wird angenommen, dass eine Umrüstung von KWK-Anlagen gegenüber reinen Gaskesseln bevorzugt wird.

In der weiteren Logik der Betrachtung werden die bislang erdgasbasierten KWK-Anlagen derart umgerüstet, dass sie mit synthetischen Brennstoffen betrieben werden können. Der Wegfall der 590 MW Erzeugerleistung wird weitestgehend kompensiert durch den Zubau von folgenden Erzeugereinheiten

- 30 MW industrielle Abwärme
- 50 MW Wärmepumpen
- 250 MW P2H-Anwendungen
- 20 MW Solarthermie
- 80 MW Geothermie

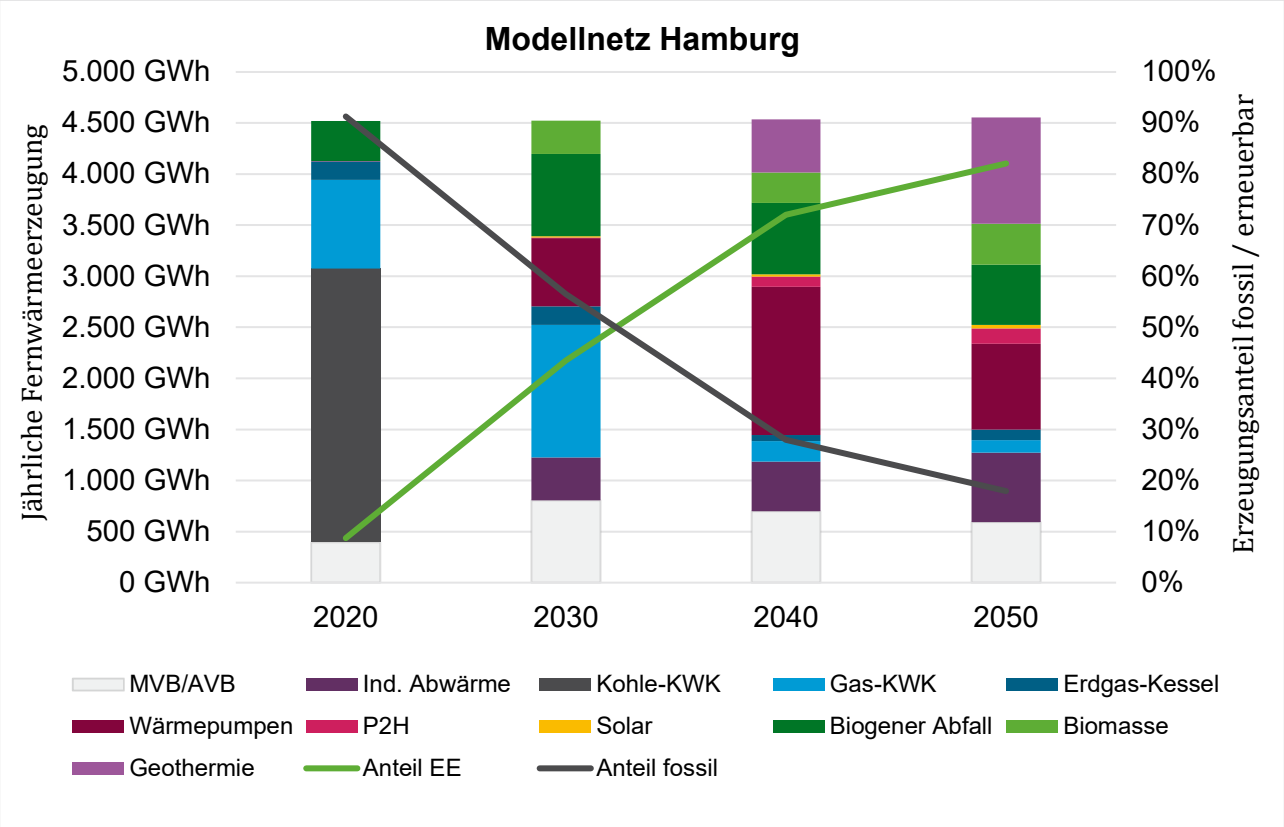
Die in Summe **installierte Leistung des Erzeugerparks von 2.190 MW** ist in der Lage, die Spitzenleistung von 1.200-1.500 MW jederzeit bereitstellen zu können. Ferner ist es rechnerisch ausreichend, im Zeitraum zwischen 2040 und 2050 lediglich 50 MW an Wärmepumpenleistung zuzubauen. Aufgrund sinkender Vollbenutzungsstunden ist eine Vorhaltung größerer Leistungen durch Wärmepumpen nicht zwangsläufig vorteilhaft.

Der unterstellte Ausbau von 250 MW an P2H-Anwendungen auf insgesamt 750 MW dient der Spitzenlastvorhaltung und Bereitstellung von Flexibilisierungsoptionen für das Stromnetz.

Durch den konsequenten Ausbau der Geothermie auf insgesamt 160 MW sind in Summe 480 MW an Grundlasterzeugern am Netz. Bei etwa 200 MW Grundlast im Sommer besteht ein Speicherbedarf von insgesamt 280 MW. Das entspricht etwa dem Faktor 10 gegenüber dem in Planung befindlichen Aquiferwärmespeicher an der Dradenau. Auch Erdbeckenwärmespeicher erreichen große Dimensionen, wenn sie Speicherleistungen von mehr als 30 MW aufbringen müssen. Es ist vor diesem Hintergrund davon auszugehen, dass die Vollbenutzungsstunden der Grundlasterzeuger weiter sinken müssen. Da die Müllverbrennungsanlagen die einzigen verbleibenden Erzeuger mit fossilem Anteil im Netz sind, müssten diese konsequenter Weise zur Minimierung des fossilen Wärmeerzeugungsanteils in den Laufzeiten begrenzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Müllverbrennungsanlagen nicht länger als 5.500 Vollbenutzungsstunden erreichen (dürfen). Da Müllverbrennungsanlagen „müllgeführt“ betrieben werden ist es erforderlich, dass durch eine Erhöhung des Recyclinggrads die Müll-Brennstoffmengen reduziert werden. Eine andere Option bestünde darin, einen Teil des zur Verbrennung vorgesehenen Mülls nach einer entsprechenden Vorbehandlung in pelletierter Form zu lagern und erst während der Heizperiode der Verbrennung zuzuführen. Dieses Verfahren wird beispielsweise in Malmö (Schweden) angewandt. In der Praxis erfordert dies jedoch große Lagerflächen, die im Bereich der Freien und Hansestadt Hamburg sehr knapp und entsprechend teuer sind. Zudem würde sich dadurch der Anteil des Mülls (und damit auch der fossile Anteil insgesamt) nicht verringern.

Insgesamt ließe sich bis zum Jahr 2050 somit durch den skizzierten Transformationspfad eine **Erhöhung des erneuerbaren Anteils an der Fernwärmeversorgung auf 82 % realisieren** (siehe Abbildung 96). Um weitere 2 % ließe sich der Anteil erhöhen, wenn man zusätzlich die Erdgas-Spitzenlastkessel auf erneuerbare Gase umstellen würde oder weitere Spitzenlast über Elektrokessel bereitgestellt wird. Der dann verbleibende **fossile Anteil an der Fernwärmeerzeugung von 18 % stammt ausschließlich aus den Müllverbrennungsanlagen**.

Abbildung 96: Transformationspfad für das Modellnetz Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung

Es lässt sich zusammenfassend festhalten, dass unter den gesetzten Randbedingungen die Transformation des Fernwärmenetzes Hamburg hin zu großen Teilen erneuerbarer Wärmeerzeugung gelingen kann. Es zeigt sich weiterhin, dass leistungsstarke Pufferspeicher sowie großskalige Saisonalspeicher große Bedeutung für die Integration der erneuerbaren Wärmequellen haben.

Die meisten Aspekte der hier skizzierten Dekarbonisierungsstrategie sollten sich auch auf andere Großnetze mit einem wesentlichen Anteil an Braun- oder Steinkohle übertragen lassen. Nicht in jedem Fall werden sich jedoch – wie hier im Fall der Freien und Hansestadt Hamburg – große Potenziale an industrieller Abwärme finden lassen. So ist beispielsweise in Berlin vergleichsweise wenig Industrie vorhanden. Hier kommen dann andere Optionen, wie etwa Großwärmepumpen zur Nutzung von Umgebungswärme in stärkerem Ausmaß in Betracht.

4.2.3.2 Großnetz mit einem wesentlichen Anteil an Abfallverbrennung

Ein Beispiel für ein Großnetz mit einem hohen Anteil an Abfallverbrennung ist das **Fernwärmesystem der Stadtwerke Neumünster**. Das Fernwärmenetz hat eine Trassenlänge von etwa 150 km, die in das Netz eingespeiste Wärme beträgt knapp 440 GWh/a. Etwa 20.000 Wohneinheiten sowie öffentliche und gewerbliche Gebäude werden durch die Stadtwerke Neumünster mit Fernwärme versorgt. Zur Strom- und Wärmeerzeugung betreiben die Stadtwerke Neumünster eine MVA in Kombination mit einer thermischen Ersatzbrennstoff-Verwertungsanlage (TEV). Der Ersatzbrennstoff (EBS) stammt aus dem Restmüll der umliegenden Landkreise und wird nach einer Vorbehandlung in einer mechanisch-biologischen Anlage zu Brennstoff verpresst. Dieser Brennstoff wird dann in einer speziellen Feuerungsanlage verwertet. Den Stadtwerken Neumünster (SWN), die sich seit 2010 wieder zu 100 % in kommunaler Hand befinden, kommt als Grundversorger eine bedeutende Rolle beim Klimaschutz zu.

Im Jahr 2016 wurde ein integriertes Klimaschutzkonzept (IKSK) für die Stadt Neumünster angefertigt (Röpken et al. 2016). Das IKSK zeigt „ambitionierte aber realistische Ziele, Strategien und Maßnahmen zum Klimaschutz und zur Energieeffizienz für die Stadt Neumünster auf" (Röpken et al. 2016). In dem nachfolgenden Transformationspfad für eine weitestgehende Dekarbonisierung der Fernwärme bis 2050 wurden Ergebnisse und Potentiale aus der Studie zur Orientierung verwendet.

Grundsätzlich bieten sich in dieser Netzkategorie die gleichen Optionen zur Transformation der Erzeugung wie in dem kohlebasierten Großnetz. Jedoch bedarf es hier deutlich höherer Anreize, um den Strukturwandel zu befördern. Auf Seiten der Stadtwerke Neumünster dürfte der unmittelbare Anreiz, das bisherige Erzeugungsportfolio wesentlich zu verändern, nicht sehr ausgeprägt sein. Sowohl der EBS-Brennstoff als auch der Brennstoff Kohle sind vergleichsweise preiswert und ermöglichen so wettbewerbsfähige Endkundenpreise bzw. auskömmliche Renditen.

Dazu kommt, dass der Primärenergiefaktor des Wärmenetzes durch die KWK und den abfallbasierten Brennstoff den minimal möglichen Wert von 0,0 aufweist und somit nicht zu verbessern ist.[61] Auch der CO_2-Emissionsfaktor ist nach der in der Fernwärmebranche üblichen Berechnungsmethodik nach FW 306 Teil 6 trotz des Einsatzes von Kohle mit einem Wert von 164 g/kWh in einem vergleichsweise günstigen Bereich, da die abfallbasierte Wärme mit einem brennstoffbezogenen Primärenergiefaktor von 0 in die Berechnung eingeht. Die amtliche Statistik verwendet hier andere Verfahren, die zu einem höheren CO_2-Wert führen würden. Dies spielt jedoch in der Unternehmenskommunikation keine Rolle.

Im Jahr 2016 wurde bei den Stadtwerken Neumünster eine Power-to-Heat-Anlage mit 20 MW thermischer Leistung installiert[62], um langfristig den Brennstoff Kohle ablösen zu können. Jedoch wurde diese Anlage bisher nicht in Betrieb genommen, da sich kein Geschäftsmodell dafür findet.[63]

Die Wärmeerzeugung basiert nach der Bescheinigung des Wärmenetzbetreibers nach EEWärmeG[64] zu 61 % auf abfallbasierten Ersatzbrennstoffen. Weitere 26 % der Fernwärmeeinspeisung erfolgt im Heizkraftwerk über fossile Brennstoffe. Daneben wird auch Steinkohle als weiterer Brennstoff in Kohlekesseln eingesetzt.[65] Der unterstellte Anteil der Kohlekessel für das Stützjahr 2020 wird entsprechend der Bescheinigung aus dem Jahr 2018 fortgeschrieben und liegt bei etwa 13 %. Die maximale Wärmeleistung aus dem Netz wird auf etwa 200 MW abgeschätzt. Aus den öffentlich-zugänglichen Informationen zu Erzeugereinheiten und Deckungsanteilen, wurden Leistungswerte und Vollbenutzungsstunden angenommen.

Die Vollbenutzungsstunden wurden so gewählt, dass unter den festgehaltenen Leistungswerten die Erzeugungsanteile etwa der Bescheinigung des Wärmenetzbetreibers entsprechen. Darin sind die Istwerte zwischen 2015-2017 als Datenbasis enthalten. Im Mittel werden demnach knapp 439 GWh/a in das Wärmenetz eingespeist, wovon

- 34 % aus dem nicht erneuerbaren Anteil der TEV-Anlage
- 27 % aus dem biogenen Anteil der TEV-Anlage
- 26 % aus fossilen Brennstoffen innerhalb der TEV-Anlage (z.B. Heizwassererzeuger)

---

61 https://www.stadtwerke-neumuenster.de/fileadmin/swn.net/media/energie/fernwaerme/151030_Zertifikat_Fernwaermenetz.pdf

62 https://www.kn-online.de/Nachrichten/Schleswig-Holstein/Stadtwerke-Neumuenster-Schluss-mit-dem-Wegwerfstrom

63 https://www.youtube.com/watch?v=F77GHL3BfRI

64 https://www.stadtwerke-neumuenster.de/fileadmin/swn.net/media/energie/fernwaerme/swn-fernwaerme/Bescheinigung_nach___10_Abs_3_EeWaermeG.pdf

65 https://www.stadtwerke-neumuenster.de/fileadmin/swn.net/media/energie/fernwaerme/swn-fernwaerme/Bescheinigung_nach___10_Abs_3_EeWaermeG.pdf

- 13 % aus anderen Wärmeerzeugern (Kohle-Kessel) stammen.

Die Müllverbrennungsanlage wurde mit 7.850 Vollbenutzungsstunden angesetzt[66] und bedient als Grundlastversorger ganzjährig die Wärmenachfrage. Von kalkulierten 437 GWh an Wärmeerzeugung werden knapp 267 GWh von der Müllverbrennungsanlage bereitgestellt. 56 % davon werden als fossil eingestuft, 44 % als biogen.

Mit 2.300 Vollbenutzungsstunden besitzen erdgasbasierte Kesselanlagen die zweithöchsten Vollbenutzungsstunden. Sie werden vornehmlich im Mittellastbereich eingesetzt. Die verbleibenden 13 % an Spitzenleistung werden durch Kohlekessel bereitgestellt, die auf etwa 550 Vollbenutzungsstunden kommen.

Es zeigt sich für den in das Jahr 2020 fortgeschriebenen „Ist-Zustand“ ein **erneuerbarer Anteil an der gesamten Fernwärmeerzeugung von 27 %.** Dieser Anteil stammt ausschließlich aus dem biogenen Anteil der Müllverwertung. **73 % der Wärmeerzeugung werden dementsprechend durch fossile Brennstoffe** bereitgestellt.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Auf Basis der prognostizierten Wärmebedarfsänderung (siehe IKSK) wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2020 um 10 % reduziert. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass sich die Fernwärmeerzeugung in Summe ebenfalls um 10 % reduziert. Die Fernwärmeerzeugung beträgt im Stützjahr 2030 somit etwa 395 GWh/a.

Es wird unterstellt, dass die Kohlekessel bis zum Jahr 2030 vollständig vom Netz getrennt sind. Die 100 GW Leistungsabgang werden kompensiert durch folgende, spitzenlastfähige Ausgleichsmaßnahmen:

- Bei Spitzenlast 15 MW an weiterer Wärmeauskopplung in der TEV (auf Kosten der Stromerzeugung)
- 30 MW durch Erdbeckenspeicher[67]
- 20 MW P2H (z.B. Heizstab in Verbindung mit Saisonalspeicher)
- 20 MW durch Biomasse
- 20 MW durch Groß-Wärmepumpe (z.B. Umgebungswärme, Klärwerk)[68]
- 10 MW durch Solarthermie (14.285 m^2)

Es wird davon ausgegangen, dass sich parallel zum Wärmeabsatz auch die Spitzenlast reduziert. Bei einer Spitzenleistungsreduktion auf etwa 190 MW würde eine installierte Erzeuger-Leistung von 174 MW (+30 MW Erdbeckenspeicher + Option auf zusätzliche 15 MW Wärmeauskopplung TEV) ausreichen. Der Leistungsabgang durch den Wegfall der Kohle-Kessel kann dadurch vollständig ersetzt werden.

Für die Stadt Neumünster besteht nach Angaben des IKSK langfristig ein Geothermiepotential. Hierzu liegt zusätzlich eine Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2006 vor. Daraus geht hervor, dass zwar ein Potential besteht, diese Potentiale aber bis 2030 nicht sinnvoll erschließbar sind (Röpken et al. 2016). Aus diesem Grund ist die Tiefen-Geothermie erst ab dem Stützjahr 2040 berücksichtigt. Es ergibt sich unter den getroffenen Annahmen für das Stützjahr 2030 eine Erzeugerstruktur gemäß Abbildung 97.

---

66 https://www.stadtwerke-neumuenster.de/unternehmen/presse/pressemeldungen/meldung/news/tev-sorgt-fuer-stetige-waerme-in-neumuenster-1/

67 https://www.shz.de/lokales/holsteinischer-courier/stadtwerke-wollen-bundesweit-erste-erdbeckenwaermespeicher-realisieren-id25784862.html

68 Annahme: Die Netzkonversion von Dampf auf Heißwasser ist in weiten Netzteilen umgesetzt

Durch einen höheren Anteil der Wärmeauskopplung im Notfall steigt die Anschlussleistung der TEV auf etwa 50 MW. Die kalkulierten Vollbenutzungsstunden unter Verwendung der planmäßigen Anschlussleistung von 34 MW reduzieren sich trotz des Erdbeckenspeichers wegen einer geringeren Grundlast auf etwa 6.500. Die Einsatzzeiten der Erdgas-Kessel reduzieren sich durch den Zubau der Biomasse-Anlagen und durch die Großwärmepumpe(n) in Zusammenhang mit dem Saisonalspeicher auf etwa 500 Vollbenutzungsstunden.

Die Biomasseanlagen kommen auf etwa 2.100 Vollbenutzungsstunden, die Wärmepumpen erfahren mit 4.700 Vollbenutzungsstunden eine gute Auslastung.

Die Solarthermieanlage überträgt mit kalkulierten spezifischen Systemerträgen von 400 kWh/m² über das Jahr etwa 5.700 MWh[69] an das Fernwärmenetz.

Der Wegfall der Kohle-Kessel bewirkt ein Ansteigen des erneuerbaren Anteils der Fernwärmeerzeugung von 27 % auf über 52 %. Der fossile Anteil an der Wärmeerzeugung beträgt für den skizzierten Transformationspfad im Jahr 2030 noch etwa 48 %.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für das Stützjahr 2040 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2030 um weitere 10 % reduziert. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass sich die Fernwärmeerzeugung in Summe ebenfalls um 10 % reduziert. Die Fernwärmeerzeugung beträgt im Stützjahr 2040 etwa 356 GWh/a.

Im Jahr 2040 kommt in der Fernwärmeerzeugung kein Gas mehr zum Einsatz. Der Wegfall von 50 MW erdgasbasierter Wärmeleistung wird kompensiert durch den Zubau von

- 5 MW Geothermie
- 30 MW P2H-Anwendung (Elektrokessel, Groß-Wärmepumpe)
- 10 MW Solarthermie (ca. 14.285 m²)

Die Anschlussleistung des Erzeugerparks zur Fernwärmeerzeugung beträgt im Stützjahr 2040 169 MW und reduziert sich gegenüber 2030 um 5 MW. Für die weiteren Betrachtungen wird unterstellt, dass die Konversion vom Dampfnetz in ein Heißwassernetz im Jahr 2040 vollständig abgeschlossen ist. Eine Kaskade von Wärmepumpen wäre in der Lage, maximale Netztemperaturen von unter 100°C (nahezu) jederzeit bedienen zu können.

Mit Ausnahme der Müllverbrennungsanlage sind im Jahr 2040 alle Fernwärmeerzeuger regenerativ. Im Umkehrschluss heißt das, dass der erneuerbare Anteil im Fernwärmenetz nur weiter gesteigert werden kann, indem die Laufzeit der Müllverbrennungsanlage reduziert wird oder der biogene Anteil des Mülls erhöht wird. In der weiteren Kalkulation der Vollbenutzungsstunden wurde davon ausgegangen, dass der biogene Anteil des Mülls nicht ohne Weiteres erhöht werden kann und somit die Vollbenutzungsstunden auf 5.300 sinken. Die Geothermie-Anlage wird ebenfalls auf 5.300 Vollbenutzungsstunden gefahren. Die Wärmepumpen und Biomasse-Anlagen stellen einen Großteil der Mittel- und Spitzenleistung bereit und kommen auf etwa 3.200 bzw. 1.500 Vollbenutzungsstunden. Die Solarthermie liefert über das Jahr knapp 11.500 MWh an das Fernwärmenetz und trägt zu etwa 3 % der Fernwärmeerzeugung bei.

Durch den regenerativen Ersatz der erdgasbasierten Fernwärmeerzeugung und der Laufzeitreduzierung der MVA, steigt der erneuerbare Anteil der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 auf etwa 66 % an. Der verbleibende fossile Anteil von 34 % stammt ausschließlich aus der Müllverbrennung.

[69] Umrechnungsfaktor von 700 W/m² >> eine Anschlussleistung von 10 GW entsprechen 14.285 m² Kollektorfläche

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Für das Stützjahr 2050 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2040 um weitere 5 % reduziert. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass sich die Fernwärmeerzeugung in Summe ebenfalls um 5 % reduziert. Die Fernwärmeerzeugung beträgt im Stützjahr 2050 etwa 338 GWh/a, die installierte Erzeugerleistung beträgt durch den Zubau von 5 MW Geothermie und 10 MW Solarthermie in Summe 184 GW.

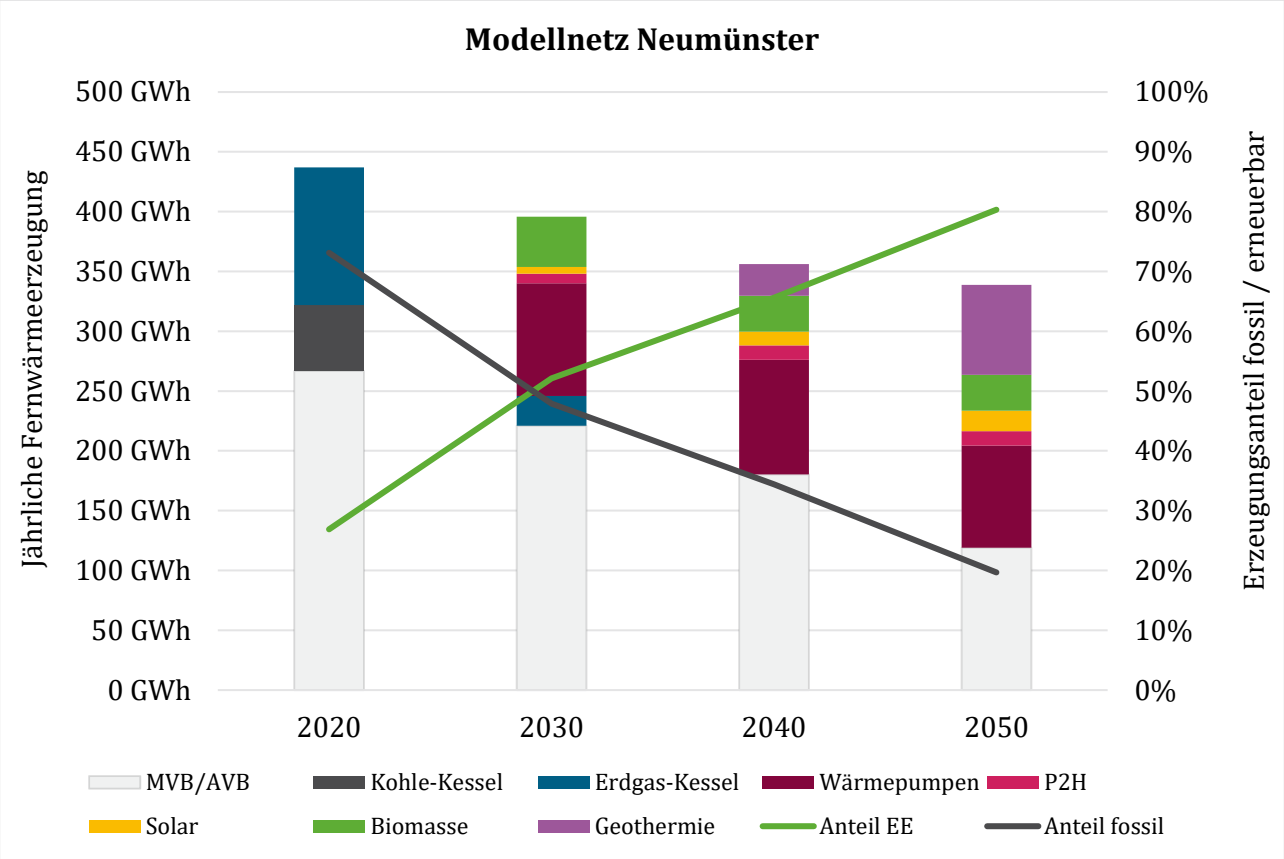
Bereits im Stützjahr 2040 konkurrieren die Müllverbrennungsanlage, die Geothermie und die Solarthermie im Sommer um die Grundlast. Das führt dazu, dass die MVA und die Geothermieanlage über das Jahr „nur“ 5.300 Vollbenutzungsstunden erreichen. Diese Konkurrenzsituation verschärft sich durch den Zubau von 5 MW Geothermie und 10 MW Solarthermie weiter. Die Leistungen der MVA, Geothermie und Solarthermie betragen in Summe 74 MW. Erfahrungswerte für „typische“ Lastprofile von Fernwärmenetzen ließen für das Fernwärmenetz im Jahr 2050 eine Grundlast von 20-30 MW erwarten.

Unter der Annahme einer Grundlast von 30 MW, würden während der Sommermonate zeitweise Überschussleistungen von etwa 44 MW auftreten. Der unterstellte Erdbeckenspeicher kann Leistungsspitzen von 44 MW nicht vollständig aufnehmen (max. 30 MW), weshalb eine Reduktion der Vollbenutzungsstunden der Geothermie- und Müllverbrennungsanlage zu erwarten wäre. Für eine Flexibilisierung und zur Aufrechterhaltung hoher Vollbenutzungsstunden wäre für die Geothermieanlage ein saisonaler Aquiferwärmespeicher nach dem Hamburger Vorbild denkbar. Unterstellt man dem Aquifer eine Einspeicherleistung von 15 MW, könnte der sommerliche Leistungsüberschuss rechnerisch aufgegangen werden. Die entsprechenden Kapazitäten von einigen Gigawattstunden stellen Aquiferwärmespeicher i. d. R. bereit.

Für die Zielerreichung eines möglichst hohen Anteils an regenerativer Fernwärmeerzeugung wurde der Aquiferwärmespeicher in das Fernwärmenetz integriert, um der Geothermieanlage zu einer Laufzeitverlängerung zu verhelfen. Gleichsam dient der Erdbeckenspeicher dazu, die sommerlichen Überschüsse aus der Solarthermie in die Heizperiode zu verschieben. Die Müllverbrennungsanlage kann ihre Wärme im Sommer nicht mehr im Netz unterbringen, da sämtliche Speicherkapazitäten bereits „belegt“ sind. Folglich reduzieren sich die Vollbenutzungsstunden zur Wärmeauskopplung der Müllverbrennungsanlage auf 3.500. Die Geothermieanlage läuft mit 7.500 Vollbenutzungsstunden quasi ganzjährig durch und trägt etwa zu 22 % der jährlichen Fernwärmeerzeugung bei. Die Solarthermie trägt mit etwa 17.000 MWh zu 5 % der Fernwärmeerzeugung.

Insgesamt erhöht sich der **regenerative Anteil an der Fernwärmeerzeugung durch die Laufzeitreduktion der Müllverbrennungsanlage auf 80 %.** Der **fossile Anteil von 20 %** entstammt dem nicht biogenen Anteil des Mülls (siehe Abbildung 97).

Abbildung 97: Transformationspfad für das Modellnetz Neumünster



Quelle: Eigene Darstellung

In den meisten Fällen resultiert der Anteil an Abfallverbrennung bei großen Netzen durch die im jeweiligen Versorgungsgebiet und dessen Umland anfallenden Abfallmengen. Die dadurch erzeugte Wärme deckt in der Regel die Grundlast des jeweiligen Wärmenetzsystems. In diesem Fall wurde für das Jahr 2050 angenommen, dass der Geothermie und der Solarthermie gegenüber der Müllverbrennung eine Priorisierung für die Netzeinspeisung eingeräumt werden. Ob diese Art von Merit-Order vor dem Hintergrund einer „must-run-Erzeugungseinheit“ tatsächlich umgesetzt wird, bleibt offen und hängt auch mit dem Einzugsgebiet der Müllverwertung und der zukünftigen Entwicklung des Müllaufkommens im Allgemeinen zusammen.

Grundsätzlich sollten sich viele Aspekte der hier für das Fernwärmesystem in Neumünster skizzierten Strategie auch auf andere Großnetze mit einem wesentlichen Anteil an Wärme aus Abfallverbrennung übertragen lassen. Die aus der Abfallverbrennung erzielte Wärme ist in der Regel für den Fernwärmeversorger gegenüber anderen Alternativen mit vergleichsweise niedrigen Kosten verbunden. Eine saisonale Speicherung dieser Wärme zur Synchronisation mit dem kundenseitigen Wärmebedarf könnte hier eine sinnvolle Option darstellen. Gleiches gilt für die Integration von Solarthermie und Geothermie.

4.2.3.3 Großes Wärmenetz im Wesentlichen erdgasbasiert

Große Wärmenetze weisen nach der Kategorisierung des Bundeskartellamts eine Trassenlänge zwischen 10 und 100 km auf. In der Sektoruntersuchung sind in dieser Wärmenetzklasse 65 Wärmenetze aufgeführt, die etwa 9 % des Fernwärmemarktes abdecken.

Diese Netze finden sich insbesondere in Mittelstädten mit Einwohnerzahlen von etwa 20.000 bis 100.000. Die Wärmedichte ist mittel bis hoch, das Bundeskartellamt gibt hier 2,9 MWh/m an.

Als **Beispielnetz für diese Netzkategorie kann das Wärmenetz der Stadtwerke Lemgo** in Ostwestfalen dienen. Hier betreiben die Stadtwerke Lemgo ein Versorgungsnetz mit einer Trassenlänge von insgesamt 58 km, das insgesamt etwa 1.550 Hausanschlussstationen versorgt. Über das Netz werden private Haushalte, öffentliche Gebäude und auch Industrie- und Gewerbebetrieb versorgt. Der Anschlusswert der Abnehmer im Fernwärmenetz beträgt etwa 120 MW_{th} und die Jahreshöchstlast ca. 65 MW_{th}. Die Netto-Wärmeerzeugung liegt bei etwa 150 GWh/a. Der größte Teil des Netzes wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 105 °C gefahren, lediglich ein kleineres Teilnetz mit etwa 2 km Länge weist eine Temperatur < 90 °C auf (Paar et al. 2013; AGFW 2013).

Auf der Erzeugungsseite sind zwei Erdgas-Heizkraftwerke mit einer Engpassleistung von 30 MW_{th} vorhanden, die vornehmlich im Winter betrieben werden. Dazu kommen sechs Erdgas-BHKWs mit insgesamt 12,4 MW_{th}, die zur Abdeckung der Grundlast dienen. Zur Abdeckung von Spitzenlasten und als Ausfallreserve stehen drei Erdgas-Heizwerke mit einer Gesamtleistung von 50 MW zur Verfügung.

Weiterhin sind seit November 2019 zwei Wärmepumpen in Betrieb. Eine Wärmepumpe (800 kW_{th}) wird zur Ladeluft- und Abgaskühlung (Kondensationswärme) eines BHKWs am Klärwerk genutzt, die andere Wärmepumpe (2.400 kW_{th}) nutzt Umgebungswärme aus dem Ablauf der Kläranlage.

Für die „BHKW-Wärmepumpe“ wurde der Standort am Klärwerk gewählt, weil dort ein entsprechend großes Betriebsgrundstück für das neu zu errichtende Wärmepumpengebäude zur Verfügung steht. Zudem befindet sich hier der notwendige Anschluss an das Fernwärmenetz. Auch die Auskopplung der bislang nicht genutzten BHKW-Wärme kann nur hier stattfinden – ebenso wie der direkte stromseitige Anschluss der Wärmepumpen an den Generator des BHKW. Dadurch, dass eigenerzeugter Strom ohne Zulagen, wie z.B. EEG, Stromsteuer, Netznutzungskosten zur Verfügung steht, ist der Betrieb der Wärmepumpe überhaupt erst wirtschaftlich möglich. Dies bedeutet, dass die Wärmepumpe immer nur dann in Betrieb ist, wenn auch das BHKW betrieben wird[70].

Die Stadtwerke Lemgo haben bereits erste Investitionen im Hinblick auf eine stärkere Einbindung neuer Erzeugungsoptionen getätigt. Neben den jüngst in Betrieb genommenen Wärmepumpen, die perspektivisch mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden sollen, wurde im Jahr 2012 eine P2H-Anwendung (Elektrokessel) mit einer Leistung von 5 MW_{th} installiert. Dieser wäre grundsätzlich in der Lage, etwa 7,5 GWh jährlich an Wärmearbeit zu leisten. Tatsächlich fehlt aber auch hier – wie auch im Fall der Stadtwerke Neumünster und der Freien und Hansestadt Hamburg – ein funktionierendes Erlösmodell, sodass die jährliche Vollbenutzung derzeit bei nur etwa 50 Stunden liegt.

Für eine effizientere Betriebsfahrweise der KWK-Anlagen haben die Stadtwerke zwei Pufferspeicher mit insgesamt 3.150 m^3 Volumen errichtet.

Hinsichtlich des Wärmeabsatzes wurde in den letzten Jahren ein Rückgang von etwa 1 % pro Jahr beobachtet. Seit dem Jahr 2005 ist der Ausbau des Fernwärmenetzes weitestgehend abgeschlossen. In Zukunft wird die Netzverdichtung vor allem im Stadtkern angestrebt, in dem bislang nur etwa jedes zweite Gebäude an die Fernwärme angeschlossen ist. Seitens der Stadtwerke wird durch den ausgleichenden Effekt der Netznachverdichtung mit einem gleichbleibenden Fernwärmeabsatz von etwa 150 GWh/a bis 2050 gerechnet[71]. Es wird daher angenommen, dass sich die Fernwärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050 nicht ändert.

In Bezug auf die zur Wärmebereitstellung induzierten CO_2-Emissionen ist eine CO_2-Minderung des Fernwärmesystems von etwa 3.000 t/a (Bilanz 2013) auf etwa 800 t/a (Bilanz 2050) angestrebt (Quelle: „klimaneutraler Stadtkern Lemgo). Für die Entwicklung einer Transformationsstrategie ste-

[70] https://www.stadtwerke-lemgo.de/privatkundenbereich/ueber-uns/gefoerderte-massnahmen/

[71] Persönliche Mitteilung der Stadtwerke Lemgo

hen grundsätzlich alle regenerativen Ersatz-Optionen zur Verfügung. Da die bisherige Anlagenkonfiguration fast ausschließlich gasbasiert ist, liegt es nahe, Optionen zum Einsatz von erneuerbaren Gasen im bestehenden Anlagenpark zu prüfen. Insbesondere in der kurzfristigen Sicht könnte der Ersatz von Erdgas durch Biomethan eine mögliche Option sein. Vor dem Hintergrund der begrenzten Ressourcen von Biomasse und dem zu erwartenden hohen Brennstoffpreis für PtG ist jedoch in der mittel- bis langfristigen Sicht ein Strukturwandel hin zu brennstofffreien Erzeugungslösungen wie etwa Wärmepumpen und Solarthermie zielführender.

Für das Stützjahr 2020 wird der derzeitige Erzeugerpark angenommen. Wie eingangs beschrieben, sind aktuell etwa 100 MW an Erzeugerleistung installiert.

Die höchsten kalkulierten Vollbenutzungsstunden werden von den BHKW-Modulen und den Wärmepumpen erreicht. Bei 6.800 Vollbenutzungsstunden werden etwa 84.000 MWh/a durch die BHKWs bereitgestellt und knapp 23.000 MWh/a durch die Wärmepumpen. Die Mittellast des Netzes wird durch die erdgasbasierten Heizkraftwerke bedient. Bei 1.400 Vollbenutzungsstunden sind dies 42.000 MWh. Die verbleibende Spitzenlast wird durch die Erdgas-Heizwerke und in sehr geringem Umfang durch den Elektrokessel gedeckt. Bei kalkulierten 50 Vollbenutzungsstunden sind das jährlich etwa 2.500 MWh bzw. etwa 2 % der Fernwärmeerzeugung.

Fasst man die Erzeugungsanteile der BHKWs und der Heizkraftwerke zusammen, finden etwa 84 % der jährlichen Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020 durch die erdgasbasierte Kraft-Wärme-Kopplung statt.

In der Gesamtschau betrachtet basiert die Fernwärmeversorgung im **Jahr 2020 zu 86 % auf Erdgas und zu rund 15 % auf Strom.** Je nachdem wie hoch der regenerative Anteil des Strommixes ausfällt, kann ein gewisser Fernwärmeanteil regenerativen Energieträgern zugeschrieben werden. Geht man für das Jahr 2020 davon aus, dass 40 % des fremdbezogenen Stroms erneuerbar sind, wären unter dem Strich etwa **6 % der Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien**.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Für das Stützjahr 2030 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2020 nicht ändert und der erneuerbare Anteil des bezogenen Stroms 60 % beträgt.

Darüber hinaus wird angenommen, dass 20 MW an Spitzenlastbesicherung durch Heizwerke altersbedingt vom Netz gehen. Die BHKWs wurden bis zum Jahr 2030 vollständig auf Biomethan umgestellt. Der Erzeugerpark wird wie folgt erweitert:

- 7 MW Wärmepumpen
- 5 MW spitzenlastfähiger Leistung in Form eines Elektrokessels
- 10 MW Solarthermie (ca. 14.300 m^2)

Bilanziell ergibt sich gegenüber der Erzeugerstruktur 2020 ein marginaler Zuwachs an installierter Erzeugerleistung auf etwas über 102 MW.

Durch die Solarthermie verschärft sich die Konkurrenz um lange Laufzeiten (Grundlastproblematik). Mit geschätzten 5 bis maximal 10 MW an Grundlast im Jahr 2030 würde die Solarthermieanlage rechnerisch bereits ausreichen, um diese monovalent zu bedienen. Da die Solarthermie die geringsten Grenzkosten aufweist, wird sie zur Deckung der Grundlast priorisiert.

Wärmepumpen nutzen Umgebungswärme und sind planmäßig ebenfalls auf hohe Laufzeiten ausgelegt. Aufgrund der solarthermischen Grundlastversorgung reduzieren sich die Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpe. Dennoch sind die Wärmepumpen mit 5.000 Vollbenutzungsstunden am besten ausgelastet und bedienen neben der Solarthermie im Wesentlichen durch die Nutzung von Speichern die Grund- bzw. Mittellast.

Die Versorgung der Mittel- und Teile der Spitzenlast wird durch die auf Biomethan umgestellten BHKWs sowie durch die verbleibenden Erdgas-KWK-Anlagen sichergestellt. Die Laufeiten der P2H-Anlagen steigen durch vermehrte Netzengpässe im Stromnetz auf etwa 200 Vollbenutzungsstunden im Jahr an. Die verbleibende Spitzenlast wird durch die Heizwerke abgedeckt.

Unterstellt man dem Stromnetz im Jahr 2030 einen regenerativen Anteil von 60 %, ließe sich der **erneuerbare Anteil an der Fernwärmeversorgung für das Jahr 2030 mit den eingangs kalkulierten Laufzeiten auf etwa 57 % erhöhen**. Der fossile Anteil setzt sich im Wesentlichen aus der erdgasbasierten KWK sowie aus dem fossilen Anteil des Strombezugs zur Wärmeerzeugung zusammen.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für das Stützjahr 2040 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2030 nicht ändert und der erneuerbare Anteil des bezogenen Stroms 80 % beträgt.

Bis zum Jahr 2040 könnte der regenerative Fernwärme-Erzeugerpark weiter ausgebaut werden. Beispielsweise könnte niederkalorische Industrie-Abwärme (5 MW) aus Kühlprozessen in Zusammenhang mit Wärmepumpen (5 MW) auf ein für das Fernwärmenetz brauchbares Temperaturniveau gehoben werden. Dafür wird unterstellt, dass das Fernwärmenetz selbst im Spitzenlastfall Vorlauftemperaturen von unter 100 °C benötigt.

Ein weiterer Zubau von 10 MW an Solarthermie sorgt für die Notwendigkeit eines saisonalen Wärmespeichers mit etwa 10-15 MW an Speicherleistung. Ein unterirdischer Aquiferwärmespeicher oder ein Erdbeckenspeicher (Platzbedarf etwa 120 m x 120 m) könnten diese Leistung bereitstellen.

In **Summe steigt die installierte Erzeugerleistung auf etwa 132 MW** an, allerdings sind die erdgasbasierten KWK-Anlagen und Spitzenlastkessel im Jahr 2040 nur noch Notfallreserve ohne nennenswerte Laufzeiten (jeweils 50 Vollbenutzungsstunden).

Die Grundlast wird gedeckt durch die Solarthermie (20 MW) und durch Wärmepumpen (15 MW), welche die industrielle Abwärme auf ein nutzbares Temperaturniveau (durchgängig deutlich unter 100 °C) heben. Ungeachtet der vorhandenen Speicherkapazitäten und -leistungen werden die durchschnittlichen Laufzeiten – auch aufgrund der größeren installierten Leistung – etwas zurückgehen. In der Kalkulation liegen die Vollbenutzungsstunden für die industrielle Abwärmenutzung und die Wärmepumpen bei 4.600. Durch die saisonale Wärmespeicherung können Teile der Mittellast aus dem Speicher bedient werden. Die Laufzeit der Biomethan-BHKWs sinkt auf 3.200 Vollbenutzungsstunden.

Die Laufzeiten der P2H-Anlagen bleiben gegenüber 2030 quasi unverändert, da unterstellt wird, dass die Engpässe stromseitig durch entsprechende Netzausbau- und Speichermaßnahmen auf wenige Tage im Jahr beschränkt bleibt.

Auf Basis der aufgeführten Änderungen hinsichtlich Erzeugerleistung und Laufzeit könnten im Jahr durch die vorgestellten Maßnahmen etwa **88 % der Fernwärmeerzeugung regenerativ** sein. Hierfür müsste der erneuerbare Energien-Anteil im Strommix bei 80 % liegen.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Für das Stützjahr 2050 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2040 nicht ändert und der bezogene Strom vollständig erneuerbar ist.

Die Heizkraftwerke sind bis zum Jahr 2050 abgängig. Die Sektorkopplung findet über Wärmepumpen, P2H-Anwendungen und Biomethan-BHKWs statt. Die abgängigen 30 MW Erzeugerleistungen werden teilweise kompensiert durch den Zubau von:

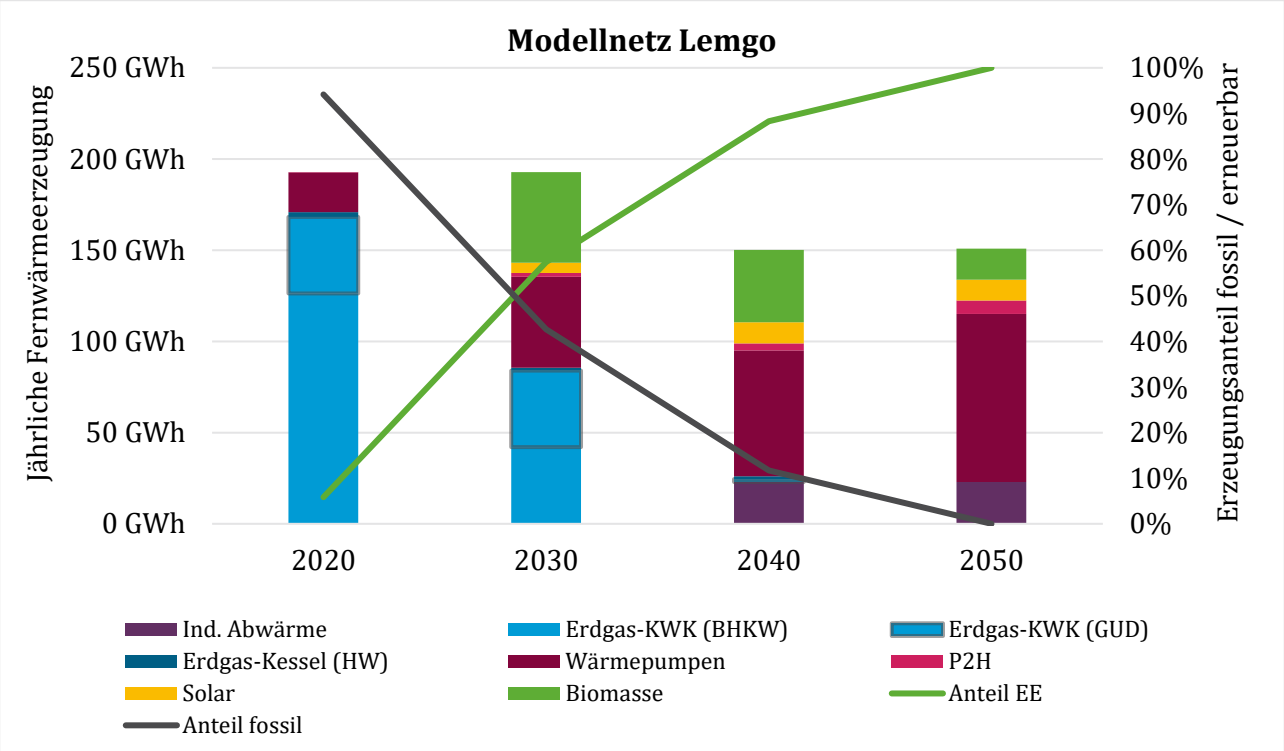
- 5 MW Groß-Wärmepumpe
- 10 MW Spitzenlast-Elektrokessel

Für die Zielerreichung einer **vollständigen Dekarbonisierung** werden die Spitzenlast-Heizwerke auf erneuerbare Gase umgestellt. Einen entsprechenden Regulierungsrahmen vorausgesetzt, können auch Elektrokessel einen Beitrag für die Abdeckung der Spitzenlast liefern. Die Laufzeiten der industriellen Abwärmenutzung und Wärmepumpen bleiben unverändert. Durch den weiteren Ausbau von Speicherkapazitäten können Laufzeitbeschränkungen der Grundlastversorger weitestgehend vermieden werden und ein erheblicher Anteil der Mittellast kann durch die Zwischenspeicherung des sommerlichen Wärmeüberschusses in Speichern aus diesen bedient werden.

Die verbleibende Laufzeit der Biomasse-Anlagen reduziert sich auf 400 Vollbenutzungsstunden, der durch P2H gedeckte Spitzenlastanteil wird geringfügig größer.

Im Gegensatz zu den Großnetzen mit wesentlichen Anteilen an Kohle-Heizkraftwerken oder Müllverbrennungsanlagen, erscheint die vollständige Dekarbonisierung für diesen Modellnetztyp eher realisierbar. In dem aufgezeigten Transformationspfad wäre ein Anteil von **100 % erneuerbarer Fernwärmeversorgung möglich**, sofern man für die unvermeidbare Abwärme aus Industrieprozessen annimmt, dass diese Prozesse in 2050 ebenfalls vollständig durch erneuerbare Energien versorgt sein werden. (Abbildung 98).

Abbildung 98: Transformationspfad für das Modellnetz Lemgo



Quelle: Eigene Darstellung

Die hier skizzierte Dekarbonisierungsstrategie für das Fernwärmesystem in Lemgo sollte sich grundsätzlich auch auf viele andere große Fernwärmenetze mit einem wesentlichen Anteil an Erdgas übertragen lassen. Nach derzeitigem Informationsstand ist der Ersatz des bisher eingesetzten Brennstoffs Erdgas durch andere gasförmige Brennstoffe keine realistische Option. Für den großskaligen Einsatz von Biomethan sind die entsprechenden Ressourcen nicht vorhanden und die Option power-to-gas ist aus energiewirtschaftlicher und ökonomischer Sicht für diesen Anwendungsfall wenig erfolgversprechend. Als Ersatzoptionen kommen insbesondere Wärmepumpen, Solarthermie und – je nach Standort – die Nutzung industrieller Abwärme in Betracht.

4.2.3.4 Großes Wärmenetz mit einem wesentlichen Anteil Geothermie

Neben den meist erdgasbasierten Wärmenetzen der Kategorie 10 – 100 km Trassenlänge gibt es auch verschiedene Netze, die aufgrund lokaler Rahmenbedingungen einen wesentlichen Anteil der Erzeugung über die Nutzung der Geothermie bereitstellen können.

Ein **Beispielnetz mit einer derartigen Struktur ist das Wärmenetz Poing**. Das Netz hat derzeit etwa eine Trassenlänge von 21 km. Nach Angaben der Bayernwerk Natur GmbH lag die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2018 bei knapp 60 GWh.[72]

Es werden etwa 600 Kunden[73] versorgt, die Kundenstruktur umfasst sowohl private Haushalte wie auch Gewerbe- und Industriebetriebe. Die Vorlauftemperatur des Netzes beträgt im Winter etwa 105 °C, die Rücklauftemperatur 55 bis 60 °C (Paar et al. 2013; AGFW 2013).

Die Erzeugung der Fernwärme für das Netz erfolgt seit 2012 über ein Geothermie-Heizwerk mit einer thermischen Leistung von bis zu 10 MW sowie einer Spitzenlastbesicherung von 30 MW. Das theoretische Erweiterungspotential durch eine zweite Bohrdublette beträgt nach Angaben der Stadt ca. 15 MW, wird aber nach induzierten seismischen Aktivitäten nicht erschlossen werden[74].

Das Geothermie-Heizwerk basiert auf einer hydrothermalen Dublette mit einer Förder- und Reinjektionsbohrung von je 3.000 m Tiefe. Die realisierbare Förderrate etwa beträgt bis zu 100 l/s bei einer Fördertemperatur von 76 °C. In der Heizperiode reicht diese Fördertemperatur nicht für eine direkte Einspeisung in das Fernwärmenetz aus, weswegen Spitzenlastkessel das durch Thermalwasser vorerhitzte Wasser auf die entsprechende Vorlauftemperatur aufheizen.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020:

In Abhängigkeit der Förderrate und Rückkühlung durch den Fernwärme-Rücklauf variiert die thermisch nutzbare Leistung der Geothermiebohrung zwischen 7-10 MW. Die abgefragte Spitzenleistung aus dem Netz von 18-20 MW ist durch die drei Spitzenlastkessel mit einer Gesamtleistung von 30 MW abgesichert (n-1-Redundanz).

Mit kalkulierten 4.500 Vollbenutzungsstunden erreicht die Geothermie für das Stützjahr 2020 einen regenerativen Erzeugungsanteil von 75 %. Der fossile Anteil der Fernwärmeerzeugung aus den Erdgas-Kesseln beträgt 25 %.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Für das Fernwärmenetz ist ein intensiver Ausbau mit Nachverdichtung in Planung. Bis 2030 wird eine Zunahme der Fernwärmeerzeugung auf etwa 65 GWh erwartet. Gleichzeitig gibt es Bestrebungen, die Rücklauftemperaturen weiter abzusenken, um die Geothermie in größerem Maße nutzen zu können.

Für das Jahr 2030 unterstützt eine 5 MW Hochtemperatur-Wärmepumpe die Rücklaufauskühlung des Fernwärmenetzes bei gleichzeitiger Anhebung des Vorlaufs auf die entsprechende Temperatur (max. 90°C). In Summe wächst die installierte Erzeugerleistung auf 45 MW an.

Da (noch) kein Saisonalspeicher zur Flexibilisierung umgesetzt ist, sind die Vollbenutzungsstunden der Geothermieanlage gegenüber 2020 unverändert. Durch die Vorlaufanhebung der Wärmepumpen kann der Anteil der Erdgaskessel auf 200 Vollbenutzungsstunden im Jahr (Spitzenleistung) reduziert werden. Der regenerative Anteil steigt auf 82 % an.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

---

[72] Persönliche Mitteilung von Bayernwerk Natur

[73] https://www.poing.de/bauen-umwelt/energie-klima/geothermie-fernwaerme.html?L=0

[74] Persönliche Mitteilung

Bis 2040 wird eine Zunahme der Fernwärmeerzeugung auf etwa 70 GWh erwartet. Gleichzeitig sind dauerhafte Netztemperaturen von deutlich unter 90 °C erreicht. Dadurch arbeitet sowohl die Geothermieanlage als auch die Wärmepumpe effizienter. Ansonsten ist der Erzeugerpark gegenüber 2040 unverändert.

Die Grundlast im Sommer wird auf etwa 2-3 MW abgeschätzt. Die überschüssige Leistung aus der Geothermieanlage von bis zu 8 MW könnte in einem Aquifer saisonal gespeichert werden. Gute hydrogeologische Kenntnisse über die Verhältnisse im Untergrund müssten durch die zwei Bohrungen bereits vorliegen.

Durch einen saisonalen Wärmespeicher kann die Laufzeit der Geothermieanlage auf 5.000 Vollbenutzungsstunden erhöht werden. Der Anteil an der Fernwärmeerzeugung steigt aufgrund eines gleichzeitig zunehmenden Wärmeabsatzes moderat an auf 87 %. 4 % der Fernwärmeerzeugung stammen aus dem fossilen Anteil des bezogenen Stroms und 9 % aus den Spitzenlastkesseln.

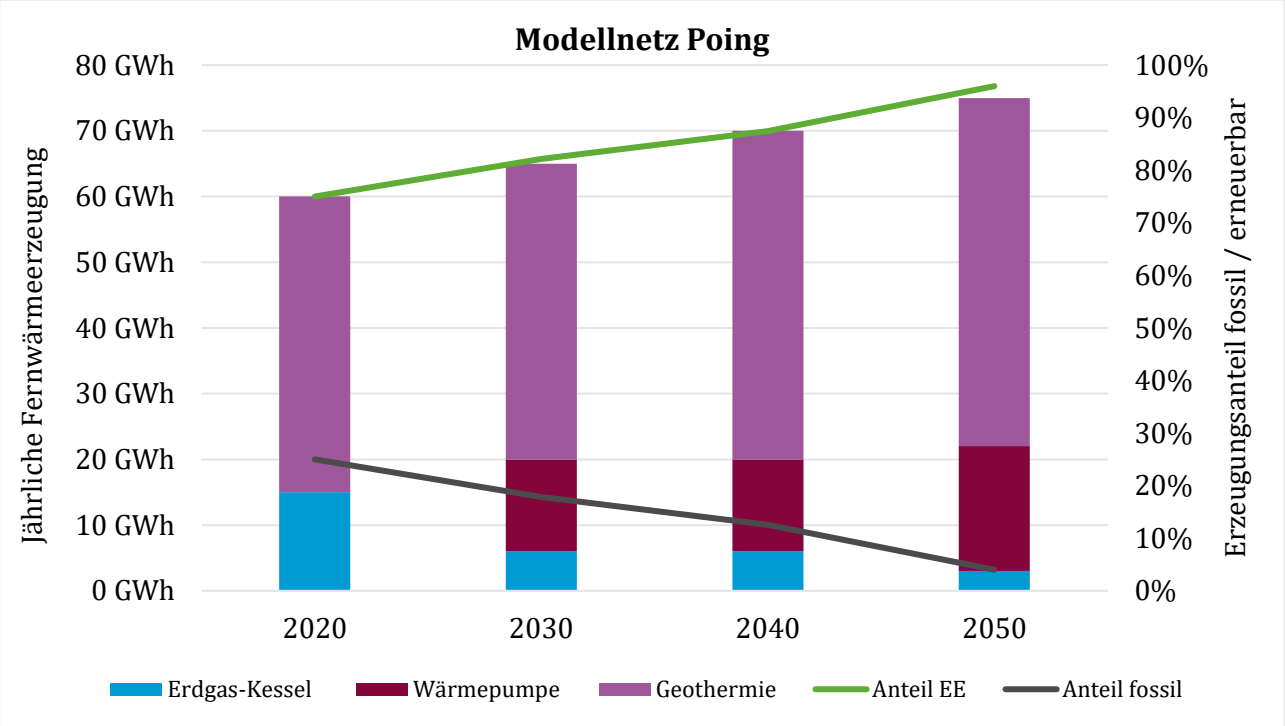
Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Bis 2040 wird eine Zunahme der Fernwärmeerzeugung auf etwa 75 GWh erwartet. Am Erzeugerpark müssen keine Änderungen vorgenommen werden, um dennoch eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen.

Um den Spitzenlastanteil weiter reduzieren zu können, müssen weitere Leistungsspeicher im System integriert sein. Wärmepumpen können im Jahr 2050 die anliegenden Netztemperaturen jederzeit bedienen, so dass die Vollbenutzungsstunden auf 3.800 ansteigen. Die Auslastung der Geothermieanlage steigt ebenfalls an: zum einen da die Grundlast durch den Netzausbau ebenfalls ansteigt, zum anderen weil ein ganzheitliches Betriebsoptimum regelungstechnisch gefunden wurde. Es wird unterstellt, dass die Geothermieanlage 5.300 Vollbenutzungsstunden erreichen kann.

In Abhängigkeit des Brennstoffes zur Spitzenlastbesicherung liegt der **erneuerbare Anteil im Jahr 2050 bei 96 % (Erdgas) bzw. 100 %, wenn die Gaskessel mit virtuellem Bioerdgas betrieben werden (siehe** Abbildung 99**)**.

Abbildung 99: Transformationspfad für das Modellnetz Poing



Quelle: Eigene Darstellung

Die Übertragbarkeit der hier für das Fernwärmesystem in Poing skizzierten Dekarbonisierungsstrategie auf andere große Wärmenetze mit einem wesentlichen Anteil an Geothermie ist nicht in jedem Fall gegeben. Nur wenn das geothermische Potenzial im Verhältnis zum Wärmebedarf groß genug ist, kann der Anteil der Geothermie wie dargestellt deutlich erhöht werden. Ist dies nicht der Fall, kommen andere Erzeugungsoptionen wie etwa Wärmepumpen und Solarthermie in Betracht.

4.2.3.5 Kleines Wärmenetz in demografischer Wachstumsregion

Kleine Wärmenetze weisen nach der Kategorisierung des Bundeskartellamtes eine Netzlänge zwischen 1 und 10 km auf. Dies können beispielsweise Wärmenetze sein, die den inneren Bereich von Kleinstädten versorgen, oder aber auch Inselnetze in den peripheren Lagen von Mittel- und Großstädten. Auch Neubauquartiere am Stadtrand oder Energiedörfer werden in einigen Fällen über deratige Wärmenetze versorgt. Nach der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts machen diese Netze etwa 21 % der Wärmenetze insgesamt aus, sind aber nur mit einem Anteil von etwa 3 % am gesamten Fernwärmeabsatz beteiligt.

Die Netze weisen eine niedrige bis mittlere Wärmedichte auf (< 2 MWh/m). Sie werden in den meisten Fällen über Erdgas-BHKWs, oft auch unter Einsatz von Biomethan versorgt. Die Vorlauftemperatur der Netze liegt in der Regel in einem Bereich um etwa 90 °C.

Als **Beispiel-Wärmenetz können zwei Inselnetze des Unternehmens infra fürth GmbH** im nördlichen Stadtgebiet der Stadt Fürth dienen Beide Inselnetze weisen bereits heute einen jeweils sehr hohen regenerativen Fernwärmeerzeugungs-Anteil auf.

Heizwerk „Vacher Straße“:

Das Heizwerk versorgt ca. 320 Haushalte rund um den Golfpark und deckt den Großteil der erzeugten Wärmemenge durch die Verbrennung von Holzhackschnitzeln. Zudem wird über eine Deponiegasfackel mit Wärmetauscher das Deponiegas des Solarbergs zur Fernwärme genutzt.

- 1 Holzhackschnitzelkesselanlage mit Elektrofilter (thermische Leistung 1.200 kW)
- 1 Deponiegasfackelanlage mit Wärmeauskopplung (thermische Leistung 250 kW)
- 2 Spitzenlastkessel
- Zusammensetzung Fernwärme: ca. 13 % fossile Energie (Erdgas), ca. 87 % erneuerbare Energie (Holzhackschnitzel und Deponiegas)

Der Wärmeabsatz bzw. die Fernwärmeerzeugung konnte nicht ermittelt werden und wird für den perspektivischen Zusammenschluss mit dem Wärmenetz „Schwand“ auf etwa 4 GWh bzw. 4,5 GWh abgeschätzt.

Heizkraftwerk „Auf der Schwand“:

Das Netz hat eine Trassenlänge von 2,9 km und versorgt 680 private Haushalte sowie zwei Gewerbe- und vier Sozialeinrichtungen. Das Netz ist mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2010 relativ neu. Die Netz-Vorlauftemperatur liegt bei 90 °C. Als Haupt-Wärmeerzeuger dienen zwei BHKWs mit je 500 kW thermischer Leistung auf Basis von Biomethan, die restliche Spitzenlast wird über zwei Erdgaskessel bereitgestellt.[75]

Es konnten aufgrund ausbleibender Rückmeldungen keine Wärmeabsatzmengen recherchiert bzw. ermittelt werden. Daher wird aus den angegebenen Leistungsdaten die Wärmeerzeugung abgeschätzt.

[75] https://www.infra-fuerth.de/privatkunden/produkte/waerme/heizkraftwerke

Nach Angaben von infrafürth sind die beiden BHKWs baugleich und haben eine Stromkennzahl von 0,9. Bei einer eingespeisten Strommenge von 3,46 GWh[76] würden entsprechend etwa 3,85 GWh an Wärme anfallen. Übliche Deckungsanteile von KWK-Anlagen liegen je nach Auslegung im Bereich von 70-80 %. Für die Abschätzung der jährlichen Fernwärmeerzeugung wird davon ausgegangen, dass der BHKW-Deckungsanteil bei 75 % liegt. Somit lässt sich die Fernwärmeerzeugung auf insgesamt etwa 5,5 GWh abschätzen. Die Auslegungs-Zusammensetzung der Fernwärme liegt damit bei ca. 15 % fossiler Energie (Erdgas)und ca. 75 % erneuerbarer Energie (Biomethan-KWK).

Der Transformationspfad zu 100 % erneuerbarer Fernwärmeerzeugung wird exemplarisch für das Süd-Netz „Auf der Schwand" aufgezeigt.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020:

Als Bausteine einer Transformationsstrategie kommen hier verschiedene Optionen in Betracht. Darunter fallen vor allem die Solarthermie und verschiedene mögliche Wärmequellen für Wärmepumpen wie etwa Umgebungswärme aus Gewässern oder oberflächennahe Geothermie.

Die vollständige Umstellung auf Bioerdgas ist in Anbetracht eines etwa 9 km entfernten und im Eigenbetrieb befindlichen Bio-Energie-Zentrums eine naheliegende Option. Die Erzeugungsleistung für die synthetische Herstellung von Bioerdgas durch nachwachsende Rohstoffe wie Mais- und Ganzpflanzensilage beträgt 7 MW[77]. Jedoch ist hier zu beachten, dass die Verwendung von Anbaubiomasse zu diesem Zweck aus verschiedenen Gründen als nicht nachhaltig eingestuft werden muss. Mittelfristig wird hier vorausgesetzt, dass im Bio-Energie-Zentrum keine Anbaubiomasse mehr eingesetzt wird, sondern vergärbare Fraktionen aus der Abfallwirtschaft und biogene Reststoffe wie etwa Gras oder Gülle.

Für das Stützjahr 2020 wird der aktuelle Betrieb fortgeschrieben. Die installierte Erzeugerleistung wird auf 4 MW geschätzt.

Bei kalkulierten 4.200 Vollbenutzungsstunden der BHKWs werden etwa 76 % der Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt. 24 % werden durch fossile Erdgas-Spitzenlastkessel bereitgestellt.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Durch das Wärmenetz werden vornehmlich neue Gebäude versorgt. Der Wärmeversorger hat in diesen Fällen durch den niedrigen Primärenergiefaktor von 0,2 in der Wärmeversorgung bereits eine deutliche Übererfüllung der Anforderungen an Neubau-Gebäude. Ein weiteres Absenken des Primärenergiefaktors dürfte hinsichtlich eines EnEV-Mindeststandards dürfte selbst im Jahr 2030 keinen nennenswerten Einfluss auf erzielbare Einsparungen an der Gebäudehülle ausüben. Es wird daher für das Stützjahr 2030 davon ausgegangen, dass sich der **Erzeugerpark nicht ändert.**

Aufgrund des demografischen Wachstums wird von einem Netzausbau und einer Nachverdichtung ausgegangen. Die notwendige Fernwärmeerzeugung wird auf 6 GWh geschätzt. Durch die Integration eines weiteren Pufferspeichers und die höhere Abnahme gegenüber 2020 kann die Laufzeit der BHKWs auf 4.700 Vollbenutzungsstunden erhöht werden. Der **erneuerbare Anteil der Fernwärmeerzeugung steigt leicht an auf 78 %.**

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für das Stützjahr 2040 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2030 um 1 GWh auf insgesamt 7 GWh erhöht. Das entspricht einem jährlichen Wachstum der Fernwärmeerzeugung von etwas über 1,5 %.

---

[76] https://www.infra-fuerth.de/privatkunden/produkte/waerme/heizkraftwerke
[77] https://www.infra-fuerth.de/privatkunden/produkte/waerme/bio-energie-zentrum

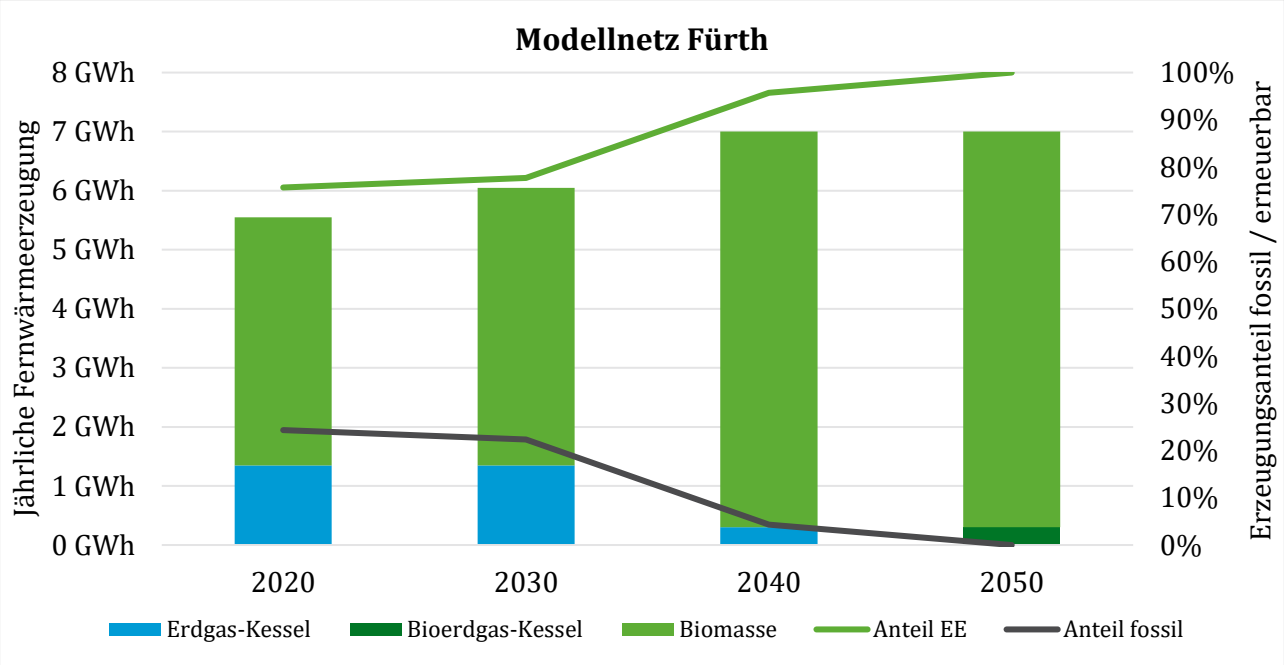
Um die zunehmenden Anschlussleistungen ausfallsicher bedienen zu können, wird ein weiterer Kessel mit einer Leistung von 1 MW zugebaut. Dieser Mittel- und Spitzenlastkessel wird mit Bioerdgas aus dem Bioenergie-Zentrum betrieben. In Summe sind Erzeugerleistungen von 5 MW installiert.

Durch den zusätzlichen Bioerdgas-Spitzenlastkessel sinkt die Einsatzzeit der Erdgas-Spitzenlastkessel stark ab. Mit kalkulierten 100 Vollbenutzungsstunden der Erdgas-Spitzenlastkessel reduziert sich der verbleibende fossile Anteil der Fernwärmeerzeugung auf 4 %. Bereits im Jahr 2040 wäre eine vollständige Umstellung auf Bioerdgas möglich und denkbar und würde zu 100 % erneuerbarer Fernwärmeerzeugung führen (siehe Abbildung 100).

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Für das Stützjahr 2050 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2040 nicht mehr erhöht. Durch **die vollständige Umstellung auf Bioerdgas wird die vollständige Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung spätestens zum Jahr 2050 erreicht.** Die kalkulierten Laufzeiten müssten sich dadurch nicht ändern.

Abbildung 100: Transformationspfad für das Modellnetz „auf der Schwand“ (Fürth Nord)



Quelle: Eigene Darstellung

Perspektivisch wäre durch organisches Wachstum und kontinuierlichen Netzausbau auch ein Netzzusammenschluss über eine Stichleitung denkbar. Weiterhin sind große Freiflächen (etwa 90.000 m^2) für die solarthermische Fernwärmeerzeugung grundsätzlich verfügbar. Es wäre denkbar, die beiden Netze zusammenzuführen, um eine „gleichförmigere Abnahme“ zu erzielen und die Solarthermie im Verbund mit einem Multifunktionsspeicher nach dänischem Vorbild zu errichten.

Vor dem Hintergrund von benötigten Freiflächen als Bauland sowie die bereits in eigener Hand befindliche Biogasanlage erscheint die vollständige Umstellung auf Bioerdgas zum heutigen Zeitpunkt wahrscheinlicher. Die zukünftigen Maßnahmen werden zudem sehr stark von der Entwicklung des Stromsektors sowie von möglichen künftigen staatlichen Lenkungsinstrumenten für die Biomasseressourcen abhängen. Auch eine Kombination von Solarthermie und Biomasse-Umstellung der Erdgas-Spitzenlastkessel wäre eine sinnvolle Möglichkeit für eine vollständige Dekarbonisierung der Fernwärme der betrachteten Inselnetze.

Im Hinblick auf die Übertragbarkeit der oben skizzierten Transformationsstrategie auf andere kleine Wärmenetze in demografischen Wachstumsregionen könnte der Pfad über Wärmepumpen (z.B. Umgebungsenergie) und Solarthermie je nach örtlichen Rahmenbedingungen gegenüber der Option Biomasse sinnvoller sein. Nur in wenigen Fällen dürften ausreichende Biomasse-Potenziale im direkten Umfeld wie im Fall Fürth zur Verfügung stehen.

4.2.3.6 Kleines Wärmenetz in demografischer Schrumpfungsregion

Als Beispiel für ein kleines Wärmenetz in einer demografischen Schrumpfungsregion **wird das Netz der Stadt Pasewalk in Vorpommern betrachtet.** In Pasewalk wird seit 1980 ein deutlicher Rückgang der Einwohnerzahl festgestellt. Von etwa 16.000 Einwohnern im Jahr 1980 ist dieser Wert im Jahr 2012 auf etwa 11.200 abgesunken.

Im Stadtgebiet werden zwei Wohngebiete über ein Fernwärmesystem versorgt, das von den Stadtwerken Pasewalk betrieben wird. Insgesamt werden etwa 1.800 Wohnungen, dazu Schulen, Kindergärten, soziale Einrichtungen und ein Altersheim mit Fernwärme beliefert. Das Versorgungsgebiet ist über eine Fernwärmesatzung mit Anschluss- und Benutzungszwang gesichert (Stadt Pasewalk 2015.).

Die Fernwärmeerzeugung erfolgt in drei Heizhäusern über Kessel, die mit Erdgas und Heizöl betrieben werden. Insgesamt sind 12 Heizkessel mit einer thermischen Leistung von insgesamt etwa 19 MW vorhanden. Die Netztemperaturen betragen im Winter 95°C im Vorlauf und 70°C im Rücklauf. Im Sommerbetrieb liegen die Temperaturen bei 75° C/ 60° C (Hänsel et al. 2013).

Der Fernwärmeabsatz war in den vergangenen Jahren stark rückläufig. Er sank von etwa 40 GWh/a im Jahr 1991 auf nur etwa 15 GWh/a im Jahr 2011. Das entspricht einem jährlichen Rückgang von über 3 %. Im gleichen Zeitraum reduzierte sich die Trassenlänge des Wärmenetzes von etwa 12 km auf etwa 9 km. Daten zu aktuellen Entwicklungen konnten nicht recherchiert werden, da schriftliche Anfragen unbeantwortet blieben. Der Anschlussgrad an die Fernwärme beträgt schätzungsweise etwa 30 %. Geht man von einem leichten Zuwachs des Anschlussgrades aus, erscheint ein dennoch fortschreitender Rückgang des Fernwärmeabsatzes vor dem Hintergrund einer demografischen Schrumpfung und Verringerung des Wärmebedarfs plausibel. Für das Jahr 2020 wird von einem Wärmeabsatz von 15 GWh/a ausgegangen. Bei mittleren Wärmeverlusten von etwa 15 % ergibt sich eine hierfür notwendige Fernwärmeerzeugung frei Heizzentrale von etwa 17.5 GWh/a.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020:

Bisher werden keinerlei erneuerbare Energien eingesetzt und die Erzeugung erfolgt hier noch über reine Kesseltechnologien auf der Basis von Erdgas und Heizöl. Dieser Zustand wird für das Jahr 2020 fortgeschrieben und bildet den Ausgangspunkt des Transformationspfades. Die installierte Erzeugerleistung der Gas- und Ölkessel liegt in Summe bei 19 MW.

Die eingespeiste Wärmemenge von insgesamt 17.500 MWh werden zu 91 % durch Erdgaskessel und zu 9 % durch Öl-Kessel bereitgestellt. Der fossile Anteil der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2020 beträgt 100 % (vgl. Abbildung 101).

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Der Anschlussgrad an die Fernwärme beträgt im Jahr 2020 etwa 30 %. Geht man von einem spürbaren Zuwachs des Anschlussgrades bis 2030 aus, erscheint unter dem Strich dennoch ein fortschreitender Rückgang des Fernwärmeabsatzes vor dem Hintergrund einer demografischen Schrumpfung und Verringerung des Wärmebedarfs plausibel. Für das Jahr 2030 wird von einer Fernwärmeerzeugung von etwa 15,8 GWh/a ausgegangen. Das entspricht einem jährlichen Rückgang gegenüber 2020 von etwa 1 %.

Die unterstellte zukünftige Entwicklung der Wärmeversorgung in Pasewalk basiert hauptsächlich auf zwei Strängen – Biomasse und Solarthermie. Dadurch, dass die Stadt in einer ländlichen Region mit

einer Vielzahl von landwirtschaftlichen Unternehmen liegt, bestehen gute Möglichkeiten, die Energie von fester Biomasse (Rest- und Abfallstoffe) in die Fernwärmeversorgung der Stadt zu integrieren.

Es wird angenommen, dass die beiden Öl-Kessel mit 4,5 MW bis 2030 vom Netz gehen. Weiterhin wird ein Leistungsrückgang der Spitzenlastbesicherung auf 10 MW festgelegt. Der Leistungsabgang von insgesamt 9 MW wird ersetzt durch

- 3 MW Biomasse-Heizkessel
- 3 MW Solarthermie (ca. 4.300 m^2)
- 2 MW P2H-Anwendung (spitzenlastfähiger Elektrokessel)

Die installierte Erzeugerleistung nimmt gegenüber 2020 leicht ab auf 18 MW.

Da die Wärmelast bezogen auf das vorhandene Wärmenetz rückläufig ist, kann auch eine Absenkung der Temperatur im Netz erfolgen, wenn die angeschlossenen Nutzer darauf eingerichtet sind. Die Netzhydraulik würde vermutlich einer Erhöhung des Volumenstroms bei einer Verringerung der Heizmitteltemperatur nicht entgegenstehen.

Durch eine Temperaturabsenkung im Netz gewinnt die Solarthermie an Effizienz. Sie leistet bei einer kalkulierten solaren Nutzwärme von 400 kWh/(m^2a) etwa 1.700 MWh. Das entspricht etwa 11 % der Fernwärmeerzeugung. Weiter Teile der Grundlast werden durch die Biomasse-Anlage bedient. Bei kalkulierten 3.900 Vollbenutzungsstunden stammen fast ¾ der Fernwärmeerzeugung aus der Biomasseverbrennung.

Die Spitzenlastversorgung wird durch die Erdgas-Kessel gewährleistet. Bei 200 Vollbenutzungsstunden liegt der Anteil am Fernwärmemix bei etwa 13 %. Insgesamt wäre somit ein Anstieg der **regenerativen Fernwärmeerzeugung bis 2030 auf 86 %** möglich.

Fraglich ist jedoch, ob bei einer weiter fortschreitenden Verringerung der Abnahme das Fernwärmesystem insgesamt betriebswirtschaftlich tragfähig ist. Über die Netzverluste im System liegen keine Angaben vor. Dazu kommt, dass wegen des bestehenden Anschluss- und Benutzungszwanges kein Anreiz für einen technisch-ökologische Verbesserung des Fernwärmesystems besteht. Die Frage der wirtschaftlichen Tragfähigkeit einer netzgebundenen Wärmeversorgung über das Jahr 2030 hinaus kann auf Basis der vorliegenden Informationen nicht beantwortet werden. Es wird daher für die weitere Entwicklung des Transformationspfades unterstellt, dass sich die Randbedingungen für eine netzgebundene Wärmeversorgungen in einem Rahmen bewegen, der einen wirtschaftlichen Betrieb weitestgehend ermöglicht. Voraussetzung hierfür dürfte wohl sein, dass der Wärmeabsatz bis 2050 nicht weiter einbricht. Demnach wird ein moderater Rückgang der Fernwärmeerzeugung von 5 % zwischen 2030 und 2040 unterstellt und eine Stagnation zwischen 2040 und 2050.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für das Jahr 2040 wird von einer Fernwärmeerzeugung von etwa 15 GWh/a ausgegangen. Das entspricht einem jährlichen Rückgang gegenüber 2030 von etwa 0,5 %. Im Jahr 2040 wird die Spitzenlastbesicherung durch Erdgaskessel aufgrund altersbedingter Abgänge auf 5 MW reduziert. Der Wegfall von 5 MW Spitzenlastbesicherung wird kompensiert durch den Zubau von

- 2 MW Biomasse (Festholzverbrennungsanlage)
- 2 MW Hochtemperatur-Wärmepumpe
- 2 MW Solarthermie (ca. 2.900 m^2)

Da die Wärmepumpe nur bedingt spitzenlastfähig ist und die Solarthermie gar keine Eignung hierfür bereitstellt, müssen die Elektrokessel im Spitzenlastfall bei Bedarf unterstützend in Betrieb gehen. Alternativ wäre auch ein Neubau eines bioerdgasbetriebenen Spitzenlastkessels denkbar. In Summe sind Erzeugereinheiten mit einer Leistung von 19 MW installiert.

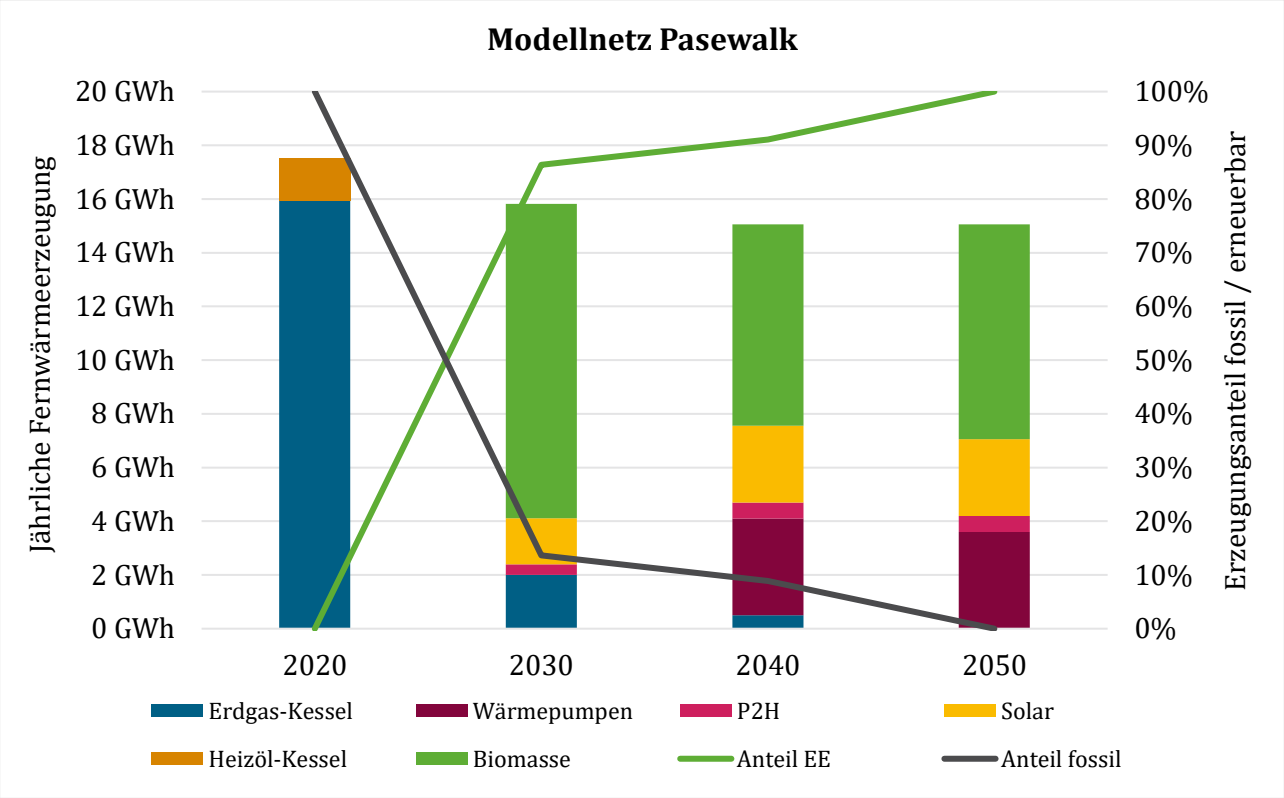
Durch den weiteren Zubau an Solarthermie und Wärmepumpen werden entsprechende (saisonale) Speicherkapazitäten nötig. Für die Grundlastversorgung kommt die Solarthermie über weite Strecken monovalent auf, unterstützt durch die Wärmepumpen (1.800 Vollbenutzungsstunden/a) und große Speicherkapazitäten für die saisonale Wärmespeicherung. Die Spitzenlast wird teilweise über Biomasseanlagen bereitgestellt, die in absoluten Spitzenzeiten durch Elektrokessel und Erdgaskessel abgesichert ist.

Bis zum Jahr 2040 könnten so etwa 91 % aus regenerativen Energieträgern bereitgestellt werden. Der fossile Anteil der Fernwärmeversorgung von 9 % stammt aus dem fossilen Anteil des bezogenen Stromes (6 %) sowie aus den Erdgas-Spitzenlastkesseln (3 %).

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Durch die Umstellung der Erdgas-Spitzenlastkessel auf erneuerbare Gase und aufgrund eines vollständig regenerativen Stromsektors wäre die Fernwärmeerzeugung **im Jahr 2050 vollständig auf Basis erneuerbarer Energien. Der fossile Anteil beträgt 0 %** (siehe Abbildung 101).

Abbildung 101: Transformationspfad für das Modellnetz Pasewalk



Quelle: Eigene Darstellung

Eine Übertragung der hier skizzierten Transformationsstrategie auf andere kleine Wärmenetze in demografischen Schrumpfungsregionen kann nicht in jedem Fall erfolgen. Welche Optionen einer klimafreundlichen Versorgung mit Fernwärme in Frage kommen, hängt in großem Maß von den vor Ort zur Verfügung stehenden Potenzialen an Energiequellen, der vorhandenen Infrastruktur und dem zu deckenden Wärmebedarf ab. Grundsätzlich sollte im Fall eines abnehmenden Wärmebedarfs in Folge einer Bevölkerungsrückgangs die Option einer Minderung der Heizmitteltemperaturen im Netz geprüft werden. Wenn dies aus netzhydraulischer Sicht möglich ist, so ergeben sich Effizienzgewinne bei der Integration von Niedertemperaturwärmeströmen (z.B. aus Wärmepumpen).

4.2.3.7 Kleinstnetz (städtisches Quartier)

Kleinstnetze mit einer Trassenlänge unterhalb von 1 km haben nach der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts einen Anteil von etwa 70 % an der Anzahl der Wärmenetze, jedoch nur etwa 2 % am Fernwärmeabsatz. Kleinstnetze finden sich insbesondere als Inselnetze in Städten oder als Versorgungsinfrastruktur in Energiedörfern.

In den Städten basieren diese Netze meist auf dem Einsatz von Erdgas und/oder Biomethan, während bei dörflichen Quartieren in der Regel Biomasse in Form von Biogas oder Holzhackschnitzeln zur Anwendung kommt.

Als **Beispiel für ein Kleinstnetz zur Versorgung eines städtischen Quartiers kann ein Wärmenetz zur Versorgung von mehrgeschossigen Gebäuden in Hamburg-Eißendorf** dienen.

