

CLIMATE CHANGE

08/2023

Abschlussbericht

Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen

**Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel
Wärmenetze**

von:

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Margarete Over, Sebastian Blömer
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH, Heidelberg

Susanne Ochse, Roland Ziegler, Kerstin Bohn, Marc Rein
GEF Ingenieur AG, Leimen

Paula Möhring, Dr. Hilmar Westholm, Dr. Matthias Sandrock
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Tobias Roth, Dr. Jens Kühne
AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung, Information und Standardisierung mbH

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 08/2023

Ressortforschungsplan Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz

Forschungskennzahl 3719 43 102 0
FB001000

Abschlussbericht

Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen

Ein politischer Unterstützungsrahmen für das Beispiel
Wärmenetze

von

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Margarete Over,
Sebastian Blömer

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH,
Heidelberg

Susanne Ochse, Roland Ziegler, Kerstin Bohn, Marc Rein
GEF Ingenieur AG, Leimen

Paula Möhring, Dr. Hilmar Westholm, Dr. Matthias
Sandrock

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Tobias Roth, Dr. Jens Kühne
AGFW Projektgesellschaft für Rationalisierung,
Information und Standardisierung mbH

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](http://www.umweltbundesamt.de)

🐦 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH - ifeu
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:

November 2022

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, Februar 2023

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

Kurzbeschreibung: Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen

Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 stellt die Fernwärmesysteme vor große Herausforderungen, die durch den Krieg in der Ukraine noch verschärft werden. Um Kohle als Energieträger für die Versorgung von Wärmenetzen zu ersetzen und eine langfristig klimaneutrale, von fossilem Gas unabhängige Wärmeversorgung zu schaffen ist es notwendig, dass die lokal verfügbaren erneuerbaren Potenziale ausgeschöpft und in die bestehenden Wärmenetze eingebunden werden.

Auf Basis technischer und akteursspezifischer Analyse von Fallbeispielen – erarbeitet in enger Zusammenarbeit mit den lokalen Partnern vor Ort – wurden in dem vorliegenden Forschungsvorhaben Herausforderungen und Hemmnisse bei der Dekarbonisierung der Wärmenetzinfrastruktur identifiziert. Darauf aufbauend wurde ein „Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetz“ entwickelt, das sowohl die technischen, sozio-ökonomischen, planerischen, ökologischen und institutionellen Rahmenbedingungen berücksichtigt, die Hemmnisse auf den verschiedenen Ebenen abbauen und somit die Dekarbonisierung von Wärmenetzen ermöglichen soll.

Abstract: Decarbonization of energy infrastructures

The goal of greenhouse gas neutrality by 2045 poses major challenges for district heating systems, which are exacerbated by the war in Ukraine. In order to replace coal as an energy source for the supply of heating networks and to create a long-term climate-neutral heat supply that is independent of fossil gas, it is necessary that the locally available renewable potentials are exploited and integrated into the existing heating networks.

Based on technical and stakeholder-specific analysis of case studies - developed in close cooperation with local partners on site - the present research project identified challenges and barriers in decarbonizing the heat grid infrastructure. Based on this, a "Renewable Heat Infrastructure Law" was developed, which takes into account the technical, socio-economic, planning, ecological and institutional framework conditions, which is intended to reduce barriers at the various levels and thus enable the decarbonization of heat grids.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis	16
Abkürzungsverzeichnis	18
1 Projektüberblick und Hintergrund	48
1.1 Einleitung	48
1.2 Projektziel und Einordnung.....	49
1.2.1 Projektziel und -überblick	49
1.2.2 Systemgrenzen des Forschungsvorhabens und Einordnung in die politischen Entwicklungen.....	51
2 Rolle der Kohlewärme und Herausforderungen der Transformation von Wärmenetzen	55
2.1 Rolle der Kohlewärme.....	55
2.2 Herausforderung bei der Transformation von Wärmenetzen.....	65
2.2.1 Systembeschreibung, Herausforderungen und mögliche Ansätze zur Transformation von Wärmenetzen	65
2.2.2 Maßnahmen zur Transformation von Wärmenetzen.....	77
3 Vorgehensweise und Randbedingungen für eine technische, sozio-ökonomische und institutionelle Analyse anhand von Fallbeispielen	80
3.1 Technische Analyse der Fallbeispiele.....	81
3.1.1 Auswahl der Praxispartner.....	81
3.1.2 Analyse Fernwärme-Systeme der Praxispartner	85
3.1.3 Randbedingungen für die Entwicklungsvarianten	87
3.1.3.1 Wärmebedarfsentwicklung und Systemtemperaturen im Wärmenetz.....	87
3.1.3.2 Energiewirtschaftliche und sonstige Rahmenbedingungen	91
3.1.3.3 Methodisches Vorgehen bei der Erarbeitung der Entwicklungsvarianten.....	93
3.1.3.4 Technologie-Optionen für eine erneuerbare Fernwärme.....	97
3.2 Sozio-ökonomische Analyse der Fallbeispiele	101
3.2.1 Telefonische Interviews	102
3.2.2 Fallbeispielspezifische Betrachtung.....	104
4 Analyse der Fallbeispiele	107
4.1 Fallbeispiel 1 - Spremberg.....	107
4.1.1 Verbrauchsentwicklung	108
4.1.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme	109
4.1.3 Szenario SLOTH	110
4.1.4 Szenario EFFORT	116

4.1.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	119
4.1.6	Akteursspezifische Analyse	120
4.2	Fallbeispiel 2 - Großkrotzenburg	123
4.2.1	Verbrauchsentwicklung	124
4.2.2	Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme	126
4.2.3	Szenario SLOTH	126
4.2.4	Szenario EFFORT	132
4.2.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	135
4.2.6	Akteursspezifische Analyse	137
4.3	Fallbeispiel 3 – Aachen	141
4.3.1	Verbrauchsentwicklung	142
4.3.2	Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme	144
4.3.3	Szenario SLOTH	144
4.3.4	Szenario EFFORT	150
4.3.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	152
4.3.6	Akteursspezifische Analyse	153
4.4	Fallbeispiel 4 – Karlsruhe	159
4.4.1	Verbrauchsentwicklung	161
4.4.2	Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme	162
4.4.3	Szenario SLOTH	165
4.4.4	Szenario EFFORT	170
4.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	173
4.4.6	Akteursspezifische Analyse	175
4.5	Fallbeispiel 5 - Chemnitz	182
4.5.1	Verbrauchsentwicklung	183
4.5.2	Szenario SLOTH	185
4.5.3	Szenario EFFORT	192
4.5.4	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	196
4.5.5	Akteursspezifische Analyse	197
4.6	Fallbeispiel 6 – Hamburg	203
4.6.1	Verbrauchsentwicklung	206
4.6.2	Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme	208
4.6.3	Szenario SLOTH	209
4.6.4	Szenario EFFORT	215

4.6.5	Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse	219
4.6.6	Akteursspezifische Analyse	221
5	Übergreifende Analysen der Fallbeispiele	228
5.1	Ergebnisse und Strategieansätze für die Fernwärme-Teilsysteme.....	228
5.1.1	Hausstationen	228
5.1.2	Erzeugung	232
5.1.3	Netze	236
5.2	Fazit der technischen Analyse.....	239
5.2.1	Erneuerbare Energien	239
5.2.2	Netze, Netztemperaturen und HAST-Designs zur Unterstützung der Temperaturabsenkung.....	241
5.2.3	Investitionsvolumen bei einer Umsetzung von SLOTH und EFFORT	241
5.2.4	Transformationsprozess	244
5.3	Fazit der akteursspezifischen Analyse	245
5.3.1	Akteursebene	245
5.3.2	Rahmenbedingungen.....	251
5.3.3	Schlussfolgerungen	254
6	Analyse der regulatorischen Bedingungen im derzeitigen Unterstützungsrahmen und Entwicklungsansätze	255
6.1	Methodischer Hintergrund	258
6.2	KWKG im Kontext der Wärmenetzdekarbonisierung	259
6.2.1	Aktueller regulatorischer Rahmen.....	259
6.2.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	263
6.3	CO ₂ -Bepreisung	265
6.3.1	Aktueller regulatorischer Rahmen.....	265
6.3.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	267
6.4	Förderung von Wärmenetzen basierend auf erneuerbaren Energien und Abwärme	268
6.4.1	Aktueller Unterstützungsrahmen	268
6.4.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	271
6.5	Sektorenkopplungsstrom.....	271
6.5.1	Aktueller regulatorischer Rahmen.....	271
6.5.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	273
6.6	Energetische Bewertung der Fernwärme	274
6.6.1	Aktueller regulatorischer Rahmen.....	274
6.6.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	276

6.7	Räumliche und strategische Planung	277
6.7.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	277
6.7.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	278
6.8	Dekarbonisierungsfahrpläne für Wärmenetze	281
6.8.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	281
6.8.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	282
6.9	Öffentlichkeitsbeteiligung und Berücksichtigung unterschiedlicher Interessen	283
6.9.1	Aktueller regulatorischer Rahmen	283
6.9.2	Diskussion in Interviews und Fachgespräch	284
6.10	Technologiespezifische Aspekte	286
6.10.1	Thermische Abfallverwertung.....	286
6.10.2	Gewerbliche und industrielle Abwärme	289
6.10.3	Festbiomasse	292
6.10.4	Biomethan.....	294
6.10.5	E-Kessel	296
6.10.6	Großwärmepumpe.....	297
6.10.7	Solarthermie	300
6.10.8	Tiefengeothermie	303
6.10.9	Wärmespeicher.....	305
6.10.10	Netzbau.....	307
6.10.11	Kundenseitige Maßnahmen, HAST und Digitalisierung.....	308
7	Das Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz (EWG)	312
7.1	Verpflichtende Dekarbonisierungsziele und zugehörige Fernwärme- Entwicklungskonzepte (FEK)	312
7.2	Bundesförderung effiziente Wärmenetze	315
7.3	Kommunale Wärmeplanung	317
7.4	Öffentlichkeitsbeteiligung und Berücksichtigung von Stakeholdern im Transformationsprozess.....	322
7.5	Zugehöriger Rahmen.....	324
7.5.1	Energetische Bewertung der Fernwärme	324
7.5.2	Weiterentwicklung des KWKGs	325
7.5.3	Sektorenkopplungsstrom.....	328
7.5.4	CO ₂ -Bepreisung	328
7.6	Technologiespezifische Instrumente	329
7.6.1	Thermische Abfallverwertung.....	329

7.6.2	Abwärme.....	329
7.6.3	Festbiomasse	330
7.6.4	Biomethan.....	330
7.6.5	E-Kessel	331
7.6.6	Großwärmepumpe.....	331
7.6.7	Solarthermie	331
7.6.8	Tiefengeothermie	332
7.6.9	Wärmespeicher.....	332
7.6.10	Netzseitige Maßnahmen/Netzbau	333
7.6.11	Kundenseitige Maßnahmen, HAST, Digitalisierung	333
7.7	Wirkungsabschätzung	334
8	Fazit zum Unterstützungsrahmen	350
9	Quellenverzeichnis	353

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht Ziel-Erzeugerparks im SLOTH-Szenario im Jahr 2050	24
Abbildung 2:	Übersicht der Elemente des Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetzes (EWG) und zugehöriger Elemente	29
Abbildung 3:	Überblick über die Arbeitspakete und Arbeitsschritte.....	51
Abbildung 4:	Darstellung der Systemgrenzen des Forschungsvorhabens.....	52
Abbildung 5:	Nettowärmeerzeugung in Netzen der Allgemeinen Versorgung im Jahr 2018	56
Abbildung 6:	Endenergetischer Fernwärmeverbrauch nach Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen im Jahr 2018	57
Abbildung 7:	Wärmenetzeinspeisung pro Bundesland nach Energieträgern	58
Abbildung 8:	Standorte von Kohleheizkraftwerken größenskaliert nach thermischer Brutto-Fernwärmelerzeugungskapazität und Lage von Gebieten mit bestehenden Wärmenetzinfrastrukturen Stand Januar 2020	60
Abbildung 9:	Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Stein- oder Braunkohle-Heizkraftwerken.	63
Abbildung 10:	Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Steinkohle-Heizkraftwerken.	64
Abbildung 11:	Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Braunkohle-Heizkraftwerken.....	65
Abbildung 12:	Entwicklung der Vor- und Rücklauftemperaturen in Wärmenetzen	66
Abbildung 13:	Grundtypen der Warmwassersysteme in der Fernwärmeversorgung.	70
Abbildung 14:	Datengrundlage Auswahl Fallbeispiele	83
Abbildung 15:	Standorte der ausgewählten Praxispartner für Fallbeispiele...	84
Abbildung 16:	Konzept Wärmenetzsteckbrief.....	86
Abbildung 17:	Wärmebedarfsentwicklung SLOTH und EFFORT	88
Abbildung 18:	Schema Hausübergabe Fernwärme SLOTH	89
Abbildung 19:	Schema Hausübergabe Fernwärme EFFORT	90
Abbildung 20:	Spezifische Wärmegestehungskosten für Technologieoptionen 2020 -2029.....	99
Abbildung 21:	Spezifische Wärmegestehungskosten Szenario SLOTH für Technologieoptionen 2040-2050	100
Abbildung 22:	Spezifische Wärmegestehungskosten EFFORT für Technologieoptionen 2040-2050	101
Abbildung 23:	Vom politischen Beschluss der Wärmewende zur konkreten technischen Ausführung.....	105
Abbildung 24:	Netz 1: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Spremberg	108
Abbildung 25:	Netz 1: Jahresdauerlinien 2050 für Spremberg.....	109

Abbildung 26:	Netz 1: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Spremberg	111
Abbildung 27:	Netz 1: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 Spremberg	112
Abbildung 28:	Netz 1: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH 2038 für Spremberg	113
Abbildung 29:	Netz 1: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH/EFFORT für Spremberg	114
Abbildung 30:	Netz 1: Transformationspfad SLOTH für Spremberg.....	116
Abbildung 31:	Netz 1: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Spremberg	117
Abbildung 32:	Netz 1: Transformationspfad EFFORT für Spremberg	118
Abbildung 33:	Netz 2: Schema Fernwärmesystem Großkrotzenburg	124
Abbildung 34:	Netz 2: Jahresdauerlinien 2050 für Großkrotzenburg.....	125
Abbildung 35:	Netz 2: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Großkrotzenburg	127
Abbildung 36:	Netz 2: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH für Großkrotzenburg	128
Abbildung 37:	Netz 2: Netzplan Transformationsschritt für Großkrotzenburg	129
Abbildung 38:	Netz 2: Netzplan Zielsystem Großkrotzenburg	130
Abbildung 39:	Netz 2: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Großkrotzenburg ...	130
Abbildung 40:	Netz 2: Transformationspfad SLOTH für Großkrotzenburg	132
Abbildung 41:	Netz 2: Erzeugereinsatz EFFORT für Transformationsschritt für Großkrotzenburg	133
Abbildung 42:	Netz 2: Erzeugereinsatz EFFORT Zielsystem für Großkrotzenburg	134
Abbildung 43:	Netz 2: Transformationspfad EFFORT für Großkrotzenburg ..	135
Abbildung 44:	Netz 2: Transformationspfad Großkrotzenburg	138
Abbildung 45:	Netz 3: Schema Fernwärmesystem Aachen	141
Abbildung 46:	Netz 3: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Aachen	142
Abbildung 47:	Netz 3: Jahresdauerlinien 2050 für Aachen	143
Abbildung 48:	Netz 3: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Aachen .	145
Abbildung 49:	Netz 3: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 Aachen	146
Abbildung 50:	Netz 3: Erzeugereinsatz Transformationsschritte SLOTH 2030 (links) und 2040 (rechts) für Aachen	147
Abbildung 51:	Netz 3: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Aachen.....	148
Abbildung 52:	Netz 3: Transformationspfad SLOTH für Aachen.....	149
Abbildung 53:	Netz 3: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Aachen	150
Abbildung 54:	Netz 3: Erzeugereinsatz Transformationsschritte EFFORT 2030 und 2040 für Aachen	151
Abbildung 55:	Netz 3: Transformationspfad EFFORT für Aachen.....	152

Abbildung 56:	Netz 3: Transformationspfad Aachen.....	156
Abbildung 57:	Netz 4: Schema Fernwärmesystem Karlsruhe.....	160
Abbildung 58:	Netz 4: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Karlsruhe.....	161
Abbildung 59:	Netz 4: Jahresdauerlinien 2050 für Karlsruhe	162
Abbildung 60:	Netz 4: Entwicklung Abwärmeaufkommen für Karlsruhe	164
Abbildung 61:	Netz 4: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Karlsruhe	165
Abbildung 62:	Netz 4: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 für Karlsruhe.....	166
Abbildung 63:	Netz 4: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH für Karlsruhe.....	167
Abbildung 64:	Netz 4: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Karlsruhe	168
Abbildung 65:	Netz 4: Transformationspfad SLOTH für Karlsruhe	169
Abbildung 66:	Netz 4: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Karlsruhe	171
Abbildung 67:	Netz 4: Erzeugereinsatz Transformationsschritt EFFORT für Karlsruhe.....	172
Abbildung 68:	Netz 4: Transformationspfad EFFORT für Karlsruhe	173
Abbildung 69:	Netz 4: Transformationspfad Karlsruhe	178
Abbildung 70:	Netz 5: Schema Fernwärmesystem Chemnitz.....	182
Abbildung 71:	Netz 5: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Chemnitz.....	183
Abbildung 72:	Netz 5: Jahresdauerlinien 2050 für Chemnitz	184
Abbildung 73:	Netz 5: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Chemnitz	186
Abbildung 74:	Netz 5: Übersichtsplan Erzeugungsstandorte SLOTH 2050 für Chemnitz.....	187
Abbildung 75:	Netz 5: Transformationsschritt SLOTH 2030 für Chemnitz	188
Abbildung 76:	Netz 5: Transformationsschritt SLOTH 2040 für Chemnitz	189
Abbildung 77:	Netz 5: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Chemnitz	190
Abbildung 78:	Netz 5: Transformationspfad SLOTH für Chemnitz	191
Abbildung 79:	Netz 5: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Chemnitz	193
Abbildung 80:	Netz 5: Transformationsschritt EFFORT 2030 für Chemnitz...	194
Abbildung 81:	Netz 5: Transformationsschritt EFFORT 2040 für Chemnitz...	195
Abbildung 82:	Netz 5: Transformationspfad Chemnitz	200
Abbildung 83:	Netz 6: Schema Fernwärmesystem Hamburg	204
Abbildung 84:	Netz 6: Brennstoffmix Wärme Hamburg 2019.....	205
Abbildung 85:	Netz 6: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Hamburg	206
Abbildung 86:	Netz 6: Entwicklung Wärmeabsatz für Hamburg	207
Abbildung 87:	Netz 6: Jahresdauerlinien 2050 für Hamburg.....	208
Abbildung 88:	Netz 6: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Hamburg	210
Abbildung 89:	Netz 6: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 für Hamburg	211

Abbildung 90:	Netz 6: Erzeugereinsatz Transformationsschritte SLOTH 2030 und 2040 für Hamburg	212
Abbildung 91:	Netz 6: Transformationspfad SLOTH für Hamburg.....	214
Abbildung 92:	Netz 6: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Hamburg	215
Abbildung 93:	Netz 6: Erzeugereinsatz Transformationsschritte EFFORT 2030 und 2040 für Hamburg	216
Abbildung 94:	Netz 6: Transformationspfad EFFORT für Hamburg.....	219
Abbildung 95:	Netz 6: Transformationspfad Hamburg.....	223
Abbildung 96:	Vergleich Kosten HAST für SLOTH, EFFORT und BAU	230
Abbildung 97:	Übersicht Zielerzeugung SLOTH-Szenario in den Fallbeispielen	232
Abbildung 98:	Chemnitz - Vergleich Nennweiten Ist und idealisierte Netze 2050 für SLOTH und EFFORT	238
Abbildung 99:	Anteile Erzeugung, HAST, Netz an der Gesamtinvestition SLOTH	243
Abbildung 100:	Anteile Erzeugung, HAST, Netz an der Gesamtinvestition EFFORT.....	244
Abbildung 101:	Partizipationspyramide.....	247
Abbildung 102:	Anteil der Brennstoffe an der Wärmeproduktion von KWK-Anlagen (2017).	261
Abbildung 103:	Volumen der Ausschreibungen und der eingereichten Angebote jeweils für KWK- und iKWK-Ausschreibungen von 2019 bis Mitte 2022.....	270
Abbildung 104:	Vergleich der staatlich veranlassten und regulierten Energiepreisbestandteile für Strom und Erdgas 2021.	272
Abbildung 105:	Übersicht der Elemente des Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetzes (EWG) und zugehöriger Elemente	312
Abbildung 106:	Strategische Entwicklung des KWKGs unter schrittweisem Herauslösen der auf Wärme fokussierten Inhalte.	327
Abbildung 107:	Jahresdauerlinie Wärmeerzeugung Modellnetz	336
Abbildung 108:	Wärmeerzeugung Modellnetz Variante A.....	338
Abbildung 109:	Wärmeerzeugung für Variante B: Ersatz der Kohle-KWK durch Erdgas-KWK	339
Abbildung 110:	Szenarien Basic und EWG Wärmeerzeugung Variante C: Ersatz der Kohle-KWK durch Tiefengeothermie	340
Abbildung 111:	Basic-Szenario Wärmeerzeugung Variante D: Ersatz der Kohle-KWK durch Wärmepumpe und Solarthermie.....	341
Abbildung 112:	EWG-Szenario Wärmeerzeugung Variante D: Ersatz der Kohle-KWK durch Wärmepumpe und Solarthermie.....	342
Abbildung 113:	Wärmeerzeugung für Variante E: Ersatz der Kohle-KWK durch Biomasse und Solarthermie.....	343

Abbildung 114:	Wärmegestellungskosten Gesamterzeugung sowie Anteil erneuerbarer Energien an Wärmeerzeugung im Szenario Basic für die Varianten A bis E	344
Abbildung 115:	Wärmegestellungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO ₂ -Preis 80 EUR/t für die Varianten A bis E	345
Abbildung 116:	Wärmegestellungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO ₂ -Preis 100 EUR/t für die Varianten A bis E	346
Abbildung 117:	Wärmegestellungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO ₂ -Preis 130 EUR/t für die Varianten A bis E	346
Abbildung 118:	Wärmegestellungskosten und EE-Anteil im Gesamtnetz Basic- und EWG-Szenario im Vergleich	347
Abbildung 119:	Neuinvestitionen für Varianten A bis E	348

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Dekarbonisierungsziele für die Fernwärme	30
Table 2:	Decarbonization targets for district heating	44
Tabelle 3:	Entwicklung der Rahmenbedingungen, die die Dekarbonisierung von Wärmenetzen beeinflussen	54
Tabelle 4:	Steinkohle-Heizkraftwerke nach Bundesländern.	61
Tabelle 5:	Braunkohle-Heizkraftwerke nach Bundesländern.....	62
Tabelle 6:	Bewertungsmatrix Maßnahmen Temperaturabsenkung.....	78
Tabelle 7:	Systemtemperaturen Fernwärme für SLOTH und EFFORT.....	91
Tabelle 8:	Allgemeine Annahmen zu energiewirtschaftlichen Randbedingungen.....	91
Tabelle 9:	Commodity-Preise 2020	92
Tabelle 10:	Commodity-Preise 2030 - 2050	92
Tabelle 11:	THG-Emissionsfaktoren	92
Tabelle 12:	Spezifische Investitionen für HAST	95
Tabelle 13:	Netz 1: Entwicklung Kenndaten Spremberg.....	108
Tabelle 14:	Netz 1: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Spremberg	109
Tabelle 15:	Netz 1: Übersicht Investitionen für Spremberg (Versorgersicht)	119
Tabelle 16:	Netz 1: Übersicht Investitionen Spremberg inkl. HAST	120
Tabelle 17:	Netz 2: Entwicklung Kenndaten Großkrotzenburg.....	125
Tabelle 18:	Netz 2: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Großkrotzenburg	126
Tabelle 19:	Netz 2: Übersicht Investitionen für Großkrotzenburg (Versorgersicht)	136
Tabelle 20:	Netz 3: Entwicklung Kenndaten Aachen	142
Tabelle 21:	Netz 3: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Aachen..	144
Tabelle 22:	Netz 3: Übersicht Investitionen für Aachen (Versorgersicht).	153
Tabelle 23:	Netz 4: Entwicklung Kenndaten Karlsruhe	161
Tabelle 24:	Netz 4: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Karlsruhe	163
Tabelle 25:	Netz 4: Annahmen zur Geothermie.....	164
Tabelle 26:	Netz 4: Übersicht Investitionen Karlsruhe (Versorgersicht)...	173
Tabelle 27:	Netz 4: Übersicht Investitionen Karlsruhe inkl. HAST.....	174
Tabelle 28:	Netz 5: Entwicklung Kenndaten Chemnitz	183
Tabelle 29:	Netz 5: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Chemnitz	184
Tabelle 30:	Netz 5: Übersicht Investitionen (Versorgersicht)	196
Tabelle 31:	Netz 5: Übersicht Investitionen Chemnitz inkl. HAST.....	197
Tabelle 32:	Netz 6: Entwicklung Kenndaten Hamburg.....	207
Tabelle 33:	Netz 6: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Hamburg	208

Tabelle 34:	Netz 6: Ermittlung Massenstrom-Erhöhung für Hamburg	213
Tabelle 35:	Netz 6: Transformation Erzeugerpark Hamburg	217
Tabelle 36:	Netz 6: Übersicht Investitionen Hamburg	219
Tabelle 37:	Eckdaten HAST für alle Fallbeispiele.....	228
Tabelle 38:	Investition Erzeugung (SLOTH und EFFORT) in allen Netzen..	235
Tabelle 39:	Eckdaten Wärmenetze	236
Tabelle 40:	Übersicht Investitionsvolumen SLOTH und EFFORT für die Fallbeispiele	242
Tabelle 41:	Von den Praxispartnern in Anspruch genommene Förderprogramme	253
Tabelle 42:	Überblick der übergreifenden Faktoren im bestehenden Unterstützungsrahmen	256
Tabelle 43:	Dekarbonisierungsziele für die Fernwärme	314
Tabelle 44:	Vergleich der strategischen und planerischen Instrumente	320
Tabelle 45:	Modellhaftes Wärmenetz Kenndaten	335
Tabelle 46:	Randbedingungen des Basic-Szenarios sowie des EWG- Szenarios.....	337
Tabelle 47:	Annahmen Commodity-Preise und Rahmenbedingungen (2030).....	337

Abkürzungsverzeichnis

ATES	Aquifer Speicher (Aquifer thermal energy storage)
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAU	Business-as-usual-Strategie
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTES	Borehole thermal energy storage
BUKEA	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft Hamburg
CCU	Carbon Capture and Utilization
CfD	Carbon Contracts for Difference
COP	Coefficient of Performance
DENA	Deutsche Energieagentur
Destatis	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
DFP	Dekarbonisierungsfahrpläne
DN	Nominal diameter (deutsch: Nennweite)
EBKW	Ersatzbrennstoffkraftwerk
EBS	Ersatzbrennstoff
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFFORT	efficient transformation of the heating sector
eins	Energie in Sachsen
EMSR	elektrische Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWG	Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz
EZ	Energiezentrale
FEK	Fernwärmeentwicklungskonzept
FHH	Freie und Hansestadt Hamburg
FNP	Flächennutzungsplanung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk
HAST	Hausanschluss-Station

HEL	Heizöl
HKN	Herkunftsnachweise
HKW	Heizkraftwerk
HW	Heizwerk
iKWK	Innovative KWK
JAZ	Jahresarbeitszahl
JDL	Jahresdauerlinie
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
KWP	Kommunale Wärmeplanung / Kommunale Wärmeplan/-pläne
LKW	Lastkraftwagen
MAP	Marktanreizprogramm
MHKW	Müllheizkraftwerk
MiRO	Mineralölraffinerie Oberrhein
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MVA	Müllverbrennungsanlage
NABIS	Nationale Biomassestrategie
nEHS	Nationaler Emissionshandel
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NT	Niedertemperatur
PEF	Primärenergiefaktor
PTES	Pit thermal energy storage
PTES	Erdbeckenwärmespeicher (Pit Thermal Energy Storage)
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RDK	Rheinhafen-Dampf-Kraftwerk
RED II	Erneuerbaren Energien Richtlinie
SLOTH	Slower transformation of the heating sector
ST	Solarthermie
STAWAG	Stadtwerke Aachen AG
SW	Stadtwerk/e
TAB	Technische Anschlussbedingungen Fernwärme
TAV	Thermische Abfallverwertung
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
TG	Tiefengeothermie
TGA	Technische Gebäudeausrüstung
THG	Treibhausgas

TP	Transformationsplan
T_{RL}	Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes
TRL	Technology Readiness Level
TTES	Tank thermal energy storage
T_{VL}	Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
UR	Unterstützungsrahmen
v. H.	Von Hundert
VBH	Vollbenutzungsstunden
WärmeLV	Wärmelieferverordnung
WN 4.0	Wärmenetze 4.0
WP	Wärmepumpe
WST	Wohnungsstation
WÜST	Wärme-Übertrager-Station
WÜT	Wärme-Übertrager
WUW	Wärme-Umspannwerk
ZRE	Zentrum für Ressourcen und Energie

Zusammenfassung

Wärmenetze spielen in Deutschlands Wärmeversorgung eine bedeutende Rolle, rd. 14 % der Wohnungen wurden im Jahr 2020 mit Fernwärme versorgt (BDEW 2022). Auch bei der Einhaltung der Klimaschutzziele in Deutschland sind Wärmenetze – vor allem im verdichteten Raum bzw. zur Integration von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme – ein zentraler Baustein.

Im Jahr 2020 wurde in Deutschland an mehr als 45 Standorten Wärme aus Stein- und Braunkohleanlagen in größere Wärmenetze der allgemeinen Versorgung eingespeist. Dabei entfielen im Jahr 2021 rd. 20 % der Nettowärmeerzeugung in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung auf Stein- und Braunkohle (BDEW 2022). Neben dem Klimaschutzgesetz des Bundes mit dem darin fixierten Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 erfordert auch der gesetzlich verankerte Kohleausstieg bis spätestens 2038, dass in (kohlebasierten) Wärmenetzen mögliche alternative Wärmequellen analysiert und bewertet werden.

Die Transformation der bestehenden Fernwärmesysteme ist vor diesem Hintergrund unabdingbar, jedoch auch mit komplexen technischen und ökonomischen, aber auch institutionellen und sozio-ökonomischen Herausforderungen verbunden:

- ▶ Eine langfristig treibhausgasneutrale Wärmeversorgung setzt voraus, dass die lokal verfügbaren Potenziale an erneuerbaren Energien und Abwärme soweit wie möglich ausgeschöpft und in die bestehenden Wärmenetze eingebunden werden. Dabei müssen vielerorts entsprechend der Verfügbarkeit dieser Wärmequellen unterschiedliche und teils kleinteilige Potenziale erschlossen werden.
- ▶ Die spezifischen Herausforderungen der vor Ort vorhandenen Fernwärmesysteme variieren stark in Abhängigkeit der verschiedenen Abnehmerstrukturen, der Topologie des Netzes und der vorhandenen Erzeugungskapazitäten.
- ▶ Oft sind verschiedene Akteure am Transformationsprozess beteiligt, beispielsweise die Gebäudeeigentümer*innen, die Maßnahmen auf Abnehmer*Abnehmerinnen-Seite durchführen können oder die Kommune als zentrale Stelle für die kommunalen Anliegen und meist auch als Mehrheitseigentümerin von Versorgungsunternehmen.
- ▶ Teilweise ist die Nutzung fossiler Energieträger wirtschaftlich noch attraktiver, weil sie gefördert wird (z. B. über das KWKG) und die CO₂-Bepreisung noch keine umfassende Wirkung zeigt.

Der aktuelle Unterstützungsrahmen reicht angesichts dieser Herausforderungen nicht aus, um die Dekarbonisierung und Transformation von Fernwärmesystemen im Sinne des Klimaschutzes in ausreichendem Maß anzureizen. Vor diesem Hintergrund soll das vom Umweltbundesamt im Jahr 2019 beauftragte Forschungsprojekt aufzeigen, welchen Beitrag Kohlewärme bei der Fernwärmeversorgung leistet, vor welchen Herausforderungen die Transformation steht, welche Möglichkeiten zur Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen existieren und welche Rahmenbedingungen notwendig sind, um diese Potenziale zu erschließen.

Gemeinsam mit sechs Praxispartnern werden auf Basis von konkreten Fallbeispielen Entwicklungsvarianten hin zu einer 100 % treibhausgasneutralen Fernwärmeversorgung erarbeitet. Darüber hinaus werden in Interviews mit Vertreter*innen der Praxispartner, der kommunalen Stellen vor Ort und weiteren Akteuren*Akteurinnen die möglichen Entwicklungsvarianten diskutiert und in den lokalen Kontext eingeordnet.

Diese Erkenntnisse, ergänzt um eine Analyse der regulatorischen Bedingungen dienen als Grundlage für die Entwicklung eines „Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz (EWG)“, einem Vorschlag für einen nationalen Unterstützungsrahmen als zentraler Baustein für die Dekarbonisierung der Wärmenetze. Darüber hinaus werden weitere Anpassungen an der aktuellen Gesetzgebung vorgeschlagen, technologiespezifische Hemmnisse diskutiert und Lösungsansätze präsentiert.

Durch die dreijährige Projektlaufzeit und die dynamischen Entwicklungen im Energiesektor variieren die angesetzten Randbedingungen der einzelnen Arbeitsschritte, eine Einordnung auf die Situation zum Zeitpunkt der Berichtslegung im Oktober 2022 wurde jeweils durchgeführt.

Angesetzte Randbedingungen für die Analyse der Fallbeispiele

Für Spremberg, Großkrotzenburg, Aachen, Karlsruhe, Chemnitz und Hamburg (HENW) werden Entwicklungsvarianten hin zu einer 100 %-THG-neutralen Fernwärmeerzeugung im Zieljahr für zwei Szenarien erarbeitet:

- ▶ Szenario SLOTH (SLOwer Transformation of the Heating sector)
- ▶ Szenario EFFORT (EFFicient transfORMation of the heaTing sector)

Die Randbedingungen für die Szenarien orientieren sich in Abstimmung mit dem UBA weitgehend an der RESCUE-Studie (Purr et al. 2019). Im SLOTH-Szenario werden an Effizienz und Klimaschutz orientierte Randbedingungen unterstellt, im EFFORT-Szenario wird ein noch deutlich konsequenteres Szenario für die Transformation ausgeleuchtet (z. B. höhere Effizienzanforderungen im Gebäudebestand, weitestgehender Einsatz von Flächenheizungen und Wohnungsstationen, sehr geringe Netztemperaturen, etc.). Für die Wärmebedarfsentwicklung wird angelehnt an die RESCUE-Studie für das Jahr 2050 ein Rückgang des Verbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Vergleich zu 2020 im EFFORT-Szenario um 56 % angenommen, im SLOTH-Szenario um 38 %. Da für solche Verbrauchsreduktionen erhebliche Sanierungen im Gebäudebestand notwendig sind, werden in den Szenarien entsprechend ambitionierte Änderungen in der technischen Gebäudeausrüstung unterstellt, die zukünftig sehr niedrige Systemtemperaturen in den Wärmenetzen ermöglichen. Die Vorlauftemperaturen im SLOTH-Szenario betragen maximal 80 °C, im EFFORT-Szenario maximal 55 °C.

Aufgrund des Durchführungszeitraums der technischen Analysen beruhen die angesetzten energiewirtschaftlichen und sonstigen Rahmenbedingungen auf Annahmen, die im Jahr 2020 getroffen wurden.

Die zentralen Randbedingungen für die Konzeption der zukünftigen Erzeugung vor Ort sind die Verfügbarkeit erneuerbarer Quellen und die technische Machbarkeit. Es wird angenommen, dass Produkte aus Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) vorrangig außerhalb des Gebäudewärmebereichs genutzt werden, wo kaum Alternativen zur Energiebereitstellung vorhanden sind. Auch die Potenziale zur Nutzung von fester oder gasförmiger Biomasse sind begrenzt: Es wird unterstellt, dass Anbaubiomasse nach 2030 nicht mehr zum Einsatz kommt und auch kein Waldrestholz im Wärmebereich im Zieljahr mehr genutzt wird. Altholz wird im Zieljahr vollständig für Hochtemperaturanwendungen in der Industrie eingesetzt. Ebenso wird unterstellt, dass Restmüll auch grundsätzlich in Deutschland weiter verbrannt wird (auch wenn sich die Mengen voraussichtlich reduzieren) und damit zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Gleichzeitig wird angenommen, dass erneuerbarer Strom zu jedem Zeitpunkt im Jahr in ausreichender Menge für den Einsatz in der Fernwärme zur Verfügung steht.

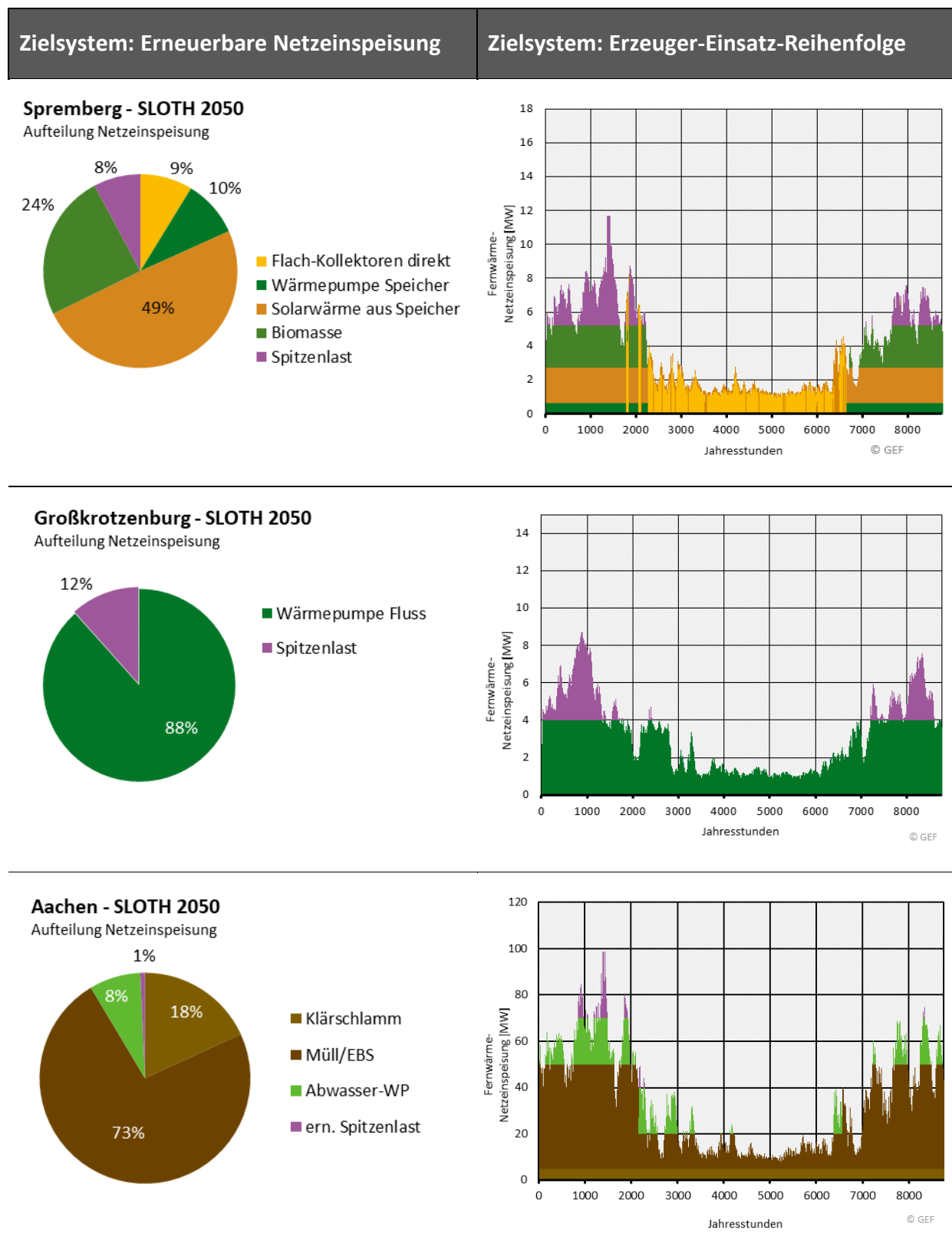
Vor diesem Hintergrund werden bei der Auswahl von Erzeugungsoptionen aufgrund der begrenzten Potenziale – wann immer plausibel – für das Zieljahr brennstofffreie Optionen präferiert: Geothermie, industrielle Abwärme, die Nutzung verschiedener Umweltenergiequellen mittels Wärmepumpen und Solarthermie stehen im Fokus. Biomasse-Kessel werden jedoch als „Fallback“-Optionen in die Betrachtung einbezogen, falls keine ausreichenden biomassefreien Potenziale identifiziert werden können. Industrielle Abwärme und Abwärme aus thermischen Abfallverwertungsanlagen werden in dieser Untersuchung als zielkonform angenommen.

Mögliche Transformationspfade für sechs Fallbeispiele

Die Transformation von Bestandswärmenetzen erfordert u. a., dass Fernwärmeversorger die Entwicklung des Pfades zu einem Zielsystem, unter Berücksichtigung möglicher erneuerbarer Quellen sowie deren Standorte als auch Temperaturanforderungen der erneuerbaren Energien und neuer Kunden, darstellen. Die Zieltemperaturen und ein grobes Zielnetzlayout sollten auf der Grundlage dieser Entwicklungen definiert werden, damit in den nächsten drei Jahrzehnten konsequent Anpassungen vorgenommen werden können, die gleichzeitig genügend Flexibilität für aktuell nicht vorhersehbare Entwicklungen zulassen.

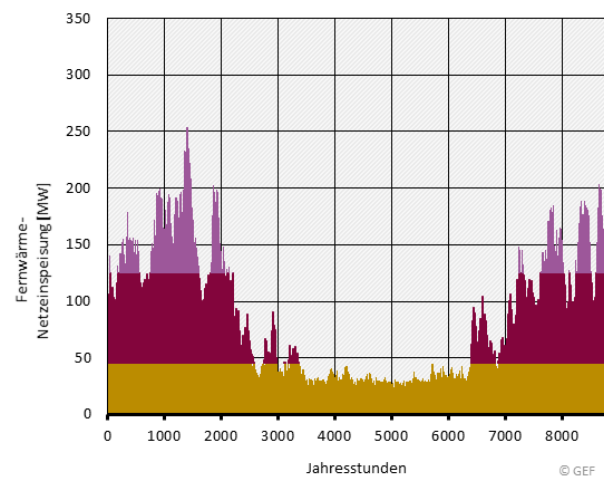
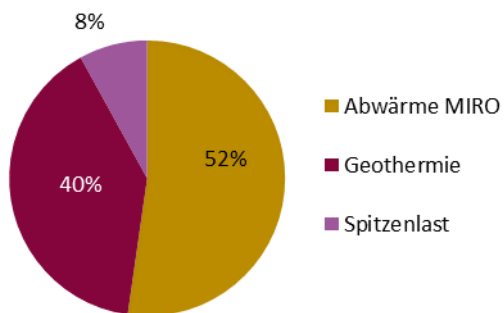
Langfristige Entscheidungen müssen zeitnah von den Fernwärmesystembetreibern getroffen werden, auch wenn nicht alle zentralen Randbedingungen definiert sind. Für die strategische Planung geeigneter Versorgungssysteme ist eine Einschätzung wichtig, in welchem Umfang sich der Wärmebedarf reduzieren wird und welche Bedeutung den Wärmenetzsystemen in den jeweiligen Regionen unter Berücksichtigung von alternativen Versorgungslösungen zu kommen wird.

Bei der Analyse der Fallbeispiele zeigt sich, dass z. T. eine breite Palette an erneuerbaren Energieträgern verfügbar ist. Drei von sechs Fallbeispielen können aus verschiedenen verfügbaren erneuerbaren Energien wählen, während in den anderen drei Beispielen die EE-Potenziale im Vergleich zum Bedarf eher begrenzt sind. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die im Projekt ermittelten Erzeugerparks für die sechs Fallbeispiele im SLOTH-Szenario für das Jahr 2050. Hierbei zeigt sich eine hohe Vielfalt bei den genutzten Hauptenergiequellen. In Spremberg leisten die Solarthermie und ein saisonaler Speicher einen großen Beitrag zur Netzeinspeisung, in Großkrotzenburg wird ein Großteil der Netzeinspeisung durch eine Flusswärmepumpe bereitgestellt, in Aachen wird die Wärmeauskopplung aus einer bestehenden Müllverbrennung realisiert, in Karlsruhe basiert die Wärmeversorgung wesentlich auf industrieller Abwärme und tiefer Geothermie und in Chemnitz werden Luftwärmepumpen eingesetzt. Im sehr großen Netz in Hamburg werden verschiedene, kleinteiligere Potenziale erschlossen und ein saisonaler Speicher vorgesehen.

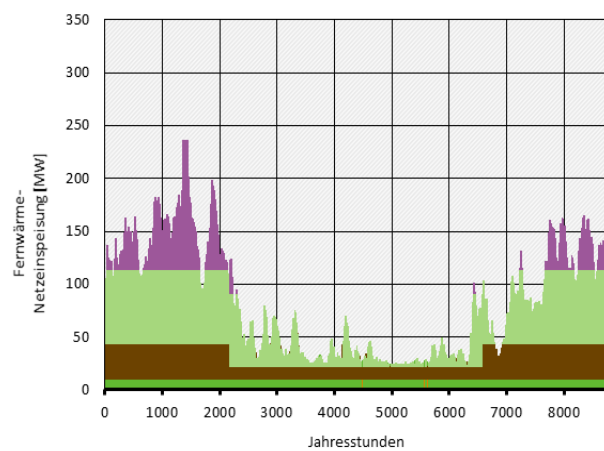
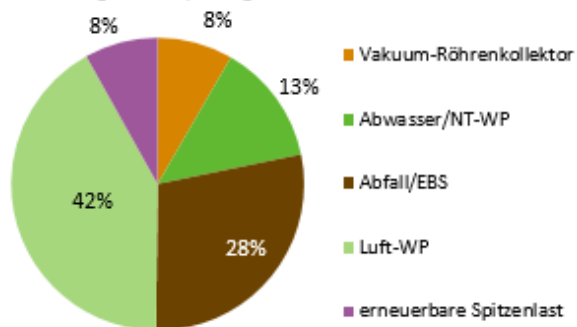
Abbildung 1: Übersicht Ziel-Erzeugerparks im SLOTH-Szenario im Jahr 2050

Zielsystem: Erneuerbare Netzeinspeisung**Zielsystem: Erzeuger-Einsatz-Reihenfolge****Karlsruhe - SLOTH 2050**

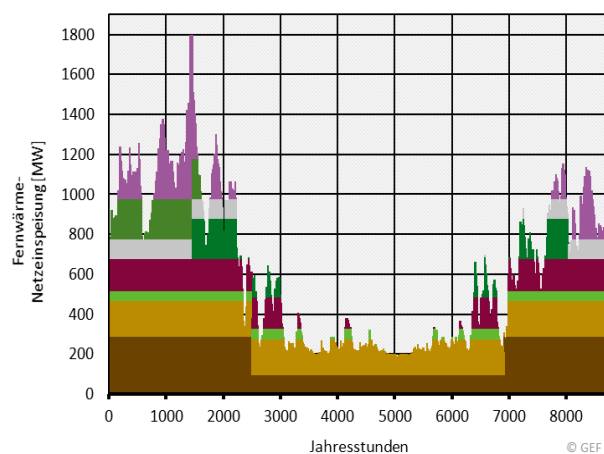
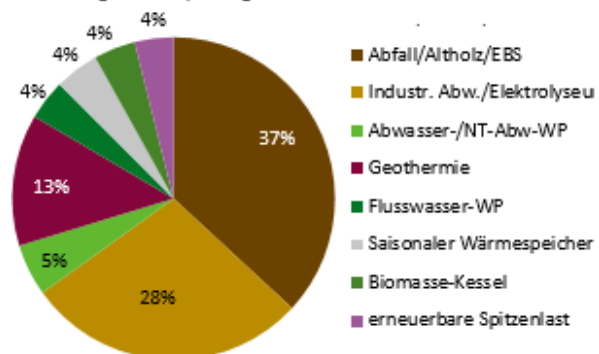
Aufteilung Netzeinspeisung

**Chemnitz - SLOTH 2050**

Aufteilung Netzeinspeisung

**Hamburg - SLOTH 2050**

Aufteilung Netzeinspeisung



Ein vollständiger Ersatz der vor 2030 abgängigen Kohle-KWK durch erneuerbare Energien ist aus technischer Sicht oft schwierig. Zentrale Hemmnisse sind die hohe Wärmeleistung der Anlagen (oft größer 100 MW_{th}), die aktuell hohen Netztemperaturen und die Tatsache, dass die zu ersetzenden Kohle-KWK-Anlagen häufig auch in der Mittel- und Spitzenlast genutzt werden. Ein Einsatz von erneuerbaren Energien in diesem Lastsegment ist häufig mit hohen Kosten verbunden. Viele erneuerbare Optionen konkurrieren in der Grundlast um Einsatzzeiten. Der Einsatz von saisonalen Speichern kann eine Option sein. Aus klimapolitischer Sicht ist es wichtig, einen möglichst großen Teil der Kohleleistung durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Ob ein vollständiger Ersatz der Kohle-KWK im ersten Schritt gelingen kann, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, beispielsweise der lokalen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und der Zeitschiene für deren Erschließbarkeit. Auch die energiepolitischen Rahmenbedingungen, wie die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen im Vergleich mit fossilen Alternativen in der Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast, der Förderrahmen sowie Renditeanforderungen der kommunalen Anteilseigner beeinflussen die Investitionsentscheidungen.

Die Einführung der BEW verbessert die Rahmenbedingungen deutlich, kommt aber für einige der Fallbeispiele zu spät, da der Prozess von der Machbarkeitsstudie, über Planung, Genehmigung und Bau bis zur Inbetriebnahme mehrere Jahre in Anspruch nimmt. In Aachen, Chemnitz und Hamburg wurden in den vergangenen Jahren bereits Investitionsentscheidungen für Erdgas-KWK-Anlagen zum Ersatz der Kohle-KWK getroffen.

In vier von sechs Fallbeispielen ist es eine Option, erneuerbare Quellen in die Fernwärmesysteme einzubinden, die hohe Temperaturen (> 100 °C) liefern können (Geothermie, industrielle Abwärme, Wärme aus thermischen Abfallverwertungsanlagen). In diesen Fernwärmesystemen hat eine Absenkung der Netztemperaturen möglicherweise eine geringere Priorität. Auch die rasante Entwicklung im Bereich von Großwärmepumpen, die heute auch Temperaturen deutlich über 100 °C bereitstellen können, eröffnet die Möglichkeit, Wärmenetze auch weiterhin mit hoher Temperaturspreizung zu betreiben. Mit Blick auf die anstehenden Investitionen gilt es im Transformationsprozess abzuwägen, wo die Investitionen am zielführendsten eingesetzt werden, um die Dekarbonisierung voranzutreiben.

Für die Beibehaltung einer hohen Temperaturspreizung sprechen auch Ergebnisse aus ersten kommunalen Wärmeplanungen, in denen der Fernwärmeversorgung eine steigende Bedeutung zugewiesen wird. Wenn der Anteil der Fernwärme in einer Kommune deutlich steigt, sinkt der Spielraum für Vorlauf-Temperaturabsenkungen, wenn die Transportkapazität der bestehenden Netzinfrasturktur erhalten bleiben oder vergrößert werden soll. Der Mehrwert von Maßnahmen zur Temperaturabsenkung sollte im Einzelfall geprüft, aber nicht pauschal als Königsweg angesehen werden.

Vor diesem Hintergrund ist wichtig zukünftige Fernwärme-Systemtemperaturen für den Zielzustand zeitnah zu definieren. Einfließen sollten hier u. a. Überlegungen zum voraussichtlichen zukünftigen Fernwärmeabsatz, zu den Gebäudestandards und Kundentemperaturen sowie zu den wahrscheinlich genutzten erneuerbaren Energieträgern im Zielzustand. Falls eine Absenkung der Netztemperaturen gegenüber dem Ist-System notwendig ist, können anschließend langfristige Strategien zur Erreichung der Zieltemperaturen konzipiert werden (z. B. das Design von zukünftigen Hausanschlussstationen für den Zielzustand, Maßnahmen zur Kommunikation über diese Pläne mit den Kunden*Kundinnen oder Beseitigung von Netzengpässen). Die Intensivierung der Bemühungen zur Senkung der Rücklauftemperaturen ist eine No-Regret-Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität von Wärmenetzen, die stetig umgesetzt werden sollte.

Der Austausch von Hausübergabestationen zur Absenkung der Netztemperaturen sind ein fortlaufender Prozess und kostenintensiv – umso mehr, wenn innovative Systeme für

Hausanschlussstationen zum Erreichen geringer Netztemperaturen realisiert werden sollen. Speziell eine flächendeckende Umstellung auf wohnungsweise Frischwasserstationen zur Nutzung der Drei-Liter-Regel erzeugt sehr hohe Kosten, deren Nutzen im Einzelfall zu prüfen ist. Wie im Zielzustand die erneuerbare Spitzenlast erzeugt wird, ist heute noch nicht absehbar und wird im Forschungsvorhaben nicht vertieft untersucht. Es kann durchaus möglich sein, dass ein transportierbarer und disponierbarer Brennstoff notwendig bleiben wird. Leistung für die Bereitstellung der Spitzenlast wird zukünftig voraussichtlich teurer, eventuell mit entsprechenden Auswirkungen auf die Tarife (Grundpreis).

Es wird deutlich, dass eine Umsetzung der beiden Szenarien bereits für mittlere Fernwärmesysteme Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe erfordern könnte. Selbst wenn man die Unsicherheiten bei der Abschätzung im Rahmen dieses Forschungsvorhabens in Betracht zieht, wird die Größe der finanziellen Herausforderung deutlich. Neben den technischen und nicht-technischen Hemmnissen dürften auch die damit verbundenen hohen finanziellen Lasten die Skepsis begründen, mit der die Praxispartner bereits zu Beginn des Projektes besonders die sehr ambitionierten Annahmen zu Netztemperaturen und Design der Hausanschlussstationen in den Szenarien SLOTH und EFFORT kommentiert haben.

Sozio-ökonomische und institutionelle Herausforderungen bei der Transformation

In allen untersuchten Fallbeispielen sind die Kommunen entweder alleiniger oder anteiliger Gesellschafter des Wärmeversorgers. Dadurch kommen ihnen entscheidende Einflussmöglichkeiten im Transformationsprozess zu. Ein Vergleich zwischen den Fallbeispielen zeigt insbesondere deutliche Unterschiede zwischen den großstädtischen und den kleineren Kommunen.

In den großstädtischen Kommunen Aachen, Chemnitz und Karlsruhe und im Stadtstaat Hamburg nehmen die Kommunen bzw. die Landesbehörden diverse Steuerungsmöglichkeiten in planender, regulierender und beratender Rolle wahr, z. B. durch die Erstellung von städtischen Klimaschutzkonzepten, bei der Durchführung der kommunalen Wärmeplanung, durch Förderprogramme oder die Initiierung und Koordinierung der Vernetzung und Beratung von lokalen Stakeholdern. In den untersuchten großstädtischen Kommunen und der Freien und Hansestadt Hamburg (FHH) wird überdies wissenschaftliche Expertise durch die vor Ort ansässigen technischen Hochschulen und Universitäten aktiv eingebunden. Im Gegensatz dazu gibt es in den kleineren Kommunen Großkrotzenburg und Spremberg bisher keine übergeordnete Klimaschutzstrategie, in die die bisherigen Transformationspläne eingebettet sind. In den beiden Beispielen kommt vielmehr den Stadt-/ Gemeindewerken selbst die zentrale Rolle bei der Entwicklung und Planung des Zielbilds und des Transformationspfads in der Wärmeversorgung zu.

In allen untersuchten Fallbeispielen finden aktive Maßnahmen zur institutionellen Ansprache oder Einbindung verschiedener externer Akteursgruppen durch den Wärmeversorger oder die Kommune statt. Die Fallbeispiele lassen sich dabei in Maßnahmen zur Informationsvermittlung, der Einbeziehung von Kunden und Kundinnen sowie dem aktiven Einbeziehen der Interessen im Zuge von Beteiligungsgremien unterteilen. Neben diesen Maßnahmen zur institutionellen Ansprache durch Wärmeversorger und Kommunen stehen die Aktivitäten zivilgesellschaftlicher Initiativen, die sich selbstorganisiert in den Prozess einbringen. In Hamburg und Chemnitz gibt es mehrere Bürgerinitiativen, die sich aktiv in den Transformationsprozess einbringen. In Hamburg haben verschiedene Bürgerinitiativen die entscheidenden Meilensteine der Rekommunalisierung und des Beschlusses des Kohleausstiegsgesetzes mit vorangetrieben und gestaltet. Mehrere zivilgesellschaftliche Initiativen werden mittlerweile auf Beschluss der Bürgerschaft kontinuierlich in die weiteren Entwicklungen der Transformationspläne

eingebunden. Es ist anzunehmen, dass dies die lokale Akzeptanz und die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit erhöht.

Aus der Betrachtung der Fallbeispiele geht hervor, dass die Beteiligung der Öffentlichkeit eine zentrale Rolle zur Schaffung der Akzeptanz der Transformationsmaßnahmen spielt. Insbesondere bei möglicher Weise kontroversen Technologien wie Tiefengeothermie, Biomasse und thermischer Abfallverwertung spielen frühzeitige begleitende Beteiligungsprozesse eine entscheidende Rolle.

Bei der Betrachtung der sechs Fallbeispiele fällt jedoch auf, dass keines der Fallbeispiele ein integriertes Gesamtkonzept zur Ansprache und Beteiligung der Öffentlichkeit im Zusammenhang mit der Transformation der Wärmeversorgung verfolgt. Da es sich jedoch um langfristig angelegte Transformationsmaßnahmen mit hohen Investitionssummen handelt, sollten Wärmeversorger und Kommunen sich von Beginn an mit den lokalen Interessensstrukturen befassen und ein angemessenes Informations- und Beteiligungskonzept erstellen. Es empfiehlt sich mindestens eine kontinuierliche und transparente Informationsvermittlung entlang des gesamten Planungs- und Umsetzungsprozesses, um Vertrauen in den Prozess und die Beteiligten zu schaffen.

Bei der Inanspruchnahme von Fördermitteln stehen aus Sicht der Praxispartner einige übergeordnete Hemmnisse entgegen. Mehrfach genannt wurden insbesondere hohe bürokratische Hürden bei der Antragsstellung und ein hoher administrativer Aufwand in der Fördermittelabwicklung (z. B. in Form von Personalkosten, Begleitforschung bei EU-Projekten), ein damit einhergehender hoher Personalaufwand und eine längere Dauer für die Beantragung und Prüfung von Fördermitteln. In der Kosten-Nutzen-Abwägung falle die Entscheidung nicht immer für die Fördermittel aus, auch wenn damit potenziell eine ambitioniertere Variante umgesetzt werden könnte. Zudem wurden eingeschränkte Planungs-, Zukunfts- und Investitionssicherheit genannt und die sich während der Planungszeiträume ändernden Fördermöglichkeiten und Rahmenbedingungen erschweren die Planungs- und Investitionssicherheit bei den Wärmeversorgern. Zudem fehlt einigen Wärmeversorgern ein Überblick über die verschiedenen Fördermöglichkeiten, auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene und sie wünschen sich Unterstützung bei der Inanspruchnahme. Einige beauftragen hierfür bereits externe Beratungsbüros.

Vor dem Hintergrund dieser Hemmnisse formulierten die Praxispartner eine Reihe von Wünschen an den Unterstützungsrahmen:

- ▶ Planungssicherheit durch langfristigen Förderrahmen
- ▶ Erleichterung / Verkürzung der Genehmigungsprozesse auf kommunaler Ebene zur schnellen Umsetzung von Maßnahmen bei kurzen Transformationszeiträumen
- ▶ Vereinfachung der Förderantragsverfahren für Kommunen zur Unterstützung der Wärmewende

Schwächen der regulatorischen Bedingungen im derzeitigen Unterstützungsrahmen

Die Erkenntnisse aus den Untersuchungen der Fallbeispiele und die analysierte Ausgangslage der regulatorischen Rahmenbedingungen verdeutlichen, dass für die Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen derzeit noch Missstände bestehen. So setzt das KWKG, das derzeit vor allem erdgasbasierte KWK fördert, für die Transformation von Wärmenetzen falsche Anreize, die auch der CO₂-Preis nicht auszugleichen vermag. Hinzu kommen hohe Strombezugskosten, ein relevantes finanzielles Hindernis für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen mit Großwärmepumpen für die Nutzung von Umweltwärme. Die Fördersysteme für erneuerbare

Fernwärmesysteme der letzten Jahre sind bis zum Inkrafttreten der BEW unzureichend für die anstehende Transformationsaufgabe gewesen.

Zugleich sind die Hemmnisse, die der Fernwärmedekarbonisierung entgegenwirken, nicht nur finanzieller Art. Im Gegenteil: Die Fernwärmewende erfordert ein hohes Maß an Planung auf räumlicher sowie auf strategischer und politischer Ebene. Die kommunale Wärmeplanung ist jedoch erst in wenigen Bundesländern umgesetzt bzw. gesetzlich verankert.

Ein weiterer Aspekt ist die energetische Bewertung von Fernwärme, die in der aktuellen Umsetzungsmethodik strukturell gleich verschiedene Fehlsteuerungen auslöst. Die Verwendung der Stromgutschriftmethode beispielsweise führt häufig zu einer schlechteren ökologischen Bewertung von Wärmenetzen, wenn Erdgas-KWK durch EE-Technologien ohne parallele Wärme- und Stromerzeugung ersetzt werden.

Zudem beinhaltet der aktuelle bundesdeutsche Unterstützungsrahmen keine ordnungsrechtlichen Vorgaben hinsichtlich der Klimaziele von Fernwärme. Das ist umso erstaunlicher angesichts der geplanten ordnungsrechtlichen Änderungen für dezentrale Heizungssysteme (65 % erneuerbare Energien Regel).

Der Vorschlag zum Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz (EWG)

Die Einführung des Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetzes (EWG) ist ein zentraler Baustein, um die Hemmnisse bezüglich der Transformation von Bestandswärmenetzen zu überwinden. Es beinhaltet neben der Einführung verpflichtender Dekarbonisierungsziele und der gesetzlichen Verankerung der BEW auch die bundesweite Einführung der kommunalen Wärmeplanung. Zu den vorgestellten Empfehlungen gehören zudem Anpassungen der energetischen Bewertung von Fernwärme, Anpassungen an der BEW-Förderrichtlinie, am KWKG und an den Mechanismen der CO₂-Bepreisung sowie technologiespezifische Instrumente. Im Fokus dieses Forschungsvorhabens steht die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze. Die Spannungsfelder, in denen sich der Unterstützungsrahmen für die Fernwärmetransformation bewegt (u. a. Wärmenetzausbau, Strommarktdesign, objektbasierte Wärmeversorgung) werden nicht vertieft untersucht.

Abbildung 2: Übersicht der Elemente des Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetzes (EWG) und zugehöriger Elemente



Quelle: Eigene Darstellung HIC und ifeu

Verpflichtende Dekarbonisierungsziele und Fernwärmeentwicklungskonzepte

Für die Fernwärme werden verbindliche Dekarbonisierungsziele mit dem Ziel der Klimaneutralität 2045 empfohlen. Die Zielvorgaben gelten für allgemeine Wärmeversorgungsnetze (ausgenommen Gebäudenetze), deren Betreiber die Zielerreichung sicherstellen müssen. Als zugehöriges Instrument werden Fernwärme-Entwicklungskonzepte (FEK) eingeführt. Die FEKs stellen den Zielpfad dar und dienen als Nachweisführung sowie öffentliches Kommunikationsmittel.

Wichtigster Akteur dieser Maßnahme sind die Wärmeversorgungsunternehmen. Diese werden verpflichtet, für jedes Wärmenetz, das der Versorgung der Allgemeinheit mit leitungsgebundener Wärme dient, Dekarbonisierungsziele einzuhalten und ein FEK zu erstellen. Ein weiterer beteiligter Akteur ist die prüfende Instanz der Zielerreichung und der Plausibilität der FEK.

Die Zielvorgaben für die Fernwärmeerzeugung werden anhand des Anteils erneuerbarer Energieträger (Wärmepumpen inkl. Strom, Solarthermie, Geothermie, Biomasse – letztere nur in bestimmten Grenzen), unvermeidbarer Abwärme und Wärme aus thermischen Abfallverwertungsanlagen sowie von E-Kesseln und grünen Gasen erzeugter Wärme dargestellt (Dekarb-Anteil).

Die Parametrisierung der Dekarb-Anteile basiert auf aktuellen wissenschaftlichen Szenarien für das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 (vgl. Tabelle 1). Die angegebenen Ziele sind ab 2035 verbindlich. Die Angaben für die Zwischenschritte 2027 und 2030 sind unverbindlich und dienen als Orientierungshilfe für die Wärmeversorgungsunternehmen. Die Netzbetreiber sollen die FEK mit den anvisierten Zielen leicht zugänglich veröffentlichen und jährlich dem erreichten Status quo gegenüberstellen. Auch wenn erst ab 2035 die Zielerreichung verbindlich ist, muss im FEK dargelegt werden, wie dies erreicht werden kann. Für die Jahre 2035 und 2040 können für das einzelne Wärmenetz Abweichungen innerhalb eines Toleranzbereichs zulässig sein, sofern diese plausibel – beispielsweise mit sehr speziellen lokalen Gegebenheiten – begründet werden.

Bei Verfehlung der verbindlichen Zielvorgaben könnten Strafzahlungen sinnvoll sein, die beispielsweise in einen Klimafond eingezahlt würden.

Tabelle 1: Dekarbonisierungsziele für die Fernwärme

Jahr	Dekarb-Anteil an Fernwärmeerzeugung	Verbindlichkeit
2027	35-50 %	Unverbindlich
2030	55 %	Unverbindlich
2035	70 %	Verbindlich; Toleranzbereich 15 Prozentpunkte
2040	85 %	Verbindlich; Toleranzbereich 10 Prozentpunkte
2045	100 %	Verbindlich

Bundesförderung effiziente Wärmenetze

Die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) wird in den kommenden Jahren das wichtigste Förderinstrument für die Dekarbonisierung der Fernwärme sein. Die Verfügbarkeit und langfristige Planbarkeit der Fördermittel ist ausschlaggebend, daher wird im Rahmen des EWGs eine gesetzliche Verankerung der Förderung vorgeschlagen. Auch im früheren EEWärmeG war die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- und Kälteerzeugung bereits im Gesetz vorgesehen (§ 13 EEWärmeG).

Im EWG sollte die BEW-Förderung im Grundsatz verankert werden. Konkrete inhaltliche Anforderungen bzgl. des Fördertatbestands etc. müssen nicht direkt im Gesetz definiert sein, sondern können nachgeordnet durch das zuständige Ministerium geregelt werden.

Die Finanzierung der Fördermittel sollte wie bereits geplant im Bundeshaushalt vorgesehen werden (z. B. im Energie- und Klimafonds). Die im Projekt vorgeschlagene Formulierung vermittelt ausdrücklich keinen individuellen Rechtsanspruch auf eine Förderung für jede*n Antragssteller*in, sondern bildet eine belastbare Grundlage für die langfristige Förderung. Ein individueller gesetzlicher Anspruch auf Förderung wäre aus verschiedenen Gründen nicht zielführend. Da ein solcher beispielsweise gerichtlich einklagbar wäre, könnten Klagen potenzieller Fördernehmender die Fördergelder für die Dauer gerichtlicher Verfahren vorübergehend blockieren, zusätzlichen administrativen Aufwand erzeugen und die Erreichung der Förderziele in zeitlicher Hinsicht beeinträchtigen.

Kommunale Wärmeplanung

Die Länder werden von der Bundesregierung verpflichtet, dafür zu sorgen, dass für ihren Hoheitsbereich eine kommunale Wärmeplanung (KWP) erfolgt.

Die Inhalte der Wärmeplanung sollten im EWG geregelt werden. Diese betreffen sowohl den Aufbau und die Struktur des Fachgutachtens zur Wärmeplanung als auch ggf. Vorgaben zu übergeordneten Rahmendaten. Zudem sollte der Zugang zu den für die Wärmeplanung erforderlichen Daten durch das Einfügen einer Datenerhebungsermächtigung im Gesetz sichergestellt werden.

Die kommunale Wärmeplanung soll über die Erstellung eines Fachgutachtens hinausgehen und zusätzlich den politischen Beschluss des Wärmeplans durch die Kommune, die Umsetzung der Maßnahmen, und die regelmäßige Fortschreibung (alle 5 Jahre) der Wärmeplanung beinhalten.

Der Prozess der KWP eignet sich dazu, eine umfassende Beteiligung der involvierten Stakeholder und der Öffentlichkeit zu integrieren. Neben der Stadtverwaltung sollten Vertreter*innen bestimmter Institutionen u. a. aus Politik, Energieversorgungsunternehmen, Umweltverbänden, Bürgerinitiativen/-vereinen, Handwerk und Industrie beteiligt werden. Hierfür sollten umfassende Beratungs- und Capacity-Building-Angebote bestehen sowie finanzielle Unterstützung vorgesehen werden.

Energetische Bewertung der Fernwärme

Die derzeit verwendete Berechnungsmethodik für Primärenergiefaktoren (PEF) von Wärmenetzen weist mehrere methodische Schwachstellen auf, welche die Dekarbonisierung teilweise verhindern. Für die energetische Bewertung von Fernwärme wird die Kombination aus folgenden Anpassungen im GEG vorgeschlagen: Die Umstellung von PEF auf THG-Faktoren; die Umstellung auf produktspezifische Faktoren sowie die Anwendung der Carnot-Methode für KWK-Anlagen.

Die Umstellung von PEF auf THG-Emissionen bedeutet, dass zukünftig die Klimawirksamkeit der eingesetzten Energieträger in den Fokus gestellt wird. Bisher ist die primärenergetische Effizienz ausschlaggebend, welche die Energieverluste durch Transport, Aufbereitung und Umwandlung vom Energierohstoff zum Endnutzer bzw. Endenergieträger beschreibt. Die Umstellung auf THG-Faktoren ist für die Fernwärmedekarbonisierung sinnvoll, da eine differenzierte Bewertung der Energieträger den Anreiz für die Einspeisung erneuerbarer Energien insbesondere bei Netzen, die vorrangig aus Kohle-KWK gespeist werden, erhöht. Weitere Vorteile ergeben sich aus der verständlicheren Vermittlung der Klimawirkung der Brennstoffe.

Eine Umstellung auf produktspezifische Faktoren bewirkt, dass bestimmte Wärmeeigenschaften einzelnen Kunden*Kundinnen zugeordnet werden können. Bislang werden zur energetischen Gebäudebewertung netzspezifische bzw. netzeinheitliche Faktoren verwendet. Die Einführung einer Produktkennzeichnung würde Kunden*Kundinnen erlauben, Wärmeprodukte von spezifischen Erzeugungsanlagen zu beziehen (Styles et al.; in Vorbereitung, Pehnt et al. Veröffentlichung in Vorbereitung).

Der Bezug von spezifischen Wärmeprodukten sollte in jedem Fall nur innerhalb eines technisch verbundenen Versorgungssystems möglich sein. Wärmelieferungen an Kunden* im bestehenden Tarif bzw. Basistarif dürfen sich durch die gesonderte Vermarktung von erneuerbaren Bestandsanlagen keinesfalls verschlechtern. Daher sollten nur Neuanlagen von einem zuvor festgelegten Stichtag an einbezogen werden, auch um Attentismus im Hinblick auf das Inkrafttreten der neuen Regelung zu verhindern.

Die Nachweisführung der produktspezifischen THG-Faktoren für Fernwärme kann über Herkunftsnachweise (HKN) erbracht werden. HKN weisen gegenüber Endkunden*Endkundinnen nach, dass die bezogene Energie bestimmte Kriterien erfüllt. Alternativ könnten zwei Bilanzkreise innerhalb eines Wärmenetzes gebildet werden. In einem „Öko-Wärme-Bilanzkreis“ könnten die ab einem bestimmten Zeitpunkt neu zugebauten EE-Kapazitäten verbucht werden, und im „Normalwärme“-Bilanzkreis die verbleibende Wärmeerzeugung. Kunden*Kundinnen, die Öko-Wärme beziehen, könnten den für diesen Öko-Bilanzkreis berechneten THG-Faktor in Anspruch nehmen, sodass auch Vorgaben für Neubauten und Bestandssanierungen eingehalten würden und sich ein Anreiz zum Ausbau der EE- und Abwärme-Quellen ergibt, die dann in diesen Öko-Bilanzkreis integriert werden könnten. (ebd.)

Zusätzlich zur Umstellung auf produktspezifische Faktoren sollte für die Bewertung von KWK-Anlagen die Umstellung auf die Carnotmethode erfolgen. Aktuell wird durch die Verwendung der Stromgutschriftmethode der KWK-Strom der KWK-Wärmeerzeugung als Gutschrift zugeschrieben, bewertet mit dem Mix des verdrängten Stroms – dadurch ist die Einbindung von KWK-Wärme für die energetische Bewertung des Fernwärmesystems vorteilhaft, während die Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeuger den Faktor des Gesamtnetzes häufig verschlechtert. Die Carnot-Methode hingegen teilt die THG-Emissionen auf die energetischen Produkte Strom und Wärme über die Umrechnung des Wärmeanteils in Exergie abhängig vom Temperaturniveau auf und führt zu einem angemesseneren Verhältnis der energetischen Bewertung von erneuerbaren Energien und KWK-Wärme (Pehnt et al. 2018).

Rolle von KWKG, Sektorkopplungsstrom und CO₂-Bepreisung

Das KWKG ist im aktuell vorherrschenden Unterstützungsrahmen ein sehr relevantes Finanzierungsinstrument für Fernwärme. In dem hier vorgeschlagenen Unterstützungsrahmen ändert sich die Rolle des KWKGs für den Fernwärmebereich: Das KWKG ist perspektivisch nicht das Schlüsselinstrument für die Fernwärmedekarbonisierung, weil damit strukturell hauptsächlich fossile Wärmeerzeugung gefördert wird; eine breite Umstellung auf grüne Gase ist für den Wärmesektor nicht sinnvoll. Relevante Förderbestandteile des KWKGs wie die iKWK-Förderung oder die investive Förderung von Wärme- und Kältenetzen und -speichern können in den kommenden Jahren sukzessive von der BEW-Förderung abgelöst werden.

Der Wegfall der EEG-Umlage sowie die Umlagebefreiung für Wärmepumpen sind wichtige Schritte für die wirtschaftliche Integration von Großwärmepumpen in Wärmenetze. Gerade Großwärmepumpen können über ihr Dekarbonisierungspotenzial für die Fernwärme hinaus einen Mehrwert für die Flexibilisierung des Strommarktes bieten. Dies sollte stärker als bislang angereizt werden durch entsprechende Tarifgestaltung oder die Weiterentwicklung von Strommarktinstrumenten wie der Regelung der zuschaltbaren Lasten (AbLaV).

Die Bepreisung von CO₂ ist ein ausschlaggebendes Instrument für den Klimaschutz, so auch für die Fernwärmedekarbonisierung. Um Planungssicherheit zu bieten und die Anreize für klimafreundliche Wärmeherzeugungstechnologien zu setzen, sind ausreichende hohe Preissignale sowie Mindestpreise sinnvoll. Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für den EU-ETS und die Festlegung eines Mindestpreises im nationalen Emissionshandel ab 2027 können für mehr Planungssicherheit bei Investitionsentscheidungen sorgen.

Technologiespezifische Instrumente

Für unterschiedliche Technologien sind zudem spezifische, jeweils zugeschnittene Regelungsansätze erforderlich, um verfügbare Wärmequellen für Wärmenetze zu erschließen.

Ein Beispiel hierfür sind Instrumente zur Unterstützung der Nutzung vorhandener Potenziale unvermeidbarer Abwärme. Hier ist als Grundlage eine flächendeckende Erfassung der Potenziale notwendig, die auch niederkalorische Abwärmequellen wie etwa Rechenzentren erfasst. Für die Nutzbarmachung der Potenziale soll eine verpflichtende Abwärmenutzung für Abwärmeproduzenten in den Blick genommen werden. Auch die staatliche Absicherung des Risikos eines Ausfalls der Wärmequelle gehört zu den flankierenden energiepolitischen Instrumenten.

Für Tiefengeothermieranlagen sollte ebenfalls eine staatliche Risikoabsicherung geschaffen werden, sodass Tiefenbohrungen für Geothermieranlagen (Erkundungs-, Injektions- und Förderbohrungen) über einen nationalen Fonds versichert werden können. Die Kosten können aus späteren Erlösen der Projekte refinanziert werden.

Die Freiflächen-Solarthermie sollte in der räumlichen Planung gestärkt werden. Während sich im Bereich Freiflächen-PV die Grundlagen des Planungsrechts aus der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV 2015 bis 2016) und seit 2017 aus dem EEG ergeben, bleibt Solarthermie bei Planungsvorgaben häufig unbeachtet. Solarthermie-Freiflächenanlagen sollen – genau wie für PV-Anlagen vielfach bereits üblich – zukünftig in allen räumlichen Planungsschritten mitgedacht werden. Im besten Fall sollten bereits bei der Erstellung oder Anpassung von Flächennutzungsplänen Flächen zur solarthermischen Nutzung ausgewiesen werden. Es sollte geprüft werden, inwieweit Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie unter den Begriff der Landwirtschaft nach BauGB § 201 fallen. Voraussetzungen dafür wären, dass die Anlagen einen untergeordneten Teil der zum landwirtschaftlichen Betrieb gehörenden Flächen einnehmen und sichergestellt ist, dass die sonstige landwirtschaftliche Nutzung der Flächen nicht dauerhaft wesentlich beeinträchtigt wird.

Für die Nutzung von Umweltwärmequellen sollte die Trinkwasser-Verordnung (§ 17) angepasst werden, sodass Abwärme aus Roh- und Trinkwasseraufbereitungsanlagen thermisch genutzt werden kann, die ein großes und bislang ungenutztes Potenzial darstellen.

Bewertung des Unterstützungsrahmens

Der gesamte Unterstützungsrahmen inklusive EWG und zugehöriger Elemente verfügt über Instrumente, welche die vollständige und ressourcenschonende Dekarbonisierung von Wärmenetzsystemen unterstützen und unvorteilhaften Entwicklungen entgegenwirken. So soll insbesondere die verbindliche Einführung der verpflichtenden Dekarbonisierungsziele mit Anforderungen an den Biomasseeinsatz im Jahr 2045 bewirken, dass Alternativen zu fossilen Energieträgern und der Biomassenutzung frühzeitig geplant werden.

Auch die kommunale Wärmeplanung und die Erstellung von Transformationsplänen unterstützen die langfristige-visionäre Planung und Umsetzung von ökologisch sinnvollen Transformationspfaden. Die in der BEW vorgesehene betriebliche Förderung von

Großwärmepumpen sowie Solarthermie stellt diese Optionen zudem finanziell besser. Selbst für den geschilderten Fall von nicht ausreichend verfügbaren erneuerbaren Wärme- und unvermeidbaren Abwärmequellen wäre der Einsatz von Luftwärmepumpen möglich. Der vorgeschlagene umfassende Unterstützungsrahmen gibt insgesamt genug Anreize für die Nutzung ressourcenschonender erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme und setzt zusätzlich Einschränkungen für die ineffiziente Nutzung von Biomasse und Abfall sowie vermeidbarer Abwärme.

Für die erfolgreiche Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen in Deutschland wird empfohlen, den vorgeschlagenen Unterstützungsrahmen als Ganzes zum einen möglichst schnell und in einem zwischen den Ministerien abgestimmten Prozess umzusetzen. Eine zeitliche Priorisierung oder Umsetzungsreihenfolge ist aus wissenschaftlicher Sicht schwierig, da in der vorliegenden Analyse der Schwerpunkt auf die Kombination und auf die Wirkung unterschiedlicher Instrumente gelegt wurde. Aus der Perspektive umsetzender Ministerien kann es sinnvoll sein, einige Anpassungen im Zuge bereits geplanter oder laufender Gesetzesverfahren anzuschließen. Darüber hinaus zeigen die Analysen der Fallbeispiele und der regulatorischen Ausgangslage, dass es eines ganzheitlichen Ansatzes bedarf, der die verschiedenen Stellschrauben (Technologien, Akteure und politische Instrumente) bedient, die bei der Fernwärmedekarbonisierung eine Rolle spielen. Daher sollte der vorgeschlagene Unterstützungsrahmen als Ganzes umgesetzt werden. Die Einführung verpflichtender Dekarbonisierungsziele wird ausdrücklich nur in dem hier dargestellten Gesamtrahmen empfohlen.

Um die Maßnahmen zur Erreichung der anvisierten (Zwischen-)Ziele umsetzen zu können, sollte das für das BEW nutzbare Finanzbudget ausreichend ausgestattet sein und die PEF-Berechnungsmethodik als eines der größten derzeitigen Hindernisse schnellstmöglich angepasst werden. Darüber hinaus ist der gesetzliche Rahmen für die Fernwärme insgesamt zu verbessern (z. B. Wärmelieferverordnung). Nicht zuletzt müssen auch die Ausführungskapazitäten in der Planung und im Handwerk sowie der Produktion erhöht und optimiert werden.

Summary

District heating networks play an important role in Germany's heat supply; around 14 % of homes were supplied with district heating in 2020. District heating grids also form a key component in meeting Germany's climate protection targets, especially in densely populated areas and as a mechanism to integrate renewable energies and make use of unavoidable waste heat.

In 2020, heat from coal and lignite plants was fed into district heating networks at more than 45 locations in Germany. In 2021, coal and lignite accounted for around 20 % of net heat generation in the district heating supply. In addition to the Federal Climate Protection Act (Klimaschutzgesetz), which has a fixed target of climate neutrality by 2045, the statutory coal phase-out by 2038 also requires analysis and evaluation of possible alternative heat sources in (coal-based) district heating networks.

Against this backdrop, it is crucial to put existing district heating systems on path towards greenhouse gas (GHG) neutrality. However, it involves complex technical and economic, as well as institutional and socio-economic challenges:

- ▶ In the long term, a GHG-neutral heat supply requires exploitation of locally available renewable energy and waste heat potentials, including integration into existing heating networks. This requires the use of variable and sometimes small-scale potential heat sources according to their availability.
- ▶ The specific challenges for existing district heating networks vary greatly depending on their customer structure, the topology of the network and the current heat generation capacity.
- ▶ Multiple stakeholders are involved in the transformation process, for example building owners, who can implement measures on the customer side, and local government as the central body for municipal matters and usually also the majority owner of utility companies.
- ▶ In some cases, the use of fossil fuels is still economically attractive because it is subsidised (e.g. through the Combined Heat and Power Act, KWKG) and the CO₂ price has not yet had a comprehensive effect.

In view of these challenges, the current support framework in Germany is inadequate to stimulate decarbonisation and transformation of district heating systems for climate protection. Against this background, this research project, commissioned by the German Environment Agency (UBA - Umweltbundesamt) in 2019, aimed to explore the contribution of coal to district heating supply, the challenges to transformation, the opportunities for decarbonising existing district heating networks and the necessary regulatory framework .

Options to develop a GHG-neutral heat supply were developed on the basis of case studies with six district heating (DH) operators. In addition, these options were discussed in interviews with representatives of the DH partners, local authorities and other stakeholders in each local context.

These findings, supplemented by an analysis of current regulatory conditions, serve as the basis for the development of a "Renewable Heat Infrastructure Act" (EWG - Erneuerbare Wärme Gesetz), a proposal for a national support framework as a central building block for the decarbonisation of district heating networks. In addition, further adjustments to the current legislation are proposed, technology-specific barriers are discussed and possible approaches are presented.

Due to dynamic developments in the energy sector during the three-year project, the applicable constraints varied during different stages of the project. The situation at the time of reporting in October 2022 was taken into account in each case.

Assumptions chosen for case study analysis

For the six case studies, Spremberg, Großkrotzenburg, Aachen, Karlsruhe, Chemnitz and Hamburg (HEnW), possibilities for 100 % GHG-neutral district heating generation in the target year were calculated for two scenarios:

- ▶ Scenario SLOTH (SLOwer Transformation of the Heating sector)
- ▶ Scenario EFFORT (EFFicient transfORMation of the heaTing sector)

In consultation with UBA, the assumptions for the scenarios are largely based on the RESCUE study (Purr et al. 2019). In the SLOTH scenario, constraints oriented towards efficiency and climate protection are assumed; in the EFFORT scenario, an even stronger push towards transformation is used (e.g. higher efficiency requirements in buildings, extensive use of surface heating and flat substations, very low grid temperatures, etc.). To estimate future heat demand, based on the RESCUE study, a reduction in consumption for space heating and hot water of 56 % is assumed for 2050 compared to 2020 in the EFFORT scenario, and 38 % in the SLOTH scenario. Since considerable renovations are necessary to achieve such reductions, correspondingly ambitious changes in building technology are assumed in the scenarios, which will enable very low temperatures in district heating networks in the future. The maximum supply temperature in the SLOTH scenario is 80 °C, in the EFFORT scenario 55 °C.

As the work package on technical analyses started in 2020, the energy and other parameters are based on assumptions made in 2020.

The central boundary conditions for the design of future heat generation are the availability of renewable sources and technical feasibility. It is assumed that products from power-to-gas (PtG) or power-to-liquid (PtL) generation will be used primarily outside the building heat sector, where hardly any alternatives for energy provision are available. The potential for using solid or gaseous biomass is also limited: It is assumed that cultivated biomass will no longer be used after 2030 and that no wood production waste will be used in the heating sector in the target year. Waste wood is used entirely for high-temperature applications in industry in the target year. Likewise, it is assumed that residual household waste will continue to be incinerated in Germany in principle (even if the quantities are expected to reduce) and can thus be used to generate electricity and heat. At the same time, it is assumed that renewable electricity is available in sufficient quantities for use in district heating at any time of year.

Against this backdrop, combustion-free options are preferable whenever possible, leading to a focus on geothermal energy, industrial waste heat, various environmental heat sources through heat pumps and solar thermal energy. However, biomass boilers are included as "fallback" options if no sufficient biomass-free potentials can be identified. Unavoidable industrial waste heat and waste heat from thermal waste recovery plants are considered in line with targets in this study.

Possible transformation paths for six case studies

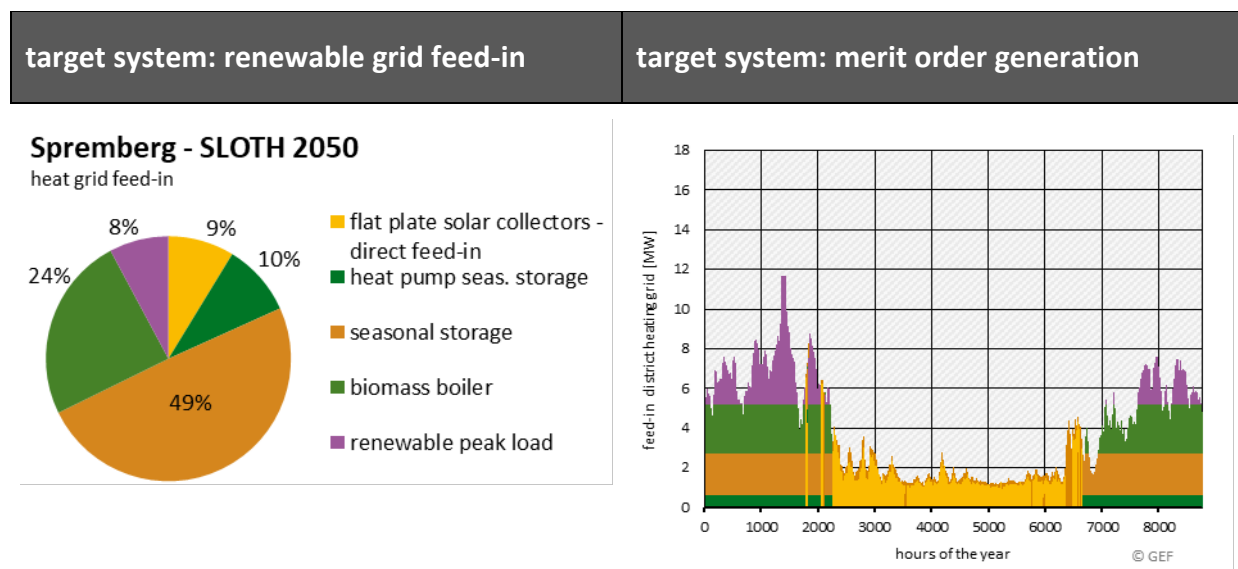
The transformation of existing heating networks requires district heating suppliers to map their projected path to a target system, taking into account possible renewable sources and their locations as well as temperature requirements of renewables and new customers. The target temperatures and a rough target network layout should be defined on the basis of these

developments so that adjustments can be made consistently over the next three decades while allowing sufficient flexibility for unforeseeable developments.

Long-term decisions must be made promptly by the district heating system operators, even if not all central constraints have been defined. For the strategic planning of suitable supply systems, it is important to estimate the extent to which the heat demand will be reduced and the importance of the heat network systems in the respective regions, taking into account alternative supply solutions.

The analysis of the case studies shows that a wide range of renewable energy sources is available in some cases. Three out of six case studies can choose from different available renewable energies, while in the other three examples the renewable energy potentials are rather limited compared to the demand. The results show a high diversity in the main energy sources used for the six case studies in the SLOTH scenario for the year 2050. In Spremberg, solar thermal energy and a seasonal storage system make a large contribution to the grid feed-in, in Großkrotzenburg a large part of the grid feed-in is provided by a river heat pump, in Aachen heat extraction is realised from an existing waste incineration plant, in Karlsruhe the heat supply is essentially based on industrial waste heat and deep geothermal energy, and in Chemnitz air source heat pumps are used. In the very large district heating network in Hamburg, various smaller-scale potentials are being tapped and a seasonal storage facility is planned.

Figure 1: Overview of target generation in the SLOTH-Scenario in 2050

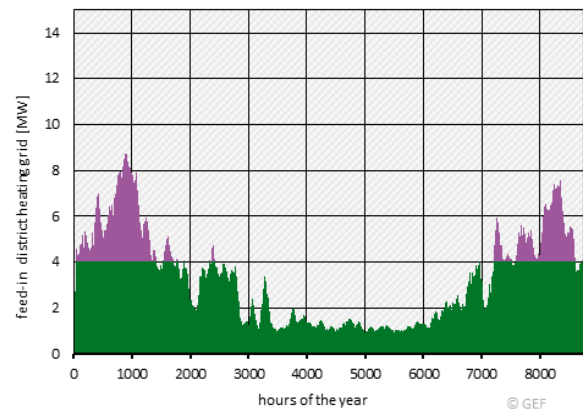
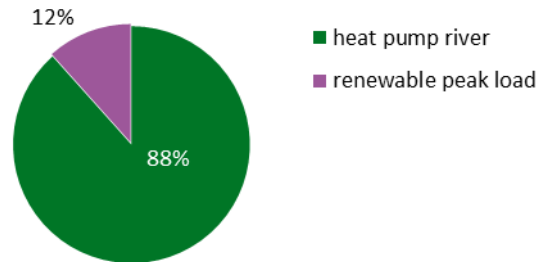


target system: renewable grid feed-in

target system: merit order generation

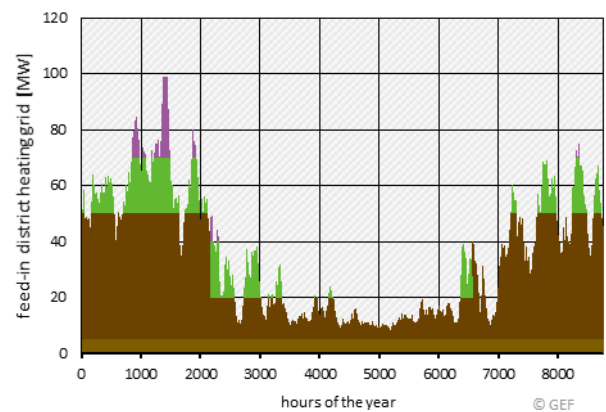
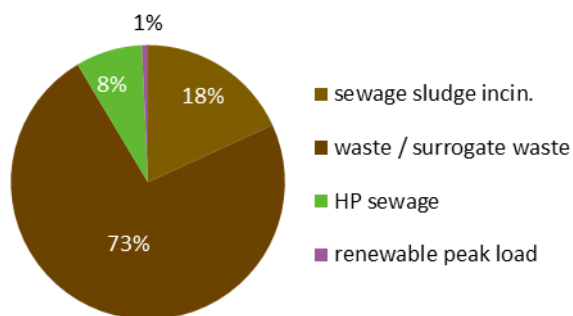
Großkrotzenburg - SLOTH 2050

heat grid feed-in



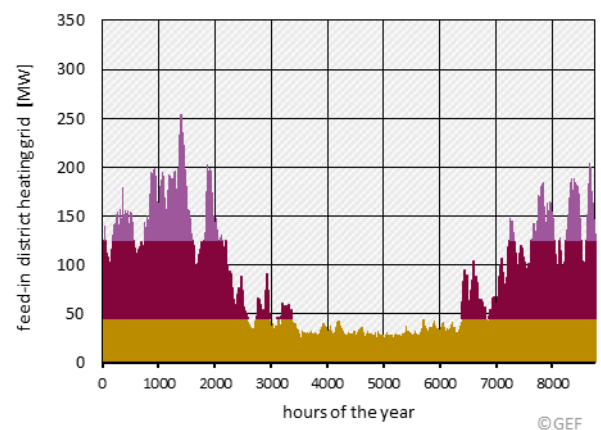
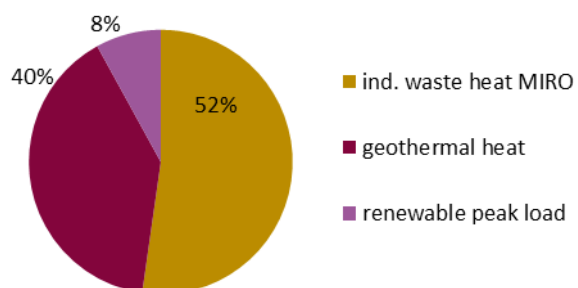
Aachen - SLOTH 2050

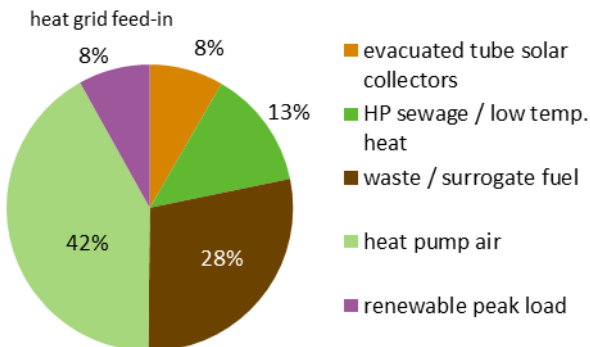
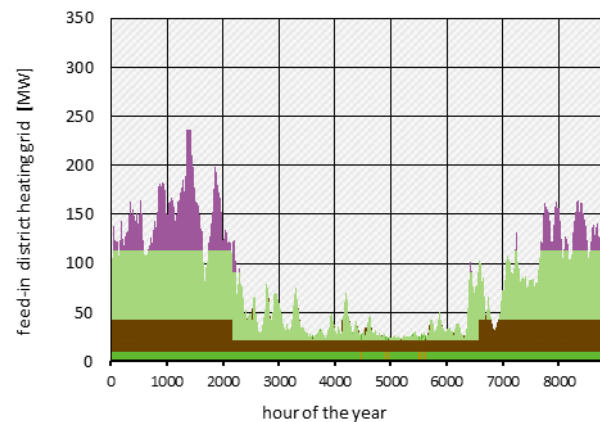
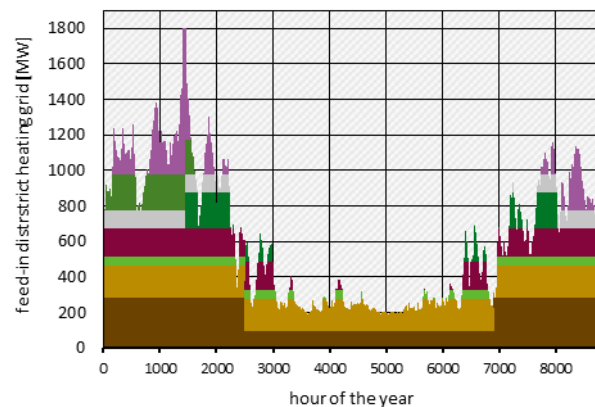
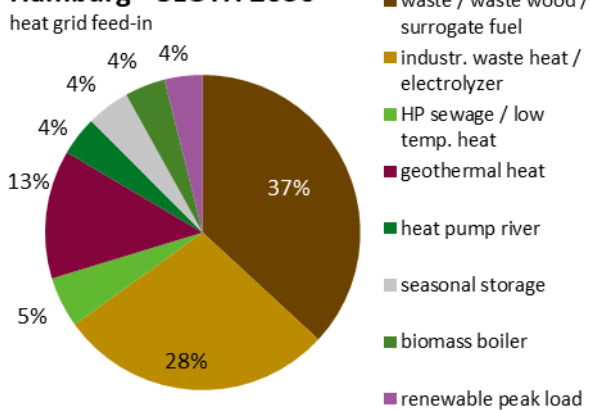
heat grid feed-in



Karlsruhe - SLOTH 2050

heat grid feed-in



target system: renewable grid feed-in**Chemnitz - SLOTH 2050****target system: merit order generation****Hamburg - SLOTH 2050**

A complete replacement of the coal-fired cogeneration (CHP) plants that will be phased out before 2030 with renewable energies is often difficult from a technical point of view. Key obstacles are the high thermal output of the plants (often greater than 100 MW_{th}), the currently high grid temperatures and the fact that the coal-fired CHP plants to are often also used to cover peak load. The use of renewables in this load segment is often associated with high costs. Many renewable options compete for deployment times in the base load. The use of seasonal storage can be an option. From a climate policy perspective, it is important to replace as much coal power as possible with renewables. Whether a complete replacement of coal-fired CHP can succeed in the first step depends on a variety of factors, such as the local availability of renewable energies and the timeline for their development. The energy policy framework conditions, such as the economic efficiency of the renewable plants compared to fossil alternatives in base, medium and peak load, the funding framework and the return requirements of the municipal shareholders also influence investment decisions.

The introduction of the new Federal Subsidy Programme for Efficient District Heating (BEW – Bundesförderung Effiziente Wärmenetze) significantly improves the regulatory environment, but comes too late for some of the case studies, as the process from feasibility study, planning, approval and construction to commissioning takes several years. In Aachen, Chemnitz and

Hamburg, investment decisions for natural gas CHP plants to replace coal CHP have been made recently.

In four out of six case studies, renewable sources in the district heating systems that can deliver high temperatures ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$) are available (geothermal, industrial waste heat, heat from thermal waste recovery plants). In these district heating systems, lowering the grid temperatures may have a lower priority. The rapid development in the area of large heat pumps, which today can also provide temperatures significantly above $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, also opens up the possibility of continuing to operate heating grids with a high temperature. When planning investments, it is important to weigh up where they can be used most effectively to drive decarbonisation.

Results from initial municipal heating plans (KWP – kommunale Wärmeplanung), which assign increasing importance to district heating, support maintaining a high temperature. If the share of district heating in a municipality increases significantly, the scope for supply temperature reductions decreases if the transport capacity of the existing network infrastructure is to be maintained or increased. The added value of temperature reduction measures should be examined on a case-by-case basis, but should not be seen as a blanket silver bullet.

Against this background, it is important to define future district heating system temperatures for the target system as soon as possible. This involves considering expected future district heating sales, building standards and customer temperatures as well as the likely use of renewable energy sources in the target system. If a reduction of network temperatures compared to the current system is necessary, long-term strategies for achieving the target temperatures can be designed (e.g. the design of future substations for the target system, measures for communicating these plans to customers or removing network bottlenecks). Intensifying efforts to reduce return temperatures is a no-regret measure to increase the flexibility of heating networks that should be implemented continuously.

The replacement of substations to reduce the network temperatures is an ongoing process and cost-intensive - all the more so if innovative systems for substations are to be realised to achieve low network temperatures. In particular, a nationwide conversion to fresh water stations to supply each individual flat/home in accordance with the three-litre rule¹ generates very high costs, the benefits of which must be examined on a case-by-case basis. It is not yet possible to foresee how the renewable peak load will be generated in the target systems. It can be assumed that a transportable and dispatchable fuel will remain necessary. Generation capacity for the provision of peak load will probably become more expensive in the future, possibly with corresponding effects on the tariffs (base price).

It is clear that the implementation of either scenario requires investments in the three-digit million range even for medium-sized district heating systems. Even taking into account the uncertainties in estimation within the framework of this research project, the size of the financial challenge is clear. In addition to the technical and non-technical obstacles, the associated high cost justifies the scepticism with which stakeholders have commented, especially the very ambitious assumptions regarding grid temperatures and design of the substations in the SLOTH and EFFORT scenarios.

Socio-economic and institutional challenges of transformation

In all of the case studies examined, the municipalities are either the sole or major shareholders of the heating supplier. This gives them decisive influence in the transformation process. A

¹ This rule limits water volume in the pipes in connection with legionella prevention guidelines in Germany.

comparison between the case studies shows clear differences between the metropolitan and smaller municipalities.

In the metropolitan areas of Aachen, Chemnitz and Karlsruhe and in the city state of Hamburg, the municipalities or the state authorities have planning, regulatory and advisory roles, e.g. through the preparation of municipal climate protection concepts, in the implementation of KWP, through funding programmes or the initiation and coordination of networking and consultation of local stakeholders. In the metropolitan municipalities and Hamburg, scientific expertise is also actively integrated by technical colleges and universities located on site. In contrast, the smaller municipalities of Großkrotzenburg and Spremberg do not yet have an overarching climate protection strategy in which the previous transformation plans are embedded. In both examples, it is instead the municipal utilities themselves that play the central role in developing and planning the target system and transformation path for heat supply.

In all the case studies, active measures are being undertaken by the heating supplier or the municipality to address or involve various external stakeholders. The case studies can be subdivided into provision of information, involvement of customers and the active inclusion of interests in the course of participation committees. In addition to these official engagement strategies by heat suppliers and municipalities, multiple activities of local initiatives have become involved in the process of GHG-neutral heating provision. In Hamburg and Chemnitz, several citizens' initiatives are actively involved in the transformation process. In Hamburg, other local initiatives have helped drive and shape the decisive milestones of local government restructure, and the coal phase-out law. Several local non-profit organisations are now continuously involved in further developments of the transformation plans through a local government ordinance. This type of engagement is likely to increase local acceptance and perceived procedural justice in the change process.

Consideration of the case studies shows that public participation plays a central role in generating acceptance of the transformation measures. Particularly in the case of potentially controversial technologies such as deep geothermal energy, biomass and thermal waste utilisation, early engagement and participation processes play a decisive role.

It is worth noting that none of the case studies pursues an integrated overall concept for addressing and involving the public regarding transforming the heat supply. However, since these are long-term transformation measures with high investment levels, heat suppliers and municipalities should address local interest groups from the very beginning and develop an information and participation plan. At a minimum, it is advisable to provide information continuously and transparently throughout the entire planning and implementation process in order to create trust in the process and those involved.

In the opinions of the partner organisations, there are some overriding obstacles to the use of subsidies for heating transformation. In particular, high bureaucratic hurdles in the application process and high administrative costs in the processing of funding (e.g. in the form of personnel costs, accompanying research for EU projects), the associated high personnel requirements and a long time frame for applying for and reviewing funding were mentioned several times. In the cost-benefit analysis, the decision is not always made in favour of applying for subsidies, even if a more ambitious variant could potentially be implemented. In addition, limited planning, future and investment security were mentioned, and changing funding opportunities and framework conditions during the planning periods make planning and investment security more difficult for the heat suppliers. Moreover, some heat suppliers lack an overview of the various funding opportunities at state, federal and EU level and would like support in making use of them. Some are already commissioning external consultancies for this purpose.

Against the background of these obstacles, the partner organisations formulated a set of goals for the support framework:

- ▶ Planning security through long-term funding.
- ▶ Facilitation / shortening of approval processes at the municipal level for the rapid implementation of measures with short transformation periods.
- ▶ Simplification of funding application procedures for municipalities to support the heat transition

Weaknesses of the regulatory conditions in the current support framework

The findings from the case studies and the current regulatory framework make it clear that there are shortcomings for the decarbonisation of district heating systems. For example, the CHP Act (KWKG), which currently promotes mainly natural gas-based CHP, provides the wrong incentives, which the CO₂ price does not compensate for. In addition, there are high electricity purchase costs, a relevant financial obstacle to the decarbonisation of heat grids with large heat pumps for the use of environmental heat. The support systems for renewable district heating systems in recent years have been insufficient for the upcoming transformation task until the BEW came into force.

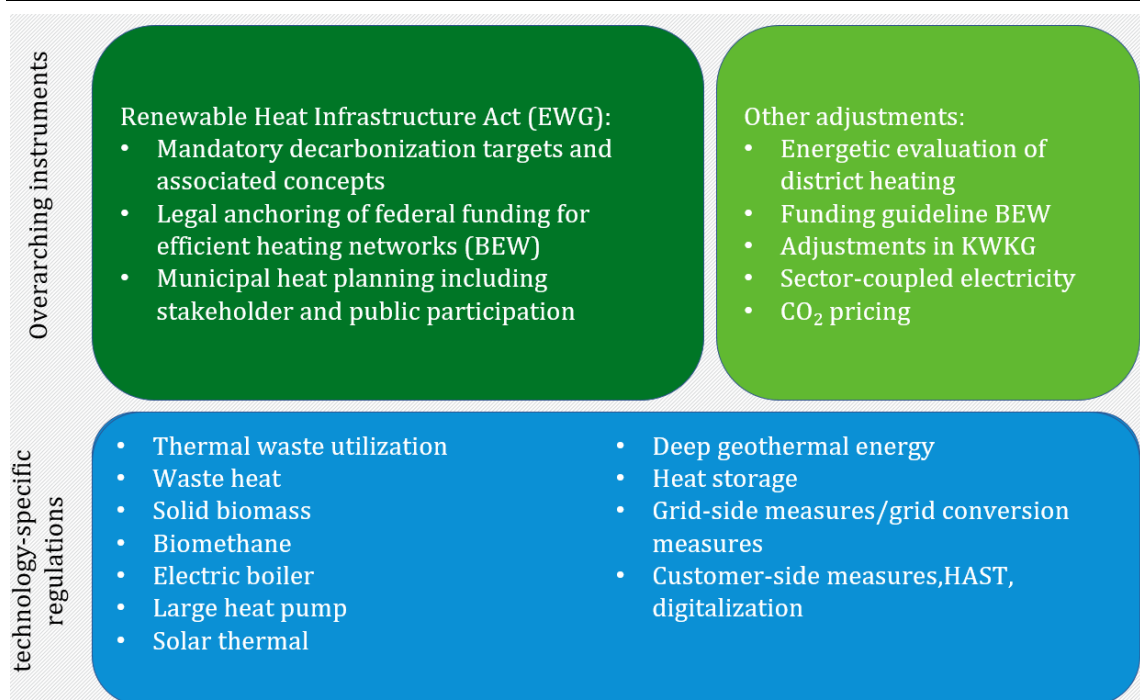
At the same time, the barriers to district heating decarbonisation are not only financial. On the contrary, the district heating transition requires a high degree of planning at the spatial as well as at the strategic and political level. However, KWP has only been implemented or legally anchored in a few federal states.

Another aspect is the energetic evaluation of district heating, which is incorrectly designed in the current implementation methodology. The use of the electricity credit method, for example, often leads to a worse ecological assessment of district heating grids when natural gas CHP is replaced by renewable technologies without parallel heat and electricity generation.

Moreover, the current federal German support framework does not include any regulatory requirements regarding the climate targets of district heating. This is all the more surprising given the planned regulatory changes for decentralised heating systems (65 % renewable energy rule).

The Renewable Heat Infrastructure Act (EWG) Proposal

The introduction of the Renewable Heat Infrastructure Act (EWG) is a central building block to overcome the barriers regarding the transformation of existing heat grids. In addition to introducing mandatory decarbonisation targets and legally anchoring the BEW, it also includes a nationwide introduction of KWP. The recommendations presented also include adjustments to the energetic evaluation of district heating, adjustments to the BEW funding guidelines, to the KWKG and to the mechanisms of CO₂ pricing, as well as technology-specific instruments. The focus of this research project is the decarbonization of existing heating networks. The areas of tension in which the support framework for the district heating transformation operates (including heat network expansion, electricity market design, object-based heat supply) are not examined in depth.

Figure 2: Overview of Renewable Heat Infrastructure Act (EWG) elements and associated elements.

Source: Own illustration HIC and ifeu

Mandatory decarbonisation targets and district heating development plans

Binding decarbonisation targets are recommended for district heating with the goal of climate neutrality in 2045. The targets apply to general heat supply networks (excluding building networks), whose operators must ensure that the targets are achieved. District heating development concepts (FEK – Fernwärme-Entwicklungskonzepte) are introduced as an associated instrument. The FEKs represent the target path and serve as evidence as well as a public means of communication.

The most important actors are the heat supply companies. They are obliged to meet decarbonisation targets for each district heating network that serves to supply the general public with grid-bound heat and to draw up an FEK. Another key actor is the regulatory body that verifies target achievement and the plausibility of the FEK.

The targets for district heating are presented based on the share of renewable energy sources (heat pumps incl. electricity, solar thermal, geothermal, biomass - the latter only within certain limits), unavoidable waste heat and heat from thermal waste recovery plants as well as heat generated by e-boilers and green gases (decarb share).

The calculation of the decarb shares is based on current scientific scenarios for achieving climate neutrality in Germany in 2045 (cf. Table 2). The stated targets are binding from 2035. The figures for the intermediate years 2027 and 2030 are non-binding and serve as guidance for the heat supply companies. District heating network operators must publish their FEK with the envisaged targets in an easily accessible manner and compare it annually with the status quo achieved. Even if target achievement is not binding until 2035, the FEK must set out how this can be achieved. For the years 2035 and 2040, deviations within a tolerance range may be permissible for the individual heating network, provided that these are plausibly justified - for example with very specific local conditions.

If the binding targets are not met, it could make sense to impose penalties, to be paid into a climate fund, for example.

Table 2: Decarbonization targets for district heating

Year	decarb share of district heating generation	Binding
2027	35-50 %	Non-binding
2030	55 %	Non-binding
2035	70 %	Binding; tolerance range 15 percentage points
2040	85 %	Binding; tolerance range 10 percentage points
2045	100 %	Binding

Federal funding for efficient heat grids

The Federal Subsidy Programme for Efficient District Heating (BEW) will be the most important funding instrument for the decarbonisation of district heating in the coming years. The availability and long-term plannability of the funding is crucial, which is why a legal anchoring of the funding is proposed within the framework of the EWG. In the previous EEWärmeG, the promotion of the use of renewable energies for heating and cooling was also already provided for in the law (§ 13 EEWärmeG).

BEW funding should be anchored in principle in the EWG. Concrete requirements regarding the eligibility for funding etc. do not have to be defined directly in the law, but can be regulated by the responsible ministry.

As already planned, funding should be provided for in the federal budget (e.g. in the Energy and Climate Fund). The formulation proposed in the project explicitly does not convey an individual legal claim to funding for each applicant, but forms a resilient basis for long-term funding. An individual legal claim to funding would not be effective for various reasons. For example, since such a claim would be enforceable in court, lawsuits by potential funding recipients could temporarily block the funding for the duration of legal proceedings, create additional administrative work and impair the timely achievement of the funding goals.

Municipal heat planning

The states are obliged by the federal government to ensure that KWP is carried out for their jurisdiction.

The requirements for heat planning should be regulated in the EWG. These concern both the structure of the expert report on heat planning and, if necessary, the specifications for higher-level framework data. In addition, access to the data required for heat planning should be ensured by inserting a data collection authorisation in the law.

Municipal heat planning should go beyond the preparation of a technical report and include a political decision to support the heat plan by the municipality, implementation of the planned measures, and a regular update (every 5 years).

The KWP process is suitable for integrating comprehensive participation of the stakeholders and the public. In addition to the city administration, representatives of certain institutions from politics, energy supply companies, environmental associations, citizens' initiatives/associations, trade and industry, among others, should be involved. Comprehensive advisory and capacity-building services should be available and financial support should be provided.

Energetic evaluation of district heating

The currently used calculation methodology for primary energy factors (PEF – Primärenergiefaktoren) of district heating grids has several methodological weaknesses, which partly prevent decarbonisation. For the energetic evaluation of district heating, a combination of the following adjustments in the GEG is proposed: a change from PEF to GHG factors; a change to product-specific factors; and the application of the Carnot method for CHP plants.

The switch from PEF to GHG emissions means that in future the focus will be on the climate effectiveness of the energy sources used. Up to now, the primary energy efficiency has been decisive, which describes the energy losses through transport, processing and conversion from the energy raw material to the end user or end energy carrier. The switch to GHG factors makes sense for district heating decarbonisation, because a differentiated assessment of the energy carriers increases the incentive to feed in renewable energies, especially for grids that are primarily fed by coal-fired CHP. Further advantages result from the more comprehensible communication of the climate impact of the fuels.

A switch to product-specific factors means that certain heat properties can be assigned to individual customers. So far, grid-specific or grid-unique factors have been used for building energy rating. The introduction of product labelling would allow customers to purchase heat products from specific generation plants (Styles et al.; in preparation, Pehnt et al. in preparation).

The purchase of specific heat products should only be possible within a technically connected supply system. Heat deliveries to customers under the existing tariff or base tariff must not deteriorate under any circumstances as a result of the separate marketing of existing renewable installations. Therefore, new plants should only be included from a previously defined cut-off date, also to prevent speculation with regard to start-date of the new regulation.

The verification of the product-specific GHG factors for district heating can be provided via guarantees of origin (HKN). HKNs prove to end customers that the energy purchased meets certain criteria. Alternatively, two accounting components within a district heating network could be developed. In an "eco-heat accounting component", the newly added renewable capacities could be purchased, and in the "normal heat" component, the remaining heat generation could be bought. Customers purchasing eco-heat could claim the GHG factor calculated for this eco-balance component, so that targets for new buildings and renovations of existing buildings would also be met and there would be an incentive to expand renewables and waste heat sources, which could then be integrated into the eco-balance component. (ibid.)

In addition to the change to product-specific factors, the valuation of CHP plants should switch to the Carnot method. Currently, by using the electricity credit method, CHP electricity is credited to CHP heat production, valued with the mix of displaced electricity - this makes the integration of CHP heat advantageous for the energy valuation of the district heating system, while the integration of renewable heat producers often worsens the factor of the overall network. The Carnot method, on the other hand, allocates the GHG emissions to the energetic products electricity and heat via the conversion of the heat share into exergy depending on the temperature level and leads to a more appropriate ratio of the energetic assessment of renewable energies and CHP heat (Pehnt et al. 2018).

Role of KWKG, sector coupling electricity and CO₂ pricing

The KWKG is a very relevant financing instrument for district heating in the current support framework. In the new support framework proposed here, the role of the KWKG for the district heating sector changes: considered broadly, the KWKG is not a useful instrument for district heating decarbonisation, because structurally it mainly supports fossil heat generation; a broad

conversion to green gases does not make sense for the heating sector. Relevant support components of the KWKG, such as iKWK support or investment subsidies for heating and cooling networks and storage facilities can be successively replaced by BEW support in the future.

The abolition of the EEG levy and the exemption for heat pumps are important steps for the economic integration of large heat pumps into heating grids. In addition to their decarbonisation potential for district heating, large heat pumps in particular can offer added value for making the electricity market more flexible. This should be encouraged more strongly than before through appropriate tariff design or the further development of electricity market instruments such as the regulation of connectable loads (AbLaV).

The pricing of CO₂ is a crucial instrument for climate protection, including district heating decarbonisation. In order to provide planning certainty and to set incentives for climate-friendly heat generation technologies, sufficiently high price signals as well as minimum prices make sense. The introduction of a national minimum price for the EU ETS and the setting of a minimum price in national emissions trading from 2027 can provide more planning certainty for investment decisions.

Technology-specific instruments

Specific approaches tailored to each technological solution are required in order to take advantage of available heat sources for district heating networks.

One example is regulation to support the use of existing unavoidable waste heat. Here, a comprehensive survey of the potential useful heat is necessary as a basis, which also covers low-temperature waste heat sources such as data centres. To encourage utilisation of the potentials, a mandatory regulation for waste heat producers should be considered. The state's coverage of the risk of failure of the heat source is also one of the accompanying energy policy instruments.

A state risk insurance should also be created for deep geothermal plants so that deep wells (exploratory, injection and production wells) can be insured via a national fund. The costs can be refinanced from later revenues of the projects.

Open space solar thermal should be strengthened in spatial planning. While in the area of ground-mounted PV the basis of planning law is derived from the Open Space Tender Ordinance (FFAV 2015 to 2016) and, since 2017, from the Renewable Energy Sources Act (EEG), solar thermal energy is often ignored in planning specifications. In the future, open-space solar thermal systems should be considered in all spatial planning steps - as is already common practice for PV systems. Ideally, areas for solar thermal use should be designated when drawing up or adapting land use plans. This requires determining the extent to which installations for the use of solar radiation energy fall under the concept of agriculture according to BauGB § 201. The prerequisites for this would be that the installations occupy a subordinate part of the land belonging to the agricultural operation and that the other agricultural use of the land is not significantly impaired in the long term.

For the use of environmental heat sources, the Drinking Water Ordinance (§ 17) should be adapted so that waste heat from raw and drinking water treatment plants can be used thermally, which represents a large and so far largely untapped potential.

Assessment of the support framework

The entire support framework, including the EWG and associated elements, has instruments that support the complete and resource-efficient decarbonisation of district heating systems and prevent adverse developments. In particular, the mandatory introduction of decarbonisation conditions with requirements for biomass use in 2045 is intended to ensure that alternatives to fossil energy sources and biomass use are planned at an early stage.

Municipal heat planning and the preparation of transformation plans also support the long-term planning and implementation of environmentally sensible transformation paths. The operational support for large-scale heat pumps and solar thermal envisaged in the BEW also puts these options in a better financial position. Even if renewable heat and unavoidable waste heat sources are insufficient, the use of air source heat pumps would be possible. Overall, the proposed comprehensive support framework provides enough incentives for the use of resource-efficient renewable energy and unavoidable waste heat and additionally places restrictions on the inefficient use of biomass and waste as well as avoidable waste heat.

For the successful decarbonisation of district heating systems in Germany, it is recommended that the proposed support framework as a whole be implemented as quickly as possible and in a process coordinated between government departments. A prioritisation or implementation order is difficult from a scientific point of view, because the focus in this analysis was the combination and the effect of different instruments. From the perspective of implementing departments, it may make sense to include adjustments in the course of already planned or ongoing legislative procedures. Furthermore, the analyses of the case studies and the regulatory baseline show that there is a need for a holistic approach that encompasses all of the different levers (technologies, actors and policy instruments) that play a role in district heating decarbonisation. Therefore, the proposed support framework should be implemented as a whole. The introduction of mandatory decarbonisation targets is explicitly recommended only within the overall framework presented here.

In order to be able to implement the measures to achieve the envisaged (interim) goals, the budget that can be used for the BEW should be sufficiently equipped and the PEF calculation methodology, as one of the biggest current obstacles, should be adjusted as quickly as possible. Furthermore, the legal framework for district heating as a whole needs to be improved (e.g. Heat Supply Ordinance). Last but not least, capacities in planning and skilled trades as well as production must be increased and optimised.

1 Projektüberblick und Hintergrund

1.1 Einleitung

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 ist ein zentraler Baustein zur Einhaltung der Klimaschutzziele Deutschlands für die Jahre 2030 und 2045². Eine Abschaltung der Kohlekraftwerke ist auch für die Fernwärme mit Herausforderungen und zugleich Chancen verbunden, eine weitgehend klimaneutrale Wärmeversorgung von Endabnehmern*Endabnehmerinnen zu erreichen.

Kohle spielt auch in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine bedeutende Rolle: Mit Stand Januar 2020 waren 47 Steinkohle-Heizkraftwerke an 34 Standorten in Deutschland mit einer kumulierten Fernwärmeerzeugungskapazität von knapp 12 GW_{th} in Betrieb (Umweltbundesamt 2020). Im Bereich der Braunkohle konnten 22 Blöcke an 13 Standorten identifiziert werden, die in größere Wärmenetze der allgemeinen Versorgung einspeisen. Die zuordenbare kumulierte Fernwärmeerzeugungskapazität betrug rund 2 GW_{th}. Im Jahr 2021 entfielen rd. 20 % der Nettowärmeerzeugung der Fernwärme- und Fernkälteversorger sowie Einspeisungen aus Industrie und Sonstiges auf Stein- und Braunkohle (BDEW 2022). Kohle ist damit neben Erdgas (rd. 47 %; ebd.) zur Zeit der wichtigste Energieträger in der Fernwärmeerzeugung in Deutschland. Erneuerbare Energien (EE) stellen 17,3 % der Nettowärmeerzeugung bereit (ebd.).

Die Transformation der bestehenden Wärmenetze ist vor diesem Hintergrund unabdingbar, jedoch auch mit komplexen technischen und ökonomischen, aber auch institutionellen und sozio-ökonomischen Herausforderungen verbunden.

Eine langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung setzt voraus, dass die lokal verfügbaren erneuerbaren Potenziale ausgeschöpft und in die bestehenden Wärmenetze eingebunden werden. Dabei müssen vielerorts entsprechend der **Verfügbarkeit von regenerativen Wärmequellen** mehrere kleinteilige Potenziale erschlossen werden. Dem Einsatz von erneuerbaren Energien und Abwärme sind neben der Verfügbarkeit und den wirtschaftlichen Einschränkungen durch oft höhere Investitionskosten auch Grenzen durch die Charakteristik und Auslegung der Bestandsnetze gesetzt, die sich im Wesentlichen durch das hohe Temperaturniveau ergeben, das für die Versorgung von Bestandsgebäuden ohne Flächenheizung notwendig ist. Zudem variieren die spezifischen Herausforderungen der einzelnen Netze stark in Abhängigkeit der verschiedenen Abnehmerstrukturen, der Topologie des Netzes und der vorhandenen Erzeugungskapazitäten. Eine effiziente Einbindung von regenerativen Energien und Technologien wie Großwärmepumpen und Solarthermie oder Niedertemperaturabwärme ist teilweise erst durch das Absenken des Temperaturniveaus in den Netzen möglich.

Ein Austausch bzw. eine Transformation der Wärmenetze umfasst somit nicht nur unterschiedliche Komponenten mit verschiedenen technischen Lebensdauern, sondern bedarf der Einbeziehung und Sensibilisierung verschiedener **Akteure**. Beispielsweise sind Ansätze für eine Absenkung der Netztemperaturen nicht nur im Bereich des Wärmenetzbetreibers (z. B. Netzoptimierung), sondern auch im Bereich der Kunden*Kundinnen (z. B. Austausch Kundenanlagen zur Warmwasserbereitstellung und Heizung) zu finden. Erschwerend kommt

² Die Ende 2021 neu gewählte Bundesregierung sieht in ihrem Koalitionsvertrag einen Kohleausstieg „idealerweise ... schon bis 2030“ vor (SPD et al. (2021), S. 58). Durch den Krieg in der Ukraine und der damit verbundenen Notwendigkeit die Abhängigkeit von Gas zu reduzieren, werden jedoch Kohlekraftwerke wiedereingesetzt und der konkrete Ausstiegspfad ist mit Unsicherheiten behaftet.

hinzu, dass bei den aktuellen Rahmenbedingungen der ökonomische Vorteil von Maßnahmen nicht immer mit dem erforderlichen Investitionsbedarf einhergeht.

Einen weiteren zentralen Akteur stellt die Kommune dar: Fernwärmeunternehmen respektive Stadtwerke sind in Deutschland überwiegend in öffentlicher Hand und können somit die Zielrichtung der Fernwärme gezielt vorgeben. Jedoch sind auch Zielkonflikte erkennbar zwischen den Klimazielen der Kommunen, dem Verbraucherschutz und dem Wunsch der Anteilseigner nach stabilen Einnahmen. Des Weiteren kommt Kommunen mit Blick auf die energieträgerübergreifende Wärmeplanung eine zentrale Rolle zu.

Auch der aktuelle Unterstützungsrahmen reicht nicht aus, um die Dekarbonisierung und Transformation von Wärmenetzen im Sinne des Klimaschutzes anzureizen. Teilweise ist die Nutzung fossiler Energieträger wirtschaftlich attraktiver, weil sie gefördert wird (z. B. über das KWKG) und die CO₂-Bepreisung noch keine umfassende Wirkung zeigt. Auch die Erschließung von lokal verfügbaren erneuerbaren Energiequellen und Abwärmepotenzialen gestaltet sich teilweise schwierig: Neben wirtschaftlichen Hemmnissen können dabei Herausforderungen bei Planung oder Umsetzung zutage treten, wie die Identifikation geeigneter Flächen oder die Verhandlungsbereitschaft beteiligter Stakeholder mit verschiedenen Interessenslagen.

Zugleich stehen viele Fernwärmeversorger wegen des gesetzlich fixierten Kohleausstiegs, neuer Klimaziele und des stark gestiegenen Gaspreises vor tiefgreifenden Investitionsentscheidungen zur Fortentwicklung ihres Erzeugungsportfolios in den kommenden Jahren. Wegen der hierfür anzulegenden langen Refinanzierungszeiträume müssen die Versorger in besonderem Maß mit langfristig orientierten Zukunftsbildern der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kalkulieren.

Der bestehende regulatorische Rahmen sowie die Erwartungen von dessen zukünftiger Entwicklung prägen außerdem maßgeblich die Investitionsentscheidungen der Versorger: Veränderungen des Rechtsrahmens, der energiewirtschaftlichen Abgaben und Umlagen, der Marktsteuerung sowie der staatlichen Förderung sind wesentliche Parameter.

Bleibt der derzeitige Rahmen weitgehend bestehen, so wird die Transformation voraussichtlich eher langsam vollzogen: Kohle wird möglicherweise durch Erdgas als Brennstoff ersetzt werden und kann zu Lock-In Effekten führen, da der ökonomische Betrieb der Anlagen oft hohe Vollbenutzungsstunden erfordert und somit die Einbindung von erneuerbaren Energien zusätzlich erschwert wird. Bei einer Neugestaltung des Unterstützungsrahmens öffnet sich jedoch ein Entwicklungspfad für die Transformation der Wärmenetze, der die Integration von erneuerbaren Energien und Abwärme unterstützt.

1.2 Projektziel und Einordnung

1.2.1 Projektziel und -überblick

Das vorliegende Forschungsvorhaben wurde vor dem Hintergrund des geplanten Kohleausstiegs aufgesetzt, um die Hemmnisse und Herausforderungen der Transformation anhand von Fallbeispielen darzustellen, und aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen notwendige Anpassungen am regulatorischen Rahmen am Beispiel von Braun- und Steinkohle-basierten Wärmenetzen aufzuzeigen.

Folgende Forschungsfragen standen dabei im Vordergrund:

- ▶ Welche Rolle spielt Kohlewärme an der aktuellen Wärmeversorgung?
- ▶ Was sind technisch mögliche Transformationspfade hin zu einer 100%igen Reduktion der Treibhausgasemissionen in ausgewählten Fernwärmesystemen?

- ▶ Welche Anreiz-, Interessens- und Motivationsstruktur weisen verschiedene Akteure auf, die für die Transformation der Wärmenetze relevant sind?
- ▶ Welche regulatorischen Hemmnisse zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen ergeben sich aufgrund des aktuellen Unterstützungsrahmens?
- ▶ Wie muss ein Unterstützungsrahmen ausgestaltet sein, der die Dekarbonisierung von Wärmenetzen ermöglicht?

Die Arbeiten im Forschungsvorhaben zur Beantwortung der Forschungsfragen sind in vier inhaltliche Arbeitspakete gegliedert, die in Abbildung 3 dargestellt sind.

- ▶ Arbeitspaket 1: Die quantitative Beschreibung von braun- und steinkohlebasierten Wärmenetzen, sowie das Darstellen von Entwicklungsmöglichkeiten.

Ziel dieses Arbeitspakets lag darin, den Status quo von Wärmenetzen in Deutschland abzubilden, die an stein- und braunkohlebasierte Heizkraftwerke angeschlossen sind. Darüber hinaus wurden die Herausforderungen der Transformation von Bestandswärmenetzen diskutiert und verschiedene Maßnahmen beschrieben und bewertet.

- ▶ Arbeitspaket 2: Die Erarbeitung und Bewertung von Entwicklungsvarianten mit Transformationspfaden hin zu einer 100 % -igen Reduktion der Treibhausgasemissionen.

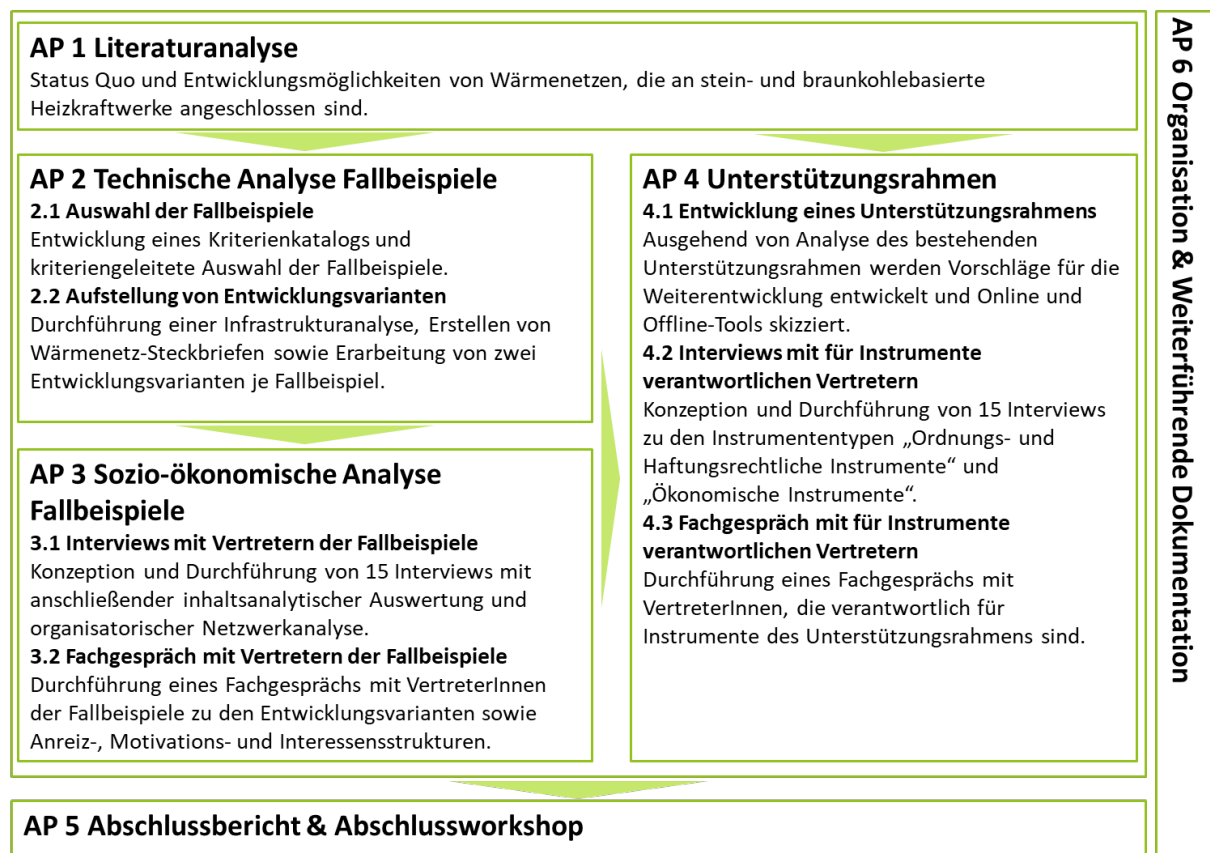
Anhand von sechs Fallbeispielen wurden Entwicklungsvarianten aufgestellt, die in ihrer Bandbreite mögliche Transformationspfade aufzeigen. Auf Basis von existierenden Szenarien wurden mögliche regenerative Wärmequellen identifiziert, verschiedene Transformationsmaßnahmen am Wärmenetz analysiert und der Investitionsbedarf für den Austausch von Hausstationen abgeschätzt. Eine übergreifende Analyse erlaubt das Ableiten von Erkenntnissen, die für die Entwicklung eines zielkonformen Unterstützungsrahmens notwendig sind.

- ▶ Arbeitspaket 3: Die Durchführung einer institutionellen und sozio-ökonomischen Analyse von relevanten Akteuren im Projektverlauf durch Interviews und Fachgespräch.

Das Ziel der Interviews lag darin, dass die Realisierungspfade der im AP 2 entwickelten Transformationspfade kritisch hinterfragt wurden und in die aktuellen Geschehnisse hinsichtlich der Transformation vor Ort eingeordnet werden können. Dafür wurde für jedes Fallbeispiel ein Interview mit Vertreter*innen des Fernwärmebetreibers sowie Vertreter*innen der Kommune durchgeführt und die Erkenntnisse im Rahmen eines Fachgesprächs präsentiert und diskutiert.

- ▶ Arbeitspaket 4: Die Entwicklung eines konsistenten Unterstützungsrahmens, der die Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen zum Ziel hat.

Ausgehend von einer Analyse des aktuellen regulatorischen Rahmens und aufbauend auf den Erkenntnissen der vorgelagerten Arbeitspakete wurde mittels Interviews und im Rahmen eines Fachgesprächs Anpassungsbedarf identifiziert. Darauf aufbauend wurde ein Vorschlag für einen ganzheitlichen und einheitlichen Unterstützungsrahmen erarbeitet mit dem Ziel, die Transformation von Bestandswärmenetzen zu ermöglichen. Dieser Vorschlag für ein „Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz“ wurde im Rahmen des Projekts mit Stakeholdern u. a. aus Energiewirtschaft, Kommunen, Politik, Planungsbüros diskutiert und im Rahmen des Projekts final ausgearbeitet.

Abbildung 3: Überblick über die Arbeitspakete und Arbeitsschritte

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Eine Besonderheit im Forschungsvorhaben liegt im engen Austausch und der umfangreichen Diskussion bei der Erarbeitung der Arbeitspakete mit Akteuren, die für das Gelingen der Transformation der Wärmenetze notwendig sind.

Schon zu Beginn des Vorhabens konnten Fallbeispiele identifiziert werden, die vor unterschiedlichen Herausforderungen bei der Transformation der Wärmenetze stehen. Vertreter*innen aus diesen Fallbeispielen begleiteten die Erarbeitung der Entwicklungsvarianten für die zugrundeliegenden Fernwärmesysteme und standen für Interviews zur sozio-ökonomischen und institutionellen Analyse zur Verfügung.

Des Weiteren konnten Interviews mit Vertreter*innen von weiteren Kommunen, Versorgern, Verbänden, Wohnungsunternehmen, Banken, Politik, Forschung und Beratung, Ingenieurbüros, u. ä. durchgeführt werden. Im Rahmen von zwei Fachgesprächen wurden die Zwischenergebnisse des Projekts präsentiert und mit diesen Akteuren intensiv diskutiert, so dass weitere Sichtweisen im Projekt berücksichtigt werden konnten.

Das Forschungsvorhaben wurde während der Laufzeit von einem Expertenbeirat inhaltlich begleitet, mit dem verschiedene Aspekte und Fragestellungen diskutiert werden konnten.

1.2.2 Systemgrenzen des Forschungsvorhabens und Einordnung in die politischen Entwicklungen

Für die Beantwortung der Forschungsfragen sind einerseits klare Systemgrenzen des Forschungsvorhabens notwendig und andererseits die Fragestellungen bzw. Annahmen zu den Randbedingungen in den Kontext der gesetzlichen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Entwicklungen in Deutschland und der EU zu setzen.

Die Dekarbonisierung der bestehenden (Kohle-) Wärmenetze hat direkte und indirekte Schnittstellen zu anderen Sektoren und Bereichen, wie beispielsweise die Dekarbonisierung des Stromsektors sowie das Strommarktdesign, die Dekarbonisierung der objektbasierten Wärmeversorgung sowie der Wärmenetzausbau (siehe auch Abbildung 4). Der Fokus dieses Projekts liegt auf der Dekarbonisierung der Wärmenetze und den damit verbundenen Fragen der Transformation, der möglichen Wärmequellen und des Anpassungsbedarfs am Unterstützungsrahmen. Wechselwirkungen zum Stromsektor werden nicht explizit berücksichtigt. Auch werden beispielsweise zukünftige Entwicklungen hinsichtlich eines Wärmenetzausbaus in den quantitativen Fallbeispielen unterstellt, nicht jedoch die dafür notwendigen Anpassungen am Unterstützungsrahmen analysiert. Auch die Wechselwirkungen zwischen der zentralen Versorgung von Gebäuden mittels Fernwärme und den Möglichkeiten der dezentralen Versorgung werden in diesem Forschungsvorhaben nicht direkt adressiert.

Mögliche Einschränkungen, die sich aufgrund der Systemgrenze ergeben, werden – so weit möglich – in den entsprechenden Abschnitten qualitativ eingeordnet. Vor allem bei der Analyse des aktuellen regulatorischen Rahmens (Kapitel 6) sowie der Erarbeitung eines Vorschlags für ein „Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz“ (Kapitel 7) werden die entsprechenden Abgrenzungen nochmal explizit hervorgehoben.

Abbildung 4: Darstellung der Systemgrenzen des Forschungsvorhabens



Quelle: Eigene Darstellung

Die Rahmenbedingungen und Zielsetzungen auf Bundesebene sowie auf europäischer Ebene beeinflussen die Randbedingungen ebenso: Einerseits ist die Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen für das Erreichen der beschlossenen Klimaschutzziele von Deutschland und der Europäischen Union unabdingbar. Des Weiteren beeinflusst in Wärmenetzen, deren Wärmeeinspeisung großteils aus Stein- und Braunkohle-basierten Heizkraftwerken erfolgt, der geplante Kohleausstieg wesentlich die Transformationsstrategien und auch die geplanten Zeitpunkte für die Erschließung von alternativen Wärmequellen. Darüber hinaus beeinflussen die energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen bzw. Förderprogramme, sowie die Erwartungen der Energiepreise die Möglichkeiten der Dekarbonisierung wesentlich.

Im Laufe des Forschungsvorhabens haben sich die Rahmenbedingungen, die direkt oder indirekt die erforderliche Transformation und Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen adressieren, sehr dynamisch geändert.

- ▶ Zu Beginn des Forschungsvorhabens Ende 2019 hatte die Bundesregierung beschlossen, dass die Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen sind. Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 wurden diese Zielvorgaben verschärft und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 verankert (Die Bundesregierung 2021).
- ▶ Auch hinsichtlich des Kohleausstiegs gab es im Projektverlauf einige Anpassungen, die aufgrund der fortschreitenden Projektlaufzeit und bereits durchgeführten Aktivitäten nur teilweise berücksichtigt werden konnten. Zum Start des Forschungsvorhabens lag der Kohlekompromiss vor, in dem sich der Bund und die Länder auf Basis der Ergebnisse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland geeinigt haben. Im August 2020 ist das Kohleausstiegsgesetz (Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze) in Kraft getreten mit dem Ziel, spätestens bis Ende 2038 die Verstromung aus Braun- und Steinkohle zu beenden. Nach Inkrafttreten des Kohleausstiegsgesetzes wurde ein vorgezogener Kohleausstieg immer wieder diskutiert und von verschiedenen Akteuren gefordert. Die Ende 2021 neu gewählte Bundesregierung sieht in ihrem Koalitionsvertrag einen Kohleausstieg „idealerweise ... schon bis 2030“ vor (SPD et al. (2021), S. 58). Mit dem Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 und den damit verbundenen Bestrebungen, unabhängiger von russischem Gas zu werden, wird der Kohleverstromung (kurzfristig) wieder eine bedeutendere Rolle zugewiesen.
- ▶ Des Weiteren zeichnete sich zum Zeitpunkt der Ausschreibung des Forschungsvorhabens bzw. zum Projektstart noch kein zentrales Instrument ab, das die Dekarbonisierung von Wärmenetzen zum wesentlichen Ziel hat. Ein erster Entwurf der Förderrichtlinie der „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Juli 2021 veröffentlicht. Kurz vor Abschließen des Forschungsvorhabens wurde die BEW von der EU Kommission genehmigt und der Start der Förderung erfolgte im September 2019.

Eine zusammenfassende Darstellung der politischen Rahmenbedingungen im Verlauf des Forschungsvorhabens ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Entwicklung der Rahmenbedingungen, die die Dekarbonisierung von Wärmenetzen beeinflussen

Zeit	Kohleausstieg	Treibhausgas-neutralität	Bundesförderung effiziente Wärmenetze	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen
Projektstart (2019)	Kohlekompromiss geschlossen	2050	Vorschlag noch nicht erarbeitet	Nutzung fossiler Energieträger aufgrund Förderung, fehlender umfassender Wirkung von CO ₂ -Bepreisung und Energiepreisen wirtschaftlich attraktiv. EU-ETS Preise betrugen rd. 25 € / t CO ₂ äq
Halbzeit (2021)	Kohleausstiegsgesetz in Kraft; Diskussion über vorgezogenen Kohleausstieg bis 2030	2045	Vorschlag erarbeitet, baldige Einführung wurde erwartet	Verbesserung der wirtschaftlichen Situation von erneuerbaren Wärmequellen zeichnet sich durch den Vorschlag des BEW ab. Rund eine Verdoppelung der EU-ETS Preise.
Finalisierung Projektbericht (Oktober 2022)	erneuter Einsatz von Kohle zur Substitution von Gas aufgrund geopolitischer Situation (Angriffskrieg auf die Ukraine); Ankündigung des Kohleausstieg in NRW bis 2030	2045	BEW im September 2022 gestartet	BEW plus geopolitische Rahmenbedingungen lassen gas basierte (Übergangs-) Lösungen wenig attraktiv erscheinen. Das jüngst erreichte Preismaximum betrug über 98 €/t im August 2022.

Mit Blick auf den Projektfortschritt mussten für die einzelnen Aktivitäten zu gewissen Zeitpunkten die Rahmenbedingungen festgesetzt werden, Details können den entsprechenden methodischen Ausführungen (Kapitel 3 bzw. Abschnitt 6.1) bzw. Ergebnissen (Kapitel 4 bis Kapitel 6) entnommen werden.

Aufgrund des Zeitverlaufs im Projekt gibt sich aber folgende grobe Zuordnung:

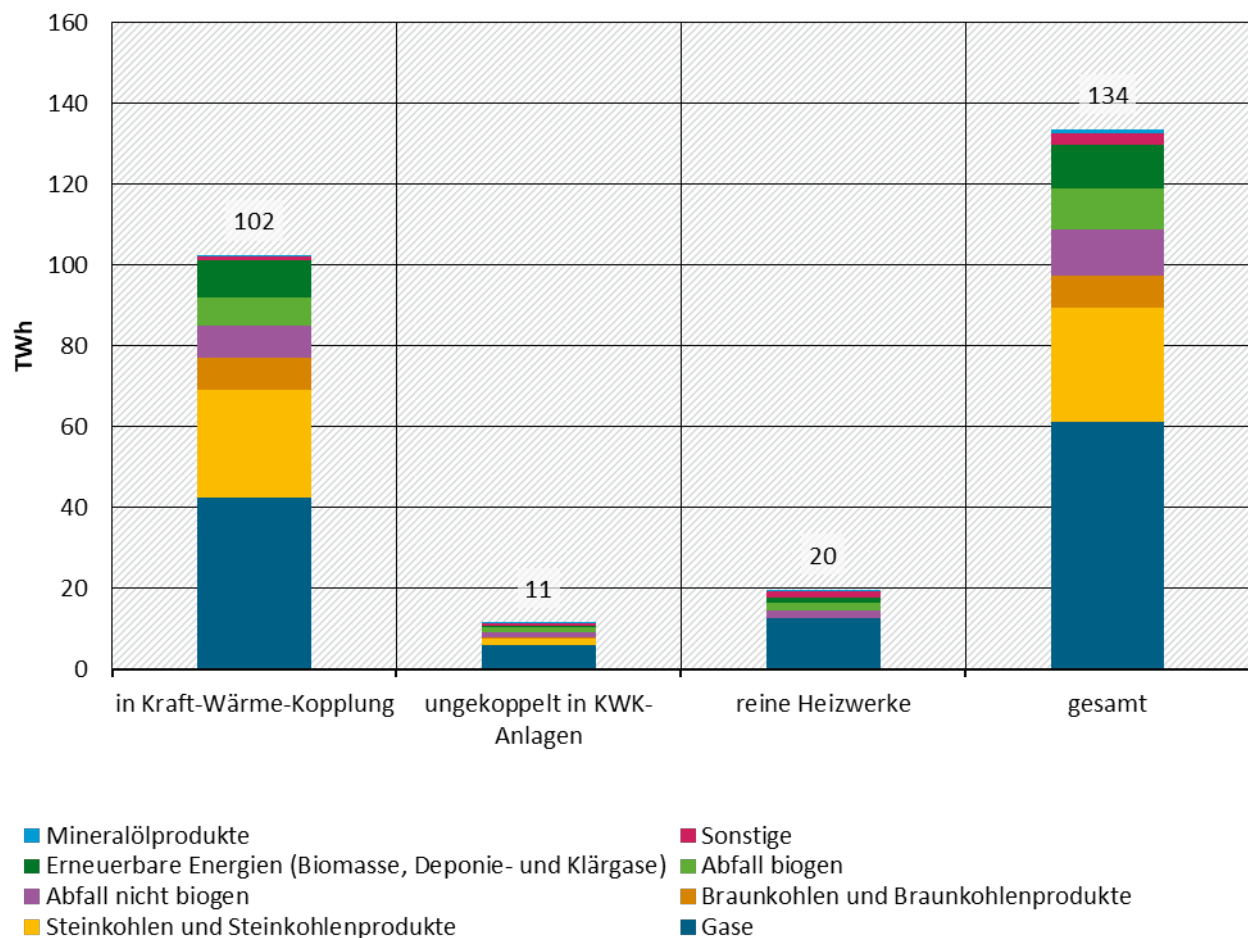
- Die Erarbeitung der Entwicklungsvarianten für die Fallbeispiele basiert auf den Annahmen des Kohleausstiegsgesetzes und legt noch zugrunde, dass die Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 zu erreichen ist. Die zugrundeliegende Energiepreisentwicklung kann Abschnitt 3.1.3.2 entnommen werden.
- Bei der Entwicklung des Unterstützungsrahmens wurde versucht, die aktuellen Entwicklungen des Jahres 2022 so weit wie möglich zu berücksichtigen.

2 Rolle der Kohlewärme und Herausforderungen der Transformation von Wärmenetzen

2.1 Rolle der Kohlewärme

Mit den Erhebungen nach dem Energiestatistikgesetz liegen auf Bundesebene offizielle Zahlen zur Wärmeerzeugung nach Energieträgern in Netzen der allgemeinen Versorgung erstmalig für das Jahr 2018 vor. Dabei werden Netze der allgemeinen Versorgung definiert als Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen (§3 Abs. 17 EnWG). Darin enthalten sind nicht nur städtische Fernwärmenetze zur Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser, sondern auch Prozesswärmeverbünde in Industrieparks und Gewerbegebieten, die von eigenständigen Energieversorgungsunternehmen betrieben werden. Die Nettowärmeerzeugung ist die abgegebene oder selbstgenutzte Wärme. Sie setzt sich zusammen aus der Enthalpie des Vorlaufes abzüglich der Enthalpien des Rücklaufes und des Zusatzwassers. Damit wird indirekt die über die Antriebsenergie der Wärme-Umwälzpumpe zugeführte Energie miterfasst (Statistisches Bundesamt 2019a).

Im Jahr 2018 wurden demnach, bei einer gesamten Nettowärmeerzeugung von 134 TWh in Wärmenetzen der Allgemeinen Versorgung, rund 28 TWh (21 %) aus der Verbrennung von Steinkohle oder Steinkohleprodukten und rund 8 TWh (6 %) aus der Verbrennung von Braunkohle oder Braunkohleprodukten eingespeist. Die Wärmemenge stammte fast vollständig aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und wurde im gekoppelten Betrieb erzeugt, nur 1,5 TWh wurden aus Steinkohle im ungekoppelten Betrieb eingespeist (ebd.; Statistisches Bundesamt 2019b). Die Nettowärmeerzeugung in Netzen der allgemeinen Versorgung im Jahr 2018 ist in Abbildung 5 dargestellt.

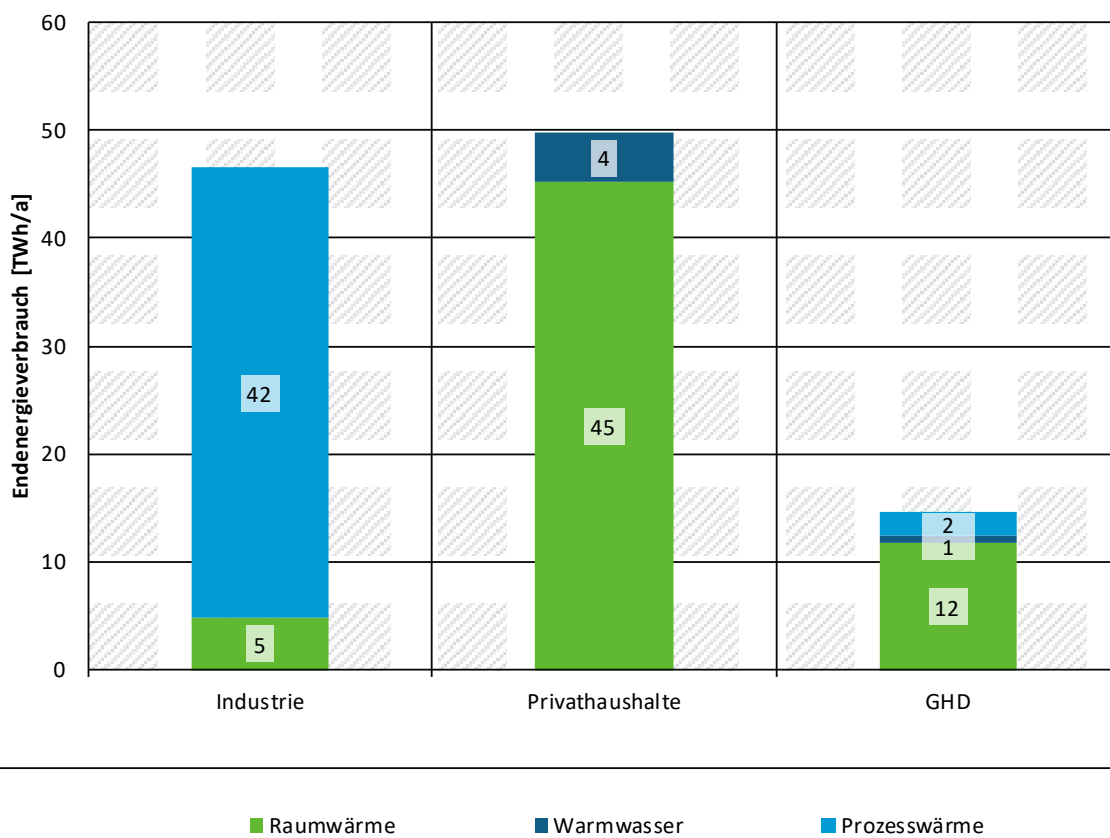
Abbildung 5: Nettowärmeerzeugung in Netzen der Allgemeinen Versorgung im Jahr 2018

Quelle: Eigene Darstellung ifeu nach Statistisches Bundesamt (2019a; b)

Inklusive zusätzlichem Fremdbezug (u. a. die Nutzung industrieller Abwärme) von 5 TWh betrug die Wärmenetzeinspeisung 2018 rund 139 TWh.

Bezogen auf die Anwendung von Fernwärme dominierte nach BMWi (2020) mit 62 TWh im Jahr 2018 die Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme (Abbildung 6). Fernwärme hat hier seit vielen Jahren einen relativ konstanten Anteil von rund 10 % am gesamten Endenergieverbrauch für Raumwärme bei einem deutlich höheren Anteil von 14 % an den beheizten Wohnungen, was auf die strukturelle Verbreitung der Fernwärme in verdichteten Wohngebäudebeständen hindeutet. Als zweitwichtigstes Anwendungsfeld nach der Raumwärme wurden mit 44 TWh im Jahr 2018 Prozesswärmebedarfe primär im Industriesektor über Wärmenetze gedeckt. In diesem Anwendungsbereich hat die Fernwärme einen Anteil von 8 %. Die Warmwasserbereitung ist versorgungstechnisch in der Regel mit einer Raumwärmeversorgung gekoppelt. Die absoluten Endenergieverbräuche an Fernwärme für die Warmwasserversorgung lagen 2018 bei 5 TWh (Abbildung 6).

Abbildung 6: Endenergetischer Fernwärmeverbrauch nach Verbrauchssektoren und Anwendungsbereichen im Jahr 2018



S

Quelle: Eigene Darstellung ifeu auf Basis von BMWi (2020)

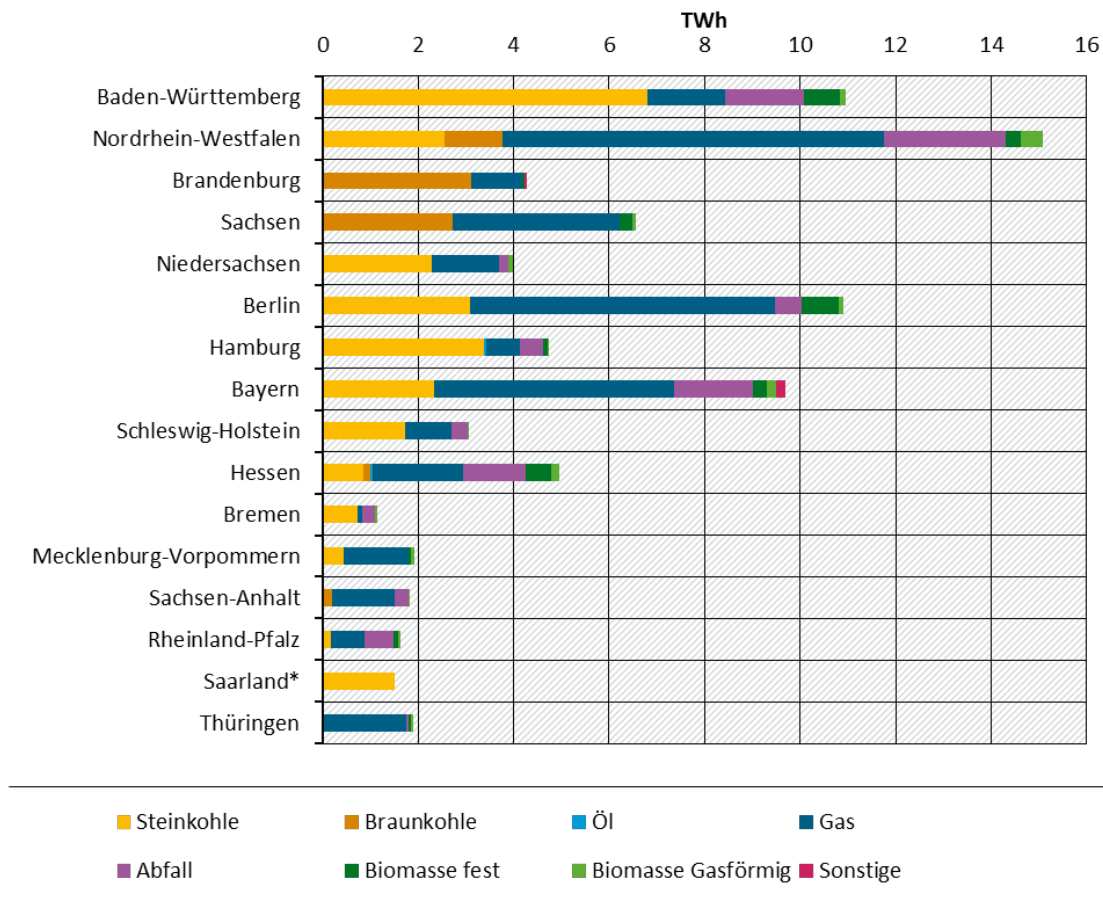
Erweiternd zu der statistischen Darstellung der Fernwärmerzeugung und des Verbrauchs in Deutschland, soll im Folgenden eine Einordnung von Kohlewärme in den Energieträgermix der Fernwärmerzeugung auf Länderebene erfolgen und ein Überblick über die räumliche Verteilung von Fernwärmerzeugungskapazitäten und eingespeisten Wärmemengen einzelner Heizkraftwerksstandorte gegeben werden.

Aus Datenschutzgründen sind die einleitend dargestellten Werte zur Nettowärmeerzeugung in Netzen der Allgemeinen Versorgung nicht vollumfänglich unterhalb der Bundesebene verfügbar. Eine Abschätzung auf Bundeslandebene ist jedoch anhand der Daten des AGFW-Hauptberichts für das Jahr 2018 möglich (AGFW 2019). Dieser basiert auf den freiwilligen Angaben der Verbandsmitglieder und erfasst dadurch nicht die gesamte Branche. In Summe wird hier eine Wärmenetzeinspeisung von 83 TWh (60 % der Netto-Wärmenetzeinspeisung von 139 TWh nach Destatis 2019) ausgewiesen. Außerdem sind Brennstoffeinsätze von insgesamt 118 TWh in eigenen Anlagen der befragten Unternehmen und als Fremdbezug von Dritten nach Energieträgern aufgegliedert.

Eine Übertragung der Energieträgeranteile am Brennstoffeinsatz auf die Wärmenetzeinspeisung sowie eine grobe Abschätzung für das Saarland, das in den AGFW-Daten nicht abgedeckt wird, ist in Abbildung 7 dargestellt. Mit diesem Ansatz kann für das Jahr 2018 eine Wärmenetzeinspeisung aus Steinkohle von 24,3 TWh (exklusive des Saarlandes, entspricht 92 % der Nettowärmeerzeugung aus Steinkohle nach Statistisches Bundesamt 2019a) und aus

Braunkohle von 7,4 TWh (entspricht 94 % der Nettowärmeerzeugung aus Braunkohle nach (ebd.) nach Bundesländern differenziert werden.³

Abbildung 7: Wärmenetzeinspeisung pro Bundesland nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung ifeu auf Basis von AGFW (2019); *geschätzt nach UBA-Kraftwerksliste und durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden

Bezogen auf die absoluten Energiemengen sticht demnach Baden-Württemberg mit 6,8 TWh/a bzw. einem Anteil von 25 % an der gesamten Wärmenetzeinspeisung aus Steinkohle und Steinkohleprodukten in Deutschland deutlich hervor. Auch in Hamburg (3,4 TWh/a), Berlin (3,1 TWh/a), Nordrhein-Westfalen (2,6 TWh/a), Bayern (2,3 TWh/a) und Niedersachsen (2,3 TWh/a) wurden größere Mengen der Wärmenetzeinspeisung aus Steinkohle-Heizkraftwerken geliefert. Hohe Anteile am Fernwärmemix innerhalb der Bundesländer hatte die Steinkohle in Hamburg (71 %), Bremen (63 %), Baden-Württemberg (62 %), Niedersachsen (57 %) und Schleswig-Holstein (56 %). Auch im Saarland, als traditionellem Steinkohlerevier und Standort der Stahlherstellung, ist der Anteil an Steinkohle als sehr hoch einzuschätzen, lässt sich jedoch aus ausgewerteten Daten zum Fernwärmeverbund Saar und dem Versorgungsgebiet Saarbrücken nicht quantitativ in einem länderspezifischen Energieträgermix darstellen.

Der Einsatz von Braunkohle für die Fernwärmeerzeugung konzentriert sich auf die Länder Brandenburg (3,1 TWh/a), Sachsen (2,7 TWh/a), Nordrhein-Westfalen (1,2 TWh/a) und Sachsen-Anhalt (0,2 TWh/a), in denen Braunkohle im Tagebau gefördert wird. Kleinere Mengen

³ Aufgrund der bestehenden Differenz in der Gesamtbilanz zwischen AGFW- und Daten des Statistischen Bundesamtes, die auf den Umfang der Datenerhebung (AGFW: freiwillige Mitgliederbefragung, Statistisches Bundesamt: Berichtspflicht nach Energiewirtschaftsgesetz) und die Bilanzgrenze (AGFW: Wärmenetzeinspeisung, Destatis: Nettowärmeerzeugung) dient diese Darstellung nur für eine grobe Bewertung der Bedeutung von Kohle als Energieträger in der Fernwärmeerzeugung auf Länderebene.

an Braunkohle (0,15 TWh/a) wurden zusätzlich in Hessen eingesetzt. Eine tragende Rolle im Fernwärmemix des jeweiligen Bundeslandes entfällt in Brandenburg (73 % Anteil) und Sachsen (41 % Anteil) auf Braunkohle oder Braunkohleprodukte.

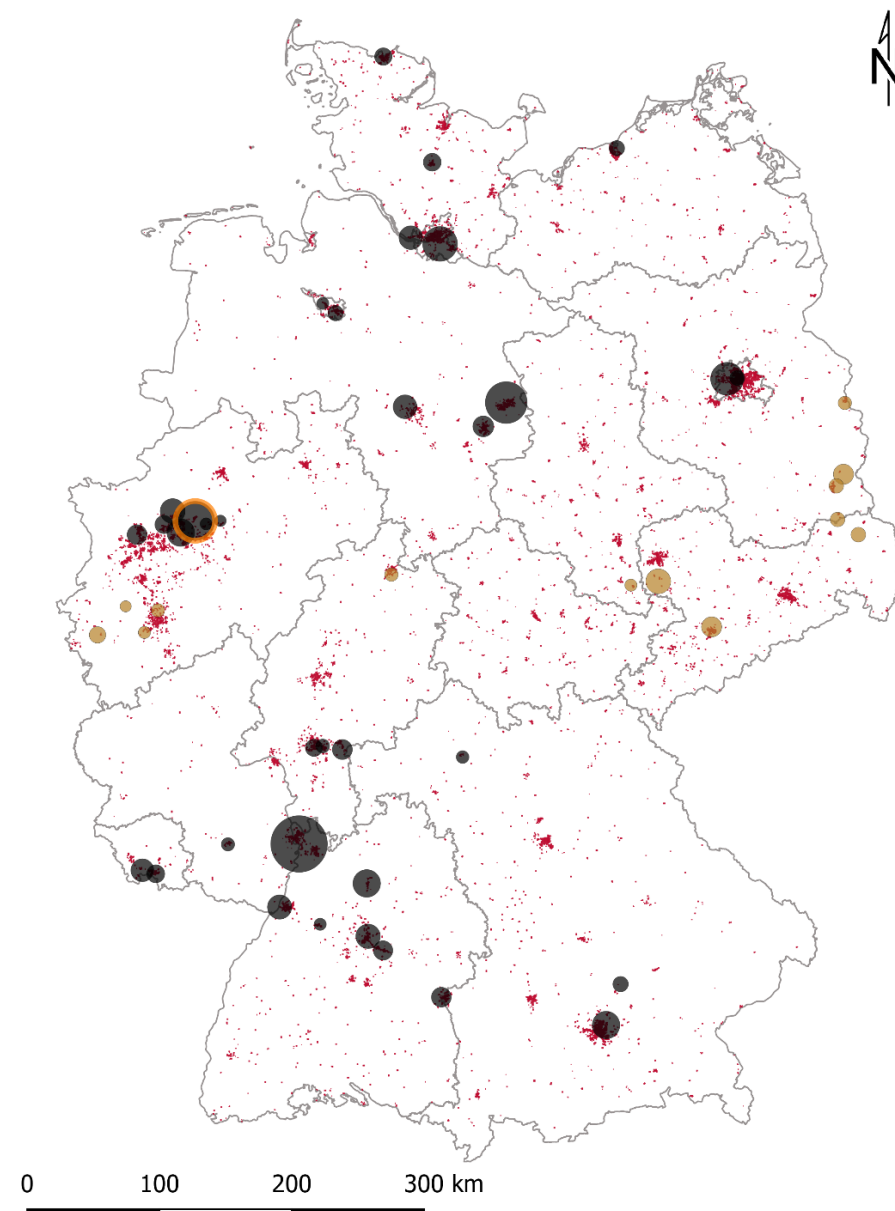
Mit der erweiterten Kraftwerksliste des Umweltbundesamts steht eine weitere Datenquelle mit Angaben zu eingesetzten Primärenergieträgern, KWK-Status und installierter Brutto-Fernwärmeerzeugungskapazität [MW_{th}] einzelner (Heiz-)Kraftwerksblöcke zur Verfügung. Diese Datenquelle wurde für eine kartographische Darstellung von Kohle-Heizkraftwerksstandorten auf dem Bundesgebiet (Abbildung 8) und eine statistische Auswertung der Standort- und Blockzahl sowie der Erzeugungskapazität separat für Steinkohle- und Braunkohleanlagen aufbereitet (Tabelle 4, Tabelle 5). Dabei wurde der Status einer Fernwärmeeinspeisung für alle Kraftwerksblöcke zum 31.12.2019 verifiziert und aktualisiert und eine Auswertung für alle Anlagen, die nicht ausschließlich für räumlich stark begrenzte Wärmelieferungen bzw. Prozessdampflieferungen innerhalb von Industriestandorten eingesetzt werden, durchgeführt.⁴ Die Ergebnisse haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Insgesamt waren demnach mit Stand Januar 2020 47 Steinkohle-Heizkraftwerke an 34 Standorten in Deutschland mit einer kumulierten Fernwärmeerzeugungskapazität von knapp 12 GW_{th} in Betrieb. Die mittlere Leistung pro Block lag bei rund 250 MW_{th} , die mittlere Leistung pro Standort bei rund 350 MW_{th} . Die Recherche des aktuellen Betriebsstatus hat gezeigt, dass für viele Steinkohle-Heizkraftwerke für die kommenden Jahre bis 2030 aktuell Ersatzkonzepte erarbeitet werden und in den Jahren 2018-2020 einige Anlagen bereits stillgelegt wurden. Gleichzeitig besteht mit dem Heizkraftwerksblock Datteln 4 in Nordrhein-Westfalen ein geplantes Projekt zur Einspeisung von Fernwärme aus Steinkohle in das Fernwärmeverbundsystem Ruhr mit einer potenziellen Fernwärmeerzeugungskapazität von bis zu 380 MW_{th} .

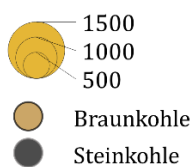
Im Bereich der Braunkohle konnten 22 Blöcke an 13 Standorten identifiziert werden, die in größere Wärmenetze der Allgemeinen Versorgung einspeisen. Die zuordenbare kumulierte Fernwärmeerzeugungskapazität betrug rund 2 GW_{th} bzw. durchschnittlich 75 MW_{th} pro Block oder 150 MW_{th} pro Standort. Damit wurde Braunkohle im Mittel in deutlich kleineren Anlagen zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt als Steinkohle. Während Steinkohle in vielen westdeutschen Ballungsgebieten bisher ein wichtiger überregional bzw. global gehandelter Energieträger für die Fernwärmeerzeugung ist und oftmals über den Seeweg bzw. die Binnenschifffahrt transportiert wird, zeigt sich bei der Braunkohle eine deutliche räumliche Nähe zu den Förderregionen Rheinisches Revier, Mitteldeutsches Revier und Lausitz (Abbildung 8).

⁴ Diese Betriebsform betrifft kleinere Braunkohle-Heizkraftwerke in den ostdeutschen Bundesländern (z. B. Schkopau) aber auch größere Steinkohle-Heizkraftwerke in westdeutschen Industrieparks (z. B. Hoechst) und Prozessdampflieferungen an Standorten großer Braunkohle-Dampferzeuger (z. B. Niederaußem).

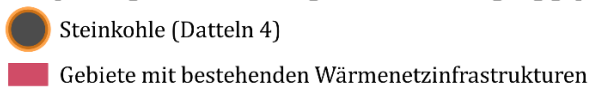
Abbildung 8: Standorte von Kohleheizkraftwerken großenskaliert nach thermischer Brutto-Fernwärmeerzeugungskapazität und Lage von Gebieten mit bestehenden Wärmenetzinfrastrukturen Stand Januar 2020



Heizkraftwerksstandorte mit Einspeisung in Netze der allgemeinen Versorgung
Brutto-Fernwärmeleistung [MWth]



Einspeisung in Netze der allgemeinen Versorgung geplant



Quelle: Eigene Darstellung ifeu nach Umweltbundesamt (2020)

Tabelle 4: Steinkohle-Heizkraftwerke nach Bundesländern.

RS	Bundesland	Anzahl Standorte	Anzahl Blöcke	Elektrische Leistung [GW _{el} , 2019]	Fernwärmeerzeugungskapazität [GW _{th} , 01/2020]	Fernwärme-einspeisung (geschätzt) [TWh, 2018]*
01	Schleswig-Holstein	3	5	0,30	0,87	1,7
02	Hamburg	1	1	0,21	0,79	3,4
03	Niedersachsen	3	7	0,82	1,77	2,3
04	Bremen	2	2	0,47	0,19	0,7
05	Nordrhein-Westfalen	6	7	2,73	1,61	2,6
06	Hessen	3	4	0,76	0,61	0,9
07	Rheinland-Pfalz	1	1	0,02	0,08	0,2
08	Baden-Württemberg	7	10	4,63	3,55	6,8
09	Bayern	3	3	0,87	0,76	2,3
10	Saarland	2	3	0,56	0,63	1,5
11	Berlin	2	3	0,70	0,86	3,1
13	Mecklenburg-Vorpommern	1	1	0,55	0,15	0,4
	Gesamt	34	47	12,61	11,86	25,8

* Eigene Abschätzung nach AGFW (2019). Saarland nach mittleren Vollbenutzungsstunden von 2.306 h/a nach AGFW (2019) und Fernwärmeerzeugungskapazität von 0,61 GW_{th} nach Umweltbundesamt (2020) geschätzt.

Tabelle 5: Braunkohle-Heizkraftwerke nach Bundesländern.

RS	Bundesland	Anzahl Standorte	Anzahl Blöcke	Elektrische Leistung [GW _{el} , 2019]	Fernwärmeerzeugungskapazität [GW _{th} , 2019]	Fernwärmeeinspeisung (geschätzt) [TWh ₂₀₁₈]
05	Nordrhein-Westfalen	4	6	2,80	0,31	1,2
06	Hessen	1	1	0,04	0,08	0,2
12	Brandenburg	4	8	3,85	0,63	3,1
14	Sachsen	3	6	3,44	0,89	2,7
15	Sachsen-Anhalt	1	1	0,04	0,04	0,2
	Gesamt	13	22	10,16	1,95	7,4

* Eigene Abschätzung nach AGFW (2019)

Den insgesamt 47 Standorten von zum Januar 2020 in Betrieb befindlichen Kohle-Heizkraftwerken können nach eigener Recherche 43 Wärmenetzsysteme in 64 Städten und Gemeinden zugeordnet werden. Mehrere Kohle-Heizkraftwerke speisen in Berlin, Hamburg, Bremen und im Ruhrgebiet in jeweils ein Wärmenetzsystem ein. Größere gemeindeübergreifende Wärmeverbünde mit Steinkohle-Einspeisung finden sich im Ruhrgebiet (Fernwärmeschiene Ruhr, Fernwärmeschiene Niederrhein, E.ON-Netz Gelsenkirchen/Marl/Herne), rund um Mannheim (Mannheim, Heidelberg, Speyer, Ketsch, Brühl) und um Offenbach am Main (Offenbach, Dietzenbach, Heusenstamm, Neu-Isenburg). Braunkohle-Heizkraftwerken können maximal zwei Wärmenetze zugeordnet werden (Leipzig/Böhlen, Boxberg/Weißwasser, Spremberg/Hoyerswerda).

Daten zu Wärmeabsatz oder Netzlänge für die identifizierten Wärmenetzsysteme liegen seitens der Betreiber nicht in umfassender Form vor. Nach einer generischen Abschätzung basierend auf dem ifeu-Wärmeatlas und -Wärmenetzmodell lässt sich in 42 der 43 Kohle-Netze (zu einem Wärmenetzsystem in Grevenbroich, gespeist aus dem Braunkohle-Kraftwerk Neurath, liegen keine räumlichen Daten vor) ein kumulierter Wärmeabsatz zur Versorgung von Privathaushalten und Gebäuden des GHD-Sektors mit Raumwärme und Warmwasser im Bezugsjahr 2017 von rund 37 TWh verorten. Setzt man diesen Wert ins Verhältnis zum Endenergieverbrauch an Fernwärme für Raumwärme und Warmwasser in Privathaushalten und im GHD-Sektor im Jahr 2017 von 62 TWh, werden gut 60 % des Fernwärmeabsatzes für diese Anwendungsbereiche über Netze, in die u. a. Kohle-Heizkraftwerke einspeisen, gedeckt. Dabei zeigt sich eine starke Konzentration der Energieabsätze auf große Wärmenetzsysteme in Ballungsgebieten: Rund die Hälfte des ermittelten Fernwärmeabsatzes in Kohle-Wärmenetzen von 37 TWh entfällt auf die drei Städte Berlin, München und Hamburg mit jeweils 4-11 TWh, während in kleineren Kohle-Netzen wie in Großkrotzenburg nur rund 25 GWh/a abgesetzt werden. Gleichzeitig wird die hohe Varianz bezüglich der Netzgröße deutlich. Im Mittel werden in Netzen mit Kohle-Einspeisung rund 900 GWh/a zur Versorgung von Privathaushalten und GHD mit Raumwärme und Warmwasser abgesetzt (Abbildung 9).

Da der Prozesswärmebedarf und der Raumwärmebedarf von Industriegebäuden nicht auf Ebene einzelner Netze vorliegen und die Einspeisemengen einzelner Kohle-Heizkraftwerke anhand der installierten Erzeugungskapazität [MW] aus der erweiterten UBA-Kraftwerksliste nur sehr grob geschätzt werden kann, lässt sich der Anteil an Kohle am Einspeisemix in den identifizierten

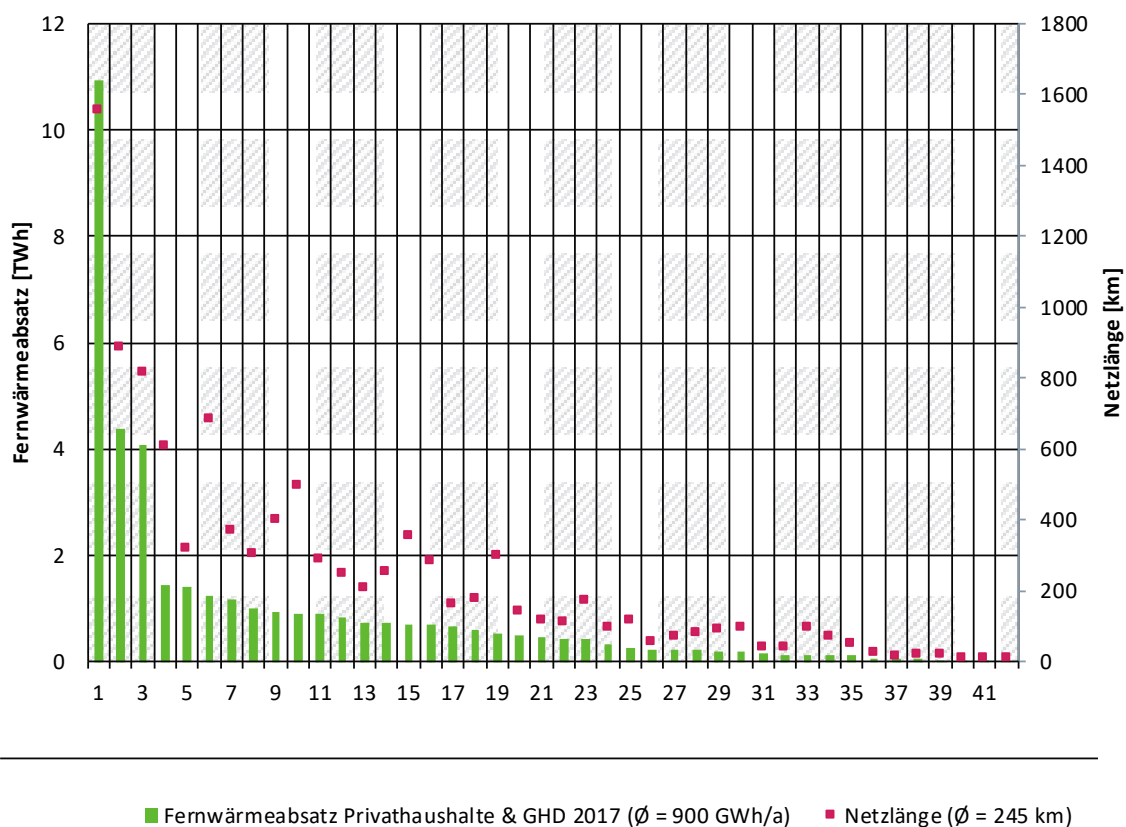
Netzen nicht genauer quantifizieren. Hier sei auf die Auswertung auf Bundeslandebene verwiesen (Tabelle 4 und Tabelle 5, Abbildung 7).

Weitere Abschätzungen können in Bezug auf die Netzlänge getroffen werden. Die gesamte Netzlänge (Trassen + Hausanschlussleitungen) beläuft sich in den identifizierten Netzen mit Kohle-Einspeisung nach einer Auswertung des ifeu-Wärmenetzmodells auf rund 9.900 km. Damit liegt rund ein Drittel der gesamten Wärmenetzlänge von knapp 29.000 km in Deutschland in den identifizierten 42 Kohle-Netzen⁵ (Destatis 2019b). Die geschätzte Länge der einzelnen Netze korrespondiert weitgehend mit dem Fernwärmeabsatz in Privathaushalte und GHD und zeigt eine ähnliche Konzentration auf wenige große Wärmenetzsysteme. Die Abweichungen einer deutlich höheren Netzlänge im Vergleich zum Fernwärmeabsatz sind u. a. durch die fehlenden Wärmeabsätze an Industriekunden zu erklären. Die mittlere Netzlänge liegt nach der Auswertung bei 245 km, die mittlere Liniendichte des Wärmeabsatzes in den Kohle-Netzen bei 3 MWh/m*a (Abbildung 9).

Abbildung 9: Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Stein- oder Braunkohle-Heizkraftwerken.

Untersuchte Wärmenetze mit Kohle-Einspeisung

Fallzahl n=42



Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Das Gesamtbild wird von den 31 Netzen, in die aktuell Steinkohle-Heizkraftwerke einspeisen, dominiert. Die drei größten Netze Berlin, München und Hamburg entfallen auf diese Kategorie, sowie jeweils rund 87 % (32,5 TWh/a) des gesamten Fernwärmeabsatzes und der gesamten

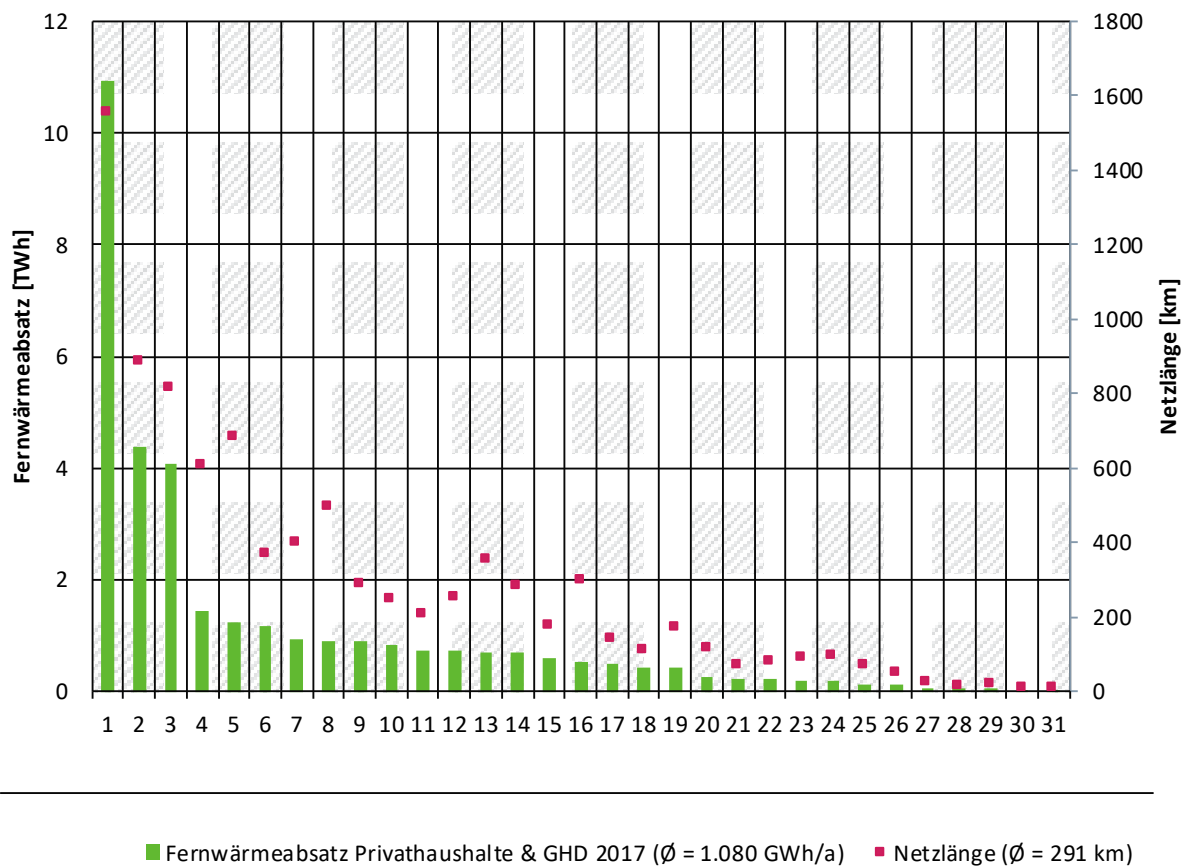
⁵ Exklusive dem Wärmenetz in Grevenbroich, zu dem keine Daten vorliegen.

Netzlänge in Kohle-Netzen. Auch der mittlere Fernwärmeabsatz und die mittlere Netzlänge liegen in Steinkohle-Netzen, bedingt durch die großen Netze, mit 1.080 GWh/a bzw. 291 km höher als im Gesamtbild aller Kohle-Netze (Abbildung 10).

Abbildung 10: Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Steinkohle-Heizkraftwerken.

Untersuchte Wärmenetze mit Steinkohle-Einspeisung

Fallzahl n=31



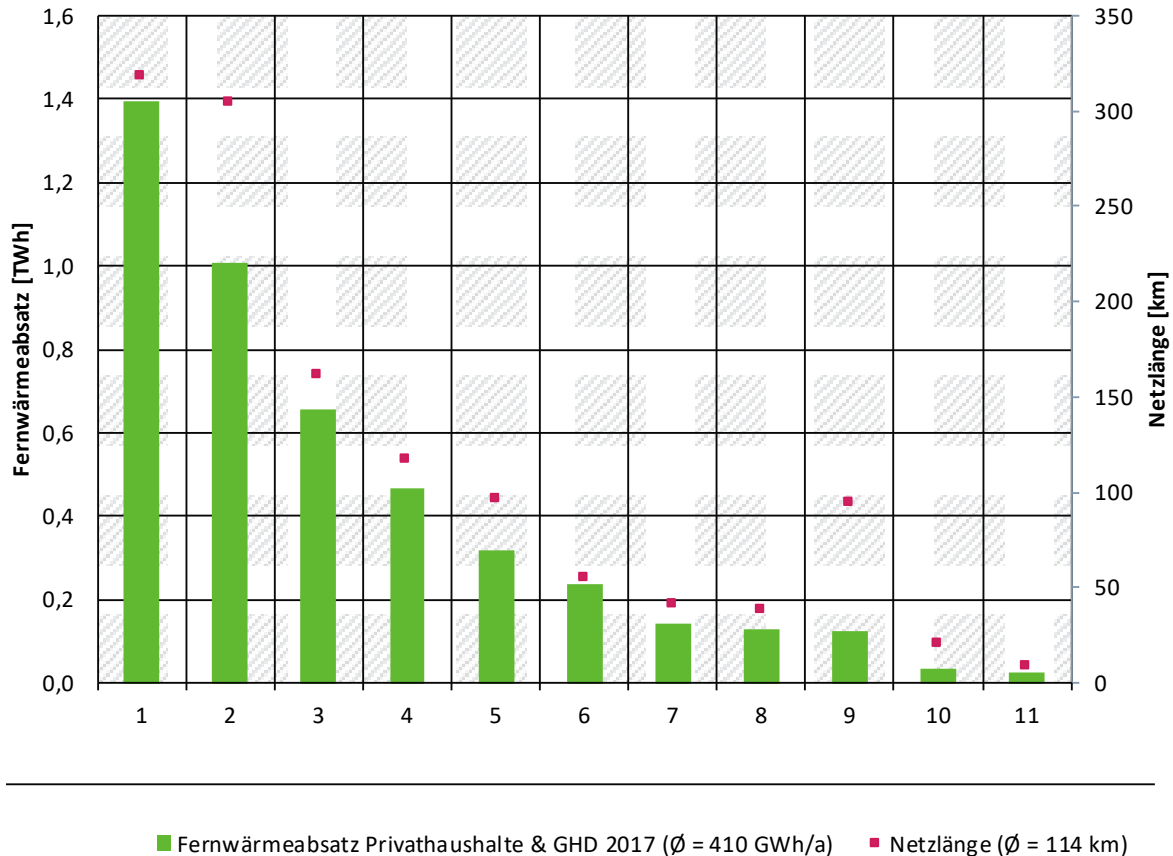
Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Im Gegenzug entfällt auf die elf identifizierten Wärmenetze mit aktueller Einspeisung aus Braunkohle-Heizkraftwerken mit 4,5 TWh/a Fernwärmeabsatz an Privathaushalte und GHD und einer Netzlänge von 1.260 km ein deutlich kleinerer Anteil. Der mittlere Fernwärmeabsatz liegt in Braunkohle-Netzen mit 410 GWh/a pro Netz deutlich unter dem Mittelwert im Gesamtbild aller 42 Kohle-Netze und weniger als halb so hoch wie in Steinkohlenetzen. Gleiches gilt mit einem Durchschnitt von 114 km für die mittlere Netzlänge. Mit der Stadt Leipzig und der Stadt Köln sind innerhalb der Braunkohle-Netze sowohl eine ostdeutsche als auch eine westdeutsche Großstadt vertreten, auf die jeweils ein Fernwärmeabsatz von mehr als 1 TWh/a entfällt und damit rund die Hälfte des gesamten Fernwärmeabsatzes über alle elf identifizierten Braunkohle-Netze (Abbildung 11).

Abbildung 11: Fernwärmeabsatz und Netzlänge von Wärmenetzen mit Einspeisung aus Braunkohle-Heizkraftwerken.

Untersuchte Wärmenetze mit Braunkohle-Einspeisung

Fallzahl n=11



Quelle: Eigene Darstellung ifeu

2.2 Herausforderung bei der Transformation von Wärmenetzen

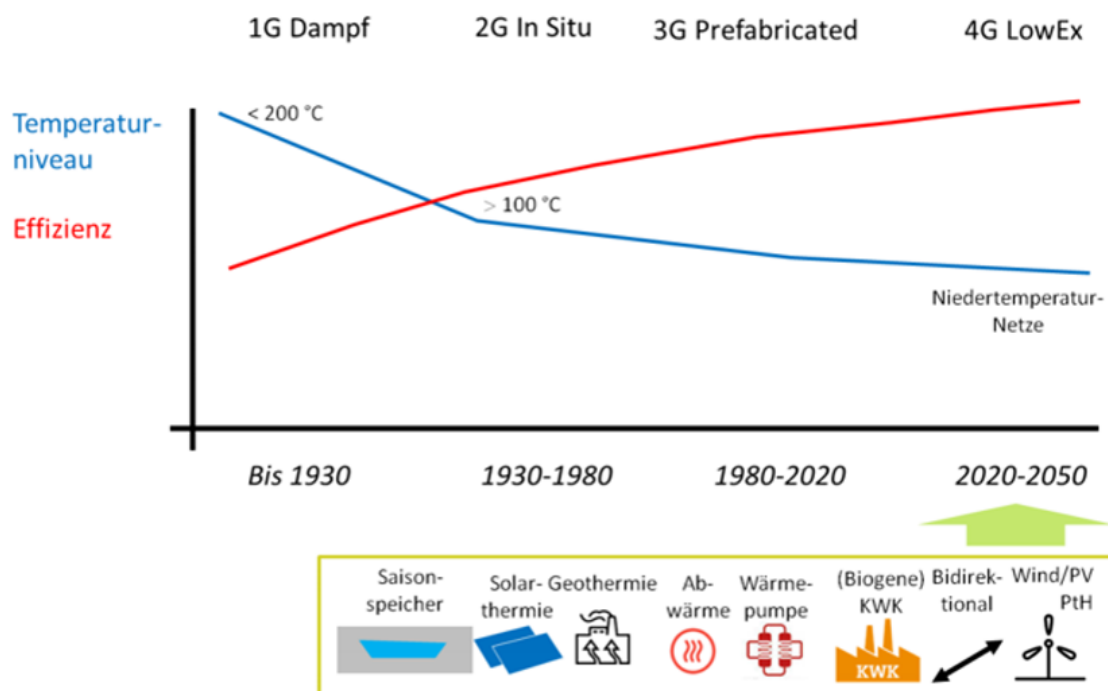
Im Folgenden werden die technischen, sozio-ökonomischen sowie planerischen Herausforderungen bei der Transformation von Wärmenetzen hin zu Niedertemperaturnetzen aufgezeigt und mögliche Ansätze zur Überwindung dieser Herausforderungen dargestellt (siehe Abschnitt 2.2.1). Dabei werden Komponenten und Techniken in Wärmenetzsystemen beschrieben, die angepasst werden müssen, um die bestehenden Braun- und Steinkohlewärmenetze in erneuerbare Wärmequellen nutzende Niedertemperatur-Wärmenetze zu überführen. Abschließend werden gezielt Maßnahmen zur Transformation von Bestandsnetzen identifiziert und hinsichtlich verschiedener Kriterien (Aufwand, Schwierigkeiten, Priorität und Potenzial) bewertet (siehe Abschnitt 2.2.2).

2.2.1 Systembeschreibung, Herausforderungen und mögliche Ansätze zur Transformation von Wärmenetzen

Die Vor- und Rücklauftemperaturen eines Fernwärmenetzes sind Parameter, welche einen großen Einfluss auf die Effizienz der Wärmeverteilung haben, aber auch je nach Höhe der Temperaturen teilweise Möglichkeiten eröffnen, Technologien auf Basis von erneuerbaren

Energien oder Abwärme zu integrieren. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Wärmenetzsysteme und des Temperaturniveaus im Vorlauf in Wärmenetzen seit 1930 auf. Für die effiziente Einbindung von erneuerbaren Energien sind Niedertemperaturnetze erforderlich, die aktuell bei Bestandswärmenetzen noch nicht weit verbreitet sind. Während Dampfnetze in Deutschland kaum mehr im Einsatz sind (im Jahr 2008 betrug die kumulierte Netzlänge für Dampfnetze rd. 457 km im Gegensatz zu rd. 15.000 km Heißwassernetze (Schweikardt et al. 2012), sind die Temperaturen in Braun- und Steinkohlenetzen noch wesentlich höher als die für die Integration von erneuerbaren Energien notwendigen Temperaturen. Typische Vorlauftemperaturen betragen zwischen 100 und 130 °C, siehe hierzu auch die Wärmenetzsteckbriefe in Anhang B (separates Dokument).

Abbildung 12: Entwicklung der Vor- und Rücklauftemperaturen in Wärmenetzen



Quelle: Pehnt et al. (2017)

In der Heizzentrale wird das Fernwärmewasser auf die jeweils gewünschte Vorlauftemperatur aufgeheizt. Dabei muss einkalkuliert werden, dass durch Wärmeverluste die Vorlauftemperatur abnimmt, bis das Fernwärmewasser die verschiedenen Kunden* Kundinnen erreicht hat⁶. Dort muss die Temperatur immer noch ausreichend hoch sein, um die Versorgungsaufgaben (Erwärmung von Räumen auf gewünschte Temperaturen, Bereitstellung von hygienisch einwandfreiem Trink- und Brauchwasser, ggf. Bereitstellung von gewerblicher oder industrieller Prozesswärme) zuverlässig erfüllen zu können.

Die Hausstationen (HAST) sind die Schnittstellen zwischen dem Fernwärmenetz und den Kundenanlagen. Die Netzseite wird dabei als Primärseite bezeichnet, die Gebäudeseite als Sekundärseite des Systems. Die Anlagen auf der Sekundärseite – Heizung, Trinkwarmwassererwärmung und ggf. Prozesswärmebereitstellung – liefern abgekühltes Wasser in die Schnittstelle zum Netz zurück. Wie stark dabei das Fernwärmewasser abgekühlt

⁶ Bei einer passenden Durchströmung im Netz sind die Temperaturverluste eher gering. Dafür ist es aber notwendig, dass nicht aufgrund von unpassender Dimensionierung des Netzes das Wasser im Netz mangels Nachfrage des Kunden nicht zirkuliert.

wird, hängt hauptsächlich von den Details der Kundenanlagen ab, kann aber auch durch die Hausstation beeinflusst werden. Gängige Rücklauftemperaturen aus den Hausstationen betragen zwischen 60 und 70 °C, siehe hierzu auch die Wärmenetzsteckbriefe im Anhang B (separates Dokument).

Das auf die Rücklauftemperatur abgekühlte Fernwärmewasser wird zurück zur Heizzentrale geleitet und verliert auf diesem Wege nochmals einen Teil seiner Wärme⁷.

Ansätze für eine Absenkung der Netztemperaturen, die notwendig sind für die effiziente Einbindung verschiedener regenerativer Energiequellen, sind demgemäß sowohl im Bereich des Wärmenetzes als auch im Bereich der Kunden*Kundinnen zu finden. Bei den Endkunden*Endkundinnen ist dabei zwischen den Hausstationen und der sich daran anschließenden Anlagen zur Wärmeverteilung im Gebäude zur Warmwasserbereitstellung und Heizung zu unterscheiden.

Neben der Unterscheidung in einzelne Komponenten sind auch die jeweiligen Akteure relevant. Während sich das Fernwärmenetz und z. T. auch die Hausstation im Eigentum des Fernwärmeversorgers befinden, befinden sich die Kundenanlagen im Eigentum des*der Kunden*Kundinnen. Diese sind dann auch für Ersatzmaßnahmen und Investitionen in den Austausch dieser verantwortlich. Ein Austausch bzw. eine Transformation der Wärmenetze umfasst somit nicht nur unterschiedliche Komponenten mit verschiedenen technischen Lebensdauern, sondern Bedarf der Einbeziehung und Sensibilisierung verschiedener Akteure. Ein weiteres Hemmnis stellt die Tatsache dar, dass bei aktuellen Rahmenbedingungen der ökonomische Vorteil von Maßnahmen nicht immer mit dem erforderlichen Investitionsbedarf einhergeht. Darüber hinaus müssen bei der Transformation auch noch die Anforderungen der jeweiligen Anwendungen explizit berücksichtigt werden: Während für die Raumheizung im unsanierten Bestand höhere Temperaturen notwendig sind als für die Bereitstellung von Warmwasser, sind diese im Neubau und sanierten Bestand oft geringer.

Netztemperaturen und Wärmeleistung

Eine Absenkung der Vorlauftemperatur kann zu einer Abnahme der Wärmemenge, die durch das Netz verteilt werden kann, führen.

Die Wärmeleistung Q [kW] ergibt sich aus dem Massenstrom \dot{m} [kg/s], der spezifischen Wärmekapazität von Wasser c_p [kJ/(kg K)] sowie der Temperaturspreizung des Vorlaufs und des Rücklaufs ΔT [K]. Der Zusammenhang ist in folgender Formel angeführt.

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T$$

Aus diesem Zusammenhang ist ersichtlich, dass die Wärmeleistung Q umso größer ist, je größer die Temperaturspreizung ΔT von Vor- und Rücklauf ist. Unter Berücksichtigung des Volumenstroms und der Dichte von Wasser ρ kann die Wärmeleistung als Produkt der Strömungsgeschwindigkeit w [m/s] und des Rohrquerschnittes A [m²] dargestellt werden und somit folgende Beziehung hergestellt werden:

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T = w A \rho c_p \Delta T$$

Aus diesem Zusammenhang ist ersichtlich, dass abnehmende Temperaturspreizungen durch höhere Strömungsgeschwindigkeiten kompensiert werden können. Dies resultiert allerdings in höheren Druckverlusten und damit in einem höheren Pumpstrombedarf. Die Geschwindigkeit,

⁷ Diese Verluste führen zwar zu einer Minderung der Rücklauftemperatur, sind aber trotzdem unerwünscht und nach Möglichkeit zu vermeiden.

mit der sich das Fernwärmewasser in den Rohren bewegen darf, ist zudem durch (länderspezifische) technische Vorschriften begrenzt. Für kleinere Rohrdurchmesser bis ca. DN100 (Innendurchmesser = ca. 114 mm) liegt die maximal zulässige Geschwindigkeit bei 1 bis 2 m/s, da dadurch ein Betrieb ohne unzulässige Kavitation⁸ und Geräuscentwicklung sichergestellt wird (Nussbaumer et al. 2017). Abnehmende Temperaturspreizungen lassen sich daher nur begrenzt durch stärkere Pumpen kompensieren.

Mindestanforderungen an die Wärmeleistung, die sich durch die bereits angeschlossenen Endabnehmer*innen ergeben, können daher zu Einschränkungen bei der Minderung der Netztemperaturen führen. Selbst wenn in einem Netz für alle Endabnehmer*innen eine geringere Vorlauftemperatur ausreichen würde, so kann eine mit dieser Absenkung verbundene Minderung der Temperaturspreizung dazu führen, dass die bestehende Netzdimensionierung nicht mehr ausreicht, um so viel Fernwärmewasser zirkulieren zu lassen, dass der von der Vorlaufabsenkung unbeeinflusste Wärmebedarf noch gedeckt werden könnte. Dieser Gefahr wird entgegengewirkt, wenn entweder auch Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur durchgeführt werden oder der Wärmebedarf, der aus dem Netz gedeckt werden muss, abnimmt (z. B. aufgrund von energetischen Sanierungen der angeschlossenen Gebäude).

Jedoch wurden viele Wärmenetze mit einem Kapazitätsaufschlag gebaut – auch um Spielraum für den zukünftigen Anschluss weiterer Kunden*Kundinnen Stadtgebiete zu haben. Das bedeutet, dass höhere Rohrdurchmesser gewählt werden, als zur Versorgung der aktuellen Kundenleistung erforderlich sind. Eine Praxiserhebung an 52 Schweizer Fernwärmenetzen zeigte, dass 80 % der Haupt- und Teilstränge größer ausgeführt waren als effektiv erforderlich, meist um ein bis zwei Nenndurchmesser (ebd.). Da eine Erhöhung des Rohrquerschnitts um einen Nenndurchmesser in etwa mit einer Verdopplung der Wärmeleistung einhergeht (Dötsch et al. 1998), folgt daraus, dass es in den meisten Netzen einen weiten Spielraum für etwaige Minderungen der Temperaturspreizung gibt. Im Einzelnen müssen jedoch die tatsächlichen Verhältnisse vor Ort berücksichtigt werden.

Minderung der Netztemperaturen und -verluste

Je höher die Wärmeverluste in den zu Endabnehmern*innen führenden Leitungen sind, desto höher muss die in der Heizzentrale bereitzustellende Vorlauftemperatur sein. Geringer Netzverluste können durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden. Ein großer Hebel ist die Reduktion der Netztemperaturen. Wenn die Differenz der Netztemperaturen gegenüber dem Erdreich gering ist, reduzieren sich die Verluste. Das motiviert die Bestrebungen, sowohl die Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturen zu reduzieren. Die thermische Qualität der Wärmeleitungen beeinflusst die Netzverluste ebenso. Dabei sind folgende Parameter zu berücksichtigen:

1. Die Dicke der das Wärmeleitungsrohr umhüllenden Wärmedämmung.
Am Markt existieren standardmäßig Rohre mit einfacher (sog. Serie 1), verstärkter (Serie 2) oder zweifach verstärkter Wärmedämmung (Serie 3).
2. Die Qualität und Wärmeleitfähigkeit des Isoliermaterials (λ -Wert).
Die Qualität kann sich während der Lebensdauer durch Diffusionsprozesse verschlechtern.⁹ (Jorsal 2016).
3. Der Aufbau der Wärmeleitung als Uno- oder Duo-Rohre.
In Duo-Rohren werden beide mit Fernwärmewasser gefüllten Mediumrohre, die jeweils mit

⁸ Unter Kavitation versteht man die Bildung von Dampfblasen in Flüssigkeiten, die den Betrieb beeinflussen.

⁹ Ein gut isolierendes Gas wird zur Aufschäumung des Isolationsmaterials der Wärmedämmung herangezogen. Wenn keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden, führt dies dazu, dass das Gas im Lauf der Zeit aus dem Dämmmaterial diffundieren kann.

Wärmedämmung umhüllt sind, in einem Mantel verbaut. Dadurch reduzieren sich die Wärmeverluste¹⁰ und die Kosten werden reduziert. Ein Nachteil liegt in der aufwendigeren Verlegung aufgrund der Sperrigkeit. Es wird angedacht, ein drittes Rohr zu verbauen, welches einen geringeren Durchmesser aufweist und ein Großteil des Jahres als Vorlaufleitung dient. Nur zur Spitzenlast im Winter wird die zweite Vorlaufleitung verwendet und dadurch werden Netzverluste reduziert. (Bruus & Kirstjansson 2004).

4. Das Verhältnis des Durchmessers der Wärmeleitung mit und ohne die umhüllende Wärmedämmung.

Eine Halbierung des Durchmessers des Mediumrohres hat somit den gleichen Effekt wie eine Verstärkung der Wärmedämmung, die zu einer Verdoppelung des Außendurchmessers der Wärmeleitung führt¹¹. Der Durchmesser des Mediumrohres kann allerdings nicht beliebig verkleinert werden, da sonst der Pumpstrombedarf und die Fließgeschwindigkeit des Fernwärmewassers unzulässig ansteigen.

5. Das Material der eingesetzten Rohrsystems.

Kunststoffverbundmantelrohre sind die am häufigsten eingesetzten Rohrsysteme in Wärmenetzen und zeichnen sich mit Blick auf die Netzverluste durch geringe Wärmeleitfähigkeit aus.

Hausstationen und Warmwasserbereitung

Die Hausstation ist die Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber und den Kunden*Kundinnen. Im einfachsten Fall enthält sie nur die Mess-, Ables- und Sicherheitseinrichtungen des Betreibers. Es handelt sich dann um eine sog. direkte Wärmeübergabe. Meist enthält sie aber auch noch wenigstens einen Wärmeübertrager, um die Fernwärmeleitungen hydraulisch von den hausinternen Leitungen des Kunden abzukoppeln. Es handelt sich dann um eine indirekte Übergabe. Die Hausstationen können zusätzlich einen leistungsstarken zweiten Wärmeübertrager enthalten, in welchem Warmwasser nach dem Durchflussprinzip erzeugt wird.

Bezüglich der Heizung ergeben sich die niedrigsten Vor- und Rücklauftemperaturen bei einer direkten Übergabe, da hier die Temperaturverluste (Grädigkeit), die bei der indirekten Übergabe im Wärmeübertrager anfallen, entfallen. Auch bei gut ausgelegten Wärmeübertrager liegen diese Verluste unter Vollast bei ca. 3 K, sowohl für den Vor- als auch für den Rücklauf. Die direkte Übergabe ist zudem billiger. Ein großer Nachteil der direkten Übergabe ist, dass in den Heizkörpern dasselbe Fernwärmewasser zirkuliert wie in der Heizzentrale. Lecks in den Kundenanlagen wirken sich daher auf das gesamte Fernwärmenetz aus.

Bei der indirekten Übergabe sollten die Wärmeübertrager so groß ausgelegt sein, dass die Grädigkeit unter 3 K liegt. Solange ein Netz noch mit hohen Vorlauftemperaturen gefahren wird (und diese möglicherweise auch noch in den technischen Anschlussbedingungen garantiert

¹⁰ Die Unterschiede zwischen den heute bereits am Markt verfügbaren Rohrtypen sind erheblich. Während zwei einfach isolierte Uno-Rohre mit dem Durchmesser DN 100 bei einer Vor-/Rücklauftemperatur von 80 °C/50 °C noch Wärmeverluste von 28,6 W je Trassenmeter aufweisen, sinkt dieser Wert bei einem Duo-Rohr mit zweifach verstärkter Wärmedämmung auf nur noch 12,3 W/m, was einer Verbesserung um mehr als den Faktor 2 entspricht (Brugg 2016). Die verstärkte Wärmedämmung verursacht zusätzliche Kosten, welche sich durch Einsparungen beim Wärmeverbrauch amortisieren müssen. Bei der Konstruktion der Duo-Rohre wird vom Hersteller der Abstand zwischen der Rück- und Vorlaufleitung so gewählt, dass dort, wo sich die Rücklaufleitung befindet, in etwa schon die Temperatur des Rücklaufs herrscht. In der Rücklaufleitung ändert sich daher die Temperatur des Fernwärmewassers auf dem Weg vom Kunden zur Heizzentrale praktisch nicht. Dies bedeutet allerdings, dass die gesamten Verluste des Duo-Rohres, wie sie etwa in den technischen Datenblättern ausgewiesen werden, dem Vorlauf zugeordnet werden müssen. Durch Duo-Rohre werden daher zwar die Gesamtverluste reduziert, dies resultiert aber nicht in geringeren Anforderungen an die ab Heizwerk erforderliche Vorlauftemperatur.

¹¹ Die überschlägige Formel für die Wärmeverluste Q eines (Uno-) Rohres lautet:

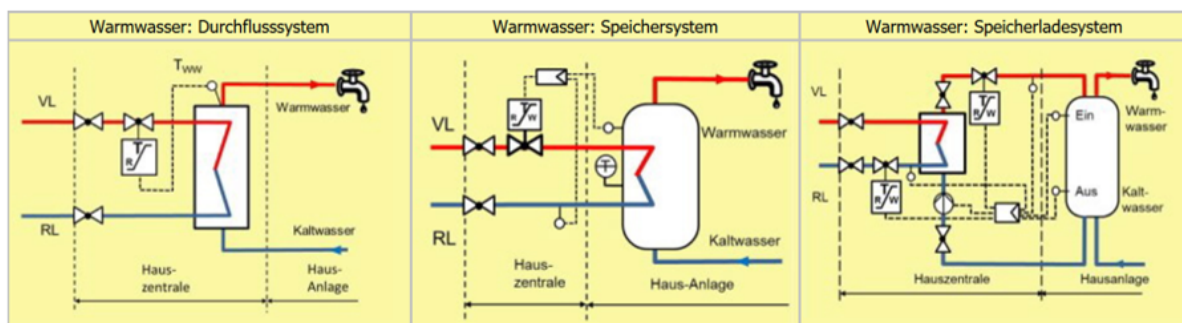
$Q = 2 \cdot \pi \cdot l \cdot (T_{FW} - T_e) / \ln(D/d)$ mit l = Länge des Rohrabschnitts, T_{FW} = Temperatur des Fernwärmewassers, T_e = Temperatur des die Leitung umgebenden Erdbereichs, D = Durchmesser des Rohres einschließlich Wärmedämmung, d = Durchmesser des Rohres ohne Wärmedämmung (= Durchmesser des Mediumrohres). Auf Duo-Rohre ist diese Formel nicht anwendbar.

sind), werden für viele Kunden*Kundinnen auch entsprechend kleiner dimensionierte (und damit billigere) Wärmeübertrager ausreichen.

Für die Warmwasserbereitung ist immer ein Wärmeübertrager erforderlich, welcher Wärme vom Fernwärmewasser auf das Trinkwasser überträgt. Es gibt drei Grundtypen:

1. Die Trinkwasserleitungen sind direkt an einen (Platten-)Wärmeübertrager angeschlossen. Es handelt sich dann um eine Frischwasserstation, die z. T. schon in die Hausstation integriert ist (Durchflusssystem).
2. Das Fernwärmewasser wird durch einen Wärmeübertrager geleitet, welcher sich innen in einem Trinkwasserspeicher befindet (Speichersystem).
3. Das Fernwärmewasser wird durch einen (Platten-)Wärmeübertrager geleitet, welcher sich außerhalb des Trinkwasserspeichers befindet. Im Unterschied zu den vorigen beiden Varianten ist hier eine zusätzliche Pumpe erforderlich, die das Trinkwasser zwischen Wärmeübertrager und Speicher zirkulieren lässt (Speicherladesystem).

Abbildung 13: Grundtypen der Warmwassersysteme in der Fernwärmeversorgung.



Quelle: Ingenieurbüro Junge, <http://www.ing-büro-junge.de/html/fern-nahwaerme.html>

Warmwasserspeicher haben Vorteile gegenüber Durchflusssystemen. Speicher können bei Zapfungen sofort große Mengen an Warmwasser bei einer konstanten Temperatur zur Verfügung stellen. Es genügt ein kleiner Wärmeübertrager, welcher während der Zapfpausen den Speicher wieder aufheizt. Bei der Warmwasserbereitung nach dem Durchflussprinzip muss dagegen der (Platten-)Wärmeübertrager relativ groß dimensioniert sein, damit der hohe Wärmeleistungsbedarf beim Duschen oder beim Befüllen einer Badewanne gedeckt werden kann. Zudem ist die Einhaltung einer konstanten Warmwassertemperatur ein regelungstechnisch anspruchsvolles Problem.

Dafür lassen sich mit einer dezentralen Trinkwassererwärmung nach dem Durchflussprinzip niedrige Rücklauftemperaturen erreichen, da bei der Warmwasserbereitung mit Speichersystem die Rücklauftemperaturen während des Ladevorgangs ansteigen. Größere Anstrengungen sind notwendig, um geringere Rücklauftemperaturen zu erreichen. Dazu gehört die Vorwärmung des kalten Trinkwassers durch die im Heizungsrücklauf noch enthaltene Restwärme oder bei Niedertemperaturheizungen die Nutzung der hohen Rücklauftemperaturen, die bei der Wiederaufheizung von Zirkulationsleitungen und Speichern anfallen, um dem Heizkreis Wärme zuzuführen.

Der Vorteil des Speicherladesystems ist die bessere Temperaturschichtung, die zu einer im Vergleich mit dem Speichersystem niedrigeren Rücklauftemperatur führt. Darüber hinaus gehen mit dem System hohe Nutzungsgrade des Speichers einher, sowie eine kleine konstante Ladeleistung.

Eine detaillierte Vorstellung und Bewertung der verschiedenen Schaltungsmöglichkeiten für Fernwärmeübergabestationen in Mehrfamilienhäusern mit Zirkulationsleitungen ist in

Stadtwerke München (2014) dargestellt. Ein wichtiges Ergebnis dieser von den Stadtwerken München beauftragten Untersuchungen ist, dass dezentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (also ohne Zirkulationsleitungen) wenigstens in neuen Nahwärmenetzen obligatorisch werden sollten.

Selbstverständlich sollen auch die Wärmeübertrager für das Warmwasser so groß dimensioniert sein, dass die Temperaturverluste bei der Übertragung gering sind. Da die Heizungssysteme der Kunden*Kundinnen nicht im Besitz der Wärmenetzbetreiber sind, liegen diese somit in der Verantwortung der Hauseigentümer*innen. Jedoch haben Maßnahmen, die bei Kunden*Kundinnen getätigt werden, direkten Einfluss auf das Wärmenetz, die erforderlichen Vorlauftemperaturen und die realisierten Rücklauftemperaturen. Da Kunden*Kundinnen für die Installation sowie Wartung- und Instandhaltung den/die Heizungsbauer*in bzw. Installateur*in ihrer Wahl kontaktieren, zeigen Praxiserfahrungen einzelner Stadtwerke, dass die gezielte Schulung von Heizungsbauer*innen und deren Sensibilisierung für die Fernwärme dazu beitragen können, die entsprechenden Heizungssysteme bzw. Hausstationen richtig einzustellen, und somit einen Beitrag zur Reduktion von Netzverlusten und Temperaturen liefern.

Wärmeversorgung aus dem Rücklauf

Gelingt es in einzelnen Gebäuden oder gar in ganzen Netzteilen (z. B. bei Neubausiedlungen), die erforderlichen Vorlauftemperaturen unter die Rücklauftemperatur des übrigen Fernwärmenetzes abzusenken, so kann der Rücklauf des Fernwärmenetzes als Wärmequelle genutzt werden. Es wird dazu aus der Rücklaufleitung des Netzes ein Teil des Fernwärmewassers abgezweigt und dem Heiz- und Warmwassersystem der „Niedertemperatur“-Gebäude zugeführt, wo ihm nochmals Wärme entzogen wird. Anschließend wird es wieder in die Rücklaufleitung des Hauptnetzes zurück gespeist, was zu einer weiteren Absenkung der Rücklauftemperatur des Hauptnetzes führt (Zepf et al. 2012). Dies stellt eine Möglichkeit dar, um die Vorlauftemperaturen im Hauptnetz unter Beibehaltung einer ausreichenden Temperaturspreizung zu reduzieren, geht jedoch auch mit verschiedenen Herausforderungen einher:

- ▶ Die Rücklaufleitungen können nur dort angezapft werden, wo der Durchfluss an Fernwärmewasser groß genug ist, um die „Niedertemperatur“-Endabnehmer (das können auch beheizte Schwimmbäder sein) versorgen zu können. Am Ende von Netzverzweigungen ist daher keine Wärmeversorgung aus dem Rücklauf möglich.
- ▶ Reicht die Temperatur der Rücklaufleitung nicht ganz oder nicht immer aus, um eine Wärmeversorgung rein aus dem Rücklauf zu ermöglichen, so ist immer noch eine Vorwärmung aus dem Rücklauf möglich. Die restliche Erwärmung auf die erforderliche Vorlauftemperatur muss dann über einen dritten Anschluss, über welchen in geringem Umfang heißes Fernwärmewasser aus dem Vorlauf des Hauptnetzes zugeführt wird, erreicht werden. Es handelt sich dann um einen sog. Dreifachanschluss bzw. ein Dreileitersystem. Derartige Anschlüsse sind auch dann erforderlich, wenn damit gerechnet werden muss, dass die Rücklauftemperatur des Hauptnetzes zukünftig so weit abnehmen wird (z. B. aufgrund der in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Maßnahmen), dass eine Wärmeversorgung rein aus dem Rücklauf nicht mehr möglich sein wird.

Es gibt zwar schon seit vielen Jahren Beispiele für Wärmeversorgungen aus dem Rücklauf – insbesondere für Dreifachanschlüsse. Eine Internetrecherche legt jedoch den Schluss nahe, dass deren Anzahl nur langsam steigt. Dies könnte sowohl an dem höheren Aufwand für drei statt zwei Anschlüsse liegen, als auch an den speziellen Bedingungen, die Voraussetzung für eine

Wärmeversorgung aus dem Rücklauf sind. Ein Beispiel für das Heizen aus dem Rücklauf wurde 2020 am Standort des ifeu in Heidelberg in Betrieb genommen (ifeu 2020).

Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizungssystem der Kunden

Die vom Fernwärmeversorger gelieferte Vorlauftemperatur muss an jedem Tag des Jahres ausreichen, um bei jedem*jeder Kunden*Kundin, dessen*deren Heizungsanlage in Übereinstimmung mit den technischen Anschlussbedingungen des Versorgers ist, komfortable Raumtemperaturen erreichen zu können. Mit welcher minimalen Vorlauftemperatur dies bei einem*einer bestimmten Kunden*Kundin noch möglich ist, hängt von der Größe der Heizflächen in Relation zu seinem*ihrem Wärmebedarf ab. Für ein gegebenes Gebäude müssen die Heizflächen auf eine Mindesttemperatur gebracht werden können, damit auch am kältesten Tag das Haus warm bleibt. Wird die Wärmedämmung des Gebäudes oder der Verteilleitungen verbessert, oder werden die Heizkörper vergrößert, so sinkt diese Mindesttemperatur. Dies bedeutet, dass nach einer Sanierung das Gebäude mit geringeren Vor- und Rücklauftemperaturen beheizt werden kann.

Brand & Svendsen (2013) zeigen anhand eines an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebäudes aus den 70er Jahren, dass sich durch Sanierungsmaßnahmen (Halbierung des jährlichen Wärmebedarfs und Verdopplung der Einbautiefe der Radiatoren) die am kältesten Tag erforderlichen Vor- und Rücklauftemperaturen von 78 °C/33 °C auf 50 °C/24 °C absenken lassen. Dadurch sinken auch die absoluten Wärmeverluste im Netz. Die prozentualen Wärmeverluste, die sich auf den geringeren Wärmebedarf der sanierten Gebäude beziehen, nehmen dabei zwar noch etwas zu, aber in geringerem Umfang als dies der Fall wäre, wenn nur der geringere Wärmebedarf ohne Reduktion der Vor- und Rücklauftemperaturen berücksichtigt werden würde.

Noch geringere Vor- und Rücklauftemperaturen lassen sich mit Fußbodenheizungen oder sonstigen Flächenheizungen erreichen. Ihr nachträglicher Einbau bei der Sanierung von Altbauten ist jedoch mit erheblichen Herausforderungen und Kosten verbunden. Grund hierfür ist hauptsächlich der erforderliche erhöhte Fußbodenaufbau, welcher dazu führt, dass alle Türen und viele weitere bestehende Installationen (z. B. Dusche, Badewanne, Stand-WC, Einbauschränke) im sanierten Gebäude angepasst werden müssen. Auch der Ausbau bisheriger Heizkörper hinterlässt Spuren an den Wänden, die kostenintensiv beseitigt werden müssen. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Raumhöhe beim Einbau von Fußbodenheizungen abnimmt. Insgesamt ist somit der Raumbedarf einer Fußbodenheizung deutlich größer als der von Heizkörpern. Daher werden die Wärmeverteilsysteme von Altbauten auch bei einer Sanierung nur selten auf Fußbodenheizungen umgestellt.

In jedem Fall sollte in jedem der angeschlossenen Gebäude der ohnehin vorgeschriebene hydraulische Abgleich des Heizsystems auch tatsächlich durchgeführt werden, um eine unnötige Erhöhung der Rücklauftemperatur aufgrund von ungleichmäßig durchströmten Heizkörpern zu vermeiden. Ebenso sollten auch sonstige Überströmung von Vorlaufwasser in den Rücklauf vollständig vermieden werden.

Die im obigen Beispiel des sanierten Bestandgebäudes erreichte Vorlauftemperatur von 50 °C ist für Niedertemperatur-Wärmenetze eine wichtige Grenze. Bei dieser Temperatur ist auch die Bereitstellung des häuslichen Warmwasserbedarfs mit der erforderlichen Zapftemperatur von 40 °C prinzipiell noch möglich. Sinkt die Vorlauftemperatur merklich unter diesen Wert, so ist in jedem Gebäude für die Warmwasserbereitung eine Temperaturanhebung erforderlich, welche beispielsweise durch E-Heizer oder durch Mikro-Wärmepumpen erfolgen kann. Dies ist allerdings aufgrund der notwendigen zusätzlichen Investition mit Zusatzkosten verbunden. Auch aus energetischer Sicht ist es fraglich, ob die Vorteile einer weiter abgesenkten

Vorlauftemperatur die Nachteile eines zusätzlichen Strombedarfs ausgleichen können (Ommen et al. 2016). Wärmenetze mit Vorlauftemperaturen unter 50 °C werden daher hier nicht weiter betrachtet.

Vor- und Rücklauftemperaturen im Warmwassersystem der Kunden

In Warmwassersystemen gibt es für den Minimalwert der Vorlauftemperatur zwei wichtige Grenzen. Aus Komfortgründen werden in Haushalten Temperaturen von 40-45 °C benötigt (z. B. zum Duschen). Damit ist eine Absenkung der Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz nur unter Berücksichtigung dezentraler Temperaturanhebung unter 45-50 °C möglich, was in weiterer Folge nicht betrachtet wird (siehe auch vorheriger Abschnitt).

Die zweite wichtige Grenze folgt aus den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes W551 zur Verhinderung von Gesundheitsschäden durch Legionellen. Gemäß dieser Vorschrift sind am Ausgang von größeren Warmwasserspeichern mit einer Kapazität von mehr als 400 l und bei der Einspeisung in ausgedehnte Warmwassernetze (Wasserinhalt >3 l) Mindesttemperaturen von 60 °C einzuhalten. Bei kleineren Speichern, wie sie in Ein- und Zweifamilienhäusern üblich sind, genügen 50 °C. Die Temperaturen in Zirkulationsleitungen, wie sie in Mehrfamilienhäusern üblich sind, dürfen während der Betriebszeiten 55 °C nicht unterschreiten. Dies hat zur Folge, dass in den heutigen Fernwärmenetzen die Vorlauftemperatur nicht unter 65 °C fallen darf. Das DVGW-Arbeitsblatt lässt allerdings auch geringere Warmwassertemperaturen zu, wenn kein Warmwasserspeicher verwendet wird und stattdessen eine Frischwasserstation nach dem Durchflussprinzip direkt in den Wohnungen genutzt wird und zusätzlich das Wasservolumen in den Leitungen zwischen der Frischwasserstation und den Ausläufen unter 3 l liegt.

Da kaltes Frischwasser Temperaturen um 10 °C aufweist, sind bei einer Warmwasserbereitung prinzipiell sehr geringe Rücklauftemperaturen von unter 20 °C möglich. Mit Frischwasserstationen gelingt dies auch. Problematisch für die Rücklauftemperatur sind Warmwasserspeicher und Zirkulationsleitungen, da diese aus Komfort- und hygienischen Gründen auch dann auf Temperatur gehalten werden müssen, wenn gerade keine Zapfungen erfolgen und daher auch kein Kaltwasser zufließt. Der Ausgleich der Wärmeverluste von Speichern und Zirkulationsleitungen führt zwangsläufig zu hohen Rücklauftemperaturen. Der Bedarf zur Deckung dieser Verluste ist hoch. Bei Mehrfamilienhäusern ist der für die Deckung der Wärmeverluste der Zirkulationsleitung benötigte Wärmebedarf etwa genauso groß wie der Bedarf zur Aufheizung des Kaltwassers auf die Komforttemperatur. Wenn beispielsweise nur die Temperatur aus dem Rücklauf der Zirkulationsleitung wieder von 55 °C auf 60 °C erhöht werden muss, so kann in dieser Zeit auch die in das Fernwärmenetz eingespeiste Rücklauftemperatur nicht unter 55 °C sinken. So zeigt Ziegler (2016) am Beispiel eines Wärmenetzes in München, dass außerhalb der Heizsaison aus diesem Grund die Rücklauftemperaturen stark ansteigen können.

In Dänemark ist die Transformation hin zu Niedertemperaturnetzen bereits weiter fortgeschritten. In den dafür erarbeiteten dänischen Richtlinien wird mit Blick auf Niedertemperaturnetze empfohlen, ganz auf Trinkwasserspeicher, Legionellschaltungen und Zirkulationsleitungen zu verzichten (Olsen et al. 2014). Um dies zu ermöglichen werden folgende Maßnahmen genannt:

- Der Austausch von bestehenden Brauchwasserspeichern gegen Frischwasserstationen. Falls es aufgrund der dadurch ansteigenden Anschlussleistung Probleme in der Hausanschlussleitung geben sollte, wird zum Ausgleich der Lastspitzen ein Pufferspeicher auf der Primärseite der Hausstation benötigt, welcher mit Fernwärmewasser gefüllt ist.

- Die Leitungen der hausinternen Warmwasserverteilung sollen von der Hausstation direkt und ohne Abzweigung zu den verschiedenen Zapfstellen im Haus geführt werden. Außerdem soll für diese Leitungen ein möglichst geringer Durchmesser gewählt werden. Durch diese Maßnahme wird erstens sichergestellt, dass in den einzelnen Leitungen nicht das Maximalvolumen von 3 l überschritten wird, ab welchem eine Legionellenschaltung erforderlich ist, und zweitens verringern sich die Ablaufverluste, sodass auf Zirkulationsleitungen verzichtet werden kann.

Die in den dänischen Richtlinien vorgeschlagenen Maßnahmen sind aufwändig, betreffen im Wesentlichen die Sekundärseite und sind damit i. d. R. von den jeweiligen Gebäudeeigentümern*Gebäudeeigentümerinnen durchzuführen. Der Transformationsprozess ist entsprechend langwierig.

Welchen Einfluss die Warmwasserbereitung auf die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes hat, hängt zudem stark von der Konstruktion der Hausstationen ab.

Fernüberwachung (Digitalisierung von Hausstationen)

Für die Wirkung der Fernüberwachung ist es ohne Bedeutung, ob sie per Fernwirkleitung (einem zusammen mit den Fernwärmerohren verlegten Datenkabel), per Funk, per Telefon oder per Internet erfolgt. In jeder Hausstation müssen schon aktuell zum Zweck der Heizkostenabrechnung Durchflüsse und Temperaturen gemessen werden. Digitale Zähler werden jedoch noch nicht standardmäßig in Hausstationen eingesetzt. Anfang Dezember 2017 haben sich aber beispielsweise Vattenfall Wärme Berlin AG und die SAMSON Aktiengesellschaft darauf verständigt, mehr als 24.400 Verbrauchszähler über Gateways mit der Cloudlösung zu verbinden, um alle 15 Minuten in der einfachsten Variante gemessene Temperaturwerte und Durchflussmengen zu übermitteln (Sasmongroup 2018).

Werden digitale Messeinrichtungen verwendet und können diese Daten elektronisch an den Fernwärmebetreiber übermittelt werden, so hat dies neben der Einsparung des Zählerablesens vor Ort eine Reihe weiterer Vorteile:

1. Heizkosten lassen sich mit geringem Aufwand mehrmals jährlich abrechnen.
2. Sonst unbemerkte Fehlfunktionen können vom Netzbetreiber frühzeitig erkannt (z. B. überhöhte Rücklauftemperaturen) und Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Die Maßnahmen sind in den meisten Fällen jedoch von Gebäudeeigentümern*Gebäudeeigentümerinnen zu ergreifen.
3. Die Ursache von Funktionsstörungen lassen sich schon vor der Vereinbarung eines Ortstermins mit einem*einer Techniker*Technikerin eingrenzen.
4. Ungewöhnlich hohe Verbräuche können vom Netzbetreiber erkannt werden, indem Wärmeverbräuche ähnlicher Objekte miteinander verglichen werden. Dies kann natürlich nur nach vorheriger Zustimmung der Kunden*Kundinnen erfolgen.

Wenn in der Hausstation zusätzlich die Möglichkeit der Fernsteuerung vorhanden ist, so kann der Netzbetreiber von den Kunden*Kundinnen mit der Durchführung energiesparender Regelungsaufgaben beauftragt werden. Beispielsweise kann eine Schule ihren Belegungs- und Veranstaltungsplan einreichen, anhand dessen die Vorlauftemperaturen und Durchflüsse im Heizsystem in den Zeiten herabgesetzt werden, zu denen sich keine Personen in dem Gebäude aufhalten.

Ein großes Hemmnis der Fernüberwachung ist das Übermitteln von privaten Daten an zentrale Stellen beim Wärmeversorger und der Datenschutz. Auf Basis von hoch aufgelösten zeitlichen Lastprofilen könnten Rückschlüsse auf das individuelle Verhalten gezogen werden. Hier sollte sorgfältig zwischen dem Schutz der Privatsphäre und Möglichkeiten zur Energieeinsparung

abgewogen werden. Dies trifft vor allem im Falle von Einfamilienwohngebäuden bzw. Einzelverbraucher*innen zu, da in diesen Fällen direkte Rückschlüsse auf das Nutzerverhalten möglich sind. Weniger kritisch ist dies bei einer ausschließlichen Versorgung von Mehrfamilienhäusern. Der Wärmeversorger erhält zwar die Lastprofile der einzelnen Gebäude, dabei handelt es sich jedoch aufgrund der Vielzahl der angeschlossenen Wohneinheiten nicht um personenbezogene Daten. Somit lässt sich kein individuelles Verhalten ableiten.

Transformationspläne

Der erste Schritt zu einer Dekarbonisierung der Fernwärme im Allgemeinen und zu einer Absenkung der Netztemperaturen im Speziellen ist die Erarbeitung eines langfristig angelegten Transformationsplans, in dem die konkreten Maßnahmen zur Transformation eines Wärmenetzes in Abhängigkeit der Altersstruktur und Rahmenbedingungen aufgezeigt werden. Hier sind die verschiedenen involvierten Akteure*Akteurinnen explizit zu berücksichtigen. In einem Transformationsplan kann etwa auch festgelegt werden, wie die technischen Anschlussbedingungen ggf. heute schon zu ändern sind, damit eine zukünftige Absenkung der Vorlauftemperaturen rechtlich und vertraglich umsetzbar ist.

Im Zuge eines Transformationsplans sollte den unterschiedlichen technischen Anschlussbedingungen (TAB) und deren jeweilige Gültigkeit Rechnung getragen werden. Die Harmonisierung der TAB ist mit Blick auf die angestrebte Umstellung von Zirkulationssystemen auf dezentrale Warmwasserbereitung durch die Gebäudeeigentümer*innen – anders als im Falle einer so deutlichen Änderung des Wärmeträgermediums wie bei einer Umstellung von Dampf auf Heizwasser – nur langfristig möglich. Schon daher ist es sinnvoll, die ersten Schritte hierzu sofort zu ergreifen. Dem stehen jedoch beachtliche Hemmnisse und Herausforderungen entgegen: Die Maßnahmen sind teilweise sehr kleinteilig und mit Investitionen durch die Gebäudeeigentümer*innen verbunden. Darüber hinaus sind jene, die die Maßnahmen finanzieren (Vermieter*innen) in der Regel nicht die Nutznießer. Ein langfristig angelegter Transformationsplan des Netzbetreibers kann in der Kommunikation mit den entsprechenden Akteuren*Akteurinnen unterstützen.

Exkurs zum grundsätzlichen und vertraglichen Gestaltungsrahmen von Temperaturabsenkungen

Grundsätzlich ist die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) einschlägig und gilt im Falle einer Fernwärmeversorgung als vereinbart. Ergänzt wird der Regelungsrahmen gemäß §17 AVBFernwärmeV dadurch, dass der Versorger berechtigt ist, technische Anschlussbedingungen (TAB) festzulegen, „[...] soweit dies aus Gründen der sicheren und störungsfreien Versorgung, insbesondere im Hinblick auf die Erfordernisse des Verteilungsnetzes und der Erzeugungsanlagen [aus Sicht des Fernwärmeversorgers] notwendig ist“ (AVBFernwärmeV). Im AGFW-Regelwerksbaustein FW 515 sind Musterwortlaute in Verbindung mit der DIN 4747 festgelegt.

Die Festlegung des Wärmeträgermediums und dessen Eigenschaften (Temperaturen, Drücke etc.) erfolgt gemäß §4 Absatz 3 AVBFernwärmeV. Dort ist geregelt, dass das „[...] Fernwärmeversorgungsunternehmen [...] mittels eines anderen Wärmeträgers versorgen [kann], falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist. Die Eigenschaften des Wärmeträgers insbesondere in Bezug auf Temperatur und Druck ergeben sich aus den technischen Anschlussbedingungen. Sie müssen so beschaffen sein, dass der Wärmebedarf des*der Kunden*Kundin in dem vereinbarten Umfang gedeckt werden kann. Zur Änderung technischer Werte ist das Unternehmen nur berechtigt, wenn die Wärmebedarfsdeckung des*der Kunden*Kundin nicht beeinträchtigt wird oder die Versorgung aus technischen Gründen anders nicht aufrechterhalten werden kann oder dies gesetzlich oder behördlich vorgeschrieben wird.“ Mit anderen Worten kann das Versorgungsunternehmen im

Rahmen der AVBFernwärmeV Veränderungen der TAB und damit der Eigenschaften und Anforderungen an das Wärmeträgermedium formulieren. Weitergehend regelt §4 Absatz 4 AVBFernwärmeV, dass es zu den Obliegenheiten der Kunden*Kundinnen zählt, Vorkehrungen zu treffen, sollte er*sie Anforderungen an z. B. die Beschaffenheit des Wärmeträgers stellen, die über die in der TAB beschriebenen Verpflichtungen hinausgehen.

Die Anpassung der Leistung ist in §3 AVBFernwärme geregelt. „Das Fernwärmeversorgungsunternehmen hat dem Kunden die Möglichkeit einzuräumen, eine Anpassung der vertraglich vereinbarten Wärmeleistung (Leistung) während der Vertragslaufzeit vorzunehmen. 2 Die Anpassung der Leistung nach Satz 1 kann einmal jährlich mit einer Frist von vier Wochen zum Ende eines Kalendermonats erfolgen und bedarf keines Nachweises, sofern sich die Leistung nicht um mehr als 50 Prozent reduziert.“

Darüber hinaus ist das DVGW-Arbeitsblatt W551 einschlägig, wenn Trinkwasser mittels Wärmelieferung erwärmt wird. Das Arbeitsblatt beschreibt und regelt weitgehend die Hygieneanforderungen im Wesentlichen zur Legionellen-Prophylaxe und setzt damit Grenzen für die Temperaturfestlegung. Diese Grenzen ergeben sich in ihrer Gesamtheit aus verschiedenen technischen, wirtschaftlichen und hygienischen Anforderungen.

Mit diesem Regelungsüberblick lässt sich der vertragliche Rahmen für Temperaturabsenkungen umreißen. Wenn in den TAB gemäß Kapitel 6 bis 8 im Mustertext FW 515 eine Obergrenze für Rücklauftemperaturen festgelegt wird und – erst recht – der Einsatz von Rücklauftemperaturbegrenzern sogar noch ausdrücklich vereinbart wird, liegt es im Ermessen des Fernwärmenetzbetreibers, das vertraglich berechnete Interesse an der Einhaltung dieser Obergrenze auch durchzusetzen.

Die Vorlauftemperaturen sind im Mustertext FW515 ebenfalls in Kapitel 6 bis 8 geregelt.

Ändert der Versorger die TAB und damit auch die Temperaturanforderungen – also fordert er z. B. niedrigere Rücklauftemperaturen – so sind zwei Fälle zu unterscheiden: (i) Neukunden*Neukundinnen und (ii) Bestandskunden*Bestandskundinnen. Für (i) gelten die neuen TAB nach Bekanntmachung ab Datum der Inkraftsetzung. Für (ii) sind angemessene Übergangsregelungen zu gewähren, die zwischen den Interessen der Kunden*Kundinnen und des Versorgers gemäß §4 Absatz 3 und §17 AVBFernwärmeV abwägen.

Eine Situation, die das besonders markant beschreibt, ist z. B. eine Umstellung von Dampf als Wärmeträgermedium auf Heißwasser. Dazu wurden im Gültigkeitsbereich der AVBFernwärmeV seit den 2000er Jahren einige Netzveränderungen z. B. in München, Hamburg, Ulm, Würzburg und Dortmund durchgeführt. Mit der Umstellung auf Heißwasser können die vorhandenen Dampf-Wasser-Wärmeübertrager nicht weiter genutzt werden. In der Regel ist bei den Kunden*Kundinnen eine neue HAST erforderlich. Je nach Vertragsgestaltung liegen diese Investitionen im Eigentum der Kunden*Kundinnen und müssen durch die Kunden*Kundinnen getragen werden, während der unmittelbare wirtschaftliche Nutzen einer solchen Umstellung beim Versorger alloziert ist. Allerdings können in einem solchen Fall keine Übergangsfristen bei Kunden*Kundinnen gewährt werden, weil ansonsten keine Umstellung eines Gebietes möglich ist. Entsprechend wurden oftmals den Kunden*Kundinnen im Vorfeld der Umstellung das Vorgehen mitgeteilt und ihnen ein Angebot zur Umrüstung der HAST unterbreitet. Zudem wurden verschiedene Kostenbeteiligungsmodelle angeboten. Diese Modelle haben regelmäßig einen Sockelbetrag und einen vom Alter der Bestandsanlage abhängigen Betrag je Leistung in kW, mit denen der Versorger die Umrüstung bezuschusst. Je nach vertraglicher Regelung kann bei Kunden*Kundinnen und beim Versorger ein Sonderkündigungsrecht entstehen, sollten die Kunden*Kundinnen der Umrüstung nicht zustimmen oder es kann ein Aufhebungsvertrag

vereinbart werden. Bei allen anderen Kunden*Kundinnen reicht wiederum regelmäßig die Inkraftsetzung der neuen TAB.

Bei weniger weitreichenden Fällen zu (i) treten neue TAB immer dann in Kraft, wenn es zu wesentlichen Änderungen an Bestandsanlagen kommt. Das ist z. B. dann der Fall, wenn:

- Anpassungen der Vertragsleistung erfolgen,
- energetische Gebäudesanierung durchgeführt werden,
- die EMSR erneuert bzw. wesentlich verändert wird (Sanierung),
- die Warmwasserbereitung erneuert oder saniert wird,
- primärseitig eingebundene Wärmeübertrager ausgetauscht bzw. beim Umbau zwischen direktem und indirektem Anschluss ein- oder ausgebaut werden.

Bis dahin behalten die bis dato geltende TAB ihre Gültigkeit. Das kann dazu führen, dass es in einem Wärmenetz vielzählige TAB mit unterschiedlichen Regelungen zugleich gültig sind. Allerdings gilt jeweils nur eine Version der TAB je Kunde*Kundin.

Dieser Exkurs zeigt auf, dass die Veränderungen der Temperaturen in einem Wärmenetz neben technischen und hygienischen Randbedingungen vor allem auch vertraglichen bzw. regulatorischen Randbedingungen unterworfen sind. Diese entstammen dem Vertragsverhältnis zwischen Fernwärmeversorger und -kunden*kundinnen. In jedem Fall können diese Regelungen einer scheinbar einfachen technischen Umsetzung von Temperaturabsenkungen entgegenstehen.

2.2.2 Maßnahmen zur Transformation von Wärmenetzen

Wenn Anpassungen am Wärmenetz notwendig sind, um erneuerbare Energien einbinden zu können und die damit einhergehende Transformation der Netze hin zu Niedertemperaturnetzen voranzutreiben, sollten (Förder-)Maßnahmen zunächst gezielt auf diejenigen Netzteile konzentriert werden, bei denen eine Umstellung auf geringere Netztemperaturen am einfachsten möglich ist.

In Tabelle 6 werden sechs wichtige Maßnahmen nach den vier Kriterien Aufwand, Schwierigkeiten, Potenzial und Priorität bewertet, um diese mit Blick auf die Transformation der Wärmenetze einzuordnen.

Unter „**Aufwand**“ ist hauptsächlich der erforderliche Einsatz von finanziellen Mitteln zu verstehen.

„**Schwierigkeiten**“ werden besonders dort erwartet, wo Aktivitäten erforderlich sind, die zumindest bisher nicht zum Tagesgeschäft eines Fernwärmeversorgers gehörten und Gebäudeeigentümer*innen motiviert werden müssen, ihre sekundärseitigen Systeme so zu gestalten, dass eine Temperaturabsenkung möglich ist.

Ein hohes „**Potenzial**“ wird dort diagnostiziert, wo aus der vollständigen Umsetzung der Maßnahme eine hohe Energieeinsparung resultiert.

Eine hohe „**Priorität**“ erhalten diejenigen Maßnahmen, die rasch begonnen und rasch abgeschlossen werden sollten – z. B., weil sie nicht nur der Dekarbonisierung dienen, sondern außerdem auch noch zur Wirtschaftlichkeit beim Betrieb des Wärmenetzes beitragen bzw. den Grundstein für die weiteren Aktivitäten legen. Jedoch ist hier darauf hinzuweisen, dass in vielen

Fällen die Maßnahmen nicht von den Wärmenetzbetreibern bezahlt werden und deswegen geringere Möglichkeiten bestehen, auf eine zeitnahe Bearbeitung hinzuwirken.

Tabelle 6: Bewertungsmatrix Maßnahmen Temperaturabsenkung

Maßnahme	Aufwand	Schwierigkeiten	Potenziale	Priorität
Schulung und Sensibilisierung von Heizungsbauern*Heizungsbauerinnen und Installateuren*Installateurinnen	3	3	2	3
Hydraulischer Abgleich bei Kunden*Kundinnen	1	3	2	4
Absenkung der Rücklauftemperatur bei Großabnehmern	3	4	4	5
Absenkung der Rücklauftemperatur bei sonstigen Kunden*Kundinnen	3	4	3	4
Absenkung der Vorlauftemperatur der Heizung	5	5	4	2
Digitalisierung/Fernüberwachung	3	1	2	4
Bei Ersatzbau von Fernwärmeleitungen Leitungen höherer Dämmung wählen	3	3	2	3

(1 = gering, 5 = hoch)

Quelle: Eigene Überarbeitung in Anlehnung an Paar et al. (2013)

Die in der Tabelle aufgeführten Maßnahmen entsprechen in ihrer Reihenfolge in etwa auch einer anzustrebenden zeitlichen Reihenfolge ihrer Umsetzung. Für die Umsetzung der Maßnahmen in den beiden untersten Zeilen (Digitalisierung, Leitungsaustausch) soll dagegen keine zeitliche Reihenfolge gelten. Der Austausch von analogen durch digitale Hausstationen und von alten gegen neue Leitungen sollte sich nicht nach einem Zeitplan, sondern an günstigen Gelegenheiten orientieren. Jedenfalls sollten diese Maßnahmen durch das Erstellen eines Transformationsplans begleitet werden.

Die folgende Bewertung der Maßnahmen erfolgt entsprechend der Priorität, die Maßnahmen mit der höchsten Priorität werden zuerst diskutiert.

Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperaturen bei Großverbrauchern sollten sich aus volkswirtschaftlicher Sicht meist von selbst rentieren, besonders dann, wenn zunächst solche Großkunden ausgewählt werden, welche das genutzte Fernwärmewasser nur geringfügig abgekühlt zurückgeben, d. h. relativ hohe Rücklauftemperaturen haben (größte Rücklauftemperatur „Verschmutzer“). Sie haben daher eine hohe Priorität. Allerdings stehen dem ein nicht unerheblicher Aufwand und Schwierigkeiten entgegen, da im Rahmen dieser Maßnahme ggf. Umbauarbeiten an der Warmwasser- oder Wärmeversorgung innerhalb der angeschlossenen Gebäude erforderlich sind.

Auch bei sonstigen Kunden*Kundinnen sollten Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperatur durchgeführt werden. Allerdings stehen hier Aufwand und Wirkung in einem deutlich schlechteren Verhältnis als bei großen Rücklauftemperaturverschmutzern. Die Digitalisierung der Hausstationen gehört zum Kerngeschäft engagierter Fernwärmeversorger. Da auch der Aufwand für diese Modernisierungen überschaubar ist, hat diese Maßnahme eine hohe Priorität, obwohl das resultierende Potenzial an direkten CO₂-Einsparungen als eher

begrenzt eingeschätzt wird. Jedoch kann durch die Digitalisierung und die damit verbundene Erhebung wichtiger Messdaten eine gezielte Rücklauftemperaturen-Absenkung bei Kunden*Kundinnen (abgesehen von Großkunden) erst effizient ermöglicht werden, da diese durch die Digitalisierung schneller identifiziert werden können. Um Kosten zu sparen ist der Einbau von Smartmetern jedenfalls spätestens im Austauschzyklus der Zähler zu empfehlen.

Der hydraulische Abgleich der Kundenanlagen ist eine Maßnahme, die nur sehr geringe Investitionen erfordert, aber merkliche Auswirkungen auf die Rücklauftemperatur des Netzes hat. Daher erhält diese Maßnahme eine relativ hohe Priorität. Schwierig ist hier, dass diese Maßnahmen nur innerhalb der angeschlossenen Gebäude durchgeführt werden können und daher nur in enger Kooperation mit den Kunden möglich sind, die die Maßnahmen an der Sekundärseite auch normalerweise bezahlen.

Gezielte Schulungen von Heizungsbauern*Heizungsbauerinnen und deren Sensibilisierung für die Fernwärme können des Weiteren dazu beitragen, die entsprechenden Heizungssysteme bzw. Hausstationen bei den Kunden*Kundinnen richtig einzustellen und Überdimensionierungen zu vermeiden. Somit kann ein Beitrag zur Reduktion von Netzverlusten und Temperaturen geliefert werden.

Wenn in ganzen Netzteilen die Vorlauftemperatur herabgesetzt werden soll (z. B. um erneuerbare Wärme besser nutzen zu können), so müssen Heizungsanlagen aller Kunden*Kundinnen in dem betroffenen Gebiet mit diesen geringeren Vorlauftemperaturen auskommen können. Beides erfordert einen hohen Investitionsaufwand. Zudem müssen diese Maßnahmen im Bereich der Kunden*Kundinnen stattfinden, auf den der Fernwärmeversorger keinen eigenen Zugriff hat. Diesen Problemen stehen hohe potenzielle CO₂-Einsparungen gegenüber.

Durch den Austausch von alten Fernwärmeleitungen gegen neue mit verbesserter Wärmedämmung kann die Vorlauftemperatur gesenkt werden. Der Aufwand hierfür ist aber so hoch, dass dieser Austausch meist nur dann stattfinden wird, wenn auch aus anderen Gründen eine Sanierung des betroffenen Leitungsstückes erforderlich ist.

3 Vorgehensweise und Randbedingungen für eine technische, sozio-ökonomische und institutionelle Analyse anhand von Fallbeispielen

Die technische sowie sozio-ökonomische und institutionelle Analyse für mehrere Fallbeispiele erlaubt es, übergreifende Erkenntnisse für die Weiterentwicklung des aktuellen Unterstützungsrahmens zu erlangen.

Dafür ist es erforderlich, dass bei der Wahl der Fallbeispiele eine möglichst große Variation hinsichtlich verschiedener Kriterien bestehender Netze berücksichtigt wird und ein breites Spektrum von Akteure*Akteurinnen einbezogen wird. Aufbauend auf ausgewählten Fallbeispielen sollen dann auf Basis einer technischen Analyse zwei Entwicklungsvarianten hinsichtlich der Fernwärmeerzeugung mit Zieljahr 2050¹² erarbeitet werden, in denen verschiedene Randbedingungen zugrunde gelegt werden. Darauf aufbauend, sollen die Ergebnisse mit Akteure*Akteurinnen vor Ort reflektiert werden und in die aktuellen strategischen Prozesse der lokalen Akteure*Akteurinnen eingeordnet werden.

Die Konzeption der Beispiele erfolgt nicht abstrakt, sondern unter Verwendung von Rahmendaten realer Fernwärmenetze, die vereinfacht modelliert werden. Zudem erfolgt ein intensiver Austausch mit den Wärmenetzbetreibern und weiteren Akteuren*Akteurinnen vor Ort zu deren bisherigen Planungen und Aktivitäten.

Dazu werden in einem kriteriengestützten Prozess zuerst Praxispartner*innen ausgewählt, deren Fernwärmesysteme den Fallbeispielen zugrunde gelegt werden. Die Fernwärme-Infrastruktur der gewählten Fallbeispiele wird analysiert und in einem Steckbrief beschrieben. Anschließend werden Modelle der Fallbeispiele erstellt, für jedes Modell zwei Entwicklungsvarianten für Netz und Erzeugung bis 2050 konzipiert und die notwendigen Investitionen abgeschätzt. Beide Pfade erreichen das ambitionierte Ziel von 100 % Treibhausgas (THG)-neutraler Fernwärme im Jahr 2050. Details zu den Annahmen sind in Abschnitt 3.1.3.1 dargestellt.

Die erarbeiteten Entwicklungsvarianten werden anschließend in Interviews mit den Akteuren*Akteurinnen diskutiert und die Realisierungspotenziale hinsichtlich der Hemmnisse vor Ort kritisch hinterfragt. Im Fokus der Interviews steht deswegen auch, welche Transformationsmaßnahmen bereits umgesetzt wurden bzw. geplant werden, welche Fördermittel bereitstehen und welche Organisations- und Steuerungsstrukturen vorhanden sind, und mit welchen personellen und fachlichen Kapazitäten und Kompetenzen diese ausgestattet sind. Auf Basis der Interviews werden dann die Anreiz-, Motivations- und Interessensstrukturen sowie Hemmnisse und Handlungsmöglichkeiten von verschiedenen Akteuren*Akteurinnen untersucht und aufbereitet.

In den folgenden Abschnitten werden die methodische Vorgehensweise sowie die Randbedingungen für die technische Analyse (3.1) und die sozio-ökonomische Analyse (3.2) dargestellt. Die Ergebnisse der Analyse sind anschließend in Kapitel 4 für die ausgewählten Fallbeispiele dargestellt, wobei für jedes Fallbeispiel folgende Abschnitte adressiert werden:

- Verbrauchsentwicklung in den Fallbeispielen unter Berücksichtigung des Status quo, Annahmen zu Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand und zum möglichen Fernwärmeausbau- und verdichtungspotenzial.

¹² Das Ziel der Bundesregierung, bereits im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen, wurde erst nach Festlegung der Randbedingungen für das Arbeitspaket verankert. Siehe auch Einordnungen unter Abschnitt 1.2.2.

- ▶ Darstellung der lokalen Potenziale von erneuerbaren Energien und Abwärme.
- ▶ Entwicklungsvariante im SLOTH Szenario¹³.
- ▶ Entwicklungsvariante im EFFORT Szenario¹⁴.
- ▶ Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse für Netz, Erzeuger und Hausstationen.
- ▶ Ergebnisse der akteursspezifischen Analyse.

3.1 Technische Analyse der Fallbeispiele

3.1.1 Auswahl der Praxispartner

Um ein möglichst großes Spektrum der bestehenden Wärmenetze, die von stein- und braunkohlebasierten Heizkraftwerken versorgt werden, abzubilden, werden verschiedene Fernwärme-Versorger hinsichtlich einer möglichen Teilnahme angefragt und deren Rahmenbedingungen analysiert. Aus anfänglich acht Praxispartnern werden anhand des Kriterienkatalogs schließlich insgesamt sechs Beispiele ausgewählt. Diese Auswahl erfolgt mit dem Ziel, übergreifende Erkenntnisse für den notwendigen Unterstützungsrahmen und die Weiterentwicklung der Netze hin zu einer rein regenerativen Wärmeversorgung mit multivalenten Niedertemperatur-Wärmenetzen zu gewinnen.

Basierend auf Auswahlkriterien (wie z. B. Datenverfügbarkeit, Art des Kohlekraftwerks, lokale Potenziale für erneuerbare Wärmeversorgungsoptionen oder sonstige Kenndaten des Fernwärmesystems) wird die Eignung von acht Wärmenetzbetreibern bzw. kommunalen Körperschaften näher analysiert:

- ▶ Städtische Werke Spremberg (Lausitz) GmbH
- ▶ Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH
- ▶ Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft
- ▶ Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- ▶ eins in Sachsen GmbH & Co. KG in Chemnitz
- ▶ Wärme Hamburg¹⁵ GmbH, Freie und Hansestadt Hamburg
- ▶ Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH
- ▶ Energieversorgung Offenbach AG (EVO)

Im Abgleich mit der Bestandsaufnahme aus Kapitel 2 wird geprüft, ob die in der engeren Auswahl befindlichen Praxispartner sowohl im Hinblick auf das Ist-System als auch auf die Randbedingungen von Entwicklungsvarianten das in Deutschland vorhandene Spektrum von kohlebasierten Fernwärmesystemen ausreichend abdecken.

¹³ Slower Transformation of the Heating sector – Definition erfolgt in 3.1.3

¹⁴ Efficient transformation of the heating sector - Definition erfolgt in 3.1.3

¹⁵ Die Wärme Hamburg GmbH ist während der Projektlaufzeit mit der Hamburg Energie GmbH fusioniert. Das neue Unternehmen firmiert heute unter dem Namen Hamburger Energiewerke GmbH.

Vorab Datenabfrage

Im Hinblick auf den Kriterienkatalog wird eine Vorab-Datenabfrage zu den Eckdaten der Fernwärme-Ist-Systeme bei den potenziellen Praxispartnern durchgeführt, um einen möglichst guten Überblick über das jeweilige Fernwärmesystem und die Peripherie zu erhalten. Außerdem soll der Inhalt des Kriterienkatalogs die zentralen Randbedingungen möglicher Transformationspfade und Entwicklungsvarianten beschreiben (z. B. Verfügbarkeit bestimmter Energiequellen, Flächenverfügbarkeit, Eigentumsverhältnisse). Hierzu wird ein Fragebogen erstellt, anhand dessen die wichtigsten Kenndaten bei den Praxispartnern abgefragt werden.

Der Fragebogen wird so gegliedert, dass neben typischen Netzbetriebsdaten wie Temperaturen und Drücke auch die Erzeugeranlagen von den Netzbetreibern umfassend dargestellt werden. Bei den Erzeugeranlagen sind nicht nur die Brennstoffanteile relevant, sondern beispielsweise auch der Zeitpunkt der Außerbetriebnahme des Kohlekraftwerks. Allgemeine Netzkenndaten wie Primärenergiefaktor, Kraft-Wärme-Kopplungsanteil, Trassenlänge, Gesamtanschlusswert werden ebenfalls im Fragebogen zusammengetragen.

Kriterienkatalog

Parallel zur Datenabfrage werden die maßgeblichen Kriterien für den Kriterienkatalog festgelegt. Insgesamt gibt es sechs Kategorien, nach denen der Kriterienkatalog gegliedert wird:

1. Datenverfügbarkeit,
2. Kohlekraftwerk (Stein- oder Braunkohle, Eigentum, Zeitpunkt der Stilllegung),
3. Fernwärme-Unternehmen (Rechtsform, Eigentumsverhältnisse, ...),
4. Geographische Charakteristika und Sozio-Ökonomie,
5. Erneuerbare Optionen, sowie
6. Kenndaten Fernwärmesystem.

Zu diesen sechs Kategorien gibt es jeweils Kriterien, denen eine Priorität zugeordnet wird (1: wichtig, 2: ergänzend). Für die Kriterien wird ein Kategorisierungsschema für die Bewertung erstellt, z. B. gut / mittel / schlecht für die Verfügbarkeit der Fernwärmekenndaten oder vor 2029 / nach 2029 beim anvisierten Zeitpunkt der Stilllegung der Kohleanlage.

In Abbildung 14 ist der Kriterienkatalog dargestellt, der der Auswahl zugrunde liegt.

Abbildung 14: Datengrundlage Auswahl Fallbeispiele

Kriterienkatalog Auswahl Fallbeispiele			Visualisierung der Variationsbreite							
			Spremberg	Großkrotzenburg	Aachen	Karlsruhe	Chemnitz	Hamburg	Duisburg	Offenbach
	Priorität	Bewertung	1	2	3	4	5	6	7	8
	(1 = wichtig, 2 = ergänzend)									
Datenverfügbarkeit										
Verfügbarkeit der Fernwärmedaten	1	gut / mäßig / schlecht	gut	gut	gut	gut	gut	gut	gut	gut
Kohlekraftwerk										
Kohletyp	1	Steinkohle / Braunkohle	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle	Steinkohle	Steinkohle
Eigentum Kohlekraftwerk	1	FW-Unternehmen / fremd	anderer Eigentümer	anderer Eigentümer	anderer Eigentümer	anderer Eigentümer	FW-Unternehmen	FW-Unternehmen	FW-Unternehmen	FW-Unternehmen
anvisierter Zeitpunkt Stilllegung	1	früh / spät	spät	früh	früh	spät	früh	früh + spät	früh	?
Fernwärmeversorger										
Anteilseigner-Struktur	2	ein Akteur / viele Akteure	kommunal	kommunal	kommunal	kommunal + andere	kommunal + andere	kommunal	kommunal + andere	kommunal + andere
Rechtsform	2		GmbH	GmbH	AG	GmbH	GmbH & Co. KG / GmbH	GmbH	AG	AG
AGFW-Mitgliedschaft	2	ja / nein	ja	nein	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Geographie und Sozio-Ökonomie										
Bundesland	1	mindestens 3	Brandenburg	Hessen	Nordrhein-Westf.	Baden-Württ.	Sachsen	Hamburg	Nordrhein-Westf.	Hessen
West-/Ostdeutschland	1	West- / Ostdeutschland	Ostdeutschland	Westdeutschland	Westdeutschland	Westdeutschland	Ostdeutschland	Westdeutschland	Westdeutschland	Westdeutschland
urban / ländlich	1	urban / ländlich	ländlich	ländlich	urban	urban	urban	urban	urban	urban
Demographie [% Änderung der Bevölkerungszahl bis 2030]	2	sinkt / steigt	sinkt	steigt	sinkt	steigt	steigt	steigt	sinkt	steigt
Kaufkraft Verbraucher* [Index bzgl. auf Durchschnitt in D]	2	hoch / mittel / niedrig	niedrig	hoch	mittel	mittel	niedrig	hoch	niedrig	niedrig
Erneuerbare Optionen										
Potenzial tiefe Geothermie	2	vorhanden / nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	Potenzial Hochtemp.	nicht vorhanden	Potenzial Niedertemp.	Potenzial Niedertemp.	nicht vorhanden
großes Oberflächengewässer	2	vorhanden / nicht vorhanden	vorhanden	vorhanden	nicht vorhanden	vorhanden	nicht vorhanden	vorhanden	vorhanden	vorhanden
Bodenpreis [€/m²] **	2	hoch / mittel / niedrig	niedrig	niedrig	mittel	hoch	niedrig	hoch	mittel	mittel
Müllverbrennung	2	vorhanden / nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	nicht vorhanden	vorhanden	nicht vorhanden	vorhanden
Kenndaten Fernwärmesystem										
Kenndaten zur Größe										
Trassenlänge [km]	1	groß / mittel / klein	klein	klein	klein	mittel	mittel	groß	mittel	mittel
Wärmeabsatz (Arbeit) [GWh/a]	1	groß / mittel / klein	klein	klein	mittel	groß	groß	groß	mittel	mittel
Absatzdichte [GWh/km]	1	groß / mittel / klein	klein	klein	mittel	mittel	mittel	groß	klein	mittel
Wärmespeicher [m³]	2	groß / mittel / klein	kein Speicher	mittel	klein	kein Speicher	groß	groß(in Bau)	groß	mittel
Kenndaten zum Netz										
Netzverluste [%]	2	hoch / mittel / niedrig	hoch	hoch	mittel	niedrig	hoch	niedrig	mittel	hoch
max. Vorlauftemperatur Primärnetz [°C]	1	hoch / mittel / niedrig	hoch	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Rücklauftemperatur Primärnetz (Sommer, real) [°C]	1	hoch / mittel / niedrig	mittel	mittel	mittel	hoch	hoch	niedrig	mittel	niedrig
Kenndaten zur Erzeugung										
Anteil Kohle an der Netzeinspeisung [%]	1	größer / kleiner	größer	größer	größer	kleiner	größer	größer	kleiner	größer
Anteil KWK [%]	2	hoch / mittel / niedrig	hoch	hoch	hoch	mittel	hoch	hoch	hoch	hoch
Anteil EE [%]	1	hoch / mittel / niedrig	niedrig	niedrig	niedrig	hoch	niedrig	mittel	niedrig	hoch

* als Indikator zur Unterscheidung der Fallbeispiele hinsichtlich der wirtschaftlichen Situation in der Kommune

** als Indikator zur Unterscheidung der Fallbeispiele hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Ausgewählt werden diejenigen Fallbeispiele, die für die Kriterien mit der Priorität 1 Alleinstellungsmerkmale aufweisen und die in der Gesamtschau das komplette Spektrum abdecken. Folgende sechs Fallbeispiele und entsprechenden Eigentümer*innen der Wärmenetzinfrastruktur wurden auf Basis des Kriterienkatalogs ausgewählt:

- ▶ Netz 1: Spremberg Städtische Werke Spremberg (Lausitz) GmbH
- ▶ Netz 2: Großkrotzenburg Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH
- ▶ Netz 3: Aachen Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft
- ▶ Netz 4: Karlsruhe Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- ▶ Netz 5: Chemnitz eins-energie in Sachsen GmbH & Co. KG
- ▶ Netz 6: Hamburg Hansestadt Hamburg und Wärme Hamburg GmbH

Die Beispiele umfassen geographisch sowohl urbane als auch ländliche Räume unterschiedlicher Kaufkraft und verteilen sich über zwei ostdeutsche und vier westdeutsche Bundesländer (Abbildung 15). Drei Fernwärmesysteme beziehen Wärme aus Steinkohle-Anlagen, drei aus Braunkohle-Anlagen, wobei mit Aachen auch ein westdeutsches Braunkohlerevier vertreten ist.

Abbildung 15: Standorte der ausgewählten Praxispartner für Fallbeispiele



Quelle: Karte: NordNordWest; Lizenz: [Creative Commons by-sa-3.0 de](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/)

(https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Germany_location_map.svg), „Germany location map“, Ergänzung von GEF

Die Praxispartner aus Chemnitz und Hamburg sind Eigentümer der Kohleanlage, die anderen beziehen die Wärme aus Anlagen im Eigentum anderer Energieversorger. Karlsruhe weist als

einziges Fallbeispiel ein Potenzial für Hochtemperatur-Geothermie auf. Hamburg ist das mit Abstand größte Netz mit der höchsten Absatzdichte. Chemnitz, Karlsruhe und Aachen sind mittlere Fernwärmesysteme, Spremberg und Großkrotzenburg kleine Netze. Großkrotzenburg fährt im Gegensatz zu den anderen Netzbetreibern mit niedrigeren maximalen Netzbetriebstemperaturen (maximale Vorlauftemperatur von 110 °C). Für die Kohleanlagen in Spremberg und Karlsruhe ist von einer Stilllegung nach 2029¹⁶ auszugehen, bei den anderen Beispielen ist damit vor 2029 zu rechnen. Dieses Kriterium hat einen wichtigen Einfluss auf den Transformationspfad.

Die beiden potenziellen Praxispartner Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH und die Energieversorgung Offenbach AG (EVO) werden im Folgenden nicht weiter einbezogen, da sie unter Berücksichtigung der für diesen Bericht angesetzten Kriterien kein Alleinstellungsmerkmal aufweisen und die beiden Fernwärmesysteme bereits durch die sechs anderen Praxispartner repräsentiert werden.

3.1.2 Analyse Fernwärme-Systeme der Praxispartner

Für die Infrastrukturanalyse werden die im Rahmen des Auswahlprozesses zusammengetragenen Informationen für die ausgewählten Fallbeispiele ergänzt. Hierzu werden bei den Praxispartnern weitere, tiefergehende Informationen abgefragt, z. B. zu Verlegesystemen oder zur Altersstruktur des Fernwärmenetzes. Hinsichtlich der Entwicklung einer Transformationsstrategie sind ebenso die Rechtsform, Anteilseigner, Spartenstruktur sowie Preise für verschiedene Kundengruppen von Bedeutung. Die jeweiligen Praxispartner werden zudem gebeten, Einschätzungen hinsichtlich erneuerbarer Potenziale und weiterer Rahmenbedingungen abzugeben.

Die Charakteristika der Wärmenetze und Infrastrukturanalyse der Fallbeispiele bildet die Datengrundlage für die Aufstellung der Entwicklungsvarianten. Ein zentraler Aspekt ist hierbei unbestritten das Alter der Infrastruktur, da ein Austausch von Komponenten außerhalb der üblichen Entwicklungszyklen in der Regel eine erhebliche finanzielle Hürde darstellt.

Wärmenetz-Steckbrief

Für jeden Praxispartner wird ein mehrseitiger Steckbrief erstellt, welcher zusammenfassend eine Kurzbeschreibung des jeweiligen Fernwärmesystems wiedergibt. In den Wärmenetzsteckbriefen sind zentrale Kenndaten zu den Fernwärmesystemen der Praxispartner zusammengefasst (siehe das Konzept in Abbildung 16).

¹⁶ Die Analysen wurden auf Basis des Kohleausstiegsgesetz 2020 durchgeführt.

Abbildung 16: Konzept Wärmenetzsteckbrief

Wärmenetzsystem Musterstadt


Netze:


Lage Netze
Struktur Netze (Primär-, Sek-, etc.)

Trassenlänge: x km
Druckstufen: PN 12 und 16
Temperaturniveau: 90 °C, 110° C
Netzverluste: x %
mittlere Absatzdichte: xx MWh/km


Struktur

....





Verlegesysteme



Alter



Erzeugung:

Lage Erzeugungsanlagen
Lage Speicher

EE-Anteil Netzeinspeisung: x %
KWK-Anteil Netzeinspeisung: x %
Primärenergiefaktor: x
THG-Emissionsfaktor: x
Höchstlast: x MW

Brennstoffmix Netzeinspeisung

Anlagen	1	2	3	4	5
Leistung <u>th</u>					
Leistung <u>el</u>					
Brennstoff					
Alter					
<u>Vbh</u>					

Abnehmer:

Anzahl HAST: x
Mittlerer Anschlusswert: x kW
Typ HAST: x % direkt, y % indirekt
Eigentum HAST: x % im Eigentum der Kunden
Struktur Preisgleitklausel: x + y + z

Abnehmergruppen:

....



Versorger

Rechtsform: x
Eigentümer: x
Spartenstruktur: x

Wärmemischpreis: x €/ MWh
Erlöse für Typ-Abnehmer:
 Typ A x €/a für Energie, x €/a für Leistung
 Typ B x €/a für Energie, x €/a für Leistung

....

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Neben einem Netzübersichtsplan enthalten die Steckbriefe eine grafische Darstellung der Altersstruktur der Wärmenetze, der Verlegesysteme, des Brennstoffmix bei der Wärmeerzeugung, der Verbraucherstruktur sowie der Altersverteilung der Hausstationen.

Zum besseren Verständnis des Systemzusammenhangs des jeweiligen Fallbeispiels werden zudem Schemata der Fernwärmesysteme mit Unterstützung der Praxispartner erzeugt. Die

Steckbriefe werden abschließend von den Praxispartnern auf Richtigkeit und Vollständigkeit geprüft. Die Wärmenetz-Steckbriefe für die sechs Praxispartner finden sich in Anhang B (separates Dokument).

3.1.3 Randbedingungen für die Entwicklungsvarianten

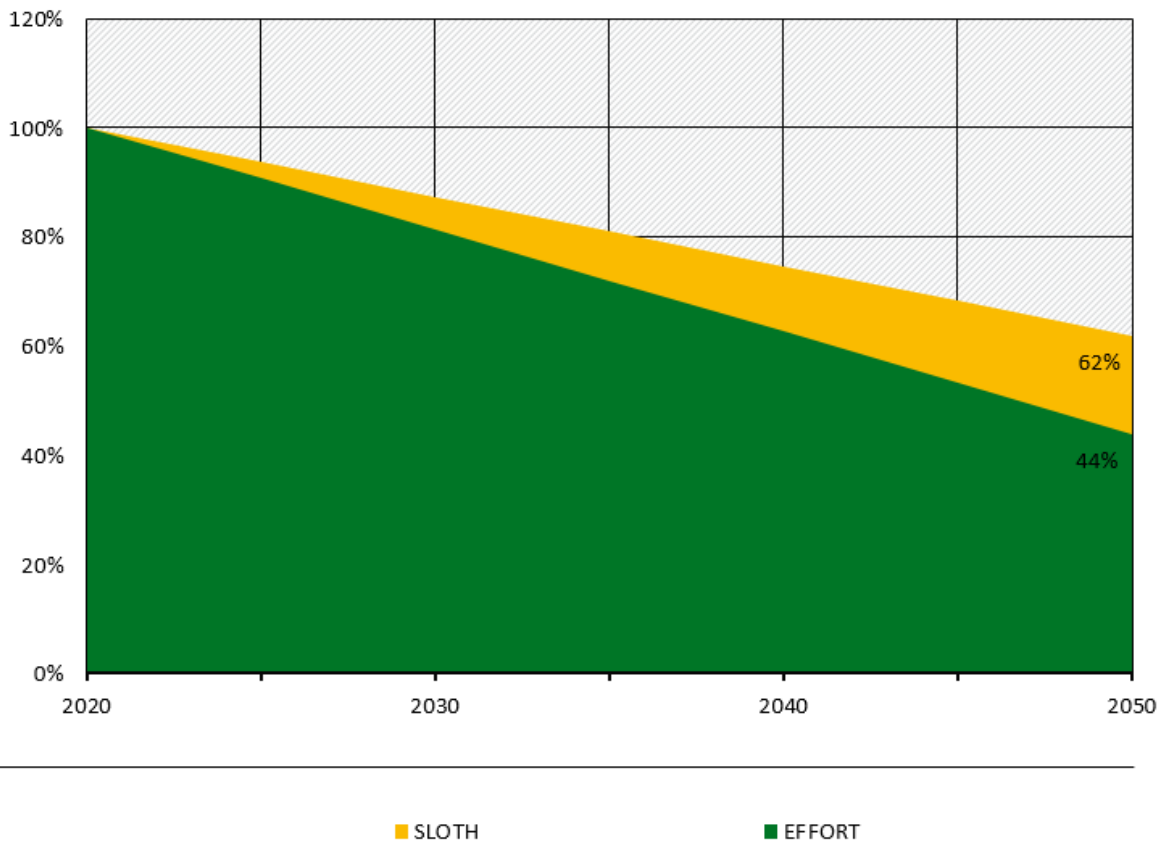
Für die THG-neutrale Fernwärme-Versorgung werden zwei unterschiedliche Pfade für die Randbedingungen definiert:

- ▶ Szenario **SLOTH** (**S**LOwer **T**ransformation of the **H**eating sector)
- ▶ Szenario **EFFORT** (**E**FFicient trans**FO**rmation of the hea**T**ing sector)

Die Pfade und ihre Randbedingungen orientieren sich gemäß Vorgabe des Auftraggebers an Szenarien der RESCUE-Studie des UBA (Purr et al. 2019). Das SLOTH-Szenario lehnt sich dabei an das GreenLate-Szenario an, das EFFORT-Szenario an das GreenEnergyEfficiency (GreenEe1). Beide Pfade erreichen das ambitionierte Ziel von 100 % THG-neutraler Fernwärme im Jahr 2050. Im EFFORT-Pfad werden dabei konsequenter an Effizienz und Klimaschutz orientierte Randbedingungen unterstellt als in SLOTH (z. B. höhere Effizienz im Gebäudebestand, geringere Netztemperaturen, etc.).

3.1.3.1 Wärmebedarfsentwicklung und Systemtemperaturen im Wärmenetz

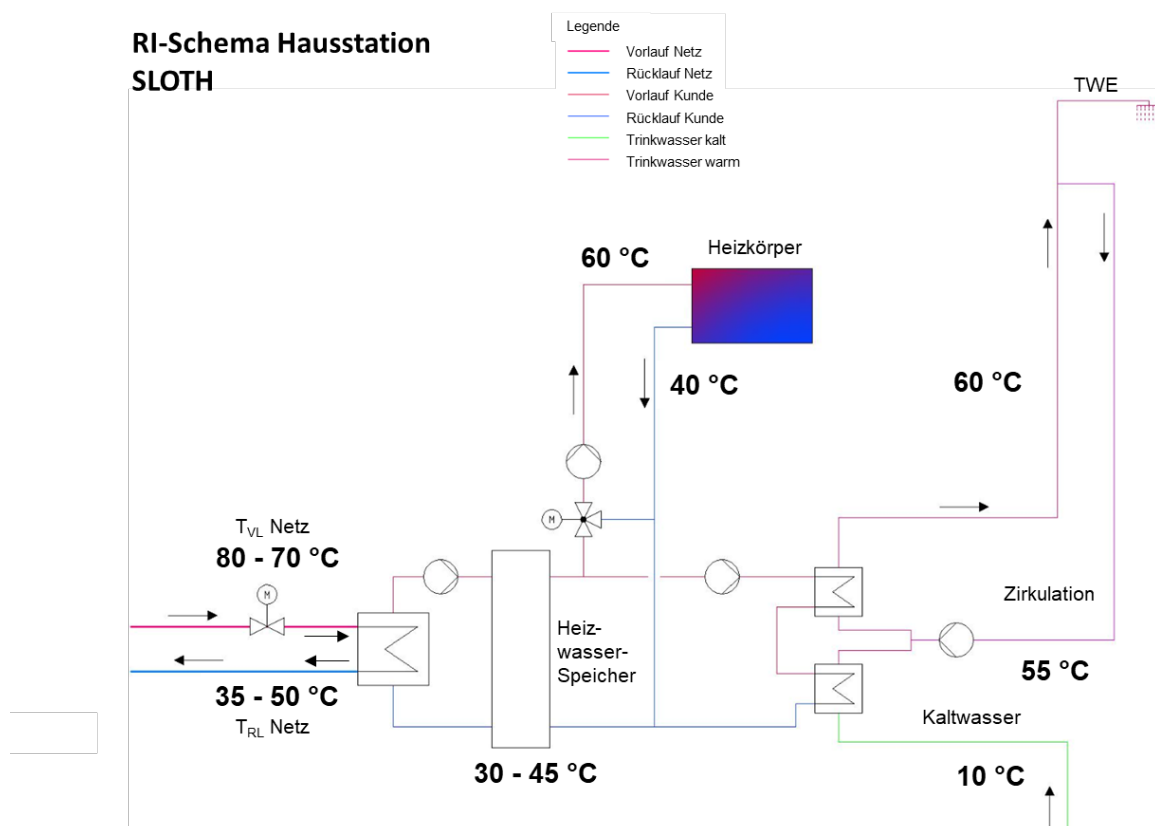
Für die Wärmebedarfsentwicklung wird angelehnt an die RESCUE-Studie (Purr et al. 2019) für das Jahr 2050 ein Rückgang des Verbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Vergleich zu 2020 im SLOTH- Szenario auf 62 % angenommen, im EFFORT-Szenario auf 44 % (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: Wärmebedarfsentwicklung SLOTH und EFFORT**Wärmebedarfsentwicklung in den Szenarien**

Quelle: Eigene Darstellung GEF auf Basis von Purr et al. (2019)

Da mit diesen Verbrauchsreduktionen erhebliche Sanierungen im Gebäudebestand verbunden sind, werden in den Szenarien entsprechend ambitionierte Änderungen in der technischen Gebäudeausrüstung (TGA) unterstellt, die zukünftig sehr niedrige Systemtemperaturen in den Wärmenetzen ermöglichen.

Abbildung 18 zeigt das RI-Schema für eine Fernwärme-Hausstation mit zentraler Trinkwarmwasserbereitung (sowie schematisch Teile der Hausanlage) für das SLOTH-Szenario. Im SLOTH-Pfad wird weiterhin der Einsatz statischer Heizkörper mit einer Vorlauftemperatur von 60 °C für die Erzeugung von Raumwärme unterstellt. Die Trinkwarmwassertemperatur liegt ebenfalls bei 60 °C. Die Trinkwassererwärmung erfolgt mit einem zweistufigen System, bei dem die Zirkulation über einen separaten Wärmetauscher eingebunden wird, um die Rücklauftemperaturen niedrig zu halten. Ein Heizwasserspeicher ergänzt das System, um Lastspitzen abzupuffern.

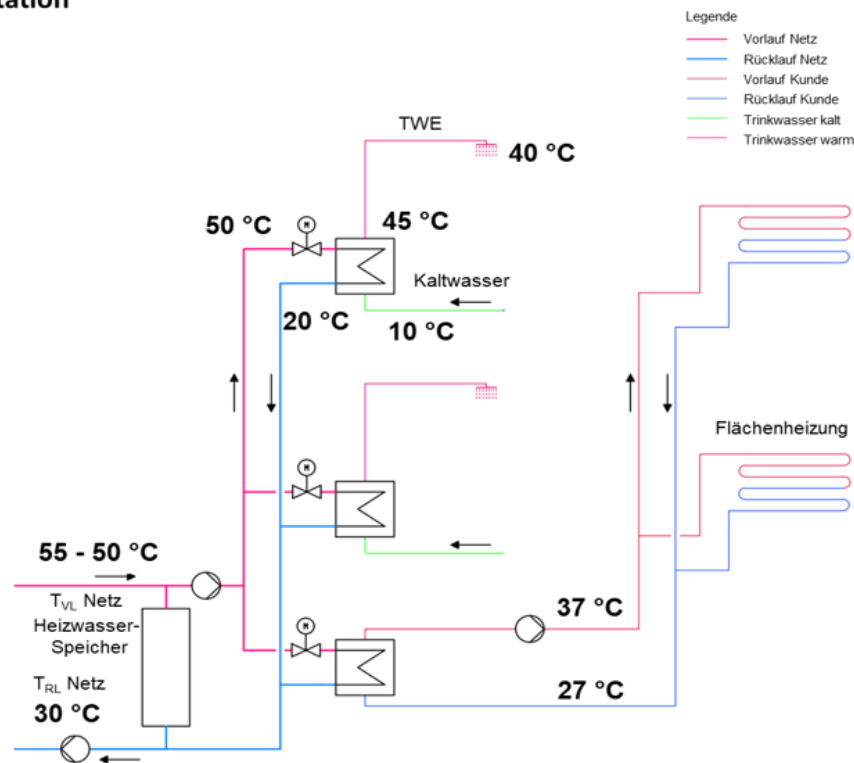
Abbildung 18: Schema Hausübergabe Fernwärme SLOTH

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Als Netztemperaturen ergeben sich 70 – 80 °C im Vorlauf und 35 – 50 °C im Rücklauf. Der Vorteil dieser Konzeption liegt in den geringeren Änderungen gegenüber den heute vorhandenen Systemen (Heizkörper, zentrale Trinkwassererwärmung) und dem entsprechend geringeren Investitionsaufwand im Vergleich zur Konzeption im EFFORT-Szenario.