Das Wärmenetz „Gottschalkring" wird durch das Wohnungsunternehmen Eisenbahnbauverein Harburg eG zur Versorgung seiner eigenen Gebäude selbst betrieben. Dieses Wärmenetz versorgt über eine gemeinsame Energiezentrale insgesamt 216 Wohneinheiten in vier Gebäuden über eine Trassenlänge von etwa 300 m. Insgesamt werden etwa 3,2 GWh Wärme über das Wärmenetz abgesetzt. Die Wärmeliniendichte ist mit mehr als 10 MWh/m sehr hoch. Bei geschätzten Wärmeverlusten von knapp 10 % müssen dafür etwa 3,5 GWh Wärme erzeugt werden.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2020:

Die Wärmeerzeugung erfolgt durch ein Erdgas-BHKW (92 kW_{th}) in Kombination mit zwei Erdgas-Spitzenlastkesseln (je ca. 900 kW_{th}). Das BHKW läuft mit einer sehr hohen Auslastung von 8.600 Vollbenutzungsstunden im Grundlastbereich fast ganzjährig und liefert etwa 25 % der Wärme. Aufgrund der Unterdimensionierung der BHKW-Leistung werden 75 % der Fernwärmeerzeugung durch die Erdgas-Kessel bereitgestellt. Im Stützjahr 2020 werden 100 % der Fernwärme durch fossile Energieträger bereitgestellt.

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2030:

Für eine Transformationsstrategie kommen einerseits erneuerbare Gase als Brennstoff in Frage. Aufgrund der Stadtrandlage des Quartiers sind auch die Freiflächen-Solarthermie oder Wärmepumpen, die auf Umgebungswärme oder oberflächennaher Geothermie basieren, eine mögliche Option (Sandrock et al. 2018b).

Für das Stützjahr 2030 wird davon ausgegangen, dass etwa 1.000 m^2 Kollektorfläche im Westen des Wärmenetzes zugebaut wurden (siehe Abbildung 102). Das entspricht einer installierten Leistung von etwa 700 kW. Bei unterstellten 400 kWh/(m^2a) erzeugt die Freiflächen-Anlage etwa 400 MWh solare Nutzwärme. Damit sich das BHKW und die Solarthermie im Sommer nicht kannibalisieren, wird zudem ein größerer Speicher unterstellt, der die solaren Erträge zwischenspeichern kann.

Durch den Zubau der Solarthermie sind in Summe 2.600 kW an Erzeugerleistung zur Versorgung des Wärmenetzes installiert. Durch fortschreitende Gebäudesanierungsmaßnahmen wird unterstellt, dass die notwendige Fernwärmeerzeugung für das Quartier gegenüber 2020 um 10 % zurückgeht. Insgesamt werden im Jahr 2030 etwa 3.200 MWh Fernwärme erzeugt. Durch die Solarthermie reduziert sich die notwendige Laufzeit des BHKWs um etwa 1.000 Vollbenutzungsstunden auf 7.600.

Der Anteil der Solarthermie an der Fernwärmeerzeugung beträgt 12 %. Der fossile Anteil von 88 % besteht aus den Anteilen des BHKWs und der Spitzenlastkessel. Theoretisch wäre auch die Integration einer Wärmepumpe zur Versorgung denkbar, allerdings handelt es sich aus Sicht des Wärmenetzbetreibers um Bestandsgebäude, für die voraussichtlich bis zum Jahr 2030 noch keinen verschärfenden Anforderungen an die Wärmeversorgung zu erwarten sind. Die Integration einer Wärmepumpe in den Erzeugerpark wird erst für das Stützjahr 2040 angenommen.

Abbildung 102: Freiflächen westlich des Wärmenetzes

Quelle: Geoportal Hamburg

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2040:

Für das Stützjahr 2040 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2030 um weitere 10 % reduziert und der erneuerbare Anteil des bezogenen Stroms 80 % beträgt. Insgesamt werden im Jahr 2040 etwa 2.800 MWh Fernwärme erzeugt.

Es wird angenommen, dass das BHKW altersbedingt rückgebaut wurde. Dafür wurde eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung 500 kW installiert und ein Erdgas-Kessel wird mit virtuellem Bioerdgas versorgt. Die installierte Leistung des Erzeugerparks liegt bei 3 MW. Durch eine Absenkung der Vorlauftemperatur kann ein effizienter Betrieb der Wärmepumpe gewährleistet werden.

Neben der Solarthermie versorgt mit 1.800 Vollbenutzungsstunden vor allem die Wärmepumpe das Netz. Der mit Bioerdgas befeuerte Kessel übernimmt einen Großteil der Mittel- und Spitzenlast. Die wenigen Tage im Jahr, an denen die Maximalleistung aus dem Netz anliegt, übernimmt der konventionelle Erdgas-Kessel.

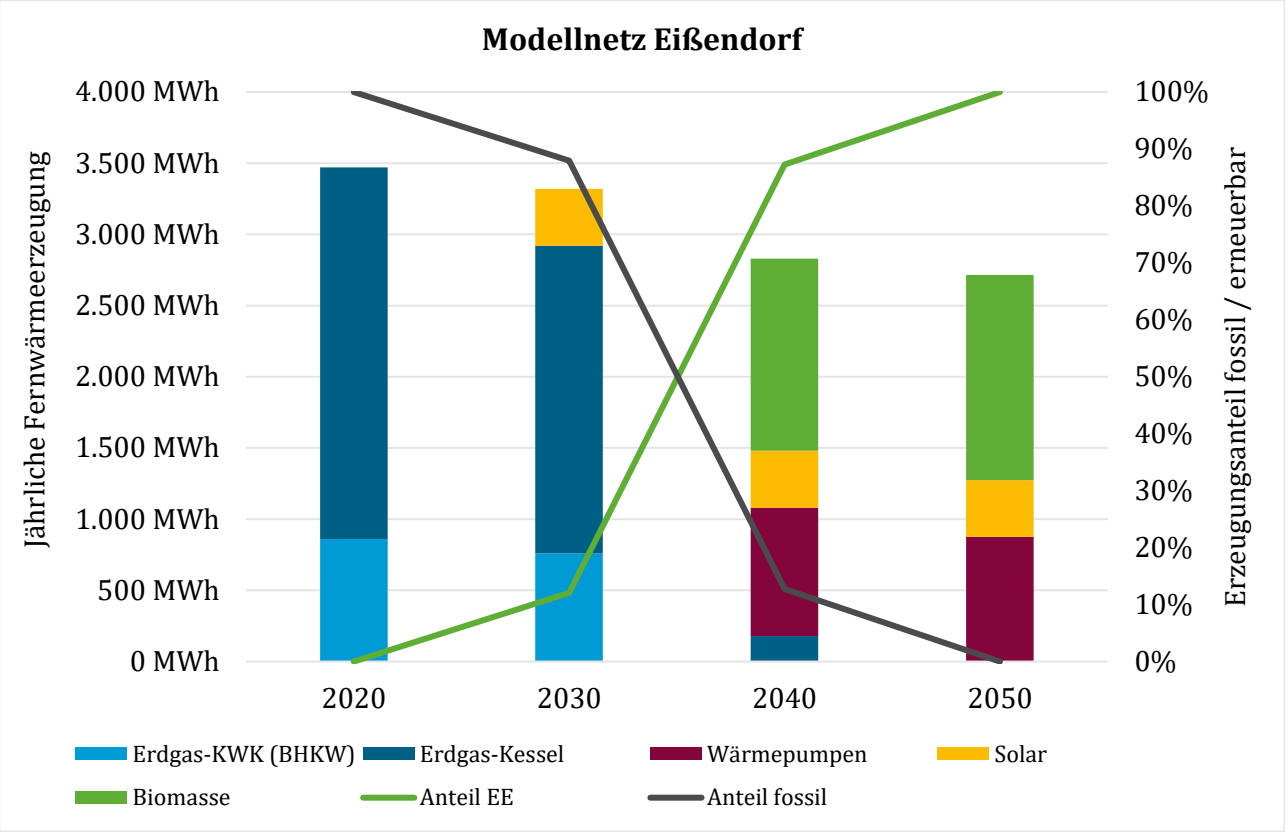
Durch die vorgestellten Maßnahmen und Änderungen im Erzeugerpark könnte im **Stützjahr 2040 der Anteil an erneuerbarer Fernwärmeerzeugung auf 87 % ansteigen.**

Fernwärmeerzeugung im Stützjahr 2050:

Für das Stützjahr 2050 wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmeabsatz im Fernwärmenetz gegenüber 2040 um weitere 5 % reduziert und der erneuerbare Anteil des bezogenen Stroms 100 % beträgt. Insgesamt werden im Jahr 2050 etwa 2.700 MWh Fernwärme erzeugt.

Der Erzeugerpark bleibt gegenüber 2040 unverändert, allerdings wird auch der zweite Spitzenlastkessel nun mit Bioerdgas betrieben. Mit einer marginalen Laufzeitverringerung der zwei Bioerdgas-Kessel und der Wärmepumpe wird letztlich die **Fernwärme zu 100 % aus erneuerbaren Energien erzeugt.**

Abbildung 103: Transformationspfad für das Modellnetz Eißendorf (Hamburg-Harburg)



Quelle: Eigene Darstellung

Grundsätzlich erscheint eine Übertragung der hier skizzierten Transformationsstrategie auf andere Kleinstnetze im städtischen Umfeld denkbar. Jedoch ist die vorstehend zugrunde gelegte Einbindung von Wärme aus einer Freiflächen-Solarkollektoranlage auf das Vorhandensein einer geeigneten Aufstellfläche in relativer Nähe zum Wärmenetz abhängig. Für die Findung einer derartigen Fläche ist es vorteilhaft, wenn sich das Quartier – wie im Beispiel oben – in einer Stadtrandlage befindet. Wenn keine entsprechenden Freiflächen verfügbar sind, kann ggfls. auf geeignete Dach- oder Infrastrukturflächen (z.B. Überdachung von Parkplätzen) zurückgegriffen werden, oder andere Energiequellen (wie etwa Umgebungswärme) stärker genutzt werden.

4.2.3.8 Kleinstnetz (dörfliches Quartier)

Kleinstnetze mit einer Trassenlänge von weniger als 1 km im dörflichen Bereich versorgen in der Regel nicht das ganze Dorf, sondern nur einen Teil davon. Sogenannte Energiedörfer, bei denen sich ein größerer Teil der Bevölkerung für ein Nahwärmenetz entscheidet, weisen in der Regel durch die geringe Siedlungsdichte Trassenlägen von mehreren km auf.

Typisch für ein Kleinstnetz im dörflichen Umfeld ist die Versorgung durch eine bäuerliche Biogas-Anlage. Das Biogas wird über ein BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt und die Wärme an die umgebenden Gebäude über ein Wärmenetz verteilt.

Als ein **Beispiel für ein solches auf Biogas basierendes Wärmenetz kann die Gemeinde Warching in Bayern dienen**. Dort werden 13 Wohnhäuser über ein Wärmenetz mit einer Trassenlänge von etwa 500 m mit Wärme aus einer Biogasanlage versorgt. Die Netztemperatur beträgt 80° C.[78]

Über die Verbrauchswerte der Gebäude sind keine Informationen verfügbar, weswegen eine überschlägige Bedarfsberechnung zu einer Abschätzung führen soll, inwieweit die 13 Wohnhäuser bereits heute klimaneutral mit Wärme versorgt werden können.

Für die 13 Wohngebäude wir einheitlich von einer Wohnfläche von 150 m^2 ausgegangen. Insgesamt wird mit einer beheizten Wohnfläche von 2.000 m^2 gerechnet. Bei einem spezifischen Wärmebedarf (Heizwärme und TWW) von geschätzten 100 kWh/m^2 liegt der rechnerische Wärmebedarf bei 200 MWh/a. Die Spitzenleistung wird auf maximal 150 kW geschätzt.

Nach Informationen des Energie-Atlas Bayern beträgt die elektrische Leistung 190 kW, die thermische Leistung wird sehr wahrscheinlich über 200 kW liegen. Durch den biogenen Brennstoff ist die Klimaneutralität der Versorgung bereits heute gegeben, sofern die Biomasseanlage die hohen Volllaststunden umsetzen kann. Im Jahr 2018 betrugen die Volllaststunden knapp 6.800[79].

Von den knapp 1.400 MWh BHKW-Abwärme der Biogasanlage werden nur etwa 200 MWh verbraucht. Fraglich ist jedoch, wie das Geschäftsmodell sich verändert, wenn der Förderzeitraum des EEG beendet ist. Die Anlage ging 2005 in Betrieb und würde demnach spätestens 2025 aus der EEG-Vergütung fallen.

Fernwärmeerzeugung ab 2025:

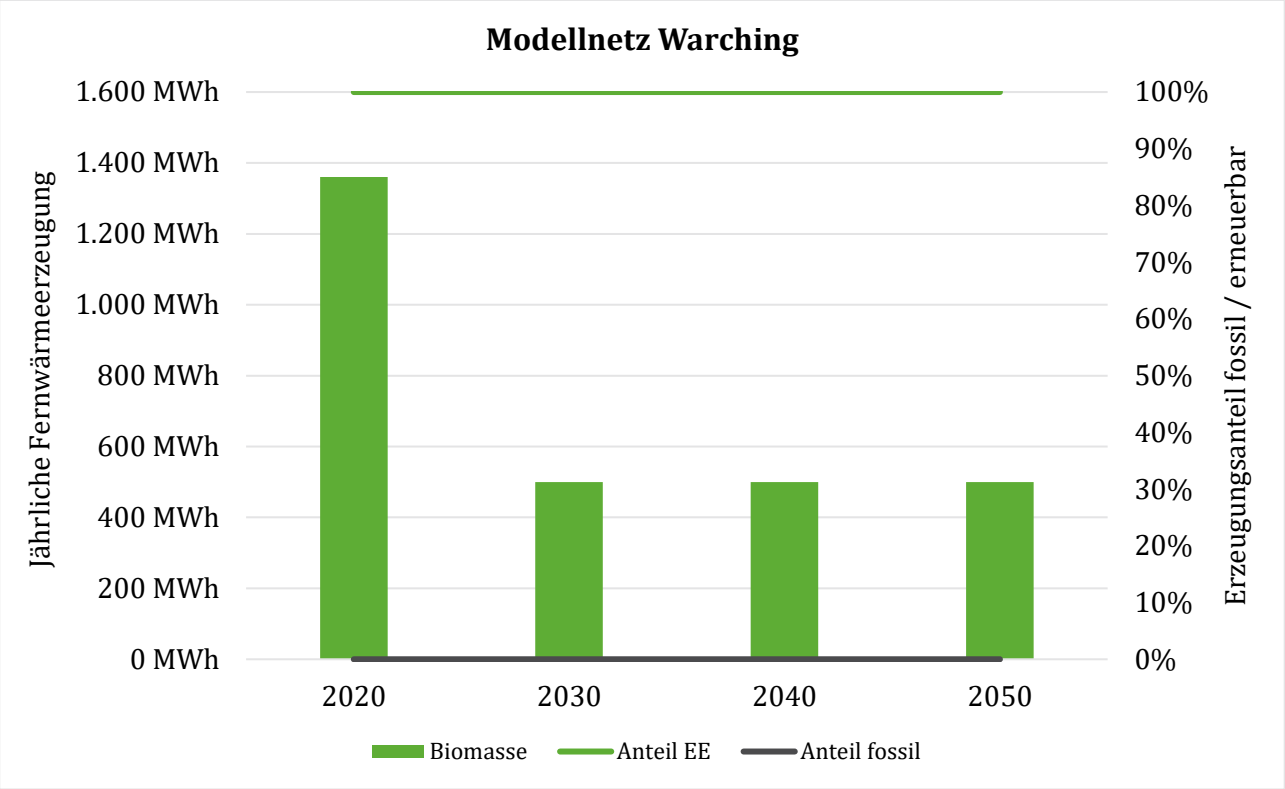
Ab 2025 ist die maximale Förderlaufzeit erreicht. Es wird angenommen, dass das BHKW zwar weiter in Betrieb ist, aber von der Fahrweise **umgestellt wird von einer strom- auf eine wärmegeführte Betriebsweise.** Durch die Umstellung reduzieren sich die Laufzeiten des BHKWs und die Fernwärmeerzeugung passt sich dem Bedarf an (siehe Abbildung 104).

Zusätzlich müssten deutlich mehr Häuser von der Biogasanlage versorgt werden, um eine wirtschaftliche Betriebsweise zu ermöglichen. Es wird unterstellt, dass der Wärmeabsatz sich gegenüber 2020 verdoppelt. Für einen Wärmeabsatz von demnach 400 MWh müssten bei 20 % Leitungsverlusten etwa 500 MWh erzeugt werden. Die Spitzenlast würde sich aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors (in Abhängigkeit der TWW-Bereitstellung) nicht verdoppeln, sondern auf etwa 200 kW ansteigen. Die Laufzeiten des BHKWs würden sich aufgrund der wärmegeführten Betriebsweise auf etwa 2.500 Vollbenutzungsstunden reduzieren. Die Wärmeversorgung wäre nach wie vor zu **100 % aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt.**

[78] https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=o0wG8AZ9Wfs

[79] https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=RH6N40Gpz1Y&wicket-crypt=o0wG8AZ9Wfs

Abbildung 104: Transformationspfad für das Modellnetz Warching (Bayern)



Quelle: Eigene Darstellung

Auch für andere Kleinstnetze im dörflichen Umfeld sollte die oben skizzierte Transformationsstrategie grundsätzlich umsetzbar sein. Dies hängt jedoch wie beschrieben in starkem Maß von der Entwicklung des regulatorischen Umfelds im Bereich Biomasse ab.

4.2.4 Wärmenetzausbau und Verdichtung bestehender Wärmenetze

Die Szenarien nach Tabelle 28 mit dem gegenüber heute deutlich erhöhten Fernwärmeabsatz in 2050 erfordern einen ambitionierten Ausbau der Wärmenetzinfrastruktur. Nur durch den Ausbau der Infrastruktur und die Gewinnung neuer Kunden kann der Ansatz bei gleichzeitig stattfindender energetischer Modernisierung der bisher angeschlossenen Gebäude erreicht werden.

Der Aufbau einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung erfordert relativ hohe Anfangsinvestitionen für den Leitungsbau und die erforderlichen Tiefbaumaßnahmen. Die Kosten sind insbesondere in bereits bebauten Quartieren erheblich. Der Grund dafür liegt in den erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Straßenoberfläche und die nötigen Absperrmaßnahmen während der Bauzeit.

Zudem entstehen im Betrieb des Wärmenetzes Wärmeverluste an die Umgebung. Sie stammen aus den meist im Erdreich verlegten Rohrtrassen. Sie sollten durch eine möglichst geringe Heizmitteltemperatur, hocheffizient gedämmte Rohre sowie eine optimierte Hydraulik und intelligente Steuerung des Netzbetriebs möglichst weit reduziert werden.

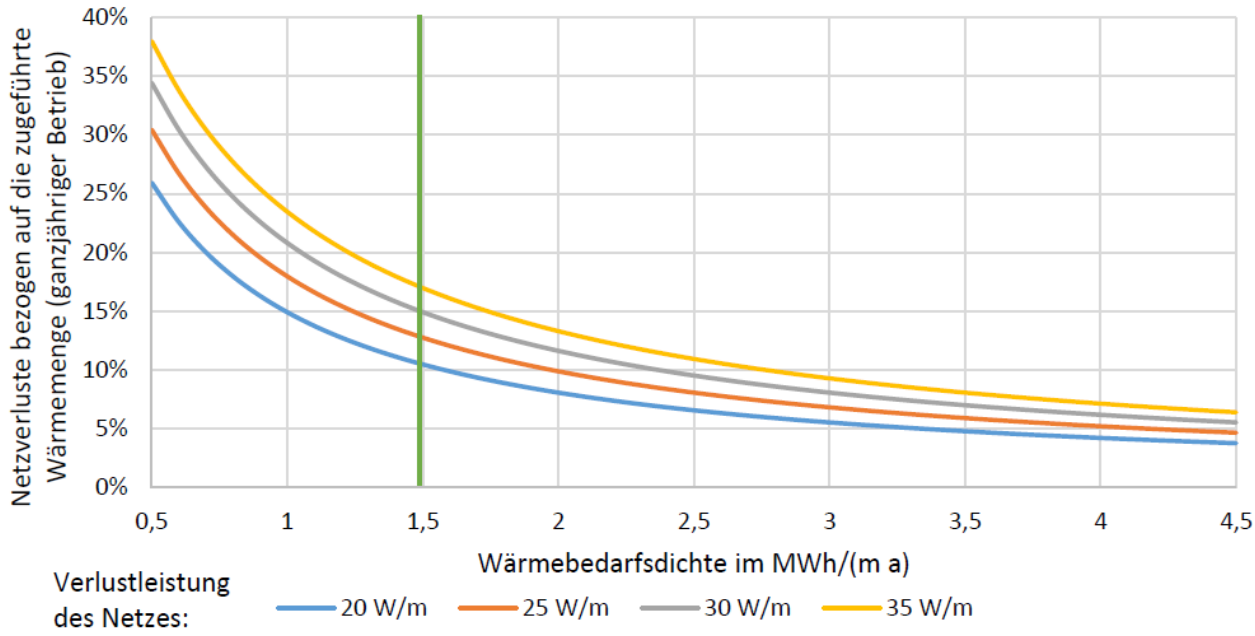
Dennoch können die Vorteile einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung gegenüber der Objektversorgung aus ökonomischer und ökologischer Sicht überwiegen. Bei guten Rahmenbedingungen können Wärmenetze gegenüber dezentraler Versorgung durch Skaleneffekte geringere Wärmeentstehungskosten erzielen. Zudem kann das System Erzeugungsanlagen mit hohen Leistungsdichten (z.B. Industrieabwärme oder Tiefen-Geothermie) einbinden, die für eine dezentrale Versorgung nicht eingesetzt werden können. Des Weiteren können Wärmenetze verschiedene Wärmeströme aus unterschiedlichen Energiequellen flexibel und kostengünstig in das System

integrieren. Das Wärmenetz funktioniert dabei als Wärmeplattform, die das Dargebot an verschiedenen Wärmequellen mit der Wärmelast synchronisieren kann.

In (Jochum et al. 2017) wird der Ausbau von Wärmenetzen in Zusammenhang mit der Potenzialerhöhung gegenüber einer rein dezentralen Lösung als Möglichkeit erachtet, um einen Ausgleich von lokalen Energieüberschüssen und -bedarfen herzustellen. Zugleich sei die Sinnhaftigkeit des Netzausbaus dann gegeben, wenn die Kosten verhältnismäßig zur transportierten Wärmemenge ist.

Für einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber einer dezentralen Lösung erfordert dies eine gewisse Wärmedichte des Netzes sowie eine passende Siedlungsstruktur (Pfnür et al. 2016). Dies manifestiert sich darin, dass mit steigender Wärmebedarfsdichte die thermischen Netzverluste abnehmen.

Abbildung 105: Netzverluste in Abhängigkeit von der Wärmebedarfsdichte

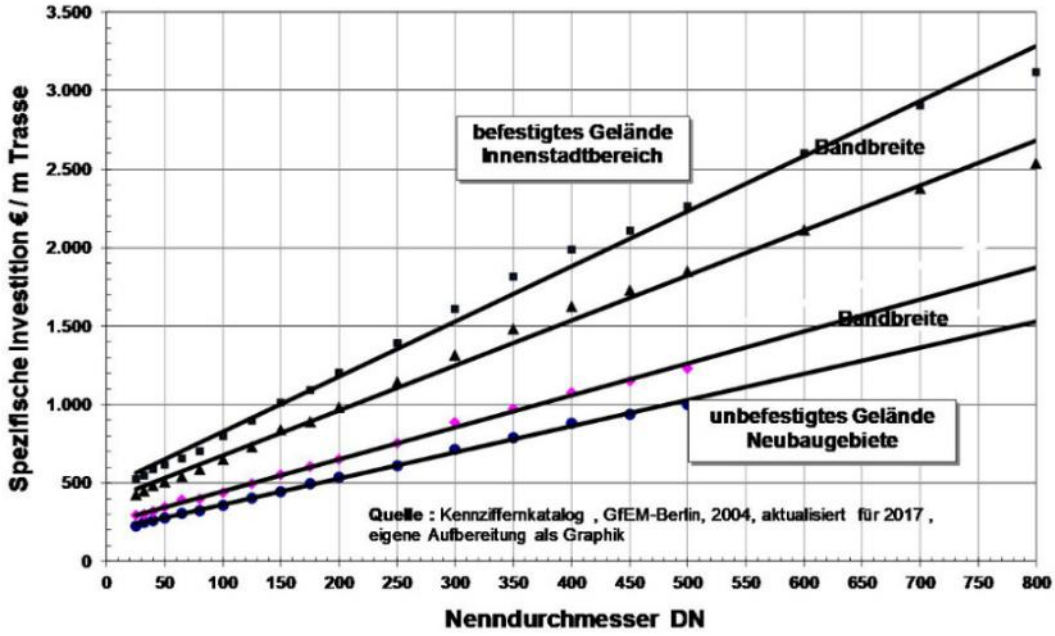


Quelle: (Pfnür et al. 2016)

Ob sich etwaige Bestands- oder Neubauquartiere durch eine leitungsgebundene Wärmeversorgung wirtschaftlich erschließen lassen, hängt somit unter anderem von der räumlichen Wärmebedarfsdichte im Quartier ab (s. Abbildung 105).

Die Wärmebedarfsdichte ist jedoch bei weitem nicht das einzige Kriterium für die Wirtschaftlichkeit bei der Verlegung von Wärmenetzen. Eine sehr große Rolle spielt die Oberflächenbeschaffenheit des Verlegeraums von Wärmenetzen. Werden Wärmenetze im unbebauten Bereich verlegt oder im Zuge von sowieso anfallenden Erschließungsmaßnahmen, sind die Installationskosten vergleichsweise niedrig. Ebenfalls kostensenkend kann es sich auswirken, wenn durch eine niedrige Netztemperatur preisgünstigere Rohrmaterialien verwendet werden können. Dagegen ist es trotz hoher Wärmedichte sehr teuer, in den dicht bebauten Innenstädten Fernwärmerohre zu verlegen. Anhaltswerte für die Kosten von Fernwärmeleitungen zeigt Abbildung 106.

Abbildung 106: Anhaltswerte für Fernwärmeleitungskosten



Quelle: (Konstantin 2018)

Ein weiterer wichtiges Kriterium ist die Verfügbarkeit preisgünstiger Erzeugungsoptionen bzw. Wärmequellen. Nur wenn vor Ort ausreichende Potenziale für eine klimafreundliche Wärme zur Verfügung stehen, werden sich wirtschaftliche Wärmenetze realisieren lassen. Dies betrifft etwa die Verfügbarkeit ausreichend großer Wärmereservoire für die Anwendung von Wärmepumpen oder die vor Ort gegebenen Voraussetzungen für die Anwendung der Geothermie.

4.2.4.1 Potenzial des Anschlussgrades von Wohnungen

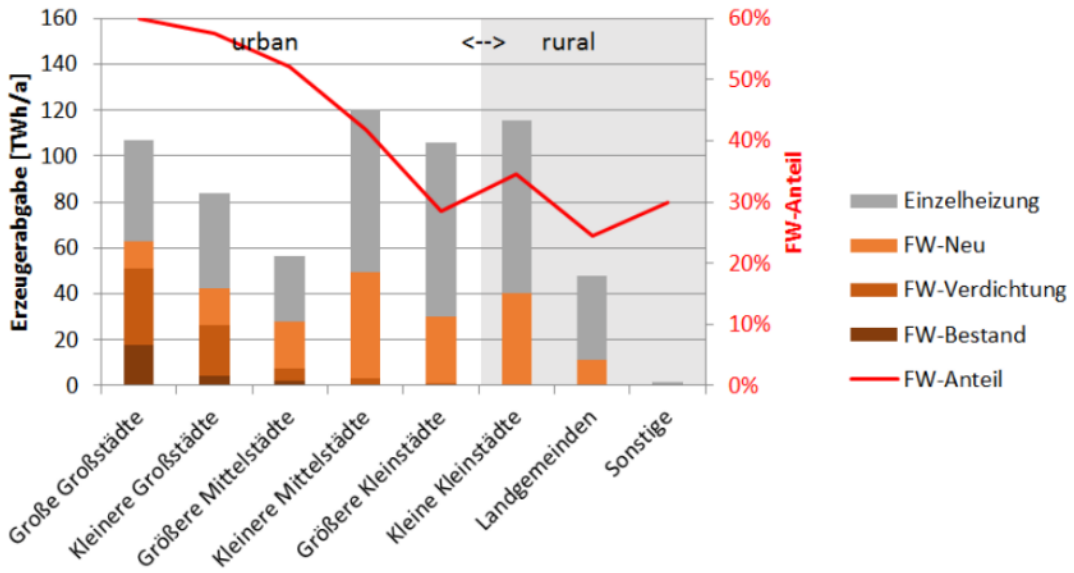
Die Frage nach der volkswirtschaftlichen Potenzialgrenze für den Anschlussgrad des Wohnungsbestandes an die Fernwärme lässt sich nicht eindeutig beantworten.

Als Orientierungsgröße kann Dänemark dienen, wo bereits heute über 60 % der Wohnungen an Wärmenetze angeschlossen sind, die zu knapp 60 % aus erneuerbaren Energien, Abwärme und Müllverbrennung gespeist werden (Gerhardt et al. 2019). Untersuchungen auf Basis von Satellitendaten bestätigen, dass das Wärmenetz-Potenzial in Deutschland vor dem Hintergrund einer höheren Bevölkerungs- und Siedlungsdichte aus struktureller Sicht größer ist, als in Dänemark. (Gils 2015).

In Deutschland sind derzeit nur 13,8 % der Wohnungen an die Fernwärme angeschlossen (BDEW 2017). Der Anschlussgrad des Wohnsektors an Wärmenetze hat sich in den vergangenen Jahren leicht positiv entwickelt: Im Wohnungsbestand von 13,5 % im Jahr 2014 auf 13,7 % im Jahr 2016 und im Neubau etwas deutlicher von 21,5 % im Jahr 2014 auf 23,8 % im Jahr 2016 (BDEW 2017).

Untersuchungen des Fraunhofer IEE halten auf der Grundlage einer volkswirtschaftlichen Analyse den Anschluss von 5,7 Mio. Haushalten und somit eine sehr deutliche Steigerung des Anschlussgrades von Gebäuden für energiepolitisch geboten (Gerhardt et al. 2019). In Abbildung 107 sind die resultierenden Wärmenetzpotenziale sowie die möglichen Anschlussquoten des Wohnungsbestands an die Fernwärme bei einer Inbetriebnahme bis 2030 im Szenario Trend (moderate Sanierung) dargestellt. Je nach Siedlungstyp werden Anschlussquoten bis etwa 60 % erzielt, auf die Gesamtheit des Wohnungsbestands beträgt die durchschnittliche Anschlussquote 37 %.

Abbildung 107: Wärmenetzpotenzial nach Siedlungstypen bis 2030 im Szenario Trend



Quelle: Gerhardt et al. 2019

Die Universität Aalborg hält sogar aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Steigerung des Anteils der leitungsgebundenen Wärmeversorgung im Gebäudebereich auf einen gemittelten Wert von 48 % im Jahr 2050 für notwendig (Paardekooper et al. 2018).

Einen anderen Ansatz verfolgt der AGFW mit seiner 70/70-Strategie. Hier wird ein Ziel-Anschlussgrad von 70 % in den 70 größten deutschen Städten unterstellt und ausgehend davon verschiedene Pfade zu diesem Anschlussgrad betrachtet (Blesl und Eikmeier 2015).

Aufbauend darauf analysiert der AGFW auch weitere Mittel- und Kleinstädte im sogenannten 40/40-Szenario. Um im Durchschnitt einen Anteil der Fernwärmeversorgung von 40 % zu erreichen, werden bis 2050 in Großstädten 70 %, in Mittelstädten 35 % und in Kleinstädten 17 % angestrebt. Dabei wird neben Wärmenetzen in allen Großstädten von Netzen in 80 % der Mittelstädte und 60 % der Kleinstädte ausgegangen. Dies entspricht einem Anteil von 40 % aller Gemeinden in Deutschland und deckt 85 % der Bevölkerung ab. Um ein solches Niveau zu erreichen, ist eine leitungsgebundene Wärmeversorgung von 116 TWh notwendig. Auch hier ist ein Großteil des Ausbaus bereits bis 2030 sinnvoll (Blesl et al. 2018).

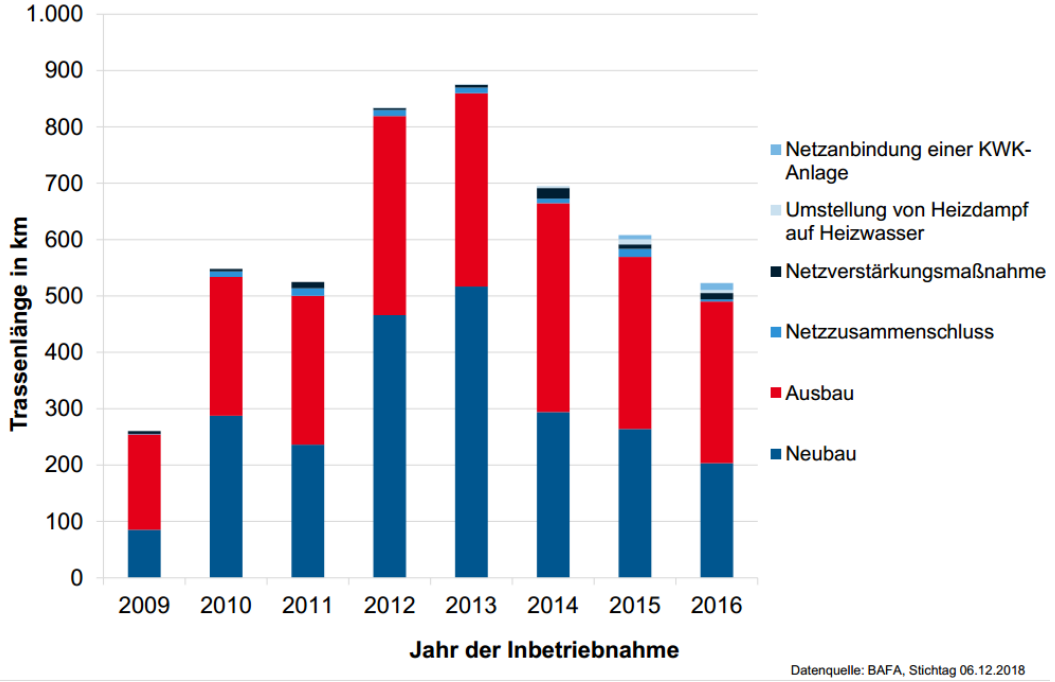
4.2.4.2 Netzausbau

Bisher veröffentlichte Studien analysieren die Entwicklung der Wärmenetze differenziert nach verschiedenen entscheidenden Einflussfaktoren. Dies sind zum Beispiel der Grad der Gebäudesanierung (Gerhardt et al. 2019; Jochum et al. 2017), die Art der Wärmeerzeugung (Blesl et al. 2018; Blesl und Eikmeier 2015) oder die Entwicklung verschiedener Förderprogramme (Blesl et al. 2018).

Auch eine Analyse der MVV Energie AG, des ifeu Instituts für Energie- und Umweltforschung und ECOFYS kommt zu dem Schluss, dass Wärmenetze in Großstädten für die Wärmeversorgung der Zukunft von besonderer Bedeutung sind (Onischka et al. 2018).

Abbildung 108 zeigt den Netzzubau auf der Grundlage der nach KWKG geförderten Wärmenetz-Trassenlängen nach Art der Baumaßnahme und Jahr der Inbetriebnahme. Dieser ist seit dem Jahr 2013 rückläufig. Im Wesentlichen konzentriert sich der Bau von Wärmenetze auf den Neubau von Netzen (hier zumeist kleine dörfliche Netze und Quartiersnetze) sowie den Ausbau bestehender Netze.

Abbildung 108: Über KWKG geförderte Wärmenetz-Trassenlängen



Quelle: (Falkenberg et al. 2019)

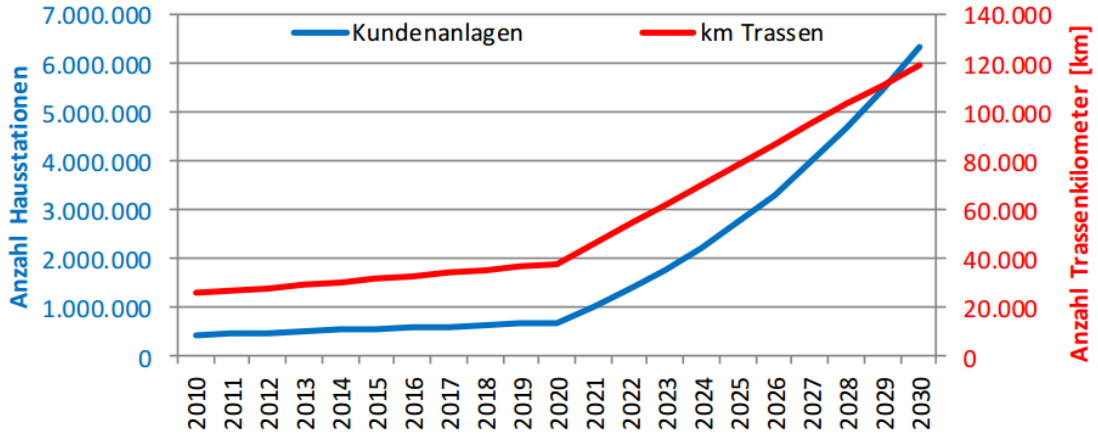
Der BDEW erwartet – ausgehend vom Status Quo im Jahre 2016 – mit einer leitungsgebundenen Nettowärmeerzeugung von 137 TWh/a langfristig bis 2050 einen leichten Rückgang auf 125 TWh/a auf der Erzeugungsseite (BDEW 2017). Vor dem Hintergrund der energetischen Gebäudemodernisierung der angeschlossenen Gebäude ist bereits für das Halten des Status Quo an Fernwärmeabsatz ein deutlicher Zubau an Leitungskapazitäten bzw. Akquisition von Neukunden erforderlich.

Eine deutliche Minderung des langfristigen Fernwärmeabsatzes wird nach (Jochum et al. 2017) prognostiziert. Hier wird bei moderater Sanierungsrate eine Verringerung der leitungsgebundenen Wärmenachfrage auf 114,6 TWh im Jahr 2030 und 82,6 TWh im Jahr 2050 erwartet, bei ambitionierter Sanierung auf 93,2 TWh im Jahr 2030 und 51,4 TWh im Jahr 2050. Die Wirtschaftlichkeit neuer Wärmenetze wird in Relation zu einer dezentralen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ermittelt.

Dagegen wird in der Studie „Klimapfade für Deutschland“ (Gerbert et al. 2018) ein deutlich größerer Fernwärmeabsatz mit Blick auf das Jahr 2050 zwischen 143 und 163 TWh jährlich angenommen. Der größte Wert für die Fernwärme resultiert dabei für das Minderungsszenario – 95 % THG. Dies würde einen deutlichen Ausbau der Netzinfrastruktur erfordern.

Auf der Basis einer volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung kommt (Gerhardt et al. 2019) zu einem sehr großen Ausbaubedarf für die Wärmenetzinfrastruktur (s. Abbildung 109). Gegenüber dem heutigen Netzausbau würde dies einer Steigerung um den Faktor 6 bis 7 entsprechen. Hierbei sind eine moderate Sanierungsstrategie im Gebäudebestand sowie der Ausstieg aus der dezentralen Biomassefeuerung vorausgesetzt.

Abbildung 109: Abschätzung des Ausbaubedarfs für Wärmenetze bis 2030



Quelle: (Gerhardt et al. 2019)

4.2.4.3 Netzverdichtung

Bei einer Erreichung des Anschlussgrads von 70 % in den 70 größten deutschen Städten bis 2050 und einem Zwischenziel von 55 % bis 2030 käme es insbesondere bis 2030 zu einer starken Zunahme des Endenergieverbrauchs an Fernwärme. Dieser Zuwachs beträgt 63 TWh bis 2030 und anschließend weitere 4 TWh bis 2050. Insbesondere im zweiten Schritt von 2030 bis 2050 wird hierbei stark auf eine Nachverdichtung bei Kunden gesetzt, deren Heizungen altersbedingt ersetzt werden müssen (Blesl und Eikmeier 2015).

Werden darüber hinaus auch Mittel- und Kleinstädte betrachtet, so ergibt sich ein zusätzliches Netzverdichtungspotenzial in bestehenden Fernwärmeversorgungsgebieten (Blesl et al. 2018). Das Potenzial ist allerdings geringer als der im Rahmen der Gebäudesanierung erwartete Rückgang des Wärmebedarfs (Pehnt 2018; Blesl et al. 2018).

(Blesl et al. 2018) spricht daher in diesem Kontext von einer Netzerhaltungsstrategie. Konkret bedeutet dies, dass die Anschlussrate des Wohnungsbestands von 31 % auf 36 % im Jahr 2030 und auf 50 % im Jahr 2050 steigen muss, um sanierungsbedingte Rückgänge auszugleichen.

4.2.4.4 Netzerweiterung

Die Leitungslänge der Fernwärmenetze in den 70 größten deutschen Städten würde nach einem 70/70-Szenario von 11.127 km im Jahr 2012 auf eine Gesamtlänge von 60.061 km im Jahr 2050 ausgebaut werden. Auch hier würde mit ca. 90 % des Zubaus ein Großteil des Ausbaus bis 2030 erfolgen, um den Anschlussgrad von 55 % bis 2030 zu erreichen (Blesl und Eikmeier 2015).

Bei der Betrachtung von Mittel- und Kleinstädten besteht in der Erschließung ein größeres Potenzial als bei der Netzverdichtung, dies ist aber auch mit einem höheren Investitionsaufwand verbunden. Um Gebiete dennoch wirtschaftlich erschließen zu können, muss dementsprechend eine gewisse Wärmedichte vorhanden sein (Blesl et al. 2018).

Das Fraunhofer IEE hält sogar einen Neubau von 85.000 km Wärmenetzinfrastruktur für notwendig, um die im Szenario vorgegebenen Klimaziele 2030 zu erreichen (Gerhardt et al. 2019).

4.2.4.5 Netzneubau

Das Nahwärmepotenzial durch Neubau wird bei moderater Sanierungsrate auf 29 % geschätzt, bei ambitionierter Sanierungsrate auf 24 % (Gerhardt et al. 2019).

Im Bereich des Netzneubaus sind die Städte mittlerer Größe von besonderer Relevanz. Im 40/40-Szenario steigt die Anzahl der sog. Mittelstädte mit Wärmenetzen von 481 im Jahr 2015 auf 619 an. Die gesamte Wärmemenge würde sogar um einen Faktor von 2,4 ansteigen.

Ähnlich verhält es sich in Kleinstädten, in denen die Zahl der Netze von 1.421 auf 3.157 ansteigen und die Wärmemenge um einen Faktor von 1,7 wachsen würde.

In Anhängigkeit der Sanierungsanstrengungen prognostiziert das IFEU-Institut einen möglichen Anschlussgrad durch Netzneubau von 19 % und somit eine leitungsgebundene Wärmeversorgung von 77 TWh bei moderater Sanierung und von 12 % bzw. 39 TWh bei einer ambitionierten Sanierungsrate (Jochum et al. 2017).

4.2.4.6 Wirtschaftlichkeit

Aus volkswirtschaftlicher Sicht hält (Blesl und Eikmeier 2015) eine Umsetzung des 70/70-Konzepts für sinnvoll und weist sowohl zum Zwischenziel im Jahr 2030 als auch bei vollständiger Umsetzung 2050 auf positive Kosteneffekte hin.

Der AGFW errechnet außerdem, dass die Umsetzung eines Anschlussgrads von 70 % in den 70 größten deutschen Städten bis 2050, bei dem ein Großteil des Ausbaus bis 2030 erfolgt, im Rahmen der aktuellen Energiewendebemühungen in 95 % betriebswirtschaftlich umsetzbar wäre (Blesl und Eikmeier 2015).

Auf Grund der energetischen Sanierung von Gebäuden nimmt die Wirtschaftlichkeit des Fernwärmenetzausbaus allerdings mit einem späteren Beginn der Realisierung des Ausbaus ab. Konkret bedeutet dies, dass bei einem Neubau von Wärmenetzen im Jahr 2040 in Kombination mit einem ambitionierten Gebäudesanierungsszenario nur rund 3 % des Wärmebedarfs im Wohnbereich wirtschaftlich mit leitungsgebundener Wärme versorgt werden könnten (Jochum et al. 2017). Auch eine besonders ambitionierte Gebäudesanierung kann Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen haben. So sind die benötigten Anschlussgrade von 80 %, die zum Erhalt des Wärmeabsatzes in Bestandsnetzen bei ambitionierter Sanierung zu erhalten nötig wären, nicht realistisch (Jochum et al. 2017).

Außerhalb von Großstädten ist ein Ausbau von Wärmenetzen ohne weitere Förderprogramme aktuell größtenteils nicht betriebswirtschaftlich umsetzbar. Die Wirtschaftlichkeitslücke in diesem Bereich schätzt der AGFW auf ca. 1 Mrd. € jährlich und langfristig bei ca. 400 Mio. € im Jahr 2050 (Blesl et al. 2018). Zum Teil kann hier noch zwischen Gemeinden in ländlicher Lage und in Randlagen von Großstädten unterschieden werden (Jochum et al. 2017).

Auch die Universität Aalborg hält eine Förderung von Wärmenetzinfrastruktur für notwendig, um die ökologisch notwendigen Anschlussgrade zu erreichen (Paardekooper et al. 2018).

Zu einem anderen Schluss kommt das Fraunhofer IEE. So sei auch ein ambitionierter Ausbau um das sechs- bis siebenfache der bestehenden Wärmenetzinfrastruktur selbst bei ambitionierter Gebäudesanierung wirtschaftlich darstellbar. Allerdings ist auch hier der frühzeitige Beginn des Ausbaus der Infrastruktur entscheidend (Gerhardt et al. 2019).

4.2.4.7 Konkurrenz zum Gasnetz

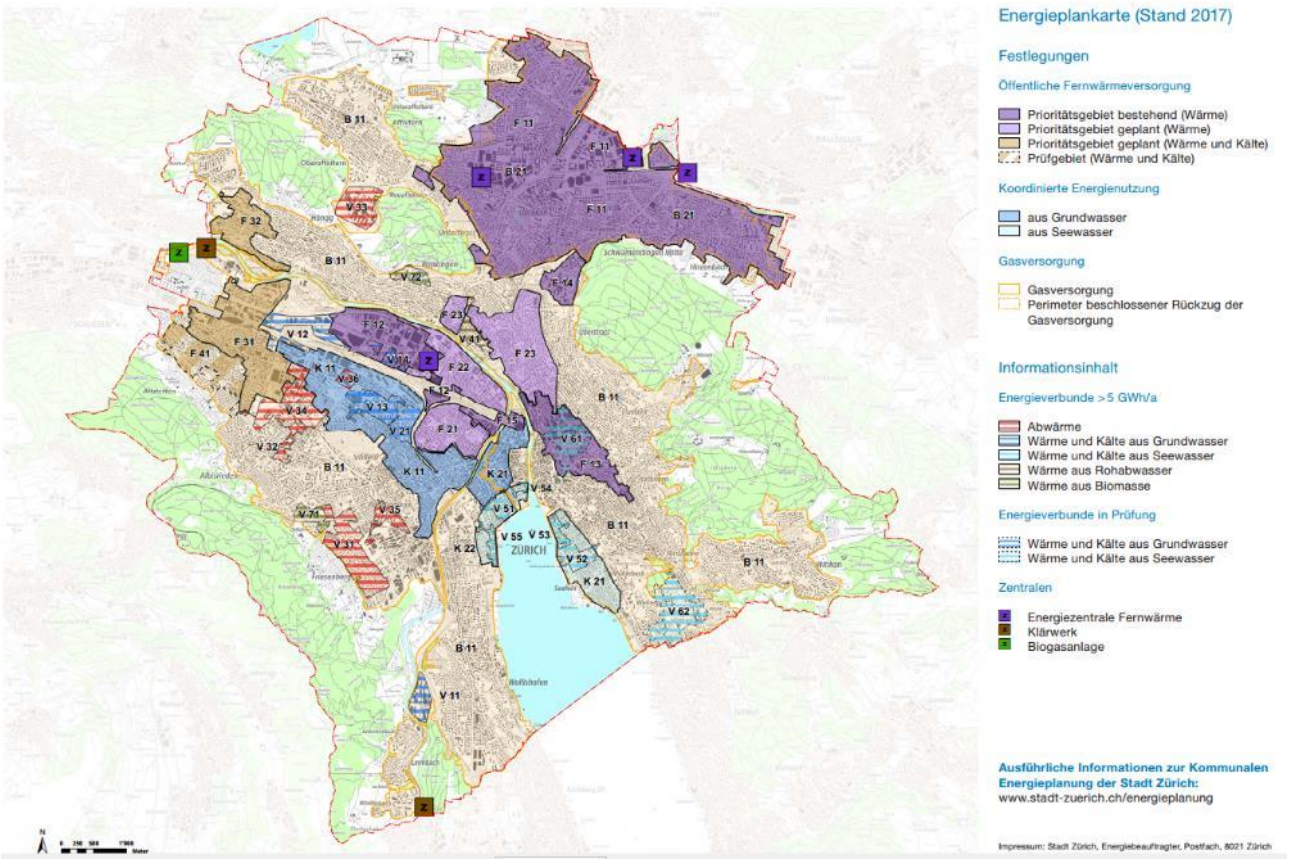
Im Rahmen der Potentialanalyse für den Wärmenetzausbau muss ein ggfls. vorhandenes Gasnetz als komplementäre Infrastrukturoption berücksichtigt werden. Die Hemmnisse für einen Wärmenetzausbau in Konkurrenz zu einem bestehenden Gasnetz sind in Kapitel 4.3 dargelegt.

Letztlich kann der Zielkonflikt zwischen den beiden konkurrierenden Infrastrukturen nur über eine übergreifende und verbindliche kommunale Energieplanung gelöst werden. Ein gutes Beispiel dafür zeigt die Stadt Zürich mit ihrem Energieplan.

Der Fokus der Züricher Energieplanung liegt auf einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Versorgung mit Wärme und teilweise auch Kälte. Dies betrifft den Ausbau der Fernwärmeversorgung, die koordinierte Nutzung von Grund- und Seewasser und der Ersatz von Feuerungsanlagen durch Wärmepumpen. Die Energieplanung hat einen Zeithorizont von 15 Jahren. Sie ist für den Stadtrat, die Verwaltung und die städtischen Energieversorgungsunternehmen verbindlich (Stadt Zürich 2017).

Eine zentrale Aufgabe der Energieplanung ist die räumliche Koordination der Versorgung mit Fernwärme, Energieverbunde (Nahwärme) und Gas. Dabei soll die parallele Erschließung mit leitungsgebundenen Energiesystemen (wie Wärmenetzen und Gas) vermieden werden. Dies schließt auch den Rückbau vorhandener Gasnetz-Infrastrukturen zugunsten einer Wärmenetz-Versorgung ein, wie es etwa im Energieplan der Stadt Zürich für das nördliche Stadtgebiet vorgesehen ist.

Abbildung 110: Energieplankarte der Stadt Zürich



Quelle: Stadt Zürich

4.3 Hemmnisse des Wärmenetzausbaus und energiepolitische Rahmenbedingungen

4.3.1 Akteursanalyse

In Kapitel 2.2.5 wurde im Rahmen der Beschreibung der Akteursgruppen das Thema Fernwärme und die jeweiligen Rollen und Aktivitäten von Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister bereits betrachtet. In Ergänzung dazu gibt die nachfolgende Analyse einen Überblick über die Akteurslandschaft bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung.

4.3.1.1 Fernwärmeversorger

Der Fernwärmesektor ist im Gegensatz zum Energiemarkt in den Bereichen Strom und Gas nicht liberalisiert. In den Fernwärmeunternehmen sind somit in aller Regel Erzeugung, Netzbetrieb und Vertrieb in einer Hand integriert. Die Unternehmen betreiben und optimieren ihr „Fernwärmesystem“ als eine gemeinsame Einheit, in der Erzeugung und Wärmenetz auf den kundenseitigen Wärmebedarf (sowie weitere Erlösoptionen wie den Stromverkauf aus den Heizkraftwerken) zugeschnitten ist.

Wenn vereinfachend von Wärmenetzen gesprochen wird, ist in der Regel nicht das Verteilnetz an sich gemeint, sondern das gesamte System aus Erzeugungsanlagen, Wärmeverteilung und Speicherung sowie die Übergabe der Wärme an die (meist kundenseitig betriebenen) Hausinstallationen.

Unternehmen, die nur ein Wärmenetz betreiben (analog den Übertragungs- oder Verteilnetzen bei Strom und Gas), finden sich im Fernwärmesektor nicht. So ist zwar in einzelnen Fällen das Wärmenetz eines Fernwärmeversorgers im Unternehmensverbund in einer gemeinsamen Einheit mit anderen Verteilnetzen organisiert (so z.B. bei den swb Bremen, die die verschiedenen Leitungssparten Strom, Gas, Wasser und Wärme in der wesernetz Bremen GmbH organisiert haben), jedoch sind Betrieb und Ausbau des Wärmenetzes stets auf die eigene Fernwärmesparte (Vertrieb, Erzeugung) bezogen.

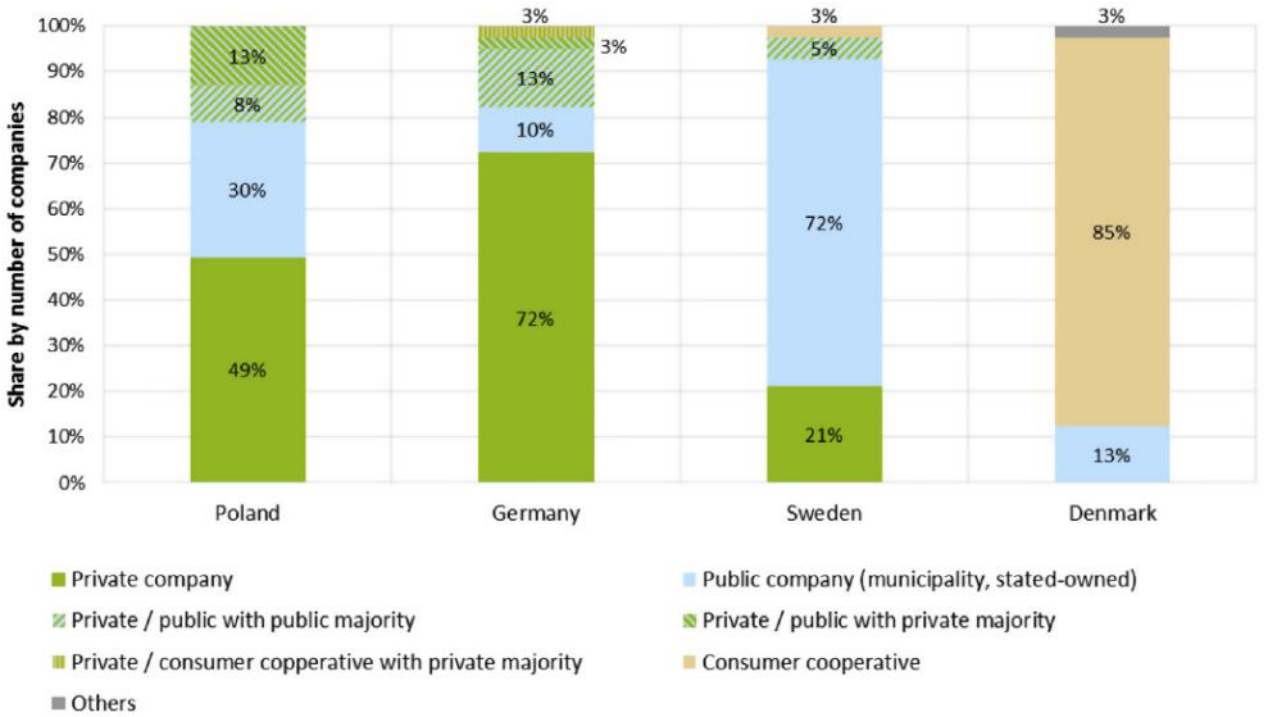
Eine Sonderstellung dazu nehmen die übergeordneten Fernwärmeschienen (Rhein-Ruhr, Saargebiet) ein, die zur gemeinschaftlichen Versorgung von verschiedenen Fernwärmesystemen in den Kommunen sowie zur Versorgung von Industriearealen errichtet wurden (s. Abbildung 62).

Weiterhin sind im Bereich der Wärmenetze auch Organisationsformen verbreitet, in denen die Betriebsführung vom Eigentümer des Wärmenetzes an Dritte ausgelagert wird. Dies betrifft teilweise auch die Errichtung und den Betrieb der notwendigen Wärmeerzeugungsanlagen. Eine solche Organisationsform findet sich vor allem bei kleineren Wärmenetzen und hier insbesondere im Bereich der Wohnungswirtschaft (s. Kapitel 4.1.3.1).

Teilweise werden auch Erzeugungsanlagen, die Wärme für das jeweilige Fernwärmesystem bereitstellen nicht von Fernwärmeunternehmen selbst, sondern von Dritten errichtet und betrieben. Dies ist eine übliche Organisationsform bei der Einbindung von Wärme aus Abfallverbrennungsanlagen oder Industrieabwärme in die örtliche Fernwärmeversorgung. Anders als im Bereich Strom und Gas, wo der Zugang Dritter zu den Netzinfrastrukturen gesetzlich geregelt ist, handelt es sich hierbei jedoch um Organisationsformen auf der Basis bilateraler privatrechtlicher Verträge.

Für die Akteursanalyse im Bereich der Wärmenetze ist auch die Eigentümerstruktur der Fernwärmeunternehmen bedeutsam. Nach (Bürger et al. 2019) ist in Deutschland die Mehrzahl der Fernwärmeunternehmen in Form privater Unternehmen organisiert. In etwa ¼ der Fälle handelt es sich um Unternehmen mit einer Beteiligung der öffentlichen Hand. Im Vergleich dazu ist die Beteiligung der öffentlichen Hand an den Fernwärmeunternehmen in Polen und Schweden deutlich größer. Eine Sonderstellung nimmt Dänemark ein, wo eine deutliche Mehrheit der Unternehmen genossenschaftlich organisiert sind.

Abbildung 111: Eigentümerstruktur der Fernwärmeunternehmen in verschiedenen Ländern



Quelle: Bürger et al. 2019

Tatsächlich sind jedoch die Annahmen über die Eigentümerstruktur von Fernwärmeunternehmen mit großen Unsicherheiten behaftet. In der Sektoruntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamtes aus dem Jahr 2012, die auch hier als Datengrundlage diente, wurden 74 Fernwärmeunternehmen befragt.

Eine gegenüber der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes detailliertere Untersuchung zu den Strukturen der Fernwärmeversorgung in Schleswig-Holstein führte die dortige Landeskartellbehörde für Energie im Jahr 2016 durch. Im Ergebnis zeigte sich hier ein anderes Bild der Eigentümerstruktur mit einem weitaus höheren Anteil der öffentlichen Hand. Von den dort untersuchten 40 Fernwärmeunternehmen befanden sich 35 Unternehmen ganz oder zumindest mehrheitlich in kommunaler Hand (Landeskartellbehörde für Energie (LKartBE) 2016). Ob es sich bei der Situation in Schleswig-Holstein um eine regionale Besonderheit handelt, oder der deutlich höhere kommunale Anteil gegenüber der Untersuchung des Bundeskartellamtes auf die Berücksichtigung auch kleinerer Versorgungsunternehmen im Land zurück zu führen ist, lässt sich mangels entsprechender Analysen zur Eigentümerstruktur der Unternehmen nicht eindeutig klären. Eine ähnliche Untersuchung wie in Schleswig-Holstein wurde von der Landeskartellbehörde Niedersachsen zur Marktuntersuchung des Fernwärmemarktes Niedersachsen im Jahr 2013 durchgeführt. Der Abschlußbericht weist jedoch keine Daten zur Eigentümerstruktur der Fernwärmeunternehmen aus.

Auch die Zahl der tatsächlich am Fernwärmemarkt tätigen Versorgungsunternehmen ist wie auch im Bereich der installierten Wärmenetze (s. Kapitel 4.1.3.1), nicht exakt bekannt. Bei den brancheninternen Befragungen des AGFW beteiligen sich regelmäßig etwa 200 Unternehmen. Das Statistische Bundesamt nennt aktuell eine Anzahl von 593 Fernwärmeerzeugern (statista 2020).

Die Investitionsentscheidungen zur Errichtung von Fernwärmeerzeugungsanlagen, den Ausbau von Wärmenetztrassen oder anderweitiger Fernwärmeinfrastruktur werden von den Unternehmen im Wesentlichen aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen getroffen.

Bei bestehenden Fernwärmesystemen stehen beispielsweise Ersatzinvestitionen an, wenn Erzeugungsanlagen oder andere Teile der Infrastruktur (Rohrleitungen, Speicher, Pumpstationen, Steuerungen etc.) ihre Lebensdauer erreicht haben bzw. der Aufwand für Wartung und Instandhaltung zu groß wird.

Andere Anlässe für Investitionen können sich auf der Grundlage des geltenden regulatorischen Rahmens ergeben. So können beispielsweise Ersatzinvestitionen erforderlich sein, wenn die Erzeugungsanlagen nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen und aus Immissionsschutzgründen außer Betrieb genommen werden müssen. Auch eine attraktive Förderkulisse für die Errichtung neuer Anlagen kann aus wirtschaftlichen Gründen der Anlass für eine Neu-Investition sein.

Weitere Anlässe für Investitionen können sich insbesondere für den Wärmenetzausbau auf der Grundlage neuer Wärmebedarfe ergeben, wenn beispielsweise Neubauquartiere neu erschlossen und mit Wärme versorgt werden sollen. Hier haben die Errichter der Gebäude (Wohnungswirtschaft, Investoren etc.) eine wichtige Funktion als Wärmenachfrager. Aber auch die Kommune kann über planungsrechtliche Instrumente eine Fernwärmeversorgung in diesen Quartieren befördern und damit Investitionen auslösen.

Die Entscheidungswege innerhalb der Unternehmen bei anstehenden Investitionen verlaufen über die Identifikation geeigneter Maßnahmen, über die Vorplanung, den Abwägungs- und Entscheidungsprozess zur tatsächlichen Umsetzung bis hin zur Genehmigungs- und Ausführungsplanung, der praktischen Umsetzung und der Dokumentation und Evaluierung. (s. Kapitel 4.3.1.6). In aller Regel sind hier verschiedene unternehmensinterne Abteilungen wie etwa Technik und Vertrieb bis hin zum Vorstand in den Entscheidungsprozess involviert.

4.3.1.2 Kommunen

Kommunen spielen im Kontext der leitungsgebundenen Wärmeversorgung gleich in mehrfacher Hinsicht eine bedeutende und einflussreiche Rolle: auf unternehmerischer sowie planerischer und ordnungsrechtlicher Ebene.

Als kommunaler Eigenbetrieb oder Gesellschafter von Stadtwerken tragen sie unternehmerische Verantwortung für die Wärmeversorgung und sind dadurch in der Position, die Planung der Wärmeinfrastruktur und den Betrieb des örtlichen Fernwärmesystems sowie alle Investitionen maßgeblich mitzusteuern.

In ihrer Rolle als Wärmeversorger stehen die Kommunen hinsichtlich der Ausweitung von Wärmenetzen und der Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze diversen Hemmnissen gegenüber – oftmals dieselben wie bei der privaten Energiewirtschaft –, die zu einer Zurückhaltung bei Investitionen führen können:

- Betriebswirtschaftliche Erwägungen schränken Investitionsentscheidungen ein.
- Versorgungssicherheit hat bei Fernwärme hohe Priorität.
- Die langfristige Erlössituation ist nicht ausreichend gesichert. Ein Grund hierfür ist der Strukturwandel im Energiemarkt, der mit niedrigen Preisen für fossile Energieträger einhergeht.
- Der Neubau von Fernwärmesystemen steht in Konkurrenz zu bestehenden Erdgas-Infrastrukturen: In diesem Fall ist potenziell die Wirtschaftlichkeit beider Systeme beeinträchtigt.
- Die Konzessionsabgaben aus dem Betrieb von Gasverteilnetzen stellen eine wichtige – und für Kommunen oftmals unverzichtbare – Einnahmequelle für den kommunalen Haushalt dar. Eine Einführung von Sondernutzungsentgelten für die Wegenutzung durch Fernwärmeleitungen als Kompensation würde die Fernwärme verteuern und im Wettbewerb zur Objektversorgung benachteiligen.

Über ihre unternehmerische Rolle hinaus sind Kommunen beim Ausbau von Wärmenetzen auch planerisch und ordnungsrechtlich involviert: Sie können auf die Wärmeversorgung von Quartieren oder auch der gesamten Gemeinde Einfluss nehmen und durch geeignete Instrumente der Bauleitplanung eine leitungsgebundene Wärmeversorgung befördern.

Zudem haben sie die Möglichkeit, ordnungsrechtliche Vorgaben für einen Anschluss- und Benutzungszwang an konkrete Fernwärmesysteme zu erlassen. Allerdings sind die planungsrechtlichen Kompetenzen im BauGB und den nachgeordneten Verordnungen in Bezug auf den Wärmenetzsektor in einigen Aspekten ebenso rechtlich umstritten bzw. Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen wie der Erlass kommunaler Fernwärmesatzungen mit Anschluss- und Benutzungszwang.

Mit einer kommunalen Wärmeplanung würden sich für die Kommune weitreichende Möglichkeiten eröffnen, um Interessen und Maßnahmen zu koordinieren, sowie Wärmeerzeugung und Bedarfsdichten konzeptionell abzustimmen. Ziel eines solchen Planungsprozesses ist die Identifizierung und die Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung der Kommune. In Dänemark gehört eine kommunale Wärmeplanung bereits seit 1979 zu den verpflichtenden Kernaufgaben jeder Kommune und hat wesentlich dazu beigetragen, dass Dänemark nunmehr über eine bis in kleine Gemeinden reichende Fernwärme-Infrastruktur verfügt.

Schließlich haben die Kommunen auch eine ordnungsrechtliche Rolle bei der Genehmigung von Anlagen nach dem Immissionsschutz-, Wasser- und Naturschutzrecht sowie bei der Nutzung von öffentlichem Straßenraum für die Verlegung von Fernwärmeleitungen.

4.3.1.3 Gesetzgeber und Verbände

Grundsätzlich ist die Fernwärme mehr als andere Wärmeversorgungsoptionen durch die hohen Investitionskosten in den Leitungsbau und die damit verbundenen langen Refinanzierungszeiträume auf langfristig verlässliche und förderliche Rahmenbedingungen in der Energie- und Kommunalpolitik angewiesen. Vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber eine entscheidende Rolle für die Anreizung oder Verpflichtung zu Investitionen im Fernwärmesektor.

Auf Seiten der finanziellen Förderung von Investitionen ist der Bundes-Gesetzgeber schon seit vielen Jahren aktiv. Wichtige Programme sind hier das KWKG, das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“, sowie die verschiedenen über die KfW abgewickelten Programme. Mit den angekündigten neuen Förderprogramm Bundesprogramm effiziente Wärmenetze „BEW“ soll die bestehende Förderkulisse im Bereich der Fernwärme weiter optimiert werden.

Im Bereich des Ordnungsrechtes ist bisher der Fernwärmesektor gegenüber den Energiesektoren Strom und Gas vergleichsweise wenig reguliert. Es existiert bislang noch kein ordnungsrechtlicher Treiber für eine rasche Transformation im Fernwärmesektor zu erneuerbaren Energien und Abwärme. Mit der Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) in nationales Recht könnte sich dies ändern, denn in der Richtlinie sind verschiedene Instrumente wie etwa eine Mindestquote für erneuerbarer Energien auch in Fernwärmesystemen enthalten (s. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Teilweise wird diese Lücke im bundesdeutschen Ordnungsrecht durch entsprechende Initiativen auf Seiten der Bundesländer geschlossen. So haben etwa Thüringen, Baden-Württemberg und die Freie und Hansestadt Hamburg landesgesetzliche Regelungen getroffen, die die Fernwärmeversorger zur Erstellung von Transformationsplänen in Bezug auf die künftige Fernwärmeerzeugung verpflichten.

Die zentrale Stellung des Gesetzgebers in Bezug auf einen Regulierungs- und Förderrahmen für die Fernwärme zieht es auch nach sich, dass die verschiedenen Akteure im Energiemarkt versuchen, ihre Interessen in den politischen Gestaltungsprozess einzubringen.

Die leitungsgebundene Versorgung durch Fernwärme sieht sich hier einer starken objektgebundenen Konkurrenz gegenüber: Nach wie vor dominieren im Wärmesektor fossil befeuerte Gas- und Ölkessel in der Objektversorgung. Dahinter steht ein Netzwerk aus Akteuren der Gas- und Mineralölwirtschaft sowie Herstellern von Heizkesseln, die seit Jahrzehnten ihren Einfluss geltend machen, um den Absatzmarkt fossiler Heizkessel zu sichern. Politisch getragen und mit öffentlichkeitswirksamen Kampagnen unterstützt werden die Interessen objektgebundener Technologien durch Verbände wie MWV oder BDH[80] (Bruns 2012; Bruns et al. 2016).

Beispiele hierfür sind

- die Initiative Zukunft Erdgas (https://www.zukunft-erdgas.info/) mit dem Ziel der langfristigen Positionierung und Sicherung des Energieträgers Erdgas im Wettbewerb, finanziert/getragen u.a. von Versorgern, Heizungsherstellern und finanzstarken Unternehmen wie E.ON, Gazprom und Wingas,
- die Initiative Zukunftsheizen (https://www.zukunftsheizen.de/startseite.html) des Instituts für Wärme und Öltechnik e.V., finanziert/getragen u.a. von Herstellerfirmen und Brennstoffversorgern wie Shell, Esso und Aral,
- die Allianz Freie Wärme e.V. (http://www.freie-waerme.de/home/), ein Zusammenschluss verschiedener Protagonisten der fossilen Einzelheizungen – u.a. der Verband der Heizungsindustrie, Heizkesselhersteller, die Initiative Pro Schornstein e.V. sowie die Verbände des SHK-Handwerks und der Schornsteinfeger – mit dem Ziel, Position gegen leitungsgebundene Wärmeversorgung und kommunale Instrumente wie den Anschluss- und Benutzungszwang oder Verbrennungsverbote zu beziehen. Unter anderem werden von der Allianz wissenschaftliche Studien finanziert, anhand derer die Vorzüge der objektbezogenen Versorgung gegenüber Fernwärmesystemen belegt werden sollen. Mediale Aufmerksamkeit erzielte z. B. die Studie „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt“ von 2016 (Pfnür et al. 2016).

Als wichtigster Branchenverband für die Interessenvertretung der Fernwärmebranche ist der AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., früher: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme) ein Teil der Energiewirtschaft. Der AGFW vertritt sowohl die Interessen der kommunal geprägten Stadtwerke, als auch der privat organisierten Energieversorger und Contractoren.

Der AGFW begleitet und unterstützt grundsätzlich die Integration von erneuerbaren Energien und Niedertemperaturwärmeströmen in Fernwärmesysteme, beispielsweise über Forschungsprojekte und technische Expertise. Vor dem Hintergrund der teils schwierigen Erlössituation in der Branche zielten die politischen Verbandsaktivitäten jedoch in der Vergangenheit primär auf die Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Versorger ab, etwa im KWKG und im Mietrecht.

Folgende energiewirtschaftliche Verbände im Bereich der leitungsgebundenen Wärme sind neben dem AGFW hier energiepolitisch relevant:

- Der BDEW bewertet die Fernwärmeversorgung, vor allem in den urban geprägten Regionen Deutschlands, in einer aktuellen Studie als einen unverzichtbaren Baustein der Energie- und insbesondere der Wärmewende. Die Versorgung mit CO_2-freier und CO_2-armer Wärme über Wärmenetze nennt er eine volkswirtschaftlich ökonomische Möglichkeit, die genutzt werden sollte (BDEW 2017).

[80] BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, MWV: Mineralölwirtschaftsverband, BDH: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie

- Der VKU (Verband kommunaler Unternehmen) hat als Interessenvertretung der Stadtwerke energiepolitisch starken Einfluss. Diesen nutzt er, ähnlich wie der AGFW, jedoch vornehmlich, um die bestehenden Geschäftsmodelle wirtschaftlich abzusichern.
- Der VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) vertritt insbesondere Unternehmen mit Erzeugungsanlagen und Wärmenetzen im industriellen Sektor.
- Im B.KWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung) sowie im VfW (Verband für Wärmelieferung) sind hauptsächlich Contracting-Unternehmen organisiert.

Auch die Branchenverbände der erneuerbaren Energien versuchen hier ihren politischen Einfluss geltend zu machen. Der BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) fungiert als Dachverband für die einzelnen Spartenverbände wie Bioenergie oder Solarenergie. Eine deutlich ausgeweitete Marktrolle der erneuerbaren Energien im künftigen Energiesystem ist ein zentrales Anliegen des BEE. Nachdem in den letzten Jahren hierbei vor allem der Strommarkt im Mittelpunkt stand, wird nun auch dem Wärmesektor verstärkte Aufmerksamkeit gewidmet.

Bereits 2016 hat der BEE ein Positionspapier mit einer Analyse des Wärmemarkts und Eckpunkten einer Wärme- und Kältestrategie veröffentlicht. Neben Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien in dezentralen Anwendungen zeigt die Publikation mit dem Titel „Effizient Erneuerbar“ auch Potenziale für erneuerbare Energien in Wärmenetzen auf.

Wesentliche Kernpunkte sind (a) eine klimafreundliche Finanzreform mit dem Ziel einer höheren Besteuerung fossiler Energieträger, wodurch Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energien gleichermaßen profitieren würden und (b) die Umsetzung flankierender Instrumente im Bereich der Wärmenetze, z.B. einen ansteigenden Mindestanteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen sowie eine verpflichtende Wärmenutzungsplanung für Kommunen.

Das macht den BEE grundsätzlich zu einem relevanten Fürsprecher für die Marktausweitung von EE-Wärmenetzen, zugleich ist aufgrund der Verbandsstruktur eine klare Positionierung schwierig. Denn hinter den einzelnen Spartenverbänden innerhalb des BEE stehen sehr unterschiedliche Technologien und Geschäftsmodelle auf Basis dezentraler Anwendungen wie Holzheizungen oder Wärmepumpen.

Hier kann es inhaltlich durchaus zu Interessenskonflikten kommen, wie etwa das Beispiel der erwähnten Studie „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt“ (Pfnür et al. 2016) zeigt: Diese Studie, die die Fernwärmeversorgung sehr kritisch betrachtet, wurde vom DEPV (Deutscher Energieholz- und Pelletsverband e.V.) kofinanziert, der ebenfalls Mitglied im BEE ist.

4.3.1.4 WärmekundInnen

Die Gruppe der FernwärmekundInnen ist heterogen und beinhaltet den Mietwohnungssektor, Ein- und Zweifamilienhausbesitzer, die über Fernwärme den Wärmebedarf ihres selbst genutzten Hauses decken, sowie gewerbliche Nutzer, Industriebetriebe und öffentliche Gebäude.

In der größten Nutzergruppe, dem Mietwohnungssektor, kommt der professionellen Wohnungswirtschaft besonders hohe Bedeutung zu. Wichtige Akteure sind der GdW (Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen) und der BfW (Bundesverband freier Immobilien- und Wohnungsunternehmen). Private Eigentümer von Mietwohngebäuden und Wohnungseigentumsgemeinschaften sind ebenfalls relevant, jedoch kaum organisiert.

Das Vertragsverhältnis besteht im Mietwohnungssektor meist zwischen Fernwärmeversorger und Eigentümer, nicht jedoch zum Mieter als Verbraucher. An ihn werden die Wärmekosten vom Wohnungsunternehmen durchgeleitet. Der Mieter selbst hat damit auch nahezu keinen Einfluss auf mögliche Investitionsentscheidungen der Fernwärmeunternehmen.

Die Wohnungswirtschaft hat grundsätzlich starkes Interesse an kostengünstigen und klimafreundlichen Versorgungslösungen (GdW 2013). Bei der Fernwärmeversorgung ergeben sich verschiedene Vorteile gegenüber einer eigenen Objektversorgung:

- Es fallen keine Investitionen in eine eigene Heizkesselanlage und Schornsteinanlagen sowie deren Wartung und Instandsetzung an.
- Der Raumbedarf für die Heizanlagen im Gebäude ist deutlich geringer.
- Durch die zumeist sehr niedrigen Primärenergiefaktoren bei der Fernwärme – viele weisen sogar einen Faktor von 0,0 auf – können die primärenergetischen Anforderungen aus der Energieeinsparverordnung mit einem vergleichsweise geringen Aufwand an baulichem Wärmeschutz erreicht werden, was zu deutlichen Kosteneinsparungen in der Wohnungswirtschaft führt.

Der Primärenergiefaktor spielt auch im Hinblick auf energetische Sanierungen eine Rolle: Aus Sicht der Wohnungswirtschaft ist eine ambitionierte energetische Modernisierung des Gebäudebestands nur eingeschränkt möglich bei gleichzeitig bestehenden Dämmrestriktionen aufgrund bauphysikalischer, architektonischer, gestalterischer und soziologischer Faktoren. Durch einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien in der Versorgung – die auch den Primärenergiefaktor senken – ließen sich Investitionen in baulichen Wärmeschutz vermeiden.

Die Wohnungswirtschaft könnte somit auch künftig starkes Interesse an Wärmenetzen haben, die über hohe Anteile an erneuerbaren Energien und Abwärme gespeist werden. Somit entsteht hier ein Anreiz für Investitionen auf Seiten der Fernwärmeversorger, falls das Wärmenetz nicht vom Wohnungsunternehmen selbst errichtet wird.

In diesem Zusammenhang muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass sowohl die Wohnungswirtschaft als auch Mieter- und Verbraucherverbände und auch gewerbliche Abnehmer die derzeitige Praxis der Fernwärmeversorgung teilweise kritisch sehen.

Dies betrifft in erster Linie den kommunalen Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme, die jeden Wettbewerb um die Versorgung verhindert. Aber auch in Bezug auf die Höhe und Transparenz der Fernwärmepreise, die Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis sowie die fehlende Anpassungspflicht der Leistung bei erfolgter Gebäudemodernisierung wird Kritik geäußert. Ausführlich werden die strukturellen Defizite des Fernwärmesektors hinsichtlich des Verbraucherschutzes in einem Praxisbericht für das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz beschrieben (Maaß et al. 2015).

Grundsätzlich können die WärmekundInnen über die Nachfrage die Investitionsentscheidungen der Fernwärmeunternehmen im begrenzten Maß beeinflussen. Dies dürfte insbesondere für die gewerblichen Abnehmer auf der Grundlage ihrer größeren Bereitschaft und den technischen Möglichkeiten für einen Wechsel der Versorgungsart zutreffen (s. Kap. 4.1.2).

Mit dem möglichen Wettbewerb über eine Eigenversorgung können gewerbliche oder industrielle Fernwärmekunden Druck auf den Versorger ausüben, Investitionen in eine veränderte Erzeugung zu tätigen. Ein Beispiel dafür ist die Volkswagen AG, die mit ihrem unternehmensinternen Ziel einer möglichst erneuerbaren Energieversorgung Druck auf das Fernwärmeunternehmen Enercity GmbH als Mit-Eigner des Kohle-Heizkraftwerks Hannover-Stöcken aufgebaut hat, dieses Heizkraftwerk zeitnah zu ersetzen.[81]

[81] https://www.haz.de/Nachrichten/Wirtschaft/Niedersachsen/Enercity-Gute-Jahresbilanz-und-Sorgen-um-Kraftwerk-Stoecken

4.3.1.5 Weitere Akteure

Neben den Fernwärmeunternehmen selbst, Kommunen und Gesetzgeber sind in vielen Fällen weitere Akteure mittelbar oder unmittelbar an den Entscheidungsprozessen und/oder Umsetzung von Maßnahmen im Fernwärmesektor beteiligt.

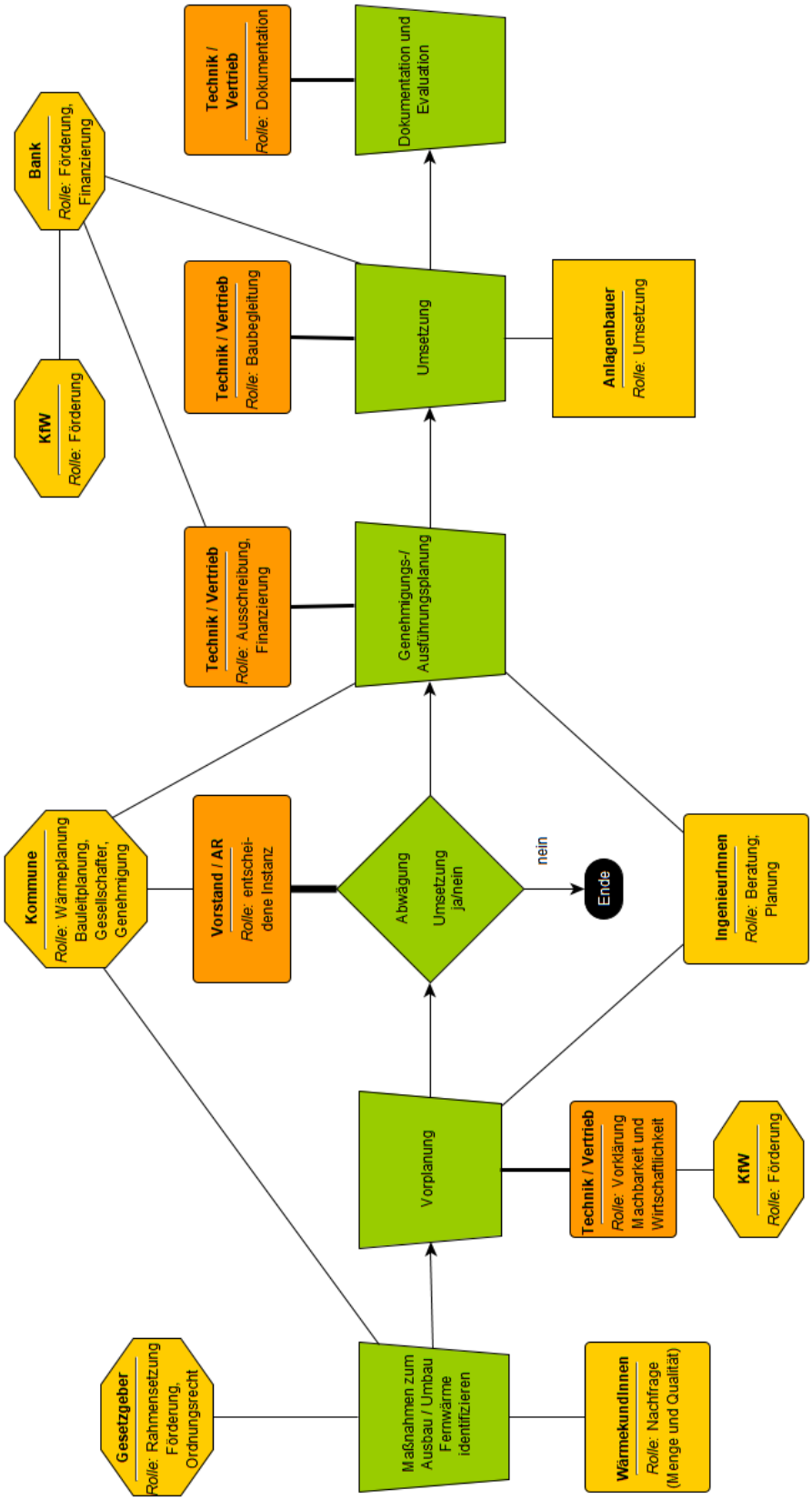
Bei der Finanzierung der Maßnahmen sind die KfW als zentrale Institution zur Abwicklung staatlicher Förderprogramme wie auch die Hausbank des Unternehmens in den Prozess involviert. Hierbei geht es auch um die Einschätzung des finanziellen und technischen Risikos bei der Umsetzung der Investitionsentscheidungen.

Im Planungsprozess sind in der Regel externe Ingenieurbüros mit der Vorplanung und in späteren Leistungsphasen mit der Genehmigungs- und Ausführungsplanung befasst.

Im Umsetzungsprozess sind dann je nach Maßnahme externe Anlagenbauer und ggfls. auch Investoren mit involviert.

4.3.1.6 Wirknetz

Abbildung 112: Wirknetz zum Fernwärmesektor



4.3.2 Hemmnisse des Wärmenetzausbaus

In diesem Kapitel erfolgt eine strukturierte Analyse und Bewertung der Hemmnisse, die im Hinblick auf den Wärmenetzausbau und die Transformation vorhandener Wärmenetzsysteme bestehen. Dabei wird fokussiert auf den Zubau von Wärmenetzen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und/oder Abwärme, die einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten. Einige der dargestellten Hemmnisse gelten jedoch auch für den Wärmenetzausbau allgemein.

Schwerpunkte dieser Betrachtung liegen auf den Kategorien, die in diesem Zusammenhang am relevantesten sind: ökonomische Hemmnisse, Finanzierungshemmnisse und regulatorische Hemmnisse. Darüber hinaus können planerische, technische und gesellschaftliche Hemmnisse bestehen. Diese werden hier kurz aufgelistet, nicht jedoch eingehend betrachtet und analysiert.

4.3.2.1 Ökonomische Hemmnisse

Emissionshandel

Aus den nachfolgenden Gründen zeigt der Emissionshandel – auf europäischer Ebene das wesentliche klimapolitische Instrument– kaum Lenkungswirkung hin zu kohlenstoffarmen Brennstoffen und dem Einsatz erneuerbarer Energien in der Fernwärme. Der Zertifikatspreis für CO_2 bewegt sich seit Jahren kontinuierlich auf einem niedrigen Niveau. In den Jahren 2012 bis 2017 lag der Preis sogar unterhalb eines Wertes von 10 €/t. Im Zeitraum zwischen Mitte 2018 und Mitte 2019 ist zwar eine deutliche Steigerung des Wertes auf etwa 25 €/t zu verzeichnen, dies reicht aber für eine deutliche Lenkungswirkung hin zu erneuerbaren Energien noch nicht aus.