In Abbildung 19 ist die Fernwärmeübergabe für das EFFORT-Szenario dargestellt. Es wird angenommen, dass sämtliche an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude im Jahr 2050 mit Flächenheizungen ausgestattet sind (Vorlauftemperatur T_{VL} 37 °C, Rücklauftemperatur T_{RL} 27 °C auf der Sekundärseite, also im Gebäude). Die Trinkwassererwärmung erfolgt wohnungsweise über direkt mit dem Netz verbundenen Wohnungsstationen (WST). Ein Speicher mit Heizungswasser komplettiert das System und senkt die Lastspitzen.

Sowohl die Annahmen zum Wärmebedarfsrückgang in Anlehnung an die RESCUE-Studie als auch die Annahmen zu den Netztemperaturen für die Szenarien SLOTH und EFFORT werden von den Praxispartnern skeptisch gesehen. Ein so deutlicher Wärmerückgang würde Sanierungsraten (und entsprechende hohe Investitionen) erfordern, die in der Vergangenheit nicht erreicht wurden. Da eine sehr umfassende energetische Verbesserung der Gebäude auch Voraussetzung für die angenommenen niedrigen Netztemperaturen ist, wurde auch hier die Frage aufgeworfen, ob z. B. die für EFFORT unterstellte flächendeckende Umstellung auf Flächenheizung tatsächlich eine realistische Grundlage für eine Entscheidung über Infrastrukturinvestitionen darstellt.

Abbildung 19: Schema Hausübergabe Fernwärme EFFORT**RI-Schema Hausstation
EFFORT**

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Der Vorteil dieser Konzeption liegt in den kurzen Leitungswegen für das Warmwasser, die unter Einhaltung der DVGW-Arbeitsblatt W551 (3-Liter-Regel)¹⁷ niedrige Vorlauftemperaturen für die Trinkwassererwärmung erlauben (T_{VL} Trinkwarmwasser 40 °C) und den Verzicht auf eine Zirkulation (und damit auf die Vermeidung von Zirkulationsverlusten) ermöglichen. Nachteilig sind die erforderliche komplexere Regelungstechnik und der höhere Investitionsbedarf in die WST. Die niedrigen Temperaturanforderungen auf der Kundenseite können grundsätzlich entsprechend niedrige Fernwärme-Netztemperaturen (T_{VL} 50 – 55 °C, T_{RL} 30 °C) auf der Netzseite ermöglichen.

Abgeleitet aus den Annahmen zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser werden für die Fernwärmenetze in den beiden Szenarien die in Tabelle 7 dokumentierten Systemtemperaturen unterstellt.

¹⁷ Die 3-Liter-Regel ist Teil der Unterscheidung zwischen Großanlagen und Kleinanlagen im Bereich der Legionellenprophylaxe bei der Trinkwassererwärmung (Pagel 2014). Die Wahrscheinlichkeit, dass Legionellen sich vermehren, ist kleiner, wenn Trinkwassersysteme gut durchströmt werden und wenn die Temperaturen höher als 55 °C sind. Für dezentrale Durchfluss-TWE wie im EFFORT-Szenario gelten keine Temperaturanforderungen, wenn das Leitungsvolumen nach dem Wärmeübertrager ≤ 3 l ist (Fall: Prophylaxe durch gute Durchströmung). Bei einer zentralen Trinkwassererwärmung (wie im SLOTH-Szenario) mit einem nachgeschalteten Leitungsvolumen von ≥ 3 l muss die Austrittstemperatur am TWE ≥ 60 °C betragen (Fall: Prophylaxe durch hohe Temperatur).

Tabelle 7: Systemtemperaturen Fernwärme für SLOTH und EFFORT

	SLOTH	EFFORT
Vorlauf Winter	80 °C	55 °C
Vorlauf Sommer	72 – 75 °C	55 °C
Rücklauf Winter	45 °C	30 °C
Max. Temperaturspreizung	35 K	25 K

Die maximalen Temperaturspreizungen liegen in beiden Szenarien deutlich unter den heute in den Fallbeispielen üblichen Spreizungen von 50 K und mehr. Das bedeutet, dass zur Übertragung gleicher Leistungen im Fernwärmenetz höhere Massenströme notwendig wären. Da in den Szenarien jedoch ein deutlicher Rückgang des Bedarfs unterstellt wird, können sich diese zwei Annahmen im besten Fall kompensieren. Die Auswirkungen dieser Annahmen werden anhand der Fallbeispiele exemplarisch untersucht (siehe die entsprechenden Abschnitte in Kapitel 4).

Niedrigere Systemtemperaturen erleichtern in vielen Fällen die Integration erneuerbarer Wärme in Wärmenetze. Niedrigere Rücklauftemperaturen vergrößern die nutzbaren Wärmemengen, z. B. bei Solarthermie, Geothermie, Abwärme oder Umweltwärme. Niedrigere Vorlauftemperaturen ermöglichen z. B. bei Wärmepumpen (WP) höhere Effizienz durch bessere Jahresarbeitszahlen oder bei Geothermie die Nutzung einer Teilenergiemenge zur Stromerzeugung.

3.1.3.2 Energiewirtschaftliche und sonstige Rahmenbedingungen

Für die technische Konzeption THG-neutraler Versorgungsvarianten werden neben der technischen Machbarkeit und der Versorgungssicherheit auch Wirtschaftlichkeitsüberlegungen herangezogen.

In Anlehnung an Purr et al. (2019), European Commission (2018), Kemmler et al. (2020) und ifeu et al. (2020) werden folgende Annahmen zu energiewirtschaftlichen Randbedingungen (kalkulatorischer Zinssatz und Förderrahmenbedingungen) getroffen, die in

Tabelle 8 dargestellt sind.

Tabelle 8: Allgemeine Annahmen zu energiewirtschaftlichen Randbedingungen

	2020	2030	2040	2050
Kalkulatorischer Zinssatz	5,5 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %
Förderung	Aktuelle Förderung	Keine Förderung	Keine Förderung	Keine Förderung

Für die technische Analyse der Fallbeispiele wird in diesem Bericht die Förderung zum Stand 1.8.2020 berücksichtigt und bezieht das KWKG 2020¹⁸ mit ein, die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) ist nicht berücksichtigt. Für Kostenannahmen, z. B. von Investitionen der Systemtransformation, werden Nettopreise des Jahres 2020 verwendet, eine Inflation wird nicht unterstellt (Realkostenbetrachtung).

¹⁸ Beim KWKG wird aktuell die Regelung zur Ausschreibung und die Begrenzung der Förderung auf 30.000 VBH berücksichtigt. Der Kohlebonus wurde außen vorgelassen (kein bundesweit einheitlicher Bonus, sondern individuelle Boni, die mit den Randbedingungen konkreter Kohlekraftwerke ermittelt werden müssen).

Für die Commodity-Preise im Stichjahr 2020 werden aktuelle Preise angesetzt (Nettopreise) (Tabelle 9).

Tabelle 9: Commodity-Preise 2020

(Netto)	Szenario	Einheit	2020
Erdgas (inkl. EnergieSt)	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	33
Biomethan (inkl. EnergieSt)	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	77
Holzpellets	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	40
Strom Großkunden ¹⁹	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{el}	200
CO ₂	beide	€ ₂₀₂₀ /t CO ₂	20
Strompreis Baseload für Direktvermarktung KWK	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{el}	36,6

Quellen: Recherche GEF

Die Annahmen für das Stichjahr 2020 werden für Investitionsentscheidungen im Zeitraum 2020 bis 2029 herangezogen, die Annahmen für 2030 und 2040 analog für das jeweilig nachfolgende Jahrzehnt (Tabelle 10).

Tabelle 10: Commodity-Preise 2030 - 2050

(Netto)	Szenario	Einheit	2030	2040	2050
Erdgas (exkl. EnergieSt) ²⁰	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	26	25	25
PtG	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	200	200	200
Holzpellets	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	40	40	40
Strom Großkunden ²¹	beide	€ ₂₀₂₀ /MWh _{Hi}	130	134	134
CO ₂	SLOTH	€ ₂₀₂₀ /t CO ₂	36	53	²²
CO ₂	EFFORT	€ ₂₀₂₀ /t CO ₂	28	192	

Quellen: Purr et al. (2019), European Commission (2018), Kemmler et al. (2020) und ifeu et al. (2020)

Für die Ermittlung von CO₂-Kosten werden jene Emissionsfaktoren verwendet, die in Tabelle 11 dargestellt sind.

Tabelle 11: THG-Emissionsfaktoren

	Szenario	Einheit	2020	2030	2040	2050
Strom	SLOTH	kg CO ₂ -Äq./MWh	427	169	83	0
Strom	EFFORT	kg CO ₂ -Äq./MWh	427	164	31	0

¹⁹ Im Strompreis für 2020 sind alle Kostenbestandteile inkl. Netzentgelte, Umlagen etc. enthalten.

²⁰ In den Erdgaspreisen für 2030 bis 2050 ist keine Energiesteuer-Komponente mehr angenommen.

²¹ In den Strompreisen für die Szenarien ab 2030 sind Kosten für Netzentgelte und Transport enthalten, jedoch keine Stromsteuer, Umlagen, etc. Die Kosten für THG-Zertifikate werden unter Heranziehung der THG-Emissionsfaktoren für Strom und der CO₂-Preis-Annahmen für die Szenarien aufgeschlagen.

²² Da für das Stichjahr 2050 CO₂-Freiheit beim Strom angesetzt wird, ist keine CO₂-Preisannahme erforderlich.

	Szenario	Einheit	2020	2030	2040	2050
Heizöl, schwer		kg CO ₂ -Äq./MWh	296,27	296,27	296,27	296,27
Steinkohle		kg CO ₂ -Äq./MWh	338,12	338,12	338,12	338,12
Braunkohle		kg CO ₂ -Äq./MWh	402,35	402,35	402,35	402,35
Erdgas		kg CO ₂ -Äq./MWh	202,76	202,76	202,76	202,76
Benzin		kg CO ₂ -Äq./MWh	264,50	264,50	264,50	264,50
Diesel		kg CO ₂ -Äq./MWh	269,74	269,74	269,74	269,74
EE-PtG/PtL		kg CO ₂ -Äq./MWh	0	0	0	0
Biomethan		kg CO ₂ -Äq./MWh	0	0	0	0
Holz/Pellets		kg CO ₂ -Äq./MWh	0	0	0	0

Quellen: Icha & Kuhs (2020), Purr et al. (2019)

3.1.3.3 Methodisches Vorgehen bei der Erarbeitung der Entwicklungsvarianten

Die Konzeption von zwei Entwicklungsvarianten mit jeweils unterschiedlichen Randbedingungen dient dazu, die technische Machbarkeit einer zukünftig THG-neutralen Fernwärmeversorgung für die Fallbeispiele exemplarisch zu skizzieren und einen Investitionsbedarf für die Realisierung auf Basis der Skizze abzuschätzen. Die Erkenntnisse aus diesem Arbeitspaket bilden die Basis für die Entwicklung eines Unterstützungsrahmens (siehe Kapitel 7). **Bei den nachfolgenden Bearbeitungsschritten für die Entwicklungsvarianten werden jedoch an vielen Punkten stark vereinfachte Annahmen getroffen²³, so dass im Ergebnis keine direkt umsetzbaren Handlungspläne für die Beispielnetze entstehen.** Die Fernwärmesysteme der Praxispartner dienen als Grundlage zur Modellbildung. Die Orientierung an existierenden typischen Netzen ermöglicht außerdem die kritische Reflexion der Modellierungsergebnisse mit Stakeholdern (siehe Abschnitt 3.2 zur methodischen Vorgehensweise und die entsprechenden Abschnitte zur akteursspezifischen Analyse bei den einzelnen Fallbeispielen).

Die Konzeption der Entwicklungsvarianten erfolgt in mehreren Schritten:

Schritt 0 – Erstellung eines Technologiebaukastens mit technisch-wirtschaftlichen Parametern für Wärmeerzeugungsoptionen (siehe Anhang A, separates Dokument) gemeinsam für alle Netz-Beispiele.

Schritt 1 – Erstellung von synthetischen Wärme-Lastgängen in den Szenarien SLOTH und EFFORT für das Stichjahr 2050 für alle Netz-Beispiele. Hierbei wird ein Verfahren in Anlehnung an die Abwicklung von Standard-Lastprofilen im Gasmarkt verwendet. Die Höchstlast wird aus dem Wärmeabsatz über netztypische Vollbenutzungsstunden (VBH) abgeleitet, die sich mit steigendem Sanierungsniveau in SLOTH und EFFORT schrittweise erhöhen. Die Netzverluste werden mittels hydraulischer Simulation ermittelt oder geschätzt. Grobe Abschätzungen in Abstimmung mit den Wärmenetzbetreibern bzw. kommunalen Stellen zur Neukunden*Neukundinnen-Akquise bis 2050 fließen ebenfalls in die Erstellung der Lastgänge ein. Dabei wird unterstellt, dass der Neukunden*Neukundinnen-Zuwachs linear und räumlich gleichmäßig im Bestandsnetz verteilt erfolgt.

²³ z. B. zum Kundenzuwachs und seiner räumlichen Verteilung, zur Netzerneuerungsstrategie, zu den erneuerbaren Potenzialen, etc.

Schritt 2 – Potenzialanalyse erneuerbare Energien/Abwärme für die Netz-Beispiele: Im Rahmen dieses Berichts erfolgt eine überschlägige Potenzialanalyse. Dabei wird u. a. auf Einschätzungen der Praxispartner und eigene Recherchen zurückgegriffen. Zur Einschätzung der Potenziale für industrielle Abwärme wird zusätzlich die Studie von Blömer et al. (2019a) einbezogen. Für eine Vielzahl der erneuerbaren Optionen (Geothermie, Abwärme, Umweltenergie plus Wärmepumpen, etc.) wären des Weiteren für eine umsetzungsnahe Konzeption eine detaillierte Untersuchung der jeweils vor Ort vorhandenen Randbedingungen notwendig, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht erfolgen können (z. B. regionale Regelungen zum Gewässerschutz, Jahrestemperaturverlauf Oberflächengewässer, Lärmschutz, etc.).

Schritt 3 – Entwurf einer Zielerzeugung für das Stichjahr 2050: Aufbauend auf der Verfügbarkeit erneuerbarer Quellen oder Abwärme und den technologie-spezifischen Kosten aus dem Technologie-Baukasten wird für beide Szenarien je ein Ziel-Erzeugerpark im Stichjahr 2050 konzipiert. Hierbei wird berücksichtigt, in welchem Jahr die Kohleanlage voraussichtlich außer Betrieb geht und ersetzt werden muss. Falls notwendig, werden Zwischenlösungen auf dem Weg zum Zielsystem dargestellt. Hierbei wird z. T. auch auf fossile Lösungen zurückgegriffen.

Für die Konzeption der Erzeugung wird ein linear sinkendes Temperaturniveau in Vorlauf und Rücklauf zwischen Ist-Zustand und Ziel-Zustand im jeweiligen Szenario unterstellt. Dadurch erhöht sich im Zeitverlauf der Ertrag bestimmter erneuerbarer Einspeiser (z. B. Solarthermie, Geothermie, Wärmepumpen). Für Wärmepumpen wird eine entsprechend angepasste Verbesserung der Jahresarbeitszahl im Zeitverlauf bis 2050 unterstellt.

Die Betrachtung von Spitzenlast und Reservekapazitäten steht nicht im Fokus der Konzeptentwicklung. Für ca. 10 % Spitzenlast wird i. d. R. pauschal in allen Fallbeispielen für die Investitionsabschätzung die Nutzung von E-Kesseln angenommen²⁴. E-Kessel ergeben sich als günstigste Spitzenlasttechnik, weil aufgrund der Systemgrenzen des Projektes²⁵ davon ausgegangen wird, dass erneuerbarer Strom ganzjährig in ausreichender Menge und zu konstanten Preisen zur Verfügung steht (s. auch Abbildung 21). Die Annahme von E-Kessel kann hier als stellvertretend für jene Technik stehen, die sich real durchsetzen wird (welche sich auch von Fernwärmesystem zu Fernwärmesystem unterscheiden mag). Da die Investitionskosten in alle Spitzenlastoptionen eher gering sind und die Techniken keine unterschiedlichen Anforderungen an das Wärmenetz stellen, muss die Wahl der Spitzenlasttechnik auch nicht frühzeitig getroffen werden, um die Transformation der Wärmenetze zu planen und zu untersuchen.

Schritt 4 – Entwurf eines Zielnetzes: Aus dem Ziel-Erzeugerpark werden Eckpunkte für ein Ziel-Wärmenetz für 2050 abgeleitet²⁶. Hier werden neben dem veränderten Wärmeabsatz und den adaptierten Netztemperaturen die unterschiedlichen Standorte und Einspeiseleistungen der neuen Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Aus den hydraulischen Simulationen ergeben sich die Netzverluste für das Zielsystem. Diese werden bei der synthetischen Erstellung der Lastgänge für die Wärmenetzeinspeisung berücksichtigt.

²⁴ Prämisse aufgrund der Systemgrenzen im Projekt: erneuerbarer Strom steht ganzjährig in ausreichender Menge und zu einem konstanten Preis zur Verfügung.

²⁵ Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf Wärme, volatile Strompreise und ihre Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb werden nicht untersucht.

²⁶ Unter Einsatz von hydraulischen Simulationen mit den Programmen STANET und sisHYD für den Höchstlastfall bei gleichem Trassenverlauf, wenn für das Beispielnetz möglich (vorhandene Hydraulik-Modelle, Simulationskapazität). Störfallszenarien und Teillastbetrieb werden nicht betrachtet.

Schritt 5 – Modellierung HAST-Austausch: Für alle Entwicklungsvarianten wird unter Annahme einer technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren eine Erneuerungsstrategie für die Hausstationen (HAST) modelliert. Ab 2025 werden nur noch Stationen im SLOTH- bzw. EFFORT-Standard (siehe Abschnitt 3.1.3.1) eingebaut. Bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Diese HAST werden 25 Jahre später, also zwischen 2045 und 2050 nochmals getauscht, so dass 2050 alle HAST den SLOTH- bzw. EFFORT-Standard erreicht haben.

Die Anzahl der HAST im Zielsystem 2050 ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird unter Verwendung des mittleren Ist - Anschlusswertes und aus dem Absatzzuwachs abgeschätzt.

Schritt 6 – abstrahierter Transformationspfad für die Netz-Bespiele: Ausgehend vom Zielsystem für 2050 wird für jedes Szenario geprüft, ob und wenn ja, welche Zwischenschritte erfolgen, um vom Ist-Zustand zum modellierten Zielzustand zu kommen (Back-Casting). Da bei den vorgelagerten Schritten eine Vielzahl stark vereinfachter Annahmen getroffen werden, ist der Transformationspfad nicht als direkt umsetzbarer Maßnahmenplan für die realen Fernwärmenetze zu verstehen.

Schritt 7 – Abschätzung der Investitionshöhe für die modellierte Transformation: Auf Basis der Ergebnisse für Ziel-Erzeugerpark und Zielnetz wird die Höhe der Investitionen für Erzeugung, Netz und Wärmeübergabestationen geschätzt.

- ▶ Bei der Investitionsschätzung für die Erzeugung werden Anlagen, die jetzt schon in Bau oder Planung sind, nicht einbezogen. Für Wärmebezug aus thermischer Abfallverwertung oder Abwärme werden ebenfalls keine Investitionen kalkuliert (Annahme: Abgeltung über Wärmebezugspreis). Für die Schätzung werden die Ansätze aus dem Technologiebaukasten herangezogen (siehe Anhang A, separates Dokument).
- ▶ Die Höhe der Investition ist abhängig von der Größe und der Anzahl der Hausstationen. Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Dabei wird unterstellt, dass der mittlere Anschlusswert proportional zum Absatz sinkt. Für die grobe Abschätzung der Investitionen wird die Anzahl der HAST multipliziert mit den spez. Kosten bezogen auf den mittleren Anschlusswert. Dabei wird nach direkten und indirekten Stationen unterschieden. Die Abbildung der Kosten für die Digitalisierung erfolgt über einen Sockelbetrag (siehe Tabelle 12). Die Montage ist in den spezifischen Kosten enthalten. Um die Investitionskosten besser einordnen zu können wird zusätzlich die Investitionshöhe für ein BAU-Szenario ermittelt, also für einen HAST-Austausch ohne Änderung des HAST-Designs.

Tabelle 12: Spezifische Investitionen für HAST

Euro ₂₀₂₀ netto	indirekte Station	direkte Station
HAST 15 kW	7.000 €	6.500 €
HAST 30 kW	10.000 €	9.500 €
HAST 70 kW	12.500 €	11.750 €
HAST 120 kW	16.250 €	15.250 €
HAST 170 kW	18.750 €	17.750 €
HAST 300 kW	21.250 €	20.000 €
Wohnungsstation 15 kW	4.375 €	
Mehrkosten zweistufige Trinkwassererwärmung	3.750 €	
Digitalisierung	500 €	500 €

- Für die Netzkosten werden die Investitionen ermittelt aus dem Neubeschaffungswert des ermittelten Zielnetzes multipliziert mit dem zu erneuernden Anteil bei einer technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren (siehe Exkursbox unten). Einen realitätsnäheren (z. B. auf Schadensstatistiken basierten) Ansatz zur Abschätzung der von 2020 bis 2050 erforderlichen Netzinvestitionen inkl. Netzausbau und Netzbau auf EE zu modellieren, ist im Rahmen der Untersuchungstiefe des Berichts nicht möglich. Für die spezifischen Kosten werden Erfahrungswerte der GEF für den Bau von Kunststoffmantelrohrleitungen Dämmreihe 3 zugrunde gelegt. In Kostenschätzungen sind weder Förderung noch die Demontage des Bestandsnetzes enthalten. Es wird für alle Fallbeispiele von einheitlichen Kosten ausgegangen. Verteil- und Hausanschlussleitungen zum Anschluss von Neukunden*Neukundinnen werden nicht berücksichtigt, neue Transporttrassen zur Anbindung weiterer Erzeugerstandorte werden einbezogen.

Technische Nutzungsdauern und Systemtransformation

Um die Investitionen in die Fernwärme für den Zeitraum bis 2050 abzuschätzen wird in dieser Untersuchung in Anlehnung an VDI 2067 unterstellt, dass Systembestandteile wie Erzeugungsanlagen, Speicher, Leitungen und Hausstationen am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer reinvestiert werden.

In der Realität werden technische Anlagen – Funktionsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt – oft deutlich länger als die technische Nutzungsdauer eingesetzt, was die Wirtschaftlichkeit der Investition erhöht („goldenes Ende“, siehe auch Angaben zum Alter von Infrastrukturen in den Wärmenetzsteckbriefen in Anhang B, separates Dokument). Durch Wartung, Instandhaltung und Reparaturen kann die technische Nutzungsdauer verlängert werden. Die Abwägung zwischen Kosten für diese Maßnahmen und dem Kosten/Nutzen einer Reinvestition bestimmt den Zeitpunkt des Austauschs eines Systembestandteils.

Bei Wärmenetzen ist eine Nutzung deutlich über die technische Nutzungsdauer von 40 Jahren hinaus üblicherweise möglich, bevor ein zunehmendes Auftreten von Schäden (und damit verbunden steigende Reparaturkosten) den Austausch der betroffenen Teilstücke wirtschaftlich nahelegt. Dies heißt im Umkehrschluss, dass die hier getroffene pauschale Annahme hinsichtlich Reinvestitionen nach 40 Jahren entsprechend als grobe Abschätzung zu interpretieren ist. Eine detailliertere Abschätzung von Netzinvestitionen unter Einbeziehung von Daten zum Netzzustand, Instandhaltungsstrategie, Ausbauvorhaben, etc. ist im Rahmen dieses Berichts nicht möglich. Bei HAST gilt ähnliches – auch hier werden die Stationen üblicherweise deutlich länger als 25 Jahre genutzt (siehe dazu Abfrage zum Netz- und HAST-Alter in den Wärmenetzsteckbriefen in Anhang B, separates Dokument).

Für die Systemtransformation kann die lange Nutzung von Leitungen ein Hemmnis darstellen, wenn das Zielnetz eine vom Bestandsnetz im Ist-Zustand deutlich abweichende Struktur aufweist und größere Änderungen notwendig sind. Ein Teil der Fallbeispiele zeigt jedoch, dass nicht immer Hemmnisse durch das Netz vorhanden sind (z. B. Spremberg, Großkrotzenburg, Aachen). Unter den individuellen Randbedingungen dieses Beispiels (Transportkapazität im Bestandsnetz, Annahme zu Neukunden*Neukundinnen, Lage neue Einspeisung, etc.) wäre es möglich, auch mit dem Bestandsnetz zukünftig die angenommenen niedrigeren Leistungen mit der niedrigeren Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf (Annahmen aus SLOTH und EFFORT) bereit zu stellen.

3.1.3.4 Technologie-Optionen für eine erneuerbare Fernwärme

Die zentralen Randbedingungen für die Konzeption der zukünftigen Erzeugung sind die Verfügbarkeit erneuerbarer Quellen und somit die Versorgungssicherheit und die technische Machbarkeit.

Die Potenziale zur Nutzung von fester oder gasförmiger Biomasse wird in Anlehnung an Purr et al. (2019) und Fehrenbach et al. (2018) angenommen. Dabei wird unterstellt, dass Anbaubiomasse nach 2030 nicht mehr zum Einsatz kommt und auch die Nutzung von Waldrestholz im Wärmebereich bis 2050 vollständig ausläuft. Für Altholz wird ein konstantes thermisches Endenergiepotenzial von ca. 30 TWh bis 2050 unterstellt, das 2050 vollständig für Hochtemperaturanwendungen in der Industrie eingesetzt werden soll. Dazu kommen ggf. weitere Mengen Abfall- und Reststoffen wie Stroh²⁷, Grüngut und Klärschlamm. Ebenso wird unterstellt, dass Restmüll auch grundsätzlich in Deutschland weiter verbrannt wird (auch wenn sich die Mengen voraussichtlich reduzieren) und damit zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden kann.

Laut Purr et al. (2019) sollen Produkte aus Power-to-Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) vorrangig außerhalb des Gebäudewärmebereichs genutzt werden, wo kaum Alternativen zur Energiebereitstellung vorhanden sind (z. B. nationaler Güterverkehr, internationaler Luft- und Seeverkehr, chemische Industrie sowie Hochtemperatur-Prozesswärme). Für Gas-(PtG)-basierte KWK werden in Purr et al. (2019) für 2030 mehr als 3.000 Vollbenutzungsstunden angenommen, bis 2050 reduziert sich der Einsatz auf ca. 600 Vollbenutzungsstunden in der Spitzenlast (u. a. zur Stabilisierung der Stromversorgung).

Vor diesem Hintergrund werden bei der Auswahl von Erzeugungsoptionen aufgrund der begrenzten Potenziale – wann immer plausibel – für das Zieljahr brennstofffreie Optionen präferiert: Geothermie, industrielle Abwärme, die Nutzung verschiedener Umweltenergiequellen mittels Wärmepumpen und Solarthermie stehen im Fokus. Biomasse- und PtG-Kessel werden jedoch als „Fallback“-Optionen in die Betrachtung einbezogen, falls keine ausreichenden biomassefreien Potenziale identifiziert werden können. Für die Konzeption von Zwischenschritten – besonders für den Zeitraum bis 2030 – werden jedoch auch Erdgas- und Biomasse-basierte Erzeugungstechnologien einbezogen. Dies ist aus klimapolitischer Sicht in keiner Weise optimal. Aufgrund der hohen Wärmeleistungen der zu ersetzenden Kohle-KWK, aber auch aufgrund der Commodity-Preise und des Förderrahmens mit Stand 2020²⁸ war es nicht für alle Fallbeispiele plausibel davon auszugehen, dass Kohlewärme z. B. bereits im Stichjahr 2025 durch erneuerbare Wärme ersetzt wird. Dies verdeutlicht auch, warum im Bericht unter anderem ein Vorschlag für die Anpassung des regulatorischen Rahmens entwickelt wird (siehe Kapitel 7).

Weitere Annahmen wurden für die Verfügbarkeit von industrieller Abwärme und Abfall getroffen. Im SLOTH-Szenario geht die Verfügbarkeit bis 2050 deutlich zurück auf 50 bis 75 % gegenüber dem Status quo, im EFFORT-Szenario sinkt sie stärker als in SLOTH, teilweise bis auf null. Diese Ansätze werden getroffen, um die verstärkte Effizienz energieintensiver Prozesse in der Industrie sowie Erfolge bei der Abfallvermeidung abzubilden (siehe z. B. auch Abbildung 60 zu Entwicklung der industriellen Abwärme im Fallbeispiel Karlsruhe). Industrielle Abwärme und Abwärme aus thermischen Abfallverwertungsanlagen werden in dieser Untersuchung als treibhausgas-neutral und damit zielkonform angenommen. Eine verpflichtende Nachrüstung von Carbon Capture und Storage wird nicht angenommen.

²⁷ Stroh soll lt. Purr et al. (2019) vorrangig zur Produktion von Ethanol genutzt werden. Das Potenzial an Biogut und Grüngut soll zu ca. 70 % zu Biomethan aufbereitet werden.

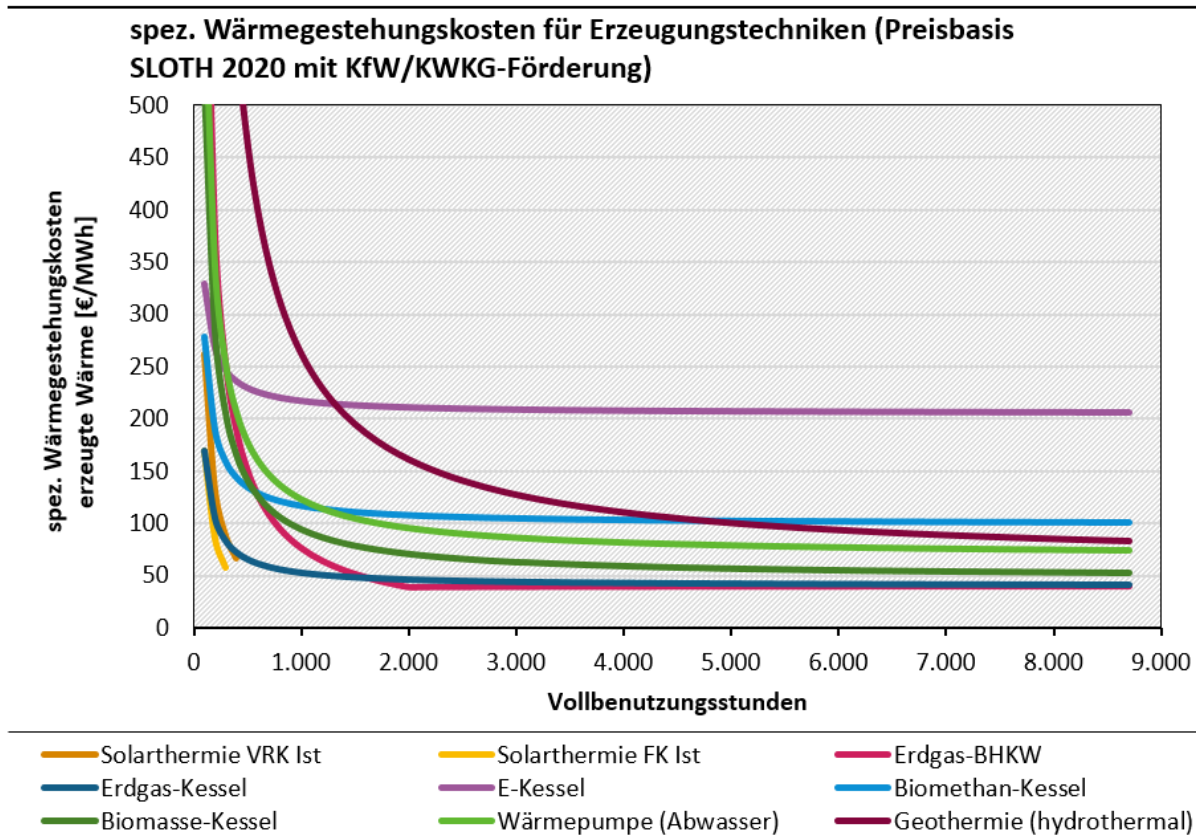
²⁸ Zu diesem Zeitpunkt war der Start der Bundesförderung effiziente Wärmenetze noch nicht absehbar.

Für erneuerbaren Strom wird angenommen, dass er ganzjährig in ausreichender Menge zu den im Abschnitt 3.1.3.2 angegebenen Preisen für PtH-Anwendungen zur Verfügung steht.

Um ergänzend wirtschaftliche Gesichtspunkte einzubeziehen, werden für die Technologieoptionen Wärmegestehungskosten unter den unterschiedlichen Randbedingungen der Szenarien SLOTH und EFFORT für eine Variation von Vollbenutzungsstunden mittels annuitätischer Wirtschaftlichkeitsrechnung in Anlehnung an VDI 2067 ermittelt und in Diagrammen aufgetragen. Wenn in einem Fallbeispiel mehrere Versorgungsoptionen zur Verfügung stehen, werden die Diagramme als Indikation für die wirtschaftlich günstigeren Optionen für den jeweiligen Einsatzzweck herangezogen (z. B. Grundlasteinsatz mit hohen Vollbenutzungsstunden oder Spitzenlasteinsatz mit niedrigen Vollbenutzungsstunden). Die Technologieoptionen sind in Anhang A (separates Dokument) dargestellt. Die technisch-wirtschaftlichen Annahmen für die untersuchten Technologieoptionen stützen sich im Wesentlichen auf Grosse et al. (2017) und ifeu et al. (2020). Der Technologiebaukasten dient als Grundlage zur Abschätzung der notwendigen Investitionen in den Erzeugerpark für den Transformationspfad.

In Abbildung 20 sind die spezifischen Wärmegestehungskosten für eine Anlagengröße von 5 MW²⁹ und die Preisbasis 2020 dargestellt. Die Preisbasis 2020 wird für Investitionen im Zeitraum 2020 bis 2029 herangezogen, in dem Kohle-Anlagen von vier Fallbeispielen ersetzt werden müssen (Großkrotzenburg, Aachen, Chemnitz, Hamburg). Die Preisbasis 2030 wird analog für Investitionen im Zeitraum 2030 bis 2039 herangezogen, die Preisbasis 2040 für 2040 bis 2049.

²⁹ Die Anlagengröße und die dargestellte Technologieauswahl orientieren sich am nachfolgend in Abschnitt 4.2 beschriebenen Beispiel-Netz Großkrotzenburg. Geothermie, saisonale Speicher etc. werden später integriert. Für andere Fallbeispiele wird die Größe der Erzeugungsanlagen entsprechend angepasst.

Abbildung 20: Spezifische Wärmegestehungskosten für Technologieoptionen 2020 -2029

Quelle: Eigene Darstellung GEF basierend auf Kostenannahmen und Preisprojektionen aus dem Jahr 2020 unter Berücksichtigung der KWKG-Förderung, ohne Berücksichtigung der BEW³⁰

Industrielle Abwärme und Wärme aus thermischen Abfallverwertungsanlagen sind hier nicht berücksichtigt. Diese Anlagen dienen nicht primär dem Zweck der Wärmeerzeugung und decken ihre Kosten nicht aus dem Wärmeverkauf. Wärme ist hier ein Abfallprodukt, das von den Produzenten nicht zum Selbstkostenpreis, sondern zu einem höheren Preis vermarktet wird. Dabei kann der Preis maximal so hoch angesetzt werden, dass es für den Wärmenetzbetreiber nicht attraktiver ist, die Wärme selbst zu erzeugen.

Abbildung 20 zeigt, dass in der Spitzenlast Erdgaskessel die günstigste Erzeugungsoption sind, in der Grundlast sind aufgrund der angesetzten Förderung durch das KWKG BHKW-Anlagen günstiger³¹. Kessel mit fester Biomasse oder Biomethan als Brennstoff sind dem gegenüber teurer, ebenso die strombasierten Technologien E-Kessel und Großwärmepumpen mit Abwasser als Umweltwärmequelle. Die brennstofffreie Solarthermie ist nicht ganzjährig verfügbar, aber (unter Berücksichtigung der geringen Vollbenutzungsstunden) eine relativ günstige erneuerbare Option³².

Spätestens im Zeitraum 2040 bis 2050 muss in allen Fallbeispielen in die Erzeugungsanlagen für das Zielsystem im Jahr 2050 investiert werden. In Abbildung 21 und Abbildung 22 sind die spezifischen Wärmegestehungskosten für die Szenarien SLOTH und EFFORT dargestellt. Für diesen Zeitraum wird ebenso wie für den Zeitraum von 2030 bis 2039 keine Förderung

³⁰ Die BEW Förderung war zum Zeitpunkt der Analysen noch nicht gestartet.

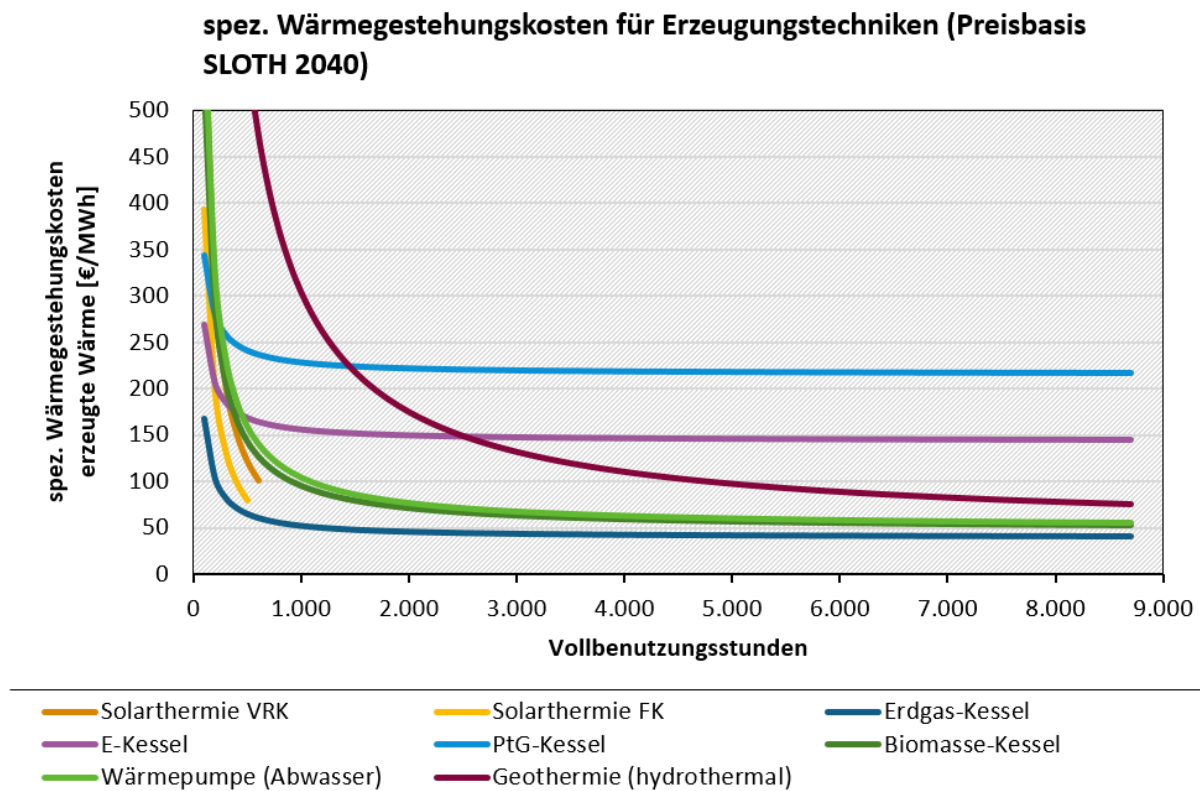
³¹ Annahmen: Stromerlös aus Direktvermarktung 36,6 Euro/MWh, KWKG-Zuschlag aus Ausschreibung 40 Euro/MWh für max. 3.000 VBH, der Bonus durch innovative Wärme wurde nicht berücksichtigt.

³² Annahme: 40 % Investitionsförderung, 100 % der Solarwärme kann direkt im Netz verwendet werden

angenommen. Aufgrund der für beide Pfade ähnlichen Preise für die meisten Commodities ergeben sich entsprechend ähnliche Verläufe der Kurven. Der im Szenario EFFORT deutlich höhere CO₂-Preis (192 Euro/t gegenüber 53 Euro/t in SLOTH) verteuert Erdgas-basierte Optionen deutlich, hat aber bei Strom-basierten Optionen kaum Auswirkungen, weil im Szenario EFFORT der THG-Emissionsfaktor des Stroms entsprechend niedriger liegt als im Szenario SLOTH (siehe Tabelle 11).

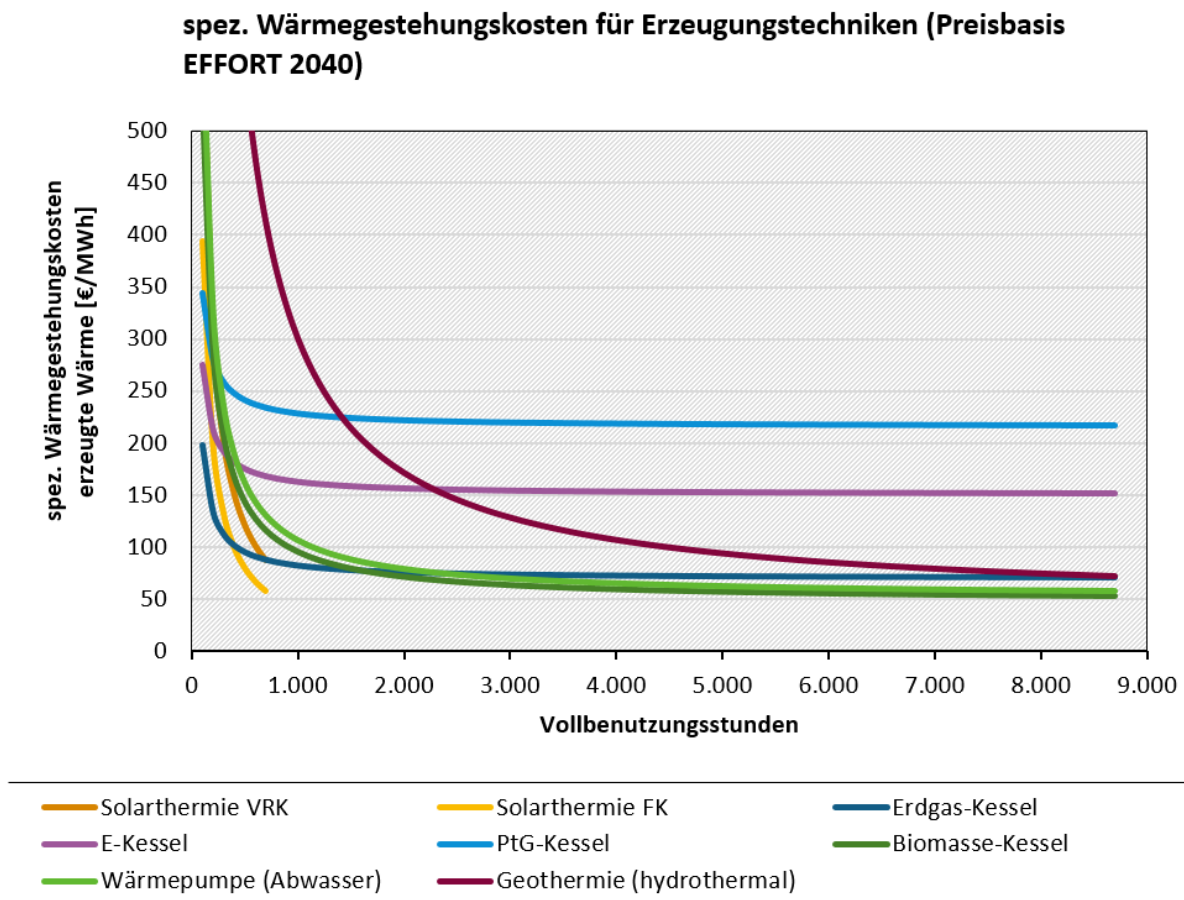
Die Optionen Erdgas-Kessel und Biomasse-Kessel werden informativ dargestellt – für die Konzeption der Zielerzeugung werden erneuerbare Optionen ohne Biomasse favorisiert, Optionen auf Erdgas-Basis sind ausgeschlossen.

Abbildung 21: Spezifische Wärmegestehungskosten Szenario SLOTH für Technologieoptionen 2040-2050



Quelle: Eigene Darstellung GEF basierend auf Kostenannahmen und Preisprojektionen aus dem Jahr 2020

In der Spitzenlast mit weniger als 400 VBH sind E-Kessel günstiger als die Biomasse-Option, in der Grundlast liegen Großwärmepumpen ähnlich wie Biomasse.

Abbildung 22: Spezifische Wärmegestehungskosten EFFORT für Technologieoptionen 2040-2050

Quelle: Eigene Darstellung GEF basierend auf Kostenannahmen und Preisprojektionen aus dem Jahr 2020

Die Solarthermie verteuert sich aufgrund der fehlenden Förderung gegenüber 2020. Besonders Flachkollektoren sind immer noch eine günstige Option, wenn der Solarertrag vollständig im Netz genutzt werden kann (maximale VBH im Endpunkt der Kurve). Im EFFORT-Preispfad ist Solarthermie spezifisch günstiger als im SLOTH-Pfad, weil aufgrund der niedrigeren Netztemperaturen ein höherer Solarertrag angenommen wird³³. Beim Erdgaskessel wird im EFFORT-Preispfad der Einfluss des hohen CO₂-Preises von 192 Euro/t deutlich.

3.2 Sozio-ökonomische Analyse der Fallbeispiele

Telefonische Interviews mit Vertretern*Vertreterinnen von Wärmeversorgungsunternehmen, Kommunen und ausgewählten weiteren Akteuren*Akteurinnen wurden geführt und mit Blick auf die sozio-ökonomische und institutionelle Analyse ausgewertet. Dabei waren die Interviews so angelegt, dass die Realisierungspotenziale der Entwicklungsvarianten kritisch hinterfragt werden. Im Fokus stehen deswegen unter anderem, welche Transformationsmaßnahmen bereits umgesetzt wurden bzw. geplant werden, welche Fördermittel bereitstehen und welche Organisations- und Steuerungsstrukturen vorhanden sind, die mit den erforderlichen personellen und fachlichen Kapazitäten und Kompetenzen ausgestattet sind. Auf Basis der Interviews wurden die Anreiz-, Motivations- und Interessensstrukturen sowie Hemmnisse und Handlungsmöglichkeiten von verschiedenen Akteuren*Akteurinnen untersucht.

³³ Berechnung mit dem Online-Werkzeug Scenocalc Fernwärme 2.0 (www.scfw.de)

Im Rahmen der Aktivitäten hat zudem das erste Fachgespräch zur Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse aus der technischen und sozio-ökonomischen Analyse der Fallbeispiele stattgefunden. Die Ergebnisse haben wiederum Eingang in die weitere Aufbereitung der Projektergebnisse gefunden.

3.2.1 Telefonische Interviews

Folgendes Vorgehen wurde im Rahmen des Projekts gewählt:

- ▶ Vorbefragung und Auswahl der Interviewpartner*innen
- ▶ Leitfadengestützte Durchführung der Interviews
- ▶ Auswertung der Interviews
- ▶ Diskussion der Ergebnisse im Rahmen des Fachgesprächs

Vorbefragung und Auswahl der Interviewpartner*innen

Zur Identifikation der Interviewpartner*innen wurde eine Vorbefragung bei den Praxispartnern in den Fallbeispielen durchgeführt. Die Vorbefragung zielte darauf ab, innerhalb der Fallbeispiele aus Sicht der Wärmeversorgungsunternehmen alle am Transformationsprozess beteiligten Akteure*Akteurinnen zu erfassen. Die Befragung erfolgte schriftlich per E-Mail über die Hauptansprechperson je Fallbeispiel. Einerseits sollten alle unternehmensinternen Abteilungen und Funktionen genannt werden, die an dem Transformationsprozess beteiligt sind. Andererseits wurden auch alle kommunalen Strukturen erfragt, die aus Sicht der Hauptansprechperson ebenfalls in den Prozess eingebunden sind. Auf diese Weise konnte vor Durchführung der Interviews ein Überblick über die fallbeispielspezifischen Akteure*Akteurinnen im Transformationsprozess gewonnen werden, die dann im Interview vertieft betrachtet werden konnten. Je Fallbeispiel sollten auf Basis der Vorbefragung mindestens ein Unternehmensakteur und ein kommunaler Akteur ausgewählt werden.

Es wurden auf Basis der Vorbefragung kriteriengeleitet eine Vorauswahl an Interviewpartner*innen getroffen. Zugleich sollte eine Anpassung der Auswahl möglich sein, sofern sich bei fortschreitendem Erkenntnisstand durch die bereits durchgeführten Interviews herausstellt, dass einzelne Perspektiven bereits hinreichend abgedeckt sind bzw. zusätzliche Perspektiven eingeholt werden sollen. Im Zuge der Interviewanfragen ergaben sich auf Wunsch der Praxispartner mehrere Abweichungen von der geplanten Auswahl der Interviewpartner*innen. Dabei wurden teilweise aufgrund der spezifischen Expertise andere Interviewpartner vorgeschlagen als in der Vorauswahl. Zudem haben auf Wunsch der Praxispartner die Interviews mit einigen Wärmeversorgern mit mehreren Personen stattgefunden, damit verschiedene Perspektiven aus dem Unternehmen vertreten sein konnten. Dadurch ist zwar die Vergleichbarkeit bezüglich der ursprünglichen Auswahlkriterien nur eingeschränkt möglich. Da es in den Interviews jedoch darum ging, einen spezifischen Überblick über die lokalen Gegebenheiten zu erhalten, wurden die Empfehlungen der Praxispartner zur Auswahl geeigneter Interviewpartner priorisiert berücksichtigt.

Ergänzend zu den Interviews innerhalb der Fallbeispiele, deren Schwerpunkt auf den Perspektiven der Wärmeversorger und den Kommunen lag, fanden drei fallbeispielunabhängige Kurzinterviews mit Vertreter*innen der Kundenseite statt. Dabei sollten die Interessen und Motivationslagen verschiedener Kundengruppengruppen (Unternehmenskunden, Wohnungswirtschaft, Privatkunden*Privatkundinnen) Berücksichtigung finden. Ziel der Kurzinterviews war die Erfassung allgemeiner kundenseitiger Hemmnisse gegenüber

Fernwärme, die eigenen Ziele hinsichtlich erneuerbarer Energien sowie die Bewertung von ggf. erforderlich werdenden kundenseitigen Maßnahmen sowie potenzieller Tarifierhöhungen.

Leitfadengestützte Durchführung der Interviews

Die Interviews in den Fallbeispielen wurden im Zeitraum zwischen Oktober 2020 und April 2021 durchgeführt, jeweils nachdem die Entwicklungsvarianten fertiggestellt und mit dem Praxispartner besprochen wurden. Die Interviewpartner*innen haben einen Tag vor dem Interview per E-Mail ein Piktogramm zu der Entwicklungsvariante EFFORT zum jeweiligen Wärmenetz erhalten, um das Szenario in Erinnerung zu rufen und im Rahmen des Interviews die Realisierungschancen zu bewerten. Die Interviews wurden leitfadengestützt durchgeführt. Die Leitfäden sind Anhang C (separates Dokument) zu entnehmen. In den Fallbeispielen haben 13 Interviews mit insgesamt 19 Personen stattgefunden, die sich wie folgt zusammengesetzt haben:

- ▶ Sechs Wärmeversorger:
 - Ein Geschäftsführer*,
 - Sieben Verantwortliche für Strategieentwicklung oder -umsetzung,
 - Ein Vertriebsvertreter,
 - Ein Vertreter der Nachhaltigkeitsabteilung
- ▶ Ein Netzbetreiber:
 - Ein Geschäftsführer*,
 - Ein Leiter des Netzbetriebs,
 - Ein Betriebsingenieur*
- ▶ Sechs kommunale Vertreter*innen:
 - Vertreter*Vertreterinnen von vier Umweltämter,
 - zwei Aufsichtsratsmitglieder (davon ein Bürgermeister)

Die Interviews haben telefonisch stattgefunden und zwischen 45 und 75 Minuten gedauert. Die Interviews wurden nach Zustimmung durch die Interviewpartner*innen aufgezeichnet und anschließend protokolliert.

Neben den Interviews mit Vertreter*innen der Praxispartner aus den Fallbeispielen haben drei fallbeispielunabhängige Kurz-Interviews (ca. 30 Minuten) mit Kundenvertreter*innen stattgefunden:

- ▶ Verband Deutscher Energieabnehmer (VEA)
- ▶ Verband Baden-Württembergischer Wohnungs- und Immobilienunternehmen (vbw)
- ▶ Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv)

Insgesamt haben 16 Interviews mit insgesamt 22 Personen stattgefunden.

Die Auswertung der Interviews gliedert sich in eine fallbeispielspezifische (in Kapitel 4 für die Fallbeispiele in den jeweiligen Abschnitten) und eine übergreifende Analyse (Abschnitt 5.3).

3.2.2 Fallbeispielspezifische Betrachtung

Die Interviewergebnisse dienen als Grundlage einer fallbeispielweisen Betrachtung des jeweiligen Transformationsprozesses mit dem Schwerpunkt auf der Berücksichtigung der lokalen, sozialen, politischen, ökonomischen und institutionellen Gegebenheiten. Die Analyse der Fallbeispiele erfolgt in vier übergeordneten Schritten:

- ▶ Transformationsprozess
- ▶ Akteursanalyse
- ▶ Standortspezifische Hemmnisse
- ▶ Bewertung

Transformationsprozess

Je Fallbeispiel wurde eine Prozessgrafik erstellt, die den Transformationsprozess vor Ort in seinen bisher erfolgten oder bereits definierten Meilensteinen zeitlich darstellt. Grundlage für die Ermittlung der Meilensteine stellen die geführten Interviews dar. Um den aktuellen Entwicklungen nach Durchführung der Interviews Rechnung zu tragen und einzelne Informationen zu überprüfen, wurden auf Basis von Desktoprecherchen einzelne Meilensteine zeitlich angepasst und ergänzt.

Die Unterteilung orientiert sich an der Phasendarstellung von Hertle et al. (2015, S. 80) (siehe Abbildung 23) zur prototypischen Darstellung des Prozesses der Wärmewende auf kommunaler Ebene, welche durch abwechselnde Schritte der (politischen) Beschlussfassung und Planungs- und Umsetzungsschritte charakterisiert ist. Für die vorliegende Untersuchung wurden dabei einige Anpassungen vorgenommen: Zum einen wurde die Beschlussebene in Form von politischen Beschlüssen in Bezug auf das kommunale Wärmekonzept und den Transformationspfad vereinheitlicht. Die Beschlussebene zeigt auf, welche Rahmenbedingungen und Instrumente die Kommunalpolitik hinsichtlich der Transformation der Wärmeversorgung vor Ort geschaffen hat. Dazu gehören beispielsweise kommunale Klimaziele, spezifische Förderprogramme und ordnungsrechtliche Maßnahmen. Zum anderen wird der Prozess nicht linear dargestellt, sondern die Phasen als prinzipiell parallellaufende Prozesse begriffen, da die Entwicklung, Planung und Umsetzung der verschiedenen Transformations- / Infrastrukturmaßnahmen teilweise unabhängig voneinander erfolgen oder sich teilweise überschneiden.

Die Aufbereitung soll die Betrachtung der lokalen Hemmnisse und Erfolgsfaktoren unterstützen, beispielsweise in dem sie auf besondere zeitliche Herausforderungen hinweist oder die bisher erfolgten Meilensteine in Relation zueinander setzt und daraus möglicherweise entstehende Hemmnisse verdeutlicht, z. B. wenn bereits erfolgte Investitionsentscheidungen den Transformationspfad bestimmen oder vergangene politische Beschlüsse die Transformation erschweren.

Abbildung 23: Vom politischen Beschluss der Wärmewende zur konkreten technischen Ausführung



Quelle: Hertle et al. (2015), S. 80

Akteursanalyse

Zweiter Fokus der fallbeispielweisen Betrachtung ist eine Akteursanalyse. Hierzu erfolgen je Fallbeispiel eine grafische Aufbereitung des Akteursnetzwerks sowie eine Beschreibung in Textform. Als Grundlage für die Erstellung der Akteursanalysen dienen die Ergebnisse der Vorbefragung und die Interviewprotokolle.

Das Vorgehen gliedert sich in drei übergeordnete Schritte nach (Hirschfeld et al. 2012); Reed et al. (2009); Lux et al. (2020):

- Identifizierung der Akteure,
- Unterscheidung und Kategorisierung der Akteure,
- Analyse der Beziehungen zwischen den Akteuren.

Auf Basis der Vorbefragung und der durchgeführten Interviews wurden die beteiligten Akteure identifiziert. Die genannten Akteure wurden im nächsten Schritt über die Fallbeispiele hinweg einheitlich kategorisiert, so dass eine Vergleichbarkeit hinsichtlich der vertretenen Akteursgruppen möglich wird: Technische Infrastruktur / Versorger, Kommunalverwaltung, Kommunalpolitik, Wissenschaft, Kunden*Kundinnen, Beratung. Um die Rolle der allgemeinen und der Fachöffentlichkeit differenziert zu betrachten, wird außerdem zwischen Akteuren der Zivilgesellschaft, (Fach-)Verbände/Netzwerke und Partizipation unterschieden. Die Kategorien unterscheiden sich insbesondere darin, von welchem Akteur die Initiative ausging: Die Kategorie Zivilgesellschaft bezieht sich auf Akteure und Gruppen, die sich „bottom-up“ aus der Zivilgesellschaft gegründet haben, wie Fridays for Future oder eine Bürgerinitiative. Ein Verband / Netzwerk meint einen institutionalisierten Zusammenschluss von gleichberechtigten Organisationen zum Zwecke des Erfahrungsaustauschs und Interessensvertretung. Die Kategorie Partizipation umfasst „top-down“ – beispielsweise vom Wärmeversorger oder der Kommune – initiierte oder etablierte zweckgebundene Gremien zum Ziel der Einbindung verschiedener Interessensgruppen in den Transformationsprozess. Dabei können auch

Interessensgruppen aus der Zivilgesellschaft und Verbänden einbezogen werden. Die jeweilige Funktion der Akteure im Transformationsprozess wurde in das grafische Element aufgenommen. Kommunale Eigentumsstrukturen wurden farblich hervorgehoben. Um die grafische Lesbarkeit zu erleichtern, wurden die Beziehungselemente auf wesentliche Funktionen beschränkt: Wechselseitiger Austausch / Kooperation, einseitige Weisungsbefugnis / Beratung, Konflikt, Wettbewerb. Weitere Beschreibungen sind dem Textteil zu entnehmen.

Einzelne Anpassungen und Ergänzungen wurden durch Gespräche im Forschungsteam vorgenommen. Ziel war dabei jedoch nicht eine objektive, formale Repräsentation der Akteurskonstellation vor Ort, sondern vielmehr eine Rekonstruktion der wechselseitigen Beziehungen und Kommunikationswege auf Basis der Interviewergebnisse. Damit erheben die Darstellungen keinen Anspruch auf Vollständigkeit und können Verzerrungen enthalten, die sowohl auf die Perspektive der Interviewten als auch der Forscherin zurückgehen können.

Unter Berücksichtigung dieser Hinweise können die Akteursanalysen dazu dienen, die sozialen, politischen und institutionellen Rahmenbedingungen vor Ort zu beleuchten, insbesondere hinsichtlich der Rolle der Öffentlichkeitsbeteiligung, die Rolle der Kunden*Kundinnen sowie der Rolle der Kommune. Dabei wird auch ein Blick auf die Motivations- und Interessensstrukturen ausgewählter Akteure geworfen: Wie wird der Transformationsprozess unternehmerisch begründet? Welche Annahmen treffen die Interviewpartner*innen zu den Erwartungen und der Veränderungsbereitschaft der Kunden*Kundinnen? Dabei können auch potenzielle Konflikt- und Spannungsfelder sichtbar werden.

Standortspezifische Hemmnisse

Im dritten Schritt erfolgt eine Betrachtung der standortspezifischen Hemmnisse, die den Transformationsprozess vor Ort charakterisieren. Die Hemmnisse können wirtschaftlicher, politischer, sozialer und technologiespezifischer Natur sein. Dabei werden – sofern vorhanden – auch die bisher geplanten oder umgesetzten Lösungsansätze dargestellt.

Bewertung

In einer kurzen abschließenden Bewertung werden die fallbeispielspezifischen Hemmnisse und Erfolgsfaktoren herausgestellt sowie der weitere Handlungsbedarf aufgewiesen.

Anhand der Ergebnisse aus den verschiedenen Fallbeispielen werden Aussagen hinsichtlich des Komplexitätsgrads der einzelnen Netzwerke abgeleitet. Der Komplexitätsgrad kann wiederum in Relation zu den anderen Merkmalen des jeweiligen Transformationsprozesses gesetzt werden. Ein System hoch ausgeprägter Komplexität könnte aufgrund zu langer Entscheidungs- und Kommunikationswege in seiner Handlungsfähigkeit eingeschränkt sein. Eine sehr niedrige Komplexität könnte jedoch aufgrund mangelnder Kapazitäten und Ressourcen ebenfalls mit einer geringen Handlungsfähigkeit einhergehen.

Neben den standortspezifischen Hemmnissen werden allgemeine Erfolgsfaktoren für Change Prozesse zur Gesamtbewertung herangezogen: Dazu gehören insbesondere eine realistische und klare Zielsetzung und ihre Kommunikation, Führungskräfte-Commitment und Engagement sowie effektives Stakeholder Management Cap Gemini & Ernst & Young (2003). Darüber hinaus identifizierten Wehnert et al. (2019) spezifische hemmende und förderliche Faktoren für klimaschutzbezogene Innovationsprozesse in Unternehmen. Darunter fallen flache und kooperative Unternehmensstrukturen sowie institutionalisierte Nachhaltigkeit als unternehmensinterne Erfolgsfaktoren und externe Beratungsagenturen als externe Erfolgsfaktoren.

4 Analyse der Fallbeispiele

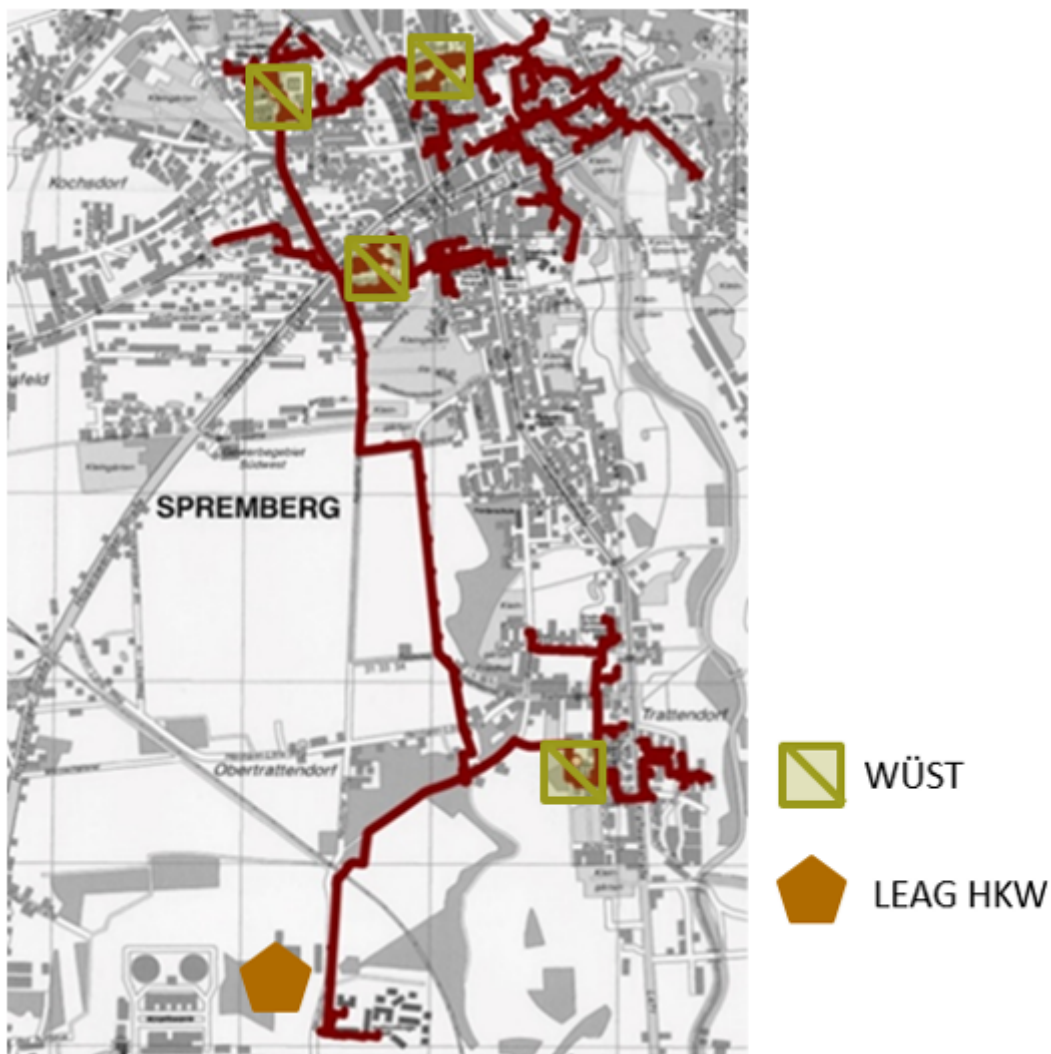
Die Analysen der Fallbeispiele wurden in den Jahren 2020 und 2021 durchgeführt und basieren auf Daten aus dem Jahr 2020. Aufgrund geänderter Rahmenbedingungen (z. B. Einführung der BEW, geänderte Erwartungen hinsichtlich der Energiepreisprojektion, vorgezogenem Kohleausstieg und Ziel zum Erreichen der Klimaneutralität) können die Ergebnisse der Fallbeispiele nicht uneingeschränkt auf die aktuelle Situation übertragen werden.

4.1 Fallbeispiel 1 - Spremberg

Die Stadt Spremberg in der brandenburgischen Lausitz wird als erstes Fallbeispiel herangezogen. Spremberg mit seinen ca. 25.000 Einwohnern liegt im Südosten von Brandenburg. Das ca. 30 km lange Fernwärmenetz der Städtischen Werke wird zu 100 % mit Wärme aus der Braunkohle-KWK-Anlage Schwarze Pumpe der Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG) versorgt. Für die Anlage ist eine Stilllegung im Jahr 2038 vorgesehen³⁴. Die Städtischen Werke Spremberg (Lausitz) GmbH verfügen bisher nicht über eigene Erzeugungsanlagen. Das Fernwärme-Netz besteht aus einem Primärnetz (max. T_{VL} 130 °C, T_{RL} 70 °C) und vier Sekundärnetzen, die mit Wärmeübertrager-Stationen (WÜST, siehe Abbildung 24) hydraulisch vom Primärnetz getrennt sind. Der älteste Teil des Netzes wurde bereits 1976 verlegt. Die Netzverluste liegen mit 32 % bezogen auf die Netzeinspeisung sehr hoch. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass die Leitungen zu DDR-Zeiten für einen deutlich höheren (auch gewerblichen) Wärmeabsatz hin geplant wurden, der heute nicht mehr gegeben ist. Der Wärmeabsatz liegt bei rund 33 GWh/a.

Abbildung 24 zeigt eine schematische Darstellung des Fernwärme-Systems. Das Spremberger Netz ist ein Strahlennetz mit nur wenigen Maschen.

³⁴ Stand 2020. s. auch Tabelle 3

Abbildung 24: Netz 1: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Spremberg

Quelle: Städtische Werke Spremberg, Ergänzungen GEF

Weitere Informationen zum Fernwärmesystem in Spremberg sind im Steckbrief in Anhang B.1 (separates Dokument) dargestellt.

4.1.1 Verbrauchsentwicklung

In Tabelle 13 sind die Kenndaten des Spremberger Fernwärmesystems dargestellt. Es wird in Absprache mit dem Praxispartner ein Zuwachs an Absatz durch Neukunden*Neukundinnen in Höhe von 5 GWh/a angenommen. Dieser Zuwachs wird überlagert durch einen Absatzrückgang durch die energetische Sanierung der ans Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäude.

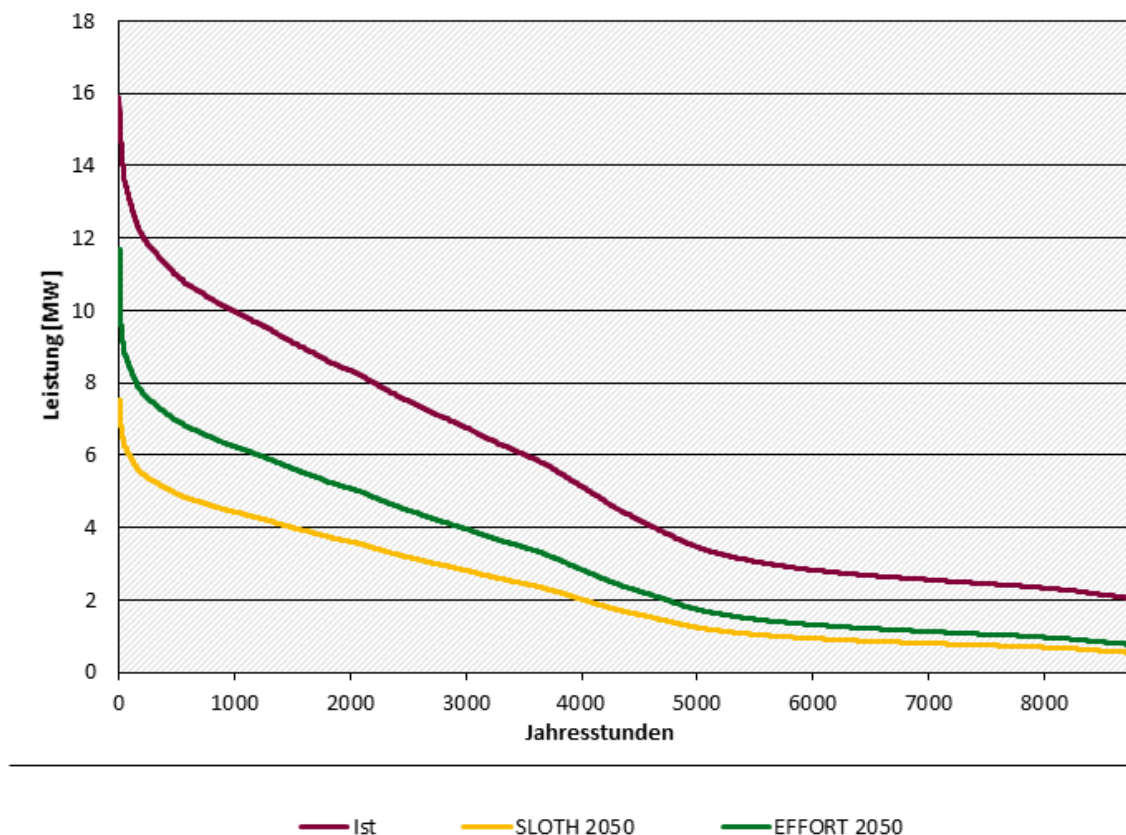
Tabelle 13: Netz 1: Entwicklung Kenndaten Spremberg

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Absatz [GWh/a]	30	23	17
Netzeinspeisung [GWh/a]	44	27	20
Verluste [GWh/a]	14	4	3
Höchstlast [MW]	16	12	8

Bis 2050 sinkt der Absatz im Szenario SLOTH um 23 %, im Szenario EFFORT um 43 %. Die Netzverluste sinken aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen, der höheren Dämmstufe der Leitungen sowie aufgrund der für das Zielnetz optimiert angenommenen (kleineren) Nennweiten.

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Ist-System und für das Zieljahr 2050 im SLOTH- und EFFORT-Szenario erstellt (siehe Abbildung 25).

Abbildung 25: Netz 1: Jahresdauerlinien 2050 für Spremberg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Die Abbildung verdeutlicht den erheblichen Rückgang der Netzeinspeisung gegenüber dem Ist-System.

4.1.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

Eine überschlägige Potenzialanalyse für Spremberg ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Netz 1: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Spremberg

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	Freifläche vorhanden	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	z. T. Schutzgebiete

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Oberflächengewässer	niedrig	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Fluss
Abwasser	begrenzt	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	begrenzte Menge
oberfl. Geothermie	begrenzt	niedrig	ganzjährig	
tiefe Geothermie	vorhanden	2.000 m: 60-70 °C 4.000 m: 120-130 °C	ganzjährig	
industr. Abwärme	möglicherweise			
thermische Abfallverwertung	Vorhanden: EBS-HKW im Industriepark			
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

In Spremberg existieren Potenziale für Geothermie, Solarthermie und ggf. auch industrielle Abwärme und Wärme aus der Verbrennung von Ersatzbrennstoff (EBS). Die Städtischen Werke präferieren zur Untersuchung in diesem Bericht erneuerbare Quellen gegenüber Abwärme und Abfall, weil dies zukünftig eine höhere Unabhängigkeit von Vorlieferanten ermöglichen würde. Für die Entwicklungsvarianten wird ein Fokus auf Solarthermie mit saisonalem Speicher gewählt, weil in Spremberg grundsätzlich Freiflächen in Netznähe zur Verfügung stehen. Geothermie weist gegenüber Solarthermie höhere Risiken auf (Fündigkeit), kann aber zukünftig durchaus auch eine Option sein.

4.1.3 Szenario SLOTH

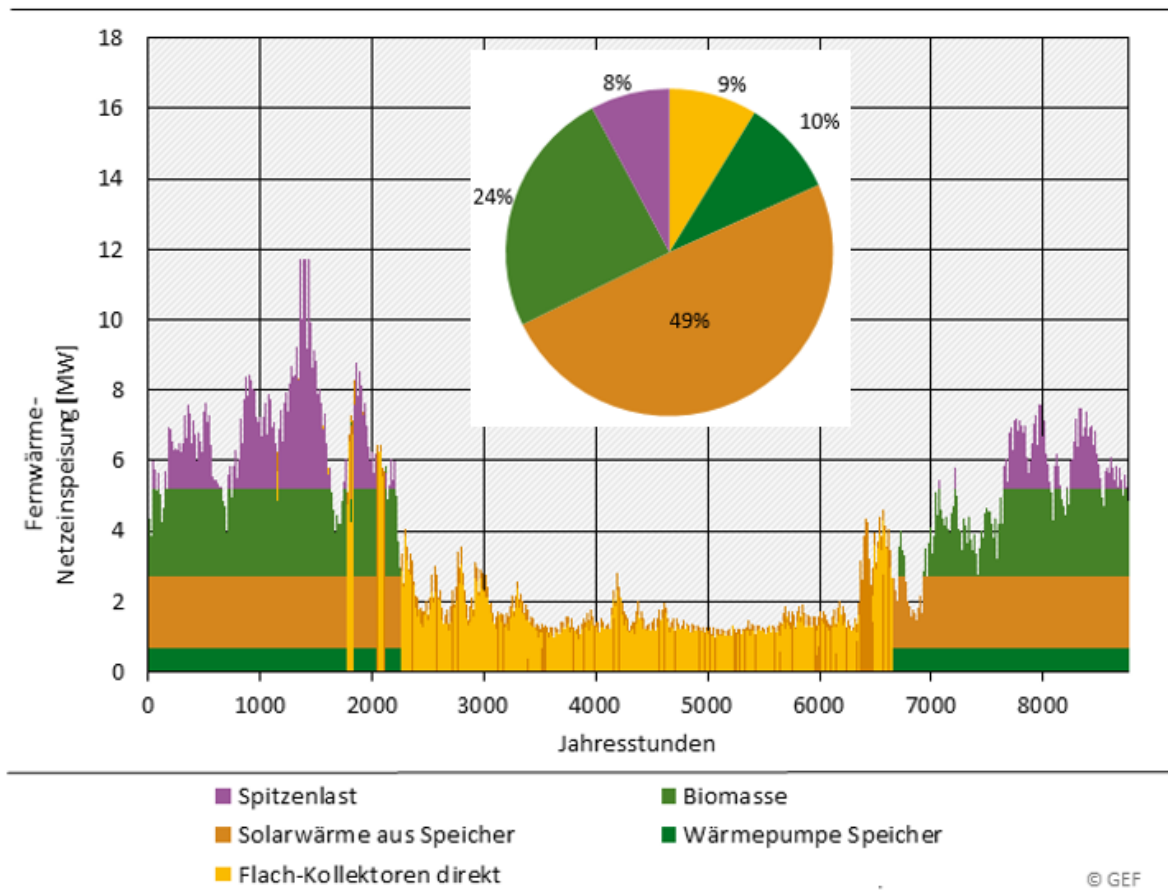
Zielsystem Erzeugung SLOTH: Die zentrale erneuerbare Wärmequelle für das Zielsystem ist eine Freiflächen-Solarthermie-Anlage mit Flachkollektoren (60.000 m² Bruttokollektorfläche), die durch einen saisonalen Erdbeckenspeicher mit 150.000 m³ ergänzt wird. Flachkollektoren werden gewählt, weil sie Wärme spezifisch günstiger als Vakuum-Röhren-Kollektoren bereitstellen und weder das Temperaturniveau noch die Flächenverfügbarkeit Restriktionen darstellen, die gegen Flach- und für Vakuum-Röhren-Kollektoren sprechen würden.

Um Speicher und Solarthermie effizienter zu nutzen, wird eine Wärmepumpe mit 0,65 MW_{th} ins System integriert. Diese kühlt den Speicher zusätzlich um 10 K aus und ermöglicht durch das kältere Reservoir des Speichers sowohl eine Vergrößerung der maximalen Energiemenge im Speicher als auch einen höheren Solarertrag³⁵ (Annahme: plus 10 %). Insgesamt trägt die Solarthermie mit rund 60 % zur Netzeinspeisung im Zielsystem bei³⁶. Im Sommerhalbjahr decken die Kollektoren einen Großteil des Wärmebedarfs direkt ab. Überschüsse werden im Erdbeckenspeicher gelagert. Nachts und an bewölkten Tagen wird der Speicher entladen. Über die Wärmepumpe wird der Speicher vorwiegend im Winterhalbjahr weiter ausgekühlt.

Ein Biomasse-Kessel mit 2,5 MW_{th} ergänzt den Erzeugerpark in der Mittellast und deckt rund 25 % des Wärmebedarfs, dazu kommt erneuerbare Spitzenlast mit 7,5 MW_{th}. Abbildung 26 zeigt den Erzeugereinsatz im Jahr 2050 sowie die prozentualen Anteile der Erzeugungsanlagen an der Netzeinspeisung.

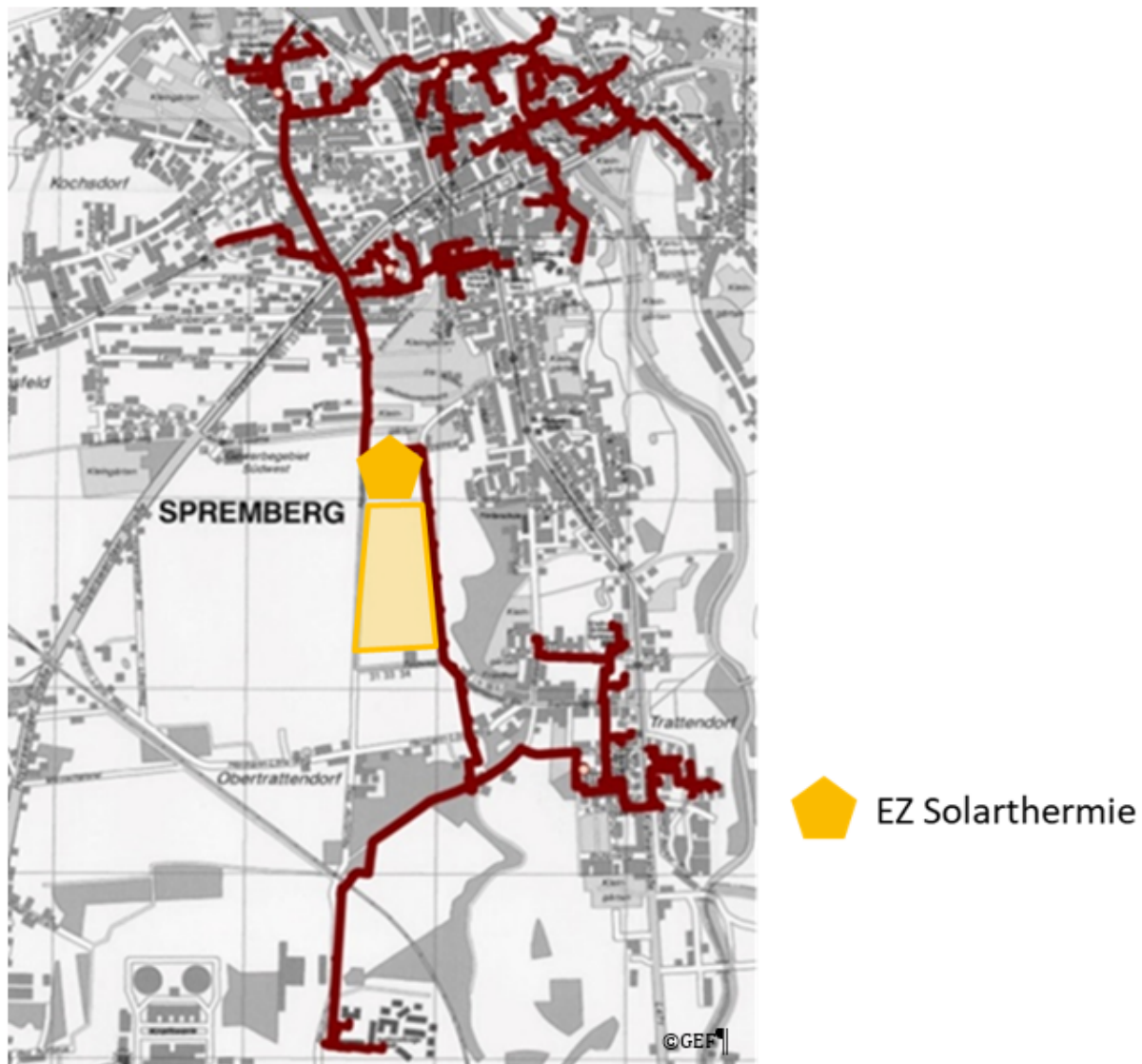
³⁵ Im Normalfall erwärmt die Solarenergie das Rücklaufwasser auf das Niveau der Vorlauftemperatur (in SLOTH 30 K, in EFFORT 25 K Spreizung). Wenn im Speicher Wasser mit 10 K unterhalb der Rücklauftemperatur zur Verfügung steht und auf Vorlaufniveau erwärmt wird, steigt der Solarertrag.

³⁶ Simulation des Solarertrags inkl. Speicher mit dem Online-Werkzeug Scenocalc Fernwärme 2.0 (www.scfw.de)

Abbildung 26: Netz 1: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Spremberg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Der angenommene Standort für die Solarthermieranlage ist in Abbildung 27 dargestellt und liegt an der Haupttransportleitung von der Braunkohle-Anlage nach Spremberg. Heute wird die Fläche landwirtschaftlich genutzt.

Abbildung 27: Netz 1: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 Spremberg

Quelle: Städtische Werke Spremberg, Ergänzungen GEF

Für das Konzept wird davon ausgegangen, dass an diesem Standort auch die anderen Erzeugungsanlagen in einer Energiezentrale (EZ) errichtet werden. Eine Einbindung der neuen Erzeugung an diesem (oder einen anderen) Standort entlang der Haupttransporttrasse ist ohne hydraulische Probleme möglich.

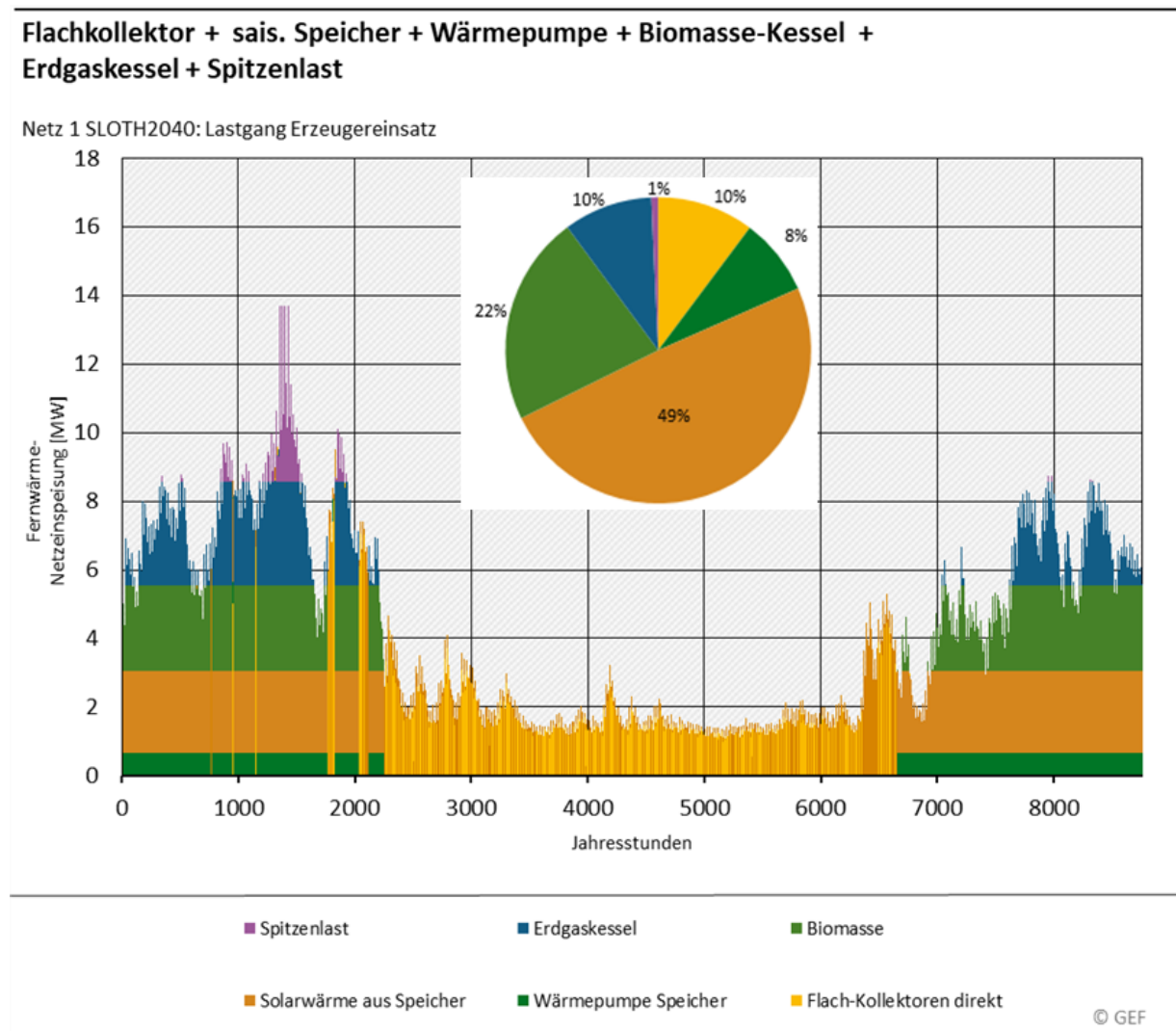
Ein Biomasse-Anteil von fast 25 % ist im Hinblick auf die grundsätzlich als restriktiv einzuschätzende Verfügbarkeit von Biomasse zu hoch. Es ist jedoch auch für das Zieljahr davon auszugehen, dass Solarthermie auch mit einem saisonalen Speicher nicht die komplette Grund- und Mittellast eines Wärmenetzes abdecken kann. Weitere Energieträger für die Mittellast müssen die Solarthermie ergänzen. In diesem Fallbeispiel wird die Erzeugerkombination aus Solarthermie und Biomasse auch deshalb gewählt, um exemplarisch aufzuzeigen, dass transportierbare und disponible Brennstoffe notwendig bleiben können, z. B. wenn fluktuierende Energien wie Solarthermie einen hohen Anteil des Wärmebedarfs decken³⁷. Obwohl ein Biomasse-Anteil von 25 % für mittlere Wärmenetze wie in Spremberg nach BEW

³⁷ Alternativ während grundsätzlich auch Wärmepumpenlösungen in der Mittellast denkbar z. B. mit Abwasser oder Luft als Wärmequelle. Diese würden dann jedoch nur in der Mittellast eingesetzt

noch zulässig ist, ist davon auszugehen, dass die Biomasse-Ressourcen voraussichtlich übernutzt würden, wenn alle mittleren Fernwärmenetze in Deutschland diesen Anteil tatsächlich ausschöpfen würden.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH: Zum vorgesehenen Zeitpunkt der Stilllegung der Braunkohle-KWK ca. 2038 werden alle Anlagen des Zielsystems 2050 in der vorgesehenen Größe errichtet³⁸. Da der Wärmebedarf 2040 jedoch noch höher liegt als 2050, weil der Zielpunkt der energetischen Sanierung noch nicht erreicht ist, wird zusätzlich ein fossiler Erdgaskessel (3 MW_{th}) zur Deckung eines Teils der Spitzenlast errichtet (Abbildung 28). Der fossile Kessel ist auch bei Berücksichtigung der angenommenen CO₂-Kosten in den spezifischen Wärmegestehungskosten deutlich günstiger als andere Spitzenlastoptionen wie z. B. E-Kessel, PtG-Kessel oder Biomasse (zu erneuerbarer Spitzenlast siehe auch Abschnitt 5.1.2).

Abbildung 28: Netz 1: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH 2038 für Spremberg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

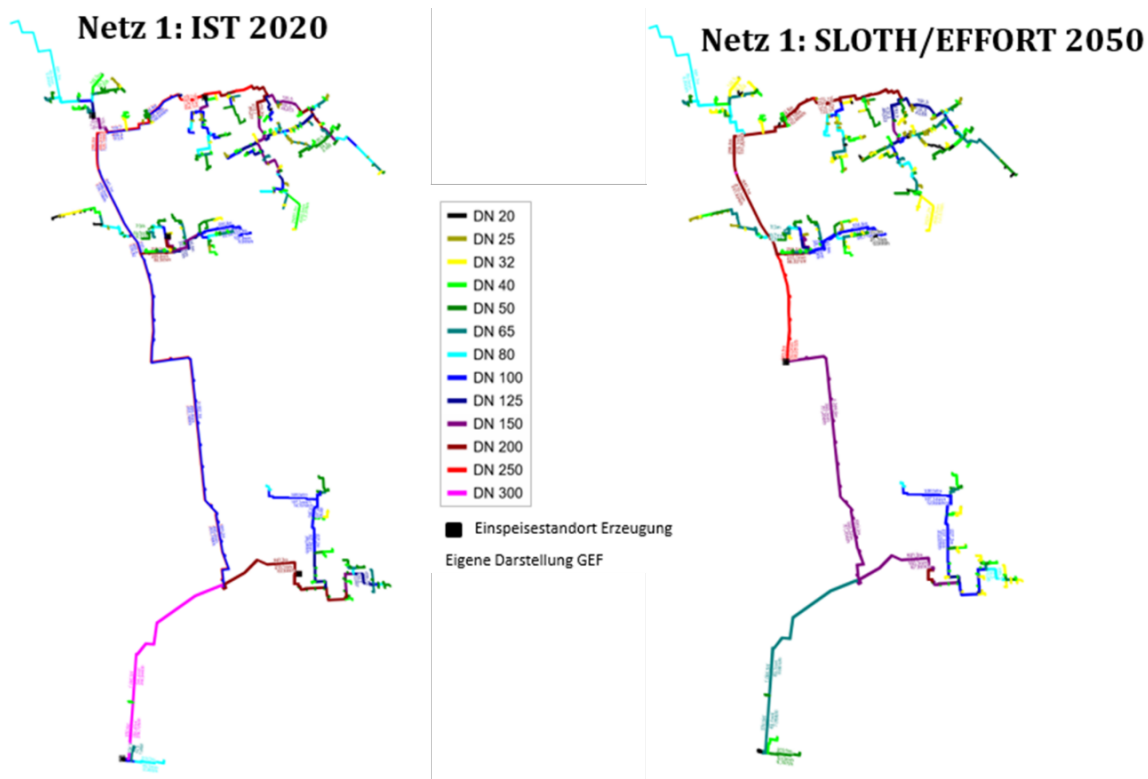
³⁸ In diesem Bericht sind der Wärmeabsatz und das Zielsystem 2050 bei der Konzeption der Zwischenlösung bereits bekannt (perfect foresight). In der Praxis ist eine solch punktgenaue Planung nicht möglich und die Anlagendimensionierung muss Unsicherheiten berücksichtigen.

Im Jahr 2040 trägt der Erdgaskessel ca. 10 % zur Netzeinspeisung bei. Mit sinkendem Wärmebedarf kommt der Erdgaskessel immer seltener zum Einsatz und wird vor Ende seiner technischen Nutzungsdauer bis 2050 außer Betrieb genommen.

Entwicklung Netz SLOTH: Auf Basis der Absatzentwicklung, der für SLOTH festgelegten Zielnetztemperaturen ($T_{VL} / T_{RL} \text{ SLOTH} = 80 / 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$) sowie der Zielerzeugung werden Primärnetz und Sekundärnetze für das Zieljahr 2050 mittels hydraulischer Simulation mit dem Werkzeug STANET neu dimensioniert.

Das derzeitige Netz hat DN 175 als gerundete mittlere Nennweite. Das Zielnetz hat eine deutlich geringere Nennweite von nur DN 100. Eine Ursache ist, dass das Bestandsnetz aus historischen Gründen für den heutigen Verbrauch überdimensioniert ist³⁹. Selbst bei der angenommenen reduzierten Temperaturspreizung von nur 30 K sinkt daher die mittlere Nennweite für das Zielsystem. Das Verhältnis der Änderung des Wärmeabsatzes und der Temperaturspreizung 2050 ist in SLOTH und EFFORT annähernd gleich, so dass sich für beide Szenarien das gleiche Nennweitengerüst bei der Neudimensionierung ergibt. Die Änderungen in den Nennweiten sind in Abbildung 29 durch Farbwechsel in den Leitungsabschnitten dargestellt.

Abbildung 29: Netz 1: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH/EFFORT für Spremberg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Die Netzinvestitionen für eine Neubeschaffung des Netzes werden sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz bestimmt. Unter Verwendung von Erfahrungswerten der GEF für Netzbaukosten werden diese mit 20 Mio. Euro abgeschätzt. Das Zielnetz ist aufgrund der

³⁹ Auslegung in der DDR ab 1976

reduzierten Nennweiten um rund ein Drittel günstiger: Die Neubeschaffungskosten für das Netz Ist des Jahres 2020 würden 30 Mio. Euro betragen⁴⁰.

Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern nur ein Anteil von 85 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter für den Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.1, separates Dokument). Dieser Anteil wird für die grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung des Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf für das Zielnetz ergibt sich entsprechend $85 \% \times 20 \text{ Mio. Euro} = 17 \text{ Mio. Euro}$.

Bereits heute besteht keine technische Notwendigkeit einer hydraulischen Trennung in Primär- und Sekundärnetze, so dass die WÜST wegfallen können.

Austausch HAST SLOTH: Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Fernwärmesystem Spremberg werden ausschließlich indirekte Stationen genutzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 93 kW, für den Zielzustand SLOTH wird er mit 58 kW angenommen (Ist $\times 0,62$, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen). Der mittlere Anschlusswert liegt in Spremberg – verglichen mit z. B. dem ähnlichen großen Netz 2 (Großkrotzenburg, 30 kW im Ist-System, siehe Ausführungen in Abschnitt 4.2) relativ hoch, was auf eine andere Siedlungsstruktur und im Mittel größere versorgte Gebäude schließen lässt.

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 93 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen von ca. 220 auf etwa 250. Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 5 Mio. Euro. Zum Vergleich: bei einer BAU-Strategie ohne Wechsel in der TGA auf den SLOTH-Standard ab 2025 lägen die Investitionen im gleichen Zeitraum bei ca. 4 Mio. Euro.

In Spremberg sind 100 % der HAST im Eigentum der Kunden*Kundinnen, was ein Hemmnis für die Umsetzung einer konsequenten Transformationsstrategie darstellt. Für die Abschätzung der Kosten wird unterstellt, dass die Kunden*Kundinnen die Investition für einen Austausch zu 100 % zu tragen hätten. Weil die Investition nicht vom Versorger zu tragen ist, sind die ermittelten Investitionen in Tabelle 15 nicht enthalten, aber in Tabelle 16 integriert.

Transformationspfad SLOTH: In Abbildung 30 ist der Transformationspfad im SLOTH-Szenario für Spremberg als Übersicht auf dem Zeitstrahl dargestellt.

⁴⁰ Bei der Ermittlung der Investitionskosten für das Netz wird zur Vereinfachung kein räumlicher Ansatz für Netzausbau zum Anschluss der Neukunden modelliert. Beim Absatz (Auslegung Erzeugerpark) und bei der Investition in HAST werden Neukunden jedoch berücksichtigt.

Abbildung 30: Netz 1: Transformationspfad SLOTH für Spremberg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Zum Jahr der Stilllegung des HKW Schwarze Pumpe errichten die Städtischen Werke einen eigenen Erzeugerpark, der bereits alle Anlagen enthält, die ab spätestens 2050 die treibhausgasfreie Fernwärmeversorgung übernehmen sollen. Zentrales Element sind eine große Flachkollektor-Freiflächen-Anlage sowie ein saisonaler Wärmespeicher. Weil erneuerbare Energien in der Spitzenlast sehr kostenintensiv sind, wird 2038 für den Übergangszeitraum bis 2050 zunächst noch ein fossiler Erdgaskessel gebaut. Da der Zielzeitpunkt für die Klimaneutralität auf 2045 vorgezogen wurde, ist zu hinterfragen, ob es 2038 noch sinnvoll ist eine fossile Neuanlage mit nur rund sieben Jahren Nutzungsdauer zu errichten. Ggf. kann ein Kessel gewählt werden, der auch für erneuerbare Gase wie z. B. grünen Wasserstoff geeignet ist.

Da die HAST in Spremberg im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind, ist die Umsetzung einer koordinierten Strategie durch den Versorger schwierig. Durch eine Anpassung der TAB und die vertragliche Festlegung neuer Versorgungstemperaturen (begleitet von einem Kommunikationskonzept und mit ausreichend zeitlichem Vorlauf), können Versorger jedoch versuchen, Einfluss auf ihre Kunden*Kundinnen zu nehmen (siehe auch Kapitel 5 und 6). Im SLOTH-Szenario (und ebenso im EFFORT-Szenario) wird generell unterstellt, dass die Gebäudeeigentümer*innen eine hohe Investitionsbereitschaft haben, um ihre Gebäude energetisch zu verbessern – eine technisch aufwändigere HAST in diesem Rahmen nur eine weitere Maßnahme von vielen.

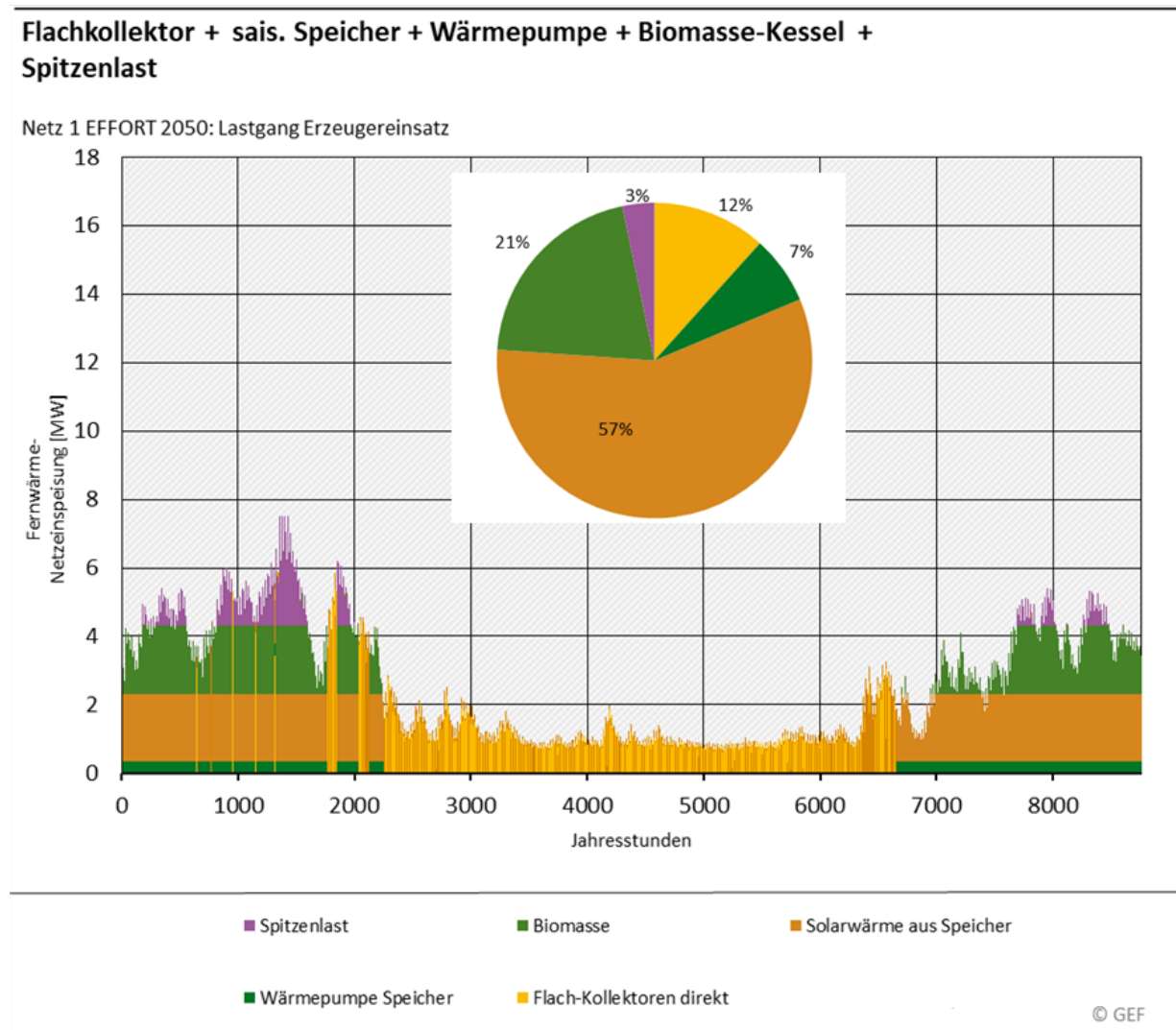
Die Erneuerung des Netzes erfolgt kontinuierlich. Mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung soll so früh wie möglich begonnen werden. Hier sind die Definition einer Zieltemperatur für die Netze mit Blick auf die künftig dekarbonisierte Erzeugung und eine entsprechende Anpassung der TAB/Versorgungsverträge wichtige Schritte. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitt 2.2.1, 3.1.3.1 und 5.1.2).

4.1.4 Szenario EFFORT

Zielsystem Erzeugung EFFORT: Auch im EFFORT-Konzept bildet die Solarthermie die Hauptwärmequelle. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs und der sehr niedrig

angenommenen Netztemperaturen im EFFORT-Szenario (T_{VL} 55 °C, T_{RL} 30 °C) kann mit einem ggü. SLOTH kleineren Kollektor und kleineren Speicher ein höherer Anteil der Netzeinspeisung gedeckt werden.

Abbildung 31: Netz 1: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Spremberg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Mit einer Bruttokollektorfläche von 37.500 m² und einem Erdbeckenspeicher mit 78.000 m³ Volumen kann knapp 70 % des Wärmebedarfs gedeckt werden. Der Zielerzeugerpark umfasst außerdem eine Wärmepumpe mit 0,35 MW_{th}, einen Biomasse-Kessel mit 2 MW_{th} sowie erneuerbare Spitzenlastanlagen mit 3,5 MW_{th}. Die Wärmepumpe deckt 7 % der Netzeinspeisung, der Biomasse-Kessel 21 %, die Spitzenlast-Anlagen 3 %.

Wie schon für das SLOTH-Szenario erläutert ist ein Biomasse-Anteil von 21 % keine Lösung, die für alle mittleren Wärmenetze in Deutschland verallgemeinerbar wäre, sondern wird gewählt, um exemplarisch aufzuzeigen, dass transportierbare und disponible Brennstoffe notwendig bleiben können, z. B. wenn fluktuierende Energien wie Solarthermie einen hohen Anteil des Wärmebedarfs decken⁴¹. Obwohl ein Biomasse-Anteil von 25 % für mittlere Wärmenetze wie in Spremberg nach BEW noch zulässig ist, ist davon auszugehen, dass die Biomasse-Ressourcen

⁴¹ Alternativ während grundsätzlich auch Wärmepumpenlösungen in der Mittellast denkbar z. B. mit Abwasser oder Luft als Wärmequelle.

voraussichtlich übernutzt würden, wenn alle mittleren Fernwärmenetze in Deutschland diesen Anteil tatsächlich ausschöpfen würden.

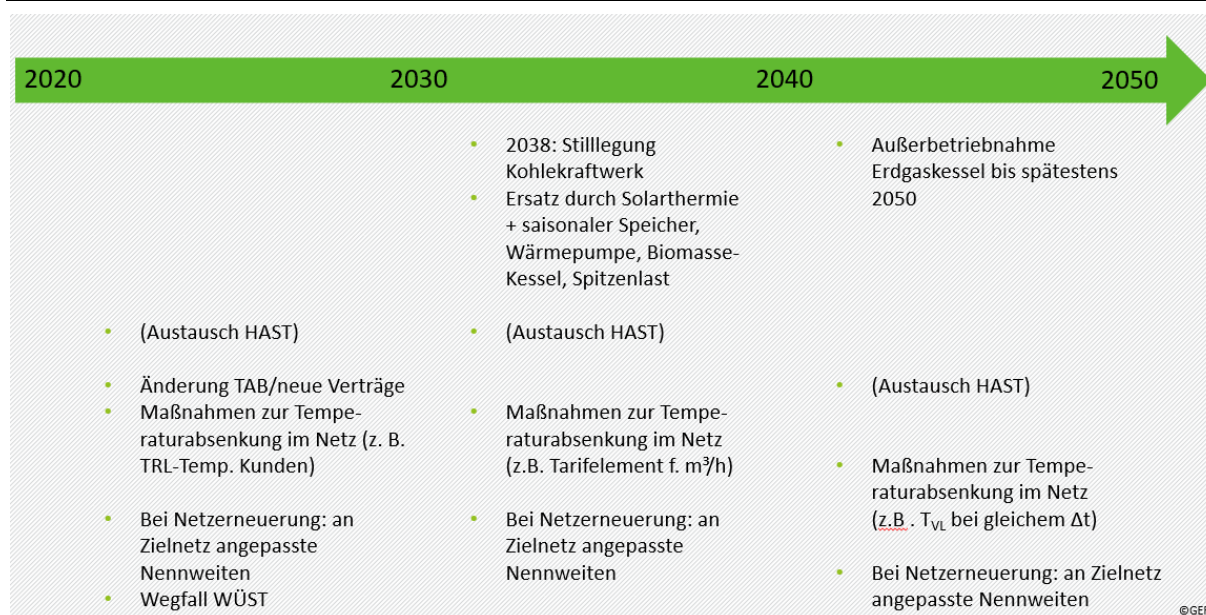
Zwischenschritt Erzeugung EFFORT: Im Zwischenschritt spätestens zur Stilllegung der Kohleanlagen 2038 wird der komplette Erzeugerpark für das Zielsystem in Betrieb genommen. Da die Netzhöchstlast zu diesem Zeitpunkt noch höher liegt als 2050 wird ergänzend zur erneuerbaren Spitzenlast noch ein Erdgas-Spitzenkessel mit 3 MW_{th} errichtet. Dieser Kessel kommt mit sinkendem Wärmebedarf von Jahr zu Jahr weniger zum Einsatz und wird vor Ende seiner technischen Nutzungsdauer spätestens 2050 außer Betrieb genommen. Trotzdem ist ein Erdgaskessel unter den angenommenen Randbedingungen in der Spitzenlast 2040 – wie auch im Pfad SLOTH – die wirtschaftlich günstigste Lösung.

Zielnetz EFFORT: Die hydraulische Simulation ergibt, dass die Versorgung sowohl im SLOTH- als auch EFFORT-Szenario mit dem gleichen Nennweitengerüst des Netzes erfolgen kann. Im EFFORT-Pfad ist die Höchstlast mit 8 MW zwar niedriger als in SLOTH (12 MW), aber dafür ist die Temperaturspreizung zwischen Vorlauf- und Rücklaufftemperatur geringer. Die Investition für das Zielnetz wird analog zu SLOTH mit 17 Mio. Euro abgeschätzt.

Austausch HAST EFFORT: Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH, weil eine Umstellung von zentraler Trinkwassererwärmung auf Wohnungsstationen unterstellt wird (siehe Abschnitt 3.1.3.1). Die Anzahl der Wohnungsstationen pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner für das Netz Spremberg auf zwanzig Stück abgeschätzt. Ab 2025 wird bei Austausch und Neuinstallation nur noch der EFFORT-Standard verwendet, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine Investition von rund 25 Mio. Euro für den Tausch der HAST (zum Vergleich: 4 Mio. Euro für eine BAU). Da die Stationen in Spremberg nicht im Eigentum der Stadtwerke, sondern der Kunden* Kundinnen sind, wird die entsprechende Investition nicht dem Versorger zugeordnet.

Transformationspfad EFFORT: Der Transformationspfad im EFFORT-Szenario deckt sich aufgrund der gleichen Erzeugerstruktur im Zielsystem im Wesentlichen mit dem SLOTH-Szenario.

Abbildung 32: Netz 1: Transformationspfad EFFORT für Spremberg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

4.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

Im Fallbeispiel 1 – Spremberg – wird im Zielsystem sowohl im SLOTH- als auch im EFFORT-Szenario eine große Freiflächen-Solarthermie-Anlage mit saisonalem Speicher und Wärmepumpe eingesetzt. Im EFFORT-Szenario können die Kollektoren und der saisonale Wärmespeicher deutlich kleiner ausfallen. Das geht z. T. auf den geringeren Wärmebedarf im EFFORT-Szenario, aber auch auf den besseren Solarertrag und die bessere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe zurück. Ein Vorziehen des Kohleausstiegs auf 2030 würde bedeuten, dass die Entwicklung einer Ersatzlösung ab sofort eine hohe Priorität hat. Da sich der Wärmebedarf bis 2030 voraussichtlich noch nicht in gleichem Umfang wie im Jahr 2038 reduziert haben wird, müssten die erneuerbaren Anlagen entsprechend größer dimensioniert werden.

In Tabelle 15 werden die abgeschätzten Investitionen des Versorgers für die beiden Szenarien SLOTH und EFFORT gegenübergestellt.

Tabelle 15: Netz 1: Übersicht Investitionen für Spremberg (Versorgersicht)

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritt	60.000 m ² Flachkollektor 150.000 m ³ Erdbecken-Speicher 0,65 MW _{th} Wärmepumpe Speicher 2,5 MW _{th} Biomasse-Kessel 3,0 MW _{th} Erdgaskessel 7,5 MW _{th} Spitzenlast	37.500 m ² Flachkollektor 78.000 m ³ Erdbecken-Speicher 0,35 MW _{th} Wärmepumpe Speicher 2,0 MW _{th} Biomasse-Kessel 3,0 MW _{th} Erdgaskessel 3,5 MW _{th} Spitzenlast
Invest Erzeugung	24 Mio. €	16 Mio. €
Kenndaten Zielsystem	60.000 m ² Flachkollektor 150.000 m ³ Erdbecken-Speicher 0,65 MW _{th} Wärmepumpe Speicher 2,5 MW _{th} Biomasse-Kessel 7,5 MW _{th} Spitzenlast	37.500 m ² Flachkollektor 78.000 m ³ Erdbecken-Speicher 0,35 MW _{th} Wärmepumpe Speicher 2,0 MW _{th} Biomasse-Kessel 3,5 MW _{th} Spitzenlast
Invest Erzeugung	24 Mio. € (0 Mio. € in 2050)	16 Mio. € (0 Mio. € in 2050)
Invest Netz	17 Mio. €	17 Mio. €
Invest HAST	0 Mio. € (im Verantwortungsbereich des Kunden)	0 Mio. € (im Verantwortungsbereich des Kunden)
Summe	41 Mio. €	33 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Die Investitionen in SLOTH für Netz und Erzeugung liegen im EFFORT-Pfad fast 25 % höher als in SLOTH. Dies ist im Wesentlichen auf die niedrigere Erzeugerleistung, die in EFFORT aufgrund des höheren energetischen Sanierungsstandards errichtet werden muss, zurückzuführen. Auch die höhere Effizienz von Kollektoren und Wärmepumpen spielt eine Rolle.

Da die Investitionen aus Versorgersicht abgeschätzt werden, werden die Kosten für die energetische Sanierung der Gebäude in diesem Vergleich nicht berücksichtigt. Die Kosten für den Umbau der Gebäude-TGA fehlen ebenso wie die Kosten der HAST, da diese in Spremberg im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind.

Werden die HAST-Kosten, die bei den Kunden*Kundinnen anfallen, mitberücksichtigt, kehrt sich das Bild um. Durch die flächendeckende Installation von Wohnungsstationen verteuert sich das EFFORT-Szenario deutlich gegenüber SLOTH (25 % höhere Investition, siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Netz 1: Übersicht Investitionen Spremberg inkl. HAST

	SLOTH	EFFORT
Invest Erzeugung	24 Mio. € (0 Mio. € in 2050)	16 Mio. € (0 Mio. € in 2050)
Invest Netz	17 Mio. €	17 Mio. €
Invest HAST	5 Mio. €	25 Mio. €
Summe	46 Mio. €	58 Mio. €

Dieser Effekt tritt auch bei den anderen Fernwärmesystemen auf. Er ist ein Indikator dafür, dass erhebliche finanzielle Hemmnisse hinsichtlich der TGA-Änderungen im Gebäudebereich bestehen (Umstellung von zentraler HAST auf Wohnungsstationen), besonders für den EFFORT-Pfad, in dem mit TVL 55 °C/TRL 30 °C ein sehr niedriges Temperaturniveau auf der Kundenseite erreicht werden soll.

Da die HAST in Spremberg in Kundeneigentum sind, sind die Möglichkeiten des Versorgers eingeschränkter. Er kann z. B. bei weiterer Funktionsfähigkeit der Stationen nicht einseitig über den Austauschzeitpunkt (z. B. nach 25 Jahren) bestimmen. Durch Anpassung der TAB und beim Abschluss neuer Verträge kann er jedoch Vorgaben für maximal zulässige Rücklauftemperaturen und die vorgesehenen Vorlauftemperaturen machen (siehe Exkurs zum vertraglichen Gestaltungsrahmen von Temperaturabsenkungen in Abschnitt 2.2.1).

Das Spremberger Primärnetz hat hohe freie Kapazitäten. Hier können Möglichkeiten geprüft werden, die Temperaturen bereits zeitnah deutlich abzusenken, um die Netzverluste zu reduzieren und die Randbedingungen für die Einspeisung EE und Abwärme zu verbessern.

Auch die Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen vor 2038 ist eine Option, die geprüft werden sollte. Ein solches Vorgehen ermöglicht den Städtischen Werken, Erfahrung mit der Planung und dem Betrieb eigener Erzeugungsanlagen zu gewinnen.

4.1.6 Akteursspezifische Analyse

Im Rahmen der sozio-ökonomischen und institutionellen Analyse wurden Interviews mit dem Vertriebsleiter, dem Betriebsingenieur und dem Aufsichtsratsvorsitzenden durchgeführt, die im Folgenden dokumentiert sind.

Transformationspfad

Zum Zeitpunkt des Interviews wurden in Spremberg noch keine Maßnahmen zur Dekarbonisierung vorgenommen. Der erste Schritt zur Entwicklung eines Transformationspfads war 2020 die Beauftragung einer Transformationsstudie für die Dekarbonisierung im Bereich der Sektorkopplung. Auf kommunaler Seite gab es laut Auskunft des Aufsichtsratsvorsitzenden Ende der 2000er Jahre in Spremberg öffentliche Diskussionen um die Errichtung großflächiger PV-Anlagen aus optischen, technischen und naturschutzrechtlichen Gründen. Da zeitweilig zu viel Solar- und Windenergie in das Netz eingespeist wurde, hat die Kommune einen Grundsatzbeschluss gefasst, dass nur dezentrale PV-Anlagen installiert werden dürfen. 2018 wurde dieser Beschluss wieder aufgehoben, da Investoren*Investorinnen Interesse bekundet haben, bis zu 200 Hektar PV-Anlagen zu errichten. In diesem Zusammenhang wurde eine Flächenpotenzialanalyse durchgeführt und ein „Flächenkatalog“ erstellt, in dem verschiedene Aspekte analysiert werden, darunter Auswirkungen auf Tourismus, Naherholung und Natur. Auf diese Weise wurden ca. 1.000 ha Flächen für Photovoltaik-, aber potenziell auch Solarthermieranlagen identifiziert.

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und weiteren Versorgungslösungen

Die Stadtwerke Spremberg betreiben sowohl das Fernwärme- als auch das Gasnetz. Aktuell gibt es keine strategische Bevorzugung einer Versorgungslösung. Beim Netzausbau bzw. der Erschließung neuer Baugebiete überlässt die Kommune den Stadtwerken die Entscheidung auf Basis der Kosten, ob eine Gas- oder Fernwärmeleitung gebaut wird. Im Falle von Neuanschlüssen, in denen sowohl Fernwärme und Gas vorhanden sind, werde laut Aussage der Stadtwerke aktuell von den Kunden*Kundinnen aufgrund der geringen Kosten häufig Gas bevorzugt. Wohnungsgenossenschaften oder öffentlichen Bauträger nutzten vor allem Fernwärme. Die Stadtwerke sehen in einem potenziellen Anschlusszwang an die Fernwärme eine zukünftige Möglichkeit, die Kosten für alle Kunden*Kundinnen zu senken.

Akteurskonstellation

Im Folgenden werden die Rollen und Perspektiven der zentralen Akteure beschrieben. Eine grafische Darstellung der Akteurskonstellation findet sich im Anhang D (separates Dokument).

Rolle der Stadtwerke

Innerhalb der Stadtwerke Spremberg befassen sich das technische Büro, der Netzbetrieb und der Vertrieb mit den Planungen der Dekarbonisierung. Im Bereich Fernwärme sind derzeit fünf Personen beschäftigt. Da es sich um ein kleines Unternehmen handelt, gibt es keine eigene Forschungs- oder Strategieabteilung und die Arbeit ist vorrangig operativ. Da die Dekarbonisierung in Spremberg erst seit Kurzem diskutiert wird, befassen sie sich aktuell mit ersten Ansätzen zur möglichen Einbindung von Geothermie und industrieller Abwärme. Die Erneuerung der Nennweiten für das Zielnetz wird aufgrund der hohen Kosten als wirtschaftliches Hemmnis für das ganze Unternehmen betrachtet. Zugleich könnten aber durch die Reduktion der Nennweiten und der Netzverluste auch die Kosten bei den Kunden*Kundinnen reduziert werden. Die Stadtwerke betonen die Unterstützung durch externe Beratung, durch die sie auf Fördermöglichkeiten wie die BEW aufmerksam wurden. Auch das vorliegende Forschungsvorhaben gibt Hinweise auf mögliche Handlungsfelder.

Perspektive des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat sieht sich in einer vermittelnden Rolle zwischen verschiedenen Interessen. Aus Sicht der Stadt als Eigentümerin sollen Gewinne aus der Energieversorgung erzielt werden. Gleichzeitig sollen Bürger*innen der Stadt „einen zuverlässigen und preislich günstigen Anbieter vor der Haustür“ haben. Bisher gelinge das in Spremberg gut. Angesichts des Kohleausstiegs macht sich der Aufsichtsrat aber Sorgen um potenzielle Mehrkosten für die Kunden*Kundinnen. Die bisher betrachteten Varianten lassen aufgrund der hohen Investitionskosten höhere Wärmepreise erwarten. Dies könnte die Akzeptanz des Kohleausstiegs in der Region schwächen, „da die Menschen damit rechnen müssen, dass die Jobs wegfallen und höhere Kosten auf sie zukommen“. Fernwärme kann aus Sicht des Aufsichtsrats aktuell nicht wirtschaftlich mit erneuerbaren Energien erzeugt werden. Eine Gas-Variante wäre wirtschaftlicher, wird aber von Spremberg auch nicht präferiert, da es sich nicht um eine nachhaltige Option handelt. Die „richtige“ Option gibt es für Spremberg noch nicht.

Interesse der Kunden*Kundinnen / Vertriebskonzept

„Grüne Wärme“ sehen die Stadtwerke derzeit nicht als Verkaufsargument aufgrund der Kohleverbundenheit und geringen Wirtschaftskraft der Region: „Der Kunde ist definitiv nicht bereit, 20-30 % mehr zu zahlen für ein ‚grünes Fernwärme‘-Siegel“. Derzeit überwiege eine Kostenorientierung bei den Kunden*Kundinnen. Bei einigen Wohnungsbaugenossenschaften, insbesondere den kommunalen, würde das Thema Nachhaltigkeit aber an Bedeutung gewinnen.

Die Stadtwerke nehmen an, dass Nachhaltigkeit in Zukunft als Interesse der Kunden*Kundinnen zunehmen wird.

Die Stadtwerke betonen, dass es eine sehr hohe Kundenbindung gebe und die Bürger*innen die Stadtwerke als „verlässlichen Partner“ wertschätzten. Dafür seien sie auch bereit, etwas mehr zu bezahlen. Es gibt auch einen Kundenbeirat, der die Interessen der Kunden*Kundinnen in den Entscheidungsprozess der Stadtwerke einbindet.

Rolle der Kommune

Die Zusammenarbeit zwischen den Stadtwerken und den einzelnen Fachabteilungen der Kommune läuft über das technische Büro. Die Zusammenarbeit wird als „sehr unkompliziert“ beschrieben, mit dem „Vorteil, dass es wie eine Familie ist“. Aus Sicht der Stadtwerke ist das Ziel der Kommune, sicher und kostengünstig die Kommune zu versorgen, weshalb Kosten und Versorgungssicherheit gegenüber Nachhaltigkeitsaspekten Priorität haben.

Die Bürgermeisterin der Stadt Spremberg war in der Kohlekommission und hat sich als Sprecherin der Region Lausitz eingebracht. Dabei verfolgt sie das Ziel, die Bundesförderung zum Kohleausstieg in Projekte zur Schaffung neuer Arbeitsplätze umzusetzen. In der Bevölkerung gebe es laut Aussage des Aufsichtsratsvorsitzenden Skepsis gegenüber Maßnahmenvorschlägen, die nicht unmittelbar Arbeitsplätze schaffen, wie beispielsweise den Ausbau von Radwegen. Die Region sei eher industrietolerant. Aus Sicht des Aufsichtsrats kann die Kommune insbesondere bei der Kommunikation, der Akzeptanz sowie den Baurechtplanungen helfen. Zur Begegnung der Herausforderungen angesichts der Dekarbonisierung, insbesondere hinsichtlich Arbeitsplätze und der Schaffung einer kostengünstigen Versorgung, wünscht sich der Aufsichtsrat Unterstützung für die Kommunen. Das Konzept der kommunalen Wärmeplanung war bisher noch nicht bekannt, stößt aber auf Interesse.

Beteiligung der Öffentlichkeit

Laut Aufsichtsrat finden regelmäßig breite Diskussionen in der Öffentlichkeit statt. Auch wenn die Entscheidungsprozesse dadurch länger dauern, führe dies zu besserer Akzeptanz und Transparenz. Auch beim Zielbild der Wärme sollen die Bürger*innen mitdiskutieren. In der Vergangenheit habe es oft auch kontroverse Diskussionen gegeben, zum Beispiel im Zusammenhang mit den Photovoltaikanlagen, insbesondere im Spannungsfeld zwischen Energieversorgung und Naturschutz.

Standortspezifische Hemmnisse

Kohleverbundenheit

Sowohl die Stadtwerke als auch der Aufsichtsrat betonen die regionale „Kohleverbundenheit“, da der Braunkohlesektor ein zentraler Arbeitgeber war und heben die damit einhergehende regionale Wertschöpfung aus der Braunkohleindustrie hervor. Dadurch wird ein indirekter positiver Bezug zur regionalen Fernwärme hergestellt, die zudem auch eine günstige Energieversorgung in der Region war. Vor diesem Hintergrund wird die Akzeptanz für den Kohleausstieg weiterhin als schwierig eingeschätzt, weil daran noch Arbeitsplätze gebunden sind. Ob sich diese positive Beziehung zur Fernwärme aber auch auf eine zukünftige alternative Versorgung überträgt, sei noch offen. Eine wichtige Rolle werden in diesem Zusammenhang den im Kohleausstiegsgesetz beschlossenen Strukturfördergeldern (40 Mrd. Euro) zugeschrieben, von denen fast die Hälfte in die Lausitz fließen wird. Der Aufsichtsrat wünscht sich dabei, dass beim Mitteleinsatz der Fokus auf der Schaffung von Arbeitsplätzen liegt: „Wichtig ist es, dass Menschen eine Fantasie bekommen, was es für zukünftige Beschäftigungsmöglichkeiten geben kann, das muss anhand von Beispielen aufgezeigt werden“. Dadurch könne die Akzeptanz des Kohleausstiegs gefördert werden.

Hausstationen im Eigentum der Kunden*Kundinnen

In Spremberg befinden sich 100 % der Hausstationen im Eigentum der Kunden*Kundinnen. Vor diesem Hintergrund betrachten die Stadtwerke einen Austausch der Hausstationen als sehr kritisch, da die Kunden*Kundinnen finanziell dafür aufkommen müssten. Dies sei insbesondere deshalb kein gutes Verkaufsargument, da ursprünglich das Argument für Fernwärme die geringen Kosten waren und neben den laufenden Kosten keine Investitionskosten mehr anfallen sollten. Es wird befürchtet, dass sich die Kunden*Kundinnen nach anderen Alternativen umschauen. Daher würden die Stadtwerke es begrüßen, dass nicht nur Unternehmen, sondern auch Endkunden*Endkundinnen Fördermöglichkeiten in Anspruch nehmen können, um die Hausstationen auszutauschen.

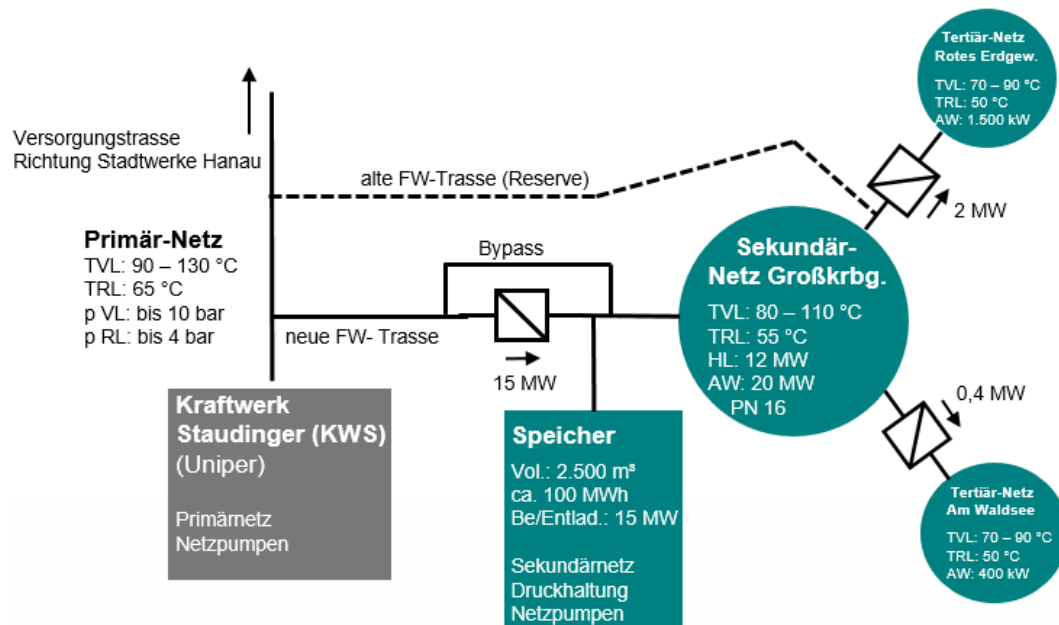
Bewertung

Das Fallbeispiel Spremberg steht aufgrund des späten Kohleausstiegs und der geringen Größe des Wärmenetzes aktuell noch am Anfang der Konzeptentwicklungen für den Transformationspfad der Dekarbonisierung. Da es sich um eine kleinere Kommune handelt, weist die Akteursstruktur insgesamt eine geringe Akteursvielfalt auf. Aufgrund der geringen personellen Kapazitäten zeichnet sich ab, dass bei der weiteren Entwicklung des Transformationspfads externer Beratungsbedarf besonders zentral wird, um den Transformationsprozess zu befördern. Die Stadtwerke betonen unter anderem, dass Beratung bei der Kenntnis und Inanspruchnahme von Förderprogrammen wichtig ist und dass Forschungsprojekte wie das vorliegende bei der Wahl eines geeigneten Transformationspfads hilfreich sind. Des Weiteren besteht der Wunsch nach spezifischen Unterstützungsangeboten für den Transformationspfad, die sich an den Charakteristika ostdeutscher Wärmenetze orientieren.

4.2 Fallbeispiel 2 - Großkrotzenburg

Großkrotzenburg ist eine am Main gelegene Gemeinde mit rund 7.000 Einwohner*innen nahe Hanau und das Beispiel-Netz 2 beruht auf dem Fernwärmesystem der Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH. Das Netz hat eine Trassenlänge von ca. 27 km, der älteste Netzteil stammt aus dem Jahr 1988. Der Wärmeabsatz liegt bei rund 25 GWh/a. Die Fernwärme wird aktuell zu 100 % von der Uniper Kraftwerke GmbH bezogen und stammt zu rund 20 % aus Erdgaskesseln und zu 80 % aus dem Steinkohlekraftwerk Staudinger, dessen Stilllegung zu Projektbeginn für Ende 2025 vorgesehen war. Im Rahmen des Gesetzes zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung hat sich Uniper im Rahmen einer Auktion für eine vorzeitige Stilllegung der KW-Anlage beworben und Ende 2021 den Zuschlag von der Bundesnetzagentur für eine Stilllegung bereits im Mai 2023 erhalten. Stand Sommer 2022 wurde das Kraftwerk wiederum als systemrelevant eingestuft und muss bis März 2025 als Reserve für kurzfristige Engpässe im Netz zur Verfügung stehen. Diese Entwicklungen verdeutlichen exemplarisch die schwierigen Randbedingungen im Energiebereich unter denen die Versorger ihre Investitionsentscheidungen treffen müssen.

Abbildung 33 zeigt schematisch den Aufbau des Fernwärmesystems von Großkrotzenburg.

Abbildung 33: Netz 2: Schema Fernwärmesystem Großkrotzenburg

Quelle: eigene Darstellung GEF

Das Steinkohle-Heizkraftwerk Staudinger versorgt mehrere Gemeinden über ein Primärnetz, das mit maximaler Vorlauftemperatur von 130 °C betrieben wird. Das Netz Großkrotzenburg ist durch einen Wärmeübertrager vom vorgelagerten Netz getrennt und wird mit niedrigeren Temperaturen (TVL max. 110 °C) betrieben. Es existieren zwei kleine Tertiärnetze in Wohngebieten, deren maximalen Vorlauftemperaturen bei 90 °C liegen. Der Fernwärmeversorger betreibt keine eigenen Erzeugungsanlagen, sondern bezieht die gesamte Wärme vom Vorlieferanten. Am Wärmeübergabepunkt zum vorgelagerten Netz ist ein großer Wärmespeicher vorhanden, mit dem der KWK-Anteil an der Wärme optimiert wird. Weitere Informationen zum Fernwärmesystem in Großkrotzenburg sind in einem ausführlichen Steckbrief in Anhang B.2 (separates Dokument) dargestellt.

4.2.1 Verbrauchsentwicklung

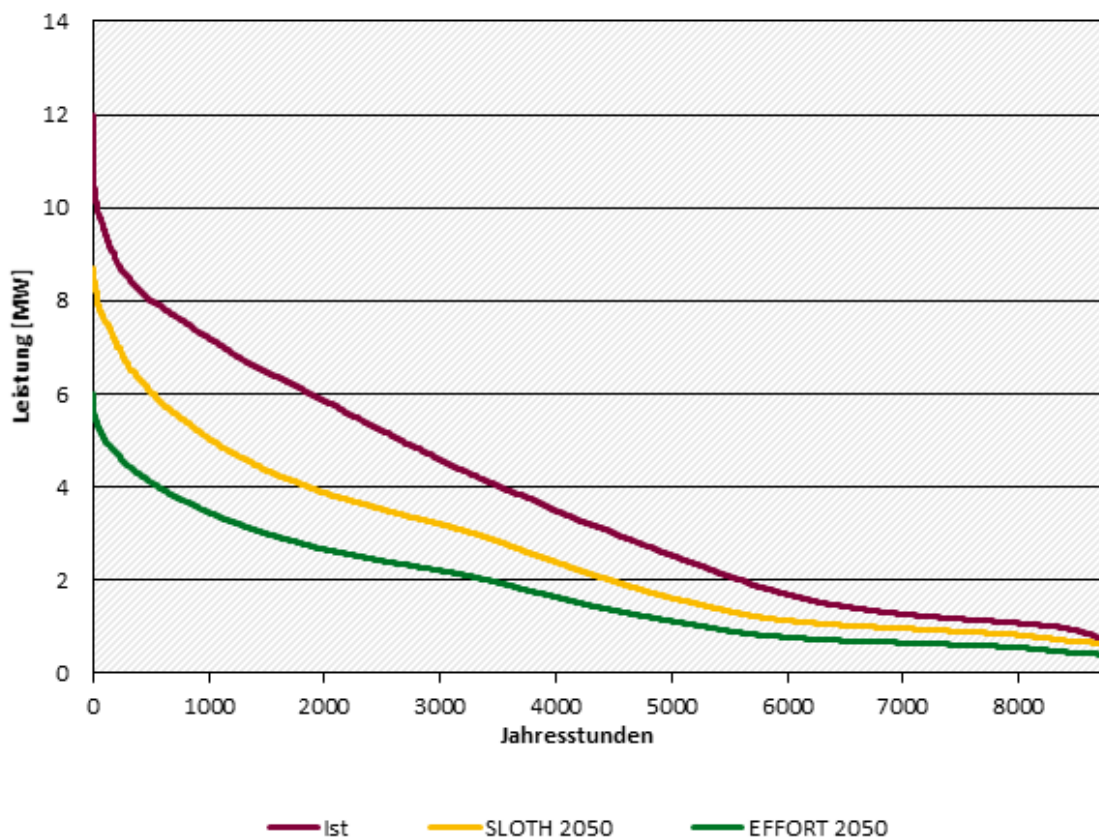
Für Großkrotzenburg wird ausgehend von einem Wärmeabsatz von 25 GWh ein Zuwachs an Neukunden*Neukundinnen von 6 GWh angenommen (+ 24 %). In Großkrotzenburg ist das Ausbaupotenzial für die Fernwärme begrenzt, da weite Teile der Gemeinde bereits erschlossen sind. In Überlagerung mit dem Wärmerückgang für die Szenarien SLOTH und EFFORT ergibt sich die in Tabelle 17 dargestellte Entwicklung des Wärmeabsatzes.

Tabelle 17: Netz 2: Entwicklung Kenndaten Großkrotzenburg

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Absatz [GWh/a]	25	19	14
Netzeinspeisung [GWh/a]	32	23	16
Verluste [GWh/a]	7	4	2
Höchstlast [MW]	12	9	6

Der Wärmeabsatz unter Berücksichtigung der Netzverdichtung und des Ausbaus sinkt im Szenario SLOTH um 33 %, im Szenario EFFORT um 45 %. Die Netzverluste sinken aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen, der höheren Dämmstufe der Leitungen sowie aufgrund der als für das Zielnetz optimiert angenommenen (kleineren) Nennweiten.

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Zieljahr 2050 im SLOTH- und im EFFORT-Szenario erstellt. In Abbildung 34 sind die geordneten Jahresdauerlinien des Ist-Systems sowie der Zukunftssysteme im Jahr 2050 für die Szenarien SLOTH und EFFORT dargestellt.

Abbildung 34: Netz 2: Jahresdauerlinien 2050 für Großkrotzenburg

Quelle: eigene Darstellung GEF

Der erhebliche Rückgang der Netzeinspeisung durch die unterschiedlichen Annahmen zur Sanierung in den Szenarien SLOTH und EFFORT wird in Abbildung 34 deutlich.

4.2.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

Eine überschlägige Potenzialanalyse für Großkrotzenburg ist in Tabelle 18 zu sehen.