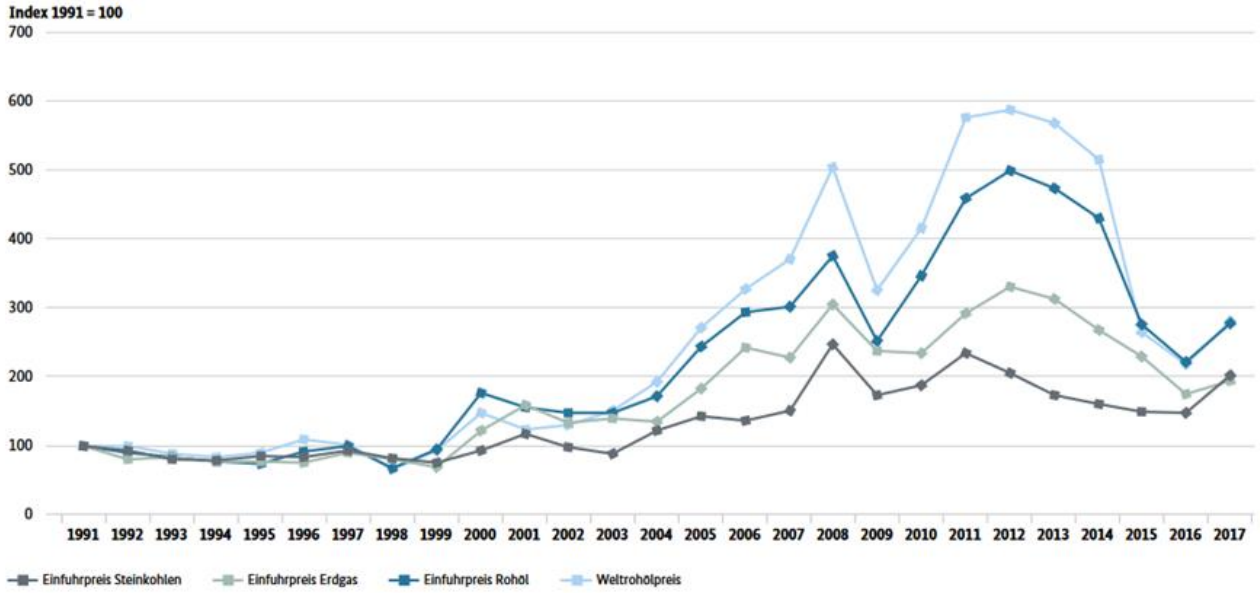
War der Fernwärmesektor bis 2013 zunächst gänzlich aus dem Emissionshandel ausgenommen, wird er seitdem sukzessive und nur bei großen Erzeugungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung > 20 MW in den Emissionshandel einbezogen. Nach § 7 Abs. 4 KWKG erhalten neue KWK-Anlagen, die ab dem 01.01.2013 in Betrieb gegangen sind und unter das Treibhausemissionshandelsgesetz (TEHG), sowie nicht unter das Ausschreibungssegment (bis 50 MW) fallen, einen Zuschlag von 0,3 Cent je kWh auf die KWK-Zulage. Dadurch werden die Kosten der Emissionszertifikate kompensiert, wodurch eine Lenkungswirkung entfällt.

Mit der Einführung einer CO_2-Bepreisung durch den Brennstoffemissionshandel wurde ein neuer Treiber für Investitionen in Richtung erneuerbare Energien im Wärmesektor etabliert. Dies könnte auch für die Dekarbonisierung im Fernwärmebereich bedeutsam sein, denn hier können dir wirtschaftlichen Vorteile der Systemintegration erneuerbarer Energien gegenüber der dezentralen Anwendung zum Tragen kommen.

Brennstoffpreise

Ein Blick auf die Preisentwicklung in der Fernwärmeerzeugung eingesetzter fossiler Brennstoffe Kohle, Öl und insbesondere Gas zeigt, dass diese sich in den letzten Jahren kaum nach oben bewegt haben, bzw. sogar gesunken sind. Perspektivisch wird auch kein signifikanter Anstieg des Preisniveaus erwartet. Die Konsequenz: Aufgrund der niedrigen Bezugspreise verspüren Fernwärmeversorger keinen Handlungsdruck, auf erneuerbare Wärme oder Abwärme umzustellen.

Abbildung 113: Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland



Quelle: (BMWi 2018)

Energiebesteuerung

Eine Besteuerung fossiler Brennstoffe könnte ein wirkungsvolles Lenkungsinstrument zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz sein – in der Realität verhindert die derzeitige Praxis der Energiebesteuerung jedoch einen solchen Effekt. Die Idee der Europäischen Kommission einer europaweiten Kohlenstoff- und Energiesteuer scheiterte in den 1990er Jahren am Widerstand der Mitgliedsstaaten, so dass jedes Land die Energiebesteuerung weiterhin für sich regelt.

Betrachtet man die Steuersätze, die in Deutschland auf Energieträger erhoben werden, so zeigt sich ein sehr uneinheitliches Bild: Während die Steuerlast für Strom und Treibstoff vergleichsweise hoch ist, fällt die Belastung für Brennstoffe deutlich geringer aus. Für Brennstoffe ist der Steuersatz für Braun- oder Steinkohle am niedrigsten, am höchsten für Erdgas. Aus Sicht des Klimaschutzes ist diese steuerrechtliche Unausgewogenheit konträr zu den von den Brennstoffen verursachten Treibhausgasemissionen.

Auch die vollständige Rückerstattbarkeit der Stromsteuer (für den Verbrauch im Objekt bei KWK-Anlagen bis 2 MW_{el}) sowie der Energiesteuer auf den Brennstoffeinsatz beim Einsatz von KWK verhindert eine Lenkungswirkung zu erneuerbaren Energien.

KWK-Gesetz

Für die Fernwärmewirtschaft ist das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG[82] eines der wichtigsten ökonomischen Steuerungsinstrumente. Durch die Zahlung einer KWK-Zulage fördert es die Vermarktung des KWK-Stroms und ermöglicht auskömmliche Renditen. In der Konsequenz wurden die Anlagen so ausgerichtet, dass in der Regel die wärmetechnische Grundlast durch KWK-Wärme, die Spitzenlast durch Gaskessel abgedeckt wird.

[82] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG). "Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 7 des „Gesetz[es] zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)“ vom 13. August 2020 (BGBl. I, Nr 37, S. 1853-1864) geändert worden ist"

Der Zubau an Leitungskapazitäten wird ebenfalls über das KWKG gefördert (s. Abbildung 108). Derzeit ist das KWKG das wichtigste Förderinstrument für den Ausbau von Wärmenetzen. Das derzeitige Förderregime des KWKG kann jedoch auch hemmend wirken gegenüber der Integration erneuerbarer Energien oder Abwärme in die Wärmenetze, denn die KWK-Zulage macht die fossile Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung für den Versorger zur ökonomisch attraktiveren Erzeugungsart. Dies betrifft insbesondere die saisonabhängige erneuerbare Erzeugung, etwa aus Solarthermie. Das solare Strahlungsangebot erreicht seinen Höhepunkt in Zeiträumen mit geringer Wärmenachfrage, in denen die KWK-Anlagen auf Basis der KWK-Zulage Wärme zu sehr günstigen Preisen bereitstellen können.

Zurückhaltung der Fernwärmeversorger bzgl. Investitionen

Der Stromsektor befindet sich in einem tiefgreifenden Veränderungsprozess: Durch die Zunahme von erneuerbaren Energien sinken die Erlöse am Strommarkt und insgesamt sind die künftigen Entwicklungen am Energiemarkt für die Unternehmen der Energiewirtschaft schwer abschätzbar. Dieser Strukturwandel geht mit Unsicherheit und in der Konsequenz mit einer Zurückhaltung bezüglich neuer Investitionen einher.

Da die Fernwärmeversorger ihr Erzeugungsportfolio in den letzten Jahrzehnten stark am Strommarkt ausgerichtet und ihre Erlöse und Renditen im Wesentlichen aus in KWK-Anlagen erzeugtem Strom bezogen haben, trifft diese Zurückhaltung auch auf sie zu. Ihr Bestreben liegt somit in erster Linie darin, ihre meist mit fossilen Energien betriebenen Bestandsanlagen wirtschaftlich weiter zu betreiben und ggf. durch Flexibilitätsmaßnahmen wie den Bau von Heißwasserspeichern zu optimieren. Das Interesse an Investitionen, um erneuerbare Energien und Abwärme verstärkt zu nutzen, ist vor diesem Hintergrund eher gering.

Sinkender Wärmebedarf

Die Entwicklung des Wärmebedarfs kann aufgrund folgender Faktoren ein Hemmnis für den Ausbau leitungsgebundener Wärmeversorgung darstellen:

- Der Trend zur Verbrauchsreduzierung durch eine zunehmende energetische Modernisierung des Gebäudebestands ist erkennbar und wird sich in den kommenden Jahren deutlich verstärken (müssen). Denn um die Klimaziele erreichen zu können, sind Steuerungsinstrumente seitens der Politik erforderlich. Dies wird insgesamt zu einem weiter sinkenden Wärmebedarf für die Beheizung von Gebäuden führen.
- Für die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung kann diese Entwicklung hinderlich sein: Aufgrund kostenintensiver Investitionen in das Leitungsnetz weisen Fernwärmesysteme einen hohen Fixkostenanteil auf. Sinkt der Wärmeabsatz, bedeutet dies einen Anstieg der spezifischen Kosten der Wärmeversorgung. Ohne eine unternehmensstrategische Gegensteuerung würde die Fernwärme somit auf lange Sicht wirtschaftlich unattraktiv werden.
- Die hohen energetischen Standards im Neubau machen die Investition in ein Wärmenetz in vielen Fällen unwirtschaftlich, auch wenn dies im Zuge der ohnehin notwendigen Erschließungsmaßnahmen vergleichsweise kostengünstig zu realisieren wäre.

Im Hinblick auf die Integration von EE-Wärme in bestehende Fernwärmesysteme muss die energetische Gebäudesanierung allerdings nicht zwangsläufig ein Hemmnis sein. Wie Abbildung 84 zeigt, ist trotz einer ambitionierten Gebäudesanierung ein starker Ausbau der Fernwärmeversorgung sinnvoll und geboten.

Konkurrenzsituation zwischen Wärme- und Gasnetz

In vielen Kommunen sorgt das Vorhandensein eines flächendeckenden Gasverteilnetzes zur Versorgung der dezentralen Heizanlagen dafür, dass eine Investition in ein paralleles Wärmenetz nur schwer refinanzierbar ist (Hensel 2013).

Sind beide Versorgungsarten in einem gemeinsamen Unternehmen gebündelt, wird dadurch zwar eine integrierte Versorgungsplanung möglich, der gleichzeitige Betrieb wäre dennoch kostenintensiv. Im Sinne der Wirtschaftlichkeit müsste gegebenenfalls der Rückbau einer bestehenden Gasnetzinfrastruktur zugunsten einer Fernwärmeversorgung erfolgen. Ein solches Vorgehen ist jedoch konfliktträchtig und ein potenzieller Anlass für Verbraucherbeschwerden (Bundesnetzagentur 2010).

Konfliktbehaftet ist die Situation auch, wenn Wärmenetz und Gasnetz eigentumsrechtlich in unterschiedlichen Gesellschaften liegen, da hier eine wirtschaftliche Konkurrenzsituation besteht.

Ein weiteres Hemmnis stellt die Konzessionsabgabe dar, die Gasversorger für die Nutzung des öffentlichen Straßenraums zu entrichten haben. Diese Einnahmen sind in den Kommunen zumeist für die städtischen Haushalte eingeplant, um verschiedene kommunale Aufgaben zu finanzieren.

Zudem ist zu beachten, dass die Refinanzierung von Wärmenetzen über einen langen Zeitraum erfolgen muss und entsprechende unternehmerische Risiken bezüglich der langfristigen Wärmeabnahme birgt. Diese Risiken sind besonders für nicht etablierte Marktneulinge relevant. Dagegen ist die Entgeltsystematik bei den Gasnetzen so ausgerichtet, das über das Regulierungsregime der Bundesnetzagentur ein unternehmerisches Risiko weitgehend entfällt.

4.3.2.2 Finanzierungshemmnisse

Investitionen in Erzeugungsanlagen

Die Errichtung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, etwa Solarthermie- oder Tiefengeothermie-Anlagen, ist oftmals mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden. Im Gegenzug zeichnen sie sich ebenso wie die Abwärme durch geringe Betriebskosten aus. Dies erfordert Planungssicherheit: Den hohen Kapitalaufwand wird ein Wärmeversorger nur dann auf sich nehmen, wenn die Wärmeerlöse zur Refinanzierung langfristig gesichert sind und die Aussicht auf Gewinne besteht.

Hier stellt sich auch die Frage der Wärmenutzung: Wird das Fernwärmenetz ausschließlich auf Raumwärmegewinnung ausgelegt, ist kein kontinuierlicher Wärmeabsatz und damit Erlös über das Jahr gewährleistet. Bei der Versorgung gewerblicher oder industrieller Abnehmer oder bei einer Nutzung der Anlage zur Grundlastabsicherung (v. a. Warmwasser) lassen sich wirtschaftlich günstigere Lastprofile darstellen.

Im speziellen Fall der Tiefengeothermie besteht zudem das Fündigkeitsrisiko: Im Zuge der Explorationen kann sich herausstellen, dass ein mit großem finanziellem Aufwand untersuchter Standort doch nicht wirtschaftlich genutzt werden kann. Bei der Nutzung industrieller Abwärme stellt sich die Frage nach dem Risikonehmer für den Fall, dass die Wärmequelle entfällt.

Investitionen in Netz-Infrastruktur

Nicht nur die Erzeugungsanlagen selbst erfordern erhebliche Investitionen, sondern auch die Integration der erneuerbaren Wärme in bestehende Netze bzw. der Bau neuer Netze. Häufig liegen die Anlagen nicht in räumlicher Nähe zu Wärmenetzen und müssen über neu zu errichtende Wärmetrassen angebunden werden, was je nach geografischen Gegebenheiten mit hohen Kosten verbunden sein kann.

Daher sind zunächst Investitionen in EE-Anlagen an Standorten sinnvoll, die innerhalb eines Netzes liegen oder lediglich über Stichleitungen an ein vorhandenes Netz angeschlossen werden müssen.

Der Ferntransport von Wärme erfolgt in Deutschland bereits über Entfernungen von bis zu etwa 30 Kilometern. Somit kann für kostengünstige Wärmequellen mit hoher Leistung der Bau neuer Transportleitungen mit einer Länge von mehr als 20 km durchaus wirtschaftlich sein (Schmitt et al. 2015).

Risikobewertung bei Banken

Folgende Gründe führen bei Banken oft zur Zurückhaltung bei der Kreditvergabe zum Bau von Wärmenetzen und der Errichtung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien:

- sehr lange Refinanzierungszeiträume bei der leitungsgebundenen Energieversorgung
- Einsatz der Anlagen in einem nicht gesetzlich abgesicherten Sektor (im Gegensatz zu staatlich regulierten Strom- und Gasverteilnetzen)
- schlechtere Finanzkraft und damit Bonität der Unternehmen vor dem Hintergrund einer oftmals wirtschaftlich schwierigen Situation (Bruckner 2017)
- fehlende Erfahrung und Vergleichswerte für eine Risikoabschätzung bei Investitionen in Wärmenetze oder Erzeugungsanlagen: Ein externer Beratungsmarkt für „risk assessment“ im Bereich Wärmeinfrastruktur hat sich bisher nicht etabliert.

Haushaltsfinanzierung der Kommunen über Stadtwerke

Fernwärmeversorgung gehört zur Daseinsvorsorge von Stadtwerken. Kommunen halten oftmals gesellschaftsrechtliche Anteile oder sind Eigentümer dieser Stadtwerke. Die Fernwärmeversorgung ist dabei meist nur eine Leistung aus einem ganzen Portfolio, das auch die Strom- und Gasversorgung, Telekommunikation, Entsorgung, den Betrieb des öffentlichen Nahverkehrs sowie von Schwimmbädern und Häfen umfassen kann.

In vielen Fällen sind nicht alle Bereiche profitabel, so dass Erlöse aus dem Energiebereich dazu genutzt werden, defizitäre kommunale Aufgaben auszugleichen – entweder betriebsintern über Spartenverrechnungen oder über eine Gewinnabführung an den Kommunalhaushalt. Diese Praxis der kommunalen Querfinanzierung wird jedoch aus verschiedenen Gründen zunehmend schwieriger:

- Preissenkungen an der Strombörse aufgrund des Strukturwandels in der Energiewirtschaft und des Wachstums an erneuerbaren Energien im Stromsektor haben zur drastischen Reduzierung der Erlöse aus den KWK-Anlagen der Stadtwerke geführt.
- Auch Kundenverluste durch KWK-Eigenversorgungen, insbesondere im gewerblichen und industriellen Bereich, ziehen sinkende Erlöse nach sich.
- Durch die Anreizregulierung bei den Verteilnetzen von Strom und Gas sind die anrechenbaren Kosten stark reguliert worden, was wiederum eine finanzielle Stützung der Kommunalhaushalte aus diesen Geschäftsfeldern erschwert.
- Der Bundesfinanzhof hat den Europäischen Gerichtshof um eine Prüfung gebeten, inwieweit der steuerliche Querverbund kommunaler Unternehmen mit dem EU-Beihilferecht vereinbar ist.

Vor diesem Hintergrund hat sich der Druck, Gewinne aus der Fernwärmesparte der Unternehmen an die Kommunen auszuschütten, stark erhöht. Diese Ausschüttungen verringern die Eigenkapitalausstattung der Unternehmen und stellen ein Hemmnis für Investitionen in die Fernwärmeinfrastruktur dar.

Das Abführen von Gewinnen aus dem Fernwärmegeschäft an den Kommunalhaushalt wirkt sich zudem auf den Endkundenpreis der Fernwärme aus. Steigt der Preis, beeinträchtigt das die Akzeptanz bei den Nutzern und somit auch die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Einzelheizungen. Ein künftiger Fernwärmeausbau und eine langfristige Kundenbindung werden dadurch erschwert.

Förderanreize und Bürgschaften

Für die Investition in neue EE-Erzeugungsanlagen und die nachgelagerte Infrastruktur wie Wärmenetze und Wärmespeicher stehen in Deutschland finanzielle Anreize und zinsgünstige Kredite zur Verfügung.

Eine Schwierigkeit speziell der KfW-Programme besteht darin, dass KfW-Kredite von einer Hausbank durchgeleitet werden müssen. Angesichts unsicherer Finanzmärkte sind die meisten Hausbanken allerdings aktuell nicht bereit, mit in das Risiko einzusteigen. Private Investoren haben somit kaum Zugang zu diesen Förderprogrammen.

So hat sich trotz teilweise attraktiver Förderbedingungen der Markt noch nicht etabliert. Das lässt zum einen den Rückschluss zu, dass die Förderlandschaft noch nicht optimal auf die einzelnen erneuerbaren Energien zugeschnitten ist und zum anderen, dass finanzielle Anreize durch weitere fördernde oder regulatorische Rahmenbedingungen ergänzt werden müssen.

4.3.2.3 Regulatorische Hemmnisse

Fehlende ökologische Kriterien für Wärmenetze

Für die leitungsgebundene Wärmeversorgung existieren derzeit keine verbindlichen regulatorischen Vorgaben in Bezug auf Klimafreundlichkeit, Energieeffizienz oder eines Mindestanteils an erneuerbaren Energien.

Das EEWärmeG sieht keinen EE-Mindestanteil vor. Alternativ zum Einsatz erneuerbarer Energie ist auch der Anschluss an ein Wärmenetz möglich, das zu mindestens 50 % aus KWK gespeist wird. Hierbei können auch rein fossile Brennstoffe wie Braunkohle eingesetzt werden, was zu einer Verdrängung der erneuerbaren Energien durch fossile KWK führen kann.

Der Anwendungsbereich des EEWärmeG gilt derzeit nur für den Neubau und lässt somit den Gebäudebestand außen vor. Lediglich bei einer grundlegenden Renovierung öffentlicher Gebäude werden Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer Energien gestellt. Die Kompetenz, entsprechende Regelungen für den Gebäudebestand zu erlassen, liegt ansonsten bei den Bundesländern. Umgesetzt hat dies bislang nur das Land Baden-Württemberg.[83]

Im Rahmen der EnEV geht die leitungsgebundene Wärmeversorgung über den Primärenergiefaktor (PE) in die Energiebilanz des Gebäudes ein. Bei der Berechnung der PE-Faktoren ergeben sich durch das hier angewendete Stromgutschriftverfahren bei KWK sehr niedrige Primärenergiefaktoren, oft sogar 0,0. Dadurch besteht für die Wärmeversorger kein Anreiz zum Einsatz von erneuerbaren Energien oder Abwärme. Die Verdrängung von KWK-Wärme durch diese Energiequellen könnte in vielen Fällen sogar den PE-Faktor rechnerisch erhöhen (Sandrock et al. 2015).

Unzureichende Preiskontrolle im Fernwärmemarkt

Fernwärmeanbieter unterliegen aufgrund ihrer Marktstellung grundsätzlich einer allgemeinen behördlichen Missbrauchskontrolle (Bundesgerichtshof, Urteil vom 29.04.2008, KZR 2/07, Beschluss vom 10.12.2008 - KVR 2/08). Zum Tragen kommt dabei insbesondere das Missbrauchsverbot in § 19 Abs. 1 GWB, laut dem *„die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung durch ein oder mehrere Unternehmen verboten“* ist.

Die Tatsache, dass die Fernwärmepreise in verschiedenen Versorgungsgebieten um bis zu 100 % voneinander abweichen, hat das Bundeskartellamt (BkartA) dazu veranlasst, Ermittlungen gegen mehrere Versorger aufzunehmen. Im Februar 2017 wurde das Preismissbrauchsverfahren des BKartA beendet mit dem Ergebnis, dass die betroffenen Fernwärmeversorger etwa 55 Mio. € an Rückerstattungen und

[83] Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG) vom 17. März 2015. Gbl. Nr. 5 vom 20. März 2015

Preissenkungen an die Fernwärmekunden leisten mussten (Bundeskartellamt 14.02.2017). Mehrere Landeskartellämter, zum Beispiel in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg, Thüringen und Baden-Württemberg, initiierten daraufhin ähnliche Untersuchungen auf Landesebene und ordneten in der Folge teilweise ebenfalls Preissenkungen bei Versorgern an.

Bereits 2012 wurde im Rahmen der Sektorenuntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamtes untersucht, inwieweit in diesem Bereich die rechtlichen Befugnisse der Kartellbehörden bei der Preiskontrolle hinreichend sind (Bundeskartellamt 2012).

Im Gegensatz zum Strom- und Gassektor liegt im Rahmen von Missbrauchsverfahren die Beweislast derzeit auf Seiten der Kartellbehörden. Nach hochkomplexen Kriterien müssen sie sämtliche relevante Kostenfaktoren einzeln prüfen und bewerten (Büdenbender 2011). Diese Konstellation ermöglicht den Unternehmen einen klaren Informationsvorsprung gegenüber den Behörden (Klees 2013).

Ein solch hoher Aufwand ist in Anbetracht der knappen personellen Ressourcen seitens der Kartellbehörden – auf Bundes- wie auch auf Länderebene – kaum zu leisten. Gerade einmal drei Mitglieder umfasst die einzige Beschlussabteilung für die Fernwärme im Bundeskartellamt, die darüber hinaus auch noch für die Bereiche Mineralöl, Strom, Gas, Trink- und Abwasser, Elektrotechnik und Kohlebergbau zuständig ist. Im Vergleich dazu bearbeitet in der Bundesnetzagentur eine Abteilung mit dreizehn Referaten die Bereiche Strom und Gas (Maaß et al. 2015).

Fehlender Wettbewerb

Die Aktivitäten auf EU-Ebene, um Wettbewerb auf einem europäischen Binnenmarkt für Energie zu etablieren, zielen bisher ausschließlich auf die Strom- und Gasversorgung und laufen somit an der Fernwärmeversorgung vorbei. Auch ist der Netzzugang bei der Fernwärme bisher nicht liberalisiert, was ebenfalls den Wettbewerb in diesem Markt behindert.

Die Einspeisung und Durchleitung sind – anders als im Strom- und Gassektor – nicht gesetzlich geregelt. Wärmemengen aus von Dritten betriebenen Anlagen, beispielsweise Müllverbrennungsanlagen, zu übernehmen und einzuspeisen, ist grundsätzlich üblich, ebenso wie die Integration industrieller Abwärme in örtliche Wärmenetze. Allerdings erfolgt dies stets auf Basis der Kooperationsbereitschaft der beteiligten Geschäftspartner und entsprechender vertraglicher Vereinbarungen, nicht aufgrund gesetzlicher Regelungen (Sandrock et al. 2015).

Begrenzungen aufgrund des Mietrechts

Bestimmte Regelungen aus der Mietrechtsnovelle 2013 im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) können Hemmnisse in Bezug auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung darstellen. So ist nach § 556c BGB die Umstellung auf Wärme-Contracting ohne Zustimmung der Mieter an die Auflage gebunden, dass die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen. Angesichts der niedrigen Preise für fossile Brennstoffe und der hohen Investitionskosten bei der Umstellung auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung wirkt sich diese Regelung nachteilig auf diejenigen Wärmelieferanten aus, die die Investitionskosten in den Wärmekosten mit einkalkulieren müssen.

Der Branchenverband AGFW kam in seiner rechtlichen Analyse zwar zu dem Schluss, dass diese Regelung sich auf das sog. Wärme-Contracting bezieht und daher nicht ohne weiteres auf die Fernwärmeversorgung angewendet werden sei (Richter und Meinzenbach 2010), jedoch konnte sich diese Auffassung in der Praxis nicht durchsetzen. Die Anwendung der Wärmelieferverordnung stellt daher ein ganz maßgebliches Hindernis für den Anschluss von Bestandsgebäuden an die Fernwärme dar.

Nach § 555b BGB und § 559 BGB ist die Umlage von Modernisierungskosten nur noch möglich, wenn durch die Maßnahme Endenergie eingespart wird. Modernisierungsmaßnahmen mit dem Effekt der Primärenergieeinsparung sind danach nicht mehr umlagefähig.

4.3.2.4 Sonstige Hemmnisse

Planerische Hemmnisse

Relevant ist in diesem Bereich insbesondere der Flächenbedarf der Erzeugung und der Verteilnetze. Anders als bei der Wärmeversorgung auf Basis fossiler Brennstoffe wie Öl und Gas, die problemlos über weite Entfernungen transportiert werden können, ist der Transport bei Wärme nur mit Verlusten möglich und erfordert daher in vielen Fällen vor Ort Flächen für Erzeugung und Verteilung.

Der Aspekt Raumbedarf wird bei der Transformation der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien somit künftig auch planerisch an Bedeutung gewinnen müssen. Vor allem in urbanen Siedlungsräumen herrscht große Konkurrenz bei der Flächennutzung: Wohnungsbau, Gewerbeansiedlungen, Landwirtschaft, Landschafts- und Naturschutz erfordern planerische Berücksichtigung.

Gesellschaftliche Hemmnisse

Relevant für die Akzeptanz für Energieprojekte vor Ort sind

- Transparenz, Beteiligungsmöglichkeiten und Informationen zum Projekt,
- das Empfinden für Gerechtigkeit im Hinblick die Verteilung von Kosten bzw. Lasten und Nutzen des Projekts,
- eine grundsätzlich offene Einstellung gegenüber Techniken auf Basis erneuerbarer Energien.

Als Hemmnis gilt auch die Abhängigkeit bzw. Fremdbestimmtheit von Fernwärmekunden gegenüber ihrem Versorger: Im Gegensatz zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt können Kunden im Fernwärmesektor nicht den Anbieter wechseln. Die Entscheidung für den Anschluss an ein Fernwärmenetz ist dauerhaft, da das nachträgliche Umrüsten mit meist unwirtschaftlich hohen Kosten verbunden ist. Weitere Akzeptanzprobleme sind in einer teilweise nicht transparenten Preisgestaltung, unklarer ökologischen Qualität und dem nicht nachvollziehbaren Verbleib der erzielten Gewinne begründet.

Auch die Baumaßnahmen bei der Errichtung von Erzeugungsanlagen oder der Verlegung von Fernwärmetrassen treffen oft auf den örtlichen Widerstand aufgrund der damit verbundenen Belastungen (Lärm, Baumschutz, Strassensperrungen etc.)

4.3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen zur Integration erneuerbarer Energien in Wärmenetze

In diesem Kapitel werden ausgewählte Rechtsfragen zur Integration von erneuerbaren Energien in Wärmenetze behandelt. Die Auswahl der hier untersuchten Rechtsfragen erfolgte insbesondere im Hinblick auf die aus dem erneuerten Unionsrecht für Deutschland folgenden Pflichten zur Anpassung des nationalen Rechtsrahmens im Hinblick auf erneuerbare Energien in der Fernwärme. Dabei wird insbesondere untersucht, welche rechtlichen Pflichten bei der Umsetzung des Unionsrechts in nationales Recht bestehen und inwieweit neue Impulse für erneuerbare Fernwärme sich hieraus ergeben können.

Im Einzelnen werden die folgenden Rechtsfragen untersucht:

- Inwieweit ergeben sich aus den Regelungen der EE-RL zur Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in Gebäuden Regelungsimpulse für erneuerbare Fernwärme?
- Sollen (oder müssen im Zuge der Umsetzung des Art. 24 der neuen EE-RL) Verpflichtungen für Fernwärmeversorger aufgestellt werden, mit denen ein sukzessiv wachsender Mindestanteil an erneuerbaren Energien in deren Fernwärmesystemen festgeschrieben wird? Inwieweit stellt dies ein sinnvolles Lenkungsinstrument dar?
- Welche rechtlichen Pflichten und Möglichkeiten bestehen im Hinblick auf eine Entflechtung von Wärmenetzbetrieb und Wärmelieferung?
- Welche Impulse ergeben sich aus der in Art. 20 Abs. 3 EE-RL geregelten Pflicht für Fernwärme-Ausbauprogramme sowie für Potenzial- und Flächenstudien für EE-Wärme (Art. 15 Abs. 8)?

- Was folgt aus der in Art. 19 EE-RL geregelten Pflicht zur Etablierung eines Herkunfts-Nachweissystems für die Vermarktung von erneuerbaren Energien der Fernwärme?
- Gemäß Art. 22 EE-RL müssen Energieversorger (inkl. Fernwärmeversorger) Prosumer anschließen und über ihre Netze den Austausch von Energie in „Communities“ ermöglichen. Die Netzentgelte und administrativen Hürden müssen fair und diskriminierungsfrei sein. Was heißt dies für erneuerbare Energien in der Fernwärme?

4.3.3.1 Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in Gebäuden

Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 der EE-Richtlinie von 2009 (Europäisches Parlament / Rat 2009) bzw. der entsprechenden Vorschrift in Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 (Europäisches Parlament / Rat 2018b) enthält eine Regelung, welche die Mitgliedstaaten verpflichtet, unter bestimmten Voraussetzungen die verpflichtende Nutzung von erneuerbaren Energien in neuen Gebäuden vorzusehen. Für bestehende Gebäude soll diese Pflicht bei größeren Renovierungen ebenfalls gelten. Diese Pflicht soll auch durch den Anschluss ein Fernwärmenetz erfüllt werden können, wenn dieses in einem näher definierten Umfang mit erneuerbaren Energien betrieben wird.

Potenziell ergibt sich aus diesen Normen ein – auch im Vergleich mit anderen Instrumenten –- starker Hebel, um den Einsatz von erneuerbaren Energien in Wärmenetzen zu stärken: Die **Hebelwirkung** einer Nutzungspflicht für erneuerbare Energien im Gebäudebestand für erneuerbare Fernwärme folgt aus mehreren Umständen:

- Mit der Einführung einer Nutzungspflicht für erneuerbare Energien bei größeren Renovierungen im Gebäudebestand, insbesondere beim Austausch von Heizkesseln, verschiebt sich der kostenseitige Referenzrahmen für die dezentrale Energieversorgung. Greift die Nutzungspflicht für ein Bestandsgebäude, konkurriert die Fernwärme dort nicht mehr gegen eine Erdgas-Brennwert-Therme, sondern gegen eine Heizanlage mit einem Mindestanteil erneuerbarer Energien. Um die Nutzungspflicht zu erfüllen, muss der Gebäudeeigentümer entweder erhebliche Investitionen in gänzlich neue EE-Anlagen tätigen (Solarthermie, Wärmepumpe, Pelletkessel o.ä.) oder – soweit das Gesetz dies überhaupt zulässt – anteilig erneuerbare Brennstoffe (Biogas, Bio-Öl o.ä.) zu entsprechend höheren Bezugspreisen kaufen. Bei Fernwärmeversorgern liegen aufgrund von Skaleneffekten die Kosten zur Integration von erneuerbaren Energien hingegen deutlich niedriger als bei gebäudeseitiger EE-Nutzung. In jedem Fall verbessert sich die Wirtschaftlichkeit des Anschlusses an die Fernwärme im Vergleich zur Fortsetzung einer dezentralen Gebäudeheizung erheblich. Eine wichtige Rolle spielt dabei auch, dass der Wechsel zur Fernwärme für den Gebäudeeigentümer häufig mit geringeren Transaktionskosten verbunden sein dürfte als der komplexe Umbau des Heizungssystems.

- Die Einführung einer EE-Nutzungspflicht für Bestandsgebäude müsste sich auch in einer Novellierung des § 556c BGB und der WärmelieferVO niederschlagen, weil dann die bislang vorgesehene rein retrospektive Betrachtung der Wärme-Betriebskosten in den vergangenen Jahren ein untauglicher Anknüpfungspunkt wäre. Die Referenzkosten würden sich vielmehr aus den umlegbaren Kosten für die Erzeugung von Wärme mit dem gesetzlich geforderten Mindestanteil erneuerbarer Energien ergeben. Das bereits beschriebene kostenbezogene Hindernis aus § 556c BGB sowie der Wärmeliefer-Verordnung für den Anschluss von Bestandsgebäuden an die Fernwärme wird damit erheblich relativiert.

- Für Fernwärmeversorger entsteht somit ein erheblicher Anreiz, erneuerbare Energien in ihr Wärmenetz zu integrieren. Wenn Fernwärme mit einem Mindestanteil erneuerbarer Energien gegenüber dezentralen Heizungen auch für Bestandsgebäude aufgrund der EE-Nutzungspflicht zur präferierten, weil kostenmäßig günstigeren Wärmeversorgungsoption wird, ergeben sich für den Fernwärmeversorger erhebliche wirtschaftliche Chancen. Insbesondere die Aussicht,

ihr Fernwärmenetz durch den Neuanschluss von Bestandsgebäuden ohne Investitionen in neue Erschließungsleitungen verdichten und besser auslasten zu können, dürfte für viele Fernwärmeversorger attraktiv sein. Es ist damit zu rechnen, dass viele Fernwärmeversorger in erneuerbare Energien investieren würden, um dieses Wachstums- und Effizienzpotenzial zu heben.

Im deutschen Bundesrecht bezieht sich die Nutzungspflicht für erneuerbare Energien jedoch bislang lediglich auf den Neubau, während sie für Bestandsgebäude allein für öffentliche Gebäude gilt. Ebenso reicht es zur Erfüllung dieser Nutzungspflicht bereits aus, wenn das Fernwärmenetz über einen Mindestanteil an KWK-Wärme aus fossilen Energien verfügt, d.h. es wird kein Mindestanteil erneuerbarer Energien verlangt.

Durch diese Regelungen ist der oben dargestellte potenzielle Nutzen der unionsrechtlichen Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in Gebäuden erheblich geschmälert:

- Erstens ist die Zahl der von der Nutzungspflicht betroffenen Gebäudeeigentümer deutlich geringer, wenn sie nur für neue Gebäude und bestehende öffentliche Gebäude gilt und nicht für private Bestandsgebäude.

- Zweitens ist die Fernwärme für neue Gebäude ohnehin eine wirtschaftlich meist attraktive Versorgungslösung (anders als für viele bestehende Gebäude), so dass der Zusatznutzen für die von der Nutzungspflicht betroffene Kundengruppe gering ist und kaum zusätzliche Kunden für die Fernwärme bringen dürfte.

- Drittens hat ein Fernwärmeversorger durch die Regelung keine Veranlassung, anstelle von konventioneller Kraft-Wärme-Kopplung in erneuerbare Energien für sein Wärmenetz zu investieren.

Vor diesem Hintergrund stellen sich folgende Fragen:

- Ist die Beschränkung der Verpflichtung zur Nutzung von erneuerbaren Energien auf neue Gebäude unter weitgehender Ausklammerung des Gebäudebestands unionsrechtskonform?

- Ist es unionsrechtlich zulässig, dass das deutsche Recht den Anschluss an ein hocheffizient mit KWK, jedoch ohne erneuerbare Energien betriebenes Fernwärmenetz als Erfüllung der EE-Nutzungspflicht behandelt?

- Welche Perspektiven bestehen für den nationalen Gesetzgeber zur Umsetzung der unionsrechtlichen Pflichten?

Unionsrechtlicher Prüfungsmaßstab

Zunächst wird untersucht, inwieweit sich aus Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 der EE-Richtlinie von 2009 (Europäisches Parlament / Rat 2009) bzw. der entsprechenden Vorschrift in Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 (Europäisches Parlament / Rat 2018b) Pflichten zum Erlass nationaler Regelungen für den Einsatz von erneuerbaren Energien in Fernwärmenetzen ergeben.

Die bisherige Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 23. April 2009 (EE-RL 2009) ist durch die Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 (EE-RL 2018) neu gefasst worden. Mit Wirkung zum 1. Juli 2021 wird die EE-RL 2009 aufgehoben, Art. 37 Ua. 1 EE-RL 2018.

Die Richtlinienvorgabe des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 der EE-RL 2009 blieb infolge der Änderung in ihrer wesentlichen Aussage in Satz 1 unverändert. Jedoch wurde der Angemessenheitsvorbehalt in Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2018 differenzierter gefasst. Satz 2 wurde modifiziert. Der Wortlaut der Vorschriften lautet wie folgt (besonders relevante, zwischen den Fassungen abweichende Formulierungen wurden von den Verfassern unterstrichen):

Tabelle 32: Gegenüberstellung bisherige Regelung (Gültigkeit bis 30.06.2021) und Neufassung

Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2009	Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018
Bis spätestens zum 31. Dezember 2014 schreiben die Mitgliedstaaten in ihren Bauvorschriften und Regelwerken oder auf andere Weise mit vergleichbarem Ergebnis, **sofern angemessen,** vor, dass in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt wird. Die Mitgliedstaaten gestatten, dass diese Mindestanforderungen unter anderem durch Fernwärme und Fernkälte erfüllt werden, die **zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen erzeugt** werden.	Die Mitgliedstaaten schreiben in ihren Bauvorschriften und Regelwerken oder auf andere Weise mit vergleichbarem Ergebnis vor, dass in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, ein Mindestmaß an erneuerbarer Energie genutzt wird, **sofern dies technisch machbar, zweckmäßig und wirtschaftlich tragbar ist, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Kostenoptimalitätsberechnung gemäß Artikel 5 Absatz 2 der Richtlinie 2010/31/EU und sofern dies nicht zu einer Verschlechterung der Raumluftqualität führt.** Die Mitgliedstaaten gestatten, dass dieses Mindestmaß unter anderem durch **effiziente** Fernwärme und -kälte erreicht wird, die zu einem **wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht.**

Im Folgenden wird zunächst vorrangig auf die geltende Regelung des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2009 abgestellt, dessen Umsetzungsfrist abgelaufen ist. Bis zum 31.12.2014 hätten die Staaten entsprechende Vorschriften erlassen müssen.

Soweit erforderlich, wird auf den Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 Bezug genommen.

In beiden Fassungen bezieht sich die Nutzungspflicht für den Gebäudebestand nur auf „größere Renovierungsarbeiten“. Ausdrückliche Begriffsbestimmungen enthalten weder die EE-RL 2009 noch die EE-RL 2018. Ein Anhaltspunkt für die Auslegung ist die unionsrechtliche Begriffsbestimmung des Begriffs „größere Renovierung“ in der Richtlinie 2010/31/EU vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in Art. 2 Nr. 10.[84] Die Richtlinien EE-RL 2009 und EE-RL 2018 überlassen es den Mitgliedsstaaten, diesen unbestimmten Rechtsbegriff, der nicht mit dem Begriff „größere Renovierung“ identisch ist, auszufüllen.[85]

[84] Gemäß Art. 2 Nr. 10 der Richtlinie 2010/31/EU (Europäisches Parlament / Rat 2010) ist eine „größere Renovierung“ die Renovierung eines Gebäudes, bei a) die Gesamtkosten der Renovierung der Gebäudehülle oder der gebäudetechnischen Systeme 25 % des Gebäudewerts — den Wert des Grundstücks, auf dem das Gebäude errichtet wurde, nicht mitgerechnet — übersteigen oder b) mehr als 25 % der Oberfläche der Gebäudehülle einer Renovierung unterzogen werden, wobei die Mitgliedstaaten entscheiden können, ob sie die Option a oder b anwenden. – Diese Bestimmung wurde durch die Richtlinie (EU) 2018/844 vom 30. Mai 2018 nicht verändert (Europäisches Parlament / Rat 2018a.

[85] Theobald und Danner 2014, Einführung zum EEWärmeG Rn. 33.

Nutzungspflicht für erneuerbarer Energien im privaten Gebäudebestand

Fraglich ist, ob und unter welchen Voraussetzungen das Unionsrecht eine Verpflichtung zur Nutzung von erneuerbaren Energien bei größeren Renovierungen auch für den privaten Gebäudebestand enthält. Der Aussagegehalt des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 ist durch Auslegung zu ermitteln. Der Wortlaut von Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 ist in Hinblick auf den Gebäudebestand identisch.

Die Vorgabe des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2009 bezieht sich auf Bauvorschriften. Zweck der Norm ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auch im Gebäudebestand. Nach dem Wortlaut der Norm – „schreiben (…) vor“ - werden die Mitgliedsstaaten verbindlich zum Erlass von spezifischem und konkretem Ordnungsrecht verpflichtet.[86] Die hierzu bestehenden juristischen Veröffentlichungen gehen nahezu durchweg davon aus, dass die Nutzungspflicht auch in Hinblick auf bestehende private Gebäude besteht, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden.[87] Exemplarisch steht hierfür auch die Aussage aus dem Gutachten zum ersten Erfahrungsbericht zum EEWärmeG für die Bundesregierung

„Aus der EE-Richtlinie 2009/28/EG folgt grundsätzlich die Notwendigkeit, die bestehende anteilige Nutzungspflicht bis 31.12.2014 auf einen (kleinen) Teil des Gebäudebestands auszudehnen – nämlich auf Gebäude, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden.“[88]

(Ecofys 2013) weist die Bundesregierung zutreffend daraufhin, dass der Text der Richtlinie „neue Gebäude“ und „bestehende Gebäude, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden“ auf derselben Stufe nebeneinander stelle und dass für beide die betreffende Verpflichtung gelten soll. Es könne also grundsätzlich nicht sein, dass die Gruppe der „bestehenden Gebäude, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden“, über den in der Vorschrift genannten Zeitpunkt hinaus generell aus dem jeweiligen nationalen Regelungssystem ausgenommen bleibe.

Auf die zwingende Einführung einer Nutzungspflicht auch für nicht-öffentliche bestehende Gebäude bis zum 31. Dezember 2014 hatte auch das Wuppertal Institut in seinem Gutachten für die Bundesregierung zum Umsetzungsbedarf der EE-Richtlinie von 2009 bereits hingewiesen. (Wuppertal Insitute et al. 2010)

Im Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEWärmeG werden Handlungsempfehlungen zur besseren Adressierung des Gebäudebestands in Hinblick auf die Förderung erneuerbarer Energien benannt. Die ordnungsrechtliche Einbeziehung des Gebäudebestands wird erörtert; als Möglichkeiten der Einbeziehung werden u.a. die Ausdehnung der Nutzungspflicht auf den Gebäudebestand und auf den Gebäudebestand zugeschnittene Nutzungspflichtmodelle dargestellt (BMU 2012).

Fraglich ist, ob der andauernde Verzicht auf die Ausdehnung des Geltungsbereichs der Nutzungspflicht unionsrechtlich gerechtfertigt werden kann. Hierfür bietet der Wortlaut des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2009 in zweifacher Hinsicht Anknüpfungspunkte:

- Erster Anknüpfungspunkt ist die Formulierung, wonach Ausnahmen von ordnungsrechtlichen Vorgaben zulässig sind, wenn durch andere Instrumente mindestens gleichwertige Ergebnisse

[86] Dass zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmesektor verbindliche Regeln erforderlich seien, da andernfalls der Anteil der erneuerbaren Energien stagniere, stellt die Kommission in der Begründung zum Entwurf der EE-RL 2009 vom 23.01.2008 fest, S. 11 (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008PC0019&from=DE).

[87] Gläß 2017, S. 1338 in Müller et al. 2009, Einl. Rn. 165; mit Blick auf den Wortlaut der Richtlinie ebenfalls zweifelnd Lehnert und Vollprecht, ZUR 2009, S. 207; siehe auch Gläß 2016, S. 292 ff., Müller et al. 2009, Einleitung, Rn. 151, BMJV 20.10.

[88] Ecofys 2013, S. 24.

erzielt werden können („*oder auf andere Weise mit vergleichbarem Ergebnis*“) Nach zutreffender Auffassung handelt es sich dabei jedoch um eine eng auszulegende Klausel,[89] so dass hierauf keine allgemeine Ausnahme gestützt werden kann.

Selbst wenn man die gegenteilige Auffassung verträte und es für zulässig hielte, dass Mitgliedstaaten auf eine ordnungsrechtliche Nutzungspflicht für den Gebäudebestand verzichten dürften, wenn sie z.B. durch Förderprogramme eine nahezu flächendeckende Anwendung erneuerbarer Energien bei größeren Renovierungen von öffentlichen Gebäuden erreichen, dürfte sich Deutschland kaum mit Erfolg auf eine solche Ausnahmemöglichkeit berufen können. Dies folgt bereits daraus, dass es bisher keine haushaltsunabhängigen Förderinstrumente gibt, wie sie z.B. im ersten Erfahrungsbericht zum EEWärmeG mit dem Portfoliomodell und dem Prämienmodell[90] beschrieben werden. Auch das Marktanreizprogramm[91] (MAP) für Wärme aus erneuerbaren Energien führt im Ergebnis nicht zu einer annähernd vergleichbaren Wirkung wie die in Art. 13. Abs. 4 Ua. Satz 1 EE-RL 2009 vorgesehene Nutzungspflicht.[92] Im zweiten Erfahrungsbericht (BMWi 2015b) zum EEWärmeG konstatiert die Bundesregierung, dass *„weiterhin fossile Heizungsanlagen im Gebäudebestand überwiegend durch neue, fossil betriebene Heizungsanlagen ersetzt*“ werden.[93] Auch zuvor war bereits die begrenzte Wirkung bloßer Förderinstrumente erkennbar.[94]

- Zum anderen steht die Nutzungspflicht unter einem Angemessenheitsvorbehalt („*sofern angemessen*“).[95] Diese Einschränkung der Nutzungspflicht bezieht sich sowohl auf Neubauten als auch auf bestehende Gebäude.[96] Da die Richtlinie EE-RL 2009 keinen Maßstab zur Bestimmung der Angemessenheit vorgibt, müssen die Mitgliedsstaaten diesen Maßstab selbst bilden. Dabei sind sie jedoch an die von der Richtlinie vorgegebenen Ziele gebunden, Art. 288 Ua. 3 AEUV.[97] Bezugspunkt für die Bestimmung der Angemessenheit könnten sowohl die Wirkungen für den jeweiligen Mitgliedsstaat als auch die Konsequenzen für den jeweiligen Adressaten der Nutzungspflicht sein. Im ersten Fall ist eine volkswirtschaftliche Bewertung vorzunehmen, im zweiten Fall ist die individuelle Perspektive des Verpflichteten maßgeblich.[98] Bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung könnte sich Deutschland womöglich darauf berufen, dass es unionsrechtlich zulässig sei, eine Nutzungspflicht für private Bestandsgebäude generell als unangemessen zu betrachten und somit gesetzlich nicht vorzusehen.

---

89 Wustlich, Einführung zum EEWärmeG, Rn. 37, in: Theobald und Danner 2014 : Energierecht, Werkstand: 100. EL Dezember 2018.

90 BMU 2012, Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 61f.

91 Das Marktanreizprogramm Erneuerbare Energien besteht seit 1999. „Die finanzielle Förderung über das MAP erfolgt durch Zuschüsse und zinsverbilligte Kredite. Das MAP wird aus den Mitteln des Bundeshaushalts und des EKF gespeist und ist von der Haushaltsgesetzgebung abhängig. Daraus ergaben sich in der Vergangenheit Schwankungen in der Mittelausstattung. Beispiel war die übergangsweise Schließung des BAFA-Teils des MAP im Jahr 2010 aufgrund einer qualifizierten Haushaltssperre.“ (BMU 2012 Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 60)

92 Vgl. Lehnert und Vollprecht: Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307.

93 BMWi 2015b, Zweiter Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 17.

94 BMU 2012, Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 5.

95 Ringel und Bitsch: Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa, NVwZ 2009, 807, 811.

96 Müller, in: BMJV 20.10, Einleitung Rn. 154.

97 Müller, in: BMJV 20.10, Einleitung Rn. 152.

98 Müller, in: BMJV 20.10, Einleitung Rn. 153.

Die besseren Argumente sprechen jedoch dafür, als Maßstab der Angemessenheit im Sinne von Art. 13 Abs. 4 EE-RL 2009 auf den Einzelfall abzustellen. Angesichts der Vielzahl an Möglichkeiten zur Erfüllung der Nutzungspflicht, die sich aus der Vielfältigkeit der Quellen erneuerbarer Energien ergeben, blieben bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung diverse Nutzungspotenziale unberücksichtigt.[99] Es wäre fachlich nicht haltbar, generell zu unterstellen, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im privaten Gebäudebestand volkswirtschaftlich generell unangemessen wäre. Eine solche Betrachtung würde auch den Zweck der Vorschrift des Art. 13. Abs. 4 Ua. Satz 1 EE-RL 2009, den Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden zu fördern, vollständig konterkarieren, so dass die Vorschrift nahezu ausgehöhlt würde.

Die systematische Auslegung stützt die Auslegung, wonach eine generelle Ausnahme des Gebäudebestandes nicht vom Angemessenheitsvorbehalt gedeckt ist. Dabei ist Erwägungsgrund 47 der EE-RL 2009 zu berücksichtigen. Er lautet: „*Auf nationaler und regionaler Ebene haben Vorschriften und Verpflichtungen in Bezug auf Mindestanforderungen an die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in neuen und renovierten Gebäuden den Einsatz von Energie aus erneuerbaren Quellen erheblich gesteigert. Diese Maßnahmen sollten in einem breiter gefassten Gemeinschaftsumfeld gefördert werden ebenso wie energieeffiziente, auf erneuerbaren Energiequellen beruhende Anwendungen in Bauvorschriften und Regelwerken*.“ Demnach erkennt der Richtliniengesetzgeber die positive Wirkung, die Regeln auf den Einsatz von erneuerbaren Energien in renovierten Gebäuden haben, und bekennt sich zur Förderung dieser Maßnahmen. Auch vor dem Hintergrund dieses Erwägungsgrundes ist auf den Einzelfall abzustellen. Die Nutzungspflicht ist als der von der Union gewünschte Regelfall anzusehen.[100]

Für die ab 2021 geltende Fassung der Vorschrift (Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2018) gilt dieser Befund umso mehr. Der Wortlaut der Regelung hebt eindeutig auf den Einzelfall ab und gibt keinen Anlass für die Annahme, dass einzelne Mitgliedstaaten aufgrund volkswirtschaftlicher Erwägungen generell auf eine Nutzungspflicht für private Bestandsgebäude verzichten. Die konkretere auf die jeweilige Maßnahme abstellende Formulierung des Vorbehalts in Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2018 legt auch nahe, dass es dem Richtliniengesetzgeber bereits bei der Formulierung von Art. 13. Abs. 4 Ua. Satz 1 EE-RL 2009 um den Einzelfall ging.

Auch die Entstehungsgeschichte der EE-RL 2018 spricht für diese Sichtweise. Aufgrund des Umstands, dass Wärme- und Kälteversorgung rund die Hälfte des EU-Endenergieverbrauchs ausmachen und der Energieanteil aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor zwischen 2009 und 2015 um nur drei Prozentpunkte gestiegen ist, während der Elektrizitätssektor im gleichen Zeitraum eine Steigerung um fast acht Prozentpunkte erreichte, weist die Kommission in der Begründung des Kommissionsentwurfs der EE-RL 2018 auf die Erforderlichkeit ehrgeiziger Maßnahmen hin.[101]

Als Zwischenergebnis ist festzuhalten, dass die Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien in bestehenden Gebäuden, an denen größere Renovierungsarbeiten vorgenommen werden, lediglich im Einzelfall unangemessen sein kann, nicht aber in Hinblick auf einen gesamten Mitgliedsstaat. Die Mitgliedstaaten dürfen daher in ihren nationalen Regelungen vorsehen, dass die Nutzungspflicht im Ein-

[99] BMJV 20.10, Einleitung Rn. 152, Müller.

[100] Theobald und Danner 2014, Einf. zum EEWärmeG Rn. 38, Wustlich.

[101] Europäische Kommission 2017, S. 18 der Begründung der Kommission zum Entwurf der EE-RL 2018 vom 23.02.2017

zelfall für Bestandsgebäude als nicht angemessen beurteilt werden kann und in diesem Fall nicht anwendbar ist – nicht jedoch darf generell der private Gebäudebestand von der Nutzungspflicht ausgenommen werden.

Möglich und geboten kann es allerdings sein, bei Bestandsgebäuden die grundsätzlich im Einzelfall zu beurteilende Angemessenheit anders zu bestimmen als bei Neubauten. Insoweit kann die nationale Regel noch mehr Rücksicht auf die jeweiligen Gegebenheiten des einzelnen Bestandsgebäudes nehmen.

Die Bundesrepublik ist somit aufgefordert ihrer Umsetzungspflicht in Hinblick auf Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2009 möglichst zeitnah nachzukommen. Die andauernde Nichtumsetzung der Vorschrift könnte von der Europäischen Kommission im Rahmen eines Vertragsverletzungsverfahrens vor den EuGH gebracht werden.

Die bislang in Betracht gezogenen weiteren Schritte der Bundesregierung erscheinen nicht geeignet, den Rechtsverstoß abzustellen. Weder das im Dezember 2014 veröffentlichte Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (BMU 2014) noch der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (BMWi 2014) enthalten Hinweise auf eine anstehende Umsetzung der hier in Rede stehenden Richtlinienvorgabe. Gleiches gilt für den zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude in der am 01.11.2020 inkrafttretenden Form des Gebäudeenergiegesetz (GEG), das die Regelungen des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in einem neuen Gesetz zusammenführt (Bundesregierung 2019; Deutscher Bundestag 08.05.2019). Das GEG sieht keine den privaten Gebäudebestand betreffende Pflicht im Sinne der Richtlinienvorgabe vor und verzichtet auf eine Regelung der Nutzungspflicht erneuerbarer Energien in privaten Gebäuden. Im Entwurf zur Gesetzesbegründung wird diesbezüglich darauf hingewiesen, dass ein Fall konkurrierender Gesetzgebung vorliege und dass von der Gesetzgebungskompetenz kein abschließender Gebrauch gemacht werde.[102]

Fernwärme aus erneuerbaren Energien zur Erfüllung der Nutzungsverpflichtung

Zu untersuchen ist, in welchem Umfang in Fernwärmenetzen erneuerbare Energien eingesetzt werden müssen, damit der Anschluss an ein Fernwärmenetz als Erfüllung der oben dargestellten Nutzungspflicht für erneuerbare Energien gem. Art. 13 EE-RL 2009 bzw. Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 anerkannt werden darf. Gemäß Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 gestatten die Mitgliedstaaten, dass die Mindestanforderungen aus Satz 1 unter anderem durch Fernwärme und Fernkälte erfüllt werden, die zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. In Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 ist diese Vorgabe neu gefasst. Demnach gestatten die Mitgliedstaaten, dass das Mindestmaß aus Satz 1 unter anderem durch effiziente Fernwärme und -kälte erreicht wird, die zu einem wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht. Wie bereits dargestellt, müssen die Vorgaben des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 bis zum 30.06.2021 umgesetzt werden. Vor Ablauf dieses Tages und soweit der nationale Gesetzgeber die Vorgaben aus der Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 noch nicht umgesetzt hat, gibt Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 den Maßstab für das geltende Recht vor.[103] Vor dem Hintergrund der spätestens ab dem 01.07.2021 geltenden Rechtslage ist auch die Regelung des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 zu untersuchen.

Gegenüber diesen maßstäblichen Regelungen, die jeweils auf ein Mindestmaß erneuerbarer Energien in der Fernwärme verweisen, sieht das deutsche Recht eine Vielfalt an Erfüllungsmöglichkeiten vor.

---

[102] Bundesregierung 2019, Gesetzesbegründung zum Entwurf des GEG, S. 152.

[103] Die Verpflichtung zur Umsetzung der EE-RL 2009 gilt allerdings noch immer und auch über den 30.06.2021 hinaus, soweit es auf die Geltung der Regelungen der EE-RL 2009 ankommt, s. Art 37 EE-RL 2018 i.V.m. Anhang X Teil A zur EE-RL 2018, a.a.O

§ 7 Abs. 1 EEWärmeG sieht zahlreiche Ersatzmaßnahmen zur Erfüllung der Nutzungspflicht aus § 3 Abs. 1 EEWärmeG vor. Der Wortlaut von § 7 Abs. 1 lautet wie folgt:

> *Die Pflicht nach § 3 Absatz 1 oder 2 gilt als erfüllt, wenn Verpflichtete*
> *„1. den Wärme- und Kälteenergiebedarf zu mindestens 50 Prozent*
> *a) aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme nach Maßgabe der Nummer V der Anlage zu diesem Gesetz oder*
> *b) aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) nach Maßgabe der Nummer VI der Anlage zu diesem Gesetz*
> *decken; § 5 Absatz 5 Satz 3, § 6 Absatz 1 Satz 1 und § 6 Absatz 2 gelten entsprechend,*
> *2. Maßnahmen zur Einsparung von Energie nach Maßgabe der Nummer VII der Anlage zu diesem Gesetz treffen oder*
> *3. Fernwärme oder Fernkälte nach Maßgabe der Nummer VIII der Anlage zu diesem Gesetz beziehen und den Wärme- und Kälteenergiebedarf insgesamt mindestens in Höhe des Anteils nach den Sätzen 2 und 3 hieraus decken. Maßgeblicher Anteil ist der Anteil, der nach § 5, § 5a oder nach Nummer 1 für diejenige Energie gilt, aus der die Fernwärme oder Fernkälte ganz oder teilweise stammt. Bei der Berechnung nach Satz 1 wird nur die bezogene Menge der Fernwärme oder Fernkälte angerechnet, die rechnerisch aus Erneuerbaren Energien, aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme oder aus KWK-Anlagen stammt.“*

Der Wortlaut von Nr. VIII der Gesetzesanlage lautet:

> *„VIII. Fernwärme oder Fernkälte*
> *1. Die Nutzung von Fernwärme oder Fernkälte gilt nur dann als Ersatzmaßnahme nach § 7 Absatz 1 Nummer 3, wenn die in dem Wärme- oder Kältenetz insgesamt verteilte Wärme oder Kälte*
> *a) zu einem wesentlichen Anteil aus Erneuerbaren Energien,*
> *b) zu mindestens 50 Prozent aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme,*
> *c) zu mindestens 50 Prozent aus KWK-Anlagen oder*
> *d) zu mindestens 50 Prozent durch eine Kombination der in den Buchstaben a bis c genannten Maßnahmen*
> *stammt. Die Nummern I bis VI gelten entsprechend.*
> *2. Nachweis im Sinne des § 10 Abs. 3 ist die Bescheinigung des Wärme- oder Kältenetzbetreiber*.“

Zunächst ist der Inhalt dieser Vorschriften am **Maßstab Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009** zu messen, im Anschluss an die zukünftig geltende Fassung in Art. 15 EE-RL 2018.

Nach seinem Wortlaut enthält Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 keine Ersatzmaßnahme, sondern benennt eine gegenüber der unmittelbaren Nutzung alternative Art, der Nutzungspflicht aus Satz 1 nachzukommen; es handelt sich um eine besondere Variante der Nutzungspflicht.[104]

Fraglich ist, wie die Formulierung, wonach die Nutzungspflicht „unter anderem“ durch Fernwärme und Fernkälte erfüllt werden kann, die zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, auszulegen ist. Insbesondere stellt sich die Frage, ob aus den Worten „unter anderem“ die Möglichkeit abgeleitet werden kann, dass Mitgliedstaaten auch den Anschluss an ein Fernwärmenetz ohne erneuerbare Energien, jedoch mit hohem Anteil KWK zur Erfüllung der Nutzungspflicht zulassen dürfen. Vereinzelt wird die Formulierung so ausgelegt, dass die Erfüllung durch ein Wärmenetz mit einem bedeutenden Anteil erneuerbarer Energien lediglich eine beispielhaft genannte Option ist, neben der noch weitere, nicht näher benannte Erfüllungsoptionen stehen, insbesondere der Anschluss an ein Wärmenetz mit hohem Anteil KWK-Wärme.[105]

---

[104] BMJV 20.10, Vgl. Einleitung Rn. 155, Müller.

[105] In diese Richtung argumentiert (Topp 2015), S. 3f.

In der Literatur wird die Vorschrift jedoch meist so ausgelegt, dass es sich um keine Öffnungsklausel für voraussetzungslose Ersatzmaßnahmen handelt. Andere Arten der Erfüllung als die Fernwärme müssten demzufolge den Anforderungen des Satzes 1 genügen und müssten ebenso wie die Fernwärme davon geprägt sein, dass sie teilweise aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden.[106] Erforderlich ist demnach, dass die andere Erfüllung der Verpflichtung aus Satz 1 auf erneuerbare Quellen zurückgeht. Dem ist im Ergebnis zuzustimmen, denn die Verwendung eines Mindestmaßes an erneuerbarer Energie ist das prägende Element der Erfüllung der Nutzungspflicht in Satz 1. Die Bezugnahme hierauf in Satz 2 im Zusammenhang mit der Erfüllung durch Fernwärme verdeutlicht, dass auch der Anschluss an ein Fernwärmenetz nur dann als Erfüllung der Nutzungspflicht anerkannt werden kann, wenn das Fernwärmesystem seinerseits ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen nutzt.

Bereits (Wuppertal Insitute et al. 2010) stellte hierzu fest: „*Aufgrund der Formulierung "unter anderem" handelt es sich nicht um eine abschließende Aufzählung. Vielmehr sind Fernwärme und Fernkälte nur beispielsweise aufgezählt. Entscheidend ist, dass die genutzte Energie zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen stammt*.[107]“Ähnlich formuliert (Ecofys 2013) S. 295: „Die *Anerkennung von auf fossilen Energieträgern beruhender Fernwärme/Fernkälte aus Kraft-Wärme-Kopplung ist über den Stichtag 31.12.2014 hinaus daher grundsätzlich nicht gewollt. Bei allen Varianten der Ersatzpflichterfüllung durch Fernwärme oder Fernkälte muss grundsätzlich sichergestellt werden, dass die Wärme bzw. Kälte zu einem „bedeutenden Anteil“ aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden.“*

Bereits der erste Erfahrungsbericht (BMU 2012) zum EEWärmeG stellte daher fest, dass in Folge der EE-RL 2009 mittelfristig die Einführung eines moderaten Mindestanteils an erneuerbaren Energien oder Abwärme (ab 2015) für alle Netze notwendig ist und dass eine weitere gestaffelte Erhöhung geprüft werden sollte.[108] Der Erfahrungsbericht enthält die Handlungsempfehlung, dass vor dem Hintergrund der Vorgabe des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 „*spätestens ab dem 1. Januar 2015 in Wärmenetzen, die eine Ersatzmaßnahme nach dem EEWärmeG darstellen sollen, ein (bedeutender) Mindestanteil der Wärme aus erneuerbaren Energien stammen sollte*.“[109]

Von den im EEWärmeG genannten Erfüllungsalternativen erfüllt wohl nur diejenige aus § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG i.V.m. Nr. VIII lit. a) der Gesetzesanlage die Anforderungen des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009, da nur hier die Nutzung erneuerbarer Energien vorgesehen ist. Die anderen Maßnahmen des § 7 Abs. 1 EEWärmeG enthalten nicht das prägende Element der erneuerbaren Quellen. Als **Zwischenergebnis** kann daher festgehalten werden, dass die Regelungen des EEWärmeG, wonach die Erfüllung der Nutzungspflicht für EE-Wärme auch durch den Anschluss an ein effizientes Wärmenetz ohne wesentliche Anteile erneuerbarer Energien nicht mit den Anforderungen des Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 übereinstimmt.[110]

Fraglich ist, ob der Befund der mangelnden Umsetzung europäischen Rechts auch bei Wirksamwerden der neuen Fassung der Vorschrift gemäß **Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018** aufrechterhalten bleibt. Demzufolge gestatten die Mitgliedstaaten, dass das Mindestmaß der Nutzung erneuerbarer

---

106 Müller, in: BMJV 20.10, Vgl. Einleitung Rn. 169.

107 Wuppertal Insitute et al. 2010, S. 447.

108 BMU 2012, Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 6; allerdings sieht Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 anders als die Neufassung der Vorschrift in der EE-RL 2018 die Abwärme als alternative Art der Erfüllung noch nicht vor.

109 BMU 2012, Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 49f.

110 Ebenso Müller et al. 2009, EEWärmeG, Einleitung Rn. 165, Ringel und Bitsch, 811; in Hinblick auf allein fossil gespeiste KWK-Anlagen Gläß: Fernwärmenutzung als Mittel zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands?, NVwZ 2017, 1735; anderer Ansicht Lehnert, 315, seiner Ansicht nach könnte es aus Gründen der Effektivität nicht angemessen sein, KWK-Anlagen zu verdrängen; er muss allerdings auch konstatieren, dass der Wortlaut von Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 und 2 EE-RL 2009 gegen die Zulässigkeit der Nutzung von Fernwärme aus fossilen KWK-Anlagen als Ersatzmaßnahme spricht.

Energien unter anderem durch effiziente Fernwärme und -kälte erreicht wird, die zu einem wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht. Die Regelung des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 unterscheidet sich somit in zwei Aspekten deutlich von der bislang geltenden Regelung in Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009.[111]

- Erstens wird spezifiziert, dass das Mindestmaß (unter anderem) durch effiziente Fernwärme und -kälte erreicht wird,
- welche, zweitens, nicht nur auf einem wesentlichen Anteil von erneuerbarer Energie beruht, sondern ggf. auch auf der Nutzung von Abwärme und –kälte.

Eine oberflächliche Betrachtung dieser Änderungen könnte zu der Annahme verleiten, dass damit auch der Anschluss an ein Fernwärmenetz auf Basis konventioneller KWK zur Erfüllung der Nutzungspflicht eingeschlossen werden soll, denn mit „effizienter Fernwärme“ sind Fernwärmenetze mit hohem KWK-Anteil gemeint und als „Abwärme“ kann nach der Legaldefinition in Art. 2 EE-RL 2018 unter näher definierten Umständen auch in der Stromproduktion anfallende Wärme verstanden werden.

Bei näherer Betrachtung wird jedoch deutlich, dass Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 EE-RL 2018 gegenüber Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 keine Lockerung der Anforderungen an die Fernwärme zur Erfüllung der Nutzungspflicht vorsieht, sondern eher eine Verschärfung. Dies ergibt sich aus Folgendem:

Während Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 lediglich die Bedingung erhebt, dass die Fernwärme zu einem bedeutenden Teil auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt sein muss, spezifiziert Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL die Anforderungen an die Fernwärme, die zur Erfüllung der Nutzungspflicht eingesetzt werden darf. Neben der Anforderung, dass die Wärme zu einem wesentlichen Anteil auf der Nutzung von erneuerbarer Energie sowie von Abwärme und -kälte beruht, tritt die Anforderung, dass es sich dabei um „effiziente Fernwärme“ handelt. Gemäß Art. 2 Nr. 20 EE-RL 2018 i.V.m. Art. 2 Nr. 41 der Richtlinie 2012/27/EU ist „effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ ein Fernwärme- oder Fernkältesystem, das mindestens 50 % erneuerbare Energien, 50 % Abwärme, 75 % KWK-Wärme oder 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt.

Somit wird von Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 nur solche Fernwärme erfasst, die sowohl eine dieser Anforderungen erfüllt als auch zu einem wesentlichen Teil auf erneuerbaren Energien oder Abwärme/-kälte beruht. Das heißt:

- Ein Fernwärme- oder Fernkältesystem, das mindestens 75 % KWK-Wärme nutzt und als solches ein gemäß Art. 2 Nr. 20 EE-RL 2018 i.V.m. Art. 2 Nr. 41 der Richtlinie 2012/27/EU effizientes Fernwärme- bzw. Fernkältesystem ist, erfüllt nicht die Vorgabe aus Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL, wenn keine wesentlichen Anteile erneuerbaren Energien oder Abwärme/-kälte verwendet werden.
- Ebenso wenig (und dies ist neu) erfüllt ein Fernwärmesystem die Anforderungen, welches zwar einen relevanten Anteil erneuerbare Energien verwendet, jedoch die Summe aus Erneuerbaren Energien, Abwärme und KWK insgesamt weniger als 50 % der Fernwärmearbeit ausmacht.

[111] Ein weiterer sprachlicher Unterschied der beiden Fassungen liegt darin, dass künftig ein „wesentlicher“ Anteil auf erneuerbare Energien oder Abwärme zurückgehen muss, während zuvor von einem „bedeutenden“ Anteil die Rede war. Es sind jedoch keine Anhaltspunkte dafür ersichtlich, dass hiermit inhaltlich andere Anforderungen an die Höhe des zu erreichenden Anteils erneuerbarer Energien verbunden werden sollen.

Auch die in der Neufassung der EE-RL vorgenommene Gleichstellung von erneuerbaren Energien mit Abwärme und -kälte führt nicht dazu, dass Wärme aus konventionellen KWK-Prozessen mit erneuerbaren Energien gleichgesetzt werden darf. In diesem Zusammenhang ist zu klären, wie die Begriffe „Abwärme und -kälte" zu verstehen sind. Sie sind in Art. 2 Nr. 9 EE-RL 2018 legaldefiniert.

„Abwärme und -kälte" unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme- Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist;"

Diese Begriffsbestimmung ist wegen der mehrfachen Verneinungen in dem Satzteil nach dem „wo" schwer zu verstehen und ist in verschiedene Richtungen auslegbar, von denen allerdings nur wenige Möglichkeiten überhaupt einen Sinn ergeben. Eine detaillierte Betrachtung des Wortlauts, der Systematik, der Entstehungsgeschichte und des möglichen Ziels der Regelung ermöglicht jedoch eine erste Annäherung an ein Verständnis der Vorschrift:

Nach dem Wortlaut liegt Abwärme[112] nur unter mehreren, gestuften Voraussetzungen vor:

- Erstens muss es sich um Wärme aus einem der genannten Prozesse bzw. Sektoren handeln (Industrieprozesse, Stromerzeugung, tertiärer Sektor).
- Zweitens muss es sich um unvermeidbare Wärme handeln. Nicht umfasst ist damit Wärme, soweit diese aus Prozessen stammt, die ohne erheblichen Aufwand auch ohne oder mit weniger Wärmeentstehung betrieben werden könnten. Damit soll einer Perpetuierung ineffizienter Prozesse entgegengetreten werden.
- Drittens ist die so entstandene Wärme nur dann als Abwärme zu behandeln, wenn im Hinblick auf ihre Nutzung in einem Fernwärmenetz bestimmte sachlich-räumliche Voraussetzungen gegeben sind. Als Abwärme im Sinne der Richtlinie gilt die Wärme nur in Situationen, wo <u>kein Zugang</u> zu einem Fernwärmesystem besteht,
  - in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird (Variante 1),
  - in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt werden wird (Variante 2) oder
  - in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist (Variante 3).[113]

Eine Auslegung dieser Norm bereitet erhebliche Probleme und es fällt besonders schwer, dabei zu praxisgerechten Ergebnissen zu gelangen. Im Folgenden werden drei mögliche Auslegungsvarianten entwickelt, im Anschluss wird daraus ein Zwischenergebnis für die Ausgangsfrage zur Behandlung von KWK-Wärme abgeleitet.

Wortlautgetreue Auslegung zum Schutz bestehender KWK

Die erste Auslegungsmöglichkeit geht gedanklich von einem Anschluss der Wärmequelle an ein Fernwärmenetz aus. Maßgeblicher Zeitpunkt der Beurteilung der Abwärmeeigenschaft ist der Anschluss der Abwärmequelle an das Fernwärmenetz. Unter dieser Prämisse wird geprüft, ob das Fernwärmenetz eine der drei in den Varianten genannten Voraussetzungen erfüllt. Werden die Voraussetzungen nicht erfüllt, liegt kein Anschluss an ein Wärmenetz im Sinne von Art. 2 Nr. 9 EE-RL 2018 vor und die Wärme ist als Abwärme zu behandeln. Bei wortlautgetreuer Auslegung käme man zu folgenden Ergebnissen:

---

112 Der besseren Verständlichkeit halber wird hier nur Bezug genommen auf Abwärme, Wärme sowie Fernwärmesysteme; die Ausführungen gelten entsprechend für Fernkälte, Kälte und Fernkältesysteme.

113 Hervorhebungen durch d. Verfasser.

Tabelle 33: Abwärmeeigenschaft bei wortlautgetreuer Auslegung zum Schutz bestehender KWK

Anschluss an Fernwärmenetz	KWK im Wärmenetz	Abwärmeeigenschaft
Ja	KWK wird genutzt (Var. 1)	-
Ja	KWK soll genutzt werden (Var. 2)	-
Ja	KWK unmöglich (Var. 3)	-
Ja	KWK möglich, aber nicht genutzt oder geplant	+
Nein	-	+

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an (Europäisches Parlament / Rat 2018b)

Bis auf das Ergebnis in der Variante 3 hätten die Ergebnisse dieser Auslegung eine gewisse innere Logik. Der Sinn und Zweck der so verstandenen Vorschrift läge darin, a) den Begriff der Abwärme und die Gleichstellung der Abwärme mit erneuerbaren Energien nicht ausufern zu lassen und b) bestehende KWK-Fernwärme zu schützen. Ein solches Verständnis wird auch aus der Entstehungsgeschichte der Vorschrift gestützt. Der Kommissionsentwurf[114] sah noch folgenden Wortlaut des Art. 2 Buchstabe y) vor:

„Abwärme bzw. –kälte“ die Wärme bzw. Kälte, die als Nebenerzeugnis in Industrieanlagen oder Kraftwerken anfällt und ohne Zugang zu einem Fernwärme- bzw. Fernkältesystem ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde.“

Diese ursprüngliche Formulierung zeigt, dass die Bezugnahme auf den fehlenden Zugang zu einem Fernwärmenetz ursprünglich lediglich dazu diente, die einfache Feststellung zu treffen, dass ohne Fernwärmenetz die Abwärme verpuffen würde. Die komplexen näheren Beschreibungen oder Anforderungen das fehlende Fernwärmenetz in drei verschiedenen Varianten kamen erst im Zuge der Trilog-Verhandlungen mit dem Rat und dem Parlament zustande.

Der Kommissionsvorschlag macht zudem deutlich, dass es der EU-Kommission nicht um die Einbeziehung von Wärme aus Heizkraftwerken ging, also aus KWK-Prozessen, die von vorneherein auf die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme ausgelegt sind. Mit der Fokussierung auf Wärme als Nebenprodukt aus „Kraftwerken“, also auf Anlagen der reinen Stromerzeugung und die dabei anfallende Niedertemperatur-Abwärme, wird die Stoßrichtung der Regelung klar, wenngleich im weiteren Verlauf der Begriff „Kraftwerk“ durch die Formulierung „Stromerzeugung“ ersetzt wurde.

Im weiteren Gesetzgebungsprozess wurde zudem gegenüber dem Kommissionsentwurf eine Einschränkung im Hinblick auf den (zumindest ursprünglich) fehlenden Anschluss an Fernwärmesysteme vorgenommen. Demnach soll Abwärme nur dann als solche zu qualifizieren sein, wenn kein Anschluss an ein Fernwärmenetz vorliegt, das mit KWK-Wärme betrieben wird (Variante 1) oder betrieben werden soll (Variante 2).[115]

Aus dieser Neuformulierung des ursprünglichen Kommissionsentwurfs lässt sich zweierlei schließen: Erstens wird mit der Formulierung, wonach „kein Anschluss“ an ein Fernwärmenetz vorliegt, betont, dass es primär darum geht, bislang ungenutzte Abwärmepotenziale mittels Fernwärme erstmals zu heben. Damit sollen „Windfall-profits“ für die Betreiber von Heizkraftwerken vermieden werden, die entstehen könnten, wenn die dort anfallende, zweckgerichtet für die Fernwärme produzierte Wärme durch die neue Richtlinie zukünftig mit Wärme aus erneuerbaren Energien gleichgesetzt würde.

[114] Europäische Kommission 2017, Richtlinien-Entwurf der Kommission, COM(2016) 767 final.

[115] Die dritte Variante, deren Sinn sich bei wortlautgetreuer Auslegung nicht erschließt, sei hier einstweilen ausgeklammert.

Zweitens lässt sich die Neuformulierung so verstehen, dass KWK-Fernwärme vor einer Überprivilegierung von sonstiger Abwärme und Verdrängung durch diese geschützt werden soll. Nach diesem Verständnis soll Abwärme dann nicht privilegiert werden und nicht mit erneuerbaren Energien gleichgesetzt werden, wenn in dem zugänglichen Fernwärmesystem bereits KWK-Wärme genutzt wird, genutzt werden soll oder (mit vorhandenen Anlagen) genutzt werden kann. Nur wenn keine KWK in einem Fernwärmenetz vorhanden ist und ihr Einsatz bislang auch nicht geplant ist, soll die Wärme als Abwärme behandelt und damit privilegiert werden.

Das Auslegungsergebnis zur dritten Variante des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 jedoch, wonach Abwärme auch nicht vorliegt, wenn kein Anschluss an ein Fernwärmesystem vorliegt, in dem KWK nicht möglich ist, passt hingegen bei wortlautgetreuer Auslegung nicht in dieses Normverständnis. Eine Auslegung entlang des Wortlauts führt dazu, dass Wärme aus einer Abwärmequelle, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen ist, in dem KWK nicht möglich ist (was in der Praxis wohl fast nie der Fall sein dürfte), nicht als Abwärme behandelt würde. Ein solches Ergebnis wäre energiewirtschaftlich in jedem Fall kontraproduktiv, denn sie würde bedeuten, dass eine Abwärmequelle, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen ist, in dem KWK nicht möglich ist, nicht als Abwärme behandelt würde. Es ist kein Grund ersichtlich, weshalb der Gesetzgeber ein solches Ergebnis gewollt haben könnte. Diese Auslegungsmöglichkeit überzeugt daher im Ergebnis nicht.

Korrigierende Auslegung zum Schutz bestehender KWK

Anknüpfend an die eben beschriebene Auslegung erscheint es jedoch denkbar, ohne sonstige Veränderungen in der Auslegung die doppelte Verneinung des Wortlauts in der dritten Variante des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 teleologisch zu korrigieren. Eine streng am Wortlaut orientierte Auslegung würde erkennbar dem Ziel der Vorschrift entgegenlaufen. Unterstellt man hingegen, dass es sich bei der doppelten Verneinung in der dritten Variante um ein redaktionelles Versehen des Gesetzgebers handelt und streicht gedanklich das „nicht“ aus der Formulierung „in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist“ würde die Formulierung in das Gesamtgefüge der so vorgenommenen Auslegung der Norm passen:

Tabelle 34: Abwärmeeigenschaft bei korrigierender Auslegung zum Schutz bestehender KWK

Anschluss an Fernwärmenetz	KWK im Wärmenetz	Abwärmeeigenschaft
Ja	KWK wird genutzt	-
Ja	KWK soll genutzt werden	-
Ja	KWK unmöglich	+
Ja	KWK möglich, aber nicht genutzt oder geplant	+
Nein	-	+

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an (Europäisches Parlament / Rat 2018b)

Anreizbezogene Auslegung für KWK

Eine weitere Auslegungsmöglichkeit hat einen anderen gedanklichen Ausgangspunkt. Sie betrachtet die Wärmequelle und das Wärmenetz getrennt voneinander und unterstellt, dass es (noch) keinen Zugang von der Wärmequelle zum Netz gibt. Dieser Zustand ist der maßgebliche Zeitpunkt für die Beurteilung der Abwärmeeigenschaft der zu beurteilenden Wärme. Wird der Zugang von der Wärmequelle zum Wärmenetz später hergestellt, ändert sich an der ursprünglich vorgenommen Beurteilung der Abwärmeeigenschaft nichts. In dieser Betrachtungsweise kommt es allein darauf an, ob in dem Wärmenetz KWK genutzt wird oder genutzt werden soll. Auf diese Weise käme man zu folgenden Ergebnissen bei der Beurteilung der Abwärmeeigenschaft einer Wärmequelle.

Tabelle 35: Abwärmeeigenschaft bei anreizbezogener Auslegung für KWK

Anschluss an Fernwärmenetz	KWK im Wärmenetz	Abwärmeeigenschaft
nicht zum Zeitpunkt der Beurteilung, jedoch angestrebt	KWK wird genutzt	+
nicht zum Zeitpunkt der Beurteilung, jedoch angestrebt	KWK soll genutzt werden	+
nicht zum Zeitpunkt der Beurteilung, jedoch angestrebt	KWK unmöglich	+
nicht zum Zeitpunkt der Beurteilung, jedoch angestrebt	KWK möglich, aber nicht genutzt oder geplant	-

Quelle: eigene Darstellung, in Anlehnung an (Europäisches Parlament / Rat 2018b)

Eine solche Auslegung hätte den Vorteil, dass keine Korrekturen des Wortlauts vorgenommen werden müssen, um zu einem kohärenten, vertretbaren Ergebnis zu kommen. Sie würde auch an dem Gedanken der ursprünglich von der Kommission vorgeschlagenen Abwärmedefinition anknüpfen. Fraglich ist allerdings, ob der bei dieser Auslegung unterstellte Zweck der Norm zutreffend ist. Der Sinn und Zweck von Art. 2 Nr. 9 EE-RL 2018 wäre bei dieser Auslegung nicht der Schutz bestehender oder geplanter KWK-Anlagen, sondern ein Anreiz zum Bau von KWK-Anlagen. In Netzen, in denen KWK möglich ist, jedoch nicht eingesetzt wird und auch zukünftig nicht eingesetzt werden soll, wird Wärme per se nicht als Abwärme betrachtet. Hieraus könnte ein Anreiz für den Netzbetreiber entstehen, KWK zum Einsatz zu bringen. Allerdings wäre mit dieser Auslegung auch verbunden, dass gerade in den Netzen, bei denen aus energiewirtschaftlicher Sicht ein besonderer Handlungsbedarf besteht, die Integration von Abwärme erschwert wird. Es würde zudem implizieren, dass dem Gesetzgeber der Ausbau der KWK wichtiger wäre als der Ausbau der Nutzung von Abwärme in Wärmenetzen.

Auch in der Praxis würde diese Auslegung zu problematischen Ergebnissen führen. Wenn ein bislang ohne KWK betriebenes kleines Wärmenetz an eine große Abwärmequelle angeschlossen werden soll (z.B. eine neue Klärschlammverbrennung), dürfte die Abwärme nur dann als Abwärme im Sinne der Richtlinie behandelt werden, wenn in dem Wärmenetz zugleich ein KWK-Prozess neu eingesetzt würde. Dies wäre jedoch widersinnig, wenn der Wärmebedarf des Wärmenetzes durch die Abwärmequelle vollständig gedeckt werden könnte. Im Ergebnis vermag diese Auslegungsmöglichkeit daher kaum zu überzeugen.

Zwischenergebnis

Es ist zu konzedieren, dass alle hier in Betracht gezogenen Auslegungsmöglichkeiten von Art. 2 Nr. 9 EE-RL 2018 sich nicht zwanglos ergeben und eine sinnvolle Auslegung der Vorschrift methodisch insgesamt schwerfällt. Am ehesten vermag aus Sicht d. Verf. die korrigierende Auslegung zum Schutz der KWK überzeugen.

Einordnung von KWK-Wärme

Im Hinblick auf das Zusammenspiel von Art. 2 Nr. 9 und Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 bei der Frage, ob bzw. unter welchen Bedingungen ggf. Wärme aus KWK-Anlagen als Abwärme zu qualifizieren ist, lässt sich aus dem Wortlaut der Vorschriften kein eindeutiges Ergebnis ableiten. Jedoch kommt es aus systematischen Gründen und bei Betrachtung des Ziels der Normen nicht in Frage, die Vorschriften so zu deuten, dass Wärme aus konventioneller KWK ohne weiteres als Abwärme zu qualifizieren ist und mit erneuerbaren Energien gleichgestellt wird. Zwar könnte man KWK-Wärme als Wärme aus der Stromerzeugung im Sinne von Art. 2 Nr. 9 EE-RL 2018 verstehen, jedoch ergibt sich bereits aus der Regelungssystematik, dass KWK-Wärme nicht per se als Abwärme zu beurteilen ist: Es wäre widersinnig, wenn KWK-Wärme immer als Abwärme gelten soll, weil die Umformulierung des

Art. 13 EE-RL 2009 in Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 – wie oben dargelegt - gerade mit dem Ziel erfolgte, die ökologischen Anforderungen an die Fernwärme bei der Umsetzung der Nutzungspflicht aus Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 zu erhöhen. Es ergäbe auch keinen Sinn, die Anforderung eines „wesentlichen Anteils" erneuerbarer Energien oder Abwärme als gesonderte gesetzliche Voraussetzung dort neben der Anforderung eines „effizienten Wärmenetzes" zu regeln, weil ein „effizientes Wärmenetz" bei Nutzung von konventioneller KWK bereits einen KWK-Anteil von 75 % oder einen Anteil von 50 % aus KWK-Wärme, EE-Wärme und Abwärme voraussetzt.

In jedem Fall kann festgehalten werden, dass ein wichtiger Zweck der Bestimmungen in Art. 2 Nr. 9 sowie Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 darin liegen dürfte, die Wärmneerzeugung durch Abwärme von der Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsprozesse abzugrenzen. Auch wenn dieser Versuch juristisch-handwerklich vom Gesetzgeber nicht besonders deutlich umgesetzt wurde, lässt sich aus dem Gesamtzusammenhang der Regelungen erkennen, dass jedenfalls bestehende KWK-Fernwärme nicht per se mit erneuerbaren Energien und anderer Abwärme gleichgesetzt werden soll. Insbesondere die Formulierung, wonach nur in Situationen, in denen kein Zugang zu einem Fernwärmenetz besteht und die Abwärme ansonsten ungenutzt bliebe, lässt darauf schließen, dass es dem Gesetzgeber darauf ankommt, **ungenutzte Wärmepotenziale** aus bestehenden Prozessen durch den **erstmaligen Anschluss an ein Fernwärmenetz** zu heben. Auf die Stromprozesse bezogen heißt dies, dass nur die erstmalige Einbindung der unvermeidbaren Niedertemperatur-Abwärme aus der Stromproduktion als Abwärme und damit gleichwertig zu erneuerbaren Energien zu behandeln ist, nicht jedoch Hochtemperatur-Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, die zielgerichtet auch zur Wärmeproduktion errichtet wurde. Weitere Voraussetzung für die Behandlung von Abwärme als Abwärme im Sinne der Richtlinie ist, dass durch die Einbindung der Abwärme keine KWK-Wärme verdrängt werden darf.

Bezogen auf die Ausgangsfrage, heißt dies, dass auch nach der zukünftig geltenden Vorschrift Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 die in § 7 Abs. 1 EEWärmeG vorgesehene Möglichkeit, die EE-Wärme-Nutzungspflicht durch den Anschluss an ein effizientes Wärmenetz ohne wesentliche Anteile erneuerbarer Energien oder Abwärme zu erfüllen, unzulässig bleibt.

Ergebnis und Perspektiven für den nationalen Gesetzgeber

Im Ergebnis entspricht die Rechtslage in Deutschland in mehrfacher Hinsicht nicht den unionsrechtlichen Vorgaben:

- Die Beschränkung des Anwendungsbereichs des EEWärmeG auf neue Gebäude sowie bestehende öffentliche Gebäude widerspricht sowohl dem geltenden Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 der EE-RL 2009 wie auch dem zukünftig maßgeblichen Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 1 EE-RL 2018.

- Die in § 7 EEWärmeG vorgesehene Möglichkeit zur Erfüllung der Nutzungspflicht für erneuerbare Energien durch Anschluss an ein effizientes Fernwärmenetz mit hohem KWK-Anteil, jedoch ohne wesentlichen Anteil erneuerbarer Energien oder Abwärme widerspricht Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 der EE-RL 2009 wie auch dem zukünftig maßgeblichen Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018.

Hieraus folgt die rechtliche Pflicht zur Anpassung des nationalen Rechts an die unionsrechtlichen Vorgaben. Eine solche Anpassung der Rechtslage wäre auch aus energiepolitischen Erwägungen sachgerecht, um die eingangs beschriebene Hebelwirkung einer Nutzungspflicht für erneuerbare Energien im Gebäudebestand umsetzen zu können.

Im zweiten Erfahrungsbericht (BMWi 2015b) stellt die Bundesregierung fest, dass die Anforderung des § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG in den letzten Jahren nicht zu einer signifikanten Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien im Bereich der Wärmenetze geführt haben; der Anteil erneuerbarer Energien

liege seit Jahren auf einem niedrigen Niveau.[116] Unter der Überschrift „Vorschläge zur Weiterentwicklung des Gesetzes“ wird die Einführung eines moderaten Mindestanteils an Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien als feste Voraussetzung für die Anerkennung des Fernwärmeanschlusses als Ersatzmaßnahme zur wirksamen Förderung der erneuerbaren Energien auch im Bereich der Wärmenetze erwogen.[117]

Weder aus dem Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes (BMWi | BMI 2019) – im Folgenden: GEG-E - noch aus dem letzlich beschlossenen Gebäudeenergiesetz GEG geht jedoch bisher hervor, dass die Bundesregierung die entsprechende bestehende Rechtspflicht aus Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 nunmehr auch umsetzt. Die Regelung des § 10 Abs. 2 Nr. 3 im GEG bezieht sich in gleicher Weise wie § 3 Abs. 1 EEWärmeG ausschließlich auf die Errichtung von Gebäuden und nicht auf den Bestand. In § 52 GEG wird die Nutzungspflicht in Hinblick auf erneuerbare Energien lediglich für die öffentliche Hand, soweit sie Eigentümerin eines Nichtwohngebäudes ist und dieses von mindestens einer Behörde genutzt wird, normiert. Gegenüber dem EEWärmeG stellt diese Regelung sogar einen Rückschritt dar. Denn gemäß den Regelungen der §§ 2 Abs. 2 Nr. 5, 3 Abs. 2 und 3 EEWärmeG ist der Kreis der öffentlichen Nichtwohngebäude weiter gefasst.[118] Die in § 4 GEG normierte Vorbildfunktion der öffentlichen Hand bezieht sich nur auf die öffentlichen Nichtwohngebäude im Sinne des GEG.

Im Hinblick auf die Erfüllungsoptionen für die Nutzungspflicht mittels Fernwärme bleibt der GEG-E mit den Erfüllungsvarianten der §§ 43 (Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung) sowie 44 (Fernwärme oder Fernkälte) Abs. 1 und 2 Nr. 3 (Wärme stammt zu mindestens 50 Prozent aus KWK-Anlagen) und 4, soweit die in Nr. 3 genannte Maßnahmen beteiligt ist, hinter den Anforderungen des Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018 zurück. Bei diesen Varianten muss nicht hocheffiziente Fernwärme, die in wesentlichen Teilen auf der Nutzung erneuerbarer Energien sowie von Abwärme beruht, eingesetzt werden.

Es wird empfohlen, die Rechtspflicht zur unionsrechtskonformen Umsetzung der EE-RL sowie die sachlichen Gründe für die Einführung einer dem Unionsrecht entsprechenden Nutzungspflicht für erneuerbare Energien im Gebäudebestand im weiteren Gesetzgebungsprozess für das GEG zu reflektieren

Um die angesprochene potenzielle Hebelwirkung einer EE-Nutzungspflicht für den Gebäudebestand in vollem Ausmaß zu realisieren müsste neben der europarechtskonformen Anpassung des deutschen Rechts bezüglich der Einbeziehung des Gebäudebestands sowie zur Erfüllungsoption mit EE-Fernwärme auch der **Auslösetatbestand** für die Nutzungspflicht angepasst werden. Art. 15 Abs. 4 UAbs. 3 EE-RL verlangt von den Mitgliedstaaten, dass die EE-Nutzungspflicht im Fall von „größeren Renovierungsarbeiten“ greifen muss. In der Literatur[119] wird zurecht darauf hingewiesen, dass dieser Begriff anhand der Begriffsbestimmung aus der Gebäuderichtlinie[120] definiert werden kann. Hiervon weichen das geltende Bundesrecht im GEG und vorher im EEWärmeG ab.

---

116 BMWi 2015b, Zweiter Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 55

117 BMWi 2015b, Zweiter Erfahrungsbericht zum EEWärmeG, S. 55f.

118 BMWi | BMI 2019, Vgl. S. 119, Gesetzesbegründung zum Entwurf des GEG

119 Wustlich, EEWärmeG § 3 Rn. 23, Fußnote 29, in Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, Müller et al. 2010.

120 Europäisches Parlament / Rat 2010, Gemäß Art. 2 Nr. 10 der Richtlinie 2010/31/EU ist eine „größere Renovierung“ die Renovierung eines Gebäudes, bei a) die Gesamtkosten der Renovierung der Gebäudehülle oder der gebäudetechnischen Systeme 25 % des Gebäudewerts — den Wert des Grundstücks, auf dem das Gebäude errichtet wurde, nicht mitgerechnet — übersteigen oder b) mehr als 25 % der Oberfläche der Gebäudehülle einer Renovierung unterzogen werden, wobei die Mitgliedstaaten entscheiden können, ob sie die Option a oder b anwenden. – Diese Bestimmung wurde durch die Richtlinie (EU) 2018/844 vom 30. Mai 2018 nicht verändert (Europäisches Parlament / Rat 2018a.

§ 52 Abs. 6 GEG-E übernimmt die Begriffsdefinition der „grundlegenden Renovierung“ aus § 2 Abs. 2 Nr. 3 EEWärmeG. Problematisch ist, dass die Definition der „grundlegenden Renovierung“ als Auslösetatbestand für die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien in bestehenden öffentlichen Gebäuden an zwei Voraussetzungen anknüpft. Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 3 EEWärmeG liegt eine grundlegende Renovierung nur vor, wenn zwei Renovierungsmaßnahmen in einem zeitlichen Zusammenhang von nicht mehr als zwei Jahren durchgeführt werden, wenn also zum einen ein Heizkessel ausgetauscht oder die Heizungsanlage auf einen anderen fossilen Energieträger umgestellt wird und wenn zum anderen mehr als 20 Prozent der Oberfläche der Gebäudehülle renoviert werden. Hier besteht die Gefahr, dass durch langfristige Planung von Renovierungsmaßnahmen, das Wirksamwerden der Nutzungspflicht umgangen wird.

Um die beschriebene Hebelwirkung zugunsten erneuerbarer Energien zu maximieren, bietet es sich an, die Regelung des Baden-Württemberger EWärmeG zu übernehmen, die an den Austausch oder den nachträglichen Einbau einer Heizanlage anknüpft.[121] Zusätzlich könnte – aufbauend auf (Ecofys 2013) – neben dem Auslösegrund „Heizungsaustausch“ auch das Überschreiten eines Heizungsalters gewählt werden.[122]

4.3.3.2 Steigerungspflicht für den erneuerbaren Anteil in der Fernwärme (Art. 24 EE-RL 2018)

Art. 24 Abs. 4 EE-RL 2018 verpflichtet die Mitgliedstaaten, die erforderlichen Maßnahmen festzulegen, um sicherzustellen, dass Fernwärme- und -kältesysteme zu dem in Artikel 23 Abs. 1 EE-RL angestrebten jährlichen Wachstum der erneuerbaren Energien im Wärmesektor um 1,3 % beitragen. Hierzu müssen sie eine von zwei Optionen umsetzen. Die erste Option wird in diesem Abschnitt behandelt, die zweite Option im folgenden Abschnitt (Wettbewerb und Drittzugang zum Wärmenetz).

Die erstgenannte Option zur Erfüllung der Umsetzungspflicht lautet:

a) Sie streben beim Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte gegenüber dem Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Abwärme- und -kälte im Bereich Fernwärme oder -kälte in 2020 eine Steigerung um mindestens einen Prozentpunkt an, die jahresdurchschnittlich für den Zeitraum 2021-2025 und den Zeitraum 2026-2030 berechnet wird, indem sie Maßnahmen treffen, die diese durchschnittliche jährliche Steigerung in Jahren mit normalen klimatischen Bedingungen voraussichtlich bewirken. (…) Die Mitgliedstaaten legen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen gemäß Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 die Maßnahmen fest, die erforderlich sind, um die durchschnittliche jährliche Steigerung nach Unterabsatz 1 dieses Buchstaben zu verwirklichen.

Der Wortlaut der Vorschrift wirft die Frage nach dem Grad der Verbindlichkeit der den Mitgliedstaaten auferlegten Pflicht auf. Die einleitenden Worte („*Sie streben an*…“) deuten zunächst auf eine eher indikative Vorschrift hin, wonach die Mitgliedstaaten lediglich zur Orientierung an dem genannten Steigerungsziel von 1 % des EE-Anteils im Wärme- und Kältesektor verpflichtet werden, nicht jedoch zu dessen Erreichung. Der zweite Halbsatz („*indem sie Maßnahmen treffen, die diese … Steigerung … voraussichtlich bewirken*“) hat demgegenüber eine klare Verpflichtung auf eine Wirkung bzw. ein Ergebnis zum Inhalt. Diese sehr deutlich formulierte Pflicht, konkrete Maßnahmen zu treffen, die ein definiertes Ziel erreichen, steht im Zentrum der Vorschrift. Sie wird nicht dadurch relativiert, dass zuvor dasselbe Ziel in weniger verbindlichem Ton als Orientierungsgröße genannt wird. Dies wird auch durch die Formulierung im dritten Satz des Unterabsatzes bestärkt, der die Mitgliedstaaten verpflichtet, in den nationalen Energie- und Klimaschutzplänen die Maßnahmen festzulegen, „*die erforderlich sind, um die … Steigerung … zu verwirklichen*“.

---

[121] Siehe § 4 Abs. 1 EWärmeG, Landtag Baden-Würtemberg 2015.

[122] ECOFYS 2013, S. 338.

Die Vorschrift verlangt somit das Ergreifen von Maßnahmen, die voraussichtlich wirksam sind und die in Summe eine jährliche durchschnittliche Steigerungsrate der EE im Wärme- und Kältesektor in Höhe von 1 % erwarten lassen. Relevant für die Beurteilung sind nur Maßnahmen, die in den Nationalen Energie- und Klimaschutzplan nach der Governance-Verordnung aufgenommen wurden. Die Vorschrift verlangt, dass die Mitgliedstaaten einen Maßnahmenkatalog erstellen und dessen Wirkung einer fundierten Prognose unterziehen. Die voraussichtliche Wirksamkeit der Maßnahmen muss zum Zeitpunkt ihres Beschlusses auf plausible, einer wissenschaftlichen Nachprüfung standhaltende Annahmen gestützt werden können. Maßnahmen, deren erwartete Wirkung sich nicht hinreichend quantifizieren lassen, müssen folglich in der Bewertung unberücksichtigt bleiben oder dürfen allenfalls zu einem unwesentlichen Teil bei der Beurteilung der Umsetzung berücksichtigt werden.

Innerhalb dieses Rahmens sind die Mitgliedstaaten frei in der Gestaltung der Maßnahmen, die zur Erreichung des 1 %-Steigerungsziels führen sollen. Es kann sich um ordnungsrechtliche Instrumente, ökonomische Instrumente, staatliche Förderung oder sonstige Maßnahmen handeln, die auf die Erreichung des Steigerungsziels abzielen.

Bei der Beurteilung der Wirkmächtigkeit dieses 1 %-Ziels für den Fernwärmesektor ist zu berücksichtigen, dass dieses Ziel für alle Mitgliedsstaaten gleichermaßen gilt. Bei einer rechnerischen Umsetzung in Deutschland mit einem heutigen Anteil 21 % EE und Abwärme (etwa 14 % erneuerbaren Energien sowie 7 % Abwärme nach (BDEW 2017)) wären im Jahr 2050 etwa ein Anteil von 50 % EE und Abwärme erforderlich. Dies würde für eine Dekarbonisierung nicht ausreichen. Dagegen wären es im Beispiel Dänemark, wo bereits heute einen Anteil von etwa 59 % EE vorhanden ist (Deutsch-Dänische Handelskammer 2019) im Jahr 2050 auf der Grundlage der 1 %-igen Steigerung bereits etwa 90 %.

4.3.3.3 Zugang zu Wärmenetzen für EE sowie Wettbewerb innerhalb von Wärmenetzen

Die zweite Handlungsoption für die Mitgliedstaaten besteht in der Einführung eines qualifizierten Zugangs zu Wärme-/Kältenetzen für erneuerbare Wärme und Kälte. Der Wortlaut des Art. 24 Abs. 4 Ziffer b) EE-RL 2018 lautet:

4 b) Sie stellen sicher, dass die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen verpflichtet sind, Anbietern von Energie aus erneuerbaren Quellen und von Abwärme und -kälte Zugang zum Netz zu gewähren, oder Drittanbietern anbieten müssen, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie Abwärme und -kälte in das Netz einzuspeisen und abzukaufen, auf Grundlage von durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten nichtdiskriminierenden Kriterien, wenn sie i) der Nachfrage neuer Kunden entsprechen müssen, oder ii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten ersetzen müssen, oder iii) vorhandene Wärme- oder Kälteerzeugungskapazitäten erweitern müssen.

Des Weiteren regeln die Absätze 5 und 6 der Vorschrift Voraussetzungen für Ausnahmen von der Pflicht, erneuerbaren Energien den Zugang zu Wärme- und Kältenetzen zu verschaffen.

(5)Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, kann der Betreiber eines Fernwärme- oder -kältesystems die Einspeisung und den Abkauf der Wärme oder Kälte von Drittanbietern verweigern, wenn a) das System aufgrund anderer Einspeisungen von Abwärme und -kälte, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen oder durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung produzierter Wärme oder Kälte nicht über die nötige Kapazität verfügt, b) die Wärme oder Kälte des Drittanbieters nicht die technischen Voraussetzungen erfüllt, die für die Einspeisung und für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Fernwärme- oder -kältesystems erforderlich sind, oder c) der Betreiber nachweisen kann, dass die Ausgaben der Endkunden für Wärme- bzw. Kälteversorgung im Vergleich zu den Kosten für die Nutzung der wichtigsten Wärme- oder Kältebezugsquelle vor Ort, mit der die erneuerbare Quelle oder Abwärme- und -kälte konkurriert, übermäßig steigen würden, wenn er den Zugang gewähren würde. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der Betreiber eines Fernwärme- und -kältesystems in den Fällen, in denen er einem Wärme- oder Kälteanbieter den Zugang nach dem ersten Unterabsatz verweigert, die zuständige Behörde gemäß Absatz 9 über die Gründe für die Verweigerung informiert und darüber, welche

Bedingungen erfüllt und welche Maßnahmen im System getroffen werden müssten, um den Zugang zu ermöglichen.

(6) Wenn ein Mitgliedstaat nach Absatz 4 Buchstabe b vorgeht, können die Mitgliedstaaten Betreiber der folgenden Fernwärme- und -kältesysteme von der Anwendung dieses Buchstaben ausnehmen: a) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung; b) effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung, die eine hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung nutzt; 21.12.2018 L 328/124 Amtsblatt der Europäischen Union DE c) Fernwärme und -kälte für die, auf Grundlage eines von der zuständigen Behörde gebilligten Plans, vorgesehen ist, dass sie sich bis zum 31. Dezember 2025 zu effizienter Fernwärme und -kälte entwickeln wird; d) Fernwärme- und -kältesysteme mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung unter 20 MW.

Zugang, Einspeisung und Wettbewerb sind seit einigen Jahren in der politischen und wissenschaftlichen Diskussion: Der Entwurf der EU-Kommission für eine Energieeffizienzrichtlinie im Jahr 2011 hatte ursprünglich vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten in ihren Rechtsordnungen Mechanismen zur Gewährleistung der Anbindung industrieller Abwärme an Wärmenetze vorsehen müssen.[123] Ebenso hatte der Entwurf der EU-Kommission für die Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie aus 2016 eine entsprechende Pflicht für erneuerbare Energien und Abwärme vorgesehen. In der verabschiedeten Fassung der EE-Richtlinie ist der Zugang Dritter zu Wärmenetzen nur noch als eine von zwei Optionen in Art. 24 Abs. 4 genannt. Auch in der Literatur gab es in den vergangenen Jahren eine verstärkte Auseinandersetzung mit dem Thema (Korhonen 2014).

Für den Netzzugang Dritter sind prinzipiell zwei unterschiedliche Modelle möglich, die sich beide in Art. 24 Abs. 4 EE-RL 2018 finden:

- Durchleitung der Wärme zur Versorgung eigener Kunden
  (third-party-access / analog EnWG)
- Einspeisung der Wärme gegen Vergütung
  (single buyer / analog EEG)

Im Folgenden werden beide Modelle kurz mit ihren jeweiligen Chancen und Risiken vorgestellt. Soweit verfügbar, wird auf Praxiserfahrungen verwiesen.

Im Anschluss wird untersucht, in welchem rechtlichen Verhältnis die beiden Optionen in Art. 24 Abs. 4 zueinander stehen und was dies für die Umsetzung dieser Vorschrift in nationales Recht heißt.

Schließlich wird der Umsetzungsbedarf im nationalen Recht analysiert.

Modell Drittzugang (Third Party Access - TPA)

Das Modell des Drittzugangs zu Wärmenetzen setzt an den vorhandenen Regelungen des EnWG für Strom- und Gasnetzbetreiber an. Damit werden Netzbetreiber verpflichtet, Dritten gegen Erstattung eines Netznutzungsentgelts einen diskriminierungsfreien Zugriff auf das Wärmenetz zu gewähren. Dritten wird es möglich, auf dem Markt für Fernwärme-Endkunden zu agieren und diese mit Wärme zu beliefern.

In diesem System hat der Betreiber des Fernwärmenetzes eine neue Rolle: Er ist nicht mehr der einzige Lieferant von Fernwärme, sondern stellt nur noch eine Infrastruktur und ergänzende Dienstleistungen zur Verfügung. Verschiedene, miteinander konkurrierende Wärmelieferanten sind gegenüber ihren Kunden für eine unterbrechungsfreie und der Nachfrage ihrer Kunden entsprechende Herstellung und Übergabe von Wärme in das Netz verantwortlich.

[123] Art. 10 Abs. 8 UAbs. 2 des Kommisions-Entwurfs, KOM (2011) 370 endg.

Mit diesem Modell wird echter Wettbewerb eröffnet: Es entsteht hierdurch ein Preis- und Effizienzdruck auf die derzeitigen Inhaber des lokalen Fernwärme-Monopols.

Durch TPA können zudem Chancen für den Ausbau der Wärmenetze entstehen. Ein Durchleitungsanspruch gibt neuen Akteuren auf dem Wärmemarkt die Chance, Wärmenetze in einer Kommune in verschiedenen Richtungen zu erweitern und die Erweiterungsgebiete über zentral betriebene Erzeugungseinheiten zu versorgen.

Durch die in der Richtlinie vorgesehene Beschränkung der Zugangsmöglichkeiten auf Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme entstünde ein Mechanismus, um den Anteil dieser Wärmequellen zu heben.

Gegen den Drittzugang werden vor allem die erforderlichen Transaktionskosten und der Regulierungsaufwand angeführt:

- Es wird diskutiert, ob die Verbraucherpreise für Fernwärme sinken oder ob erzielbare Effizienzgewinne dadurch wieder aufgezehrt würden, dass der Wärmenetzbetreiber einen höheren Aufwand als bisher habe, der sich in hohen Netznutzungsentgelten niederschlagen müsste. Anders als bei integrierten Fernwärmeversorgern, bei denen Erzeugung und Netzbetrieb in einem Unternehmen liegen, müsste der Netzbetreiber viele Akteure koordinieren und einen hohen Aufwand zur Gewährleistung der Stabilität des Gesamtsystems und der Versorgungssicherheit leisten.
- Drittzugang erfordert in letzter Konsequenz eine Entflechtung von Netz und Erzeugung und Vertrieb im Fernwärmesektor. Hierfür ist ein hoher regulatorischer Aufwand nötig. Die Liberalisierung der Strom- und Gasversorgung haben gezeigt, dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang in verbundenen Unternehmen (die sowohl in der Erzeugung als auch im Netz und auf der Vertriebsseite tätig sind) nur sehr schwer umsetzbar ist. Das Modell des verhandelten Netzzugangs („Verbändevereinbarung“) hat in der Praxis nicht zu den gewünschten Ergebnissen geführt. Eine rechtliche und operationelle Entflechtung von Netzbetrieb und Erzeugung/Vertrieb (ähnlich zu §§ 7, 8 EnWG) wäre mindestens für große Netze anzustreben, um Netz- und Erzeugungskosten voneinander trennen zu können und einen fairen Zugangspreis für Dritte zu ermitteln. Entsprechend § 6 EnWG müssten Anforderungen zur Gewährleistung von Transparenz und eines diskriminierungsfreien Netzzugangs aufgestellt werden.

In einem zukünftig von anderen Wertschöpfungsstufen abgetrennten Netzbetrieb wären die wichtigsten, gesetzlich näher zu definierenden Aufgaben des Netzbetreibers:

- Sicherer, zuverlässiger und leistungsfähiger Betrieb des Netzes, Organisation eines diskriminierungsfreien Netz-Zugangs.
- Grundsicherung der Wärmeversorgung gegenüber allen Netzkunden.
- Bedarfsgerechter Netzausbau und Integration erneuerbarer Energien inkl. Speicherung im Rahmen der Wirtschaftlichkeit.
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie Regel- und Ausgleichsenergie.
- Übernahme der erforderlichen Messungen und Organisation von Bilanzkreisen.
- Ex-post Abrechnung der Kosten und rollierende Übernahme in die Kalkulation der nächsten Heizperiode.

Ebenfalls zu regeln wären die näheren Rahmenbedingungen für ein TPA-Modell, die beispielsweise folgende Regelungen umfassen könnten:

- Aufstellen von Regeln zur Angemessenheit des Netznutzungsentgelts, dabei wären ggf. Anreize für verbrauchsnahe Einspeisung und erzeugungsnahen Verbrauch zu berücksichtigen.
- Kostentragungsregeln für den Netzanschluss.

- Definition von Regeln, unter welchen Bedingungen der Netzzugang für den Netzbetreiber regelmäßig wirtschaftlich unzumutbar ist.
- Netzzugang über Entry-Exit-Modell mit transportpfad-unabhängigen Netzentgelten. Ein- und Ausspeiseverträge können unabhängig voneinander abgeschlossen werden.
- Regelhaft Installation von registrierender Leistungsmessung bei Ausspeisung, sonst Abwicklung durch Anwendung von Standardlastprofilen.

Für die Abnehmer der Fernwärme muss jedoch jederzeit eine ausreichende Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Für den bestehenden Wärmebedarf müssen dafür ausreichende Erzeugungs- und Netzkapazitäten vorgehalten werden.

Der entflochtene Netzbetreiber kann mangels eigener Kraftwerkskapazitäten nicht steuernd in die Wärmeversorgung eingreifen und die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Verpflichtung zur Deckung der Wärmeversorgung wäre daher für einige Zeit nur durch den bestehenden Wärmeversorger möglich, solange die an das Netz angeschlossenen Erzeugungskapazitäten noch nicht ausreichend diversifiziert sind.

Hier wäre auch eine Regelung analog dem „Grundversorger-Modell“ aus dem EnWG möglich. Die Kosten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wären in die Netzentgelte einzupreisen.

Einspeise-Modell

Das Modell der Einspeisung basiert auf den z.B. vom EEG und Feed-in-tariffs bekannten Prinzipien und umfasst eine Abnahme- und Vergütungspflicht der Wärmenetz-Betreiber gegenüber Dritten, die erneuerbare Wärme oder industrielle Abwärme in das Wärmenetz einspeisen wollen. Der Netzbetreiber bleibt in diesem Modell ein integrierter Versorger, der Wärme erzeugt, das Netz betreibt und Wärme vertreibt. Nur der Netzbetreiber liefert Wärme an den Endkunden, einen Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Anbietern um Endkunden gibt es nicht. Es entsteht jedoch für eine größere Vielfalt der Wärme-Produzenten.

Das Zustandekommen von Wärmelieferverträgen basiert allein auf der Kooperationsbereitschaft der beteiligten Geschäftspartner. Entsprechende Verträge werden i.d.R. auf Einzelfallbasis geschlossen. Ein Vertrag kommt regelmäßig nur dann zustande, wenn auch der Wärmenetzbetreiber wirtschaftliche Vorteile durch die Einspeisung der Wärme Dritter erlangt, die den zusätzlichen Aufwand gegenüber einer unternehmensinternen Versorgung deutlich überwiegen.

Der Kauf von Wärmemengen aus Anlagen Dritter ist für Fernwärmeversorger eine gängige Praxis. In vielen Fällen liefern z.B. Abfallverbrennungsanlagen von Entsorgungsunternehmen oder Produzenten industrieller Abwärme gegen ein entsprechendes Entgelt Wärme an Fernwärmeversorger.

In der Regel stellen Fernwärmeversorger keine allgemein gültigen Regeln auf und sie veröffentlichen nicht, unter welchen Bedingungen und zu welchen Konditionen sie Einspeisebegehren Dritter akzeptieren. Erst in den vergangenen Jahren entwickelte teilweise eine Bereitschaft von Fernwärmeversorgern zur Aufstellung allgemein gültiger Regeln für die Einspeisung von Wärme Dritter:

- In Stockholm hat der Versorger Stockholm Exergi (im Eigentum des finnischen Versorgungsunternehmens Fortum sowie der Stadt Stockholm), ein System mit dem programmatischen Namen „Open District Heating“ zur Einbindung von Abwärme aus der Kühlung von Datenzentren, Kühlhäusern und anderen gewerblichen Wärmequellen aufgebaut (Stockholm Exergi 2019). Das Unternehmen wirbt damit, dass es einem am Marktpreis orientierten Wärmepreis bezahle. Maßgeblich sei der Preis, den das Unternehmen ohne die Abwärmelieferung bezahlt hätte. Der den Lieferanten gezahlte Preis setzt sich aus einem Fixpreis für die angeschlossene Leistung sowie einer kWh-bezogenen Komponente zusammen, die zeitlich variabel in Abhängigkeit von

der jeweiligen Außentemperatur ist. Als Rechenbeispiel wird angeführt, das eine angeschlossene Leistung von 1 MW, welche die meiste Zeit des Jahres Wärme liefere, Erträge in Höhe von 1,5 Millionen Schwedische Kronen erlösen könne (ca. 140.000 Euro).

- E.ON/ Hansewerk Natur (Hanse Werk Natur) bietet seit dem Jahr 2011 Kunden an, Wärme aus Solarkollektoranlagen (ab 100 m^2) oder Blockheizkraftwerken in sein Wärmenetz im Hamburger Nordosten einzuspeisen und die Wärme zu einem späteren Zeitpunkt wieder für den eigenen Bedarf zu entnehmen. Die Wärmespeicherung wird durch einen 4.500 m^3 Heißwasserspeicher unterstützt. Hansewerk berechnet für die saisonale Speicherung über acht Monate ein pauschales Entgelt in Höhe von etwa 0,005 ct/kWh, der Verrechnungspreis für eingespeiste und entnommene Wärme ist gleich. Dies ermöglicht Betreibern solarthermischer Anlagen sowohl niedrigere Speicherkosten (gegenüber dezentraler Speicherung) als auch höhere Deckungsbeiträge am Wärmebedarf.
- Einen Einspeisetarif für Wärme aus erneuerbaren Energien bietet auch HAMBURG ENERGIE in seinem Wilhelmsburger Wärmenetz an. Die Einspeisung von EE-Wärme (Solarenergie, Bioenergie oder Wärmepumpen) wird mit 4,5 ct je kWh vergütet. Sie ist jedoch an verschiedene technische Bedingungen geknüpft.[124]

Hauptvorteil des Einspeisemodells ist die Investitionssicherheit für EE-Wärme-Projekte. Das EEG hat gezeigt, wie wichtig ein garantierter Ertrag für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist. Auch im Wärmesektor sind sichere, langfristige Erträge wichtig, um die nötigen Investitionen in den Anschluss der Wärmeleitung zu refinanzieren.

Gegenüber dem Drittzugangs-Modell haben die neuen Marktteilnehmer (Einspeiser) zudem niedrigere Transaktionskosten, da sie sich nicht um die Vermarktung der Wärme kümmern müssen. Gerade für Industriebetriebe ist dies ein erheblicher Vorteil sein, da keine vertrieblichen Ressourcen außerhalb ihres Kerngeschäfts investiert werden müssen. Hinzu kommt, dass es insbesondere in der Industrie und im produzierenden Gewerbe nennenswerte Nutznießer einer Einspeise-Regelung gibt: Für Betriebe mit Abwärme ergibt sich durch die Vergütungsregelung eine neue Einnahmequelle, die zur Stärkung des Kerngeschäfts und zur Sicherung von Arbeitsplätzen genutzt werden kann.

Gegenüber dem Drittzugangs-Modell weist das Einspeise-Modell zudem eine geringere Komplexität auf Seiten der erforderlichen Regulierung auf.

Transaktionskosten verursacht das Modell auf Seiten der Wärmenetzbetreiber, da die Gewährleistung der Systemstabilität komplexer wird und der Aufwand zur Abwicklung der technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Kommunikation mit dem Einspeiser zu berücksichtigen ist. Diese Kosten müssen über den Wärmeabsatz refinanziert werden.

Gegenüber dem Modell des Drittzugangs besteht der Nachteil, dass vom Einspeisemodell keine Dynamik für den Wärmenetz-Ausbau ausgeht. Während beim Drittzugang neue Marktteilnehmer direkt an die Endkunden liefern und somit ein Interesse an Neukunden und der Erschließung neuer Fernwärme-Versorgungsgebiete haben, beschränkt sich das Interesse des Marktteilnehmers im Einspeisemodell auf die möglichst effiziente Wärme-Einspeisung in das bestehende Wärmenetz.

Inhalt der Pflichten zur Regelung von Netzzugang / Einspeisung in Art. 24 Abs. 4 b)EE-RL 2018

Sofern sich ein Mitgliedstaat entscheidet, von den beiden Regelungsoptionen des Art. 24 Abs. 4 EE-RL 2018 die Option unter Ziffer b) zu wählen, stellt sich die Frage, welche genauen Anforderungen sich aus der europäischen Vorschrift für das nationale Umsetzungsrecht ergeben.

---

[124] http://www.solarthermalworld.org/content/germany-district-heating-companies-encourage-customers-feed-solar-heat

Nach dem oben vollständig zitierten Wortlaut von Art. 24 Abs. 4 lit. b) EE-RL 2018 werden die Mitgliedstaaten verpflichtet sicherzustellen, dass die Wärmenetzbetreiber den EE-Wärme-Anbietern *„Zugang zum Netz zu gewähren, oder Drittanbietern anbieten müssen, Wärme (…) in das Netz einzuspeisen und abzukaufen, auf Grundlage von durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten nichtdiskriminierenden Kriterien, (…).“*

Die Norm sieht somit kein weiteres Wahlrecht des Mitgliedstaats in der Hinsicht vor, dass der Mitgliedstaat auswählen könnte, ob er den rechtlichen Rahmen nur für eines der beiden Modelle (Drittzugang oder Einspeisung) schafft. Vielmehr muss der Mitgliedsstaat sicherstellen, dass die Betreiber von Fernwärme- und -kältesystemen auswählen können, für welches der beiden Modelle sie sich entscheiden. Für beide Modelle muss der Mitgliedstaat praktikable Umsetzungsvorschriften erlassen, die es den Wärmenetzbetreibern rechtssicher ermöglichen, Dritten Zugang zu ihrem Netz zur Durchleitung an deren Endkunden zu gewähren oder den Anbietern die Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen sowie Abwärme und -kälte in das Netz einzuspeisen und abzukaufen.

Das bedeutet, dass das nationale Recht des Mitgliedstaats bei einem Optieren für Option b) wegen der Vorgabe von Art. 24 Abs. 4 lit. b) EE-RL 2018 beide Möglichkeiten vorsehen muss, sowohl das sogenannte Third-Party-Access Modell als auch die Einspeisung.

Änderungsbedarf im nationalen Recht

Aus dem soeben dargestellten Befund ergibt sich ein erheblicher Anpassungsbedarf für das deutsche Recht, sollte sich die Bundesrepublik für die Erfüllungsoption b) innerhalb des Art. 24 Abs. 4 EE-RL entscheiden. Dies gilt in jedem Fall für die Schaffung des notwendigen Rahmens für die Einspeisung von EE-Wärme: Das deutsche Recht kennt im Wärmesektor bislang keine Verpflichtungen von Wärmenetzbetreibern zur Abnahme und Vergütung von Wärme aus klimafreundlicher Produktion. Während es für klimafreundlich erzeugten Strom sowohl im EEG als auch KWKG ein differenziertes Regelwerk gibt, haben die Produzenten von klimafreundlich erzeugter Wärme für deren Vermarktung selbst zu sorgen.

Fraglich ist, ob und inwieweit hierüber hinaus auch Regelungen zum Drittzugang nötig wären, um das europäische Recht umzusetzen.

Im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen[125] (GWB) ist ein kartellrechtliches Missbrauchsverbot formuliert. § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB findet nach einhelliger Ansicht[126] grundsätzlich auch auf Wärmenetze Anwendung. Demnach hat ein Dritter gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts Anspruch auf Zugang zu einem Netz eines anderen, *„wenn ihm aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden“*. Der Anspruch ist jedoch ausgeschlossen *„wenn das marktbeherrschende Unternehmen nachweist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“*

Während theoretisch das deutsche Recht somit bereits einen Anspruch auf Mitbenutzung von Wärmenetzen durch Dritte vorsieht, spielt die Vorschrift in der Praxis keine Rolle. Laut BKartA hatte es bis 2012 erst eine einzige Beschwerde eines Dritten wegen missbräuchlicher Verzögerung des Netzzugangs gegeben (Bundeskartellamt 2012). Durch das fehlende konkretisierende Regelwerk sind die Un-

125 Deutscher Bundestag 2017c, Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 12. Juli 2018 (BGBl. I S. 1151) geändert worden ist.

126 Bundeskartellamt 2012, Sektoruntersuchung Fernwärme, a.a.O., S. 92 ff.; Wolf und Säcker 2011, Wettbewerbsrechtliche Bindungen der Fernwärmenetzbetreiber, RdE 2011, S. 277; Körber 2015, Drittzugang zu Wärmenetzen, Überlegungen zur Reichweite des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB und zum Verhältnis von Kartell- und Energierecht, Jena, 2011.

sicherheiten für einen potenziellen Wärmeanbieter bei der Rechtsdurchsetzung zu groß, um eine erhebliche finanzielle Investition zu realisieren. Es existieren weder Regelungen zur angemessenen Gestaltung von Netznutzungsentgelten, noch sind die Rechte und Pflichten der Netzbetreibern oder Drittanbieter näher normiert. Der Wettbewerb im Strom- und Gasbereich wurde erst durch diese näheren Regeln in der Praxis ermöglicht, weil nur dann für Dritte eine hinreichende Klarheit über das Bestehen eines Rechtsanspruchs auf Netzzugangs besteht. Den Eigentümern von Wärmenetzen ist es dagegen ohne weiteres möglich, etwaigen Netz-Zugangsbegehren Dritter so erhebliche Hindernisse in den Weg zu legen, dass Dritte von der Realisierung ihres Zugangsanspruchs abgehalten werden.

Es kann daher festgehalten werden, dass der Netzzugangsanspruch gemäß § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB ohne eine Konkretisierung und Operationalisierung im Hinblick auf Wärmenetzbetreiber voraussichtlich weiter ohne praktische Bedeutung bleiben wird. Hierin kann keine europarechtskonforme Umsetzung des Art. 24 Abs. 4 Ziffer b) EE-RL gesehen werden, weil die Bundesrepublik die dortigen Regeln nicht zur Wirksamkeit verhilft (effet utile) und die ausdrücklich geforderten *„durch die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten festgelegten nichtdiskriminierenden Kriterien“* weder für das Zugangs- noch für das Einspeisemodell vorhanden sind.

4.3.3.4 Rechtspflichten zur Planung des Fernwärmeversorgung

Die EE-RL 2018 enthält verschiedene Regelungen, mit denen die Mitgliedstaaten angehalten werden, den Ausbau von Wärmenetzen auf Basis erneuerbarer Energien zu planen und umzusetzen. Im Folgenden wird die rechtliche Bedeutung dieser Pflichten näher untersucht.

Potenzialstudie und Raumanalyse für EE-Wärme (Art. 15 Abs. 7 EE-RL)

Art 15 Abs. 7 EE-RL 2018 lautet:

„Die Mitgliedstaaten führen eine Bewertung ihres Potenzials im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor durch. Diese Bewertung umfasst gegebenenfalls auch eine Raumanalyse von Gebieten, die sich für einen Einsatz mit geringem Umweltrisiko eignen, geht auf das Potenzial kleiner Projekte auf der Ebene von Privathaushalten ein und wird in die zweite umfassende Bewertung, die gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU erstmals bis zum 31. Dezember 2020 vorzulegen ist, und in die nachfolgenden Aktualisierungen der umfassenden Bewertungen aufgenommen.“

Die Regelung verpflichtet die Mitgliedstaaten, eine **Potenzialstudie** auf gesamtstaatlicher Ebene durchzuführen, mit der das Potenzial erneuerbarer Wärme und Kälte sowie Abwärme und –kälte ermittelt und bewertet wird. In Satz 2 werden die Inhalte der Studie in zwei Punkten näher spezifiziert, von denen jedoch nur einer im Hinblick auf die Fernwärme relevant ist: So soll die Studie „gegebenenfalls“ auch eine Raumanalyse enthalten, mit der Gebiete identifiziert werden, die für den Einsatz von erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor besonders geeignet sind, weil die Umweltrisiken in diesen Gebieten gering sind.

Im Übrigen enthält die Vorschrift keine näheren Vorgaben zum Inhalt oder zur Detailtiefe der von den Mitgliedstaaten verbindlich vorzunehmenden Studie, so dass den Mitgliedstaaten ein erheblicher Beurteilungsspielraum bei der genaueren Ausgestaltung der Studie zustehen dürfte. Jedoch müssen sich die Mitgliedstaaten bei der Durchführung der Studie am Sinn der Regelung der Richtlinie orientieren und müssen diesen möglichst umfassend Wirkungskraft verleihen (effet utile).

In jedem Fall durchzuführen ist die Potenzialstudie, mit denen die Möglichkeiten zur Nutzung von natürlich vorkommenden Wärme- und Kältequellen aufgenommen, analysiert und bewertet werden.

Die Formulierung, dass die **Raumanalyse** „gegebenenfalls“ durchzuführen ist, darf vor dem Hintergrund des „effet utile“ nicht missverstanden werden. Damit soll die Durchführung der Raumanalyse nicht in das Belieben der Mitgliedstaaten gestellt werden, sondern es soll lediglich der Anwendungsbe-

reich auf die geographisch und sachlich relevanten Gebiete eingeengt werden. So wäre es insbesondere in Teilgebieten der EU-Mitgliedstaaten, die sehr dünn bevölkert sind bzw. in denen es keinen relevanten Wärme- oder Kältebedarf gibt, unverhältnismäßig, eine entsprechende Untersuchung vorzunehmen. Da in Deutschland nahezu flächendeckend relevante Wärme- und Kältebedarfe vorhanden sind, muss die Raumanalyse somit durchgeführt werden.

Die Raumanalyse bezieht sich dabei sowohl auf Potenziale für eine dezentrale als auch für eine zentrale, netzgebundene Wärm-/Kälteversorgung. Im Hinblick auf die Fernwärme wäre es insbesondere von Interesse, wenn die Analyse z.B. auf folgende Punkte eingeht:

- Identifikation geeigneter Gebiete im Bereich von bestehenden oder künftig möglichen Wärmenetzen für die Nutzung von Grundwasser zur Wärme- und Kälteerzeugung auf Basis einer räumlichen Analyse des Untergrundes und der Nutzungskonflikte mit dem Grundwasserschutz,
- räumliche Nutzungskonflikte im Einzugsbereich von Wärmenetzen für die Nutzung von Solarthermie,
- Gebiete mit ausreichend Potenzialen zur Nutzung von nachhaltiger Biomasse-Ressourcen, die in Wärmenetzen genutzt werden könnten (z.B. Stroh),
- Gebiete mit Potenzial für Wärme aus mittlerer und tiefer Geothermie,
- Gebiete mit Potenzial für große, netzgebundene Aquifer-Wärmespeicher.

Bei der Raumanalyse kann in aller Regel auf bestehendes Datenmaterial zurückgegriffen werden. Die Raumanalyse zeichnet sich weniger dadurch aus, dass neue Daten erhoben werden, sondern dass verschiedene Datenquellen ausgewertet und übereinander gelegt werden, um somit ein umfassendes Bild von den räumlich vorhandenen Wärmepotenzialen zu gewinnen. Sinnvollerweise sollten zur Identifikation von räumlichen Nutzungskonflikten daher auch alle relevanten Raumordnungs- und Fachplanungsmaterialien einbezogen werden, insbesondere die Landesentwicklungspläne sowie ggf. die Regionalpläne.

Insgesamt liegt es aber in der Natur der Sache, dass die auf nationaler Ebene vorzunehmende Raumanalyse ein tendenziell grobes Raster verwenden muss. Sein Nutzen liegt eher in der groben Abschätzung der regional verfügbaren Ressourcen und der daraus abgeleiteten überregionalen Verfügbarkeit und Steuerung knapper Ressourcen im Rahmen einer übergeordneten Szenarienentwicklung. Vereinfacht gesprochen könnte man in der Raumanalyse den Auftrag für eine Art **nationale Wärmeplanung** sehen.

Eine nationale Raumanalyse zur Wärme- und Kälteversorgung kann dabei nicht die für jede größere Kommune erforderliche konkrete, kleinräumige Analyse der verfügbaren Ressourcen auf kommunaler Ebene ersetzen. Nur im Rahmen einer solchen lokalen Betrachtung, können kleinräumig vorhandene Potenziale (z.B. mittlere Abwärmequellen) identifiziert und berücksichtigt werden. Für eine solche kommunale Wärmeplanung kann Raumanalyse jedoch einen gewissen Rahmen und Orientierung bieten. Perspektivisch kann eine raumbezogene Wärmeplanung jedoch nur dann effizient sein, wenn weitere Planungsebenen einbezogen werden. Es ist daher sinnvoll, dass Thüringen in § 6 Abs. 2 Nr. 4 ThürKlimaG (Land Thüringen 2018) als erstes Bundesland eine gesetzliche Pflicht zur Schaffung einer Landes-Wärmeplanung statuiert hat. Auch auf der Ebene der Regionalplanung sind mancherorts bereits Aktivitäten für eine räumliche Steuerung der Wärme- und Kälteversorgung auf Basis erneuerbarer Energien zu verzeichnen (ratiodomo et al. 2018.).

Gemäß Art. 15 Abs. 7 EE-RL 2018 muss die Analyse in die Studie gemäß Artikel 14 Absatz 1 der Richtlinie zur Energieeffizienz (2012/27/EU) eingehen. Art. 14 Abs. 1 2012/27/EU verpflichtet die Mitgliedstaaten auf Ersuchen der Kommission alle fünf Jahre ihre Potenzialanalyse zum Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung zu aktualisieren. Die Aktu-

alisierung ist zum 31.12.2020 erforderlich. In dieser müssen die Mitgliedstaaten dann auch ihr Potenzial im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen und der Nutzung von Abwärme und -kälte im Wärme- und Kältesektor bewerten. Diese Untersuchungen werden derzeit erarbeitet.

Fernwärme-Ausbauplanung

Art. 20 Abs. 3 EE-RL 2018 enthält eine weitere Vorschrift mit Bezug auf die Planung von Fernwärme. Die Vorschrift lautet:

Auf der Grundlage ihrer im Einklang mit Anhang I der Verordnung (EU) 2018/1999 in den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen aufgenommenen Bewertung der Notwendigkeit, zur Verwirklichung des in Artikel 3 Absatz 1 dieser Richtlinie genannten Unionsziels neue mit erneuerbaren Energiequellen betriebene Fernwärme- und -kälteinfrastrukturen zu bauen, unternehmen die Mitgliedstaaten gegebenenfalls die notwendigen Schritte zur Entwicklung einer Fernwärme- und -kälteinfrastruktur, mit der der Ausbau der Wärme- und Kälteerzeugung aus großen Biomasse-, Solarenergie-, Umgebungsenergie- und Geothermieenergieanlagen sowie aus Abwärme und -kälte möglich ist.

Die Vorschrift regelt, dass die Mitgliedstaaten auf der Grundlage ihrer Nationalen Energie- und Klimapläne – wiederum „gegebenenfalls" – Programme zum Ausbau der Fernwärme auf Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme auflegen.

Der Charakter der Norm ist daher kein planerischer, sondern im Kern eine Aufforderung zum Auflegen von nationalen Investitionsprogrammen für erneuerbare Fernwärme. Da die EU nicht ohne weiteres in die Budgethoheit der Mitgliedstaaten und ihrer Parlamente eingreifen darf, dürfte die Vorschrift den Mitgliedstaaten dabei jedoch einen sehr weiten Spielraum überlassen. Eine gewisse Selbstbindung der Mitgliedstaaten erfolgt jedoch durch die Inbezugnahme auf die in der Governance-Verordnung (EU) 2018/1999 geregelten Nationalen Energie- und Klimapläne. Im Anhang I der Verordnung ist im Einzelnen geregelt, was die Mitgliedstaaten bei der Aufstellung der Pläne zu berücksichtigen haben. Dabei ist die Fernwärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien auf mehreren Ebenen zu adressieren:

- Auf der Ebene der nationalen Ziele und Vorgaben sind *„nationale — auch langfristige und sektorspezifische — Zielpfade und Ziele (z. B.* ***Anteil der erneuerbaren Energie an der Fernwärmeerzeugung …)****"* (Anhang I Ziffer2.1.2 v) sowie *„langfristiger Vorgaben oder Strategien und sektorspezifischer Vorgaben, und nationale Ziele auf Gebieten wie Energieeffizienz im Verkehr und in Bezug auf die Wärme- und Kälteerzeugung"* (Anhang I Ziffer 2.2 ii) anzusprechen.
- Auf der Ebene der Politiken und Maßnahmen ist zu prüfen, ob es *„Bedarf an der Errichtung neuer Infrastruktur für Fernwärme und -kälte aus erneuerbaren Energiequellen"* gibt (Anhang I Ziffer 3.1.2 vi).
- Auf der Ebene der Analysegrundlagen (Aktuelle Lage und Projektionen mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen) sind der *„aktuelle Anteil der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie am Bruttoendenergieverbrauch in verschiedenen Sektoren (Wärme- und Kälteerzeugung, Strom und Verkehr) und nach Technologien innerhalb dieser Sektoren" zu betrachten (Anhang I Ziffer 4.2.2. i) sowie „das aktuelles Potenzial für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung"* (Anhang I 4.3.ii).

Folgert ein Land auf der Grundlage seiner Analysen im Nationalen Energie- und Klimaplan,[127] dass die Fernwärme auf Basis erneuerbarer Energien während der zehnjährigen Laufzeit des Plans stark ausgebaut werden soll, dürfte aus der Vorschrift in Art. 20 Abs. 3 EE-RL 2018 immerhin zu folgern sein, dass diese Strategie auch mit relevanten Investitionsmitteln hinterlegt werden muss.

[127] Die Bundesregierung hat fristgemäß einen Entwurf für den deutschen Nationalen Energie und Klimaplan vorgelegt (BMWi 2019a). Der endgültige Beschluss darüber ist Ende 2019 der EU-Kommission vorzulegen.

Unabhängig davon, wie stark man den aus dieser Vorschrift entstehende rechtlichen Druck einschätzt, erscheint der Gedanke sinnvoll, ähnlich wie in Teilen Westdeutschlands während der 1970er bis 1980er Jahre bzw. im noch größeren Umfang in Ostdeutschland zwischen Kriegsende und Wiedervereinigung über ein großvolumiges, langfristiges öffentliches Investitionsprogramm für Fernwärmeinfrastruktur nachzudenken. Primär ist dies jedoch eine politische Aufgabe; eine rechtliche Pflicht hierzu lässt sich aus den hier dargelegten Vorschriften nicht über das beschriebene Maß hinaus herleiten.

4.3.3.5 Herkunftsnachweissystem und Vertrieb erneuerbarer Fernwärme (Art. 19 EE-RL 2018)

Die EE-RL verpflichtete bislang die Mitgliedstaaten lediglich zur Etablierung eines Systems von Herkunftsnachweisen für Strom aus erneuerbaren Energien. Artikel 19 EE-RL 2018 weitet diese Pflicht auf sämtliche Energieformen aus und erwähnt dabei ausdrücklich auf Fernwärme.

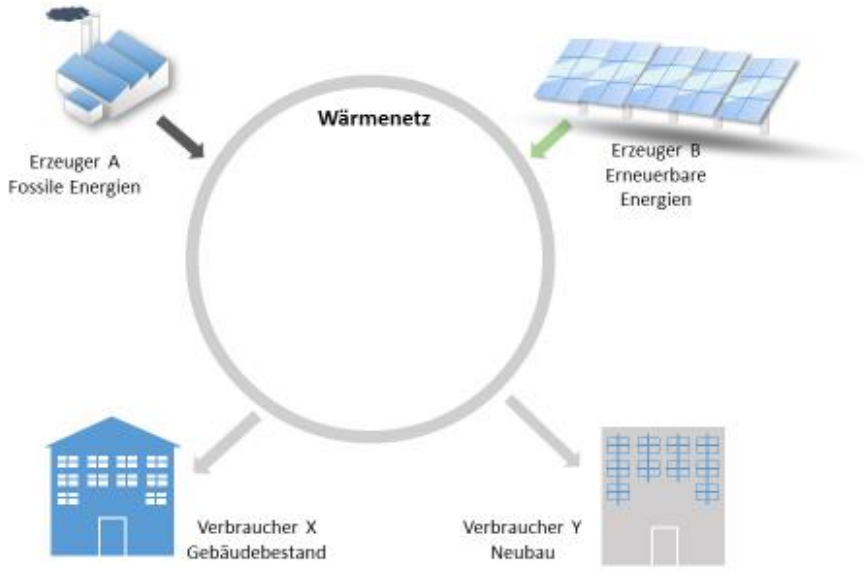
Die Etablierung eins Herkunftsnachweissystems für erneuerbare Fernwärme kann sich positiv auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit erneuerbarer Energien im Wärmemarkt auswirken. Der wirtschaftliche Vorteil von Fernwärme auf Basis erneuerbarer Energien kann bislang kaum genutzt werden, um die potenzielle Mehrzahlungsbereitschaft von Bauherren für grüne Fernwärme abzuschöpfen und in Investitionen in erneuerbare Energien umzulenken. Die Möglichkeit zur Vermarktung von grünen Fernwärmeprodukten auf Basis von Herkunftsnachweisen könnte dies ändern. Im Folgenden werden die Möglichkeiten hierfür überblicksartig dargestellt und der gesetzgeberische Handlungsbedarf wird erörtert.

Die bisherige Situation: Ein Netz, ein Primärenergiefaktor

Der verwendete Energieträger der Wärmeversorgung spielt insbesondere im Neubau eine relevante Rolle für Fernwärmekunden. Über den Primärenergiefaktor schlägt es sich in höheren Baukosten nieder, wenn ein neues oder grundlegend zu renovierendes Gebäude mit fossilen Energieträgern beheizt werden soll – denn an Gebäude mit Heizungen auf Basis fossiler Energieträger werden höhere Anforderungen an die Gebäudedämmung gestellt als an Gebäude, die mit erneuerbarer Wärme beheizt werden. Diese Wärmekunden haben daher ein hohes Interesse an einem niedrigen Primärenergiefaktor, wie er insbesondere durch erneuerbare Energien sichergestellt werden kann.

Für jedes Gebäude, das an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird, gilt bislang einheitlich der für das gesamte Fernwärmenetz berechnete Primärenergiefaktor. Der Primärenergiefaktor wird als Mittelwert aus allen Energiequellen berechnet, die in das Fernwärmenetz einspeisen.

Abbildung 114: Vermarktung von EE-Wärme im Rahmen eines einheitlichen Fernwärmeprodukts



Quelle: Hamburg Instiut

Der Nachteil an dieser Regelung ist, dass Wärme aus neuen Anlagen zur Erzeugung von grüner Fernwärme in bestehenden großen Fernwärmenetzen faktisch nicht als solche gesondert vermarktet werden kann, weil diese Wärme im vorhandenen Energiemix aufgeht und dabei stark verwässert wird. In nahezu allen größeren deutschen Wärmenetzen dominieren die bestehenden größeren Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger den Wärmemix. Entschließt sich der Fernwärmeversorger in einer solchen Situation, eine kleinere Anlage auf Basis erneuerbarer Energien an das Netz anzuschließen, verändert dies den Primärenergiefaktor des Netzes kaum. Der ökologische Nutzen und Wert der erneuerbaren Wärme aus der neuen Anlage kann keinem Kunden zugeordnet bzw. verkauft werden.

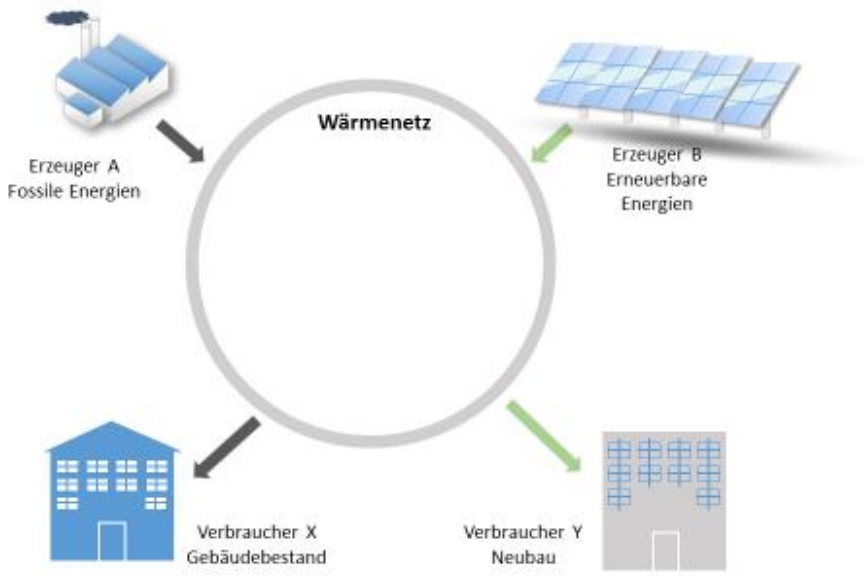
Die höhere Zahlungsbereitschaft von Fernwärmekunden für ökologisch erzeugte Fernwärme gegenüber Fernwärme auf Basis fossiler Energieträger kann daher wirtschaftlich allenfalls sehr langfristig abgeschöpft werden. Die oben beschriebene Situation ist für alle Beteiligten unbefriedigend:

- Bauherren als Fernwärmekunden haben ein hohes Interesse am Bezug von grüner Fernwärme mit niedrigem Primärenergiefaktor, weil sie dadurch Baukosten sparen können.
- Der Fernwärmeversorger kann die Kundennachfrage nach einem grünen Wärmeprodukt nicht bedienen, selbst wenn er ggf. hohe Summen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbare Wärme investiert hat.
  - Diese in der Erzeugung üblicherweise gegenüber konventionell mit Erdgas-Kesseln oder Erdgas-KWK deutlich teurere Wärme kann von ihm nicht zu einem höheren Preis vertrieben werden.
  - Die Vertriebschancen für sein Fernwärmeprodukt verschlechtern sich, weil der Primärenergiefaktor schlechter ist als bei einem reinen Wärmeprodukt.
- Hierdurch werden Investitionen in den Klimaschutz verhindert: Investitionen in erneuerbare Energien rechnen sich für Versorger deutlich schlechter als beim Vertrieb eines reinen grünen Wärmeprodukts. Die Realisierungschancen für EE-Wärme verschlechtern sich.

Vermarktung von neuer grüner Fernwärme

Auf Basis von Herkunftsnachweisen könnte es zukünftig möglich sein, innerhalb ein und desselben Wärmenetzes Produkte mit unterschiedlicher ökologischer Qualität und unterschiedlichen Primärenergiefaktoren anzubieten.

Abbildung 115: Vermarktung von spezifischen Fernwärmeprodukten (grüne Fernwärme)



Quelle: Hamburg Institut

Insbesondere für Bauherren von Neubauten könnte von Fernwärmeversorgern bilanziell 100 % grünes Fernwärmeprodukt angeboten werden. Dieses hätte den Primärenergiefaktor 0 und könnte zu einem höheren Preis angeboten werden, als die sonstige Fernwärme. Damit könnte ein zusätzlicher Beitrag zur Refinanzierung der Investitionen in erneuerbare Energien für die Fernwärme ermöglicht werden.

Für andere Kundensegmente könnten andere Fernwärmeprodukte angeboten werden, die stärker an der preislichen Wettbewerbsfähigkeit orientiert sind. Insbesondere könnte für das Segment der Bestandsgebäude ein wettbewerbsfähiges Produkt entwickelt werden, um die Anforderungen des § 556c BGB und der WärmelieferVO zu erfüllen.

Damit eine solche differenzierte Vermarktung von Fernwärmeprodukten möglich ist, muss ein Herkunftsnachweissystem etabliert werden. Mit diesem können Erzeuger von grüner Fernwärme den Nachweis der „grünen Herkunft“ der Wärme führen. Damit könnten auch Bilanzierungen auf Quartiersebene befördert werden.

Bislang gibt es keine theoretischen Grundlagen für die gebäudescharfe Ermittlung von Primärenergiefaktoren auf Basis der Bilanzierung von Wärme aus unterschiedlichen Quellen, die in ein Wärmenetz einspeisen.

Ebenso fehlt es noch an näheren Betrachtungen der regulatorischen Grundlagen. Das bisherige in der EnEV angelegte System der Ermittlung von Primärenergiefaktoren sieht eine gebäudescharfe Ermittlung des Primärenergiefaktors nicht ausdrücklich vor. Gleichwohl bietet mit DEW 21 bereits ein Fernwärmversorger unterschiedliche Fernwärmeprodukte innerhalb desselben Netzes an. Die rechtlich-methodischen Grundlagen des dabei gewählten Vorgehens sind dem Forschungsnehmer nicht bekannt. Allerdings erscheint es nicht von vorneherein ausgeschlossen, auch im bestehenden Rechtsrahmen unter Beachtung des Doppelvermarktungsverbots das beschriebene System umzusetzen, da die

genauen Methoden zur Ermittlung des Primärenergiefaktors nicht auf gesetzlicher Ebene, sondern vor allem auf untergesetzlicher Ebene geregelt sind.

Für die Ermittlung des Primärenergiefaktors der Fernwärme verweist die Ziffer 2.1 der Anlage I der EnEV auf die Vornormen DIN V 4701-10 und DIN V 18599-1. Der AGFW gibt als Anwendungs- und Auslegungshilfe zu diesen Vornormen das Arbeitsblatt FW 309-1 heraus, in dem Bilanzierungsregeln zur Ermittlung der spezifischen Primärenergiefaktoren von konkreten Wärmeversorgungssystemen dargestellt werden. Die Fachkommission Bautechnik der Bauministerkonferenz hat zur Anwendbarkeit der FW 309-1 eine Auslegung veröffentlicht.[128] Dort heißt es:

„Auf Grundlage des technischen Regelwerks, das für Berechnungen nach der EnEV 2013 anzuwenden ist, dürfen für Wärme aus Wärmenetzen neben Standardwerten auch örtliche Primärenergiefaktoren nach vorgegebenen Regelungen ermittelt werden. Das Arbeitsblatt FW 309-1 in der vom Branchenverband AGFW im Mai 2014 veröffentlichten Fassung darf bei der Ermittlung von Primärenergiefaktoren herangezogen werden."

Die Anwendung der FW 309-1 ist damit gesetzlich nicht vorgeschrieben. Vielmehr hat die Verwaltung ohne Beteiligung des Gesetzgebers einen pragmatischen Weg gefunden, um für die Praxis Wege aufzuzeigen, wie örtliche, spezifische Primärenergiefaktoren für einzelne Wärmenetze zu ermitteln sind. Ein solcher pragmatischer Weg könnte womöglich auch zur Ermittlung von produktspezifischen Primärenergiefaktoren gefunden werden. In jedem Fall wäre jedoch ein robustes System zur Verifizierung der Herkunft von Wärmemengen aus erneuerbaren Energien Voraussetzung hierfür, da ansonsten die Gefahr der Doppelvermarktung von erneuerbaren Energien drohen würde, was gegen Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 EE-RL 2018 verstoßen würde.

Neben den rechtlichen Grundlagen wäre auch der Aufbau einer entsprechenden Verwaltungsinfrastruktur für ein Herkunftsnachweisregister erforderlich.

4.3.3.6 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (Art. 22 EE-RL 2018)

Die Richtlinie EE-RL 2018 führt einen gegenüber der EE-RL 2009 neuen Akteur ein, der die Energiewende voranbringen soll: die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft. Damit greift die EU eine Entwicklung auf, die für die Energiewende als prägend bezeichnet werden kann – den Aufbau dezentraler Erzeugungsstrukturen „von unten" durch Verbraucher bzw. Prosumer. Häufig organisieren sich diese in Form von Genossenschaften, in Deutschland und anderen EU-Staaten sind bereits zahlreiche Bürgerenergiegenossenschaften tätig. Die meisten Projekte beziehen sich auf die Stromerzeugung, doch gibt es mittlerweile auch zahlreiche Bürgerenergie-Projekte, die den Aufbau von Wärmenetzen zum Inhalt haben.

Die Regelungen der EE-RL zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind grundsätzlich auch auf die Wärmeversorgung anwendbar. Es stellt sich daher die Frage, welche Relevanz die Vorschriften für die erneuerbaren Energien in der Fernwärme haben könnten. Zunächst wird im Folgenden der Begriff der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft erörtert und dargestellt welche Pflichten die Mitgliedstaaten in Zusammenhang mit der Etablierung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften treffen. Dann wird beleuchtet, welche Rolle Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Bereich der Fernwärme haben könnten. Zur Veranschaulichung der im Rahmen der nationalen Umsetzung der Vorschriften in deutsches Recht zu regelnden Themen werden konkrete Fragestellungen formuliert.

[128] www.bbsr-energieeinsparung.de

Gemäß der Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 16 EE-RL 2018 ist eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft eine Rechtsperson, die, im Einklang mit den geltenden nationalen Rechtsvorschriften, auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind, (lit. b) deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, deren (lit. c) Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen.

Von zentraler Bedeutung ist Art. 22 EE-RL 2018. In dieser Norm sind die wesentlichen Rahmenbedingungen für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften festgelegt.

Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet sicherzustellen, dass Endkunden und insbesondere Haushalte sich an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen[129] oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, Art. 22 Abs. 1 EE-RL 2018.

Art. 22 Abs. 2 EE-RL 2018 gibt den Mitgliedstaaten vor, die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften mit verschiedenen Rechten auszustatten. Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen das Recht haben erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen, und zwar auch im Rahmen von Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom (lit. a). Sie sollen die innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam nutzen dürfen (lit. b). Zudem sollen sie sowohl direkt als auch über Aggregatoren[130] einen nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten erhalten (lit. c).

Gemäß Art. 22 Abs. 4 EE-RL 2018 müssen die Mitgliedstaaten einen Rechtsrahmen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften schaffen. Mit diesem muss u.a. sichergestellt werden, dass ungerechtfertigte Hindernisse beseitigt[131] werden (lit. a), dass der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet (lit. c), dass für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften faire[132], verhältnismäßige und transparente Verfahren gelten (lit. d) und die Gemeinschaften diskriminierungsfrei behandelt werden (lit. e). Ferner enthält Art. 22 Abs. 4 EE-RL 2018 Vorgaben zur Beteiligung und zum Schutze von Verbrauchern, Regeln zum Zugang zu Finanzmitteln und Informationen sowie die Vorgabe, dass öffentliche Stellen im Zusammenhang mit den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften Unterstützung in Regulierungsfragen und beim Kapazitätenausbau erhalten.

Gemäß Art. 15 Abs. 3 Satz 1 EE-RL 2018 müssen die Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass ihre zuständigen Behörden auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene sehr umfassend für verschiedene Planungs-, Entwurfs-, Bau- und Renovierungsprozesse im Zusammenhang mit der Förderung erneuerbarer Energien auch Regeln für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft vorhalten. Die Mitgliedstaaten haben da-

---

129 Vgl. Erwägungsgrund 26 der EE-RL 2018 Europäisches Parlament / Rat 2018b.

130 Vgl. dazu die in Art. 2 Nr. 18 EE-RL Europäisches Parlament / Rat 2018b beschriebene Abwicklung eines „Peer-to-Peer-Geschäftes“ über einen zertifizierten dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator. Eine ausdrückliche Begriffsbestimmung des Begriffes Aggregator enthält die EE-RL 2018 nicht. In der RL 2012/27/EU bezeichnet der Ausdruck „Aggregator“ einen Lastmanagement-Dienstleister, der verschiedene kurzfristige Verbraucherlasten zwecks Verkauf oder Auktion in organisierten Energiemärkten bündelt (Art. 2 Nr. 45 RL 2012/27/EU).

131 Vgl. Erwägungsgrund 26 der EE-RL 2018 Europäisches Parlament / Rat 2018b.

132 Vgl. Erwägungsgründe 26, 50 der EE-RL 2018 Europäisches Parlament / Rat 2018b.

rauf hinzuwirken, dass lokale und regionale Verwaltungsstellen in Planungs- und Abstimmungsprozessen mit Netzbetreibern auch berücksichtigen, wie sich bestimmte Vorschriften auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auswirken, Art. 15 Abs. 3 Satz 2 EE-RL 2018.

Die Mitgliedstaaten müssen zweckdienlich, umfassend und praxisbezogen auf geeignete Weise über die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft informieren.[133] Dazu müssen sie geeignete Programme entwickeln, Art. 18 Abs. 6 EE-RL 2018.

In Erwägungsgrund 50 EE-RL 2018 wird den Mitgliedstaaten nahgelegt, für Antragsteller eine Anlaufstelle vorzusehen, die während des gesamten Verfahrens berät und unterstützt. Es habe sich nämlich gezeigt, dass die mangelnde Koordinierung zwischen den verschiedenen Genehmigungsstellen den Einsatz von erneuerbaren Energien behindert.

Für den Fall, dass eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Wärme produziert und diese nutzen, verkaufen oder jedenfalls an andere außerhalb ihres eigenen Netzes abgeben möchte, stellen sich verschiedene Fragen.

Zu sämtlichen Fragen der Gründung und der Organisation müssen staatliche Stellen nicht nur Regeln bereithalten, sondern umfassend und zielgruppengerecht informieren und beraten. Das könnte beispielsweise von einer eigens eingerichteten staatlichen Beratungsstelle für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften übernommen werden, die die Antragsteller auch beim Gründungsverfahren berät. Eine solche staatliche Beratungsstelle für Bürgerenergie-Gemeinschaften sollte nicht nur über Wissen zu den typischen Fragestellungen von Energiegenossenschaften zur Stromerzeugung und -verteilung verfügen, sondern auch im Hinblick auf gemeinschaftlich genutzte Wärme.

Der bislang typische Fall von Bürgerenergiegenossenschaften im Wärmebereich ist der Aufbau eines neuen, meist dörflichen Wärmenetzes und entsprechender Erzeugungskapazitäten im Rahmen von „Bioenergiedörfern“ oder „Solardörfern“. Für diese Form der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bringen die Regelungen der EE-RL keinen erheblichen Anpassungsbedarf des nationalen Rechts.

Deutlich komplexer erscheint jedoch der Regelungsbedarf zur Umsetzung von Energie-Gemeinschaften, bei denen die Mitglieder unter Inanspruchnahme eines fremden Wärmenetzes beliefert werden sollen. Dies betrifft z.B. Energiegenossenschaften im städtischen Raum, die eine eigene Wärme-Erzeugungsanlage betreiben wollen und die Wärme an ihre Mitglieder über ein bestehendes Wärmenetz eines anderen Energieversorgers verteilen wollen. Art. 22 EE-RL 2018 trifft hierzu an mehreren Stellen Aussagen.

Art. 22 Absatz 2 c) EE-RL 2018 verlangt, dass die Gemeinschaften *„sowohl direkt als auch über Aggregatoren nichtdiskriminierenden Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten*.“ Noch konkreter sind die Absatz 4 statuierten Regelungen. Von den Mitgliedstaaten wird die Schaffung

„eines Regulierungsrahmens verlangt, der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen. Mit diesem Rahmen wird unter anderem sichergestellt, dass (…)

c) der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern

Verteilnetzbetreiber ist gemäß Art. 2 Nr. 11 EE-RL 2018 „eine natürliche oder juristische Person im Sinne des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/72/EG und des Artikels 2 Nummer 6 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates“. Nach diesen Vorschriften ist Verteilernetzbetreiber *„eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung*

[133] Vgl. Erwägungsgrund 26, 50 der EE-RL 2018 Europäisches Parlament / Rat 2018b.

sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu decken". Damit ist klargestellt, dass sich die Vorschrift ausschließlich auf den Stromsektor bezieht. Eine analoge Anwendung auf den Wärmesektor kommt nicht in Frage, weil die Regelung offenbar bewusst auf Strom zugeschnitten wurde und es somit an einer Regelungslücke fehlt.

Von größerem Interesse ist daher Buchstabe d) der Vorschrift in Art. 22 Absatz 2 EE-RL 2018, der sich nicht alleine auf den Stromsektor bezieht und somit auch auf die Fernwärme anwendbar ist. Der Regelungsrahmen der Mitgliedstaaten muss demzufolge sicherstellen, dass

d) für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften faire, verhältnismäßige und transparente Verfahren, auch für die Registrierung und Zulassung, und kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen; (…)"

Ein solcher Regelungsrahmen besteht für die Fernwärme aktuell in Deutschland nicht. Auch wenn oben bereits dargelegt wurde, dass die EE-Richtlinie keine generelle Pflicht zur Zulassung von Wettbewerb bzw. Drittzugang zu Wärmenetzen für erneuerbare Energien von den Mitgliedstaaten verlangt, lässt sich aus der zitierten Regelung entnehmen, dass für Netz-Zugangsbegehren von Energie-Genossenschaften ein Regelungsrahmen geschaffen werden muss, der ein faires, verhältnismäßiges und transparentes Verfahren auch im Hinblick auf die Festsetzung von Entgelten für die Nutzung des Wärmenetzes gewährleistet. Hieraus lässt sich ableiten, dass für die Festsetzung von Nutzungsentgelten seitens des Staates klare Regeln definiert werden müssen. Als Maßstab für die Berechnung ist die in der Richtlinie genannte angemessene Beteiligung an den Systemgesamtkosten zu wählen. Erforderlich ist somit das aktive Bereitstellen eines entsprechenden regulatorischen Rahmens in Deutschland. Ein bloßes Abwarten und Reagieren auf etwaige Beschwerden von Erneuerbare-Energie-Genossenschaften z.B. mittels der bestehenden kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle, wäre demgegenüber nicht ausreichend.

Für die Umsetzung der Vorgaben aus den Art. 22, 15 Abs. 3, 18 Abs. 6 EE-RL 2018 gilt die Frist aus Art. 36 Abs. 1 Satz 1 EE-RL 2018: Demnach müssen die Vorgaben bis spätestens zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden.

5 Entwicklung einer Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor

5.1 Ziele und Herangehensweise

Das Ziel der Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor ist es, strategische Leitplanken und Handlungsempfehlungen für politische Weichenstellungen zu formulieren, die darauf abzielen, die energiepolitischen Ziele im Gebäudesektor im Rahmen der übergeordneten Klimaschutzziele der Bundesregierung (THG-Emissionsminderung um 80 % bis 95 % bis 2050) zu erreichen. Die Roadmap ist dabei unterteilt in drei Zeithorizonte:

- Kurzfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2020 – 2025
- Mittelfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2025 – 2035
- Langfristige Leitplanken und Handlungsempfehlungen: 2035 – 2050

Grundlagen für die Roadmapentwicklung sind die vorangegangen Arbeiten. Dies sind insbesondere der Szenarienquervergleich und die daraus abgeleiteten Schlüsselmaßnahmen und -techniken, die Analyse politischer Instrumente, die Akteursanalyse, die Detailanalyse zu den Wärmenetzen sowie die Risiko- und Defizitanalyse für die beiden Zielbereiche. Aus Letzterer wurden kritische Parameter und mögliche Gegenmaßnahmen für die Zielerreichung abgeleitet. Besondere Beachtung findet in der Roadmap die Frage, wie Fehlentwicklungen und Lock-In-Effekte vermieden werden können und welche Bedeutung der Fachkräftemangel in Hinblick auf die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele im Wärmesektor hat.

Vorgehen

Die Identifikation strategischer Leitplanken und Handlungsempfehlungen im Rahmen der Roadmap baut auf den Ergebnissen der Risiko- und Defizitanalyse auf und ist entsprechend den untersuchten Risiken und dem Vertiefungsthema *Wärmenetze* im Rahmen dieser Studie in die in Abbildung 116 abgebildeten vier Themenblöcke unterteilt.

Abbildung 116: Adressierte Themenblöcke der Roadmaps für die Wärmewende im Gebäudesektor für die beiden Zielbereiche „nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“ (Zielbereich 1) und „THG-Minderung um mindestens 95 %“ (Zielbereich 2)

Quelle: Eigene Darstellung

Im Zentrum der Roadmap stehen in Anlehnung an die „Roadmap Gas“, herausgegeben vom Umweltbundesamt (Wachsmuth et al. 2019), Handlungsleitplanken insbesondere für die Politik. Die Leitplanken zeigen auf, welche vorwiegend technischen Entwicklungen notwendig sind und welche regulatori-

schen Optionen bestehen, um die langfristigen Ziele zu erreichen und wann diese eingeleitet und umgesetzt werden müssen. Die Leitplanken werden je nach ihrer Rolle und ihren Implikationen für die Wärmewende in vier Kategorien unterteilt:

- *No-Regret-Leitplanken*: Gestaltungsoptionen in Bezug auf Handlungsbedarfe, die für den jeweiligen Zielbereich relevant und absolut notwendig sind.
- *No-Lockin-Leitplanken*: Optionen, die unerwünschte Lock-Ins im Transformationsprozess vermeiden und zukünftig Freiheitsgrade für technische Anpassungen/ Schwerpunkte eröffnen/ gewährleisten.
- *Wegweiser-Leitplanken*: Optionen, welche die Realisierung einer bestimmten Entwicklung unterstützen, bzw. langfristige Zielleitplanken.
- *Game-Changer-Leitplanken*: (Technische) Optionen, die nur bei einer bestimmten Entwicklung relevant werden, dann aber neue Handlungsmöglichkeiten eröffnen.

Die Entwicklung der Roadmap erfolgt für beide Zielbereiche über zwei Elemente:

- Das erste Element besteht in einer eher technisch orientierten Maßnahmen-Roadmap. Grundlage dafür sind im Wesentlichen die Auswertung bestehender Szenarien (vgl. Kapitel 1.1), die daraus abgeleiteten Schlüsselmaßnahmen und -techniken (vgl. Kapitel 1.2), die Detailanalyse zu den Wärmenetzen (vgl. Kapitel 4) sowie die Risiko- und Defizitanalyse für die beiden Zielbereiche (vgl. Kapitel 3). Die Maßnahnahmen-Roadmap orientiert sich an der übergeordneten Frage, wie ein zielorientierter und volkswirtschaftlich sinnvoller Transformationsprozess im Spannungsfeld Gebäudesanierung, lokaler Nutzung erneuerbarer Energien sowie netzgebundene Wärmeversorgung ausgestaltet werden kann. Im Detail geht es dabei um Fragestellungen wie
  - Welches Maßnahmenportfolio ist geeignet, um mit geringsten Risiken und volkswirtschaftlichen Kosten das Ziel zu erreichen?
  - Wann und wie sollten die identifizierten Schlüsselmaßnahmen entlang des Transformationspfades umgesetzt werden? Welche Schritte und Zwischenschritte sind notwendig oder hilfreich? Wo liegen die zeitlich und inhaltlich kritischen Punkte?
  - Wie können kontraproduktive Pfadabhängigkeiten bei der Umsetzung der Schlüsselmaßnahmen vermieden werden?
  - Wo muss technische/systemische Offenheit bzw. Mehrgleisigkeit bewusst gewahrt bleiben; wo und wann sind bindende Entscheidungen zu treffen, um Lock-in-Effekte zu vermeiden?
- Ergänzend zu den eher technischen Maßnahmen-Roadmaps für die beiden Zielbereiche wird eine Roadmap für die Einführung von politischen Instrumenten zur Unterstützung/ Gewährleistung der Zielerreichung erarbeitet. Diese Roadmap basiert auf der Instrumentenbewertung in Kapitel 1.3. Die dort untersuchten Instrumente werden zu sinnvollen Sets zusammengefasst und ebenfalls zeitlich verortet, um aufzuzeigen, zu welchem Zeitpunkt und für welchen Zeitraum unterstützende Instrumente für die Wärmewende relevant sind. Die abgeleiteten Instrumentensets sind dabei als beispielhafte Setvarianten zu verstehen. Die Ziele in beiden Zielbereichen wären wahrscheinlich auch durch Setvarianten mit anderer Instrumentenzusammensetzung erreichbar. Angesichts des langen Zielhorizonts ist es weder möglich noch zielführend, für alle Instrumente des Beispielsets eine detaillierte Ausgestaltung auszuformulieren. Es werden vielmehr Leitplanken skizziert, die für die Ausgestaltung maßgeblich sind, um die Zielkompatibilität des Beispielsets sicherzustellen. Weiterhin wurde die Akteursanalyse aus Kapitel 2 bei der Instrumentenauswahl hinzugezogen. Dazu wurden u.a. die Einflussparameter auf die Akteure im Wohngebäudebereich mit den entwickelten Instrumenten abgeglichen. Die detaillierten Ergebnisse finden sich in Kapitel 5.4., das Fazit der Auswertung zu Beginn der Beschreibung der Instrumenten-Roadmap zum Zielbereich 1.

Ausführliche Beschreibungen der Instrumente sind in Kapitel 1.3 zu finden. Ergänzend werden in die Roadmap Instrumente aufgenommen, welche sich im Laufe der weiteren Projektbearbeitung als absolut notwendig gezeigt haben. Diese werden in den folgenden Kapiteln genauer beschrieben.

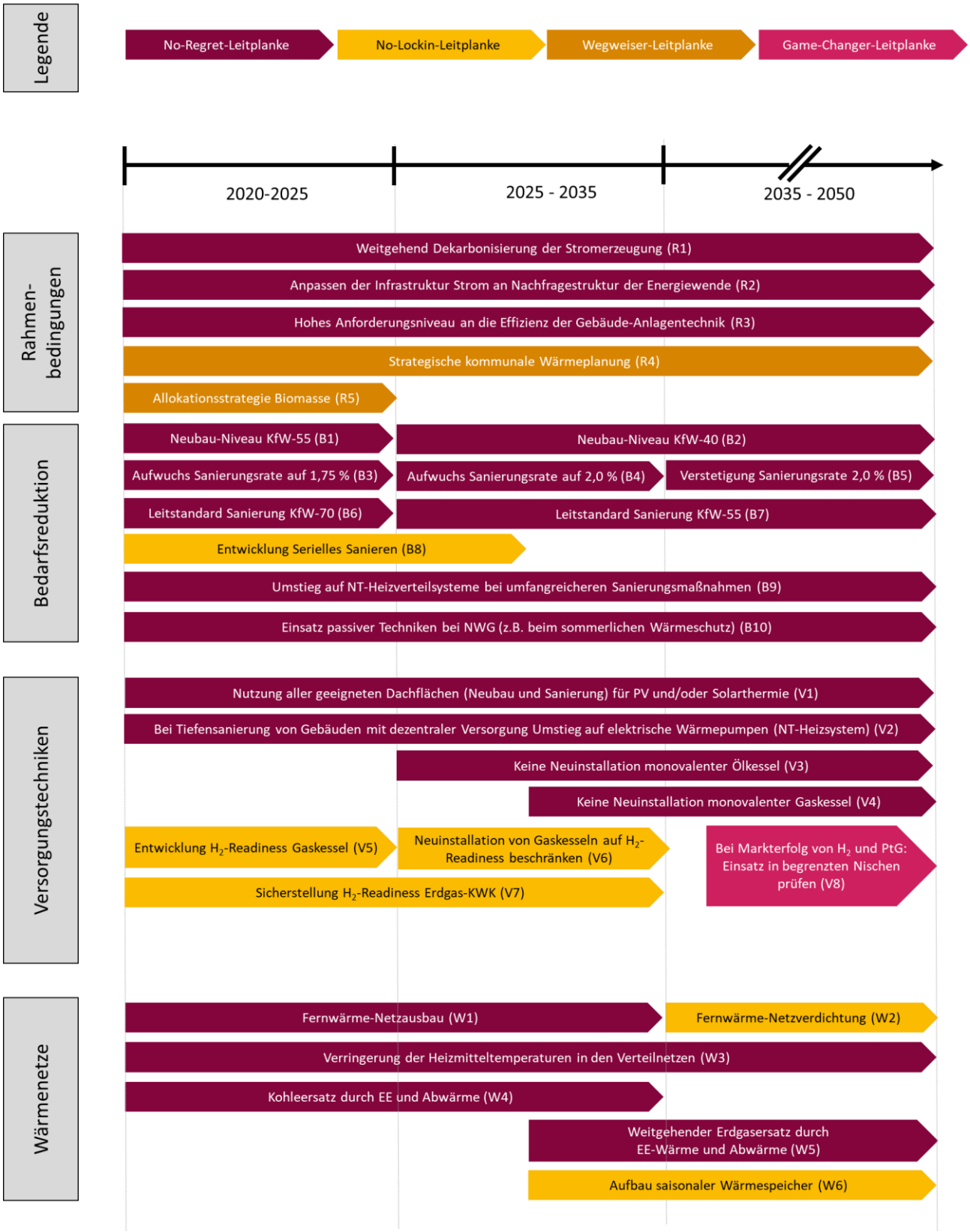
5.2 Roadmap für Zielbereich 1: Nahezu klimaneutraler Gebäudebestand

Im Zentrum der Roadmap für Zielbereich 1 steht die Ableitung und Entwicklung von Schlussfolgerungen, Schlüsselmaßnahmen und Handlungsempfehlungen hinsichtlich des Ziels, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand im Sinne des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 zu erreichen. Diese werden für die definierten Stützjahre formuliert und vereinen die in den vorangegangenen Arbeitsschritten gewonnenen Ergebnisse, insbesondere die Identifikation der zentralen Techniken und Maßnahmen sowie die Schlussfolgerungen aus der Risiko-/Defizitanalyse. Der Themenblock „Wärmenetze“ basiert auf der „Detailanalyse Wärmenetze“ im Rahmen dieses Projektes. In Kapitel 1.2 wird Fernwärme mit niedrigem nichterneuerbaren Primärenergiefaktor als zentrale Technik genannt. Abweichend hiervon wird in den folgenden Ausführungen Fernwärme mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme[134] als Ziel adressiert.

Die gesamte Roadmap für Zielbereich 1 ist in Abbildung 123 dargestellt. Die Pfeile charakterisieren dabei den zeitlichen Rahmen einer Maßnahme, d.h. die Maßnahme startet mit Pfeilbeginn und bleibt über die ganze Länge des Pfeils wirksam.

[134] Bei der Fernwärme ist eine Fokussierung auf den Primärenergiefaktor nicht zielführend. Auf der Grundlage der heute branchenüblichen Berechnungsmethodik des Primärenergiefaktors für Fernwärme (Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1, 2014) werden sehr niedrige Primärenergiefaktoren auch mit rein fossiler Kraft-Wärme-Kopplung erreicht.