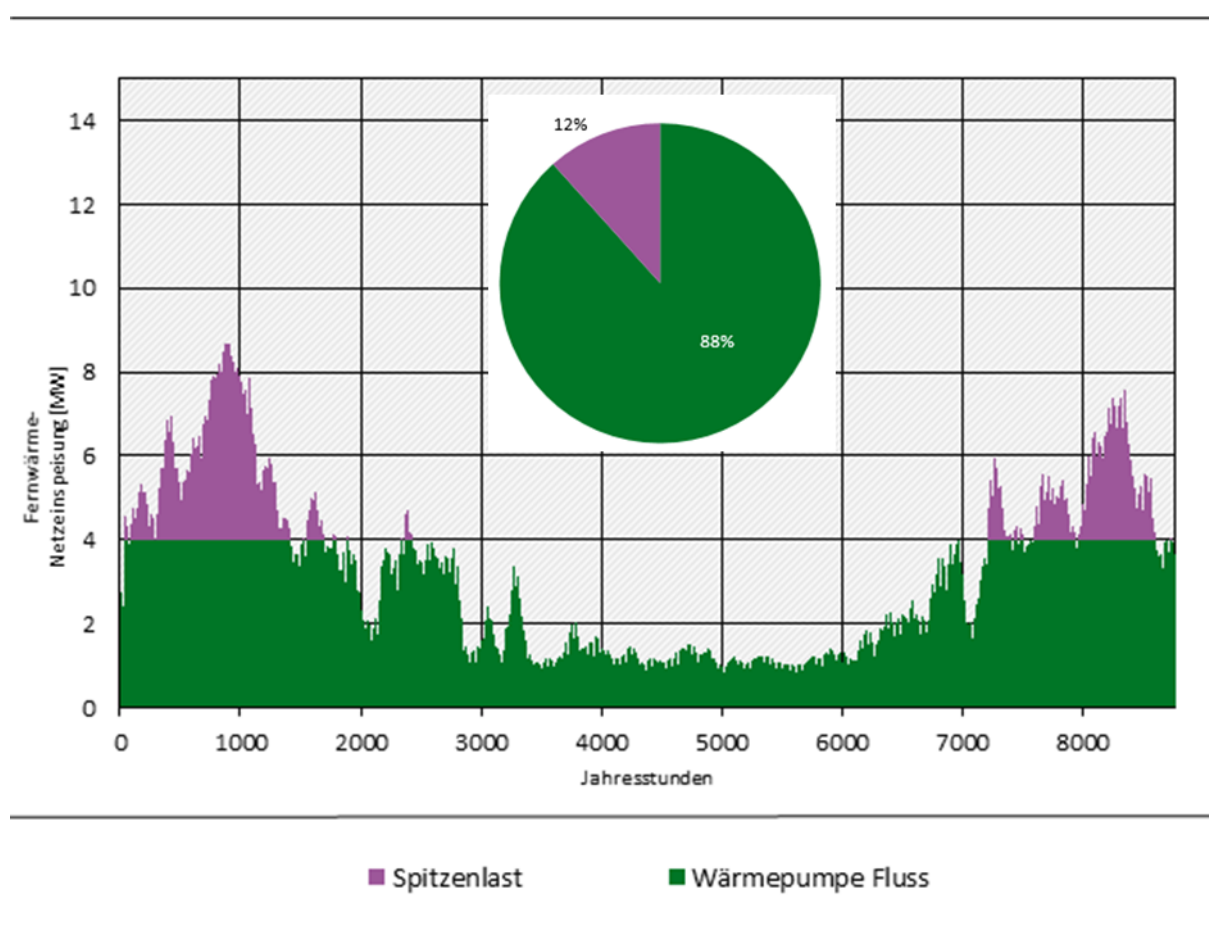
Tabelle 18: Netz 2: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Großkrotzenburg

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	begrenzt	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	begrenzte Flächen
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	z. T. Schutzgebiete
Oberflächengewässer	ausreichend	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Fluss und Seen (z. T. Schutzgebiet)
Abwasser	begrenzt	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	begrenzte Menge
oberfl. Geothermie	begrenzt	niedrig	ganzjährig	Flächen, Schutzgebiete
tiefe Geothermie	nein			
industr. Abwärme	nein			
thermische Abfallverwertung	nein			
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

Aus tiefer Geothermie, industrieller Abwärme und thermische Abfallverwertung werden keine nutzbaren Potenziale identifiziert. In ca. 1 km Entfernung vom Ort befinden sich zwei Deponien, deren Flächen als nutzbar für eine Solarthermie angenommen werden. Größere Bereiche des Umlandes sind Wasserschutzzonen II bzw. III und unterliegen entsprechenden Nutzungseinschränkungen, u. a. für oberflächennahe Geothermie. Eine eigene Kläranlage ist vorhanden, das Potenzial ist aber gegenüber dem Main als Umweltwärmequelle sehr klein. Für die nachfolgende Konzeption werden sowohl die Solarthermie als auch der Main als erneuerbare Wärmequellen in den Fokus genommen. Da der Main sowohl für den Wärmebedarf im SLOTH-Szenario als auch im EFFORT-Szenario ausreichend Umweltenergie bietet, wird für beide Szenarien die gleiche Konzeption gewählt und lediglich die Größe skaliert. Die Umweltwärme aus dem Fluss kann sowohl im Sommer als auch im Winter genutzt werden.

4.2.3 Szenario SLOTH

Zielsystem Erzeugung SLOTH: Für den Ziel-Erzeugerpark im Jahr 2050 wird unterstellt, dass 88 % der Wärme über eine Großwärmepumpe unter Nutzung des Mains als Wärmequelle erzeugt wird. Für die Spitzenlast wird ein E-Kessel angenommen (siehe. Abbildung 35). Die Anlagenleistungen liegen bei 4 MW_{th} für die Großwärmepumpe und 5 MW_{th} für erneuerbare Spitzenlast.

Abbildung 35: Netz 2: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Großkrotzenburg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Der Speicher bleibt Teil des Fernwärmesystems, seine technische Nutzungsdauer deckt den Betrachtungszeitraum ab, so dass keine Reinvestition notwendig ist. Er kann – wie auch heute – zur Kurzfrist-Optimierung des Anlageneinsatzes genutzt werden, z. B. um den Einsatz der Wärmepumpen oder der erneuerbaren Spitzenlast (z. B. E-Kessel) in Zeiten niedrigerer Strompreise zu verlagern⁴². Zum Zeitpunkt der Höchstlast an den kältesten Tagen im Winter werden im SLOTH-Szenario Netztemperaturen von T_{VL} 80 °C / T_{RL} 50 °C und ein COP von 2,8 angenommen⁴³. Wird das Netz in der Übergangszeit und im Sommer mit niedrigerer Vorlauftemperatur betrieben, steigt der COP auch in SLOTH an. Für die Sommerfahrweise im SLOTH-Szenario mit T_{VL} 72 °C steigt der COP auf rund 3 an.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH: Da die Kohle-KWK-Anlage, die das Fernwärmesystem versorgt, voraussichtlich 2025 stillgelegt werden soll, ist kurzfristig eine Investition in eine Zwischenlösung auf dem Weg zum Zielsystem erforderlich. Dafür werden in der Grundlast Erdgas-BHKW und in der Spitzenlast Erdgaskessel unterstellt (jeweils günstigste Option im Technologie-Baukasten 2020). Dies ist aus klimapolitischer Sicht in keiner Weise optimal. Aufgrund der hohen Wärmeleistungen der zu ersetzenden Kohle-KWK, aber auch aufgrund der

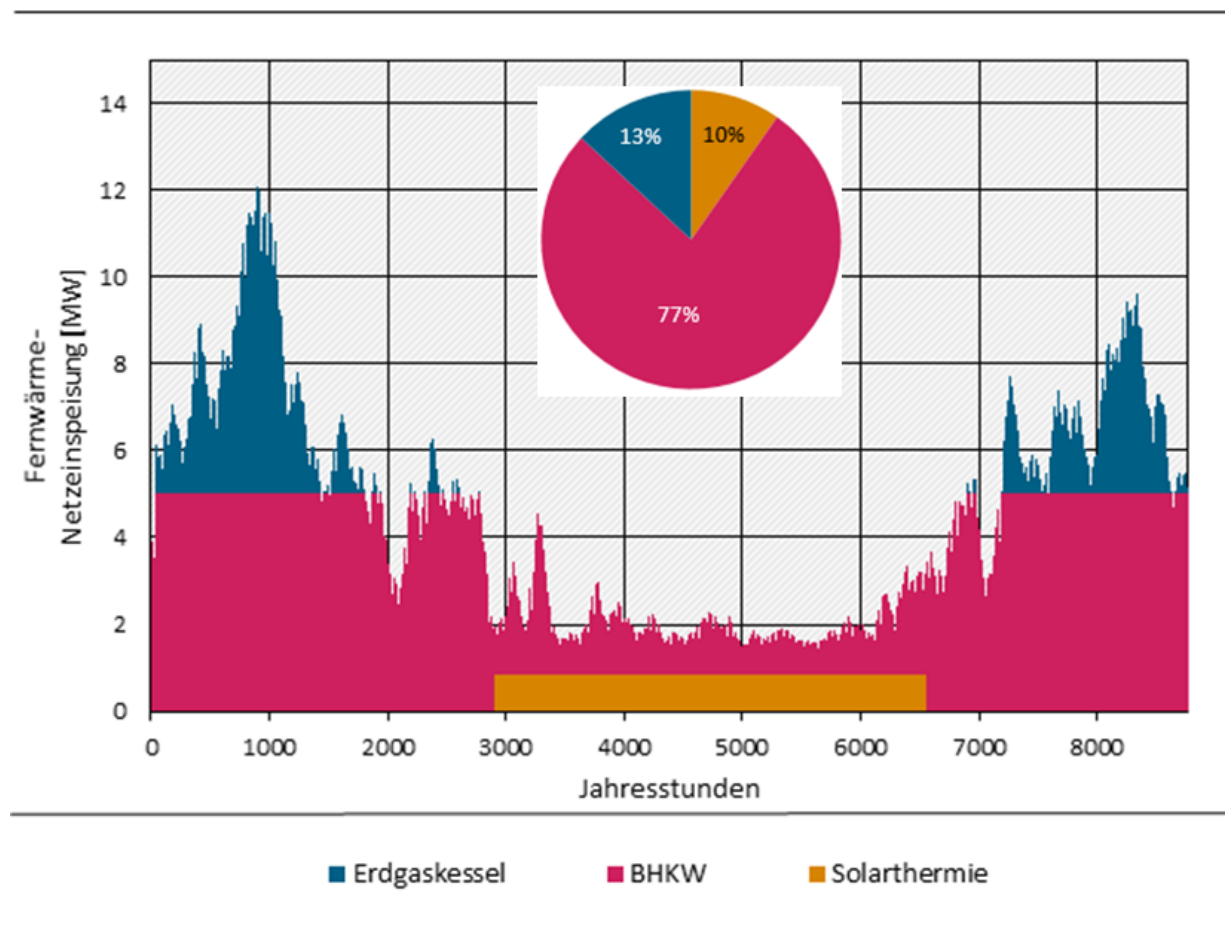
⁴² Eine Optimierung des Anlageneinsatzes im Stunden- oder Tagesverlauf unter Einbeziehung zeitlich aufgelöster Strompreise wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht durchgeführt. Ein möglicher Speichereinsatz auf kurzen Zeitskalen ist entsprechend in den Grafiken zum Erzeugereinsatz nicht separat abgebildet.

⁴³ Die „Extremsituation“ Höchstlast tritt nur in sehr kalten Wintern auf und auch dort nur wenige Stunden oder Tage. Da Fernwärmenetze i. d. R. mit an die Außentemperatur angepassten gleitenden Vorlauftemperaturen gefahren werden, ist im Mittel über die Betriebsdauer von höheren Jahresarbeitszahlen auszugehen.

angesetzten Commodity-Preise und des Förderrahmens mit Stand 2020⁴⁴ war es für das Fallbeispiel Großkrotzenburg nicht plausibel, davon auszugehen, dass Kohlewärme bereits im Stichjahr 2025 durch eine Groß-Wärmepumpe ersetzt wird. Dies verdeutlicht auch, warum im Bericht unter anderem ein Vorschlag für die Anpassung des regulatorischen Rahmens entwickelt wird (siehe Kapitel 7).

Um einen Einstieg in eine erneuerbare Wärmeversorgung zu realisieren, wird angenommen, dass eine Flachkollektor-Solarthermie-Anlage mit ca. 12.000 m² auf einer in Ortsnähe gelegenen Deponiefläche errichtet wird. Die Anlage stellt in dieser Größe – und gemeinsam mit dem vorhandenen Speicher – eine relativ günstige erneuerbare Option dar, die auf ausgereifte Technik zurückgreift und für die in Deutschland und in den Nachbarländern zahlreiche Best-Practice-Beispiele existieren. Solarthermie benötigt – abgesehen vom Pumpstrom – keinen Brennstoff und weist damit für die Zukunft eine hohe Preisstabilität auf.

Abbildung 36: Netz 2: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH für Großkrotzenburg

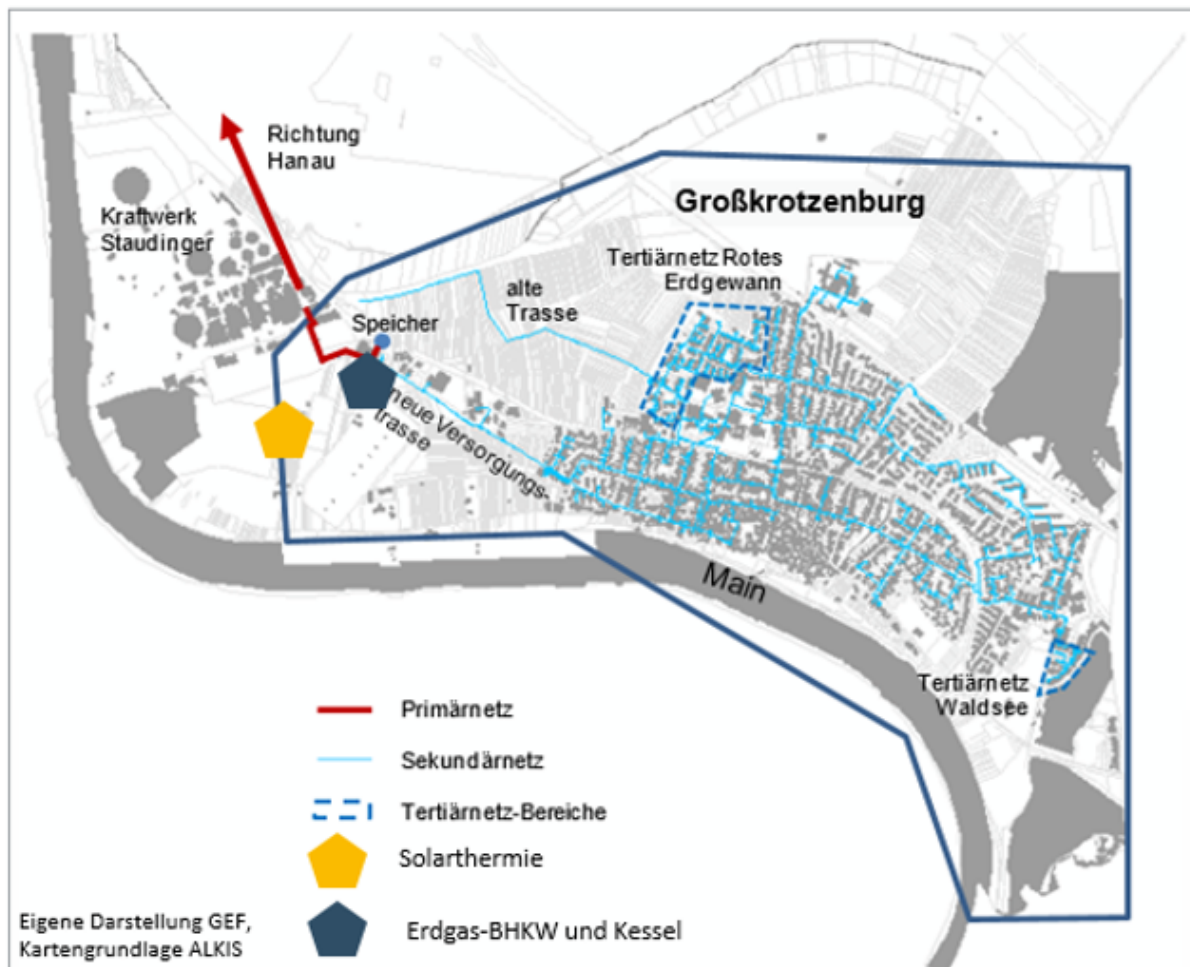


Quelle: Eigene Darstellung GEF

Abbildung 36 zeigt den Erzeugereinsatz für den Transformationsschritt im Pfad SLOTH. Die BHKW erzeugen rund 77 % Wärme, die Solarthermie rund 10 %, der Rest wird durch den Erdgaskessel bereitgestellt.

⁴⁴ Zu diesem Zeitpunkt war der Start der Bundesförderung effiziente Wärmenetze noch nicht absehbar.

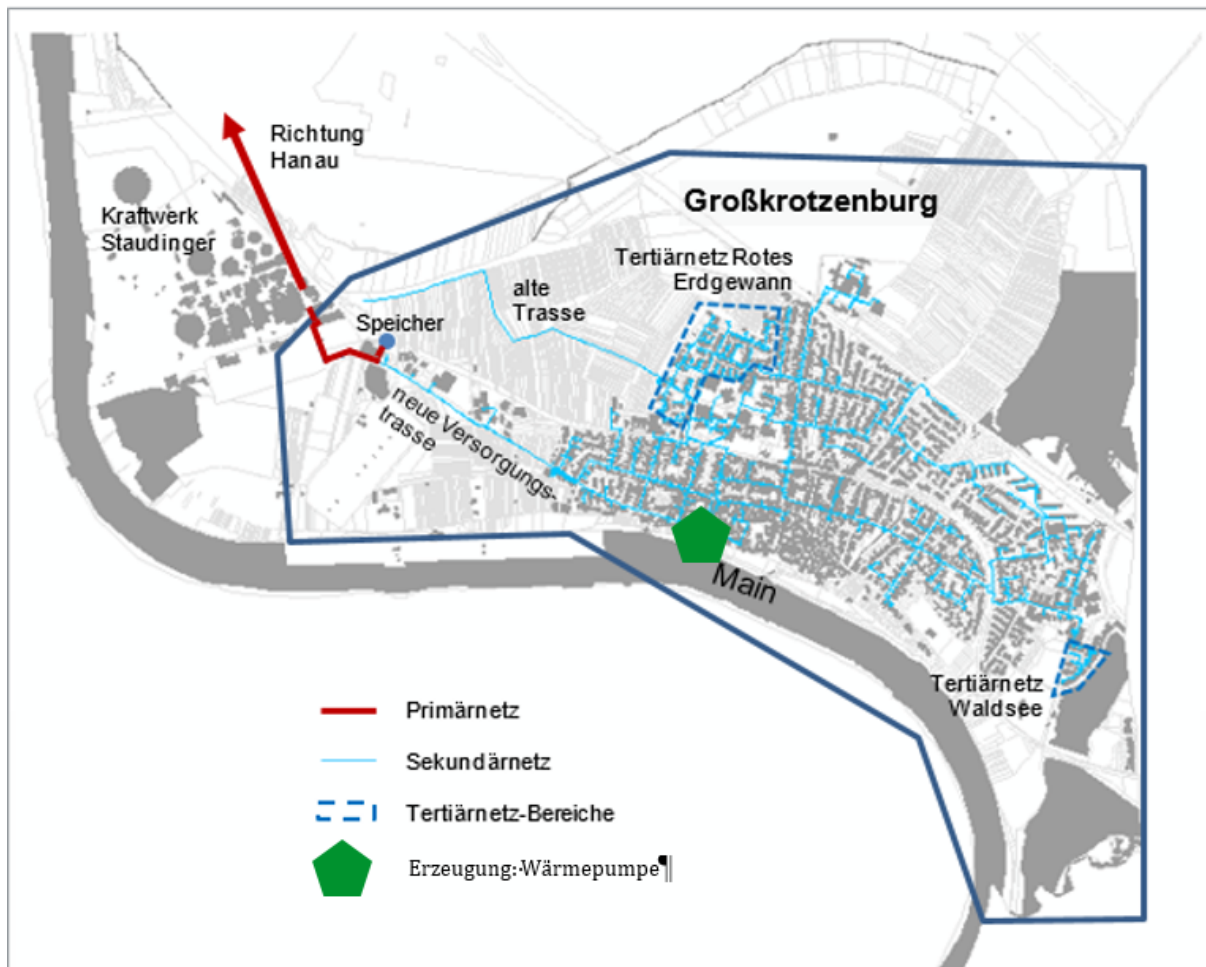
Abbildung 37: Netz 2: Netzplan Transformationsschritt für Großkrotzenburg



Quelle: Gemeindewerke Großkrotzenburg, Ergänzungen GEF

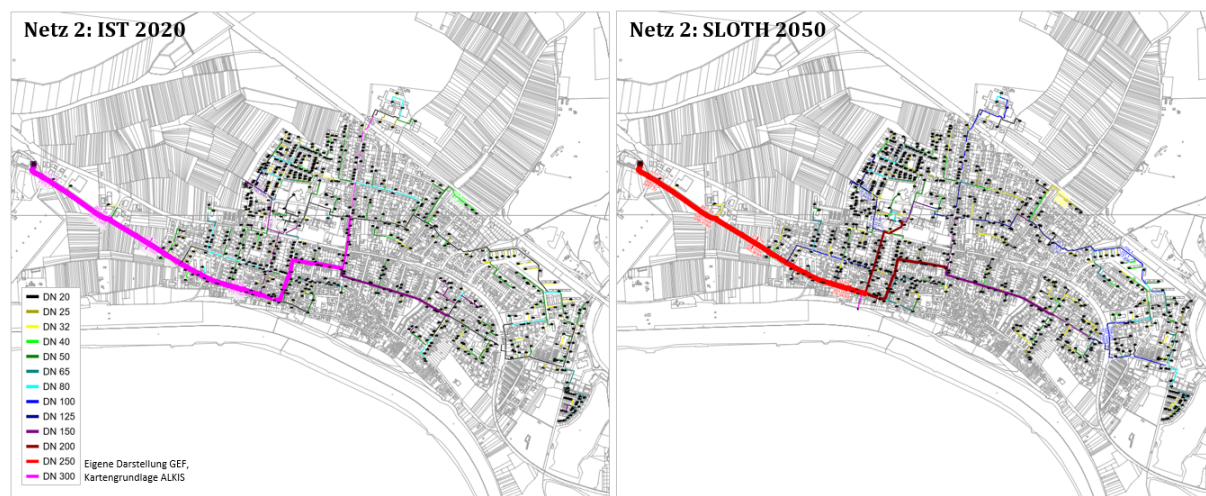
Da die Entfernung des Solarthermie-Standortes zum Fernwärmenetz lediglich einige hundert Meter beträgt, wird auf einen Kostenansatz für die Anbindeleitung im Rahmen der Investitionsschätzung verzichtet.

Entwicklung Netz SLOTH: Mit einer hydraulischen Simulation mit dem Simulationstool STANET wird das Zielnetz neu dimensioniert. Dazu werden als Parameter die Höchstlast von 11 MW sowie die SLOTH-Netztemperaturen (TVL 80 °C; TRL 50 °C) verwendet. Für den Kundenzuwachs wird eine gleichmäßig Nachverdichtung im bestehenden Netz angenommen. Für die Netzeinspeisepunkte wird unterstellt, dass der Speicher weiter genutzt wird und dass für die Wärmepumpe ein Standort möglich ist, der sowohl in der Nähe des Mains als auch in der Nähe der Haupttrasse liegt (siehe Abbildung 38).

Abbildung 38: Netz 2: Netzplan Zielsystem Großkrotzenburg

Quelle: Gemeindewerke Großkrotzenburg, Ergänzungen GEF

In Abbildung 39 sind die Nennweitenpläne des Ist-Netzes und des Zielnetzes SLOTH gegenübergestellt. Die mittlere Nennweite des Netzes sinkt von heute DN 100 auf DN 80 (Farbwechsel bei den Leitungsabschnitten).

Abbildung 39: Netz 2: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Großkrotzenburg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Zur Ermittlung der Investition für das Wärmenetz werden für das Nennweitengerüst des Zielnetzes SLOTH die Kosten für eine vollständige Neubeschaffung des entworfenen Zielnetzes ermittelt. Unter Verwendung von Erfahrungswerten der GEF für Netzbaukosten werden diese mit 19 Mio. Euro abgeschätzt. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern nur ein Anteil von 76 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.2 (separates Dokument)). Dieser Anteil wird für die grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung des Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf für das Zielnetz ergibt sich entsprechend $76 \% \times 19 \text{ Mio. Euro} = 14 \text{ Mio. Euro}$.

Austausch HAST SLOTH: Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand kann entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im SLOTH-Standard (zentrale HAST mit zweistufiger Trinkwassererwärmung, siehe Abschnitt 3.1.3.1) unterstellt werden. In Großkrotzenburg sind ausschließlich indirekte Stationen im Einsatz.

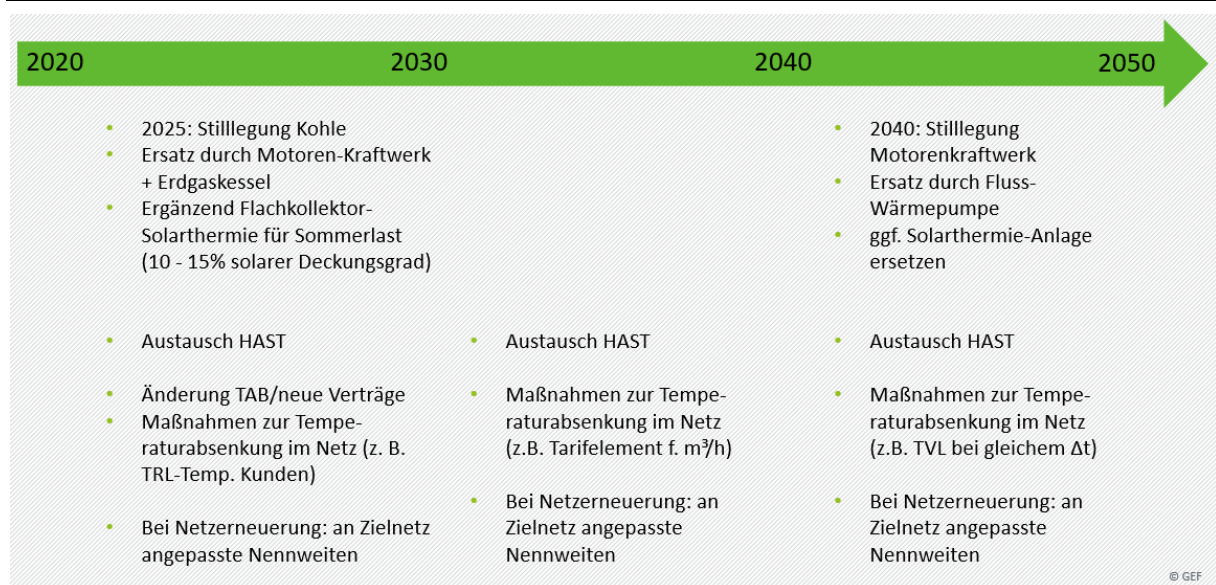
Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 30 kW, für den Zielzustand SLOTH wird er mit 19 kW angenommen (Ist $\times 0,62$, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen). In Großkrotzenburg liegt der mittlere Anschlusswert im Ist-System mit 30 kW niedrig, wenn man ihn z. B. vergleicht mit dem Netz Spremberg, das eine ähnliche Trassenlänge, aber 90 kW mittleren Anschlusswert hat. Ursächlich hierfür ist, dass in Großkrotzenburg über zwei Tertiärnetze auch Ein- und Zweifamilienhausgebiete mit kleinen Anschlussleistungen versorgt werden.

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 30 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen von 680 auf 850⁴⁵. Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 11 Mio. Euro und liegen damit nur wenig höher als bei einer BAU im Bereich HAST, bei der bei einem altersbedingten Austausch Standard-HAST-Technik installiert wird.

In Großkrotzenburg sind 100 % der Hausstationen (HAST) im Eigentum des Versorgers, deshalb wird für die Abschätzung der Kosten unterstellt, dass dieser die Investition für einen Austausch zu 100 % zu tragen hat.

Transformationspfad SLOTH: In Abbildung 40 ist der Transformationspfad im SLOTH-Szenario für Großkrotzenburg als Übersicht auf dem Zeitstrahl aufgetragen.

⁴⁵ Bei der Ermittlung der Investitionskosten für das Netz wird zur Vereinfachung kein räumlicher Ansatz für Netzausbau zum Anschluss der Neukunden modelliert. Beim Absatz (Auslegung Erzeugerpark) und bei der Investition in HAST werden Neukunden jedoch berücksichtigt.

Abbildung 40: Netz 2: Transformationspfad SLOTH für Großkrotzenburg

Quelle: eigene Darstellung GEF

Im Transformationspfad SLOTH werden bis 2025 Erdgas-BHKWs und Erdgaskessel als Ersatz für die stillgelegte Kohleanlage errichtet, ergänzt durch eine Flachkollektoranlage, die die Sommerlast zum großen Teil deckt. Nach Ende der technischen Nutzungsdauer der BHKWs im Jahr 2040 wird die Zielerzeugung mit den Großwärmepumpen und erneuerbarer Spitzenlast errichtet. Da die Wärmepumpe auch im Sommer Umweltenergie aus dem Main nutzbar machen kann, gibt es keinen zwingenden Grund, die Solarthermie-Anlage 2050 am Ende ihrer technischen Lebensdauer (25 Jahre) zu ersetzen. Ggf. kann sie durch eine PV-Anlage ersetzt werden, deren Strom (tagsüber bei Sonne) von der Wärmepumpe genutzt werden kann.

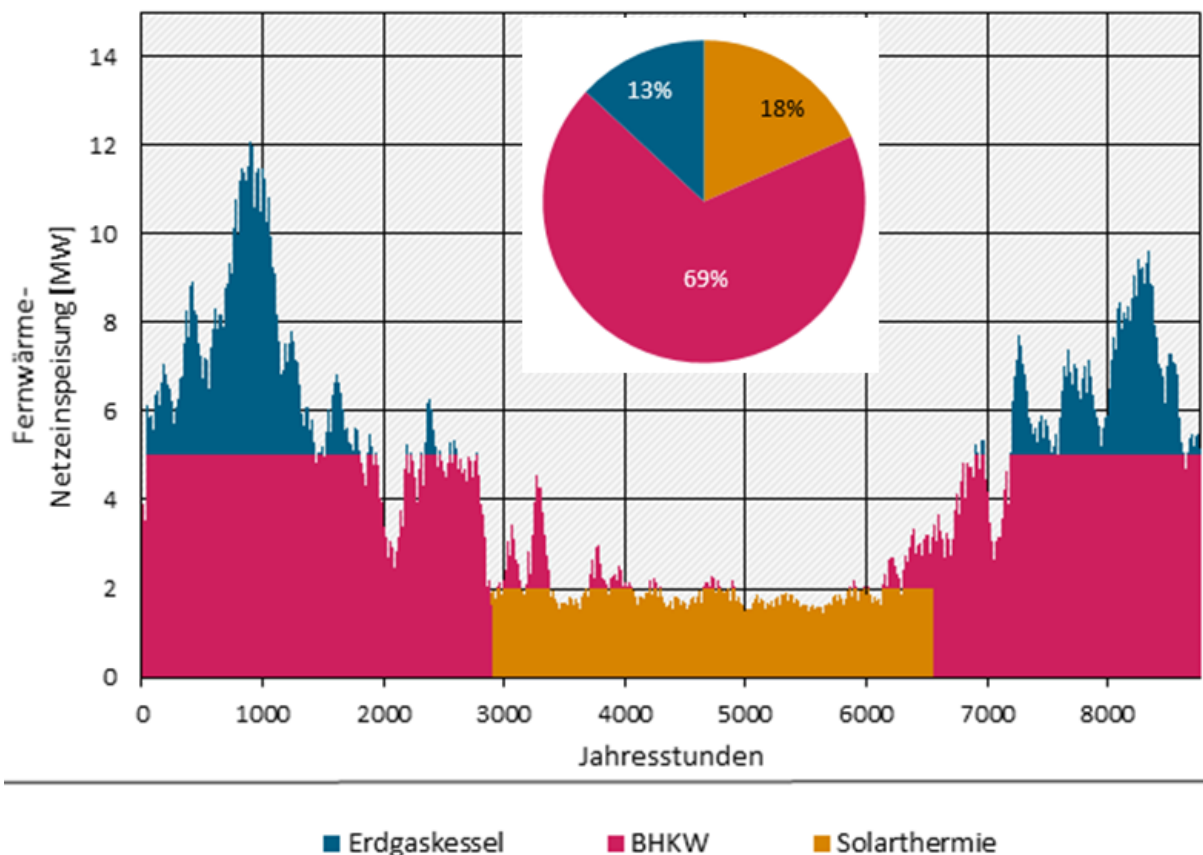
Die Erneuerung des Netzes und der Austausch der HAST erfolgt kontinuierlich. Ebenso soll so früh wie möglich mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung begonnen werden. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden* Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitt 2.2.1, 3.1.3.1 und 5.1.2).

4.2.4 Szenario EFFORT

Erzeugung EFFORT: Da für das Fallbeispiel Großkrotzenburg von einer Stilllegung des Kohlekraftwerks Ende 2025 Jahre ausgegangen wird, ist erzeugungsseitig im EFFORT-Szenario – ebenso wie im SLOTH-Szenario – ein Zwischenschritt notwendig. Die unterschiedlichen angenommenen Randbedingungen, wie z. B. der Rückgang des Wärmebedarfs, haben zu diesem Zeitpunkt noch sehr geringe Auswirkungen, so dass für beide Szenarien ein ähnliches Konzept für den Zwischenschritt vorgeschlagen wird. Es wird ebenfalls die Kombination aus BHKW, Erdgas-Spitzenkesseln und Solarthermie angenommen, die auch unter den EFFORT-Randbedingungen technisch machbar und wirtschaftlich plausibel ist. Unterstellt man für EFFORT auch im Zwischenschritt einen höheren Ambitionsgrad als in SLOTH, kann auf der Deponiefläche eine Vakuum-Röhren-Kollektor-Anlage statt wie in SLOTH eine Flachkollektoranlage realisiert werden. Diese ist in der Investition teurer, ermöglicht aber einen höheren Solarertrag (ca. 18 % der Netzeinspeisung) als die Flachkollektoren. Der Anteil der BHKWs an der Netzeinspeisung geht entsprechend zurück.

Für das Zielsystem wird wie im Szenario SLOTH die Nutzung der Umweltwärme aus dem Main mittels Großwärmepumpe, ergänzt durch einen E-Kessel in der Spitzenlast angenommen (siehe Abbildung 42). Für die Transformationsschritt kommen – ebenfalls analog zu SLOTH – BHKW, Erdgaskessel und eine Solarthermie zur Deckung der Sommerlast zum Einsatz (siehe Abbildung 41).

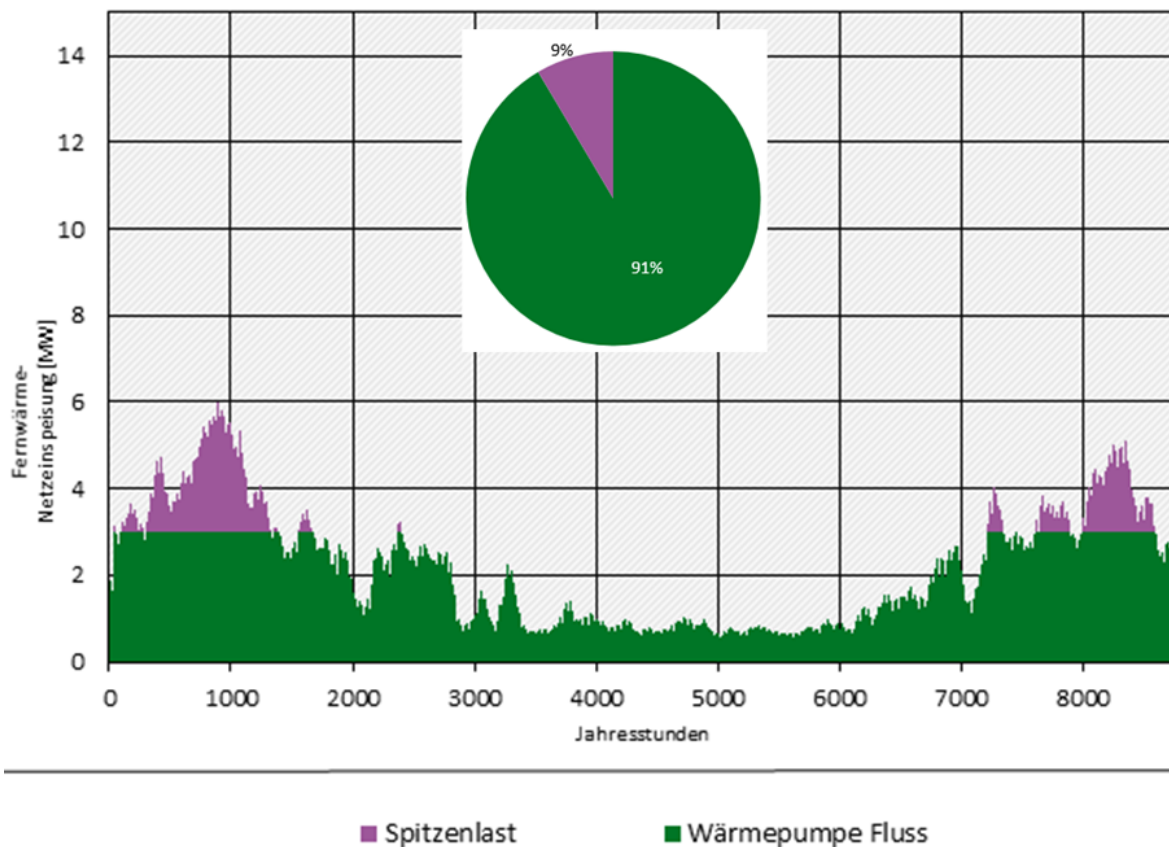
Abbildung 41: Netz 2: Erzeugereinsatz EFFORT für Transformationsschritt für Großkrotzenburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Durch den gegenüber SLOTH niedrigeren Wärmebedarf im EFFORT-Szenario können die Anlagenleistungen im Zielsystem reduziert werden (Großwärmepumpe 3 MW_{th}, erneuerbare Spitzenlast 3 MW_{th}).

Bei den im EFFORT-Szenario unterstellten niedrigeren Netztemperaturen (ganzjährig 55 °C im Vorlauf) können die Wärmepumpen mit einem besseren COP betrieben werden. Für die Flusswärmepumpe wird für die EFFORT-Netztemperaturen von T_{VL} 55 °C und T_{RL} 30 °C ein COP von 3,8 angenommen.

Abbildung 42: Netz 2: Erzeugereinsatz EFFORT Zielsystem für Großkrotzenburg

Quelle: eigene Darstellung GEF

Zielnetz EFFORT: Mit einer hydraulischen Simulation mit dem Simulationswerkzeug STANET wird das Zielnetz analog wie im Szenario SLOTH neu dimensioniert. Dazu werden als Parameter die Höchstlast von 8 MW sowie die EFFORT-Netztemperaturen (T_{VL} 55 °C; T_{RL} 30 °C) verwendet. Die hydraulische Simulation ergibt, dass die Versorgung sowohl im SLOTH- als auch EFFORT-Szenario mit dem gleichen Nennweitengerüst des Netzes erfolgen kann. Im EFFORT-Pfad ist die Höchstlast mit 8 MW zwar niedriger als in SLOTH (11 MW), aber dafür ist die Temperaturspreizung zwischen Vorlauf- und Rücklauftemperatur geringer (EFFORT: 25 K, SLOTH: 35 K). Für die Transformation des Ist-Netzes in das Zielnetz wird analog zu SLOTH eine Investition von 14 Mio. Euro veranschlagt.

Austausch HAST EFFORT: Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH, weil eine Umstellung von zentraler Trinkwassererwärmung auf Wohnungsstationen unterstellt wird. Die Anzahl der WST pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner auf drei Stück abgeschätzt. Ab 2025 wird bei Austausch und Neuinstallation nur noch der EFFORT-Standard verwendet, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Der Kostenansatz umfasst auch die Montage der HAST bzw. WST. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine Investition von rund 19 Mio. Euro für den Tausch der HAST.

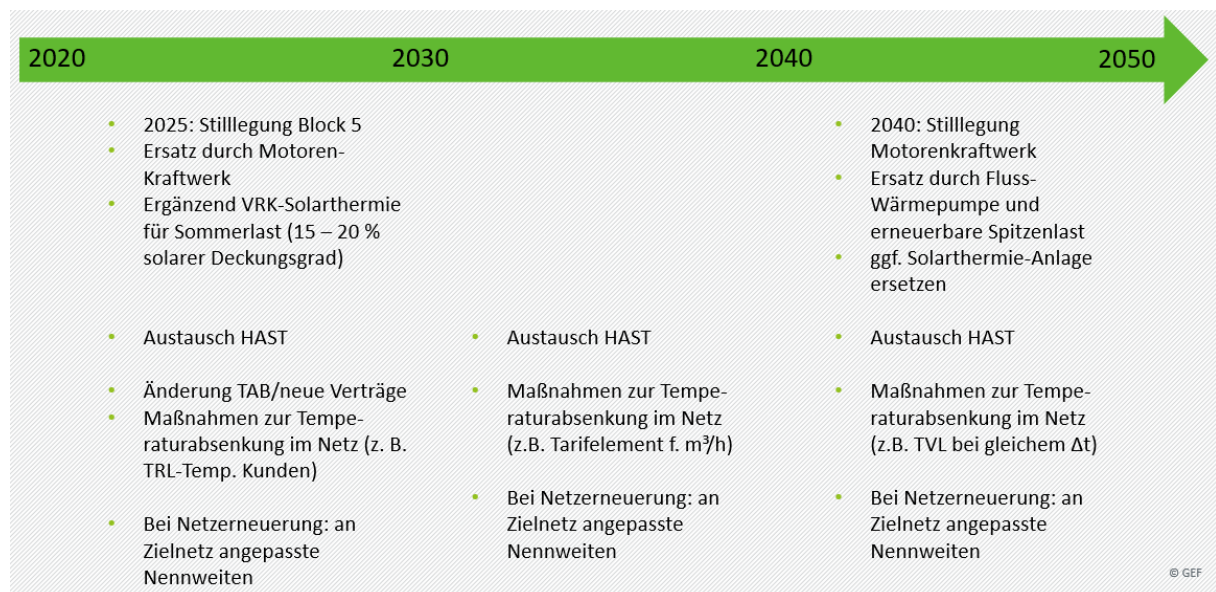
Sensitivität: Die Schätzung der Anzahl der notwendigen Wohnungsstationen pro Hausanschluss (Annahme für Großkrotzenburg: 3 Stück) ist mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Sie wurde in Abstimmung mit dem Versorger getroffen – aber auch dem Versorger liegen keine konkreten

Daten zur Anzahl der Wohnungen pro Hausanschluss vor. Er kann dies lediglich mit seiner Orts- und Kundenkenntnis schätzen. Gleichzeitig hat die Annahme einen hohen Einfluss auf die Investition. Aus diesem Grund wird hier eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt mit der Annahme von nur zwei Wohnungsstationen pro Hausanschluss: Unter diese Annahme reduziert sich die Investition im Bereich HAST von 19 Mio. Euro auf 15 Mio. Euro.

Transformationspfad EFFORT:

Der Transformationspfad im EFFORT-Szenario deckt sich aufgrund der gleichen Erzeugerstruktur im Zielsystem im Wesentlichen mit dem im SLOTH-Szenario.

Abbildung 43: Netz 2: Transformationspfad EFFORT für Großkrotzenburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

4.2.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

Im Fallbeispiel 2 – Großkrotzenburg – wird im Zielsystem in beiden Szenarien mit der Großwärmepumpe eine Technologie eingesetzt, die von niedrigen Temperaturen im Netz (T_{VL} und T_{RL}) profitiert. Da das Netz wenig komplex ist und auch heute schon große Teile des Jahres mit Vorlauftemperaturen deutlich unter 100 °C gefahren wird, sind die Voraussetzung dafür, dass eine weitere Temperaturabsenkung gelingt, gut.

Ob der Main zukünftig sowohl im Sommer (ggf. zu niedrigem Wasserstand aufgrund des Klimawandels) als auch im Winter (ggf. zu niedrigen Temperaturen, weil auch Kommunen stromaufwärts den Main nutzen und ihn abkühlen) zuverlässig als Umweltwärmequelle zur Verfügung steht, bleibt abzuwarten. Ggf. müssen weitere EE wie z. B. Solarthermie, Grundwasser oder Luft eingebunden werden. Bei der Standortwahl für die Großwärmepumpe am Main können Restriktionen aufgrund von Vorgaben der Binnenschifffahrt oder des Hochwasserschutzes auftreten. Aus hydraulischer Sicht wichtig bei einer Umsetzung wäre, dass für die neuen erneuerbaren Einspeiser Standorte gefunden werden, aus denen in die existierende Haupttrasse eingespeist werden kann, um größere Netzbauten – mit entsprechenden Kosten – zu vermeiden.

In Tabelle 19 werden die abgeschätzten Investitionen des Versorgers für die beiden Szenarien SLOTH und EFFORT zusammengestellt.⁴⁶

Tabelle 19: Netz 2: Übersicht Investitionen für Großkrotzenburg (Versorgersicht)

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritt	5 MW _{th} BHKW 7 MW _{th} Erdgaskessel 11.500 m ² Brutto-Kollektorfläche Flachkollektoren	5 MW _{th} BHKW 7 MW _{th} Erdgaskessel 11.500 m ² Bruttokollektorfläche Vakuum- Röhren-Kollektoren
Invest Erzeugung	6 Mio. €	7 Mio. €
Kenndaten Zielsystem	4 MW _{th} Großwärmepumpe Fluss 7 MW _{th} erneuerbare Spitzenlast	3 MW _{th} Großwärmepumpe Fluss, 5 MW _{th} erneuerbarer Spitzenlast
Invest Erzeugung	4 Mio. €	3 Mio. €
Invest Netz	14 Mio. €	14 Mio. €
Invest HAST	11 Mio. €	19 Mio. €
Summe	35 Mio. €	43 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Für die Erzeugung und das Netz unterscheiden sich die Investitionen zwischen den Szenarien SLOTH und EFFORT wenig. Die abgeschätzten Investitionen im Bereich Erzeugung liegen deutlich niedriger als für die Bereiche Netz und HAST. Durch die Umstellung der Kundenübergabe auf Wohnungsstationen erhöht sich der Aufwand in EFFORT deutlich gegenüber SLOTH. Hier stellt sich generell die Frage, ob diesem Mehraufwand ein entsprechender Nutzen gegenübersteht⁴⁷. Die Investitionen für den Bereich Netz werden aufgrund der Methodik voraussichtlich überschätzt, deuten aber an, in welcher Größenordnung die Kosten liegen könnten, wenn tatsächlich größere Teile des Netzes (hier 76 % angenommen) bis 2050 ausgetauscht werden müssten, z. B. bei Netzschäden, zur Realisierung niedrigerer Temperaturspreizungen oder wegen einer hydraulisch relevanten Verlagerung von Einspeisepunkten zur Erschließung erneuerbarer Quellen. Eine Auflösung der Tertiärnetze und der hydraulischen Trennung ist bereits heute möglich.

Da sich die Verfügbarkeit von Großwärmepumpen, die auch Vorlauftemperaturen von deutlich über 100 °C bereitstellen können, im dreijährigen Projektzeitraum bereits deutlich verbessert hat, sind Anstrengungen und Investitionen zur Absenkung der Netztemperaturen evtl. auch bei Erzeugerparks mit dem Fokus auf Großwärmepumpen in Zukunft nicht in großem Umfang zwingend. Hier gilt es, die Entwicklung in den kommenden Jahren im Blick zu halten und abzuwägen, welche netzseitigen Maßnahmen zur Temperaturabsenkung in Kombination mit den lokal verfügbaren Wärmequellen wirtschaftlich darstellbar sind.

⁴⁶ Wie bei allen Fallbeispielen sind in dieser Tabelle nicht Kostenschätzungen aus realen Planungen der Praxispartner zugrunde gelegt, sondern es werden einheitliche Kostenansätze für alle Fallbeispiele auf Basis von Grosse et al. (2017), dargestellt im Anhang A (separates Dokument) verwendet.

⁴⁷ Die Umstellung auf Wohnungsstationen kann möglicherweise auch im Rahmen der intensiven energetischen Gebäudesanierung stattfinden – ein erheblicher Teil der Kosten würde dann vermutlich von den Gebäudeeigentümern*Gebäudeeigentümerinnen getragen werden.

4.2.6 Akteursspezifische Analyse

In Großkrotzenburg standen der Geschäftsführer der Gemeindewerke sowie der Bürgermeister der Gemeinde für ein Interview zur Verfügung.

Transformationspfad

Die Gemeindewerke Großkrotzenburg sind bisher ein Wärmeversorger mit Fokus auf dem Verteilnetz, Hausstationen und dem Vertrieb. Mit dem Kohleausstiegsgesetz haben die Gemeindewerke begonnen, sich mit verschiedenen Varianten eigener Erzeugungsanlagen zu befassen. Vorher stand das Thema zwar bereits zur Diskussion, allerdings sei es wirtschaftlich laut der Geschäftsführung der Gemeindewerke nicht konkurrenzfähig mit der Kohlewärme gewesen. 2015 haben die Gemeindewerke einen Wärmespeicher gebaut und installiert, um die Möglichkeit zu schaffen, KWK-Wärme aus dem Kraftwerk Staudinger zeitlich zu puffern und so den KWK-Anteil hochzuhalten.

Zum Zeitpunkt der Interviews standen drei Varianten zur Diskussion:

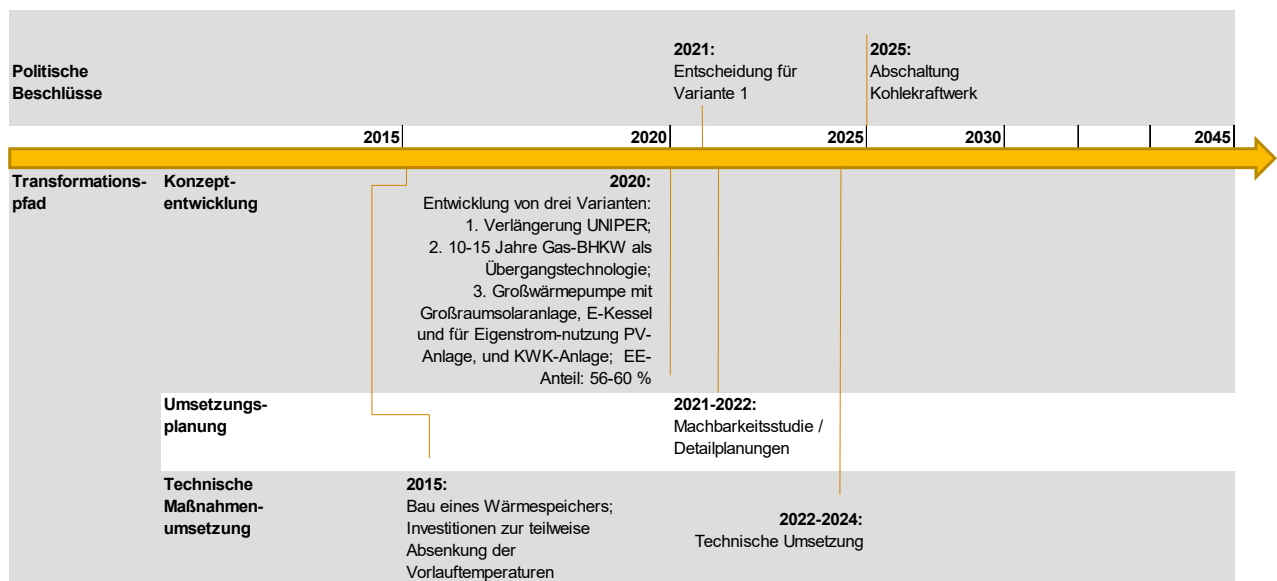
- ▶ Variante 1: Fortführung der Wärmeversorgung über Uniper mit einer vertraglichen Bindung über mindestens 10-15 Jahre
- ▶ Variante 2: Bau eigener klassischer Erzeugungsanlagen: Gas-BHKWs und Spitzenlastkessel als Übergangstechnologie (10-15 Jahre) bis zur Entwicklung einer Erneuerbaren-Energien-Variante
- ▶ Variante 3: Bau eigener Erzeugungsanlagen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Wärme: Kombination einer Großwärmepumpe, E-Kessel und für die Eigenstromnutzung die Errichtung einer PV-Anlage, sowie eine KWK-Anlage; angestrebter Erneuerbarer-Energien-Anteil: von 56 bis 60 %

Laut Pressemitteilung im Juli 2022 (Gemeindewerke Großkrotzenburg 2022) planen die Gemeindewerke gemeinsam mit dem Partner EAM Energie Plus GmbH ein Bau einer Großwärmepumpe (ca. 32 % der Netzeinspeisung), einer Biomasseanlage (ca. 25 % der Netzeinspeisung) und eines Erdgas-Blockheizkraftwerke (ca. 40 % der Netzeinspeisung). Die Konzeption wird ergänzt durch eine Photovoltaikanlage, die einen Teil des Stroms für die Wärmepumpe bereitstellen kann. Die EAM errichtet die Anlage gemeinsam mit den Gemeindewerken und wird auch die Betriebsführung übernehmen. Da der kommerzielle Betrieb des Kraftwerks Staudinger bereits im Mai 2023 enden soll, wird Uniper für den Übergangszeitraum Wärme aus Erdgaskesseln an die Gemeindewerke liefern.

Auf kommunaler Seite gibt es in Großkrotzenburg bisher weder ein integriertes Klimaschutzkonzept noch eine kommunale Wärmeplanung. Seit Kurzem ist Großkrotzenburg Mitglied der Klima-Kommunen, einem Hessischen Bündnis, und erarbeitet einen Klima-Aktionsplan, begonnen mit einer CO₂-Startbilanz. Abbildung 44 fasst den aktuellen Transformationspfad zusammen.

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und weiteren Versorgungslösungen

Sowohl die Gas- als auch die Fernwärmeversorgung erfolgt über die Gemeindewerke Großkrotzenburg. Laut Aussage der Geschäftsführung ergänzen sich beide Versorgungslösungen vor Ort und es entstehe keine Konkurrenzsituation. Im Gemeinderat gibt es einen fraktionsübergreifenden Konsens, dass Fernwärme Priorität eingeräumt wird, wenn sie technisch möglich ist und sich wirtschaftlich auszahlt.

Abbildung 44: Netz 2: Transformationspfad Großkrotzenburg

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Akteurskonstellation

Rolle der Gemeindewerke

Die Aussagen aus den Interviews sowie die Struktur des Akteursnetzwerks deuten auf die zentrale Rolle der Gemeindewerke Großkrotzenburg als treibende Kraft im Transformationsprozess hin (für grafische Aufarbeitung siehe Anhang D, separates Dokument). Die Konzeptentwicklung erfolgte unter der Federführung der Gemeindewerke Großkrotzenburg. Da es sich um ein kleineres Unternehmen handelt, sei „alles unter einem Dach, in einer Etage“, die Kommunikationswege sind entsprechend kurz. Der Geschäftsführer nimmt eine zentrale steuernde und koordinierende Rolle bei der Dekarbonisierung ein. Dabei wurde gezielt externe Beratung in Anspruch genommen, um weitere technische, wirtschaftliche und rechtliche Expertise nutzbar zu machen und sowohl „klassische Ingenieursleistungen“ als auch „Innovationen“ zu integrieren. Ein Beratungsbüro wurde beispielsweise damit beauftragt, alle vorhandenen Förderprogramme für die Gemeindewerke zu prüfen. Laut Aussage der Gemeindewerke nehmen Beratungen eine besonders wichtige Rolle ein, da es sich um ein kleineres Unternehmen handelt.

Zum Zeitpunkt des Interviews war die Entscheidung durch den Aufsichtsrat für die zukünftige Fernwärmeversorgung noch nicht getroffen. Die Gemeindewerke zeigten im Interview eine Präferenz für die Erneuerbare-Energien-Variante, allerdings wurden insbesondere wirtschaftliche und zeitliche Hemmnisse als Herausforderungen benannt. Die Gemeindewerke wollten die Chance nutzen, direkt einen hohen Anteil von erneuerbaren Energien in die Wärmenetze zu integrieren und dies den politischen Entscheidungsträgern nahebringen. Der Zeitplan sei „sportlich, aber so viele Chancen hat Großkrotzenburg mit seiner Größenordnung nicht, es ist wichtig, jetzt die richtigen Weichen zu stellen“. Die Alternative, die Wärmeversorgung weiterhin über Uniper zu beziehen, wird mit Risiken durch mangelnde Planbarkeit assoziiert: „Wenn ich durch Bezugspreisänderungen Kunden verliere, da der Endkundenpreis zu teuer wird, ist das nicht ideal“.

Die hohen erforderlichen Investitionen in eigene Erzeugungsanlagen seien ein kritisches Kriterium bei der Entscheidung und befanden sich zum Zeitpunkt der Interviews in der Prüfung. Neben der zentralen Rolle von Förderprogrammen würden dabei insbesondere die Entwicklung

der Energiekosten (insbesondere CO₂-Bepreisung) in den nächsten zehn Jahren eine wichtige Rolle spielen: „Da kann es wirtschaftlicher darstellbar sein, bei höheren Investitionskosten jetzt schon auf mehr erneuerbare Energien zu setzen“. Außerdem seien höhere Erneuerbare-Energien-Anteile jetzt schon vertriebsseitig besser zu vermarkten und wiesen eine höhere Preisstabilität auf.

Aus Sicht der Gemeindewerke habe die Kommune eher eine abwartende Haltung: „Das sind ja keine Energiewirtschaftler, sondern Leute, die das auch in ihrer Freizeit machen, es geht nicht nur um eine Million Euro, sondern eine andere Größenordnung, die für das Unternehmen zu stemmen ist, da gilt es die richtige Entscheidung zu treffen, und da tun sich manche schwer.“

Interesse der Kunden*Kundinnen / Vertriebskonzept

Die Gemeindewerke bieten nach eigener Aussage bisher ein „Sorglospaket“ mit geringem Fernwärmepreis an. Die „Wohlfühlaspekte“ und der „gute Service“ in Großkrotzenburg würden von den Kunden*Kundinnen besonders geschätzt, weshalb allgemein eine geringe Wechselbereitschaft bestünde. Die Gemeindewerke sind sehr positiv gestimmt, dass eine gute Erneuerbare-Energien-Strategie für die Fernwärme auf hohe Akzeptanz stößt. Bei sehr starker Erhöhung des Wärmepreises wird aber befürchtet, dass sich einzelne Kunden*Kundinnen überlegen, ob sie nicht eine andere Versorgungslösung wählen. Daher ist die Gemeinde gespannt, wie sich die Akzeptanz bei potenziell höheren Fernwärmepreisen ab 2024/2025 entwickelt.

Rolle der Kommune

Die Gemeinde Großkrotzenburg ist 100 %-Gesellschafter der Gemeindewerke Großkrotzenburg und damit die formale Entscheidungsträgerin hinsichtlich der Transformations- und Investitionsentscheidungen. Aus den Interviews geht dabei hervor, dass die planerische und technische Expertise jedoch bei den Gemeindewerken verortet wird: Die Gemeindewerke erarbeiten die Konzepte und Vorschläge für die Wärmeplanung und legen diese dem Aufsichtsrat und der Gesellschafterversammlung zur Entscheidung vor. Seitens der Kommune genießen die Gemeindewerke „großen Vertrauensvorschuss“, die Vorschläge sind „immer sehr fundiert“.

Zum Zeitpunkt der Interviews befanden sich die kommunalen Entscheidungsgremien in der Risikoabwägung: Sollen die Gemeindewerke selbst das unternehmerische Risiko eingehen und Investitionen in Erzeugungsanlagen tätigen oder die Wärme bei vergleichbaren Preisen von Uniper abkaufen? Der Bürgermeister war sich nicht sicher, ob bei potenziell geringeren Kosten durch Uniper im Vergleich zu einer eigenen Lösung durch die Gemeindewerke nicht die Uniper-Lösung präferiert und eine Entscheidung gegen einen hohen Erneuerbaren-Energien-Anteil der Fernwärme aufgrund der hohen Investitionen einer zweistelligen Millionensumme gefällt würde. Klimaschutz werde nach Einschätzung der Gemeinde eher eine geringere Rolle bei der Entscheidung spielen. Wettbewerbsfähigkeit und unternehmerisches Risiko werden höher priorisiert. Nur die Großkrotzenburger Grünen (nicht Bündnis 90 / Grünen, sondern eine Wählergemeinschaft) als eine von vier Fraktionen in der Gemeindevertretung schreiben Klimaschutz höhere Bedeutung zu. Erwähnung findet darüber hinaus ein technologiespezifisches Hemmnis im Zusammenhang mit der Fluss-Wärmepumpe am Main: Da es sich um etwas Neues für die Behörden handelt, könnte es hinsichtlich der Errichtung von Wärmepumpen Bedenken geben, die den Genehmigungs- und Umsetzungsprozess verzögern.

Standortspezifische Hemmnisse

Hoher Zeitdruck

Der Transformationsprozess in Großkrotzenburg wird besonders durch den kurzen Zeithorizont charakterisiert. Zwischen dem Beginn der Konzeptentwicklungen und der Abschaltung des letzten Blocks liegt lediglich ein Zeitraum von fünf Jahren (2020-2025). Laut Aussage des Bürgermeisters sei die Gemeinde noch 2019 davon ausgegangen, dass das Kraftwerk Staudinger erst Ende der 2030er Jahre abgeschaltet würde. Der frühzeitige Ausstieg sei daher überraschend gewesen. Auch die Gemeindewerke betonen, dass der frühe Abschaltzeitpunkt vom Kohlekraftwerk sie unter Druck setzt: „Etwas mehr Zeit – bis ca. Anfang 2030 – wäre hilfreich gewesen, um tatsächlich gleich die beste Lösung umzusetzen“. Die langen Genehmigungsprozesse für Erzeugungsanlagen seien in diesem Zusammenhang ebenfalls eine Herausforderung.

Flächensuche für Solarthermieranlagen

Ein technologiespezifisches Hemmnis im Zusammenhang mit der geplanten Solarthermie-Anlage ist die Flächensuche. Eine zentrale Rolle kommt der Kommune bei der Bereitstellung von Flächen für die Solarthermie-Anlagen zu. Der Geschäftsführer der Gemeindewerke sei „sehr umtriebig“ bei der Suche nach weiteren verfügbaren Flächen. Die Klärung zur Nutzung erfolge dann in Abstimmung mit der Gemeinde. Bisher konnten auf diese Weise zwei geeignete Flächen identifiziert werden. Zum einen wurde die Nutzung einer ehemaligen Granulatdeponie am Standort und im Eigentum des Kohle-Kraftwerks zugesagt. Zum anderen könne per Pachtvertrag oder Erbbaurecht ein gemeindeeigenes Grundstück an die Gemeindewerke vergeben werden. Bei beiden Flächen wären Änderungen im regionalen Flächennutzungsplan notwendig, um das Baurecht für Solarthermieranlagen zu schaffen. Eine dritte ursprünglich identifizierte Fläche sei nicht nutzbar, da an diesem Standort Steinkauze wohnen und das Areal aus Naturschutzgründen zur einer „No-Go-Area“ zur Errichtung baulicher Anlagen ernannt wurde. Die Gemeindewerke erhalten Unterstützung vom Wirtschaftsministerium Hessen beispielsweise durch Gutachten oder bei der Risikobewertung, die bei einer möglichen Errichtung einer Solarthermieanlage durchgeführt werden muss.

Bewertung

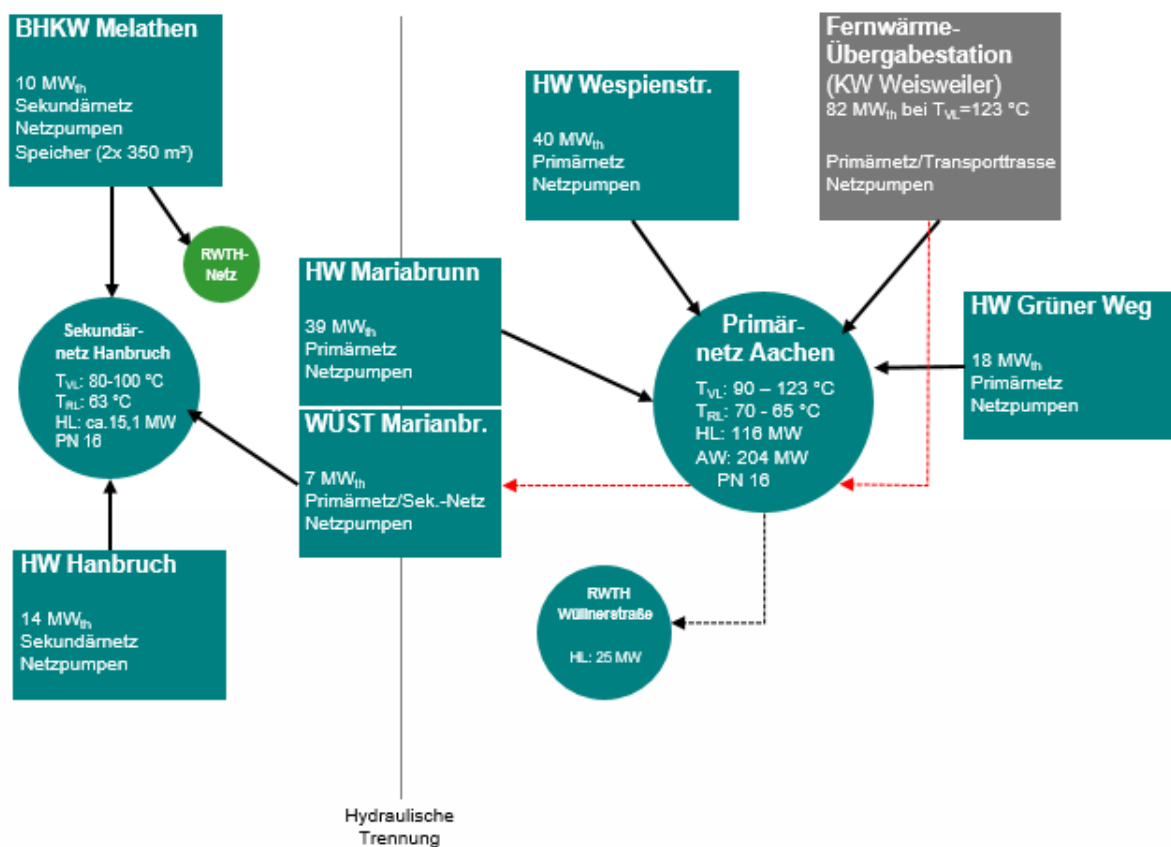
Die Akteursstruktur von Großkrotzenburg zeichnet sich insgesamt durch eine niedrige Akteursvielfalt aus, die von funktionellen Überschneidungen geprägt ist. Das zeigt sich zum einen an der zentralen steuernden Rolle des Geschäftsführers der Gemeindewerke, zum anderen an den personellen Überschneidungen innerhalb der kommunalen Strukturen. Diese Strukturen lassen darauf schließen, dass die Kommunikation und Entscheidungen einerseits durch kurze Wege und andererseits stark vom Engagement einzelner geprägt sind. Das Beispiel Flächensuche für die Solarthermieranlagen zeigt das Zusammenspiel verschiedener lokaler Interessenslagen und Akteure. Neben vertraglichen Einigungen und damit einhergehenden Auflagen mit dem jeweiligen Flächeneigentümer und der Schaffung der baurechtlichen Rahmenbedingungen spielt auch Naturschutz eine wichtige Rolle.

Da trotz hohen Zeitdrucks und angesichts der Tatsache, dass Großkrotzenburg eine kleine Kommune mit geringen personellen Kapazitäten und erst junger Klimaschutzorientierung ist, die Variante mit dem höchsten Erneuerbaren-Energien-Anteil weiterverfolgt wird, lassen sich insbesondere die engagierte Rolle der Geschäftsführung der Gemeindewerke sowie die umfangreiche externe Beratung als Erfolgsfaktoren identifizieren.

4.3 Fallbeispiel 3 – Aachen

Die Stadtwerke Aachen AG (STAWAG) betreiben in Aachen (250.000 Einwohner) ein Fernwärmenetz, das zu 93 % mit Wärme aus dem rund 20 km entfernten Braunkohle-Heizkraftwerk Weisweiler der RWE gespeist wird. In Aachen selbst verfügt die STAWAG über vier Spitzen-Heizwerke (Erdgas/Heizöl), die zusätzlich auch den Ausfall der Braunkohle-KWK besichern. Die Stilllegung von Weisweiler ist für 2028/29 vorgesehen. 2018 wurden ein Erdgas-BHKW und zwei Wärmespeicher am Standort Melaten in Betrieb genommen, ein weiteres Erdgas-BHKW am Standort Schwarzer Weg ist in Bau⁴⁸. Das Primärnetz wird mit Vorlauftemperaturen zwischen 123 und 90 °C betrieben, das Sekundärnetz Hanbruch mit 80 bis 100 °C. Die hydraulische Trennung zwischen Primärnetz und Sekundärnetz erfolgte aufgrund von geodätischen Höhenunterschieden im Aachener Netz. Die Netzverluste liegen bei rund 16 %, der älteste Teil des Netzes stammt aus dem Jahre 1962. Abbildung 45 zeigt eine schematische Darstellung des Fernwärmesystems.

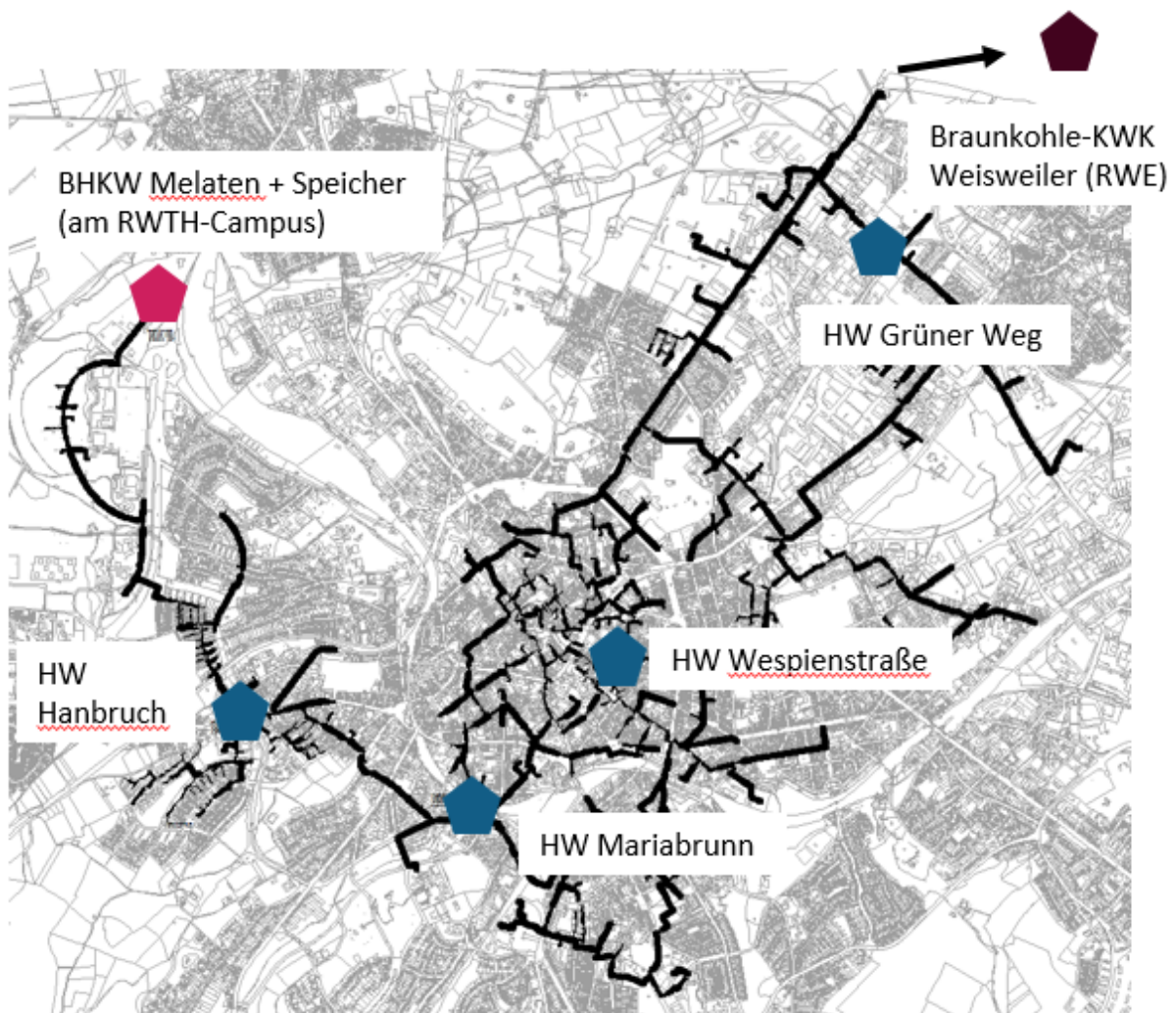
Abbildung 45: Netz 3: Schema Fernwärmesystem Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Aus dem Standort Melaten wird nicht nur das Sekundärnetz Hanbruch versorgt, sondern auch Wärme in das Netz der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen eingespeist. Der Wärmeabsatz im Gesamtnetz liegt bei rund 250 GWh/a. Abbildung 46 zeigt eine Übersicht über die Netzstruktur der Aachener Fernwärme mit ihren Erzeugerstandorten.

⁴⁸ Stand 2020

Abbildung 46: Netz 3: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Aachen

Quelle: STAWAG, Ergänzungen GEF

Die Braunkohle-KWK-Anlage der RWE Power AG ist über eine 19 km lange Transporttrasse mit dem Wärmenetz der STAWAG verbunden. Die Transporttrasse ist im Eigentum der RWE und wurde Anfang der 1990er Jahre errichtet. Weitere Informationen zum Fernwärmesystem in Aachen sind in einem ausführlichen Steckbrief in Anhang B.3 (separates Dokument) dargestellt.

4.3.1 Verbrauchsentwicklung

In Aachen soll die Fernwärme deutlich ausgebaut werden, deshalb wird in Absprache mit dem Praxispartner STAWAG eine Absatzsteigerung von 250 auf 360 GWh/a angenommen (+ 44 %). Überlagert wird dieser Zuwachs durch den angenommenen Absatzrückgang durch energetische Sanierung. Die Entwicklung des Absatzes und weiterer Kennwerte in den Szenarien SLOTH und EFFORT ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Netz 3: Entwicklung Kenndaten Aachen

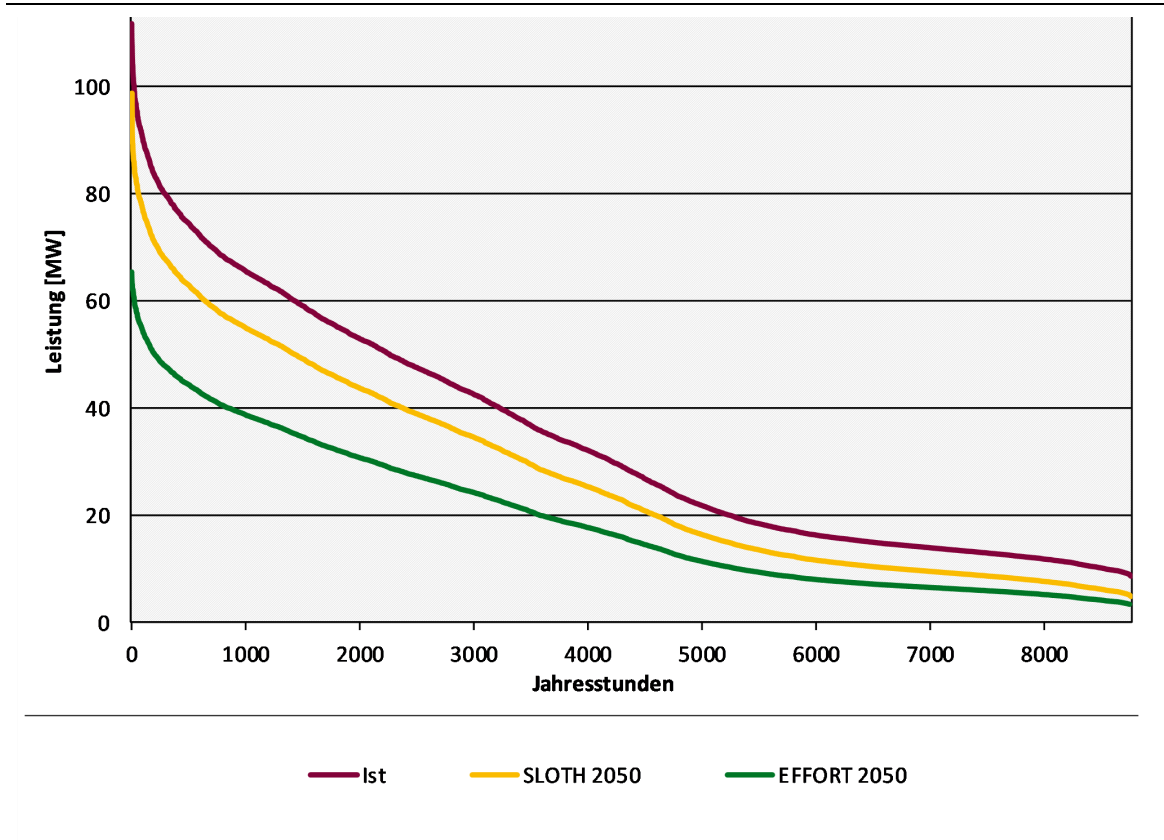
	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Absatz [GWh/a]	250	230	160
Netzeinspeisung [GWh/a]	300	245	170

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Verluste [GWh/a]	50	15	10
Höchstlast [MW]	112	99	65

Bis 2050 verringert sich der Absatz im Szenario SLOTH um 8 % und im Szenario EFFORT um 32 %⁴⁹. Die Netzverluste sinken aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen, der höheren Dämmstufe der Leitungen sowie aufgrund der als für das Zielnetz optimiert angenommenen (kleineren) Nennweiten.

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Zieljahr 2050 im SLOTH- und im EFFORT-Szenario erstellt. In Abbildung 47 sind die geordneten Jahresdauerlinien des Ist-Systems sowie der Zukunftssysteme im Jahr 2050 für die Szenarien SLOTH und EFFORT dargestellt.

Abbildung 47: Netz 3: Jahresdauerlinien 2050 für Aachen



Quelle: eigene Darstellung GEF

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Aufgrund des deutlichen Fernwärmeausbaus sinkt die Netzeinspeisung in diesem Fallbeispiel nicht so stark wie in anderen Beispielen. Deutlich wird jedoch der Einfluss der gegenüber SLOTH erheblich ambitionierteren Annahmen zur energetischen Sanierung in EFFORT.

⁴⁹ In der dreijährigen Projektlaufzeit hat sich die Einschätzung der STAWAG zum zukünftigen Fernwärmeabsatz verändert. Mit Stand August 2022 wird für 2050 ein Absatz von bis zu über 500 GWh angesetzt, allerdings unter Annahme deutlich geringerer Sanierungsquoten als in SLOTH und EFFORT. Zudem sollen existierende Nahwärmenetze ins Haupt-Wärmenetz integriert werden.

4.3.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

In Aachen ist eine gute Auswahl an erneuerbaren Energiequellen vorhanden. Tabelle 21 zeigt die Ergebnisse der überschlägigen Potenzialanalyse.

Tabelle 21: Netz 3: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Aachen

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	begrenzt	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	
Grubenwasser	möglicherweise vorhanden	niedrig	ganzjährig	Alte Gruben nördlich von Aachen
Oberflächengewässer	Nicht vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	
Abwasser	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	
oberfl. Geothermie	begrenzt	niedrig	ganzjährig	
tiefe Geothermie	möglicherweise vorhanden	3.000 m: 70 – 100 °C	ganzjährig	Hydrothermales System in Weisweiler
industr. Abwärme	nicht vorhanden	hoch	ganzjährig	
Müllverbrennung	vorhanden	hoch	ganzjährig	In Weisweiler
Klärschlamm	vorhanden	hoch	ganzjährig	Begrenztes Potenzial
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

Am Standort Weisweiler wird seit 1997 eine Müllverbrennungsanlage (MVA) betrieben, an der u. a. die Stadt und die Region Aachen, der Kreis Düren und die Stadt Krefeld beteiligt sind. Obwohl die Anlage sich in räumlicher Nähe zum Kraftwerk Weisweiler und seiner Wärmetransporttrasse befindet, wird in der MVA nur Dampf zur Stromerzeugung ausgekoppelt. Eine Auskopplung von Wärme findet aktuell nicht statt. Ebenfalls in Weisweiler untersucht RWE mit einem Konsortium das Geothermiepotezial. In einer Bohrtiefe von 3.000 m werden Temperaturen von 70 – 100 °C erwartet. Die Verbrennung von Holz kann in Aachen aufgrund der Talkessellage der Stadt Immissions-Probleme aufwerfen.

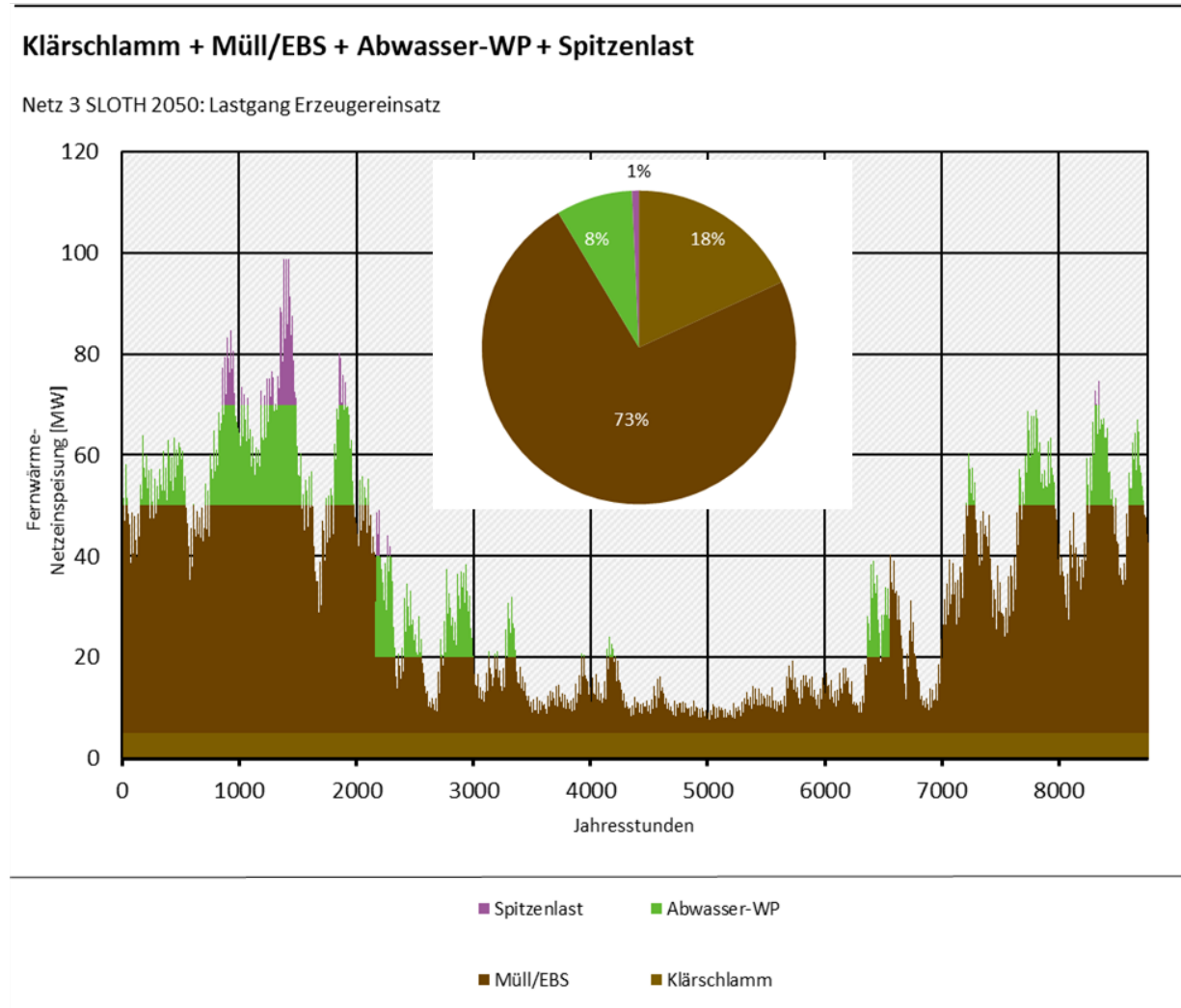
Aufbauend auf der Potenzialanalyse werden für die nachfolgende Konzeption die Müllverbrennung, Klärschlamm, Abwasser und tiefe Geothermie in den Fokus genommen. Für SLOTH wird eine Verfügbarkeit von Wärme aus der Müllverbrennung bis 2050 unterstellt, allerdings geht das Potenzial aufgrund von Annahmen zu einer Reduktion des Abfallaufkommens um 50 % zurück. Für 2020 wird die maximal auskoppelbare Wärmeleistung aus der MVA auf 60 MW_{th} abgeschätzt, bis 2050 sinkt sie auf 30 MW_{th} ab. Entsprechend der Annahmen zum Abfallaufkommen für das Szenario EFFORT (s. Randbedingungen im Kapitel 3.1.3) wird angenommen, dass 2050 keine Abwärme aus der MVA mehr zur Verfügung steht. Entsprechend muss hier auf andere erneuerbare Quellen zurückgegriffen werden.

4.3.3 Szenario SLOTH

Zielsystem Erzeugung SLOTH: Die Konzeption für den Zielerzeugerpark im Jahr 2050 sieht in der Grundlast eine Klärschlamm-Verbrennungsanlage mit 5 MW_{th} vor. Der Abfall wird zu Teil zu

Ersatzbrennstoff (EBS)⁵⁰ verarbeitet und für mehrere Monate zwischengelagert, um Mengen vom Sommer in den Winter umzuschichten. Die maximale Einspeiseleistung aus der MVA liegt bei 50 MW_{th} (im Zwischenschritt 2028/29). Als weitere Erzeugungsanlage nutzt eine Großwärmepumpe mit 15 MW_{th} Abwärme aus dem Abwasser der Kläranlage. Anlagen mit 30 MW_{th} stellen erneuerbare Spitzenlast bereit. Abbildung 48 zeigt den Erzeugereinsatz im Jahr 2050.

Abbildung 48: Netz 3: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

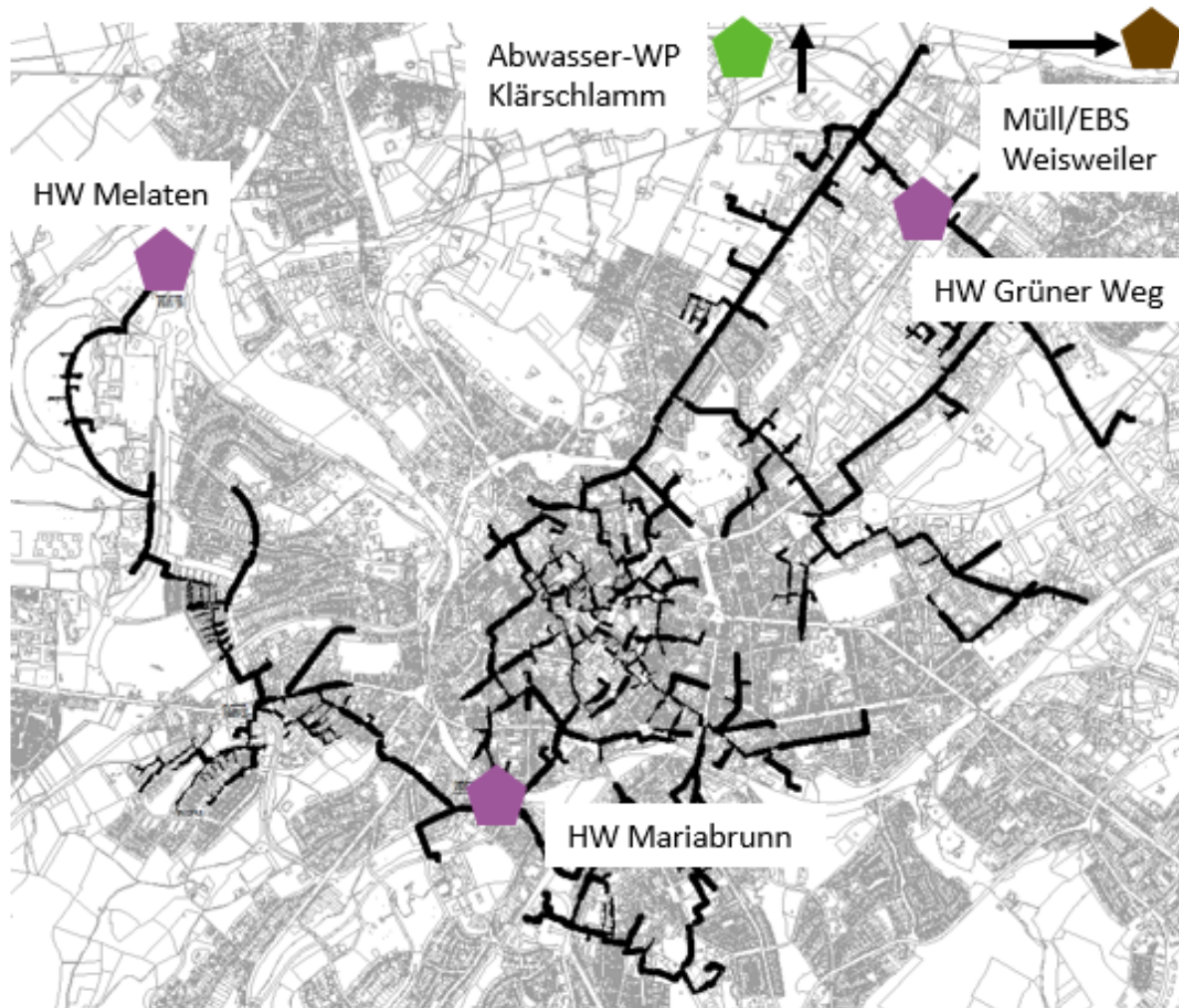
Knapp 20 % der Wärme kommen 2050 aus der Klärschlammverbrennung, rund 75 % aus der Müllverbrennung. Eine ganzjährig verfügbare Abfallmenge, aus deren Verbrennung ohne Zwischenlagerung von EBS ganzjährig bis zu 30 MW_{th} ausgekoppelt werden könnten, wird so genutzt, dass im Sommer nur 15 MW_{th}, im Winter dagegen 45 MW_{th} ins Netz eingespeist werden. 15 MW_{th} Leistung werden so aus dem Sommer in den Winter umgeschichtet⁵¹. So kann auch die Wärmepumpe in der Übergangszeit – bei besseren JAZ als im Winter – noch zum Einsatz kommen.

⁵⁰ In den nachfolgenden Analysen wird Wärme aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen als Müll/EBS dargestellt.

⁵¹ Aufgrund der Umschichtung in Excel vereinfacht als zwei Anlagen dargestellt.

Die neuen Erzeugungsstandorte sind in Abbildung 49 dargestellt. Die Wärme aus der thermischen Abfallverwertung kann über die bisherige Trasse aus Weisweiler nach Aachen transportiert werden. Die Kläranlage befindet sich im Norden von Aachen in relativer räumlicher Nähe zur Haupttrasse aus Weisweiler. Die Abwasser-Wärmepumpe und die Klärschlammverbrennung werden am Standort der Kläranlage angenommen und können somit angebunden werden, ohne dass sich hydraulische Probleme ergeben.

Abbildung 49: Netz 3: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 Aachen

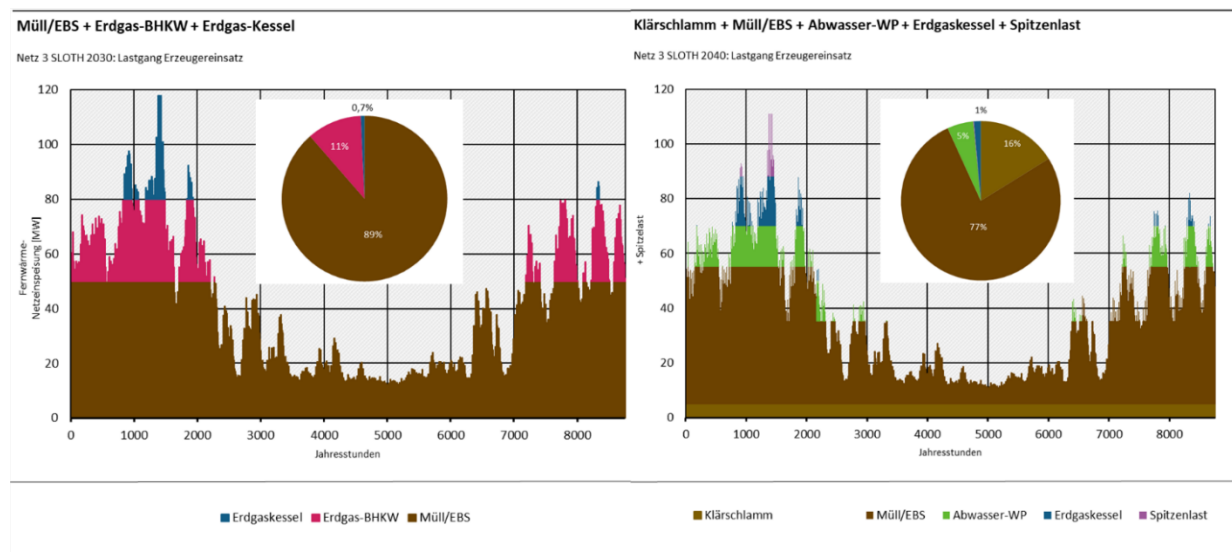


Quelle: STAWAG, Ergänzung GEF

Für die Spitzenlast-Anlage werden aus hydraulischen Gründen die Standorte der bisherigen Heizwerke angenommen.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH: In Abbildung 50 sind zwei Zwischenschritte auf dem Weg zum Zielsystem dargestellt: Bis 2030 sinkt die Netzeinspeisung auf rund 290 GWh. Es wird eine Auskopplung 50 MW_{th} aus der MVA realisiert, die zusammen mit den vorhandenen (bzw. in Bau befindlichen) BHKW (30 MW_{th}) und Erdgaskesseln (80 MW_{th}) nach dem Ende der Braunkohle-KWK die Versorgung übernehmen. Bis 2040 sinkt die Abfallmenge ab, so dass maximal noch 40 MW_{th} eingespeist werden können. Die BHKW gehen nach Ende ihrer technischen Nutzungsdauer vor 2040 außer Betrieb und werden durch die Klärschlammverbrennung (5 MW_{th}) und die Abwasser-Wärmepumpe (15 MW_{th}) ersetzt. Auch erste neue Spitzenlast-Anlagen mit 30 MW_{th} werden bis 2040 realisiert um die noch vorhandenen Erdgaskessel (18 MW_{th}) zu ergänzen.

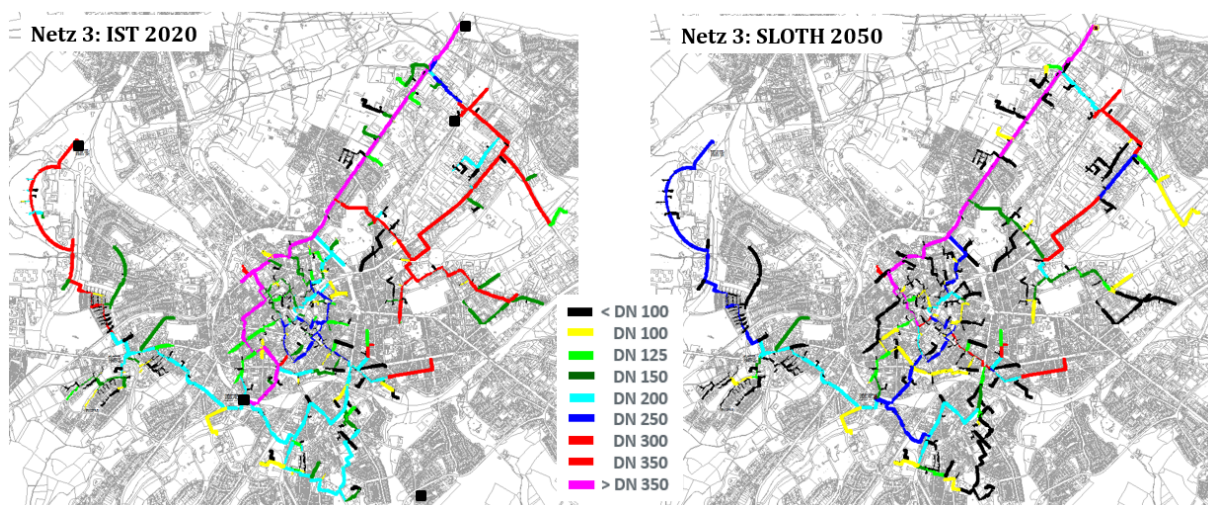
Abbildung 50: Netz 3: Erzeugereinsatz Transformationsschritte SLOTH 2030 (links) und 2040 (rechts) für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Entwicklung Netz SLOTH: Auf Basis der Absatzentwicklung, der für SLOTH festgelegten Zielnetztemperaturen $T_{VL} / T_{RL} = 80 / 50 \text{ °C}$ sowie der Zielerzeugung werden Primärnetz und Sekundärnetz für das Zieljahr 2050 mittels hydraulischer Simulation mit dem Werkzeug STANET neu dimensioniert.

Das derzeitige Netz hat DN 175 als gerundete mittlere Nennweite. Das Zielnetz hat eine geringere mittlere Nennweite von DN 125. Zwar reduziert sich die Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf von 60 K auf 30 K, gleichzeitig sinken jedoch die Netzverluste und der Wärmeabsatz. Das Verhältnis der Änderung der Netzeinspeisung und der Temperaturspreizung 2050 ist in SLOTH und EFFORT annähernd gleich, so dass sich für beide Szenarien ein Nennweitengerüst mit nur sehr geringen Unterschieden bei der Neudimensionierung ergibt. Insgesamt überwiegt jedoch der Effekt des Wärmerückgangs, so dass die mittlere Nennweite sinkt. Die Änderungen in den Nennweiten sind in Abbildung 29 durch Farbwechsel in den Leitungsabschnitten dargestellt.

Abbildung 51: Netz 3: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Aachen

Quelle: Grundkarte STAWAG, Netzhydraulik ergänzt durch GEF

Für die Anbindung der Erzeugungsanlagen an der Kläranlage wird eine 1,3 km lange neue Transporttrasse notwendig. Die Netzinvestitionen werden sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz 2050 bestimmt. Das Zielnetz ist rund 20 % günstiger: Die Neubeschaffungskosten für das Netz im Ist-Zustand würden 103 Mio. Euro betragen, die Neubeschaffung eines Netzes mit idealer Auslegung auf den Zielzustand SLOTH 2050 85 Mio. Euro (Transporttrassen zur Kläranlage und nach Weisweiler sind hier nicht berücksichtigt). Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern nur ein Anteil von 71 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.3, separates Dokument). Dieser Anteil wird für eine grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung eines Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf ergibt sich entsprechend $71 \% \times 85 \text{ Mio. Euro} = 60 \text{ Mio. Euro}$. Dazu kommen noch Investitionen für die Transporttrassen. Da die Trasse nach Weisweiler aus den 1990er stammt und im Konzept weiter genutzt wird, wird von einer Erneuerung bis 2050 ausgegangen. Die Kosten werden mit 39 Mio. Euro im SLOTH-Szenario für eine Leitung in DN 400 abgeschätzt. Für die Transporttrasse zur Kläranlage werden Investitionen von 2 Mio. Euro veranschlagt. Insgesamt ergibt sich damit im SLOTH-Szenario eine Investition von 101 Mio. Euro für den Bereich Netz.

Austausch HAST SLOTH: Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand kann entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im SLOTH-Standard (zentrale HAST mit zweistufiger Trinkwassererwärmung, siehe Abschnitt 3.1.3.1) unterstellt werden. In Aachen sind ausschließlich indirekte Stationen im Einsatz.

Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 185 kW, für den Zielzustand SLOTH wird er mit 115 kW angenommen ($\text{Ist} \times 0,62$, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen).

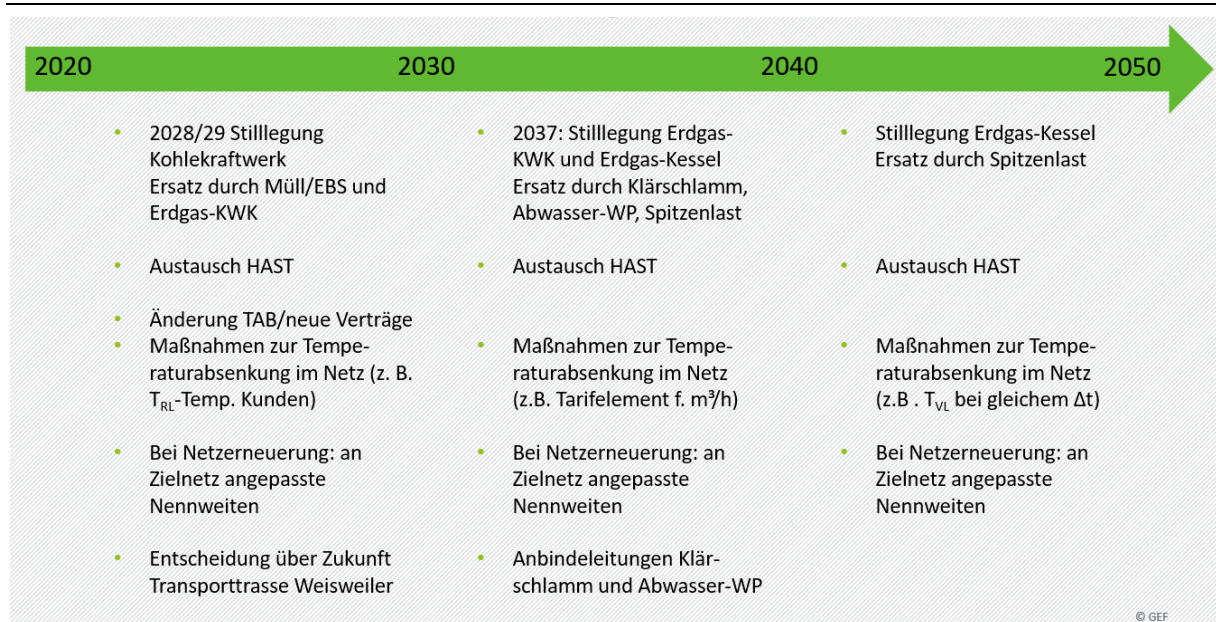
Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 185 kW abgeschätzt. Bis 2050

steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen von 1.100 auf 1.600⁵². Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 38 Mio. Euro und liegen damit nur wenig höher als bei einer BAU im Bereich HAST (36 Mio. Euro), bei der bei einem altersbedingten Austausch Standard-HAST-Technik installiert wird.

In Aachen sind 100 % der Hausstationen im Eigentum des Versorgers, deshalb wird für die Abschätzung der Kosten unterstellt, dass dieser die Investition für einen Austausch vollständig zu tragen hat.

Transformationspfad SLOTH: In Abbildung 52 ist der Transformationspfad im SLOTH-Szenario für Aachen als Übersicht auf einem Zeitstrahl dargestellt.

Abbildung 52: Netz 3: Transformationspfad SLOTH für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Bis 2030 wird die Wärme aus dem HKW Weisweiler durch Erdgas-BHKWs in Aachen und eine Umsetzung einer Wärmeauskopplung aus der vorhandenen MVA in Weisweiler ersetzt. Wird dieses Konzept umgesetzt, wäre es sinnvoll, wenn die STAWAG oder der Betreiber der MVA die Transportleitung aus Weisweiler von RWE übernimmt. Nach Ende der technischen Nutzungsdauer der BHKWs und eines Teils der Erdgaskessel in 2037 werden eine Klärschlammverbrennung, eine Abwasser-Wärmepumpe und erneuerbare Spitzenlastanlagen in den Erzeugerpark integriert. Dazu muss auch eine neue Transporttrasse realisiert werden. Wenn zwischen 2040 und 2050 die letzten Erdgaskessel das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, wird die Spitzenlast vollständig auf EE umgestellt.

Die Sanierung des Netzes und der Austausch der HAST erfolgt kontinuierlich. Mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung sollte so früh wie möglich begonnen werden. Hier sind die Definition einer Zieltemperatur für die Netze mit Blick auf eine zukünftig dekarbonisierte Erzeugung und eine entsprechende Anpassung der TAB wichtige Schritte. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und

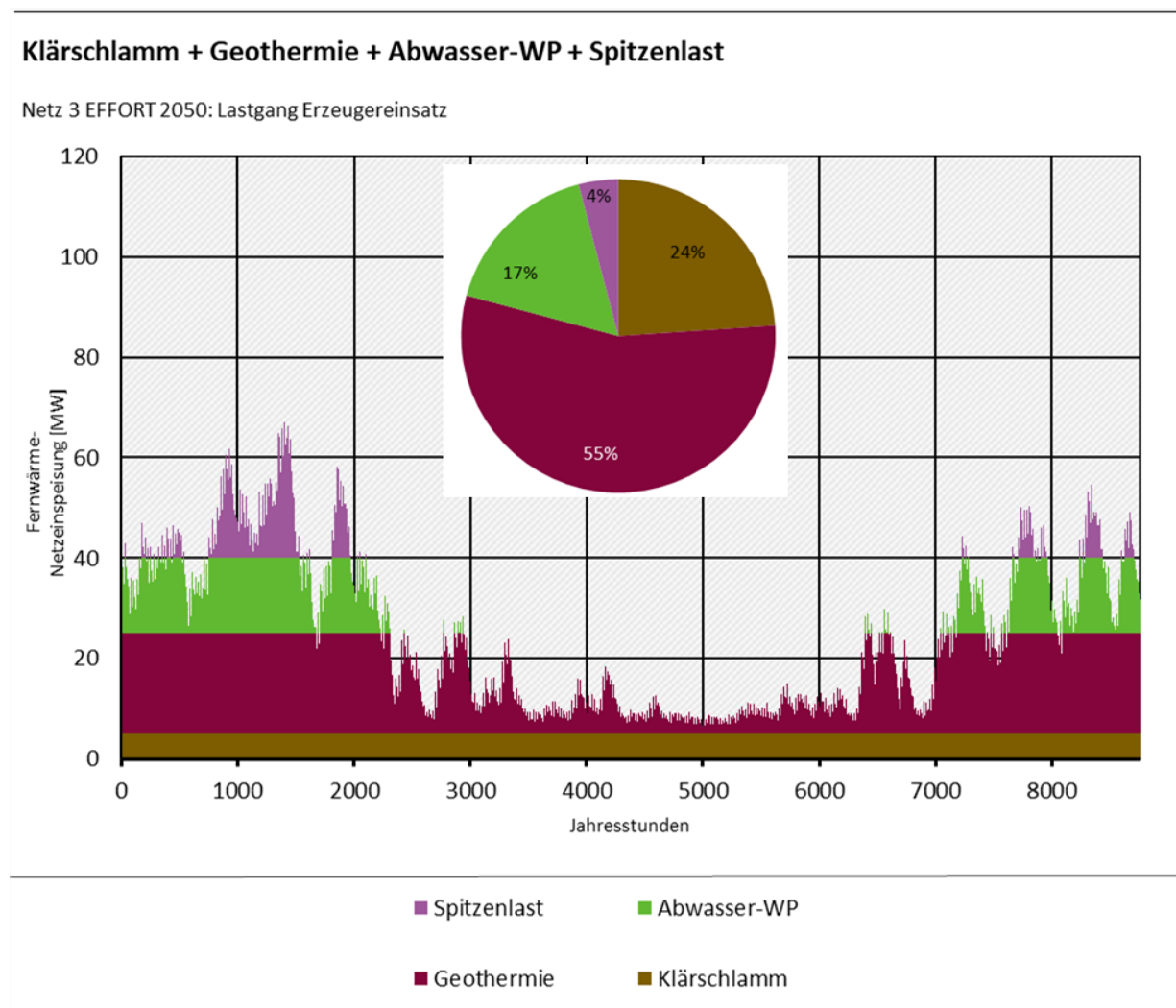
⁵² Bei der Ermittlung der Investitionskosten für das Netz wird zur Vereinfachung kein räumlicher Ansatz für Netzausbau zum Anschluss der Neukunden modelliert. Beim Absatz (Auslegung Erzeugerpark) und bei der Investition in HAST werden Neukunden jedoch berücksichtigt.

anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitte 2.2.1, 3.1.3.1 und 5.1.2).

4.3.4 Szenario EFFORT

Zielsystem Erzeugung EFFORT: Während im SLOTH-Szenario die MVA das Rückgrat der Fernwärmeversorgung bildet, wird in EFFORT für den Standort Aachen davon ausgegangen, dass Abfall zur Nutzung im Bereich Wärme nicht mehr zur Verfügung steht. Stattdessen wird in der Grundlast eine Geothermieanlage eingesetzt. Es wird unterstellt, dass zwei Doubletten mit je 10 MW_{th} abgeteuft werden (Bohrtiefe 3.000m, Fördertemperatur 85 °C, Schüttung ca. 50 l/s, Reinjektionstemperatur 35 °C bei 30 °C Rücklauftemperatur im Netz). Ergänzend zur tiefen Geothermie wird eine Klärschlammverbrennung mit 5 MW_{th}, eine Abwasser-Wärmepumpe mit 15 MW_{th} sowie 30 MW_{th} Spitzenlast realisiert. Abbildung 53 zeigt den Erzeugereinsatz im Zielsystem (2050).

Abbildung 53: Netz 3: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

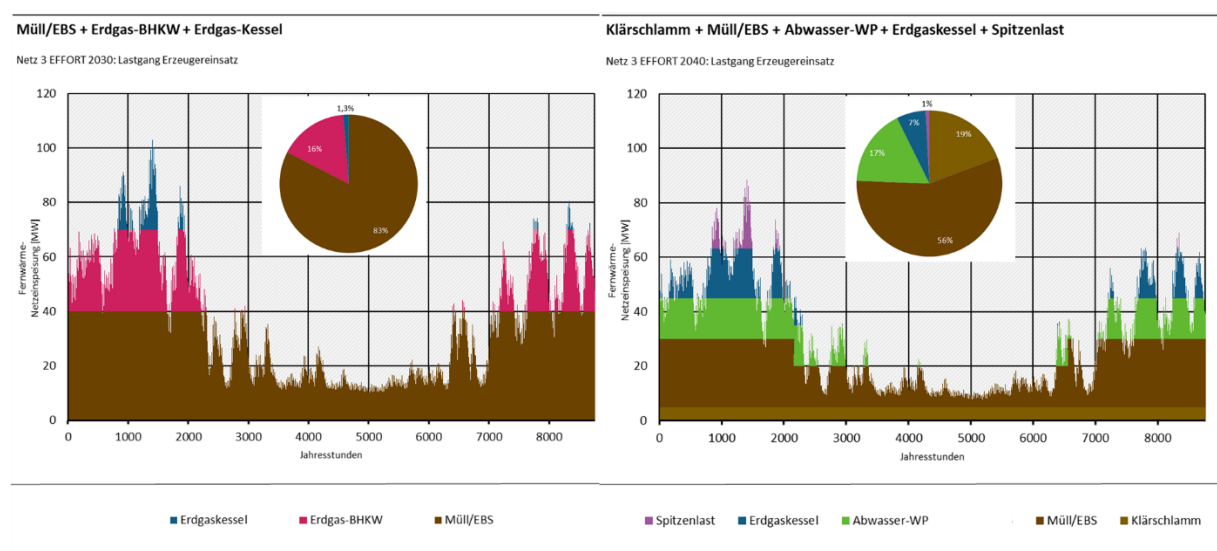
Die Klärschlammverbrennung und die Abwasser-Wärmepumpe tragen bei gleicher Leistung wie in SLOTH einen höheren Anteil zur Netzeinspeisung bei, weil der Wärmebedarf im EFFORT-Szenario deutlich niedriger liegt als in SLOTH. Die Geothermie leistet mit 55 % den größten Anteil. Die Erzeugerstandorte sind in EFFORT identisch mit SLOTH, da angenommen wird, dass

die Geothermie in Weisweiler realisiert und Wärme über die Transporttrasse nach Aachen geliefert wird.

Zwischenschritt Erzeugung EFFORT: Ebenso wie in SLOTH umfasst das Konzept für das EFFORT-Szenario Zwischenschritte. Um die Braunkohle-KWK bis 2028/29 zu ersetzen, wird zunächst auf die Wärmeauskopplung aus der MVA zurückgegriffen, weil die Erkundung der Geothermie noch nicht fortgeschritten und das Fündigkeitsrisiko entsprechend schwierig einzuschätzen ist. Zudem sind die Netztemperaturen aktuell noch hoch⁵³. Das Abfallaufkommen reduziert sich im EFFORT-Szenario sukzessive von 60 MW_{th} in 2020 auf 40 MW_{th} in 2030, 20 MW_{th} in 2040 und schließlich auf null in 2050. Entsprechend speist die MVA 2030 40 MW_{th} ins Netz ein, der restliche Wärmebedarf wird wie in SLOTH aus den vorhandenen BHKW und Erdgaskesseln gedeckt.

In 2040 hat sich das Abfallaufkommen weiter reduziert, ein Teil der Abfallmenge wird zu EBS aufbereitet und vom Sommer bis zur Nutzung im Winter gelagert. Im Winter speist die MVA max. 25 MW_{th} ins Netz. Ergänzt wird sie in der Grundlast wie in SLOTH durch eine Klärschlammverbrennungsanlage (5 MW_{th}) und in der Mittellast durch eine Großwärmepumpe (15 MW_{th}), die das Abwasser der Kläranlage als Wärmequelle nutzt. Die Spitzenlast wird 2040 zum Teil mit existierenden Erdgaskesseln (18 MW_{th}) sowie neuen erneuerbaren Spitzenlast-Anlagen gedeckt (30 MW_{th}). In Abbildung 54 ist der Erzeugereinsatz für die Zwischenschritte in 2030 und 2040 dargestellt.

Abbildung 54: Netz 3: Erzeugereinsatz Transformationsschritte EFFORT 2030 und 2040 für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF, links 2030, rechts 2040

Zielnetz EFFORT: Das Zielnetz in EFFORT unterscheidet sich kaum vom Netz in SLOTH. Die Neubeschaffungskosten werden mit 61 Mio. Euro (SLOTH 60 Mio. Euro) abgeschätzt. Ein deutlicher Kostenunterschied ergibt sich jedoch für die Erneuerung der Transportleitung nach Weisweiler. Während die Leitung in SLOTH aufgrund der höheren Leistung mit der Nennweite DN 400 ausgeführt werden muss, ist in EFFORT eine DN 300-Leitung ausreichend. Die Kosten reduzieren sich dadurch auf 30 Mio. Euro. Für die Transporttrasse zur Kläranlage werden Investitionen von 2 Mio. Euro veranschlagt. Insgesamt ergibt sich damit im EFFORT-Szenario eine Investition von 93 Mio. Euro für den Bereich Netz.

⁵³ Die angenommene Fördertemperatur von 85 °C (Mittelwert aus Angabe von 70 – 100°C) liegt noch unter der aktuellen T_{VL} von 90 – 123 °C.

Austausch HAST EFFORT: Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH, weil eine Umstellung von zentraler Trinkwassererwärmung auf Wohnungsstationen unterstellt wird (siehe Abschnitt 3.1.3.1). Die Anzahl der WST pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner auf drei Stück abgeschätzt. Ab 2025 wird bei Austausch und Neuinstallation nur noch der EFFORT-Standard verwendet, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Der Kostenansatz umfasst auch die Montage der HAST bzw. WST. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine Investition von rund 47 Mio. Euro für den Tausch der HAST.

Transformationspfad EFFORT: Der Transformationsplan im Szenario EFFORT unterscheidet sich nur in zwei Punkten vom Plan in SLOTH: Im Jahr 2037 müssen in EFFORT bereits die gesamten 30 MW_{th} erneuerbare Spitzenlast errichtet werden, weil das Abfallaufkommen stärker sinkt als in SLOTH. Zwischen 2040 und 2050 läuft die thermische Abfallverwertung ganz aus und wird durch eine Geothermie ersetzt. Abbildung 55 stellt den Transformationspfad graphisch dar.

Abbildung 55: Netz 3: Transformationspfad EFFORT für Aachen



Quelle: Eigene Darstellung GEF

4.3.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

Im Fallbeispiel 3 – Aachen – wird die 2028/29 zur Stilllegung anstehende Braukohle-Anlage der RWE in beiden Szenarien zunächst durch eine existierende Müllverbrennungsanlage ersetzt, in der der Abfall aktuell nur verstromt wird. In beiden Szenarien wird Abfall zukünftig zu EBS aufbereitet, um Brennstoff vom Sommer bis zum Winter lagern zu können und im Winter höhere Einspeiseleistungen aus Brennstoff zur Verfügung zu haben. Ergänzt wird der Erzeugerpark in beiden Szenarien durch eine Klärschlammverbrennung, eine Abwasser-Wärmepumpe sowie erneuerbare Spitzenlast. Im EFFORT läuft die thermische Abfallverwertung gemäß den getroffenen Annahmen bis 2050 aus und wird durch eine tiefe Geothermie-Anlage ersetzt. Netzhydraulisch ergeben sich bei diesen Konzeptionen keine erkennbaren Probleme, da die neuen Erzeugerstandorte in der Nähe existierender Haupttrassen gewählt werden können. Die Anfang der 1990er Jahre gebaute Transporttrasse nach Weisweiler – aktuell im Eigentum der

RWE – wird in beiden Szenarien bis 2050 genutzt, eine Sanierung ist deshalb in der Invest-Schätzung enthalten.

In Tabelle 22 sind die Investitionsschätzungen zusammengefasst.

Tabelle 22: Netz 3: Übersicht Investitionen für Aachen (Versorgersicht)

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritte	40 - 50 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 5 MW _{th} Klärschlammverbrennung 15 MW _{th} Abwasser-Wärmepumpe 30 MW _{th} Spitzenlast	20 - 40 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 5 MW _{th} Klärschlammverbrennung 15 MW _{th} Abwasser-Wärmepumpe 30 MW _{th} Spitzenlast
Invest Erzeugung	47 Mio. € (ca. 40 Mio. € für Klärschlamm)	47 Mio. € (ca. 40 Mio. € für Klärschlamm)
Kenndaten Zielsystem	30 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 5 MW _{th} Klärschlammverbrennung 15 MW _{th} Abwasser-Wärmepumpe 30 MW _{th} Spitzenlast	20 MW _{th} tiefe Geothermie (2 Dubletten, 3.000 m Bohrtiefe, 85 °C, 50 l/s) 5 MW _{th} Klärschlammverbrennung 15 MW _{th} Abwasser-Wärmepumpe 30 MW _{th} Spitzenlast
Invest Erzeugung	47 Mio. € (0 Mio. € in 2050)	75 Mio. € (28 Mio. € in 2050 für tiefe Geothermie)
Invest Netz	60 Mio. €	61 Mio. €
Invest Transportleitg.	41 Mio. €	32 Mio. €
Invest HAST	38 Mio. €	47 Mio. €
Summe	186 Mio. €	215 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Für die Müllverbrennungsanlage (Inbetriebnahme 1997) ist bis 2050 ein Reinvest notwendig. Dieser ist in der Tabelle nicht enthalten, weil die Anlage nicht im Eigentum des Fernwärmeversorgers ist. Ein Wärmebezug würde zu vertraglich vereinbarten Preisen erfolgen, über die der MVA-Betreiber die Investition refinanziert. Versorgungstechnisch ist es heute und auch zukünftig sinnvoll, MVAs in der Nähe ausreichend großer Wärmesenken zu errichten, um die Energie aus der Verbrennung mit hohem Wirkungsgrad nutzen zu können. Eine Verlagerung des MVA-Standortes von Weisweiler an den Stadtrand von Aachen könnte die Investition für die ebenfalls voraussichtlich notwendige Transporttrasse von Weisweiler nach Aachen vermeiden. Allerdings ist mit Akzeptanzrisiken bei einer Verlagerung der MVA zu rechnen. Auch eine Klärschlammverbrennung sowie die tiefe Geothermie können Akzeptanzprobleme aufwerfen, denen durch ein Kommunikationskonzept begegnet werden sollte.

4.3.6 Akteursspezifische Analyse

In Aachen standen der Leiter des Bereichs Wärme und Erzeugung sowie die beiden Bereichsmitarbeiter zur Projektentwicklung und Fernwärme-Ausbau und -Vertrieb und Akquisition und Ausbau der Fernwärme auf Seiten der STAWAG sowie der Klimaschutz-Abteilungsleiter des Umweltamts der Stadt Aachen für Interviews zur Verfügung.

Transformationspfad

Geplante Maßnahmen

Der weitere Transformationspfad der STAWAG setzt insbesondere auf Tiefengeothermie (TG) und die Wärmeauskopplung aus der Müllverbrennungsanlage Weisweiler. Nach Aussage der Stadtwerke sollen beide Erzeugungstechnologien ab der Stilllegung des Braunkohlekraftwerks 2028 zum Einsatz kommen, wobei noch keine Entscheidung getroffen wurde und dies von den techno-ökonomischen Randbedingungen abhängt. Es gab bereits in den 1990er Jahren Diskussionen, die Wärmeauskopplung aus dem Kohlekraftwerk zu beenden und stattdessen die in der Nähe gelegene MVA für die Fernwärmeversorgung heranzuziehen. Die politischen Rahmenbedingungen und die Vorstellungen der Gesellschafter hätten jedoch dazu geführt, dass die Entscheidung auf eine Stromerzeugung fiel, so das Umweltamt Aachen. Nach Einschätzung der STAWAG könnte PtH darüber hinaus zum Einsatz kommen, um Netzspitzen auszugleichen, ansonsten sehen sie eher geringes Potenzial. In der Vergangenheit war bereits einmal eine PtH-Anlage geplant, einschließlich Standort, Wirtschaftlichkeitsrechnung und Aufsichtsratsbeschluss. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen wurde diese aber nicht realisiert. Der Einsatz von Klärschlamm stellt aus Sicht der STAWAG nur in Verbindung mit der MVA eine Option dar, so dass vor Ort Synergien genutzt werden können.

Bereits umgesetzte Maßnahmen

2018 wurde ein Gas-BHKW in Betrieb genommen, 2022 folgt das zweite. Diese seien laut STAWAG sehr wirtschaftlich gewesen und garantierten eine hohe Versorgungssicherheit, seien aber nicht CO₂-frei, auch wenn die CO₂-Emissionen und PEF besser sind als bei der Kohlewärme. Darüber hinaus wurden bereits weitere Einzelmaßnahmen umgesetzt: In einem Innenstadtteil wurde eine CO₂-neutrale Thermalwassernutzung realisiert, um anliegende Gebäude und eine Rheumaklinik zu versorgen. Außerdem wurde im Innenstadtbereich eine Abwasserwärmepumpe gebaut, welche mit eigenerzeugtem Strom aus PV und Windkraft-Anlagen einer Tochtergesellschaft der STAWAG betrieben wird. Im Weiteren befindet sich ein Projekt zur solaren Nahwärme mit Speicherung bei einem alten Steinbruch in Vorbereitung. Das Nahwärmenetz fokussiert sich auf die Ortsmitte und soll schrittweise ins Umfeld ausgeweitet werden. Außerdem haben Projekte zur Prüfung der Rolle von Wasserstoff und Stromspeichertechnologien begonnen, um die Fernwärme zu unterstützen. Dabei denkt die STAWAG perspektivisch über ein Projekt mit einem Industriepartner nach, über eine wasserstoffbetriebene Turbine Wärme in das Netz einzuspeisen.

Kommunale Ziele und Instrumente

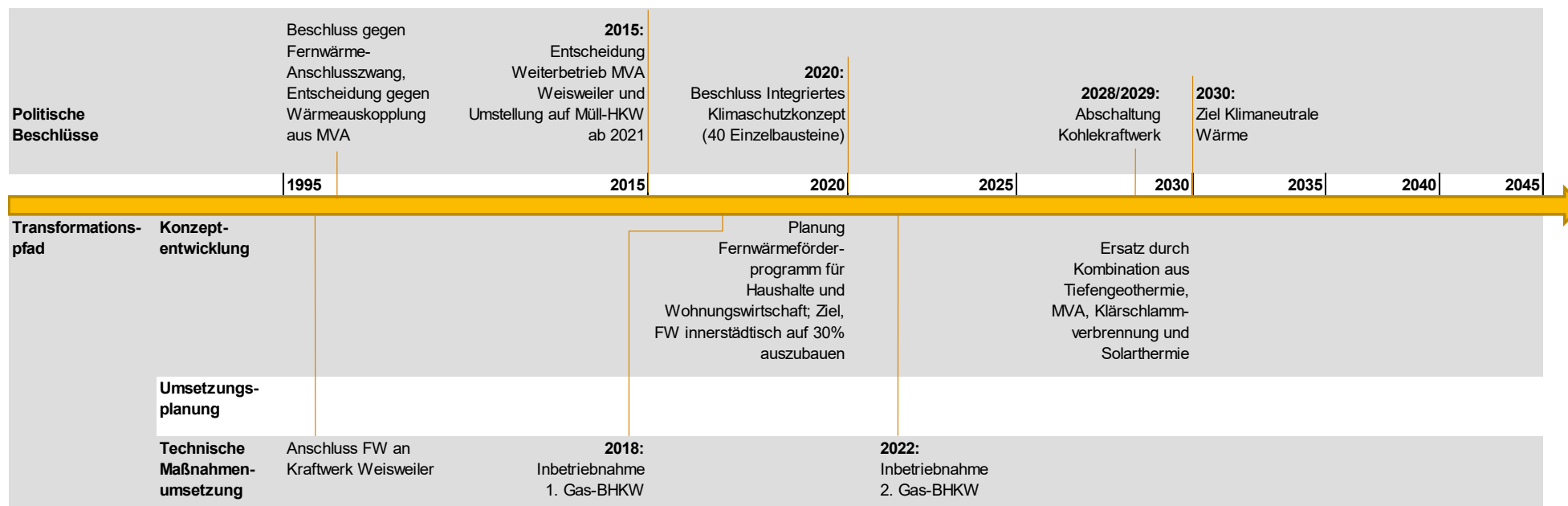
Die Stadt Aachen hat 2020 ein integriertes Klimaschutzkonzept mit 40 Einzelbausteinen verabschiedet. Teil davon ist die Zielsetzung, bis 2030 eine klimaneutrale Wärmeversorgung zu realisieren. Darüber hinaus soll die Fernwärme innerstädtisch auf 30 % ausgebaut werden, insbesondere in der Kernstadt mit hoher Wärmedichte und unsaniertem Altbaubeständen. Die kommunale Wärmeplanung wird gemeinsam mit Stadtwerken vorangetrieben und quartiersbezogen erarbeitet. Die Stadt Aachen erarbeitet derzeit ein Fernwärmeförderprogramm, das sich an Haushalte und Unternehmen der Wohnungswirtschaft richtet. Dabei sollen anfangs jährlich eine Million Euro für ein Solarförderprogramm und eine Million Euro für Gebäudesanierung und Optimierung der Technik vorgesehen sein, welche zukünftig auf sechs Millionen Euro jährlich erhöht werden sollen.

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und weiteren Versorgungslösungen

Die Aussagen der Interviewpartner lassen darauf schließen, dass sich das Verhältnis von Gas und Fernwärme in Aachen über die vergangenen Jahrzehnte verändert hat. In den 1990er Jahre sei die Fernwärme teilweise bewusst nicht ausgebaut worden, um Gas nicht aus dem Markt zu

drängen, meint der Vertreter des Umweltamts. Das Problem liege teilweise außerdem darin, dass überall dort, wo Fernwärme liegt, auch Gas liegt: „In dem Moment, wo ich die Fernwärme-Anschlussdichte erhöhe, reduziere ich die Erlöse im Gasbereich. Um keine Diskussionen oder Probleme hervorzurufen, wird meist nichts gemacht“. Die Stadtwerke Aachen wurden 2018 in die Netzgesellschaft (RegioNetz) und die STAWAG unterteilt. Die RegioNetz ist Eigentümer und Betreiber der Strom- und Gasnetze sowie Betreiber für die Fernwärme. Die STAWAG ist Lieferant von Strom, Gas und Fernwärme und Eigentümerin des Fernwärmesystems. Nach Aussage des Umweltamts kann diese Umstrukturierung Interessenskonflikte verringern. Die STAWAG betont, dass schon lange ein Fernwärmevorrang existiert und dabei nur die wirtschaftliche Umsetzbarkeit innerhalb des Fernwärmesysteme – also ohne Berücksichtigung der entgangenen Gewinne aus dem Gas – geprüft wird.

Abbildung 56 zeigt die beschriebenen Meilensteine in ihrem zeitlichen Zusammenhang.

Abbildung 56: Netz 3: Transformationspfad Aachen

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Akteurskonstellation

Rolle der Stadtwerke

Zur Entwicklung eines Transformationspfads haben die STAWAG ein operatives Projekt gestartet, um zu erarbeiten, wie die Erzeugungslücke ab 2028 geschlossen werden kann. Im Prozess sollen zunächst Einzelmaßnahmen erarbeitet werden, die je nach Reife zu einem Gremienbeschluss vorgelegt werden und anschließend in die Umsetzung gelangen sollen. Die Entscheidung über die konkret zu realisierenden Projekte oder Varianten erfolgt in einer interdisziplinär zusammengesetzten Gruppe, in der Expertise aus technischer, kaufmännischer, rechtlicher, technologischer und wirtschaftlicher Sicht zusammenkommt und auch die Vertriebsperspektive berücksichtigt wird. „Wir haben das Glück, dass hier eine stark grüne Politik im Aufsichtsrat und auch im Stadtrat besteht, sodass die Themen, die wir hier diskutieren, dort auch unterstützt und eingefordert werden. Man muss nur schauen, dass es nicht zu idealistisch gesehen wird. Wir müssen das ja auch noch an Kunden verkaufen, die Summe aller Eigenschaften des Produktes muss noch akzeptabel sein bzw. gewollt werden“, bewertet ein Vertreter des Bereichs Erzeugung / Wärme die aktuellen Entscheidungsprozesse.

Aus Sicht der STAWAG wäre es wünschenswert, dass sie als Wärmeversorger operationelle Unterstützung bei der Beantragung und Inanspruchnahme von Fördermitteln erhalten könnten, da insbesondere im EU-Bereich Förderprogramme sehr aufwändig seien und es schwer sei, einen Überblick zu behalten. Die Kommune diene bereits als strategischer Partner und tritt teilweise als Antragsteller auf, um Projekte der STAWAG zu unterstützen. Zur Realisierung der Tiefengeothermie sollen Mittel aus der Strukturförderung für das Rheinische Revier aus dem Kohleausstiegsgesetz genutzt werden.

Zur potenziellen Realisierung einer Klärschlammverbrennung steht die STAWAG bereits mit Wasserverbänden der Region im Gespräch. Die Verbände haben ebenso ein Eigeninteresse, eine Klärschlammverbrennung aufzubauen, wobei deren Fokus auf der Phosphorrückgewinnung liegt.

Interesse der Kunden*Kundinnen / Vertriebskonzept

Das Interesse der Kunden*Kundinnen an Wärme aus erneuerbaren Energien sei nach Auskunft der STAWAG sehr unterschiedlich ausgeprägt. Der Großteil der Kunden*Kundinnen würde eine günstigere fossile Variante einer Erneuerbaren-Energien-Variante vorziehen. Aktuell sei der Fernwärmepreis insgesamt preislich sehr attraktiv im Neubaubereich, beispielsweise im Vergleich zur Gastherme und Solarthermie. Die STAWAG nimmt aber an, dass mit den CO₂-Preis-Aufschlägen auch das Preisniveau der Wärme aus erneuerbaren Energien attraktiv werden könnte. Bei größeren Wohnungsbaugesellschaften sei die Nachfrage nach Fernwärme aus ökologischen Gründen gestiegen. Ein Hemmnis im Zusammenhang mit der Absenkung der Vorlauftemperaturen sei, dass die Kunden*Kundinnen oft auf hohe Rücklauftemperaturen bestehen würden.

Rolle der Kommune

Als 100 % Eigentümerin der Stadtwerke kann die Kommune die Entwicklungen maßgeblich beeinflussen. Aus Sicht des Umweltamts der Stadt Aachen haben sich die Stadtwerke seit den 1990er Jahren von einem eher konservativen zu einem „sehr innovativen Unternehmen und großem Player im Bereich erneuerbare Energien und Innovation“ entwickelt. Das Umweltamt hat die Hoffnung, dass der Fernwärme-Anteil in der Kernstadt auf bis zu 30 % erhöht werden kann. Dafür sollen insbesondere Wasserstoff, Solarthermie, Tiefengeothermie, thermische Abfallverwertung und PtH zum Einsatz kommen. Zusätzlich sollte auch dezentrale Einspeisung aus industrieller Abwärme diskutiert werden. Als Entscheidungskriterien dienen insbesondere Wirtschaftlichkeit, Sicherheit, Flächenbedarf, Risiken, aber auch soziale Tragfähigkeit. Bei der

Tiefengeothermie sei es wichtig, alle Risiken auszuschließen. Im Gegensatz dazu ist Solarthermie technisch einfacher, aber dafür flächenintensiver. Aus Sicht des Umweltamts wird Strom zukünftig eine große Rolle in der Wärme spielen. Hier gebe es jedoch unterschiedliche Pfade. Der Fokus sollte auf der Analyse von Konkurrenzfähigkeit liegen. Allererste Prämisse sei die Effizienzsteigerung bei den Verbrauchern*Verbraucherinnen durch Sanierungsmaßnahmen. In Zusammenarbeit mit dem Verein „altbau plus“, in dem sich verschiedene Institutionen und Organisationen, darunter die Stadt Aachen, die STAWAG, die RWTH, Handwerkerinnungen und Architektenverbände vernetzen, die sich mit der Bestandssanierung befassen, erarbeitet die Kommune Quartierslösungen (z. B. 60/70er-Jahre-Quartier mit Fokus auf Solartechnik und Dämmung und in zentralen Stadtteilen Fernwärme). Der Verein wurde 2004 auf Initiative der Stadt Aachen gegründet. Auch der gegenwärtige Vorstandsvorsitz und die Geschäftsführung des Vereins liegen bei der Stadt Aachen. Der Verein berät Haus- und Wohnungseigentümer*innen, Mieter*innen, Ingenieur- und Architekturbüros zur Altbausanierung. Die Stadt Aachen hat eine Klimaschutzmanagerin als Stabstelle eingesetzt. Die Klimaschutzmanagerin koordiniert das Gesamtverfahren zum integrierten Klimaschutzkonzept. Dabei wird ein internes Monitoring und Managementkonzept aufgebaut, sodass der aktuelle Stand aller Projekte (40 Einzelbausteine) aufgezeigt werden kann. Zweimal jährlich soll ein Bericht an die Kommunalpolitik erfolgen.

Zur kommunalen Wärmeplanung hat die Stadt Aachen drei Personen mit unterschiedlichen Schwerpunkten eingestellt (Technik, Bauen und Öffentlichkeitsarbeit), das sei aber nach eigenen Angaben „noch ausbaufähig“.

Beteiligung der Öffentlichkeit

Die STAWAG informiert nach eigener Aussage die Öffentlichkeit über ihr Klimaleitbild. In Bezug auf die Wärmeplanung sei aber keine Beteiligung der Öffentlichkeit geplant. Die bisherigen Erfahrungen beziehen sich vor allem auf kleinere Bürgerbeteiligungen in Neubaugebieten zur Nahwärmeversorgung. Der Prozess wird als herausfordernd beschrieben, der „nicht so gut funktioniert“ hat. Bei der Frage der Planung von Inselnetzen wird die Entscheidung teilweise gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen getroffen.

Es gibt einen Energiebeirat, mit Wissenschaftler*innen der RWTH, Politiker*innen und Unternehmensvertreter*innen der STAWAG, die den Rat der Stadt Aachen bei energiepolitischen Fragestellungen unterstützen sollen. Seit 2020 hat der Energiebeirat den Schwerpunkt Wärmewende. Die STAWAG sieht in dem Gremium insbesondere den Vorteil, dass schnell wissenschaftlicher Austausch und Rat da sind. Zugleich sollen aber viele unterschiedliche Interessen und Meinungen berücksichtigt werden, was auch eine Herausforderung darstelle.

Standortspezifische Hemmnisse

Tiefengeothermie

Die STAWAG sieht Tiefengeothermie als möglichen zentralen Baustein für den Transformationspfad. Aktuell bestehen neben Unsicherheiten bezüglich der grundsätzlichen technischen Realisierbarkeit insbesondere auch potenzielle Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung.

Daher plant die STAWAG ein Kommunikationskonzept als Baustein des Geothermie-Projekts, um früh zu erörtern, welche Stakeholder über das Projekt informiert werden müssen. Einerseits sollen Bedenken begegnet werden, die sich auf die Vorfälle in Basel, Staufen und Landau beziehen. Andererseits gab es in der Vergangenheit bereits ein gescheitertes Tiefengeothermie-Projekt in Aachen. In der Kommunikation sei es daher vor allem wichtig, den Unterschied zu erklären. In dem früheren Projekt wurde eine Koaxialsonde in die Aachener Innenstadt eingeführt. Dabei sollten die Heilquellen nicht gefährdet werden, so dass über ein Koaxialrohr

im äußeren Bereich kaltes Wasser hineinströmt und im inneren Rohr wieder aufgewärmt hochgeholt wird. Das habe aber nicht funktioniert. Im neuen Tiefengeothermie-Projekt soll hydrothermales Tiefengewässer direkt hochgepumpt werden. Um Vorwürfen vorzubeugen, dass die Heilquellen in Aachen gefährdet werden, soll das Projekt östlich außerhalb von Aachen realisiert werden.

Müllverbrennung

Im Zusammenhang mit einer möglichen Wärmeauskopplung aus der MVA Weisweiler sieht die STAWAG insbesondere potenzielle vertragliche Hemmnisse, sich auf einen Wärmeliefervertrag mit den Gesellschaftern zu einigen. Die Herausforderung bestehe insbesondere darin, eine Grundlage für eine langfristige Absicherung des Abfallaufkommens bzw. eine Regelung zu finden, wie mit potenzieller zukünftiger Abfallvermeidung umzugehen ist.