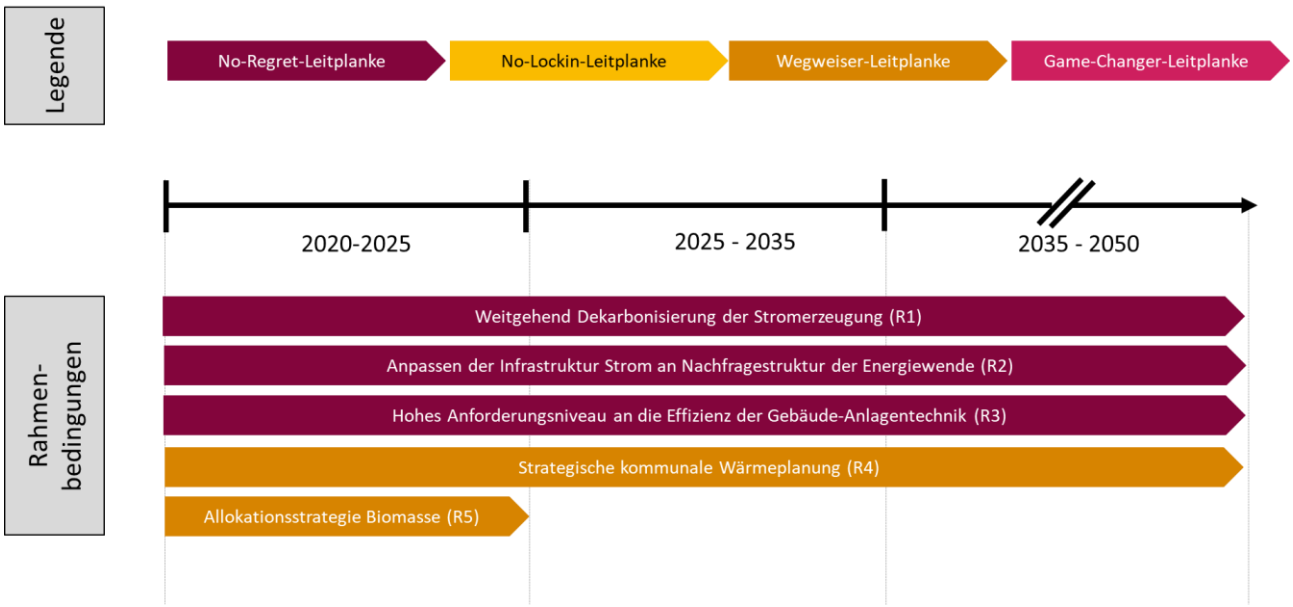
Abbildung 117: Maßnahmen-Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

5.2.1 Leitplanken für die Gestaltung der Rahmenbedingungen

Abbildung 118: Roadmap für die Gestaltung der Rahmenbedingungen in Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Infolge der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeerzeugung insbesondere durch Wärmepumpen kommt der **Dekarbonisierung der Stromerzeugung (R1)** eine Schlüsselrolle zu. Aus den Sensitivitätsbetrachtungen in Kapitel 3 geht deutlich hervor, dass sich ein Verfehlen des Dekarbonisierungsziels für den Stromsektor – in der dort betrachteten Defizitvariante wird für 2050 ein EE-Anteil an der Nettostromerzeugung von rund 65 % unterstellt – nicht vollständig durch Effizienzmaßnahmen (insbesondere an der Gebäudehülle) kompensieren lässt. Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung muss begleitet werden durch eine **Anpassung der Infrastruktur des Stromsystems an die Erfordernisse der Energiewende (R2)**, insbesondere die geänderte Erzeugungsstruktur, die neue Topologie der Stromerzeugung und die geänderten Nachfragestrukturen. Im Referenzzielpfad aus Kapitel 3 sind im Zieljahr 2050 rund 14 Mio. Wärmepumpen in Betrieb, die eine zusätzliche Last darstellen, die insbesondere in kalten Zeitperioden abgerufen wird. Gerade bei Luft-Wärmepumpen sinkt bei tiefen Außentemperaturen die Effizienz mit entsprechenden Zusatzwirkungen auf den Lastbedarf.

Bei der Weiterentwicklung der Gebäude-Bauteile (Gebäudehülle und Anlagentechnik) ist es notwendig, das **Effizienzniveau der eingesetzten Techniken weiter zu verbessen (R3)**. Dies gilt für die Wärmeschutzmaßnahmen an der Gebäudehülle (Stichwort Hochleistungsdämmstoffe) und die gesamte Gebäudetechnik. So müssen auch die Wandlungseffizienzen der Wärmetechniken auf Basis erneuerbarer Energien verbessert werden. Bei Wärmepumpen geht es dabei beispielsweise um eine weitere Verbesserung der Nutzungsgrade (Arbeitszahlen) sowie eine Etablierung hybrider Systemkonfigurationen (z.B. die Kombination aus elektrischer Wärmepumpe und einem Erdgas-Spitzenlastkessel, der die Wärme in den besonders kalten Zeitperioden liefert, in denen die Wärmepumpe weniger effizient ist).

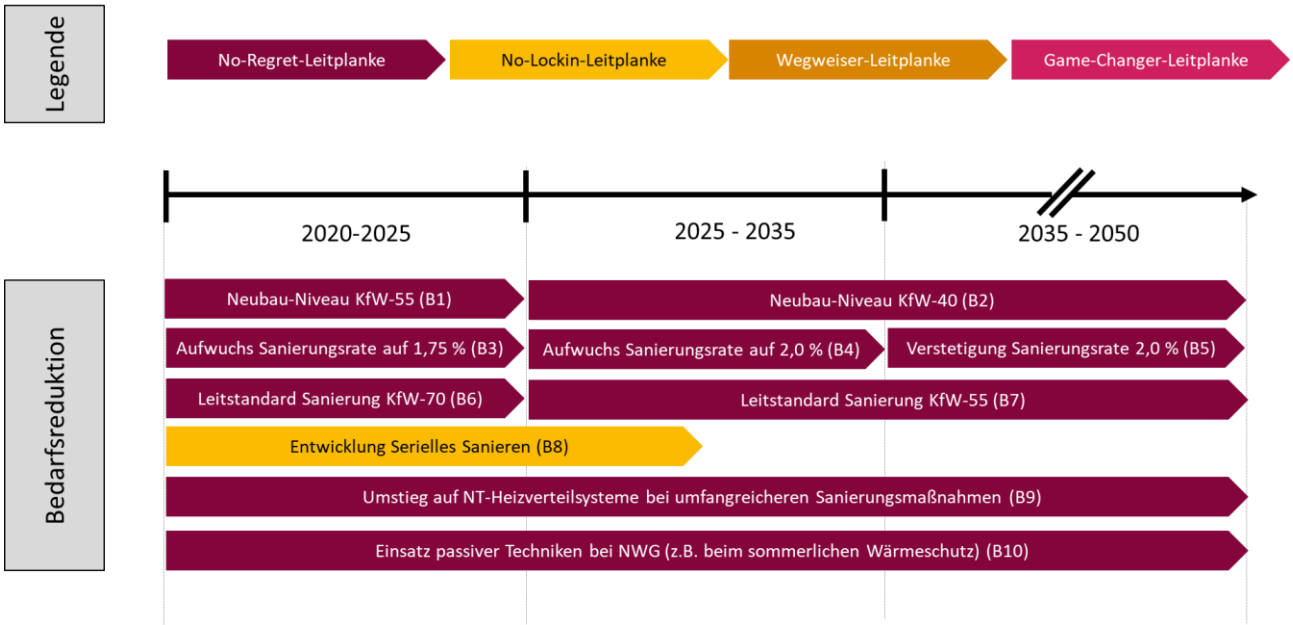
Bei der **strategischen Wärmeplanung (R4)** handelt es sich um eine verbindliche Planungsmaßnahme, die insbesondere Kommunen dabei unterstützt, ihre Wärmeversorgung und die damit verbundenen Infrastrukturen strategisch, gebietsscharf und langfristig weiterzuentwickeln. Wärmepläne dienen dazu, für Quartiere, Stadtteile und ganze Kommunen aus einer übergreifenden Perspektive her Klimaschutzmaßnahmen mit Maßnahmen der Wärmeversorgung zu verbinden. Wesentliche Elemente

dabei sind eine Aufnahme der Wärmebedarfsstruktur, die Abschätzung der räumlich aufgelösten Einsparpotenziale, eine Aufnahme der bestehenden Wärmeinfrastruktur sowie eine Ermittlung der Potenziale bestehender Wärmequellen (z.B. Abwärme) und erneuerbarer Energien (dezentrale und zentrale Potenziale). In der konkreten Umsetzung lassen sich mit Hilfe der strategischen Wärmeplanung gebiets-/ quartiersscharf Entwicklungsoptionen identifizieren und darauf aufbauend planerisch umsetzen. So mag es beispielsweise Quartiere geben, in denen sich der Gebäudebestand sehr gut für energetische Hüllflächensanierungen eignet und entsprechend auf dezentrale Versorgungslösungen zur Deckung des Restwärmebedarfs gesetzt wird. In anderen Quartieren mag eine zentrale Wärmeversorgung inkl. Wärmenetz die beste Lösung darstellen. In letzterem Fall würde die strategische Wärmeplanung darauf hinauslaufen, das entsprechende Quartier als Vorzugsgebiet für den Wärmenetzausbau auszuweisen. Dies könnte dann darin münden, in Folge der strategischen Wärmeplanung die erforderliche Flächenkulisse vor Ort planerisch zu sichern (z.B. der Flächenbedarf für ein in ein Wärmenetz einspeisendes solarthermisches Kollektorfeld) und die Versorgungsstruktur festzulegen (z.B. in Form eines Anschluss- und Benutzungszwangs). Die strategische Wärmeplanung unterscheidet sich damit von den heute üblichen Quartiers- und Klimaschutzkonzepten, die in der Praxis oft folgenlos bleiben.

Unter den erneuerbaren Energien hat Biomasse den Vorteil, als speicherbare Energieform vorzuliegen, die in allen Sektoren einsetzbar ist. Durch die Verbrennung biogener Energieträger lässt sich Hochtemperaturwärme wesentlich einfacher erzeugen als über die Solarthermie oder Umgebungswärme. Dafür sind die heimischen Potenziale an Biomasse begrenzt. Hinzu kommt, dass andere Nachfragesektoren (insbesondere der Verkehrssektor) aufgrund fehlender Alternativen stärker auf die Nutzung biogener Energieträger angewiesen sind als der Gebäudesektor. Zur Vermeidung von Lock-in Effekten – diese würden beispielsweise dann auftreten, wenn in der kommenden Dekade zu viele Heizöl- oder Erdgaskessel durch Biomassekessel ersetzt würden (vgl. z.B. Sensitivität „STiefe low“ Kapitel 3.2.5) – ist es notwendig, für **Biomasse eine sektorübergreifende-Allokationsstrategie (R5)** zu entwickeln. Diese Entwicklung erfolgt im Rahmen des „Strategiedialogs Biomasse“, welcher in der Instrumenten-Roadmap näher beschrieben ist. Im Kern geht es dabei um die Frage, wie die vorhandenen Biomassepotenziale langfristig auf die Nachfrage- und den Umwandlungssektor verteilt werden sollten. Aus Sicht des Wärmesektors würde sich daraus ableiten, welche Menge an und in welcher Form Biomasse mittel- bis langfristig dem Gebäudesektor zur Verfügung steht.

5.2.2 Leitplanken für die Bedarfsreduktion im Gebäudesektor

Abbildung 119: Roadmap Bedarfsreduktion im Gebäudesektor in Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Zwar liegen die Kosten in den Entwicklungsvarianten des gesamten Gebäudebestand (d.h. Neubau und Sanierungen), bei denen geringere Effizienzbeiträge durch den Mehreinsatz erneuerbarer Energien kompensiert werden, etwas günstiger. Dennoch erscheint eine Transformationsstrategie, die auf starke Effizienzbeiträge setzt, die risikoärmere Strategie zu sein (vgl. Kapitel 3). Hocheffiziente Gebäude sind eher „immun", sollten beispielsweise die Dekarbonisierungsziele des Stromsektors verfehlt werden oder der Umstieg auf erneuerbare Stromerzeugung langsamer vonstattengehen als notwendig. Ein Mehr an Effizienz erhöht auch die Resilienz gegenüber Schwankungen bei den Energiepreisen.

Effizienzbeiträge müssen sowohl aus dem Bereich des Neubaus als auch aus der Sanierung bestehender Gebäude kommen. Beim Neubau geht es darum, das Anforderungsniveau auch in Zukunft weiter anzuheben, konkret über die Standards **KfW-55 (B1)** mittelfristig den Zielstandard **KfW-40 (B2)** zu erreichen.[135] Bei der Gebäudesanierung müssen parallel zwei Strategien verfolgt werden. Zum einen lässt sich das Langfristziel nur dann erreichen, wenn die Sanierungsaktivität erheblich ansteigt. Notwendig erscheint ein sukzessiver **Anstieg der durchschnittlichen Sanierungsrate auf 1,75 %[136] bis zum Jahr 2025 (B3)**, ein weiterer **Anstieg auf 2,0 % bis zum Jahr 2030 (B4)** und eine **Verstetigung auf diesem Wert bis zum Zieljahr (B5)**. Zum anderen müssen Sanierungen auf ein deutlich ambitionierteres Effizienzniveau erfolgen, als dies heute der Fall ist. Im Referenzzielpfad wird ein **Leit-Sanierungsstandard von KfW-55 angestrebt (B7)**, der aufgrund der langen Reinvestitionszyklen spätestens 2025 erreicht werden sollte. In der Übergangsphase bis 2025 sollte sichergestellt werden, dass ein **Durchschnittsstandard analog KfW-70 (B6)** erreicht wird. Neben zahlreichen finanziellen und nicht-finanziellen Hemmnissen bedeutet der bestehende Fachkräftemangel ein wichtiges Hemmnis gegen eine starke Ausweitung an Sanierungsaktivitäten. Mit dem Konzept der **Seriellen Sanierung (B8)** lassen sich im Prinzip zwei Fliegen mit einer Klappe erschlagen. Gelingt es, die serielle Sanierung zu industrialisieren (hoher maschineller Vorfertigungsgrad), gleichzeitig so zu flexibilisieren, dass sie für größere Gebäudebestände als Sanierungskonzept in Frage kommt und signifikante Kosteneinsparungen zu realisieren, ließe sich dadurch mehr Sanierungsaktivität mobilisieren und gleichzeitig hohe Qualitätsanforderungen sicherstellen. Die serielle Sanierung wäre zudem eine Maßnahme, dem Fachkräftemangel zu begegnen.

Eine weitere No-Regret Maßnahme besteht im **Umstieg auf Niedertemperatur-Heizverteilsysteme (B9)**. Dabei handelt es sich um Heizsysteme mit Systemtemperaturen < 55 °C (damit können Wärmepumpen bereits relativ effizient betrieben werden) und im Idealfall um Flächenheizungen (Fußboden- oder Wandheizungen) mit Systemtemperaturen < 35 °C.[137] Der Umstieg sollte immer dann erfolgen, wenn ein Gebäude grundlegend saniert wird. Mit niedrigeren Heizsystemtemperaturen verbinden sich mehrere Vorteile. Niedrige Heizsystemtemperaturen wirken sich förderlich auf die Effizienz niederkalorischer Energiequellen aus. Bei Gebäuden trifft dies vor allem auf Wärmepumpen und die solarthermische Wärmeerzeugung zu. Es sinken aber auch die Speicher- und Verteilverluste im Gebäude. Und schließlich unterstützt der **Einsatz passiver Techniken (B10)** einen effizienten Gebäudebetrieb. Dies gilt beispielsweise für passive Sonnenschutzelemente zur Minderung des Kühlbedarfs vor allem in Nichtwohngebäuden.

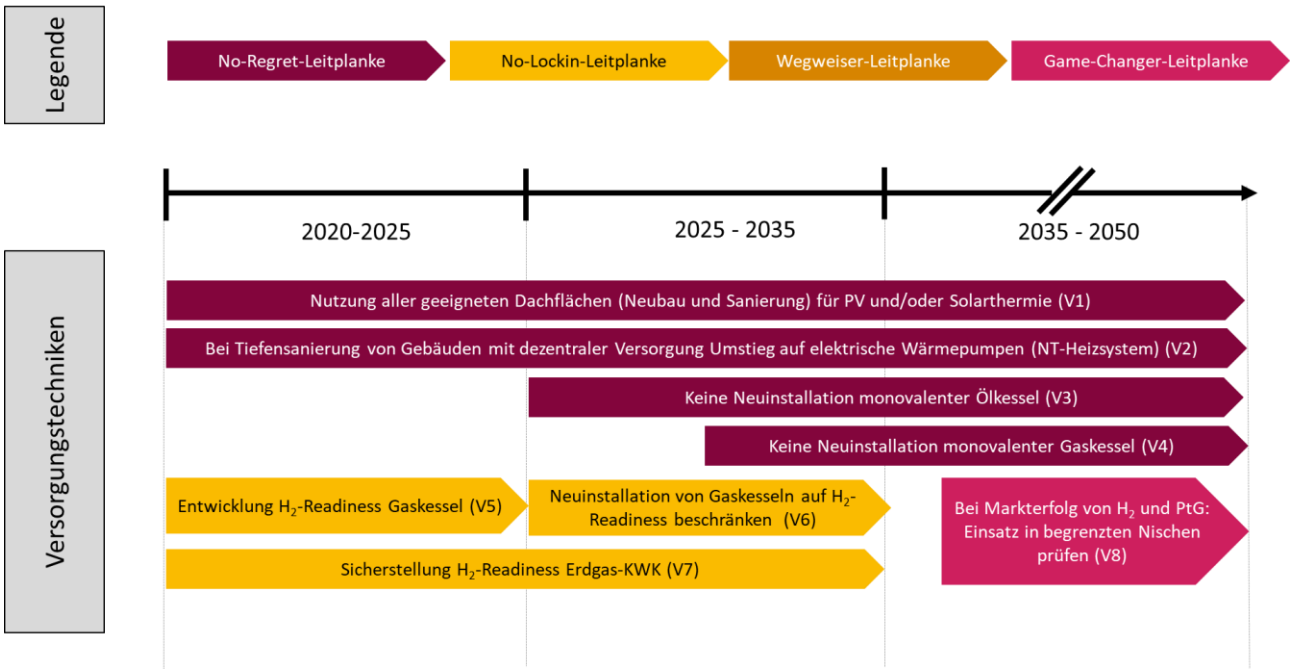
135 Mit dem Gebäudeenergiegesetz (Entwurfstand 01/2020) soll für den Neubau ein Mindeststandard gelten, der in etwa dem Standard KfW-70 entspricht. Damit würde man sich schon zu Beginn der Roadmap auf einen Defizitpfad begeben.

136 Sanierungsrate im Sinne einer äquivalenten Vollsanierungsrate.

137 Für die Warmwassererzeugung bedarf es dann separater Frischwasserstationen oder anderen technischen Lösungen, wie z.B. Ultrafiltration, um bei Bedarf höhere Zapftemperaturen und Legionellenschutz zu erreichen.

5.2.3 Leitplanken für die Entwicklung der Versorgungstechniken

Abbildung 120: Roadmap Versorgungstechniken in Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Im Referenzzielpfad wird der Endenergiebedarf des gesamten Gebäudebestandes durch Wärmeschutz- und weitere Effizienzmaßnahmen in etwa halbiert. Den verbleibenden Raumwärme- und Warmwasserbedarf müssen moderne Heizungsanlagen decken. Der Anteil erneuerbarer Energien (abzgl. Strom und Fernwärme) muss dabei bei mind. 60 % liegen (vgl. Kapitel 3.2.3).

Um systematisch die Flächenpotenziale zu nutzen, über die Gebäude für die erneuerbare Energieerzeugung verfügen, sollten alle **geeigneten Dachflächen (Neubau und Sanierung) für PV und/oder Solarthermie (V1)** verwendet werden. Dies gilt insbesondere für große Hallen, die Überdachung von Parkplätzen usw. und unabhängig davon, ob in einem Gebäude schon andere erneuerbare Wärmeerzeuger eingesetzt werden. In den meisten Fällen dürfte dabei die Photovoltaik den Vorzug bekommen. Bei Gebäuden mit hohem Warmwasserbedarf oder guten Anschlussmöglichkeiten an ein Wärmenetz wäre allerdings auch die Solarthermie eine Option.

Wärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie der Wärmewende. Insbesondere **im Falle von Tiefensanierungen von Gebäuden mit dezentraler Versorgung sollte die Wärmeversorgung auf eine elektrische Wärmepumpe umgestellt werden (V2)** (bei gleichzeitigem Umstieg auf ein Niedertemperatur-Heizverteilsystem, vgl. B9). Gerade in Gebieten, in denen der Auf- oder Ausbau von Wärmenetzen nicht sinnvoll ist und heute Heizölkessel die Wärmeversorgung dominieren, ist eine schnelle Verbreitung von Wärmepumpen unerlässlich.

Nach IWU (2018) liegt bei der Heizungsmodernisierung die jährliche Austauschrate seit 2010 bei durchschnittlich 3 % pro Jahr. Dies impliziert, dass Heizkessel im Durchschnitt in etwa alle 30 Jahre ausgetauscht werden. Heute installierte Heizkessel determinieren folglich (zumindest in großen Teilen) einen Emissionssockel im Zieljahr 2050. Um zu gewährleisten, dass im Zieljahr 2050 in der Wärmeversorgung die notwendigen hohen Anteile erneuerbarer Energien erreicht werden, dürfen zumindest monovalente fossile Heizkessel mittelfristig nicht mehr neu installiert werden. Aufgrund der höheren Klimawirkung sollte der **Ausstieg mit Heizölkessel beginnen (V3)** und fünf Jahre später auf **Gaskessel ausgeweitet werden (V4)**.

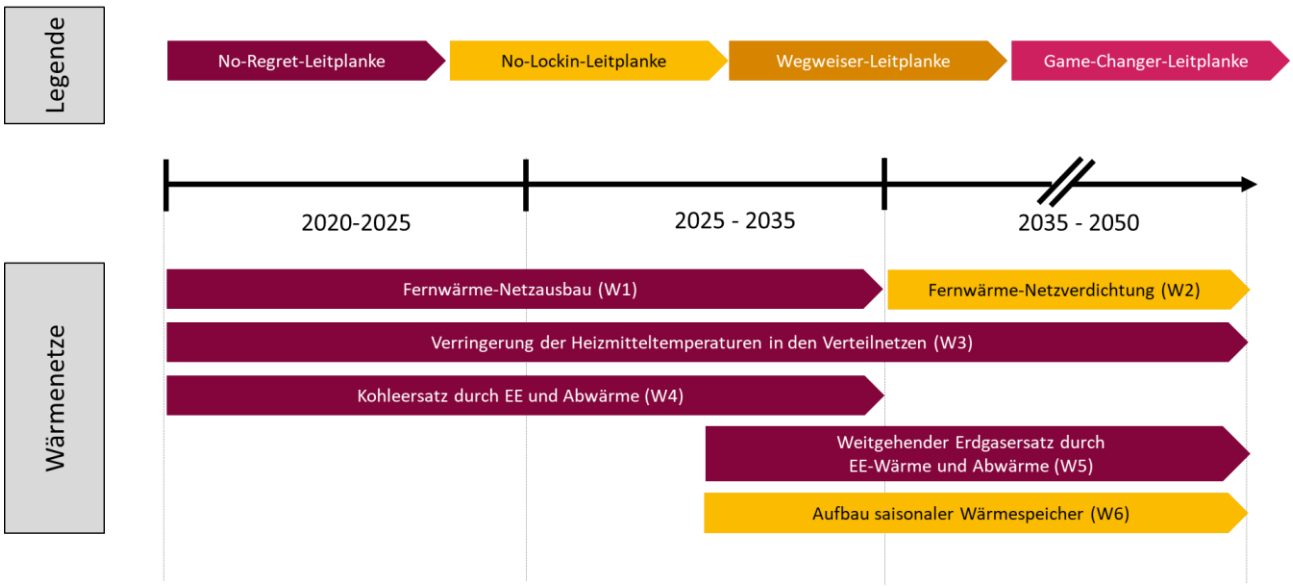
Für den Zielbereich 1 ist der Einsatz von Wasserstoff oder synthetischer strombasierter Brennstoffe nicht zwingend erforderlich. Wie aus der Risiko- und Defizitanalyse ersichtlich, führt der Einsatz von PtG/L zur Erzeugung von Gebäudewärme zu spürbar höheren Kosten (vgl. Kapitel 3.2). Dennoch ist es denkbar, dass der Nachfragedruck in anderen Sektoren (z.B. Verkehr, Industrie) dazu führt, dass strombasierte synthetische Brennstoffe (inkl. der zugehörigen Infrastruktur) in Deutschland zumindest in begrenzten Mengen zur Verfügung stehen. Sollte dies der Fall sein, ließen sich diese Brennstoffe prinzipiell auch im Gebäudesektor einsetzen. Denkbar wäre der Einsatz beispielsweise in Nischenanwendungen, wie schwer sanierbaren Gebäuden oder Quartieren, die weder über ausreichend große lokale Potenziale an erneuerbaren Energien verfügen noch an ein Wärmenetz angeschlossen sind **(V8)**. Die prinzipielle Verfügbarkeit strombasierter synthetischer Brennstoffe darf allerdings keinen Freibrief für den breiten Einsatz dieser Technik bedeuten. Die Nutzung strombasierter Brennstoffe leistet nur dann einen Klimaschutzbeitrag, wenn ein Großteil der dafür notwendigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt (vgl. dazu z.B. (Öko-Institut e. V. 2019)). Die Verwendung strombasierter Brennstoffe im Gebäudesektor führt also zwangsläufig zu einem erheblichen Bedarf an zusätzlichen EE-Stromerzeugungskapazitäten, die entweder im Inland oder Ausland zusätzlich errichtet werden müssen. Insbesondere bei synthetischem Methan oder synthetischen flüssigen Brennstoffen (PtL) müssen dabei auch die erheblichen Wandlungsverluste bei ihrer Herstellung berücksichtigt werden.

Soll in Nischenanwendungen Wasserstoff eingesetzt werden, wäre es allerdings notwendig, dass die Heizkessel Wasserstoff-ready sind, also mit hohen H_2-Beimischungsgraden oder reinem Wasserstoff betrieben werden können. Hierzu wären die notwendigen Entwicklungen im Sinne einer No-Lockin Leitplanke anzustoßen. Gleiches gilt für KWK-Anlagen. Dabei sind bei Gaskesseln noch zunächst Weiterentwicklungen zur Marktreife von H_2-Readiness Technologien notwendig **(V5)**. Bei den KWK-Anlagen existieren bereits entsprechende marktverfügbare Technologien. Sodass hier vor allen Dingen sichergestellt werden muss, dass die entsprechenden Technologien großflächig eingebaut werden **(V7)**. Auch wenn der Nischeneinsatz von Wasserstoff bis 2030 auf jeden Fall noch keine Bedeutung haben wird, sollte mit der Leitplanke V5 in 2020 gestartet werden. Ein hoher Anteil der Gaskessel, die ab 2025 eingebaut werden, werden bis über das Zieljahr 2050 hinaus betrieben werden. Aus diesem Grund sollten alle ab 2025 neu installierten Gaskessel technisch in der Lage sein, Wasserstoff zu verbrennen **(V6)**. Bei KWK-Anlagen muss insbesondere bei der Umstellung kohlebasierter Anlagen auf Erdgas sichergestellt werden, dass die Gas-KWK-Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden können. Da dies im Zuge des Kohleausstiegs zahlreiche Anlagen schon in den kommenden Jahren betrifft, beginnt die Leitplanke V7 ebenfalls schon in 2020.

Für beide Fälle muss der politische Lenkungsrahmen aber sicherstellen, dass die Verfügbarkeit wasserstoffbereiter Heizkessel und KWK-Anlagen nicht dazu führt, Transformationsprozesse im Bereich der Effizienztechniken zu verzögern oder gar zu verhindern. Hierbei ist zu bedenken, dass allein die Signalwirkung einer Kennzeichnung von Techniken als Wasserstoff-ready – speziell auch bei Gebäuden bei welchen kein Grund für eine Nischenanwendung von Wasserstoff besteht – hemmend auf einen notwendigen Fuel-Switch und eine Effizienzsteigerung durch Sanierung wirken kann.

5.2.4 Leitplanken für die Entwicklung der Wärmenetze

Abbildung 121: Roadmap Wärmenetze in Zielbereich 1



Quelle: Eigene Darstellung

Wärmenetze können als Infrastruktur für die Transformation der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien und Abwärme ein wichtiger Schlüssel sein. Die Integration verschiedener erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme in das System kann insbesondere in den verdichteten Siedlungsräumen durch Wärmenetze kosteneffizienter und flexibler erfolgen als über dezentrale Einzellösungen auf Ebene der Gebäude. Um den Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung langfristig zu erhöhen, ist vor dem Hintergrund der parallel stattfindenden energetischen Modernisierung des Gebäudebestandes ein deutlicher **Fernwärme-Netzausbau (W2)** bis etwa zum Jahr 2035 (z.B. (Gerhardt et al. 2019)) erforderlich.[138] Nach diesem Zeitpunkt steht aufgrund der dann vorliegenden geringen Wärmeliniendichten ein weiterer Netzausbau vor wirtschaftlichen Restriktionen. Weiterer Wärmeabsatz kann in diesem Zeitraum über die konsequente Erschließung zusätzlicher Kundenpotenziale in den bestehenden Netzgebieten durch **Fernwärme-Netzverdichtung (W2)** erfolgen.

Um künftig vermehrt Niedertemperaturwärmequellen (z.B. Umgebungsenergie, Geothermie, Solarthermie) effizient nutzen zu können, müssen die Heizmitteltemperaturen in den Verteilsystemen auf ein **niedrigeres Temperaturniveau** optimiert werden **(W3).** Dies ist eine langfristige Aufgabe, die nur sukzessive zu bewältigen ist und zur Sicherstellung einer ausreichenden Versorgung mit der Optimierung der Kundenanlagen (s. B9) Hand in Hand gehen muss.

Auf Seiten der Fernwärmeerzeugung ist der **Ersatz des Brennstoffs Kohle** aus Klimaschutzsicht eine vordringliche Aufgabe **(W4),** der spätestens bis etwa zum Jahr 2035 abgeschlossen sein sollte. Hierbei sollte so weit als möglich nicht nur der Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas erfolgen, sondern eine Transformation zu erneuerbaren Energien und Abwärme in der Erzeugung. Ein weitgehender **Ersatz von Erdgas in der Fernwärmeerzeugung durch erneuerbare Energien und Abwärme (W5)** bis 2050 ist der nachfolgende und teilweise parallel verlaufende Schritt, um das Klimaschutzziel erreichen zu können.

[138] Der Zeitpunkt 2035 ist hier nur als Annäherung zu verstehen, auch da die Wirtschaftlichkeit eines weiteren Fernwärmeausbaus stark von den zu diesem Zeitpunkt vorhandenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. Förderkulisse, CO_2-Preis etc.) abhängt.

Zur Erreichung hoher Anteile an Erneuerbaren Energien und Abwärme im System ist der **Aufbau von saisonalen Wärmespeicherkapazität** geboten **(W6).** Diese sind notwendig, um das Dargebot an erneuerbaren Energien und Abwärme mit der Wärmelast zu synchronisieren. Viele Energiequellen fallen gleichmäßig über das ganze Jahr an (Wärme aus der Müllverbrennung, Industrieabwärme, Umgebungswärme etc.) oder sind konzentriert auf das Sommerhalbjahr (Solarthermie). Somit konkurrieren verschiedene Energiequellen um die Deckung der Wärmelasten in den Sommer- und Übergangsmonaten. Aus ökonomischer Sicht bietet sich eine ganzjährige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Wärmepotenziale durch den Ausbau von Wärmespeicherkapazitäten an. Dies wird auch durch die Analysen der Dekarbonisierungsstrategien in den Modell-Wärmenetzen (vgl. Kapitel 4) bestätigt.

5.2.5 Instrumente für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 1

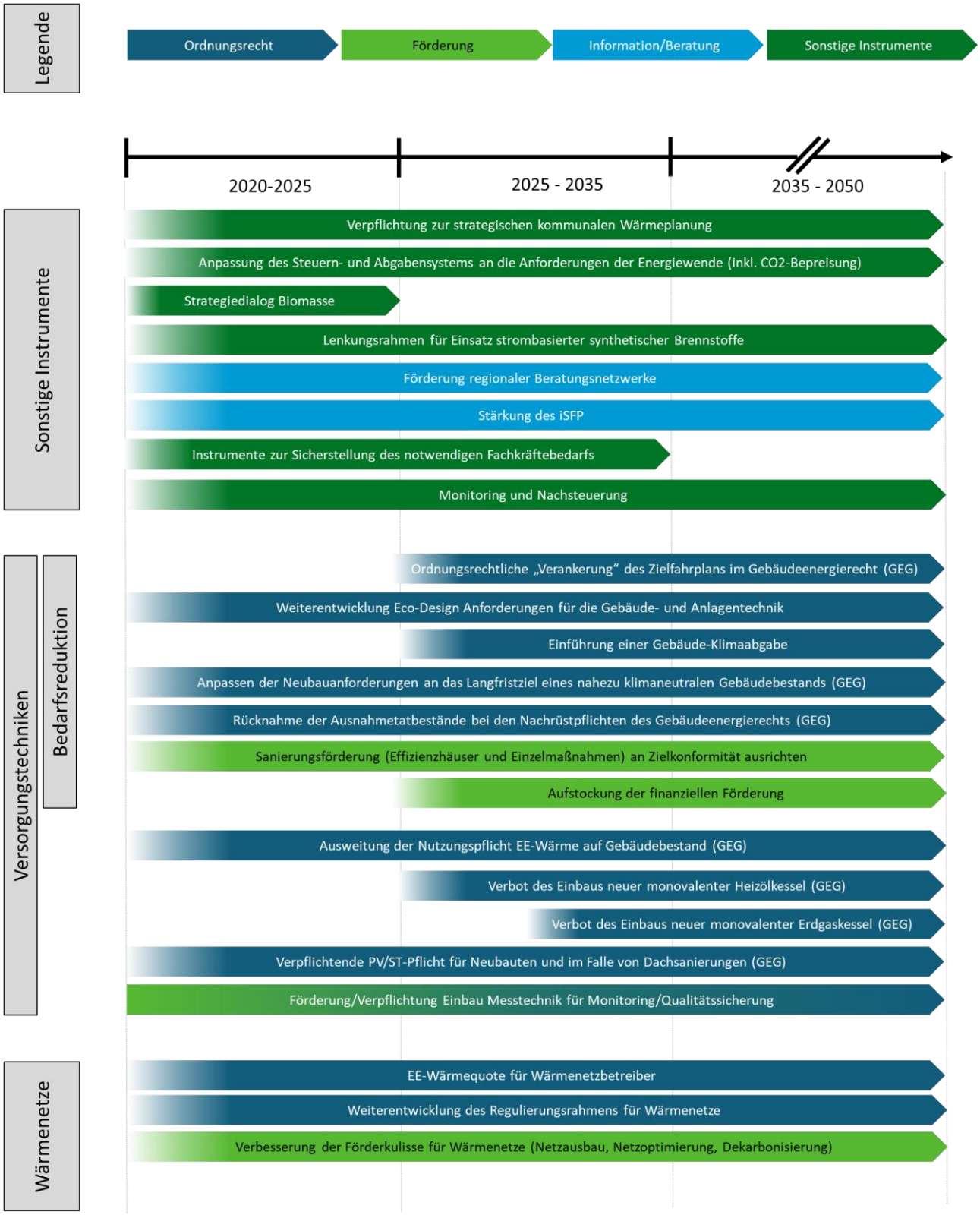
Bei dem nachfolgend dargestellten Instrumentenset handelt es sich um ein exemplarisches Instrumentenbündel, das geeignet erscheint, die Leitplanken für die Transformation des Gebäudesektors so zu setzen, dass die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 (Zielbereich 1) erreicht werden können. Die Zusammensetzung des Instrumentensets wurde dabei so gewählt, dass die Leitplanken der Maßnahmen-Roadmap gezielt adressiert werden. Entsprechend erfolgt die Darstellung entlang der Themenblöcke der Maßnahmen-Roadmap.

Es handelt sich um keine detaillierte Instrumenten-Roadmap. Dies würde angesichts des langen Betrachtungszeitraums keinen Sinn machen. Dargestellt werden vielmehr wichtige Ausgestaltungselemente, die sich aus der Maßnahmen-Roadmap ableiten lassen. Eine quantitative ex-ante Wirkungsabschätzung des Instrumentensets war ebenfalls nicht Gegenstand der Untersuchung.

Im Kern setzt sich das Instrumentenset aus den Instrumenten aus Kapitel 1.3 zusammen, ergänzt um Instrumente, die sich im Verlauf der Bearbeitung als relevant herausgestellt haben. Bei der Auswahl der Instrumente spielte das Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit keine Rolle. In der grafischen Darstellung werden die Instrumente nach ihrem Typ unterschieden. Dabei wird eine Zuordnung auf die Typen Ordnungsrecht, Förderung, Information/Beratung und Sonstige Instrumente vorgenommen.

Außerdem wurde eine Analyse durchgeführt, welche AkteurInnen des Wärmemarkts über welche Einflussparameter durch dieses und das Instrumentenset zu Zielbereich 2 adressiert werden. Es zeigt sich, dass das Instrumentenset wirtschaftliche, technische, informatorische und ordnungsrechtliche Aspekte gut abdeckt. Hemmnisse, die eher im gesellschaftlichen Bereich zu finden sind, z.B. der Stellenwert von Klimaschutz bei Privathaushalten und im Rahmen von Unternehmensstrategien, die Demografie der EntscheiderInnen (v.a. Altersstruktur), werden durch die Instrumenten-Roadmap allerdings kaum berücksichtigt. Einige dieser Hemmnisse (z.B. Stellenwerte/Einstellungen) sind außerhalb des Gebäudebereichs zu lösen. Einige der eher akteursbezogenen Hemmnisse (z.B. Alter der EntscheiderInnen) kann jedoch durch eine entsprechende Detailausgestaltung der im Folgenden benannten Instrument adressiert werden (z.B. durch Regelungen zur Umlagefähigkeit einer CO_2-Bepreisung oder der Klimaabgabe). Auch das „Mieter-Vermieter-Dilemma“ wird mit den Instrumentenset nicht direkt adressiert, da es teilweise (wie z.B. im Falle des Mietrechts) außerhalb des Untersuchungsrahmens liegt. Weitere Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 5.4 .

Abbildung 122: Beispielhaftes Instrumentenset für die Erreichung des Zielbereichs 1



Quelle: Eigene Darstellung

Rahmenbedingungen

Ein Kernelement des exemplarischen Instrumentensets besteht in einer **Verpflichtung der Kommunen, kommunale Wärmepläne zu entwickeln** und darauf aufbauend in eine langfristige **strategische Wärmeplanung** einzusteigen. Die strategische Wärmeplanung unterstützt die kommunalen Entscheidungsprozesse, die notwendig sind, um eine Dekarbonisierung der kommunalen Wärmeversorgung voranzutreiben. Die Ergebnisse der strategischen Wärmeplanung soll so in die kommunalen Planungs- und Verwaltungsprozesse integriert werden, dass u.a. auch die notwendigen Flächen für die kommunale Wärmewende sichergestellt werden (z.B. Flächen für saisonale Wärmespeicher, Heizzentralen, solarthermische Großanlagen). Die Wärmeplanung stärkt damit die planerische Dimension der Wärmewende.

Weiterhin sieht das Instrumentenset vor, das bestehende **Steuern- und Abgabensystem an die Anforderungen der Energiewende anzupassen**. Dabei geht es um eine Änderung des Preisgefüges zwischen den verschiedenen Energieträgern durch eine Justierung der Preise anhand der CO_2-Intensität der verschiedenen Brennstoffe inkl. Strom. Kernelemente sind dabei die Einführung einer CO_2-Bepreisung für fossile Brennstoffe, ggf. auch eine Verringerung des Strompreises (um strombasierte Wärmeerzeuger, insbesondere Wärmepumpen, besser anzureizen). Mit dem nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen wird die CO_2-Bepreisung eingeführt (BEHG). Hier stellt sich die Frage, in welcher Form die Preisgestaltung nach der Festpreisphase 2021-2025 (2026 Preiskorridor mit Unter- und Obergrenze) erfolgt und wie sich die Steuer- und Abgabenbelastung für Strom ändert. Die Preise müssen so gesetzt werden, dass sie Fehlanreize in Form eines ineffizienten Technikeinsatzes, z.B. durch einen vermehrten Einsatz von Stromdirektheizungen, sowie verschwenderischen Verbrauchs von Wärmeenergie vermeiden. Eine weitere wichtige Rolle spielt in diesem Zusammenhang die Netzentgeltsystematik. Die bisherigen vergünstigten Tarife für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie z.B. Wärmepumpen, müssen einerseits mit der sonstigen Steuer- und Abgabenbelastung für Strom abgeglichen werden, um die benannten Fehlanreize im Bereich von Einzelkunden zu vermeiden. Andererseits müssen die reduzierten Entgelte aber auch den Beitrag dieser Einrichtungen zur Netzentlastung und den daraus resultierenden geringeren Netzausbaukosten widerspiegeln, um der Rolle der Verteilnetzbetreiber gerecht zu werden. Insgesamt ist jedoch mit einem Anstieg der Netzentgelte in den kommenden Jahren aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zu rechnen. Dabei wird eine gerechte Verteilung der Netzausbaukosten eine entscheidende Rolle spielen, damit ländliche Regionen, die oftmals einen hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen pro Einwohner aufweisen, nicht strukturell gegenüber dicht besiedelten Regionen benachteiligt werden.

Zur Entwicklung der Allokationsstrategie Biomasse enthält das Instrumentenset einen seitens der Bundesregierung initiierten sektorübergreifenden **Strategiedialog Biomasse**. Im Rahmen dessen werden Leitlinien entwickelt, welche Biomassefraktionen in welchem Umfang in welche Sektoren gelenkt werden sollten (stoffliche und energetische Verwertung). Dabei sind Kriterien anzuwenden wie beispielweise die mit einem Verwendungsstrang verbundene Klimaschutzwirkung oder auch die Auswahl möglicher Alternativen (z.B. im Bereich Effizienz oder nichtbiogene EE) zum Einsatz von Biomasse. In einem Folgeschritt wäre der Rechts- und Förderrahmen für das Energiesystem so um zu justieren, dass die verfügbare Biomasse den Leitlinien entsprechend in den bevorzugten Verwertungsstrang gelenkt wird.

Der **Lenkungsrahmen strombasierter synthetischer Brennstoffe** ist so auszurichten, dass zum einen gewährleistet wird, dass die synthetischen Brennstoffe eine positive Klimawirkung entfalten und zum anderen ihr Einsatz im Gebäudesektor weder den Einsatz noch die Weiterentwicklung von Effizienztechniken behindert. Konkret sollte der Lenkungsrahmen sicherstellen, dass strombasierte synthetische Brennstoffe nur dann eingesetzt werden, wenn keine technischen Alternativen in Form von Effizienz_/Vermeidungsmaßnahmen oder direktelektrischen Anwendungen zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Information, Beratung und Motivation sieht das Instrumentenset insbesondere die **Förderung regionaler Beratungsnetzwerke** (vgl. Kapitel 0) sowie Maßnahmen zur **Stärkung des gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplans (iSFP)** vor. Vergleichbar der strategischen kommunalen Wärmeplanung handelt es sich beim iSFP um ein Planungsinstrument, das – abgeleitet aus dem langfristig anzustrebenden Klimaschutzziel – Akteurinnen und Akteuren technische Optionen aufzeigt und Vorschläge skizziert, wie sich ein individuelles Gebäude auf den erforderlichen Zielzustand sanieren lässt. Im Vergleich zum Energieausweis bietet der iSFP dem Hauseigentümer mehr Informationen und mehr Planungshilfen im Hinblick auf die Sanierung eines Gebäudes. Eine Stärkung des iSFP könnte erfolgen, indem gesetzliche Anlässe definiert werden (z.B. der EigentümerInnen-Wechsel eines Gebäudes oder die Inanspruchnahme einer staatlichen Förderung), zu denen ein iSFP verpflichtend gefordert wird. Mit der Verzahnung der Informationen aus der gebäudeindividuellen Betrachtungsebene (iSFP) mit der strategischen kommunalen Wärmeplanung lassen sich beide Planungsebenen weiter stärken.

Wichtig sind zudem **Instrumente zur Sicherstellung des notwendigen Fachkräftebedarfs**. Die Vervielfachung der Sanierungsaktivität führt zu einer deutlichen Zunahme des Fachkräftebedarfs. Notwendig ist ein Set von Instrumenten, die darauf abzielen, dem Sanierungsmarkt in den für die Wärmewende relevanten Gewerken gut ausgebildeten Nachwuchs in ausreichender Anzahl zur Verfügung zu stellen. Benötigt werden gezielte und konsequente Nachwuchs- und Umschulungsprogramme sowie Ansätze, die die Attraktivität der notwendigen Berufe verbessern. Notwendig sind zudem verlässliche politische Rahmenbedingungen (z.B. der Förderkulisse), damit Betriebe ihre Personalplanung langfristig besser aufstellen können. Die entsprechenden Ansätze und Programme müssen sofort eingeleitet werden. Einerseits sind sie notwendig, um die notwendige Ausweitung der Sanierungsaktivitäten zügig umzusetzen, andererseits müssen die Ausbildungszeiten im Handwerk berücksichtigt werden.

Zu den wichtigen Rahmenbedingungen gehören auch ein fortlaufendes **Monitoring und** Regeln zur **Nachsteuerung** der Instrumente. Mit dem Klimaschutzgesetz (KSG) wurde ein erster Nachsteuerungsautomatismus implementiert (Sofortprogramm bei Überschreitung der Jahresemissionsmengen). In Hinblick auf das Monitoring fehlen im Gebäudesektor allerdings noch wichtige Elemente. Das Monitoring zur Energiewende enthält zwar wichtige Top-Down Indikatoren (z.B. über die zeitliche Entwicklung des Primär- oder Endenergiebedarfs des Sektors). Es fehlt aber an einer regelmäßigen Bottom-up Erhebung des konkreten Sanierungsgeschehens. So mangelt es an Informationen, wie sich die Sanierungsrate (bzw. bauteilspezifische Teilsanierungsraten) sowie die Sanierungstiefe über die Jahre entwickeln. Dies gilt sowohl für Wohn- und im besonderen Maße für Nichtwohngebäude. Das Instrumentenset greift diese Lücke auf und etabliert Elemente (z.B. eine Energieausweis-Datenbank), die es erlauben, das Monitoring durch wichtige Bottom-up Indikatoren zu ergänzen.

Bedarfsreduktion/Versorgungstechniken

Eine Reihe von Instrumenten des exemplarischen Instrumentensets adressiert parallel die beiden Themenblöcke der Maßnahmen-Roadmap „Bedarfsreduktion“ und „Versorgungstechniken“. Dazu gehört unter anderem die **ordnungsrechtliche „Verankerung“ des Zielfahrplans im Gebäudeenergierecht.** Dies könnte beispielsweise in Form eines Stufenplans erfolgen, der – aufbauend auf den bestehenden Effizienzklassen für Gebäude – für jedes Jahr eine Zielklasse festlegt, die durchschnittlich vom Gebäudebestand erreicht werden sollte und über die Jahre hinweg absinkt (z.B. 2025-2030 Effizienzklasse D, 2030-2035 Effizienzklasse C). Ein solcher Stufenplan gäbe Hauseigentümerinnen und Hauseigentümern eine gute Orientierung darüber, welcher durchschnittliche Standard zu welchem Zeitpunkt eigentlich erreicht werden sollte, um im Zieljahr 2050 die Ziele aus Zielbereich 1 zu erreichen. Die rechtliche Verankerung hätte zunächst keine unmittelbaren rechtlichen Wirkungen, wie z.B. die Einführung einer Sanierungspflicht für die Hauseigentümer, zur Folge. Ein rechtlich verankerter Stufenplan wäre aber eine sehr hilfreiche Grundlage für eine Reihe neuer oder modifizierter Klimaschutzinstrumente im Gebäudesektor. Darunter fallen z.B. die Umsetzung einer Gebäude-Klimaabgabe oder die

Integration der Gebäudeeffizienz in bestehende Steuerinstrumente (z.B. die Ausrichtung der Grundsteuer oder Grunderwerbssteuer an der Gebäudeeffizienz, vgl. Kapitel 0 bzw. 1.3.6, hier im Instrumentenset nicht mit aufgenommen). Außerdem kann ein solcher Fahrplan auch Grundlage für die Bemessung der Zielgrößen im Gebäudesektor bei der Einführung eines Effizienzverpflichtungssystems (s. Kapitel 1.3.12) sein. Der Zielfahrplan wäre eine wichtige Orientierungshilfe für die Erstellung des iSFP, da er den Transformationspfad des Gesamtsektors mit der gebäudeindividuellen Ebene verbindet. Ferner ließe sich aus dem Abgleich der oben beschriebenen Monitoringindikatorik mit dem Zielfahrplan sehr schnell ableiten, ob sich die Transformation innerhalb oder außerhalb des Zielkorridors befindet.

Bei der **Gebäude-Klimaabgabe** handelt es sich um die Einführung einer neuen Abgabe, die sich an Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer richtet und deren Höhe sich an der Differenz zwischen dem aktuellen energetischen Standard des Gebäudes sowie einem gesetzlich festgelegten Zielwert (s. Zielfahrplan im Gebäudeenergierecht) bemisst (vgl. Kapitel 1.3.4). Mit der Gebäude-Klimaabgabe sollen somit die notwendigen Sanierungsmaßnahmen angereizt werden, die durch die CO_2-Bepreisung nicht hinreichend adressiert werden. So adressiert die Gebäude-Klimaabgabe die HauseigentümerInnen, während die CO_2-Bepreisung erst einmal bei den NutzerInnen ansetzt. Die Stärke des Anreizes beider Instrumente auf die beiden Akteursgruppen hängt im Wesentlichen davon, welche Kostenanteile der Eigentümer und welche der Mieter zu tragen hat. Die Klimaabgabe setzt voraus, dass der aktuelle energetische Standard eines Gebäudes rechtsfest eingestuft wird. Die erforderlichen Vorarbeiten sind umfangreich, so dass die eigentliche Einführung der Abgabe für 2025 anvisiert wird.

Für die Weiterentwicklung des Gebäudeenergierechts sieht das Instrumentenset weitere Modifikationen vor. Zum einen die **Anpassung der Neubauanforderungen an das Langfristziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands**, zum anderen eine **Rücknahme der Ausnahmetatbestände bei den bestehenden Nachrüstpflichten**. Bei den Neubauanforderungen geht es – wie in der Maßnahmen-Roadmap beschrieben – um eine stufenweise Anhebung der energetischen Anforderungen. Bei der Rücknahme der Ausnahmetatbestände insbesondere um eine Ausweitung der bestehenden Nachrüstverpflichtungen der EnEV auf Ein- und Zweifamilienhäuser, bei denen es lange Zeit keinen Eigentümerwechsel gab, sowie eine Ausweitung der Austauschpflicht für alte Heizkessel auch auf Niedertemperaturkessel (vgl. Kapitel 1.3.8).

Das beispielhafte Instrumentenset sieht vor, die bestehende Förderkulisse im Kern beizubehalten, dabei allerdings eine Reihe von Modifikationen vorzunehmen, die sich aus dem Langfristziel ableiten lassen. Dabei geht es u.a. um eine Anpassung der **Sanierungsförderung** an die Langfristziele (vgl. Kapitel 1.3.7). Laut Maßnahmen-Roadmap liegt der Leitstandard der Gebäudesanierung auf den KfW-Niveaus 70/55. Der Leitstandard ist ein Maß dafür, welches energetische Niveau Sanierungsmaßnahmen im Durchschnitt erreichen müssen, um eine Zielkompatibilität für den gesamten Gebäudesektor sicherzustellen. Die Förderkulisse muss also so angepasst werden, dass insbesondere Sanierungen auf den Leitstandard oder einen besseren Standard angereizt werden. Dies kann z.B. dadurch erfolgen, dass die Förderbedingungen zu Gunsten der ambitionierten Niveaus verbessert werden und die Förderung inkompatibler Standards (z.B. KfW-115/100/85) sukzessive eingestellt wird. Die Anpassung der Förderkulisse sollte dabei alle Förderstränge umfassen (z.B. Steuerliche Förderung, vgl. Kapitel 1.3.9, Zuschussförderung usw.). Zur Anpassung der Förderausrichtung und Ausweitung der Sanierungsaktivität (Sanierungsrate) ist zudem eine weitere **Aufstockung der finanziellen Förderung** notwendig. Gleichzeitig wird die Förderkulisse noch besser auf die Heterogenität der verschiedenen Gebäudeeigentümer angepasst (vgl. Kapitel 2).

Für die Effizienz der Gebäude- und Anlagentechnik kamen bisher wichtige Impulse über die Europäische Rahmensetzung, so z.B. das Produktions- und Importverbot für ineffiziente Niedertemperaturkessel und „klassische“ Glühbirnen. Zur Gewährleistung und Steigerung der entsprechenden Effizienzstandards sollten die **Europäischen Öko-Design Anforderungen** weiterentwickelt werden.

Nur Versorgungstechniken

Für die Dekarbonisierung der Versorgungstechnik sieht das exemplarische Instrumentenset ein **Verbot des Einbaus neuer monovalenter Heizölkessel** vor, welches spätestens 2025 in Kraft treten sollte und im Rahmen des Gebäudeenergierechts zu verankern wäre. Fünf Jahr später wird das **Verbot auf monovalente Gaskessel** ausgeweitet. Für beide Brennstoffe sind hybride Kessel, also die Kombination eines Gas- oder Heizölkessels mit einer Erzeugungstechnik auf Basis erneuerbaren Energien, weiterhin zulässig. Um sicherzustellen, dass die Hybridsysteme einen ausreichend großen Klimaschutzbeitrag leisten, gelten Mindestanforderungen für den erneuerbaren Anteil der Kombianlagen. Dieser EE-Mindestanteil ließe sich auch direkt über eine **Ausweitung der Nutzungspflicht des heutigen EEWärmeG auf bestehende Gebäude/Heizanlagen** sicherstellen/festlegen (vgl. Kapitel 1.3.10). Das gleichzeitige Verbot monovalenter Heizöl- und Gaskessel und die Ausweitung der Nutzungspflicht haben aber eine hohe Redundanz.

Im Rahmen des Instrumentensets wird das Gebäudeenergierecht um zwei weitere Komponenten ergänzt, zum einen die Verpflichtung von BauherrInnen und HauseigentümerInnen, bei **Neubauvorhaben und im Falle der Dachsanierung, geeignete Dachflächen für die Installation von Photovoltaik oder Solarthermieanlagen** zu verwenden. Dabei steht es den betroffenen GebäudeeigentümerInnen frei, die Anlagen selber zu betreiben oder die Dächer Dritten zur Nutzung zu überlassen. Zum anderen den verpflichtenden Einbau von geeigneter Messtechnik für das Monitoring und die Qualitätssicherung. Dabei geht es vor allem um Mess- und Anzeigetechnik, die es den Anlagenbetreibenden erlaubt, ohne großen Aufwand zu sehen, ob die Heizanlage ordnungsgemäß läuft. Entsprechende Systeme ließen sich natürlich auch über die Ökodesign-Anforderungen implementieren.

Wärmenetze

Im Bereich der netzgebundenen Wärmeversorgung ist für den dort notwendigen tiefgreifenden Strukturwandel hin zu erneuerbaren Energien und Abwärme eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens erforderlich. Diese Weiterentwicklung sollte verschiedene Ziele adressieren: Die Regelungen müssen geeignet sein, (a) einen dynamischen Ausbau der Fernwärme zu ermöglichen, (b) die Transformation der Fernwärmeerzeugung zu erneuerbaren Energien und Abwärme zu flankieren und (c) den Wettbewerb und die Verbraucherinteressen im Fernwärmesektor zu verbessern. In diesem Zusammenhang könnte die Einführung einer **Mindestquote an erneuerbaren Energien für Wärmenetzbetreiber** als Instrument geeignet sein, die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze zu befördern und bei der Errichtung neuer Wärmenetze die Ausrichtung auf erneuerbare Energien und Abwärme von Beginn an zu etablieren. Wie in der Detailanalyse Wärmenetze dargelegt, werden erneuerbare Wärmequellen wie Umgebungswärme, Solarthermie und Geothermie sowie die Nutzung von Abwärme künftig das Rückgrat der Fernwärme bilden. Die Mindestquote in Analogie zum EEWärmeG als Instrument eignet sich besonders, z.B. gegenüber Mengenvorgaben, da die Technologieoffenheit bei der Dekarbonisierung der Fernwärme gewahrt wird, sodass Netzbetreiber diese zu minimalen Kosten umsetzen und regionale Gegebenheiten berücksichtigen können. Die Ausgestaltung der Quote sollte differenziert nach Neubau, Bestand und Netzgröße sowie weiteren Charakteristika der Wärmenetze erfolgen.

Abwärme kann in den Netzen sowohl als hochkalorische Abwärme direkt genutzt werden, wie auch niederkalorische Abwärme, die über Wärmepumpen exergetisch aufgewertet wird. Dazu zählt neben der Errichtung und des Anschlusses entsprechender Erzeugungsanlagen an das Fernwärmenetz auch die Einrichtung von Speichern, um die notwendige Erhöhung der saisonalen Speicherkapazität zu erreichen (vgl. Kapitel 4). Hierfür sind keine gesonderten Instrumente vorgesehen, sondern es wird davon ausgegangen das verschiedene andere Maßnahmen und Instrumente, wie z.B. die strategische Wärmeplanung, die Ausgestaltung der Förderkulisse für Wärmenetze (s.u.) und die hier beschriebene Mindestquote eine hinreichende Wirkung auf den Speicherzubau haben werden. Als Indikator, wie der Einsatz der verschiedenen Techniken hinsichtlich der Erfüllung der Quote zu bewerten ist, kann die

Bewertung des Einsatzes in dezentralen Anlagen erfolgen (z.B. für Sole/Wasser-Wärmepumpen, Power-to-Heat und Biomasse in KWK-Anlagen). Insbesondere wie Abwärmenutzung ggf. in Verbindung mit Wärmepumpen zu bewerten ist, hängt jedoch stark von den vorgelagerten Prozessen und alternativen Einsatzmöglichkeiten ab und sollte somit in einem eigenen Dialogprozess bewertet werden. Die Mindestquote an erneuerbaren Energien oder Abwärme in netzgebundenen Versorgungssystemen steht hier nicht im Widerspruch zu einer CO_2-Bepreisung fossiler Brennstoffe, sondern könnte diese ergänzen. Da in den nächsten 10-15 Jahren ein starker Zubau an Fernwärmeinfrastruktur erforderlich ist und der CO_2-Preis in diesem Zeitraum noch kein ausreichende Hebelwirkung entfalten dürfte, kommt hier ein zusätzlicher Treiber bei den Investitionen hin zur Nutzung erneuerbarer Wärme und Abwärme in Betracht.

Vorteilhaft ist hier die bereits bestehende gesetzliche Regelung auf der EU-Ebene, wo auch die Definitionen der möglichen Energiequellen geregelt sind. Bereits die Erneuerbare Energien-Richtlinie der EU aus dem Jahr 2009 sah vor, dass die dort fixierte anteilige Nutzungspflicht für erneuerbare Energien auch durch Fernwärme erfüllt werden kann, wenn diese *zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Quellen* erzeugt wird. Nach der Novellierung dieser Richtlinie der EU (Renewable Energy Directive II, RED II) wird diese Mindestquote auf erneuerbare Energien und Abwärme bezogen[139]. Weiterhin sieht die RED II vor, dass die Mitgliedstaaten Maßnahmen ergreifen müssen, die im Ergebnis eine jährliche durchschnittliche Steigerungsrate des Anteils erneuerbarer Energien in Höhe von 1 % in diesem Sektor erwarten lassen oder einen Zugang Dritter zu den Wärmenetzen für EE-Einspeisung oder Durchleitung ermöglichen. Um den Fernwärmesektor gegenüber der dezentralen Wärmeerzeugung nicht unangemessen zu belasten, sollte eine Mindestquote an erneuerbaren Energien für Wärmenetzbetreiber mit einer Ausweitung der Nutzungspflicht auch für dezentrale Anwendungen einhergehen (Ausweitung EEWärmeG auf den Bestand).

In Bezug auf die Verwendung von Biomasse sind in der RED II auch Nachhaltigkeitsanforderungen formuliert. Allerdings gehen diese mitunter nicht weit genug bei der Betrachtung indirekter Effekte. In der Richtlinie wird aufgeführt, dass erwartungsgemäß mehr Rohstoffe aus Drittländern importiert würden sowie die Ernte in der Union steige. Folglich sollte auf nachhaltige Ernte geachtet werden – ohne dies genauer zu auszuformulieren. Die Möglichkeit weiterer Landnutzungsänderungen (ILUC) besteht, etwa, wenn Energiepflanzen anstatt Nahrung angebaut würde oder Wälder abgeholzt würden. Deshalb wurde in der RED II eine Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe festgelegt und einen Mindestanteil fortschrittlicher Kraftstoffe, worunter die Nutzung von Abfall- und Reststoffen für die Gewinnung von Biokraftstoffen verstanden wird.. Ein weiterer indirekter Effekt besteht, wenn diese Abfälle in einem anderen Kontext bisher genutzt wurden und deshalb durch andere Rohstoffen mit höheren Umweltkosten ersetzt werden müssen (Searle et al. 2017; Malins 2017). Inwieweit künftig Biomasse für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden kann, ist auch abhängig von der zu entwickelnden Allokationsstrategie Biomasse und den darauf basierenden Lenkungsinstrumenten.

Weiterhin sind neben der Mindestquote an erneuerbaren Energien und Abwärme im Bereich der Wärmenetze noch weitere **regulatorische Instrumente** erforderlich, die den notwendigen Ausbau der Fernwärme flankieren. Die Umstellung im Gebäudebestand von der Objektversorgung auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung stellt hohe Anforderungen an die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme in preislicher und ökologischer Sicht. Insbesondere im Zusammenhang mit der Verpflichtung von Gebäudeeigentümern zur Abnahme der Fernwärme (z.B. über einen gemeindlichen Anschluss- und Benutzungszwang) sind Instrumente wie eine staatliche Preisregulierung und Transparenzverpflichtungen der Fernwärmeversorger (etwa zur ökologischen Qualität der Fernwärme) notwendig für die Akzeptanz. Hilfreich für den Ausbau der Fernwärme und die Akquise neuer Fernwärmekunden

[139] Art. 13 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2009 bzw. Art. 15 Abs. 4 Ua. 3 Satz 2 EE-RL 2018

im Gebäudebestand könnten auch neue Vermarktungsinstrumente für „grüne“ Fernwärme auf der Basis von zertifizierten Herkunftsnachweisen (gemäß Art. 19 RED II) sein. Hierüber könnte es zukünftig möglich sein, innerhalb ein und desselben Wärmenetzes Produkte mit unterschiedlicher ökologischer Qualität und unterschiedlichen Primärenergiefaktoren anzubieten (siehe Kapitel 4).

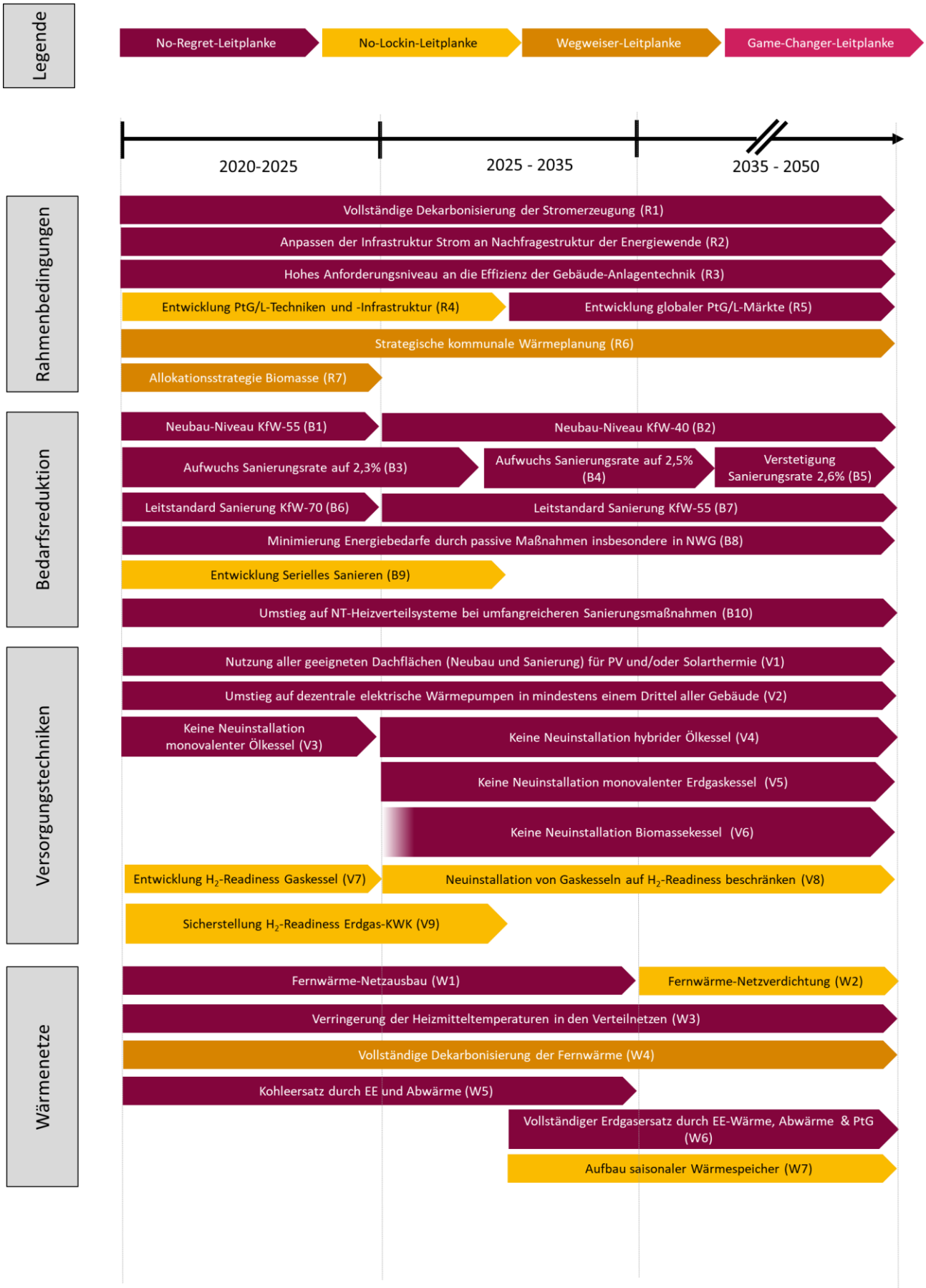
Auch der in der RED II in Bezug genommene Zugang Dritter zu den Wärmenetzen könnte als Instrument in Betracht kommen. Für eine praktische Umsetzung des Drittzugangs wären jedoch noch umfangreiche rechtliche, technische und wirtschaftliche Vorarbeiten zur Ausgestaltung eines flankierenden Regelungsregimes erforderlich. Derzeit sind soweit ersichtlich auch im Ausland keine regulatorischen Anwendungsbeispiele für die Öffnung von Wärmenetzen in der Praxis vorhanden. Bisher ist nicht abzusehen, inwieweit der in diesem Rahmen zu schaffende regulatorische Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zu den erwünschten klimapolitischen Auswirkungen steht. Eine Analogie zu den Strom- und Gasnetzen kann hier nicht in jedem Fall vorausgesetzt werden. Im Ergebnis erscheint es derzeit zu früh, dieses Instrument in der Roadmap zu verankern.

Neben den ordnungsrechtlichen Instrumenten ist im Bereich der Wärmenetze eine **Verbesserung der Förderkulisse für Wärmenetze (Netzausbau, Netzoptimierung, Dekarbonisierung)** erforderlich. Die Investitionen in die Netzinfrastruktur und die Wärmeerzeugung sind kapitalintensiv und benötigen lange Zeiträume zur Refinanzierung über die kundenseitigen Erlöse. Derzeit ist das bestehende Förderregime stark auf fossile KWK ausgerichtet. Es fehlt dagegen ein attraktiver Förderrahmen für einen umfassenden Netzausbau, die Umstellung der vorhandenen Wärmenetze auf erneuerbare Energien und die Optimierung der Netze (z.B. Temperaturabsenkung).

5.3 Roadmap für Zielbereich 2: THG-Minderung um 95 %

Im Zentrum der Maßnahmen-Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor im Zielbereich 2 steht das Aufzeigen und zeitliche Einordnen von Schlüsselmaßnahmen und Handlungsoptionen für die Transformation des Gebäudesektors bis 2050 unter der Prämisse einer THG-Emissionsminderung in Deutschland um 95 %. Diese werden in die oben beschriebenen Zeithorizonte eingeordnet und vermitteln so ein übersichtliches Bild der bis 2050 notwendigen Weichenstellungen und Transformationsprozesse. Die Roadmap vereint damit die in den vorangegangenen Arbeitspaketen gewonnenen Ergebnisse und fasst diese zu einem konsistenten Gesamtbild zusammen. Die Entwicklung der Roadmap folgt den in der Leistungsbeschreibung formulierten Leitfragen, ergänzt um Erkenntnisse und zentralen Fragen, die im Laufe des Projekts gewonnen wurden bzw. auftauchten. Der Themenblock „Wärmenetze“ basiert auf der „Detailanalyse Wärmenetze“ im Rahmen dieses Projektes. Die gesamte Roadmap für Zielbereich 2 ist in Abbildung 123 dargestellt.

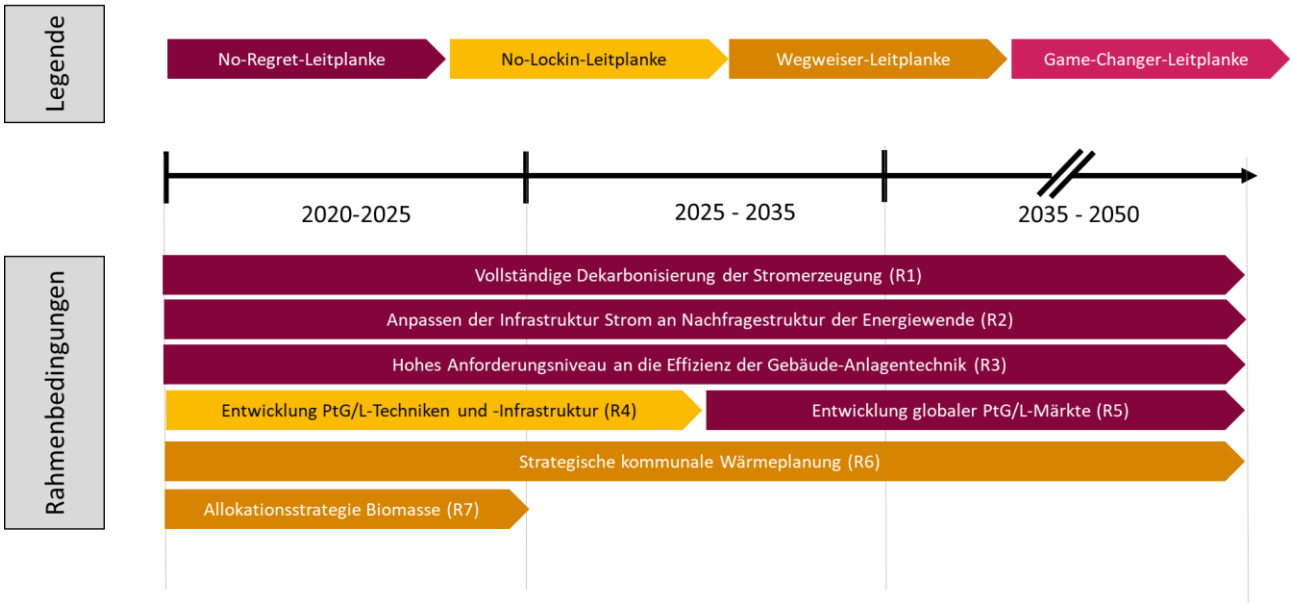
Abbildung 123: Maßnahmen-Roadmap für die Wärmewende im Gebäudesektor in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

5.3.1 Leitplanken für die Gestaltung der Rahmenbedingungen

Abbildung 124: Roadmap für die Gestaltung der Rahmenbedingungen in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele im Wärmesektor bedarf eines verlässlichen und konsistenten Rahmens und ist in einigen Bereichen auch auf die Zielerreichung in anderen Sektoren angewiesen. Die erwartete stärkere Kopplung der Sektoren Strom und Wärme u.a. durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen oder auch einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung insbesondere für die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen zeigt die Wichtigkeit der Entwicklungen im Stromsektor für das Gelingen der Wärmewende. Für die Erreichung des Zielbereichs 2, welcher eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung impliziert, ist die **vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung (Leitplanke R1)** unabdingbar. Andernfalls ist die emissionsfreie Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen nicht möglich. Damit diese in dem erwarteten/ notwendigen Umfang in Gebäuden installiert werden können und auch ausreichend Strom aus erneuerbaren Quellen jederzeit überall in Deutschland verfügbar ist, sind darüber hinaus entsprechende **Anpassungen der Stromnetzinfrastruktur an die Nachfragestruktur der Energiewende** (**R2**; neben einer zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen ist hier auch die Anpassung an eine wachsende Anzahl elektrischer Fahrzeuge zu nennen) notwendig. Neben dem Ausbau der Übertragungsnetze sind vor allem Anpassungen auf Verteilnetzebene und die Integration von Stromspeichern besonders wichtig.

Der Ausbau von Wärmepumpen und weiteren neuen elektrischen Verbrauchern führen voraussichtlich dazu, dass die Stromnachfrage insgesamt steigen wird. Um den Anstieg zu minimieren und insgesamt das Gelingen der Energie- und damit auch der Wärmewende zu unterstützen, ist ein **hohes Anforderungsniveau an die Effizienz der gesamten Gebäude-Anlagentechnik (R3)** ein bedeutender Baustein. Hierfür bietet u.a. die Ökodesign-Richtlinie, welche Mindestanforderungen an die Effizienz energieverbrauchsrelevante Produkte definiert, einen entsprechenden Rahmen auf europäischer Ebene (s. auch Kapitel 5.3.5). Hohe Anforderung an die Effizienz müssen dabei nicht nur an Komponenten der Technischen Gebäudeausrüstung bzw. Komponenten gestellt werden, die im Rahmen der EnEV Teil der Gebäudeenergiebilanz sind, sondern auch an weitere Energieverbraucher im Gebäude sowie andere Sektoren des Energiesystems (Industrie, Verkehr,…).

Erdgas und Erdöl spielen heute sowohl in der Energiebereitstellung als auch für die stoffliche Nutzung u.a. in der Grundstoffchemie (vgl. (Wachsmuth et al. 2019)) eine zentrale Rolle. Für die Erreichung des Zielbereichs 2 ist die vollständige Umstellung auf emissionsfreie gasförmige (Wasserstoff, synthetisches Methan (PtG) und in Teilen Biogas aus biogenen Reststoffen) und flüssige (PtL, biogen) Brenn- und Treibstoffe notwendig. Die energetische Nutzung synthetischer und biogener Brennstoffe für die Bereitstellung von Wärme muss dabei auf ein Minimum reduziert werden. Dazu ist einerseits der Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung durch Effizienzmaßnahmen vor Ort, z.B. an der Gebäudehülle und Anlagentechnik zu reduzieren und anderseits möglichst der verbleibende Bedarf durch direkte Nutzung erneuerbarer Energien vor Ort zu decken (Wandlungsverluste, Unsicherheit bei der Verfügbarkeit). Flüssige und gasförmige Brennstoffe können in Nischen eine gute Option sein die Wärmebereitstellung zu dekarbonisieren, die Wichtigkeit muss aber insgesamt im Wärmesektor abnehmen. Eine einfache Substitution der heute genutzten Mengen an Erdgas und Erdöl für die Wärmebereitstellung durch synthetische Brennstoffe ist mit Blick auf die Wandlungseffizienz und die hierfür benötigten Erzeugungskapazitäten, sowie die Versorgungssicherheit (Unsicherheit welche Mengen tatsächlich langfristig zur Verfügung stehen) weder möglich noch zielführend und damit zu vermeiden.

Unabhängig von den beschriebenen Einschränkungen im Bereich der Wärmebereitstellung ist spätestens ab 2030 die **Entwicklung globaler PtG/L-Märkte (R5)** sowie in gewissem Umfang auch die nationale Erzeugung von PtG/L wichtig. Um dies zu ermöglichen, sollte bis dahin die **Entwicklung** der zukünftig benötigten **PtG/L-Techniken und -Infrastrukturen (R4)** vorangetrieben werden. Investitionen in Forschung- und Entwicklung sowie Pilotanlagen können dazu beitragen, dass die nötigen Techniken zukünftig zu konkurrenzfähigen Preisen am Markt verfügbar sind. Parallel muss insbesondere mit Blick auf die Nutzung von Wasserstoff eruiert werden, welche Infrastrukturen an welcher Stelle für dessen Nutzung aufgebaut werden müssen. Insbesondere bei synthetischem Methan oder synthetischen flüssigen Brennstoffen (PtL) müssen dabei auch die erheblichen Wandlungsverluste bei ihrer Herstellung berücksichtigt werden. Wie in Kapitel 5.2.3 bereits erwähnt darf dabei die prinzipielle Verfügbarkeit strombasierter synthetischer Brennstoffe allerdings keinen Freibrief für den breiten Einsatz dieser Technik zur Wärmebereitstellung in Gebäuden bedeuten. Die Nutzung strombasierter Brennstoffe leistet nur dann einen Klimaschutzbeitrag, wenn ein Großteil der dafür notwendigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt (vgl. dazu z.B. (Öko-Institut e. V. 2019)). Die Verwendung strombasierter Brennstoffe im Gebäudesektor führt also zwangsläufig zu einem erheblichen Bedarf an zusätzlichen EE-Stromerzeugungskapazitäten, die entweder im Inland oder Ausland zusätzlich errichtet werden müssen.

Um den Weg zu einem klimaneutralen Wärmesektor möglichst (kosten)effizient zu gestalten und mögliche Nutzungskonflikte (insbesondere bei der Biomasse) vorzubeugen, sind weitere übergeordnete Wegweiser-Leitplanken identifiziert worden. Der **strategischen kommunalen Wärmeplanung (R6)** kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Wie bereits erwähnt spielt Erdgas in der Energiebereitstellung und insbesondere im Wärmesektor heute eine wichtige Rolle. Darüber hinaus haben die Analysen im Rahmen dieses Projektes gezeigt, dass Wärmenetze mit einem Anteil von teilweise über 40 % an der Endenergiebereitstellung für Raumwärme und Trinkwarmwasser für die Zielerreichung in Gebäuden an Bedeutung gewinnen könnten und dementsprechend massiv ausgebaut werden müssten. Die Erdgas- und Fernwärmeinfrastruktur können im Kontext der Wärmewende als konkurrierende Infrastrukturen betrachtet werden und der Aufbau/ Erhalt von parallelen Infrastrukturen kann mit erheblichen Kosten sowohl für die Volkswirtschaft als Ganzes als auch die Endkundinnen und -kunden verbunden sein, eine regionale Priorisierung der verschiedenen Infrastrukturen ist folglich notwendig[140]. Eine strategische kommunale Wärmeplanung kann helfen, Parallelinfrastrukturen, z.B. von mehreren

[140] Die Finanzierung der Anpassungen an der Gasinfrastruktur in Form von möglichen Rückbauten liegt außerhalb des Betrachtungsrahmens und wird daher nicht weiter betrachtet.

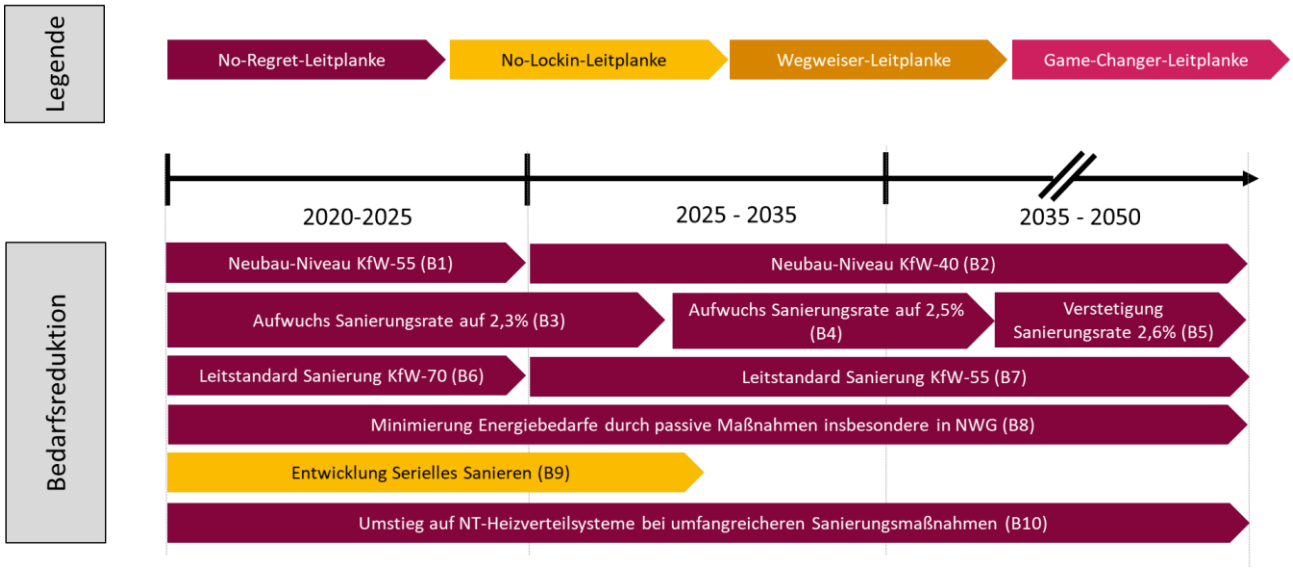
parallelen Wärmenetzen oder von Wärme- und Gasnetzen, zu vermeiden, langfristige Planungssicherheit zu bieten und Mehrkosten zu vermeiden. Wichtig ist dabei, dass einzelne Wärmeplanungen in ihrer Gesamtheit zielkonform auf nationaler Ebene sind.

Biomasse ist ein vielseitig einsetzbarer nachwachsender Rohstoff. Er kann sowohl für die Energiebereitstellung (direkt durch Verbrennung oder indirekt nach Umwandlungsprozessen in flüssige oder gasförmige Energieträger) für die Bereitstellung von Niedertemperatur-, aber auch Hochtemperaturwärme in Gebäuden, der Industrie oder auch im Verkehrssektor eingesetzt werden. Darüber hinaus kann Biomasse, wenn sie nicht genutzt wird (u.a. Wald(rest)holz) langfristig CO_2 binden oder auch als Rohstoff in verschiedenen Industriezweigen (z.B. in der Bau-, Werkstoff- oder chemischen Industrie) eingesetzt werden. Um Nutzungskonflikte zu vermeiden und Klarheit zu schaffen, ist eine **Allokationsstrategie Biomasse (R7)** ein wichtiges Werkzeug. Viele Energiewendeszenarien sehen die Nutzung der Biomasse v.a. für Hochtemperaturanwendungen oder in mobilen Anwendungen. Dies schränkt die Nutzung für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Gebäuden ein, was sich auch im Referenzzielpfad des Zielbereichs der Risiko- und Defizitanalyse zeigt, in dem die Biomasse im Gebäudesektor 2050 quasi keine Rolle mehr spielt.

Ein zentraler **Unterschied zwischen Zielbereich 1 und 2** ist die Notwendigkeit der vollständigen Dekarbonisierung des in Gebäuden und Wärmenetzen eingesetzten Gases und der noch im Energiesystem genutzten flüssigen Brennstoffe. Die hierfür nötigen Techniken und Infrastrukturen müssen ab sofort entwickelt und nach und nach aufgebaut werden, insbesondere auch aus dem Grund, dass Investitionen in Infrastrukturen langfristig sind und bei falschen/ kontraproduktiven Entscheidungen Lock-In Effekte drohen. Parallel zu den inländischen Anstrengungen muss international daran gearbeitet werden entsprechende Märkte global zu entwickeln. Es wird darauf hingewiesen, dass dieser Technologiepfad aus heutiger Sicht noch mit großen Unsicherheiten behaftet ist, insbesondere auch mit Blick auf die notwendigen Kohlenstoffquellen.

5.3.2 Leitplanken für die Bedarfsreduktion im Gebäudesektor

Abbildung 125: Roadmap Bedarfsreduktion im Gebäudesektor in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Die Reduktion des Endenergiebedarfs für die Wärme- und TWW-Bereitstellung (in NWG auch Kältebereitstellung) in Gebäuden ist vor dem Hintergrund der begrenzten nationalen Potenziale erneuerbarer Energien der Schlüssel für das Gelingen der Wärmewende. Die Bedarfsreduktion muss dabei zum ei-

nen bei Neubauten, vor allem aber bei Bestandsgebäuden erreicht werden. Für Neubauten ist auf europäischer Ebene das „Niedrigstenergiegebäude“ als Standard festgelegt. Die genaue technische Definition des Standards obliegt dabei den Mitgliedsstaaten selbst. Die Analyse verschiedener Szenarien sowie die Berechnungen im Rahmen der Risiko- und Defizitanalyse haben gezeigt, dass für Neubauten in Zukunft hohe energetische Standards gelten müssen. Kurzfristig (bis 2025) sollten **Neubauten** entsprechend den Anforderungen an ein **KfW-55-Gebäude (B1)**, mittel- bis langfristig (ab 2025) den Anforderungen an ein heutiges **KfW-40-Gebäude (B2)** entsprechen.

Eine größere Herausforderung als die Bedarfsreduktion bei Neubauten stellt die Bedarfsreduktion bei Bestandsgebäuden durch energetische Sanierungen dar. Zum einen ist die Sanierungsrate seit Jahren auf einem niedrigen Niveau, obwohl es Konsens ist, dass diese für das Gelingen der Energiewende erhöht werden muss. Zum anderen muss zukünftig bei Sanierungen ein Niveau erreicht werden, das besser ist, als das Niveau heutiger Neubauten.

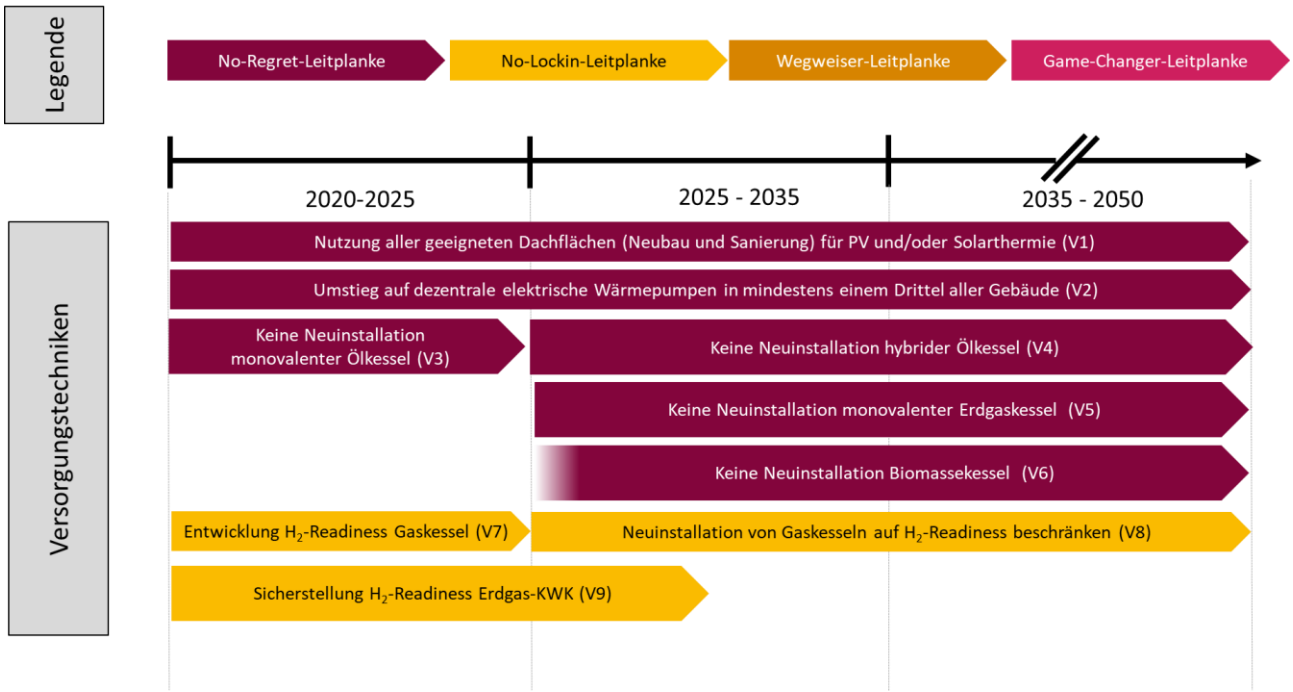
Die Szenarioanalyse hat ergeben, dass die **Sanierungsrate** im Zeitraum **2020 bis 2030** auf im Mittel **2,3 %/a (B3)** steigen muss. Zwischen **2030 und 2040** muss sie weiter auf im Mittel **2,5 % (B4)** und zwischen **2040 und 2050** nochmals leicht auf **2,6 %/a (B5)** ansteigen. Neben der Sanierungsrate muss darüber hinaus das Sanierungsniveau erhöht werden. Das mittlere Sanierungsniveau in Deutschland wird zunächst auf das Niveau eines **KfW-Effizienzhaus 70 (B6)** gesteigert, ab 2025 sogar auf das Niveau eines **KfW-Effizienzhauses 55 (B7)**. Im Rahmen dieser ambitionierten Sanierungsmaßnahmen sollte dabei auch das **Heizverteilsystem auf ein Niedertemperatursystem** (Flächen-/ Fußbodenheizungen) **umgebaut** werden **(B10),** um die effiziente Integration von erneuerbaren Energien (insbesondere von Wärmepumpen) zu ermöglichen. Durch die beschriebenen Leiplanken kann der Nutzwärmebedarf im Gebäudesektor entsprechend den Berechnungen in der Risiko- und Defizitanalyse nahezu halbiert werden, wodurch auch der Endenergiebedarf stark reduziert wird. Unterstützt werden kann die Erreichung der hohen Sanierungsraten und hohen Sanierungsniveaus durch die (Weiter)**Entwicklung des Seriellen Sanierens (B9)**. Hierdurch kann ggf. auch der Arbeits- und Personalaufwand auf der Baustelle reduziert werden und damit dem Fachkräftemangel entgegengewirkt werden (s. auch Kapitel 5.2.5).

Neben der Wärmebereitstellung spielt der Sommerliche Wärmeschutz und die Klimatisierung in Nichtwohngebäuden schon heute eine wichtige Rolle und wird voraussichtlich mit steigenden Temperaturen noch wichtiger. Um den sommerlichen Wärmeschutz zu gewährleisten und sowohl Kühllasten als auch Kühl- und sonstige **Energiebedarfe** zu **minimieren,** können verschiedene **passive Maßnahmen (B8)** beitragen, die bei der Planung neuer, aber auch bei der Sanierung bestehender **Nichtwohngebäude** berücksichtigt werden sollten. Hierzu zählen u.a. reduzierte Glasflächen, feste Verschattungselemente in der Fassade, Konzepte zur Tageslichtnutzung/ -lenkung oder auch Nachtlüftungs- und freie Kühlungskonzepte.

Die **Unterschiede zwischen Zielbereich 1 und 2** sind im Themenblock Bedarfsreduktion marginal. Die Roadmaps unterscheiden sich nur durch die nötigen Sanierungsraten.

5.3.3 Leitplanken für die Entwicklung der Versorgungstechniken

Abbildung 126: Roadmap Versorgungstechniken in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Neben der Reduktion des Energiebedarfs von Gebäuden ist die Bereitstellung der verbleibenden Endenergie aus erneuerbaren Quellen essentiell, um das Ziel eines dekarbonisierten Gebäudesektors zu erreichen. Es müssen in Zukunft dafür möglichst effiziente Techniken installiert und erneuerbare Energien am Gebäude soweit möglich genutzt werden. Da es nicht möglich sein wird, an jedem Gebäude den kompletten Endenergiebedarf durch lokale erneuerbare Energien zu decken, sind treibhausgasneutrale Endenergieträger wichtig (erneuerbarer Strom, synthetisches Methan und andere erneuerbare Brennstoffe (Kapitel 5.3.1) sowie Fernwärme (Kapitel 5.3.4)).

Die Solarenergienutzung ist schon heute die wichtigste Form der Nutzung erneuerbarer Energien am Gebäude und wird auch in Zukunft eine zentrale Rolle einnehmen. Der massive Ausbau der Solarenergienutzung ist sowohl für die Bereitstellung von Endenergie wichtig, die direkt im Gebäude genutzt wird, als auch für die Bereitstellung erneuerbaren Stroms (PV) für das Stromnetz als Ganzes, um die dortigen Sektorziele zu erreichen. Um die Ausbauziele im Stromsektor und die Ziele im Gebäudesektor erreichen zu können, **müssen alle für die Solarenergienutzung (PV und/ oder Solarthermie) geeigneten Dachflächen bei Neubauten und Sanierungen genutzt werden (V1)**. Um dies zu erreichen, sind neben einem verlässlichen (Förder)Rahmen auch Anpassungen an Gesetzen und Verordnungen (u.a. Ausweitung EE-Nutzungspflicht auf bestehende Gebäude) sowie Vorschriften zum Denkmal-/ Ensembleschutz notwendig (s. auch Kapitel 5.3.5). Das Ziel, alle Dachflächen zu nuten/ nutzen zu können, kann auch durch die (Weiter)Entwicklung neuer PV- und Solarthermiekonzepte befördert werden, die sich gestalterisch besser als heutige Module in Gebäude und Dächer integrieren lassen, bei gleichzeitig nur geringen Wirkungsgradeinbußen.

Als zentrale Versorgungstechniken für die Gebäudewärme werden studienübergreifend Wärmenetze und (dezentrale) Wärmepumpen gesehen. Beide ermöglichen die für die Energiewende wichtige Kopplung der Sektoren Strom und Wärme. Wärmepumpen ermöglichen darüber hinaus eine sehr effiziente Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser. Die Analysen in der Risiko- und Defizi-

tanalyse zeigen, dass ein **Umstieg auf dezentrale elektrische Wärmepumpen in mindestens einem Drittel aller Gebäude (V2)** nötig ist, um die langfristigen Ziele im Wärmesektor zu erreichen. Teilweise wird in Studien zur Energiewende von einem Anteil der Wärmepumpen (Strom und genutzte Umgebungswärme) an der Wärmebereitstellung von bis zu 60 % ausgegangen. Unstrittig ist die zukünftig wichtige Rolle der Wärmepumpen und die damit verbundene Herausforderung, diese Technik in ausreichendem Umfang in Gebäuden zu installieren.

Der Ausbau erneuerbarer Wärme und der Wärmenetze sollte flankiert werden von einem schrittweisen und planbaren Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energien für die Wärmebereitstellung und einem entsprechenden Verzicht auf die Neuinstallation von Kesseln, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Dementsprechend sollten im Zeitraum bis 2025 **keine monovalenten Ölkessel installiert werden (V3)** und ab 2025 auch **keine hybriden Ölkessel (V4)** mehr. Dies hat zur Folge, dass ab dem Zeitraum 2040 bis 2045 keine Ölkessel mehr in Gebäuden installiert sein werden (vgl. Risiko- und Defizitanalyse Zielbereich 2). Auch wenn fossiles Gas für Zielbereich 2 im Wärmesektor keine Rolle mehr spielt, haben Gaskessel als solche noch für einen längeren Zeitraum eine gewisse Rolle für Wärmebereitstellung in Gebäuden, auch vor dem Hintergrund einer sukzessiven Reduktion des Emissionsfaktors von Gas durch den Einsatz biogener und synthetischer Gase. Unabhängig davon werden ab 2025 **keine monovalenten Gaskessel mehr installiert (V5)**.

Wie bereits in Kapitel 5.3.1 diskutiert ist die Allokation der Biomasse im Gesamtenergiesystem vor dem Hintergrund begrenzter nachhaltiger Biomassepotenziale wichtig für die zukünftige Nutzung. Die Analysen der Risiko- und Defizitanalyse und auch verschiedene weitere Studien, in denen konsistente Zielbilder für ein nahezu emissionsfreies Deutschland entwickelt wurden, sehen die Rolle der Biomasse in anderen Sektoren und nicht in der Bereitstellung von (Niedertemperatur)Wärme in Gebäuden. Dementsprechend ist **von einer Neuinstallation von Biomassekesseln in Gebäuden vor 2030 abzusehen (V6)**. Damit wird die Biomasse bei einer angenommenen technischen Lebensdauer der Kessel von 20 Jahren 2050 keine Biomasse mehr in Gebäuden genutzt.

Die Entwicklung und Installation von Gaskesseln sowie KWK-Anlagen (zentral und dezentral; inklusive Brennstoffzellen), die grundsätzlich auch Wasserstoff verbrennen/ nutzen können, eröffnet je nach Entwicklung der Wasserstofferzeugung und -infrastruktur zukünftig technische Handlungsoptionen. Dementsprechend sollte zunächst die **Entwicklung von H_2-Ready Gaskesseln (V7)** bis 2025 vorangetrieben werden und im Anschluss durch eine **Beschränkung der Neuinstallationen auf H_2-Ready Gaskesseln (V8)** ein hoher Anteil entsprechender Technologien eingesetzt werden. Außerdem sollte bis 2030 die **H_2-Readiness von KWK-Anlagen und Brennstoffzellen (V9)** sichergestellt werden, d.h. das entsprechende bereits weitgehend marktverfügbare Technologien flächendeckend, insbesondere im Rahmen der Umstellung von kohlebasierten auf gasbasierte KWK-Anlagen, eingesetzt werden. Das Entwickeln, Vorantreiben und Sicherstellen bis 2030 gewährleistet, dass bei einer technischen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren bei Kesseln und (kleinen, dezentralen) KWK-Anlagen nahezu alle entsprechenden Anlagen ab 2050 prinzipiell in der Lage sind Wasserstoff zu nutzen.

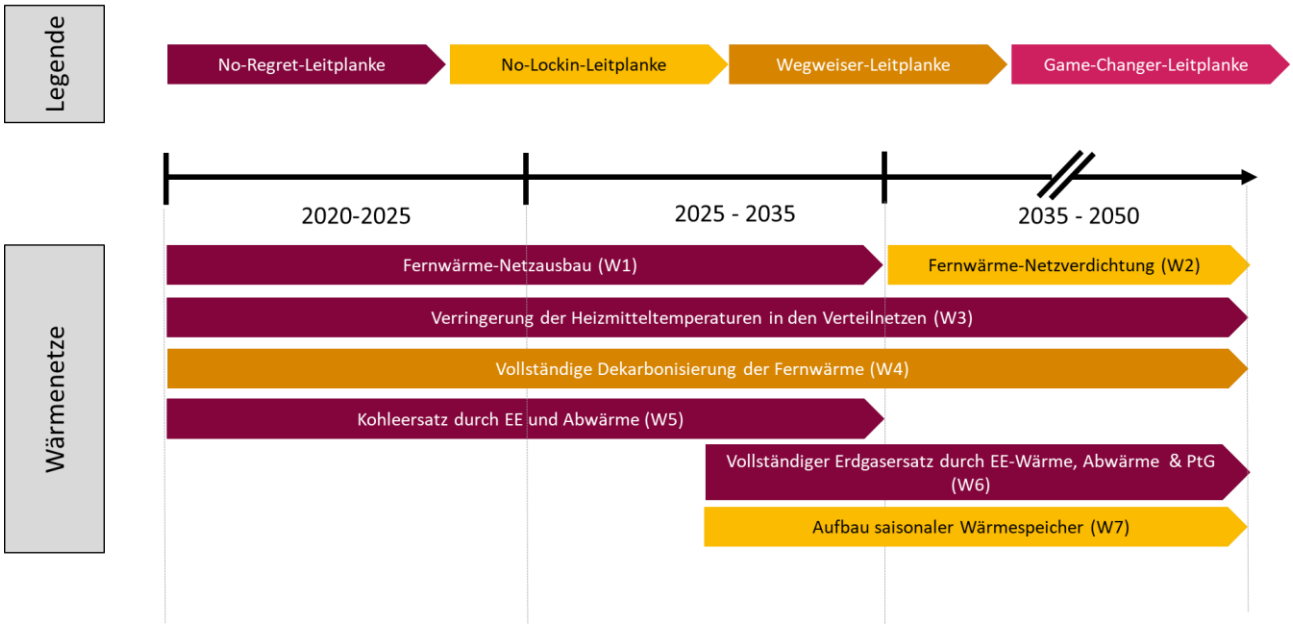
Obwohl es bei Zielbereich 2 zu mehr Einsatz von PtL/G kommt, wie im Rahmen der Risiko- und Defizitanalyse gezeigt, muss sichergestellt werden, dass dieser primär in Nischenanwendungen, wie schwer sanierbaren Gebäuden oder Quartieren, die weder über ausreichend große lokale Potenziale an erneuerbaren Energien verfügen noch an ein Wärmenetz angeschlossen sind, zur Anwendung kommt. Die prinzipielle Verfügbarkeit strombasierter synthetischer Brennstoffe darf keinen Freibrief für den breiten Einsatz dieser Technik bedeuten. Die Nutzung strombasierter Brennstoffe leistet nur dann einen Klimaschutzbeitrag, wenn die dafür notwendigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt (vgl. dazu z.B. (Öko-Institut e. V. 2019)). Auch für den Zielbereich 2 muss der politische Lenkungsrahmen sicherstellen, dass die Verfügbarkeit wasserstoffbereiter Heizkessel und KWK-Anlagen nicht dazu führt, Transformationsprozesse im Bereich der Effizienztechniken zu verzögern oder gar zu verhindern. Hierbei ist zu bedenken, dass allein die Signalwirkung einer Kennzeichnung von Techniken als

Wasserstoff-ready – speziell auch bei Gebäuden bei welchen kein Grund für eine Nischenanwendung von Wasserstoff besteht – hemmend auf einen notwendigen Fuel-Switch und eine Effizienzsteigerung durch Sanierung wirken kann.

Der wesentliche **Unterschied zwischen den Zielbereichen 1 und 2 in der Versorgungstechnik** bezieht sich auf die Verbote bestimmter Heiztechniken. So wird im Vergleich zu Zielbereich 1 ein früheres Verbot von monovalenten Heizkesseln (Öl und Gas) gefordert. Darüber hinaus wird in Zielbereich 2 angestrebt Ölkessel komplett durch andere Techniken zu ersetzen, weshalb hier auch bivalente Ölkessel verboten werden - allerdings zu einem späteren Zeitpunkt. Auch die Rolle der Biomasse im Gebäudesektor, bzw. insgesamt im Energiesystem wird für Zielbereich 2 anders bewertet, weshalb auch Biomassekessel im Laufe der Wärmewende verboten werden.

5.3.4 Leitplanken für die Entwicklung der Wärmenetze

Abbildung 127: Roadmap Wärmenetze in Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Vor dem Hintergrund der notwendigen Transformation der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien und Abwärme kommt den Wärmenetzen eine wichtige Rolle zu. Über Wärmenetze können verschiedene erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme kostengünstig und flexibel in das System integriert werden. Da der Wärmebedarf im Gebäudesektor insgesamt durch energetische Modernisierung vermindert wird, ist für eine Ausweitung des Fernwärmesektors ein deutlicher **Fernwärme-Netzausbau (W1)** bis etwa zum Jahr 2035 erforderlich.

Aufgrund der ab dem Jahr 2035 zu erwartenden geringen Wärmeliniendichten dürfte ein weiterer Netzausbau aus wirtschaftlichen Gründen kaum umsetzbar sein. Durch **Fernwärme-Netzverdichtung (W2)**, d.h. die Erhöhung des Anteils angeschlossener Gebäude an bereits existierende Fernwärmeleitungen, kann hier über die Erschließung zusätzlicher Kundenpotenziale in den bestehenden Netzgebieten weiterer Wärmeabsatz erfolgen. Durch die Netzverdichtung steigt der Fernwärmeanteil an der Versorgung der Gebäude auch nach 2035 noch an. Ein weiterer Effekt, der zum Anstieg des Fernwärmeanteils, wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, beiträgt, ist die fortschreitende Bedarfsreduktion auf die sich dieser Anteil bezieht.

Die **Verringerung der Heizmitteltemperaturen in den Verteilsystemen (W3)** ermöglicht eine effiziente Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen (z.B. Umgebungsenergie, Geothermie, Solarthermie). Diese exergetische Optimierung ist eine langfristige Aufgabe und sollte mit einer Umstellung der Kundenanlagen (s. B9) Hand in Hand gehen.

Bis 2050 muss die **Fernwärme vollständig dekarbonisiert (W4)** sein zur Erreichung des Zielbereichs 2. Dieser Prozess muss ab 2020 beginnend angestoßen werden. Dazu sind die folgenden Maßnahmen notwendig:

Der **Ersatz des Brennstoffs Kohle durch erneuerbare Energien und Abwärme (W5)** ist im Bereich der Fernwärmeerzeugung aus Klimaschutz-Sicht eine vordringliche Aufgabe. Um das langfristige Klimaschutzziel erreichen zu können, muss jedoch auch der **Brennstoff Erdgas sukzessive vollständig durch erneuerbare Wärme und Abwärme ersetzt werden (W6).** Inwieweit *Power to Gas* in der künftigen Fernwärme eine Rolle spielt, ist derzeit noch nicht abzusehen.

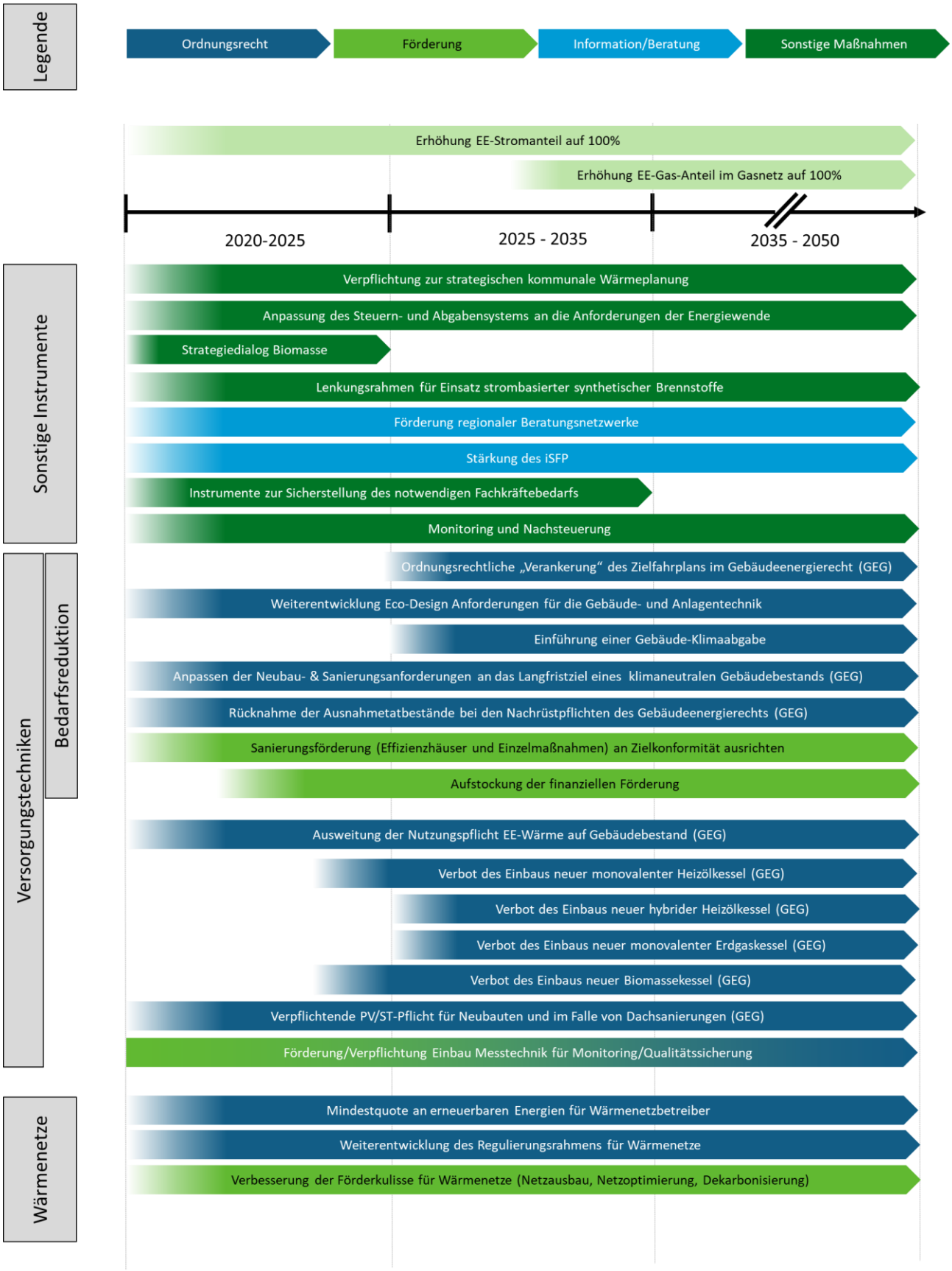
Der **Aufbau von saisonalen Wärmespeicherkapazitäten (W7)** ist für die Erreichung hoher Anteile an erneuerbaren Energien und Abwärme im System aus wirtschaftlicher Sicht erforderlich, um das Dargebot an erneuerbaren Energien und Abwärme mit der Wärmelast zu synchronisieren. Saisonale Wärmespeicher ermöglichen eine effiziente Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Wärmepotenziale.

5.3.5 Instrumente für die Wärmewende im Zielbereich 2

Die Instrumente zur Erreichung von Zielbereich 2 unterscheiden sich nur marginal von denen zur Erreichung von Zielbereich 1. An einigen Stellen sind die Anforderungen strikter oder sind Instrumente ergänzt. In den folgenden Ausführungen werden insbesondere die Unterschiede herausgestellt. Es handelt sich bei dem nachfolgend dargestellten Instrumentenset um ein exemplarisches Instrumentenset, das geeignet erscheint, die Leitplanken für die Transformation des Gebäudesektors so zu setzen, dass das Ziel einer THG-Emissionsminderung um 100 % im Gebäudesektor erreicht werden kann. Die Zusammensetzung des Instrumentensets wurde dabei so gewählt, dass die Leitplanken der Maßnahmen-Roadmap gezielt adressiert werden. Entsprechend erfolgt die Darstellung entlang der Themenblöcke der Maßnahmen-Roadmap.

Wie bei Zielbereich 1 setzt sich das Instrumentenset im Kern aus den Instrumenten aus Kapitel 1.3 zusammen, ergänzt um Instrumente, die sich im Verlauf der Bearbeitung als relevant herausgestellt haben. In der grafischen Darstellung werden die Instrumente nach ihrem Typ unterschieden. Dabei wird eine Zuordnung auf die Typen Ordnungsrecht, Förderung, Information/Beratung und Sonstiges vorgenommen.

Abbildung 128: Instrumente für die Erreichung von Zielbereich 2



Quelle: Eigene Darstellung

Zentrale Entwicklungen außerhalb des Betrachtungsrahmens

Für die Erreichung des Zielbereichs 2 ist die vollständige Dekarbonisierung des Strom- und Gassektors von zentraler Bedeutung. Wie dies genau erreicht und umgesetzt werden kann liegt außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Studie (s. auch Abbildung 128), weshalb an dieser Stelle nicht auf mögliche Instrumente für die Zielerreichung eingegangen wird.

Rahmenbedingungen

Für die vollständige Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung in Gebäuden ist die **Verpflichtung der Kommunen, kommunale Wärmepläne zu entwickeln** und darauf aufbauend in eine langfristige **strategische Wärmeplanung** einzusteigen essentiell. Die strategische Wärmeplanung unterstützt die kommunalen Entscheidungsprozesse, die notwendig sind, um eine Dekarbonisierung der kommunalen Wärmeversorgung voranzutreiben. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Wärmenetze eine wichtige Rolle bei der Wärmewende einnehmen und für die Erreichung des Zielbereichs 2 zunehmend auch synthetische Gase und Brennstoffe eingesetzt werden, ist die strategische Planung hinsichtlich der dafür nötigen Infrastrukturen wichtig, um deren Kosten durch parallele Entwicklungen insbesondere bei Fernwärme- und Gasnetzen zu minimieren. Wie in den Ausführungen zu Zielbereich 1 schon dargestellt, sollen die Ergebnisse der strategischen Wärmeplanung sicherstellen, dass u.a. auch die notwendigen Flächen für die kommunale Wärmewende verfügbar sind. Die Wärmeplanung stärkt damit die planerische Dimension der Wärmewende.

Wie für die Erreichung des Zielbereich 1 ist die Anpassungen des **Steuern- und Abgabensystems an die Anforderungen der Energiewende** von großer Bedeutung, um die notwendigen Investitionen in Energiesparmaßnahmen und erneuerbare Energien nutzende Techniken anzureizen. Die Preise müssen so gesetzt werden, dass sie ausreichend hohe Anreize setzen, Wärmetechniken und Energieträger effizient einzusetzen und mit Wärme sparsam umzugehen. Die Änderung des Preisgefüges zwischen den verschiedenen Energieträgern durch eine Justierung der Preise anhand der CO_2-Intensität der verschiedenen Brennstoffe inkl. Strom kann u.a. durch die Einführung einer CO_2-Bepreisung für fossile Brennstoffe erfolgen und ggf. durch eine Verringerung des Strompreises ergänzt werden.

Analog zu Zielbereich 1 ist für die Entwicklung der Allokationsstrategie Biomasse die Initiierung eines sektorübergreifenden **Strategiedialogs Biomasse** als Instrument integriert. In dessen Rahmen werden Leitlinien entwickelt, welche Biomassefraktionen in welchem Umfang in welche Sektoren gelenkt werden sollten (stoffliche und energetische Verwertung). Ebenso ist der **Lenkungsrahmen strombasierter synthetischer Brennstoffe** integriert um die Verwendung so auszurichten, dass die synthetischen Brennstoffe eine positive Klimawirkung entfalten und ihr Einsatz im Gebäudesektor weder den Einsatz noch die Weiterentwicklung von Effizienztechniken behindert. Insbesondere muss gewährleistet werden, dass strombasierte synthetische Brennstoffe nur dann eingesetzt werden, wenn keine technischen Alternativen in Form von Effizienz-/Vermeidungsmaßnahmen oder direktelektrischen Anwendungen zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Information, Beratung und Motivation stehen die **Förderung regionaler Beratungsnetzwerke** (vgl. Kapitel 0) sowie Maßnahmen zur **Stärkung des gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplans (iSFP)** im Vordergrund. Die im Bereich „Bedarfsreduktion“ und „Versorgungstechnik“ in der Maßnahmen-Roadmap adressierten Themen sind komplex. Diese Komplexität (technisch und wirtschaftlich) stellt zentrale Akteurinnen und Akteure heute vor große Herausforderungen und viele – insbesondere private – Entscheiderinnen und Entscheider fühlen sich überfordert und wissen nicht, was die für sie richtige Strategie in Hinblick auf die Sanierung (inklusive TGA) ihrer Gebäude ist. Der **Aufbau regionaler Beratungsnetzwerke** trägt dazu bei, die für die Wärmewende wichtigen Investitionsentscheidungen zu unterstützen und zu beschleunigen. Diese Netzwerke können v.a. mit Blick auf die immer noch niedrige Sanierungsrate, die für das Gelingen der Wärmewende stark erhöht werden

muss (vgl. Szenarienanalyse und Risiko- und Defizitanalyse), ein wichtiger Hebel sein. Sie können darüber hinaus die Verbreitung von zentralen Techniken wie Wärmepumpen, Wärmespeichern, aber auch PV- und Solarthermieanlagen befördern und den mittel- bis langfristigen Ersatz der heute weit verbreiteten fossilen Kessel unterstützen. Beim **iSFP** handelt es sich um ein Planungsinstrument, das Akteurinnen und Akteuren technische Optionen aufzeigt und Vorschläge skizziert, wie sich ein individuelles Gebäude auf den erforderlichen Zielzustand sanieren lässt. Die Verpflichtung zur Erstellung eines iSFP bei gesetzlich definierten Anlässen (z.B. EigentümerInnen-Wechsel eines Gebäudes oder die Inanspruchnahme einer staatlichen Förderung) kann den iSFP stärken.

Für die Wärmewende ist – unabhängig von dem avisierten Zielniveau – die **Sicherstellung des notwendigen Fachkräftebedarfs** von zentraler Bedeutung. Fachkräfte werden zum einen im Bereich der Gebäudehüllensanierung, zum anderen aber auch im Bereich der Installation und des Betriebs der erneuerbaren Energien nutzenden Wärmeerzeugungstechniken sowie für die Planung hocheffizienter Gebäude einschließlich ihrer technischen Ausrüstung in großem Umfang benötigt. Um gut ausgebildeten Nachwuchs in ausreichender Anzahl zur Verfügung zu stellen, ist ein Set von Instrumenten notwendig. Wichtige Elemente sind gezielte und konsequente Nachwuchs- und Umschulungsprogramme sowie Ansätze, die die Attraktivität der notwendigen Berufe zu verbessern. Auch die gezielte Ansprache von Bürgerinnen und Bürgern mit Migrationshintergrund wird als ein möglicher Teil der Lösung gesehen. Flankiert werden müssen diese Aktivitäten von langfristig verlässlichen politischen Rahmenbedingungen (z.B. der Förderkulisse). Die entsprechenden Ansätze und Programme müssen sofort eingeleitet werden. Neben der gezielten Ansprache und Qualifikation von Fachkräften kann auch eine zunehmende Automatisierung und Vorfertigung von für die Wärmewende notwendigen Komponenten (u.a. Vorfertigung von Hüllelementen, Entwicklung von „Plug-and-Play“ Heizungen auf Basis erneuerbarer Energien) den Personalbedarf für die Zielerreichung reduzieren.

Essentiell für die Zielerreichung ist ein **Monitoring sowie Regeln für die Nachjustierung** der Instrumente. Wie bereits beschrieben wurde mit dem Klimaschutzgesetz (KSG) ein erster Nachsteuerungsautomatismus implementiert. Im Gebäudesektor fehlen allerdings noch wichtige Elemente hinsichtlich Erfolgskontrolle und Monitoring von Sanierungsmaßnahmen und deren Effizienz. Darüber hinaus ist noch keine regelmäßige Bottom-up Erhebung des konkreten Sanierungsgeschehens festgeschrieben, wodurch Informationen zur Entwicklung des Sanierungsgeschehens hinsichtlich Rate und Tiefe weiterhin nicht verlässlich zur Verfügung stehen.

Bedarfsreduktion/Versorgungstechniken

Im Bereich der Bedarfsreduktion unterscheiden sich die Instrumentensets nur marginal zwischen den beiden Zielbereichen. Für die Erreichung beider Zielbereiche ist eine Steigerung von Sanierungsrate und -niveau von herausragender Bedeutung. Auch die für die Zielerreichung notwendigen energetischen Niveaus sind in den Zielbereichen gleich. Lediglich die für die Zielerreichung notwendigen Sanierungsraten unterscheiden sich leicht. Die etwas höheren notwendigen Sanierungsraten können durch Anpassungen z.B. bei der Gebäudeklimaabgabe sowie im Bereich der Förderung durch eine stärkere Setzung finanzieller Anreize erreicht werden. Ähnliche Effekte könnten ggf. auch durch steigende CO_2-Bepreisung ausgelöst werden. Näheres hierzu und insbesondere zur möglichen Rolle des BEHG findet sich unter dem Punkt “Steuern- und Abgabensystem an die Anforderungen der Energiewende anpassen“ (Kapitel 5.2.5).

Dementsprechend ist die **ordnungsrechtliche „Verankerung“ des Zielfahrplans im Gebäudeenergierecht** wie bei Zielbereich 1 Teil des exemplarischen Instrumentensets. Auch hier ist die Einführung eines Stufenplans zielführend, der aufbauend auf den Effizienzklassen für Gebäude für jedes Jahr/ jeden Zeitraum eine Zielklasse festlegt, die über die Jahre hinweg absinkt. Die rechtliche Verankerung des Stufenplans ist dabei eine hilfreiche Grundlage für eine Reihe neuer oder modifizierter Klimaschutzinstrumente im Gebäudesektor wie z.B. die Umsetzung einer Gebäude-Klimaabgabe oder die Integration der Gebäudeeffizienz in bestehende Steuerinstrumente, wie z.B. der Grund(erwerbs)steuer

(s. Kapitel 0 bzw. 1.3.6). Weiterhin kann ein solcher Fahrplan auch Grundlage für die Bemessung der Zielgrößen im Gebäudesektor bei der Einführung eines Effizienzverpflichtungssystems (s. Kapitel 1.3.12) sein.

Die **Gebäude-Klimaabgabe** ist eine neue Abgabe, die sich an Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer richtet und deren Höhe sich an der Differenz zwischen dem aktuellen energetischen Standard des Gebäudes sowie einem gesetzlich festgelegten Zielwert bemisst (vgl. Kapitel 1.3.4), was voraussetzt, dass der aktuelle energetische Standard eines Gebäudes rechtsfest eingestuft wird. Die erforderlichen umfangreichen Vorarbeiten führen zu einer eigentlichen Einführung im Jahr 2025.

Weitere Modifikationen des Gebäudeenergierechts sind die **Anpassung der Neubauanforderungen an das Langfristziel eines klimaneutralen Gebäudebestands** sowie eine **Rücknahme der Ausnahmetatbestände bei den bestehenden Nachrüstpflichten** (vgl. Kapitel 5.2.5). Die energetischen Neubauanforderungen werden sukzessive angehoben, bestehende Nachrüstverpflichtungen der EnEV werden auf Ein- und Zweifamilienhäuser, bei denen es lange Zeit keinen Eigentümerwechsel gab, ausgeweitet. Darüber hinaus wird Austauschpflicht für alte Heizkessel auch auf Niedertemperaturkessel ausgeweitet und flankiert damit die Instrumente, die ein Verbot bestimmter Heiztechniken beinhalten.

Im Bereich der Förderkulisse soll die bestehende Struktur wie bei Zielbereich 1 weitgehend beibehalten werden, sich aber stärker an den langfristigen Anforderungen an Neubauten und insbesondere Sanierungen orientieren, was eine **Anpassung der Förderung** bedeutet. Der Leitstandard der Gebäudesanierung werden die KfW-Niveaus 70/55 sein, was bedeutet, dass dieses energetische Niveau der Sanierungsmaßnahmen im Durchschnitt erreicht werden muss. Dementsprechend müssen die Förderbedingungen zu Gunsten der ambitionierten Niveaus verbessert und die Förderung inkompatibler Standards sukzessive eingestellt werden. Dies betrifft sowohl die steuerliche Förderung als auch die Zuschussförderung. Um die anvisierten Sanierungsraten und -niveaus zu erreichen muss zudem die **finanzielle Förderung aufgestockt** und noch besser auf die Heterogenität der verschiedenen Gebäudeeigentümer angepasst werden.

In Ergänzung zu den dargelegten Instrumenten zur Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden und den darin installierten technischen Anlagen sind darüber hinaus wie auch in der Vergangenheit weitere wichtige Impulse durch die Europäische Rahmensetzung anzustreben (wie z.B. das schon umgesetzte Produktionsverbot für ineffiziente Niedertemperaturkessel). Auch sollten die **Europäischen Öko-Design Anforderungen** kontinuierlich weiterentwickelt werden, um die effiziente Verwendung von Energie zu gewährleisten.

Nur Versorgungstechniken

Neben dem sofortigen **Verbot des Einbaus neuer monovalenter Heizölkessel** bis spätestens 2025 und dem **Verbot neuer monovalente Erdgaskessel** bis spätestens 2030 sieht das exemplarische Instrumentenset für Zielbereich 2 auch ein **Verbot des Einbaus neuer bivalenter Heizölkessel** bis 2030 sowie einem schnellen **Verbot des Einbaus neuer Biomassekessel** vor. Dadurch soll gewährleistet werden, dass bis 2050 flüssige Brennstoffe und Biomasse für die Bereitstellung von Wärme in Gebäuden weitestgehend ersetzt werden. Letztere wird voraussichtlich in anderen Bereichen des Energiesystems benötigt, in denen fossile Energieträger nicht/ schwieriger durch Strom aus erneuerbaren Energien oder anderen erneuerbaren Energien ersetzt werden können. Für Gaskessel sind hybride Systeme, also die Kombination eines Gaskessels mit einer erneuerbaren Energie nutzenden Erzeugungstechnik, weiterhin zulässig unter der Prämisse, dass das 2050 eingesetzte Gas zu 100 % erneuerbar ist. Die Erreichung eines EE-Mindestanteils ließe sich auch direkt über eine **Ausweitung der Nutzungspflicht des heutigen EEWärmeG auf bestehende Gebäude/Heizanlagen** sicherstellen/festlegen (vgl. Kapitel 1.3.10). Das gleichzeitige Verbot monovalenter Heizöl- und Gaskessel sowie das Verbot von Biomassekesseln und die Ausweitung der Nutzungspflicht erneuerbarer Energien (mittelfristig exklusive Biomasse) haben aber eine hohe Redundanz.

Ein weiterer Baustein für den Ausbau erneuerbarer Energien in/ an Gebäude ist die Verpflichtung von BauherrInnen und HauseigentümerInnen, bei **Neubauvorhaben und im Falle der Dachsanierung, geeignete Dachflächen für die Installation von Photovoltaik oder Solarthermieanlagen** zu verwenden. Sie können die Anlagen dabei entweder selbst betreiben oder die Dächer Dritten zur Nutzung überlassen.

Essentiell für die Sicherstellung der Zielerreichung ist ein verpflichtender Einbau von geeigneter **Messtechnik** für das **Monitoring** und die **Qualitätssicherung**. Dabei geht es vor allem um Mess- und Anzeigetechnik, die es den Anlagenbetreibenden erlaubt, ohne großen Aufwand zu sehen, ob die Heizanlage ordnungsgemäß läuft. Entsprechende Systeme ließen sich natürlich auch über die Ökodesign-Anforderungen implementieren. Der Einbau der Messtechnik und die kontinuierliche Überwachung ermöglichen darüber hinaus auch die Überprüfung der Erreichung der energetischen Gebäudestandards und können damit auch die Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe sowie die ordnungsgemäße Verwendung von Fördermitteln unterstützen.

Wärmenetze

Die Instrumente für den Zielbereich 2 im Bereich Wärmenetze entsprechen im Grundsatz den bereits dargestellten und erläuterten Instrumenten für den Zielbereich 1. Diese sind: **Einführung einer Mindestquote an erneuerbaren Energien für Wärmenetzbetreiber** als ergänzender Hebel zur CO_2-Bepreisung (dabei ist insbesondere die Nachhaltigkeit der eingesetzten Biomasse genau zu beachten (vgl. Ausführungen Kapitel 5.2.5)), die **Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Wärmenetze** insbesondere im Bereich gemeindlicher Anschluss- und Benutzungszwänge und den damit in Verbindung stehenden notwendigen staatlichen Preisregulierung und Transparenzverpflichtungen, sowie eine **Verbesserung der Förderkulisse für Wärmenetze** (Netzausbau, Netzoptimierung für den Einsatz von erneuerbaren Energien, Dekarbonisierung).

Diese genannten Weiterentwicklungen adressieren folgende Ziele: Die Regelungen sind geeignet, (a) einen dynamischen Ausbau der Fernwärme zu ermöglichen, (b) die Transformation der Fernwärmeerzeugung zu erneuerbaren Energien und Abwärme zu flankieren (inkl. Aufbau notwendiger Speicherkapazitäten) und (c) den Wettbewerb und die Verbraucherinteressen im Fernwärmesektor zu verbessern.

Um die noch ambitioniertere Zielstellung im Zielbereich 2 erfüllen zu können, müssen die Instrumente in ihrer Wirkmächtigkeit weiter verschärft werden (z.B. durch die Erhöhung der Mindestquoten an erneuerbaren Energien und Abwärme oder eine verbesserte Förderkulisse), um den notwendigen Fernwärmeausbau und die vollständige Dekarbonisierung der Fernwärme zu erreichen.

5.4 Analyse der Wirkungen der Instrumente auf die AkteurInnen im Wärmemarkt

Wie in Kapitel 2 beschrieben ist der Gebäude(wärme)sektor bezüglich der involvierten Stakeholder sehr heterogen. Es wurden folgende zentrale Akteursgruppen identifiziert, die auch im Rahmen der Bewertung der Wirkung der Instrumente berücksichtigt sind:

- Nutzende eines Gebäudes (MieterInnen, aber auch Selbstnutzende)
- Investierende/EntscheiderInnen
- Anbietende von energierelevanten Lösungen im Gebäudebereich (inkl. erneuerbarer Energien) und Intermediäre wie z.B. Banken, EnergieberaterInnen
- Energieversorgungsunternehmen und Energiedienstleister

Das beschriebene exemplarische Instrumentenset adressiert die zentralen Akteursgruppen auf unterschiedliche Weise und die Akteursgruppen sind auch unterschiedlich von den Instrumenten betroffen. Wie diese Akteursgruppen miteinander verbunden sind und wie sie dementsprechend auch angesprochen werden können, ist in Kapitel 2 und insbesondere den dort abgebildeten Wirknetzen detailliert

beschrieben. Eine ausführliche Analyse der Einflüsse und insbesondere eine Quantifizierung hinsichtlich monetärer Be- oder Entlastungen durch die Instrumente, konnte im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt werden und war auch nicht das Ziel der Arbeiten. Um dennoch eine Bewertung vorzunehmen, wurde eine semi-quantitative Bewertung (entsprechend den Bewertungen der Maßnahmen, Techniken und Instrumente, vgl. Kapitel 1.2 und 1.3) vorgenommen. Dabei wird bewertet, ob eine Akteursgruppe direkt (d) oder indirekt (i) betroffen ist/ adressiert wird, oder ob ein Instrument neutral wirkt (0). Eine direkte Wirkung liegt vor, wenn ein Instrument sich direkt an eine Akteurin/ einen Akteur richtet, indem es sie/ ihn z.B. zu etwas verpflichtet, ihr/ ihm eine Zahlungslast auferlegt oder einen Förderzugang schafft. Für AkteurInnen liegt eine indirekte Wirkung vor, wenn sich ein Instrument zwar nicht direkt an sie richtet, die durch das Instrument ausgelösten Handlungen aber eine Wirkung haben (z.B. in Form einer in Höhe und Qualität geänderten Nachfrage nach Techniken, Beratung, Brennstoffen).

Das exemplarische Instrumentenset adressiert in erster Linie Selbstnutzende GebäudeeigentümerInnen, Investierende und Entscheidende, sowie Anbietende von energierelevanten Lösungen. Darüber hinaus haben einige Instrumente einen direkten Einfluss auf Energieversorgungsunternehmen. Mieterinnen und Mieter sind hingegen in erster Linie indirekt adressiert/ betroffen.

Die exemplarischen Instrumentensets fordern von den GebäudeeigentümerInnen den Bau/ die Sanierung von Gebäuden, die die Erreichung der langfristigen Ziele gewährleisten. Gleichzeitig fördern Sie entsprechende Investitionen in Gebäudehülle und Anlagentechnik während finanzielle und technische Fehlanreize abgeschafft werden sollen.

Ein Schwerpunkt des exemplarischen Instrumentensets liegt auf der Sicherstellung, dass das für die Zielerreichung erforderliche energetische Niveau des Gebäudebestandes erreicht wird. Sie adressieren direkt die **EigentümerInnen von Gebäuden** (Personen, Unternehmen, …) indem sie letztlich Entscheidungsfreiheiten einschränken und diese AkteurInnen in die Pflicht nehmen. Das kann direkte wirtschaftliche/ finanzielle Auswirkungen haben, welche zumindest teilweise durch die begleitende Förderkulisse abgefedert werden. Besonders betroffen sind hierbei Eigenheim-/ GebäudebesitzerInnen, die (i) wenig Eigenkapital haben und (ii) evtl. damit rechnen müssen, dass die geforderten Investitionen nicht im Laufe ihres verbleibenden Lebens durch die erzielten Energieeinsparungen refinanziert werden können. Besondere Umstände können dabei aber in der Gestaltung der Förderkulisse berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann die Barriere der langfristigen Refinanzierung der hohen Investitionen im Gebäudesektor z.B. durch die Möglichkeit abgeschafft werden, dass entsprechende Verpflichtungen aus energetischen Maßnahmen an zukünftig Nutzende/ Besitzende übergehen und übernommen werden müssen (ohne großen bürokratischen und finanziellen Aufwand).

Die entsprechenden Anforderungen und Vorgaben aus den Instrumenten und den verbundenen Maßnahmen bilden die Grundlage und den Rahmen der Arbeit der **Intermediäre und Anbietenden energierelevanter Lösungen**. Diese sind damit ebenfalls in einem großen Maße indirekt von den Instrumenten betroffen.

Die Entscheidungen und die auf Basis der beschriebenen Instrumente durchgeführten energetischen Maßnahmen beeinflussen indirekt alle **Gebäudenutzenden**, wobei insbesondere **Mietende** in der Regel keinen Einfluss auf die Entscheidungen selbst haben und letztlich damit leben müssen. Die indirekten Einflüsse können dabei monetärer (steigende (Kalt)Mieten, sinkende oder steigende Energiekosten …) oder auch anderer Art sein (z.B. gestiegener Komfort). Insbesondere die Umlagemöglichkeiten der Kosten von energetischen Sanierungsmaßnahmen auf die Kaltmiete können für einkommensschwache Haushalte ein finanzielles Problem sein, vor allem dann, wenn die durch die Maßnahmen erreichten Energie- und Kosteneinsparungen geringer ausfallen, sie also nicht „warmmietenneutral“ sind. Diese Probleme werden auch unter dem Begriff „Mieter-Vermieter-Dilemma“ zusammengefasst. Die Möglichkeiten dieser Herausforderung zu begegnen sind vielfältig. Zum einen ist eine Aufstockung

der entsprechenden Sozialleistung, also letztlich eine Übernahme der Mehrkosten durch die Allgemeinheit/ den Staat, denkbar. Auch können die umlegbaren Kosten durch die finanzielle Förderung der Maßnahmen begrenzt und evtl. auch die Umlagehöhe reduziert werden (bei gleichzeitiger Verbesserung von Abschreibungsmöglichkeiten). Die Herausforderung an dieser Stelle ist es, eine für alle Beteiligten akzeptable Lastenverteilung zu erreichen und ausreichend hohe Anreize zu setzen, dass auch im Mietgebäudesektor die notwendigen Sanierungsaktivitäten ungesetzt werden. Die Perspektive der bzw. die Konsequenzen für die Mietenden wurde bei der Instrumentenauswahl nicht in den Fokus gerückt. Dies spiegelt sich auch darin wider, dass keines der Instrumente direkt auf die Mietenden wirkt. Der Grund hierfür ist die Fokussierung des Projekts auf die Wärmewende und nicht sämtliche (insbesondere sozialen) Implikationen des Gebäudesektors. Trotzdem hängt die Umsetzbarkeit vieler Instrumente stark von ihrer Ausgestaltung und der daraus resultierenden Belastung und Akzeptanz der Mietenden ab, was jedoch auch nicht Teil dieser Untersuchung ist. Bei der konkreten Ausgestaltung der Instrumente sollten diese Aspekte – besonders in Anbetracht des hohen Anteils vermieteter Wohnungen im Vergleich zu anderen Staaten – Beachtung finden. Dabei sind auch die Implikationen weiterer Normen und Gesetze, wie z.B. des §559 BGB, zu berücksichtigen.

Energieversorgungsunternehmen werden vor allem durch die strategischen und übergeordneten Instrumente sowie die Mindestquote an erneuerbaren Energien für Wärmenetzbetreibende adressiert. Zumindest für den Bereich der Wärmenetze sind die Forderungen auch durch entsprechende Förderinstrumente flankiert[141]. Die Quoten beeinflussen direkt die Entscheidungen bezüglich zukünftiger Erzeugerstrukturen bzw. Einkaufsstrategien an den Energiemärkten. Indirekt sind die Energieversorgungsunternehmen von allen Instrumenten betroffen, die die Energieeinsparung adressieren. Diese stellen das bisherige Geschäftsmodell von Energieversorgenden grundsätzlich in Frage, da sie die absetzbare Energiemenge reduzieren.

Tabelle 36: Wirkung/ Einfluss der Instrumente auf die zentralen Akteursgruppen der Wärmewende im Gebäudesektor

Nr.[142]	Instrument	Gebäudenutzende (MieterInnen)	Gebäudenutzende (Selbstnutzende)	Investierende/ Entscheider-Innen	Anbietende energierelevanter Lösungen und Intermediäre	EVUs
S1	Verpflichtung zur strategischen kommunalen Wärmeplanung	0	i	i	i	d
S2	Anpassung des Steuern- und Abgabensystems an die Anforderungen der Energiewende	i	d	i	i	d
S3	Strategiedialog Biomasse	0	i	i	d	d
S4	Lenkungsrahmen für Einsatz strombasierter synthetischer Brennstoffe	0	i	i	d	d

[141] Förderungen im Strom- und Gassektor sind nicht Teil des Betrachtungshorizontes dieser Studie und dementsprechend auch nicht behandelt/ benannt.

[142] Die Nummerierung wird ausschließlich zur Referenzierung in Tabelle 37eingeführt. Sie stellt keine (Be-)Wertung dar und findet sich auch nicht in den Roadmaps in Abbildung 122 und Abbildung 128 wieder.

Nr. 142	Instrument	Gebäude-nutzende (Mieter-Innen)	Ge-bäude-nut-zende (Selbst-nut-zende)	Inves-tie-rende/ Ent-schei-der-In-nen	Anbie-tende energie-relevan-ter Lö-sungen und In-termedi-äre	EVUs
I1	Förderung regionaler Beratungsnetzwerke	0	i	i	d	i
I2	Stärkung des iSFP	0	d	d	d	i
S5	Instrumente zur Sicherstellung des not-wendigen Fachkräftebedarfs	0	i	i	d	d
S6	Monitoring und Nachsteuerung	i	i	i	i	i
O1	Ordnungsrechtliche "Verankerung" des Zielfahrplans im Gebäudeenergierecht (GEG)	i	i	i	i	i
O2	Weiterentwicklung Eco-Design Anforde-rungen für die Gebäude- und Anlagen-technik	i	i	i	d	0
O3	Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe	i	d	d	i	0
O4	Anpassen der Neubau- und Sanierungsan-forderungen an das Langfristziel eines kli-maneutralen Gebäudebestands (GEG)	i	d	d	i	i
O5	Rücknahme der Ausnahmetatbestände bei den Nachrüstpflichten des Gebäu-deenergierechts (GEG)	0	d	d	i	i
F1	Neuausrichtung der Sanierungsförderung (Effizienzhäuser und Einzelmaßnahmen) an Zielkonformität ausrichten	i	d	d	i	i
F2	Aufstockung der finanziellen Förderung	i	d	d	i	i
O6	Ausweitung der Nutzungspflicht EE-Wärme auf Gebäudebestand (GEG)	i	d	d	i	i
O7	Verbot des Einbaus neuer monovalenter Heizölkessel (GEG)	i	d	d	i	i
O8	Verbot des Einbaus neuer hybrider Heizöl-kessel (GEG)	i	d	d	i	i
O9	Verbot des Einbaus neuer monovalenter Erdgaskessel (GEG)	i	d	d	i	i
O10	Verbot des Einbaus neuer Biomassekessel (GEG)	i	d	d	i	i
O11	Verpflichtende PV/ST-Pflicht für Neubau-ten und im Falle von Dachsanierungen (GEG)	i	d	d	i	i

Nr. 142	Instrument	Gebäude-nutzende (Mieter-Innen)	Ge-bäude-nut-zende (Selbst-nut-zende)	Inves-tie-rende/ Ent-schei-der-In-nen	Anbie-tende energie-relevan-ter Lö-sungen und In-termedi-äre	EVUs
F3	Förderung/Verpflichtung Einbau Mess-technik für Monitoring/Qualitätssicherung	i	d	d	d	d
O12	Mindestquote an EE für Wärmenetzbe-treiber	i	i	i	i	d
O13	Weiterentwicklung des Regulierungsrah-mens für Wärmenetze	0	0	0	i	d
F4	Verbesserung der Förderkulisse für Wär-menetze (Netzausbau, Netzoptimierung, Dekarbonisierung)	i	i	i	i	d

Quelle: Eigene Darstellung.

Anmerkung: Die Bewertung „i“, „d“ und „0“ gibt an, ob eine Akteursgruppe direkt (d) oder indirekt (i) betroffen ist/ adressiert wird, oder ob ein Instrument neutral wirkt (0).

Für die Gruppe der Investierenden/EntscheiderInnen im Wohngebäudebereich erfolgt nochmals unter Zuhilfenahme der Wirknetze aus Kapitel 2.3 eine detaillierte Betrachtung, welche der Instrumente aus der Instrumenten-Roadmap auf welche der Einflussparameter der AkteurInnen wirken. Die Ergebnisse sind in Tabelle 37 zusammengefasst. Zunächst erfolgte die Bewertung, welche Einflussparameter einen direkten (d) und welche einen indirekten (i) Einfluss auf die Investierenden/EntscheiderInnen haben. Wird eine interne AkteurIn von einem Einflussparameter im Wirknetz adressiert, liegt eine direkte Beeinflussung vor. Wird eine externe AkteurIn adressiert, liegt eine indirekte Beeinflussung vor. Im nächsten Schritt erfolgt eine Zuordnung der Instrumente zu den Einflussparametern. Adressieren die Instrumente direkt einen Einflussparameter, so ist die Nummer des Instruments (aus Tabelle 11) in Spalte zwei der Tabelle 37 fett hinterlegt. Liegt nur ein indirekter Einfluss auf einen Parameter vor, ist die Nummer des Instruments in grauer Schrift in Tabelle 37 aufgenommen. Folgende Aussagen lassen sich aus dem Abgleich der Wirknetze mit den Instrumenten treffen:

Einflussparameter, die auf (fast) alle AkteurInnen einen direkten Einfluss haben (Wirtschaftlichkeit, Finanzielle Lage, Technisches Wissen, Fördermechanismen und Ordnungsrechtliche Vorgaben), werden vielfach und stark adressiert durch die Instrumente.

Weiterhin werden die Hemmnisse Zeitdruck und Überforderung bei der Informationssuche, die vor allem bei **EigenheimbesitzerInnen** eine Rolle spielen, mit informatorischen und ordnungsrechtlichen Instrumenten adressiert. Das Alter der EigenheimbesitzerInnen, ihr soziales Umfeld und ihre Umwelteinstellungen werden jedoch kaum adressiert.

Bei **WEG** werden dieselben relevanten Parameter wie bei den EigenheimbesitzerInnen nicht adressiert. Hinzu kommt der Aspekt Vermietbarkeit, der beim vorgestellten Instrumentenbündel nicht direkt adressiert wird. Je nach Ausgestaltung der Instrumente, könnten hier jedoch mehrere Instrumente indirekt Einfluss nehmen.

Außerdem wird die Vorhandene Infrastruktur und das Portfoliomanagement bzw. Wissen über den Gebäudezustand mehrfach adressiert, was vor allen Dingen einen starken Einfluss bei **Wohnungsun-**

ternehmen hat. Nicht bzw. schwach adressiert werden Professionalisierung, Klimaschutz in der Unternehmensstrategie, dessen Stellenwert in der Gesellschaft und die Wohnungsnachfrage/Vermietbarkeit.

Tabelle 37: Zusammenhang von Investierenden/EntscheiderInnen, deren Einflussparametern und den Instrumenten der Roadmaps

Einflussparameter	Adresseiert durch folgendes Instrument	Investierende/EntscheiderInnen[143]		
		(selbstnutzende) EigenheimbesitzerInnen	WEG	Wohnungsunternehmen
Brennstoffpreise (Öl und Gas)	**S2**, S4	d	d	d
Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungstechniken/Sanierungen (Amortisationszeit)	**S2,** S4, **O3, F1, F2**	i	d	d
Finanzielle Lage (Eigenkapital/Kreditverfügbarkeit)	S2, O3, F1, **F2, F3**	d	d	d
Technisches Wissen/handwerkliche Fertigkeiten bzw. Fachpersonal/Qualifikation	**S5**, I1, I2, F3	d	i	d
Ordnungsrechtliche Vorgaben	**S1, O1-13**	d	d	d
Fördermechanismen	**F1-4**	d	d	d
Anzahl vermieteter Objekte (bei VermieterInnen) bzw. Grad der Professionalisierung (bei Unternehmen)				d
Umwelteinstellung bzw. Verankerung Klima-/Umweltschutz in Unternehmensstrategie	I1-2, F3	d		d
Vorhandene Infrastruktur (Gas- und Wärmenetze)	**S1, S3, S4, O13, F4**	i		d
Wohnungsnachfrage/Vermietbarkeit	I2, S5, O4, O5, F3		d	d
Alter der EntscheiderInnen	I2, O1	d	d	
Soziales Umfeld bzw. praktische (Unternehmens-) Vorbilder	I1, S1, S6	d	d	
Gesellschaftlicher Stellenwert von Klima-/Umweltschutz	I1, I2, S1, S2, S3, S6			d
Interesse an Gebäudehülle und -technik	**I2**, I1, F3, O3	i		

[143] Die Zuordnung der direkten (d) bzw. indirekten (i) Wirkung der Einflussparameter auf den Investierenden/EntscheiderInnen beruht ausschließlich auf den Darstellungen in den Wirknetzen in Kapitel 2 in der oben beschriebenen Art und Weise. Dies führt u.a. zu Leerstellen, wenn bestimmte Einflussparameter in den Wirknetzen der jeweiligen Investierenden/EntscheiderInnen nicht vorhanden sind.

Einflussparameter	Adresseiert durch folgendes Instrument	Investierende/EntscheiderInnen[143]		
		(selbstnutzende) EigenheimbesitzerInnen	WEG	Wohnungsunternehmen
Annahmen über energetischen Gebäudezustand (privat) bzw. Portfoliomanagement, Wissen GeschäftsführerIn (Unternehmen/öffentlich)	**I1, I2, F3**	i		d
Überforderung Informationssuche	**I1, I2**	d		
Zeitdruck (akuter Defekt)	**I2, O4-11**	i		

5.5 Schlussfolgerungen

Die Entwicklung der Roadmaps für die beiden Zielbereiche hat zentrale Stellschrauben und Herausforderungen aufgezeigt. Auch wurde deutlich, dass aufgrund der langen Investitionszyklen und (technischen) Lebensdauern, sowie Interaktionen mit Abhängigkeiten von anderen Sektoren des Energiesystems zeitnah entsprechende Weichenstellungen nötig sind. Die notwendigen Maßnahmen und das exemplarische Instrumentenset zur Erreichung des Zielbereichs 1 ist in vielen Aspekten identisch bzw. sehr ähnlich mit denen zur Erreichung des Zielbereichs 2. In einigen Bereichen sind zur Erreichung des Zielbereichs 2 jedoch zwingend ambitioniertere Maßnahmen und Instrumente notwendig. Insbesondere, um frühzeitig Lock-In-Effekte zu vermeiden. Folglich erfolgt eine Hervorhebung der Unterschiede zwischen den beiden Zielbereichen und den daraus resultierenden Schlüssen. Zusammenfassend kann dazu festgestellt werden, dass die Maßnahmen und Instrumente, die notwendig sind, um die Wahrscheinlichkeit zur Zielerreichung des Zielbereichs 2 ggü. Zielbereich 1 zu maximieren, zeitnah umgesetzt werden müssen. Ein Umschwenken von Zielbereich 1 auf Zielbereich 2 auf Grund einer politischen Ambitionssteigerung wäre folglich, aufgrund frühzeitiger Lock-Ins im Bereich der energetischen Sanierungen und durch die mittlere Lebensdauer der TGA-Komponenten (von 20 bis 25 Jahren) in der Mittel- bis Langfrist, wahrscheinlich nahezu unmöglich bzw. nur mit einem sehr hohem finanziellen Aufwand und einem hohen Einsatz grauer Energie möglich.

Rahmenbedingungen

Die Wärmewende und die Energiewende insgesamt können nur gelingen, wenn Energie so effizient wie möglich genutzt wird. Bei der Weiterentwicklung der Gebäude-Bauteile (Gebäudehülle und Anlagentechnik) ist es dementsprechend notwendig, das Effizienzniveau der eingesetzten Techniken kontinuierlich weiter zu verbessen.

Zentral für die Zielerreichung ist die Dekarbonisierung des Stromsystems, sowie des in Gebäuden und Wärmenetzen eingesetzten Gases und der noch im Energiesystem genutzten flüssigen Brennstoffe. Die hierfür nötigen Techniken (v.a. bei Kesseln und KWK) sowie Infrastrukturen (z.B. Fernwärmeausbau) müssen ab sofort entwickelt und aufgebaut werden. Investitionen in Infrastrukturen sind langfristig und bei falschen/kontraproduktiven Entscheidungen drohen Lock-In Effekte. Aufgrund der Wandlungsverluste wird es nicht möglich sein, gasförmige und flüssige Energieträger im gleichen Ausmaß wie heute zu nutzen, da die dafür nötigen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten enorm wären und der Aufbau der Kapazitäten und Infrastrukturen (i) mit hohen Kosten, (ii) hohen Energieaufwendungen und (iii) hohen Unsicherheiten bezüglich Ort und Kohlenstoffquellen verbunden sind. Die Entwicklungen und Weichenstellungen in diesem Bereich müssen zeitnah angestoßen und auf globaler Ebene spätestens ab 2030 vorangetrieben werden.

Die Nutzung der Biomasse bedarf ebenfalls einer übergeordneten Koordination, da die nachhaltigen Potenziale in Deutschland und global begrenzt sind und sie dementsprechend zielgerichtet genutzt werden sollten. Aufgrund der Lebensdauern von Biomassekesseln sind in diesem Bereich Weichenstellungen bis 2025 nötig. Insbesondere muss festgelegt werden, ob bzw. in welchem Umfang Biomasse langfristig in Gebäuden energetisch genutzt wird/ werden kann.

Im Bereich der Infrastrukturen vor Ort (insbesondere Fernwärme- und Gasnetze) ist wegen der erwarteten Zunahme der Bedeutung der Fernwärme und des erwarteten Rückgangs des Endenergiebedarfs in Gebäuden auf kommunaler Ebene eine koordinierte Planung in Form einer strategischen Wärmeplanung ein zentraler Baustein, um Entwicklungen zu steuern und Lock-In-Effekte zu vermeiden.

Zielbereich 2

Der zentrale Unterschied zwischen Zielbereich 1 und 2 ist die Notwendigkeit der vollständigen Dekarbonisierung des in Gebäuden und Wärmenetzen eingesetzten Gases und der noch im Energiesystem genutzten flüssigen Brennstoffe. Neben den inländischen Anstrengungen muss insbesondere für Zielbereich 2 ab sofort international daran gearbeitet werden, Märkte und Infrastrukturen für synthetische Kraft- und Brennstoffe global zu entwickeln und aufzubauen, da anderenfalls mit Lock-In-Effekten zu rechnen ist.

Bedarfsreduktion im Gebäudebestand

Um den Energiebedarf in Gebäuden langfristig zu senken, sind eine Erhöhung der Sanierungsraten und -niveaus, sowie ein ambitioniertes Neubauniveau essentiell. Wie in den Ausführungen zu Zielbereich 1 dargelegt, sind die Gesamtkosten in Varianten, in denen das Gewicht stärker auf den Einsatz erneuerbarer Energien gelegt wird, etwas niedriger als in Varianten mit einer stärkeren Bedarfsreduktion durch energetische Sanierungen. Dennoch erscheint eine Transformationsstrategie, die auf starke Effizienzbeiträge setzt, risikoärmer zu sein. Hocheffiziente Gebäude sind eher „immun“ gegen Zielverfehlungen in anderen Bereichen und resilienter z.B. gegenüber Schwankungen bei den Energiepreisen. Bleiben die Sanierungsraten weiterhin niedrig, wird das entweder zu einer Verfehlung der Energieeinsparziele führen oder zu stark steigenden Kosten, die anfallen würden, weil dann zu einem späteren Zeitpunkt Investitionen in Sanierungsmaßnahmen notwendig werden, die außerhalb der normalen Investitionszyklen anfallen. Auch ist weder absehbar, dass KfW-70 kurzfristig der Leitstandard bei Sanierungen wird, noch, dass für Neubauten ein entsprechendes Niveau gilt, dass die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele erreicht. Die Fassung des zum 01.11.2020 inkrafttretenden GEG sieht für Neubau und Sanierungen niedrigere Anforderungen vor, als es aus Sicht der Untersuchungen im Rahmen dieser Studie nötig wäre. Ein Umsteuern und Ausrichten sowohl der gesetzlichen Anforderungen an Neubau und Sanierung, sowie Anpassungen der Förderkulisse (stärkerer Fokus auf ambitionierte Sanierungsniveaus) ist kurzfristig nötig, um nicht von vornherein auf einem Defizitpfad/ nicht zielkonformen Pfad zu sein.

Zielbereich 2

Im vorgeschlagen und untersuchten Maßnahmenbündel unterscheiden sich die Zielbereiche 1 und 2 vor allem hinsichtlich des Aufwuchses der Sanierungsrate. Schon für die Erreichung des Zielbereichs 1 ist eine Steigerung der mittleren Sanierungsrate im Zeitraum 2020 bis 2025 auf 1,75 % notwendig, mit einer Verstetigung bei 2,0 % ab 2035. Für Zielbereich 2 muss ein Aufwuchs auf 2,3 % bis 2025 mit danach weiter leicht steigenden Raten bis 2050 erfolgen. Die Neubau- und Sanierungsniveaus sind für beide Zielbereich identisch (Neubau bis 2025 auf KfW-55-Niveau, danach kfW-40-Niveau, Sanierung bis 2025 auf KfW-70-Niveau, danach KfW-55-Niveau).

Versorgungstechniken

Für die Wärmewende ist neben der Bedarfsreduktion zentral, dass weniger bzw. keine fossilen Brennstoffe mehr für die Wärmebereitstellung in Gebäuden eingesetzt werden und dementsprechend auch die fossilen Kessel und BHKWs in den Gebäuden durch erneuerbare Wärmebereitstellungstechnologien ersetzt werden. Klar ist, dass effiziente Heizungstechniken wie Wärmepumpen, stark an Bedeutung gewinnen werden. Weiterhin wird die Zahl der Wärmenetzanschlüsse in Gebäuden steigen. Die Nutzung synthetischer Brennstoffe in Gebäuden, sollte aufgrund der hohen Wandlungsverluste und der Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit und Preise auf ein Minimum beschränkt werden.

Zielbereich 2

Die beiden Zielbereiche unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Zeitschiene und des Ambitionsniveaus bezüglich der Verbote bestimmter Heiztechniken. So wird in Zielbereich 2 (im Vergleich zu Zielbereich 1) ein früheres Verbot von monovalenten Heizkesseln (Öl und Gas) unterstellt. Darüber hinaus wird in Zielbereich 2 angestrebt, Ölkessel komplett durch andere Techniken zu ersetzen, weshalb hier auch bivalente Ölkessel verboten werden – allerdings zu einem späteren Zeitpunkt. Auch die Rolle der Biomasse im Gebäudesektor, bzw. insgesamt im Energiesystem wird für Zielbereich 2 anders bewertet, weshalb auch Biomassekessel im Laufe der Wärmewende verboten werden. Eine klare Definition von Zielen bezüglich der Versorgungsstruktur in Gebäuden muss aufgrund der technischen Lebensdauer der meisten Kessel von 20 Jahren bis spätestens 2030 erfolgen, wird eine realistischere Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt, sind die Weichenstellungen bis 2025 vorzunehmen, um Lock-In-Effekte und damit höhere Kosten zu vermeiden.

Wärmenetze

Über Wärmenetze können verschiedene erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme kostengünstig und flexibel in das System integriert werden. Dementsprechend ist unter Annahme der Zielerreichung zu erwarten, dass die Fernwärme an Bedeutung gewinnen wird (steigender Anteil an der Endenergiebereitstellung in Gebäuden). Da der Wärmebedarf im Gebäudesektor insgesamt durch energetische Modernisierung vermindert wird und vor dem Hintergrund des notwendigen Fuel-Switchs in der Fernwärmeerzeugung, stehen diese Infrastrukturen vor großen Veränderungen. Dies betrifft sowohl den erforderlichen Ausbau der Wärmenetze und Integration saisonaler Speicher für die Einbindung erneuerbarer Energien, als auch deren Anpassung an zukünftige Anforderungen (Einbindung erneuerbarer Energien, Temperaturabsenkung in den Netzen, abnehmende Wärmeliniendichte …). Die Weichenstellungen bezüglich der Infrastruktur (v.a. Netze) müssen dabei sehr zeitnah erfolgen. Die Umstellung der Erzeugerinfrastruktur muss spätestens ab 2030 erfolgen, wird eine technische Lebensdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt (bei längeren Lebensdauern entsprechend früher).

Zielbereich 2

Die Maßnahmen zu Zielbereich 2 sind nahezu identisch mit denen in Zielbereich 1, mit dem Unterschied, dass zur Zielerreichung von Zielbereich 2 die Fernwärme vollständig dekarbonisiert werden muss, währen bei Zielbereich 1 ein gewisser Anteil der Wärmeerzeugung noch mittels Erdgas erfolgen kann. Zum Ersatz des Erdgases werden im Zielbereich 2 ab 2030 neben EE-Wärme und Abwärme auch synthetische Gase eingesetzt.

Instrumente

Wie bereits bei den Ausführungen zu den Rahmenbedingungen erwähnt liegen einige nötige Entwicklungen außerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Studie. Dies betrifft vor allem den EE-Anteil im Strom- und Gassektor. Die für die Erreichung der EE-Anteile möglichen und nötigen Instrumente sind daher hier nicht diskutiert worden. Außerdem finden sich sektorübergreifende Instrumente wie z.B. die CO_2-Bepreisung und Effizienzverpflichtungssysteme trotz ihrer großen Bedeutung nicht in der

Roadmap wieder. Die wirksame CO_2-Bepreisung für den Gebäudebestand wird jedoch als übergreifendes Instrument vorausgesetzt. Die diskutierten Maßnahmen und Instrumente sind immer im Zusammenspiel mit einem wirksamen CO_2-Preis zu verstehen.

Für das Gelingen der Wärmewende sind Instrumente nötig, die zielkonforme Entwicklungen und ein abgestimmtes Vorgehen unterstützen. Einer verpflichtenden strategischen Wärmeplanung auf kommunaler Ebene kommt daher eine zentrale Rolle zu. Diese muss dementsprechend ab sofort verankert werden. Darüber hinaus sind Instrumente für eine Steigerung der Sanierungsrate, sowie der Sanierungstiefe wichtig. Auch in diesem Bereich sind sofortige Anpassungen an bestehenden Instrumenten bzw. die Einführung weiterer ergänzender Instrumente, sowie deren kontinuierliche Überprüfung notwendig.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen und die Wärmewende erfolgreich zu vollziehen, ist ein Mix aus ordnungsrechtlichen Instrumenten, Beratungs- und Informationsmaßnahmen sowie angepassten und zielkonformen Förderungen notwendig. Im Zentrum stehen die Energiebedarfsreduktion und die teilweise (Zielbereich 1) bzw. vollständige (Zielbereich 2) Umstellung auf erneuerbare Energien in Gebäuden bis spätestens 2050. Das Gebäudeenergierecht muss auf die Langfristziele ausgerichtet werden, aber auch Verbote bestimmter Techniken und eine Reduktion von Ausnahmen sind notwendig. Schließlich ist ein dauerhaftes Monitoring der Entwicklungen im Wärmebereich bezüglich Sanierungsaktivitäten, Sanierungsqualitäten und tatsächlich erreichten Effekten unabdingbar, um die Politik in die Lage zu versetzen, den Instrumentenkasten in Hinblick auf die Zielerreichung jederzeit nachzujustieren.

Zielbereich 2

Das vorgestellte Instrumentenset benennt für Zielbereich 1 und 2 weitgehend identische Instrumente (mit Ausnahme einiger Unterschiede hinsichtlich ordnungsrechtlicher Vorgaben in der Versorgungstechnik). Hierbei handelt es sich jedoch einerseits nur um ein exemplarisches Set und andererseits sind bei der Ausgestaltung der einzelnen Instrumente Unterschiede denkbar und zum Erreichen der unterschiedlichen Ziele notwendig. Insbesondere beim Instrument der Mindestquote an erneuerbaren Energien für Wärmenetzbetreiber und beim Ergebnis des Strategiedialogs Biomasse sind auf Basis der vorangegangen Ausführungen Unterschiede zu erwarten. Weiterhin spielen je nach Zielbereich bestimmte Instrumente auch eine mehr oder minder wichtige Rolle (wie z.B. der Lenkungsrahmen für den Einsatz strombasierter synthetischer Brennstoffe).

6 Fazit

Der Szenarienvergleich aus Kapitel 1.1 zeigt, anhand der Differenzen zwischen Referenz- und Zielszenarien, dass das aktuelle Ambitionsniveau zur Erreichung der Klimaschutzziele im Gebäudebereich sowohl hinsichtlich des Zielbereichs 1 („nahezu klimaneutraler Gebäudebestand") als auch hinsichtlich des Zielbereichs 2 („Minderung der Gesamttreibhausgasemissionen um mindestens 95 %"[144]) nicht hinreichend ist.

Die Szenarienanalyse zeigt, dass in den Referenzszenarien flüssige und gasförmige Brennstoffe noch eine deutlich wichtigere Rolle spielen als in den Zielszenarien, die stark von Wärmepumpen/ strombasierter Wärmebereitstellung in Verbindung mit einer Dekarbonisierung der Stromerzeugung dominiert sind. Darüber hinaus setzen einige Szenarien deutlicher auf Energieeffizienzmaßnahmen als andere. Große Unterschiede weisen die Szenarien auch in Bezug auf den Einsatz von Biomasse in Gebäuden auf, da die Allokation der Biomasse in den Sektoren unterschiedlich ist. Tendenziell steigt die Bedeutung der Biomasse für Anwendungen mit höheren Temperaturanforderungen und für die Bereitstellung von Treibstoffen in einigen Szenarien. Im Rahmen der Wärmewende ist neben der emissionsfreien Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden die Fernwärme eine zentrale Technik. Im Vergleich zum Zielbereich 1 spielt die Fernwärme in den meisten Szenarien des Zielbereichs 2 eine wichtigere Rolle. Außerdem muss die Fernwärmebereitstellung zur Zielerreichung bis 2050 (nahezu) vollständig dekarbonisiert werden. Zur Erreichung des notwendigen Reduktionsgrads beim Endenergiebedarf ist in allen Szenarien ein Anstieg der Sanierungsrate notwendig. Die Zielszenarien des Zielbereichs 1 unterstellen einen Anstieg der jährlichen energetischen Sanierungsrate von 1,0 % (Durchschnitt im Zeitraum 2010-2016) auf 1,4-2,2 % im Jahr 2030 bzw. 1,4-3,1 % im Zieljahr 2050. In den Szenarien des Zielbereichs 2 liegen die Sanierungsraten im Schnitt noch höher als in Zielbereich 1 (in den meisten Zielszenarien deutlich über 2 %). Deutliche Unterschiede zeigen sich zwischen den beiden Zielbereichen auch hinsichtlich der Rolle von PtG/L in Gebäuden. In Zielbereich 1 spielen synthetische Brennstoffe in Gebäuden keine Rolle (nur in einem Szenario werden diese in Gebäuden eingesetzt). Die Ziele werden kosteneffizienter ohne diese erreicht. In Zielbereich 2 werden hingegen in einigen Szenarien große Mengen PtG/L insgesamt im Energiesystem benötigt um dieses zu dekarbonisieren und eine Gesamtemissionsminderung von mindestens-95 % zu erreichen. Allerdings spielen synthetische Brennstoffe in Gebäuden auch bei Zielbereich 2 nur in wenigen Szenarien eine i.d.R. untergeordnete Rolle.

Zusammenfassend lassen sich bei den Szenarien (insbesondere für Zielbereich 1) die folgenden zwei verschiedenen Szenariennarrative unterscheiden:

- Fokus auf Effizienzmaßnahmen und starke Reduktion des Endenergiebedarfs: Bottom-up Abschätzungen zu bestehenden Dämmrestriktionen, die für den Reduktionsgrad des Endenergiebedarfs eine Obergrenze darstellen; werden alle Gebäude, die prinzipiell sanierbar eingestuft sind, mit Passivhauskomponenten saniert, lässt sich der Endenergiebedarf um maximal 60 % reduzieren.
- Szenarien, bei denen das Ziel v.a. durch eine Dekarbonisierung der Endenergieversorgung erreicht wird: Der Anteil erneuerbarer Energien im Endenergieträgermix steigt signifikant, wesentliche Beiträge kommen aus Umgebungswärme (Wärmepumpen), Biomasse (v.a. Holz) und Solarthermie

[144] Dies bedeutet, dass der Gebäudesektor in den meisten Szenarien 2050 quasi keine THG-Emissionen mehr verursacht oder nur noch sehr geringe aufweist (z.B. 6 Mio. t CO2-Äq/a im Szenario KS95).

Aus den Szenarien können einige Anforderungen an neue/zusätzliche/weiterentwickelte Instrumente abgeleitet werden. Die Instrumente müssen so ausgestaltet sein, dass sie folgende Funktionalitäten erfüllen:

- Erhöhung der Sanierungsaktivität (Wärmeschutz + Energieträgerwechsel), dabei Sicherstellung, dass Sanierungsmarkt die erhöhte Nachfrage erbringen kann
- Ambitioniertere Sanierungsniveaus; dabei Sicherstellung, dass diese qualitativ hochwertig erbracht werden; Sanierungsniveau v.a. abhängig vom anvisierten Zielerreichungspunkt innerhalb des Zielkorridors
- Infrastrukturentwicklung v.a. bei Wärmenetzen (Erhöhung der Anschlussrate; Dekarbonisierungsstrategien); gleichzeitig Transformationsstrategien für die Gasinfrastruktur
- Einhaltung der Zwischenziele in Bezug auf die Treibhausgasemissionsminderung, um die langfristigen Ziele erreichen zu können
- Sicherstellung einer zügigen Dekarbonisierung des Energiesektors und insbesondere der Stromerzeugung (ambitionierter EE-Ausbau, Ausstieg aus der Kohleverstromung)
- Aufbau einer Infrastruktur für den Import und die inländische Erzeugung von Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Produkten.

Auf Basis dieser Erkenntnisse wurden die folgenden 10 gebäudesektorspezifischen Instrumente vorgeschlagen und detailliert beschrieben[145]:

- Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe
- Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grundsteuer
- Berücksichtigung der Energieeffizienz des Gebäudes in der Grunderwerbssteuer
- Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen
- Weiterentwicklung der Energie-Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG)
- Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen
- Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärmeversorgung auf bestehende Gebäude
- Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen
- Einführung eines Energieeffizienzverpflichtungssystems
- Regionale Beratungsnetzwerke

Bei der anschließenden qualitativen und quantitativen Bewertung der Instrumente zeigt sich, dass bis 2030 vor allem hohe THG-Einsparungen durch „Änderungen an den bestehenden Förderprogrammen“ erzielt werden können. Bis 2050 (und auch teilweise bereits bis 2030) spielen die Instrumente „Steuerliche Förderung für energetische Sanierungsmaßnahmen“, „Ausweitung der Nutzungspflicht des GEG für erneuerbare Wärme auf bestehende Gebäude“, „Einführung eines sukzessiv aufwachsenden Mindestanteils an erneuerbaren Energien und Abwärme in Fernwärmesystemen“ und „Einführung einer Gebäude-Klimaabgabe“ die wichtigste Rolle hinsichtlich THG-Einsparungen.

Wie im Rahmen der Entwicklung der Roadmaps für die Wärmewende im Gebäudesektor (in Kapitel 5) gezeigt, müssen die genannten Instrumente jedoch durch weitere, insbesondere auf die Rahmenbedin-

[145] Eine wirksame CO_2-Bepreisung für den Gebäudebestand wird als übergreifendes Instrument vorausgesetzt. Die konkrete Wirkung und Ausgestaltung wird im vorliegenden Vorhaben nicht untersucht, da dies detailliert in der parallel vom Umweltbundeamt durchgeführten Studie „Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ Maurer et al. 2020 erfolgt. Gleichwohl sind die diskutierten Maßnahmen und Instrumente immer im Zusammenspiel mit einer wirksamen CO_2-Bepreisung zu verstehen.

gungen abzielende, Instrumente ergänzt werden. Hierzu zählen z.B. die Anpassung bestehender Steuern- und Abgabensystem an die Anforderungen der Energiewende (inkl. CO_2-Bepreisung), die Entwicklung eines Lenkungsrahmen für den Einsatz strombasierter synthetischer Brennstoffe, die Entwicklung einer nationalen Allokationsstrategie für Biomasse mittels eins wissenschaftlich begleiteten politischen Dialogprozesses, die Einführung und rechtliche Verankerung einer verpflichtenden strategischen kommunalen Wärmeplanung, die Einführung einer PV/ST-Nutzungspflicht bei Neubauten und Dachsanierungen, die Entwicklung und ordnungsrechtliche Verankerung eines Zielfahrplans im GEG, die Ausweitung von Instrumenten zur Sicherstellung des Fachkräftemangels sowie Einbauverbote fossiler Wärmeerzeuger. Im Zielbereich 2 wird im Gegensatz zu Zielbereich 1 voraussichtlich auch ein Einbauverbot von Biomassekesseln nötig. Je nach Zielbereich spielen bestimmte Instrumente eine mehr oder minder wichtige Rolle, so kommt z.B. dem Lenkungsrahmen für den Einsatz strombasierter synthetischer Brennstoffe im Zielbereich 2 eine wichtigere Rolle zu als im Zielbereich 1. Schließlich ist ein dauerhaftes Monitoring der Entwicklungen im Wärmebereich bezüglich Sanierungsaktivitäten, Sanierungsqualitäten und tatsächlich erreichten Effekten unabdingbar, um die Politik in die Lage zu versetzen, den Instrumentenkasten in Hinblick auf die Zielerreichung jederzeit nachzujustieren. Durch die Roadmaps wird die zeitliche Dringlichkeit zur Umsetzung der Instrumente deutlich: Die Vielzahl der Instrumente sollte schon vor 2025 eingeführt bzw. umgesetzt werden. Die letzten Instrumente werden ab 2025 eingeführt, wobei der Großteil der Instrumente bis 2050 erhalten bleibt.

Die vorliegende Studie fokussiert auf die Entwicklungen im Bereich der Wärmebereitstellung und dabei insbesondere auf die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Auch die Instrumentenauswahl und -bewertung fokussiert sich auf die dabei relevanten AkteurInnen. Folglich zeigt sich bei der abschließenden akteurs- und hemmnisspezifischen Bewertung des vorgeschlagenen Instrumentensets, dass damit sektorspezifische Aspekte gut abdeckt sind. Hemmnisse, die eher im gesellschaftlichen Bereich zu finden sind, wie z.B. der Stellenwert von Klimaschutz bei Privathaushalten und im Rahmen von Unternehmensstrategien, die Demografie von EntscheiderInnen (v.a. Altersstruktur), und die Lösung von Verteilungerechtigkeiten (z.B. bei der Lastenverteilung von Sanierungen zwischen Mietern und Vermietern) werden durch die Instrumenten-Roadmap allerdings kaum berücksichtigt. Folglich stellen weitere Analyse, die über das hier vorgestellte sektorspezifische Instrumentenset hinausgehen, und dabei die Interaktion mit anderen Akteuren und Instrumenten aus anderen Sektoren bzw. sektorübergreifenden Instrumenten wie der CO_2-Bepreisung in den Blick nehmen, ein wichtiges Forschungsfeld dar.

7 Quellenverzeichnis

Agemar, Thorsten; Suchi, Evelyn; Moeck, Inga (2018): Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60 % erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte. Hg. v. Leibniz Institut für angewandte Forschung. Hannover.

AGFW (2006): AGFW - Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2005. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft AGFW e.V. Frankfurt.

AGFW (2008): AGFW Branchenreport 2007. Frankfurt.

AGFW (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Endbericht. Frankfurt am Main: AGFW-Projektges (Forschung und Entwicklung / AGFW, 24).

AGFW (2015): AGFW Hauptbericht 2014. Fassung 2. Hg. v. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte, Klima e.V. Frankfurt.

AGFW (2017): AGFW Hauptbericht 2016. Fassung 3. Hg. v. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte, Klima e.V. Frankfurt.

Albrecht, T.; Deffner, J.; Dunkelberg, E.; Hirschl, B.; van der Land, V.; Stieß, I. et al. (2010): Zum Sanieren motivieren. Eigenheimbesitzer zielgerichtet für eine energetische Sanierung gewinnen. Hg. v. Projektverbund ENEF-Haus.

BAFA (2018): Zulassung von Wärme- und Kältenetzen nach dem KWKG, Stand 26.02.2018.

BAFA (2020): Pressemitteilungen - Klimaschutzprogramm wirkt: Förderprogramme für Investitionen in energieeffizientes Bauen und Sanieren weiterhin erfolgreich. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Energie/2020_15_ee.html, zuletzt aktualisiert am 18.09.2020, zuletzt geprüft am 18.09.2020.

Bartelt, Martin; Beck, Jessica; Donner, Oliver; Marambio, Constanze; Michels, Armin; Ritzau, Michael et al. (2013): Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Endfassung des Abschlussberichtes.

Bauerfeld, K. (2017): Die neue Klärschlammverordnung. 4. NWZ Abwasser-Dialog. Nordstemmen, 11.10.2017. Online verfügbar unter http://www.n-w-z.de/wp-content/uploads/VortragBauerfeld4AbwDialog2017.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2019.

Bayerische Staatsregierung (2019): Energieatlas Bayern - Layer Wärmenetze. Online verfügbar unter https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=fFMQ3gZgcUE&theme=0010, zuletzt geprüft am 24.06.2019.

BBSR (2014): Neues Wohnen – Gemeinschaftliche Wohnformen bei Genossenschaften. Hg. v. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Bonn.

BDEW (2017): Strategiepapier: "Zukunft Wärmenetzsysteme". Hg. v. BDEW. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/strategiepapier-zukunft-waermenetzsysteme/, zuletzt geprüft am 20.01.2019.

BDEW (2018a): Fernwärmefluss 2017. Hg. v. BDEW. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Fernwaermefluss-2017_online_o_jaehrlich_Ki_31052018.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2019.

BDEW (2018b): Kenndaten der Wärme und Kälteversorger. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Kenndaten-Fernwaerme-ab-2008_online_o_jaehrlich_Ki_31052018.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2019.

Beckereit, Michael (2019): Ersatz HKW Wedel durch Energiepark Hafen. Hamburg, 24.10.2019.

BEE (2016): Effizient Erneuerbar – Was jetzt zum Gelingen einer Erneuerbaren Wärmewende getan werden muss. BEE-Positionspapier. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Berlin.

Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Consentec GmbH (Consentec), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), TU Wien, M-Five und TEP Energy GmbH. Hg. v. Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI). Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.09.2017.

Bertenrath, R.; Bähr, C.; Kleissner, A.; Schaefer, T. (2018): Folgenabschätzung Klimawandel und Strukturwandel in den Braunkohleregionen. IW-Gutachten. DEBRIV.

BET (2015): Erstellung einer Expertise zur Hamburger Fernwärmeversorgung; Handlungsalternativen für das Kohlekraftwerk in Wedel.