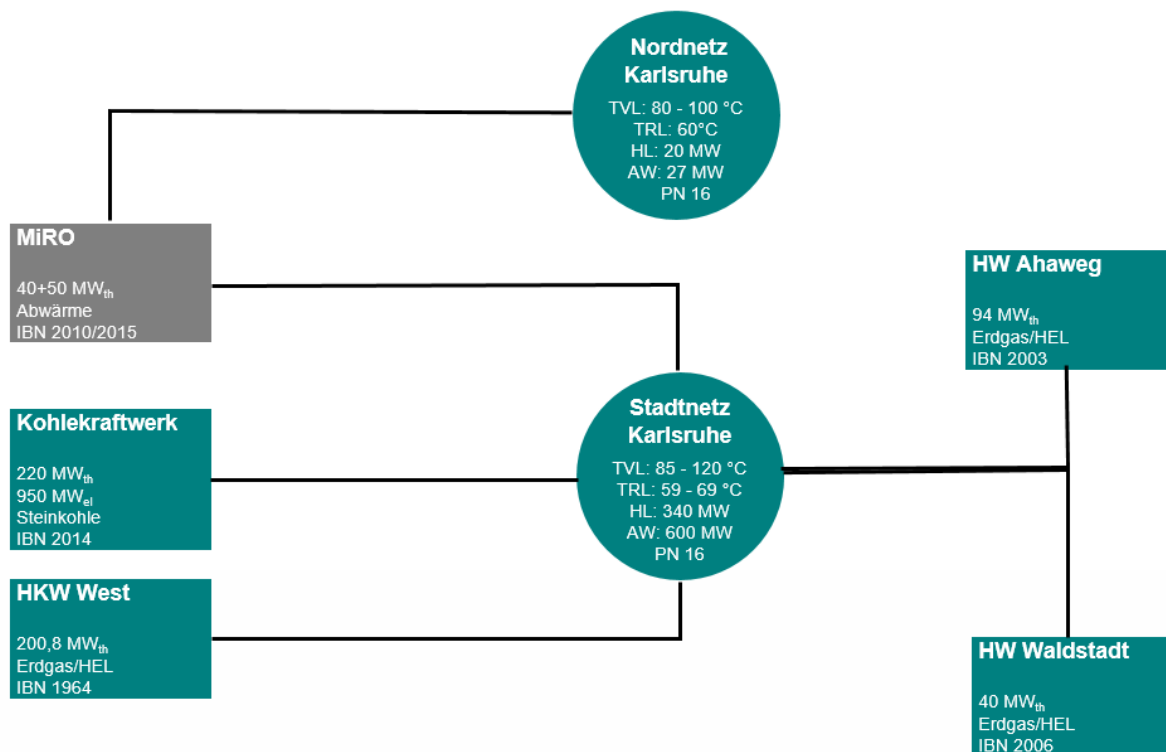
Bewertung

Das Wärmenetz Aachen hat mit dem Ziel der klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2030 das ambitionierteste Ziel aller untersuchten Kommunen. Förderlich hierfür ist auf kommunaler Ebene eine enge Verzahnung von Maßnahmen zum Ausbau der EE-Wärme und der Energieeffizienzsteigerungen im Gebäudebereich, insbesondere durch die geplanten Förderprogramme und die Kooperationen mit dem Verein altbau plus. Als potenzieller Erfolgsfaktor kann außerdem hervorgehoben werden, dass die STAWAG die öffentliche Kommunikation für das Geothermieprojekt als Baustein von Anfang an einplant und damit die Öffentlichkeit in den Prozess einbindet, um die Akzeptanz zu fördern.

4.4 Fallbeispiel 4 – Karlsruhe

In Karlsruhe mit seinen 320.000 Einwohnern betreiben die Stadtwerke Karlsruhe GmbH seit den 1950er Jahre ein Fernwärmenetz. Die Stadtwerke betreiben zwei eigene Heizwerke und ein Heizkraftwerk auf Erdgasbasis und beziehen darüber hinaus Wärme aus dem Rheinhafen-Dampf-Kraftwerk der EnBW, das Steinkohle als Energieträger nutzt. Im Oktober 2021 hat EnBW angekündigt, Block 7 des RDK bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung bis spätestens Mitte 2022 anzumelden. Block 8 soll jedoch weiterbetrieben werden. EnBW will die CO₂-Emissionen bis 2030 um 50 % und bis 2035 auf Netto-Null reduzieren (EnBW 2021)⁵⁴. Seit 2010 beziehen die Stadtwerke Abwärme von der Mineralölraffinerie Oberrhein (MiRO). Am Brennstoffmix der Fernwärme in Karlsruhe hat die industrielle Abwärme einen Anteil von 61 %, die Steinkohle von 28 % und das Erdgas von 11 %, so dass Karlsruhe schon im Ist-System mit knapp über 60 % den höchsten Anteil bilanziell THG-neutraler Fernwärme der sechs betrachteten Fallbeispiele hat. Abbildung 57 zeigt eine schematische Darstellung des Karlsruher Fernwärmesystems mit Daten zu den Netzen (symbolisiert durch Kreise) und den Erzeugungsanlagen (symbolisiert durch Rechtecke).

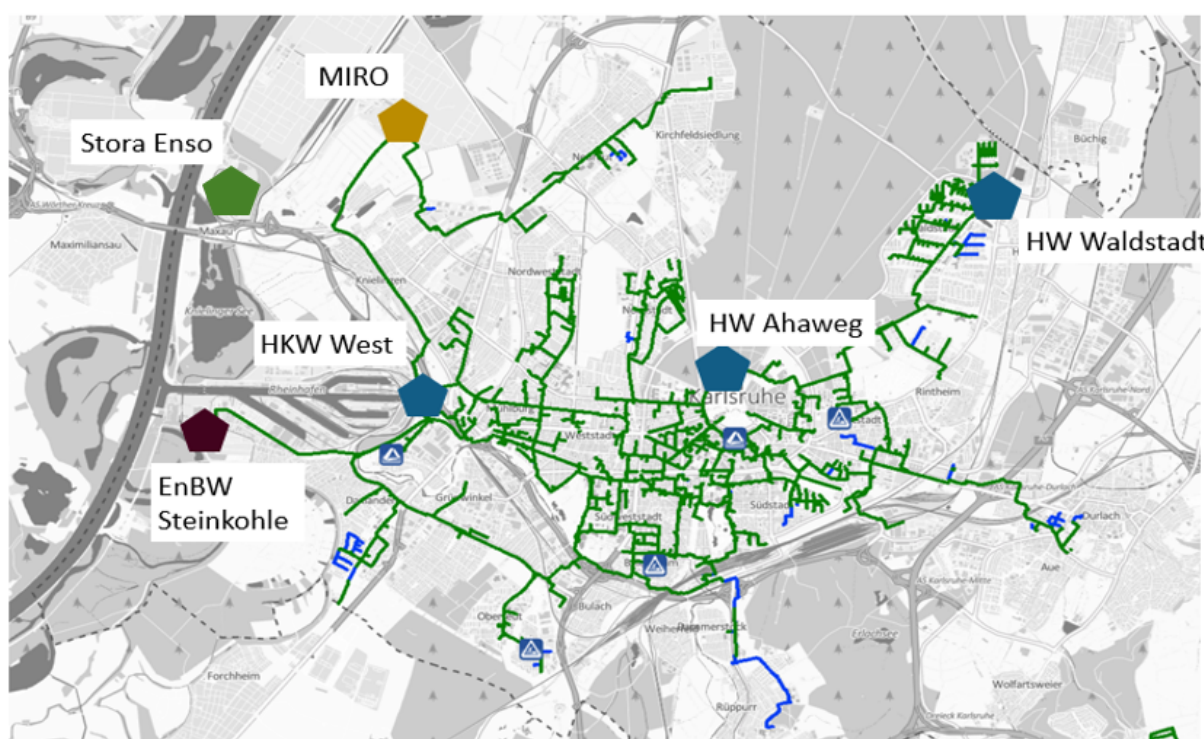
⁵⁴ Zum Stand Ende September 2022 wird davon ausgegangen, dass Block 7 möglicherweise bis Ende des Winters 2023/24 am Netz bleibt, wenn er von der Bundesnetzagentur für systemrelevant für die Versorgungssicherheit bewertet wird (ka-news (2022)).

Abbildung 57: Netz 4: Schema Fernwärmesystem Karlsruhe

Quelle: Eigene Darstellung GEF

In Abbildung 58 ist ein Übersichtsplan des Netzes und der Erzeugungsanlagen abgebildet. Im Westen ist hier auch die Biomasse-KWK-Anlage des Papierherstellers Stora Enso eingezeichnet⁵⁵. Aus dieser Anlage soll ab 2022 KWK-Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist werden. Dadurch wird sich der THG-neutrale Anteil an der Karlsruher Fernwärmeversorgung weiter erhöhen.

⁵⁵ In der Anlage wird nach Angaben der Stadtwerke Karlsruhe zu mehr als 80 % Biomasse eingesetzt, aber u. a. auch Ersatzbrennstoff und De-Inking-Schlämme aus der Papierproduktion. Es handelt sich entsprechend nicht um industrielle Abwärme, sondern KWK-Wärme. In den Interviews in Kapitel 4.4.6 bezeichnen verschiedene Akteure die Wärme aus dieser Anlage oft trotzdem als Abwärme.

Abbildung 58: Netz 4: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Karlsruhe

Quelle: Stadtwerke Karlsruhe, Ergänzung GEF

Der Netzstrang, der von der MiRO nach Nord-Osten abzweigt, ist das Nordnetz. Das Nordnetz ist hydraulisch nicht mit dem restlichen Stadtnetz verbunden. Beide Netze sind in PN 16 als Druckstufe ausgeführt. Die Gesamtrassenlänge der Fernwärmeversorgung liegt bei über 230 km. Das Stadtnetz wird gleitend mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 120 °C betrieben, das Nordnetz mit maximal 100 °C. Die Rücklauftemperaturen variieren zwischen 59 - 69 °C. Die Netzverluste liegen bei rund 12 % der Netzeinspeisung, der älteste Netzteil stammt aus dem Jahr 1956⁵⁶. Weitere Informationen zum Fernwärmesystem in Karlsruhe sind in einem ausführlichen Steckbrief in Anhang B.4 (separates Dokument) dargestellt.

4.4.1 Verbrauchsentwicklung

In Karlsruhe soll die Fernwärme weiter ausgebaut werden, deshalb wird in Absprache mit dem Praxispartner Stadtwerke Karlsruhe ein Absatzzuwachs um 150 GWh bis 2050 angenommen (+ 20 %). Überlagert wird dieser Zuwachs durch den angenommenen Absatzrückgang aufgrund von energetischer Sanierung im Zeitraum bis 2050. Die Entwicklung des Absatzes und weiterer Kennwerte in den Szenarien SLOTH und EFFORT sind in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Netz 4: Entwicklung Kenndaten Karlsruhe

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Absatz [GWh/a]	750	560	400
Netzeinspeisung [GWh/a]	850	620	435

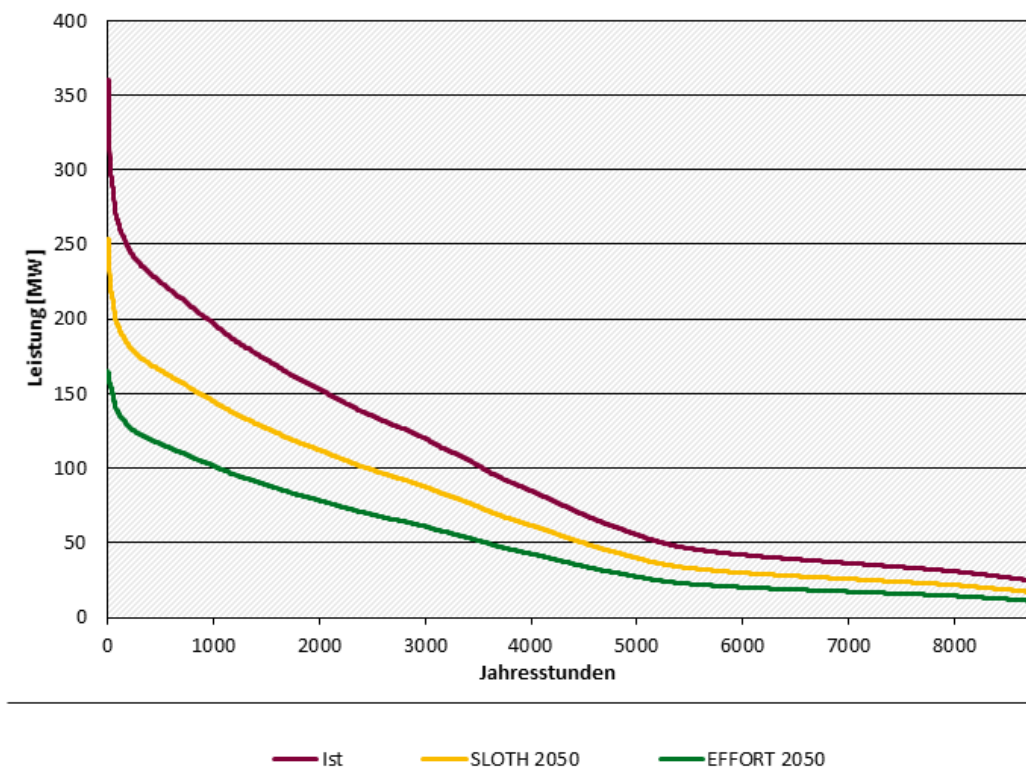
⁵⁶ Dies ist ein Hinweis darauf, dass – sachgerechte Ausführung des Baus, netzschonende Betriebsführung sowie angemessenen Wartung und Instandhaltung vorausgesetzt – Fernwärmeleitungen deutlich länger nutzbar sind als die angenommene technische Nutzungsdauer von 40 Jahren.

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Verluste [GWh/a]	100	60	35
Höchstlast [MW]	360	254	165

Bis 2050 geht der Absatz im Szenario SLOTH um 25 % und im Szenario EFFORT um 47 % zurück. Die Netzverluste sinken aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen, der höheren Dämmstufe der Leitungen sowie aufgrund der als für das Zielnetz optimiert angenommenen (kleineren) Nennweiten.

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Zieljahr 2050 im SLOTH- und im EFFORT-Szenario erstellt. In Abbildung 59 sind die geordneten Jahresdauerlinien des Ist-Systems sowie der Zukunftssysteme im Jahr 2050 dargestellt.

Abbildung 59: Netz 4: Jahresdauerlinien 2050 für Karlsruhe



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Hier wird der Einfluss der gegenüber SLOTH deutlich ambitionierteren Annahmen zur energetischen Sanierung in EFFORT deutlich.

4.4.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

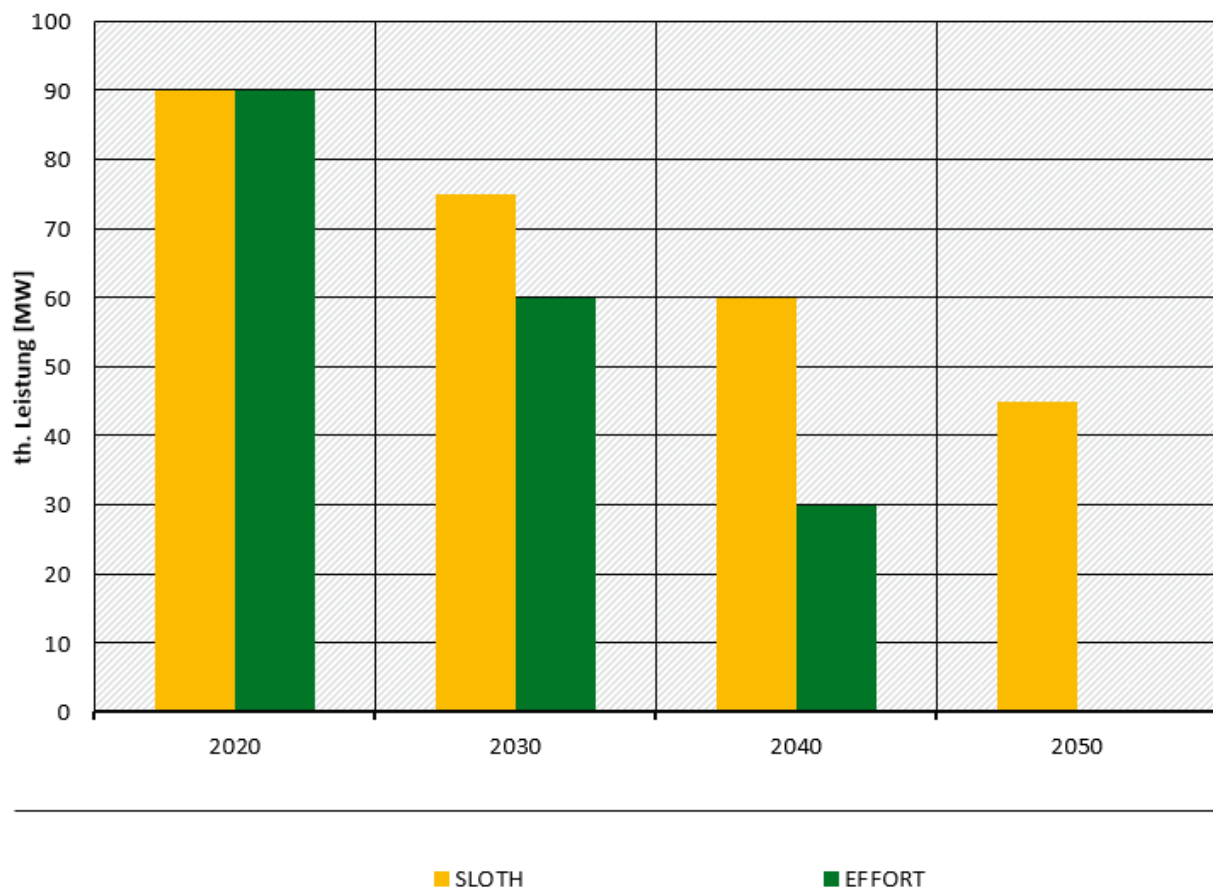
In Karlsruhe stehen viele verschiedene EE-Quellen für eine zukünftige THG-neutrale Wärmeversorgung zur Verfügung. Tabelle 24 zeigt die Ergebnisse der überschlägigen Potenzialanalyse.

Tabelle 24: Netz 4: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Karlsruhe

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	begrenzt	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	
Oberflächengewässer	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Rhein (ca. 7 km Entfernung zum Zentrum), Leitung zum Rheinhafen-Dampfkraftwerk bereits vorhanden
Abwasser	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	
oberfl. Geothermie	begrenzt	niedrig	ganzjährig	
tiefe Geothermie	vorhanden	4.000 m: 160 – 180 °C	ganzjährig	hydrothermales System
industr. Abwärme	vorhanden	hoch	ganzjährig	
thermische Abfallverwertung	nicht vorhanden	hoch	ganzjährig	Abfall wird an andere Kommune geliefert
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

Für die Entwicklungsvarianten wird – aufgrund der Verfügbarkeit und geringeren Hemmnisse bei der Systemintegration – der Fokus auf die Nutzung industrieller Abwärme und tiefer Geothermie gelegt.

Industrielle Abwärme mit hohen Temperaturen ist aus der Raffinerie MiRO vorhanden und wird auch heute schon genutzt. Für die Entwicklungsvarianten wird angenommen, dass sich das Abwärmeaufkommen aufgrund effizienterer industrieller Prozesse bis 2050 reduziert – in SLOTH auf die Hälfte der heutigen Leistung, in EFFORT auf null. Dabei wird eine lineare Entwicklung über die Stichjahre angenommen.

Abbildung 60: Netz 4: Entwicklung Abwärmeaufkommen für Karlsruhe

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Karlsruhe mit seiner Lage am Oberrheingraben bietet gute Voraussetzungen für die Nutzung tiefer Geothermie (Sandrock et al. 2020). In der Region werden bereits Geothermie-Anlagen betrieben, aus denen Informationen zu Fördertemperaturen und Schüttungen vorliegen: In einer Bohrtiefe von 3.000-4.000 m kann mit Temperaturen von 150 bis 200 °C gerechnet werden, bei Fließraten von 50 - 150 l/s. Die Temperaturen von deutlich über 100 °C sind auch zur Stromerzeugung nutzbar. Für die Entwicklungsszenarien zur Nutzung der Geothermie in Karlsruhe werden folgende Annahmen getroffen:

Tabelle 25: Netz 4: Annahmen zur Geothermie

	Bohrtiefe	Förder- temperatur	Fließrate	T _{RL} Netz 2050	Reinjektions- temperatur	Thermische Leistung
SLOTH	4.000 m	165 °C	90 l/s	45 °C	50 °C	Ca. 40 MW _{th}
EFFORT	4.000 m	165 °C	90 l/s	30 °C	35 °C	Ca. 45 MW _{th}

Quelle: Eigene Darstellung GEF

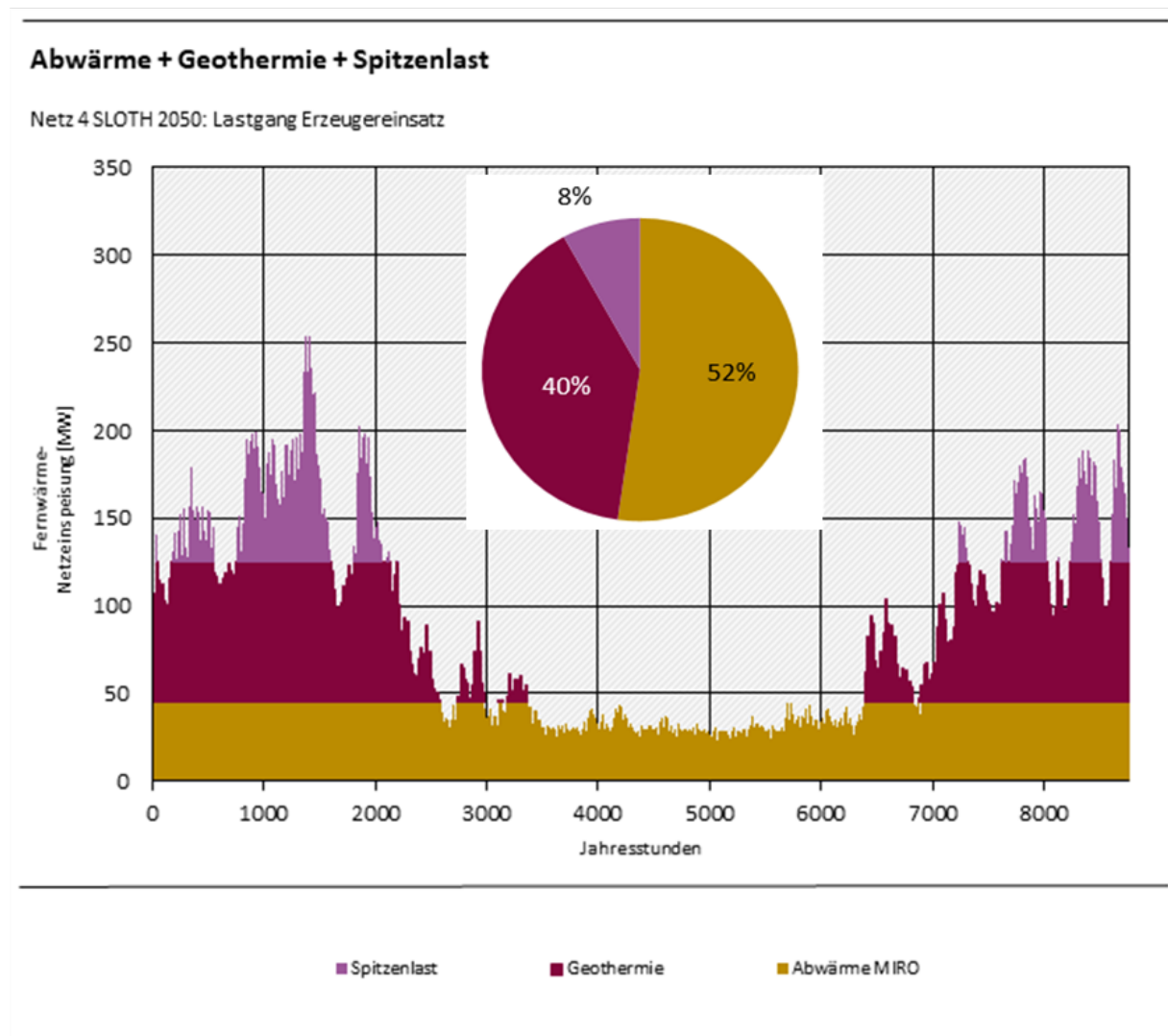
Für den Wärmetauscher zwischen Fernwärmenetz und Geothermie-Bohrung wird eine Grädigkeit von 5 K unterstellt, so dass sich in SLOTH bei einer Rücklaufftemperatur von 45 °C eine Reinjektionstemperatur von 50 °C ergibt (in EFFORT analog 35 °C). Je größer die Spreizung zwischen Förder- und Reinjektionstemperatur, desto höher die nutzbare thermische Leistung.

Alternativ wäre es grundsätzlich in Karlsruhe möglich, Umweltenergie aus dem Rhein mittels einer Großwärmepumpe für das Wärmenetz nutzbar zu machen. Da künftig damit zu rechnen ist, dass auch kleinere Anliegerkommunen auf den Rhein als Wärmequelle angewiesen sind, in denen keine industrielle Abwärme zur Verfügung steht und für die eine tiefe Geothermiebohrung zu aufwändig wäre, wird für Karlsruhe die Nutzung nicht untersucht, da hier Alternativen existieren.

4.4.3 Szenario SLOTH

Zielsystem Erzeugung SLOTH: Im Zielsystem des SLOTH-Konzeptes wird die industrielle Abwärme der MiRO (45 MW_{th}), ergänzt durch eine Geothermie in der Mittellast (2 Dubletten mit je 40 MW_{th}), die durch erneuerbare Spitzenlast mit 120 MW_{th} ergänzt werden.

Abbildung 61: Netz 4: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Karlsruhe

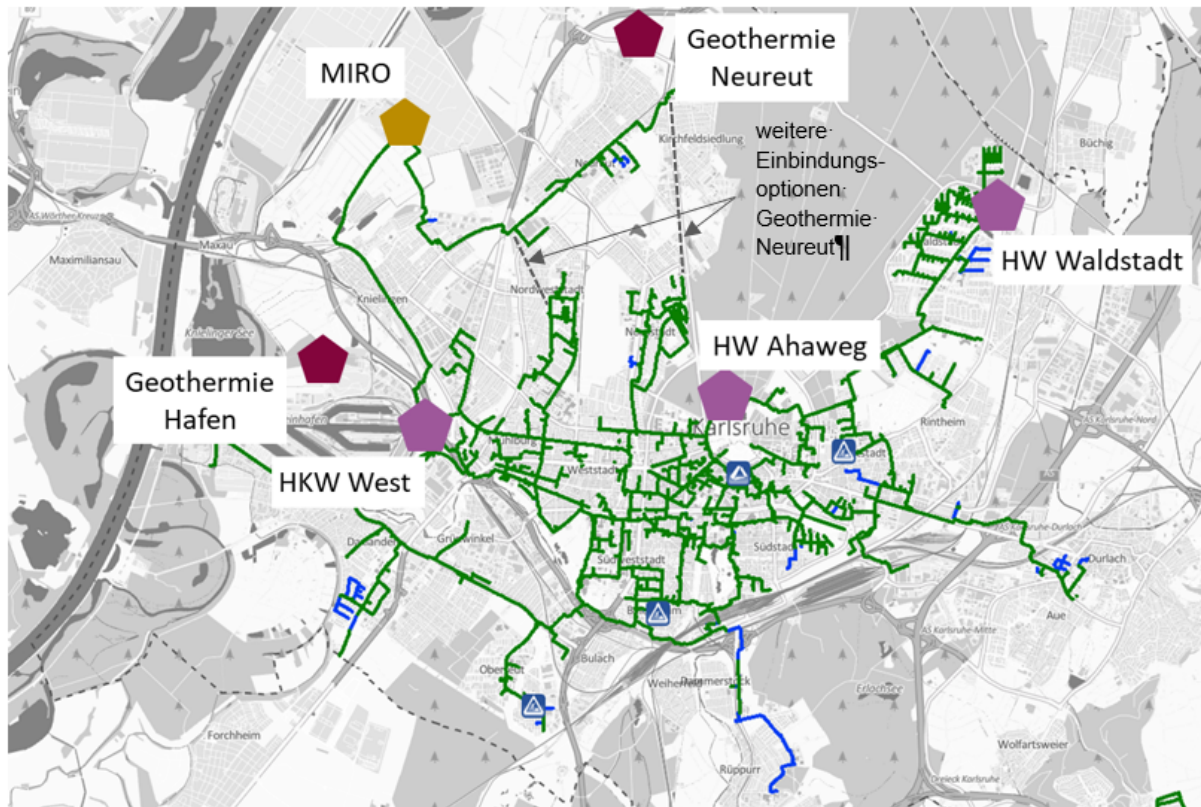


Quelle: Eigene Darstellung GEF

Rund die Hälfte der Wärme stammt nach wie vor aus der Abwärme, weil nicht nur das Abwärmeaufkommen, sondern auch der Wärmebedarf der Gebäude deutlich zurückgeht. 40 % der Netzeinspeisung werden von der tiefen Geothermie bereitgestellt, rund 8 % stammen aus erneuerbarer Spitzenlast. Für die Geothermie wird ein erster Standort für eine Dublette am Ende des Nordstrangs angenommen (in Neureut finden bereits Probebohrungen statt (Stadt

Karlsruhe 2020)), der zweite wird plausibel im Hafen angenommen, so dass die vorhandene Transportleitung zum Rheinhafen-Dampf-Kraftwerk genutzt werden kann. Abbildung 62 zeigt einen Übersichtsplan über die Erzeugerstandorte des Zielsystems.

Abbildung 62: Netz 4: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 für Karlsruhe

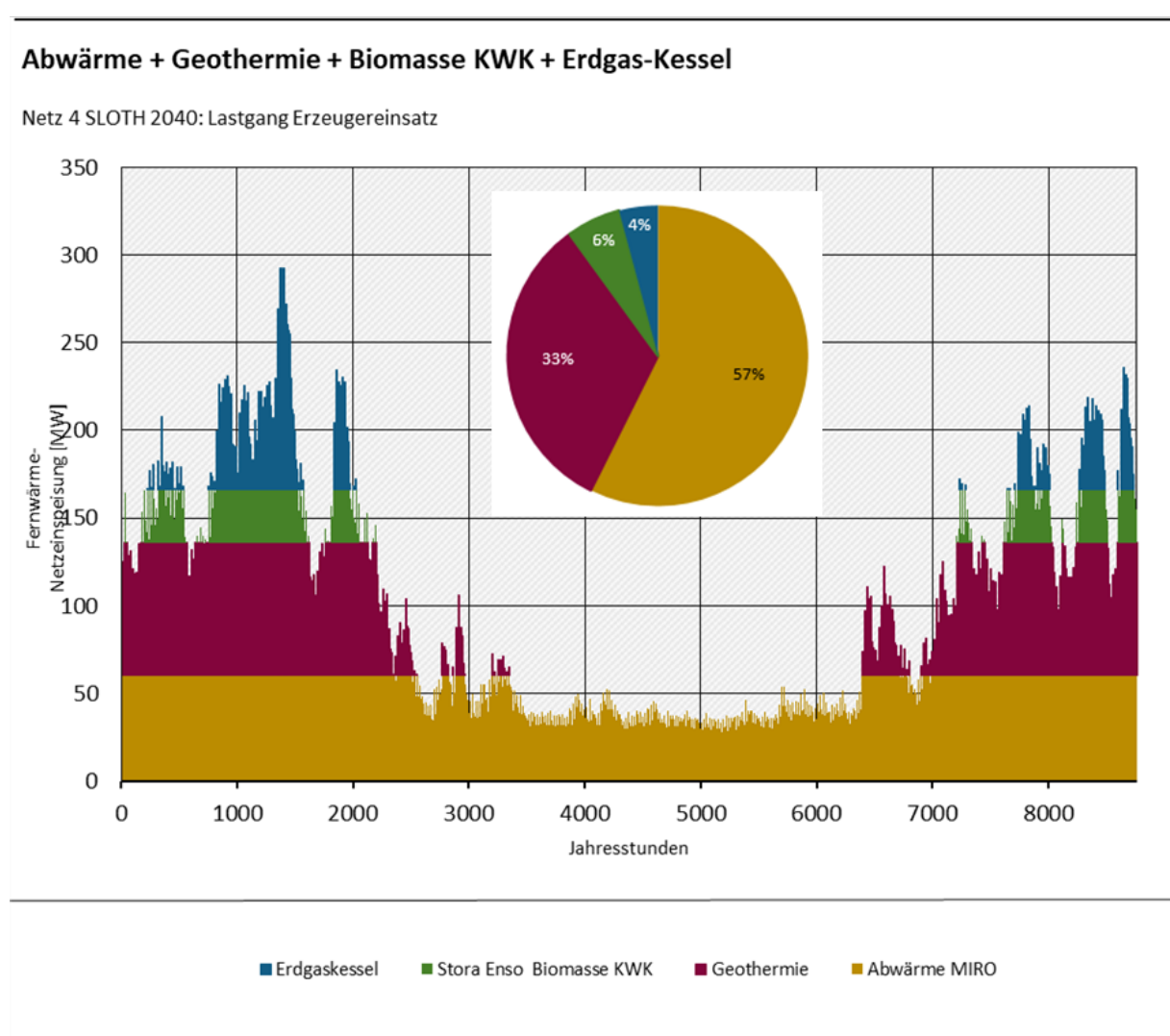


Quelle: Stadtwerke Karlsruhe, Ergänzung GEF

Um die Geothermie am angenommenen Standort Neureut einzubinden, sind auch Alternativen zur Verstärkung der existierenden Trassen denkbar, z. B. der Bau von zusätzlichen Maschen zwischen Nordnetz und Stadtnetz (siehe Abbildung 62). Bei dieser Entscheidung spielen neben Trassenmachbarkeit, Baukosten und Hydraulik auch Überlegungen hinsichtlich eines möglichen Netzausbaus in den durchquerten Quartieren eine Rolle. Eine Prüfung in dieser Tiefe ist in der vorliegenden Untersuchung nicht möglich, deswegen wird angenommen, dass der bestehende Trassenverlauf genutzt wird.

Für die erneuerbaren Spitzenlastanlagen wird angenommen, dass sie an den Standorten der heutigen Erzeugerstandorte errichtet werden können, um die hydraulische Situation nicht zu verschärfen.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH: Zum Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung des RDK (Annahme: im Jahr 2038) sollten die beiden Geothermie-Anlagen errichtet sein, um die Kohle zu ersetzen. Da die Rücklauf-Temperaturabsenkung bis auf das finale Niveau des SLOTH-Zielsystems 2040 noch nicht abgeschlossen ist, liefern die Bohrungen eine etwas geringere Leistung als 2050 (je 38 statt 40 MW_{th}). Das Angebot an Abwärme liegt mit 60 MW_{th} jedoch noch höher als 2050. Die Biomasse-KWK von Stora Enso liefert 30 MW_{th}, bestehende Erdgaskessel liefern die verbleibenden 130 MW_{th} an Spitzenlast.

Abbildung 63: Netz 4: Erzeugereinsatz Transformationsschritt SLOTH für Karlsruhe

Quelle: Eigene Darstellung GEF

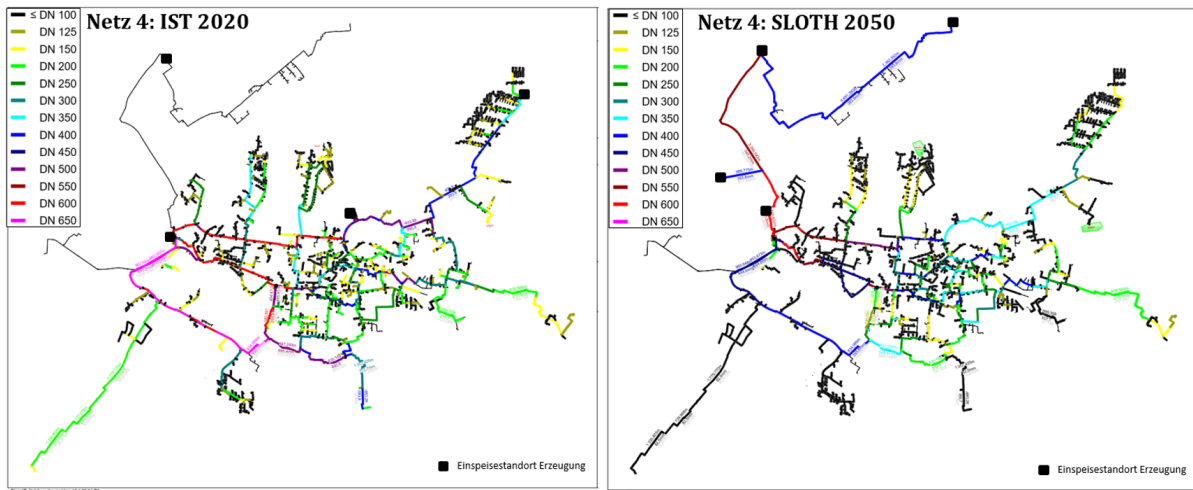
Zu diesem Zeitpunkt wäre 96 % der Fernwärme in Karlsruhe bereits THG-neutral.

Entwicklung Netz SLOTH: Auf Basis der Absatzentwicklung und der für SLOTH festgelegten Zielnetztemperaturen $T_{VL} / T_{RL} = 80 / 50 \text{ °C}$ sowie der Zielerzeugung wird das Karlsruher Fernwärmenetz mit dem Simulations-Programm STANET für das Zieljahr 2050 neu dimensioniert. Ein zentraler Faktor für die Netzdimensionen sind die Einspeisemengen aus den jeweiligen Erzeugerstandorten. Es wird ausschließlich das Versorgungsszenario bei Wärmehöchstlast betrachtet. Für den Zielzustand wird angenommen, dass das Nordnetz und das Stadtnetz hydraulisch verbunden werden, damit auch das Stadtnetz aus dem Geothermiestandort Neureut versorgt werden kann.

Das derzeitige Netz hat DN 225 als gerundete mittlere Nennweite. Das Zielnetz hat eine deutlich geringere Nennweite von nur DN 175. Die Änderungen in den Nennweiten sind in Abbildung 26 durch Farbwechsel in den Leitungsabschnitten dargestellt. Zwar reduziert sich die Temperaturspreizung im Zielnetz von heute 60 K auf 30 K, gleichzeitig sinken jedoch die Netzverluste und der Wärmeabsatz. Das Verhältnis der Änderung der Netzeinspeisung und der Änderung der Temperaturspreizung sind in SLOTH und EFFORT für den Zeitraum bis 2050 annähernd gleich, so dass sich bei der Neudimensionierung für beide Szenarien ein Nennweitengerüst mit nur sehr

geringen Unterschieden ergibt (in der Abbildung ist daher nur SLOTH dargestellt). Insgesamt überwiegt jedoch der Effekt des Wärmerückgangs, so dass die mittlere Nennweite sinkt. Die Änderungen in den Nennweiten sind in Abbildung 64 durch Farbwechsel in den Leitungsabschnitten dargestellt.

Abbildung 64: Netz 4: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Karlsruhe



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Im Netzentwurf für 2050 wird unterstellt, dass die Geothermie in Neureut die vorhandene Trasse über den MiRO-Standort nutzt, um auch das Stadtnetz zu versorgen. Die Leitung müsste dann größer dimensioniert werden als heute. Alternativ könnte auch eine oder mehrere parallele neue Trassen nach Süden zu einem geeigneten Einbindepunkt ins Stadtnetz gebaut werden (siehe oben).

Dass eine Fernwärmeplanung sich bei der Nennweitenwahl nicht heute schon am Zielsystem orientieren kann, macht in Karlsruhe besonders die Leitung in die Nachbargemeinde Rheinstetten deutlich, mit deren Bau 2018 begonnen wurde (hellgrüne Trasse unten links im Ist-System). Die Leitung wird aktuell in DN 200 ausgeführt. Unter den Annahmen von SLOTH und EFFORT wäre im Zieljahr 2050 eine Leitung mit einer Nennweite < DN 100 ausreichend. Die Nennweitenwahl im aktuellen Trassenbau muss sich jedoch an der Ist-Nachfrage nach Wärme orientieren und wäre – wenn die hier unterstellten Annahmen eintreffen – zukünftig überdimensioniert. Dies würde jedoch Spielraum für den Anschluss weiterer Kunden*Kundinnen eröffnen.

Die Netzinvestitionen werden anhand der Neubeschaffungskosten sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz 2050 bestimmt. Das Zielnetz ist rund 35 % günstiger: Die Neubeschaffungskosten für das Netz im Ist-Zustand würden 400 Mio. Euro betragen, die Neubeschaffung eines Netzes mit idealer Auslegung auf den Zielzustand SLOTH 2050 263 Mio. Euro. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern nur ein Anteil von 67 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.4 (separates Dokument)). Dieser Anteil wird für eine grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung eines Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf ergibt sich entsprechend $67 \% \times 263 \text{ Mio. Euro} = 176 \text{ Mio. Euro}$.

Austausch HAST SLOTH: Im Fernwärmesystem der Stadtwerke Karlsruhe werden – anders als in den vorhergehenden Fallbeispielen – zum Teil direkte und zum Teil indirekte Hausstationen

genutzt. Dabei überwiegen die indirekten Stationen mit ca. 70 %. Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand kann entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im SLOTH-Standard (zentrale HAST mit zweistufiger Trinkwassererwärmung, siehe Kapitel 3.1.3.1) unterstellt werden.

Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 250 kW, für den Zielzustand SLOTH wird er mit 155 kW angenommen (Ist x 0,62, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen).

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 250 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen von ca. 2.400 auf 2.860. Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 77 Mio. Euro. Zum Vergleich: bei einem BAU-Szenario ohne Wechsel in der TGA auf den SLOTH-Standard ab 2025 lägen die Investitionen im gleichen Zeitraum bei ca. 73 Mio. Euro.

In Karlsruhe sind 100 % der HAST im Eigentum der Kunden*Kundinnen, was ein Hemmnis für eine konsequente Transformationsstrategie darstellt. Für die Abschätzung der Kosten wird unterstellt, dass die Kunden*Kundinnen die Investition für einen Austausch zu 100 % zu tragen hätten (wenn sie sich überhaupt für den Austausch ihrer HAST nach 25 Jahren entscheiden). Weil die Investition nicht vom Versorger zu tragen ist, sind die ermittelten Investitionen in Tabelle 26 nicht enthalten, aber in Tabelle 27 integriert.

Transformationspfad SLOTH: In Abbildung 65 ist der Transformationspfad des SLOTH-Szenarios für Karlsruhe als Übersicht auf dem Zeitstrahl aufgetragen:

Abbildung 65: Netz 4: Transformationspfad SLOTH für Karlsruhe



Quelle: Eigene Darstellung GEF

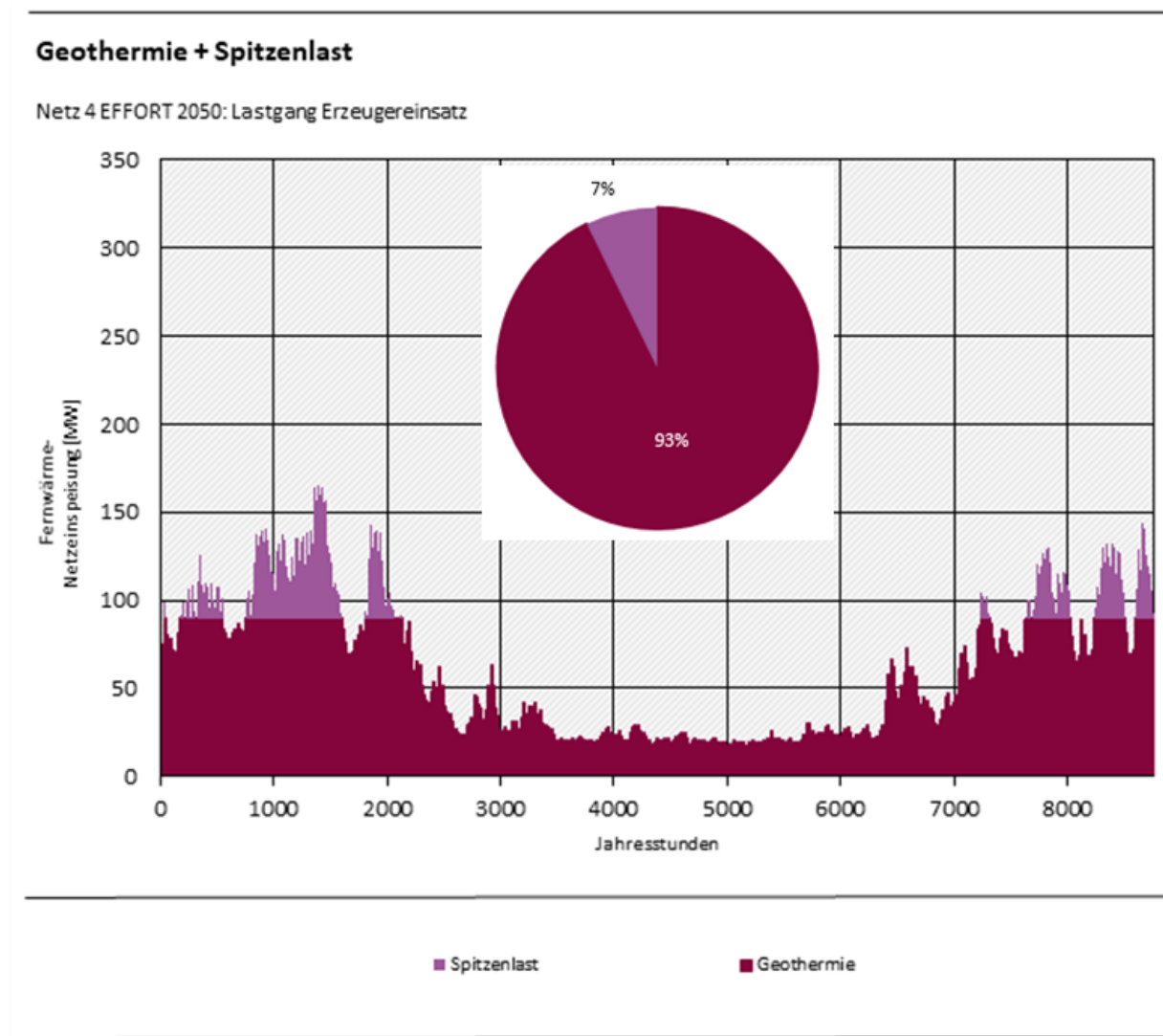
Im Transformationspfad SLOTH wird zunächst bis 2022/23 die Anbindung der Biomasse-KWK-Anlage von Stora Enso umgesetzt. Bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Kohle-KWK 2038 werden je zwei Geothermie-Dubletten realisiert. Bis spätestens 2050 läuft der Wärmebezug von Stora aus und die fossilen Erdgaskessel werden durch erneuerbare Spitzenlast ersetzt.

Da die HAST in Karlsruhe im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind, ist die Umsetzung einer koordinierten Strategie durch den Versorger schwer möglich. Durch eine Anpassung der TAB und die Festlegung neuer Versorgungstemperaturen (begleitet von einem Kommunikationskonzept und mit ausreichend zeitlichem Vorlauf), können Versorger jedoch versuchen, Einfluss auf ihre Kunden*Kundinnen zu nehmen (siehe auch Kapitel 5 und 6). Im SLOTH-Szenario (und ebenso im EFFORT-Szenario) wird generell unterstellt, dass die Gebäudeeigentümer*innen eine hohe Investitionsbereitschaft haben, um die Gebäude energetisch zu verbessern – eine technisch aufwändigere HAST ist in diesem Rahmen nur eine weitere Maßnahme von vielen.

Die Erneuerung des Netzes erfolgt kontinuierlich. Die Geothermie-Anlagen werden bis 2038 integriert und das Netz auf eine verstärkte Einspeisung aus Neureut hin angepasst. Mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung soll so früh wie möglich begonnen werden. Hier sind die Definition einer Zieltemperatur für die Netze mit Blick auf die künftig dekarbonisierte Erzeugung und eine entsprechende Anpassung der TAB/Versorgungsverträge wichtige Schritte. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitte 2.2.1, 3.1.3.1 und 5.1.2).

4.4.4 Szenario EFFORT

Zielsystem Erzeugung EFFORT: Im Szenario EFFORT wird angenommen, dass im Jahr 2050 keine industrielle Abwärme mehr zur Nutzung im Fernwärmesystem zur Verfügung steht (s. Erläuterung zu den unterschiedlichen Annahmen zur Verfügbarkeit industrieller Abwärme in den beiden Szenarien in Kapitel 3.1.3). Entsprechend wird ein Erzeugerpark angenommen, in dem die relativ günstigste Geothermie die Grund- und die Mittellast deckt (93 % der Netzeinspeisung). Abbildung 66 zeigt den Erzeugereinsatz im Zielsystem (2050).

Abbildung 66: Netz 4: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Karlsruhe

Quelle: Eigene Darstellung GEF

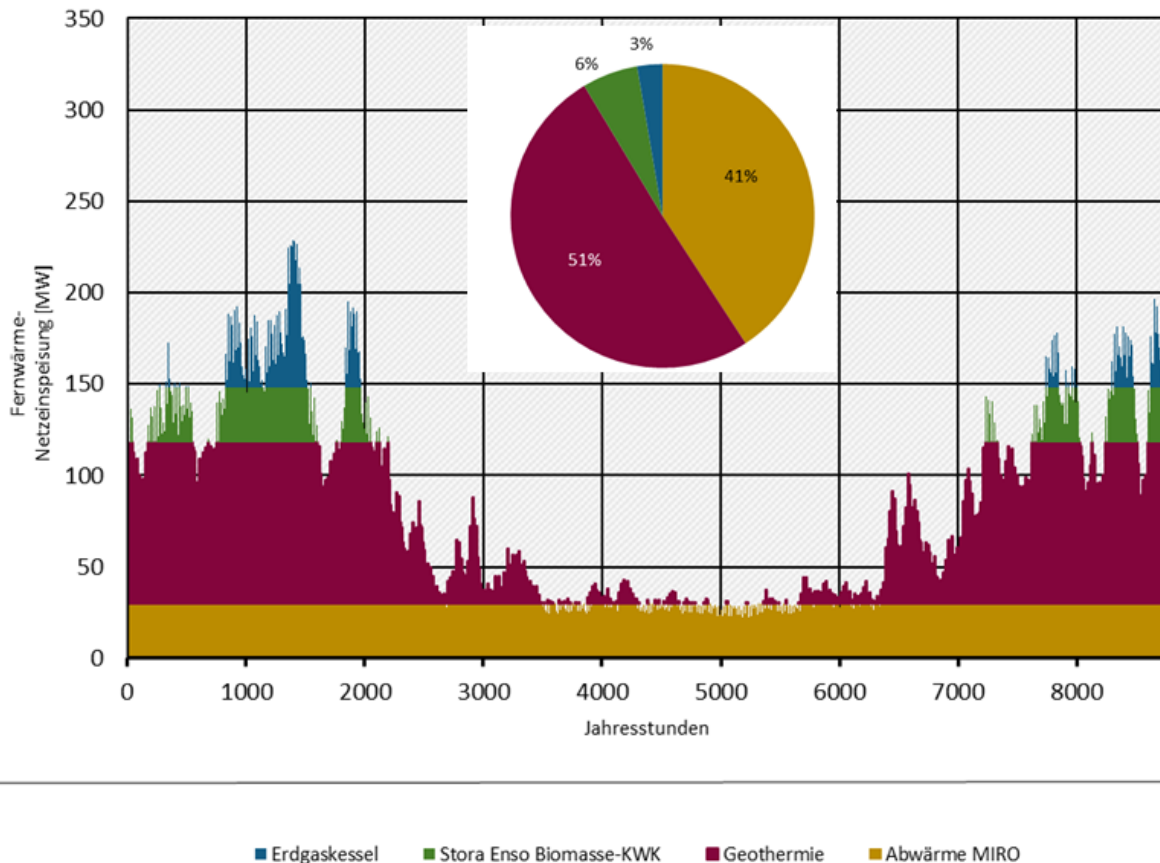
Angenommen werden zwei Dubletten mit je 45 MW_{th}, ergänzt mit 80 MW_{th} erneuerbarer Spitzenlast. Durch die in EFFORT angenommene niedrige Rücklauftemperatur von 30 °C kann das Potenzial der Geothermie besser ausgenutzt werden. Die Erzeugungsstandorte werden in EFFORT identisch wie in SLOTH angenommen, die Einspeisung aus der MiRO entfällt jedoch.

Zwischenschritt Erzeugung EFFORT: Auch in EFFORT ist ein Zwischenschritt auf dem Weg zum Zielsystem notwendig. Spätestens zum Zeitpunkt der endgültigen Stilllegung des RDK (Annahme: im Jahr 2038⁵⁷) sollten die beiden Geothermie-Anlagen errichtet werden, um die Kohle zu ersetzen. Da die Rücklauf-Temperaturabsenkung bis auf das finale Niveau des EFFORT-Zielsystems 2040 noch nicht abgeschlossen ist, liefern die Bohrungen eine etwas geringere Leistung als 2050 (je 44 statt 45 MW_{th}). Dafür ist noch ein Rest-Angebot an Abwärme vorhanden (360 MW_{th}). Auch aus der Biomasse-KWK von Stora Enso stehen noch 30 MW_{th} Wärmeleistung zur Spitzenlastdeckung zur Verfügung, bestehende Erdgaskessel liefern die verbleibenden 85 MW_{th} an Spitzenlast (siehe Abbildung 67).

⁵⁷ Die hier gemachten Angaben reflektieren den politischen Stand zum Zeitpunkt der Bearbeitung. Siehe dazu auch Abschnitt 1.2.2

Abbildung 67: Netz 4: Erzeugereinsatz Transformationsschritt EFFORT für Karlsruhe**Abwärme + Geothermie + Biomasse-KWK + Erdgas-Kessel**

Netz 4 EFFORT 2040: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Im EFFORT-Szenario stammt 2040 bereits 97 % der Fernwärme-Netzeinspeisung aus THG-neutralen Quellen.

Zielnetz EFFORT: Das Zielnetz in EFFORT unterscheidet sich kaum vom Netz in SLOTH. Die Neubeschaffungskosten werden mit 266 Mio. Euro (SLOTH 263 Mio. Euro) abgeschätzt. Unter Einbeziehung des pauschalen Ansatzes für den Erneuerungsbedarf (67 %) ergeben sich im EFFORT-Szenario analog zu SLOTH Investitionen für die Transformation im Bereich Netz von 67 % x 266 Mio. Euro = 178 Mio. Euro.

Austausch HAST EFFORT: Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH, weil eine Umstellung von zentraler Trinkwassererwärmung auf Wohnungsstationen unterstellt wird (siehe Abschnitt 3.1.3.1). Die Anzahl der WST pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner auf zwanzig Stück abgeschätzt (hohe Anzahl an großen Mehrfamilienhäusern). Für die Kostenschätzung wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 HAST im EFFORT-Standard verwendet werden, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Der Kostenansatz umfasst auch die Montage der HAST bzw. WST. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine erhebliche Investition von rund 310 Mio. Euro für den Tausch der HAST (zum

Vergleich: 73 Mio. Euro für eine BAU). Da die Stationen in Karlsruhe nicht im Eigentum der Stadtwerke, sondern der Kunden*Kundinnen sind, wird die entsprechende Investition nicht dem Versorger zugeordnet.

Transformationspfad EFFORT: Der Transformationsplan im Szenario EFFORT unterscheidet sich nur in einem Punkt vom Plan in SLOTH: Zwischen 2040 und 2050 läuft nicht nur der Wärmebezug aus der Biomasse-KWK der Stora Enso aus, sondern auch von MiRO. Abbildung 68 stellt den Transformationspfad graphisch dar.

Abbildung 68: Netz 4: Transformationspfad EFFORT für Karlsruhe



Quelle: Eigene Darstellung GEF

4.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

Im Fallbeispiel 4 – Karlsruhe – wird die Steinkohle-KWK Ende der 2030er Jahre durch tiefe Geothermie ersetzt. Auch die Abwärme der MiRO muss – in SLOTH zum Teil, in EFFORT vollständig – durch Geothermie ersetzt werden⁵⁸. Bis 2050 muss auch die Spitzenlast von Erdgas auf EE umgestellt werden. Der Bezug von Wärme aus der Biomasse-KWK des Papierherstellers Stora Enso läuft in beiden Szenarien ebenfalls bis 2050 aus. Durch die Einbindung neuer Erzeugungsstandorte für die Geothermie müssen Änderungen im Netz erfolgen, die hydraulisch jedoch machbar erscheinen.

Tabelle 26: Netz 4: Übersicht Investitionen Karlsruhe (Versorgersicht)

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritt	80 MW _{th} tiefe Geothermie (2 Dubletten, 4.000 m Bohrtiefe, 165 °C, 90 l/s) 60 MW _{th} Abwärme MIRO 30 MW _{th} KWK Stora Enso 130 MW _{th} Erdgaskessel	90 MW _{th} tiefe Geothermie (2 Dubletten, 4.000 m Bohrtiefe, 165 °C, 90 l/s) 30 MW _{th} Abwärme MIRO 30 MW _{th} KWK Stora Enso 85 MW _{th} Erdgaskessel
Invest Erzeugung	87 Mio. € (für Geothermie)	92 Mio. € (für Geothermie)

⁵⁸ Die hohe Unsicherheit bzgl. der Laufzeit der Kohlekraftwerke (vorgezogener Kohleausstieg bis 2030, Laufzeitverlängerungen aufgrund des Ukraine-Krieges) erschweren die Entscheidungen für die Fernwärmeversorger.

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zielsystem	80 MW _{th} tiefe Geothermie (2 Dubletten, 4.000 m Bohrtiefe, 165 °C, 90 l/s) 45 MW _{th} Abwärme MIRO 120 MW _{th} Spitzenlast Netz mit mittl. Nennweite DN 175 (HAST im Verantwortungsbereich der Kunden*Kundinnen)	90 MW _{th} tiefe Geothermie (2 Dubletten, 4.000 m Bohrtiefe, 165 °C, 90 l/s) 80 MW _{th} Spitzenlast Netz mit mittl. Nennweite DN 175 (HAST im Verantwortungsbereich der Kunden*Kundinnen)
Invest Erzeugung	98 Mio. € (11 Mio. € in 2050)	100 Mio. € (8 Mio. € in 2050)
Invest Netz	176 Mio. €	178 Mio. €
Invest HAST	0 Mio. € (im Verantwortungsbereich der Kunden*Kundinnen)	0 Mio. € (im Verantwortungsbereich der Kunden*Kundinnen)
Summe	274 Mio. €	278 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Die Investitionen in SLOTH und EFFORT liegen für die Bereiche Erzeugung und Netz in der Summe fast gleich (siehe Tabelle 27). In EFFORT muss die Geothermie etwas größer ausfallen, weil nicht nur die Kohle, sondern auch die MiRO-Abwärme ersetzt werden muss. Gleichzeitig sinkt der Wärmebedarf in EFFORT deutlich im Vergleich zu SLOTH und auch die Netztemperaturen sind niedriger, so dass der Unterschied zu SLOTH fast verschwindet. Aufgrund des niedrigeren Bedarfs kann auch der Zubau an Spitzenlast bis 2050 in EFFORT kleiner ausfallen als in SLOTH.

Da die Investitionen aus Versorgersicht abgeschätzt werden, werden die Kosten für die energetische Sanierung der Gebäude in diesem Vergleich nicht berücksichtigt. Die Kosten für den Umbau der Gebäude-TGA fehlen ebenso wie die Kosten der HAST, da diese in Karlsruhe im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind.

Werden die HAST-Investitionen, die bei den Kunden*Kundinnen anfallen, mitberücksichtigt, ändert sich das Bild: Durch die flächendeckende Installation von Wohnungsstationen verteuert sich das EFFORT-Szenario deutlich gegenüber SLOTH (siehe Tabelle 27).

Tabelle 27: Netz 4: Übersicht Investitionen Karlsruhe inkl. HAST

	SLOTH	EFFORT
Invest Erzeugung	98 Mio. €	100 Mio. €
Invest Netz	176 Mio. €	178 Mio. €
Invest HAST	77 Mio. €	310 Mio. €
Summe	351 Mio. €	588 Mio. €

Da in Karlsruhe (anders als in Spremberg, Großkrotzenburg und Aachen) aufgrund der abweichenden Kundenstruktur eine hohe Anzahl Wohnungsstationen pro HAST angenommen werden, steigt der Aufwand in EFFORT deutlich (+ 68 % höhere Investitionen als in SLOTH).

Da die HAST in Karlsruhe in Kundeneigentum sind, sind die Möglichkeiten des Versorgers eingeschränkter. Er kann z. B. bei weiterer Funktionsfähigkeit der Stationen nicht einseitig über den Austauschzeitpunkt (z. B. nach 25 Jahren) bestimmen. Durch Anpassung der TAB und beim Abschluss neuer Verträge kann er jedoch Vorgaben für maximal zulässige Rücklauftemperaturen und die vorgesehenen Vorlauftemperaturen machen (siehe Exkurs zum vertraglichen Gestaltungsrahmen von Temperaturabsenkungen in Abschnitt 2.2.1).

Für das Netz Karlsruhe gilt es, bei der Festlegung der sinnvollen Zielnetztemperatur für die dekarbonisierte Fernwärme sorgfältig abzuwägen.

- ▶ Gegen eine starke Absenkung der Temperaturen spricht, dass mit Abwärme und der tiefen Geothermie zwei Wärmequellen zur Verfügung stehen, die in der Lage sind, die heutigen hohen Fernwärme-Vorlauftemperaturen zu liefern. Hinzu kommt, dass die HAST im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind, eine konsequente Austauschstrategie für den Versorger schwierig umzusetzen und mit deutlich erhöhtem Aufwand verbunden ist.
- ▶ Für eine Absenkung spricht, dass sich beide – Abwärme und Geothermie – mit möglichst niedrigen Rücklauftemperaturen besser nutzen lassen. Die Geothermie-Temperaturen erlauben prinzipiell auch eine Stromerzeugung, anschließend würde für die Fernwärme nur noch ein niedrigeres Niveau für den Vorlauf zur Verfügung stehen.

Vor dem Hintergrund, dass zukünftig auch nicht fluktuierende erneuerbare Stromerzeugungskapazität wie z. B. aus Geothermie benötigt wird, erscheint es aus einer nationalen Perspektive sinnvoll, die Temperaturen abzusenken. Um solche Entwicklungen zu ermöglichen, ist eine entsprechende Förderung sinnvoll, um zu vermeiden, dass die Karlsruher Fernwärmekunden*Fernwärmekundinnen den (Zusatz)-Aufwand für das System finanzieren müssen.

Erzeugungsseitig stehen in Karlsruhe drei zentrale Fragen im Mittelpunkt:

- ▶ Wie entwickelt sich zukünftig das Abwärmepotenzial aus der lokalen energieintensiven Industrie (MiRO, Biomasse-KWK-Anlage der Stora Enso)?
- ▶ Entstehen im Umfeld der Stadt neue Industrieprozesse wie z. B. die Gewinnung von Lithium aus Thermalwasser im Oberrheingraben, aus denen Wärme ausgekoppelt werden kann?
- ▶ Wie lange blieben die Kohleblöcke der EnBW im Rheinhafen-Dampfkraftwerk in Betrieb? Die aktuellen Entwicklungen zeigen, dass hier neben klimapolitischen Aspekten auch die Stabilität der Stromversorgung in Süddeutschland bzw. in Frankreich eine Rolle spielen kann.

Eine frühzeitige Erschließung erneuerbarer Quellen wie z. B. Geothermie würde die Stadtwerke Karlsruhe unabhängiger von den Wärmelieferungen Dritter machen (MiRO, EnBW, etc.). Wenn jedoch langfristig (nach 2030) weiterhin günstige Abwärme aus Industrieprozessen oder KWK-Wärme aus einer stromnetzseitig notwendigen Kohleverstromung zur Verfügung stehen sollte, stellt sich die Frage, ob die neu erschlossenen erneuerbaren Quellen oder die KWK- bzw. Abwärme im Fernwärmesystem zum Einsatz kommen. Hierbei wird ein zentraler Faktor sein, ob die Preise für den Wärmebezug von Dritten günstiger sind als die Betriebskosten der Stadtwerke-eigenen EE-Anlagen. Gegebenenfalls ist es sinnvoll, das Karlsruher Fernwärmesystem durch einen Großspeicher zu ergänzen, z. B. wenn die Geothermie als KWK-Anlage ausgeführt und auch zur Stromerzeugung genutzt wird.

4.4.6 Akteursspezifische Analyse

Die Interviews in Karlsruhe wurden mit einem Vertreter des Referats für Umweltschutz der Stadtwerke Karlsruhe, sowie mit einem Vertreter des Umweltamtes der Stadt Karlsruhe geführt.

Transformationspfad

Auf verschiedenen Ebenen haben die Stadtwerke Karlsruhe und die Kommune bereits erste Maßnahmen zur Dekarbonisierung eingeleitet und umgesetzt. Die Abbildung 69 setzt die bisher

umgesetzten Maßnahmen sowie den aktuellen Stand zum Transformationspfad in zeitliche Relation zueinander.

Bereits umgesetzte und geplante Maßnahmen

Der Schwerpunkt in der aktuellen und zukünftigen Erzeugungsstruktur liegt derzeit auf der Nutzung industrieller Abwärme. In zwei Schritten wurde 2010 und 2015 die Wärmeauskopplung aus der MiRO umgesetzt, so dass ihr Anteil an der Fernwärme aktuell 60 % ausmacht. Solange die MiRO in Betrieb bleibt, soll laut Aussage der Stadtwerke der Schwerpunkt der Fernwärmeversorgung auf der Nutzung dieser industriellen Abwärme liegen, da die MiRO eine der größten Raffinerien Europas ist und eine entsprechend große Abwärmemenge entsteht. Ab 2022 wird eine Wärmeauskopplung aus der KWK-Anlage der Papierfabrik Stora Enso genutzt. Außerdem werden weitere Abwärmequellen analysiert, um zu prüfen, ob Kohle durch weitere industrielle Abwärme substituiert werden kann. Bis 2030 planen die Stadtwerke einen Ausbau bzw. eine Verdichtung des Fernwärmenetzes um etwa 10.000 Haushalte.

Kommunale Ziele und Instrumente

Auf der Beschlussebene spielt die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Zusammenhang mit den Zielen der Klimaneutralen Kommune 2050 und der Klimaneutralen Stadtverwaltung 2040 eine wichtige Rolle. Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 konkretisiert die Maßnahme „Defossilisierung der Wärmeversorgung“ die Zielsetzung der Kommune, eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050 zu erreichen. Zur Erreichung dieses Ziels hat 2020 ein Roadmap-Prozess für die Defossilisierung der Wärmeversorgung begonnen, der 2021 fortgeführt wird. Beteiligt sind daran das Umweltamt der Stadt Karlsruhe, die Stadtwerke Karlsruhe sowie das IREES-Institut. Dazu gehören unter anderem eine technisch-ökonomische Analyse sowie konkret mögliche Transformationspfade sowie Empfehlungen an die Kommunalpolitik (Stadt Karlsruhe 2020).

Kommunale Wärmeplanung

Als baden-württembergische Kommune ist Karlsruhe zur Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung bis 2023 verpflichtet. Laut Aussage des Umweltamts der Stadt Karlsruhe wird die Erarbeitung von Klimaschutzkonzept und Roadmap dabei eher unabhängig von der Wärmeplanung gesehen. Der Schwerpunkt der kommunalen Wärmeplanung liegt auf der Reduktion des Wärmeverbrauchs. Durch eine Potenzialanalyse erhofft sich die Stadt viele Einblicke. Beispielsweise sollen Energiequartiere bis 2030 stark ausgebaut werden, so dass in jedem Stadtteil ein Energiequartier ist. Das Konzept der Karlsruher Energiequartiere verfolgt drei übergeordnete Ziele: Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern in der Wärmeversorgung, energetische Gebäudesanierung und Ausbau von Photovoltaikanlagen.⁵⁹ In der kommunalen Wärmeplanung sollen aber auch Verdichtungspotenziale für die Fernwärme identifiziert werden, die an die Stadtwerke zur Prüfung weitergegeben werden. Auch Nahwärme soll in der kommunalen Wärmeplanung eine relevante Rolle spielen: Auf Basis systematischer Analysen von möglichen Nahwärmenetzen sollen in Abstimmung mit den Stadtwerken Machbarkeitsstudien durchgeführt werden. Das Umweltamt bewertet insgesamt die Möglichkeit des Zugriffs auf weitere Daten durch die kommunale Wärmeplanung als vorteilhaft.

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und weiteren Versorgungslösungen

Die Stadtwerke Karlsruhe betreiben sowohl das Fernwärme- als auch das Erdgasnetz. Laut Aussage der Stadtwerke entstehe dadurch eine interne Konkurrenzsituation. Daher schränken die Stadtwerke teilweise den Ausbau der Gasversorgung ein, weil sie Fernwärme aus ökologischen Gründen ausbauen wollen. Die Zukunft des Erdgasnetzes sei immer wieder Fokus

⁵⁹ Weitere Informationen unter <https://www.karlsruher-energiequartiere.de>, zuletzt aufgerufen am 27.07.2022.

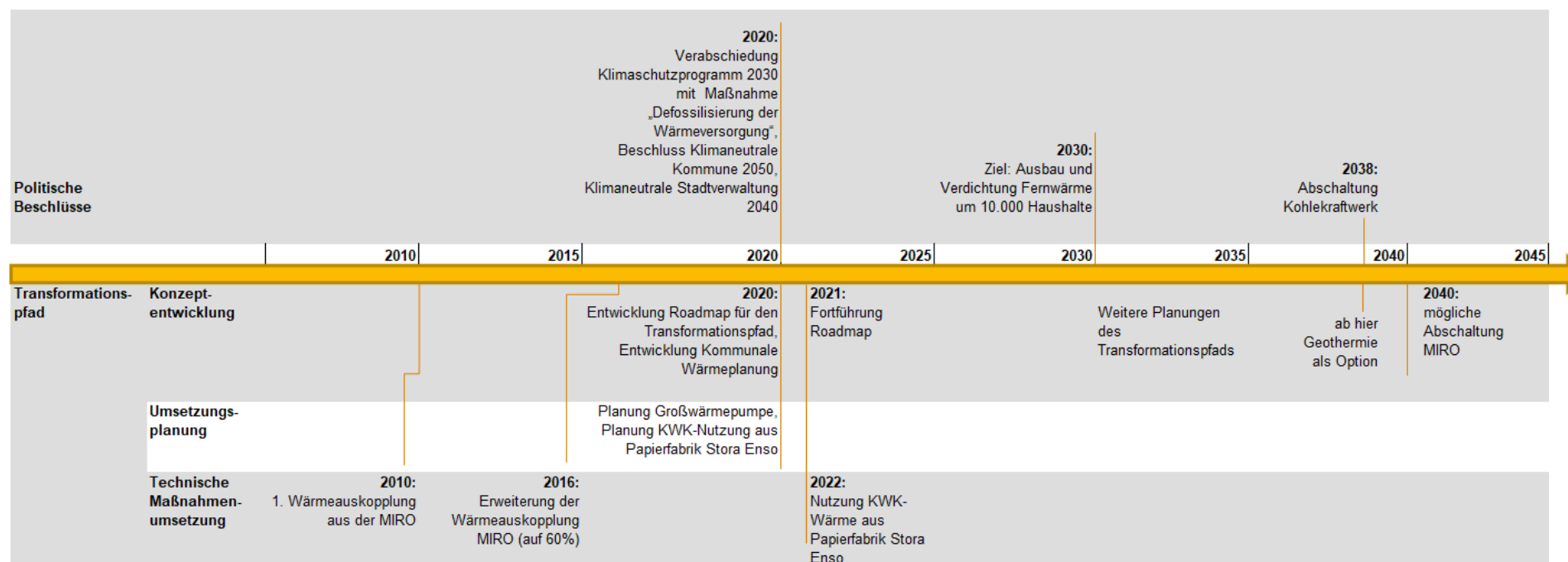
der Diskussionen und konkurrierender Ideen. Dabei gehe es insbesondere um die Fragen des weiteren Netzausbaus, der Erschließung von Neubauquartieren oder eines möglichen Vorrangs von Fernwärme.

Aktuell haben die Stadtwerke 90.000 Erdgasbestandskunden*Erdgasbestandskundinnen, die laut Stadtwerke teilweise nicht an die Fernwärme angeschlossen oder dezentral über Wärmepumpen versorgt werden könnten. Hier sei das Ziel, die CO₂-Emissionen durch Sektorkopplung zu reduzieren. Bei den Stadtwerken wird auch zunehmend das Thema Wasserstoff und PtG im Gasnetz als parallele Option zur Elektrifizierung diskutiert. Es besteht ein starkes Vertrauen, dass es nach 2038/2040 zunehmend synthetisches Erdgas geben wird. Die Stadtwerke kooperieren mit dem KIT, um zu prüfen, inwiefern regenerativer Wasserstoff in das bestehende Netz integriert werden kann, um die Gasversorgung CO₂-frei umzustrukturieren.

Seitens der Kommune erfolgen keine Vorgaben bezüglich eines Vorrangs von Fernwärme oder Gas. Die technische und wirtschaftliche Expertise wird den Stadtwerken zugeordnet. Das Umweltamt bewertet aber den vorrangigen Einsatz von Fernwärme als positiv, da gewisse ökonomische Vorteile mit der Fernwärme im nicht-regulierten Markt einhergehen und die Vertragsgestaltung und der Bau flexibel möglich seien. Teilweise werden im Neubaubereich Vorgaben erteilt, dass Erdgas nicht eingesetzt werden soll.

Bei der Erschließung von Neubaugebieten bestehen darüber hinaus die Optionen dezentraler Versorgungslösungen durch Wärmepumpen, Solarthermie und Wärmespeicher. In den Gebieten, in denen aktuell kein Fernwärmenetz liegt, werden zwei Optionen verfolgt:

- ▶ Nahwärme: Es laufen Machbarkeitsstudien und Analysen, in welchen Gebieten Nahwärmenetze realisiert werden können. Dazu gehören insbesondere Bestandsquartiere und Gebiete im dörflichen Raum und der Peripherie.
- ▶ Die Wärmepumpe wird als Alternative betrachtet, wenn Nahwärme keine (wirtschaftliche) Option ist, vor allem in Neubaugebieten. Mit einer Beratungsinitiative möchten die Stadtwerke Gebäudeeigentümer*innen für Wärmepumpen sensibilisieren, im Idealfall in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage. Derzeit werde geprüft, ob eine Verpflichtung möglich ist.

Abbildung 69: Netz 4: Transformationspfad Karlsruhe

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Akteurskonstellation

Im Folgenden wird die Rolle der einzelnen beteiligten Akteure beleuchtet. Eine grafische Aufarbeitung des Akteursnetzwerks findet sich im Anhang D (separates Dokument). Das Netzwerk und die Aussagen aus den Interviews lassen Rückschlüsse auf die Rolle der einzelnen beteiligten Akteure zu.

Rolle der Stadtwerke

Zur unternehmensinternen Abstimmung wurde die Arbeitsgruppe „Energie und Klimaschutz-Strategiegruppe“ zwischen den Bereichen Erzeugung / Verteilung, Netzbetrieb, Vertrieb und dem Umweltreferat gegründet. In diesem Kontext erfolgte die Festlegung der strategischen Ausrichtung des Unternehmens, wobei zunehmend Ökologie und Klimaneutralität eine wichtige Rolle spielen. Neue Ideen, auch zur Dekarbonisierung, werden in der Strategiegruppenrunde vorgetragen und gemeinsam bewertet. Dabei sei auch die Idee der Wärmeauskopplung aus der KWK-Anlage der Stora Enso Papierfabrik entstanden. Der Bereich Umweltschutz bringt dabei eine abteilungsübergreifende Perspektive ein und versucht, die Themen in das Umweltmanagement und Energiemanagementsystem zu integrieren.

Eine Besonderheit im Fall der Stadtwerke Karlsruhe im Vergleich zu den anderen Fallbeispielen ist ein eigenes unternehmensinternes Umweltreferat. Das Umweltreferat hat aktuell 4,5 Mitarbeiterkapazitäten, die sich überwiegend mit dem Umwelt-, Energie- und Kapazitätsmanagement befassen. Es bildet die Schnittstelle zu den anderen Bereichen im Unternehmen (Fernwärme, Wasser, Strom, 100 % Tochter Netzservicegesellschaft). Das Referat Umweltschutz ist aus einer ehemaligen Stabstelle hervorgegangen. Die Aufträge an das Referat kommen weiterhin direkt von der Geschäftsführung. Das Thema Umweltschutz ist bei den Stadtwerken Karlsruhe seit Mitte der 1990er Jahre in Form eines Umwelt- und Energiemanagements verankert.

Das Referat Umweltschutz bildet zudem die Schnittstelle zum Umweltamt der Stadt Karlsruhe, insbesondere bei offenen Maßnahmen aus dem Klimaschutzkonzept, bei denen die Stadtwerke die Umsetzungsverantwortung haben. Das Referat leitet die Anfragen intern weiter und übernimmt die Koordination. Im aktuellen Klimaschutzkonzept mit insgesamt 75 Maßnahmen sind die Stadtwerke bei 20 Maßnahmen federführend und bei weiteren 20 Maßnahmen spielen sie eine Rolle. Die Filterung der Kommunikation zu den Maßnahmen liegt beim Referat Umweltschutz.

Rolle der Kunden*Kundinnen / Vertriebskonzept

Laut Aussage der Stadtwerke Karlsruhe wollen sie vermehrt grüne Produkte anbieten. Dabei soll aus Transparenz- und Glaubwürdigkeitsgründen kein Zukauf und keine Kompensation zur Erhöhung des EE-Anteils erfolgen. Die Stadtwerke seien sich bewusst, dass „das ein Marathon und kein Sprint ist“. Sie gehen aber davon aus, dass die Bürger*innen es unterstützen. Die Zahlen zur Kundenentwicklung der Fernwärme zeigten, dass Fernwärme in Kombination von Kosten und ökologischer Ausrichtung bei Kunden*Kundinnen ankommt.

Rolle der Kommune

Die Stadt Karlsruhe ist mit einem Anteil von 80 % Mehrheitsgesellschafter der Stadtwerke (neben der EnBW mit 20 %) und nimmt damit durch Gemeinderatsbeschlüsse maßgeblichen Einfluss auf die Stadtwerke. Dabei befindet sich die Kommune laut Aussage der Stadtwerke in einem Spannungsfeld zwischen verschiedenen ökonomischen und ökologischen Zielen der Gewinnabführung und klimaneutraler Ausrichtung. Auf der einen Seite sind die Stadtwerke dem Bereich Finanzwesen der Stadt unterstellt und dieser stellt damit auch den Vorstand des Aufsichtsrats der Stadtwerke. Da Quersubventionen zum ÖPNV erfolgen, nimmt eine

ausreichende Gewinnabführung seitens der Stadtwerke eine wichtige Rolle ein. Auf der anderen Seite hat die Kommune eine dezidiert klimaneutrale Ausrichtung als Gesamtstrategie ausgerufen. Die Themen Klimaschutz und Defossilisierung der Wärme unterliegen dabei dem Dezernat Umwelt mit einer eigenen Bürgermeisterin. Die Stadt stelle mitunter unterschiedliche Ansprüche an die Stadtwerke in Form der verschiedenen Dezernate, woraus ein „Ringens um die ideale Vorgehensweise“ resultiere, so das Umweltreferat der Stadtwerke. Letztlich sei es eine „höchst politische Entscheidung“, auf gewisse Gewinne zu verzichten, um die Klimaneutralität stärker voranzutreiben.

Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Öffentlichkeitsbeteiligung bezog sich bisher vor allem auf die Entwicklung des Klimaschutzkonzepts insgesamt. Die Karlsruher Energie- und Klimaschutzagentur als 50-%-Tochter der Stadt und der Stadtwerke war mit der Öffentlichkeitsbeteiligung durch eine Online-Plattform und Bürgerveranstaltungen beauftragt. Zielgruppe waren vor allem Bürger*innen und Vertreter*innen der lokalen Fridays for Future-Gruppe. Die Vertreter*innen von Fridays for Future forderten dabei insgesamt ein schnelleres Vorgehen und auch in Bezug auf die Defossilisierung der Wärmeversorgung ein Vorziehen der Zielerreichung auf 2030 (Fridays for Future Karlsruhe, 2019).

Standortspezifische Hemmnisse

Vertragliche Bindungen

Laut Aussagen der Kommune und der Stadtwerke sind die Gestaltungsmöglichkeiten für einen vorzeitigen Kohleausstieg (vor 2038) beschränkt, da die Stadtwerke keinen Einfluss auf die Laufzeit des RDK haben. Solange der RDK in Betrieb ist, ist eine Wärmeauskopplung aus dem Rheinhafen-Dampfkraftwerk opportun. Das Rheinhafen-Dampfkraftwerk liegt im Eigentum der EnBW, welche wiederum mit 20 % Gesellschafter der Stadtwerke ist.

Geothermie

Aufgrund seiner geologischen Voraussetzungen im Oberrheingraben ist Karlsruhe grundsätzlich sehr gut für Geothermie geeignet. In der Bewertung der Umsetzbarkeit durch die Praxispartner spielen darüber hinaus aber insbesondere zeitliche, wirtschaftliche und soziale Herausforderungen eine zentrale Rolle.

Aktuell besteht noch keine Klarheit für eine mögliche Zeitschiene zur Realisierung einer Geothermie-Anlage. Die Aussagen der Stadtwerke und der Kommune variieren zwischen Anfang und Ende der 2030er Jahre bezüglich des frühesten Zeitpunkts, an dem Geothermie wärmeseitig eine Rolle spielen könne. Dies liegt vor allem daran, dass derzeit noch nicht entschieden ist, wann die MiRO außer Betrieb geht. Da die industrielle Abwärme aus der MiRO mit einem CO₂-Faktor von 0 bewertet wird, soll diese so lange wie möglich genutzt werden. In der Roadmap werden bereits jetzt mögliche Entwicklungen bezüglich der Geothermie berücksichtigt.

Ein weiterer Grund, warum sich die Kommune und die Stadtwerke derzeit „eher zurückhaltend“ zeigten, was die Umsetzung von Geothermie angehe, sei die Frage nach der Übernahme des Investitionsrisikos aufgrund des Fündigkeitsrisikos. Da die Stadtwerke eine GmbH in städtischer Hand ist, die für die Kommune Gewinne zu realisieren haben, sei dieses Risiko schwer zu übernehmen. Daher unterstützt die Stadt Karlsruhe einen externen Akteur, damit dieser in Karlsruhe ein Geothermie-Kraftwerk errichten kann. Derzeit finden Analysen am Standort Neureut statt. Auf diese Weise könnten für den Einstieg in Tiefengeothermie erste Kooperationsmöglichkeiten entstehen. Aus Sicht des Umweltamts bzw. der Kommune wird dieses Vorgehen befürwortet, da so die Technik bereits erprobt würde, bevor ein breiter Einstieg vorgenommen wird.

Als dritte Herausforderung wird die Frage nach der gesellschaftlichen Akzeptanz von Geothermie benannt, da in der Öffentlichkeit verschiedene Beispiele diskutiert würden, in denen negative Folgen nach den Bohrungen aufgetreten seien, wie in Staufen bei Freiburg. Auch wenn die Beispiele andere geologische Voraussetzungen mitbringen, sei das Thema in der Bevölkerung „schwierig aus der Welt zu räumen“. Um den Bedenken zu begegnen, planen die Stadtwerke und die Kommune Aufklärungsmaßnahmen, dass die Technik risikoarm sei. Dennoch stellen sie sich darauf ein, dass sich in diesem Zusammenhang Bürgerinitiativen bilden werden, wenn das Thema zeitlich voranschreitet.

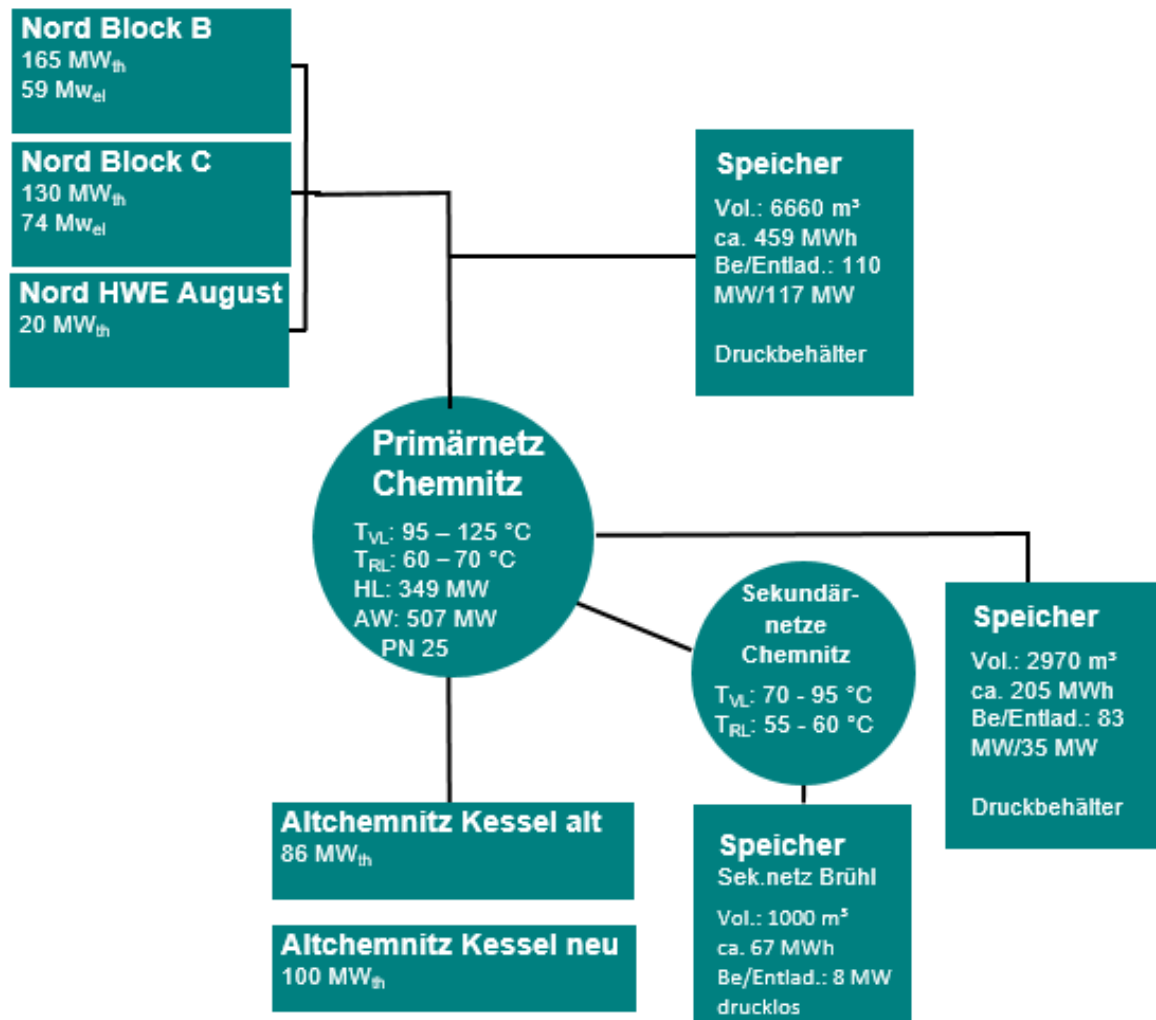
Bewertung

Das Fallbeispiel Karlsruhe weist gemeinsam mit Spremberg den spätesten Zeitpunkt des Kohleausstiegs 2038 auf. Aktuell befindet sich der Standort daher noch in einer Konzeptentwicklungsphase, in der die Transformationsplanungen noch von verschiedenen zeitlichen Unsicherheiten und wechselseitigen Abhängigkeiten (zum Beispiel im Zusammenhang mit der MiRO) geprägt sind. Dass sich das Fallbeispiel aktuell in einer Konzeptentwicklungsphase befindet, spiegelt sich auch in der dargestellten Akteursstruktur wider, die einen Schwerpunkt auf Akteure der technischen Infrastrukturen, der kommunalen Akteure und der Forschung aufweist. Den Aussagen der Interviewpartner*innen ist zu entnehmen, dass eine wachsende Bedeutung der Öffentlichkeitsbeteiligung in der Zukunft zu erwarten ist und damit auch eine Verschiebung in den Akteursstrukturen. Eine Besonderheit in Karlsruhe stellt das Referat Umweltschutz der Stadtwerke dar. Durch die unternehmensinterne Verankerung erhält Umweltschutz eine prominente Rolle in der Außenkommunikation und den Entscheidungsprozessen.

4.5 Fallbeispiel 5 - Chemnitz

Als Fallbeispiel 5 wird das Fernwärmesystem von Chemnitz als Basis für eine Modellierung herangezogen. Chemnitz ist mit rund 245.000 Einwohner*innen die drittgrößte Stadt Sachsens. Das Fernwärmenetz hat eine Trassenlänge von etwa 290 km und ist ein komplexes Maschennetz mit einem Primärnetz und einer hohen Zahl von Sekundärnetzen. Der Fernwärmeversorger – die eins (**energie in sachsen**) – erzeugt die Fernwärme aktuell zu fast 100 % in zwei Braunkohle-KWK-Anlagen. Der Wärmeabsatz liegt bei rund 740 GWh/a. Abbildung 70 zeigt schematisch den Aufbau des Fernwärmesystems in Chemnitz.

Abbildung 70: Netz 5: Schema Fernwärmesystem Chemnitz



© GEF

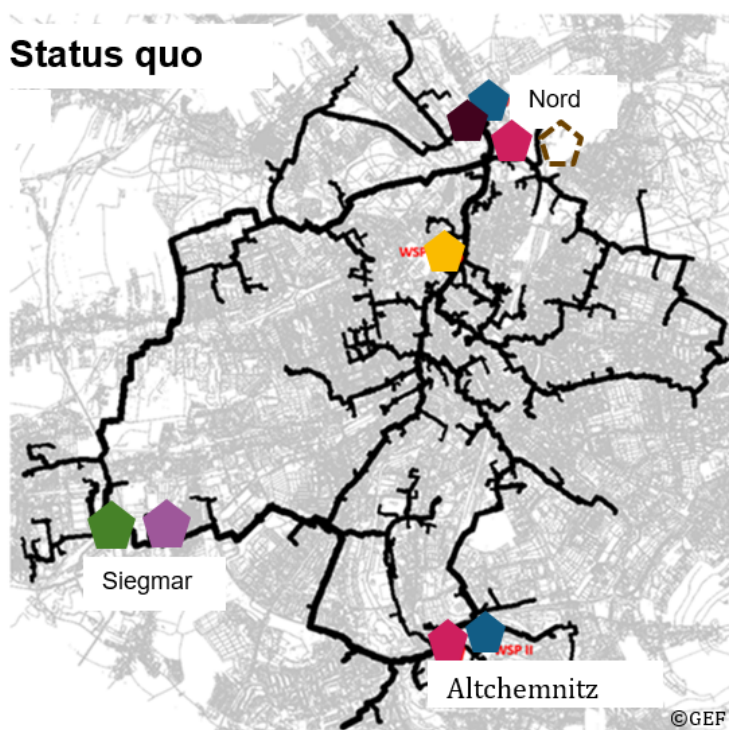
Quelle: Eigene Darstellung GEF

Im Sekundärnetz Brühl wurde ein LowEx-Netz verwirklicht, dass z. T. mit Solarthermie (2.200 m² Kollektorfläche) versorgt wird.

Der Übersichtplan in Abbildung 71 zeigt das Primärnetz mit den aktuellen Erzeugerstandorten Nord und Altkemnitz.

Abbildung 71: Netz 5: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Chemnitz**Erzeugungsanlage**

-  Braunkohle-KWK (Bestand)
-  Erdgas-BHKW (in Bau)
-  Biomasse-KWK (geplant)
-  Erdgaskessel (z. T. Bestand, z. T. in Bau)
-  E-Kessel (geplant)
-  Solarthermie (Bestand)
-  mögliche EBS-KWK

Status quo

Quelle: inetz, Ergänzung GEF

Aktuell sind zur Ablösung der Braunkohle-KWK (bis 2023) zwei große Motorenkraftwerke in Nord und Altchemnitz im Bau. Geplant sind darüber hinaus eine Biomasse-KWK und ein E-Kessel am neuen Standort Siegmar im Westen von Chemnitz. Für den Bau einer KWK-Anlage zur Verbrennung von Ersatzbrennstoff (EBS) existiert eine Machbarkeitsstudie. Weitere Informationen zum Fernwärmesystem in Chemnitz sind in einem ausführlichen Steckbrief in Anhang B.5 (separates Dokument) dargestellt.

4.5.1 Verbrauchsentwicklung

Für das Beispielnetz 5 wird ausgehend von einem Wärmeabsatz von 740 GWh ein Neukundenzuwachs von 100 GWh angenommen, so dass sich in Überlagerung mit dem Wärmerückgang für die Szenarien SLOTH und EFFORT die in Tabelle 28 dargestellte Entwicklung des Wärmeabsatzes ergibt.

Tabelle 28: Netz 5: Entwicklung Kenndaten Chemnitz

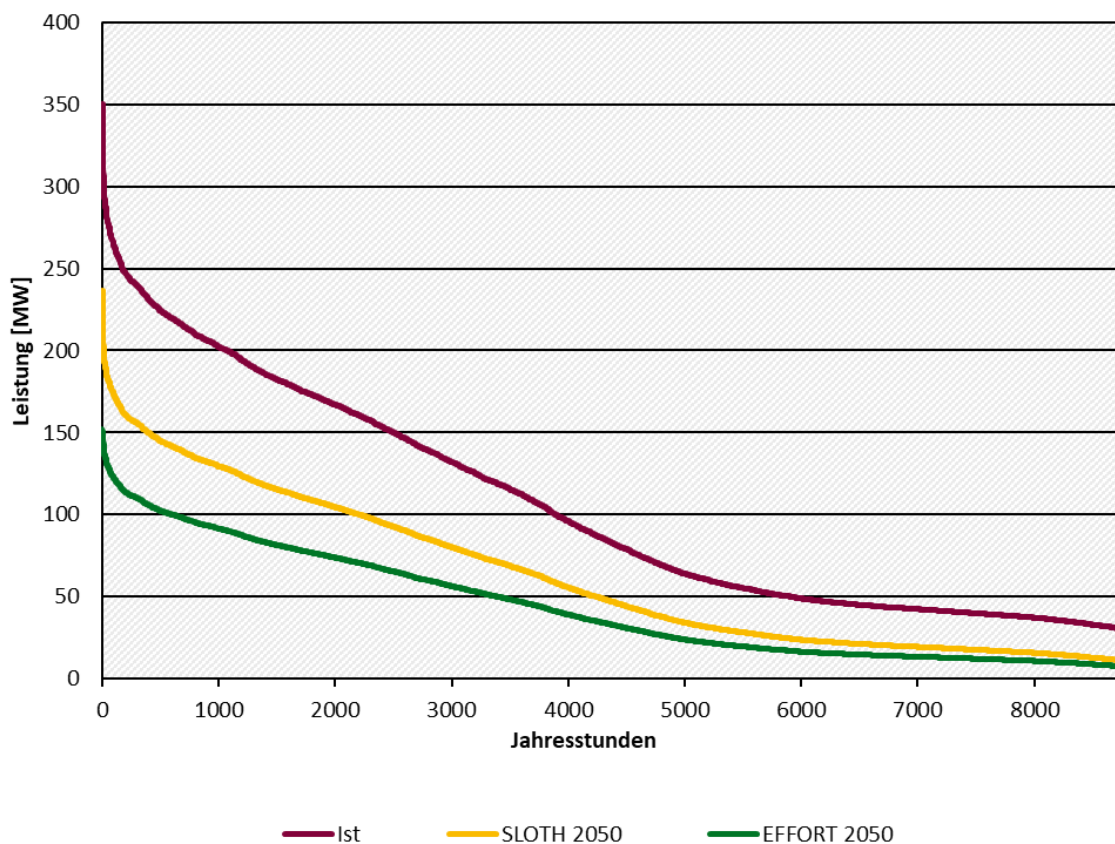
	Ist	SLOTH	EFFORT
Absatz [GWh/a]	740	520	370
Netzeinspeisung [GWh/a]	925	550	385
Verluste [GWh/a]	185	30	15
Höchstlast [MW]	350	240	150

Der Wärmeabsatz unter Berücksichtigung der Netzverdichtung und des Ausbaus sinkt im Szenario SLOTH um ca. 30 %, im Szenario EFFORT um 50 %. Die Netzverluste sinken aufgrund der in den Szenarien unterstellten niedrigeren Netztemperaturen, der höheren Dämmstufe der

Leitungen sowie aufgrund der als für das Zielnetz optimiert angenommenen (kleineren) Nennweiten.

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Zieljahr 2050 im SLOTH und im EFFORT-Szenario erstellt. In Abbildung 72 sind die geordneten Jahresdauerlinien des Ist-Systems sowie der Zukunftssysteme im Jahr 2050 für die Szenarien SLOTH und EFFORT dargestellt.

Abbildung 72: Netz 5: Jahresdauerlinien 2050 für Chemnitz



Quelle: eigene Darstellung GEF

Der erhebliche Rückgang der Netzeinspeisung durch die unterschiedlichen Annahmen zur Sanierung in den Szenarien SLOTH und EFFORT wird in Abbildung 72 deutlich.

4.5.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

Eine überschlägige Potenzialanalyse für Chemnitz ist in Tabelle 29 zu sehen.

Tabelle 29: Netz 5: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Chemnitz

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	vorhanden	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	Flächen verteilt, auch außerhalb möglich
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Oberflächengewässer	sehr begrenzt	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Fluss Chemnitz
Abwasser	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	Begrenztes Potenzial
oberfl. Geothermie	begrenzt	niedrig	ganzjährig	
tiefe Geothermie	möglicherweise vorhanden	4000 m: 90 -130 °C	ganzjährig	petrothermales System
industr. Abwärme	nicht vorhanden	hoch	ganzjährig	
thermische Abfallverwertung	vorhanden	hoch	ganzjährig	
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

Insgesamt ist das lokale Potenzial für erneuerbare Energien in Chemnitz gering. Aus Oberflächengewässern, oberflächennaher Geothermie und industrieller Abwärme werden keine oder nur sehr begrenzt nutzbare Potenziale identifiziert.

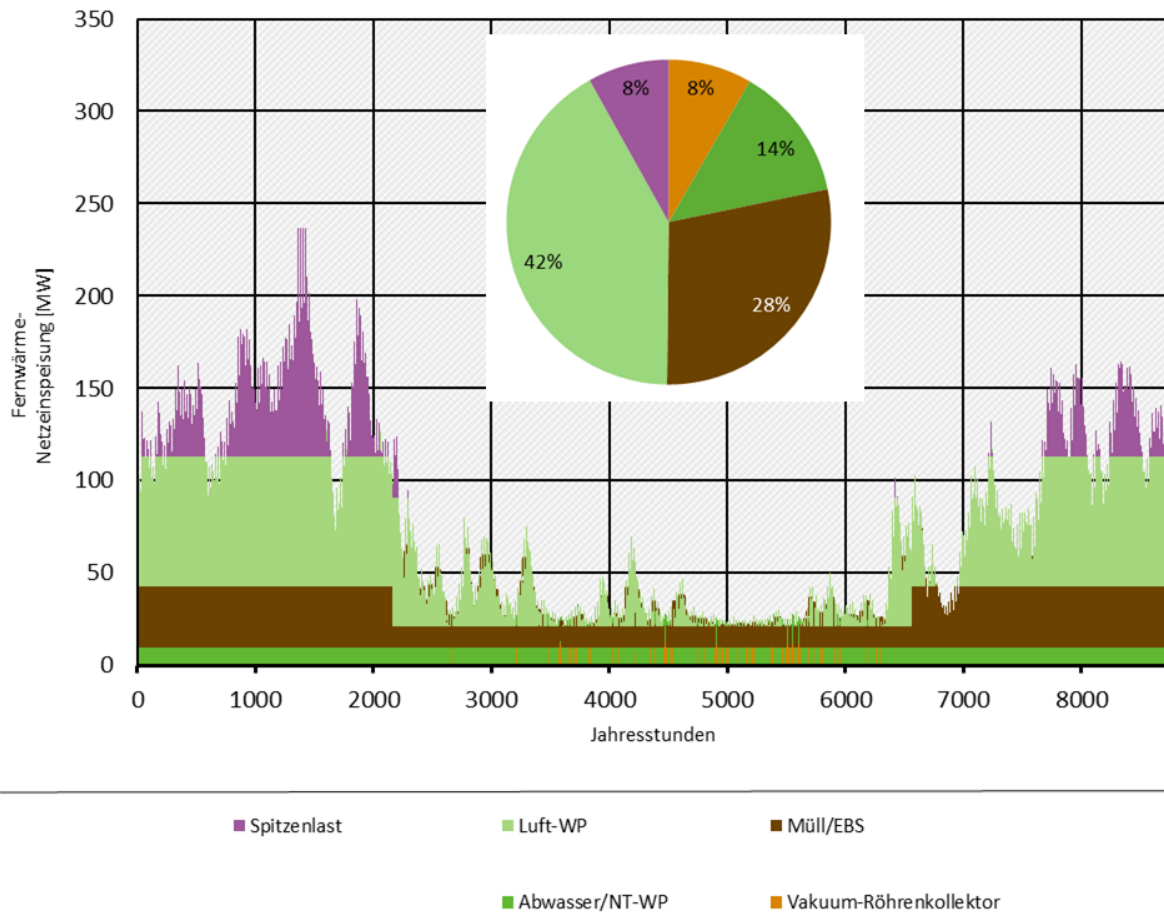
Für tiefe Geothermie sind Potenziale für die petrothermale Nutzung vorhanden. Das Fündigkeitsrisiko ist aufgrund fehlender Bohrungen hoch und die Akzeptanz für petrothermale Systeme ist derzeit gering. Für die nachfolgende Konzeption werden die Abwasserwärmennutzung und Luftwärmepumpen als erneuerbare Wärmequellen in den Fokus genommen. Zusätzlich wird in begrenztem Maße Solarthermie berücksichtigt. Außerdem wird eine KWK-Anlage auf Basis von Ersatzbrennstoff angenommen. Für das Abfallaufkommen wird angenommen, dass sich die Verfügbarkeit im SLOTH-Szenario von 2030 bis 2050 linear auf 75 % reduziert, in EFFORT halbiert sich das Aufkommen. Hierbei wird unterstellt, dass bei rückläufigen Abfallmengen wie im EFFORT –Szenario unterstellt, verbleibende Abfall-Restmengen vorrangig an Standorten verbrannt werden, an denen kaum lokale erneuerbare Energiequellen vorhanden sind.

4.5.3 Szenario SLOTH

Zielsystem Erzeugung SLOTH: Für den Ziel-Erzeugerpark im Jahr 2050 wird unterstellt, dass ein Großteil der Wärme über Luftwärmepumpen, Müll/EBS und Abwasser-Wärmepumpe erzeugt wird. Zu einem geringen Anteil wird Solarthermie (Vakuum-Röhren-Kollektoren) im Sommer genutzt (siehe Abbildung 73).

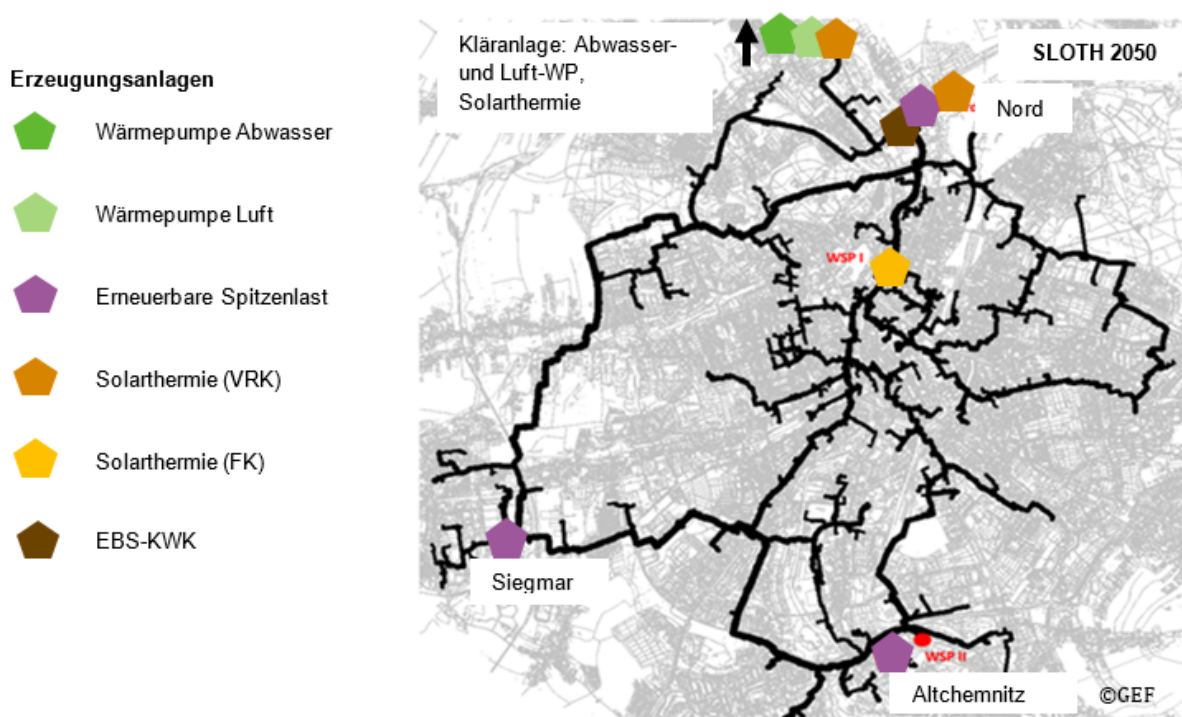
Abbildung 73: Netz 5: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Chemnitz**Solar + Abwasser/NT-WP + Müll/EBS + Luft-WP + Spitzenlast**

Netz 5 SLOTH 2050: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Die Anlagenleistungen liegen bei 10 MW_{th} für Abwasser/NT-Wärmepumpe, 22 MW_{th} für Müll/EBS, 70 MW_{th} für Luft-Wärmepumpen und 140 MW_{th} für erneuerbare Spitzenlast.

Abbildung 74: Netz 5: Übersichtsplan Erzeugungsstandorte SLOTH 2050 für Chemnitz

Quelle: inetz, Ergänzung GEF

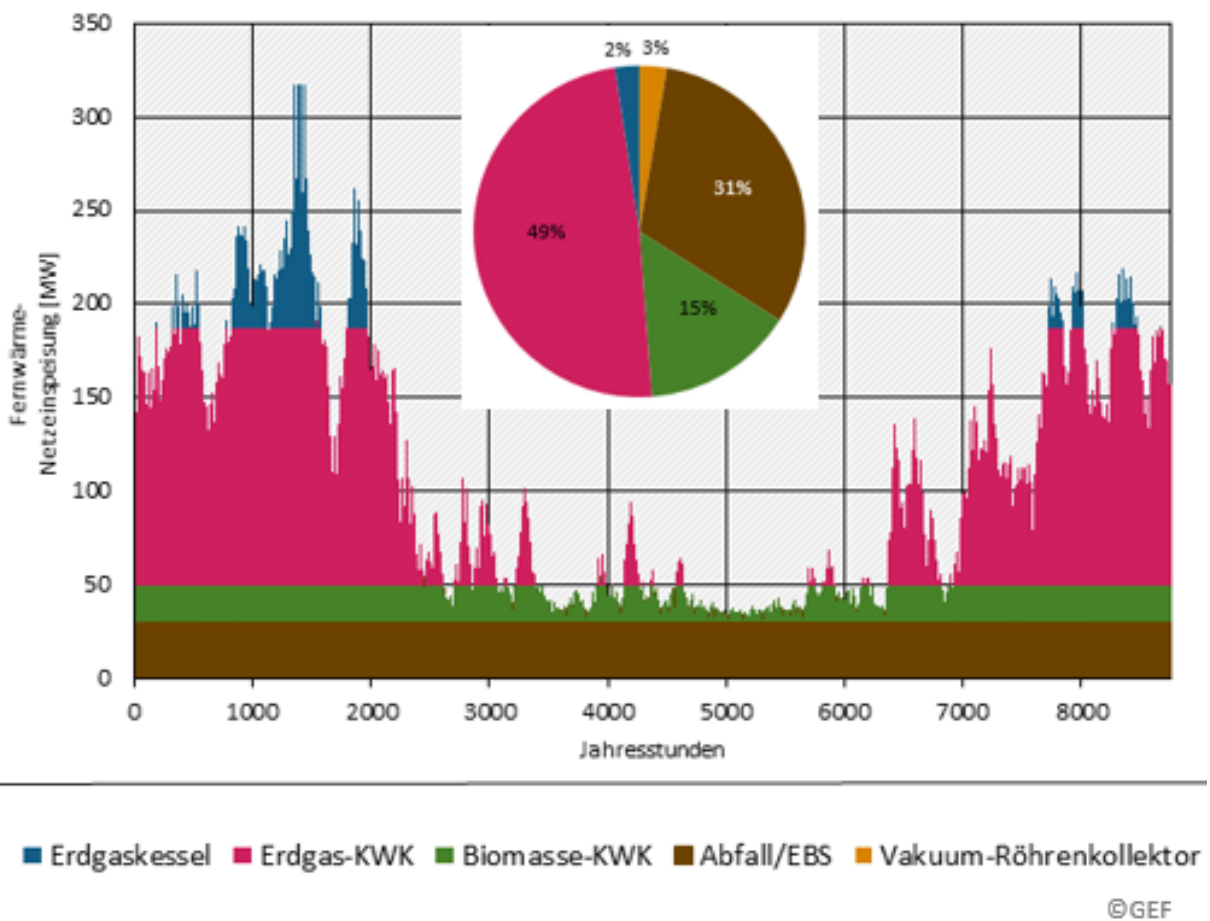
Abbildung 74 gibt einen Überblick über die für 2050 angenommene Verteilung der Erzeugungsstandorte im Szenario SLOTH, die auch für die hydraulische Netzsimulation zugrunde gelegt wird.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH 2030: Da die Kohleanlage, die das Fernwärmesystem aktuell versorgt, bis 2023 stillgelegt werden soll, ist kurzfristig eine Investition in eine Zwischenlösung auf dem Weg zum Zielsystem erforderlich. In Chemnitz sind als Ersatz in der Grund- bzw. Mittellast Erdgas-BHKW⁶⁰ (137 MW_{th}) und in der Spitzenlast Erdgaskessel (200 MW_{th}) vorgesehen. Ein Teil der Kessel ist bereits in Betrieb, die BHKW und die restlichen Kessel sind im Bau. Da diese fossilen Anlagen bereits in der Realisierung sind, werden sie für den Zwischenschritt entsprechend berücksichtigt. Um auch im Zwischenschritt bereits einen Einstieg in eine erneuerbare Wärmeversorgung zu realisieren, wird angenommen, dass eine Vakuum-Röhrenkollektor-Solarthermie-Anlage mit ca. 50.000 m² errichtet wird. Als weitere Quellen werden eine Biomasse-KWK-Anlage (20 MW_{th}) und eine Müll-/EBS-Anlage (30 MW_{th}) angenommen, die ebenfalls in den Planungen der eins eine Rolle spielen. Die Akzeptanz ist in beiden Fällen nicht gesichert.

⁶⁰ Die BHKW sind so ausgelegt, dass ein Gasgemisch mit bis zu 20 % Wasserstoffanteil genutzt werden kann.

Abbildung 75: Netz 5: Transformationsschritt SLOTH 2030 für Chemnitz**Solar + Abfall/EBs + Erdgas-KWK + Biomasse-KWK + Erdgaskessel + Spitzenlast**

Netz 5 SLOTH 2030: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

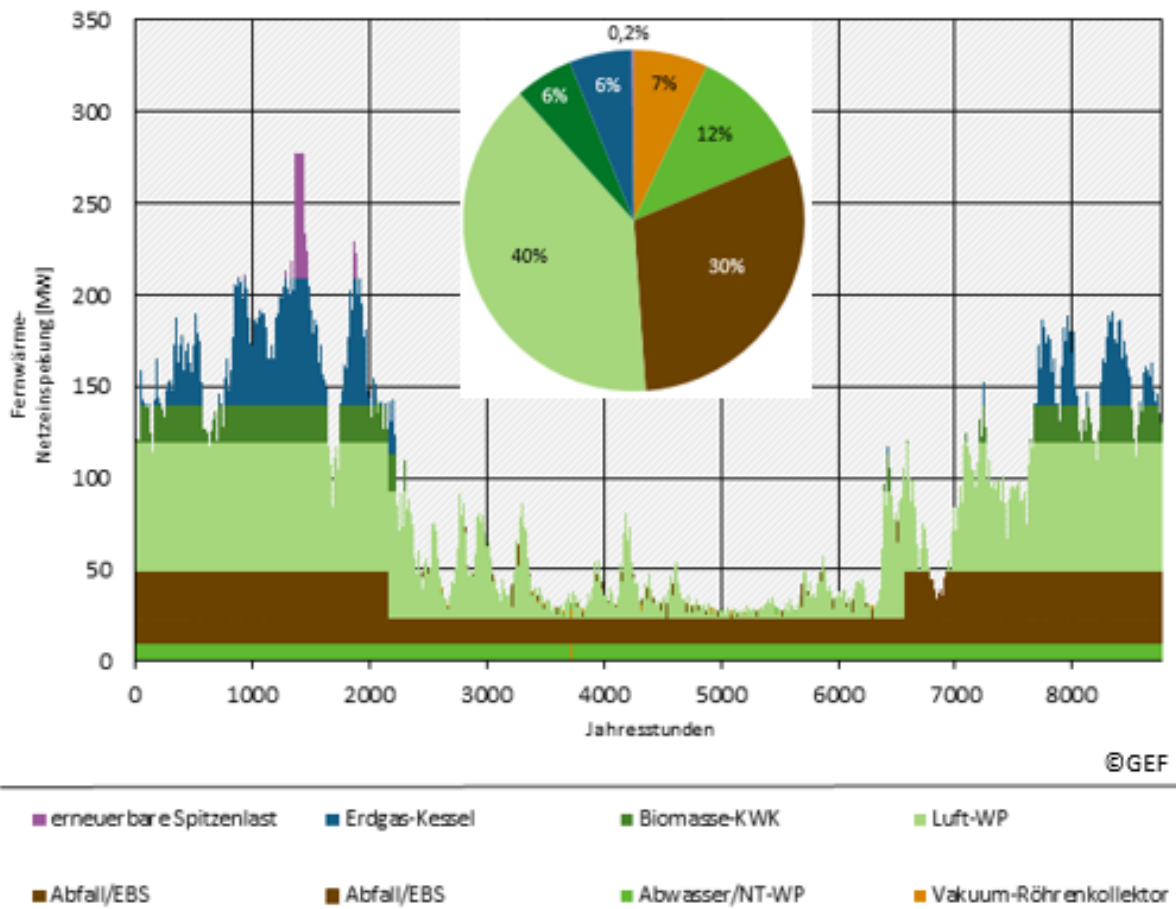
Abbildung 75 zeigt den Erzeugereinsatz für den Transformationsschritt 2030 im Pfad SLOTH. Bei einer Netzeinspeisung in Höhe von rund 808 GWh/a erzeugen Müll/EBs rund 31 % der Wärme, die Erdgas-BHKWs rund 49 %, die Biomassekessel rund 15 %. Der Rest wird durch Solarthermie und Erdgaskessel bereitgestellt.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH 2040: Da die Erdgas-KWK-Anlagen bis ca. 2037 ihre technische Lebensdauer erreichen werden, ist mittelfristig eine Investition in eine weitere Zwischenlösung auf dem Weg zum Zielsystem erforderlich. Im Hinblick auf das Zielsystem werden Luft-Wärmepumpen errichtet und die Solarthermie weiter ausgebaut. Die Anlagen-Leistungen liegen bei 10 MW_{th} für Abwasser-/NT-Wärmepumpe, 26 MW_{th} für Müll/EBs, 70 MW_{th} für Luft-Wärmepumpen, 70 MW_{th} für Erdgaskessel und 90 MW_{th} für eine erneuerbare Spitzenlast-Anlage. Die Solarthermie-Anlage wird auf 100.000 m² vergrößert.

Abbildung 76 zeigt den Erzeugereinsatz für den Transformationsschritt 2040 im Pfad SLOTH. Müll/EBs erzeugen rund 30 % der Wärme, die Luft-Wärmepumpen rund 40 %, die Abwasser-/NT-Wärmepumpen rund 12 %, die Biomasse-KWK etwa 6 %. Der Rest wird durch Solarthermie und Erdgas- und die Spitzenlast-Anlage bereitgestellt.

Abbildung 76: Netz 5: Transformationsschritt SLOTH 2040 für Chemnitz
Solar + Abwasser/NT-WP + Abfall/EBS + Luft-WP + Erdgaskessel + Spitzenlast

Netz 5 SLOTH 2040: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Für Müll-/EBS wird angenommen, dass sich die 2030 zur Verfügung stehende Menge bis 2040 auf 87 % und bis 2050 auf 75 % reduziert. Der Ersatzbrennstoff kommt schwerpunktmäßig im Winter zum Einsatz (Zwischenlagerung und Verschiebung eines Teils der Menge bis in den Winter). Im Sommer läuft die Müll-/EBS-Anlage nur mit einem Drittel ihrer Leistung⁶¹. Stattdessen kommt die Luft-Wärmepumpe zum Einsatz, die bei höheren Außentemperaturen einen besseren COP aufweist als im Winter. Die Biomasse-KWK-Anlage hat eine technische Nutzungsdauer von 20 Jahren (d. h. bis ca. Mitte der 2040er Jahre) und kommt in der Mittellast zum Einsatz.

Entwicklung Netz: Im Vergleich zu den anderen Beispielnetzen hat das Netz Chemnitz die Besonderheit, dass es auf Teilabschnitten zwischen dem Standort Nord und Altchemnitz aus Mehrleitersystemen (vier bzw. drei parallelen Leitungen) besteht. Es ist geplant, zukünftig im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen die Mehrleitersysteme durch ein klassisches Zweileitersystem zu ersetzen. Aus diesem Grund wird für die Zielnetz-Betrachtung vorausgesetzt, dass es zukünftig in Chemnitz ausschließlich Zweileitersysteme existieren. Weiterhin ist vorgesehen,

⁶¹ Aufgrund der Umschichtung von EBS vom Sommer in den Winter ist die EBS-Anlage in Excel vereinfacht als zwei Anlagen dargestellt.

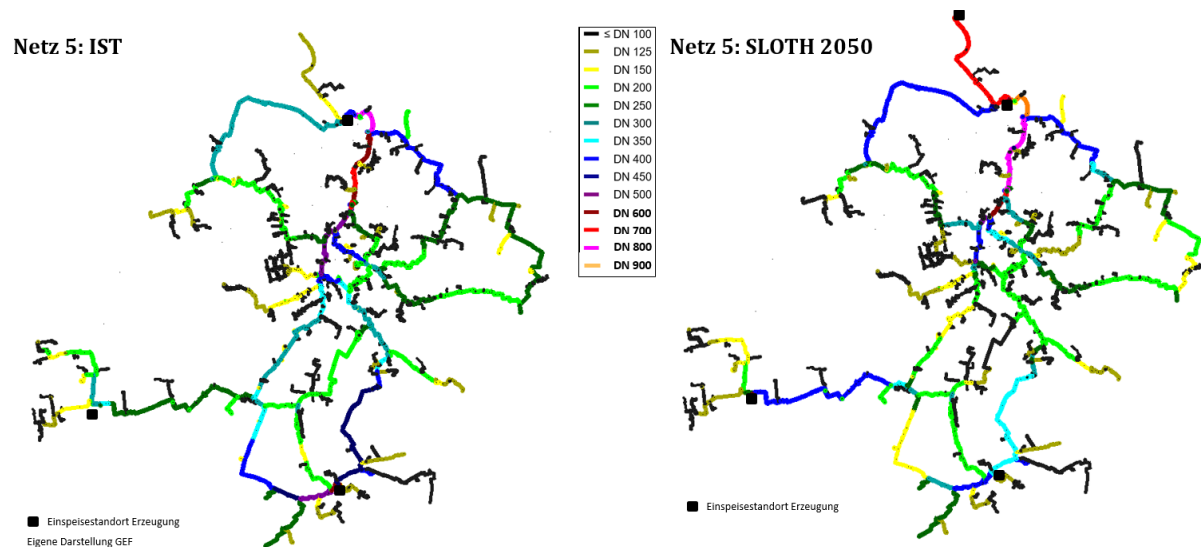
hydraulisch nicht mehr benötigte Trassenabschnitte aus dem Netz herauszutrennen (z. B. westliche Masche in Richtung Süden).

Auf Basis der Absatzentwicklung und der für SLOTH festgelegten Zielnetztemperaturen T_{VL} / T_{RL} SLOTH = 80 / 50 °C sowie der Zielerzeugung wird das Primärnetz für das Zieljahr 2050 mit dem Simulationswerkzeug sisHYD neu dimensioniert. Ein zentraler Faktor für die Netzdimensionen sind die Einspeisemengen aus den jeweiligen Erzeugerstandorten. Es wird ausschließlich das Versorgungsszenario bei Wärmehöchstlast betrachtet.

Ergänzend zu den bereits vorhandenen Erzeugerstandorten kommt ein weiterer an der Kläranlage im Norden von Chemnitz hinzu, welcher über eine ca. 800 m lange neue DN 700 Transportleitung die Wärme in das Netz einspeist.

Das derzeitige Netz hat DN 200 als gerundete mittlere Nennweite. Auch das Zielnetz hat eine mittlere Nennweite von DN 200, d. h. in diesem Fallbeispiel sinkt die Nennweite in SLOTH nicht – wie in den anderen Beispielen – ab. Hauptursache ist die Ablösung des Mehrleitersystems durch ein Zweileitersystem. Das Zweileitersystem benötigt entsprechend größere Nennweiten, die Netzlänge reduziert sich durch diese Umstellung. Aller Voraussicht nach wird eine Druck-erhöhungsstation benötigt. Die Änderungen in den Nennweiten sind in Abbildung 77 durch Farbwechsel in den Leitungsabschnitten dargestellt.

Abbildung 77: Netz 5: Nennweitenplan Zielnetz SLOTH Chemnitz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Die Netzinvestitionen werden anhand der Neubeschaffungskosten sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz 2050 bestimmt. Das Zielnetz ist rund 6 % teurer. Die Neubeschaffungskosten für das Netz im Ist-Zustand würden 166 Mio. Euro betragen, die Neubeschaffung eines Netzes mit idealer Auslegung auf den Zielzustand SLOTH 2050 176 Mio. Euro. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern ein Anteil von 94 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.5 (separates Dokument)). Dieser Anteil wird für eine grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung eines Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf ergibt sich entsprechend 94 % x 176 Mio. Euro = 165 Mio. Euro. Dazu kommt die Investition für die Transportleitung zur Kläranlage in Höhe von 3 Mio. Euro, so dass sich insgesamt 168 Mio. Euro Investitionen für den Bereich Netz ergeben.

Austausch HAST SLOTH: Im Fernwärmesystem der eins werden – wie im Fallbeispiel Karlsruhe – zum Teil direkte und zum Teil indirekte Hausstationen genutzt. Dabei überwiegen die direkten Stationen mit ca. 70 %. Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand kann entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im SLOTH-Standard (zentrale HAST mit zweistufiger Trinkwassererwärmung, siehe Abschnitt 3.1.3.1) unterstellt werden.

Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 168 kW, für den Zielzustand SLOTH wird er mit 104 kW angenommen (Ist x 0,62, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen).

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 168 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen von ca. 3.000 auf 3.400. Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 80 Mio. Euro. Zum Vergleich: Bei einer BAU-Entwicklung ohne Wechsel in der TGA auf den SLOTH-Standard ab 2025 lägen die Investitionen im gleichen Zeitraum bei ca. 75 Mio. Euro.

In Chemnitz sind rund ein Drittel der HAST im Eigentum der Kunden*Kundinnen, was ein gewisses Hemmnis für eine konsequente Transformationsstrategie darstellt. Für die Abschätzung der Kosten wird unterstellt, dass die Kunden*Kundinnen die Investition für einen Austausch zu 33 % zu tragen hätten, 66 % der Kosten werden dem Versorger zugerechnet. Weil die Investition nicht vom Versorger zu tragen ist, sind die ermittelten Investitionen in Tabelle 30 nicht enthalten, aber in Tabelle 31 integriert.

Transformationspfad SLOTH:

In Abbildung 78 ist der Transformationspfad im SLOTH-Szenario für Chemnitz als Übersicht auf dem Zeitstrahl aufgetragen.

Abbildung 78: Netz 5: Transformationspfad SLOTH für Chemnitz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Im Transformationspfad SLOTH werden bis 2029 BHKWs und Erdgaskessel als Ersatz für die stillgelegte Kohleanlage errichtet, ergänzt durch Solarthermie, Biomasse-KWK und EBS. Nach Ende der technischen Nutzungsdauer der BHKWs Ende der 2030er Jahre wird die Zielerzeugung mit den Luft-Wärmepumpen, den Abwasser/NT-Wärmepumpen, der Solarthermie und der erneuerbaren Spitzenlast errichtet.

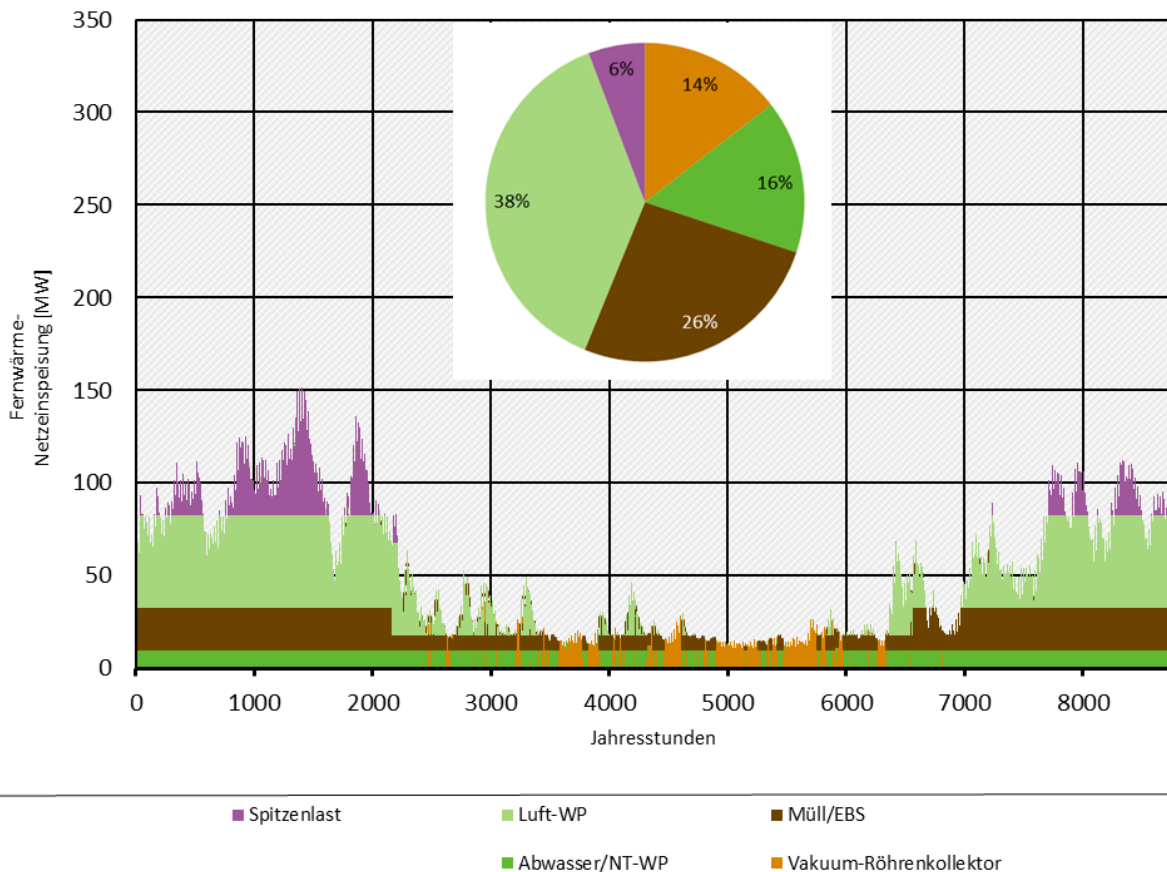
Die Erneuerung des Netzes und der Austausch der HAST erfolgen kontinuierlich. Ebenso soll so früh wie möglich mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung begonnen werden. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitt 2.2.1 und 3.1.3.1). Es wird vorgeschlagen, dass überall dort Kundenübergabestationen im EFFORT-Standard eingesetzt werden, wo dies von den Gebäudevoraussetzungen her möglich ist, um Zirkulationsverluste zu reduzieren und die Rücklauftemperaturen zu verringern.

4.5.4 Szenario EFFORT

Zielsystem Erzeugung EFFORT: Für das EFFORT Szenario werden ähnliche Konzepte für das Zielszenario und die Zwischenschritte angesetzt. Aufgrund des stärkeren Rückgangs des Wärmebedarfs können die Luft-Wärmepumpe und die Spitzenlastanlagen mit geringerer Leistung realisiert werden. Die niedrigeren Systemtemperaturen in EFFORT und die geringere Wärmelast ermöglichen in der Solarthermie bei gleicher Fläche einen höheren Solarertrag mit ca. 15 % der Netzeinspeisung (siehe Abbildung 79). Die Anlagenleistungen im Zielsystem liegen bei 10 MW_{th} für Abwasser/NT-Wärmepumpe, 15 MW_{th} für Müll/EBS, 50 MW_{th} für Luft-Wärmepumpen und 80 MW_{th} für die Spitzenlastanlage sowie einem Vakuum-Röhren-Kollektor mit 100.000 m² Bruttokollektorfläche.

Abbildung 79: Netz 5: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Chemnitz**Solar + Abwasser/NT-WP + Müll/EBS + Luft-WP + Spitzenlast**

Netz 5 EFFORT 2050: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Zwischenschritt Erzeugung EFFORT 2030: Auch im EFFORT-Szenario ist eine Zwischenlösung erforderlich, die unter Berücksichtigung der vorhandenen Potenziale an erneuerbaren Quellen in ähnlicher Weise wie im SLOTH-Szenario realisiert wird. Wie bei SLOTH werden auch hier Erdgas-BHKW und Erdgaskessel vorgesehen, da diese Anlagen in Chemnitz als Ersatz für die Braunkohle-KWK bereits im Bau bzw. in Betrieb sind (BHKW⁶² 137 MW_{th}, Erdgaskessel 200 MW_{th}).

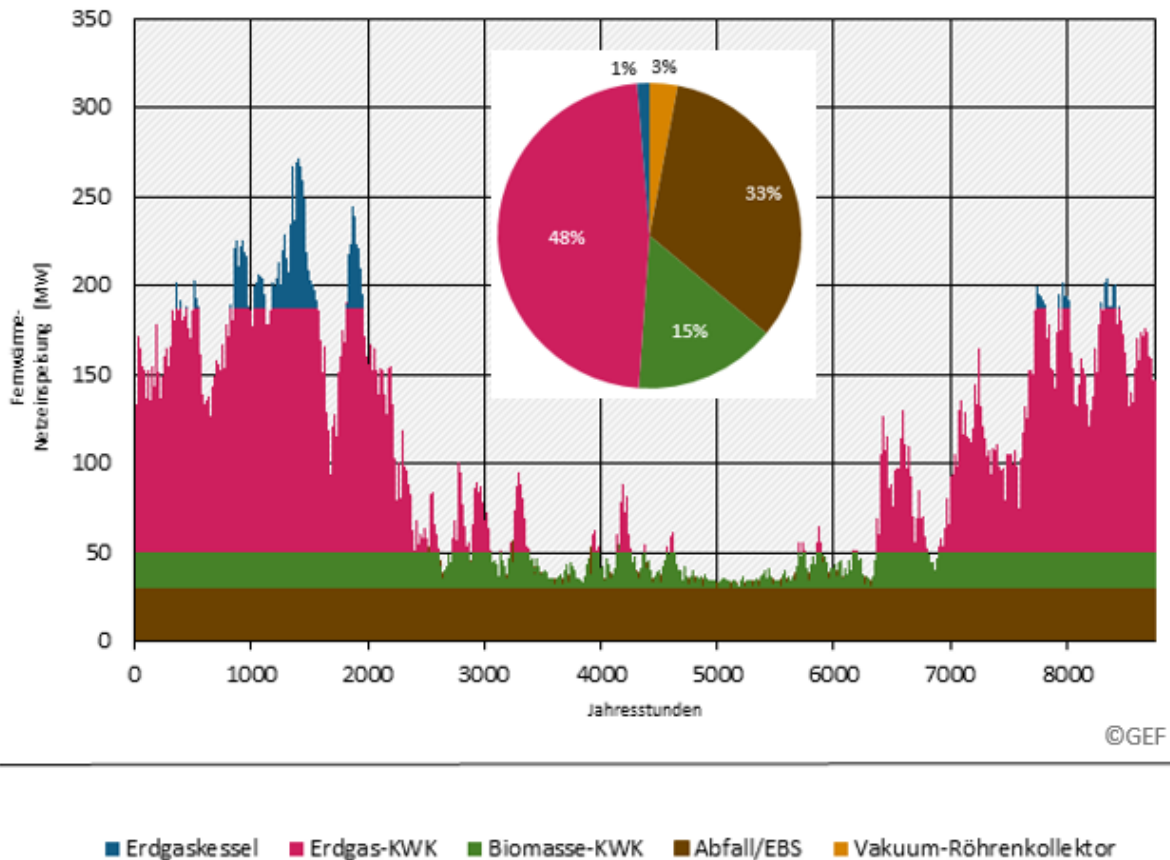
Abbildung 80 zeigt den Erzeugereinsatz für den Transformationsschritt 2030 im Pfad EFFORT. Abfall/EBS erzeugt rund 33 % der Wärme, die Erdgas-BHKWs rund 48 %, die Biomasse-KWK rund 15 %. Der Rest wird durch Solarthermie⁶³ und bestehende Erdgaskessel bereitgestellt.

⁶² Die BHKW sind so ausgelegt, dass ein Gasgemisch mit bis zu 20 % Wasserstoffanteil genutzt werden kann.

⁶³ In einem Excel-Säulendiagramm für einen Lastgang mit 8760 gestapelten Säulen ist eine fluktuierende Einspeisung wie Solarthermie nur eingeschränkt darstellbar und wirkt optisch zu klein.

Abbildung 80: Netz 5: Transformationsschritt EFFORT 2030 für Chemnitz**Solar+ Abfall/EBS + Erdgas-KWK + Biomasse-KWK + Erdgaskessel**

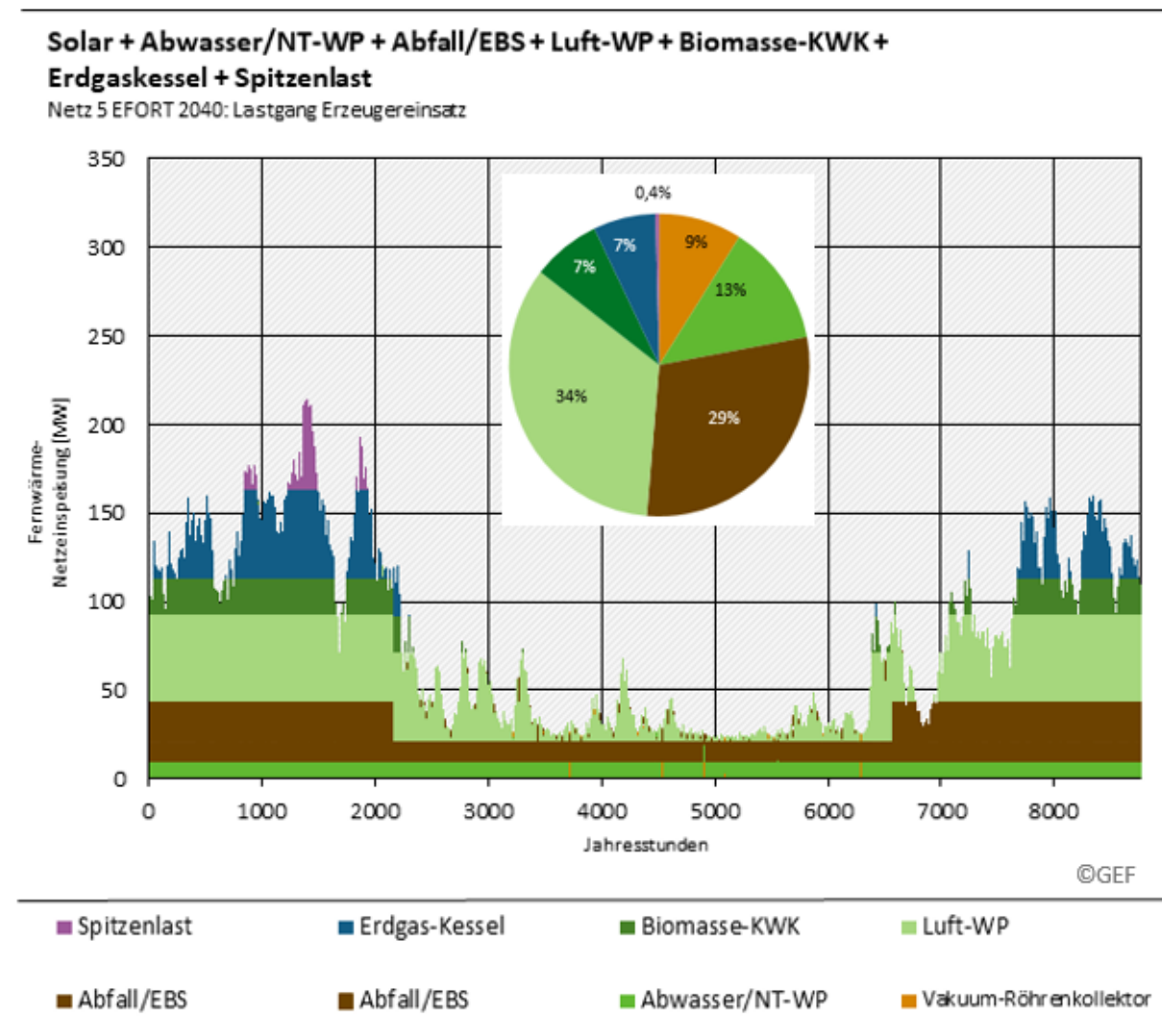
Netz 5 EFFORT 2030: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Zwischenschritt Erzeugung EFFORT 2040: Die Zwischenlösung im EFFORT-Szenario ist ebenfalls in ähnlicher Weise aufgebaut wie im Szenario SLOTH. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs können die Luft-Wärmepumpe und die Spitzenlastanlagen kleiner gebaut werden. Die Anlagenleistungen liegen bei 10 MW_{th} für Abwasser/NT-Wärmepumpe, 22 MW_{th} für Müll/EBS und 50 MW_{th} für Luft-Wärmepumpen. In der Spitzenlast werden 50 MW_{th} aus bestehenden Erdgaskesseln bereitgestellt und 80 MW_{th} aus erneuerbaren Spitzenlastanlagen. Die Solarthermieranlage wird auf 100.000 m² vergrößert.

Abbildung 81 zeigt den Erzeugereinsatz für den Transformationsschritt 2040 im Pfad EFFORT. Müll/EBS erzeugt rund 29 % der Wärme, die Luft-Wärmepumpen rund 34 %, die Abwasser/NT-Wärmepumpen rund 13 %. Der Rest wird durch Solarthermie, Biomasse-KWK, Erdgaskesseln und erneuerbare Spitzenlast bereitgestellt.

Abbildung 81: Netz 5: Transformationsschritt EFFORT 2040 für Chemnitz

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Entwicklung Netz: Die Vorgehensweise zur Ermittlung des Zielnetzes ist die gleiche wie beim SLOTH-Szenario. Es haben sich lediglich die Randbedingungen geändert. Die Betriebstemperaturen sind im EFFORT-Szenario noch niedriger $T_{VL} / T_{RL} = 50 / 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, der Fernwärmebedarf ist geringer und die Einspeisekonstellation wird etwas modifiziert.

Die mittlere Nennweite DN 200 ist auch bei EFFORT geblieben (Ursache: Ablösung Mehrleitersystem, siehe SLOTH) und die Kosten zur Neubeschaffung des Netzes sind mit 175 Mio. Euro nahezu identisch. Somit gibt es für die Gesamtinvestition von 167 Mio. Euro, unter Berücksichtigung des Anteils mit Erneuerungsbedarf, ebenfalls kaum eine Veränderung.

Austausch HAST EFFORT: Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH, weil eine Umstellung von zentraler Trinkwassererwärmung auf Wohnungsstationen unterstellt wird (siehe Abschnitt 3.1.3.1). Die Anzahl der WST pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner auf im Mittel 18 Stück abgeschätzt (hohe Anzahl an großen Mehrfamilienhäusern). Für die Kostenschätzung wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 HAST im EFFORT-Standard verwendet werden, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Der Kostenansatz umfasst auch die Montage der HAST bzw. WST. Für den Zeitraum 2020 bis

2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine erhebliche Investition von rund 325 Mio. Euro für den Tausch der HAST (zum Vergleich: 75 Mio. Euro für eine BAU). Da die Stationen in Chemnitz nur zu 2/3 im Eigentum des Versorgers sind, wird die entsprechende Investition auch nur zu diesem Anteil dem Versorger zugeordnet.

Transformationspfad EFFORT

Der Transformationspfad im EFFORT-Szenario für Chemnitz ist identisch zum SLOTH-Szenario (siehe Abbildung 78 im Abschnitt SLOTH).

4.5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

In Tabelle 30 sind die Investitionsschätzungen für die beiden Szenarien SLOTH und EFFORT zusammengestellt.

Tabelle 30: Netz 5: Übersicht Investitionen (Versorgersicht)

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritt	100.000 m ² Solarthermie (VRK), davon 50.000 m ² bis 2030 10 MW _{th} Abwasser/NT-Wärmepumpe 26 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 70 MW _{th} Luft-Wärmepumpe 90 MW _{th} E-Kessel, davon 10 MW im Bestand	100.000 m ² Solarthermie (VRK), davon 50.000 m ² bis 2030 10 MW _{th} Abwasser/NT-Wärmepumpe 22 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 50 MW _{th} Luft-Wärmepumpe 80 MW _{th} E-Kessel, davon 10 MW im Bestand
Invest Erzeugung	120 Mio. € (ca. 78 Mio. € für Luft-WP)	97 Mio. € (ca. 56 Mio. € für Luft-WP)
Kenndaten Zielsystem	100.000 m ² Solarthermie (VRK) 10 MW _{th} Abwasser/NT-Wärmepumpe 22 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 70 MW _{th} Luft-Wärmepumpe 140 MW _{th} E-Kessel, davon 10 MW im Bestand	100.000 m ² Solarthermie (VRK) 10 MW _{th} Abwasser/NT-Wärmepumpe 15 MW _{th} Müll/EBS (kein Invest, wird über Wärmebezugskosten der MVA abgegolten) 50 MW _{th} Luft-Wärmepumpe 80 MW _{th} E-Kessel, davon 10 MW im Bestand
Invest Erzeugung	125 Mio. € (5 Mio. € in 2050)	97 Mio. € (0 Mio. € in 2050)
Invest Netz	168 Mio. €	167 Mio. €
Invest HAST	53 Mio. € (nur für 2/3 der HAST)	217 Mio. € (nur für 2/3 der HAST)
Summe	346 Mio. €	481 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Die Investitionen für die Erzeugung fallen im EFFORT-Szenario aufgrund des geringeren Wärmebedarfes entsprechend kleiner aus. Die Netzinvestitionen sind in beiden Szenarien nahezu gleich. Der schon zuvor beschriebene Effekt bei den HAST hin zu deutlich höheren Investitionen im EFFORT-Szenario wird auch in Chemnitz deutlich.

Da die Investitionen aus Versorgersicht abgeschätzt werden, werden die Kosten für die energetische Sanierung der Gebäude in diesem Vergleich nicht berücksichtigt. Die Kosten für den Umbau der Gebäude-TGA fehlen ebenso wie die Kosten für ein Drittel der HAST, da diese in Chemnitz z. T. im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind.

Werden die HAST-Investitionen, die bei den Kunden*Kundinnen anfallen, mitberücksichtigt, verteuert sich das EFFORT-Szenario nochmals deutlich gegenüber SLOTH (siehe Tabelle 31), da in Chemnitz (wie auch in Karlsruhe) viele große Mehrfamilienhäuser versorgt werden, was zu höherem Aufwand beim Wechsel zu WST führt.

Tabelle 31: Netz 5: Übersicht Investitionen Chemnitz inkl. HAST

	SLOTH	EFFORT
Invest Erzeugung	125 Mio. €	97 Mio. €
Invest Netz	168 Mio. €	167 Mio. €
Invest HAST	80 Mio. €	325 Mio. €
Summe	373 Mio. €	589 Mio. €

Bei Erneuerungsmaßnahmen im Netz ist darauf zu achten, dass die Nennweiten so gewählt werden, dass das Netz mit den zukünftigen Zielnetztemperaturen betrieben werden kann. Es muss allerdings auch die Versorgung der Zwischenschritte gesichert sein. Bei Sekundärnetzen, welche in Chemnitz in einer Vielzahl vorhanden sind, kann die Möglichkeit geprüft werden, diese zukünftig direkt ans Primärnetz anzuschließen. Aufgrund der höheren zu transportierenden Massenströme werden im Netz ggf. Druckerhöhungsstationen erforderlich.

Die gerundete mittlere Nennweite bleibt im Status quo, in SLOTH und in EFFORT gleich. Dieser Sachverhalt ergibt sich u. a. durch das Auflösen der im Ist-Netz vorhandenen Mehrleitersysteme, die durch ein Zweileitersystem mit entsprechend größeren Nennweiten ersetzt wird.

Die EBS-Verbrennung wird in Chemnitz kontrovers diskutiert. Zwar gibt es bereits eine EBS-Herstellung in Chemnitz, aber die Akzeptanz einer EBS-Verbrennung ist derzeit noch nicht vorhanden. Weil in Chemnitz große EE-Quellen wie ein großer Fluss oder hydrothermale Geothermie fehlen, wird der Einsatz einer Luft-Wärmepumpe angenommen. Auch diese Erzeugung kann in Großanlagen aufgrund von Schallemissionen auf Akzeptanzprobleme stoßen.

4.5.6 Akteursspezifische Analyse

Für das Fallbeispiel Chemnitz standen zwei Vertreter der Firma eins, drei Vertreter der für die Netze zuständigen Tochtergesellschaft inetz (Geschäftsführer, Leiter Netzbetrieb, Betriebsingenieur) und eine Vertreterin des Umweltamts der Stadt Chemnitz für ein Interview zur Verfügung.

Transformationspfad

Geplante Maßnahmen

Der Transformationspfad (siehe Abbildung 82) der eins sieht vor, im ersten Schritt bis 2022 zwei Gasmotorenkraftwerke zu errichten. Die Entscheidung für die Gasmotorenkraftwerke wird damit begründet, dass diese flexibel aufgebaut seien und dadurch Kompensationen über verschiedene Erzeugungseinheiten hinweg ermöglicht würden. Im zweiten Schritt sollte der erste Block des Kohlekraftwerks 2023 durch ein Holz-Heizkraftwerk oder eine noch nicht näher bestimmte Alternative ersetzt werden. Die Variante des Holz-Heizkraftwerks wurde mit seiner flexiblen ganzjährigen Verfügbarkeit begründet. Zum Zeitpunkt des Interviews befand sich das Unternehmen im Vergabeprozess. Aus wirtschaftlichen Gründen fiel im Juni 2021 die Entscheidung gegen das Holz-Heizkraftwerk. Bisher (Stand: Juli 2021) ist noch keine Entscheidung bezüglich einer Alternative getroffen.

Zum Zeitpunkt des Interviews war noch nicht entschieden, ob der zweite Block des Braunkohlekraftwerks 2029 oder ebenfalls 2023 stillgelegt würde. Im Juni 2021 wurde entschieden, dass auch der zweite Block bereits 2023 stillgelegt wird. Der Entscheidung lagen wirtschaftliche Erwägungen unter anderem aufgrund des steigenden CO₂-Preises zu Grunde. Durch eine

Sonderabschreibung konnte dem wirtschaftlichen Hemmnis begegnet werden, dass der aktuelle Block erst bis 2029 abgeschrieben werden sollte⁶⁴.

Bereits umgesetzte technische Maßnahmen

Im Rahmen eines Pilotprojekts im Kontext der energetischen Stadterneuerung wurde in Zusammenarbeit zwischen der Stadt Chemnitz, der TU Chemnitz und der eins ein Gründerzeitstadtteil über Solarthermie mit Niedertemperaturwärme erschlossen. Die Anlage deckt etwa 11 % des Jahresbedarfs ab. Eine Ausweitung auf andere gründerzeitliche Stadtteile ist angedacht.

Auf Netzseite wurden durch die inetz bereits eine Reihe an Maßnahmen in die Wege geleitet:

- ▶ Überprüfung der Anlagentechnik: Analyse der Anlagen, die nicht mit niedrigeren Temperaturen kompatibel sind und Entwicklung von Lösungsansätzen, beispielsweise über Datensammlungen und die Option, Netze bedarfsorientiert niedriger zu fahren.
- ▶ Festlegung der Zielnetztemperaturen für das Transport- und Verteilnetz, inkl. Kommunikation an die Kunden*Kundinnen sowie Anpassungen der TAB.
- ▶ Nennweiten Zielnetz: Aufgrund der Umstellung der Erzeugungsstandorte werden die Nennweiten der Zielnetze angepasst. Die zukünftige dezentralere Erzeugung über mehrere Standorte ermögliche dabei bessere hydraulische Bedingungen.
- ▶ Austausch der Hausstationen: Seit 2011 hat die inetz bereits rund 400 HAST nach dem iHAST-Standard umgebaut. Das Ziel ist es, bis 2035 insgesamt 1500 HAST auf diesen Standard umzurüsten.

Kommunale Ziele und Instrumente

Mit dem Beitritt ins Klimabündnis 1992 hat die Kommune das Ziel definiert, die CO₂-Emissionen pro Kopf und Jahr auf 2,5 t ab 2050 zu begrenzen. Mit dem 2012 beschlossenen Klimaschutzprogramm und der derzeit laufenden Überarbeitung sollen die Ziele verschärft und an das Pariser 1,5 Grad-Ziel angepasst werden. Die Stadt Chemnitz hatte sich im Rahmen des Klimaschutzkonzepts 2012 zum Ziel gesetzt, bis 2020 14 % EE-Wärme zu erreichen. Tatsächlich wurden bis 2020 nur 6-7 % erreicht. Die nächste Stufe sieht vor, dass bis 2030 18 % EE-Wärme erzielt werden.

Ein Klimaschutzteilkonzept mit einer Potenzialanalyse zum Ausbau EE in der Strom- und Wärmeversorgung hat die Stadt Chemnitz 2020 bei der TU Chemnitz beauftragt. Nach Beschluss des Stadtrats 2020 wird derzeit ebenfalls eine grüne Wasserstoffstrategie gemeinsam mit dem Fraunhofer IWU und der TU Chemnitz erarbeitet, mit dem Ziel, grünen Wasserstoff in den Bereichen Wärme, Mobilität und Industrie einzusetzen. Im Rahmen eines DBU Modernisierungsprojekts arbeitet die Stadt Chemnitz mit Eigentümern*Eigentümerinnen von Ein- bis Zweifamilienhäusern daran, mittels Thermografien über energetisches Verhalten von Gebäuden zu informieren und Solarenergie zu fördern. Gemeinsam mit dem Stadtplanungsamt und der eins hat das Umweltamt einen Gebäudepass zur Bewertung von Gebäudesanierungsmaßnahmen entwickelt.

Seit 2011 hat die Stadt Chemnitz vier Mal den European Energy Award erhalten. Der European Energy Award ist ein Zertifizierungssystem, das die Klimaschutz-Aktivitäten einer Kommune in

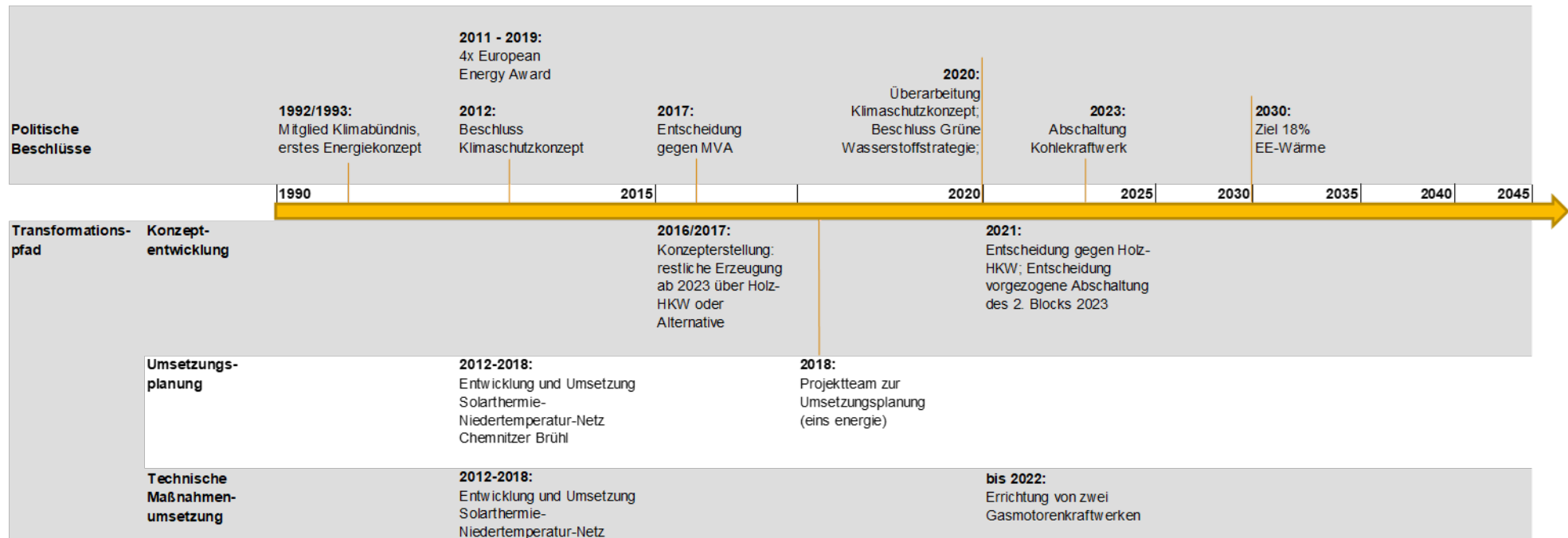
⁶⁴ Zum Stand Juni 2022 prüft die eins energie die Option einer Weiternutzung der Braunkohle über das Jahr 2023 hinaus, aufgrund der Engpässe in der Erdgasversorgung

den sechs Handlungsfeldern Planung, kommunale Gebäude, Ver- & Entsorgung, Mobilität, interne Organisation, Kooperation & Kommunikation bewerten soll.⁶⁵

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und weiteren Versorgungslösungen

Die eins ist ein Regionalversorger, der sowohl die Fernwärme- als auch Gasversorgung trägt. Aktuell besteht kein Anschluss- und Benutzungszwang an die Fernwärme, aber laut Umweltamt sieht das Stadtentwicklungskonzept Gebiete vor, in denen die Fernwärme überwiegt, insbesondere bei dichter Bebauung, Geschosswohnungsbau und innerstädtischer Lage. Die Gasversorgung sei hingegen stärker im Siedlungsbau vertreten. In den Gebieten, in denen es eine zweigleisige Versorgung gibt, sei es laut Aussage der inetz sinnvoll, langfristig eine der beiden Varianten nicht weiterzuverfolgen. Laut Aussage der Interviewpartner der eins wird die Entscheidung bisher maßgeblich durch die Kunden*Kundinnen getroffen.

⁶⁵ Weitere Informationen unter: <https://www.european-energy-award.de/>, aufgerufen am 27.07.2022.

Abbildung 82: Netz 5: Transformationspfad Chemnitz

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Akteurskonstellation

Im Folgenden wird die aktuelle Akteurskonstellation in Chemnitz im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung des Wärmenetzes dargestellt. Eine grafische Aufarbeitung des Akteursnetzwerks findet sich im Anhang D (separates Dokument).

Wärmeversorger

Die eins hat 2016/2017 mit der Konzepterarbeitung zur Dekarbonisierung begonnen. 2018 wurde ein eigenes Projektteam eingerichtet, das für die Projektumsetzung der Dekarbonisierung der Fernwärme zuständig ist.

Die Zusammenarbeit mit dem Umweltamt und dem Stadtplanungsamt wird als sehr gut bezeichnet, insbesondere im Zusammenhang mit der Solarthermie-Niedertemperatur-Anlage und bei der Erstellung des Wärmeversorgungskonzepts, bei dem die Variante mit der MVA und dem Holz-Heizkraftwerk entwickelt wurde.

Im Zusammenhang mit der Frage nach einer möglichen vorzeitigen Stilllegung des zweiten Kohleblocks handelte es sich nach Aussage der Interviewpartner*innen um eine Abwägung im energiepolitischen Dreieck zwischen Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, wobei aus Sicht der eins die wirtschaftlichste Ecke voraussichtlich am wichtigsten sei, auch unter den Gesellschaftern.

Insbesondere im Zusammenhang mit der möglichen Errichtung einer MVA begegnet die eins jedoch Akzeptanzproblemen aus der Kommunalpolitik und seitens Bürgerinitiativen. Dabei stehen sich insbesondere der Standpunkt, dass es zukünftig zum Ziele der Abfallvermeidung weniger Abfall geben soll, der Annahme der eins gegenüber, dass das Abfallaufkommen weitestgehend konstant bleibe.

In dem Interview wird deutlich, dass die eins sich in der vermittelnden Rolle zwischen verschiedenen Interessenslagen sieht und dies nicht ohne Spannungen verläuft: „Wenn man den Kunden versorgen möchte und zwischen verschiedenen Standpunkten zerrissen ist, die Wärme muss billig sein, andere wollen EE-Wärme, da gibt es ein großes Spannungsfeld in der Kundschaft, in der Stadt und bei den Gesellschaftern“.

Netzbetreiber

Als Netzbetreiber ist die inetz eine eigenständige Gesellschaft mit der eins als einzigem Gesellschafter. Durch die Eigentumsstruktur ergibt sich eine enge Zusammenarbeit. Laut inetz sei „allen Beteiligten klar, dass es ein System ist, das nur funktioniert, wenn die Erzeugung auch für das Netz mitdenkt und andersherum“. Die Zusammenarbeit mit dem Umweltamt wird als sehr gut bezeichnet, zum Beispiel im Zusammenhang mit dem European Energy Award. Die Kooperation habe in der Stadtentwicklung „Vertrauen geschaffen“. Darüber hinaus bestehe viel operative Abstimmung zu Leitungsrechten und der Möglichkeit der Installation von Anlagen. Die Interviewpartner*innen sehen die inetz in der Rolle, als Energieversorger „proaktiv eigene Lösungsansätze“ für die klimapolitischen Ziele der Kommune vorzuschlagen. Eine intensive Abstimmung sei insbesondere dann immer wichtig, wenn die Kommune Fördermittel erhält und diese zweckgebunden an die Energieversorger weiterleitet.

Angesichts der zukünftigen Entwicklungen der Erzeugungslandschaften, in denen verschiedene EE-Quellen kombiniert werden, erwartet die inetz gesteigerte Anforderungen an die Datenlage sowie die Notwendigkeit einer gelungenen Digitalisierung von der Erzeugungs- bis zur Kundenseite, damit die verschiedenen Erzeugungseinheiten hinsichtlich ihrer Volatilität synchronisiert werden können.

Rolle der Kunden*Kundinnen

Die Hausstationen sind in Chemnitz anteilig in der Verantwortung der eins bzw. der Betriebsführung der inetz (2/3) und der Kunden*Kundinnen (1/3). Die inetz bevorzugt es, Eigentümerin der HAST zu sein und die meisten Kunden*Kundinnen nehmen das Angebot an, um den eigenen Aufwand so gering wie möglich zu halten, aber manchen Kunden*Kundinnen sei es wichtig, selbst Eigentümer*innen der Hausstationen zu sein. Die inetz betont, dass die systemseitig relevanten Hauseigentümer*innen bei der Dekarbonisierung mitziehen müssen. Sie nehmen aber wahr, dass beispielsweise die Wohnungswirtschaft bisher eher vorsichtig sei, da sie Bedenken bezüglich des finanziellen Aufwands habe. Auch bezüglich der Reduktion der Netztemperaturen gebe es Gegenwind seitens der Kunden*Kundinnen, wenn die TAB geändert werden sollen. Die inetz arbeite daher bereits mit Planer*innen und Haustechniker*innen zusammen, dass sie den neuen Weg mitbeschreiten.

Kommune

Auf kommunaler Seite gibt es in Chemnitz verschiedene Arbeitsgruppen und Gremien, die an der Dekarbonisierung der Fernwärme beteiligt sind. Dabei werden insbesondere hervorgehoben:

- ▶ **Energieteam:** Im Rahmen des EEA sind daran das Stadtplanungsamt (Stadtentwicklung / -erneuerung), Verkehrsplanung, innere Verwaltung und Gebäudemanagement beteiligt. Ziel ist es, die verschiedenen Klimaschutzaufgaben der Ämter abzustimmen. Das Energieteam wird vom Umweltamt koordiniert.
- ▶ **Agendabeirat:** Gremium, das nach der Gemeindeordnung eingesetzt wird und den Stadtrat beratend unterstützt. Der Agendabeirat setzt sich aus Stadträten und sachkundigen Bürgern *Bürgerinnen zusammen. Im Zusammenhang mit dem Agendabeirat werden Projekte aus dem Energieteam oder der eins wie das Wärmeversorgungskonzept vorgestellt und diskutiert.

In der Zusammenarbeit mit der eins stehe „gemeinsames Erarbeiten von Ideen und Projekten“ im Vordergrund, es gebe dabei „eigentlich keine Unterschiede“ in den Vorstellungen.

Aus Sicht des Umweltamts gilt es, die drei Anforderungen Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit in Einklang zu bringen: „Fernwärme, die zwar schön grün ist, aber so teuer, dass es sich keiner leisten kann, damit ist nichts gewonnen“. Daher wird die Notwendigkeit von Förderungen betont.

Beteiligung der Öffentlichkeit

Aus den Interviews mit den Beteiligten geht hervor, dass es in Chemnitz eine aktive Beteiligung der Öffentlichkeit durch verschiedene Interessensgruppen, Netzwerke und Zivilgesellschaft gibt. Dazu gehören insbesondere:

- ▶ **Agenda-Arbeitsgruppe:** Im Kommunalen Umweltzentrum treffen sich ehrenamtlich engagierte Bürger*innen, die sich mit Energiethemen beschäftigen und ihre Ideen auf kommunaler Ebene einbringen.
- ▶ **Energienetzwerk:** Netzwerk zum Austausch zwischen Wirtschaftsunternehmen, IHK, Handwerkskammer, Unis, Vereinen, Verbänden und anderen Interessensvertretern. Das Energieteam steht im Mittelpunkt des Energienetzwerks und bezieht weitere Akteure aus dem Netzwerk ein.
- ▶ **„Wärmeallianz“:** Die Wohnungswirtschaft wird insbesondere standortgebunden beteiligt. Dabei gebe es eine „Wärmeallianz“ aus der Stadt Chemnitz, der eins und der

Wohnungswirtschaft. In den Gebieten mit energetischen Quartierskonzepten, gibt es laut Umweltamt ein Management, das die Hauseigentümer*innen einbindet.

Darüber hinaus finden regelmäßige Beteiligungsformate im Zusammenhang mit dem Klimaschutzkonzept statt. Zum einen haben dabei in Zusammenarbeit mit der IHK und der Handwerkskammer Veranstaltungen stattgefunden, wie Wärmenutzer*innen und Eigentümer*innen eingebunden werden können. Zum anderen findet eine allgemeine Bürgerbeteiligung im Bereich Klimaschutzprogramm statt. Das Umweltamt hat dabei aber die Erfahrung gemacht, dass das meistdiskutierte Thema in der Bevölkerung eher die Verkehrswende als die Energiewende sei. Bei der Wärmewende kämen eher selten konkrete Vorschläge, was damit in Verbindung gebracht wird, dass mehr technisches Wissen dafür notwendig sei.

Die Akzeptanz der Dekarbonisierungspläne in der Bevölkerung hängt aus Sicht des Umweltamts insbesondere von der Erzeugungstechnologie und den gewählten Standorten ab. Dabei gebe es auch „kein einheitliches Bild“: Bei der Variante mit dem Holz-Heizkraftwerk „gibt es erheblichen Widerstand von wenigen Personen“.

Standortspezifische Hemmnisse

Interessenskonflikte & Akzeptanz

Insbesondere die Planungen zur Errichtung einer MVA und des Holz-Heizkraftwerks haben zu Widerstand aus der Zivilgesellschaft und seitens der Grünen Fraktion im Stadtrat geführt. In beiden Fällen wird kritisiert, dass die Bevölkerung erst spät über die Transformationspläne informiert worden sei. Gegen die Errichtung der Müllverbrennungsanlage hat sich eine Bürgerinitiative gegründet. Hauptkritikpunkte sind die Lärmbelästigung, der Geruch und die Nähe zum Naherholungsgebiet. Außerdem wird kritisiert, dass aufgrund der erforderlichen Menge von 120.000 t Müll gegenüber 35.000 t lokalem Müll aus Chemnitz, Müll aus anderen Regionen eigens transportiert werden muss (Bürgerinitiative gegen Müllverbrennung in Chemnitz 2021). Die Grüne Fraktion forderte die Erstellung alternativer Abfallbehandlungs- und Energiekonzepte für Chemnitz (Chemnitzer Fraktion Bündnis 90/Grüne 2020). Darüber hinaus stehen sich unterschiedliche Prognosen bezüglich des zukünftigen Müllaufkommens gegenüber. Während die Grünen einen Rückgang zum Ziele der Müllvermeidung annehmen, nimmt die eins ein konstantes Müllaufkommen an. In der Vergangenheit hat es bereits zwei Bürgerbegehren gegen die Errichtung einer Müllverbrennungsanlage (Ende der 1990er Jahre und 2017) gegeben. Gegen die Errichtung des Holz-Heizkraftwerks werden von verschiedenen zivilgesellschaftlichen Gruppen, darunter Fridays for Future, sowie der Grünen Fraktion im Stadtrat Klimaschutz- und Gesundheitsgründe angeführt.

4.6 Fallbeispiel 6 – Hamburg

Als Großstadt mit über 1,8 Millionen Einwohnern hat Hamburg mehrere Fernwärmenetze. Die Wärme Hamburg GmbH⁶⁶ ist der größte Fernwärmeverversorger in der Hansestadt und verteilt rund 80 % der Fernwärme⁶⁷ (FHH 2021). Dieses Netz wird für das Fallbeispiel herangezogen.

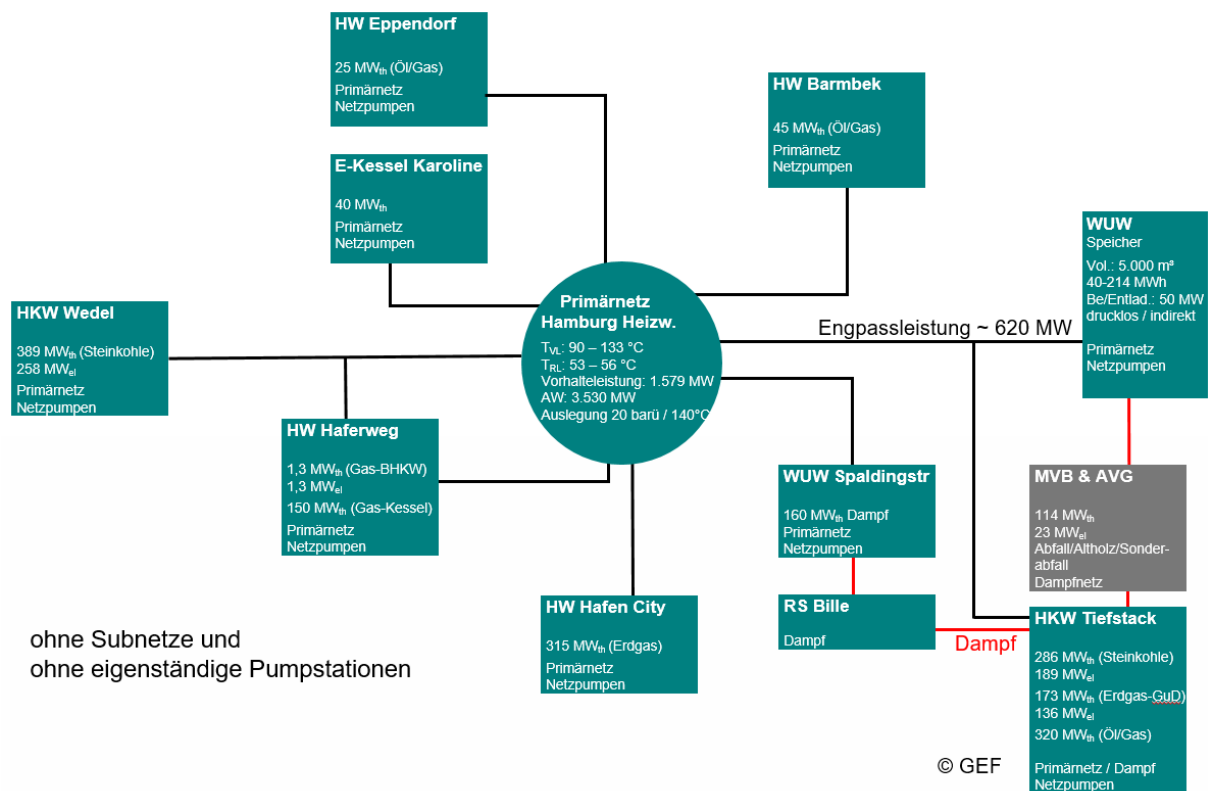
Das Fernwärmenetz der Wärme Hamburg mit seinen rund 845 km Trassenlänge wird im Wesentlichen aus zwei zentralen Standorten - Wedel am Westrand von Hamburg und Tiefstack östlich der Alster – versorgt, die durch diverse im Netz verteilte Heizwerke ergänzt werden. Die Steinkohle-KWK-Anlagen in Wedel sollen bis 2025, die in Tiefstack bis spätestens 2030

⁶⁶ 2022 wurde die Wärme Hamburg mit der Hamburg Energie GmbH fusioniert und firmiert nun unter Hamburger Energiewerke GmbH (HENW).

⁶⁷ Weitere Betreiber sind z. B. Hansewerk Natur, enercity AG oder Innogy SE

stillgelegt werden. Die Fernwärme hat in Hamburg eine lange Tradition, einige Leitungen sind über 90 Jahre alt⁶⁸, das Netz ist stark vermascht. Das Heißwassernetz wird mit gleitender T_{VL} 90-133 °C gefahren. Die T_{RL} liegt mit 53-56 °C relativ niedrig – dies ist auch darauf zurückzuführen, dass von Wärme Hamburg im Regelfall direkte Hausstationen eingesetzt werden. Wärme Hamburg betreibt zwischen dem Standort Tiefstack und dem Wärmeumspannwerk (WUW) - Spaldingstraße eine Dampfleitung, mit der Wärme in Richtung Zentrum transportiert wird und auch einige Kunden* Kundinnen versorgt werden (T_{VL} 300-340 °C, T_{RL} 60-70 °C). Die Netzverluste liegen mit 11 % eher niedrig, was u. a. auf die hohe mittlere Absatzdichte von ca. 4 GWh/km_{Trasse} zurückzuführen ist. In Abbildung 83 ist das Netz schematisch dargestellt.

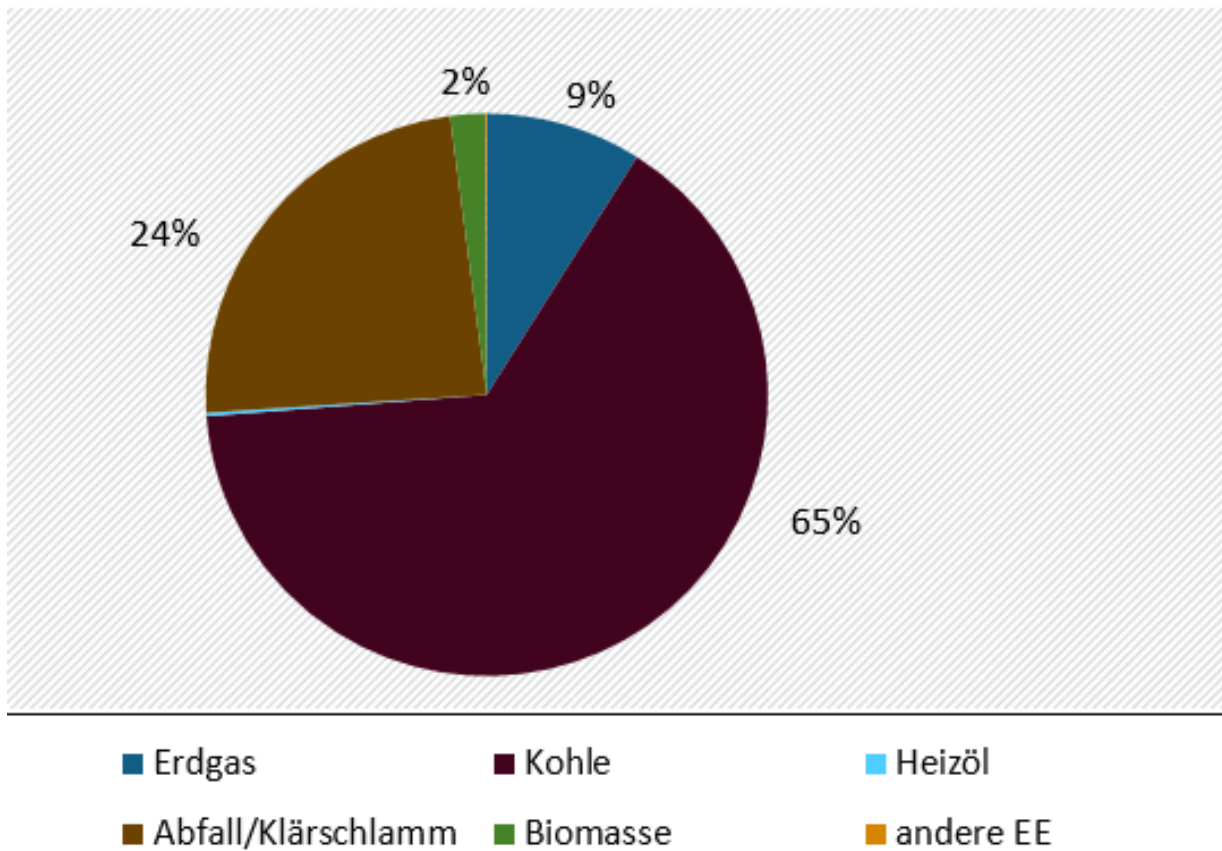
Abbildung 83: Netz 6: Schema Fernwärmesystem Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

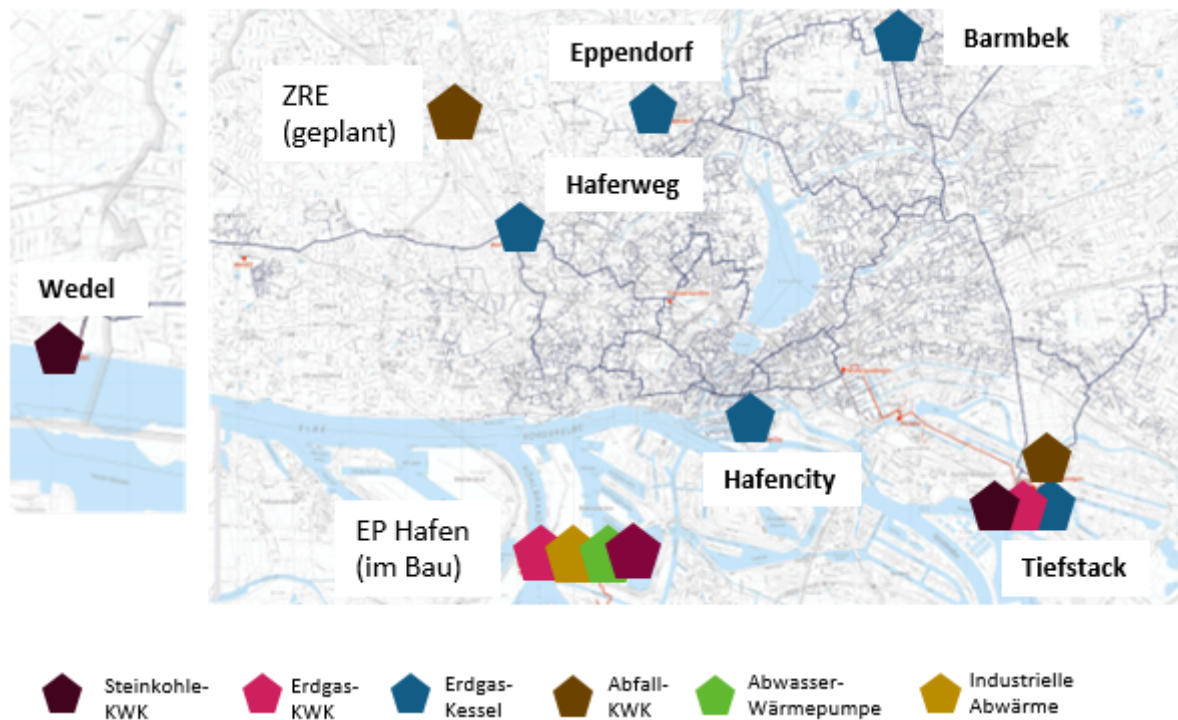
In direkter Nachbarschaft des KWK-Standorts Tiefstack befinden sich eine Abfallverbrennung und eine Altholzverbrennung der Müllverwertung Borsigstraße (MVB) sowie eine Sonderabfallverbrennung der Abfallverwertungsgesellschaft (AVG). Beide liefern ebenfalls Dampf für die Fernwärme. Die Biomasse trägt rund 2 % zur Netzeinspeisung bei, der Abfall etwa 24 % und die Steinkohle 65 % (siehe Abbildung 84).

⁶⁸ Dies ist ein Hinweis darauf, dass – sachgerechte Ausführung des Baus, netzschonende Betriebsführung sowie angemessene Wartung und Instandhaltung vorausgesetzt – Fernwärmeleitungen deutlich länger nutzbar sind als die angenommene technische Nutzungsdauer von 40 Jahren.

Abbildung 84: Netz 6: Brennstoffmix Wärme Hamburg 2019

Quelle: Eigene Darstellung GEF

In Abbildung 85 ist ein Übersichtsplan des Netzes und der Erzeugungsanlagen der Wärme Hamburg abgebildet. Das kurze Dampfnetz im Osten ist rot dargestellt, das Heißwassernetz blau. Elbaufwärts im Westen liegt die Steinkohle-KWK-Anlage Wedel – die lange Transportleitung ist in der Abbildung nicht vollständig dargestellt.

Abbildung 85: Netz 6: Übersichtsplan Netz und Erzeugung Hamburg

Quelle: Kartengrundlage mit Netz: Hamburger Energiewerke, Ergänzung Erzeugung GEF

Die historisch gewachsene Struktur führt zu hydraulischen Restriktionen: Speziell bei hoher Last ist es notwendig, dass sowohl aus Tiefstack, als auch aus der Wedel-Leitung Wärme eingespeist wird, um alle Kunden* Kundinnen sicher zu versorgen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie war geplant, dass die Steinkohle-Anlage in Wedel ersetzt wird durch einen Energiepark (EP) südlich der Elbe am Standort der Kläranlage Dradenau mit einer Abwasser-Wärmepumpe (30 MW_{th})⁶⁹, GuD (320 MW_{th}), einem E-Kessel (20 MW_{th}) und der Einkopplung Abwärme (57 MW_{th}). Diese Wärme soll über einen Elbdüker nach Norden transportiert werden (Südlink) und im Ortsteil Bahrenfeld an die Wedel-Trasse angebunden werden. Im Nordwesten Hamburgs plant die Stadtreinigung ein Zentrum für Ressourcen und Energie (ZRE), aus dem ebenfalls Wärme ins Fernwärmenetz geliefert werden soll (140 MW_{th})⁷⁰.

Weitere Informationen zum Fernwärmesystem der Wärme Hamburg sind in einem ausführlichen Steckbrief in Anhang B.6 (separates Dokument) dargestellt.

4.6.1 Verbrauchsentwicklung

Gemäß Hamburger Klimaplan soll die leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Hamburg auf bis zu 35 % Marktanteil ausgebaut werden, um so einen weitergehenden Beitrag zur Erreichung der Hamburger Klimaziele zu leisten. In Absprache mit dem Praxispartner Wärme Hamburg wird sowohl für das SLOTH-Szenario als auch für das EFFORT-Szenario angenommen, dass der Absatz bis 2030 auf 4.000 GWh/a anwächst. In SLOTH bleibt er von 2030 bis 2050 auf diesem Niveau, d. h. der Absatzrückgang durch energetische Sanierung kann komplett durch zusätzliches Wachstum kompensiert werden. Für EFFORT wird angenommen, dass nach 2030

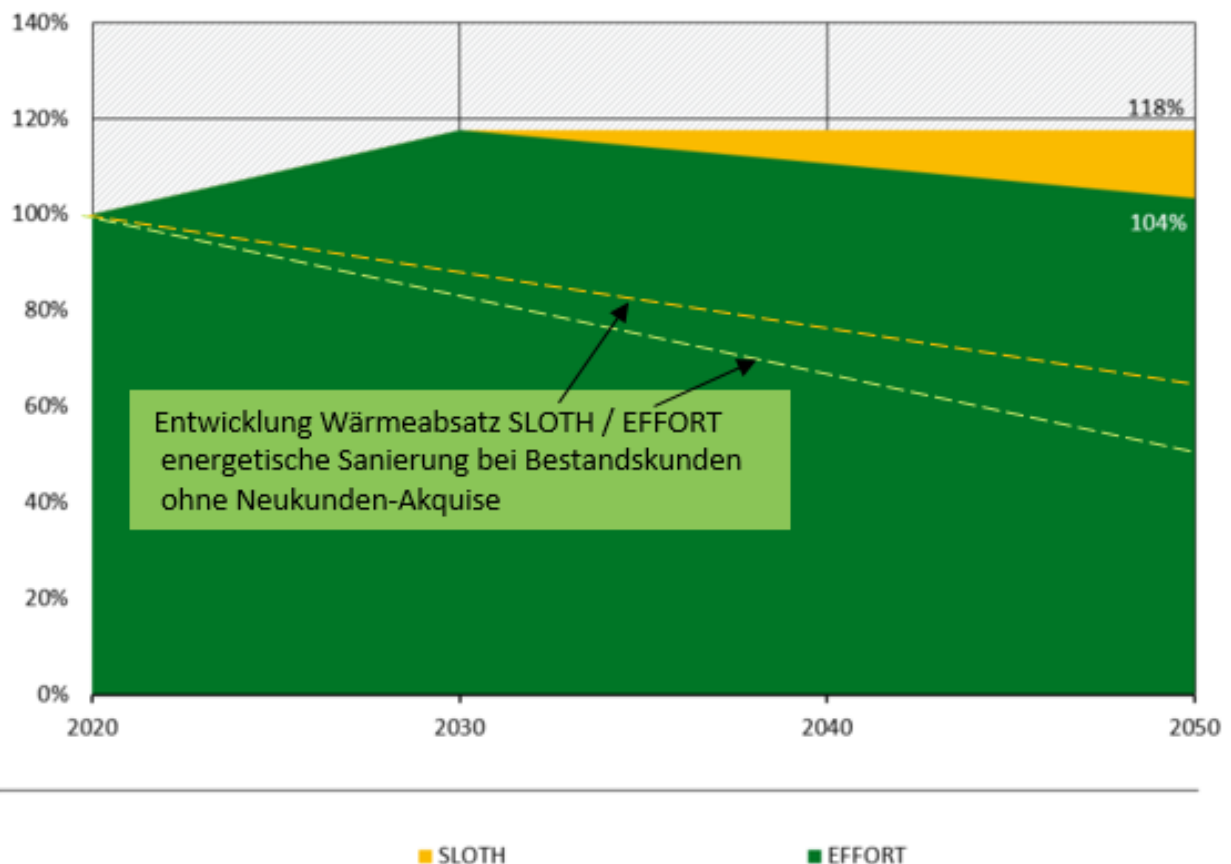
⁶⁹ Mit Stand August 2022 soll die Abwasser-Wärmepumpe eine Leistung von 60 MW_{th} aufweisen.

⁷⁰ Mit Stand August 2022 sollen aus dem ZRE 75 MW_{th} Fernwärme angekoppelt werden.

der Rückgang durch energetische Sanierung nicht mehr durch Neukundenakquise kompensiert wird und der Absatz bis 2050 sinkt. Abbildung 86 zeigt, dass der Absatz in SLOTH 2050 18 % höher liegt als im Ist-System. In EFFORT liegt er 4 % höher.

Abbildung 86: Netz 6: Entwicklung Wärmeabsatz für Hamburg

Netz 6 - Entwicklung Wärmeabsatz mit Neukunden



Quelle: Eigene Darstellung GEF

In Tabelle 32 ist die angenommene Entwicklung des Absatzes und weiterer Kennwerte in den Szenarien SLOTH und EFFORT dargestellt.

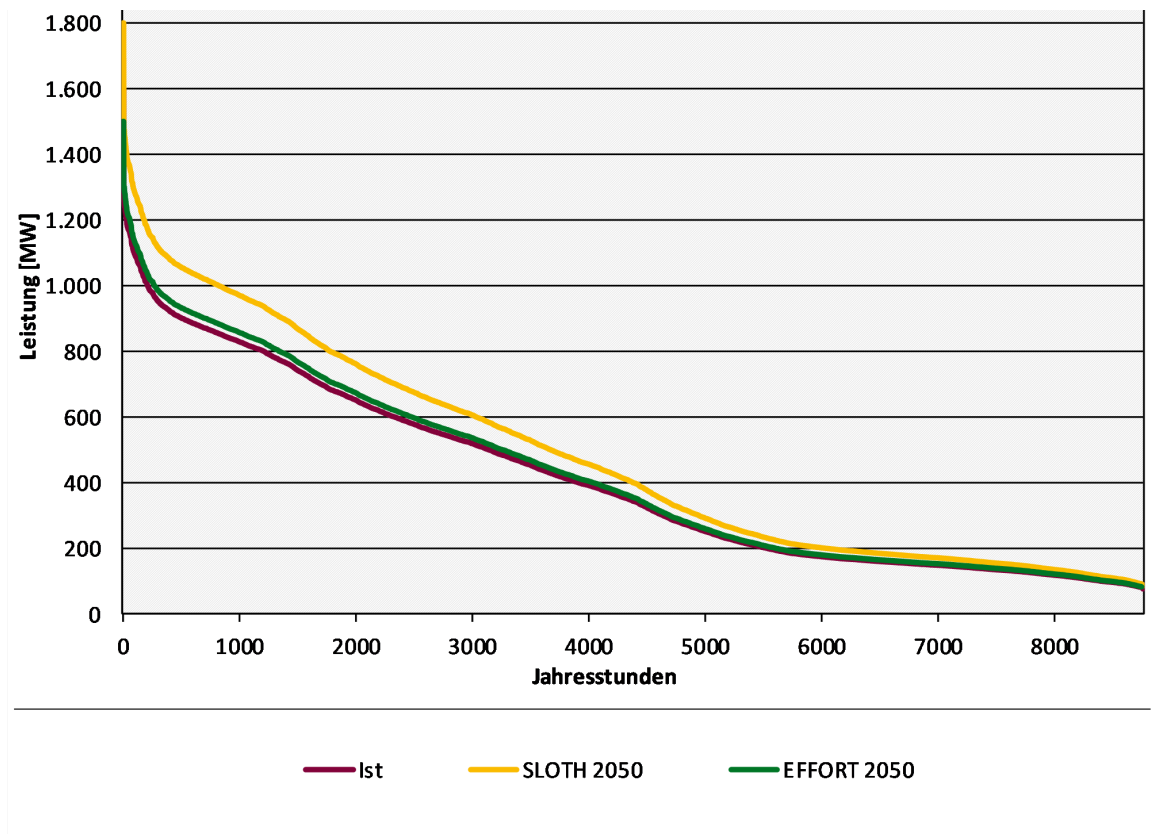
Tabelle 32: Netz 6: Entwicklung Kenndaten Hamburg

	Ist	SLOTH 2050	EFFORT 2050
Absatz [GWh/a]	3.400	4.000	3.520
Netzeinspeisung [GWh/a]	3.820	4.500	3.950
Verluste [GWh/a]	420	500	430
Höchstlast [MW]	1.600	1.800	1.500

In SLOTH steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen um den Faktor 1,9, in EFFORT um 2,3. Die Netzverluste werden als prozentual konstant angenommen (11 %).

Unter Verwendung der ermittelten Wärmeabsätze, der rechnerisch abgeschätzten Höchstlast und der Netzverluste werden synthetische Lastgänge für das Zieljahr 2050 im SLOTH- und im EFFORT-Szenario erstellt. In Abbildung 87 sind die geordneten Jahresdauerlinien des Ist-Systems sowie der Zukunftssysteme im Jahr 2050 dargestellt.

Abbildung 87: Netz 6: Jahresdauerlinien 2050 für Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Anders als in den bisherigen Fallbeispielen steigt – aufgrund des hohen Fernwärmeausbaus – die Netzeinspeisung in diesem Fallbeispiel.

4.6.2 Potenzialanalyse erneuerbare Energien und Abwärme

Eine dicht bebaute Großstadt wie Hamburg mit erneuerbarer Wärme zu versorgen ist eine große Herausforderung, zu der die Fernwärme einen zentralen Beitrag leisten kann. In Hamburg ist eine gute Auswahl an erneuerbaren Energiequellen vorhanden. Tabelle 33 zeigt die Ergebnisse der überschlägigen Potenzialanalyse.

Tabelle 33: Netz 6: Potenzialanalyse erneuerbare Energien für Hamburg

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Solarthermie	gering	mittel (zeitweilig)	tagsüber, vorwiegend im Sommer	Flächen verteilt, auch außerhalb möglich
Grundwasser	unbekannt	niedrig	ganzjährig	
Oberflächengewässer	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	Nutzung in den Wintermonaten erschwert	

Erneuerbare Energie	Potenzial vorhanden	Temperaturniveau	zeitliche Verfügbarkeit	Kommentar
Abwasser	vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	begrenzttes Potenzial
oberfl. Geothermie	gering	niedrig	ganzjährig	
tiefe Geothermie	vorhanden	3.500 m, 130 °C	ganzjährig	hydrothermales System
industr. Abwärme	vorhanden	hoch	ganzjährig	
Thermische Abfallverwertung	vorhanden	hoch	ganzjährig	
Luft (Umgebung)	immer vorhanden	niedrig, im Sommer höher als im Winter	ganzjährig	

Aufgrund des hohen Fernwärmebedarfs in SLOTH und EFFORT werden fast alle Optionen für die Konzeption einer dekarbonisierten Fernwärmeerzeugung in den Fokus genommen. Nicht priorisiert wird die Solarthermie, zum einen, weil in der Grundlast (auch im Sommer) bereits Wärme aus der thermischen Abfallverwertung zur Verfügung steht, zum anderen wegen des hohen Flächenbedarfs. Ebenfalls nicht einbezogen werden Luft-Wärmepumpen, die aber in Hamburg – wie in allen Fallbeispielen – als Fall-Back-Lösung zur Verfügung stehen würden.

4.6.3 Szenario SLOTH

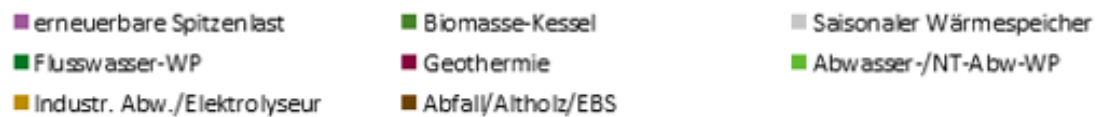
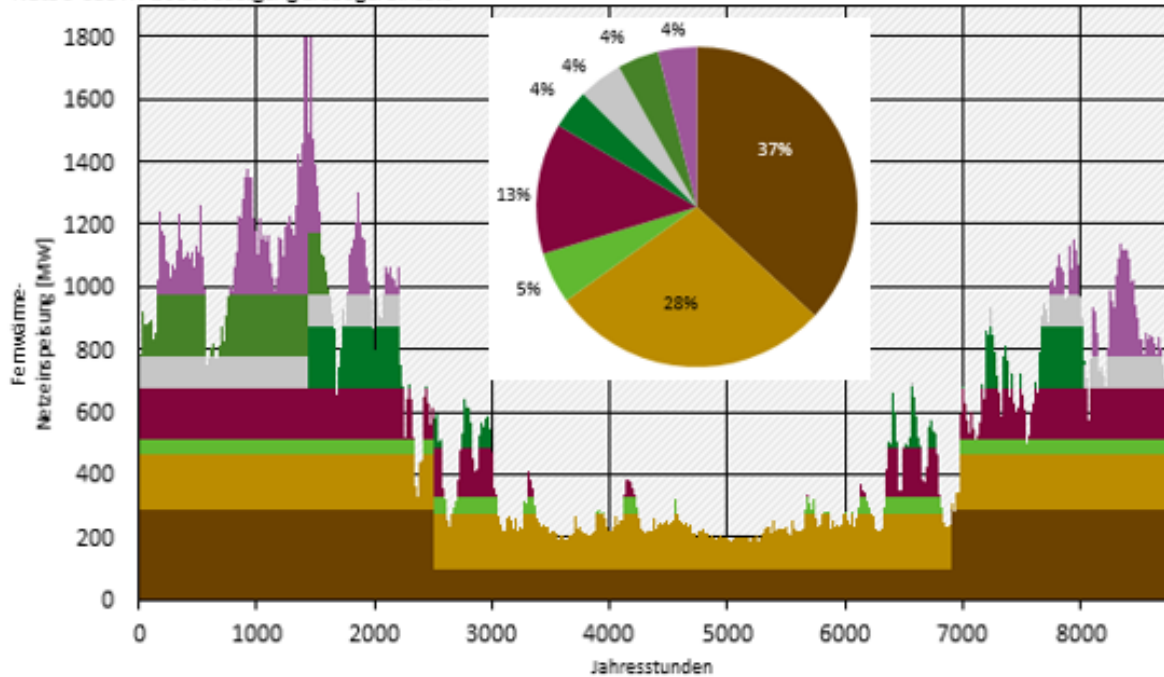
Zielsystem Erzeugung SLOTH: Die Konzeption des Ziel-Erzeugerparks im Jahr 2050 sieht in der Grundlast Abfall/EBS (190 MW_{th}) und industrielle Abwärme (inkl. Elektrolyseur⁷¹, 180 MW_{th}) vor. Für das Abfallaufkommen wird angenommen, dass die Leistung bis 2050 auf 75 % der Ist-Leistung zurückgeht. Ein Teil des Abfalls wird zu EBS verarbeitet und für bis zu sechs Monate gelagert, um Energie vom Sommer in den Winter umzuschichten. Der Anteil des verlagerten Mülls steigt im Laufe der Zeit bis auf 50 % an. An den Standorten Tiefstack, Energiepark (EP) Hafen und Wedel werden jeweils tiefe Geothermie-Bohrungen abgeteuft (insg. 160 MW_{th}) und Fluss-Wärmepumpen (insg. 200 MW_{th}) errichtet. Als Standorte für die Abwärme-Einspeisung wird der Energiepark Hafen, das Unternehmen Aurubis und Tiefstack angenommen. In Tiefstack und im EP werden saisonale Speicher errichtet, um ungenutzte Abwärme aus dem Sommer für den Winter zu speichern (100 MW_{th}). Ergänzt wird der Erzeugerpark durch eine Abwasser-Wärmepumpe (inkl. weiterer Niedertemperatur-(NT)-Abwärme, insg. 50 MW_{th}), einen Biomasse-Spitzenlastkessel in Tiefstack (200 MW_{th}), sowie weitere erneuerbare Spitzenlastanlagen an den Standorten der heutigen Heizwerke (insg. 825 MW_{th}). Die Option Biomasse wird hier gewählt um aufzuzeigen, dass es notwendig sein kann transportable Brennstoffe wie Biomasse zu gewissen Teilen zu nutzen, wenn das Fernwärmesystem wie in Hamburg sehr groß ist. Obwohl für große Wärmenetze wie in Hamburg ein Biomasse-Anteil von 15 % nach BEW noch zulässig ist, ist davon auszugehen, dass die Biomasse-Ressourcen voraussichtlich übernutzt würden, wenn alle Fernwärmenetze in Deutschland diesen Anteil tatsächlich ausschöpfen würden. Neben Biomasse könnten auch erneuerbare Gase wie z. B. grüner Wasserstoff die Rolle eines transportierbaren und disponierbaren Brennstoffs übernehmen. Auch Speicher können helfen, Last umzuverteilen und die Einsatzzeiten von Spitzenlastanlagen zu reduzieren.

Abbildung 88 zeigt den modellierten Erzeugereinsatz im Jahr 2050. Müll/EBS liefern etwa 37 % der Wärme, die industrielle Abwärme ca. 28 %, gefolgt von der Geothermie mit 13 %. Die restlichen Quellen stellen rund 4-5 % der Wärme bereit.

⁷¹ Es wird davon ausgegangen, dass Hamburg sich als Standort für Elektrolyseure etabliert, um künftig Windstrom in Wasserstoff oder andere synthetische Gase umwandeln. Bei diesen Prozessen fällt Abwärme an, die im Fernwärmenetz genutzt werden kann.

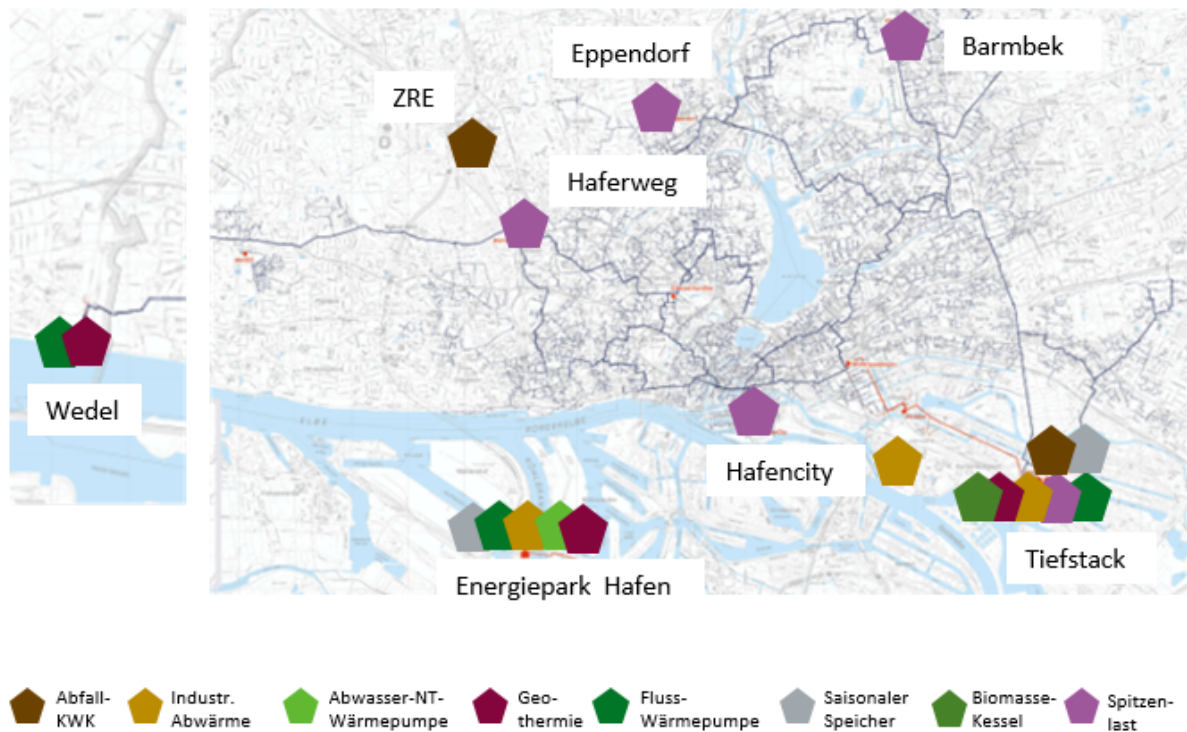
Abbildung 88: Netz 6: Erzeugereinsatz Zielsystem SLOTH 2050 für Hamburg**Abfall + Abwärme + Abwasser/Fluss-WP + Geothermie + Biomassekessel +
erneuerbare Spitzenlast**

Netz 6 SLOTH 2050: Lastgang Erzeugereinsatz



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Die Verteilung der Erzeugungsanlagen auf die Standorte ist in Abbildung 89 dargestellt.

Abbildung 89: Netz 6: Übersichtsplan Erzeugerstandorte SLOTH 2050 für Hamburg

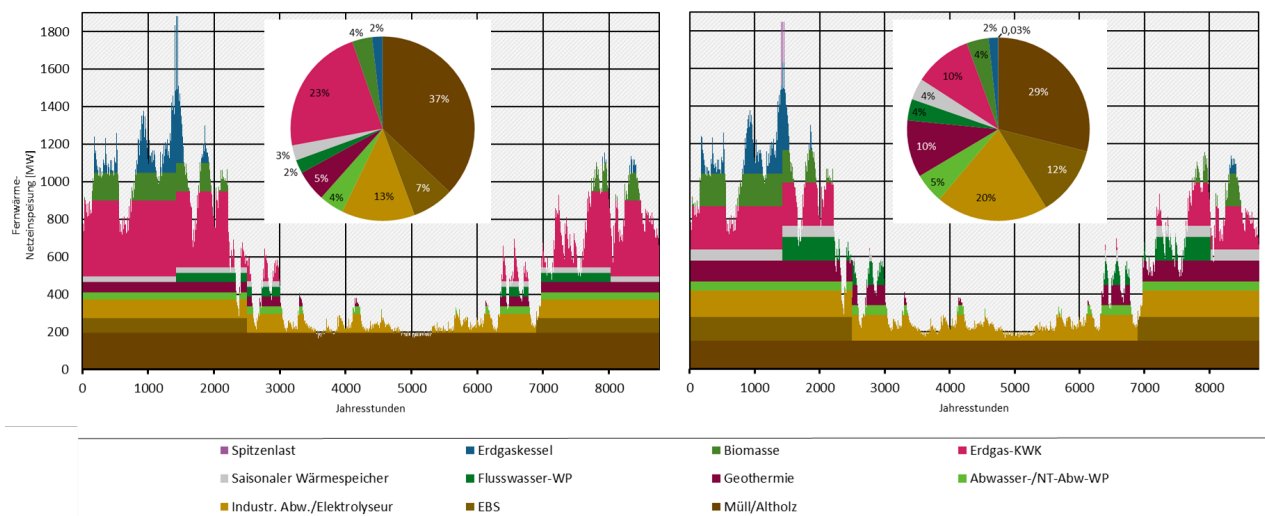
Quelle: Kartengrundlage mit Netz: Hamburger Energiewerke, Ergänzungen GEF

Die neuen Erzeugerstandorte werden plausibel an den heutigen Standorten angenommen. Aufgrund der komplexen Hydraulik in diesem sehr großen Netz verringert die Standortwahl das Risiko von Versorgungsproblemen.

Zwischenschritt Erzeugung SLOTH:

In Abbildung 90 sind Zwischenschritte für die Stichjahre 2030 und 2040 im SLOTH-Szenario abgebildet. Bis 2030 ist die Leistung, die aus der Verbrennung von Müll/EBS zur Verfügung steht, auf 92 % des Ausgangswertes gesunken ($234 \text{ MW}_{\text{th}}$). Die Leistung der Wärmepumpen, die Niedertemperatur-Wärme nutzen, steigt von 30 auf $40 \text{ MW}_{\text{th}}$, weil neben der Abwassernutzung weitere Niedertemperatur (NT)-Quellen eingebunden werden. Die Nutzung industrieller Abwärme kann von $57 \text{ MW}_{\text{th}}$ auf $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ gesteigert werden. Neu realisiert werden eine Fluss-Wärmepumpe mit $50 \text{ MW}_{\text{th}}$, tiefe Geothermie-Anlagen mit $54 \text{ MW}_{\text{th}}$ (drei Dubletten), saisonale Speicherkapazität von $30 \text{ MW}_{\text{th}}$, und für die Spitzenlast Biomassekessel⁷² mit $150 \text{ MW}_{\text{th}}$. Weiter in Betrieb sind Erdgas-KWK-Anlagen mit ca. $400 \text{ MW}_{\text{th}}$ und Erdgaskessel mit rund $780 \text{ MW}_{\text{th}}$. Die Anlagen kommen in der Mittel- und Spitzenlast zum Einsatz und stellen 25 % der Netzeinspeisung bereit. Der mögliche Erzeugereinsatz-Lastgang ist in Abbildung 90 links dargestellt.

⁷² Aufgrund der Größe des Fernwärmesystems wird hier exemplarisch angenommen, dass transportable Brennstoffe wie Biomasse zum Einsatz kommen können, weil sich nicht 100 % des Wärmebedarfs aus lokalen Quellen decken lassen.

Abbildung 90: Netz 6: Erzeugereinsatz Transformationsschritte SLOTH 2030 und 2040 für Hamburg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

Der Erzeugereinsatz im Stichjahr 2040 ist in der Abbildung rechts zu sehen. Hier ist die Erdgas-GuD-Anlage Tiefstack außer Betrieb genommen, die Müll-/EBS-Leistung auf 213 MW_{th} gesunken (84 % des Ausgangswertes), industrielle Abwärme speist mit 140 MW_{th} ein, NT-Wärmepumpen mit 50 MW_{th}, die Geothermie hat sich auf 110 MW_{th} verdoppelt, ebenso die saisonale Speicherung mit 30 MW_{th}. Die Leistung der Fluss-Wärmepumpen steigt auf 125 MW_{th}, die der Biomassekessel auf 175 MW_{th}, weil die fossile KWK außer Betrieb geht. Zudem werden zur Deckung der restlichen Spitzenlast 350 MW_{th} (z. B. E-Kessel) zugebaut. In 2040 tragen erdgas-basierte Anlagen nur noch rund 12 % zur Netzeinspeisung bei und speisen mit wenigen VBH in der Spitzenlast ein.

Entwicklung Netz SLOTH: Im Fallbeispiel Hamburg ist die Netzentwicklung aus zwei Gründen nicht direkt mit den Ergebnissen der anderen Fallbeispiele vergleichbar: Erstens wird in diesem Fallbeispiel in Absprache mit dem Praxispartner aufgrund der Zielsetzungen in Hamburg ein gegenüber der Ist-Situation erhöhter Fernwärmebedarf angesetzt, zweitens liegt kein Simulationsmodell für die Werkzeuge sisHYD oder STANET vor, so dass es im Rahmen der Untersuchungstiefe dieses Berichts nicht möglich ist, eine hydraulische Simulation des Zielnetzes für 2050 durchzuführen. Entsprechend kann eine graphische Darstellung der Nennweiten des idealisierten Zielnetzes nicht erfolgen.

Um zumindest eine Abschätzung der Investitionen im Bereich Netz vornehmen zu können, wird – abweichend von den anderen Fallbeispielen – die folgende Methodik gewählt:

Für das Netz Hamburg liegt ein Nennweitengerüst vor. Durch ein Rohr einer bestimmten Nennweite kann ein maximaler Massenstrom transportiert werden, der durch eine Obergrenze für die noch als akzeptable eingestuft Druckverluste beim Transport definiert wird. Je höher die Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf, desto größer ist die Wärmemenge, die für die gegebene Nennweite maximalen Massenstrom durch das Leitungssegment transportiert werden kann. Senkt man nun die Temperaturspreizung von 80 K im Ist-System auf 35 K in SLOTH und 25 K in EFFORT muss für den Transport der gleichen Wärmemenge der Massenstrom erhöht werden. Dabei kann es sein, dass der maximale Massenstrom der Nennweite überschritten wird und man das Leitungssegment durch ein Segment mit einer größeren Nennweite ersetzen müsste. Größere Nennweiten werden auch aus einem zweiten Grund notwendig: Das Hamburger Zielnetz soll nicht nur die aktuelle Leistung transportieren können, sondern eine deutlich höhere Leistung (siehe Tabelle 34).

Zur Abschätzung einer Netzinvestition wird für das Netz der Wärme Hamburg für die neue Höchstlast in SLOTH und EFFORT abgeschätzt, um welchen Faktor sich der Massenstrom erhöhen müsste, um bei der für die Szenarien vorgegebenen geringeren Temperaturspreizung die entsprechende Leistung zu transportieren. Für SLOTH wäre ein Faktor 2,57 notwendig, für EFFORT ein Faktor 3.

Tabelle 34: Netz 6: Ermittlung Massenstrom-Erhöhung für Hamburg

	Höchstlast 2050 [MW]	Temperatur-Spreizung [K]	Massenstrom [t/h]	Faktor Erhöhung Massenstrom
Ist	1.600	80	17.200	1
SLOTH	1.800	35	44.225	2,57
EFFORT	1.500	25	51.600	3

Mit Hilfe dieser Faktoren wird abgeschätzt, ob die gegebenen Nennweiten ausreichen, um die höheren Massenströme in SLOTH und EFFORT zu transportieren und wenn nicht, wie groß die Nennweite gewählt werden müsste. Diese Grobdimensionierung des Zielnetzes erfolgt ohne hydraulische Berechnung für das ganze Nennweitengerüst.

Das derzeitige Netz hat DN 145 als gerundete mittlere Nennweite. Für das Zielnetz SLOTH 2050 wird eine deutlich höhere Nennweite von DN 205 berechnet⁷³. Die Netzinvestitionen werden anhand der Neubeschaffungskosten sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz 2050 bestimmt. Das Zielnetz ist rund 26 % teurer: Die Neubeschaffungskosten für das Netz im Ist-Zustand würden ca. 1,03 Milliarden Euro betragen, die Neubeschaffung eines Netzes mit Auslegung auf den Zielzustand SLOTH 2050 1,29 Mrd. Euro. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren müsste bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern ein Anteil von 92 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.6 (separates Dokument)). Dieser Anteil wird für eine grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung eines Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf ergibt sich entsprechend $92 \% \times 1,29 \text{ Mrd. Euro} = 1,19 \text{ Mrd. Euro}$. Kosten für den angenommenen Netzausbau sind hier – wie in den anderen Fallbeispielen – nicht enthalten, abgeschätzt wird allein, welche Kosten die Änderungen im Bestandsnetz zur Folge haben, die notwendig sind, um die geänderten Wärmemengen zu transportieren.

Austausch HAST SLOTH: Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand wird entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im SLOTH-Standard (zentrale HAST mit zweistufiger Trinkwassererwärmung, siehe Abschnitt 3.1.3.1) unterstellt. In Hamburg sind im Regelfall direkte Stationen im Einsatz.

Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 308 kW, das ist der höchste Wert aller Fallbeispiele und lässt darauf schließen, dass im Mittel sehr große Objekte an die Fernwärme angeschlossen sind. Für den Zielzustand SLOTH wird der mittlere Anschlusswert der Kunden*Kundinnen mit 191 kW angenommen (Ist $\times 0,62$, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen).

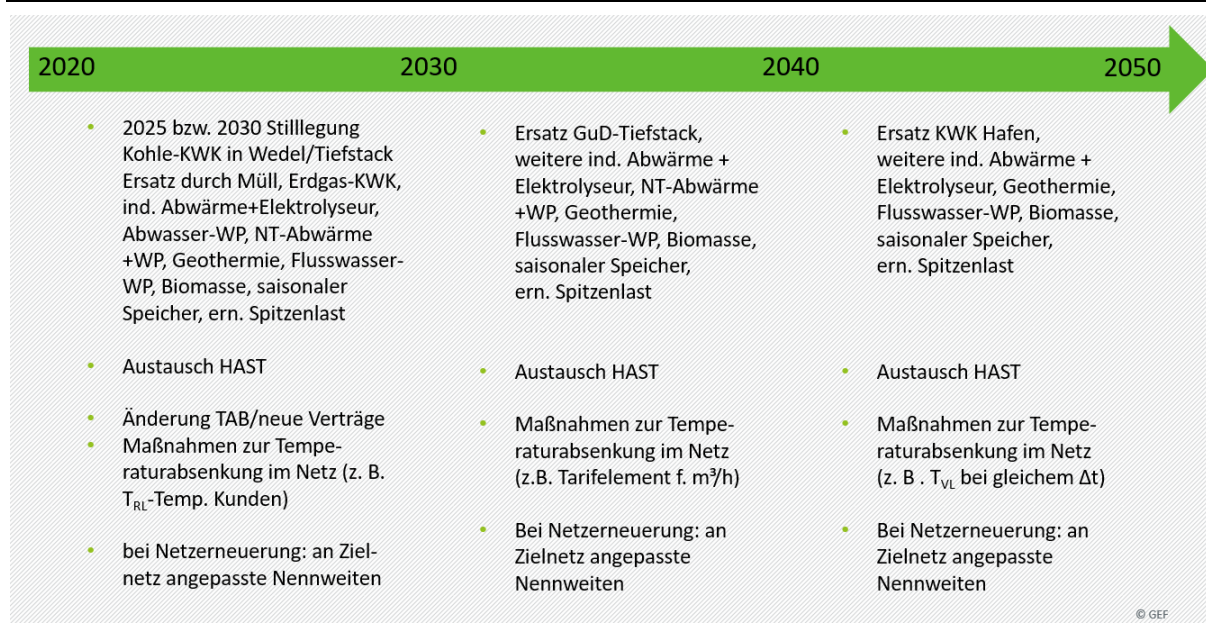
⁷³ Die Nennweite DN 205 wird nicht produziert (produziert wird z. B. DN 200). Um die Unterschiede zwischen SLOTH und EFFORT deutlich zu machen, werden hier die theoretischen (berechneten) Nennweiten angegeben.

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 308 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen um den Faktor 1,9 (Ist: 11.450 Kunden*Kundinnen, SLOTH 21.350 Kunden*Kundinnen)⁷⁴. Im SLOTH-Szenario ergeben sich für den Zeitraum 2020 bis 2050 Investitionen im Bereich der HAST von rund 550 Mio. Euro. Bei einem BAU-Szenario im Bereich HAST, bei der bei einem altersbedingten Austausch Standard-HAST-Technik installiert wird, lägen die Kosten bei 470 Mio. Euro.

Im Netz der Wärme Hamburg sind 100 % der HAST im Eigentum des Versorgers, deshalb wird für die Abschätzung der Kosten unterstellt, dass dieser die Investition für einen Austausch zu 100 % zu tragen hat.

Transformationspfad SLOTH: In Abbildung 91 ist der Transformationspfad im SLOTH-Szenario für das Fallbeispiel Hamburg dargestellt.

Abbildung 91: Netz 6: Transformationspfad SLOTH für Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Bis 2030 werden die beiden Kohle-KWK-Anlagen durch eine Vielzahl erneuerbarer Anlagen, Abwärme und saisonale Speicher, aber auch Erdgas-KWK im Energiepark Hafen ersetzt. Zwischen 2030 und 2040 geht die Erdgas-GuD in Tiefstack außer Betrieb, bis 2050 auch die neuen KWK-Anlagen im Hafen. Als Ersatz werden alle treibhausgas-neutralen Wärmequellen weiter ausgebaut. Die aus Müll/EBS zur Verfügung stehende Wärmeleistung reduziert sich im Zeitraum 2020 bis 2050 um 25 %.

Die Erneuerung des Netzes und der Austausch der HAST erfolgen kontinuierlich. Ebenso soll so früh wie möglich mit den Maßnahmen zur Temperaturabsenkung begonnen werden. Über den gesamten Zeitraum bis 2050 gilt es intensiv gemeinsam mit den Kunden*Kundinnen an der Optimierung der Kundenanlagen zu arbeiten, um zunächst die Rücklauftemperaturen zu reduzieren und anschließend – ggf. schrittweise – auch die Vorlauftemperaturen abzusenken (siehe auch Abschnitt 2.2.1, 3.1.3.1 und 5.1.2). Es wird vorgeschlagen, dass überall dort

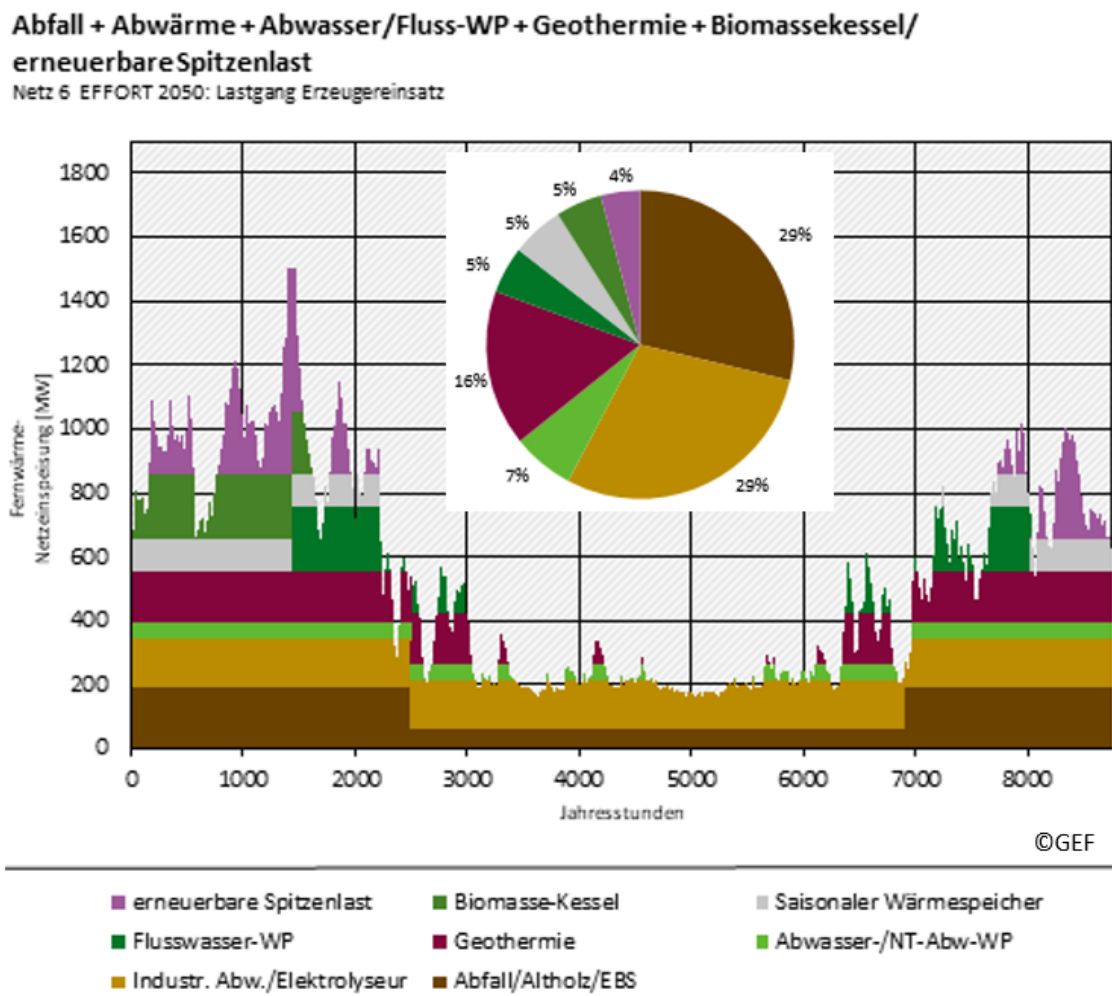
⁷⁴ Bei der Ermittlung der Investitionskosten für das Netz wird zur Vereinfachung kein räumlicher Ansatz für Netzausbau zum Anschluss der Neukunden modelliert. Beim Absatz (Auslegung Erzeugerpark) und bei der Investition in HAST werden Neukunden jedoch berücksichtigt.

Kundenübergabestationen im EFFORT-Standard eingesetzt werden, wo dies von den Gebäudevoraussetzungen her möglich ist, um Zirkulationsverluste zu reduzieren und die Rücklauftemperaturen zu verringern.

4.6.4 Szenario EFFORT

Zielsystem Erzeugung EFFORT: Für das EFFORT-Szenario wird für das Fallbeispiel Hamburg eine Reduktion der Potenziale an Müll/EBS und industrieller Abwärme gegenüber dem SLOTH-Szenario im Zeitraum bis 2050 angenommen. Gegenüber der Ist-Leistung sinkt die Leistung der Müll/EBS-Anlagen von heute 254 MW_{th} um die Hälfte auf ca. 130 MW_{th}, bei der Abwärme stehen statt 180 MW_{th} (SLOTH 2050) zum gleichen Zeitpunkt im EFFORT-Pfad nur 150 MW_{th} zur Verfügung. Dass die Annahmen zum Rückgang für Hamburg nicht so deutlich ausfallen wie in anderen Fallbeispiele (EFFORT Aachen 2050: kein Müll/EBS, EFFORT Karlsruhe 2050: keine industrielle Abwärme), ist auch darin begründet, dass unterstellt wird, dass z. B. Abfall zukünftig an den Standorten verbrannt wird, wo alternative THG-neutrale Quellen knapp sind⁷⁵. Abbildung 92 zeigt den Erzeugereinsatz im Zielsystem (2050).

Abbildung 92: Netz 6: Erzeugereinsatz Zielsystem EFFORT 2050 für Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

⁷⁵ Außer Hamburg betrifft dies auch das Fallbeispiel Chemnitz

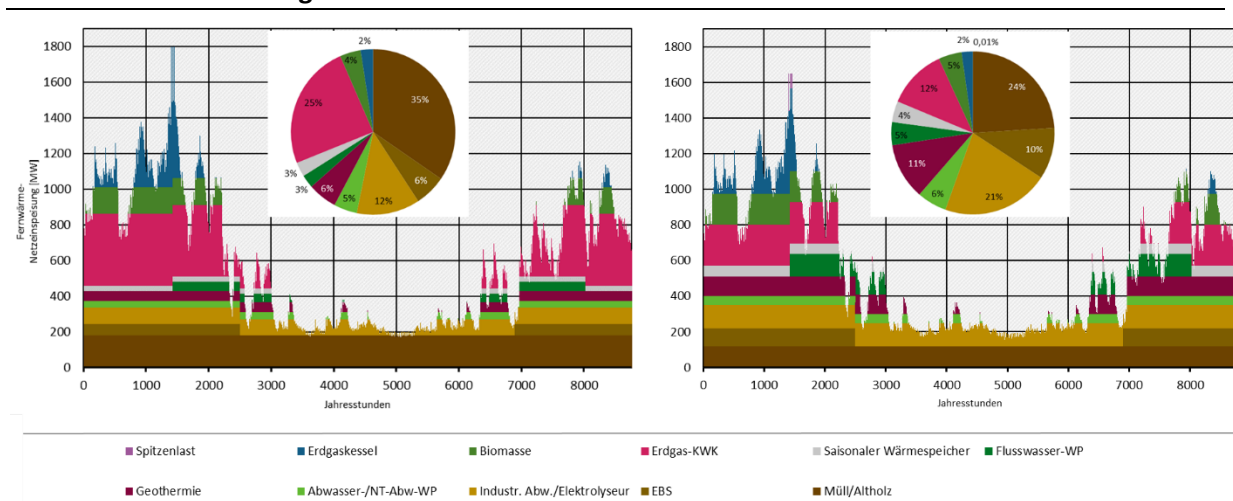
Abfall/Altholz/EBS (130 MW_{th}) bildet wie in SLOTH die Grundlast und wird z. T. vom Sommer in den Winter umgeschichtet. Auch unvermeidbare industrielle Abwärme kommt in der Grundlast zum Einsatz (150 MW_{th}), Überschüsse im Sommer werden über saisonale Speicherung in den Winter verlagert. In der Erzeuger-Einsatzreihenfolge folgen die Abwasser-Wärmepumpe (inkl. weiterer Niedertemperatur-(NT)-Abwärme, insg. 50 MW_{th}), die tiefe Geothermie (160 MW_{th}), die saisonalen Speicher (100 MW_{th}), die Fluss-Wärmepumpe (200 MW_{th}), die Spitzenlast-Biomassekessel (200 MW_{th}) und die weitere erneuerbare Spitzenlast (645 MW_{th}). Wie im SLOTH-Szenario gilt auch hier, dass ein Einsatz von Biomasse für das Fallbeispiel exemplarisch angenommen wurde, um aufzuzeigen, dass in sehr großen Systemen möglicherweise nicht 100 % der Netzeinspeisung aus lokalen EE-Quellen gedeckt werden kann. Auch hier gilt: Die Biomasse-Ressourcen würden voraussichtlich übernutzt, wenn alle Fernwärmenetze in Deutschland relevante Anteile Biomasse nutzen würden. Neben Biomasse könnten auch erneuerbare Gase die Rolle eines transportierbaren und disponierbaren Brennstoffs übernehmen. Auch Speicher können helfen, Last umzuverteilen und die Einsatzzeiten von Spitzenlastanlagen zu reduzieren.

Da der Wärmebedarf im EFFORT-Szenario 2050 niedriger liegt als in SLOTH, muss keine der anderen Erzeugertechniken den Rückgang an Leistung aus Abfall und industrieller Abwärme kompensieren – dieser wird durch den Bedarfsrückgang aufgrund energetischer Sanierung aufgefangen. Entsprechend bleiben auch die Annahmen zu den Erzeugungsstandorten in EFFORT unverändert gegenüber SLOTH (siehe dazu Abbildung 89).

Im Zielsystem EFFORT wird knapp 60 % der Netzeinspeisung aus Abfall und industrieller Abwärme gedeckt, die Geothermie ist mit rund 13 % der nächstgrößte Energieträger.

Zwischenschritte Erzeugung EFFORT: Die Zwischenschritte des EFFORT-Szenarios für 2030 und 2040 sind in Abbildung 93 dargestellt. Der Wärmebedarf nimmt ab 2030 langsam ab, der Einsatz der Erdgas-KWK und die Erdgaskessel nehmen ebenfalls ab. Parallel wird erneuerbare Erzeugerleistung zugebaut. Der Anteil der Erdgas-Anlagen liegt 2030 noch bei 27 %, bis 2040 sinkt er auf 14 %. Der Anteil der Biomasse ändert sich kaum und liegt bei rund 5 %.

Abbildung 93: Netz 6: Erzeugereinsatz Transformationsschritte EFFORT 2030 und 2040 für Hamburg



Quelle: Eigene Darstellung GEF

In Tabelle 35 ist für die einzelnen Erzeugerarten die schrittweise Entwicklung innerhalb des Erzeugerparks aufgeführt.

Tabelle 35: Netz 6: Transformation Erzeugerpark Hamburg

	IST (inkl. Bau und Planung) [MW _{th}]	2030 [MW _{th}]	2040 [MW _{th}]	2050 [MW _{th}]
Müll/EBS	254	210	170	130
Industrielle Abwärme	57	90	130	150
Abwasser-Wärmepumpe (+ NT-Abwärme)	30	40	50	50
Tiefe Geothermie	0	54	110	160
Flusswasser-Wärmepumpe	0	50	125	200
Saisonaler Wärmespeicher	0	30	60	100
Biomasse	0	150	175	200
Erneuerbare Spitzenlast	20	20	210	645
Erdgas-KWK	492	400	230	0
Erdgaskessel	855	785	465	0
Kohle-KWK	675	0	0	0

Zielnetz EFFORT: Die im Fallbeispiel Hamburg angewandte Methodik zur Abschätzung einer Investition im Bereich Netze ist im entsprechenden Abschnitt des Kapitels SLOTH beschrieben.

Das derzeitige Netz hat DN 145 als gerundete mittlere Nennweite. Für das Zielnetz EFFORT 2050 wird eine deutlich höhere Nennweite von DN 218 berechnet⁷⁶. Die Netzinvestitionen werden anhand der Neubeschaffungskosten sowohl für den Ist-Zustand als auch für das Zielnetz 2050 bestimmt. Das Zielnetz ist rund ein Drittel teurer: Die Neubeschaffungskosten für das Netz im Ist-Zustand würden ca. 1,03 Milliarden Euro betragen, die Neubeschaffung eines Netzes mit Auslegung auf den Zielzustand SLOTH 2050 1,37 Mrd. Euro. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer des Netzes von 40 Jahren muss bis 2050 nicht das gesamte Netz, sondern ein Anteil von 92 % erneuert werden (Abschätzung auf Basis der Angaben zum Netzalter im Wärmenetzsteckbrief in Anhang B.6 (separates Dokument)). Dieser Anteil wird für eine grobe Abschätzung einer Investitionshöhe zur Realisierung eines Zielnetzes zugrunde gelegt. Als Investitionsbedarf ergibt sich entsprechend $92 \% \times 1,37 \text{ Mrd. Euro} = 1,26 \text{ Mrd. Euro}$. Kosten für den angenommenen Netzausbau sind hier – wie in den anderen Fallbeispielen – nicht enthalten. Abgeschätzt wird allein, welche Kosten die Änderungen im Bestandsnetz zur Folge haben, die notwendig sind, um die geänderten Wärmemengen zu transportieren.

Da keine hydraulische Simulation durchgeführt werden konnte, lässt sich nicht darstellen, welche Auswirkungen die angenommene Absenkung der Netztemperaturen auf $T_{VL} 55^\circ\text{C}$ und $T_{RL} 30^\circ\text{C}$ auf die Versorgungssituation des Wärmenetzes hätte. Da bereits heute hydraulische Engpässe im Netz bestehen, erscheint die Realisierbarkeit einer solch starken Absenkung in einem so großen Netz fraglich.

⁷⁶ Die Nennweite DN 218 wird nicht produziert (produziert wird z. B. DN 200). Um die Unterschiede zwischen SLOTH und EFFORT deutlich zu machen, werden hier die theoretischen (berechneten) notwendigen Nennweiten angegeben.

Austausch HAST EFFORT: Um die Investition für die Transformation der HAST abzuschätzen sind Typ, Größe und Anzahl der HAST relevant. Bei einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren werden in den 30 Jahren bis 2050 alle HAST turnusmäßig mindestens einmal ausgetauscht. Für den Zielzustand wird entsprechend für alle Kunden*Kundinnen eine HAST im EFFORT-Standard (Umstellung auf Wohnungsstationen siehe Abschnitt 3.1.3.1) unterstellt. In Hamburg sind im Regelfall direkte Stationen im Einsatz.

Die Größe der Hausstationen wird über den mittleren Anschlusswert pro HAST abgeschätzt. Im Ist-Netz liegt der mittlere Anschlusswert der HAST bei 308 kW. Für den Zielzustand EFFORT wird der mittlere Anschlusswert der Kunden*Kundinnen mit 136 kW angenommen (Ist x 0,44, die Reduktion wird als proportional zum Wärmeverbrauchsrückgang angenommen).

Die Anzahl der HAST ergibt sich aus der Anzahl der Bestandskunden*Bestandskundinnen plus der Anzahl der Neukunden*Neukundinnen. Die Anzahl der Neukunden*Neukundinnen wird ebenfalls unter Verwendung des mittleren Anschlusswertes von 136 kW abgeschätzt. Bis 2050 steigt die Anzahl der Kunden*Kundinnen um den Faktor 2,3 (Ist: 11.450 Kunden*Kundinnen, EFFORT 26.730 Kunden*Kundinnen ⁷⁷).

Der Transformationspfad im Bereich der Kundenübergabe ist im EFFORT-Szenario aufgrund der Umstellung auf WST deutlich komplexer und kostenintensiver als im Szenario SLOTH. Die Anzahl der WST pro Hausanschluss wird in Abstimmung mit dem Praxispartner auf im Mittel 20 Stück abgeschätzt (hohe Anzahl an großen Mehrfamilienhäusern). Für die Kostenschätzung wird angenommen, dass ab dem Jahr 2025 HAST im EFFORT-Standard verwendet werden, bis 2025 erfolgt der Austausch im Ist-Standard. Der Kostenansatz umfasst auch die Montage der HAST bzw. WST. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich im EFFORT-Szenario eine erhebliche Investition von rund 2,85 Milliarden Euro für den Tausch der HAST (zum Vergleich: 540 Mio. Euro für eine BAU)⁷⁸.

Im Netz der Wärme Hamburg sind 100 % der HAST im Eigentum des Versorgers, deshalb wird für die Abschätzung der Kosten unterstellt, dass dieser die Investition für einen Austausch zu 100 % zu tragen hat.

Transformationspfad EFFORT: Der Transformationspfad im EFFORT-Szenario ist identisch mit den SLOTH. Allein die Anlagenleistungen, die zugebaut werden müssen, sind in den beiden Szenarien unterschiedlich. Abbildung 94 stellt den Transformationspfad für EFFORT dar.

⁷⁷ Bei der Ermittlung der Investitionskosten für das Netz wird zur Vereinfachung kein räumlicher Ansatz für Netzausbau zum Anschluss der Neukunden modelliert. Beim Absatz (Auslegung Erzeugerpark) und bei der Investition in HAST werden Neukunden jedoch berücksichtigt.

⁷⁸ Diese extrem hohe Investition ist auf die in diesem Bericht im EFFORT-Pfad getroffene Annahme zurückzuführen, dass in allen fernwärmeversorgten Gebäuden (auch Bestand) eine Umstellung von zentraler HAST auf Wohnungsstationen erfolgt, um die Netztemperaturen stark abzusenken (T_{VL} 55 °C, T_{RL} 30 °C).

Abbildung 94: Netz 6: Transformationspfad EFFORT für Hamburg

Quelle: Eigene Darstellung GEF

4.6.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der technischen Analyse

Das Fallbeispiel 6 – Hamburg – unterscheidet sich in mehreren Punkten von den anderen Falleispielen: einmal durch die schiere Größe des Netzes (850 km Trasse, 3.500 MW Anschlusswert), aber auch durch die kommunale Strategie, in Hamburg auf einen starken Fernwärmeausbau zur Erreichung der Klimaziele zu setzen. Dadurch müssen im Fallbeispiel Hamburg auch im Stichjahr 2050 – und trotz angenommener energetischer Sanierung – hohe Wärmeleistungen bereitgestellt werden. Um diese Leistungen zu realisieren müssen alle verfügbaren erneuerbaren Quellen sowie Abfall/EBS und industrielle Abwärme genutzt werden. Als Ersatz für das Steinkohle-HKW Wedel (Stilllegung 2025) wird die erste Großwärmepumpe realisiert und industrielle Abwärme ins Netz eingekoppelt. Ergänzend sind Erdgas-KWK-Anlagen vorgesehen⁷⁹. Als Ersatz für das HKW Tiefstack, das bis 2030 ersetzt werden soll, wird der Bau von weiteren Wärmepumpen, von Geothermie, saisonalen Speichern und Biomassekesseln⁸⁰ angenommen, eine zusätzliche Abfallverwertungsanlage (das ZRE) wird eingebunden sowie weitere Potenziale an industrieller Abwärme.

In Tabelle 36 sind die Investitionsschätzungen zusammengefasst.

Tabelle 36: Netz 6: Übersicht Investitionen Hamburg

	SLOTH	EFFORT
Kenndaten Zwischenschritt	213 MW _{th} Abfall/EBS (kein Invest, Wärmebezug) 140 MW _{th} Industrielle Abwärme (kein Invest, Wärmebezug) 50 MW _{th} Abwasser-WP (inkl. NT-Abwärme) 110 MW _{th} Geothermie 125 MW _{th} Flusswasser-Wärmepumpe	170 MW _{th} IAbfall/EBS (kein Invest, Wärmebezug) 130 MW _{th} Industrielle Abwärme (kein Invest, Wärmebezug) 50 MW _{th} Abwasser-WP (inkl. NT-Abwärme) 110 MW _{th} Geothermie 125 MW _{th} Flusswasser-Wärmepumpe

⁷⁹ All diese Anlagen sind in der angeführten Tabelle nicht enthalten, weil sie bereits in Bau bzw. in Planung sind.

⁸⁰ Ein Einsatz von Biomasse wird für das Fallbeispiel exemplarisch angenommen, um aufzuzeigen, dass in sehr großen Systemen möglicherweise nicht 100 % der Netzeinspeisung aus lokalen EE-Quellen gedeckt werden kann. Generell gilt: die Biomasse-Ressourcen würden voraussichtlich übernutzt, wenn alle Fernwärmenetze in Deutschland relevante Anteile Biomasse einsetzen.

	SLOTH	EFFORT
	60 MW _{th} saisonaler Wärmespeicher 175 MW _{th} Biomasse-Kessel 350 MW _{th} Erneuerbare Spitzenlast	60 MW _{th} saisonaler Wärmespeicher 175 MW _{th} Biomasse-Kessel 210 MW _{th} Erneuerbare Spitzenlast
Invest Erzeugung	350. Mio. €	337 Mio. €
Kenndaten Zielsystem	190 MW _{th} Abfall/EBS (kein Invest, Wärmebezug) 180 MW _{th} Industrielle Abwärme (kein Invest, Wärmebezug) 50 MW _{th} Abwasser-WP (inkl. NT-Abwärme) 160 MW _{th} Geothermie 200 MW _{th} Flusswasser-Wärmepumpe 100 MW _{th} saisonaler Wärmespeicher 200 MW _{th} Biomasse-Kessel 825 MW _{th} Erneuerbare Spitzenlast	130 MW _{th} Abfall/EBS (kein Invest, Wärmebezug) 150 MW _{th} Industrielle Abwärme (kein Invest, Wärmebezug) 50 MW _{th} Abwasser-WP (inkl. NT-Abwärme) 160 MW _{th} Geothermie 200 MW _{th} Flusswasser-Wärmepumpe 100 MW _{th} saisonaler Wärmespeicher 200 MW _{th} Biomasse-Kessel 645 MW _{th} Erneuerbare Spitzenlast
Invest Erzeugung	540 Mio. € (190 Mio. in 2050)	522 Mio. € (185 Mio. € in 2050)
Invest Netz	1.191 Mio. €	1.252 Mio. €
Invest HAST	550 Mio. €	2.850 Mio. € ⁸¹
Summe	2.281 Mio. €	4.624 Mio. €

Eine Besicherung der Erzeugung ist nicht berücksichtigt

Die Investition für das ZRE sowie mögliche Reinvestitionen in bestehende MVAs sind in der Tabelle nicht enthalten, weil die Anlagen nicht im Eigentum des Fernwärmerversorgers sind. Ein Wärmebezug erfolgt zu vertraglich vereinbarten Preisen, über die der MVA-Betreiber die Investition refinanziert.

Ob die Abfall- und Abwärmemengen langfristig in dieser Größenordnung verfügbar sind, ist mit Unsicherheiten behaftet. Ggf. müssen andere Quellen wie z. B. Geothermie stärker genutzt werden.

Für den SLOTH- und besonders EFFORT-Pfad sind sehr große Temperaturabsenkungen bei gleichzeitiger Verringerung der Temperaturspreizungen im Netz angenommen worden, weil dies vorteilhaft für die Nutzung von Großwärmepumpen, Geothermie etc. ist. Eine Halbierung der Temperaturspreizung kann in einem hydraulisch komplexen Netz zu erheblichen Problemen führen, weil sich die Transportkapazitäten verringern. Verschärft wird dies im Fallbeispiel Hamburg durch die zusätzliche Annahme eines deutlichen Ausbaus der Fernwärme, der höhere Transportkapazitäten benötigt. Die im Fallbeispiel angenommene Verteilung der Erzeugungsanlagen auf Standorte kombiniert jeden „Niedertemperatur“-Erzeuger (wie z. B. Wärmepumpen) mit einer Erzeugungsanlage, die Temperaturen von 130 °C oder höher erzeugen kann (z. B. Geothermie, industrielle Abwärme, Abfall, Biomasse.) Eine solche Erzeuger-Kombination würde es ermöglichen, das Netz auch mit THG-neutraler Energiequellen mit Vorlauftemperaturen deutlich über 100 °C zu betreiben⁸². Der Umbaubedarf im Netz würde sich dadurch deutlich reduzieren.

Ein Umbau des Netzes mit höheren Nennweiten zur Erhöhung der Transportkapazität kann besonders in Hamburg – bei der ohnehin hohen mittleren Nennweite – zu Platzproblemen in den Straßen führen. Eine Alternative könnte der Bau von Verstärkungsleitungen mit anderer

⁸¹ Diese extrem hohe Investition ist auf die in diesem Bericht im EFFORT-Pfad getroffene Annahme zurückzuführen, dass in allen fernwärmerversorgten Gebäuden (auch Bestand) eine Umstellung von zentraler HAST auf Wohnungsstationen erfolgt, um die Netztemperaturen stark abzusenken (auf T_{VL} 55 °C, T_{RL} 30 °C).

⁸² Das Wärmenetz wird nur an den kältesten Tagen mit mehr als 100 °C Vorlauftemperatur betrieben. Im Mittel über das Jahr liegt die Vorlauftemperatur unter 95 °C.

(paralleler) Trassenführung sein. Aufgrund der höheren zu transportierenden Massenströme könnten im Netz weitere Pumpstationen/Druckerhöhungsstationen erforderlich werden.

Bezüglich des kurzen Dampfnetzes sollte geprüft werden, ob es im Zeitraum bis 2050 abgelöst werden kann.

In diesem Bericht wird – aufbauend auf der Annahme einer technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren – für das Wärmenetz ein Anteil von 92 % abgeschätzt, der aus Alterungsgründen bis 2050 erneuert werden müsste. Die Wärme Hamburg schätzt den Anteil mit 20 % Erneuerungsbedarf deutlich niedriger ein. Dies deckt sich grundsätzlich mit der Erfahrung, dass Wärmeleitungen länger als 40 Jahre genutzt werden können (wird aber in diesem Bericht anders angenommen, um einen einheitlichen systematischen Ansatz sowohl für die unterschiedlichen Fallbeispiele als auch den Vergleich der Bereiche Erzeugung, Netz und HAST zu ermöglichen). Die Einschätzung von Wärme Hamburg zeigt aber auch, dass die hier unterstellten große Netzbauten zur Temperaturabsenkung sich nicht im Rahmen von ohnehin geplanten Erneuerungsmaßnahmen realisieren lassen würden.

4.6.6 Akteursspezifische Analyse

Die Freie und Hansestadt Hamburg unterscheidet sich von den anderen untersuchten Fallbeispielen, in dem es sich als Stadtstaat um ein Bundesland handelt. Damit einhergehen weitreichendere Kompetenzen als in den anderen Fallbeispielen, insbesondere die Gesetzgebungskompetenz (z. B. Klimaschutzgesetz). Die kommunale Ebene bezieht sich in Hamburg auf die einzelnen Bezirke. In Hamburg standen zwei Vertreter der Wärme Hamburg sowie ein Vertreter der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA; Landesebene) für ein Interview zur Verfügung.

Transformationspfad

Den aktuellen Planungen zum Transformationspfad geht ein langjähriger Entwicklungs- und Entscheidungsprozess voraus. Im Folgenden werden kurz die zentralen Meilensteine dargestellt (siehe Abbildung 95). Eine ausführliche Darstellung des Prozesses und der verschiedenen auf diesem Weg diskutierten Varianten für den Ersatz des Heizkraftwerks Wedel findet sich in einem Hintergrundpapier der Wärme Hamburg (2021).

2011 hat die Freie und Hansestadt Hamburg (FHH) eine Minderheitsbeteiligung von 25,1 % an den Energienetzen (Strom, Gas, Fernwärme) erworben. Mit einem Volksentscheid wurde 2013 die vollständige Rekommunalisierung der Hamburger Energienetze in Gang gesetzt mit dem „verbindlichen Ziel einer sozial gerechten, klimaverträglichen und demokratisch kontrollierten Energieversorgung aus erneuerbaren Energien“ (Volksinitiative „Unser Hamburg – Unser Netz“, 2012). In Folge des Volksentscheids hat die FHH die Energienetze von Vattenfall 2019 vollständig rückerworben. Zwischen 2013 und 2019 wurden verschiedene Varianten des Ersatzes des HKW Wedel entwickelt und diskutiert. Ab 2016 erfolgte dabei mit dem Energienetzbeirat eine institutionalisierte Einbindung verschiedener Interessensgruppen, darunter Umweltverbände, Wissenschaft, Verbraucherzentrale, Handelskammer, Bürgerinitiativen, Wohnungswirtschaft und Gewerkschaften, und politischer Fraktionen der Bürgerschaft. Der aktuelle Transformationspfad sieht im ersten Schritt 2025 die Ablösung des Heizkraftwerks Wedel durch den Energiepark Hafen vor. Der Energiepark Hafen befindet sich aktuell in der Planung. Vorgesehen ist ein Schwerpunkt auf industrieller Abwärme, MVA und einer Abwasserwärmepumpe.

Die Abschaltung des Heizkraftwerks Wedel sollte ursprünglich bereits 2013 stattfinden, wurde jedoch aufgrund des langen Entwicklungsprozesses mehrfach verschoben. Vattenfall plante den Ersatz der Strom- und Wärmeerzeugung des Heizkraftwerks Wedel durch das Heizkraftwerk

Moorburg. Das Heizkraftwerk Moorburg wurde 2015 in Betrieb genommen. Aufgrund anhaltender Proteste aus der Öffentlichkeit und Uneinigkeiten zwischen der FHH und Vattenfall als gemeinsame Gesellschafter ist die Anbindung an das Fernwärmenetz jedoch nie erfolgt. Im Juli 2021 wurde das Heizkraftwerk Moorburg wieder stillgelegt.

Für 2030 ist der Ersatz des Steinkohlekraftwerks Tiefstack vorgesehen. Derzeit laufen die vorbereitenden Planungen mit einem Beteiligungsgrremium, in dem verschiedene Varianten diskutiert werden sollen, um einen hohen Anteil THG-neutraler Wärme zu integrieren.

Im Rahmen eines F+E-Projekts im Kontext des Norddeutschen Reallabors errichtet die Wärme Hamburg einen Aquiferspeicher zur Erprobung saisonaler Speicher. Im Reallabor *Integrierte Wärmewende Wilhelmsburg* soll eine Tiefengeothermieanlage realisiert werden.

Laut Aussage der Wärme Hamburg orientieren sich die Transformationsplanungen von der Grundlast zur Spitzenlast, um möglichst zeitnah viel Effekt zu erzielen. Die Umsetzung der Maßnahmen zur Transformation der Spitzenlast ist ab 2030 avisiert. Bis dahin werden diese Elemente gasbasiert erfolgen. Um hohe Investitionen in den Netzaustausch zur Temperaturabsenkung und Anpassung der Nennweiten zu vermeiden und angesichts des geplanten Netzausbaus soll geprüft werden, inwieweit temperaturabhängige erneuerbare Energien zu den Höchstlastzeiten zur Verfügung stehen und trotz des höheren Temperaturniveaus im Vergleich zum Neubaunetz integriert werden können. Laut Aussage der Wärme Hamburg können zukünftig synthetische Gase einen Puffer bilden und den Strommarkt entlasten.

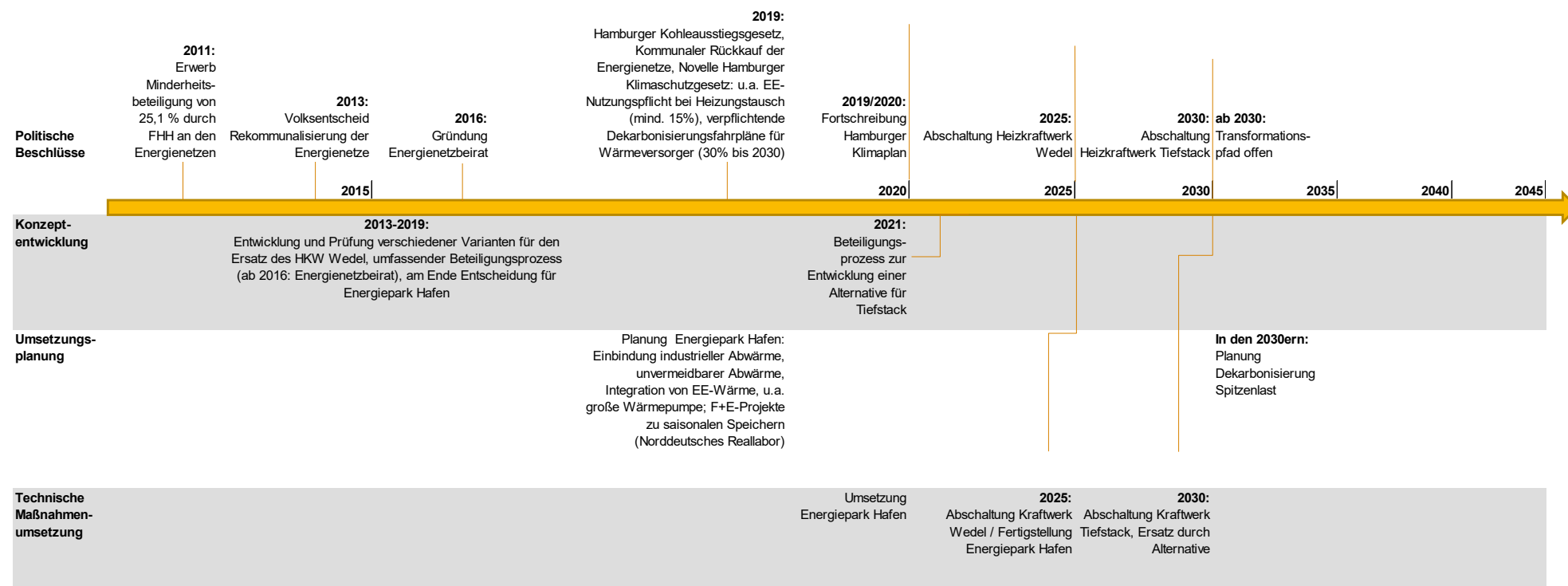
Ziele und Instrumente auf Landesebene

Die FHH hat mit dem Hamburger Klimaplan eine umfassende Klimaschutzstrategie mit sektorenspezifischen Zielen und Maßnahmen für den gesamten Wärmemarkt vorgelegt. Das Hamburger Klimaschutzgesetz gibt darauf aufbauend den Transformationspfad vor und definiert die zu erreichenden Ziele. In Bezug auf die Wärmeversorgung wurde darin unter anderem ab 2023 eine EE-Nutzungspflicht von mind. 15 % beim Heizungstausch festgeschrieben. Außerdem sind verpflichtende Dekarbonisierungsfahrpläne von den Wärmenetzversorgern gefordert, wie diese bis 2030 30 % EE-Wärme erreichen können. Im Neubaubereich muss ab einer bestimmten Größe ein verpflichtendes Energiekonzept erstellt werden, um zu ermitteln, welche Energieversorgungsvariante mit den geringsten CO₂-Emissionen bei wirtschaftlicher Vertretbarkeit einhergeht. Mit dem Klimaschutzgesetz wurde mit der „Wärme- und Kälteplanung“ festgeschrieben, dass Wärmeplanung bei Neubauvorhaben und auch im Bestand durchgeführt werden soll. Die Wärmepläne werden in Form von Quartierskonzepten gefordert bzw. gefördert.

Bis 2045 soll die Wärmeversorgung 100 % THG-neutral sein. Konkrete Ziele gibt es laut BUKEA aber nur bis 2030, danach ist der Transformationspfad aktuell noch offen. Neben der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung strebt die FHH einen starken Ausbau der leitungsgebunden Wärmeversorgung an, auf 35 % der Nutzwärme bis 2030.

Ergänzend bestehen Landesförderprogramme, die die EE-Technik fördern und kumulierungsfähig sind mit der Bundesförderung, z. B. das EE-Wärmeförderprogramm der Investitions- und Förderbank Hamburg und Förderprogramme zu Energieeffizienzmaßnahmen.

Mit den „Energielotsen“ gibt es kostenfreie Energieberatungen für Privatpersonen / Gebäudeeigentümer*innen in Kooperation mit der Verbraucherzentrale.

Abbildung 95: Netz 6: Transformationspfad Hamburg

Quelle: Eigene Darstellung ifeu

Wärmeplanung

Die BUKEA als Landesbehörde strebt an, dass in den Bezirken jeweils kommunale Wärmepläne umgesetzt werden. Dazu werden die Bezirke mit Personalmitteln für Klimaschutzthemen ausgestattet.

Bisher wurde ein Wärmekataster erstellt, aus dem Planer*innen, die Wohnungswirtschaft und die Bürger*innen die Gebäudebedarfsdaten entnehmen können. Zusätzlich wird angezeigt, wo die Wärmenetze liegen. Zur Ermittlung von Standorten, an denen neue Wärmenetze wirtschaftlich betrieben werden könnten, sind hypothetische Wärmenetze abgebildet, die darlegen, wo die Wärmedichte am höchsten ist. Dies kann als Planungsgrundlage für detaillierte Analysen auf Bezirksebene herangezogen werden.

Verhältnis von Fernwärme zur Gasversorgung und anderen Versorgungslösungen

Eine Besonderheit in Hamburg ist, dass es insgesamt vier Fernwärmeversorger gibt, so dass es bereits auf Ebene der Fernwärme eine Wettbewerbssituation gibt. Auch die städtische Fernwärme- und Gasversorgung liegt bei zwei verschiedenen Unternehmen, die im Wettbewerb zueinander stehen. Die Entscheidung treffen die Kunden*Kundinnen. Es gibt Überlegungen in der kommunalen Wärmeplanung, die Möglichkeit von Fernwärmeevorranggebieten zu prüfen. Die BUKEA vertritt die Position, dass es auch noch 2050 ein Gasnetz gibt, sich dabei lediglich die Frage nach dem Energieträger und den Anwendungsbereichen stellt. Erneuerbare Gase, Wasserstoff und PtG würden aus Sicht der BUKEA bei der Raum- und Trinkwarmwasserversorgung keine Rolle spielen.

Akteurskonstellation

Im Folgenden werden die Rollen und Perspektiven der zentralen Akteure dargestellt. Die Akteurskonstellation des Fallbeispiels Hamburg ist grafisch im Anhang D (separates Dokument) dargestellt.

Wärme Hamburg

Die Wärme Hamburg GmbH ist in der aktuellen Eigentumsstruktur ein junges Unternehmen, das 2019 mit dem vollständigen Rückkauf der Energienetze gegründet wurde. Aus dem Zielbild der Stadt Hamburg hat die Wärme Hamburg die aktuelle Unternehmensstrategie entwickelt, in deren Mittelpunkt eine hohe Wachstumsambition für die Wärme Hamburg und ein guter ökologischer Fußabdruck der Fernwärme stehen soll. Ein Vertreter der Wärme Hamburg bezeichnet den Kohleausstieg als die „Herausforderung der Dekade“, in der Dekarbonisierung von aktuell 66 % Kohle hin zur vollständigen Reduktion dieser Emissionen im Jahr 2050 „liegt eine komplette Veränderung des Unternehmens und der Gesellschaft“. Aufgrund des hoch modular diversifizierten Transformationsszenarios in der Erzeugungsstruktur sei darüber hinaus insbesondere die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine Herausforderung. Vor dem Hintergrund dieser Ziele spiele die kommunale Wärmeplanung eine wichtige Rolle für die Planungssicherheit, insbesondere hinsichtlich des angestrebten Wachstums. 2021 wurde die Wärme Hamburg mit dem zweiten städtischen Wärmeversorger Hamburg Energie, die vor allem Inselnetze betreiben, zusammengelegt.

*Interesse der Kunden*Kundinnen*

Das Wärmenetz der Wärme Hamburg versorgt ausschließlich Geschäftskunden. Dabei beobachtet die Wärme Hamburg, dass das Thema Klimaschutz bei den Unternehmen an Stellenwert gewonnen habe und diese mittlerweile teilweise dazu bereit wären, mehr Geld für grüne Wärme zu bezahlen. Gleichzeitig bewerten sie die Möglichkeit verschiedener Tarife, die nach dem Anteil an grüner Wärme differenzieren, als interessant, um gegenüber Neukunden

durch Produktabgrenzung wettbewerbsfähig zu sein. Insbesondere die großen Wohnungsunternehmen und die städtischen Kunden (Bäder, Gewerbe, Wohnen) seien strategische Partner. Laut Aussage der BUKEA bestehe bei der Wohnungswirtschaft die Präferenz zur Einbindung von EE gegenüber von Sanierungsmaßnahmen, sie wünschten sich dabei gewisse Flexibilität.

Rolle der Freien und Hansestadt Hamburg

Mit dem Klimaplan wurde eine Sektorverantwortlichkeit festgelegt: Die Behörde für Stadtentwicklung und Wohnen ist für die Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich zuständig und die BUKEA für die Energieversorgungsthemen. Das Referat Erneuerbare Energien & kommunale Wärmeplanung kümmert sich dabei um die energetische Quartiersentwicklung, vornehmlich im Gebäudebestand, aber auch im Neubaubereich. Zur Entwicklung von Quartierssanierungsprojekten arbeitet die BUKEA dabei auch mit der Wohnungswirtschaft zusammen und bietet Förderungen für Quartierskonzepte und deren Umsetzung an. Außerdem verfolgen sie das Ziel, die kommunale Wärmeplanung anzugehen und auf Bezirksebene umzusetzen.

Die BUKEA orientiere sich in erster Linie an Empfehlungen und Studien auf Bundesebene, wie die Wärmewende volkswirtschaftlich am besten und aus energietechnischer Perspektive vollzogen werden kann. Als Landesumweltbehörde wollen sie die Rahmenbedingungen für die Energieversorger schaffen, so dass diese die Wärmewende allein stemmen können.

Im Zusammenhang mit der Vorschrift zu den Dekarbonisierungsfahrplänen ist ein Austausch mit den Wärmeversorgern geplant. Die Konkurrenzsituation zwischen den Wärmeversorgern sei zuträglich, um neue Erzeugungskonzepte und günstige Preise voranzutreiben. Der Wärmeversorger HanseWerk Natur wolle beispielsweise bereits bis 2035 klimaneutral werden.

Die BUKEA beschreibt die Dekarbonisierung als „gutes Miteinander der einzelnen Player“, durch die Rekommunalisierung der Wärme Hamburg hat die FHH aber gute Steuerungsmöglichkeiten über die Unternehmen und dadurch ganz andere Möglichkeiten, den Prozess voranzutreiben. Fachlich gesehen treiben daher die FHH und auch die BUKEA den Dekarbonisierungsprozess durch das Klimaschutzgesetz voran.

Beteiligung der Öffentlichkeit

In Hamburg besteht eine breite Beteiligung der Öffentlichkeit an der Dekarbonisierung der Wärme. Die zentralen Meilensteine der Rekommunalisierung der Energienetze sowie das Kohleausstiegsgesetz wurden maßgeblich durch zivilgesellschaftliche Bürgerinitiativen ausgelöst bzw. vorangetrieben:

- ▶ Unser Hamburg – Unser Netz: Bürgerinitiative, die das Volksbegehren und den Volksentscheid zur Rekommunalisierung der Hamburger Energienetze initiiert hat.⁸³
- ▶ Tschüss Kohle: Die Volksinitiative Tschüss Kohle hat 2018-2019 die Entwicklung des Hamburger Kohleausstiegsgesetzes vorangetrieben und mitverhandelt. Seit 2020 begleitet sie als Projektgruppe die Umsetzung des Hamburger Kohleausstiegs, unter anderem im Rahmen des Energienetzbeirats und dem Beteiligungsgremiums Tiefstack.⁸⁴
- ▶ Mit dem Hamburger Energietisch (HET) besteht darüber hinaus ein weiterer zivilgesellschaftlicher Akteur, der sich für eine „möglichst schnelle Transformation des Energiesystems hin zu einer vollständigen und klimaverträglichen Versorgung durch

⁸³ Weitere Informationen unter: <https://unser-netz-hamburg.de/index.html>, aufgerufen am 22.07.2021.

⁸⁴ Weitere Informationen unter: <https://www.tschuess-kohle.de/>, aufgerufen am 22.07.2021.

erneuerbare Energien“⁸⁵ einsetzt und sich der Begleitung der Ziele des Volksentscheids 2013 verschrieben hat.

Unter anderem auf Forderung der Bürgerinitiativen und zur Verankerung der Planungen und Umsetzung in der Öffentlichkeit wurden umfangreiche Beteiligungsgremien für die verschiedenen Entwicklungsphasen auf Beschluss der Bürgerschaft festgeschrieben:

- ▶ **Energienetzbeirat:** Von 2016 bis 2020 war der Energienetzbeirat das zentrale Beteiligungsgremium für die Umsetzung der Ziele aus dem Volksentscheid zur Rekommunalisierung der Energienetze 2013. Unter der Beteiligung von Umweltverbänden, Bürgerinitiativen, Gewerkschaften, Universitäten, Wohnungswirtschaft sowie der Hamburger Bürgerschaft wurden unter anderem die verschiedenen Ersatzvarianten für das Heizkraftwerk Wedel diskutiert, aus denen auch der Energiepark Hafen hervorging. Die Gründung des Energienetzbeirats war Bestandteil des Volksentscheids zur Rekommunalisierung der Energienetze.⁸⁶
- ▶ **Beteiligungsgremium Tiefstack:** Zur Begleitung der Entwicklung einer Alternative für das Heizkraftwerk Tiefstack wurde 2020 ein Beteiligungsgremium, bestehend aus zehn Experten*Expertinnen, unter anderem aus Wissenschaft, Wohnungswirtschaft, der Initiative Tschüss Kohle und dem Zukunftsrat geschaffen. Die Einrichtung des Beteiligungsgremiums war Bestandteil des Klimaschutzgesetzes 2019 (Hamburgische Bürgerschaft, 2019).
- ▶ **Energiewendebeirat:** Auf Beschluss der Bürgerschaft 2021 eingeführte Austauschplattform für die Umsetzung von Klimaplan und Klimaschutzgesetz, an der unter anderem die BUKEA, Forschung, Verbraucherzentrale, Handwerkskammer, Handelskammer, Gewerkschaften, Verbände der Industrie und Wohnungswirtschaft, Bürgerschaftsparteien sowie zivilgesellschaftliche Akteure wie Tschüss Kohle und Fridays for Future beteiligt sind (Hamburgische Bürgerschaft, 2021).

Darüber hinaus bestehen weitere Beteiligungs- und Beratungsgremien, die im Zusammenhang mit den Klimazielen der FHH relevant sind:

- ▶ **Bündnis für Wohnen:** Austauschgremium zwischen der FHH, Verbänden der Wohnungswirtschaft und der SAGA zum Ziel der Schaffung sozialverträglichen Wohnraums.⁸⁷
- ▶ **Klimabeirat:** Seit 2021 bestehender wissenschaftlicher Beirat, bestehend aus 15 Mitgliedern verschiedener Disziplinen, die den Hamburger Senat bei der Umsetzung des Hamburger Klimaplanes und des Hamburger Klimaschutzgesetzes unterstützen sollen.⁸⁸
- ▶ **Zukunftsrat:** Ein Netzwerk von mehr als 100 Vereinen und Nicht-Regierungsorganisationen, die den Zielen der Agenda 21 und den Sustainable Development Goals aus der Agenda 2030 eine breitere Öffentlichkeit verschaffen wollen.⁸⁹

⁸⁵ Weitere Informationen unter: <https://www.hamburger-energetisch.de/het/selbstverstaendnis/>, aufgerufen am 27.07.2022.

⁸⁶ Weitere Informationen unter: <https://www.hamburg.de/energienetzbeirat/>, aufgerufen am 27.07.2022.

⁸⁷ Weitere Informationen unter: <https://www.hamburg.de/bsw/buendnis-fuer-das-wohnen/>, aufgerufen am 27.07.2022.

⁸⁸ Weitere Informationen unter: <https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/15036380/2021-04-28-bukea-klimabeirat-startet/>, aufgerufen am 27.07.2022.

⁸⁹ Weitere Informationen unter: <https://www.zukunftsrat.de/>, aufgerufen am 27.07.2022.

Standortspezifische Hemmnisse

Interessenskonflikte

Der bereits etwa 15 Jahre andauernde Transformationsprozess in Hamburg ist geprägt von einer Vielzahl an Interessenskonflikten, Aushandlungsprozessen und kontroversen Diskussionen. Dabei sind insbesondere hervorzuheben:

- ▶ Der Volksentscheid zur Rekommunalisierung der Energienetze entschied sich auf Basis einer knappen Mehrheit von 50,9 %. Bis zur endgültigen Entscheidung des Rückkaufs der Energienetze im Jahr 2019 fanden kontroverse Diskussionen in der Öffentlichkeit und der Hamburger Bürgerschaft statt. Dazu gehörten unter anderem die Sorge vor steigenden Preisen, die Frage nach der Höhe des Kaufpreises und die ökologischen Ziele (dpa 2018; Veit 2018).
- ▶ Die Frage nach der Anbindung des Heizkraftwerks Moorburg an die Fernwärme war jahrelang Gegenstand von Widerständen seitens der Zivilgesellschaft und Umweltverbänden sowie den Verhandlungen zwischen Vattenfall und der FHH als gemeinsame Gesellschafterin der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH. Die FHH stimmte einer Anbindung nicht zu.
- ▶ In der Suche einer Alternative für das Heizkraftwerk Wedel standen sich über mehrere Jahre eine „Nordvariante“ ohne Elbquerung am Stellingener Moor und eine „Südvariante“ mit einer Elbquerung in Dradenau gegenüber. Die Entscheidung für die „Südvariante“ mit dem Energiepark Hafen wurde insbesondere wiederholt vom Hamburger Energietisch kritisiert.⁹⁰ Auch der Energienetzbeirat empfahl Ende 2018 eine erneute Prüfung, die jedoch nicht mehr erfolgte (Wärme Hamburg 2021).

Bewertung

Das Hamburger Wärmenetz ist Gegenstand eines langjährigen Transformationsprozesses, der von einer Vielzahl von öffentlichen Diskussionen begleitet wird. Engagierte zivilgesellschaftliche Akteure haben mit den Volksbegehren und -entscheiden eine treibende Funktion in dem Prozess in Richtung Dekarbonisierung eingenommen. Durch die Rekommunalisierung der Energienetze hat die Stadt Hamburg starke Steuermöglichkeiten über den Transformationspfad erhalten, die mit dem Klimaschutzgesetz und dem Kohleausstiegsgesetz formalisiert wurden. Mit der Verankerung verschiedener Beteiligungsgremien auf Beschlussebene wurde dabei auch die Berücksichtigung verschiedener Interessenslagen institutionalisiert. Trotz anhaltender öffentlicher und auch kontroverser Diskussionen kann das Fallbeispiel Hamburg als gutes Beispiel für die kontinuierliche Einbindung der Öffentlichkeit gesehen werden.

⁹⁰ Hintergrundinformationen unter: <https://www.hamburger-energietisch.de/elbtrasse/nord-und-suedvariante/>, aufgerufen am 22.07.2021.

5 Übergreifende Analysen der Fallbeispiele

In der übergreifenden Analyse werden Aspekte behandelt, die - jenseits der konkreten Situation in den einzelnen Fallbeispielen – für den Transformationsprozess eine Rolle spielen. Ziel ist, Probleme, aber auch mögliche Handlungsstrategien herauszuarbeiten.

Die Analyse umfasst drei Teile:

1. Die Ergebnisse aus den Fallbeispielen werden jeweils für drei Teilsysteme der Fernwärme (Hausstationen, Erzeugung, Netze) zusammengefasst und strategische Ansätze für eine Transformation formuliert.
2. Ein Fazit zur technischen Analyse wird gezogen.
3. Die Fallbeispiel-übergreifenden Erkenntnisse der akteursspezifischen Analyse werden dargestellt.

5.1 Ergebnisse und Strategieansätze für die Fernwärme-Teilsysteme

Für die drei Teilbereiche des Fernwärmesystems – Hausstationen, Erzeugung und Netz – werden im Folgenden die Erkenntnisse aus der Analyse der Fallbeispiele zusammengefasst.

5.1.1 Hausstationen

Investitionen für HAST

- Die Investitionen zur Realisierung eines HAST-Austausches nach 25 Jahren technischer Nutzungsdauer sind innerhalb des Fernwärmesystems nicht zu vernachlässigen. Die Datenerhebung bei den Praxispartnern lässt vermuten, dass HAST häufig länger genutzt werden (siehe Tabelle 37 Alter HAST > 25 Jahre). In Hamburg sind 75 % der HAST älter als 25 Jahre, in Karlsruhe 68 %. Das bedeutet in der Konsequenz, dass der unterstellte vollständige Austausch aller HAST bis 2050 vermutlich erhebliche Mehrkosten für die Versorger bedeutet, die in ihrer Planung die HAST erst austauschen, wenn die HAST größere Defekte zeigt oder die Kundenleistung sich deutlich ändert.

Tabelle 37: Eckdaten HAST für alle Fallbeispiele

HAST	Spremberg Netz 1	Großkrotzenburg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
Anteil HAST direkt/indirekt	0 %/100 %	0 %/100 %	0 %/100 %	29 %/71 %	70 %/30 %	100 %/0 %
Anteil HAST im Eigentum des Versorgers	0 %	100 %	100 %	0 %	66 %	100 %
Alter HAST heute > 25 Jahre	45 %	1 %	31 %	68 %	5 %	75 %
Ist mittl. Anschlusswert	93 kW	30 kW	185 kW	250 kW	168 kW	308 kW
SLOTH mittlerer Anschlusswert	58 kW	19 kW	115 kW	155 kW	104 kW	191 kW
EFFORT mittlerer Anschlusswert	41 kW	13 kW	81 kW	110 kW	74 kW	136 kW

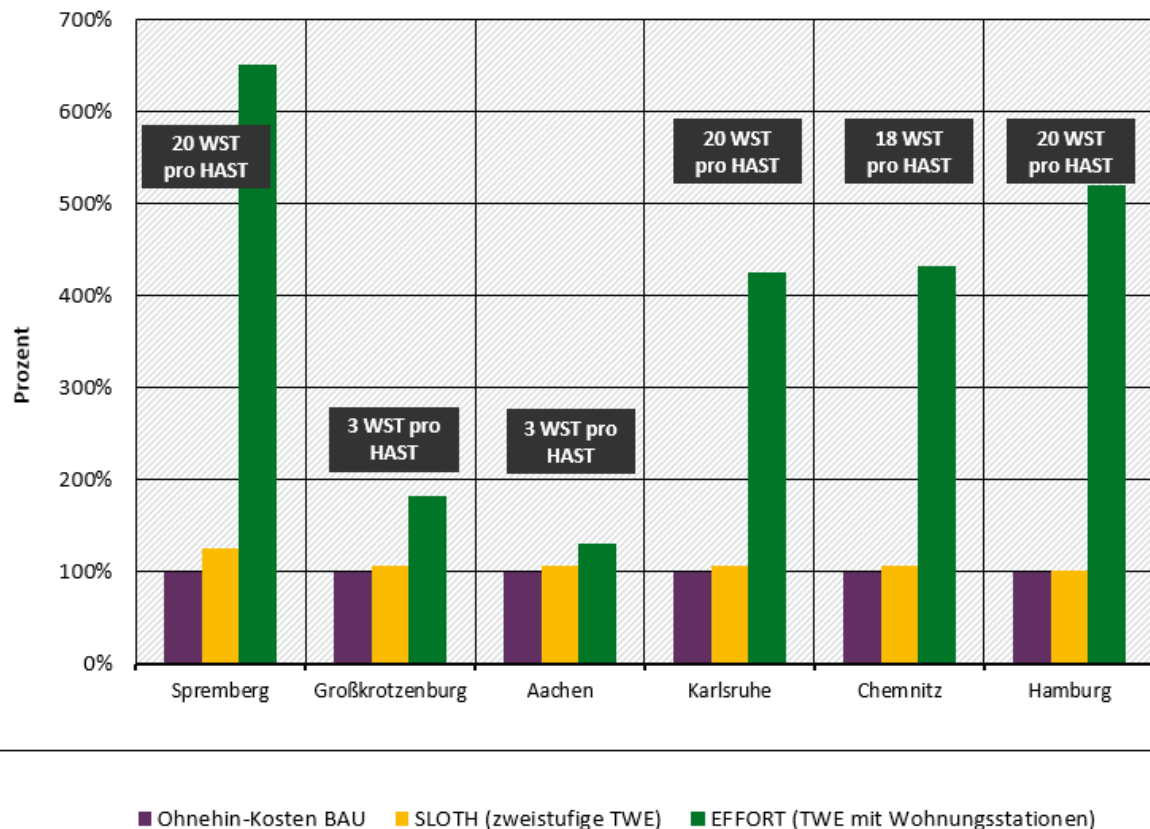
HAST	Spremberg Netz 1	Großkrotzenburg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
Ohnehin-Kosten HAST* BAU	4 Mio. €	11 Mio. €	36 Mio. €	73 Mio. €	75 Mio. €	548 Mio. €
SLOTH Invest HAST	5 Mio. €	11 Mio. €	38 Mio. €	77 Mio. €	80 Mio. €	550 Mio. €
EFFORT Invest HAST	25 Mio. €	19 Mio. €	47 Mio. €	310 Mio. €	325 Mio. €	2.850 Mio. €

*Keine Leistungsreduktion (wie bei SLOTH und EFFORT), keine technischen Änderungen, mit Digitalisierung

- In Abbildung 96 werden die Kosten für die Umsetzung der HAST-Strategien der Szenarien SLOTH und EFFORT mit denen einer Business-as-usual-Strategie verglichen. In SLOTH und EFFORT-Szenario werden Systeme eingesetzt, die eine deutliche Temperaturabsenkung unterstützen sollen. Business-as-usual (BAU) bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein Austausch inkl. einer Digitalisierung der HAST nach Ende der technischen Nutzungsdauer angenommen wird. Die Leistung der HAST bleibt bei BAU jedoch unverändert und es erfolgen auch keine technischen Änderungen am HAST-Konzept.
- Vergleicht man die Kosten der BAU-Strategie mit SLOTH, so sieht man, dass die Kosten für das SLOTH-System mit der zweistufigen Trinkwassererwärmung nur wenig höher liegen. Allerdings ist eine Umstellung der Trinkwassererwärmung auf ein zweistufiges System i. d. R. ein Eingriff in die Sekundärseite, d. h. in das Kundensystem, und kann nur im Konsens erfolgen (inkl. Einigung über die Kosten).

Abbildung 96: Vergleich Kosten HAST für SLOTH, EFFORT und BAU**Vergleich HAST-Kosten**

Szenario BAU = 100%



* keine Berücksichtigung der Eigentumverhältnisse der HAST

Quelle: GEF - eigene Darstellung

Quelle: Eigene Darstellung GEF

- Die sehr hohen Kosten durch den Einbau wohnungsweiser Frischwasserstationen (zur Nutzung der 3-Liter-Regel zur Absenkung von T_{VL} und T_{RL}) im EFFORT-Pfad werden stark dominiert durch die von den Praxispartnern getroffenen Annahmen zur Anzahl der Wohnungsstationen (WST) pro Hausanschluss. In den Fernwärmesystemen der Fallbeispiele Großkrotzenburg und Aachen werden weniger als 5 WST pro HAST angenommen, in den Systemen von Spremberg, Karlsruhe, Chemnitz und Hamburg zwischen 15 und 20 WST pro HAST. Je nach Annahme liegen die Kosten für das EFFORT-Szenario für HAST+WST und den Faktor 1,3 bis 6,5 über denen einer BAU-Strategie. Die quantitative Aussage zum EFFORT-Konzept ist entsprechend mit hohen Unsicherheiten behaftet. Wie hoch die Anzahl der (Wohn)-Einheiten pro Hausanschluss ist, ist den Fernwärmeversorgern nicht bekannt und entsprechend grob geschätzt. Die technische Umsetzung der für EFFORT angenommenen TGA mit Flächenheizung und Frischwasserstationen erfordert hohe gebäudeseitige Investitionen durch die Gebäudeeigentümer*innen (Vollsanierung auf einen hohen energetischen Standard gemäß EFFORT-Szenario). Ob im Rahmen einer solchen Vollsanierung die Kosten der Frischwasserstation tatsächlich vom Versorger oder vom Gebäudeeigentümer*innen getragen werden, ist in der Praxis uneinheitlich.

Die Ergebnisse der Szenarien verdeutlichen den Pareto-Effekt: Eine mittlere technische Anpassung der HAST im SLOTH-Szenario erreicht bereits ein verringertes Temperaturniveau, eine weitere deutliche Verringerung in EFFORT verursacht überproportionale Kosten.

Kosten/Nutzen-Verhältnis innovativer HAST zur Minimierung von Netztemperaturen

- ▶ HAST sind in der Praxis in der Regel länger als 25 Jahre im Einsatz. Das verzögert die Umstellung auf Niedertemperatur-Technik.
- ▶ Wenn hohe Sanierungsraten inkl. der deutlichen Investitionen in die Gebäudeeffizienz nicht erreicht werden, dann
 - erscheint SLOTH-TGA (zweitstufige Trinkwassererwärmung) trotzdem für die überwiegende Anzahl von Kunden*Kundinnen realisierbar. Für (wenige) Nicht-Wohngebäude mit speziellen (höheren) Temperaturanforderungen für andere Anwendungen müssen individuelle Lösungen gefunden werden.
 - erscheint EFFORT-TGA (flächendeckende Umstellung auf wohnungsweise Frischwasserstationen zur Nutzung der 3-Liter-Regel) als vorherrschende TGA unwahrscheinlich. Wahrscheinlich wird aber ein gewisser Teil der Gebäude (Neubau / Ersatz von Altbau durch Neubau) EFFORT-ähnliche TGA realisieren (besonders in Boom-Regionen). In der Konsequenz sinkt die T_{RL} , doch solange die Umstellung nicht flächendeckend erfolgt, wird das hier für EFFORT angenommene niedrige Niveau kaum erreicht.