Biermayr, P.; Schriefl, E.; Baumann, B.; Sturm, A. (2005): Maßnahmen zur Minimierung von Reboundeffekten bei der Sanierung von Wohngebäuden (MARESI). Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Blesl, M.; Koziol, M.; Ludwig, M. C.; Rapp, H.; Tenberg, B.; Vautz, S.; Wolf, S. (2018): Die 40/40-Strategie: Unser Konzept für die Wärmewende. Hg. v. AGFW. Frankfurt am Main.

Blesl, Markus; Eikmeier, Bernd (2015): Die 70/70-Strategie: Konzept und Ergebnisse. Hg. v. AGFW. Frankfurt am Main.

Bloomberg (2018): New Energy Finance (NEF). Online verfügbar unter https://www.bloomberg.com/impact/products/bloombergnef/.

BMI (2018): Wege zum Effizienzhaus Plus. Hg. v. Bundesministerium des Innern und für Bau und Heimat. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/themen/bauen/effizienzhaus-plus.pdf;jsessionid=FBF5F6B259967E57ED287ECBB31CA64F.2_cid373?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 27.03.2019.

BMJV (20.10): EEWärmeG - Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/BJNR165800008.html, zuletzt geprüft am 11.07.2019.

BMU (2012): Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG-Erfahrungsbericht). gemäß § 18 EEWärmeG vorzulegen dem Deutschen Bundestag durch die Bundesregierung. Berlin. Online verfügbar unter undefined, zuletzt geprüft am 10.07.2019.

BMU (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2018.

BMUB (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).

Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutz-programm-2030-1673578, zuletzt geprüft am 25.11.2019.

BMVBS (Hg.) (2013): Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario –. Unter Mitarbeit von Nikolaus Diefenbach, Christian Malottki, Andreas Enseling, Tobias Loga, Holger Cischinsky, Britta Stein et al. (BMVBS-Online-Publikation 03/2013). Online verfügbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2013/DL_ON032013.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt aktualisiert am 2013.

BMVBS; dena (2010): Das Energiekonzept 2050. Hg. v. REGIERUNGonline. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/72488/778196/8c6acc2c59597103d1ff9a437acf27bd/infografik-energie-textversion-data.pdf?download=1, zuletzt geprüft am 23.11.2018.

BMWi (2014): Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz (NAPE).

BMWi (2015a): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin, zuletzt geprüft am 02.05.2016.

BMWi (2015b): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Die Entwicklung des Wärme- und Kältemarktes in Deutschland.

BMWi (2016): Impulspapier Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Hg. v. BMWi.

BMWi (2018): Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland. Energiedaten und -szenarien. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiepreise-und-Energiekosten/energiedaten-energiepreise-34.html.

BMWi (2019a): Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplans. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-des-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplans.pdf?__blob=publicationFile&v=12.

BMWi (2019b): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. Letzte Aktualisierung: 22.01.2019. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html, zuletzt geprüft am 19.01.2019.

BMWi; BMF (2015): Eckpunkte einer steuerlichen Förderung von energetischen Modernisierungsmaßnahmen im Gebäudesektor. Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI); Bundesfinanzministerium (BMF). Berlin. Online verfügbar unter http://docs.dpaq.de/8611-bmwi-bmf_eckpunkte_steuerliche-f_rderung_08_01_2015.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

BMWi | BMI (2019): Referentenentwurf: Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude - Gebäudeenergiegesetz (GEG). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/gesetz-zur-vereinheitlichung-des-energieeinsparrechts-fuer-gebaeude-gebaeudeenergiegesetz.html.

Bollinger, Bryan; Gillingham, Kenneth (2012): Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels. In: *Marketing Science* 31 (6), S. 900–912. DOI: 10.1287/mksc.1120.0727.

Bollmann, S.; Ellermann, H.; Bornholdt, M. (2017): Klimafreundliche Gewerbeimmobilien: Gebäudeeigentümer, Investitionsprozesse und neue Tools für mehr Investitionen in Klimaschutz. Hg. v. Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V. (DENEFF). Berlin.

Bosch Thermotechnik GmbH (2016): Dachsanierung: Modernisieren und Energiekosten senken. Hg. v. Bosch Thermotechnik GmbH. Online verfügbar unter https://www.effizienzhaus-online.de/dachsanierung, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

Brosowski, André; Adler, Philipp; Erdmann, Georgia; Thrän, Daniela; Mantau, Udo; Blanke, Christian (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status quo in Deutschland. Schlussbericht zum Vorhaben : Laufzeit: 01.10.2014 bis 31.03.2015. Deutsches BiomasseForschungsZentrum. Leipzig. Online verfügbar unter https://edocs.tib.eu/files/e01fb16/855625422.pdf.

Bruckner, Thomas (2017): Kommunale Energieversorger: Gewinner oder Verlierer der Energiewende? Bonn: Friedrich-Ebert-Stiftung (WISO Diskurs, 2017, 04).

Bruns, Elke (2012): Netze als Rückgrat der Energiewende. Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze. Berlin: Univ.-Verl. der TU.

Bruns, Elke; Futterlieb, Matthias; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd (2016): Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive? In: Carl Christian von Weizsäcker, Dietmar Lindenberger und Felix Höffler (Hg.): Interdisziplinäre Aspekte der Energiewirtschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg (Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft), S. 267–280.

Büdenbender, Ulrich (2011): Die kartellrechtliche Kontrolle der Fernwärmepreise. Essen: Etv (Düsseldorfer Schriften zum Energie- und Kartellrecht, Bd. 17).

Bundesgerichtshof, Urteil vom 25.10.1989, Aktenzeichen VIII ZR 229/88. In: *BGHZ 109, 118-127*.

Bundesgerichtshof, Urteil vom 29.04.2008, KZR 2/07, Beschluss vom 10.12.2008 - KVR 2/08.

Bundeskartellamt (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012. Bonn.

Bundeskartellamt (14.02.2017): Verfahren gegen Fernwärmeversorger abgeschlossen. Online verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2017/14_02_2017_Fernwaerme.html.

Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI) (Hg.) (2019): Das neue Gebäudeenergiegesetz – kurz zusammen gefasst, zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz. KSG, zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Bundesnetzagentur (2010): Jahresbericht 2010.

Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesnetzagentur (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur (2019): Marktstammdatenregister. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR.

Bundesregierung (Hg.) (2010): Energiekonzept. für eine umwelt schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin, zuletzt geprüft am 25.11.2019.

Bundesregierung (2019): Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude - Gesetzentwurf der Bundesregierung. Online verfügbar unter ,

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI) (2017): 10-Punkte-Plan für mehr Energieeffizienz bei Gebäuden, zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) (2019): BEE-Stellungnahme zum Entwurf zum Gebäudeenergiegesetz: Gebäudeenergiegesetz kein geeigneter Ordnungsrahmen für die Wärmewende im Gebäudesektor. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/bee-stellungnahme-zum-entwurf-zum-gebaeudeenergiegesetz-gebaeudeenergiegesetz-kein-geeigneter-ordnungsrahmen-fuer-die-waermewende-im-gebaeudesektor, zuletzt aktualisiert am 18.09.2020, zuletzt geprüft am 18.09.2020.

Bundesverband Geothermie (2019): Geothermie in Zahlen. Hg. v. Bundesverband Geothermie. Online verfügbar unter https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html, zuletzt geprüft am 27.01.2019.

Burger, Bruno (2019): Energieerzeugung | Energy Charts. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=2019, zuletzt aktualisiert am 23.11.2019, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Bürger, V.; Bauknecht, D.; Hermann, A.; Schulze, F.; Dross, M. (2006): Klimapolitische Eckpunkte für die Novelle des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG). Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes. Endbericht. Freiburg, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

Bürger, V.; Hesse, T.; Palzer, A.; Köhler, B.; Herkel, S.; Engelmann, P.; Quack, D. (2017): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Energieeffizienzpotenziale und die Auswirkungen des Klimawandels auf den Gebäudebestand. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Öko-Institut e. V.; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-11-06_climate-change_26-2017_klimaneutraler-gebaeudebestand-ii.pdf, zuletzt geprüft am 11.03.2019.

Bürger, Veit; Steinbach, Jan; Kranzl, Lukas; Müller, Andreas (2019): Third party access to district heating systems - Challenges for the practical implementation. In: *Energy Policy* 132, S. 881–892. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.06.050.

Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg (21.05.19): Kohleausstieg für die Hamburger Fernwärme. Drucksache 21/17287. Online verfügbar unter https://www.buergerschaft-hh.de/parldok/dokument/66861/kohleausstieg_fuer_die_hamburger_fernwaerme_konsens_mit_den_initiatorinnen_und_initiatoren_der_volksinitiative_tschuess_kohle.pdf.

Busic-Sontic, Ante; Fuerst, Franz (2018): Does your personality shape your reaction to your neighbours' behaviour? A spatial study of the diffusion of solar panels. In: *Energy and Buildings* 158, S. 1275–1285. DOI: 10.1016/j.enbuild.2017.11.009.

C.A.R.M.E.N. e. V. (o. D.): Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizwerken. Hg. v. C.A.R.M.E.N. e. V. Online verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizwerke/wirtschaftlichkeit/81-wirtschaftlichkeit-von-biomasseheizwerken, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

Christidis, A.; Mollenhauer, E.; Tsatsaronis, G.; Schuchardt, G.; Holler, S.; Böttger, D.; Bruckner, T. (2017): EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und EnEff-Wärme: Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung. Hg. v. Technische Universität Berlin.

Cischinsky, H.; Diefenbach, N. (2018): Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Unter Mitarbeit von A. Beer, R. Born, J. Calisti, G. Lohmann, I. Nowak, G. Nuss und M. Rodenfels. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt, zuletzt geprüft am 08.03.2019.

Clausen, J. (2013): Wärmenetze und Langzeitwärmespeicher als Schlüsseltechnologien der nachhaltigen Wärmeversorgung. Entwicklungspotenziale und Handlungsoptionen. Vertiefungsstudie im Rahmen des Vorhabens „Diffusionspfade“ im Rahmen der BMBF Bekanntmachung „Innovationspolitische Handlungsfelder für die nachhaltige Entwicklung“ im Rahmen der Innovations- und Technikanalyse. Berlin.

co2online gGmbH (2019a): Heizspiegel für Deutschland 2019, zuletzt geprüft am 15.10.2020.

co2online gGmbH (Hg.) (2019b): Solarthermie: Kosten, Preise & Amortisation – mit Rechner. Online verfügbar unter https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/solarthermie/solarthermie-preise-kosten-amortisation/, zuletzt geprüft am 27.03.2019.

Colmenar-Santos, Antonio; Rosales-Asensio, Enrique; Borge-Diez, David; Blanes-Peiró, Jorge-Juan (2016): District heating and cogeneration in the EU-28: Current situation, potential and proposed energy strategy for its generalisation. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62, S. 621–639. DOI: 10.1016/j.rser.2016.05.004.

Danish Energy Agency (2016): Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. Online verfügbar unter https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and.

Danish Energy Agency (2019): Technology Data for energy storage. Online verfügbar unter https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage.

David, A. (2016): Large heat pumps in European district heating systems. En+Eff-22nd International Trade Fair and Congress. Frankfurt. Online verfügbar unter https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/160420_1600_1730_2nd-place_Andrei-David_presentation.pdf, zuletzt geprüft am 05.07.2019.

DDIV (2013): Zugangsvoraussetzungen Zugangsvoraussetzungen für Immobilienverwalter schaffen. Ein Plädoyer für mehr Qualität und Verbraucherschutz beim Wohneigentum. Hg. v. Dachverband Deutscher Immobilienverwalter e.V. Online verfügbar unter https://ddiv.de/hp581/Broschueren.htm, zuletzt geprüft am 04.04.2019.

dena; ewi (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.

Destatis (2014): Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland. Erste Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung 2011. Hg. v. Statistische Ämter des Bundes und der Länder.

Deutsch-Dänische Handelskammer (2019): Dänermark: Wärmeerzeugung mit Bioenergie. Zielmarktanalyse 2019 mit Profilen der Marktakteure. Online verfügbar unter https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma_daenemark_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2016): Der dena-Gebäudereport 2016. Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Deutsche Wohnen SE (2020): Konzept für einen sozialverträglichen Klimaschutz im Gebäudesektor. Positionspapier, zuletzt geprüft am 18.09.2020.

Deutscher Bundestag (2015): Energiestatistikgesetz. EnStatG, vom 26.07.2002 (BGBl. I S. 2867), das zuletzt durch Artikel 273 der Verordnung vom 31.08.2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

Deutscher Bundestag (2016): Drucksache 18/10350 vom 16.11.2016.

Deutscher Bundestag (2017a): Drucksache 18/12226 vom 04.05.2017. Erneuerbare Energien und Abwärme-Nutzung in der Wärmeversorgung.

Deutscher Bundestag (2017b): Energiestatistikgesetz. EnStatG, vom 06.03.2017 (BGBl. I S. 392).

Deutscher Bundestag (2017c): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen. GWB, vom 26.06.2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 10 Absatz 9 des Gesetzes vom 30.10.2017 (BGBl. I S. 3618) geändert worden ist.

Deutscher Bundestag (2018): Drucksache 19/1914 vom 25.5.2018.

Deutscher Bundestag (08.05.2019): Stand beim Gebäudeenergiegesetz. … Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/presse/hib/640976-640976, zuletzt geprüft am 18.07.2019.

Diefenbach, N.; Clausnitzer, K.-D.; Cischinsky, H.; Rodenfels, M. (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt; Bremer Energie-Institut. Darmstadt, Bremen, zuletzt geprüft am 02.12.2019.

Diefenbach, N.; Stein, B.; Loga, T.; Rodenfels, M.; Jahn, K.; Gabriel, J. (2018): Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2016. Institut Wohnen und Umwelt (IWU); Fraunhofer IFAM. Darmstadt, Bremen, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Dütschke, E.; Wesche J. (2018): Vernetzt für die Wärmewende. Welche Faktoren fördern oder behindern die Entstehung neuer kommunaler Wärmenetze? In: *Energie & Management*, S. 24.

Ecofys (2013): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 18 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes. Online verfügbar unter http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Vorbereitung_und_Begleitung_bei_der_Erstellung.pdf.

Edel, M.; Kühnel, C.; Reinholz, T. (2017): Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.

Eikmeier, Bernd; Seefeldt, F.; Bleyl-Androschin, J. W.; Arzt, C.; Neußer, W. (Hg.) (2009): Contracting im Mietwohnungsbau. Ein Projekt des Forschungsprogramms "Allgemeine Ressortforschung" des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Deutschland. Berlin: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (Forschungen / Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 141). Online verfügbar unter www.gbv.de/dms/zbw/609228447.pdf.

EnergieAgentur.NRW (2010): Contracting in Kommunen – und es funktioniert doch! Modernisieren mit externen Energiedienstleistern. Online verfügbar unter www.coaching-kommunaler-Klimaschutz.de/fileadmin/inhalte/Dokumente/StarterSet/EnergieagenturNRW_contracting.pdf, zuletzt geprüft am 03.04.2019.

energie-experten.org (2016): EnEV 2016 Pflichten im Überblick. Online verfügbar unter https://www.energie-experten.org/energie-sparen/energieberatung/energieeinsparverordnung-enev/enev-2016.html, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

energie-experten.org (2018a): Erdwärmeheizung: Kosten und Wirtschaftlichkeit. Hg. v. energie-experten.org. Online verfügbar unter https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/erdwaerme/erdwaermeheizung/kosten.html, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

energie-experten.org (2018b): Lohnen sich neue Fenster? Online verfügbar unter https://www.energie-experten.org/bauen-und-sanieren/fenster/kauf-ratgeber/neue-fenster.html, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

Energieinstitut Vorarlberg (Hg.) (2018): Economicum. Alles Strom!? Hocheffiziente Gebäude und PV im Energiesystem der Zukunft. Online verfügbar unter https://www.energieinstitut.at/pdfviewer/economicum_themenband-6/.

enervis energy advisors (2015): Der Klimaschutzbeitrag des Stromsektors bis 2040. Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.

EnEV online: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. EEWärmeG, vom 2011. Online verfügbar unter http://www.enev-online.de/eewaermeg/2011/05_anteil_erneuerbarer_energien.htm, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

EuPD Research (2016): Photovoltaik-Preismonitor Deutschland. Ergebnisse 1. Quartal 2016, zuletzt geprüft am 09.04.2019.

Europäische Kommission (2017): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (,). Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:3eb9ae57-faa6-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF.

Europäisches Parlament / Rat (2009): Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Europäisches Parlament / Rat (2010): Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0031&qid=1562675903833&from=DE.

Europäisches Parlament / Rat (2018a): Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0844&qid=1562675874458&from=DEhttps://www.google.de.

Europäisches Parlament / Rat (2018b): Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EERL).

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (o. D.): Wirtschaftlichkeit. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Online verfügbar unter https://biogas.fnr.de/gewinnung/wirtschaftlichkeit/.

Fachhochschule Dortmund; IAT Institut Arbeit und Technik; iup Institut für Umweltplanung; RUFIS; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt Energie GmbH (2015): InnovationCity Ruhr Modellstadt Bottrop - Zwischenbilanz 2010 bis 2015. Erarbeitet im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung. Online verfügbar unter www.icruhr.de/fileadmin/media/downloads/Zwischenbilanz/Zwischenbilanz_v1_db.pdf, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

Falkenberg, Hanno; Klotz, E. M.; Koepp, M.; Thamling, Nils; Wünsch, M.; Ziegenhagen, Inka (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbaren Energien. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Fehrenbach, Horst; Giegrich, Jürgen; Köppen, Susanne (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf.

Fette, M.; Idrissova, F.; Jochem, E.; Kost, C.; Reitze, F.; Schulz, W. et al. (2011): Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie. Arbeitspaket 2 - Bestandsaufnahme und Strukturierung der Akteure des Wärme- und Kältemarktes. Hg. v. Fraunhofer ISE.

Fischer, C.; Cludius, J.; Förster, Hannah; Fries, T.; Hünecke, K.; Keimeyer, F. et al. (2020): Möglichkeiten der Instrumentierung von Energieverbrauchsreduktion durch Verhaltensänderung. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Fischerdick, Mafred; Schwüer, Dietmar; Leprich, Uwe; Gerhardt, Norman; Schumacher, Patrick; Henning, H.-M. et al. (2015): Die Rolle der Wärme im Energiesystem: Systemaspekte. In: *FVEE Themen,* zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Flamme, S.; Hanewinkel, J.; Quicker, P.; Weber, K. (2018): Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. Hg. v. Umweltbundesamt (Texte, 51/2018).

Fleuchaus, Paul; Godschalk, Bas; Stober, Ingrid; Blum, Philipp (2018): Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, S. 861–876. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.057.

Fouad, Nabil A. (2010): Bauphysik-Kalender 2010. Berlin: Ernst & Sohn (Bauphysik-Kalender, 10.2010). Online verfügbar unter http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9783433600474.

Fraunhofer ISE (2015): Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Unter Mitarbeit von H.-M. Henning und A. Palzer. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg, zuletzt geprüft am 12.03.2019.

Fraunhofer ISE (2018a): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Unter Mitarbeit von C. Kost, T. Schlegl, S. Shammugam, V. Jülch und H.-T. Nguyen. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Fraunhofer ISE (2018b): Workshop beim Netzwerktreffen der Akteure der energetischen Gebäudesanierung am 07.05.19 in Berlin, durchgeführt von Jessica Berneiser und SebastianHerkel, im Rahmen des Projekts „Systemische Herausforderungen der Wärmewende“. Unter Mitarbeit von Jessica Berneiser Sebastian Herkel.

Fraunhofer ISI; adelphi (2019): Monitoring der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke. Dritter Jahresbericht. BMWi-Projekt-Nr.: 018/17, zuletzt geprüft am 15.10.2020.

Fraunhofer ISI; consentec GmbH; ifeu; TU Wien; M-Five; TEP Energy GmbH (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Unter Mitarbeit von N. Gerhardt, F. Sandau, S. Becker, A. Scholz, P. Schumacher und D. Schmidt. Hg. v. Agora Energiewende, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.

Freie und Hansestadt Hamburg (2018): Hamburgisches Gesetz zu Aufbau und Pflege eines Wärmekatasters(Hamburgisches Wärmekatastergesetz - HmbWktG), vom 31.08.2018. Fundstelle: HmbGVBl. 2018, S. 279.

Frondel, Manuel; Janßen-Timmen, Ronald; Sommer, Stephan (2018): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2016 und 2017 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung.

Frontier Economics Ltd. (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Hg. v. Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. Berlin, Köln, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

GdW (2013): GdW Energieprognose 2050. Sanierungsfahrplan entsprechend Energiekonzept der Bundesregierung für die durch GdW-Unternehmen bewirtschafteten Bestände. Hg. v. Bundesverband der deutschen Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.

GdW (2018): Bisher nicht veröffentlichte Erhebung des GdW (Gesamtverband der Deutschen Wohnungswirtschaft).

geea; dena (2017): Gebäudestudie: Szenarien für marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Die Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz (geea); Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Geiger, B. (2018): Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2017 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Technische Universität München.

GeotIS Geothermische Standorte (2018): Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland in Bezug auf: AGEMAR, T., WEBER, J. & SCHULZ, R. (2014): Deep Geothermal Energy Production in Germany – Energies 2014 Band 7 Heft 7, 4397–4416. Fernwärme. Online verfügbar unter www.geotis.de, zuletzt geprüft am 12.12.2018.

Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A. et al. (2018): Klimapfade für Deutschland. Hg. v. The Boston Consulting Group und Prognos AG, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Gerhardt, N.; Ganal, I.; Jentsch, M.; Rodriguez, J.; Stroh, K.; Buchmann, E. (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG Klimazielszenarien. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem. Hg. v. Fraunhofer IEE.

Gils, Hans Christian (2015): Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Unter Mitarbeit von Universität Stuttgart.

Gläß, Anne-Christin (2016): Rechtsfragen des kommunalen Anschluss- und Benutzungszwangs in Zeiten von Klimawandel und Energiewende. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos (Leipziger Schriften zum Umwelt- und Planungsrecht, Band 32).

Gläß, Anne-Christin (2017): Fernwärmenutzung als Mittel zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes? In: *Neue Juristische Online Zeitschrift*, S. 1338.

Gölz, S. (2018): Analysis of the heating and cooling consumers and recommendations in terms of new business models and regulatory framework. Validation workshop European Technology and Innovation Platform – Renewable Heating and Cooling. Brüssel.

Gores, S.; Jörß, W.; Harthan, R.; Ziesing, H. J.; Horst, J. (2014): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Öko-Institut e.V. FKZ 371097198. Climate Change 2/2014. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

Gossen, Maike; Nischan, Carolin (2014): Regionale Differenzen in der Wahrnehmung energetischer Sanierung. Ergebnisse einer qualitativen Befragung von GebäudeeigentümerInnen zu energetischer Sanierung in zwei unterschiedlichen Regionen. Hg. v. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin, zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Greller, M.; Bieberbach, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (65/8), S. 14–17.

Groscurth, Helmuth-M.; Bode, Sven; Kühn, Isabel (2010): Basisgutachten zum Masterplan Klimaschutz für Hamburg. Hg. v. Behörde für Umwelt und Energie. Online verfügbar unter https://www.hamburg.de/contentblob/4356142/d35ac390ff234478e818023286d2a2b4/data/d-basisgutachten-mapla.pdf.

Grosse, Robert; Binder, Christopher; Wöll, Stefan; Geyer, Roman; Robbi, Steffen (2017): Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. Hg. v. Publications Office of the European Union. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/long-term-2050-projections-techno-economic-performance-large-scale-heating-and-cooling-eu.

Grote, L.; Hoffmann, P.; Tänze, G. (2015): Studie Abwärmenutzung – Potenziale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge. IZES. Saarbrücken.

Gudmundsson, Oddgeir; Thorsen, Jan Eric; Brand, Marek (2017): Cost analysis for Cold District Heating versus Low Temperature District Heating. 3rd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating. Koppenhagen, 2017. Online verfügbar unter https://smartenergysystems.eu/wp-content/uploads/2019/04/1_4DH2017_Oddgeir.pdf.

Haan, P. de; Peters, A.; Semmling, E.; Marth, H.; Kahlenborn, W. (2015): Rebound-Effekte: Ihre Bedeutung für die Umweltpolitik. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/rebound-effekte-ihre-bedeutung-fuer-die.

Haimann, R. (2015): Warum sogar Opa jetzt einen Kredit bekommt. Welt. Online verfügbar unter https://www.welt.de/finanzen/immobilien/article150142103/Warum-sogar-Opa-jetzt-einen-Kredit-bekommt.html, zuletzt geprüft am 03.04.2019.

Hanse Werk Natur: Multifunktionsspeicher. Online verfügbar unter https://www.hansewerk-natur.com/de/technologien/projekte/multifunktionsspeicher.html.

Hänsel, Monika; Heck, Peter; Anton, Thomas; Latzko, Stephan; Reis, Alexander (2013): Integriertes Klimaschutzkonzept und Teilkonzepte „Er-schließung der verfügbaren Erneuerbare-Energie-Potenziale“ und „Integrierte Wärmenutzung in Kommunen-für die Stadt Pasewalk. Hg. v. Stadt Pasewalk. Online verfügbar unter https://pasewalk.de/fileadmin/02_content/Bekanntmachungen/ortsrecht-satzungen/Klimaschutzkonzept/Klimaschutzkonzept_Pasewalk_Stadt_Endbericht.pdf.

Harthan, Ralph O.; Emele, Lukas; Hermann, Hauke; Matthes, Felix Chr. (2017): Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO2-Emissionen. Hg. v. Öko-Institut. Berlin. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen.pdf.

HEATSTORE (2019): Underground Thermal Energy Storage (UTES). state of the art, example cases and lessons learned. Online verfügbar unter https://www.heatstore.eu/downloads.html.

Heinze Marktforschung (2008): Modernisierungsmarkt 2008. Modernisierungsaktivitäten von Bewohnern und privaten Vermietern im Wohnungsbau. Produktbereich Heizung, Dämmung und Fenster. Celle.

Heitel, S.; Kämpf-Dern, A.; Pfnür, A. (2012): Nachhaltiges Management von Stakeholderbeziehungen kommunaler Wohnungsunternehmen. Eine empirische Untersuchung am Beispiel der bauverein AG Darmstadt. Hg. v. Andreas Pfnür (Arbeitspapiere zur immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis, Band Nr. 27).

Henger, R. (2020): Kommt eine mutlose Grundsteuerreform? -Simulations-und Wirkungsanalyse verschiedener Reformmodelle. In: *Mannheimer Schriften zu Wohnungswesen, Kreditwirtschaft und Raumplanung,* (22), zuletzt geprüft am 15.10.2020.

Henger, R.; Runst, P.; Voigtländer, M. (2017): Energiewende im Gebäudesektor. Handlungsempfehlungen für mehr Investitionen in den Klimaschutz. Hg. v. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Köln, zuletzt geprüft am 03.04.2019.

Hensel, Piet (2013): Optimierung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen unter Berücksichtigung eines bestehenden Gasnetzes. Paderborn.

Henzelmann, T.; Kohl, I.; Henritzki, P.; Anke, C.P (2017): Fokus - Wärmewende in Sicht. Hg. v. Roland Berger GmbH.

Hinz, Eberhard (2012): Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Institut für Wohnen und Umwelt (IWU). Berlin (BMVBS-Online-Publikation, 07/2012). Online verfügbar unter http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL_ON072012.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

Hinz, Eberhard (2015): Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten. Endbericht. Institut für Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt.

Holm, A. H.; Mayer, C.; Stephanos, C. (2015): Wirtschaftlichkeit von wärmedämmenden Maßnahmen. Hg. v. FIW München. München. Online verfügbar unter http://www.fiw-muenchen.de/media/pdf/wirtschaftlichkeit_daemmung_gdi_studie_2015_online.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2019.

Holstenkamp, Lars; Strodel, Nikolai; Opel, Oliver; Neidig, Philipp; Degenhart, Heinrich; Schomerus, Thomas et al. (2016): Querschnittstudie Erfolgsfaktoren für mitteltiefe Aquiferwärmespeicher in Norddeutschland. Hg. v. Deutscher Geothermie Kongress. Essen.

ifeu (2018): EnEff: Wärme – Netzgebundene Abwärmenutzung. Potenziale industrieller Abwärme in Wärmenetzen ermitteln. NENIA. Hg. v. FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Karlsruhe, Heidelberg. Online verfügbar unter https://projektinfos.energiewende-bauen.de/projekt/potenziale-industrieller-abwaerme-in-waermenetzen-ermitteln/, zuletzt aktualisiert am 04.07.2019.

ITAD e.V. (2019): Anlagendatenbank. Hg. v. ITAD Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. Online verfügbar unter https://www.itad.de/information/anlagen, zuletzt geprüft am 24.01.2019.

Jahnke, K. (2009): Projekt „Energie nachhaltig konsumieren – nachhaltige Energie konsumieren". Analyse der Mesoebene - Praxisakteure im Blickfeld nachhaltigen Wärmekonsums. Hg. v. Bremer Energie Institut.

Jochum, Patrick; Lempik, Julia; Böttcher, Saskia; Stelter, Dennis; Krenz, Tobias; Mellwig, Peter et al. (2017): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Kurztitel: Anlagenpotenzial : Endbericht. Beuth-Hochschule für Technik Berlin; Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg.

Kenkmann, Tanja; Braungardt, Sibylle (2018): Das Handwerk als Umsetzer der Energiewende im Gebäudesektor. Hg. v. Öko-Institut, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Kiesel, Florentine (2016): Energiestatistiken – Die Energiewirtschaft zwischen Berichtspflicht und Datennutzung. Nutzertagung zur Novelle des Energiestatistikgesetzes. BDEW. Wiesbaden, 21.06.2016.

Kleemann, M. (2006): Verdopplung des Modernisierungstempos bis 2020. Evaluierung der Energie- und CO2-Einsparung im Auftrag des Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (BDH). Verband für Wärmelieferung e.V. Hannover.

Klees, Andreas (Hg.) (2013): Energie, Wirtschaft, Recht. Festschrift für Peter Salje ; zum 65. Geburtstag am 9. Februar 2013. Unter Mitarbeit von Peter Salje. Köln: Heymanns.

Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) GmbH; Fraunhofer IBP; Energieinstitut Vorarlberg; Karlsruher Institut für Technologie; ebök Planung und Entwicklungs GmbH (Hg.) (2014): Über den Sinn von Wärmedämmung. Argumente zur Überwindung von Missverständnissen. Psotionspapier 4/2014, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Knierim, Rudolf (2007): Rücklauftemperatu: Ungehobener Schatz für Versorger und Kunden. In: *EuroHeat&Power* 36. Jahrgang (3), S. 56–65.

Kohlekommission (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Beschluss vom 26.01.2019. Online verfügbar unter http://docs.dpaq.de/14440-190126_abschlussbericht_kommission_wachstum_strukturwandel_und_besch_ftigung_beschluss.pdf.

Köhler, B.; Stobbe, M.; Moser, C.; Garzia, F. (2018): Crave Zero: Guideline II: nZEB Technologies: Report on cost reduction potentials for technical NZEB solution sets, zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Konstantin, Panos (2018): Praxisbuch der Fernwärmeversorgung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Körber, Torsten (2015): Drittzugang zu Fernwärmenetzen. 2. Aufl. [Jena]: JWV, Jenaer Wiss. Verl.-Ges (Schriften des Instituts für Energiewirtschaftsrecht an der Friedrich-Schiller-Universität Jena, Bd. 2).

Korhonen, Harri-Pekka (2014): Regulated thierd-party access in heat markets: policy and stakeholder expecations. … Online verfügbar unter https://www.oxera.com/wp-content/uploads/2018/07/Heat-markets.pdf.pdf.

Kühne, J. (2016): Power -to-(District)Heat – Kraft- Power-to-(District)Heat - Wärme-Kopplung anders betrachtet. Berliner Energietage 2016. Berliner Energietage, 13.04.2016. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Sektorkopplung/04_Kuehne_Praesentation_BET_13042016.pdf, zuletzt geprüft am 28.01.2019.

LAK Energiebilanzen (2019a): Energiebilanzen - Quellendokumentation. Online verfügbar unter http://www.lak-energiebilanzen.de/quellendokumentation/, zuletzt geprüft am 19.01.2019.

LAK Energiebilanzen (2019b): Umwandlungsausstoß aus Fernwärmeerzeugung. Hg. v. LAK Energiebilanzen. Online verfügbar unter http://www.lak-energiebilanzen.de/umwandlungsausstoss-aus-fernwaermeerzeugung/, zuletzt geprüft am 20.01.2019.

Lämmle, M. (2019): Thermal management of PVT collectors. Development and modelling of highly efficient glazed, flat plate PVT collectors with low-emissivity coatings and overheating protection. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (Solar energy and systems research).

Land Schleswig-Holstein (2017): Wärmenetzkarte. Hg. v. Innenministerium Schleswig-Holstein. Online verfügbar unter https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/W/wohnen/waermenetzkarte.html.

Land Thüringen (2018): Thüringer Gesetz zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels. ThürKlimaG. Fundstelle: GVBl. 2018, 816. Online verfügbar unter http://landesrecht.thueringen.de/jportal/?quelle=jlink&query=KlimaSchG+TH&psml=bsthueprod.psml&max=true.

Landeskartellbehörde für Energie (LKartBE) (2016): Strukturen der Fernwärmeversorgung in Schleswig-Holstein. Online verfügbar unter http://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiewirtschaft/Downloads/fernwaermebericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Landtag Baden-Würtemberg (2015): Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Würtemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG). Online verfügbar unter http://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&docid=VB-BW-GBl2015151&psml=bsbawueprod.psml&max=true.

Landtag Schleswig-Holstein (2017): Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein - EWKG) vom 7. März 2017.

Lehnert, Wieland; Vollprecht, Jens: Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. In: *Zeitschrift für Umweltrecht* 2009 (6), S. 307–317.

Li, Haoran; Nord, Natasa (2018): Transition to the 4th generation district heating - possibilities, bottlenecks, and challenges. In: *Energy Procedia* 149, S. 483–498. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.08.213.

Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. 2. Erweiterte Auflage. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU). Darmstadt.

Lucas, Klaus; Gebhardt, M.; Kohl, H.; Steinrötter, Th. (2002): Preisatlas. Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Institut für Energie und Umwelttechnik e.V. (IUTA). Duisburg-Rheinhausen, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

Lund, H.; Werner, S.; Wiltshire, S.; Svendsen, S.; Thorsen, J. E. et.al. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH) - Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. In: *Energy* 68, S. 1–11.

Maaß, C.; Dr. Sandrock, M., Fuß, G. (2018): Kurzgutachten: Strategische Optionen zur Dekarbonisierung und effizienteren Nutzung der Prozesswärme und- kälte. Hg. v. Hamburg Institut. Online verfügbar unter https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/180405-BEE-Prozess-wrme_fin.pdf, zuletzt geprüft am 11.09.2018.

Maaß, C.; Sandrock, M.; Weisleder, S. (2017): Vertiefende Untersuchung zur grundsätzlichen Machbarkeit eines Strohheizwerkes für die Hamburger Fernwärme. Online verfügbar unter https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/2017_Vertiefung-Stroh_HI-kl.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2019.

Maaß, Christian; Sandrock, Matthias (2017): Expertise Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg - Handlungsalternativen GuD Wedel. 5. Sitzung des Energienetzbeirats Hamburg, 2017.

Maaß, Christian; Sandrock, Matthias; Weyland, Raphael; Volmer, Matthias (2015): Fernwärme und Verbraucherschutz. Praxisbericht für die Verbraucherzentrale. Hg. v. Verbraucherzentrale Hamburg e. V.

Mahler, B.; Idler, S.; Nusser, T. (2019): Energieaufwand für Gebäudekonzepte im gesamten Lebenszyklus. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA), zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Malins, Chris (2017): Waste not want not - understanding the greenhouse gas implications of diverting waste and residual materials to biofuel production. In: *Cerulogy and the International Council on Clean Transportation,* zuletzt geprüft am 31.07.2020.

Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd; Bekk, Anke; Held, Anne; Klobasa, Marian; Greinacher, Dominik; Günther, Reinald (2020): Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung (Climate Change), zuletzt geprüft am 15.10.2020.

Mauthner, F.; Herkel, S. (2016): Report Technology and Demonstrators - Technical Report Subtask C – Part C1. Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments. IEA Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments. Gleisdorf.

Mazzucchelli, P.; Jossart, J. M.; Dumas, P.; Dias, P.; Desmedt, J.; Salenbien, R. et al. (2019): Support to key activities of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling. Luxemburg, zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Mellwig, Peter (2016): Wie sieht der Wärmemix der Zukunft aus? Optionspfade und Abhängigkeiten. Berliner Energietage. Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu). Berlin, 13.04.2016, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Mieritz, T.; Wachholz, C.; Sieberg, U. (2012): Gut beraten sanieren. Leitfaden für den Aufbau regionaler Netzwerke. Unter Mitarbeit von M. Ossenkop und C. Jerger. Hg. v. Naturschutzbund Deutschland (NABU) e.V. Berlin, zuletzt geprüft am 03.04.2019.

Müller, Thorsten; Oschmann, Volker; Wustlich, Guido (2009): EEWärmeG - Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. 1. Aufl., Stand: Rechtsstand: voraussichtlich Dez. 2008. München: Beck, C H (Gelbe Erläuterungsbücher).

Nitsch, J. (2016): Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Hg. v. Bundesverband Erneuerbarer Energien e. V. Stuttgart, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Nolan, Jessica M.; Schultz, P. Wesley; Cialdini, Robert B.; Goldstein, Noah J.; Griskevicius, Vladas (2008): Normative social influence is underdetected. In: *Personality & social psychology bulletin* 34 (7), S. 913–923. DOI: 10.1177/0146167208316691.

NOW GmbH (Hg.) (2019): Integriertes Energiekonzept 2050 - Strom Wärme Verkehr Industrie. Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen. Becker Büttner Held; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. Berlin, zuletzt geprüft am 15.03.2019.

Oei, Pao-Yu; Hermann; Herpich, Philipp; Holtemöller, Oliver; Lünenbürger, Benjamin; Schult, Christoph (2020): Coal phase-out in Germany - Implications and policies for affected regions. In: *Energy* (196), zuletzt geprüft am 15.10.2020.

Öko-Institut e. V. (Hg.) (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Freiburg, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Öko-Institut e.V; Fraunhofer ISI; Ziesing; Thünen-Institut (2020): Verbesserung der methodischen Grundlagen und Erstellung eines Treibhausgasemissionsszenarios als Grundlage für den Projektionsbericht 2017 im Rahmen des EU-Treibhausgasmonitorings („Politikszenarien VIII“), zuletzt geprüft am 07.10.2020.

Öko-Institut e.V. (2018): Energiesparen durch Verhalten. Projekt im Auftrag des UBA (noch unveröffentlicht); Präsentation Effiziente Wohnflächennutzung im Rahmen des Forschungsnetzwerks Suffizienz am 12.10.2018.

Ökologisch-Bauen.info (Hg.) (2015): Energetische Sanierung von Fenstern. Online verfügbar unter https://www.oekologisch-bauen.info/news/fenster-tueren/energetische-sanierung-von-fenstern-161.html, zuletzt aktualisiert am 22.06.2015, zuletzt geprüft am 25.11.2019.

Onischka, Mathias; Weiser, Florian; Kopp, Oliver; Pehnt, Martin; Mellwig, Peter; John, Ashok et al. (2018): Take-Off Wärmewende. Impulse für das neue Wärmemarktdesign. Mannheim.

Oschatz, Bert; Rosenkranz, Jens; Arzt, Steffen; Steuerlein, Andreas (2014): Kosten energierelevanter Bau- und technischer Anlagenanteile bei der energetischen Sanierung von Nichtwohngebäuden/Bundesliegenschaften. Hg. v. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden GmbH (ITG). Bonn (BBSR-Online-Publikation, 06/2014), zuletzt geprüft am 21.10.2014.

Owen, A.; Mitchell, G. (2015): Outside influence – Some effects of retrofit installers and advisors on energy behaviours in households. In: *Indoor and Built Environment* (24(7)), S. 925–936. DOI: 10.1177/1420326X15600775.

Paar, Angelika; Herbert, Florian; Pehnt, Martin; Ochse, Susanne; Richter, Stephan; Maier, Stefanie et al. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Heidelberg. Online verfügbar unter https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/21-Transformationsstrategien-fuer-die-Fernwaermeversorgung-Studie.pdf.

Paardekooper, Susana; Lund, Søgaard Rasmus; Mathiesen, Brian Vad; Chang, Miguel; Petersen, Uni Reinert; Grundahl, Lars et al. (2018): Heat Roadmap Germany: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps.

Palzer, Andreas (2016): Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. (genehmigte) Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. Online verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html.

Pauschinger, T.; Geiger, P.; Winterscheid, C.; Huther, H.; Sandrock, M. (2019): Solare Wärmenetze - Marktstatus 2018 für Deutschland und Europa. Infoblatt Solare Wärmenetze Nr. 2 im Projekt Solnet 4.0. Hg. v. Steinbeis Innovation gGmbH. Online verfügbar unter https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/05/Infoblatt_Solnet_Nr2.pdf, zuletzt geprüft am 08.07.2019.

Pehnt, M. (2016): Biomasse. Anmerkungen zur Verwendung in Gebäuden und Industrie. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), 14.11.2016. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/strom-2030-trend-8-praesentation-allokation-waerme.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 11.09.2018.

Pehnt, Martin (2018): Strategien zur Treibhausgasreduktion und zum systemrelevanten Ausbau der leitungsgebundenen Wärme und Kälte in Deutschland. Berliner Energietage 2018. Berlin, 09.05.2018.

Pehnt, Martin; Maaß, Christian (2019): Politikinstrumente zur Dekarbonisierung. Berliner Energietage 2019. Berlin, 20.05.2019. Online verfügbar unter https://www.energietage.de/fileadmin/user_upload/2019/Vortraege/3.02_Maass_Pehnt_Politikinstrumente_Dekarbonisierung.pdf.

Pehnt et al. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0. Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln.

Pfenning, M.; Norman, G.; Pape, C.; Böttger, D. (2017): Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), zuletzt geprüft am 02.10.2019.

Pfluger, B.; Ragwitz, M. (14/11/16): Energetische Biomassenutzung aus Sicht einer gesamtsystemischen Optimierung. Fraunhofer ISI. Berlin, 14/11/16. Online verfügbar unter

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/strom-2030-trend-8-praesentation-allokation-gesamt.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 11.09.2018.

Pfnür, Andreas; Winiewska, Bernadetta; Mailach, Bettina; Oschatz, Bert (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Darmstadt (Arbeitspapiere zur immobilienwirtschaftlichen Forschung und Praxis).

Prognos; IWU; Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) (Hg.) (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Erstellt im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitforschung zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Hintergrundpapier. Unter Mitarbeit von Nils Thamling, Martin Pehnt und Joachim Kirchner. Berlin, Heidelberg, Darmstadt.

Prognos AG, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Purr, K. (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA), zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Purr, Katja; Günther, Jens; Lehmann, Harry; Nuss, Philip (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf.

Rathgeber, Christoph (2016): Wirtschaftlichkeit thermischer Energiespeicher.

ratiodomo; Averdung Ingenieure; Hamburg Institut (2018.): Vorschläge zur Erstellung eines "Programms zur Entwicklung von Wärmenetzen in der Planungsregion Vorpommern". Online verfügbar unter https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/180309-Waermenetze-Vorpommern.pdf.

Renz, I.; Hacke, U. (2016): Einflussfaktoren auf die Sanierung im deutschen Wohngebäudebestand. Ergebnisse einer qualitativen Studie zu Sanierungsanreizen und -hemmnissen privater und institutioneller Eigentümer. Eine Untersuchung im Auftrag der KfW Bankengruppe. Hg. v. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt.

Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Dehoust, Günter; Förster, Hannah; Greiner, Benjamin (2015a): Klimaschutzszenario 2050. 3. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umweltschutz, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. noch nicht veröffentlicht. Hg. v. Öko-Institut und Fraunhofer ISI.

Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Dehoust, Günter; Förster, Hannah; Greiner, Benjamin et al. (2015b): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umweltschutz, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.

Repenning, Julia; Schumacher, Katja; Bergmann, Thomas; Blanck, Ruth; Böttcher, Hannes; Bürger, Veit et al. (2018): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Zusammenfassung. Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Prognos; Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES); M-Five; FIBL.

Reuter, A.; Elsner, P. (2016): Windkraftanlagen. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Hg. v. A. Reuter. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. Hannover, Pfinztal, München (Energiesysteme der Zukunft), zuletzt geprüft am 29.03.2019.

Richter, W.; Meinzenbach, A. (Hg.) (2010): Einfluss sinkender Vorlauftemperaturen auf die Gebäudetechnik. Teilthema III des Forschungsvorhabens Multilevel District Heating. AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK. Frankfurt am Main: AGFW-Projektges (LowEx Fernwärme, 20).

Ringel, Christina; Bitsch, Christian: Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren-Energien in Europa. In: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 2009, S. 807–811.

Rödl & Partner (2015): Branchenanalyse Fernwärme. Nürnberg.

Röpken, Cord; Giglmaier, Sandra; Reiß, Philipp; Gattringer, Johannes; Bethke, Julia (2016): Integriertes Klimaschutzkonzept für die Stadt Neumünster. Online verfügbar unter https://www.neumuenster.de/fileadmin/neumuenster.de/media/verkehr_und_umwelt/klimaschutz/klimaschutzkonzept.pdf.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten.

Sandrock, M.; Maaß, C.; Weisleder, S.; Kaufmann, C.; Fuß, G. (2016): Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg. Teil 1: Handlungsoptionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks We-del. Online verfügbar unter https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/161207%20 %20Bericht%20BUE.pdf.

Sandrock, M.; Maaß, C.; Westholm, H.; Weisleder, S.; Schulz, W.; Baisch, C. (2018a): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen (Entwurf Endbericht). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Hamburg Institut Consulting GmbH.

Sandrock, Matthias; Maaß, Christian; Schaeffer, Roland (2015): Fernwärme 3.0 - Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. Deutschland. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.hamburg-institut.com/index.php/publikationen/studien.html.

Sandrock, Matthias; Weisleder, Simona; Thielmann-Ditter, Elke; Dittert, Thomas (2018b): Integriertes Quartierskonzept "Südöstliches Eißendorf/Bremer Straße". Online verfügbar unter https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/Bericht_EQK_Harburg_compressed.pdf.

Schlomann, B.; Rohde, C.; Schade, W.; Eichhammer, W.; Jochem, E.; Bradke, H. et al. (2014): Ausarbeitung von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland auf Grundlage einer Kosten-/Nutzen-Analyse. Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE). Fraunhofer IFAM; Fraunhofer ISI; Prognos AG; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu). Karlsruhe/ Bremen/ Heidelberg/ Berlin/ Geislingen, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Schmidt, Dietrich; Kallert, Anna (2017): IEA Annex TS1 Final Report. Future Low Temperature Disctrict Heating Design Guidebook. Online verfügbar unter https://www.iea-dhc.org/the-research.html, zuletzt geprüft am 08.07.2019.

Schmidt, Dietrich; Kallert, Anna; Blesl, Markus; Svendsen, Svend; Li, Hongwei; Nord, Natasa; Sipilä, Kari (2017): Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. In: *Energy Procedia* 116, S. 26–38. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.05.052.

Schmitt, Frieder; Caspar, Jürgen; Holler, Stefan (2015): Bautechnische Entwicklungen von Fernwärme-Transportleitungen. Frankfurt am Main: AGFW (Forschung und Entwicklung / AGFW, 32).

Schnaidt, S. (2017): LowEx-Bestand: Analyse Akteure und Prozesse in der Gebäudesanierung. Nichttechnische Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren des Sanierungsprozesses. bisher unveröffentlicht.

Scholwin, Frank; Grope, Johan; Clinkscales, Angela (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_texte_41-2019_biogasproduktion.pdf.

Schröder, C. (2012): Zukünftige Herausforderungen für Wohnungs(bau)genossenschaften: Klimaschutz & Stadtteilorientierung.

Schüler, Kurt (2019): Aufkommen und Verwertung von Verpackungsabfällen in Deutschland im Jahr 2017. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2546/publikationen/2019_11_19_aufkommen_u_verwertung_verpackungsabfaelle_2017_final.pdf.

Searle, Stephanie; Pavlenko, NIkita; El Takriti, Sammy; Bitnere, Kristine (2017): Potential greenhouse gas savings from a 2030 greenhouse gas reduction target with indirect emissions accounting for the European Union. In: *INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION - Working Paper* (5), zuletzt geprüft am 31.07.2020.

Solites; AGFW; Hamburg Institut; IER; KEA (2015): SolnetBW - Solare Wärmenetze für Baden-Würtemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategien. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden Würtemberg. Online verfügbar unter https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/05/201507_SolnetBWI_Studie.pdf.

Sønderjysk Biogas Bevtoft A/S: Biogasanlægget ved Bevtoft. Online verfügbar unter https://www.soenderjyskbiogas.dk/biogasanlaegget/, zuletzt geprüft am 04.07.2019.

Stadt Pasewalk (2015.): Satzung der Stadt Pasewalk über die Wärmeversorgung und den Anschluss von Grundstücken an die öffentliche Fernwärmeversorgungsanlage (Fernwärmesatzung). Online verfügbar unter https://pasewalk.de/fileadmin/02_content/Bekanntmachungen/ortsrecht-satzungen/F/Fernw%C3%A4rmesatzung_der_Stadt_Pasewalk.pdf.

Stadt Zürich (2017): Energieplankarte der Stadt Zürich. Online verfügbar unter https://www.stadtzuerich.ch/dib/de/index/energieversorgung/energiebeauftragter/publikationen/energieplankarte-der-stadt-zuerich.html.

statista (2020): Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt in Deutschland nach Bereichen im Jahr 2020. Online verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/173884/umfrage/zahl-der-unternehmen-in-den-einzelnen-marktbereichen-des-energiemarktes/.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2014): Bauen und Wohnen 2013. Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Nichtwohngebäuden (Neubau).

Sterchele, Philip (2019): Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy. Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod. Dissertation. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Freiburg. Inatech.

Stober, Ingrid; Bucher, Kurt (2014): Geothermie. 2., [überarb. und aktualisierte] Aufl. Berlin: Springer Spektrum (Lehrbuch).

Stockholm Exergi (2019): Open District Heating. Online verfügbar unter https://www.opendistrictheating.com/.

Strodel, Nikolai (2018): Wahrscheinlichkeitsbasierte Energiesystem- und Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Energieverbundsystems unter Einbindung eines Aquiferwärmespeichers. Verbesserung der Investitionsplanung durch Erhöhung der Prognosefähigkeit und Prognosegenauigkeit. Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft. Lüneburg. Online verfügbar unter http://opus.uni-lueneburg.de/opus3/frontdoor.php?source_opus=14506&la=de.

Strodel, Nikolai; Holstenkamp, Lars; Degenhart, Heinrich (2019): Entwicklung der Einsatzfelder für mitteltiefe Aquiferwärmespeicher in Norddeutschland. Teilvorhaben: Energietechnik und Energiewirtschaft (unveröffentlicht). Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft.

Stuible, A.; Zech, D.; Kohberg, T.; Wülbeck, H.-F.; Sperber, E.; Nast, M. et al. (2014): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Evaluierung des Förderjahres 2013. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fichtner; DLR; TFZ; IdE; DBI-Gas- und Umwelttechnik; TUHH - IUE; Ecofys; Fraunhofer ISE. Stuttgart, Berlin, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Stuible, A.; Zech, D.; Ullrich, S.; Wülbeck, H.-F.; Wapler, J.; Hauck et al. (2017): Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017. Evaluation des Förderjahres 2015. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fichtner; Fraunhofer ISE; TFZ; Qoncept Energy; DBI-Gas- und Umwelttechnik; IE Leipzig. Stuttgart, Berlin, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Stuible, A.; Zech, D.; Ullrich, S.; Wülbeck, H.-F.; Wapler, J.; Meyer, R. et al. (2018a): Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017. Evaluation des Förderjahres 2017. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fichtner; Fraunhofer ISE; TFZ; Qoncept Energy; DBI-Gas- und Umwelttechnik; IE Leipzig, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Stuible, A.; Zech, D.; Ullrich, S.; Wülbeck, H.-F.; Wapler, J.; Meyer, R. et al. (2018b): Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017. Evaluation des Förderjahres 2016. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fichtner; Fraunhofer ISE; TFZ; Qoncept Energy; DBI-Gas- und Umwelttechnik; IE Leipzig. Stuttgart, Berlin, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Stuible, A.; Zech, D.; Wülbeck, H.-F.; Sperber, E.; Nast, M.; Hartmann, H. et al. (2016): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Evaluierung des Förderjahres 2014. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Fichtner; DLR; TFZ; IdE; DBI-Gas- und Umwelttechnik; TUHH - IUE; COMPARE Consulting. Stuttgart, Berlin, zuletzt geprüft am 01.04.2019.

Tappeser, V.; Fromm, C. (2018): Innovation City Ruhr - Modellstadt Bottrop - Fallstudie im Rahmen des Vorhabens Evolution2Green, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

Thema, Johannes (2010): Umwelt- und Ressourcenaspekte einer verstärkten Nutzung von Leuchtdioden (LED), zuletzt geprüft am 15.07.2019.

Theobald, Christian; Danner, Wolfgang (Hg.) (2014): Energierecht. Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen; Kommentar. Stand: Okt. 2014 (82. Erg.-Lfg.). München: Beck. Online verfügbar unter https://beck-online.beck.de/Default.aspx?vpath=bibdata/komm/DannerTheobaldKoEnR_82/cont/DannerTheobaldKoEnR%2Ehtm.

Topp, Adolf (2015): EE-Mindestanteil für Fernwärme gemäß EE-Richtlinie? (unveröffentlicht). Gutachterliche Stellungnahme.

trend:research (2017): Der Markt für Altholz in Deutschland bis 2030. Bremen.

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Z Energiewirtsch* 36 (3), S. 173–190. DOI: 10.1007/s12398-012-0080-6.

Umweltbundesamt (Hg.) (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau (Climate Change, 07/2014).

Umweltbundesamt (Hg.) (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Unter Mitarbeit von J. Günther, H. Lehmann, U. Lorenz und K. Purr. Dessau-Roßlau, zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Umweltbundesamt (2019a): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland, zuletzt geprüft am 15.07.2019.

Umweltbundesamt (2019b): Deutschlands Abfall. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/abfallaufkommen#textpart-1, zuletzt geprüft am 20.11.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2019c): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2018.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2010): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, zuletzt geprüft am 28.11.2019.

Umweltbundesamt (UBA) (2014): Treibhausgadneutrales Deutschland. im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA), zuletzt geprüft am 22.11.2018.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2018): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Climate Change, 11/2018).

Umweltinstitut München e. V. (o. D.): Wirtschaftlichkeitsberechnung: Wirtschaftlichkeit der Wärmedämmung. Hg. v. Umweltinstitut München e. V. Online verfügbar unter http://www.umweltinstitut.org/themen/energie-und-klima/wirtschaftlichkeitsberechnungen/wirtschaftlichkeit-waermedaemmung.html, zuletzt geprüft am 26.11.2018.

VDE (2015): Potenziale für Strom im Wärmemart bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteil an erneuerbaren Energien.

Verband Fenster + Fassade (VFF); Bundesverband Flachglas e.V. (BF) (Hg.) (2017): Mehr Energie sparen mit neuen Fenstern. Aktualisierung September 2017 der Studie "Im neuen Licht: Energetische Modernisierung von alten Fenstern". Frankfurt (Main), Troisdorf. Online verfügbar unter https://www.window.de/fileadmin/redaktion_window/vff/docs_und_pdf/VFF-BF_Studie_Mehr_Energie_sparen_mit_neuen_Fenstern_2017-09.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2019.

Wachsmuth, J.; Michaelis, J.; Neumann, F.; Wietschel, M.; Duscha, V.; Degünther, C. et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (Climate Change, 12/2019), zuletzt geprüft am 17.01.2020.

Witte, Julika (Hg.) (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. München, Halle (Saale), Mainz: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V (Stellungnahme), zuletzt geprüft am 27.11.2019.

Wolf, Maik; Säcker, F. J. (2011): Wettbewerbsrechtliche Bindungen der Fernwärmenetzbetreiber. ,. In: *Recht der Energiewirtschaft*.

Wulf, Torsten; Brands, Christian; Günther, Kareen; Meissner, Philipp (2012): Branchenszenarien Mitteldeutschland: Zukunftsszenarien für die Fernwärme in den neuen Bundesländern. Hg. v. Sachsen Bank. Leipzig.

Wünsch, M.; Klotz, E. M.; Koepp, M.; Steudle, G. (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Hg. v. Prognos AG.

Wuppertal Insitute; WM Consult; Kuhbier (2010): Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU.

Zeller, V. (2012): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergieerzeugung. Endbericht. Leipzig.

Zepf, Karl; Richter, Stephan; Ziegler, Roland; Zieher, Markus; Floß, Alexander (2014): EnEff:Wärme Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm. Abschlussbericht : Oktober 2012 : Forschungsvorhaben Fernwärmevorhaben Fernwäremodellstadt Ulm. Frankfurt am Main: AGFW (Forschung und Entwicklung / AGFW, 25).

8 Anhang 1: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 1)

Studie	Studien-Kurztitel	Szenario	
		Referenz	Zielbereich 1
Klimapfade für Deutschland (BDI-Studie)	BDI_KPf	Referenz	80 % Pfad
Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor (dena Gebäudestudie)	dena_GS	Referenz	EL80, TM80
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (LFS)	LFS	Referenz	Basis
Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (KliNeG)	KliNeG		ZB-35 %, ZB-60 %
Wärmewende 2030 (Agora Studie)	WW_2030		Basis KK, Basis KK+Gas, Dämm(-)
Wissenschaftliche Begleitforschung zur Erarbeitung einer Energieeffizienz-Strategie Gebäude	ESG	Referenz	Effizienz, EE (erneuerbare Energien)
Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde)	KSz	AMS (Aktuelle Maßnahmen Szenario)	KS80

Klimapfade für Deutschland (Gerbert et al. 2018)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion THG um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990.	
Modellansatz	Bottom-up Stock-Exchange Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Quellprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Referenz	Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen; ohne übergeordnetes THG-Reduktionsziel
	80 %-Pfad	Zielszenario mit THG Reduktionsziel von 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Volkswirtschaftliche Kostenbetrachtungen	

RAHMENPARAMETER

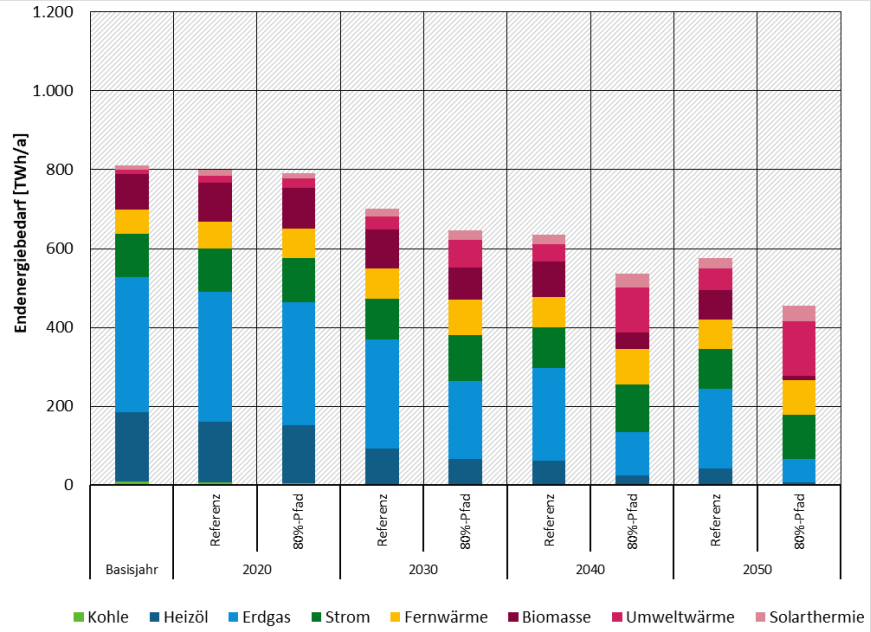
Parameter	Szenario / Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015	2050		
	Entwicklung WG	3,8	4,2		
	Entwicklung GHD	2,1	1,8		
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Referenz (WG)	1,1	1,1	1,1	1,1
	80 %-Pfad	1,1	1,7	1,7	1,7
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz	k.A.	96		
	80 %-Pfad	k.A.	76		

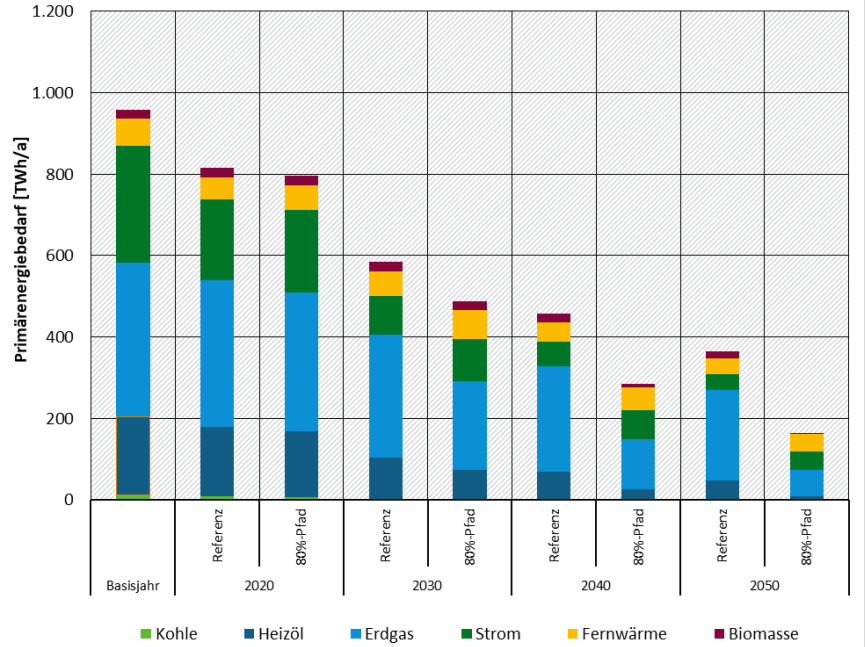
Parameter	Szenario / Energiequelle	Werte		
Biomassepotenzial	Starke Begrenzung für den Gebäudebereich im 80 %-Pfad auf unter 3 % Wärmemarktanteil: 12 TWh /a im Gebäudesektor; Gesamtpotenzial 333 TWh/a.			
Importe	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	28 GW/a_{2050} Export;
	Biomasse	nicht relevant		32 GW/a_{2050} Import
	PtG/PtL	k.A.		
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Quellprinzip			
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]		2008	2050
		Strom	k.A.	k.A.
		Fernwärme	k.A.	k.A.
		Gas	200	200

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	Referenz	80 %-Pfad
THG-Minderung [%]	-71	-92
Anteil EE [%]	45	71
Anteil Wärmenetze [%]	14	21
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	-29	-44
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.

Parameter	Werte / Beschreibung	
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Deutlicher Rückgang bei fossilen Energieträgern im 80 %-Pfad, starker Ausbau von Wärmepumpen und relativ hoher Anteil netzgestützter Wärmeversorgung	
Primärenergiebedarf$_{ne}$		
	2030	2050
Zielbetrachtung	Die jährlichen Mehrkosten der Klimapfade für den kombinierten Haushalts- und GHD Sektor belaufen sich auf netto 7 Mrd. EUR (80 %-Pfad).	Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird im 80 %-Pfad erreicht.





MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Referenz	Fortschreibung historischer Trends
80 %-Pfad	Erhöhung der Sanierungsrate auf 1,7 % bis 2050 KfW-70 als Sanierungsstandard (durchschnittlicher Standard aller zwischen 2015 und 2050 sanierten Gebäude) Neubau ab 2030 auf annähernd KfW-40 Niveau und nur unter Einsatz erneuerbarer Energien zur Deckung des Heizwärmebedarfs

dena-Gebäudestudie (geea und dena 2017); Rahmenparameter aus dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena und ewi 2018)

METHODIK

Parameter	Werte	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	THG-Reduktion im Gebäudesektor von 80 bis 95 % ggü. 1990.	
Modellansatz	Kombinierte Optimierung: Strommarktmodell (DIMENSION+) und Gebäudemodell sind im iterativen Austausch: Energiebedarfe werden vom Gebäudemodell an das Strommarktmodell übergeben, darin wird nach den Bereitstellungskosten für Strom- und Wärmeerzeugung optimiert. THG-Emissionsfaktoren werden an das Gebäudemodell zurückgespielt; Sanierung und Anlagentechnik werden entsprechend der Strommarktmodellierungsergebnisse im Gebäudemodell händisch angepasst.	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien (Ausnahme: Referenz-Szenario); Bilanzierung THG im Gebäudesektor (Gesamtsystem) nach Verursacherprinzip (Quellprinzip), Bilanzierung Endenergie im Gebäudesektor im Sinne der EnEV.	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Referenz (RF)	„Die Beheizungsstruktur entwickelt sich im Wesentlichen wie in den letzten Jahren. Effizientere Anlagensysteme erlangen eine größere Marktbedeutung, jedoch wird der Austausch alter und ineffizienter Heizungen im Gebäudebestand nicht beschleunigt. Die Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand steigt nur geringfügig, im Neubau setzen sich Wärmepumpen nur langsam durch. Die Sanierungsrate und -tiefe verbleiben auf einem niedrigen Niveau.“
	EL80	Die Stromnachfrage wird durch die überwiegende Verwendung von Elektrowärmepumpen im Gebäudesektor getrieben. Aufgrund der Verschiebungen in der Endenergiestruktur erfolgt eine sehr starke Zunahme der Stromnachfrage im Gebäudesektor. Es kommt zu einer abnehmenden Auslastung der Gasnetz- und Ölinfrastruktur. Dies wiederum führt zu einem teilweisen Rückbau der Gasnetze bzw. der Mineralöl-Logistik.
	TM80	„In diesem Szenario wird der Gebäudebestand unter anderem über Elektrowärmepumpen sowie über Gas- und Ölheizungen beheizt […]. Die Sanierungsrate und -tiefe werden gegenüber heute erhöht, allerdings weniger stark als im Szenario „Elektrifizierung“.“
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtung aus volkswirtschaftlicher Perspektive	

RAHMENPARAMETER

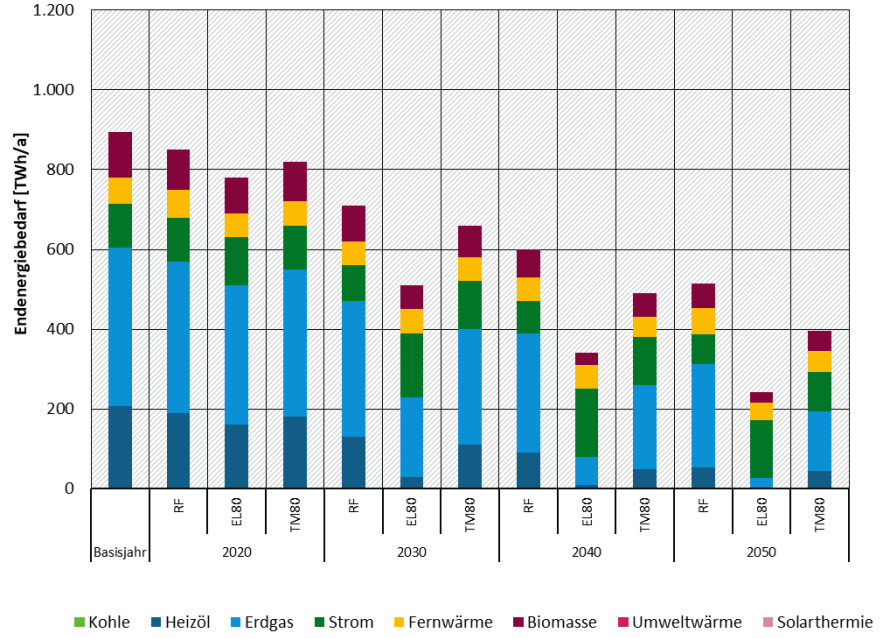
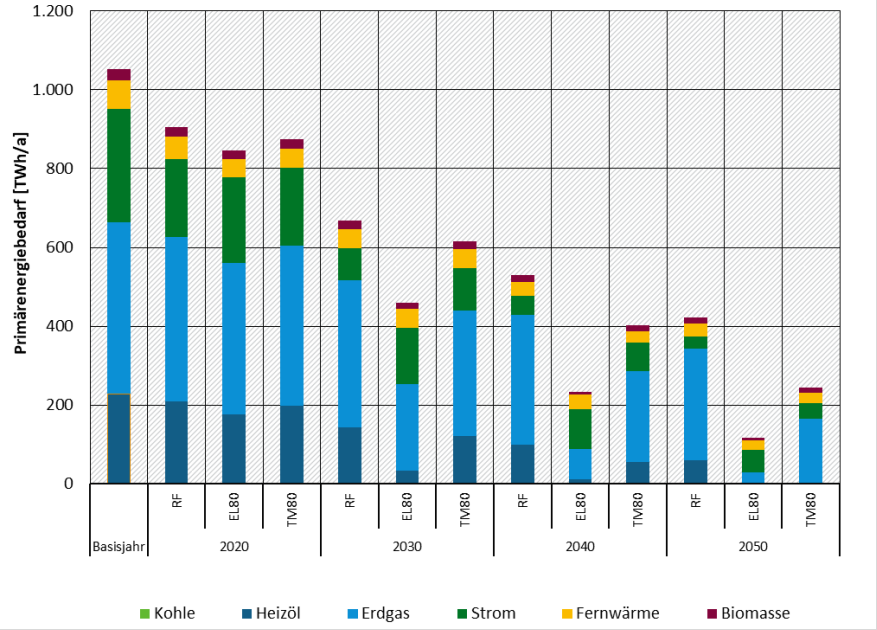
Die wesentlichen Rahmenparameter (Bevölkerungsentwicklung und wirtschaftliche Entwicklung) sind der Energiereferenzprognose (Prognos et al. 2014) entnommen.

Parameter	Szenario	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2013		2050	
	Entwicklung WG	3,6		3,8	
	Entwicklung NWG	1,9		1,2	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	RF (WG)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	EL80 (WG)	k.A..	ca. 2,2	ca. 2,2	ca. 2,2
	TM80 (WG)	k.A.	1,4	1,4	1,4
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	Szenario	Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²a]		
	RF (WG)	k.A.	k.A.		
	EL80 (WG)	k.A.	k.A.		
	TM80 (WG)	k.A.	k.A.		
Biomassepotenzial	für EL80 und TM80 im Jahr 2050: 50 TWh; Gesamtpotenzial 310 TWh (davon 262 TWh heimisch)				
Importe	EE-Strom	EL80: 15 TWh TM80: 22 TWh		Kuppelleistung:	51 GW
	Biomasse	48 TWh (Gesamtsystem)			
	PtG/PtL	EL80	k.A.		
		TM80	240		
PE$_{ne}$-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Vorketten	Ja/Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip (Geb.)			

Parameter	Szenario	Werte			
				2015	2050
		Strom (inkl. Vorkette)	EL80	0,53	0,08
			TM80		0,05
		Fernwärme (inkl. Vorkette)		0,34	0,03
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]	Gas		0,202 (ohne Vorkette)	0,240 (inkl. Vorkette)
		Heizöl		0,271 (ohne Vorkette)	0,312 (inkl. Vorkette)
		Biomasse		0,000 (ohne Vorkette)	0,032 (inkl. Vorkette)

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung		
	RF	EL80	TM80
THG-Minderung [%]	-66	-90	-81
Anteil EE [%]	12	10	13
Anteil Wärmenetze [%]	13	19	13
Endenergieeinsparung [%]	-42	-73	-56
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-60	-89	-77
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	994	608
Endenergiebedarf (RW/WW)	Solarthermie und Umgebungswärme werden nicht explizit ausgewiesen, da hier nach EnEV bilanziert wird.		

Parameter	Werte / Beschreibung
	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	
	2030 / 2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird im Referenz-Szenario mit 103 Mio. t CO_2e deutlich verfehlt. EL80 übererfüllt das Ziel mit 48 Mio. t CO_2eq sehr stark, TM80 verfehlt es mit 87 Mio. t CO_2eq deutlich. / Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird in beiden Szenarien erreicht.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
keine Betrachtung spezieller Instrumente und Maßnahmen und keine Annahmen zu Förderprogrammen o. ä. hinterlegt	

Langfristszenarien 2050 (Fraunhofer ISI et al. 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion PE_{ne} um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 2008.	
Modellansatz	Sektorale Optimierung, Bottom-up-Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Referenzszenario	„In dem Szenario laufen derzeit existierende Förderpolitiken noch bis zu ihrem planmäßigen Ende weiter, werden danach aber nicht wieder aufgesetzt. Einmal etablierte Standards und Ordnungspolitiken bleiben auf dem derzeitigen Niveau bestehen, werden aber nicht mehr verschärft.“
	Basisszenario	Durch Iterationen der eingesetzten Modelle wird angestrebt, alle wesentlichen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung insbesondere in der langfristigen Perspektive zu erreichen.
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Modellierung der Szenarien inkl. Steuern und Abgaben, Kostenbewertung ohne Steuern und Abgaben	

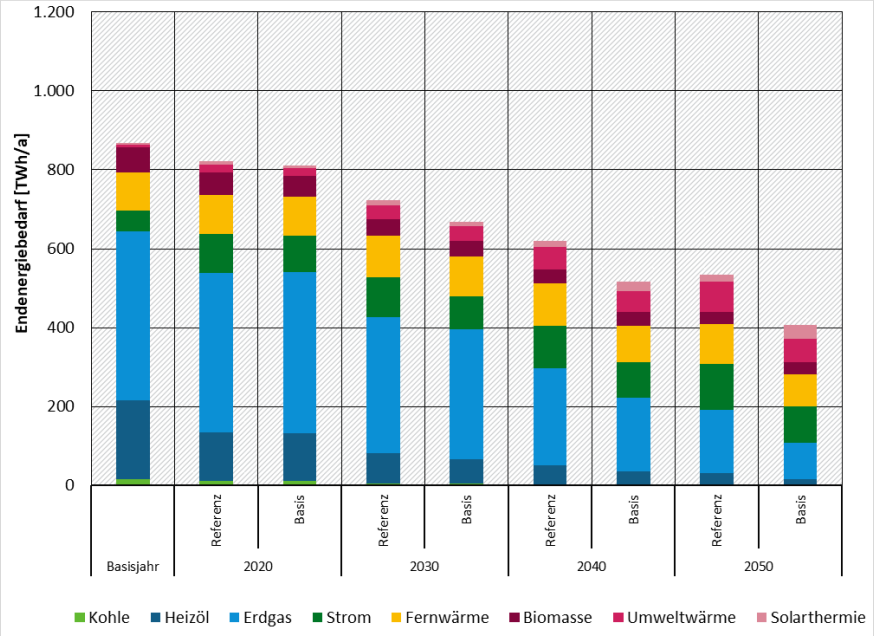
RAHMENPARAMETER

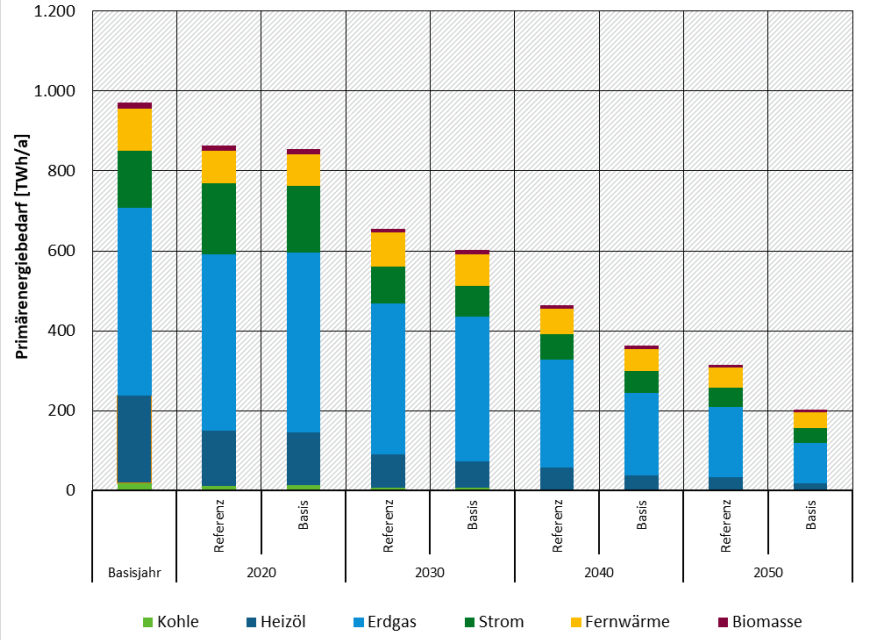
Wesentliche Rahmendaten wurden mit dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut/ISI 2015) abgestimmt.

Parameter	Szenario	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010		2050	
	Entwicklung WG	4,2		4,8	
	Entwicklung NWG	1,4		1,5	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Referenz (WG)	0,9	1,4	1,7	1,8
	Referenz (NWG)	1,2	1,	2,2	2,2
	Basis (WG)	1,1	1,6	2,0	2,5
	Basis (NWG)	1,3	2,2	2,7	3,4

Parameter	Szenario	Werte				
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]			
	Referenz (WG)	k.A.	k.A.			
	Referenz (NWG)	k.A.	k.A.			
	Basis (WG)	k.A.	k.A.			
	Basis (NWG)	k.A.	k.A.			
Biomassepotenzial	33 TWh/a (Referenz) bzw. 36 TWh/a (Basis) im Gebäudesektor bei einem Gesamtpotenzial von 233 TWh (Referenz) bzw. 371 TWh (Basis).					
Importe	2050 dürfen 15 Prozent des deutschen Strombedarfs aus Importen gedeckt werden. EE-Strom k.A. Kuppelleistung: k.A. Biomasse k.A. PtG/PtL k.A.					
PE_{ne}-Faktoren 2050			Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,9
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,2
	Fernwärme	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,7
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,5
	Gas	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein				
	Prinzip	Verursacherprinzip				
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]				2008	2050
		Strom	Referenz		k.A.	357
			Basis		k.A.	67
		Fernwärme			k.A.	k.A.
		Gas			k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte	
	Referenz	Basis
THG-Minderung [%]	-74	-83
Anteil EE [%]	45	54
Anteil Wärmenetze [%]	20	22
Endenergieeinsparung [%]	k.A.	k.A.
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-60	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	Differenzkosten von 15 Mrd. €/a zwischen Basis und Referenz	
Endenergiebedarf (RW/WW)		

Parameter	Werte	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Beleuchtung NWG & Lüftung/ Klimatisierung ist in Strom enthalten. 	
	2030	2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird in beiden Szenarien deutlich verfehlt: 91 Mio. t CO_2e (Referenz) bzw. 84 Mio. t CO_2e (Basis).	Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird im Basis-Szenario erreicht.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Referenz	Fortschreibung aller ordnungspolitischen Maßnahmen mit Stand 2013; auslaufende Programme werden nicht fortgeschrieben
Basis	Energie- und klimapolitische Maßnahmen werden fortgeführt und verstärkt
	Anhebung des EE-Anteils bei Neubauten in 2030 auf 70 %
	ab 2035: Kesseltausch als Auslösetatbestand zur erneuerbare Wärme Nutzungspflicht

Klimaneutraler Gebäudebestand 2050 (Bürger et al. 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion PE_{ne} um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 2008.	
Modellansatz	Bottom-up Stock-Exchange Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz, Umrechnung des rechnerischen Bedarfs auf den realen Verbrauch (z.B. bei Endenergie)	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	KliNeG Zielbild -60 % (ZB -60 %)	Effizienzsteigerungs-Szenario: alle potenziell dämmbaren Gebäude werden mit Passivhauskomponenten saniert. Der verbleibende Endenergiebedarf wird so gedeckt, dass das Ziel PEne minus 80 % im Jahr 2050 ggü. 2008 erreicht ist.
	KliNeG Zielbild -35 % (ZB -35 %)	Erneuerbaren-Szenario: die Gebäude werden weniger stark saniert als in ZB -60 % und der Zielwert des PEne für 2050 wird verstärkt über den Einsatz erneuerbarer Energien erreicht.
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtungen aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive, hochgerechnet auf den gesamten Gebäudebestand	

RAHMENPARAMETER

Die Rahmendaten wurden teilweise mit dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut/ISI 2015).abgestimmt.

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2013		2050	
	Entwicklung WG	3,9		4,1	
	Entwicklung NWG	2,0		2,0	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	ZB -60 % (WG)	0,7	2,2	2,6	2,6
	ZB -60 % (NWG)	0,3	1,1	1,6	1,6
	ZB -35 % (WG)	0,5	1,4	1,5	1,5
	ZB -35 % (NWG)	0,1	0,5	0,7	0,7

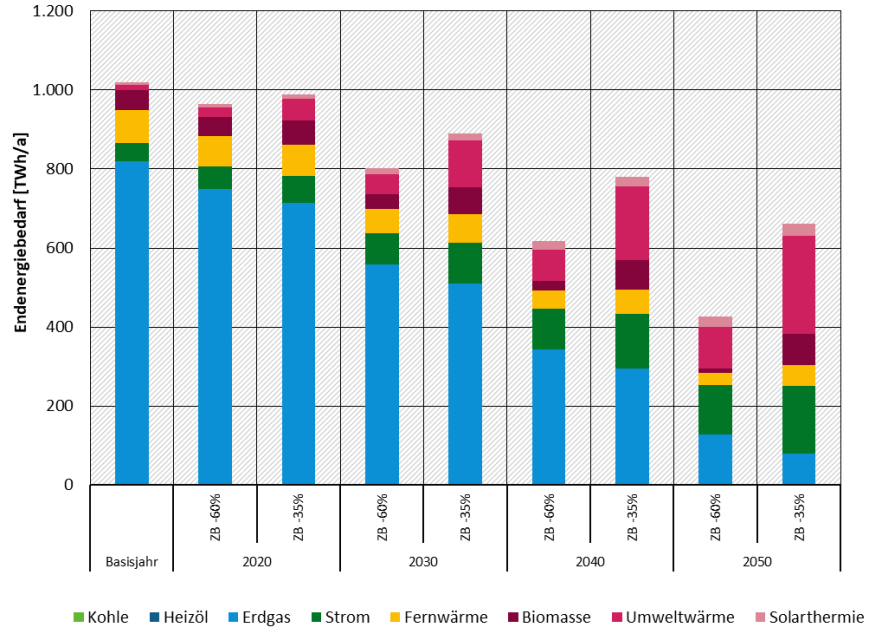
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	ZB -60 % (WG)	k.A.	57 (bezogen auf Wohnfläche)		
	ZB -60 % (NWG)	k.A.	97		
	ZB -35 % (WG)	k.A.	99 (bezogen auf Wohnfläche)		
	ZB -35 % (NWG)	k.A.	128		
Biomassepotenzial	Begrenzung auf 85 TWh/a_{2050} im Gebäudesektor				
Importe	EE-Strom	nein	Kuppelleistung	nicht relevant	
	Biomasse	nein			
	PtG/PtL	Nein			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	1,95	1,25	0,77	0,44
	Fernwärme	0,66	0,61	0,55	0,5
	Gas	1,1	1,1	1,1	1,1
	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip			
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]			2020	2050
		Strom		393	78
		Fernwärme		203	90
		Gas		202	202

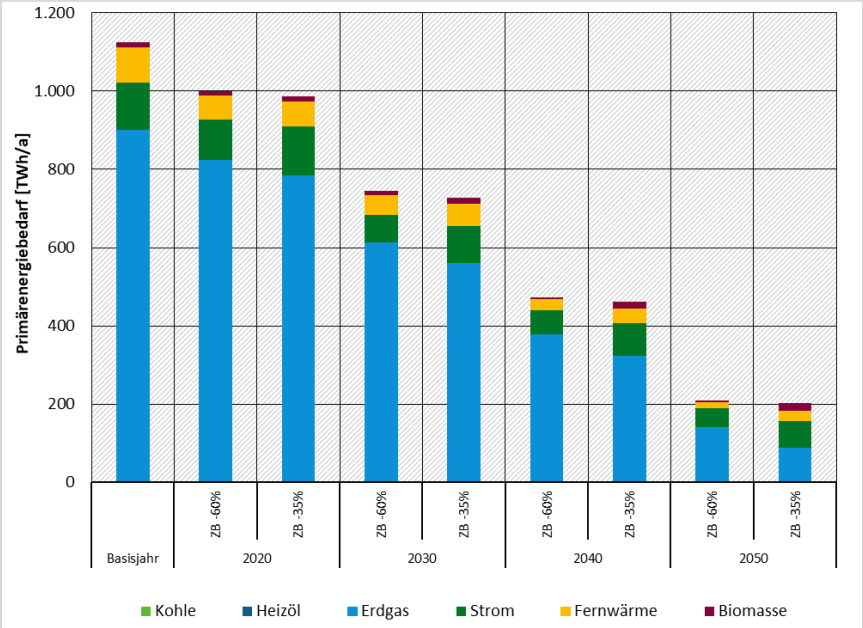
ZENTRALLE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	ZB -60 %	ZB -35 %
THG-Minderung [%]	-80	-80
Anteil EE [%]	55	74
Anteil Wärmenetze [%]	7,3	7,9
Endenergieeinsparung [%]	-60	-35
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-80	-80
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	254	246

Endenergiebedarf (RW/WW)

Deutliche Unterschiede zwischen den zwei Ziel-Szenarien erkennbar – ZB -60 % hat einen sehr geringen EEV, ZB -35 % dagegen einen höheren, der mit deutlich mehr EE gedeckt wird.



Parameter	Werte / Beschreibung	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Beleuchtung NWG & Lüftung/ Klimatisierung ist in Strom enthalten.  	
	2030	2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird in beiden Szenarien verfehlt. Dies liegt im Wesentlichen an den zunächst nur langsam ansteigenden Sanierungsraten im Vergleich zu anderen Szenarien. Diese sind der Annahme geschuldet, dass es einige Zeit dauern wird, bis der Sanierungsmarkt die hohen Sanierungsraten bei gleichzeitig ambitionierten energetischen Sanierungsstandards gewährleisten kann. Im Ergebnis liegen der EEV und auch die THG-Emissionen 2030 vergleichsweise hoch.	Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird in beiden Szenarien erreicht. Wesentlich hierfür sind u.a. die Annahmen zu den Primärenergiefaktoren für Strom und Fernwärme, welche aus den Klimaschutzszenarien 2050 für das KS80 entnommen sind.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
ZB -60 % und ZB -35 %	keine Betrachtung spezieller Instrumente und Maßnahmen keine Annahmen zu Förderprogrammen o. ä. hinterlegt Neubauten werden jeweils nur im ambitioniertesten energetischen Zustand zugelassen; Sanierungs-Niveaus Szenarien-abhängig („vollsaniert“ oder „vollsaniert plus“); „vollsaniert“ entspricht dem Neubaustandard nach EnEV für 2016, „vollsaniert plus“ entspricht einer Sanierung mit Passivhauskomponenten und Ausstattung mit Lüftungsanlage inkl. Wärmerückgewinnung.