Strategieansätze HAST

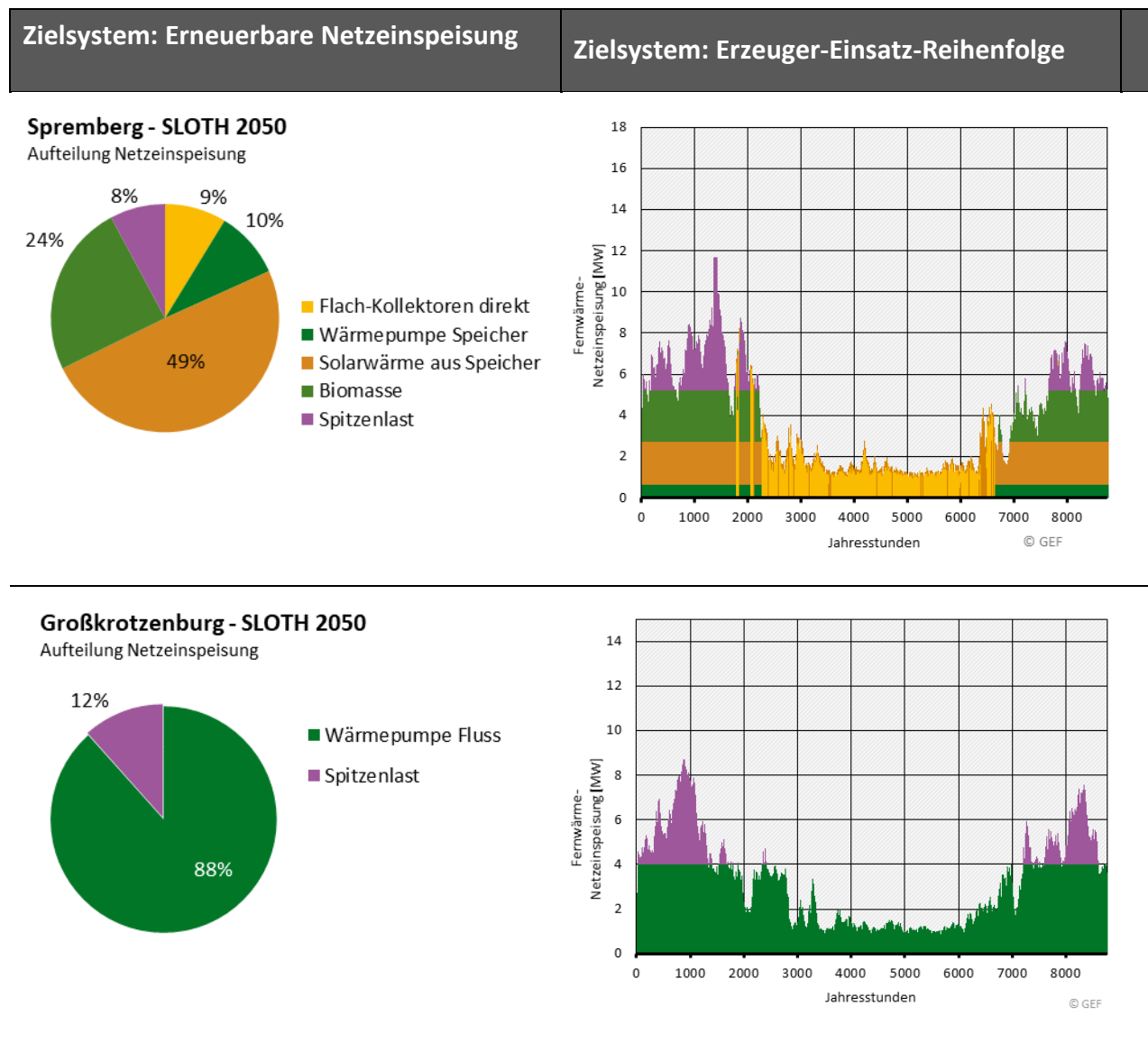
- ▶ Versorger sollten zeitnah (z. B. bis 2025) für sich bewerten, welche Zieltemperaturen für ihr Fernwärmesystem im Jahr 2050 sinnvoll und erreichbar sind. Kriterien für die Entscheidung sind u. a. die Verfügbarkeit von Hoch- und Niedertemperatur-Wärmequellen, Überlegungen zu Standorten für die zukünftige Erzeugung, zu Netzausbau und -verdichtung, zu vorhandenen Transportkapazitäten im Netz und zu den Kundenanforderungen an die Versorgungstemperatur. Entsprechend der Ergebnisse sollte eine HAST-Strategie entwickelt und in die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) integriert werden. Auch in neu abgeschlossenen Kundenverträgen sollten frühzeitig niedrige Vorlauf- und Rücklauftemperaturen verankert werden.
- ▶ Die Kundenanforderungen werden von der TGA bestimmt und liegen nicht im direkten Einflussbereich des Versorgers. Hier ist ein Austausch/Diskussionsforum mit TGA-Planern sinnvoll, um diese für die Anforderungen des zukünftigen Fernwärmesystems zu sensibilisieren. So kann es gelingen, dass bei TGA-Neuplanungen (Neubauten/Vollsanierungen) eine NT-kompatible TGA realisiert wird.
- ▶ Eine zeitnahe Anpassung der TAB und Kundenverträge hinsichtlich der Versorgungstemperaturen (mindestens für alle Neuverträge) und begleitet von einer Informationskampagne für Kunden*Kundinnen ist ein wichtiger Schritt zur Vorbereitung von mittel- und langfristig geplanten Temperaturabsenkungen.
- ▶ Der zu erwartende Digitalisierungsschub zwischen 2020 und 2030 kann – besonders, wenn Anlagen im Eigentum des*der Kunden*Kundin sind – Möglichkeiten eröffnen zur Diskussion über eine Modernisierung der Kundenschnittstelle/HAST mit ggf. neuen Dienstleistungen durch den Versorger (Regelung der Kundenanlage durch den Versorger, etc.).

- Eine höhere Sanierungsquote und -tiefe im Gebäudebereich erleichtert die Temperaturabsenkung in Fernwärmesystemen. Im Rahmen von Vollsanierungen können sich Möglichkeiten bieten, auf Wohnungsstationen umzustellen, die einen Beitrag zur Temperaturabsenkung leisten können.

5.1.2 Erzeugung

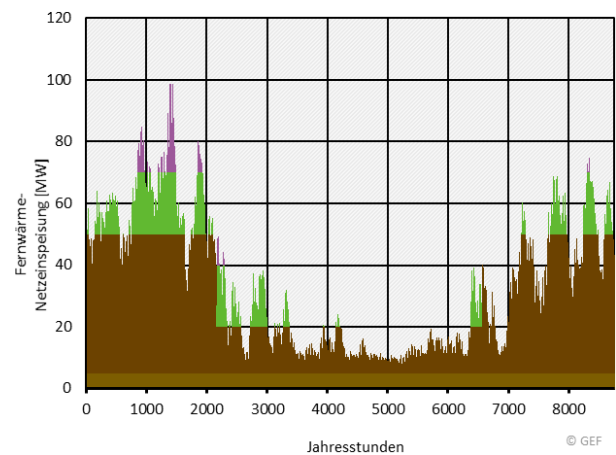
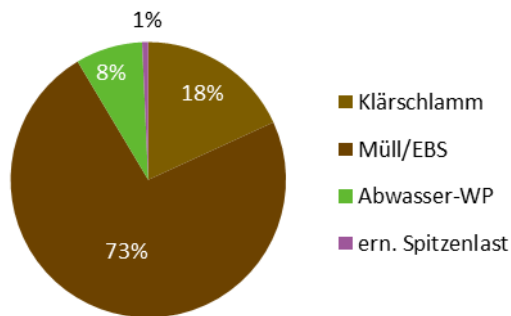
In Abbildung 97 sind die Ergebnisse für die Erzeugerparcs der sechs Fallbeispiele für das Zieljahr 2050 im SLOTH-Szenario dargestellt.

Abbildung 97: Übersicht Zielerzeugung SLOTH-Szenario in den Fallbeispielen

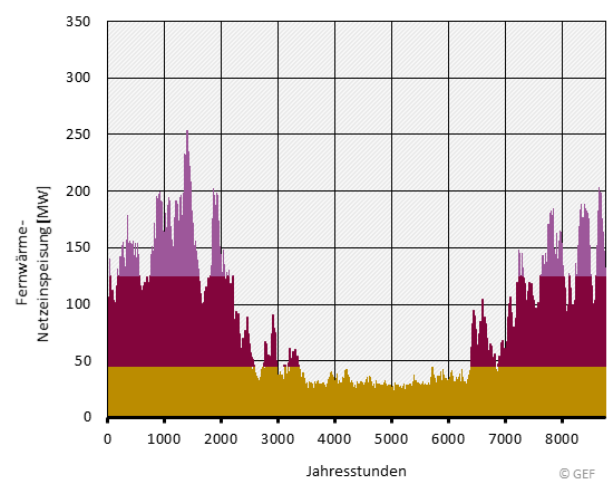
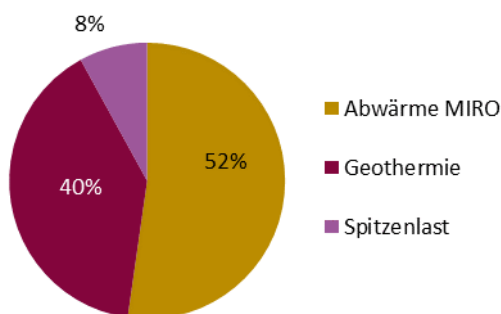


Zielsystem: Erneuerbare Netzeinspeisung**Zielsystem: Erzeuger-Einsatz-Reihenfolge****Aachen - SLOTH 2050**

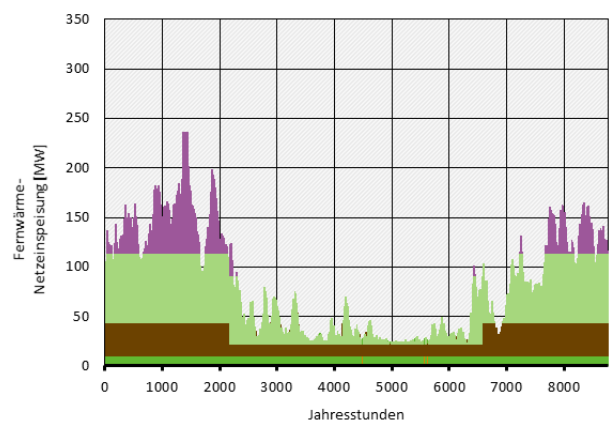
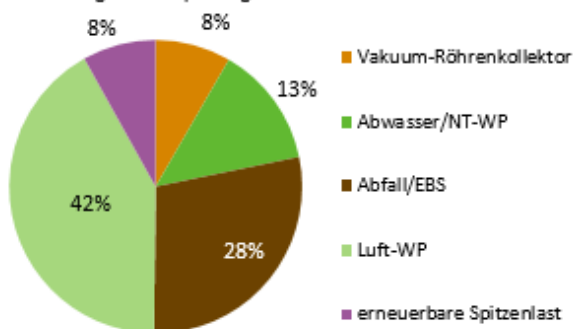
Aufteilung Netzeinspeisung

**Karlsruhe - SLOTH 2050**

Aufteilung Netzeinspeisung

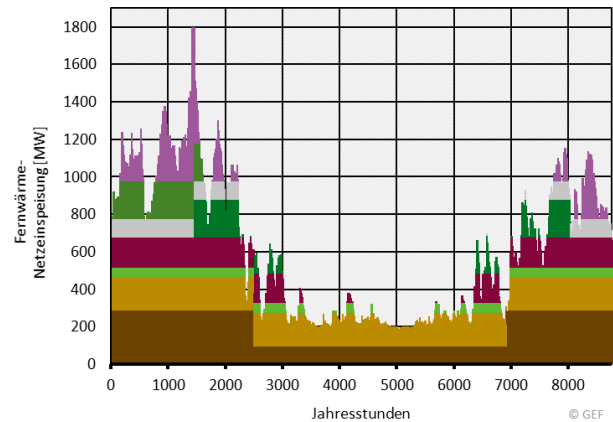
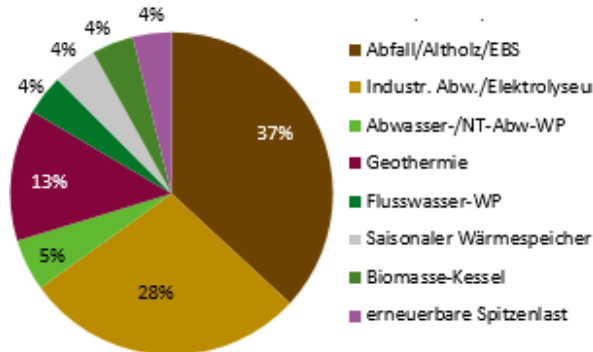
**Chemnitz - SLOTH 2050**

Aufteilung Netzeinspeisung



Zielsystem: Erneuerbare Netzeinspeisung**Zielsystem: Erzeuger-Einsatz-Reihenfolge****Hamburg - SLOTH 2050**

Aufteilung Netzeinspeisung



- ▶ Bei den EFFORT-Zielsystemen (hier nicht abgebildet) sind Absatz und Leistung geringer, der Erzeugereinsatz ist ähnlich strukturiert wie bei SLOTH⁹¹. Wenn entsprechend den Annahmen des EFFORT-Szenarios Müll/Ersatzbrennstoff oder Abwärmepotenziale in der Grundlast wegfallen, ist z. T. ein Ersatz durch die Mittellast-Erzeuger, die auch bei SLOTH zum Einsatz kommen, notwendig.
- ▶ Im Zwischenschritt bis 2030 sind für vier der sechs Fallbeispiel neue Erdgas-KWK-Anlagen vorgesehen – vor allem deshalb, weil diese Anlagen bei den Praxispartnern zum Zeitpunkt der Ausarbeitung bereits im Bau bzw. in der Planung waren. Von der Entscheidung, die Machbarkeit einer neuen Erzeugung untersuchen zu lassen bis zur Inbetriebnahme der Anlage sind (je nach Größe und Typ) 3 bis 7 Jahre zu veranschlagen. Entsprechend haben Versorger, die die Kohle-KWK bis 2025 oder früher ersetzen wollten, ihre Investitionsentscheidungen Ende der 2010er Jahre unter den dann vorliegenden energiewirtschaftlichen und förderpolitischen Randbedingungen getroffen und sind bereits im Realisierungsprozess.
- ▶ Abgesehen von den Müllverbrennungsanlagen, die i. d. R. nicht im Eigentum des Fernwärme-Versorgers sind und ggf. der Geothermie, enthalten die Ziel-Erzeugerparks keine KWK-Anlagen, die in der Grund- oder Mittellast neben der Wärme auch Strom erzeugen. Das bedeutet für alle KWK-Anlagenbetreiber unternehmensintern eine nicht zu unterschätzende Umstellung. Der Fokus auf Eigenstromerzeugung an wenigen zentralen Standorten in der Kommune entfällt in der Regel, die mit der Erzeugung und der Vermarktung von Eigenstrom befassten Abteilungen müssen sich umorientieren. Viele Unternehmen sind historisch so entstanden, dass Stromerzeugung das Kerngeschäft war. Die Vermarktung von Wärme aus der Stromerzeugung mittels KWK als Fernwärme ist heute häufig – verglichen mit dem Strom- und Gasgeschäft – ein deutlich weniger zentraler Geschäftsbereich der Unternehmen. Eine Strategieentwicklung für die dekarbonisierte Fernwärme – losgelöst vom Stromgeschäft – erfordert in vielen Unternehmen einen erheblichen Kulturwandel.

⁹¹ Die EFFORT-Ergebnisse sowie Konzeptionen für Zwischenschritte auf dem Weg zum Zielsystem finden sich ausführlich in den Abschnitten der jeweiligen Fallbeispiele.

Reichweite der erneuerbaren Potenziale

Einige Fallbeispiele haben Auswahl bei den Potenzialen, z. B. Karlsruhe, Aachen, Spremberg und Großkrotzenburg. Bei einigen Fallbeispielen ist die Auswahl begrenzt und das Potenzial im Verhältnis zur Wärmelast knapp (Chemnitz, Hamburg). Besonders für große und sehr große Netze, die nicht auf Geothermie als Wärmequelle zurückgreifen können, kann die Verfügbarkeit von EE ein begrenzender Faktor sein. Hier wäre eine Option, im Rahmen einer nationalen Allokation Müll/Ersatzbrennstoff zuzuweisen. Die erforderlichen Investitionskosten für Erzeugung in SLOTH und EFFORT sind in Tabelle 38 zusammengefasst.

Tabelle 38: Investition Erzeugung (SLOTH und EFFORT) in allen Netzen

	Spremburg Netz 1	Großkrotzen- burg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
Ist	16 MW _{th}	12 MW _{th}	112 MW _{th}	360 MW _{th}	350 MW _{th}	1.600 MW _{th}
Netzeleistung SLOTH 2050	12 MW _{th}	9 MW _{th}	99 MW _{th}	254 MW _{th}	240 MW _{th}	1.800 MW _{th}
EFFORT 2050	8 MW _{th}	6 MW _{th}	65 MW _{th}	165 MW _{th}	150 MW _{th}	1.500 MW _{th}
SLOTH Invest Erzeugung	24 Mio. €	10 Mio. €	47 Mio. €	98 Mio. €	125 Mio. €	540 Mio. €
EFFORT Invest Erzeugung	16 Mio. €	10 Mio. €	75 Mio. €	100 Mio. €	97 Mio. €	522 Mio. €
Besonderheit	saisonaler Speicher			Option zur Nutzung der Geothermie auch zur Strom-Erzeugung, wenn TVL gesenkt werden kann	saisonale Müllverlagerung, mangels Alternativen Betrieb Luft-WP in der Mittellast	saisonaler Speicher, saisonale Müllverlagerung

- Erzeugereinsatz/-standorte von erneuerbaren Energien in der Grundlast: Es gibt Fallbeispiele mit mehreren ganzjährig verfügbaren EE-Quellen, dort existiert ein Überangebot an erneuerbarer Grundlastwärme.
- Verlagerungsoptionen: Müll als Ersatzbrennstoff aufzubereiten und für mehrere Monate zu lagern, kann eine Option zur Potenzialverlagerung vom Sommer in den Winter/ die Übergangszeit sein. Auch saisonale Wärmespeicher können eine Verlagerungsoption sein. Problematisch sind – und dies verschärft die Problematik in Großstädten – die Standort-/Flächen-Frage sowie die Kosten. Die heute noch schwierige Wirtschaftlichkeit kann sich ggf. zukünftig bei kürzeren (nicht primär saisonalen) Lade-/Entladezyklen durch Sektorkopplung mit dem (EE)-Strommarkt verbessern.
- Erneuerbare Energien in der Mittellast: Für Fernwärmesysteme mit einem erneuerbaren Anteil von 40 % oder mehr kommen zukünftig auch eher teure EE-Technologien in der Mittellast zum Einsatz (z. B. Wärmepumpen, Geothermie). Planbar und flexibel einsetzbare EE-Quellen (z. B. Biomasse oder erneuerbare Gase) werden in Zukunft voraussichtlich knapp (und entsprechend teuer) sein und in der Mittellast kaum zum Einsatz kommen.
- Erneuerbare Spitzenlast: Spitzenlast-Anlagen zeichnen sich durch zuverlässige Verfügbarkeit besonders im Winter und durch niedrige spezifische Investitionen pro kW Leistung aus. In der fossilen Welt kommen hier fast durchgängig Erdgaskessel zum Einsatz. Durch welche Technik erneuerbare Spitzenlast in 15 bis 20 Jahren bereitgestellt wird, ist heute schwer absehbar. Technisch in Frage kommen v. a. Kessel (niedriger spez. Investitionskosten pro kW) z. B. auf Basis erneuerbarer Gase, E-Kessel oder Biomassekessel. Bei allen Kesseln stellt sich die Frage der zuverlässigen Verfügbarkeit des genutzten Energieträgers in ausreichende Menge in den kältesten Stunden des Jahres. Möglicherweise ist es zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zukünftig stärker als heute notwendig,

Spitzenlast-Anlagen redundant und divers (also auf Basis verschiedener Energieträger) vorzuhalten. Wenn Strom z. B. sehr knapp ist, könnte auch der Betrieb von Wärmepumpen zur Spitzenlasterzeugung trotz niedriger Jahresarbeitszahl eine Option sein. Wenn die Periode der höchsten Fernwärmelast sich mit einer Periode geringer Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms deckt, kann es auch eine Option sein, die Spitzenlast mit KWK-Anlagen (PtG, Biomasse) zu decken, um neben Wärme auch Strom zu erzeugen. Die Frage, wie nach 2040 die Fernwärme-Last in den 10 % kältesten Stunden des Jahres gedeckt wird, ist heute nicht sicher zu entscheiden – aber für die Entwicklung eines Transformationskonzeptes Anfang der 2020er Jahre auch nicht entscheidend. Der Fokus der Strategie sollte auf dem langfristigen Konzept zur Erzeugung der 90 % Grund- und Mittellast liegen sowie auf den Schritten bis 2030.

- ▶ Die Wärmeerzeugung wird deutlich stärker als heute Strom als „Brennstoff“ nutzen (Wärmepumpen, E-Kessel). Die Verfügbarkeit von ausreichend erneuerbarem Strom in der Heizsaison ist entsprechend eine Vorbedingung für die Dekarbonisierung der Fernwärme.
- ▶ Erzeugerstandorte: In der Regel konnte mit den bestehenden Standorten operiert bzw. geeignete neue Standorte gefunden werden⁹². Zusätzliche Standorte haben entsprechende Auswirkungen auf Flächenbedarf und Netzbau.

Strategieansätze Transformation Erzeugung

- ▶ Erarbeitung eines Zielbildes für eine langfristig treibhaus-neutrale Fernwärmeerzeugung, um ausgehend davon auch mögliche Auswirkungen auf Netze und HAST abschätzen zu können.
- ▶ Vor 2030: Realisierung von EE-Anlagen, um fossile Anlagen zu ersetzen und Know-how für die Nutzung bei den Versorgern, Planern, Anlagenherstellern, etc. voranzutreiben.
- ▶ Kurzfrist-Speicher (Tage, Woche) werden notwendig, um steigende Volatilität (Abwärme, Solarthermie, Außentemperatur Luft, Strompreis für Power-to-Heat) auszugleichen.
- ▶ Saisonale Speicher sind allein mit dem einen wärmegeführten Beladezyklus (im Sommer Einlagerung, im Winter Nutzung) absehbarer Zeit voraussichtlich nicht wirtschaftlich zu betreiben. Eine Wirtschaftlichkeit könnte zukünftig erreicht werden, wenn häufigere Beladezyklen z. B. durch volatile Stromerzeugung motiviert werden. Um Erfahrung mit dieser Technik zu gewinnen, sollten bis 2030 Pilotprojekte gefördert werden.
- ▶ Die Transformation erfordert Investitionen mit erheblichen Risiken, die über Förderung verringert und so abgesichert werden können.

5.1.3 Netze

Eckdaten zu den Wärmenetzen sind in Tabelle 39 zusammengefasst. Zentrale Aspekte werden im Folgenden vergleichend diskutiert.

Tabelle 39: Eckdaten Wärmenetze

Fernwärme-Netze	Spremberg Netz 1	Großkrotzenburg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
Anteil Netz 2050 > 40 a	85 %	76 %	71 %	67 %	94 %	92 %

⁹² Im Rahmen der Bearbeitungstiefe diesem Bericht wurden keine detaillierten Analysen zu Flächenverfügbarkeiten, Eigentumsverhältnissen, rechtlichen Randbedingungen, etc. für neue Erzeugerstandorte durchgeführt, sondern plausible Annahmen unter Einbeziehung von Netzplänen und Geokartendiensten getroffen.

Fernwärme-Netze	Spremberg Netz 1	Großkrotzenburg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
Anteil Netz 2050 > 70 a	25 %	0 %	12 %	10 %	36 %	32 %
Netztemperaturen heute	TVL 130 °C TRL 70 °C	TVL 100 °C TRL 55 °C	TVL 123 °C TRL 65 °C	TVL 120 / 100 °C TRL 50 °C	TVL 125 / 95 °C TRL 60 / 55 °C	TVL 133 °C TRL 53 °C
SLOTH Zielnetz-Temperaturen	TVL 80 °C TRL 45 °C	TVL 80 °C TRL 45 °C	TVL 80 °C TRL 45 °C	TVL 80 °C TRL 45 °C	TVL 80 °C TRL 45 °C	TVL 80 °C TRL 45 °C
EFFORT Zielnetz-Temperaturen	TVL 55 °C TRL 30 °C	TVL 55 °C TRL 30 °C	TVL 55 °C TRL 30 °C	TVL 55 °C TRL 30 °C	TVL 55 °C TRL 30 °C	TVL 55 °C TRL 30 °C
Ist mittlere Nennweite	DN 175	DN 100	DN 175	DN 225	DN 200	DN 145
SLOTH Zielnetz mittl. Nennweiten	DN 100	DN 80	DN 125	DN 175	DN 200	DN 205 (fikt.) ⁹³
EFFORT Zielnetz mittl. Nennweiten	DN 100	DN 80	DN 125	DN 175	DN 200	DN 218 (fikt.)
SLOTH Invest Zielnetz	17 Mio. €	14 Mio. €	101 Mio. €	176 Mio. €	168 Mio. €	1.191 Mio. €
EFFORT Invest Zielnetz	17 Mio. €	14 Mio. €	93 Mio. €	178 Mio. €	167 Mio. €	1.252 Mio. €
Besonderheit				im Rahmen der Temperaturabsenkung Verbund zwischen Stadtnetz und Nord-Netz schaffen	Sekundärnetze in SLOTH und EFFORT bis 2040 direkt anbinden	Größere Nennweiten können zu Platzproblemen in den Straßen führen

Alter der Netzinfrastruktur

Fernwärmenetze werden für Wirtschaftlichkeitsrechnungen (und auch in diesem Bericht) mit einer technischen Nutzungsdauer von 40 Jahren angenommen (siehe auch Kapitel 3.1.3.3). In der Praxis wird gebaute Infrastruktur aufgrund der sehr hohen Kosten und der häufig begleitenden disruptiven Effekte⁹⁴ erst erneuert, wenn ein häufiges Auftreten von Schäden den Fortbetrieb nicht mehr sicher oder wirtschaftlich sinnvoll erscheinen lässt. Ebenso wenig wie davon auszugehen ist, dass der Gebäudebestand in Deutschland abgerissen und vollständig durch KfW-40-Neubauten ersetzt wird, kann davon ausgegangen werden, dass Fernwärmenetze in hohem Maße ausgetauscht werden. In den Spalten 1 und 2 von Tabelle 39 ist dargestellt, welcher Anteil der Trassenlänge in den Fallbeispielen 2050 älter als 40 Jahre und älter 70 Jahre ist. Netzteile mit über 70 Jahren haben in der Praxis eine höhere Wahrscheinlichkeit für Erneuerungsbedarf als 40 Jahre alte Netzteile. Bei den sechs Fallbeispielen sind bis 2050 0 % bis 36 % der Trassen über 70 Jahre alt und ggf. erneuerungsbedürftig. Das ist deutlich weniger als die Hälfte der Trassen und zeigt grob auf, wie begrenzt der Spielraum für netzseitige Anpassungen wie Änderung der Nennweiten oder Verbesserung der Dämmung ist.

Entwicklung der mittleren Nennweite in den Szenarien SLOTH und EFFORT

- In den meisten Netzen sinkt die mittlere Nennweite vom Ist-Netz zu den als ideal dimensioniert angenommenen Zielnetzen SLOTH/EFFORT trotz der geringeren Spreizung aufgrund des angenommenen Rückgangs an Leistung.
Ausnahmen: Chemnitz und Hamburg. Besonders in Hamburg ist ein starker Ausbau der Fernwärme unterstellt, so dass zur Versorgung der zusätzlichen Kunden* Kundinnen bei kleinerer Spreizung größere Nennweiten zur Erhöhung der Transportkapazität notwendig

⁹³ Die mittleren Nennweiten der Netze 1-5 sind auf die nächste tatsächlich existierende Nennweite gerundet. Für das Fallbeispiel Hamburg erfolgt keine Rundung, um die Unterschiede zwischen SLOTH und EFFORT detaillierter darzustellen. Es werden die berechneten Mittelwerte angegeben als „fiktive“ Nennweiten angegeben.

⁹⁴ Bei Fernwärmenetzen z. B. wegen der Bauarbeiten gesperrter Straßen.

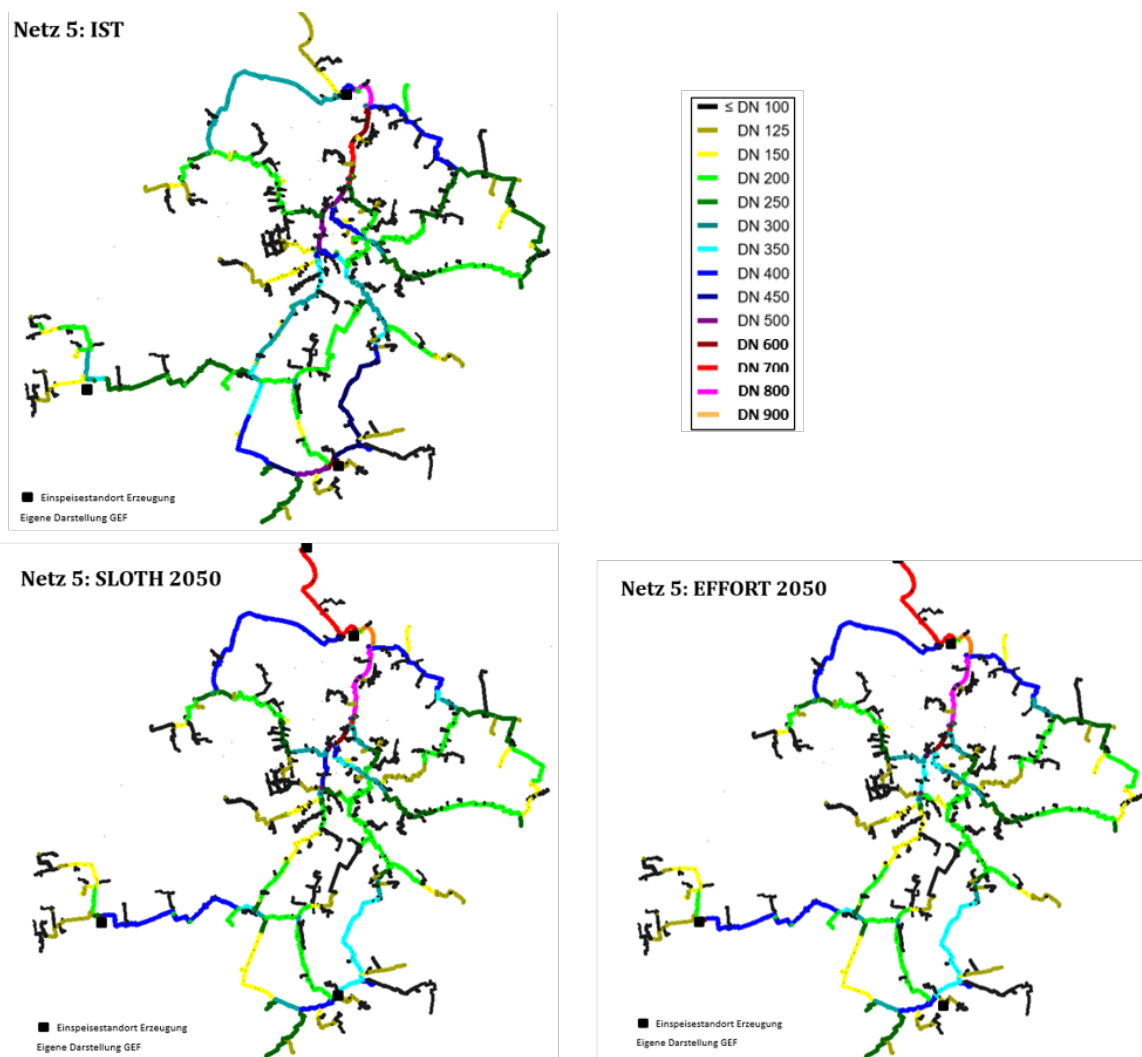
erscheinen. In Chemnitz liegt ein Sondereffekt vor: Hier wurde angenommen, dass das vorhandene Mehrleitersystem auf ein Zweileitersystem umgestellt wird.

- In den Szenarien SLOTH und EFFORT bleibt die mittlere Nennweite gleich – die kleinere Temperaturspreizung in EFFORT wird durch den höheren Rückgang an Leistung kompensiert.

Netzstruktur und Veränderung der Erzeugerstandorte

- Bei Veränderungen an den Erzeugerstandorten (Wegfall, neue Standorte, Änderung der Kapazität nicht proportional zur Entwicklung der Netzlast) passt die bestehende Nennweitenstruktur des Ist-Systems in der Regel für das Zielsystem nicht mehr (siehe Abbildung 98). Dagegen weisen die modellierten Zielnetze für SLOTH und EFFORT kaum Unterschiede auf (Lastrückgang und verringerte Temperaturspreizung kompensieren sich im Wesentlichen, oft sind die Nennweiten identisch).
- Aufgrund niedrigerer Betriebstemperaturen können Sekundärnetze ggf. direkt angebunden werden (Druckniveau berücksichtigen, ggf. Druckerhöhungsstation notwendig).

Abbildung 98: Chemnitz - Vergleich Nennweiten Ist und idealisierte Netze 2050 für SLOTH und EFFORT



Quelle: Eigene Darstellung GEF

Strategieansätze Transformation Fernwärmenetz

- ▶ Für die anstehende Transformation zur Dekarbonisierung der Fernwärme zeigt sich im Bereich Netze, dass klassische Strategien aus der Netzentwicklung weiterhin tragfähig sind:
 - Zielsystem Absatz/Erzeugung konzipieren (wo 2050 welche Erzeugung, wo wieviel Absatz, Teillastfälle, Störfall-Szenarien, Zieltemperaturen) und daraus Netzkonzept(e) entwickeln,
 - Konzept mit ausreichender Flexibilität (Nennweiten größer, Entlastungsstrassen) entwickeln und
 - ggf. Trassenkorridore sichern.
- ▶ Auch in den dekarbonisierten Zielsystemen ist es weiterhin sinnvoll
 - die Standorte für Spitzenlasterzeuger aus netzstrategischen Gesichtspunkten auszuwählen und
 - angesichts unsicherer zukünftiger Entwicklungen beim Trassenneubau größere Nennweiten zu wählen für mehr Flexibilität bei überschaubaren Mehrkosten.
- ▶ Verstärkte Anstrengungen zur Absenkung von Rücklauftemperaturen sind eine No-Regret-Strategie. Ein Fokus auf „low hanging fruit“ (große Rücklauftemperatur-Verschmutzer) kann mit überschaubarem Aufwand messbare Ergebnisse bringen. Erste Schritte sind hierbei die regelmäßige Erfassung und Auswertung der T_{RL} aller digital fernausgelesenen Kunden*Kundinnen sowie der großen jährlich analog abgelesenen Kunden*Kundinnen (Vor-Ort-Ablesung). Die entsprechenden Maßnahmen sollten frühzeitig eingeleitet werden, um die Temperaturspreizung zu erhöhen und in den Netzen größere Flexibilität zu schaffen.
- ▶ Bei zukünftigen Veränderungen der TAB und Kundenverträge bzgl. Absenkungen der Netz (-Vorlauf) -Temperaturen ist es sinnvoll, ein Kommunikationskonzept (ggf. mit Unterstützungsangeboten) für die Kunden*Kundinnen und eine Strategie zur Vertragsumstellung zu entwickeln.
- ▶ Die Kosten für zukünftige Netzsanierungen/Netzumbaumaßnahmen sollten von den Versorgern nicht unterschätzt und entsprechende Rücklagen gebildet werden.
- ▶ Angesichts der hohen Unsicherheit bzgl. der Entwicklung der energetischen Gebäudesanierung bei den Bestandskunden*Bestandskundinnen und des ggf. stark steigenden Anteils der Fernwärme am Wärmemarkt, erscheint es sinnvoll, Sanierungen im Netz möglichst lange hinauszuzögern, bis größere Klarheit über das Zielnetz gegeben ist (falls der Netzzustand das erlaubt und keine hydraulischen Engpässe entstehen).
- ▶ Fernwärme-Netze mit großen Transporttrassen z. B. zu außerhalb gelegenen Erzeugungsstandorten (siehe Fallbeispiele Spremberg, Aachen, Hamburg) sollten für die Zukunft dieser Trassen eine Strategie entwickeln.

5.2 Fazit der technischen Analyse

5.2.1 Erneuerbare Energien

- ▶ Im Allgemeinen ist eine breite Palette an erneuerbaren Energieträgern verfügbar. Drei von sechs Fallbeispielen können aus verschiedenen verfügbaren erneuerbaren Energien wählen,

während in den anderen drei die EE-Potenziale im Vergleich zum Bedarf eher begrenzt sind. Umgebungswärme der Luft ist überall verfügbar und stellt eine generelle Fall-back-Lösung dar.

- ▶ Geothermie sollte, wo immer möglich, in der Grund- und Mittellast genutzt werden, weil so "bewegliche" EE für andere Fernwärmenetze frei werden (Abfall, Klärschlamm, (Biomasse), PtG).
- ▶ In vier der sechs Fallbeispielen spielen Großwärmepumpen eine wichtige Rolle, insbesondere Abwasser-Wärmepumpen, Fluss-Wärmepumpen und in einem Fall eine Luft-Wärmepumpe. Bereits heute sind Großwärmepumpen auf dem Markt, die Vorlauftemperaturen von deutlich über 100 °C bereitstellen können. Die Entwicklung von Großwärmepumpen verläuft rasant – bereits in der dreijährigen Projektlaufzeit sind deutliche Erhöhungen der Leistungen und der Temperaturen zu beobachten. Niedrige Netzvorlauftemperaturen von kleiner 100 °C verbessern zwar die Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen, sind aber keine sine qua non für ihren Einsatz mehr. Hier gilt es im Einzelfall abzuwägen, in wie weit die Kosten/Nutzen-Abwägung zwischen den niedrigeren Betriebskosten durch höhere Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen und den hohen Investitionen und der sonstigen Hemmnisse bzgl. von Temperaturabsenkungen positiv für eine Strategie der deutlichen Temperaturabsenkung ausgeht.
- ▶ Es gibt oft einen Überschuss an EE im Sommer, aber in einem vollständig erneuerbaren System müssen EE wie z. B. Wärmepumpen auch im Herbst, Winter und Frühjahr (Mittellast) betrieben werden, möglicherweise sogar in der Spitzenlast (Spitzenlast im Jahr 2050 war nicht Teil der Untersuchung).
- ▶ Solarthermie ist eine EE-Variante, deren zukünftige Wärmegestehungskosten bereits heute mit hoher Zuverlässigkeit vorhergesagt werden können. Besonders in Fernwärmesystemen, die im Zwischenschritt noch fossile Anlagen einsetzen, kann Solarthermie eine Option sein, den erneuerbaren Anteil zeitnah zu erhöhen.
- ▶ In großen Fernwärmesystemen ist die unvermeidbare Verbrennung von Abfall/ Ersatzbrennstoff/ Klärschlamm eine attraktive Wärmequelle. Im Zeithorizont bis 2045 kann es eine Option sein, den Einsatz dieser Brennstoffe vorrangig an Standorten zu konzentrieren, an denen lokale erneuerbare Ressourcen knapp sind und auf transportable Brennstoffe zurückgegriffen werden muss.
- ▶ Der Einsatz von Biomasse sollte restriktiv erfolgen, um die begrenzten Ressourcen nicht zu übernutzen.
- ▶ Ein vollständiger Ersatz der vor 2030 abgängigen Kohle-KWK durch erneuerbare Energien ist aus technischer Sicht oft schwierig. Zentrale Hemmnisse sind die hohe Wärmeleistung der Anlagen (oft größer 100 MW_{th}) und die Tatsache, dass die zu ersetzenden Kohle-KWK-Anlagen häufig auch in der Mittel- und Spitzenlast genutzt werden. Klimapolitisch wichtig ist, einen möglichst großen Teil der Kohleleistung durch erneuerbare Energien zu ersetzen. In welchem Maße dies gelingen kann, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab (z. B. vorhandene EE-Potenziale, Zeitschiene für deren Erschließbarkeit, Anforderungen der EE-Quellen an die Netztemperaturen, technisch mögliche Einsatzzeiten der EE-Quellen (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast), Zeitplan zum Ersatz der Kohle-KWK, Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen im Vergleich mit fossilen Alternativen in der Grund-, Mittel- bzw. Spitzenlast, Renditeanforderungen der (oft kommunalen) Anteilseigner, usw.). Wenn vermieden werden

soll, dass in einem Zwischenschritt Biomasse/ Abfall/ Gasmotoren in größerem Umfang zum Einsatz kommen, muss der Förderrahmen dies unterstützen.

- ▶ Wenn die Nachfrage nach Fernwärme trotz energetischer Sanierung nicht sinkt, müssen mehr EE-Potenziale erschlossen werden. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn die Fernwärme größere Anteile des Wärmemarktes übernimmt, die heute noch dezentral mit Gas versorgt werden. Der Ergebnisse der ersten vorliegenden kommunalen Wärmeplanung deuten in diese Richtung.
- ▶ Die entwickelten Ziel-Erzeugerparcs enthalten – abgesehen von Abfall-/Klärschlammverbrennung keine KWK-Anlagen. Das bedeutet für alle KWK-Anlagenbetreiber unternehmensintern eine nicht zu unterschätzende Umstellung. Eine Strategieentwicklung für die dekarbonisierte Fernwärme – losgelöst vom Stromgeschäft – erfordert in vielen Unternehmen einen erheblichen Kulturwandel.

5.2.2 Netze, Netztemperaturen und HAST-Designs zur Unterstützung der Temperaturabsenkung

- ▶ Die (zeitnahe) Definition zukünftiger Fernwärme-Systemtemperaturen und zukünftiger HAST-Designs sowie die Kommunikation über diese Pläne mit den Kunden sind zentrale Schritte in der Transformation. In vier von sechs Fallbeispielen haben die Netze Zugang zu EE-Quellen, die hohe Temperaturen ($> 100\text{ °C}$) liefern können, so dass eine Absenkung der Vorlauftemperatur in diesen Systemen möglicherweise geringere Priorität hat.
- ▶ Die Intensivierung der Bemühungen zur Senkung der Rücklauftemperaturen ist ein Schritt zur Erhöhung der Flexibilität von Wärmenetzen (Einsatz von EE mit niedriger Temperatur, Erhöhung der Transportkapazität).
- ▶ In Netzen, deren Transportkapazität erhöht oder deren Systemtemperaturen deutlich abgesenkt werden sollen, sollte die Entwicklung von Kundenschnittstellen/HAST-Designs für niedrige (Rücklauf-) Temperaturen als Bestandteil der Transformation geprüft werden. Für Fernwärmesysteme, in denen HAST im Eigentum der Kunden*Kundinnen sind, gilt es für die Versorger abzuwägen, ob es sinnvoll ist den Kunden*Kundinnen anzubieten, dass der Versorger eine neue HAST einbaut und diese im Eigentum behält.
- ▶ Der Austausch von Hausübergabestationen und die Absenkung der Netztemperaturen sind ein fortlaufender Prozess und kostenintensiv – umso mehr, wenn innovative HAST-Systeme zur Unterstützung der Temperaturabsenkung realisiert werden. Speziell eine flächendeckende Umstellung auf wohnungsweise Frischwasserstationen zur Nutzung der Drei-Liter-Regel – wie im EFFORT-Szenario unterstellt – verursacht sehr hohe Kosten.
- ▶ Auch mit innovativen HAST-Designs hat der Fernwärme-Netzbetreiber auf die Systemtemperaturen (speziell die Rücklauftemperaturen) nur begrenzt Einfluss, vieles hängt von der Gebäudeinstallation ab und damit von der Frage, in welchem Maße Gebäudeeigentümer*innen Effizienzmaßnahmen auch in der Gebäude-TGA umsetzen.

5.2.3 Investitionsvolumen bei einer Umsetzung von SLOTH und EFFORT

Die mit der in Kapitel 3.1.3.3 beschriebenen Methodik grob abgeschätzten Investitionen für eine Realisierung der Szenarien SLOTH und EFFORT sind für die Fallbeispiele in Tabelle 40 gegenübergestellt.

Tabelle 40: Übersicht Investitionsvolumen SLOTH und EFFORT für die Fallbeispiele

Übersicht Investition	Spremberg Netz 1	Großkrotzen- burg Netz 2	Aachen Netz 3	Karlsruhe Netz 4	Chemnitz Netz 5	Hamburg Netz 6
SLOTH Invest Erzeugung	24 Mio. €	10 Mio. €	47 Mio. €	98 Mio. €	125 Mio. €	540 Mio. €
SLOTH Invest Zielnetz	17 Mio. €	14 Mio. €	101 Mio. €	176 Mio. €	168 Mio. €	1.191 Mio. €
SLOTH Invest HAST	5 Mio. €	11 Mio. €	38 Mio. €	77 Mio. €	80 Mio. €	550 Mio. €
SLOTH Summe Invest	46 Mio. €	38 Mio. €	186 Mio. €	351 Mio. €	373 Mio. €	2.281 Mio. €
EFFORT Invest Erzeugung	16 Mio. €	10 Mio. €	75 Mio. €	100 Mio. €	97 Mio. €	522 Mio. €
EFFORT Invest Zielnetz	17 Mio. €	14 Mio. €	93 Mio. €	178 Mio. €	167 Mio. €	1.252 Mio. €
EFFORT Invest HAST	25 Mio. €	19 Mio. €	47 Mio. €	310 Mio. €	325 Mio. €	2.850 Mio. €
EFFORT Summe Invest	58 Mio. €	46 Mio. €	215 Mio. €	588 Mio. €	589 Mio. €	4.624 Mio. €

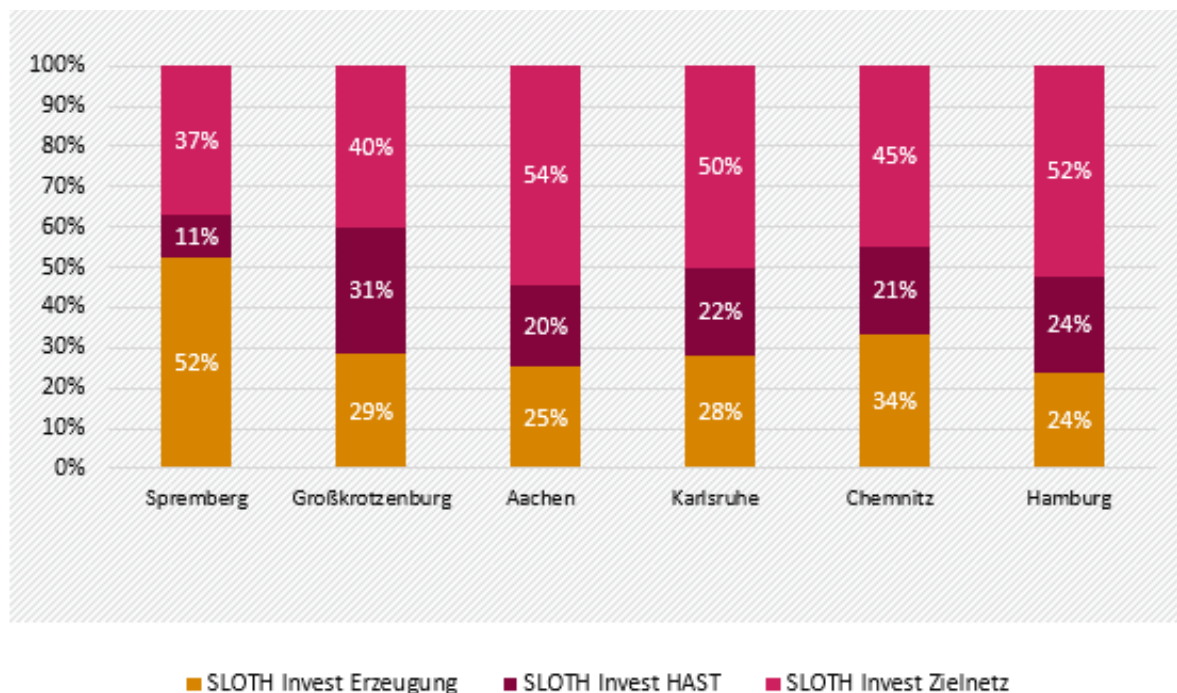
Es wird deutlich, dass eine Umsetzung von SLOTH und EFFORT bereits für mittlere Fernwärmesysteme Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe erfordern könnte. Selbst wenn man die Unsicherheiten bei der Abschätzung im Rahmen dieses Forschungsvorhabens in Betracht zieht, wird die Größe der finanziellen Herausforderung deutlich. Neben den technischen und nicht-technischen Hemmnissen dürften auch die damit verbundenen hohen finanziellen Lasten die Skepsis begründen, mit der die Praxispartner besonders die sehr ambitionierten Annahmen zu Netztemperaturen und HAST-Design in SLOTH und EFFORT⁹⁵ kommentiert haben.

In Abbildung 99 und Abbildung 100 sind die relativen Investitionen für die einzelnen Teilsysteme jeweils für SLOTH und EFFORT gegenübergestellt.

Bei den getroffenen Annahmen⁹⁶ liegen die Netzinvestitionen im SLOTH-Szenario in der Regel deutlich höher als die Investitionen in die Erzeugung und sind das teuerste Element der Transformation.

⁹⁵ Angenommene Vorlauftemperaturen: SLOTH ca. 70-80 °C, EFFORT ca. 50-55 °C

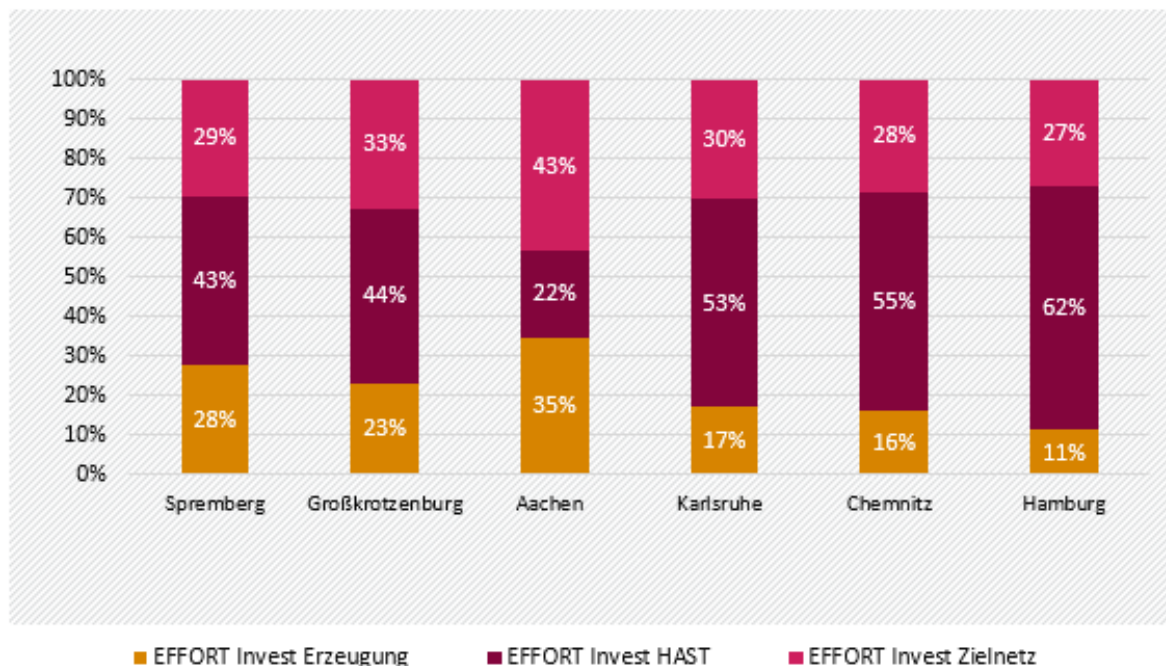
⁹⁶ u. a. Austausch nach 40 Jahren technischer Nutzungsdauer

Abbildung 99: Anteile Erzeugung, HAST, Netz an der Gesamtinvestition SLOTH

Quelle: eigene Darstellung GEF

Für die Anpassung der HAST an das für SLOTH unterstellte Niedertemperatur-Regime liegen die Investitionen in ähnlicher Größenordnung wie die der Erzeugung. Die erneuerbare Erzeugung selbst macht den kleineren Teil der Gesamtinvestition aus (ca. 25-35 %). Eine Ausnahme stellt hier das Fallbeispiel Spremberg dar: Hier ist mit einer großen Freiflächen-Solarthermie plus saisonalem Speicher ein Transformationskonzept unterstellt worden, das hohe Investitionen, aber zukünftig sehr geringe variable Kosten aufweisen würde.

In Abbildung 100 sind die relativen Anteile der Investitionen für das EFFORT-Szenario gegenübergestellt.

Abbildung 100: Anteile Erzeugung, HAST, Netz an der Gesamtinvestition EFFORT

Quelle: eigene Darstellung GEF

Durch den unterstellten flächendeckenden Einbau von einer hohen Zahl von Wohnungsstationen zur Erreichung einer sehr niedrigen Vorlauftemperatur von 55 °C vervielfachen sich die Kosten im Bereich HAST. Die absoluten Zahlen in Tabelle 40 zeigen, dass die Netzkosten in beiden Szenarien fast gleich sind und die Erzeugungskosten in EFFORT gegenüber SLOTH aufgrund der kleineren Leistungen leicht sinken. Die deutliche Verschiebung in den Anteilen ist daher im Wesentlichen auf die Mehrkosten durch die Wohnungsstationen zurückzuführen.

Da Kapital keine unbegrenzte Ressource ist, gilt es im Transformationsprozess abzuwägen, wo die Investitionen am zielführendsten eingesetzt werden, um die Dekarbonisierung voranzutreiben. Für eine Umstellung auf erneuerbare Energien kann eine Absenkung von Netz- (Vorlauf)-Temperaturen vorteilhaft sein, ist aber je nach Zusammensetzung des Zielerzeugerparcs nicht in jedem Fall zwingend. Gerade die rasante Entwicklung im Bereich von Großwärmepumpen, die heute auch Temperaturen deutlich über 100 °C bereitstellen können, eröffnet die Möglichkeit, Wärmenetze auch weiterhin mit hoher Temperaturspreizung zu betreiben. Für die Beibehaltung von hohen Temperaturspreizungen sprechen auch Ergebnisse aus ersten kommunalen Wärmeplanungen, die einen gesteigerten Absatz der Wärmenetze vorsehen. Wenn der Anteil der Fernwärme in einer Kommune deutlich steigt, sinkt der Spielraum für Temperaturabsenkungen, wenn die Transportkapazität der bestehenden Netzinfrasturktur erhalten werden soll. Der Mehrwert von Maßnahmen zur Temperaturabsenkung sollte im Einzelfall geprüft, aber nicht pauschal als Königsweg angesehen werden.

5.2.4 Transformationsprozess

- Eine sinnvolle Strategie für Fernwärmeversorger ist, einen groben Plan/Szenarien für ein Zielnetz im Jahr 2050 zu entwickeln, unter Berücksichtigung möglicher EE-Quellen inkl. Standorte, EE-Temperaturanforderungen, neuer Kunden*Kundinnen, Kunden-Temperaturanforderungen, etc. Die Zieltemperaturen und das Zielnetzlayout sollten auf der Grundlage

dieses Plans definiert werden, damit in den nächsten drei Jahrzehnten langsam, aber konsequent Anpassungen vorgenommen werden können, die genügend Flexibilität für mögliche Entwicklungen zulassen.

- ▶ Viele Versorger in kommunalem (Teil-)Eigentum leisten mit ihren Ausschüttungen einen relevanten Beitrag zu den kommunalen Haushalten und finanzieren z. T. auch im Querverbund den ÖPNV und andere öffentliche Dienstleistungen. Hier ist zu diskutieren, ob der Beitrag der Versorger im kommunalen Bereich angesichts der herausfordernden Investitionen zukünftig in gleichem Maße erfolgen kann wie bisher.
- ▶ Langfristige Entscheidungen müssen (bald) von den Wärmelieferanten getroffen werden, auch wenn es (leider) keine klare Vorstellung über zentrale Randbedingungen gibt. Für eine Wärmeplanung ist eine Einschätzung wichtig, wie schnell der Wärmebedarf aus dem Gebäudebestand aufgrund von Vorgaben für die energetische Sanierung abnehmen wird und ob es einen politisch festgelegten Zeitpunkt gibt, ab dem der fossile Hauptkonkurrent im Wärmemarkt – fossiles Erdgas – für dezentrale Heizungssysteme nicht mehr zum Einsatz kommen darf. Politische Klärungen zu diesen Themen würden die Planungssicherheit und damit auch Investitionssicherheit im Wärmesektor erhöhen. Eine kommunale Wärmeplanung kann ebenfalls einen wichtigen Beitrag leisten, um Randbedingungen bzgl. der Absatzentwicklung zu klären und die Investitionssicherheit für die Wärmenetzbetreiber zu erhöhen.

5.3 Fazit der akteursspezifischen Analyse

Die übergreifende Analyse dient der Herausarbeitung von Anhaltspunkten für die übergreifenden Hemmnisse und den Förderbedarf zur Transformation von Kohle-Wärmenetzen. Sie bildet damit die Brücke zur Entwicklung eines geeigneten Unterstützungsrahmens für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen (siehe Kapitel 6 und 7). Die übergreifende Analyse gliedert sich in zwei Teile: vergleichende Betrachtung akteursbezogener Aspekte und daran anschließend die Bewertung der aktuellen Rahmenbedingungen aus Sicht der Praxispartner.

Der erste Teil vergleicht insbesondere die gewonnenen Erkenntnisse aus den fallbeispielspezifischen Akteursanalysen. Der Fokus liegt dabei auf vergleichenden Aspekten hinsichtlich der Rolle der Kommunen, die lokale Akzeptanz und Öffentlichkeitsbeteiligung und die Rolle der Kunden*Kundinnen. Hinsichtlich der Rolle der Kunden*Kundinnen werden die Betrachtungen um die Ergebnisse aus den Kurzinterviews und dem Fachgespräch erweitert.

Der zweite Teil widmet sich der Bewertung des aktuellen regulatorischen Rahmens und der bestehenden Fördermöglichkeiten aus Sicht der Praxispartner. Da die Interviews im Jahr 2021 durchgeführt wurden, spiegeln die Ergebnisse auch den Stand des regulatorischen Rahmens aus diesem Jahr wider. Bei der Auswertung wurde auf eine fallbeispielweise Betrachtung verzichtet, da die Aussagen sich auf die gleichen übergeordneten Rahmenbedingungen beziehen und daher insbesondere zusammengefasst auf die Hemmnisse und Chancen des bestehenden Rahmens hinweisen. Die Aussagen aus den Praxisbeispielen wurden ebenfalls um Ergebnisse aus den Kurzinterviews und dem Fachgespräch ergänzt.

5.3.1 Akteursebene

Rolle der Kommunen

In allen untersuchten Fallbeispielen sind die Kommunen entweder alleiniger oder anteiliger Gesellschafter des Wärmeversorgers. Dadurch kommen ihnen entscheidende Einflussmöglichkeiten im Transformationsprozess zu. Ein Vergleich zwischen den Fallbeispielen

zeigt insbesondere deutliche Unterschiede zwischen den großstädtischen und den kleineren Kommunen.

In den großstädtischen Kommunen Aachen, Chemnitz und Karlsruhe und im Stadtstaat Hamburg nehmen die Kommunen bzw. die Landesbehörden (FHH) diverse Steuerungsmöglichkeiten in planender, regulierender und beratender Rolle wahr. Zu den Instrumenten und Maßnahmen gehören insbesondere:

- ▶ *Städtische Klimaschutzkonzepte* setzen den Rahmen durch die allgemeinen und sektorenspezifischen Klimaziele der Kommune, in denen auch die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung einen zentralen Baustein darstellt.
- ▶ In der *kommunalen Wärmeplanung* werden Wärmekataster, hypothetische Wärmenetze und Gebäudepotenzialanalysen zur Reduktion des Wärmebedarfs durchgeführt und bilden eine Schnittstelle zu den Transformationsplänen.
- ▶ Durch Förderprogramme, Beratungsangebote und Austauschgremien gibt es integrierte *Schnittstellen zwischen Energieeffizienz im Gebäudebereich und Erneuerbare-Wärme-Versorgung*.
- ▶ Die Kommunen initiieren und koordinieren die *Vernetzung und Beratung von lokalen Stakeholdern*, z. B. zur Energieberatung und in Form von Beteiligungsformaten der allgemeinen und Fachöffentlichkeit.

In den untersuchten großstädtischen Kommunen und der FHH wird überdies wissenschaftliche Expertise durch die vor Ort ansässigen technischen Hochschulen und Universitäten (u. a. TU HH, RWTH Aachen, KIT Karlsruhe, TU Chemnitz) aktiv eingebunden.

Im Gegensatz zu den großstädtischen Kommunen und der FHH gibt es in den kleineren Kommunen Großkrotzenburg und Spremberg bisher keine übergeordnete Klimaschutzstrategie, in die die bisherigen Transformationspläne eingebettet sind. In den beiden Beispielen kommt vielmehr den Stadt-/ Gemeindewerken selbst die zentrale Rolle bei der Entwicklung und Planung des Zielbilds und des Transformationspfads in der Wärmeversorgung zu. Im Fallbeispiel Großkrotzenburg wird dabei beispielsweise betont, dass die Entscheidungsträger*innen auf die fachliche Expertise der Gemeindewerke angewiesen sind. Da die kleineren Kommunen insgesamt eine geringere Akteursvielfalt vor Ort aufweisen, sind externe Unterstützungsangebote in Form von Beratungen und Förderprogrammen besonders zentral, um die Transformationen vor Ort zu fördern.

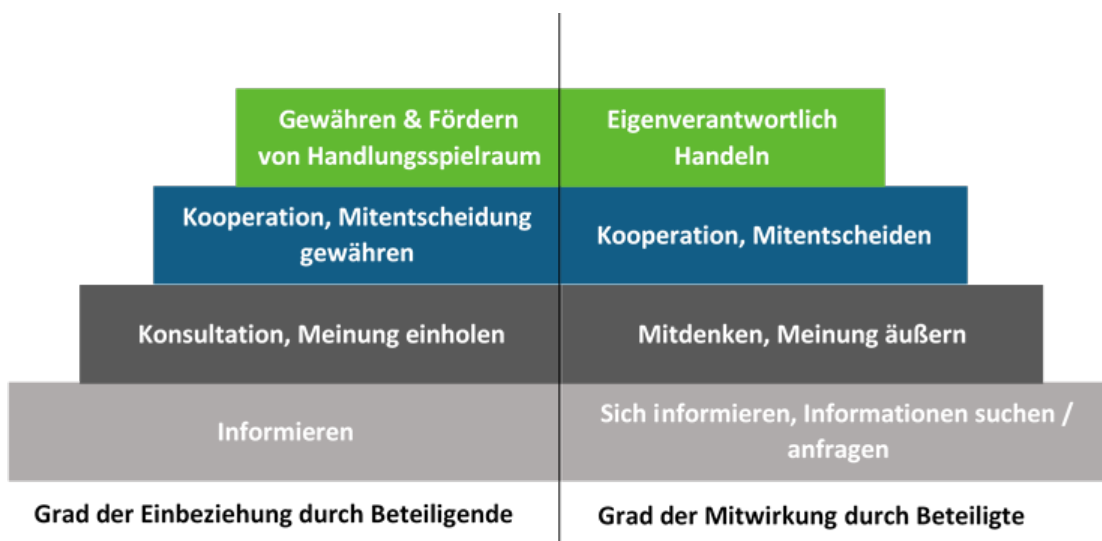
Lokale Akzeptanz und Beteiligung der Öffentlichkeit

Die Akzeptanz von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung kann auf verschiedenen Ebenen betrachtet werden. Eine häufige Unterscheidung in der Akzeptanzforschung differenziert zwischen soziopolitischer Akzeptanz, lokaler Akzeptanz und Marktakzeptanz (Wüstenhagen et al. 2007). Die soziopolitische Akzeptanz bezieht sich dabei auf die allgemeine Förderung und Zustimmung von erneuerbaren Energien in der breiten Öffentlichkeit und Schlüsselpersonen. Die soziopolitische Akzeptanz von erneuerbaren Energien ist ausgeprägt: Laut einer repräsentativen Umfrage befürworteten im Jahr 2020 86 % der Befragten den stärkeren Ausbau von erneuerbaren Energien (Agentur für Erneuerbare Energien 2021). Die lokale Akzeptanz bezieht sich hingegen auf die Zustimmung der lokalen Bevölkerung zu konkreten Erneuerbare-Energien-Projekten vor Ort. Die Marktakzeptanz umfasst die Zustimmung von Investoren*Investorinnen und Kunden*Kundinnen.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung konkreter Erneuerbarer-Wärme-Projekte in den Fallbeispielen spielt insbesondere die lokale Akzeptanz eine Rolle, die sich auf konkrete Umsetzungsprojekte vor Ort bezieht. Als zentrale Akzeptanzfaktoren werden in diesem Zusammenhang insbesondere wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit, Verteilungsgerechtigkeit und Vertrauen in die Entscheidungsträger*innen und Umsetzer*innen genannt (Wüstenhagen et al. 2007). Verfahrensgerechtigkeit meint die subjektiv wahrgenommene Gerechtigkeit eines Planungs- oder Entscheidungsprozesses (Hildebrand et al. 2018) und steht unter anderem im Zusammenhang damit, dass Entscheidungen im Prozess noch angepasst werden können, dass keine Eigeninteressen von einzelnen Akteuren die Entscheidung verzerren und im Prozess alle Anliegen der verschiedenen Beteiligten repräsentiert sind (Leventhal 1980). Wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit kann direkt das Vertrauen in die Entscheider*innen erhöhen. Verteilungsgerechtigkeit bezieht sich auf die subjektive Bewertung der Verteilung von Kosten, Nutzen und Auswirkungen einer Veränderung: Wer profitiert von einer Maßnahme? Wer übernimmt die Auswirkungen? Hübner et al. (2020) betonen im Zusammenhang mit der lokalen Akzeptanz dabei vor allem die Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen und der Auswirkungen für Mensch und Umwelt, welche hier als Teilaspekte der Verteilungsgerechtigkeit gesehen werden können.

Partizipation der Bevölkerung in den Planungs- und Umsetzungsprozess ist ein breit praktizierter und geforderter Ansatz zur Förderung der lokalen Akzeptanz von Erneuerbaren-Energien-Projekten. Richtig durchgeführt können sie zu einer Erhöhung der wahrgenommenen Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit beitragen, in dem transparent über die Planungen und den Ablauf informiert wird sowie Verteilungsfragen adressiert werden. Die Transparenz des Prozesses kann ebenfalls zu einem gesteigerten Vertrauen in den Prozess und die Entscheidungsträger*innen beitragen (Hildebrand et al. 2018). Dabei unterscheiden sich Informations- und Beteiligungsformate im Grad der Einbeziehung durch die Beteiligten und dem Grad der Mitwirkung der Beteiligten (siehe Abbildung 101). Die Einflussnahme nimmt von den unteren Stufen nach oben graduell zu. Im engeren Sinne lässt sich nur auf den oberen beiden Stufen von einer aktiven Beteiligung sprechen. Befragungen zeigen aber auch, dass sich Bürger*innen insbesondere Angebote in Form von Informationen und Konsultationen wünschen und stärkere Formen der Beteiligung weniger stark eingefordert werden (Rau et al. 2012).

Abbildung 101: Partizipationspyramide



Quelle: eigene Darstellung ifeu nach Rau et al. 2012, S.181

Die Ansprache oder Beteiligung von verschiedenen Interessensgruppen bei der Dekarbonisierung der Wärmenetze spielt in allen untersuchten Fallbeispielen eine Rolle, wobei sich Grad und Zielsetzung teilweise stark unterscheiden. Im Folgenden liegt dabei der Schwerpunkt auf der Betrachtung der Einbindung der allgemeinen Öffentlichkeit und der Zivilgesellschaft (im Gegensatz zur gezielten Einbindung von Wohnungswirtschaft, Industrie, Verbänden, etc.). Zunächst gilt es dabei eine Unterscheidung zu treffen zwischen der aktiven und gesteuerten Einbindung von verschiedenen Interessen in der Entwicklung des Transformationspfads, initiiert und durchgeführt durch den Wärmeversorger oder die Kommune. Demgegenüber stehen die Aktivitäten von zivilgesellschaftlichen Akteuren wie Bürgerinitiativen, die selbst aktiv ihre Interessen vertreten und einbringen.

In allen untersuchten Fallbeispielen finden aktive Maßnahmen zur Ansprache oder Einbindung verschiedener externer Akteursgruppen durch den Wärmeversorger oder die Kommune statt. Die Fallbeispiele lassen sich dabei in drei Kategorien mit unterschiedlichen Formaten und Zielsetzungen unterteilen:

- ▶ *Informationsvermittlung:* In den Fallbeispielen Aachen und Karlsruhe bezieht sich die (bisher geplante) Öffentlichkeitsbeteiligung in der Entwicklung des Transformationspfads vor allem auf Informations- und Kommunikationsmaßnahmen, insbesondere zur technologiespezifischen Aufklärung zu Tiefengeothermie. Es geht dabei weniger um die aktive Berücksichtigung der Interessen verschiedener Akteursgruppen, sondern vielmehr um eine Informationsvermittlung mit dem Ziel der Schaffung von Akzeptanz. Damit ist die Maßnahme auf der unteren Ebene der Partizipationspyramide anzusiedeln. Sie ist eine wichtige Voraussetzung für die Schaffung von lokaler Akzeptanz.
- ▶ *Enger Kundenbezug:* Die Fallbeispiele Spremberg und Großkrotzenburg kennzeichnen sich aufgrund der geringen Größe und der kurzen Wege durch eine hohe Kundenbindung und direkte Kommunikation zwischen dem Wärmeversorger und den Kunden*Kundinnen aus. In Spremberg werden die Kunden*Kundinnen im Rahmen eines Kundenbeirats in einzelne Unternehmensentscheidungen eingebunden.
- ▶ *Aktives Einbeziehen der Interessen im Zuge von Beteiligungsgremien:* Die Fallbeispiele Hamburg und Chemnitz weisen eine sehr starke Beteiligung der Öffentlichkeit auf. Dies erfolgt insbesondere mittels der Einbindung verschiedener Beteiligungsgremien in der Entwicklung des Transformationspfads und eines Zielbilds in der Wärmeversorgung. Die Interessensgruppen beeinflussen dabei teilweise aktiv die Entwicklung des Transformationspfads. Im engeren Sinne lässt sich nur in dieser dritten Kategorie von einer *Beteiligung* verschiedener Interessensgruppen sprechen und lässt sich auf der zweiten bis dritten Ebene der Partizipationspyramide verorten.

Neben diesen Maßnahmen zur institutionellen Ansprache durch Wärmeversorger und Kommunen stehen die Aktivitäten zivilgesellschaftlicher Initiativen, die sich selbstorganisiert in den Prozess einbringen. In Hamburg und Chemnitz gibt es mehrere Bürgerinitiativen, die sich aktiv in den Transformationsprozess einbringen. In Hamburg haben verschiedene Bürgerinitiativen die entscheidenden Meilensteine der Rekommunalisierung und des Beschlusses des Kohleausstiegsgesetzes mit vorangetrieben und gestaltet. Mehrere zivilgesellschaftliche Initiativen werden mittlerweile auf Beschluss der Bürgerschaft kontinuierlich in die weiteren Entwicklungen der Transformationspläne eingebunden. Es ist anzunehmen, dass dies die lokale Akzeptanz und die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit erhöht. Das Beispiel Hamburg zeigt, dass Bürgerinitiativen den Transformationsprozess und die Klimaschutzambitionen beschleunigen können.

In Chemnitz organisiert sich eine Bürgerinitiative gegen die bisherigen Transformationspläne von Wärmeversorger und Kommune in Bezug auf die potenzielle Errichtung einer MVA. Sie kritisiert unter anderem, dass die Bevölkerung erst spät über die Transformationspläne informiert worden sei, was darauf hindeutet, dass die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit eingeschränkt ist. Des Weiteren wurden Bedenken benannt, dass für die geplante MVA der Müll aus anderen Regionen herangezogen werden muss. Außerdem werden Lärmbelästigung und der Geruch befürchtet sowie die Nähe zum Naherholungsgebiet kritisiert. Beides kann als Ausdruck mangelnder wahrgenommener Verteilungsgerechtigkeit betrachtet werden.

Bürgerinitiativen sind durchaus Ausdruck der lokalen Akzeptanz, dennoch ist dabei auch zu berücksichtigen, dass nur ein geringer Teil der Bevölkerung sich aktiv in Bürgerinitiativen engagiert und diese nicht unbedingt repräsentativ für die breite Zustimmung oder Ablehnung einer Maßnahme in der Gesamtbevölkerung sind. Zugleich lässt sich auch nicht sagen, dass mehr Beteiligung grundsätzlich zu mehr Akzeptanz führt, sondern vielmehr steht die Qualität der Beteiligung im Vordergrund (Hildebrand et al. 2018). Beteiligungsverfahren bieten die Möglichkeit, „durch gelingende Kommunikations- und Beteiligungsmethoden Vertrauen aufzubauen und gute Erfahrungen zu ermöglichen, die akzeptable Lösungen zumindest wahrscheinlicher machen“ (Hildebrand et al. 2018, Seite 201)

Hierzu sollte der Prozess an die lokalen Gegebenheiten, bestehende Interessen und Konfliktlinien angepasst sein. Dabei ist es wichtig, dass Grad und Umfang der tatsächlichen Mitbestimmung oder Mitwirkung durch die beteiligten Akteure transparent kommuniziert werden, damit nicht der Eindruck einer nachträglichen Legitimierung einer bereits getroffenen Entscheidung entsteht. Inhaltlich sollten sowohl die Notwendigkeit der Veränderung (Kohleausstieg, Klimaziele, etc.), verdeutlicht werden, der Nutzen für die Region hervorgehoben werden (wirtschaftlich, ökologisch, sozial) und ebenso die lokalspezifischen Gegebenheiten („place attachment“) und Prägungen („Kohleverbundenheit“) wertschätzend aufgegriffen werden. (siehe auch Hildebrand et al. (2018); Local Energy Consulting (2020)).

Aus der Betrachtung der Fallbeispiele geht hervor, dass die Beteiligung der Öffentlichkeit eine zentrale Rolle zur Schaffung der Akzeptanz der Transformationsmaßnahmen spielt. Insbesondere bei kontroversen Technologien wie Tiefengeothermie, Biomasse und thermischen Abfallbehandlung spielen frühzeitige begleitende Beteiligungsprozesse eine entscheidende Rolle. Das Fallbeispiel Aachen ist ein gutes Beispiel, wie Aufklärungsmaßnahmen von Beginn an als fester Baustein in den Prozess integriert werden. Bei der Betrachtung der sechs Fallbeispiele fällt jedoch auf, dass keines der Fallbeispiele ein integriertes Gesamtkonzept zur Ansprache und Beteiligung der Öffentlichkeit im Zusammenhang mit der Transformation der Wärmeversorgung verfolgt. Da es sich jedoch um langfristig angelegte Transformationsmaßnahmen mit hohen Investitionssummen handelt, sollten Wärmeversorger und Kommunen sich von Beginn an mit den lokalen Interessensstrukturen befassen und ein angemessenes Informations- und Beteiligungskonzept erstellen. Es empfiehlt sich mindestens eine kontinuierliche und transparente Informationsvermittlung entlang des gesamten Planungs- und Umsetzungsprozesses, um Vertrauen in den Prozess und die Beteiligten zu schaffen. Da ein hochwertiges Beteiligungsverfahren zeit- und kostenintensiv ist, sollte der Unterstützungsrahmen hierfür Fördermittel bereitstellen.

Rolle der Kunden*Kundinnen

Zur Betrachtung der Rolle der Kunden*Kundinnen werden die Aussagen aus den Interviews mit den Praxispartnern, den fallbeispielübergreifenden Interviews mit Kundenvertreter*innen sowie die Diskussionen aus dem Fachgespräch herangezogen.

Bewertung grüner Fernwärme aus Kundensicht

Aus den Interviews lassen sich einige Aussagen bezüglich der Bewertung von potenziell grüner Fernwärme aus Kundensicht ableiten. Aus dem Kurzinterview mit einem Vertreter gewerblicher Kunden* Kundinnen geht hervor, dass grüne Fernwärme mit einer Reihe von Vorteilen verbunden wird. Dabei werden insbesondere erwähnt, dass keine weiteren Nachweise und kein weiterer Aufwand für das Unternehmen nötig sind, um den Bezug erneuerbarer Energien nachzuweisen, da dies vertraglich geregelt und zertifiziert ist. Außerdem sei der Aufwand zur Umstellung des Energieträgers geringer als bei Investitionen in eigene Erzeugungsanlagen. Als weiterer Vorteil wird die potenzielle Regionalität des Energieträgers positiv hervorgehoben.

Die Aussagen rund um potenzielle Mehrkosten, die aus der Umstellung von Kohle-Fernwärme auf erneuerbare Energien in der Erzeugungstechnologie resultieren, gehen in verschiedene Richtungen. In den Fallbeispielen, in denen die Kunden* Kundinnen (teilweise) Eigentümer*innen der Hausstationen sind (Spremberg, Karlsruhe und Chemnitz), werden kundenseitige Maßnahmen kritisch gesehen, da die Kunden* Kundinnen die Kosten dafür tragen müssten. Das sei insbesondere deshalb kein gutes Verkaufsargument, da bei der Fernwärme in der Regel damit geworben wird, dass neben den laufenden Kosten keine Investitionskosten mehr anfallen. Daher seien Förderprogramme für Endkunden* Endkundinnen für kundenseitige Maßnahmen zentral. Die Verbraucherzentrale äußerte sich ergänzend hierzu, dass sobald notwendige bauliche Maßnahmen auf die Kunden* Kundinnen zukommen, diese ein „wettbewerbsfähiges Angebot“ sowie die Wahlmöglichkeit zu wechseln erhalten sollen.

Nach Aussage eines Vertreters des Verbands baden-württembergischer Wohn- und Immobilienunternehmen (vbw) ist es aus der Perspektive der Wohnungswirtschaft wichtig, möglicherweise notwendig werdende gebäudeseitige Investitionen für die Fernwärme nicht isoliert zu betrachten. Die Investitionsentscheidung werde in der Gesamtbetrachtung zwischen Erhöhung der Energieeffizienz in der Gebäudehülle und der Nutzung erneuerbarer Energien gefällt. Mögliche Kostensteigerungen durch die Dekarbonisierung der Fernwärme seien für die Wohnungswirtschaft im gewissen Umfang kein Argument gegen den Weiterbezug der Fernwärme, da die Mehrkosten auf die Mietenden umgelegt werden können.

Verbraucherschutz

Aus den Interviews mit den Kundenvertretern* Kundinnenvertreterinnen gingen eine Reihe von Nachteilen hervor, die aus Kundensicht mit der Fernwärme verbunden seien. Negativ hervorgehoben wurden insbesondere die unflexible Vertragsgestaltung mit langen Laufzeiten von bis zu 10 Jahren und keiner Wahlmöglichkeit beim Tarif sowie Schwierigkeiten bei Kapazitätserweiterungen. Preisänderungen und die Preisgleitklauseln werden als wenig nachvollziehbar beschrieben. Die Verbraucherzentrale moniert das einseitige Änderungsrecht des Versorgers, zum Beispiel im Zusammenhang mit Preiserhöhungen. Als Nachteil aus gewerblicher Perspektive wurde die fehlende Möglichkeit eines Wettbewerbs kritisiert, weshalb viele Unternehmen sich eher für Gas entscheiden würden.

Die Ausrichtung der Verbraucherschutzstandards war auch Gegenstand der Diskussionen im Rahmen des Fachgesprächs. Wenn die Fernwärme in Zukunft ein größeres Marktsegment bedienen sollte, dann seien Anpassungen der Verbraucherschutzstandards zentral, um eine größere Akzeptanz herzustellen. Als Beispiele werden insbesondere verständliche Rechnungen, Wahlmöglichkeiten, kürzere Vertragslaufzeiten, Informationen zu Netzverlusten sowie verwendete Energieträger genannt. Dabei wird in der Diskussion aber eingeräumt, dass die Verbraucherschutz-Forderungen nach kurzen Vertragslaufzeiten und Auswahlmöglichkeiten beim Versorger und / oder Energieträger mit den Effizienzvorstellungen bei der kommunalen

Wärmeplanung kollidieren. Ein Vorschlag aus dem Fachgespräch, welcher dieser Herausforderung teilweise begegnen könnte, war die Einrichtung von Vermittlungsstellen zwischen Kommune, Fernwärmeversorger und Kunden*Kundinnen hinsichtlich der Preis- und Vertragsgestaltung. Zahlreiche Fernwärme-Tarife seien aktuell undurchschaubar, insbesondere die Preisgleitklausel.

Öko-Wärme-Tarif

Das Konzept des Öko-Wärme-Tarifs basiert auf dem Angebot verschiedener Tarife innerhalb eines Wärmenetzes – abweichend vom bisherigen Modell „Ein Netz – ein Faktor“ – bei dem ein höherer Tarif bei niedrigerem PEF angeboten werden könnte. Voraussetzung dafür wäre eine Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Rahmen der Interviews wurden die Praxispartner nach einer Einschätzung der Attraktivität eines solchen Tarifs bei ihren Kunden*Kundinnen gebeten. Die Aussagen lassen sich wie folgt zusammenfassen: Insgesamt schaut der Großteil der Kunden*Kundinnen vorrangig auf den Preis, insbesondere in strukturschwachen Regionen ist „Grüne Wärme“ kein Verkaufsargument. Der Vergleich zum Öko-Strom-Tarif zeige zum Teil selbst bei ähnlichen Kosten eine geringe Wechselbereitschaft. Ein Öko-Wärme-Tarif sei daher nur für eine eingeschränkte Zielgruppe attraktiv. Das Potenzial wird auf 20 % eingeschätzt. Diese Kunden*Kundinnen könnten bereit sein, mehr zu bezahlen, wenn wirklich ein Zubau an EE-Wärme realisiert wird. Ein Öko-Wärme-Tarif könnte insbesondere für die Neukunden-Akquise interessant sein, um wettbewerbsfähig zu bleiben und zur Erreichung von Baugenehmigungen beizutragen.

Die Aussagen aus den Interviews und dem Fachgespräch lassen insgesamt darauf schließen, dass die Marktakzeptanz von erneuerbarer Fernwärme aus Kunden*Kundinnen Sicht zunimmt und den Prognosen nach weiterhin an Attraktivität gewinnen wird. Zur Förderung der Akzeptanz sind insbesondere die Bereitstellung von Fördermitteln für kundenseitige Umbaumaßnahmen sowie eine Anpassung der Verbraucherschutzstandards zentral.

5.3.2 Rahmenbedingungen

Die Praxispartner wurden im Rahmen der Interviews nach ihren Einschätzungen zum und Erfahrungen mit dem aktuellen Unterstützungsrahmen gefragt.

Regulatorik

Aus den Interviews und den Diskussionen im Rahmen des Fachgesprächs gehen eine Reihe an Hemmnissen in den regulatorischen Rahmenbedingungen hervor, die aus Sicht der Praxis den Prozess der Dekarbonisierung erschweren. Im Folgenden sind diese über die Fallbeispiele hinweg thematisch zusammengefasst dargestellt.

Berechnungs- und Bilanzierungsvorschriften:

- ▶ Wiederholte Umstellungen in den Berechnungsvorschriften der Primärenergie-Faktoren erschweren die langfristige Planbarkeit für die Erzeugungslandschaft, da die politischen Entscheidungszeiträume häufig kürzer sind als die technischen Planungszeiträume.
- ▶ Insbesondere PtH und Wärmepumpen schneiden in den aktuellen PEF- und CO₂-Bilanzmethodiken nicht gut ab.
- ▶ Wunsch einiger Interviewpartner*innen: Abwärmequellen aus der Grundstoffindustrie und der Müllverwertung, die ihre primäre Zielsetzung nicht in der Erzeugung von Fernwärme haben, sondern in anderen Zwecken, z. B. der thermischen Abfallbehandlung, der Herstellung von Aluminium oder Kupfer etc., sollten als klimaneutral bewertet werden.

- ▶ Wunsch nach einheitlichen Berechnungs- und Bilanzierungssystematiken bei Bund und Ländern (Beispiel: Energiebilanzen des LAK versus Methodik des GEG – Finnische Methode vs. Stromgutschrift vs. Carnot)

Netzentgelte und Umlagen:

- ▶ PtH ist aufgrund der Netzentgelte und Umlagen aktuell für die Wärmeversorger kaum wirtschaftlich darstellbar.

Wärmelieferverordnung:

- ▶ Die aktuelle Wärmelieferverordnung behindert den Wärmenetzausbau und die Verdrängung von fossilen Gebäudeheizungen. Daher besteht der Wunsch nach der Berücksichtigung des CO₂-Preises in der Wärmelieferverordnung.

CO₂-Preis

Der CO₂-Preis war kein fester Bestandteil der Interviews. Dennoch enthalten die Aussagen der Interviewpartner*innen einige Bewertungen, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- ▶ Langfristige Entwicklung des CO₂-Preises (BEHG, EU ETS) führt ggf. dazu, dass sich die Investitionen in EE auch bei heute höheren Kosten lohnen.
- ▶ Durch den CO₂-Preis wird Klimaschutz zum Main-Stream und von Fernwärmegroßkunden zunehmend gefordert.
- ▶ Es wird aber auch kritisiert, dass CO₂ einen angemessenen Preis haben sollte, welcher momentan nicht da sei und auch nicht über den Zielplan der Bundesregierung abgebildet sei.

Kommunale Wärmeplanung:

- ▶ Wünsche aus dem Fachgespräch:
 - Kommunale Wärmeplanung sollte verpflichtend sein und gemeinsam mit einem oder ggf. mehreren Wärmeversorgern durchgeführt werden. Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung sollten die Möglichkeiten des Anschluss- und Benutzungszwangs geprüft werden. Dabei sei zu beachten, dass sobald der Fernwärme-Vorrang in einem Gebiet der Kommune definiert ist, gilt kein Wettbewerbsrecht mehr – das heißt: Die Kosten der Fernwärme-Lieferung müssen in einer belastbaren Preisformel nach AVBFernwärmeV geregelt sein. Eine freie Fernwärme-Preissetzung durch den Lieferanten ist dann nicht mehr zulässig.
 - Es sollte ein Vollkostenvergleich auf kommunaler Ebene zwischen Fernwärme und Erdgas erfolgen.

Förderprogramme

In den untersuchten Fallbeispielen nutzen alle Praxispartner den bestehenden Förderrahmen. In Tabelle 41 sind die Förderprogramme zusammengetragen, die bisher bereits die Transformation unterstützen⁹⁷.

⁹⁷ Die BEW war zum Zeitpunkt der Interviews noch nicht gestartet.

Tabelle 41: Von den Praxispartnern in Anspruch genommene Förderprogramme

	Spremberg	Großkrotzenburg	Aachen	Karlsruhe	Chemnitz	Hamburg
MAP-Förderung		Wärmenetze, Wärmespeicher	Wärmenetze			
KWKG	Wärmenetzausbau		Gas-BHKW	Wärmenetzausbau	Wärmenetzausbau, Gas-BHKW	Gas-KWK, Abwasser-Wärmepumpe
EEG			Biomethan-BHKW		Holz-HKW (wird nicht umgesetzt)	Biogas
EFRE					HAST-Einbau, Solarthermie-NT-Anlage	
Städtebauförderung					Solarthermie-NT-Anlage	
Umweltinnovationsprogramm				MiRO-Wärmeauskopplung		
Kohlestrukturförderung			Tiefengeothermie (geplant)			
progres.nrw			Abwasserwärme, kalte Nahwärme			
Norddeutsches Reallabor						Aquifer-Speicher

Hemmnisse:

Der Inanspruchnahme von Fördermitteln stehen aus Sicht der Praxispartner einige übergeordnete Hemmnisse entgegen. Mehrfach genannt wurden insbesondere:

- ▶ Hohe bürokratische Hürden bei der Antragsstellung und ein hoher administrativer Aufwand in der Fördermittelabwicklung (z. B. in Form von Personalkosten, Begleitforschung bei EU-Projekten), ein damit einhergehender hoher Personalaufwand und eine längere Dauer für die Beantragung und Prüfung von Fördermitteln. In der Kosten-Nutzen-Abwägung falle die Entscheidung nicht immer für die Fördermittel aus, auch wenn damit potenziell eine ambitioniertere Variante umgesetzt werden könnte.
- ▶ Eingeschränkte Planungs-, Zukunfts- und Investitionssicherheit: Die sich während der Planungszeiträume ändernden Fördermöglichkeiten und Rahmenbedingungen erschweren die Planungs- und Investitionssicherheit bei den Wärmeversorgern. Die Planungszeiträume dauern in der Regel etwa sechs bis sieben Jahre, die politischen Entscheidungszeiträume seien jedoch mitunter kürzer. Ein Wärmeversorger bezeichnete auch ein „zu geringes Ambitionsniveau“ im Zusammenhang mit der Geschwindigkeit und Förderhöhe bei dem Unterstützungsrahmen der Wärmetransformation, welche ebenfalls zu reduzierter Planungssicherheit führe.

- Einigen Wärmeversorgern fehlt ein Überblick über die verschiedenen Fördermöglichkeiten, auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene und sie wünschen sich Unterstützung bei der Inanspruchnahme. Einige beauftragen hierfür bereits externe Beratungsbüros.

Vor dem Hintergrund dieser Hemmnisse formulierten die Praxispartner eine Reihe von Wünschen an den Unterstützungsrahmen, die sich wie folgt gruppieren lassen:

- Planungssicherheit durch langfristigen Förderrahmen
- Erleichterung / Verkürzung der Genehmigungsprozesse auf kommunaler Ebene zur schnellen Umsetzung von Maßnahmen bei kurzen Transformationszeiträumen
- Vereinfachung der Förderantragsverfahren für Kommunen zur Unterstützung des Transformationsprozesses

5.3.3 Schlussfolgerungen

Mit Blick auf die Entwicklung des Unterstützungsrahmens zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Kapitel 7 lassen sich die Schlussfolgerungen der akteursspezifischen Analyse wie folgt zusammenfassen:

- Wärmeversorger, die in dem Transformationsprozess noch nicht so weit fortgeschritten sind, benötigen inhaltliche Unterstützung in der Entwicklung eines geeigneten Transformationsplans der Erzeugungs- und Netzstruktur. Dies gilt ebenso für kleinere Wärmeversorger (in kleineren Kommunen), die über geringere personelle und finanzielle Kapazitäten verfügen. Die Unterstützung könnte sowohl in der Förderung externer Beratung als auch eines internen Kapazitätsaufbaus erfolgen.
- Wärmeversorgern, die in der Erarbeitung der Transformationspläne schon weiter fortgeschritten sind, ist insbesondere wichtig, dass die Erneuerbare-Wärme-Varianten in ihrer Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Zur Unterstützung sollten Fördermittel bereitgestellt, die regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst und die Planbarkeit erhöht werden. Sowohl kleinere als auch größere Wärmeversorger wünschen sich Unterstützung bei der Inanspruchnahme der Förderprogramme.
- Die Betrachtungen der Fallbeispiele zeigen, dass die Ansprache und Beteiligung der Öffentlichkeit eine zentrale Rolle bei der Planung und Umsetzung der Transformationsmaßnahmen spielen. Eine kontinuierliche und transparente Informationsvermittlung entlang des gesamten Planungs- und Umsetzungsprozesses ist wesentlich, um Vertrauen in den Prozess und die Beteiligten zu schaffen. Da hochwertige Kommunikations- und Beteiligungsformate zeit- und kostenintensiv sind, sollte die Konzepterstellung und -umsetzung förderfähig im Rahmen des Unterstützungsrahmens sein.

6 Analyse der regulatorischen Bedingungen im derzeitigen Unterstützungsrahmen und Entwicklungsansätze

Um in diesem Vorhaben einen zukünftigen Unterstützungsrahmen für die Transformation von Wärmenetzen zu entwickeln, wird in diesem Kapitel im ersten Schritt eine Analyse des bestehenden Unterstützungsrahmens und möglicher Entwicklungsoptionen vorgenommen, um die derzeitigen Hemmnisse und Potenziale zu identifizieren. In Kapitel 7 wird der neue Unterstützungsrahmen – das Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz (EWG) – dargestellt. Die Analysen wurden in den Jahren 2021 und 2022 durchgeführt und im zweiten Quartal 2022 dokumentiert.

Der Unterstützungsrahmen für die Fernwärmetransformation steht durch konkrete Schnittstellen im Zusammenhang mit regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen anderer Bereiche. Im Fokus dieses Forschungsvorhabens steht die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze. Die Spannungsfelder, in denen sich der Unterstützungsrahmen für die Fernwärmetransformation bewegt, sind folgende:

1. Dekarbonisierung der Wärmenetze – Wärmenetzausbau,
2. Zentrale – objektbasierte Wärmeversorgung,
3. Wärmemarkt – Strommarkt.

Dekarbonisierung der Wärmenetze und Wärmenetzausbau

Neben der Dekarbonisierung bestehender Fernwärmenetze sind auch der Ausbau der Wärmenetze (Erschließung neuer Einzugsgebiete sowie Nachverdichtung von Wärmenetzanschlüssen in bestehenden Wärmenetzgebieten) für die Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor erforderlich. Der Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) wird in den kommenden Jahren und Jahrzehnten ansteigen, darin stimmen die vorliegenden Szenarien zur Treibhausgasneutralität überein (u. a. Purr et al. 2019, Prognos et al. 2021, Luderer et al. 2021)). Insbesondere in dicht besiedelten, urbanen Gebieten mit hoher Wärmedichte gestaltet sich die gebäudebezogene Objektversorgung schwierig. Dort ist der Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in der Regel die günstigste Dekarbonisierungs-Option. Die Wärmelieferverordnung (WärmeLV basierend auf § 556c BGB) in der derzeitigen Ausgestaltung ist eines der relevantesten Hemmnisse für den Fernwärmeausbau. Sie sieht vor, dass nach der Umstellung einer von Vermietenden betriebenen Heizung auf die Wärmelieferung durch Dritte für Mietende keine Steigerung der Wärmekosten verursachen darf (retrospektiver Benchmark). Unberücksichtigt bleiben dabei jedoch zukünftig ansteigende Brennstoff- sowie CO₂-Preise. Anstatt des retrospektiven Vergleichswertes würde eine antizipierende Vergleichsmethode die Kostenentwicklung in den kommenden Jahren berücksichtigen (Thamling et al. 2020). Auch die Ausgestaltung von Vorgaben für die EE-Anteile in Wärmenetzen im Gebäudeordnungsrecht (GEG) und in Förderbedingungen für Gebäude (BEG) für den Wärmenetzanschluss an Wärmenetze können den Fernwärmeausbau verzögern, da derzeit nur wenige bestehende Wärmenetze diesen Bedingungen entsprechen (vgl. Maaß et al. (2021)). Im Fokus des hier analysierten und entworfenen Unterstützungsrahmens steht jedoch die Transformation der Wärmenetzsysteme anstelle deren Ausbaus. Daher sind Instrumente mit Auswirkung auf den Fernwärmeausbau, wie z. B. die Wärmelieferverordnung, nicht Thema dieser Analyse.

Zentrale und objektbasierte Wärmeversorgung

Für die Transformation der Fernwärme muss ebenso berücksichtigt werden, wie die dezentrale Wärmeversorgung zukünftig gestaltet wird. Dezentrale Wärmeversorgung beschreibt in diesem Zusammenhang die Wärmeversorgung von einzelnen Gebäudeobjekten (Objektversorgung).

Werden allein an die zentrale Wärmeversorgung – nicht jedoch für dezentrale Gebäudeheizungen – sehr ambitionierte Klimaschutzansprüche gestellt, so könnten sich hieraus Nachteile für die Fernwärme im Wettbewerb mit der dezentralen Wärmeversorgung ergeben. Werden beispielsweise Bedingungen an die maximal zulässigen THG-Emissionen oder an Quoten für erneuerbare Energien in Wärmenetzen gestellt, so müssen regulatorische Maßnahmen getroffen werden, damit hieraus kein Wettbewerbsvorteil für dezentrale fossile Wärmeerzeuger resultiert. Auch umgekehrt sollte die zentrale Wärmeversorgung grundsätzlich nicht weniger ambitioniert reguliert werden als dezentrale Heizungen⁹⁸. Die aktuelle Vereinbarung der Regierungskoalition lautet, dass ab Januar 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden soll (BMWK & BMWSB 2022). In der Konzeption zur Umsetzung ist bislang vorgesehen, dass der Anschluss an ein Wärmenetz die Vorgabe unabhängig von dessen Anteil an erneuerbaren Energien erfüllt. Ab Januar 2026 muss ein Transformationsplan für das Wärmenetz vorliegen (ebd.)

Wärmemarkt und Strommarkt

Der Fernwärmesektor weist erhebliche Schnittstellen mit dem Stromsektor auf. Zum einen wird zunehmend Strom zur Erzeugung von Fernwärme benötigt (z. B. Wärmepumpen, E-Kessel). Auf der Verbrauchsseite ergibt sich durch die zu erwartende weitgehende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen zukünftig ein Zusammenhang mit dem Strommarkt. Zugleich können Fernwärmesysteme, u. U. sogar mit großen thermischen Speichern erhebliche Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem bieten. Zum anderen werden Strom und Fernwärme parallel erzeugt (KWK), um die Gesamteffizienz zu verbessern. Mit dem anvisierten schnellen und starken Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger und dem Wegfall steuerbarer Kohlekraftwerke ändert sich die Rolle der KWK: Anstelle einer an der Wärmegrundlast bzw. Mittellast orientierten Ausrichtung muss sich die KWK zukünftig mehr an den stärker fluktuierenden EE-Strommengen und Strompreisen orientieren und dient auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Dies hat auch Rückwirkungen auf das KWKG – dem bisherigen „Leitinstrument“ zur Förderung der Fernwärme.

Es wird zunächst ein Überblick relevanter Elemente für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen dargestellt (Tabelle 42), bevor diese in den folgenden Abschnitten einzeln detailliert untersucht werden.

Tabelle 42: Überblick der übergreifenden Faktoren im bestehenden Unterstützungsrahmen

Element	Instrument(e)	Bedeutung für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen
Unterstützungsrahmen für KWK-Anlagen	KWKG	Wirtschaftlichkeit: Hohe Opportunitätskosten bei Erzeugung von klimaneutraler Wärme. Attraktive Subventionen für Erdgas-KWK sorgen dafür, dass diese Option wirtschaftlicher ist als die Erzeugung klimaneutraler Wärme. Die Ausgestaltung der zukünftigen KWK-Förderung ist daher relevant für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen.

⁹⁸ Hierbei sollte jedoch beachtet werden, dass die Transformation eines Wärmenetzes aufwendiger und komplexer ist als der Ersatz einer Einzelheizung. Die Wärmenetztransformation wird schrittweise bis 2045 erfolgen.

Element	Instrument(e)	Bedeutung für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen
CO ₂ -Bepreisung	BEHG, EU-ETS	<p>Wirtschaftlichkeit: Beeinflusst die Kosten für die Verwendung fossiler Brennstoffe, höhere Wärmegegestehungskosten für fossile und aus Abfall erzeugte Wärme. Die Höhe der Preissignale ist entscheidend.</p> <p>Zudem ist eine Mehrbelastung von KWK-Anlagen ggü. Einzelfeuerungen möglich, wenn die CO₂-Kosten vollständig auf die Wärme umgelegt werden.</p>
Förderung für Wärmenetze auf Basis von EE und Abwärme	z. B. KWKG (iKWK), WN 4.0, BEW	<p>Wirtschaftlichkeit: Förderungen investiver oder betrieblicher Art verbessern die Wirtschaftlichkeit von Fernwärme auf Basis von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme. Die konkrete Ausgestaltung der Förderprogramme (Umfang, Förderhöhe, Zeitraum der Förderungen) sind wichtige Faktoren für deren Erfolg.</p>
Sektorenkopplungsstrom	Steuern, Abgaben, Umlagen, Entgelte wie EEG-Umlage	<p>Wirtschaftlichkeit: Die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung ist für deren Dekarbonisierung zentral. Wärmepumpen und PtH-Anlagen gelten derzeit als Letztverbraucher von Strom und müssen dementsprechend hohe Strompreise bei Netzbezug zahlen. Der Markthochlauf von Wärmepumpen hängt maßgeblich von der regulatorischen Ausgestaltung des Sektorenkopplungsstroms ab.</p>
Berechnungsmethodik Primärenergiefaktoren	GEG, AGFW Blatt FW 309-1	<p>Ordnungsrecht Gebäude: Der Primärenergiefaktor (PEF) des Wärmenetzes ist ein bedeutendes Kriterium für die Versorger und deren Absatzstrategie, da im Gebäudeenergiegesetz (GEG) Anforderungen daran gestellt werden. Nach der derzeit geltenden Methodik kann es bei Ersatz fossiler KWK durch EE-Wärme zu einer Verschlechterung des PEFs kommen. Mit der GEG-Novelle 2022 wurde die Berechnung des PEF für Wärme aus Großwärmepumpen angepasst.</p>
Räumliche und strategische Planung der Transformation	Kommunale Wärmeplanung, Landes- und Regionalplanung, Flächenplanung, Stadtentwicklung, Transformationsplanung (z. B. BEW), Dekarbonisierungsfahrpläne	<p>Planung: Neben der wirtschaftlichen Unterstützung sind planerische Elemente unabdingbar für die Transformation der Wärmenetze, weil diese stark raumwirksam sind.</p> <p>Die Wärmeplanung sorgt für die kohärente Umsetzung der Klimaschutzzielvorgaben auf allen Ebenen, insbesondere für die Umsetzung innerhalb der Kommunen – auch jedoch dafür, dass die Überbuchung knapper Ressourcen (z. B. Biomasse) verhindert wird. Der Landes- und Regionalplanung kommt die Aufgabe zu, die Errichtung von Anlagen in den Kommunen zu ermöglichen, indem Flächen dafür vorgesehen werden. Transformationsplanung (nach BEW förderfähig) und Dekarbonisierungsfahrpläne legen den Fokus auf die strategischen Aspekte der Wärmenetzsystemtransformation.</p>

Element	Instrument(e)	Bedeutung für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen
Öffentlichkeits- und Stakeholderbeteiligung	z. B. kommunale Wärmeplanung	Die Transformationsaufgabe ist nicht ohne den Rückhalt der Gesellschaft umsetzbar. Daher werden Möglichkeiten für eine stärkere Beteiligung von Stakeholdern und Öffentlichkeit identifiziert.
Technologiespezifische Rahmenbedingungen	diverse	Der Umstieg auf erneuerbare Technologien sowie die Nutzung bestimmter erneuerbarer Brennstoffe oder unvermeidbarer Abwärme treffen zum Teil auf sehr spezifische Hindernisse, welche die Dekarbonisierung beeinträchtigen können.

6.1 Methodischer Hintergrund

Die iterative Vorgehensweise bei der Analyse des Status quo und möglicher Weiterentwicklungsoptionen besteht aus einem mehrstufigen Verfahren mit analytischen und empirischen Ansätzen.

Zunächst werden die bestehenden übergreifenden und technologiespezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen analysiert. Die Analyse umfasst die wirksamen Instrumente mit Bedeutung für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Die derzeitige Ausgestaltung der Instrumente und deren Auswirkung auf die Wärmenetztransformation wird analysiert. Dafür werden Literaturquellen und Daten sowie die technischen und sozio-ökonomischen Fallbeispiele (vgl. Kapitel 4 und 5) ausgewertet. Die Ergebnisse werden je Instrument in dem jeweils ersten Abschnitt „Aktueller regulatorischer Rahmen“ dargestellt.

Im nächsten Schritt werden die Entwicklungsmöglichkeiten der Instrumente diskutiert. Im Rahmen von 15 Interviews waren insgesamt 19 Fachexperten*Fachexpertinnen und Verantwortliche für verschiedene Aspekte des Unterstützungsrahmens involviert. Hierbei wurden auf Grundlage vorher versendeter Optionen zur Gestaltung des Unterstützungsrahmens die bestehenden Rahmenbedingungen aus vielfältigen Perspektiven kritisch analysiert und Entwicklungsoptionen identifiziert sowie im Hinblick auf Umsetzbarkeit und Wirksamkeit diskutiert. Die Einzel-, Zweier- bzw. Gruppeninterviews, durchgeführt im Zeitraum zwischen Oktober 2021 und Januar 2022, hatten zudem das Ziel, Wechselwirkungen und Synergien zwischen Instrumenten sowie fehlende Elemente zu identifizieren. Die Befragten sind Vertreter*innen aus den folgenden Institutionen: Politik, Wissenschaft, Kommunen, EVU und Stadtwerke, Umweltverbände, Fernwärmeverbände, kommunale Spitzenverbände, Projektträger, Wohnungswirtschaft, Banken sowie Beratungsunternehmen.

In einem Fachgespräch im Format eines Workshops mit weiteren Fachexperten*Fachexpertinnen wurden schwerpunktmäßig Optionen zur Gestaltung des Unterstützungsrahmens entwickelt und analysiert. Mehr als 50 Personen beteiligten sich aktiv an den Diskussionen bei der digitalen Veranstaltung im Februar 2022. Dazu gehörten Interviewte, die Praxispartner des Projekts, die Mitglieder des projektbezogenen Expertenbeirats sowie weitere Stakeholder des Unterstützungsrahmens aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Verbändewesen (vgl. Anhang F, separates Dokument).

Die Ergebnisse aus Interviews und Fachgespräch werden je Instrument in dem jeweils zweiten Abschnitt „Diskussion in Interviews und Fachgespräch“ stark gekürzt dargestellt. Die Argumente erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit zu dem jeweiligen Thema, da es sich um ausgewählte Ergebnisse der Interviews und des Fachgesprächs handelt. In die Gestaltung des

zukünftigen Unterstützungsrahmens (Kapitel 7) flossen zudem weitere Argumente ein. Die zusätzlichen Details aus projektinternen Diskussionen und Gesprächen, dem Austausch mit Experten*Expertinnen des UBAs und des BMWKs und mit dem Projektbeirat werden nicht explizit dargestellt.

6.2 KWKG im Kontext der Wärmenetzdekarbonisierung

6.2.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist aktuell eines der relevantesten Instrumente zur Förderung von Fernwärme. Im Folgenden werden zunächst Fördersystematik des KWKG und der Status quo der KWK in Deutschland dargestellt sowie die Auswirkung des KWKG auf die Dekarbonisierung der Fernwärme analysiert. Anschließend werden potenzielle Anknüpfungspunkte und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des KWKG vorgestellt. Im Hauptfließtext wird Bezug genommen auf das KWKG 2020, abweichende Inhalte des novellierten KWKG 2023 werden in Fußnoten erläutert.

Ziel des KWKGs

Das Ziel des KWKGs ist die Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 120 TWh bis zum Jahr 2025⁹⁹. KWK-Anlagen sind effizienter als Strom- und Heizwerke, da bei der Erzeugung von Strom und Wärme ein höherer Gesamtwirkungsgrad erreicht wird. Die KWK-Erzeugung weist eine durchschnittliche Primärenergieeinsparung von 12 % gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme auf, im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung liegt diese bei 11 % (Wünsch et al. 2019).

In der Praxis werden KWK-Anlagen als Blockheizkraftwerke (BHKWs, häufig ist dies ein Verbrennungsmotor, bei dem die Abwärme genutzt wird – doch auch Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen werden als BHKWs bezeichnet), als Gas- oder Dampfturbinenkraftwerke oder als Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerke umgesetzt. Nach dem KWKG werden aktuell vor allem erdgasbefeuerte KWK-Anlagen gefördert, grundsätzlich könnten auch synthetisches Methan, Biomasse und Wasserstoff als Brennstoffe eingesetzt werden. Biomasse-KWK-Anlagen werden alternativ über das EEG gefördert, das dafür attraktivere Fördersätze bereithält.

Die zunehmende Elektrifizierung aller Sektoren zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 erfordert flexible Stromerzeugungskapazitäten. Auch der Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsektor (PV, Wind Onshore und Offshore, Geothermie) erfordert flexible, schnell regelbare Kapazitäten für den Strommarkt. Die regelbare Kraftwerksleistung für den Erhalt der Versorgungssicherheit wird in Prognos et al. (2021) für das Jahr 2050 beispielsweise mit rund 80 GW eingeordnet, davon etwa rund 73 GW aus erneuerbaren Gasen/Wasserstoff. In der Studie Klimaneutrales Deutschland (ebd.) wird betont, dass bis 2030 rund 20 GW und bis 2045 weitere 30 GW regelbare Kraftwerksleistung zugebaut werden muss, die dann im Jahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben wird. Aufgrund des absehbaren rasanten Ausbaus fluktuierender, erneuerbarer Stromerzeuger ist eine Refinanzierung neuer steuerbarer Kraftwerke über den Energy-Only-Markt kaum möglich. Solange der Gesetzgeber keine anderen Kapazitätsinstrumente (jenseits der bestehenden von der BNetzA außerhalb des regulären Stromhandels regulierten Reserve- und Sicherheits-Kapazitäten) statuiert, ist das KWKG

⁹⁹ Diese Strommengenvorgabe wurde in der KWKG-Novellierung 2022 angepasst. Im beschlossenen KWKG 2023 legt die Zielvorgabe den Fokus darauf, die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung mittels erneuerbarer Energien zu unterstützen (Deutscher Bundestag 2022)

faktisch das wichtigste Instrument zur Gewährleistung des Ausbaus dieser flexiblen Stromerzeugungskapazitäten in Form von KWK-Anlagen.

In welcher Größenordnung Wasserstoff in der Fernwärme zukünftig eine Rolle spielt, ist jedoch insgesamt unsicher. Vor dem Hintergrund der vermutlich hohen spezifischen Kosten bei der Bereitstellung des Wasserstoffs und der zur Verfügung stehenden Mengen ist es fraglich, in welchem Umfang dieser Energieträger zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser mit den hier vorliegenden vergleichsweise geringen exergetischen Anforderungen zum Einsatz kommt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht käme als Alternative zur Wasserstoff-KWK auch eine Absicherung der Stromversorgung über den Einsatz von Wasserstoff in Kondensationskraftwerken (reine Stromerzeugung ohne zusätzliche Wärmeerzeugung) in Frage sowie im Wärmesektor die Nutzung von saisonalen Speichern (Bürger et al. 2021).

Fördersystematik KWKG

Die hier dargestellte Fördersystematik nimmt Bezug auf das KWKG 2020, das seit dem 01.01.2021 in Kraft ist und im Zuge des EEG 2021 angepasst wurde.¹⁰⁰ Die jährliche Mittelausstattung des KWKGs beläuft sich auf 1,8 Milliarden Euro. Es wird erwartet, dass etwa eine Milliarde Euro jährlich an KWK-Anlagenbetreiber sowie weitere 110 Millionen Euro für Wärme-/Kältenetze und -speicher (dies ist zugleich die Obergrenze für letzteren Bereich) ausgezahlt werden (50Hertz et al. 2020). Die Kosten der Förderung werden in Form der von Stromverbrauchern zu entrichtenden KWKG-Umlage auf den Strompreis umgelegt.

Folgende Elemente werden nach KWKG 2020 gefördert:

- ▶ KWK-Zuschlag je kWh Stromerzeugung, zusätzlich bzw. erhöhter Zuschlag für:
 - Stilllegung bzw. Umrüstung von Kohle-KWK-Anlagen auf andere Brennstoffe,
 - PtH-Anlagen (Bonus gültig für Inbetriebnahme der KWK-Anlage ab 2025),
 - Innovative erneuerbare Wärme (iKWK-Systeme) (erhöhter KWK-Zuschlag über separate Ausschreibung mit höherer maximaler Gebotshöhe für Anlagen von 1 bis 10 MW_{el} bzw. EE-Bonus zusätzlich zum KWK-Zuschlag für Anlagen ab 10 MW_{el}) (die Förderung von iKWK-Systemen wird in Abschnitt 6.4 ausführlich vorgestellt),
 - TEHG-Bonus für Anlagen, die am EU-ETS teilnehmen (für Bestandsanlagen bis zum 31.12.2020);
- ▶ Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher.

Die Förderung von KWK-Anlagen umfasst eine zeitlich befristete Zuschlagszahlung auf den produzierten KWK-Strom (KWK-Zuschlag), dessen Höhe entweder fest ist oder im Leistungssegment von 500 kW bis 50 MW je nach Anlagenart über Ausschreibungen ermittelt wird (max. 7 ct/kWh). Die Ausschreibungsmenge für KWK-Anlagen beträgt jährlich insgesamt 150 MW, aufgeteilt auf zwei halbjährliche Ausschreibungen im Juni und im Dezember.

Die jährlichen Vollbenutzungsstunden, für die der KWK-Zuschlag gezahlt wird, werden auf 5.000 VBH (ab 2021) bzw. 3.500 VBH (ab 2025) begrenzt. Für das Leistungssegment von 500 kW bis 50 MW sind die VBH bereits jetzt auf 3.500 Stunden pro Jahr begrenzt. Zudem werden die

¹⁰⁰ Während der Erstellung dieses Bericht wurde das KWKG novelliert. Das KWKG 2023 umfasst nun die weitere Reduktion der förderfähigen VBH im zeitlichen Verlauf bis 2030 (dann maximal 2.500 VBH/a), den Ausschluss von Biomethan von der Förderfähigkeit und die verpflichtende Wasserstofffähigkeit – sowie auch die Erweiterung des Ausschreibungssegmentes für iKWK-Systeme (ab 500 kW anstatt 1 MW). (Deutscher Bundestag 2022)

gesamten zuschlagsfähigen VBH je nach Anlagenkategorie begrenzt, für neue KWK-Anlagen über 500 kW_{el} beispielsweise auf 30.000 VBH.

Das neue Bonussystem sieht zudem einmalige Sonderzahlungen (§ 7c KWKG „Kohleersatzbonus“) für den Ersatz von Kohle-KWK vor. Abhängig von Leistung, Alter und Aufnahme des Dauerbetriebs beträgt deren Höhe 5 bis 390 Euro/kW. Die Höhe des Kohleersatzbonus gestaltet sich zeitlich degressiv nach der Inbetriebnahme der neuen oder umgerüsteten KWK-Anlage.

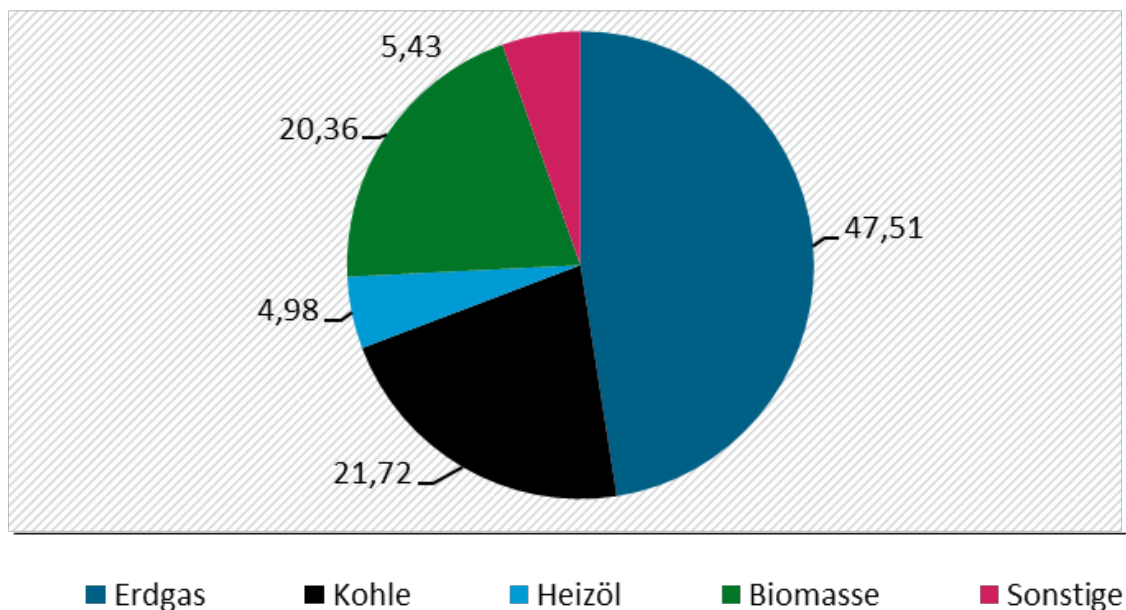
Auswirkung des KWKGs

Im Zeitraum von 2012 bis 2017 stieg die KWK-Nettostromerzeugung von 103 TWh auf 117 TWh. Die Wärmeerzeugung aus KWK stieg in diesem Zeitraum von 209 TWh auf 226 TWh.

Im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung basiert mit rund 72 % ein Großteil der Fernwärme auf KWK-Anlagen.

Der Brennstoffeinsatz im KWK-Bestand insgesamt bezogen auf die erzeugte Wärmemenge besteht zu 48 % aus Erdgas, zu etwa 20 % aus Biomasse und zu 22 % aus Kohle. Der übrige Anteil setzt sich aus Heizöl (etwa 5 %) und sonstigen Brennstoffen (z. B. Abfall) mit 5 % zusammen (siehe Abbildung 102) (Wünsch et al. 2019).

Abbildung 102: Anteil der Brennstoffe an der Wärmeproduktion von KWK-Anlagen (2017).



Quelle: Wünsch et al. (2019)

In Heizkraftwerken in der Fernwärmeerzeugung werden 46 % Erdgas, 34 % Kohle, 14 % Abfall/Sonstige, 4 % Biomasse und 2 % Heizöl eingesetzt (AGFW 2019).

Die ausgeschriebenen Mengen für KWK-Anlagen wurden in den vergangenen Jahren größtenteils bei jeder Ausschreibung erreicht bzw. in die nächste Ausschreibung mit aufgenommen und dadurch erfüllt. In den Jahren 2017 bis 2019 wurden jährlich durchschnittlich 530 MW_{el} nach dem KWKG geförderte KWK-Anlagen neu zugelassen (BAFA 2021). Um bis 2030 20 GW regelbare Kraftwerksleistung auf Basis von gasförmigen Brennstoffen zuzubauen (vgl. Prognos et al. 2021), müssten in den kommenden zehn Jahren

durchschnittlich 2 GW jährlich zugebaut werden. Das derzeitige Ausbautempo für KWK-Anlagen müsste daher vervierfacht werden.¹⁰¹

Die gemittelte Ausnutzungsdauer der KWK-Anlagen im Anlagenbestand zur Fernwärmeerzeugung lag im Jahr 2019 bei etwa 2.500 Vollbenutzungsstunden. Bei BHKWs und GuDs mit Gegendruckdampfturbinen lag die Ausnutzungsdauer bei mehr als 4.000 Vollbenutzungsstunden (AGFW 2019).

Systemische Auswirkung des KWKGs auf den Fernwärmesektor

Der für den KWK-Strom gezahlte Zuschlag ist für die Fernwärmewirtschaft ein wichtiger Renditefaktor. Die Förderung für fossil betriebene KWK-Anlagen durch den betrieblichen KWK-Zuschlag ist sehr attraktiv, durch den Kohleersatzbonus wird die Förderhöhe nochmals gesteigert. Unter anderem der KWK-Zuschlag auf den erzeugten Strom sorgt dafür, dass die Wärmeerzeugung mittels KWK-Anlagen derzeit günstiger ist als die Investition in einer Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien oder Abwärme.

Durch die attraktiven ökonomischen Bedingungen sowie durch Anforderungen des Strommarkts kann klimaneutrale Wärme in einigen extremen Fällen durch günstige KWK-Wärme in Wärmenetzsystemen im Rahmen einer kostenbasierten Einsatzreihenfolge verdrängt werden (Sandrock et al. 2020).

Auch Investitionsentscheidungen für neue Erzeugungsanlagen werden derzeit häufig zugunsten fossiler KWK-Anlagen getroffen, die durch die hohe Stromvergütung zumeist eine geringere Amortisationszeit als Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme haben.

Das KWKG legt bislang fest, dass EE-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen gleichermaßen Einspeisevorrang gegenüber anderen Erzeugereinheiten haben (§3 KWKG 2020). Dies führte in der Praxis dazu, dass bei Engpässen im Stromsystem zwar die EE-Erzeuger auf Basis von Wind und PV abgeregelt wurden, dies jedoch bei den fossilen KWK-Anlagen nicht der Fall war. So betrug der Anteil an abgeregeltem KWK-Strom im Rahmen des Einspeisemanagements im Jahr 2019 weniger als 0,1 % der Gesamtmenge des abgeregelten Stroms (Bundesnetzagentur 2022)¹⁰².

Mit der neuen Regelung zum „Redispatch 2.0“ (Eingriffe in die Erzeugungsleistung im Stromsektor) werden jedoch EE-Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2017 durch die Festlegung des neuen Mindestfaktors von 10 gegenüber KWK-Anlagen im Sinne von § 3 Abs. 1 KWKG mit dem Mindestfaktor 5 bei der Bewertung bevorzugt. (Bundesnetzagentur 2020).

Die aktuelle Ausgestaltung des KWKGs (KWKG 2020) mit festen Zuschlägen je erzeugter kWh Strom ist somit nicht dienlich im Sinne der Fernwärmedekarbonisierung. Die Dekarbonisierung der Wärmenetze kann gelingen, indem die Systematik des KWKGs angepasst wird, um die fossile Fernwärmeerzeugung aus KWK-Anlagen zu reduzieren und damit klimaneutrale Wärmeerzeugung anzureizen.¹⁰³

Zur Dekarbonisierung der Fernwärme sollten KWK-Anlagen mit geringen und möglichst flexibel steuerbaren VBH eingesetzt werden, um – vor allem in der Grundlast – Einsatzzeiten für Wärme auf Basis erneuerbarer Energien und Abwärme zu ermöglichen. Die Menge der KWK-

¹⁰¹ Installierte KWK-Leistung 2014: 33,4 GW_{el} (Netto-Engpassleistung nach Gores et al. (2015); mehrjähriger Ausbau KWK-Leistung aus der Statistik des BAFA (BAFA 2021)

¹⁰² Die Abregelung von KWK-Strom hängt auch damit zusammen, inwieweit diese zur Wärmeerzeugung benötigt werden und in welchem Umfang sie überhaupt in Betrieb sind.

¹⁰³ Das KWKG 2023 sieht einige Anpassungen vor, wie etwa die weitere Reduktion der förderfähigen VBH im zeitlichen Verlauf bis 2030, ein Biomethanverbot und die Wasserstofffähigkeit – sowie die Erweiterung des Ausschreibungssegmentes für iKWK-Systeme (Deutscher Bundestag 2022).

Stromerzeugung wird im zukünftigen Energiesystem ab 2025 abnehmen (Wünsch et al. 2019). Gleichzeitig sollte der Ausbau der KWK-Leistung gesteigert werden, um die erforderliche regelbare Kraftwerksleistung für den Strommarkt bereitzustellen. Es ergibt sich daher die Herausforderung, einerseits mehr KWK-Leistung zu installieren (strommarktseitige Maxime) und andererseits die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen so auszurichten, dass sie die EE-Wärmeerzeugung nur um das nötige Maß ergänzt (Maxime zur Transformation der Fernwärmenetze). Der steigende Bedarf an regelbarer Kraftwerksleistung hängt in erster Linie mit der zukünftigen Ausgestaltung des Strommarkts zusammen und ist daher nicht Fokus des vorliegenden Berichts. Dennoch sollte eine hier empfohlene Neuausrichtung des KWKG optimaler Weise keine Verringerung der Installationsgeschwindigkeit von KWK-Anlagen zur Folge haben. Solange und soweit die Politik keine umfassenderen Ansätze zur Schaffung steuerbarer Erzeugungsleistung statuiert, wäre daher die Anpassung der Zielbeschreibung des KWKG auf die zukünftig benötigte regelbare Leistung ein denkbare Reform-Element.

6.2.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹⁰⁴

Prinzipiell bestehen unterschiedliche Anpassungsmöglichkeiten für das KWKG, die sich beispielsweise auf folgende Elemente beziehen können: Fördergegenstand (KWK-Strom und Wärmenetze sowie Wärmespeicher) und Fördervoraussetzungen (Tatbestand neue/modernisierte/nachgerüstete KWK-Anlage), Fördersystematik der in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelten KWK-Strom-Zuschläge, Förderhöhe, Fördervolumen, Förderdauer.

Die Fortführung der Reduktion der VBH im zeitlichen Verlauf könnte beispielsweise so ausgestaltet werden, dass die Förderung im KWK-Bestand auf 2.500 VBH im Jahr 2030 abgesenkt wird¹⁰⁵. Diese Möglichkeit wird in den Interviews und der Diskussion mit Stakeholdern im Allgemeinen gutgeheißen, auch von Erzeuger- und Netzbetreiberseite – wobei es auf Verbandsseite noch keine einhellige Meinung hierzu gibt. Die installierten (Strom-) Kapazitäten seien aus Gründen der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit wichtig, weniger die förderfähigen VBH. Diese hätten nur bedingt das Potenzial, die realen Einsatzzeiten zu begrenzen. Aus Sicht eines EVU: „Im Augenblick fahren die Kohle-KW 24/7 ununterbrochen, gerade weil sie im Markt sind, und wenn sie nicht im Markt sind, dann werden sie sofort im Redispatch angefordert! Und zwar alle Blöcke. Wenn da etwas wackelt, dann wackelt hier das Licht. [...] Das wäre jetzt eine Situation, in der man sagen könne, dass es da die KWK-Förderung nicht zwingend geben müsse, also mit einer Absenkung dort könnte ich leben.“

Zudem wurden grundlegende Zweifel daran geäußert, dass fossile Energieträger überhaupt noch gefördert werden müssten. Das KWKG berge die Gefahr, dass dadurch der Ersatz von Kohle- durch Gaskapazitäten bevorzugt werde, anstelle eines Ausbaus der erneuerbaren Wärmeerzeuger.

Kritisch gesehen wird eine mögliche Kombination von Absenkung der KWK-Förderstunden und PEF-Anpassung. Dies würde angesichts unüberschaubarer Auswirkungen zu einer erheblichen Investitionsunsicherheit führen können.

Eine Anhebung nur des Ausschreibungsvolumens für iKWK wird ambivalent beurteilt, wenn sie sich auf die iKWK beschränke, auch für die KWK sollte das Ausschreibungsvolumen angehoben

¹⁰⁴ Kernfragen: Das KWKG soll einerseits den Strommarkt flexibilisieren und stabilisieren. Andererseits ist es als Instrument, welches fossile Energieträger subventioniert, nicht prädestiniert dafür, die Wärmenetze zu dekarbonisieren. Wie sollten investive und betriebliche Förderungen aufeinander abgestimmt sein, um die Anforderungen aus dem Strommarkt zu erfüllen, ohne jedoch zu einer Zementierung der fossilen Wärmeerzeugung beizutragen?

¹⁰⁵ Im KWKG 2023 wird die Reduktion der förderfähigen VBH auf 2.500 Stunden im Jahr 2030 bereits umgesetzt (Deutscher Bundestag 2022), s.o. Diese Entwicklung stand zum Zeitpunkt der Interviews noch nicht fest.

werden: „Wir haben in den besten Jahren 600 MW Zubau gehabt, da kommen wir heute nicht mehr dran!“

Aus Bankensicht wird hervorgehoben, dass es wichtiger sei, einen Bestandsschutz mit aufzunehmen, dass neue Regelungen nur für neue Vorhaben und nicht für die bestehenden gelten, dies sei wichtig nicht nur für die Investoren, sondern auch für die Banken. Aus Netzbetreibersicht wird die Fortführung der betrieblichen Förderung je kWh_{el} im Vergleich zu einer möglichen Abschaffung der betrieblichen KWK-Förderung und Schaffung eines investiven Fördermechanismus präferiert, da eine Investitionsförderung die Entscheidung verfälschen würde: „Wenn ich eine neue Anlage baue, muss ich gucken, was machbar ist. Die Investitionsentscheidung fällt auch bei mir im Wettbewerb: Baue ich eine Solaranlage, WP oder KWK-Anlage? Ich habe sowohl einen Dekarbonisierungs- als auch einen wirtschaftlichen Gedanken: Und später muss sich dann im Betrieb die KWK-Anlage, wenn wir eine Dunkelflaute haben [...], rentieren.“ Aus Umweltverbandssicht wird für eine „flexible Marktprämie“ plädiert, weil es so die Möglichkeit gäbe, die Förderung immer nur als Differenz zum Marktpreis zu sehen: „Wenn der Strom- oder Wärmepreis hoch ist, strebt die Förderung gegen Null, und wenn es wenig ist und damit die Investition gefährdet wäre, dann würden dort nur Differenzkosten entstehen.“ Insgesamt seien dann zudem die Anforderungen an den Staat geringer.

Folgende weiterführende Aspekte werden zudem aufgeführt:

- ▶ Eine Neuausrichtung des KWKGs im Sinne der Dekarbonisierung der Fernwärme müsste die erneuerbaren Brennstoffe bzw. Technologien in den Mittelpunkt stellen, dann wäre jedoch ggf. ein neuer Name passender. Die Eignung des KWKGs zur Dekarbonisierung der Wärmenetze wurde von einigen Akteuren angezweifelt.
- ▶ Die Notwendigkeit der fossilen KWK wird eher für die Strom- als für die Wärmeerzeugung gesehen. Eine stärkere zeitliche Entkopplung von Strom und Wärmeerzeugung wird von einigen Stimmen befürwortet. Im Idealfall sollten KWK-Anlagen bzw. -systeme in der Lage sein, ohne Wärmeauskopplung betrieben zu werden, um effizienter Strom zu erzeugen. Insbesondere, wenn zukünftig wertvoller Wasserstoff in KWK-Anlagen eingesetzt würde, sei dies wichtig. Strom und Wärme seien nicht immer gleichzeitig gefragt. Wärmespeicher könnten zur Lösung dieses Problems geeignet sein. Die Förderbedingungen sollten verstärkt Flexibilisierungsanforderungen stellen.
- ▶ Aus Umweltverbandssicht und aus Sicht eines EE-Verbandsvertreters wird das KWKG als überholt angesehen, stattdessen sollten der Strom- und der Wärmesektor konsequent von vornherein getrennt werden: „Wir brauchen einen Rahmen, der erneuerbare Wärme fördert in erster Linie und dann für eine gegebene Übergangszeit fossile Auskopplung ermöglicht, soweit denn notwendig. Und das bedeutet, wenn wir es ernst meinen, dass wir das KWKG vollkommen neu denken und neu schreiben müssen, und zwar von der erneuerbaren Wärme her gedacht.“
- ▶ KWK sollte als Technologie, nicht als Brennstoff betrachtet werden, so die Betreibersicht: „Heute betreiben wir die KWK noch mit Erdgas, und die KWK halte ich nach wie vor für wichtig, gerade wenn wir in die größeren Städte gucken. [...] In einem späteren Schritt kann man KWK auf andere (z. B. synthetische) Brennstoffe umstellen.“
- ▶ H₂-Readiness sollte als Bau-Bedingung für neue Gas-KWK-Anlagen vorgegeben werden, flankiert durch Carbon Contracts for Difference (CfD) vonseiten des Bundes. Gleichzeitig wird von anderer Seite bezweifelt, dass die (noch dazu grünen) H₂-Anteile für die Energieerzeugung in KWK-Anlagen zur Verfügung stehen werden, weil es andere

Anwendungen im industriellen Bereich gibt, die die Kapazitäten in den nächsten 20-30 Jahren zunächst einmal binden würden.

- ▶ Insbesondere im Süden Deutschlands würden Stromerzeugungskapazitäten dringend benötigt: „Wenn wir einen 700 MW-Kohleblock abschalten wollen, dann müssen wir eine 700 MW-Stromerzeugungsanlage daneben bauen, und das wird kein Windrad sein. Das sagt uns der Netzbetreiber.“ Eine nationale Lösung, die für alle zutreffe, werde es in dieser Einfachheit nicht geben können, ergänzt ein Verbandsvertreter der FW-Netzbetreiber.
- ▶ Die alleinige Belastung der Wärmekunden*Wärmekundinnen mit CO₂-Bepreisung durch KWK-Betreiber verbunden mit wenig Preistransparenz wird aus Umweltverbands- und Wohnungswirtschaftssicht als ungerecht gebrandmarkt: „Wir stellen fest, dass man aufgrund der Vermengung von Strom und Wärme nicht mehr genau sagen kann, wo was gefördert wird.“

Bei einer potenziellen Abschaffung des KWKG sollte berücksichtigt werden, dass

- ▶ es ein Problem ist, wenn am KWKG größere Anpassungen vorgenommen werden, ohne geeignete Anschluss- oder Anpassungsinstrumente zu haben und
- ▶ die Versorgungssicherheit gewährleistet werden müsse.

6.3 CO₂-Bepreisung

6.3.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Der CO₂-Preis nimmt eine grundlegende Rolle im Instrumentenmix zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen ein. Zwei Instrumente sind in diesem Zusammenhang umgesetzt: Der europäische Emissionshandel (EU-ETS) wird mit dem Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) auf nationaler Ebene implementiert, das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) regelt den nationalen Emissionshandel (nEHS). Die CO₂-Bepreisung wirkt dabei in verschiedener Weise auf die Dekarbonisierung der Wärmenetze.

Europäischer Emissionshandel

Am europäischen Emissionshandelssystem müssen Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW_{th} teilnehmen. Die zur Verfügung gestellten Zertifikate werden im zeitlichen Verlauf zunehmend verknappt, was eine Preissteigerung und damit Anreize zur Emissionsminderung bewirkt. Die Fernwärmebranche erhält auch in der vierten Handelsperiode bis 2030 30 % ihrer Zertifikate gesondert kostenlos zugeteilt.¹⁰⁶

Für ETS-KWK-Anlagen wurden bisher weiterhin nach dem KWKG Zuschläge in Höhe von zusätzlich 0,3 ct/kWh auf den eingespeisten Strom gezahlt. Diese ETS-Zuschläge sind mit der Novellierung des KWKG 2020 zwar entfallen, werden jedoch über eine erhöhte Grundvergütung bei Anlagen > 2 MW von 3,1 auf 3,4 ct/kWh wieder kompensiert.

Da die CO₂-Preise im EU-ETS bis etwa 2018 gering waren und ausreichend kostenlose Zertifikate zugeteilt wurden, reichten viele Versorger die Preise nicht an die Endkunden*Endkundinnen durch. Dies ändert sich jedoch, weil die kostenlosen Zertifikate im zeitlichen Verlauf verringert werden und die Zertifikate teurer werden. Aktuell werden die Preise in der Regel an die Endkunden*Endkundinnen durchgereicht.

¹⁰⁶ https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Anlagenbetreiber/2021-2030/2021-2030_node.html

Während mit dem früheren EU-Klimaziel von minus 40 % im Jahr 2030 CO₂-Zertifikatspreise von 35 Euro/t (2030) erwartet wurden, so sind für das verschärfte Ziel von minus 55 % sehr viel höhere Zertifikatspreise von rund 130 Euro/t (2030) erforderlich (Pietzcker et al. 2021). In Prognos et al. (2021) wird ein CO₂-Preis von 52 Euro/t im Jahr 2030 angenommen. Seit Beginn 2021 liegt der CO₂-Preis stabil über 30 Euro/t, seit Juni 2021 ist der CO₂-Preis nicht mehr unter 50 Euro/t gefallen. In den vergangenen Monaten wird allerdings bereits ein hohes Preisniveau erreicht. Die jüngst erreichten Preismaxima betrugen knapp 97 Euro/t im Februar sowie über 98 Euro/t im August 2022 (Trading Economics, laufend).

Eine mögliche Weiterentwicklungsoption auf nationaler Ebene kann die Einführung eines deutschen Mindestpreises für CO₂ im EU-ETS sein. Der europäische CO₂-Preis kann mit einem nationalen CO₂-Mindestpreis (EU-ETS) abgesichert werden, der im Falle zu niedriger CO₂-Preise im ETS greift (vgl. Stiftung Klimaneutralität (2021)). Es handelt sich beim nationalen Mindestpreis um ein Instrument zur Absicherung, das bei hohen EU-ETS-Preisen nicht wirksam wird, sondern vielmehr eine bereits begonnene Entwicklung absichert (vgl. Hermann et al. (2021)).

Nationales Emissionshandelssystem (nEHS) und Auswirkung auf die Fernwärme

Mit dem BEHG werden alle Inverkehrbringenden von Brennstoffen in die Pflicht genommen, Zertifikate für den Ausstoß von Treibhausgasen zu erwerben. Damit sind nun indirekt auch Anlagen unter 20 MW_{th} Feuerungsleistung von CO₂-Preisen betroffen, die bislang nicht vom europäischen Emissionshandel betroffen waren. Brennstoffe, die unter das BEHG fallen, sind zunächst Erdgas, Flüssiggase, Heizöle und Kraftstoffe. Ab 2023 werden weitere Brennstoffe mit einbezogen, wie Kohle, als Brennstoff aufbereitete Abfälle und biogene Brennstoffe. Biogene Brennstoffe werden von der Berichtspflicht ausgenommen, wenn Nachhaltigkeitskriterien (definiert in der RED II) erfüllt sind. Es werden keine kostenlosen Zertifikate zugeteilt. Die Anzahl der vom nationalen Emissionshandel betroffenen industriellen Kraft- und Heizkraftwerke beläuft sich auf mindestens 17.000 Anlagen deutschlandweit (Richter 2020). Die Preise sind bis 2025 festgelegt und steigen von 25 EUR/t (2021) auf 55 EUR/t (2025) an. Im Jahr 2026 ist ein Preiskorridor von 55 bis 65 EUR/t festgelegt, danach soll der Zertifikatspreis im freien Handel ermittelt werden. Erst 2025 soll jedoch gesetzlich darüber entschieden werden, ob ab 2027 tatsächlich eine freie Preisbildung auf dem Markt erfolgt.

Häufig wird bei Investitionsentscheidungen mit derzeitigen bzw. zu geringen CO₂-Preisen gerechnet, wobei die zukünftige Preisentwicklung unberücksichtigt bleibt. Wird ein ambitionierter Mindestpreispfad gesetzt, so ist zumindest eine valide untere Grenze für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen verfügbar.

Mit dem Fit-for-55-Paket der EU-Kommission vom 14.07.2021 wurde die Einführung eines Emissionshandels für Gebäude und Straßenverkehr ab 2026 angekündigt (Europäische Union 2021). Daher bleibt abzuwarten, ob der nationale Emissionshandel dann von dem europäischen System abgelöst wird.