Wärmewende 2030 (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	THG-Reduktion im Gebäudesektor von 80 bis 95 % ggü. 1990.	
Modellansatz	Sektorübergreifende Optimierung des Strom- und Wärmesektors hinsichtlich Anlageninvestitionen und -einsatz; Ziel: Systemkostenminimierung. Randbedingungen zu Verkehr, nichtenergetischen Emissionen und Effizienzentwicklungen werden exogen vorgegeben.	
Bilanzierungslogik	Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie nicht explizit beschrieben.	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser	
Szenarien	Basis-Szenario-Kohlekonsens (Basis-KK)	Hier betrachtetes Basis-Szenario auf Grundlage des Kohlekonsens-Pfades von Agora Energiewende (enervis energy advisors 2015). Ambitioniert, hohe Sanierungsraten und -tiefe.
	Alternatives Basis-Szenario (Basis KK+Gas)	Kohlekonsens mit Brennstoffwechsel zu Gas; die sich daraus ergebenden geringeren spezifischen Emission des Stromsektors führen zu einem geringen Erneuerbare-Energien-Ausbaubedarf
	Sensitivitäts-Szenario mit weniger Gebäudedämmung (Dämm(-))	Hier müssen höhere Emissionen im Nicht-ETS-Bereich (u. a. bei der Gebäudewärme) im ETS Bereich kompensiert werden. Geringere Sanierungsraten und –tiefe als in Basis KK.
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtung aus volkswirtschaftlicher Perspektive	

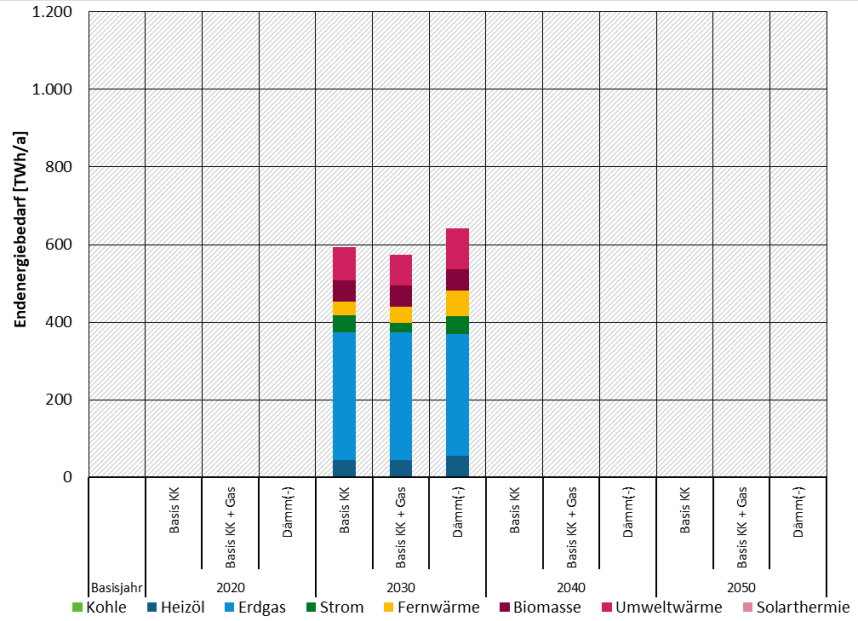
RAHMENPARAMETER

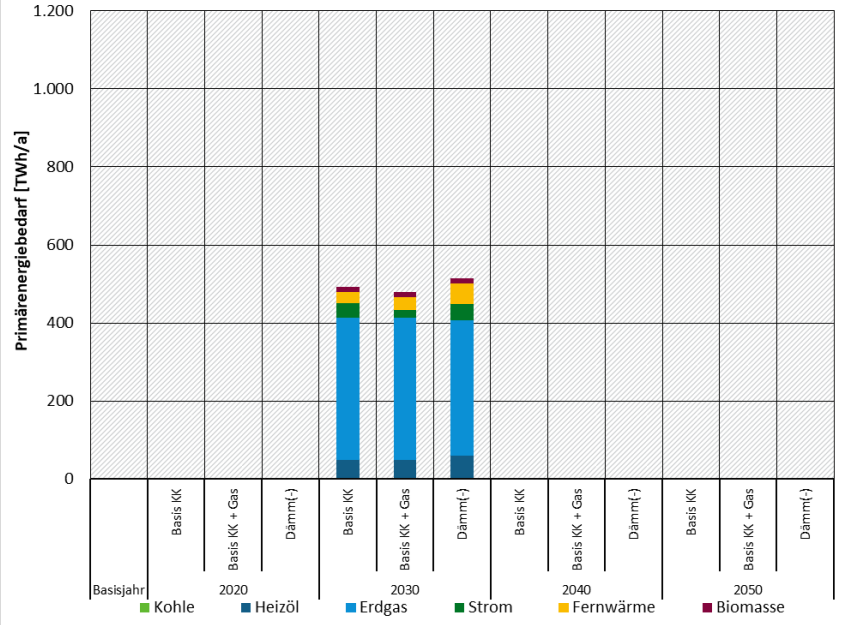
Die Modellrechnungen im Rahmen dieser Studie basieren hauptsächlich auf den Eingangsdaten und Annahmen der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (IWES et al. 2015).

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010		2050	
	Entwicklung WG	k.A.		3,2	
	Entwicklung NWG	k.A.		1,5	
Sanierungsrate [%/a]	Szenario	Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	RF (WG)	k.A.	2	-	-
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	Szenario	Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	RF (WG)	k.A.	-		
Biomassepotenzial	Bezug auf ESG: 69 bis 139 TWh/a im Gebäudesektor				
Importe	im Stromsektor 2030 in nur Netto-Exporte				
	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	k.A.	
	Biomasse	k.A.			
	PtG/PtL	Nein			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip			
				2015	2050
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\ eq}$/kWh]		Strom	k.A.	k.A.
			Fernwärme	k.A.	k.A.
			Gas	k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE (2030)

Parameter	Werte / Beschreibung		
	Basis KK	Basis KK+Gas	Damm(-)
THG-Minderung (in ESG-Logik, inkl. Vorketten) [Mio. t CO_{2eq}]	-101	-96	-110
Anteil EE [%]	26	25	28
Anteil Wärmenetze [%]	6	7	10
Endenergieeinsparung [%]	-39	-41	-34
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-67	-67	-65
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Kaum Unterschiede zwischen Basis KK und Basis KK+Gas; Dämm(-) mit höherem EEV, da ein höherer Wärmebedarf gedeckt werden muss → Steigerung Stromanwendungen und Fernwärme. Solarthermie ist in Fernwärme enthalten.		



Parameter	Werte / Beschreibung	
Primärenergiebedarf$_{ne}$		
	2030	2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird in allen Szenarien mit 78 Mio. t CO_{2e} in gleicher Höhe verfehlt.	Entfällt.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Basis KK	Sanierungsrate 2 %, Sanierungstiefe: k.A.
Basis KK+Gas	wie Basis KK
Dämm(-)	geringere Sanierungstiefe bei gleichbleibender Sanierungsrate

Energieeffizienzstrategie Gebäude (Prognos et al. 2015)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion PE_{ne} um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 2008.	
Modellansatz	Bottom-up Stock-Exchange Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Referenz	Fortschreiben des Ende 2013 vorhandenen energie- und klimaschutzpolitischen Instrumentariums (keine Verschärfung); Unterstellung eines moderaten technischen Fortschritts
	Effizienz	Zielszenario mit Fokus auf der Reduzierung des Endenergieverbrauchs
	Erneuerbare Energien (EE)	Zielszenario mit Fokus auf der Dekarbonisierung des Endenergieverbrauchs und der Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtungen aus der einzelwirtschaftlichen Perspektive, hochgerechnet auf den gesamten Gebäudebestand	

RAHMENPARAMETER

Die wesentlichen Rahmenparameter sind der Energiereferenzprognose (Prognos et al. 2014) entnommen.

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2013		2050	
	Entwicklung WG	3,5		3,9	
	Entwicklung NWG	k.A.		k.A.	
		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Sanierungsrate [%/a]	Referenz (WG)	1,2	1,2	1,3	1,3
	Effizienz (WG)	1,2	1,8	2,1	2,1

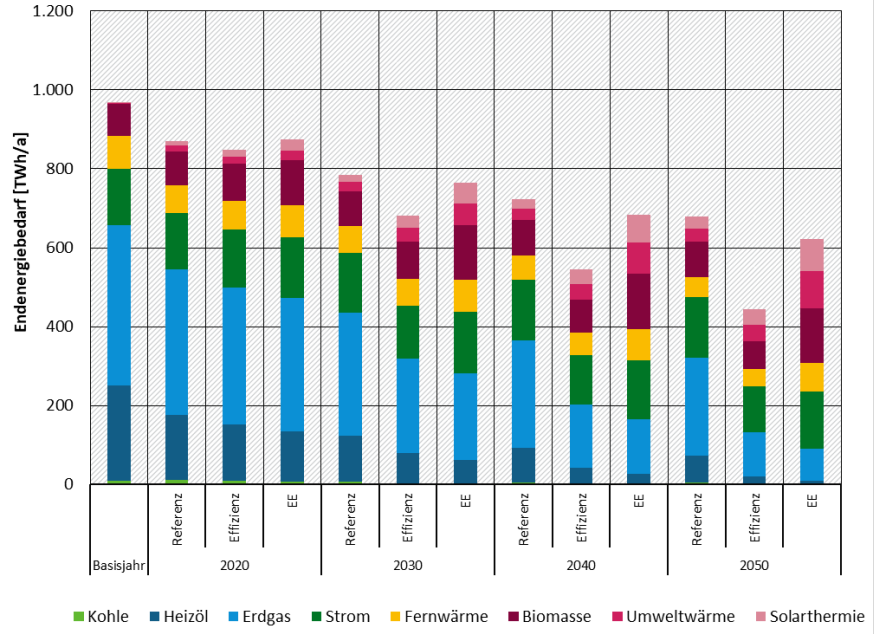
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	EE (WG)	1,2	1,4	1,4	1,4
		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz (WG)	k.A.	94		
	Effizienz (WG)	k.A.	62		
	EE (WG)	k.A.	89		
Biomassepotenzial	Begrenzung auf 69 bis 139 TWh/a_{2050} im Gebäudesektor				
Importe	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	k.A.	
	Biomasse	83 TWh			
	PtG/PtL	Nein			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	1,8	0,9	0,6	0,4
	Fernwärme	0,8	0,8	0,6	0,5
	Gas	1,1	1,1	1,1	1,1
	Vorketten	Ja			
	Prinzip	Verursacherprinzip			
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]			2008	2050
		Strom		647	122
		Fernwärme		319	144
		Gas		250	250

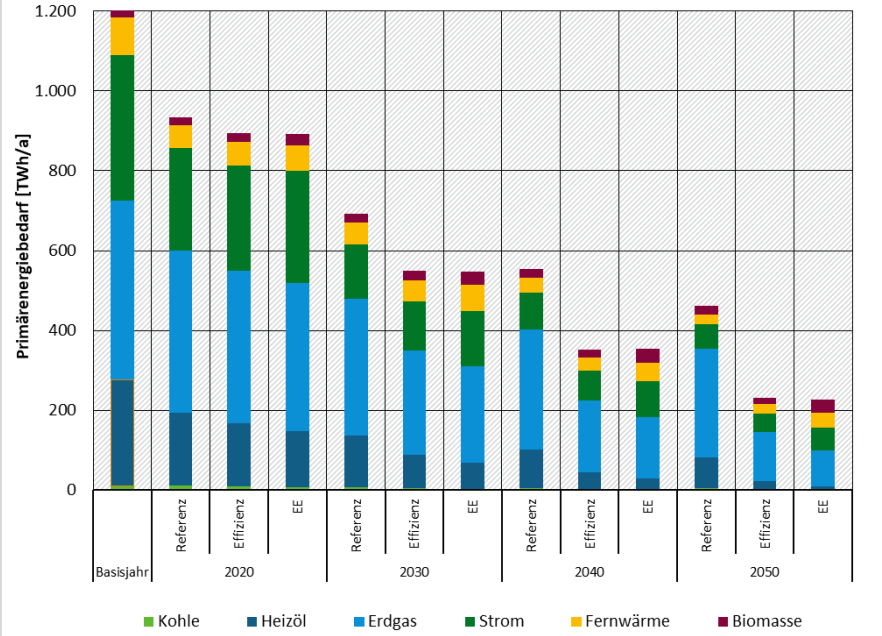
ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung		
	Referenz	Effizienz	EE
THG-Minderung [%]	-62	-81	-82
Anteil EE [%]	40	54	70
Anteil Wärmenetze [%]	8	10	12
Endenergieeinsparung [%]	-30	-54	-36
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-61	-80	-81
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	1	1,5	1,1

Endenergiebedarf (RW/WW)

Deutliche Unterschiede zwischen den zwei Ziel-Szenarien erkennbar – das Effizienz-Szenario hat im Jahr 2050 einen um ca. 200 TWh geringeren EEV im Gegensatz zu Szenario EE.



Parameter	Werte / Beschreibung	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Beleuchtung NWG & Lüftung/ Klimatisierung ist in Strom enthalten.  	
	2030	2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird in beiden Szenarien erreicht: den Zielwert von 71 Mio. t CO_{2eq} unterschreitet das Effizienz-Szenario mit 69 Mio. t CO_{2eq} knapp bzw. das EE-Szenario mit 61 Mio. t CO_{2eq} deutlich.	Das Ziel PE_{ne} -80 % bis 2050 wird in beiden Ziel-Szenarien erreicht.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Referenz	Fortschreibung des Ende 2013 vorhandenen energie- und klimaschutzpolitischen Instrumentariums (ohne Verschärfung).
Effizienz	Erhöhung der Sanierungsrate (s.o.) graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus bis 2050 auf 46 kWh/(m²a) (EZFH) bzw. 30 kWh/(m²a) (MFH) starke Erhöhung des Anteils neu installierter Wärmetechniken auf Basis erneuerbarer Energien: bis 2050 auf 72 %
Erneuerbare Energien (EE)	Erhöhung der Sanierungsrate (s.o.) graduelle Anhebung des Sanierungsniveaus bis 2050 auf 70 kWh/(m²a) (EZFH) bzw. 54 kWh/(m²a) (MFH) noch stärkere Erhöhung des Anteils neu installierter Wärmetechniken auf Basis erneuerbarer Energien: bis 2050 auf 97 %

Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015)

METHODIK

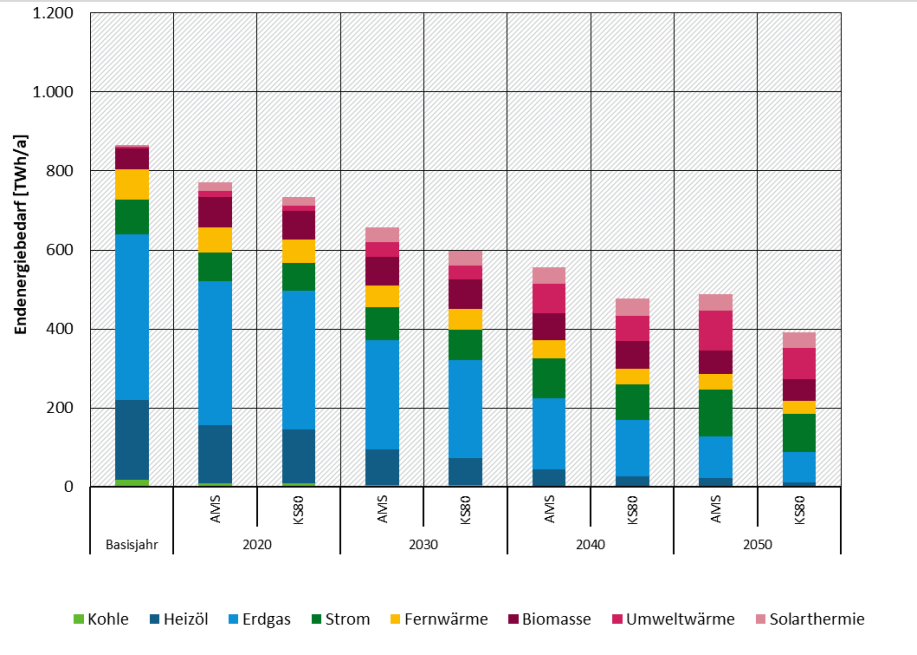
Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	KS 80: Reduktion PE_{ne} um 80 % im Jahr 2050 gegenüber 1990	
Modellansatz	Sektorale Optimierung. Bottom-up-Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie im Gebäudemodell ERNSTL/EE-Lab/INVERT. Entscheidungen der Investoren werden über die Zeit dynamisch simuliert.	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG sowohl nach Quell- als auch nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Aktuelle Maßnahmen Szenario (AMS)	Stand der Maßnahmen Oktober 2012
	Klimaschutzszenario 80 (KS 80)	Orientiert sich am unteren Anstrengungsniveau (-80 % THG-Emissionen) des Energiekonzeptes der Bundesregierung
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtungen aller Sektoren aus volkswirtschaftlicher Perspektive mit dem Modell ASTRA-D.	

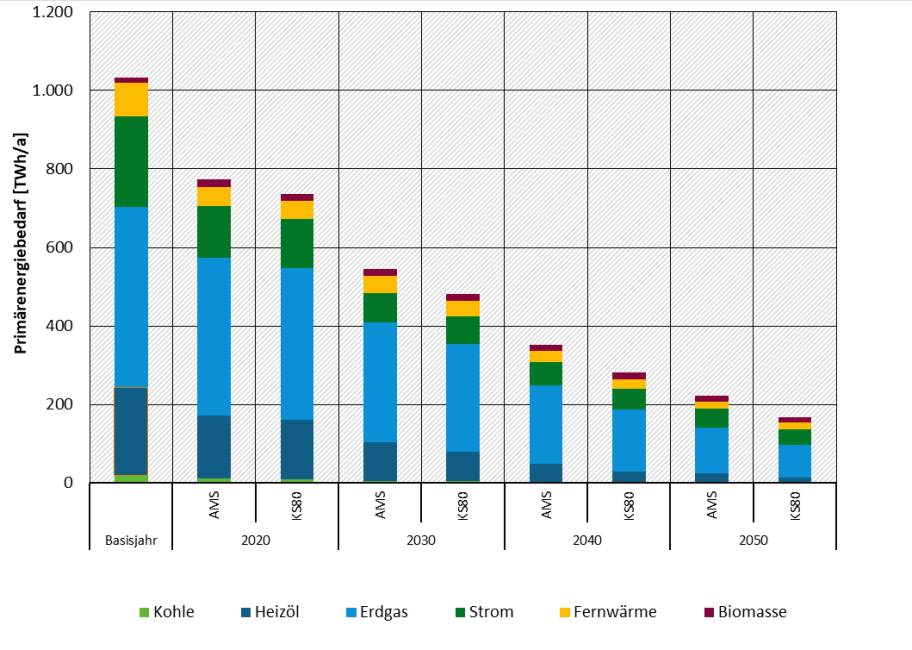
RAHMENPARAMETER

Parameter	Szenario	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010			2050
	Entwicklung WG	3,3			3,8
	Entwicklung NWG	1,1			1,2
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	AMS (WG)	0,8	1,6	2,0	2,0
	KS80 (WG)	1,3	1,8	2,4	3,1
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	Szenario	Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	AMS (WG)	-48	93		
	AMS (NWG)	k.A.	116		
	KS80 (WG)	-58.	76		
	KS80 (NWG)	k.A.	86		

Parameter	Szenario		Werte			
Biomassepotenzial	Begrenzung auf 82,5 TWh/a_{2050} im Gebäudesektor und 340 TWh im Gesamtsystem (nur inländische Biomasse)					
Importe	EE-Strom		k.A.	Kuppelleistung	k.A.	
	Biomasse		k.A.			
	PtG/PtL		nein			
PE_{ne}-Faktoren 2050			Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom (PE_{gesamt})	AMS	2,46	2,15	1,96	1,92
		KS80	2,35	1,88	1,55	1,4
	Fernwärme	AMS	0,92	0,86	0,85	0,85
		KS80	0,92	0,85	0,72	0,55
	Gas	AMS	1,1	1,1	1,1	1,1
		KS80	1,1	1,1	1,1	1,1
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten		Nein			
	Prinzip		Verursacher- und Quellprinzip			
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]				2020	2050
			Strom		k.A.	k.A.
			Fernwärme		k.A.	k.A.
			Gas		k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte	
	ZB -60 %	ZB -35 %
THG-Minderung [%]	-79	-84
Anteil EE [%]	60	ca. 63
Anteil Wärmenetze [%]	4,6	4,7
Endenergieeinsparung [%]	-48	-58
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-78	-84
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)		

Primärenergiebedarf$_{ne}$		
	2030	2050
Zielbetrachtung	Das THG-Minderungsziel des Klimaschutzplans für 2030 wird im AMS deutlich verfehlt (81 Mio. t CO_2e) und im KS80 knapp erreicht (70 Mio. t CO_2e).	Das Ziel einer 80 %-Einsparung an nicht-erneuerbarem Primärenergiebedarf von 2008 bis 2050 wird im AMS mit 78 % fast erreicht, im KS80 mit 84 % Reduktion übererfüllt.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
AMS	Betrachtung und Fortschreibung aller zum Jahr 2012 eingesetzter Instrumente und Maßnahmen Sanierungsrate erhöht gegenüber AMS
KS80	durchschnittliche Verschärfung der Bauteil U-Werte um 20 % gegenüber AMS Einführung der EE-Wärmenutzungspflicht beim Auslösetatbestand Sanierung

9 Anhang 2: Szenariensteckbriefe (Zielbereich 2)

Studie	Studien-Kurztitel	Szenario	
		Referenz	Zielbereich 2
Klimapfade für Deutschland (BDI-Studie)	BDI_KPf	Referenz	95 % Pfad
Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor (dena Gebäudestudie)	dena_GS	Referenz	EL95, TM95
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (LFS)	LFS	Referenz	Szenario „95 %ige-Treibhausgasreduktion“ (Modul 10.a): -95 %
Wärmewende 2030 (Agora Studie)	WW_2030		Notwendige Entwicklungen bis 2030, um -95 %-Ziel 2050 erreichen zu können (-95 %)
Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde)	KSz	AMS (Aktuelle Maßnahmen Szenario)	KS95
THG-neutrales Deutschland	THGND		Ziel 2050 (V1) Bedingt sanierbare Gebäude (V3)
Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	RESCUE		GreenEe
Leitstudie Integrierte Energiewende	dena_IE	Referenz	EL95 TM95
Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung	Nitsch	Referenz	KLIMA2050
Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie	IEK2050	S90	S95

Klimapfade für Deutschland (Gerbert et al. 2018)

METHODIK

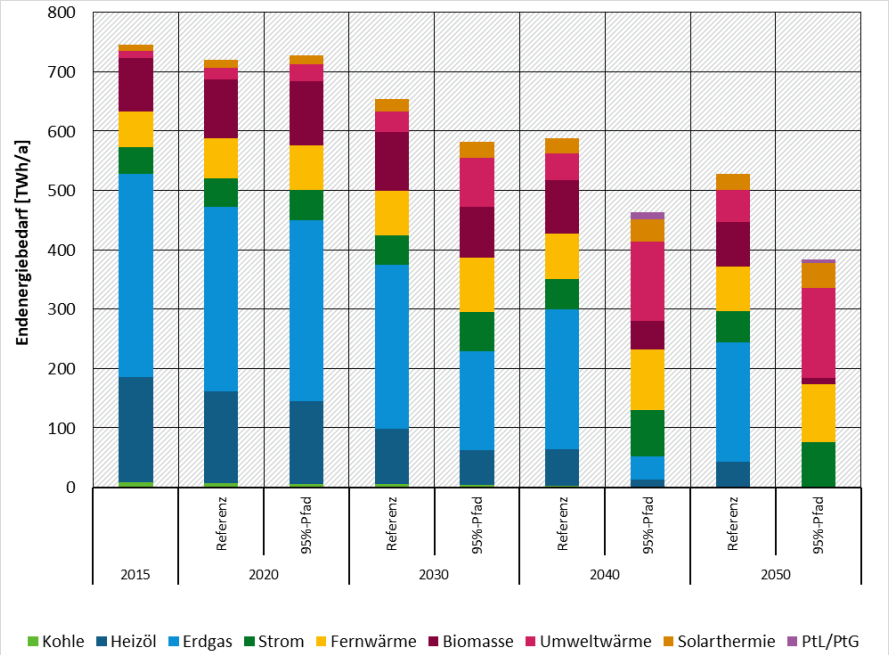
Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion THG um 95 % in 2050 gegenüber 1990. Aufzeigen volkswirtschaftlich kosteneffizienter Wege zur Erreichung der Ziele bei Erhaltung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit und Industriestruktur sowie Eröffnung neuer Märkte für Exporte.	
Modellansatz	Bottom-up Stock-Exchange Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Quellprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Industrie: Raumwärme, Dampferzeugung, Prozesswärme/-kälte, mechanische Energie	
	Verkehr: Güter- und Personenverkehr; Territorialprinzip	
	Energiesektor	
	Land- und Abfallwirtschaft	
Szenarien	Referenz	Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen; ohne übergeordnetes THG-Reduktionsziel
	95 %-Pfad	Zielszenario mit THG Reduktionsziel von 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Volkswirtschaftliche Kostenbetrachtungen, Berücksichtigung Energieimporte (insbesondere PtL, PtG)	

RAHMENPARAMETER

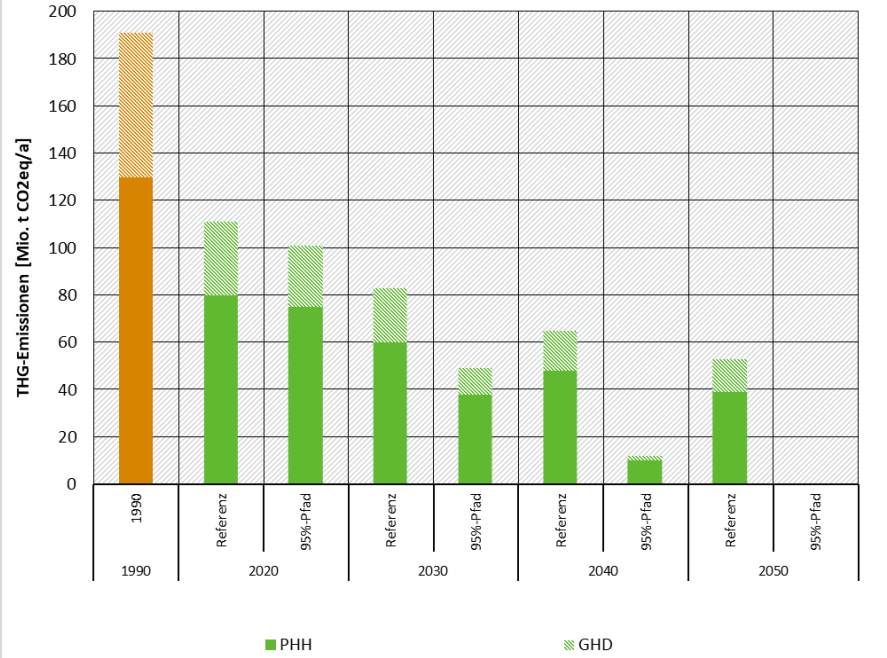
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015		2050	
	Entwicklung WG	3,8		4,2	
	Entwicklung GHD	2,1		1,8	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Referenz (WG)	1,1	1,1	1,1	1,1
	95 %-Pfad	1,1	1,9	1,9	1,9

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²a]		
	Referenz	k.A.	96		
	95 %-Pfad	k.A.	76		
Biomassepotenzial	national verfügbare Biomasse wird in Industrie (59 %; v.a. PtG) konzentriert max. rund 10 TWh im Gebäudesektor; Gesamtpotenzial: 347 TWh/a				
Importe	EE-Strom	86 TWh	Kuppelleistung:	32 GW/a_{2050} Export;	
	Biomasse	nicht relevant		28 GW/a_{2050} Import	
	PtG/PtL	340 TWh			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Quellprinzip			
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]		2008	2050	
		Strom	k.A.	k.A.	
		Fernwärme	k.A.	k.A.	
		Gas	200	200	

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	Referenz	95 %-Pfad
THG-Minderung [%]	-61	-95 (Gesamtsystem) -100 (GHD/Haushalte)
Anteil EE [%]	45	76
Anteil Wärmenetze [%]	14	27
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	-29	-49
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	620
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	400
Endenergiebedarf (RW/WW)	Gebäudesektor im 95 %-Pfad komplett emissionsfrei, starker Ausbau von Wärmepumpen und hoher Anteil netzgestützter Wärmeversorgung. 	

Parameter	Werte / Beschreibung
THG-Emissionen (RW/WW)	Der Studie konnten keine Primärenergiebedarfswerte entnommen werden. Dargestellt werden die THG-Emissionen für Raumwärme und Warmwasser in Haushalten und GHD.



	2030	2050
Zielbetrachtung	In Referenzszenario -45 % → Ziel der Bundesregierung (-55 %) wird nicht erreicht; bei 95 %-Pfad (-57 % ggü. 1990) wird politisches Zwischenziel erreicht	Das Ziel einer 95 %-Einsparung an THG-Emissionen von 1990 bis 2050 wird im 95 %-Pfad erreicht.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Referenz	Fortschreibung historischer Trends
95 %-Pfad	Früheres Auslaufen der Kohleverstromung. Beendigung der Förderung von Braunkohle Anfang/Mitte 2030 und von Steinkohle Mitte 2040. Verlagerung des Einsatzes von Biomasse in die Industrie (industrielle Wärmeerzeugung). CCS: Erschließung geeigneter Standorte und Bau von Infrastruktur ab 2030 Inbetriebnahme von PtL-Anlagen ab 2020, PtG-Anlagen Anfang 2030 Elektrifizierung von Autobahnabschnitten für O-LKW vor 2030 Steigerung der Sanierungsrate auf 1,9 % bis 2050; KfW-55 bis -70 als Sanierungsstandard (durchschnittlicher Standard aller zwischen 2015 und 2050 sanierten Gebäude) Neubau: linearer Rückgang des Raumwärmeverbrauchs auf „nahe Passivhausniveau“ Fernwärmenetze komplett emissionsfrei

dena-Gebäudestudie (geea und dena 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	THG-Reduktion um 95 % im Jahr 2050 ggü. 1990 aus Gebäudeperspektive	
Modellansatz	Gebäudespezifische Betrachtung mit Analyse der Rückwirkung auf Gesamtenergiesystem	
Bilanzierungslogik	Verbrauch gemäß Bilanzrahmen der EnEV bei sektoraler Betrachtung; im Gesamtsystem: Zurechnung weiterer Verbräuche	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Industrie: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
Szenarien	Referenz (RF)	Fortschreiben der aktuellen Entwicklungen, Nicht-Erreichen der Klimaziele
	EL95	THG-Reduktion um 95 Prozent durch Elektrifizierung im Gebäudebereich und Ausbau EE im Stromsektor, Netzausbau, maßgebliche Rolle spielen elektrische Wärmepumpen
	TM95	THG-Reduktion von 95 % unter Einsatz vielzähliger Technologien, betrieben durch EE-Strom/synthetische EE-Brennstoffe, v.a. elektrische Wärmepumpen, Gas- und Ölheizungen (synthetisch betrieben)
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtung des Gebäudesektors unabhängig vom Energiesystem	

RAHMENPARAMETER

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2013		2050	
	Entwicklung WG				
	Entwicklung NWG				
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	RF (WG)	1	1	1	1
	EL95 (WG)	1	2,3	2,3	2,3
	TM95 (WG)	1	1,4	1,4	1,4

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte				
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	Szenario	Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²a]			
	RF (WG)	k.A.	k.A.			
	EL95 (WG)	k.A.	k.A.			
	TM95 (WG)	k.A.	k.A.			
Biomassepotenzial	für EL95 und TM95 im Jahr 2050 22 bzw. 51 TWh im Gebäudesektor; Gesamtpotenzial 310 TWh (davon 262 TWh heimisch)					
Importe	EE-Strom	ja		Kuppelleistung:	k.A.	
	Biomasse	k.A.				
	PtG/PtL	EL95	380			
		TM95	720			
PE$_{ne}$-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050	
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	
	Vorketten	Ja/Nein				
	Prinzip	Verursacherprinzip (Gebäude)				
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]		Vorkette	Szenario	2015	2050
		Strom	k.A.	Referenz	530	190
				EL95/TM95		60/50
		Fernwärme	k.A.	Referenz	340	130
				EL95/TM95		30
		Gas	Ja	Referenz	240	240
				EL95/TM95		1
		Heizöl	Ja	Referenz	310	310
				EL95/TM95		1

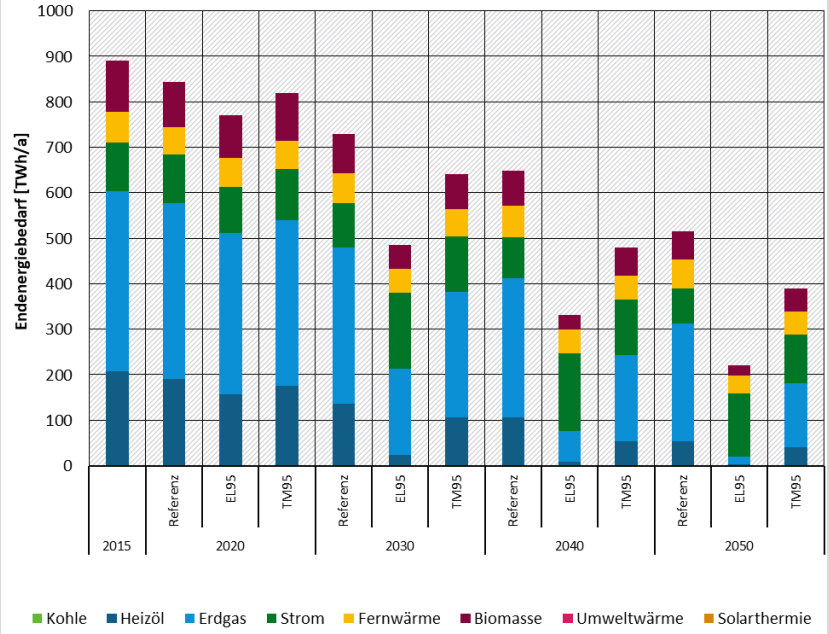
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
	Biomasse	Ja	Referenz	32	20
			EL95/TM95		1

ZENTRALE ERGEBNISSE

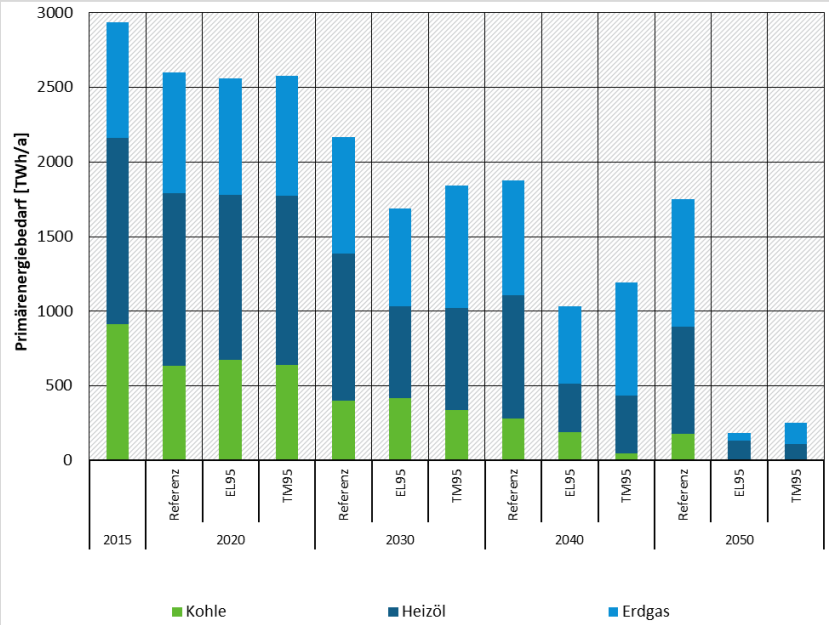
Parameter	Werte / Beschreibung		
	RF	EL95	TM95
THG-Minderung [%]	-66	-93	-92
Anteil EE [%]	66	85	92
Anteil Wärmenetze [%]	12	18	13
Endenergieeinsparung [%]	34	-64	-45
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	k.A.	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	3.382	4.408	3.832

Endenergiebedarf (RW/WW)

Solarthermie und Umgebungswärme nicht explizit ausgewiesen, da nach EnEV bilanziert wird. Erdgas und Heizöl entsprechen konventionellem, synthetischem und biogenem Gas, bzw. 2050 ausschließlich synthetischen & biogenem Brennstoff.



Parameter	Werte / Beschreibung
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Primärenergiebedarf Gesamtsystem; Einsatz fossiler Energieträger nur noch in stofflicher Nutzung.



	2030	2050
Zielbetrachtung		Deutliche Zielverfehlung im Referenzszenario, Reduktion des Endenergieverbrauchs um 43 % (60-Prozent-THG-Reduktion, entspricht Menge von 441 t CO_2äq). Die 95-Prozent-Szenarien erfordern zwischen 2030 und 2050 verschärfte Maßnahmen. Grund für das Nicht-Erreichen sind hier nicht substituierbare Prozessemissionen und Emissionen aus der Verwendung von Kohle des Industriesektors.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Lösungsvorschläge werden in Phase II der Leitstudie entwickelt.	

Langfristszenarien 2050 (Fraunhofer ISI et al. 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion THG um 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990	
Modellansatz	Sektorale Optimierung, Bottom-up-Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Verkehr	
	Industrie	
	Umwandlungssektor	
Szenarien	Referenz	„In dem Szenario laufen derzeit existierende Förderpolitiken noch bis zu ihrem planmäßigen Ende weiter, werden danach aber nicht wieder aufgesetzt. Einmal etablierte Standards und Ordnungspolitiken bleiben auf dem derzeitigen Niveau bestehen, werden aber nicht mehr verschärft.“
	KS95	„95 %ige-Treibhausgasreduktion“ (Modul 10.a): Quantitative Modellierung einer 95-prozentigen Treibhausgasreduktion
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Modellierung der Szenarien inkl. Steuern und Abgaben, Kostenbewertung ohne Steuern und Abgaben	

RAHMENPARAMETER

Wesentliche Rahmendaten wurden mit dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015) abgestimmt.

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010		2050	
	Entwicklung WG	4,2		4,8	
	Entwicklung NWG	1,4		1,5	
Sanierungsrate [%/a]	Szenario	Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Referenz (WG)	0,9	1,4	1,7	1,8
	Referenz (NWG)	1,2	1,	2,2	2,2
	-95 % (WG)	1,1	2,5-3	2,5-3	2,5-3
	-95 % (NWG)	1,3	2,5-3	2,5-3	2,5-3
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz (WG)	k.A.	k.A.		
	Referenz (NWG)	k.A.	k.A.		
	Basis (WG)	k.A.	k.A.		
	Basis (NWG)	k.A.	k.A.		
Biomassepotenzial	k.A.				
Importe	EE-Strom k.A.		Kuppelleistung: k.A.		
	Biomasse k.A.				
	PtG/PtL k.A.				
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom – Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,9
	Strom – Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,2

Parameter	Szenario/Energiequelle		Werte			
THG-Emissionsfaktoren	Fernwärme	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,7
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,5
	Gas	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Vorketten		Nein			
	Prinzip		Verursacherprinzip			
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]				2008	2050
			Strom	Referenz	k.A.	k.A.
				Basis	k.A.	k.A.
			Fernwärme		k.A.	k.A.
			Gas		k.A.	k.A.

ZENTRALE EREGBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	Referenz	Basis
THG-Minderung [%]	-74	-95
Anteil EE [%]	45	100
Anteil Wärmenetze [%]	20	k.A.
Endenergieeinsparung [%]	k.A.	k.A.
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-60	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Keine Werte vorhanden (Modul 10b noch in Bearbeitung. Stand 03/2019).	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Keine Werte vorhanden (Modul 10b noch in Bearbeitung. Stand: 12/2019).	

Parameter	Werte / Beschreibung	
	2030	2050
Zielbetrachtung		Das Ziel einer 95 %-THG-Emissionseinsparung kann unter verstärkten Anstrengungen und regulatorischen Verschärfungen ggü. 80 %-Szenario erreicht werden.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
KS95	Verschärfung der EnEV 2030, Verschärfung der Sanierungsanforderungen, schärfere Kontrollmechanismen. Flächendeckende Nutzungspflicht EE-Wärme im Neubau (bis 2030 schrittweise Anhebung des geforderten EE-Wärme-Anteils auf 70 %) und Heizkesselaustauschpflicht (Auslösetatbestand wird 2035 auf Heizkesseltausch erweitert) ab 2020. Einführung des Niedrigstenergiegebäudestandards für Neubauten. Marktanreizprogramm läuft bis 2050 weiter (außer für Solarthermie) und Erhöhung Fördervolumen KfW-Programme Auslaufen der Förderung öl- und gasbefeuerter Brennwertkessel Reduktion nicht-ökonomischer Barrieren: Offensive im Bereich der Ausbildung, Information und Beratung zum Auflösen von Sanierungsstaus. Preissignal CO_2

Wärmewende 2030 (Fraunhofer IWES und Fraunhofer IBP 2017)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion THG um 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 mit dem Ziel einer Minimierung der Gesamtsystemkosten. THG-Minderung von mindestens 55 % ggü. 1990 für Zielkorridor 2030, Reduktion Endenergieverbrauch Wärme um 40 bis 60 % (PHH, GHD, Industriehallen) bis 2050, systemdienliche Steuerung WP und E-mobilität; Reduktionsziel -38 % für den deutschen Nicht-Emissionshandels-Sektor	
Modellansatz	Sektorübergreifende Optimierung des Strom- und Wärmesektors hinsichtlich Anlageninvestitionen und -einsatz. Randbedingungen zu Verkehr, nichtenergetischen Emissionen und Effizienzentwicklungen werden exogen vorgegeben.	
Bilanzierungslogik	Bilanzierung THG nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie nicht explizit beschrieben	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser	
	Industrie: Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme	
	Verkehr, Energie-/ Stromsektor	
Szenarien	Referenz	Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen; ohne übergeordnetes THG-Reduktionsziel
	95 %-Pfad	Zielszenario mit THG-Reduktionsziel von 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990; „Notwendige Entwicklungen bis 2030 um 95-Prozent-Ziel erreichen zu können.“
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Volkswirtschaftliche Kostenbetrachtungen	

RAHMENPARAMETER

Die Modellrechnungen im Rahmen dieser Studie basieren hauptsächlich auf den Eingangsdaten und Annahmen der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ (IWES et al. 2015).

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015		2050	
	Entwicklung WG	k.A.		3,2	
	Entwicklung GHD	k.A.		1,5	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	alle Szenarien	2	2	entfällt	entfällt
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz	k.A.	entfällt		
	95 %-Pfad	k.A.	entfällt		
Biomassepotenzial	Bezug auf ESG: 69 bis 139 TWh /a im Gebäudesektor.				
Importe	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	k.A.	
	Biomasse	k.A.			
	PtG/PtL	nein			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip			

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte		
			2015	2030
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]	Strom	535	210
		Fernwärme	k.A.	k.A.
		Gas	k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	95 %-Pfad	
THG-Minderung [%]	-55	
Anteil EE [%]	58-62	
Anteil Wärmenetze [%]	13-15,8	
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	k.A.	
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	
Endenergiebedarf (RW/WW)	Der Endenergiebedarf für RW und WW beträgt im Jahr 2030 max. 547 TWh/a → Wert wird in der Studie abgeleitet aus einer Bandbreite weiterer Zielszenarien. Keine Aufschlüsselung nach Energieträgern.	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	k.A.	
Zielbetrachtung	2030	2050
	Aktueller EE-Korridor von 55-60 %-Anteil bis 2035 reicht nicht aus um 2050 eine THG-Emissionsminderung um 95 % zu erreichen; min. 60 % EE-Anteil 2030 nötig	k.A.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
95 %-Pfad	Anhebung des EE-Zielkorridors auf 60 % des Bruttostromverbrauchs bis 2030 Ausbau Wärmenetze essentiell, v.a. für 95 %-Ziel

Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2015)

METHODIK

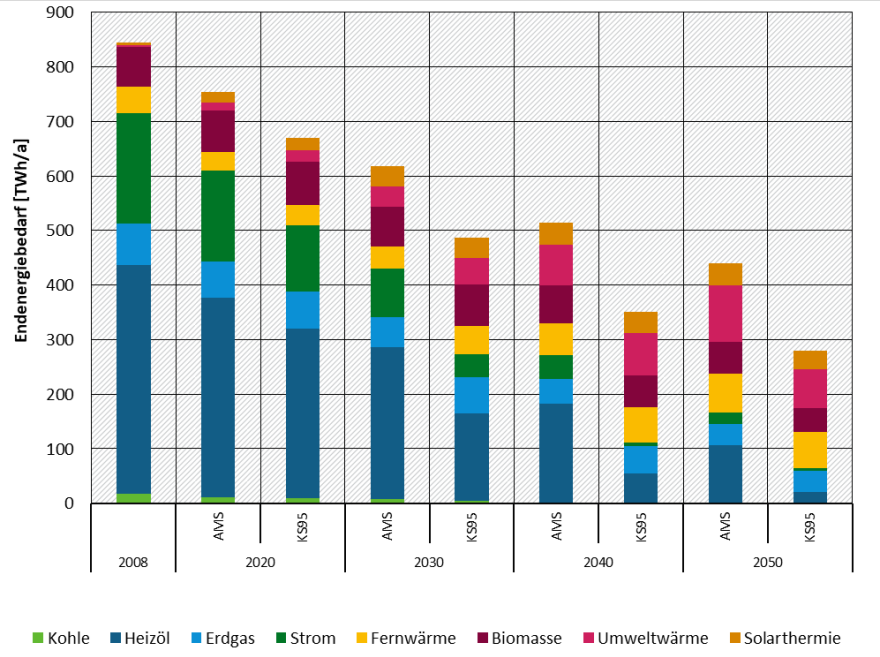
Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	KS 95: THG-Reduktion um 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990	
Modellansatz	Sektorale Optimierung; zielorientierte Modellierung (Emissionsbudget 2050: 60 Mio. t CO_2äq). Bottom-up-Ansatz mit vereinfachter Gebäudetypologie im Gebäudemodell ERNSTL/EE-Lab/INVERT. Entscheidungen der Investoren werden über die Zeit dynamisch simuliert.	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien; Bilanzierung THG sowohl nach Quell- als auch nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie im Sinne der Energiebilanz	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Industrie: Prozessenergie, Strom, Wärme	
	Verkehr: Endenergiebedarf, Antriebstechnik	
Szenarien	AMS	Stand der Maßnahmen Oktober 2012
	KS95	Orientiert sich am oberen Anstrengungsniveau des Energiekonzepts der Bundesregierung (-95 % THG-Emissionen).
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtungen aller Sektoren aus volkswirtschaftlicher Perspektive mit dem Modell ASTRA-D.	

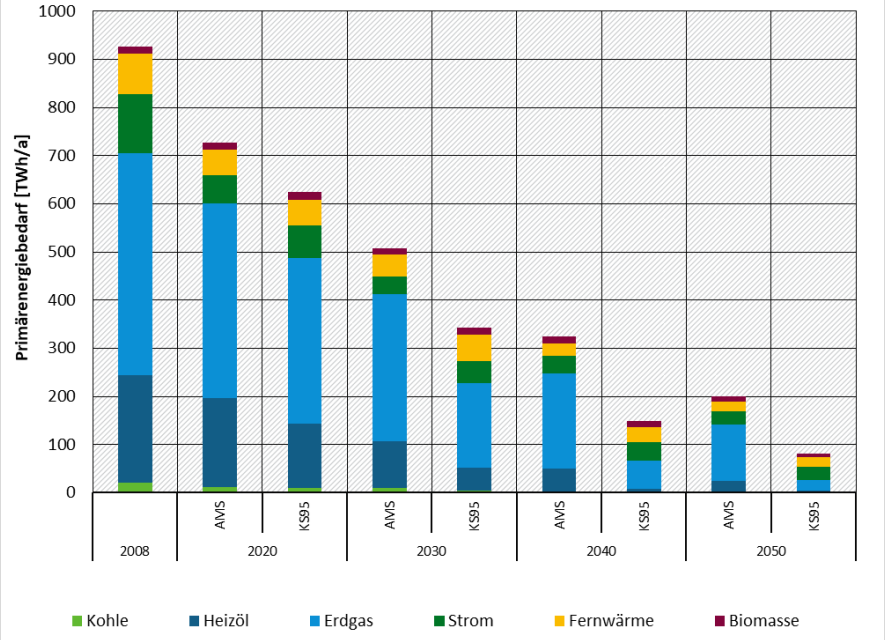
RAHMENPARAMETER

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010	2050		
	Entwicklung WG	3,3	3,8		
	Entwicklung NWG	1,1	1,2		
Sanierungsrate [%/a]	Szenario	Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	AMS (WG)	0,8	1,6	2,0	2,0
	Ks95 (WG)	1,4	2,8	3,7	3,9

Parameter	Szenario/Energiequelle		Werte			
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand			Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	AMS (WG)		-48	93 (bezogen auf Wohnfläche)		
	AMS (NWG)		k.A.	116 (bezogen auf Nutzfläche)		
	KS95 (WG)		-66.	64 (bezogen auf Wohnfläche)		
	KS95 (NWG)		k.A.	41 (bezogen auf Nutzfläche)		
Biomassepotenzial	41 TWh im Gebäudesektor					
Importe	EE-Strom		k.A.	Kuppelleistung	k.A.	
	Biomasse		0 TWh			
	PtG/PtL		nein			
			Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
PE_{ne}-Faktoren 2050	Strom (PE_{gesamt})	AMS	2,46	2,15	1,96	1,92
		KS95	2,34	1,82	1,38	1,24
	Fernwärme	AMS	0,92	0,86	0,85	0,85
		KS95	1,12	1,13	1,12	1,09
	$Fernwärme_{ne}$	AMS	0,92	0,86	0,85	0,85
		KS95	0,91	0,82	0,56	0,28
THG-Emissionsfaktoren	Gas	AMS	1,1	1,1	1,1	1,1
		KS95	1,1	1,1	1,1	1,1
	Vorketten		Nein			
	Prinzip		Verursacher- und Quellprinzip			
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]				2020	2050
			Strom		k.A.	k.A.
			Fernwärme		k.A.	k.A.
			Gas		k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	ZB -60 %	ZB -35 %
THG-Minderung [%]	-79	-94,4
Anteil EE [%]	60	95
Anteil Wärmenetze [%]	4,6	9
Endenergieeinsparung [%]	-48	-66
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-78	-94
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Das KS95-Szenario hat im Jahr 2050 einen um ca. 150 TWh geringeren EEV im Vergleich zum Referenzszenario AMS; in KS95 Reduktion um ca. 72 % ggü. 2008 	

Parameter	Werte / Beschreibung	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Dargestellt wird der PE-Bedarf in Haushalten und GHD.  	
	2030	2050
Zielbetrachtung	Im KS95 ist eine THG-Reduktion um 65 bis 70 % für 2030 und 80 bis 85 % für 2040 notwendig, entsprechende Maßnahmen für Gebäudesektor: siehe Maßnahmen und Instrumente	Das Ziel THG-Emissionsminderung um minus 95 % wird in Szenario KS95 erreicht, im Szenario AMS allerdings nicht.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
AMS	Betrachtung und Fortschreibung aller zum Jahr 2012 eingesetzter Instrumente und Maßnahmen Förderung: Subventionen und Zuschüsse laufen bis 2020 aus und werden nicht fortgeführt
KS95	Erhöhung der Sanierungsraten und –tiefen Ambitioniertere Zielsetzung der Zwischenziele 2030 und 2040 Einführung der EE-Wärmenutzungspflicht beim Auslösetatbestand Sanierung Auslaufen der KWK-Förderung 2030 und erhöhte Neuanlagenförderung KWK → Ersatz Kohle- durch Erdgas-KWK bis 2030: Schaffung vergleichbarer Rahmen für Kennwerte energetische Gebäudequalität Monitoring: vollständige, deutschlandweite Datenerfassung aller (teil-)sanierten Gebäude inkl. deren energetischer Qualität Anreizmechanismen für energiesparendes Nutzerverhalten (steuerlich) Schaffung gleicher Sanierungsstandards Kosten- und Zeitersparnisse im Sanierungsprozess Kontrolle und ggf. rechtlichen Einforderung einer hohen Sanierungsqualität

Szenario	Beschreibung
	Preis-/Marktsignale bspw. über CO_2-Aufschlag

THG-neutrales Deutschland (Umweltbundesamt 2014)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Orientierung am Klimaschutzziel (-95 % THG bis 2050 ggü. 1990), 100-%-EE-Strom, Ausnutzung Energieeffizienzpotenziale, zentrale Rolle spielen regenerativer Wasserstoff und Methan, weitgehender Verzicht auf Biomasse, kompletter Verzicht auf CCS.	
Modellansatz	Sektorspezifische Modellrechnungen	
Bilanzierungslogik	Entsprechend AG-Energiebilanzen; erste Bilanzierungsebene: regenerative Nettostromerzeugung, dann: Bereitstellung der Endenergie	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser	
	GHD: Raumwärme, Kühlen/Lüften, IKT, Beleuchtung, mechanische Energie, Prozesswärme	
	Energie, Wärme, Verkehr, Industrie, Abfall- und Abwasserwirtschaft, Land-, Forstwirtschaft, Landnutzung, Landnutzungsänderung	
Szenarien	Energieziel 2050 V1	Weiterführung derzeitiger Sanierungsraten bei anspruchsvoller Sanierungstiefe
	Bedingt sanierbare Gebäude V3	Alle Bestandsgebäude werden saniert oder mindestens bedingt saniert - der Variante wird unterstellt, dass bei hoher Sanierungsrate 11 % der Gebäude nur bedingt saniert werden können (bspw. wg. Denkmalschutz), Wärmeversorgung erfolgt über Gasbrennwertkessel (bedingt sanierbar) und WP_{el}+Solarthermie (saniert).
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.	

RAHMENPARAMETER

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015	2050		
	Entwicklung WG	k.A.	3,53		
	Entwicklung GHD	k.A.	k.A.		
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	V1 (WG)	1	2,7	2,7	2,7

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
	V3 (WG)	1	2,7	2,7	2,7
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	V1	k.A.	26,4		
	V3	k.A.	33		
Biomassepotenzial	Gesamtpotenzial 202 TWh_{th} davon 40 TWh_{th} gasförmig, 162 TWh_{th} feste Biomasse				
Importe	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	57,9 bis 64,1 GW	
	Biomasse	k.A.			
	PtG/PtL	k.A.			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip			
				2008	2050
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\ eq}$/kWh]		Strom	k.A.	k.A.
			Fernwärme	k.A.	k.A.
			Gas	k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	V1	V3
THG-Minderung [%]	-95	-95
Anteil EE [%]	100	100

Parameter	Werte / Beschreibung	
Anteil Wärmenetze [%]	k.A.	k.A.
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	k.A.	k.A.
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Sanierte Gebäude: Strom: 40,7 TWh Methan: 0 TWh +Solarwärme: 29,7 Bedingt sanierte Gebäude: Strom: 35,8 TWh Methan: 44,5 TWh +Solarwärme: 29,0	Endenergiebedarf PHH: Raumwärme V3: 63,5 TWh Warmwasser V3: 17 TWh Endenergiebedarf GHD: Raumwärme V3: 1,9 TWh Endenergiebedarf Industrie: Raumwärme V3: 5,8 TWh
Primärenergiebedarf$_{ne}$	k.A.	
	2030	2050
Zielbetrachtung	k.A.	Im Energiebereich sollten alle Anwendungsbereiche komplett THG-neutral sein, um Defizite im Landwirt-schafts- sowie Industriesektor zu kompensieren. Erfordert eine 100 prozentige EE-Versorgung und die Erschließung vorhandener Effizienzpotenziale. Vollständiger Verzicht fossiler Energieträger auch außerhalb der Energieversorgung.

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Nicht Teil der Studie.	

THGND ressourcenschonend gestalten (RESCUE-Vorveröffentlichung; (Umweltbundesamt 2017))

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	sehr hohe THG-Minderung, hohes Ambitionsniveau bis 2050, niedriger Endenergiebedarf, Rohstoffeffizienzpotentiale werden nicht voll ausgeschöpft, mittlere Änderung von Verhaltensweisen	
Modellansatz	Sektorspezifische Modellrechnungen; orientiert sich an technischer Machbarkeit des Zielszenarios THGND (Umweltbundesamt 2014), jedoch: stärkere Durchdringung mit E-Fahrzeugen und PtH-Technik in Industrie sowie bei bedingt sanierbaren Gebäuden	
Bilanzierungslogik	entsprechend AG-Energiebilanzen (aufbauend auf THG-neutrales Deutschland),	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Verkehr	
	Industrie	
	Umwandlungssektor	
Szenarien	GreenEe	recht freie über alle Anwendungsbereiche hinweg energieeffiziente Erreichung der klimapolitischen Ziele angestrebt; präferierte Wärmeversorgung über WP_{el} und Wärmenetze
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	k.A.	

RAHMENPARAMETER

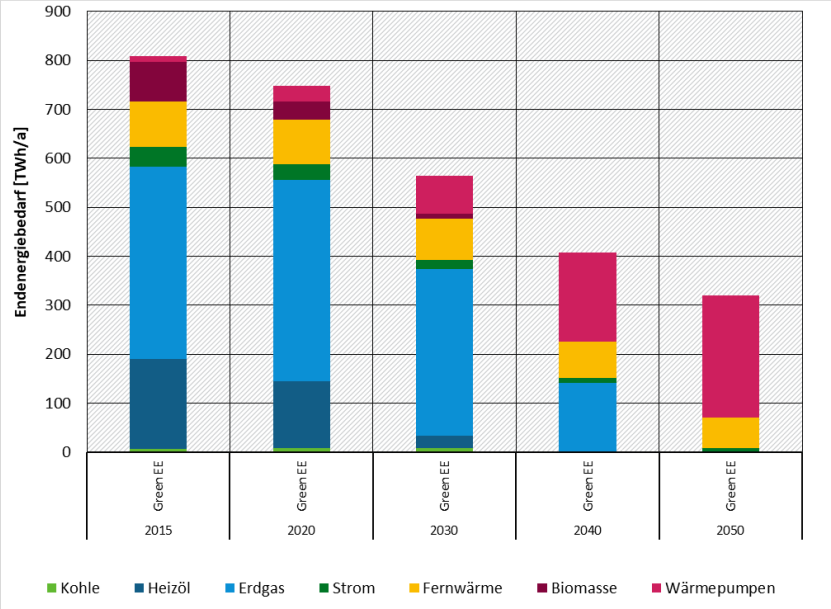
Wesentliche Rahmendaten wurden mit dem Projekt „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut/ISI 2015) abgestimmt.

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2010		2050	
	Entwicklung WG	3,5		3,5	
	Entwicklung NWG	k.A.		2,5	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	GreenEe	1	2,2	k.A.	3
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	GreenEe WG	k.A.	52		

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte				
	GreenEe NWG	k.A.	34			
Biomassepotenzial	max. Biogaspotenzial von rund 30 TWh/a_{2050}, energetische Nutzung von Waldholz sinkt bis 2050 auf null (0 TWh/a im Gebäudesektor).					
Importe	PtG/L-Import ab 2030; 2050 Importabhängigkeit von 60 % bezogen auf Nettostromerzeugung					
	EE-Strom	k.A.	Kuppelleistung:	k.A.		
	Biomasse	k.A.				
	PtG/PtL	k.A.				
PE_{ne}-Faktoren 2050			Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,9
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,2
	Fernwärme	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	0,7
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	0,5
	Gas	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
		Basis	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein				
	Prinzip	Verursacherprinzip				
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\ eq}$/kWh]				2008	2050
		Strom	Referenz		k.A.	k.A.
			Basis		k.A.	k.A.
		Fernwärme			k.A.	k.A.
		Gas			k.A.	k.A.

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
		GreenEe
THG-Minderung [%]		-95 (Gesamtsystem) -100 (GHD/Haushalte)
Anteil EE [%]		100
Anteil Wärmenetze [%]		23
Endenergieeinsparung [%]		60
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]		k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]		k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]		k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Der Endenergiebedarf für Raumwärme beträgt im GreenEe-Szenario in WG und NWG 214 TWh/a, für Warmwasser 109 TWh/a. Heiztechnik wird dominiert von WPs (k.A. über Betrieb), es folgt Fernwärme und ein kleiner Anteil [Strom direkt]. Die Versorgung durch konventionelle Gasheizungen nimmt kontinuierlich bis 2050 ab.	
Primärenergiebedarf$_{ne}$	k.A.	
	2030	2050
Zielbetrachtung	Erreichung der Emissionsminderungsziele 2030 (-60 %).	Emissionsminderungsziel (-95 %) wird erreicht.



MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
GreenEe	Festlegung ambitionierter Ziele bis 2050 bzgl. THG-Minderung (-95 %) und Ressourceninanspruchnahme (3-8 t pro Einwohner und Jahr) Sicherstellung, dass Emissionsminderungsziel 2030 auf keine Fall unterschritten wird Anpassung der Ausbaukorridore für Windenergie bereits zw. 2020 und 2030 (Erhöhung auf ca. 11 GW/a Brutto) ab 2020: kein Neubau von Ölheizungen ab 2030: kein Neubau dezentraler Heizungen mit biogenen Brennstoffen ab 2040: kein Neubau von Gasheizungen 2030-2050 vollständiger Verzicht auf kohle-basierte Energieversorgung durch vollständige Umstellung auf strombasierte erneuerbare Brenn-, Kraft- und Rohstoffe eine nahezu vollständige Vermeidung energiebedingter Emissionen

dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena und ewi 2018)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	THG-Reduktion um 95 % in 2050 ggü. 1990; effiziente, umweltschonende Energienutzung; Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, gesellschaftliche Akzeptanz	
Modellansatz	Kombinierte Optimierung: Strommarktmodell (DIMENSION+) und Gebäudemodell sind im iterativen Austausch: Energiebedarfe werden vom Gebäudemodell an das Strommarktmodell übergeben, darin wird nach den Bereitstellungskosten für Strom- und Wärmeerzeugung optimiert. THG-Emissionsfaktoren werden an das Gebäudemodell zurückgespielt; Sanierung und Anlagentechnik werden entsprechend der Strommarktmodellierungsergebnisse im Gebäudemodell händisch angepasst.	
Bilanzierungslogik	Normative Szenarien (Ausnahme: Referenz); Bilanzierung THG in Gebäudesektor (Gesamtsystem) nach Verursacherprinzip (Quellprinzip), Bilanzierung Endenergie in Gebäudesektor im Sinne der EnEV.	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser, Lüftung/Klimatisierung und Beleuchtung	
	Industrie	
	Verkehr	
Szenarien	Referenz (RF)	Fortschreibung Entwicklung Beheizungsstruktur; kein beschleunigter Austausch alter Heizungen und geringer Anstieg EE-Nutzung im Gebäudebestand; im Neubau langsame Zunahme WP; Sanierungsrate und -tiefe verbleiben auf niedrigem Niveau.
	EL95	THG-Reduktion von 95 % durch Steigerung der Energieeffizienz und maximale Elektrifizierung in allen Sektoren, Steigerung der Stromnachfrage.
	TM95	THG-Reduktion von 95 % durch Steigerung der Energieeffizienz unter einer breiteren Variation der eingesetzten Energieträger/breiterer Technologiemix
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Kostenbetrachtung aus volkswirtschaftlicher Perspektive	

RAHMENPARAMETER

Die wesentlichen Rahmenparameter sind der Energiereferenzprognose (Prognos et al. 2014) entnommen.

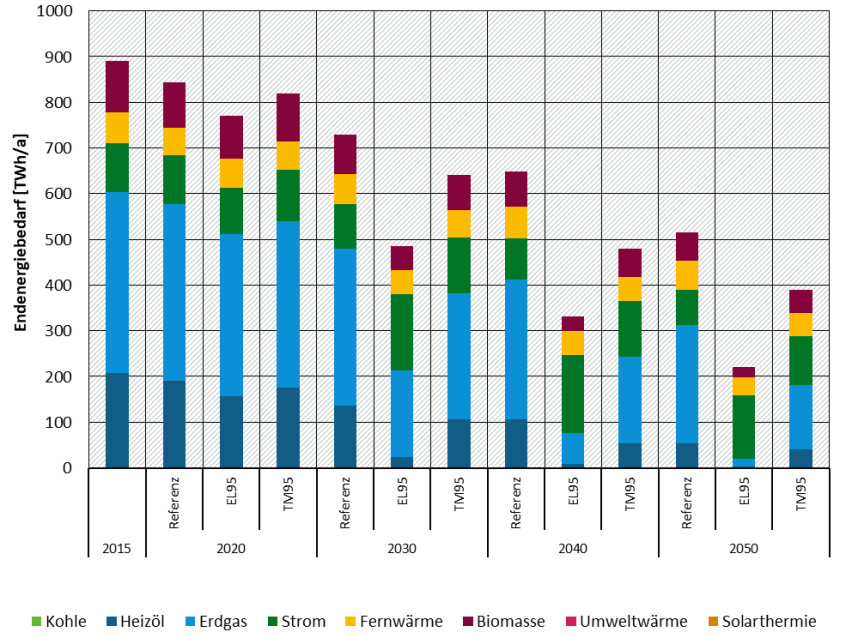
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte	
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2013	2050
	Entwicklung WG	3,6	3,8
	Entwicklung NWG	1,9	1,2

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	RF (WG)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	EL95 (WG)	k.A..	ca. 2,2	ca. 2,2	ca. 2,2
	TM95 (WG)	k.A.	1,4	1,4	1,4
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand	Szenario	Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²a]		
	RF (WG)	k.A.	k.A.		
	EL95 (WG)	k.A.	k.A.		
	TM95 (WG)	k.A.	k.A.		
Biomassepotenzial	für EL95 und TM95 im Jahr 2050: 51 TWh im Gebäudesektor; Gesamtpotenzial 310 TWh (davon 262 TWh heimisch)				
Importe	136 TWh Nettostromimport (EL95) bzw. 29 TWh Nettostromexport (TM95)				
	EE-Strom	ja		Kuppelleistung:	51 GW
	Biomasse	48 TWh (Gesamtsystem)			
	PtG/PtL	EL95	396		
		TM95	744		
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Vorketten	Ja/Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip (Gebäude)			
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]			Vorkette	2050
		Strom		k.A.	k.A.
		Fernwärme		k.A.	k.A.
		Gas		Nein	204
				Ja	250

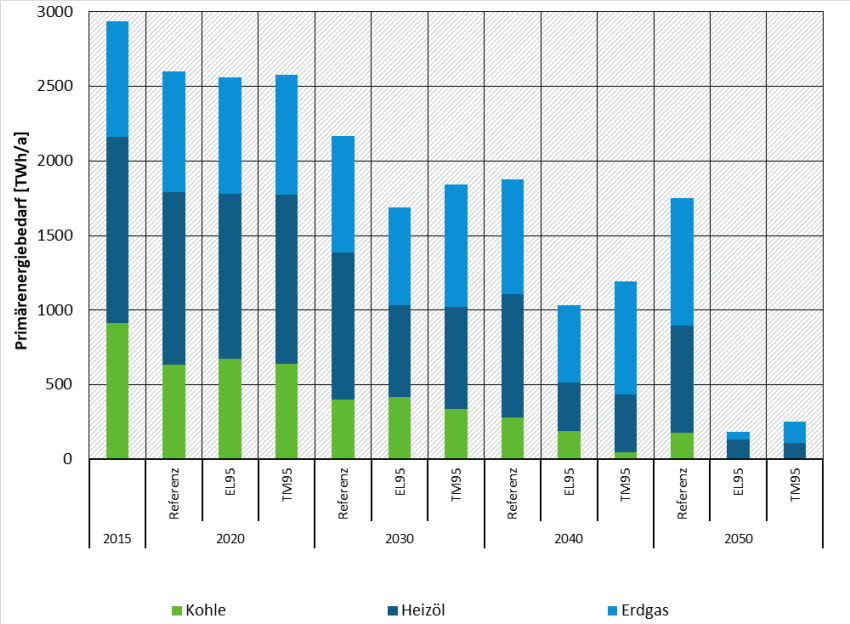
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte	
	Heizöl	Nein	285
		Ja	319
	Biomasse	Nein	0
		Ja	2

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung		
	RF	EL95	TM95
THG-Minderung [%]	-66	-95	-95
Anteil EE [%]		61 (Strom am PEV)	51 (Strom am PEV)
Anteil Wärmenetze [%]		11	10
Endenergieeinsparung [%]		-64	-48
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]		-49,4	-45,5
Kosten Energiesystem [Mrd. €]		222 Mehrkosten	168 Mehrkosten
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]		k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Solarthermie und Umgebungswärme nicht explizit ausgewiesen, da nach EnEV bilanziert wird. Erdgas und Heizöl entsprechen konventionellen, synthetischen und biogenen Brennstoffen bzw. 2050 ausschließlich synthetischem und biogenem Brennstoff.		



Parameter	Werte / Beschreibung
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Dargestellt wird der Primärenergiebedarf im Gesamtsystem; Einsatz fossiler Energieträger nur noch in stofflicher Nutzung.



	2030	2050
Zielbetrachtung	Im Referenzszenario wird Minus-55-Prozent-Ziel um 100 Mio. t CO_2äq verfehlt In den Zielszenarien wird Zielkorridor erreicht. EL: größte Minderung leistet Gebäudesektor (68 % THG-Reduktion) TM: massive THG-Reduktion in Industrie notwendig	Im Referenzszenario werden CO_2-Emissionen um 62 % reduziert. In den Zielszenarien wird Zielerreicht. Verbleibendes Emissionsbudget: 64 Mio. t CO_2äq. Zur Zielerreichung müssten Emissionen ab sofort um ca. 24 Mio. t CO_2äq/a sinken. Erforderlich sind Nullemissionen bis 2050 in Energie-; Gebäude- und Verkehrssektor. Im Industriesektor ist der Einsatz von CCS/CCU zur Kompensation der nicht reduzierbaren Prozessemissionen erforderlich. Zielerreichung nur durch Einsatz synthetischer Brennstoffe zu erreichen

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
EL95/TM95	Förderung der Forschung in Klimaschutz-/Hocheffizienztechniken Monitoring der THG-Reduktion und sektorspezifische Vorgaben Weiterentwicklung der Energieeffizienzstrategie Aufbau eines Entwicklungsmarktes für PtX-Technologien Weichenstellung für steigende Wasserstoffanteile im Gasnetz und Roadmap für Einsatz von flüssigen synthetischen Kraftstoffen Systematisches Ausnutzen der Digitalisierungsmöglichkeiten Aufbau globaler Märkte für synthetische Brenn- & Kraftstoffe Vereinfachte und effizientere Gestaltung des regulatorischen Rahmens

Szenario	Beschreibung
Energiewende nach COP 21 (Nitsch 2016)	

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion THG um 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990.	
Modellansatz		
Bilanzierungslogik	Im Bereich Gebäudewärme Bedarf für 2050 an nicht-erneuerbarer Primärenergie (PE_{ne}) entsprechend des Bilanzraums der EnEV, sonst: Verbrauchsminderung	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	GHD: Raumwärme, Warmwasser und Lüftung/Klimatisierung	
	Industrie: Raumwärme und Prozesswärme/-kälte	
Szenarien	Referenz	Fortschreibung der Zielsetzungen des Energie- und Klimaschutzkonzepts aus 2011 und Zielvorgaben EEG 2014. Rückgang PV- und Biomasse-Ausbau im Stromsektor, Ausbaukorridor für 2025 und 2035 wird als erreicht angenommen
	KLIMA 2050	Minus-95 %-THG-Reduktion durch Kombination von Effizienzsteigerung und EE-Ausbau in allen Sektoren bis 2050 mit 100 %-EE-Energieversorgung; durch Effizienzsteigerung sinkt Strombedarf für konventionelle Stromnutzung um 12 % bis 2050; Wärmeverbrauch wird deutlich reduziert, EE-Wärme wird ausgebaut, Wärmeversorgung erfolgt insb. über Netze/WP/Biomasse; technische Effizienzgewinne (Elektrifizierung und Einsatz Biokraftstoff/Wasserstoff, Erhöhung EE-Anteil auf 83,7 %) sowie „Downsizing“ im Verkehrssektor, Verlagerung Güterverkehr auf Schiene
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Keine wirtschaftliche Betrachtung	

RAHMENPARAMETER

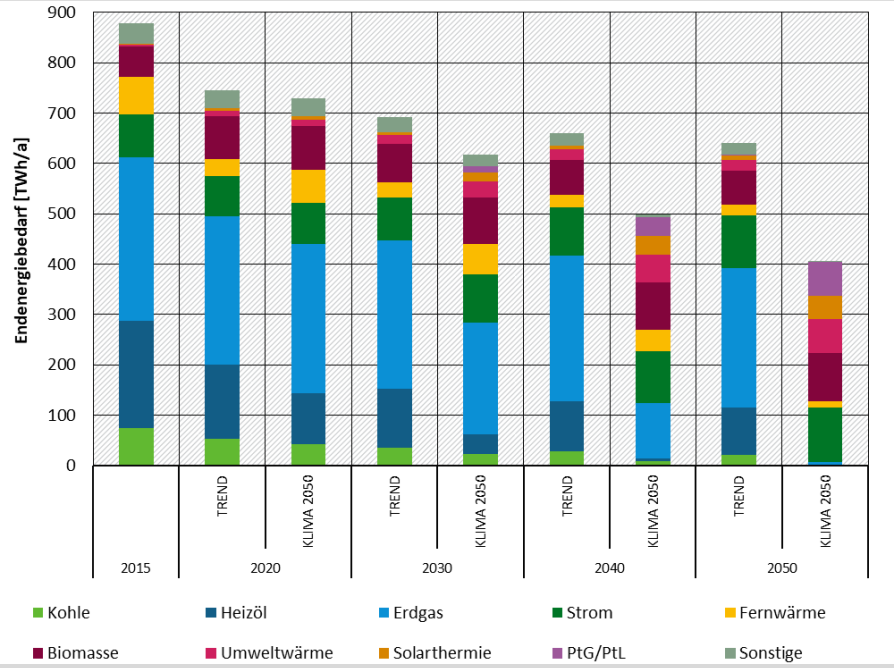
Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015		2050	
	Entwicklung WG	k.A.		k.A.	
	Entwicklung GHD	k.A.		k.A.	
Sanierungsrate [%/a]	Szenario	Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Referenz	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	KLIMA 2050	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz	k.A.	k.A.		
	KLIMA 2050	k.A.	k.A.		
Biomassepotenzial	Ausschöpfen gesamtes Biomassepotenzial für Wärmezwecke, effizienteste Nutzung in KWK-Anlagen (max. 160 TWh/a im Wärmesektor, davon fest: 123,8 TWh/a).				
Importe	EE-Strom	k.A.		Kuppelleistung:	k.A.
	Biomasse	k.A.			
	PtG/PtL	k.A.			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Vorketten	k.A.			
	Prinzip	Quellprinzip			
THG-Emissionsfaktoren	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]			2010	2050
		Strom	Referenz	497	208
			KLIMA 2050		5
		Fernwärme		k.A.	k.A.
		Gas		200	200

ZENTRALE ERGEBNISSE

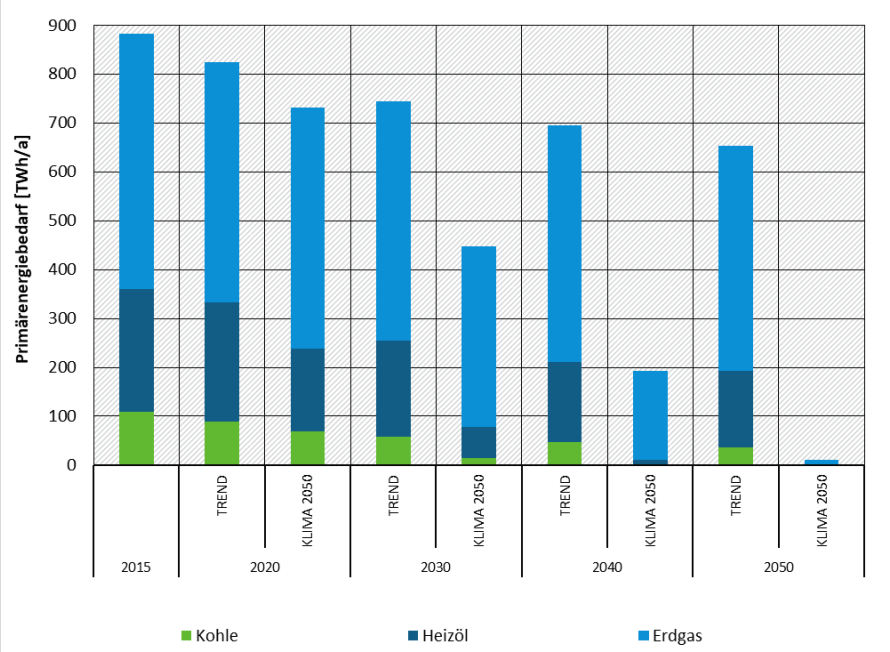
Parameter	Werte / Beschreibung	
	Referenz	KLIMA 2050
THG-Minderung [%]	-57	-95,3
Anteil EE [%]	30,7	93,2
Anteil Wärmenetze [%]	21	39
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	-85	-56
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	-74	-54
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.

Endenergiebedarf (RW/WW)

Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme werden hier nicht getrennt ausgewiesen. Es wurde bei der Berechnung daher wie auch in der Studie angenommen, dass der Endenergiebedarf nach RW und WW 60 % des Gesamtwärmebedarfs entspricht. Dadurch entsteht unter anderem ein vergleichsweise großer Beitrag der Biomasse.



Parameter	Werte / Beschreibung
Primärenergiebedarf$_{ne}$	Raumheizung, WW und Prozesswärme werden hier nicht getrennt ausgewiesen. Erdgaseinsatz in 2050 im KLIMA2050 nur für Prozesswärme, PE$_{ne}$ für RW und WW nahezu null.



	2030	2050
Zielbetrachtung	Verzug in 2020 Ziel kann prinzipiell bis 2030 aufgeholt werden, dafür robuste Maß-nahmen und Schaffung angemessener ökonomischer Instrumente für den Energie-markt.	Das Klimaschutzziel 2050 wird mit einer THG-Minderung von nur 58 % stark verfehlt. Behebung durch „Aufholen“ des Effizienzbeitrags und höheren EE-Strombeitrag. Im Szenario KLIMA 2050 wird 95 %-Reduktion erreicht. Minderung in Höhe von 1.022 Mio. t CO_2äq durch Einsatz EE (zu 58 %) und Effizienz (zu 42 %) erbracht. PtX-Energie unerlässlich für 100 %-EE-Versorgung

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Referenz	Energie- und Klimaschutzkonzept aus 2011 und Zielvorgaben EEG 2014 werden fortgesetzt.
KLIMA 2050	Deutlichere Anreize für Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor und für einen stärkeren Ausbau von EE-Wärme sowie höherer EE-Strombeitrag Abschaltung Kohlekraftwerke 2045 Höhere CO_2-Preise (min. 40-50 €/t CO_2)/Einführung äquivalenter CO_2-Steuern Äquivalente Besteuerung von Kraftstoffen im Verkehr.

Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom, Wärme, Verkehr, Industrie (NOW GmbH 2019)

METHODIK

Parameter	Beschreibung	
Übergeordnetes Ziel der Zielszenarien	Reduktion energiebedingte CO_2-Emissionen um 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 mit dem Ziel einer Minimierung der kumulierten Gesamtsystemkosten der Transformation des Energiesystems; Entwicklung von Leitlinien für Gestaltung eines zukünftigen Energiesystems mit besonderem Augenmerk auf die Rolle des Verkehrssektors	
Modellansatz	Sektorübergreifende Optimierung der vier Sektoren Raumwärme & Warmwasser, Basisstromlast, Verkehr und industrielle Prozesswärme; in iterativem Prozess wird Anlagenpark unter den Randbedingungen Versorgungssicherheit, Klimaschutz (CO_2-Emissionen) und Wirtschaftlichkeit (Kostenoptimierung) simuliert; iterative Verbesserung per mathematischer Optimierung (Particle Swarm Algorithmus). Randbedingungen wie max. zulässige jährliche CO_2-Emissionen, Investitions- und Betriebsosten, sowie Effizienzentwicklungen exogen vorgegeben.	
Bilanzierungslogik	Bilanzierung energiebedingte CO_2-Emissionen nach Verursacherprinzip, Bilanzierung Endenergie für Raumwärme im Sinne der Energiebilanz; Umrechnung rechnerischer Bedarf auf realen Verbrauch bei Raumwärme	
Sektoren und Anwendungen (Bilanzgrenzen)	PHH, GHD, Industriegebäude: Raumwärme, Warmwasser	
	Industrie: Prozesswärme	
	Verkehr	
	Stromsektor/ Basisstromlast	
Szenarien	Referenz (Szenario S90)	Rahmendaten basieren auf der Analyse verschiedener Szenarien und Abstimmungen im Projektkonsortium sowie mit dem Projektbeirat
	95 %-Pfad (Szenario S95)	Zielszenario mit THG-Reduktionsziel von 95 % im Jahr 2050 gegenüber 1990; Rahmenparameter wie S90 nur höhere Emissionsminderung vorgegeben
Wirtschaftlicher Bilanzrahmen	Gesamtsystemkosten	

RAHMENPARAMETER

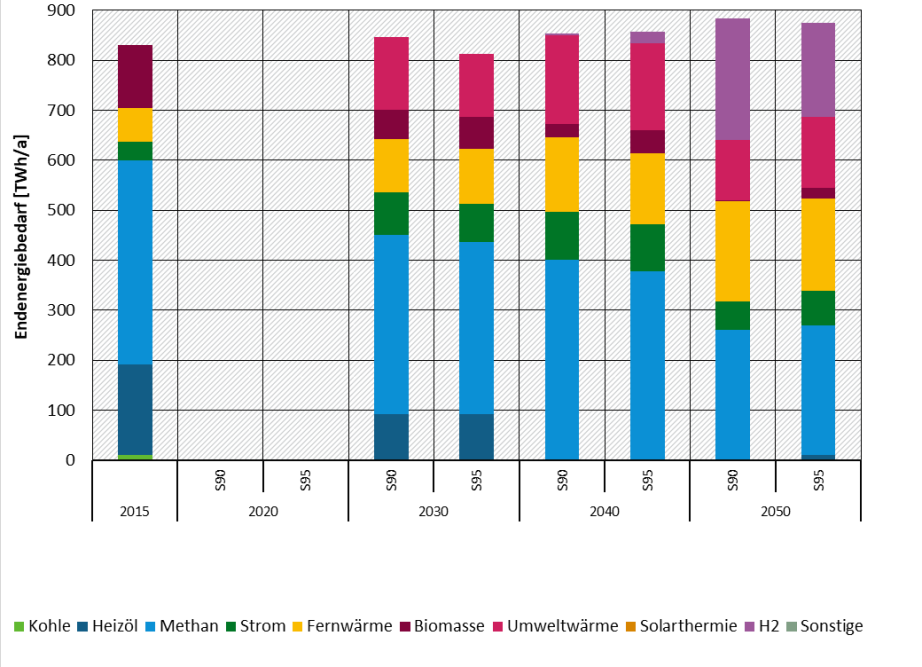
Die Eingangsdaten und Annahmen sind gemeinsam mit den Projektpartnern und dem Begleitkreis festgelegt worden.

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte			
Beheizte Gebäudefläche [Mrd.m²]		2015		2050	
	Entwicklung WG + NWG (keine separate Betrachtung)	7,0		7,4	
Sanierungsrate [%/a]		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
		0,8	1,8	1,1	1,1
Sanierungstiefe/Reduktion des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand		Prozent	durchschnittlicher spezifischer Endenergiebedarf 2050 [kWh/m²*a]		
	Referenz	k.A.	119 [kWh/m²*a]		
	S95	k.A.	117 [kWh/m²*a]		
Biomassepotenzial	Gesamtpotenzial steigt von 293 TWh/a 2015 auf 417 TWh/a 2050.				
Importe	EE-Strom (Summe 2015-2050) [TWh]	S90: 2.115 S95: 2.376	Kuppelleistung:	40 GW	
	Biomasse	k.A.			
	PtG/PtL (Summe 2015-2050) [TWh]	S90: 4.429 S95: 4.891			
PE_{ne}-Faktoren 2050		Aktuell	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	Strom	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Fernwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Gas	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
THG-Emissionsfaktoren	Vorketten	Nein			
	Prinzip	Verursacherprinzip			

Parameter	Szenario/Energiequelle	Werte		
			2015	2050
	CO_2-Faktoren [g $CO_{2\,eq}$/kWh]	Strom	k.A.	S90: 61,7 S95: 39,3
		Fernwärme	k.A.	k.A.
		Gas (CH_4)	k.A.	S90: 111,6 S95: 26,8

ZENTRALE ERGEBNISSE

Parameter	Werte / Beschreibung	
	S90	S95
CO_2-Minderung [%]	-90	-95
Anteil EE [%]	93 (Strom	
Anteil Wärmenetze [%]	23	21
Endenergieeinsparung gegenüber 2015 [%]	+6,5 %	+5,5 %
Primärenergie$_{ne}$-Einsparung [%]	k.A.	k.A.
Kosten Energiesystem [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Kosten Gebäudesektor/ Wärmebereitstellung bis 2050 [Mrd. €]	k.A.	k.A.
Endenergiebedarf (RW/WW)	Der Endenergiebedarf für RW und WW beträgt im Jahr 2050 883 (S90), bzw. 874 (S95) TWh/a	

Parameter	Werte / Beschreibung	
		
Primärenergiebedarf$_{ne}$	k.A.	
Zielbetrachtung	2030 Emissionsminderung um 55 % ggü. 1990	2050 Emissionsminderungsziel wird erreicht

MASSNAHMEN UND INSTRUMENTE

Szenario	Beschreibung
Nicht Szenario-spezifisch angegeben, sondern aus Gesamtanalyse abgeleitet	► Erhöhung der EE-Ausbauziele ► Durchführung von Sonderausschreibungen Wind (OnShore)/Solar ► Rückführung bezuschlagter, aber nicht realisierter EE-Mengen in die Ausschreibung ► Anschlussförderung für Bestandsanlagen (Wind OnShore) ► Kapazitätspreis oder Strommarkt 2.0 ► Schaffung Nachhaltigkeitsanforderungen für Herstellung synthetischer Kraftstoffe im Ausland ► Klimaschutzgesetz ► Optimierung Umweltprämie ► Einführung Bonus-Malus-System oder Quotenregelung zur Steigerung der Fahrzeugnutzung ► Beschleunigung Netzausbau ► Weiterentwicklung der Anreizregulierungsverordnung ► Schaffung diskriminierungsfreier Zugang Ladeinfrastruktur E-Fahrzeuge