Die Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung werden von der Bundesregierung mit knapp 40 Mrd. Euro für den Zeitraum von 2021 bis 2024 prognostiziert. Sie sollen vor allem für die Senkung der EEG-Umlage genutzt werden. Zumindest teilweise wird durch das BEHG also die Entlastung der Strompreise finanziert. Dies kann wiederum die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Wärmenetze u. a. durch Großwärmepumpen unterstützen.

Die CO₂-Bepreisung im BEHG bewirkt allgemein, dass in betroffenen (d. h. kleinen) Wärmenetzen weniger THG-intensive Erzeugungstechnologien wirtschaftlich im Vergleich zu fossilen Energieträgern bessergestellt werden.

Zudem bewirkt das BEHG tendenziell eine wirtschaftliche Schlechterstellung von Erdgas-KWK-Anlagen mit Feuerungswärmeleistungen von mehr als 20 MW gegenüber Erdgaskesseln. Bei der Wärmeerzeugung müssen BHKWs etwa die doppelte Brennstoffmenge einsetzen und haben daher entsprechend höhere CO₂-Kosten, welche in der Praxis möglicherweise komplett auf den Wärmepreis umgelegt werden.

Mögliche Weiterentwicklungsoptionen des BEHG¹⁰⁷

Es bestehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des durch das BEHG festgelegten nationalen Emissionshandels, damit dieser bestmöglich der Wärmenetztransformation dient. Insbesondere ist die Höhe des festgelegten CO₂-Preises bis 2025 relevant. Der angelegte Anstieg von 25 Euro über 30, 35 und 45 Euro auf 55 Euro unterbietet das derzeitige Niveau des europäischen CO₂-Preises. Um die Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen, ist der im BEHG festgelegte Anstieg des Preisniveaus zu langsam. Ein beschleunigter Anstieg ist sinnvoll, um den erhöhten Klimazielen Rechnung zu tragen und den Wärmesektor rechtzeitig auf noch höhere Preise vorzubereiten. Die Anhebung der im BEHG festgelegten CO₂-Preise würde eine deutliche Lenkungswirkung in Richtung klimaneutraler Wärmeerzeugung bedeuten und das Klimaschutzpotenzial der Wärmenetze ansteuern. Ein steigender CO₂-Preis verschärft die Notwendigkeit der Fernwärmeversorger, auf die damit günstigeren klimaneutralen Wärmequellen umzusteigen. Der Preisanstieg von 2022 bis 2026 sollte beschleunigt werden.

Die Planbarkeit für den Zeitraum nach 2026 ist für Wärmeversorger derzeit nicht gesichert, da unklar ist, ob der nationale Emissionshandel vom europäischen ersetzt wird, oder ob der nationale Emissionshandel weiterhin preislich reguliert oder ggf. mit sehr hohen freien Marktpreisen fortgeführt wird. Sinnvoll ist in jedem Fall die Festlegung eines CO₂-Mindestpreises ab 2027, damit zumindest eine etwas verbesserte Planungssicherheit in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit entsprechender Anlagen herrscht. Analog zum Mindestpreis für den EU-ETS kann auch im nEHS die Absicherung des Preisniveaus ab 2026 mit einem (höheren) Mindestpreis für eine bessere Planungssicherheit sorgen. Der Preispfad spielt bei heutigen Investitionsentscheidungen aufgrund der langen Abschreibungsdauern eine wichtige Rolle. Daher sollte Investierenden und Planenden (Fernwärmeversorgern) ein Preispfad mitgeteilt werden, an dem sich auf Wirtschaftlichkeitsberechnungen basierende Investitionsentscheidungen orientieren können.

6.3.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹⁰⁸

Einerseits wird die CO₂-Bepreisung als wesentliches Instrument gesehen, andererseits wird infrage gestellt, dass es der Preis allein sei, der die Kohle aus dem Markt treibe – dafür bedürfe es auch des Ordnungsrechts. Zudem dürfe nicht suggeriert werden, „dass uns die Aufwendungen gegen den Klimawandel nichts kosten werden“, vielmehr würden sie massiv „unseren Wohlstand beeinflussen“, indem Energie spürbar teurer werde und das Produkt Wohnen teurer werde – bei stagnierenden Einkommen z. B. bei Ruheständlern. Dass erforderliche soziale finanzielle Ausgleichsmechanismen eingeführt würden, wird bezweifelt.

¹⁰⁷ Die Vorschläge für eine mögliche Weiterentwicklung des BEHG wurden vor dem Ukrainekrieg entworfen und erscheinen angesichts aktuell hoher fossiler Brennstoffpreise ungeeignet. Die Vorschläge gelten für ein normalisiertes Energiepreinsniveau nach der Krise.

¹⁰⁸ Kernfrage: Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit und den Zielerreichungsgrad der vorgeschlagenen Optionen zur Weiterentwicklung der Instrumente für die CO₂-Bepreisung? Scheint Ihnen die Steigerungsrate und schließlich die Orientierung am Marktpreis angemessen zu sein? (mit Zusatzfragen)

Das Instrument, einen nationalen CO₂-Mindestpreis ab 2025 einzuführen, wird wie folgt kommentiert:

- ▶ Das damit angestrebte Ziel, eine verbesserte Planungssicherheit für heutige Investitionsentscheidungen zu erreichen, wird geteilt.
- ▶ Vielfach wird der für 2030 angestrebte Mindestpreis von 80 Euro als zu niedrig angesehen. Es werden – auch mit Verweis auf unterschiedliche Studien – Mindestpreise von 100 bis 185 Euro pro Tonne CO₂ aufgerufen.

Soziale Auswirkungen eines steigenden CO₂-Preises im Wärme- und im Verkehrsbereich auch durch das BEHG sollten politisch offensiv angegangen werden und dabei soziale und energiepolitische Aspekte sauber auseinandergehalten werden: „Man kann nicht sagen: Der CO₂-Preis ist falsch, weil wir soziale Auswirkungen haben. Der Bund, die EU müssen stattdessen hergehen und klarstellen: Wir wollen den CO₂-Preis und wir nehmen nicht in Kauf, dass es soziale Verwerfungen gibt, und korrigieren das mit Sozialpolitik.“

6.4 Förderung von Wärmenetzen basierend auf erneuerbaren Energien und Abwärme

6.4.1 Aktueller Unterstützungsrahmen

Neben der Förderung für KWK-Anlagen existieren weitere Programme für die Förderung von Wärmenetzen. Die Integration von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme in Wärmenetze werden durch folgende Programme auf nationaler Ebene gefördert.

- ▶ Wärmenetzsysteme 4.0 (BAFA): Förderung von Konzepten, Machbarkeitsstudien und Planung sowie Realisierung/Investition von Wärme- und Kältenetzen (50 % EE)
- ▶ Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW): Diese Förderung ersetzt seit September 2022 das Programm „Wärmenetzsysteme 4.0“ (WN 4.0) des BAFA (Bundesanzeiger 2022). Das Programm fördert neben Neubaunetzen auch die Transformation von Bestandsnetzen mit einer Investitionsförderung von 40 %. Zudem ist eine betriebliche Förderung für Wärmepumpen (in Abh. der JAZ) und Solarthermie vorgesehen.
- ▶ KWKG 2021 – innovative KWK-Systeme (iKWK): Gesonderte Ausschreibungen und erhöhte spezifische Förderung des KWK-Stroms aus KWK-Anlagen in iKWK-Systemen. Dies sind Wärme- bzw. Kältesysteme, die aus einer herkömmlichen KWK-Anlage (neu oder modernisiert), einem innovativen erneuerbaren Wärmeerzeuger (z. B. Solarthermie, Geothermie oder Wärmepumpe) und einem rein elektrischen Wärmeerzeuger (z. B. PtH-Anlage) bestehen. Ziel der Förderung ist die Einbeziehung erneuerbarer Wärme in KWK-Systeme. Das Ausschreibungsvolumen beträgt nach § 3 Abs. 2 KWKG 2021 jährlich 50 MW für innovative KWK-Systeme und 150 MW für KWK-Anlagen. Eine Neuerung im KWKG 2021 ist, dass der zusätzliche feste EE-Bonus in Abhängigkeit des EE-Anteils nur noch für KWK-Anlagen ab 10 MW gezahlt wird, und nicht wie zuvor bereits für Anlagen ab 1 MW. Die neue Regelung mit dem festen EE-Bonus bestand für die 1 bis 10 MW-Anlagen insgesamt nur etwa 6 Monate.
- ▶ KWKG 2021 – Investiv-Förderung für Wärme- und Kältespeicher (max. 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten) sowie Wärme- und Kältenetze (max. 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten), die zu einem überwiegenden Anteil aus KWK-Anlagen

oder aus der Kombination von KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien und Abwärme bestehen.

- ▶ EEG 2021¹⁰⁹: Im EEG wird die Vergütung von Strom aus Biomasseanlagen (betrifft im Kontext erneuerbarer Wärmenetze vor allem feste und gasförmige Biomasse, also z. B. Biomasseheizkraftwerke und Biogas- bzw. Biomethan-KWK-Anlagen) geregelt. Die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse erfolgt meist in KWK-Anlagen mit gleichzeitiger Wärmeerzeugung.

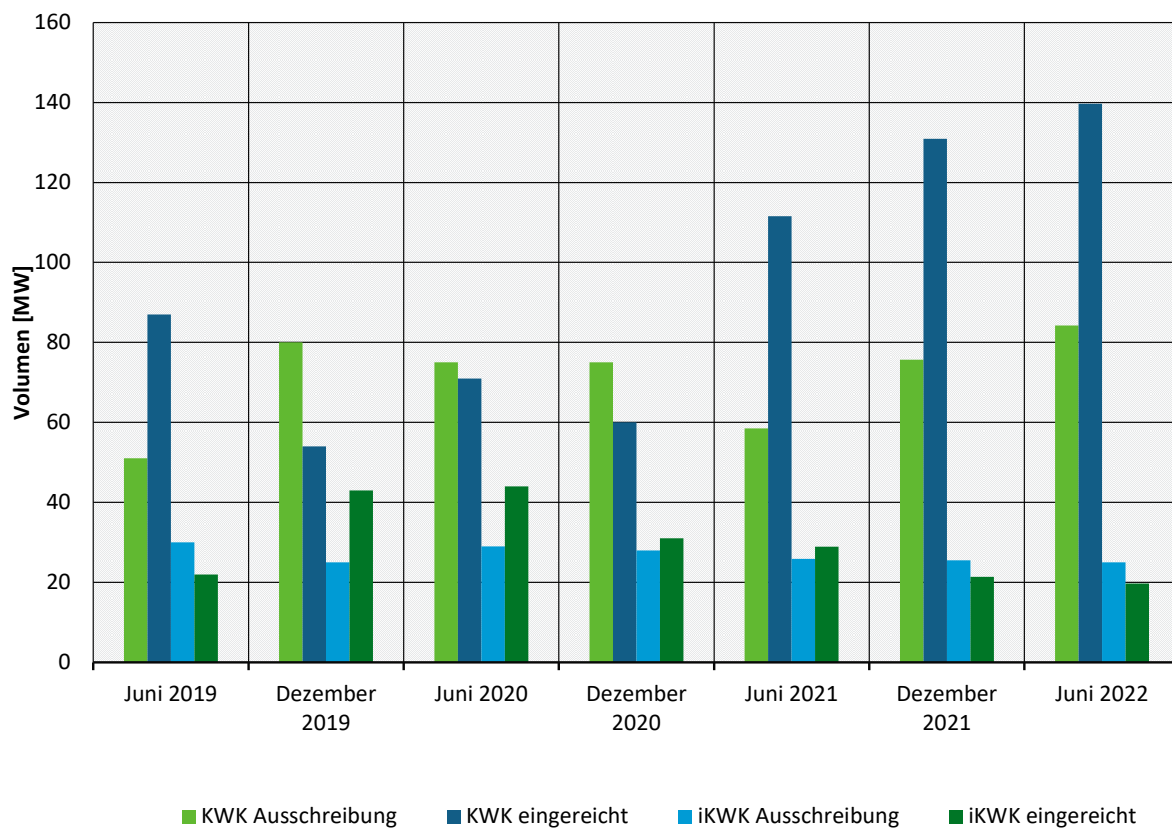
Das EEG 2021 legt ein neues Ausbauziel 2030 von 8,4 GW elektrischer Leistung aus Biomasse 2030 fest – dies entspricht einem Ausbau von etwa 3,5 GW_{el}. Das jährliche Ausschreibungsvolumen beträgt 600 MW_{el} und zusätzlich 150 MW_{el} für Biomethananlagen in der Südregion. Zudem soll 50 % des Ausschreibungsvolumens in der Südregion realisiert werden (Südquote).

Anlagen ab 150 kW_{el} nehmen an den Ausschreibungen teil, deren Gebotshöchstwerte um 2 ct auf 16,4 ct/kWh_{el} (Neuanlagen) bzw. 18,4 ct/kWh_{el} (Bestandsanlagen) erhöht wurden.

- ▶ KfW 432 – Energetische Stadtsanierung: Förderung von integrierten Quartierskonzepten (Bestands- und Potenzialanalyse, Entwicklung von umsetzungsorientierten Maßnahmen, Öffentlichkeitsarbeit) für Städte, Gemeinden und Landkreise in Form eines Zuschusses i. H. v. 75 % der förderfähigen Kosten. Es handelt sich insofern nicht direkt um die Förderung für Wärmenetze auf Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme, häufig ergeben die durchgeführten Analysen jedoch die Sinnhaftigkeit eines solchen Wärmenetzes. Damit können energetische Quartierskonzepte entsprechende Wärmenetze planerisch-konzeptionell anbahnen.
- ▶ KfW – Erneuerbare Energie Premium: Gewährung von Krediten mit Tilgungszuschüssen für Wärmenetze, Wärmespeicher, Wärmepumpen, große Solarkollektoranlagen, Biomasseverbrennungsanlagen, KWK-Anlagen, Biogasleitungen.
- ▶ BEG – Bundesförderung energieeffiziente Gebäude: Förderung von Quartiers-Wärmenetzen.
- ▶ Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft: Förderung von Maßnahmen zur gewerblichen bzw. industriellen Abwärmenutzung.
- ▶ Nationale Klimaschutzinitiative (NKI): Förderung von kommunalen Klimaschutz-Modellprojekten in Form von Investitionskostenzuschüssen.
- ▶ Forschungsprogramme der Bundesregierung wie z. B. die Reallabore der Energiewende.
- ▶ Europäische Fördermittel: Europäischer Fond für regionale Entwicklung (EFRE), Horizon 2020 und das LIFE-Förderprogramm.

Ein relevanter Mechanismus zur Förderung von erneuerbarer Wärme für Wärmenetze ist die betriebliche Förderung von iKWK-Systemen. Das Ausschreibungsvolumen wird regelmäßig leicht überzeichnet (vgl. Abbildung 103).

¹⁰⁹ Das EEG wurde zwischenzeitig novelliert (EEG 2023) (Deutscher Bundestag 2022). Viele der Anpassungen betreffen die Photovoltaik. Der Ausbaupfad für Biomasseanlagen (Ziel 8.400 MW im Jahr 2030) bleibt unverändert. Das jährliche Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen wird abgesenkt: 600 MW (2023) bzw. 500 MW (2024) und 400 MW (2025) und in den Jahren 2026 bis 2028 jeweils 300 MW. Das Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen wird auf 600 MW angehoben.

Abbildung 103: Volumen der Ausschreibungen und der eingereichten Angebote jeweils für KWK- und iKWK-Ausschreibungen von 2019 bis Mitte 2022.

Eigene Darstellung HIC auf Basis von Bundesnetzagentur 2021.

Mögliche Ansatzpunkte, um die bestehende Fördersystematik weiterzuentwickeln, sind vielfältig. Ein Entwicklungspfad kann darin bestehen, die derzeit wichtige iKWK-Förderung weiter auszubauen und zu verbessern. Dafür sind beispielsweise Anpassungen des Fördertatbestandes und der Ausschreibungsvolumina möglich.

Die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) wird zukünftig voraussichtlich eine sehr hohe Relevanz für die Wärmenetztransformation einnehmen. Neben der investiven Förderung von Einzelmaßnahmen stellen die Betriebsprämien für Wärmepumpen und Solarthermieranlagen Verbesserungen dar, ebenso wie die Förderung der Transformation von Wärmenetzen, da bislang die Wärmenetzsysteme 4.0-Förderung für die Dekarbonisierung von Bestandswärmenetzen unzureichend war.

Bis zum Jahr 2026 stehen rund 3 Milliarden Euro für das Förderprogramm zur Verfügung. Insgesamt ist das Ziel, bis 2030 die Installation von 681 MW (Entwurfsfassung: 400 MW) erneuerbarer Wärmeerzeugungsleistung pro Jahr zu fördern und Investitionen von durchschnittlich 1.174 Millionen Euro (Entwurfsfassung: 690 Millionen Euro) jährlich anzustoßen (finale Fassung Bundesanzeiger 2022; Entwurfsfassung vom 18.8.2021 BMWi 2021). Damit die BEW Wirkung entfaltet und in hohem Maß zur Transformation der Fernwärme beitragen kann, sollte der bürokratische Aufwand für Antragstellende geringgehalten werden und der Wechsel zwischen den Modulen einfach möglich sein. Zudem sollte die Langfristigkeit des Förderprogramms und dessen dauerhafte Finanzierung sichergestellt sein, um eine gute Planungssicherheit für die kommenden Jahre zu erreichen.

6.4.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹¹⁰

Eine Anhebung des Ausschreibungsvolumens für iKWK, beispielsweise im Umfang von derzeit 25 MW auf 75 MW halbjährlich, wird von einigen Interviewten für sinnvoll erachtet. Auch dem Vorschlag einer Absenkung der Untergrenze für die Teilnahme von KWK-Anlagen an iKWK-Ausschreibungen von derzeit 1 MW auf 500 kW wird nicht widersprochen.

Sowohl das Potenzial als auch die Grenzen der iKWK-Förderung werden eingeräumt. Diese sei ein guter erster Schritt, für den eine Weiterentwicklung sinnvoll wäre.

Aus einer anderen Perspektive wird die innovative KWK-Förderung für den Anspruch der Wärmewende als unzureichend eingeordnet: „Die kleinen ersten Schritte, die in der vergangenen Legislatur gegangen wurden mit der Einführung des § 7a KWKG [Bonus für innovative erneuerbare Wärme] und der Einspeisung von iKWK, sind absolut unzureichend, um eine Transformation des Wärmemarktes zu bewirken.“

Zudem sei die gesamtsystemische Förderung mit den vorgeschriebenen Wärmeanteilen problematisch, da sie wenig Raum für Flexibilität bzw. jährliche Schwankungen lasse. Die Anforderungen an den EE-Anteil sollten flexibler gestaltet werden, da die rigiden Vorgaben den Ausbau erschweren würden und teilweise zu überdimensionierten Anlagen führen würden. Zudem sollten Pönalen in Ausnahmefällen (höhere Gewalten wie Extremwetterereignisse o. ä.) entfallen. Ausnahmen sollten vor allem für sehr kleine iKWK-Systeme möglich sein.

Es wird betont, dass es sinnvoller sei, erneuerbare Wärme direkt zu fördern als im Zusammenhang mit KWK: „Man kann lieber den erneuerbaren Erzeuger aus dem iKWK-System in die effizienten Wärmenetze effizienter integrieren und auch nicht unbedingt mit PtH koppeln – da gibt es PtH-Anlagen, die werden irgendwo hingestellt, weil man's machen muss, die dann nie laufen, weil sie aus regelungstechnischen Gründen gar nicht benötigt werden...“

Zum Zeitpunkt der Interviews war die BEW-Richtlinie (Bundesanzeiger 2022) noch unveröffentlicht und die Ausgestaltung der Förderrichtlinie war unklar. Es wurde jedoch betont, dass die Förderung und die Details zu den Förderbedingungen seit 2020 erwartet wurden und einige Projekt seit Monaten während 2021 und 2022 auf „Hold“ seien wegen der ausbleibenden Veröffentlichung.

6.5 Sektorenkopplungsstrom

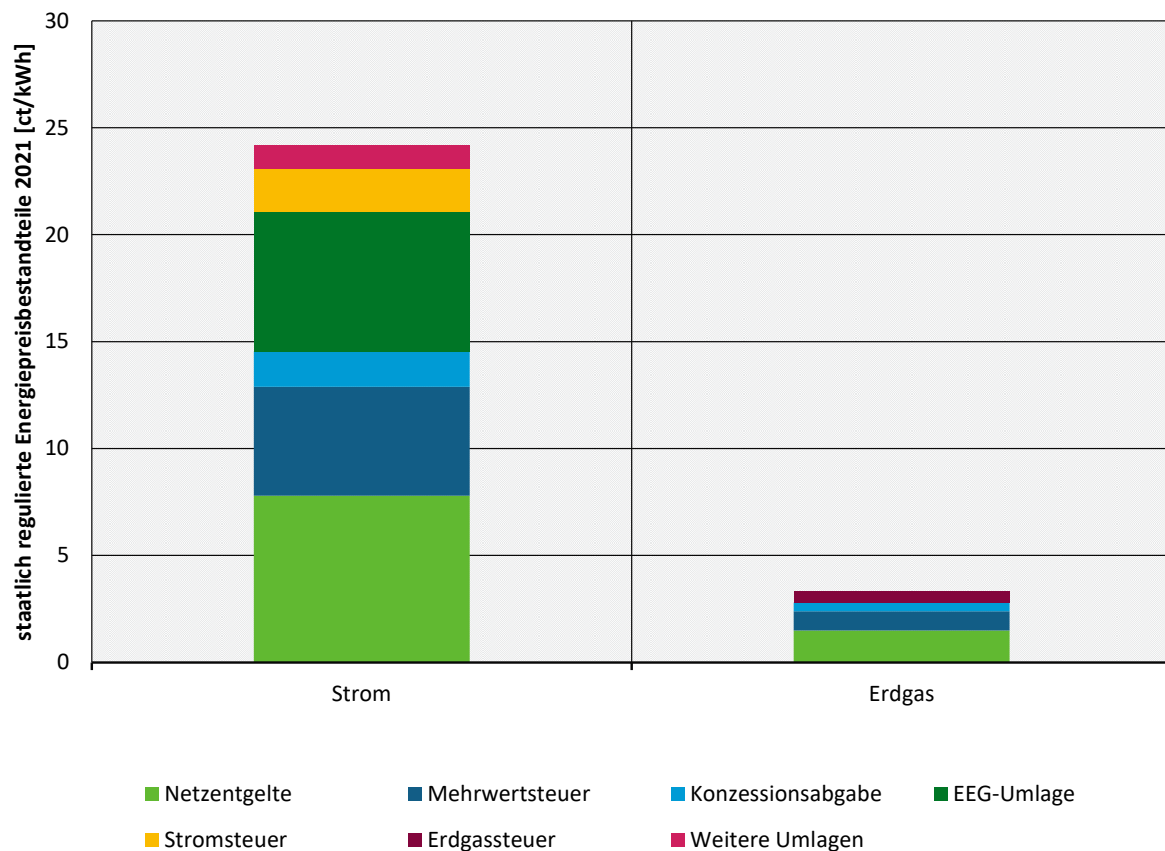
6.5.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Die Elektrifizierung von Wärmenetzen ist ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen erneuerbaren Wärmeversorgung. Großwärmepumpen und direktelektrische Wärmeerzeuger sind die entscheidenden Technologien. Während Großwärmepumpen sich durch ihre hohe Effizienz bei der Umwandlung von Umgebungswärme bzw. Abwärme und Strom in Nutzwärme besonders zum Einsatz in der Wärmegrundlasterzeugung (quasi ganzjährig) eignen, nehmen PtH-Anlagen im dekarbonisierten Wärmenetzsystem eher die Rolle der Spitzenlasterzeuger ein. In Kombination mit Wärmespeichern sorgen PtH-Anlagen als zuschaltbare Lasten zudem für die Flexibilisierung des Strommarkts. Während PtH-Anlagen momentan vor allem noch über die Bereitstellung von Regelenergie und über „Nutzen statt Abschalten“ betrieben werden, soll laut Pieper et al. (2018) etwa ab dem Jahr 2025 die Nutzung überregionaler, marktbedingter Stromüberschüsse die relevanteste Marktchance für PtH darstellen.

¹¹⁰ Zusatzfragen zum KWK-Förderregime: Wie beurteilen Sie die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Anhebung des Ausschreibungsvolumens für iKWK und die Absenkung der Größe von KWK-Anlagen zur Teilnahme an iKWK-Ausschreibungen?

Das wesentliche Hemmnis für den Einsatz von Wärmepumpen und PtH-Anlagen sind die derzeit hohen Betriebskosten aufgrund teurer Strombezugspreise. Wärmepumpen und PtH-Anlagen gelten energierechtlich als nicht-privilegierte Letztverbraucher und müssen daher Letztverbraucherabgaben (EEG-Umlage, Netzentgelte, Steuern und Abgaben) zahlen¹¹¹. Die Belastung von Strom mit staatlich veranlassten Kosten ist im Vergleich zu beispielsweise Erdgas und Heizöl um ein Vielfaches höher (siehe Abbildung 104).

Abbildung 104: Vergleich der staatlich veranlassten und regulierten Energiepreisbestandteile für Strom und Erdgas 2021.¹¹²



Quelle: Hamburg Institut auf Basis von Bundesnetzagentur (2022)

Dieses ungleiche Verhältnis verbessert sich geringfügig durch die ab 2021 eingeführte und jährlich steigende CO₂-Bepreisung (BEHG). Auch dann reichen die CO₂-Preise nicht aus, um die staatlich veranlassten und regulierten Energiepreisbestandteile von Erdgas (2021 insgesamt etwa 0,95 ct/kWh) auf das Niveau von Strom bzw. in Wärmepumpen für die Erzeugung einer kWh Wärme genutzten Strom (etwa 24,2 ct/kWh für Haushaltskunden) zu bringen. Bei einer JAZ von 3 wäre ein CO₂-Preis von etwa 400 EUR/t erforderlich, um die CO₂-Kosten für Erdgas auf ein Niveau von etwa 8 ct/kWh zu steigern¹¹³.

¹¹¹ Die Beschreibung bezieht sich auf den Zeitraum vor dem Beschluss zum Wegfall der EEG-Umlage zum Juli 2022 sowie zusätzlich für Wärmepumpen die Befreiung von weiteren Umlagen nach §22 Abs. 1 Energie-Umlagen-Gesetz (Deutscher Bundestag 2022). Mit diesen Anpassungen sind bereits wichtige Meilensteine für die Integration und den wirtschaftlichen Betrieb von (Groß-)Wärmepumpen geschaffen. Dennoch bleiben weitere Handlungsoptionen, um den Strompreis für die Anwendung Großwärmepumpe regulatorisch zu senken, wie beispielsweise die Senkung der Mehrwertsteuer oder der Stromsteuer.

¹¹² EEG-Umlage entfällt ab dem 1.7.2022. Netzentgelte für Wärmepumpen entfallen ab Inkrafttreten des Energie-Umlagen-Gesetz (§22 Abs.1 EnUG).

¹¹³ Die Ausführungen beziehen sich auf Preise im Jahr 2021 vor der Preissteigerung durch den Krieg in der Ukraine.

Neben einem ambitionierteren Pfad der CO₂-Bepreisung im BEHG könnte parallel das Preisniveau der staatlich induzierten Strompreisbestandteile gesenkt werden, um den zunehmend erneuerbar erzeugten Strom und die lokal zur Verfügung stehende Umgebungswärme und Abwärme zu vertretbaren Kosten nutzbar zu machen. Die Reduktion der EEG-Umlage (mit dem Wegfall der EEG-Umlage zum 1.7.2022 umgesetzt, s.o.) ist ein relevantes Instrument. Insbesondere in Kombination mit einer sektorenübergreifenden CO₂-Bepreisung kann die Befreiung von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen dazu führen, dass der Einsatz von PtH wirtschaftlicher wird. In Grosse et al. (2020) wird beispielsweise ermittelt, dass die vollständige Befreiung von den Netznutzungsentgelten sowie die Dynamisierung der EEG-Umlage anhand des Day-Ahead-Strompreises und der gehandelten Strommengen am Spotmarkt die Wirtschaftlichkeit von PtH-Anlagen deutlich verbessern kann.

In Kombination mit der sektorenübergreifenden CO₂-Bepreisung würden PtH-Anlagen beispielsweise dann bereits ab CO₂-Preisen von 32,50 EUR/t gegenüber Erdgas-BHKWs wettbewerbsfähig sein. Verschiedene Regulierungsmechanismen wie die Befreiung von Netzentgelten, die Dynamisierung oder Reduktion der EEG-Umlage werden in Grosse et al. (2020) geprüft und folgendermaßen bewertet:

Die staatlichen Strompreisbestandteile können durch eine deutliche Reduktion der EEG-Umlage und langfristig kompletten Wegfall der EEG-Umlage gesenkt werden. Die Befreiung von der EEG-Umlage für die Produktion von grünem Elektrolyse-Wasserstoff (§ 69b EEG 2021) ist ein Beispiel dafür, dass die Abschaffung der EEG-Umlage für bestimmte Stromanwendungen bereits regulatorisch veranlagt ist. Analog dazu könnte die EEG-Umlage für Großwärmepumpen vollständig ausgesetzt werden¹¹⁴.

6.5.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹¹⁵

Grundsätzlich wird bei der Abgaben- und Gebührengestaltung noch viel Optimierungspotenzial gesehen. Das derzeitige Energiewirtschaftsrecht sei veraltet vor dem Hintergrund, dass es jetzt nicht mehr wenige Kraftwerke gäbe, sondern viele dezentrale. Dabei müsse auch das Gesamtnetz europaweit unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit betrachtet werden. Die Interviews wurden vor den Entschlüssen zur Abschaffung der EEG-Umlage und zur Befreiung der Wärmepumpen von Netzentgelten nach §22 Abs. 1 Energie-Umlagen-Gesetz geführt (Deutscher Bundestag 2022).

Das Instrument, die EEG-Umlage zu kürzen und ab 2024 ganz abzuschaffen, wird nicht einhellig gutgeheißen, stattdessen sollte die Stromsteuer abgeschafft werden. Wenn Stromverbraucher*innen die Befreiung der EEG-Umlage für Wärmeanwendungen zahlen müssten, so wie sie die Ausnahmen für große Industriekunden zahlten, würden damit Wärmekosten den Stromkunden*Stromkundinnen aufgebürdet. Das gehe systematisch nicht zusammen. Es wird ergänzt, dass eine reduzierte, aber nicht abgeschaffte EEG-Umlage aus dem (nationalen) Emissionshandel oder aus Steuermitteln querfinanziert werden könne.

Ungeklärt sei auch, wo die Gelder für Wind und Sonne bei negativen Strompreisen herkommen sollten. Ein Vertreter eines FW-Verbandes empfiehlt, die Strompreismulagen zu flexibilisieren und an den Börsenpreis zu koppeln: Hohe Abgaben, wenn der Preis hoch ist, um die Anreize noch

¹¹⁴ Die aktuellen Entwicklungen zeigen einen kompletten Wegfall der EEG-Umlage sowie zusätzlich für Wärmepumpen die Befreiung von weiteren Umlagen (Deutscher Bundestag 2022).

¹¹⁵ Kernfrage: Welche Rolle spielen die Stromkosten für den neuen Unterstützungsrahmen? Zusatzfragen: Welche Strompreisbestandteile sind aus Ihrer Sicht diejenigen, die am ehesten gesenkt bzw. abgeschafft oder ersetzt werden sollten (Netzentgelt, EEG-Umlage, MWSt, Stromsteuer, Konzessionsabgaben)? (Ggf. weiter spezifiziert)

zu vergrößern. Auf diese Weise könnten marktbasierte Anreize zum strommarktdienlichen Betrieb von Fernwärmesystemen geschaffen werden.

Von mehreren Interviewten wird durchgespielt, welche Strompreisbestandteile reduziert werden könnten, um das Verhältnis Gaspreis zu Strompreis zu ändern und den Strompreis zu entlasten. In skandinavischen Ländern (Dänemark, Schweden) oder auch der Schweiz und in den Niederlanden könne man beobachten, so ein Fernwärme-Verbandsvertreter, dass Steuern auf Strom gesenkt würden¹¹⁶, während Gas höher besteuert würde. „Alles, was man beim Gaspreis nicht macht, muss man dann beim Strompreis absenken. Sonst bekommen wir diesen Switch nicht hin,“ so ein EE-Verbandsvertreter.

Viele nennen die Senkung der Stromsteuer als mögliche Maßnahme, ggf. auch nur für klimafreundliche Lösungen. Es wird auch angemerkt, dass dies über ordnungsrechtliche Instrumente geschehen müsse. Die mögliche Entlastung bei der Stromsteuer solle kompensiert werden durch steigende Kosten für den fossilen Strom, auch wenn es außer der CO₂-Bepreisung keinen guten Weg dafür gibt und diese den Wegfall der Stromsteuer nicht kompensieren könne, so ein Umweltverbandsvertreter.

Die Mehrwertsteuer für Strom z. B. auf sieben Prozent zu senken, wäre ein großer Hebel, wird jedoch kontrovers gesehen. So wird angemerkt, an ihr werde bereits „viel rumgebastelt“.

Netzentgelte zu reduzieren, wird eher abgelehnt, weil damit der Ausbau der Stromnetze bezahlt werde und nicht nachvollziehbar sei, warum ausgerechnet die Verbraucher, die an die Netze angeschlossen werden, von diesen Netzentgelten ausgenommen werden sollten.

Reformbedarf gäbe es auch bei den Konzessionsabgaben, merkt ein Kommunalvertreter an: Das Konzessionsabgabenrecht belohne Mehrverbrauch durch geringere Konzessionsabgaben. Stattdessen sollten Gaslieferungen zur Erzeugung von Gebäudewärme als Gaslieferungen an Tarifkunden*Tarifkundinnen gelten und damit die volle Konzessionsabgabe fällig werden. Die Konzessionsabgabe auf Gas werde auf diesem Weg erhöht und dadurch würden relativ Wärmepumpen bessergestellt.

6.6 Energetische Bewertung der Fernwärme

6.6.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Der Primärenergiefaktor (PEF) ist aktuell die zentrale Kennzahl eines Wärmenetzes, welche die energetische Qualität der Fernwärme beschreibt. Der PEF quantifiziert die primärenergetische Effizienz der Wärmeversorgung und berücksichtigt den Primärenergieaufwand entlang der Vorketten.

Bei der Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) oder im Rahmen der Förderung nach der BEG ist der PEF eines Wärmenetzes entscheidend. Das GEG stellt Anforderungen an den Primärenergiebedarf von Neubauten und grundlegend renovierten öffentlichen Gebäuden. Auch bei der Inanspruchnahme von Förderungen nach BEG fließt der PEF in die Berechnung der Effizienzhausstufe ein und bestimmt somit über den zu realisierenden baulichen Wärmeschutz. Insofern haben Gebäudeeigentümer*innen bzw. Bauträger*Innen ein Interesse an einem möglichst niedrigen PEF der gelieferten Fernwärme, denn dieser wird zur Berechnung des Primärenergiebedarfs eines Gebäudes verwendet.

Auch der Anteil an erneuerbaren Energien eines Wärmenetzes ist relevant: So muss ein Wärmenetz einen wesentlichen EE-Anteil vorweisen bzw. mind. zu 50 % aus Abwärme und

¹¹⁶ Beispielsweise in Dänemark, wo die Steuern für alle Stromanwendungen zur Gebäudebeheizung auf ein Minimum reduziert wurden.

KWK-Anlagen gespeist werden, um den Anforderungen nach GEG zu entsprechen. Für die Inanspruchnahme einer Förderung nach BEG kann alternativ zum PEF der EE-Anteil herangezogen werden, um über Förderfähigkeit und Förderumfang zu bestimmen¹¹⁷. Liegt für das Wärmenetz ein Transformationsplan entsprechend der Anforderungen der BEW-Förderung vor, so darf nach BEG-Förderrichtlinie pauschal ein Anteil von 55 % erneuerbaren Energien zur Erfüllung der EE-Klasse angesetzt werden.

Für Versorgungsunternehmen stellt sich vor dem Hintergrund der aktuell netzeinheitlichen Faktoren („ein Netz – ein Faktor“) die Herausforderung, den Anforderungen von Neukunden*Neukundinnen an die PEF der Fernwärme zu entsprechen.

Die derzeitige Berechnungsmethodik zur Bestimmung von PEF wird durch das Blatt FW 309-1 des AGFW sowie durch die Formulierungen im GEG und Auslegungsbestimmungen definiert. Insbesondere für Wärmenetze ergeben sich aus den dort getroffenen methodischen Festlegungen Nachteile für die Integration bestimmter erneuerbarer Wärmeerzeuger in das Portfolio.

Ein grundlegendes methodisches Problem besteht in der Anwendung des PEF zur energetischen Bewertung, da dieser nicht nach THG-Intensität differenziert – Erdgas, Heizöl und Steinkohle haben den gleichen Faktor, Braunkohle nur einen geringfügig höheren. Feste Biomasse wird durch einen sehr geringen PEF zu einem attraktiven Brennstoff.

Die Berücksichtigung der eingespeisten Strommengen beim Einsatz von KWK-Anlagen (Stromgutschriftmethode) führt zu sehr niedrigen PEFs für KWK-Wärme, welche nur durch einen gesetzlich festgelegten Mindest-PEF eingegrenzt werden. Für Großwärmepumpen wiederum ergibt sich ein unattraktiver PEF von 1,8 aus dem Stromfaktor – der nun mit der GEG-Novelle 2022 auf 1,2 abgesenkt wurde. Der PEF eines Steinkohle-Kraftwerks ist somit in einigen Fällen dem einer Großwärmepumpe bessergestellt (je nach JAZ der Wärmepumpe).

Werden KWK-Anlagen im Erzeugungsportfolio des Fernwärmebetreibers durch erneuerbare Energien oder Abwärme ersetzt, steigen die PEF der Wärmenetze in vielen Fällen an. Das Resultat einer Transformation des Fernwärmenetzes von der fossilen KWK zu erneuerbaren Technologien kann somit für den Versorger nachteilig sein, weil der PEF des Netzes steigt und die Neukundenakquise erschwert. Die Berechnungsmethodik der PEF in der aktuellen Form und deren Anwendung in GEG und BEG wirken damit der Fernwärmetransformation sowie dem Anschluss von Neubauten an Wärmenetze strukturell entgegen.

Die Methodik zur Berechnung von PEF sollte so umgestaltet werden, dass der Einsatz erneuerbarer Energien und Abwärme nicht benachteiligt wird, sondern im Gegenteil ein Anreiz zu deren Nutzung entsteht. Zahlreiche konkrete Vorschläge zur Umgestaltung der PEF existieren bereits (Pehnt et al. 2018, Pehnt 2020) und werden hier z. T. aufgegriffen.

Zur Verbesserung der Berechnungsmethodik für PEF bzw. die Abschaffung der bestehenden Artefakte stehen neben der nun umgesetzten temporären Option der Faktorabsenkung verschiedene weitere Optionen zur Auswahl, wie beispielsweise die Anhebung der PEFs für fossil betriebene KWK-Anlagen oder die Einführung eines Pauschal-PEFs für Wärmenetze.

Auch die Umstellung von PEF auf einen alternativen Kennwert, der die THG-Wirksamkeit der eingesetzten Brennstoffe berücksichtigt, ist eine Möglichkeit. Grundsätzlich ist fraglich, ob PEF als solche geeignet sind und langfristig im GEG Anwendung finden sollten. Alternative Methoden, beispielsweise die Umstellung auf die THG-Wirksamkeit der eingesetzten Energieträger oder die

¹¹⁷ Es gelten abgestufte Fördersätze: der Anschluss an ein Wärmenetz wird mit 30 % gefördert, wenn 25 % EE-Anteil oder PEF höchstens 0,6 bzw. mit 35 % gefördert, wenn 55 % EE-Anteil oder PEF höchstens 0,25. Für Gebäudenetze (Wärmenetze, die bis zu 16 Wohngebäude oder 100 Wohneinheiten versorgen) gelten andere Anforderungen.

Berücksichtigung der Fähigkeit der Energieträger, potenziell klimaneutral zu sein, könnten Berücksichtigung finden.

6.6.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹¹⁸

Das generelle Herabsetzen des PEF für Wärmepumpen wurde kritisch bewertet. So konnten z. B. die möglichen Auswirkungen der Herabsetzung des PEF für Wärmepumpen nicht durchschaut werden, und es bestand die Kritik, dass WP am Ende im Vergleich zu gut dastünden. Überdies sollten die Unterschiede zwischen den WP-Typen insbesondere hinsichtlich ihrer Effizienz berücksichtigt und nicht pauschal bewertet werden – z. B. sollte eine Luft-WP nicht einer Erd-WP gleichgestellt werden. Es müsse auch Unterschiede geben für WP, die netzdienlich arbeiteten (z. B. bei hohem Windstromangebot) und solchen, die rein Wärme-geführt gefahren würden.

Eine Verbesserung für WP könne nur dann pauschal eingeführt werden, wenn klar sei, dass die WP nicht mit fossilem Strom betrieben werde, sondern dass die Grundlast für die WP auch erneuerbar sei. Eine Möglichkeit wäre es, die Nutzung von Ökostromtarifen zu berücksichtigen. Andererseits wird auch darauf verwiesen, dass bereits heute der durchschnittliche Strommix einen besseren Faktor hat als derzeit festgeschrieben (1,8) und sich dieser in den kommenden Jahren noch erheblich verringern würde. Die Verwendung des aktuellen oder eines zukunftsweisenden Stromfaktors würde schon eine Verbesserung darstellen.

Hinsichtlich des zweiten Teils dieses Instruments, für fossile Energieträger höhere PEF festzuschreiben, u. a. basierend auf der Carnot-Methode, wurde einerseits grundsätzlich von einem Verbandsvertreter für erneuerbare Energien eingewendet, dass der Staat in erster Linie über Ordnungsrecht (v. a. § 22 in Verb. mit Anl. 4 GEG) klimaschädliche Energietechnologien unterbinden sollte: Es könne nicht sein, „dass man über die Stromanrechnungsmethode fossile Wärme mit einem PEF von fast 0 reinschieben dürfe“. Über Ordnungsrecht sollte der Staat vorgeben, dass klimaschädliche Energien – nicht nur Öl, sondern v. a. Gas – ab dem Jahr x nicht mehr eingebaut werden dürfen. Man sähe das derzeit bei der Automobilindustrie, was passiere, wenn man das zu lange hinauszögere.

Andererseits wurde von mehreren Interviewten auf die Umstellung auf die Carnot-Berechnungsmethode eingegangen. So äußert sich ein Vertreter der KWK-Branche, dass man sich lange gegen die Umstellung auf Carnot gewehrt, sich die Verbandsmeinung inzwischen aber geändert habe, da den Wärmenetz-Betreibern die Stromgutschrift „am Ende auf die Füße (falle), wenn es immer mehr erneuerbare Energien gibt (und das wollen wir ja)“. Weiterhin wird geäußert, dass die thermische Abfallbehandlung nach wie vor vorteilhafter zu bewerten sei als die Nutzung fossiler KWK. Dies solle bei der Umstellung auf die Carnot-Methode beachtet werden.

Es wird auf den Unterschied zum GEG hingewiesen, wo es Hinweise gäbe, dass erst 2030 eine Umstellung erfolgen solle bei den PEF und die Carnot-Methode erst dann voll greife. Auch wenn es für die ein oder andere Kommune z. B. in NRW, die noch sehr Kohle-lastig sind, dadurch große Sprünge geben könne in den Faktoren und dass die FW bei Anschluss an Gebäude schlagartig deutlich schlechter gestellt werde, hält ein Kommunenvertreter das Instrument für sinnvoll, weil „man sich da häufig etwas schönrechnet mit der derzeit geltenden Stromgutschriftsmethode, dass man sehr viel über die KWK in den Stromsektor schiebt und die Wärme dadurch recht gut aussieht, obwohl sie noch oft stark fossil betrieben wird. Dass man da eher auf den Exergie-

¹¹⁸ Kernfrage: Ist aus Ihrer Sicht die Einführung pauschalisierter PEF für Wärmenetze gerechtfertigt, wenn diese alle das verbindliche Ziel Klimaneutralität spätestens 2045 mit entsprechenden Zwischenschritten 2030 und 2035 erfüllen müssen? (mit Zusatzfragen, z. B. zur vorgeschlagenen Sofortmaßnahme)

Anteil abstellt, wäre schon eine gute Sache.“ Dagegen findet ein EE-Verbandsvertreter am wichtigsten, dass es auf keinen Fall so bleiben dürfe wie im GEG vereinbart, dass die PEF bis 2030 nicht verändert werden sollen.

Bis 2024 pauschalisierte niedrigere PEF für Wärmenetze könnten in der Praxis schon eher funktionieren, wurde aus Sicht von EVU bzw. Wärmenetzbetreibenden geäußert. Wie im GEG schon heute geregelt, nämlich einen PEF auf Basis von Transformationsplänen erstellen zu können, der für sieben Jahre gültig ist, könnte es im Fernwärmesektor ähnlich festgelegt werden: „Da haben Sie sieben Jahre Zeit, diesen niedrigen Faktor einzuhalten bzw. dorthin zu kommen.“ Perspektivisch werde die Fernwärme in jedem Fall klimaneutral, insbesondere, wenn verpflichtende Klimazielvorgaben hinzukämen. Um den Anschluss an die Fernwärme in Eignungsgebieten zu ermöglichen, müsse dieses zukünftige Potenzial heute schon im PEF gespiegelt werden. Ein solcher Zielfaktor sei sinnvoll, wenn man Kunden heute schon mitnehmen wolle.

„Erzwungener Etikettenschwindel“ wird dies Instrument dagegen von anderer Seite betitelt, insbesondere wenn „auf unbestimmte Zukunft setzend“. Die heute bereits erhältliche Bescheinigung zu PEF und Emissionsfaktoren könne dann Faktoren ausweisen, die wesentlich niedriger seien als die tatsächlichen (d. h. gegenwärtigen) Emissionen. Zumindest müsse gewährleistet sein, dass diese Zertifikate in kurzen Etappen überprüft werden: „Ein Wohnungsunternehmen, das heute die PEF-Standards in der Förderung erreichen will, profitiert natürlich von einem solchen Zertifikat, die Umwelt aber nicht. Die kriegt weiter ihre Kohle-Emissionen ab, und zwar noch über Jahre hinweg.“ Es müsse v. a. unterbunden werden, dass ein fossiles Netz mit PEF Null dastehen könne. „Bilanzieren auf Plandaten sollte man nur können, wenn man dafür auch geradesteht, auch im Sinne des Verbraucherschutzes.“ Zudem wird angemerkt, dass pauschale Faktoren zu simpel seien, um die komplexen Details der Wärmewende zu berücksichtigen.

Folgende weitere Aspekte wurden angesprochen:

- ▶ Weiterentwicklung von Primärenergie- und Emissionsfaktoren: Der Begriff „Primärenergiefaktor“ sollte umbenannt werden. Auch wird vonseiten eines Projektierers vorgeschlagen, eine grundlegend andere Methode zu verwenden: Das könnten CO₂-Emissionen oder der Endenergieverbrauch sein.
- ▶ Eine weitere Möglichkeit, THG-Relevanz der EE-Wärme und damit beheizter Gebäude zusammen zu führen, sei es, einen maximalen Emissionsfaktor x auf den Quadratmeter Grundfläche bezogen auszuweisen, z. B. im Rahmen eines städtebaulichen Vertrags.

6.7 Räumliche und strategische Planung

6.7.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Um Wärmenetze zu transformieren, sind Änderungen der regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Einbindung der erforderlichen Technologien nicht das alleinige Mittel. Die Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien und Abwärme erfordert planerischen Aufwand, der schwerpunktmäßig auf kommunaler Ebene geleistet werden muss.

Während für die zentrale fossile Wärmeerzeugung tendenziell weniger Eingriffe vor Ort nötig sind – viele Wärmeenergieträger werden importiert (mit Ausnahme der Braunkohle), wird die Wärme für dekarbonisierte Netze unter anderem lokal auf Basis der zur Verfügung stehenden Ressourcen erzeugt. Der somit anfallende Flächenbedarf vor Ort und die Eingriffe in lokal

verfügbare Ressourcen müssen identifiziert, auf den Wärmenetzausbau abgestimmt und planerisch gesichert werden.

Bei verschiedenen Erzeugungstechnologien stehen dabei jeweils neue Herausforderungen im Mittelpunkt. Für die Solarthermie müssen verfügbare Flächen gefunden und gesichert werden, was aufgrund der in der Regel bereits komplett verplanten Flächenkulisse eine große Schwierigkeit darstellt. Bei erdgekoppelten Systemen wie Erdwärmesonden ist die Gesamtkoordination zur Bewirtschaftung des Untergrundes wichtig, um Nutzungskonflikte und eine unzureichende Regeneration des Erdreichs durch eine zu hohe Sondendichte zu vermeiden. Gewässerwärmepumpen sollten an geeigneten Stellen installiert werden, um die Entnahme und Wiedereinleitung von Oberflächenwasser aus Flüssen und Seen konfliktarm zu realisieren. Wärmespeicher wiederum haben je nach Speichertyp beispielsweise einen gewissen Flächenbedarf (Erdbecken) bzw. basieren auf der thermischen Nutzung des Untergrundes (Aquiferspeicher), sodass auch sie in die übergreifende Planung einbezogen werden sollten.

Neben den Potenzialen ist auch die Entwicklung der Abnahmeseite ein wichtiger Faktor. Wie sich die Siedlungsstrukturen, der Wärmebedarf und die Heizungstechnologien auf der Seite der Endnutzenden entwickeln, ist relevant für die Ausbauplanung der Wärmenetze. Für Endnutzende ist es wiederum vorteilhaft, die konkrete räumliche und verbindliche Zukunftsstrategie für die Wärmewende zu kennen. Auf diese Weise können Investitionsentscheidungen, die zu jahrzehntelangen Lock-Ins führen, vermieden werden.

Die strategische kommunale Wärmeplanung ist das Instrument, mit dem die Koordination der Wärmewende in einem klar definierten Planungsprozess umgesetzt wird.

Die kommunale Wärmeplanung weist mehrere Bestandteile auf:

- ▶ **Fachgutachten:** Zunächst wird die Bestandsaufnahme der kommunalen Wärmeversorgung inklusive der Identifikation der verfügbaren Potenziale geleistet. Es folgt die Entwicklung eines räumlichen Zielbilds (strategischer räumlicher Wärmeplan), dessen Umsetzung durch einen Maßnahmenplan zeitlich und inhaltlich konkretisiert wird.
- ▶ **Politischer Beschluss:** Der fachliche Vorschlag zum räumlichen Wärmeplan und Maßnahmenplan wird öffentlich diskutiert und politisch beschlossen.
- ▶ **Umsetzung:** Daraufhin folgt die Umsetzung des Maßnahmenplans.
- ▶ **Fortschreibung:** Die Wärmeplanung wird in den folgenden Jahren regelmäßig überarbeitet und weiterentwickelt, da es sich um einen dynamischen Prozess handelt, bei dem Nachsteuerung erforderlich sein kann.

6.7.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹¹⁹

Das Instrument der verpflichtenden flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung (KWP) mit bundesweitem Standard wird grundsätzlich gutgeheißen. Insbesondere aus Sicht der FW-Betreiber seien verbindliche Festlegungen in Bezug auf FW-Eignungsgebiete hilfreich. Dabei sollte eine intensive Kooperation der Kommune mit dem Versorgungsunternehmen verwirklicht werden. Es wurde jedoch die Frage gestellt, was im Fall von Dissens zwischen Kommune und Unternehmen geschehen solle. Auch der Umgang mit abzuschreibenden Gasnetzen und regulatorische Möglichkeiten zum Gasnetzurückbau wurden thematisiert.

¹¹⁹ Frage: Was halten Sie von dem Planungsinstrument der kommunalen Wärmeplanung und diese entsprechend dem im Unterstützungsrahmen vorgelegten Vorschlag auszuweiten? (mit Zusatzfragen, z. B.: Wie könnte aus Ihrer Sicht die Verbindlichkeit kommunaler Wärmepläne gewährleistet bzw. erhöht werden?)

Im Einzelfall wurde Skepsis gegenüber der Wirkung von Planungsrecht vorgebracht: Der Gesetzgeber solle besser mit fiskalischen (z. B. CO₂-Preis) und ordnungsrechtlichen Instrumenten (Anschluss- und Benutzungszwang, Nutzung von Öl und Gas untersagen, PV-Nutzung vorgeben) vorgehen. Der Gebäudesektor sei für solche planungsrechtlichen Vorgaben zu träge. Als weitere Schwierigkeit wurde die zeitliche Komponente genannt: Für perfektionistisch ausgeklügelte Planung sei keine Zeit, stattdessen solle jetzt auf die Umsetzung fokussiert werden.

Es gibt ergänzende Bedenken und Anregungen:

- ▶ Übereinstimmend wird die Herausforderung erkannt, dass insbesondere kleinere Kommunen und Stadtwerke nicht über genügend Personal und Kompetenzen verfügen, um Transformationspläne oder kommunale Wärmepläne zu erstellen bzw. die bereitgestellten staatlichen Fördermittel zu akquirieren. Oft reichten die Kompetenzen nicht einmal, um kleinere Wärmenetze zu bauen, berichten Projektierer und Berater: „Das sehen wir auch, dieses Wissensmanagement oder Capacity-Building insbesondere bei kleineren Versorgungsunternehmen, aber insbesondere bei kommunalen Akteuren, da kommt keiner mehr mit bei den ganzen Förderinstrumentarien mit Landesprogrammen, EU-Programmen, Stromsteuer, CO₂-Steuer, Meldefristen – das ist für Berater wie uns natürlich gut, aber das ist so komplex geworden, dass man da schon begleiten muss – es betrifft Kommunen, aber auch kleinere EVU, die z. B. Nahwärmenetze betreiben und dieses Know-how kaum im Hause vorhalten können.“
- ▶ Die Aufgabe „kommunale Wärmeplanung“ sei richtig, sie stelle sich aber in allen Kommunen in ähnlicher Art und Weise. Und insofern sei es entscheidend, dass so etwas wie eine Modellvorgabe für KWP von Bundeseite erstellt werde, indem ähnlich wie es in Dänemark bereits praktiziert werde, Module entwickelt werden, an denen sich die Akteure in der Wertschöpfungskette orientieren könnten.
- ▶ Teilweise wird die Schaffung einer zentralen Stelle auf Bundesebene kritisch beurteilt. Das von der dena im April 2022 eröffnete Kompetenzzentrum Wärmewende in Halle soll solche Aufgaben bündeln und kleineren Kommunen das Know-how zur Verfügung stellen. Einerseits werden konkrete Erwartungen an die neue Institution formuliert, andererseits wird die Notwendigkeit dezentraler, den regionalen Eigenheiten gerecht werdender Institutionen wie z. B. Energieagenturen auf Kreisebene favorisiert: „Nur als eine Bundesstelle sehe ich das sehr skeptisch, aber ergänzend auf Bundesebene Leitfäden, Kostenbänder, das ist sinnvoll, aber zu denken, eine Einrichtung auf Bundesebene würde reichen, das geht nicht [...] wir brauchen auch auf Länderebene die Energieagenturen und – wie in Baden-Württemberg – die KEA mit regionalen Agenturen und Berater*innen, die gefördert werden und zu diesem Thema in der Region Auskunft erteilen können.“ Sowie: „Ich erwarte von dem neuen Bundesinstitut für Wärmewende der dena, dass das eine Steuerungseinheit wird, die solche Informationen bündeln kann, die auch ansprechbar ist für solche Fragen: Wo bekomme ich Förderung für mein Vorhaben? Wir haben als Verband auch in anderen Zusammenhängen immer eine One-Stop-Shop-Agentur gefordert. Das hat sich auch so entwickelt, die Gebäudförderung ist jetzt ganz bei der KfW und der BAFA gebunden [...] Speziell im Wärmebereich könnte dieses Institut ein wichtiger Wissensträger sein, um gerade auch kleinere Kommunen an die Hand zu nehmen – wir haben gute Erfahrungen gemacht mit der Servicestelle Kommunaler Klimaschutz, die vom Difu organisiert wird, die setzen sozusagen die Klimaförderung um: Die fahren in jedes Kaff und erzählen denen, was man alles gefördert bekommen kann und wie das funktioniert. Und machen ganz niedrigschwellige Angebote, um diesen Fördertopf bekannt zu machen und auch die

Änderungen daran. Es geht auch darum, dass so eine Einheit genügend Personalkapazität hat, um zu sagen: Wir fahren auch mal in die Kommune, halten da einen Vortrag und erklären den Leuten, wie es funktioniert.“

- ▶ Eine Zusammenfassung auf Länderebene erhobener bergbaulicher und geologischer Daten sollte in das Aufgabenspektrum der dena-Stelle integriert werden.
- ▶ Die kommunale Wärmeplanung sei nicht nur Fernwärme-Planung, denn sie betreffe auch die Bereiche, die nicht an die FW angeschlossen sind. Dort wird auch stark eingegriffen in eigentumsrechtliche Fragen. „Plakativ: Wenn sich jemand nicht dranhält, wird der eigentlich zwangsenteignet oder drohen hohe Bußgelder?“

Dass Bundesländer die Aufgabe der KWP an Kommunen übertragen können, wird grundsätzlich positiv gesehen, nichtsdestotrotz gibt es Einwände:

- ▶ Die Kommunen verfügen nicht über die erforderlichen Hebel, deshalb werde es schwierig, die damit verbundenen Anforderungen umzusetzen (ähnlich wie bei kommunalen Klimaschutzkonzepten),
- ▶ bundesweite Vorgaben seien mit Finanzausgaben von Bundes- oder Landesseite zu verbinden (Konnexitätsprinzip), weil KWP vorbereitet, implementiert und betreut werden müsse.
- ▶ Es wird vorgeschlagen, mit größeren Kommunen zu beginnen (wie in Baden-Württemberg) und später erst mit den kleineren nachzuziehen. Hierzu wird die Frage aufgeworfen, ob kleine Gemeinden mit 5.000 oder 10.000 Einwohner eine KWP benötigen.

Auch das Rahmenvorgaben für die Anforderungen an KWP hinsichtlich deren Aufbau, Prozess und Inhalte gemacht werden, wird für sinnvoll erachtet, allerdings ergänzt,

- ▶ dass als ein Inhalt von KWP eine umfassende Potenzialbetrachtung (von erneuerbaren Energien wie Geothermie, Gewässer, Flächen für Solarthermie etc.) erforderlich sei, die bei aktuellen Wärmeplanungen meist nicht vorgesehen ist (Frage, ob dies über Ordnungsrecht eingebaut werde, z. B. verpflichtend im GEG, oder an Fördermittel geknüpft werden sollte),
- ▶ dass ein standardisierter Prüfungsrahmen mit Beispielmодulen hilfreich sei, der als niedrigschwelliges Planungstool die meisten der möglichen Entscheidungen abdecke, sowie ein Musterkatalog mit Vorgaben (zu Gebäudekategorien und jeweils möglicher Wärmeversorgung einschl. nicht unendlich verfügbarer Ressourcen wie Biomasse sowie ein ungefährender Rahmen der Kosten),
- ▶ dass Vorgaben für die Berücksichtigung begrenzt zur Verfügung stehender Ressourcen wie Biomasse gemacht werden könnten, um eine Überbuchung knapper Ressourcen zu verhindern.

Die KWP sollte gemeinsam mit der Immobilienplanung erstellt werden, weil abhängig von der gelieferten Wärme weitere (ggf. ergänzende) Maßnahmen beim Gebäudewärmeschutz vorzunehmen seien.

Eine KWP sei sinnvoll, weil sie festlege, wo es eine FW-Versorgung gibt, wo vielleicht ein H₂-Netz, wo dezentrale Wärmepumpen verstärkt eingesetzt werden.

BEG-Fördermittel nur noch für Maßnahmen im Einklang mit den Beschlüssen für die KWP zu vergeben, wird ebenfalls ambivalent beurteilt. Damit drohe eine Einschränkung der Technologieoffenheit auf der Bau- und der anlagentechnischen Seite. Die Wohnungswirtschaft

z. B. bevorzuge technologieoffene Konzepte, es könne beispielsweise sein, dass man in einem Gebiet, wo es kommunale Wärmeplanung gibt, eigene FW-Inseln baue.

Kommunen sollten Verwaltungsvorschriften und Satzungen erlassen und bundesrechtliche Vorgaben wie das GEG anders auslegen können i. S. von Mindeststandards für bestimmte Gebiete mit früherem Nutzungsende von Technologien wie Heizöl- oder Gaskesseln und Fördermittel dafür gezielt einsetzen.

6.8 Dekarbonisierungsfahrpläne für Wärmenetze

6.8.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Die bislang dargestellten Instrumente sind teilweise schon im nationalen Unterstützungsrahmen gesetzlich verankert. Neben diesen teilweisen bereits umgesetzten Instrumenten existieren Überlegungen zu weiteren Instrumenten, die bereits in einigen Bundesländern umgesetzt sind – auf Bundesebene jedoch noch nicht. Neben der kommunalen Wärmeplanung ist auch die Erstellung von Dekarbonisierungsfahrplänen (DFP) durch Fernwärmeversorgungsunternehmen ein solches Instrument. In drei Bundesländern werden die Betreibenden von Wärmenetzsystemen bereits verpflichtet, Strategien zur Dekarbonisierung zu entwerfen und umzusetzen. In Thüringen legt das Klimaschutzgesetz (§ 8 Abs. 5 ThürKlimaG) fest, dass die Fernwärmeversorgung bis 2040 klimaneutral gestellt sein muss. Versorgungsunternehmen werden verpflichtet, entsprechende Konzepte zu erstellen. In Hamburg ist in § 10 des Klimaschutzgesetzes festgelegt, dass die Wärmenetze bis 2050 klimaneutral gestellt sein müssen. Das Berliner Energiewende- und Klimaschutzgesetz sieht eine klimaneutrale Fernwärmeversorgung zwischen 2040 und 2045 vor (§ 22 EWG Bln). Die Umsetzung soll jeweils durch die Erstellung von DFP geplant werden. Durch die Verankerung im Gesetzestext ist die Verbindlichkeit der Maßnahmenumsetzung vorgeschrieben.

Die Anforderungen an die DFP können neben der Beschreibung des Zielzustands der Klimaneutralität auch Vorgaben für Zwischenschritte enthalten. Die THG- bzw. EE-Quoten der Zwischenschritte sollten in Übereinstimmung mit den zulässigen nationalen Klimaschutzzielen und CO₂-Budgets festgelegt werden.

Folgende Gründe sprechen für die Einführung der verpflichtenden Erstellung von DFP für Wärmenetze auf nationaler Ebene:

- ▶ Zusätzlich zu den finanziellen Anreizen und Anpassungen ist ein begleitender ordnungsrechtlicher Rahmen hilfreich;
- ▶ Die Anforderungen an Transformationspläne, welche über die BEW gefördert werden, können größere Wirksamkeit entfalten, da im Zuge der verpflichtenden DFP vermutlich für mehr Netze Transformationspläne erstellt werden;
- ▶ ein konkreter Orientierungsrahmen für Fernwärmeversorger wird geschaffen;
- ▶ durch die Vorgabe entsteht Planungssicherheit in Bezug auf die Erreichung der Klimaschutzziele. Zudem wird die Erfüllung europäischer Vorgaben (RED II/Fit for 55) sichergestellt.

6.8.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹²⁰

Das Instrument der verpflichtenden Erstellung von DFP für Wärmenetze durch Fernwärmeversorger wurde unterschiedlich bewertet:

- ▶ Einerseits wurde es als sinnvolles „Hilfsmittel für die Politik“ eingeordnet, dass diese es „nochmal schwarz auf weiß hat“, welche Veränderungen zur Umstellung der Wärmebereitstellung erforderlich sind, so ein EVU-Vertreter. In einigen Bundesländern werde es bereits mit Erfolg eingesetzt.
- ▶ Es sei sinnvoll, ein verpflichtendes Instrument zu haben, da die Erstellung von Transformationsplänen auf freiwilliger Basis geschehe. So werde in jedem Wärmenetzsystem angeregt, sich mit dem Thema der Transformation auseinanderzusetzen.
- ▶ Erforderlich sei jedoch auch eine klare inhaltliche Abgrenzung zu den nach BEW förderfähigen Transformationsplänen.
- ▶ Vonseiten einiger Netzbetreiber wird befürchtet, dass durch eine neue Regulatorik bereits eingeschlagene Dekarbonisierungspfade der FW-Betreiber konterkariert werden könnten und deswegen Planungs- und Investitionssicherheit mit entsprechend langen Amortisationszeiträumen zu berücksichtigen seien.
- ▶ Unklar sei die rechtliche Legitimation von DFP und Kommunalen Wärmeplänen, wenn EVU über Entwicklungen auf kommunalem Grund entscheiden würden – es stelle sich die Frage, ob dies dann eine Aufgabe von Stadtwerken, Ingenieurbüros oder demokratisch legitimierten Gremien wie Gemeinde- bzw. Stadträten wäre.
- ▶ Überdies stellten sich weitere Herausforderungen, wenn es mehrere Versorger gäbe (z. B. Fernwärme und Gas).
- ▶ Hingewiesen wurde darauf, dass viele Stadtwerke noch erheblichen Weiterbildungsbedarf hinsichtlich einiger Zieltechnologien (z. B. Groß-Wärmepumpen) und entsprechenden Beratungsbedarf anmeldeten, und dass es andererseits oftmals „existenziell wichtig“ sei, „dass das Geschäft mit dem Fernwärmeverkauf gut läuft“.
- ▶ DFP würden voraussetzen, dass es kommunale Versorgungsunternehmen gibt, was nicht immer der Fall sei.
- ▶ Die Umsetzung der DFP hängt von vielen Rahmenbedingungen ab, z. B. Finanzstärke der Stadtwerke Fördermittel, Akzeptanz auf der Abnehmerseite und ob seitens der Kundschaft die Bereitschaft vorhanden ist, sich an die FW anzuschließen.

Die verpflichtende Vorgabe der Klimaneutralität spätestens im Jahr 2045 mit Zwischenschritten im Jahr 2030 und 2035 für Wärmenetze wurde gutgeheißen hinsichtlich der Notwendigkeit, Zwischenschritte vorzusehen, damit „die zeitnahe Veränderung deutlich wird“, „Druckmittel vorhanden sind“ und die erforderlichen Investitionen getätigt würden. Allerdings seien diese Zwischenschritte zur Dekarbonisierung der Wärmenetze mit den vielfach parallelen Debatten in den Städten zu synchronisieren, da vielerorts schon vor 2045 Klimaneutralität angestrebt werde.

¹²⁰ Frage: Was halten Sie von dem Planungsinstrument der Dekarbonisierungsfahrpläne (DFP), wie es in einigen Bundesländern bereits vorgesehen ist?

- ▶ Die Zwischenschritte sollten einhergehen mit einer Budget-Betrachtung der THG-Emissionen, also der Summe der bereits emittierten THG-Emissionen, die unter Klimawandelgesichtspunkten wichtiger sei als Jahresziele.
- ▶ Zudem müsse Transparenz über solche Ziele geschaffen werden, insbesondere, wenn aufgrund in der Zukunft geplanter Dekarbonisierungsmaßnahmen die damit zu erreichenden Reduktionen bereits in der Gegenwart angerechnet werden könnten.

Es wurden weitere Aspekte aufgeworfen:

- ▶ Fehlender Datenschutz bei DFP und KWP: Im Klimaschutzgesetz Baden-Württembergs würden Datenschutzbestimmungen aufgehoben und Kunden- und Wettbewerberdaten (z. B. über Verbräuche und Anschlussleistung) weitergegeben. Dies sei vermutlich vielen Bürger*innen in Baden-Württemberg nicht bewusst. Die Zusammenführung solcher Daten von unterschiedlichen Stakeholdern bei kommunalen Stellen oder Stadtwerken habe auch „einen Compliance-Beigeschmack“.
- ▶ Damit einher gingen unklare Sanktionsmechanismen beim Scheitern der Pläne. Dies hänge auch mit der für die THG-Bilanzierung erforderlichen Sektorentrennung zwischen der Energiewirtschaft und dem Gebäudesektor zusammen und der nicht geklärten Zuordnung und damit Nachweispflicht von THG-Emissionen, die sowohl energiewirtschaftlich (Erzeugung und Verteilung) als auch auf Gebäudeebene (Dämmniveau) zugeordnet werden. Überdies werde dies unterschiedlich gehandhabt auf Bundes- und Länderebene. Andererseits sei es aufgrund der hohen Komplexität am Ende zumeist schwer zu entscheiden, ob eine Zielverfehlung z. B. auf Markteffekte zurückzuführen ist oder auf falsche Vorgaben in DFP oder KWP.
- ▶ Auch deshalb sollte sowohl in DFP als auch in der KWP eine Qualitätssicherung sichergestellt werden – auch bezogen auf die (Kommunal-)Finanzierung.

6.9 Öffentlichkeitsbeteiligung und Berücksichtigung unterschiedlicher Interessen

6.9.1 Aktueller regulatorischer Rahmen

Insbesondere bei bestimmten Technologien wie Geothermie und thermischer Abfallbehandlung, aber auch bei Standortfragen entstehen mitunter jahrelange Diskussionen und Konflikte zwischen verschiedenen politischen, sozialen und wirtschaftlichen Interessensgruppen (Westholm & Vollmer 2019; Sandrock et al. 2020). Dadurch können Entscheidungsprozesse verzögert werden und Investitionen ihr Ziel verfehlen. An anderen Orten haben aber auch zivilgesellschaftliche Akteure dazu beigetragen, die Dekarbonisierung zu beschleunigen und ambitioniertere Ziele umzusetzen.

Die sozio-ökonomische und institutionelle Untersuchung der Transformationsprozesse in den Fallbeispielen (siehe auch Kapitel 4 und 5) zeigte, dass die Rolle der Beteiligung der Öffentlichkeit dort jeweils eine unterschiedliche Bedeutung hat. In allen untersuchten Fallbeispielen finden sowohl proaktive als auch reaktive Maßnahmen zur Einbindung verschiedener externer Akteursgruppen durch den Wärmeversorger oder die Kommune statt. Selten gibt es dabei ein integriertes Gesamtkonzept der Einbindung verschiedener Interessensgruppen, sondern es werden reagierend einzelne Maßnahmen zu verschiedenen Zeitpunkten des Transformationsprozesses durchgeführt (vgl. Kapitel 5.3.1).

Kritische Aspekte bei der Akteursbeteiligung, die sich aus den untersuchten Fallbeispielen ableiten, sind: Die frühzeitige Einbindung der Öffentlichkeit ist zentral, um Transparenz über die Planungen zu schaffen und zu verhindern, dass Planungsentscheidungen nicht umgesetzt werden können. Eine formalisierte und professionell organisierte Einbeziehung der relevanten Akteure ermöglicht einen regelmäßigen Austausch.

Da die akzeptanzbezogenen Herausforderungen standortspezifisch unterschiedlich und auch unterschiedlich relevant sind, empfiehlt es sich, dass sich die Kommunen und Wärmeversorger mit den spezifischen Akteurs- und Interessensstrukturen vor Ort befassen. Von Beginn an sollten potenzielle Spannungsfelder identifiziert und proaktiv Konzepte zum Interessensmanagement erstellt werden. Es bietet sich insbesondere an, das Interessensmanagement in die Erstellung der Transformationspläne einzubetten, um den Transformationsprozess erfolgreich zu realisieren.

Eine professionelle Einbindung verschiedener Akteursgruppen geht mit einem zeitlichen und personellen Mehraufwand einher, der durch die Förderung im Rahmen des BEW-Transformationsplans berücksichtigt werden sollte. Öffentlichkeitsarbeit und Interessensmanagement umfassen dabei explizit nicht reine Öffentlichkeitsarbeit im Sinne eines einseitigen Informationsflusses von der Kommune oder des Wärmeversorgers in die Öffentlichkeit. Förderfähig sollte insbesondere eine aktive Beteiligung verschiedener Interessensgruppen an den Prozessen sein, beispielsweise in Form von formalisierten Gremien und Workshops, welche den Austausch und die Abstimmung der ggf. divergierenden Interessen begleiten. Dabei ist es zentral, dass die Beteiligung parallel zur Erstellung der Transformationspläne beginnt, um auch noch planerisch auf spezifische Entwicklungen reagieren zu können und die Legitimation der Entscheidungen zu fördern.

6.9.2 Diskussion in Interviews und Fachgespräch¹²¹

Einer Konzepterstellung zum Interessensmanagement, beispielsweise als Voraussetzung im BEW-Transformationsplan, wird grundsätzlich zugestimmt:

- ▶ Erfahrungen aus Baden-Württemberg zeigten, dass man durch eine Abfrage bei den Akteuren, die jetzt schon dabei sind, einen sehr großen Erkenntnisgewinn hat.
- ▶ Rechtzeitige Kommunikation sei ein wichtiger Erfolgsfaktor: Die besten Transformationspläne lassen sich verhindern, wenn man das nicht rechtzeitig kommuniziert. Eine ambitionierte Zielstellung allein locke zudem auch nicht alle Menschen hinterm Ofen vor: „Man denkt, die Technologien sind bekannt und setzen sich allein durch – so läuft es aber nicht.“
- ▶ Eine schrittweise Planung der Akteurseinbindung sei wichtig: „Im ersten Schritt alle Stakeholder einbinden in einem Prozess, um sich über Bestand, Potenziale, Ziele und Zeitpunkte Klarheit zu verschaffen, im zweiten Schritt rechtzeitig Öffentlichkeitsarbeit betreiben, dabei bei Umsetzung von Neubau- oder Umbaumaßnahmen von Wärmenetzen frühzeitig in die Quartiere gehen und „die Leute sensibilisieren und sagen: „Hier baue ich wieder! Ich reiße die Straße auf!“ Es sind auch Eingriffe in die Aufenthaltsqualität, weil viel im Bestand gemacht werden muss.“
- ▶ Die Verknüpfung des Akteursmanagements mit BEW-Transformationsplänen könne zu einem Bürokratiemonstrum führen: Es sollte von vornherein verbindlich mitgedacht

¹²¹ Frage: Welche Rolle spielen Faktoren wie Akzeptanz und Öffentlichkeitsbeteiligung zum Thema Transformation von Fernwärmesystemen?

werden, wie eine solche Transformation kommuniziert werde, das müsse sich aber nicht schon in den Transformationsplänen widerspiegeln.

- ▶ Die Anforderungen an FW-Netzbetreiber beim Akteursmanagement seien unrealistisch hoch, merkt ein Projektierer an: „Einerseits soll alles grün werden, andererseits sollen Arbeitsplätze garantiert werden und das Ganze soll möglichst preiswert sein, es darf aber auch keine Straße aufgebuddelt werden und kein einziger Baum gefällt werden – das kriegt man kaum gelöst, diesen gordischen Knoten – da würde ich mir bei den Kommunen und den Aufsichtsgremien manchmal mehr Verständnis wünschen, daran scheitert’s dann häufig, da haben wir schon die absurdesten Dinge erlebt!“
- ▶ Bürger*innen sollten früh „mitgenommen“ werden (vergleichbar Stromnetzausbau und Windenergieanlagen), weil es um eine Vielzahl von Eigentümern*Eigentümerinnen gehe, die sich an Wärmenetze anschließen sollen, bei denen ein Verständnis für oft sehr technische Fragen erst generiert werden müsse. Beteiligung sollte zudem nicht nur als Alibiveranstaltung aufgesetzt werden.

Dass sowohl das Konzept als auch die Umsetzung des Interessensmanagements, also die Personal- und Veranstaltungskosten, über die BEW förderfähig sein sollen, wird einhellig unterstützt:

- ▶ „Wir brauchen einerseits eine bundesweite Problemansprache, andererseits für die Kommunen auf Landesebene Ombudsmänner oder „Wärmeentwickler“, wegen der „Landessprache“ und wegen der vielen vertrauensbildenden Elemente, weil Stadtwerke oft damit überfordert sind. Der persönliche Kontakt vor Ort ist wichtig, dass da was in Bewegung kommt, dass die Leute einfach Dinge glauben und dann auch machen. Das gelingt eher, wenn jemand die gleiche Sprache spricht.“
- ▶ „Es ist schon beunruhigend für die Anwohner, wenn da sechs, sieben LKWs über die Straße fahren mit Rüttelfahrzeugen. Am Ende müssen die Bürger es auch mittragen!“
- ▶ Interessenmanagement erzeugt bei Geothermie-Vorhaben im Oberrheingraben hohe Kosten (mind. 1 % der Investitionssumme): „Wenn wir hier in der Skalierung sind, werden die Kosten für dieses Interessensmanagement abnehmen, weil es gelebte Praxis ist und man Geothermie nicht sieht.“ Man muss eine enge Einbindung aller sicherstellen, die daran beteiligt sind und auch bereit sein zu sagen: Wenn die breite Öffentlichkeit sagt: „Wir wollen das hier definitiv nicht!“, dass man dann andere Lösungen findet.

Die Erstellung eines Praxis-/Handlungsleitfadens für erfolgreiche Öffentlichkeitsarbeit bei Wärmenetztransformationsplänen wird dagegen unterschiedlich beurteilt:

- ▶ Bürgerinitiativen mit regional sehr unterschiedlicher Ausrichtung: „In München haben wir Bürgerinitiativen, die fordern, das Kohlekraftwerk Nord abzuschalten und durch Geothermie zu ersetzen, im Oberrheingraben haben wir das genaue Gegenteil, nämlich Widerstand gegen Geothermie-Anlagen.“
- ▶ Die Zielgruppe sollte „abgeschichtet“ werden: Bei einem großen Transformationsplan ist der*die einzelne Bürger*in eher nicht der richtige Ansprechpartner. Man müsste stattdessen zivilgesellschaftliche Organisationen, (Wohnungseigentümer-) Verbände, Genossenschaften, also die organisierte Zivilgesellschaft, mit einbinden.

6.10 Technologiespezifische Aspekte

Neben den übergeordneten Rahmenbedingungen sind für die Integration verschiedener Technologien und Energiequellen weitere Anpassungen erforderlich. Diese zielen darauf ab, technologiespezifische Hemmnisse zu überwinden. Da je nach Technologie sehr unterschiedliche Hemmnisse bestehen, sind zielgerichtete Anpassungen einzelner Instrumente, Gesetze, Begriffsdefinitionen, etc. sinnvolle Ergänzungen zu den übergreifenden Anpassungen.

Im Folgenden werden daher die Hemmnisse der verschiedenen relevanten Technologien und Energiequellen sowie die zugehörigen Instrumente in Steckbriefen vorgestellt. Die Instrumente umfassen sowohl bestehende als auch Vorschläge für Weiterentwicklungen sowie neue Instrumente. Als Fazit werden die Lücken im bestehenden Unterstützungsrahmen kompakt zusammengefasst.

6.10.1 Thermische Abfallverwertung

Die Nutzung von Wärme aus der thermischen Abfallverwertung (TAV) in Müllheizkraftwerken (MHKW) oder Ersatzbrennstoffkraftwerken (EBKW) zur Bereitstellung von Fernwärme beläuft sich heute auf etwa 15 TWh. Teilweise bestehen noch ungenutzte Wärmepotenziale, die mittelfristig bis 2030 erschlossen werden können. Langfristig sinken die Abfallmengen, die der thermischen Verwertung zugeführt werden aufgrund verbesserter Recyclingquoten bzw. Abfallvermeidung und -verminderung. Insgesamt werden die Kapazitäten von MHKW und EBKW und die zur Verfügung stehenden Abfallmengen bis 2040 im Vergleich zu heute voraussichtlich leicht rückläufig sein (Flamme et al. 2018).

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Wärme aus TAV in Wärmenetzsysteme:

- ▶ In einigen Fällen kann die Nutzbarmachung der Wärme aus TAV nicht erfolgen, da diese nicht in räumlicher Nähe zu Wärmenetzen stehen. Dies gilt eher für MHKW als für EBKW-Standorte, die sich in Gewerbe- und Industriegebieten befinden. Bei diesen Anlagen ist häufig eine Wärmelieferung in Form von Dampf an angrenzende Industrieprozesse implementiert, eine Anbindung an ein Fernwärmenetz zur Bereitstellung von Gebäudewärme erfolgt jedoch nicht. Je nach Standort des MHKWs/EBKWs sind Investitionen in lange Anbindeleitungen erforderlich, durch welche die Wärme in die Wärmenetze integriert werden kann.
- ▶ Die thermische Abfallbehandlung ist eine Kernaufgabe der Entsorgungswirtschaft und wird daher in erster Linie „abfallgeführt“ und nicht wärmegeführt betrieben. Die Anlagen laufen mit hohen Betriebsstunden in der Grundlast und verfügen bislang über keine große Flexibilität für Fernwärmenetze. Die Abfallwärme deckt häufig einen großen Teil der sommerlichen Wärmelast und verdrängt ggf. alternative, erneuerbare Grundlasttechnologien wie die Geothermie oder die Solarthermie mit Erzeugungsspitze im Sommer. Die Entsorger erhalten für die TAV Entsorgungsgebühren. Eine starke Flexibilisierung der Betriebsweise ist daher nicht notwendigerweise im Interesse der Abfallentsorger, während sie für die Dekarbonisierung der Wärmenetze einen wichtigen Beitrag leisten könnte.
- ▶ Rechtlich: Nicht eindeutige ökologische Bewertung von Abfallabwärme. Abwärme aus der TAV wird von verschiedenen Stellen unterschiedlich bewertet. In der Praxis wird üblicherweise angenommen, dass Wärme aus Abfall hälftig biogen und hälftig fossil ist (AGEE Stat-Methode nach Lauf et al. (2019); siehe auch Anwendungshinweis zum EEWärmeG (Bundesministerium für Umwelt 2010)). Es bleibt unberücksichtigt, dass die

Abfallverbrennung nicht zur Wärmeerzeugung, sondern primär zur Abfallentsorgung betrieben wird und die anfallende Wärme tendenziell als unvermeidbare Abwärme und somit als klimaneutral bezeichnet werden könnte (AGFW 2020). Die CO₂-Emissionsfaktoren unterscheiden sich ebenfalls je nach Quelle: Während die LAK Energiebilanzen Siedlungsabfall mit einem Faktor von 91,5 kg/GJ (entspricht 329 g/kWh; für biogenen und fossilen Anteil des Abfalls zusammen) versehen (LAK Energiebilanzen laufend), beträgt der im GEG festgelegte CO₂-Faktor für Wärme aus der Verbrennung von Siedlungsabfällen 20 g/kWh, darin werden ausschließlich die Emissionen für Hilfsenergie und Stützfeuerung berücksichtigt.

- ▶ Ökologisch: Fehlende Akzeptanz für die thermische Nutzung von Abfällen von Befürwortern der Kreislaufwirtschaft. Die Verbrennung von Kunststoffen und Verbundstoffen ist aus Sicht einiger Akteure nicht klimaneutral, da derzeit sowohl in der Vorkette bei der Produktion von Kunststoffen (wird jedoch produktseitig angerechnet) als auch bei der Verbrennung THG-Emissionen entstehen. Diese Haltung kann beispielsweise zum Hemmnis werden, wenn sich lokal Akteursgruppen bilden, die gegen MHKW oder EBS-KW aktiv werden.
- ▶ Langfristig ggf. Reduktion des Abfallaufkommens durch eine Stärkung der Kreislaufwirtschaft und verstärkter stofflicher Verwertung; damit auch Verringerung der Wärmeleistung von Abfallverbrennungsanlagen und Wärmeauskopplung für die Einspeisung in Wärmenetze. In dem Fall sind zukünftig technische Komponenten der Abfallwärmeeinkopplung überdimensioniert bzw. werden nicht mehr genutzt. Zudem müssen Lösungen gefunden werden, die Wärme langfristig über alternative Wärmetechnologien bereitzustellen.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Abfallabwärme nutzbar machen durch Standortwahl und Wärmeplanung bzw. Netztransformationspläne: Neue MHKWs und EBKWs sollten zukünftig ausschließlich an Standorten errichtet werden, bei denen eine geeignete Wärmesenke zur Verfügung steht. Dieses Kriterium sollte zukünftig bei der Genehmigung von Neuanlagen nach Bundesimmissionsschutzgesetz einbezogen werden.
- ▶ Im Rahmen der Wärmeplanung bzw. der Erstellung von Netztransformationsplänen besteht die Möglichkeit, Abfallabwärme in Wärmenetze einzukoppeln oder bislang ungenutzte Potenziale zu erschließen. In einigen Fällen ist eine Steigerung der Abwärmenutzungseffizienz bzw. des Potenzials möglich, z. B. wenn zusätzlich zum Kondensationswasser auch die Wärme aus dem Rauchgas rückgewonnen wird. Damit die Potenziale im Rahmen der Wärmeplanung und bei der Erstellung von Netztransformationsplänen vollständig genutzt werden, ist die Erstellung eines Best-Practise Leitfadens zur effizienten Einkopplung von Abwärme aus Kraftwerksprozessen in Fernwärmesysteme mit Positiv-Beispielen sinnvoll. Alternativ können Mindestinhalte bzw. Vorgaben an die KWP oder Transformationsplanung gestellt werden. Der Anschluss von Anlagen zur TAV an Wärmenetze mittels Wärmeleitungen oder die Errichtung von Anlagen zur Wärmeauskopplung ist nach der BEW-Richtlinie jedoch nicht förderfähig.
- ▶ Die Nutzung der unvermeidbaren Abfallabwärme steht der Stärkung einer stofflichen Kreislaufwirtschaft nicht entgegen, sondern macht die Abwärme als aktuell anfallendes Nebenprodukt nutzbar, solange gewisse Abfallmengen noch der thermischen Behandlung zugeführt werden. Werden die CO₂-Emissionen der Abfallabwärme jedoch der Energiewirtschaft mit einem hohen CO₂-Faktor von etwa 329 g/kWh (LAK Energiebilanzen lfd., s. o.) zugerechnet, führt dies dazu, dass in vielen Wärmenetzen die Nutzung der

Abfallabwärme weniger attraktiv ist und langfristig immer ein gewisser Emissionssockel durch deren Einkopplung verbleiben würde. Eine ökonomische Allokation (Allokationsfaktor = Erlöse aus Wärmebereitstellung (Erlöse aus Wärmebereitstellung + Stromerzeugung + Abfallentsorgung)) würde hingegen dazu führen, dass ein Großteil des CO₂-Gehalts auf die Abfallentsorgung allokiert wird. Der CO₂-Faktor von Abwärme aus der TAV sollte daher einheitlich nach GEG 2020 Anlage 9 mit 20 g/kWh definiert werden (vgl. AGFW 2020).

- Die Flexibilisierung der abfallgeführten Must-Run-Anlagen bietet großes Potenzial für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Kann die Wärmeerzeugung in Anlagen zur TAV zeitlich flexibel angepasst werden, so können alternative Grundlasttechnologien wie die Tiefengeothermie bzw. Technologien mit sommerlichen Peaks wie die Solarthermie besser mit Abfallabwärme kombiniert werden. Möglichkeiten zur Flexibilisierung bestehen zum einen in der Errichtung von Wärmespeichern zur Einspeicherung von Abwärme aus Anlagen zur TAV und zum anderen in der Zwischenlagerung der Abfälle. Wird der Abfall als EBS gelagert (z. B. balliert oder pelletiert), so wird daraus ein wertvoller Brennstoff, der genau wie Biomasse bedarfsabhängig zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann. Der zwischengelagerte Abfall kann in Spitzenlastzeiten oder zur Temperaturerhöhung eingesetzt werden. Es sollten gezielt Anreize bzw. Verpflichtungen geschaffen werden, welche die Flexibilität anreizen. Folgende Möglichkeiten bestehen und sollten weiter erforscht werden: MHKWs/EBKWs werden dazu verpflichtet, Flächen vorzuhalten. Diese können zur Installation von Wärmespeichern oder zur Zwischenlagerung von EBS verwendet werden. Daneben sollten wirtschaftliche Anreize oder Vorgaben zur Zwischenlagerung von Abfällen und bedarfsgerechten Betriebsweise der Anlagen geschaffen werden, z. B. durch saisonal variable Wärmeabnahmeverträge.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgesprächen

Kontrovers wird in den Interviews die Errichtung von TAV in der Nähe geeigneter Wärmesenken (bewohnte Gebiete oder Unternehmen) beurteilt und der Vorschlag einerseits begrüßt, weil es aus Umwelt- und Klimasicht sinnvoll erscheint, andererseits gesehen, dass er jedoch bei den Kommunen nicht auf Gegenliebe stoßen werde. Es wird ebenso eingewendet, dass die Genehmigung von thermischen Abfallverbrennungsanlagen nicht nur an energetischen Fragestellungen ausgerichtet werden sollte, sondern auch andere Effekte wie z. B. immissionsschutzrechtliche Aspekte berücksichtigen sollte, oder dass eine Klärschlammverbrennungsanlage neben einer Kläranlage stehen sollte, um unnötige Transportwege zu vermeiden.

Dem Vorschlag, geringe PEF oder THG-Faktoren für Wärme als Nebenprodukt aus der TAV anzusetzen oder diese per se mit Null zu bewerten, wird entgegengehalten, dass dies zu „weiterem Mülltourismus“ führe und der Argumentation Vorschub geleistet werde, dass der Abfall gebraucht werde, damit Wärme daraus erzeugt werden könne. Für Zielkunden wie Wohnungsbaugesellschaften sei auch die zukünftige Entwicklung von PEF oder THG-Faktoren wichtig: „FW-Betreiber können nicht sagen, dass Fernwärme aus MHKW auch in Zukunft einen THG-Emissionsfaktor von Null hat.“ Ein Stadtwerke-Vertreter merkt an, dass „bei der Änderung der Bilanzierung von Abfall viel Ideologie im Spiel“ sei. Andererseits wird bemerkt, dass langfristig bei der energetischen Bewertung von Abfall in der Fernwärme beachtet werden müsse, dass auch mit Fortschreiten der Kreislaufwirtschaft ein gewisser Anteil in der thermischen Verwertung verbleiben werde – dies sollte nicht der Fernwärme zur Last gelegt werden.

In Transformationsplänen Mindestinhalte vorzusehen, damit sie eine handlungsleitende Bedeutung haben, wird als sinnvoll erachtet. Im Detail wird vermutet, dass es schwierig werde, Begriffe wie „wo technisch möglich“ zu definieren. Ordnungsrecht wird in diesem Falle zur klaren Rahmensetzung für sinnvoller erachtet. Grundsätzlich sollten Alternativen zur Wärmenutzung aus Abfällen thematisiert werden, um zu einer Reduktion des Abfallaufkommens und einer verbesserten Kreislaufwirtschaft zu gelangen und einen Lock-In-Effekt zu vermeiden.

Zudem wird angemerkt, dass Abfallverwertungsanlagen zukünftig als Carbon Capture and Utilization (CCU) oder Storage (CCS)-Anlagen ausgeführt werden können und somit klimaneutral betrieben würden und Kohlenstoff für industrielle Anwendungen zur Verfügung stellen könnten.

6.10.2 Gewerbliche und industrielle Abwärme

Die Nutzung von Abwärmepotenzialen zur Einbindung in Wärmenetzen ist in Deutschland bereits heute in einigen Projekten umgesetzt. Es bestehen jedoch große ungenutzte Potenziale an unvermeidbarer Abwärme, die in den kommenden Jahren je nach Ambitionen kurz- oder mittelfristig erschlossen werden könnten. Der Anteil von Abwärme in der Fernwärme beträgt Stand 2021 etwa 6,1 %, das entspricht circa 8,8 TWh (BDEW 2022).

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Abwärme in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Projekte zur Nutzung industrieller oder gewerblicher Abwärme weisen ein spezifisches Risikoprofil auf. Das Risiko des kompletten oder teilweisen Ausfalls des Abwärmeproduzenten (beispielsweise durch Außerbetriebnahme der Produktion oder Verringerung des Produktionsumfangs am Standort) ist auf dem privaten Versicherungsmarkt nur für wenige Jahre versicherbar – die Investitionen in Wärmenetztrassen und technische Komponenten zur Nutzbarmachung der Abwärme haben jedoch längere Abschreibungszeiträume. Die Herausforderung ist, vertraglich sicherzustellen, dass die Abwärme über den Abschreibungszeitraum der Investition zur Verfügung steht und abgenommen wird bzw. Lösungen bereitzuhalten, wie die Wärme anderweitig bereitgestellt werden kann.
- ▶ Die räumliche Entfernung von der Abwärmequelle zur Wärmesenke reduziert das technisch sowie wirtschaftlich nutzbare Potenzial. Wird in der Potenzialuntersuchung berücksichtigt, ob Wärmenetze in der Nähe der Abwärmequellen existieren, reduziert sich das theoretisch verfügbare Potenzial.
- ▶ Die Förderung für die Nutzung von unvermeidbarer Abwärme wird ggü. der Förderung für erneuerbare Wärmequellen im KWKG schlechter gestellt. Abwasser aus Kläranlagen gilt zwar als Bestandteil von innovativen KWK-Systemen (iKWK), Abwasser aus industriellen Prozessen wird jedoch nicht als mögliche Quelle aufgeführt. Abwärme in Form von Abluft (z. B. Verbrennungsgase) wird ebenfalls nicht in die iKWK-Förderung einbezogen.
- ▶ Die Datengrundlage zu Abwärmepotenzialen ist nicht gut, insbesondere Abwärmequellen auf niedrigem Temperaturniveau werden häufig noch nicht erfasst. Im Rahmen der Erstellung von Energiekonzepten müssen die gewerblichen und industriellen Abwärmepotenziale (z. B. aus Kläranlagen, aus der chemischen Industrie, Rechenzentren, Kühlhäusern, Wäschereien etc.) in kleinteiliger, oft mühsamer Recherche ausfindig gemacht werden, was die Gefahr birgt, dass Potenziale übersehen werden.

- ▶ Niedertemperatur-Abwärme: Es ist wenig Wissen über Abwärmequellen und Wärmequellen im Temperaturbereich von 10 bis 80 °C verfügbar, insbesondere gilt dies für kleine und abwassergebundene Wärmeströme.
- ▶ Perspektivisch ergibt sich die Herausforderung, inwieweit sich das Aufkommen von unvermeidbarer Abwärme durch Umstellung auf klimaneutrale Prozesse verändert (Menge, Temperaturen, Ort, Verlagerung der Standorte).
- ▶ Rechtlich: Unklare Rechtslage bzgl. der Definition und Förderung von unvermeidbarer Abwärme. So gilt laut GEG Abwärme aus Abwasser (aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen) als Umweltwärme¹²²–. Die KWKG-Förderung von iKWK-Systemen differenziert jedoch darüber hinaus, dass nur das gereinigte Wasser aus dem Abfluss von Kläranlagen als Wärmequelle förderfähig ist.
- ▶ Die Nutzung von Abwärme ist nicht das Kerngeschäft der Abwärmeproduzenten. Das bedeutet, dass es – neben der fehlenden Initiative der Unternehmen, ihre unvermeidbare Abwärme zu vermarkten bzw. die bestehenden Potenziale bekanntzugeben – mitunter an Aufgeschlossenheit und Bereitschaft zum Mitwirken sowie betrieblichem Wissen und personellen Ressourcen mangeln kann.
- ▶ In vielen Fällen funktioniert die Kommunikation zwischen Abwärmeproduzent und möglichem Wärmeabnehmer nur unzureichend: Fernwärmeversorger müssten u. a. über anstehende Wartungsarbeiten informiert werden oder auch Informationen zu Umstellungen der Prozesse erhalten, damit Abwärme optimal eingebunden werden kann.
- ▶ Fernwärmeversorger haben teilweise kein Interesse an externem Wärmezukauf aufgrund der Konkurrenz zu bestehenden eigenen Erzeugungsanlagen, hier ist jedoch ein relevanter Wandel zu beobachten. Wenn KWK-Anlagen berücksichtigt werden, können auch Konkurrenzsituationen entstehen, siehe Paar et al. (2013).

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Wärmeplanung: Gezielte strategische Ansiedlung von Abwärmeproduzenten. Produzenten von Abwärme sollen gezielt in der Nähe von Wärmenetzen angesiedelt werden, indem die Abwärmennutzung in der Siedlungsplanung berücksichtigt wird. Die Errichtung von Unternehmen mit unvermeidbarer Abwärme (z. B. Rechenzentren) „auf der grünen Wiese“ fernab von Wärmenetzen soll damit verhindert werden. Dies ist im Zuge der Wärme- und Flächenplanung umsetzbar: Es werden räumlich konkret Wärmenetz(ausbau)gebiete festgelegt. Abwärmeproduzenten können gezielt in der Nähe zu Wärmenetzen angesiedelt werden, indem in den entsprechenden Einzugsgebieten Flächen zur gewerblichen oder industriellen Nutzung gekennzeichnet werden. Die Wärmeplanung beinhaltet zudem eine Potenzialanalyse inklusive Ermittlung der Abwärmepotenziale und kann somit auch bei informatorischen Hemmnissen (unzureichende Kenntnisse über Potenziale) den Weg ebnen. Im Zuge der Wärmeplanung können Datenerhebungsermächtigungen (vgl. Baden-Württemberg) die Potenzialermittlung erleichtern.

¹²² In der Begriffsbestimmung des GEG wird „Umweltwärme“ als „die der Luft, dem Wasser oder der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abwasserströmen entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme oder Kälte mit Ausnahme der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abluftströmen entnommenen Wärme“ definiert. (GEG § 3 Abs. 1 Nr. 30)

- ▶ Verpflichtende Bereitstellung von Abwärme: Unternehmen, die z. B. von einer Stromsteuerbefreiung profitieren werden zur Bereitstellung der ggf. anfallenden Abwärme zu „Selbstkostenpreisen“ verpflichtet.
- ▶ Staatliche Risikoabsicherung: Das mit der Integration einhergehende Risiko könnte durch den Staat abgesichert werden, entweder durch Bürgschaften oder Fonds. Dabei kann sich die Auszahlungshöhe entsprechend der Abschreibungszeiten der Investitionen degressiv gestalten. Eine Berücksichtigung im Bundeshaushalt wäre notwendig.
- ▶ KWKG-Anpassung von Begriffsdefinitionen: Abwärme aus Abwasser gilt gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 30 GEG als Umweltwärme und damit als erneuerbare Wärme. Eine rechtliche Klarstellung ist notwendig, in wie fern sich diese Begriffsdefinition auch auf das KWKG anwenden lässt – es erscheint unsachgemäß, dass Abwasser-Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen im GEG und im KWKG unterschiedlich eingeordnet wird. Im KWKG ist die Integration von Abwasser aus Klärwerken in iKWK Systemen (§ 2 Nr. 9a KWKG) enthalten, jedoch nur mit beispielhaftem Charakter. Eine Auslegung nach GEG (s. o.) umfasst auch Abwasser aus industriellen Kühlprozessen. Es wäre zu prüfen, ob zusätzlich auch Abwärme in Form anderer Medien – konkret in Form von Abluft – in die KWK-Förderung einbezogen werden kann. Oft wird dem mit dem Argument begegnet, dass eine Wirtschaftlichkeit nicht gegeben sei, was jedoch fachlich nicht korrekt ist (vgl. Thamling et al. (2020)).

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Für die strategische Ansiedlung von Abwärme produzierenden Unternehmen im Rahmen der KWP werden in den Interviews Beispiele aus Deutschland (Frankfurt/M.) und dem Ausland (Dänemark) genannt, wenngleich die planerische Ebene (Kommune oder Regionalplanung) geklärt werden müsse und vermutlich stadtplanerische Einwände geltend gemacht würden. Mit der vorgeschlagenen Datenerhebungsermächtigung zur Ermittlung der Abwärmepotenziale gäbe es bereits Erfahrungen in Baden-Württemberg, auf die zurückgegriffen werden könne. Allerdings wird diese unter Datenschutzgesichtspunkten als äußerst kritisch gesehen und es bestehe die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen, wenn die Kommunen (als potenzielle Anlagenbetreiberin in ihrer Eigenschaft als Anteilseigner von Stadtwerken) auf diese Daten zugreifen können, gibt ein EVU-Vertreter zu verstehen.

Eine verpflichtende Abwärmebereitstellung für Unternehmen mit EEG-Umlagebefreiung oder Carbon-Leakage-Befreiung wird auch aus dem Grunde für sinnvoll gehalten, weil energieintensive Unternehmen an anderer Stelle schon erhebliche Vorteile genießen (Wegfall EEG-Umlage, bei Netzentgelten §19-Regelung, die teilweise von der Allgemeinheit getragen werden). Als Herausforderung wird die Kostenaufteilung zwischen dem Abwärme-Produzenten und dem Wärmenetz-Betreiber gesehen. Überdies sei ein Backup für Ersatzwärme bei Ausfall erforderlich, dies müsse von den Netzbetreibern eingepreist werden können.

Eine staatliche Risikoabsicherung im Bundeshaushalt über Bürgschaften oder Fonds für die Einbindung von Abwärme werde wettbewerbsrechtlich nicht einfach umzusetzen sein, überdies könne sie sich als „Stütze des fossilen Systems entpuppen“.

Dass Abwärme aus jeglichem Abwasser (neben Kläranlagen auch aus Industrieprozessen) sowie Abwärme aus gasförmigen Medien (Abluft, Rauchgase, etc.) über die iKWK gefördert werden solle, wird kontrovers gesehen: Abwärme müsse eine andere Definition bekommen als erneuerbare Wärme und es dürfe nicht zu einem Lock-In-Effekt kommen, dass mit dem Verweis auf den Abwärmebedarf schädliche Industrieprozesse aufrechterhalten würden. Zudem dürften keine ineffizienten Prozesse zur Abwärmeerzeugung aufrechterhalten werden. Es sei allerdings

in der Tat der Fall, dass aktuell viele insbesondere niederkalorische Abwärmepotenziale nicht erschlossen würden, da sie als Quelle für eine Wärmepumpe im iKWK-System nicht förderfähig seien.

Ergänzt wurde als Maßnahme, dass Dritteinspeisung grundsätzlich zu ermöglichen sei.

6.10.3 Festbiomasse

Holzartige Biomasse als Energieträger in Heiz- und Heizkraftwerken wird bereits zur Erzeugung von Fernwärme eingesetzt und stellt aktuell nahezu den gesamten EE-Anteil in der Fernwärme dar. Ein zukünftiger „Ramp-up“ des Einsatzes von holziger Biomasse in der Fernwärme sollte vor dem Hintergrund stark begrenzter Ressourcen an nachhaltig verfügbarer Biomasse vermieden werden. Mittels Biomasseanlagen erzeugter Strom wird nach EEG vergütet. Die Vergütung des Stroms aus Biomasseheizkraftwerken/-KWK-Anlagen wie z. B. Biomasse-BHKWs wird für Anlagen ab 150 kW in Ausschreibungen ermittelt und darf nach EEG 2021 für Bestandsanlagen maximal 18,4 ct/kWh_{el} und für Neuanlagen 16,4 ct/kWh_{el} betragen. In den letzten Jahren stellte sich bei den Ausschreibungen 2019 bis 2020 durchschnittlich ein mengengewichteter Zuschlag von 13,41 ct/kWh ein (Bundesnetzagentur laufend). Biogene Brennstoffe werden von der Emissionshandelspflicht (BEHG) generell ausgeschlossen, sofern diese nachhaltig sind. Darüber hinaus werden biogene Brennstoffe in den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten des BEHG von der Emissionshandelspflicht ausgeschlossen.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Biomasse-H(K)W in Wärmenetzsysteme:

- ▶ **Potenzial:** Das Potenzial der insgesamt zur Verfügung stehenden Biomasse (insbesondere unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten) ist weltweit und in Deutschland begrenzt. Biomasse wird auch von vielen weiteren Sektoren nachgefragt.
- ▶ **Lagerung/Logistik:** Bei der Nutzung von fester Biomasse entsteht Platzbedarf für deren Lagerung am Anlagenstandort.
- ▶ **Nachhaltigkeit:** Gewährleistung der Nachhaltigkeit von Biomasse ist insbesondere bei Importen aus Nicht-EU-Ländern schwierig.
- ▶ **Gesellschaftlich:** Die Nutzung von speziell angebauten Energiepflanzen (z. B. Kurzumtriebsplantagen) ist umstritten, da Flächenkonkurrenzen zur Produktion von Nahrungsmitteln bestehen.
- ▶ **Naturschutz:** Der Anbau von Energiepflanzen (z. B. Kurzumtriebsplantagen) kann nachteilig auf die Biodiversität und den Schutz von Lebensräumen für Tiere und Pflanzen wirken.
- ▶ **Preisentwicklung:** Die Nutzung der begrenzt verfügbaren Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme steht in Konkurrenz mit mehreren anderen Sektoren (z. B. stoffliche Nutzung, Verkehrssektor, Stromerzeugung und Prozesswärmeerzeugung). Werden keine langfristigen Lieferverträge geschlossen, so ist die Preisentwicklung für den Bezug der Biomasse ein Projektrisiko.
- ▶ **Würde Biomasse vermehrt in der Fernwärmeerzeugung nicht nur zur Spitzenlastdeckung, sondern auch für Grund- und Mittellast eingesetzt, so stünde ggf. weniger Potenzial an nachhaltiger Biomasse für andere Sektoren zur Verfügung. Zur Prozesswärmeerzeugung beispielsweise kommen als klimaneutrale Alternativen zur Biomasse vor allem synthetische Brennstoffe in Frage, die deutlich teurer sind. Ggf. wird die Zahlungsbereitschaft im**

Industriesektor für Biomasse daher höher sein als im Fernwärmesektor, und Biomasseanlagen in Fernwärmesystemen, die für den Grundlastbereich ausgelegt sind, werden zukünftig zu „Stranded Investments“. Andernfalls können, das gesamte System betrachtet, Mehrkosten durch hohe PtG-Importe entstehen, um den Prozesswärmebedarf der Industrie zu decken.

- Der Kohleersatzbonus nach § 7c KWKG 2020 (vgl. 6.2.1) wird für die Umrüstung von Kohle-KWK-Anlagen auf andere Brennstoffe zusätzlich zum KWKW-Zuschlag gezahlt. Die Umrüstung auf Biomasse wird prinzipiell nicht ausgeschlossen.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- Übergreifende Strategie auf hoher Planungsebene, z. B. Bundesebene, in Verbindung mit der geplanten Biomasse-Strategie (BMWK et al. 2022): Die Wärmeplanung erfordert auf Bundesebene eine langfristige und kohärente Strategie, die auch Restriktionen der Biomassenutzung berücksichtigt. Um die Biomassenutzung im Wärmesektor effizient zu gestalten, ist deren Lenkung in effiziente Anwendungen innerhalb des Wärmesektors erforderlich. Hierfür ist eine übergreifende Planungsstrategie auf Bundesebene sinnvoll, um Fehlplanungen auf den nachgelagerten Planungsebenen (v. a. bei der Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung vor Ort) zu verhindern und die „Überbuchung“ von Biomasse als knapper Ressource zu vermeiden. Biomasse im Wärmesektor sollte beispielsweise prioritär in effizienten Hybridsystemen eingesetzt werden und nachrangig ggü. anderen EE-Wärmetechnologien zum Einsatz kommen. Im Neubau sollte bei der dezentralen Wärmeerzeugung keine Biomasse eingesetzt werden, im Bestand nur in schwer sanierbaren Gebäuden, wenn keine sinnvollen Alternativen bereitstehen. Biomasse in der Fernwärme sollte höchstens kurz- und mittelfristig noch zur Mittel- und Spitzenlastabdeckung und langfristig – wenn überhaupt – ausschließlich zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden. Die Eckpunkte der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) sehen Analysen und Stellungnahmen zu diesen Themenfeldern vor (BMKW, BMEL, BMUV 2022). Wichtig ist, dass ordnungsrechtliche Instrumente (beispielsweise das 65 % EE-Ziel für Heizungen (BMWK und BMWSB 2022)) sowie Förderinstrumente die Erkenntnisse der NABIS dann auch konsistent berücksichtigt und angepasst werden.
- Wärmenetze 4.0/Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW): Investive Förderung von Biomasseanlagen in Wärmenetzen. In der BEW-Richtlinie ist der Biomasseeinsatz in Wärmenetzen (Anteil Biomasse und Betriebsstunden der Anlagen) bereits an Vorgaben geknüpft (vgl. Kapitel 7.1, 7.2). Diese können ggf. weiterentwickelt und auf Basis der Erkenntnisse der NABIS angepasst werden.
- Die Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke auf Biomasse würde eine enorme Marktbeeinflussung darstellen und Nachhaltigkeitsprobleme mit sich bringen. Daher sollte von weiteren Förderanreizen, die speziell die Umrüstung von Kohle auf Biomasse unterstützen, in Deutschland abgesehen werden. Im Zuge der KWKG-Novellierung sollte geprüft werden, ob die Umrüstung auf Biomasse vom Kohleersatzbonus ausgenommen werden sollte.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Äußerst kontrovers wird der Vorschlag einer sektorenübergreifenden Einsatzplanung und Strategie zur Biomassenutzung mittels einer nationalen Biomasse-Allokationsstrategie für die stoffliche und energetische Nutzung in den Interviews bewertet. Eine solche Einsatzplanung sei dirigistisch, zudem handle es sich bei Biomasse um regional sehr unterschiedliche Märkte und

in manchen Regionen sei äußerst viel Restbiomasse vorhanden. Ein Allokationsplan könne sich zudem finanziell als Bumerang für den Staat entpuppen, wenn Entschädigungen eingefordert würden, weil die vorgegebenen Mengen am Markt nicht verfügbar seien.

Ein Reduktionsfahrplan sei allerdings grundsätzlich hilfreich und könne eine Entscheidungshilfe für Unternehmen werden, in die ein oder andere Richtung zu gehen, allerdings sollte dies eben nicht auf jeden Sektor bzw. jede Region heruntergebrochen werden.

Die Zielvorgaben bestimmter Höchstanteile der Biomasse an der Wärmenetz-Gesamterzeugung über die Transformationspläne sukzessive zu kürzen, wurde kritisch gesehen, weil dann ländliche Wärmenetze ausgebremst würden. Auch könnten große Rest- und Altholzmengen als Baustein in Stadtteilnetzen – insbesondere solche in Stadtrandlage – gut genutzt werden. Da manche Netze über gute alternative Potenziale verfügten (Umweltwärme, Geothermie etc.), andere jedoch auf Biomasse angewiesen seien, würden pauschale Vorgaben nicht sinnvoll sein. Es müssten jedoch Mechanismen gefunden werden, wie die sehr knappen Ressourcen (neben Biomasse auch grüne Gase) verteilt würden, damit sie an den richtigen Stellen (Wärmesenken ohne ausreichende EE-Potenziale) ankämen.

Skepsis wurde auch gegenüber der Maßnahme vorgebracht, keine Umrüstung von Kohle-KW auf Festbiomasse-KW zuzulassen: Einerseits sei dies richtig, weil die Umrüstung von einem Kohle-KW auf ein Biomasse-KW „wie eine Art Staubsauger wirke, der uns den Markt innerhalb kürzester Zeit leersaugen würde“, so ein EVU-Vertreter, andererseits erreiche man damit schnellste CO₂-Einspareffekte, so dass dies zumindest interimswise zugelassen werden sollte.

Ergänzt wurde, dass Mindestanforderungen an Holz zum Verbrennen gestellt werden sollten, wie es auch die Diskussionen zur RED III vorsehen, allerdings sei es nicht zielführend, AIV-Holz (behandeltes Holz; Altholz) auszuschließen.

Zudem wurde die Bedeutung von Biomasse für die Resilienz und Versorgungssicherheit sowie die Spitzenlast in der Fernwärme hervorgehoben.

6.10.4 Biomethan

Der zukünftige Einsatz von Biomethan als Energieträger in BHKWs bzw. anderen KWK-Anlagen oder in Heizkesseln hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Rahmenbedingungen weiterentwickeln. In aktuellen Projekten zur möglichst klimaneutralen Wärmeerzeugung für Wärmenetze, vor allem Quartiersnetze, werden häufig Gasspitzenlastkessel oder Gas-BHKWs eingeplant, einige davon sollen von Beginn an mit Biomethan (z. B. über das allgemeine Gasversorgungsnetz zertifiziert) betrieben werden. Im Allgemeinen besteht für jede erdgasbetriebene Anlage die Möglichkeit, das fossile Gas mit Biomethan zu substituieren. Sofern sich die Quote von Biomethan im Gasnetz erhöht, geschieht dies automatisch.

Das Potenzial für Biomethan ist insgesamt begrenzt: Während die Potenziale einiger weniger Abfall- und Reststoffe wie Gülle und Bioabfall noch nicht vollständig erschlossen sind, ist die Gewinnung von Biomethan aus Energiepflanzen aus Umweltsicht bereits jetzt überreizt. Entsprechend sollte aus Umweltsicht künftig in Summe weniger Biomethan produziert werden als dies aktuell geschieht.

Der Betrieb von Biomethan-BHKWs und -Kesseln ist zwar durch die hohen Brennstoffbezugskosten vergleichsweise teuer, doch die Stromproduktion (bei Biomethan-BHKWs) wird weiterhin über das EEG gefördert. Der Betrieb von Biomethan-BHKWs führt somit im Vergleich zum Kesselbetrieb zu deutlich niedrigeren Wärmegestehungskosten in der Größenordnung von 30 bis 40 Euro/MWh. Die Wärmegestehungskosten werden mit steigenden Bezugspreisen für Biomethan ansteigen.

Biomethanproduzenten profitieren durch die Umsetzung der RED II von der erhöhten Zahlungsbereitschaft im direkten Endkundengeschäft, das durch die Verwendung von Biomethannachweisen ermöglicht wird (dena 2020).

Biomethan wird von der Emissionshandelspflicht ausgeschlossen, sofern dieses nachhaltig ist. In den ersten zwei Jahren nach Inkrafttreten des BEHG wird jegliche gasförmige Biomasse unabhängig von der Nachhaltigkeit des eingesetzten Substrats von der Emissionshandelspflicht ausgeschlossen.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Biomethan in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Der Anbau von Energiepflanzen (z. B. Mais) geschieht häufig in Monokulturen und kann sich durch den Pestizideinsatz und die Zerschneidung von Lebensräumen negativ auf die Bodenqualität, Insekten, Wasserqualität und Landschaftsbild auswirken und sollte aus diesen Gründen zurückgefahren werden. Eine weitere Steigerung des Energiepflanzenanbaus führt ggf. zu Landnutzungsänderungen mit negativen ökologischen Folgen. Werden hingegen tierische Exkrememente, beispielsweise Gülle, als Fermentationssubstrat genutzt, so entsteht eine positive THG-Wirkung durch die vermiedenen Emissionen von Methan und Lachgas aus der Wirtschaftsdüngerlagerung.
- ▶ Die gesellschaftliche Akzeptanz für den Anbau von Energiepflanzen ist nicht uneingeschränkt gegeben. Durch den Anbau entstehen Flächennutzungskonkurrenzen zur Nahrungsmittelproduktion. Zudem kann es bei der Errichtung neuer Biogasfermenter, die zur Herstellung von Biomethan benötigt werden, zu Widerstand bei Anwohnern*Anwohnerinnen kommen. Der gesteigerte Verkehr zur Anlieferung von Substrat (z. B. tierische Exkrememente) und weitere Argumente (z. B. Geruchsemissionen) werden beispielsweise als Kritikpunkte angeführt.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Übergreifende Strategie auf hoher Planungsebene (z. B. Bundesebene) in Verbindung mit der geplanten Biomasse-Strategie: Die Biomasse-Strategie sollte neben fester Biomasse auch gasförmige biogene Energieträger einschließen (vgl. 6.10.3). Aus dem Eckpunkte-Papier (BMKW et al. 2022) Stand 28.9.2022 geht nicht eindeutig hervor, ob in der Strategie neben fester Biomasse auch andere biogene Energieträger umfasst werden.
- ▶ Biomethan in der Fernwärme sollte kurz- und mittelfristig zur Mittel- und Spitzenlastabdeckung und langfristig ausschließlich zur Spitzenlastabdeckung genutzt werden.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Bei dieser Zieltechnologie wird von einigen Befragten ein hohes brachliegendes Potenzial in Höhe von 100 TWh bei biogenen Abfallstoffen gesehen, denn „viel bleibt auf dem Acker liegen!“ Andererseits wird von einem Bankenvertreter angemerkt, dass Biomethan bei ihnen gemäß der eigenen Kreditrisikostategie ausgenommen sei, weil es in dem Bereich Engagements gegeben habe, die aufgrund technologischer Probleme sowie Lieferschwierigkeiten einen Kreditausfall hatten.

Zudem verweist ein Stadtwerke-Vertreter auf Investitionsunsicherheiten wegen der anstehenden RED III: Man wolle gerne „Abfallbiogas“ aus Dänemark importieren, weil es dort einige Anbieter für Bio-Methan gäbe. Das sei auch geprüft worden (z. B. hinsichtlich der DENA-Anforderungen), und auch wenn diese Voraussetzungen erfüllt würden, gäbe es Schwierigkeiten, Preise und Verträge über mehr als drei Jahre zu bekommen, weil gesagt werde,

da kommt jetzt RED III und keiner weiß, wie weit die Nachhaltigkeitsdefinition geht („Und das bei einem Europa-weiten Strom- und Gasnetz!“).

6.10.5 E-Kessel

Aktuell werden direktelektrische Wärmeerzeuger in sehr geringem Umfang zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt, auch wenn bereits umfangreiche Power-to-Heat-Kapazitäten installiert sind. Die Technologie ist zwar ausgereift und in der Investition günstig, der Betrieb ist jedoch durch die Strombezugskosten häufig unwirtschaftlich. Insgesamt fehlt bislang der regulatorische Rahmen für einen gezielten Einsatz von PtH-Anlagen.

Direktelektrische Wärmeerzeuger sollten aktuell und zukünftig insbesondere in Zeiten hoher Verfügbarkeit von EE-Strom durch Wind oder PV betrieben werden. Langfristig werden mit dem Zubau von EE-Stromerzeugungskapazitäten die Betriebszeiten voraussichtlich gesteigert und E-Kessel werden insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern relevanter.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von PtH in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Während die Investitionskosten gering ausfallen, ist der Betrieb von direktelektrischen Wärmeerzeugern insbesondere aufgrund des Strompreises sehr teuer und oftmals nicht wirtschaftlich darstellbar. Es existieren verschiedene Vermarktungsoptionen für PtH-Anlagen, z. B. als Regelenergie (Marktpotenzial jedoch bereits ausgeschöpft), zum Ausgleich von Netzengpässen (§ 13 Abs. 6a und 6b EnWG) oder als Komponente eines iKWK-Systems. Es handelt sich jedoch größtenteils um Sonderregelungen mit geringer Anreizwirkung.
- ▶ Ökologisch: Grüner PtH-Wärme wird nicht berücksichtigt. PtH-Anlagen erhöhen mit einem PEF von 1,8 (ohne Kopplung mit KWK-Anlagen) tendenziell den PEF von Fernwärmenetzen. Es existiert keine Regelung zur Anrechnung von aus PtH-Anlagen erzeugter Wärme, die in Zeiten mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem allgemeinen Versorgungsnetz gewonnen wurde.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Die Strombezugskosten sollten so umgestaltet werden, dass ein systemdienlicher Einsatz von PtH-Anlagen gefördert wird. Punktuelle Entlastungen wie die Privilegierung bei Netzentgelten für netz- und systemdienlichen Strombezug oder die Absenkung der Stromsteuer sind Möglichkeiten hierfür. Eine weitere Möglichkeit ist eine Reform der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile, beispielsweise die Dynamisierung von Netzentgelten, EEG-Umlage und Stromsteuer anhand von Netz- oder Marktsignalen. Die Reduktion der staatlichen Strompreisbestandteile für PtH-Anlagen wird im Idealfall so bemessen, dass die Abregelung von EE-Stromerzeugern in der Direktvermarktung verhindert wird. Gleichzeitig muss der kontraproduktive Effekt, der Betrieb konventioneller Kraftwerke zur Erzeugung von Strom für PtH-Anlagen, vermieden werden.
- ▶ Die derzeitige Berechnungsmethode für den PEF von Wärmenetzen sieht vor, dass PtH-Wärme mit einem PEF von 1,8 (durchschnittlicher Strommix) eingeht. Dass PtH-Anlagen durch „Nutzen statt Abschalten“ (§13 Abs. 6a EnWG) vor allem in Zeiten mit hohem EE-Stromaufkommen betrieben werden, zu denen der Anteil an EE-Strom im Gesamtmix höher ist, findet derzeit noch keine Berücksichtigung. Der hohe PEF erschwert die Marktintegration von PtH-Anlagen, da der Gesamt-PEF von Wärmenetzen beeinflusst und im Normalfall verschlechtert wird. Eine Lösungsmöglichkeit ist, PtH-Wärme, die in klar umgrenztem Rahmen (z. B. durch die Regelung „Nutzen statt Abschalten“) erzeugt wird, in

der Berechnung des Wärmenetz-Gesamtprimärenergiefaktors neutral zu stellen, anstatt mit einem hohen PEF zu berücksichtigen (Pehnt et al. 2018).

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Hier wird grundsätzlich (von einem Befragten) die Sinnhaftigkeit des direkten Verheizens von Strom aus thermodynamischer Sicht infrage gestellt. Bei den vorgeschlagenen Instrumenten wird zu bedenken gegeben, dass durch eine Reduktion der EEG-Umlage für diesen Zweck die Wärmekosten den Stromkunden*Stromkundinnen aufgebürdet werden. Zudem wird vermutet, dass hinter der Absicht, Stromkosten für E-Kessel zu reduzieren, die Befürchtung der Politik stehe, dass derzeit günstige Wärmepreise bei ökonomisch weniger Privilegierten zu Einschränkungen führen könnten. Dieses Problem möge man allerdings durch Sozial-, nicht durch Energiepolitik lösen, also z. B. durch erhöhtes Wohngeld.

6.10.6 Großwärmepumpe

Der Einsatz von Großwärmepumpen in der Fernwärme ist bereits heute Stand der Technik. Unterschiedliche Studien zeigen, dass Großwärmepumpen einen erheblichen Beitrag in der zukünftigen Fernwärmeversorgung leisten werden. Danach beträgt ihr Anteil im Jahr 2030 etwa 14 TWh und im Jahr 2050 etwa 44 TWh (Prognos et al. (2021); Gerhardt et al. (2021)). Aufgrund des bestehenden regulatorischen Rahmens konnten Wärmepumpen bislang nur in bestimmten Fällen wirtschaftlich konkurrenzfähig betrieben werden. Aufgrund von Änderungen der regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Einführung der BEW mit einer Betriebsförderung für Wärmepumpen, die EEG-Umlagebefreiung sowie hohe Opportunitätskosten für die Alternative Erdgas) ist der Betrieb von Wärmepumpen bereits deutlich attraktiver.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Großwärmepumpen in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Die Kosten für Strom aus dem öffentlichen Netz sind für eine strombasierte Fernwärmeerzeugung oftmals zu hoch. Auf der anderen Seite waren fossile Brennstoffe bislang günstig. Dadurch war es nur in wenigen Fällen möglich, Wärmepumpen wirtschaftlich konkurrenzfähig zu betreiben. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage und der Befreiung von Netzentgelten für Wärmepumpen ändern sich diese Rahmenbedingungen bereits (vgl. Kapitel 6.5).
- ▶ Wärmepumpen – gerade im oberen Leistungsbereich – weisen hohe spezifische Investitionskosten auf. Großwärmepumpen werden nicht wie kleinere dezentrale Wärmepumpen in hohen Produktionszahlen gefertigt, sondern sind häufig Maßanfertigungen, die auf den speziellen Anwendungsfall zugeschnitten werden müssen. Für Wärmepumpen in der Größenordnung von einigen Megawatt gibt es nur wenige Hersteller und dadurch noch wenig Wettbewerb. In diesem Segment sind jedoch derzeit starke Marktveränderungen mit neuen Akteuren zu verzeichnen.
- ▶ Der aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom wird mit einem PEF von 1,2 bewertet.
- ▶ Nicht alle Wärmequellen verfügen ganzjährig über ein technisch nutzbares Potenzial. Insbesondere Luft und Oberflächengewässer werden in der Regel nur bis knapp oberhalb von 0°C als Wärmequelle genutzt. Unterhalb von 5°C müssen bei Luftwärmepumpen Ventilatoren beispielsweise zeitweise enteist werden. Oberflächengewässer können in Abhängigkeit der Entnahmetiefe bis etwa 0°C genutzt werden. Abwasserwärme steht zumeist ganzjährig auf einem Temperaturniveau über 10°C zur Verfügung.

- ▶ Das eingesetzte Kältemittel (Arbeitsmedium im Kreislauf der Wärmepumpe) kann Treibhausgaswirkung haben oder giftig bzw. brennbar sein. Insbesondere synthetische Kältemittel (teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, HFKW) haben zumeist eine hohe Treibhausgaswirkung und sind klimaschädlich, wenn sie durch Leckagen in die Atmosphäre entweichen. Natürliche Kältemittel wie CO₂, Ammoniak, Propan und Isobutan haben eine geringere Treibhausgaswirkung.
- ▶ Aufgrund fehlender Praxiserfahrung in Deutschland treten informatorische Hemmnisse auf der planerischen Seite (Ingenieurbüros, Stadtwerke, Fernwärmeversorger) auf. Die Einbindung in das Wärmenetz hängt vom Temperaturniveau des Wärmenetzes sowie der Wärmequelle ab. Oftmals werden zusätzliche Wärmeerzeuger für einen letzten Temperaturhub benötigt, um die erforderlichen Vorlauftemperaturen bereitzustellen.
- ▶ Aufgrund der wenigen Projekte und geringen Erfahrungswerten seitens Behörden oder Ämtern, ist von langen bzw. komplizierten Genehmigungsverfahren mit vermehrten Rückfragen auszugehen. Genehmigungsprozesse – insbesondere bei der Erschließung der Wärme aus Oberflächengewässern sowie bei Grundwasser – werden nicht standardmäßig abgewickelt, teilweise gibt es uneinheitliche, landesspezifische Vorgaben. Zum Bau einer Großwärmepumpe muss grundsätzlich eine Baugenehmigung gemäß Landesbauordnung beantragt werden. Die Einhaltung von Grenzwerten (z. B. TA-Lärm bei Luft-Wärmepumpen) muss sichergestellt werden. Je nach Wärmequelle sind darüber hinaus unterschiedliche Genehmigungsaspekte zu berücksichtigen.
- ▶ Bei der Nutzung von Abwasser als Wärmequelle ist im Regelfall die Erlaubnis des Abwasser-Entsorgers (Stadtentwässerung) einzuholen, da hierzu die Abwasserkanäle oder Flächen auf der Kläranlage genutzt werden müssen.
- ▶ Die Erschließung von Oberflächengewässern und Grundwasser zur thermischen Nutzung stellt eine Gewässernutzung dar, die eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich macht. Handelt es sich um ein Binnengewässer, ist ein limnologisches Gutachten im Rahmen des wasserrechtlichen Erlaubnisverfahrens vorzulegen. Darüber hinaus wird geprüft werden, ob eine Gebühr für die Wasserentnahme anfällt. Diese kann erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben.
- ▶ Oberflächennahe Geothermie ist gemäß Bundesberggesetz den bergfreien Bodenschätzen gleichgestellt. Entsprechende Verordnungen und Leitfäden der Länder sind dabei zu beachten. Bei gewerblichen Anlagen sind zudem länderspezifische Verordnungen für die Verwendung von wassergefährdenden Stoffen einzuhalten. Gemäß Lagerstättengesetz sind alle mit mechanischer Kraft angetriebenen Bohrungen vor Bohrbeginn dem zuständigen geologischen Dienst anzuzeigen. Bei Planung, Bau und Betrieb von geothermischen Energiegewinnungsanlagen kann ein erlaubnispflichtiger Benutzungstatbestand des Wasserhaushaltsgesetzes erfüllt sein, unabhängig davon, ob beim Einbau von Erdwärmesonden Grundwasser angetroffen wird oder nicht.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Der mit Abstand größte Kostenanteil an den Wärmegestehungskosten ist auf die Betriebskosten zurückzuführen. Die Kapitalkosten haben den zweitgrößten Kostenanteil, allerdings in einer Größenordnung, dass eine reine Investitionskostenförderung nicht zu

einer ausreichenden Absenkung der Wärmegestehungskosten führen würde.¹²³ Die derzeitige Wirtschaftlichkeitslücke muss somit aus einem Zusammenspiel von investiver und effizienzabhängiger Förderung geschlossen werden. Während bisherige Förderprogramme (z. B. Wärmenetze 4.0) eine reine Investitionsförderung vorsehen, beinhaltet die BEW sowohl eine investive als auch eine betriebliche Förderung für Wärmepumpen. Diese Kombination könnte in den kommenden Jahren viele Projekte mit Großwärmepumpen aufgrund verbesserter Wirtschaftlichkeit in die Umsetzung bringen.

- ▶ Abgaben- und Umlagereform: Deutlich mehr als die Hälfte des Strompreises entfällt auf Umlagen, Abgaben und Steuern. Eine Reduzierung von Abgaben und Umlagen für Wärmepumpenstrom hätte einen unmittelbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die Befreiung von der EEG-Umlage hat beispielsweise zur Folge, dass bereits einige Projekte wirtschaftlich umgesetzt werden können.
- ▶ Leitfaden mit einheitlichen Genehmigungsverfahren: Die Entwicklung von Planungsleitfäden sowie Mustergenehmigungen ist sinnvoll, um informatorische und genehmigungsrechtliche Hemmnisse abzubauen. Durch die Vereinheitlichung von Genehmigungsverfahren kann die Planungssicherheit sowohl auf Projektentwicklungs- als auch auf Genehmigungsseite erhöht werden. Für die thermische Nutzung von Oberflächengewässern sollten standardmäßige oder zumindest beispielhafte Werte für den maximalen Wärmeentzug festgelegt werden.
- ▶ Der Zugang zu Wärmequellen (z. B. öffentliche Gewässer, Abwasser aus Kläranlagen) zur thermischen Nutzung ist aktuell nicht überall uneingeschränkt gewährleistet, sondern kann u. a. auch von dem Kooperations- und Gestaltungswillen weiterer Akteure (z. B. Klärwerksbetreiber, etc.) abhängen. Es ist (beispielsweise im Rahmen der Wärmeplanung) zu entscheiden, ob die thermische Erschließung der lokal verfügbaren Umweltwärmequellen im Interesse der Allgemeinheit ist. Im Allgemeinen sollte der Zugang zur Wärmequelle dann wettbewerbsrechtlich ermöglicht werden.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Hier wurde in Interviews angemerkt, dass der Bekanntheitsgrad dieser Technologie, deren mögliche bzw. heute bereits praktizierte Auslegung und die damit erschlossenen Wärmequellen, erhöht werden müsse. Die über die BEW angestrebte Betriebskostenförderung sollte dann allerdings

- ▶ in Abhängigkeit vom COP (bei geringerem COP eine hohe Betriebskostenförderung und für besseren COP geringere, weil man z. B. bei Flusswärme oder bei Klärwasser nur ein bestimmtes niedriges Temperaturniveau habe, dessen Potenzial aber trotzdem auch genutzt werden sollte)¹²⁴,
- ▶ und der gewählten Wärmequelle gewährt werden, denn für viele bedürfe es nicht dieser Förderhöhe.

Über ein unbedingt vorzusehendes Monitoring könnte dann ggf. später nachgesteuert werden. Auch die zum Zeitpunkt der Interviews vorgesehene Systematik der BEW sei überkomplex und sollte bei einer Nachsteuerung überdacht werden, geben Vertreter von EE-Verbänden zu bedenken.

¹²³ Dies gilt nicht für Wärmepumpen in iKW-Systemen. Bei diesen liegt bereits indirekt durch die erhöhten Zuschläge auf den KWK-Strom eine betriebliche Förderung vor.

¹²⁴ Die BEW gewährt die Betriebskostenförderung in Abhängigkeit des COP.

Hinsichtlich des Wegfalls bzw. der Reduktion der EEG-Umlage wird eingewendet, dass dies allein nicht reiche. Hier wird gleichzeitig – wie bei der Förderung für E-Kessel – zu bedenken gegeben, dass durch eine Reduktion der EEG-Umlage für diesen Zweck die Wärmekosten den Stromkunden*Stromkundinnen aufgebürdet werden. Die Höhe des Strompreises spiele eben die Hauptrolle beim Bau von Großwärmepumpen. Das Herabsetzen des PEF für Großwärmepumpen wird als „Etikettenschwindel“ gebrandmarkt, weil dies leicht dazu führen könne, „Klimaschutz auf dem Papier zu machen anstatt in der Realität“ (wenn der erforderliche Strom noch aus Kohle stamme). Auch der stromnetzdienliche Betrieb von Großwärmepumpen könnte beispielsweise durch die Dynamisierung von Netzentgelten angereizt werden.

Die Erstellung eines Genehmigungsleitfadens wird für sinnvoll erachtet, weil darin auch heute teilweise noch unklare Aspekte definiert werden könnten wie z. B. die maximal bzw. von welchen anderen Parametern abhängige zugelassene Abkühlung von Gewässern. Solche Parameter könnten nicht nur naturschutzfachlicher, sondern auch anderer Art sein, wie am Beispiel der Einwände eines Wassersportvereins erklärt wird (vermeintlich anderes Gleitverhalten von Sportbooten bei Absenkung der Wassertemperatur). Eine interviewte Person gibt zu bedenken, dass es eher Aufgabe von Verbänden sei, solche Leitfäden zu erstellen, statt dies auf Kosten der Steuerzahlenden zu machen.

Neben den vorgeschlagenen Instrumenten wird ergänzt, dass es einer Vereinfachung und Verlässlichkeit von Genehmigungsverfahren (z. B. bzgl. der Wärmequellen, aktuell sehr komplizierte Genehmigungsverfahren bei Gewässern) bedürfe und dass Planungssicherheit über die Verwendung von Kältemitteln erforderlich sei.

6.10.7 Solarthermie

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Solarthermie in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Identifikation und Sicherung geeigneter Flächen: Die Nähe zu Siedlungsflächen mit entsprechender Wärmedichte ist angebracht, um Transportleitungen kurz und Wärmeverluste gering zu halten. Dadurch ist das Potenzial begrenzt, zudem gibt es Nutzungskonkurrenzen (keine baurechtliche Privilegierung, Wohnungsbau), wirtschaftliche Erwägungen, Natur- bzw. Artenschutz sowie ästhetische Bedenken abzuwägen (vgl. Westholm & Vollmer (2019)).
- ▶ Schaffung von Bau- und Planungsrecht erforderlich (Aufstellung eines B-Plans, weil keine Privilegierung nach § 35 BauGB), jedoch mangelt es an Zeit und personellen Ressourcen/Kapazitäten.
- ▶ Wärmegestehungskosten stark abhängig von Anlagengröße und Installationsart: kleinere Aufdach-Anlagen sind erheblich teurer als große Freiflächenanlagen. Verfügbare Flächen sind jedoch knapp, sie stehen in Konkurrenz zu PV-Flächen und es fallen oft hohe Grundstücks-/ Pachtkosten an (Kosten steigen mit zunehmender Siedlungsdichte). Großflächige Solarthermie ist oft „Neuland“ für Stadtwerke und die Förderanforderungen sind sehr anspruchsvoll (Beispiel Ludwigsburg, Beispiel Spremberg¹²⁵, vgl. Westholm & Vollmer (2019)).

¹²⁵ Im Praxisbeispiel Spremberg gab es laut Auskunft der Interviewpartner (vgl. Kap. 3) ca. 2011 einen Grundsatzbeschluss im Gemeinderat, dass nur dezentrale PV zugelassen und keine großflächigen Anlagen für PV (und damit auch Solarthermie) umsetzbar seien. Dieser Beschluss wurde allerdings 2019 aufgehoben.

- ▶ Der Leitungsbau zum Anschluss von entfernten Solarthermieranlagen für die Wärmeversorgung von Städten kann zu hohen Wärmeverlusten und Investitionskosten führen.
- ▶ Förderungsnachteile für Solarthermie nach iKKW: Anstelle der 1-Jahr-bezogenen Berechnung der Pönnalen für eine Unterschreitung des 30 %-Mindestanteils im Wärmenetz wäre eine Mehr-Jahres-Betrachtung in iKKW für Solarthermie sinnvoller wegen jahreszeitlicher Schwankungen. Die derzeitige Berechnungsmethode führt zu zögerlichem Interesse, wenigen Projekten und überdimensionierten Anlagen.
- ▶ Solarthermie kann aufgrund der hohen Temperaturen in Bestandsnetzen oft nicht effizient eingebunden werden: Die verschiedenen Kollektoren haben Anforderungen an die maximal zulässigen Vor- und Rücklauftemperaturen. Gerade im Winterbetrieb sind die Anlagen wegen der hohen Vorlauftemperaturen und dem geringen solaren Ertrag für den direkten Einsatz ungeeignet (Abhilfe könnten ggf. nachgeschaltete Wärmepumpen schaffen).
- ▶ Der Wärmeertrag ist gegenläufig zum Wärmebedarf: Es gibt hohe Erträge im Sommer, geringe im Winter (1.000 VBH); eine saisonale Streckung bis etwa November ist nur mit großen saisonalen Speichern möglich (Erfahrungen hierzu gibt es v. a. in Dänemark).
- ▶ Im Sommer konkurriert die Solarthermie mit anderen Wärmequellen, die in der Grundlast eingesetzt werden, wie Abwärme, Biomasse, Geothermie und Abfallverbrennung. Die Solarthermie kann unwirtschaftlich werden, wenn günstige Grundlast-Technologien bereitstehen, welche die Sommerlast vollständig abdecken.
- ▶ Unklar ist, ob solarthermische Freiflächenanlagen als privilegierte Vorhaben nach § 35 Absatz 1 BauGB gelten. Dies würde eine Errichtung ohne Bebauungsplan erlauben.
- ▶ Große Freiflächenanlagen, ggf. in Kombination mit saisonalen Speichern erfordern weiträumige Standorte. Das kann die Akzeptanz der Anlagen bei der Bevölkerung verringern.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Privilegierung nach § 35 BauGB: Die derzeit größte Solarthermie-Anlage in Ludwigsburg/Kornwestheim wurde nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB als privilegiert eingestuft (sie diene der allgemeinen Wärmeversorgung und sei ortsgebunden), so dass ein B-Plan-Verfahren nicht erforderlich war, zumal auch keine öffentlichen Belange entgegenstanden.
- ▶ Eine Aufgabe der übergeordneten räumlichen Wärmeplanung in Bezug zur Solarthermie ist die Potenzialanalyse, die auch Flächenscreenings für potenzielle Solarthermiefreiflächen beinhalten kann. Dabei werden besonders geeignete Flächen identifiziert und können in nachfolgenden Planungsschritten in Regionalplänen, Flächennutzungsplänen und Bebauungsplänen als Wärmeerzeugungsflächen ausgewiesen werden. Die räumliche Wärmeplanung trägt somit zur Entschärfung der Flächenproblematik bei, indem Flächen von einer übergeordneten kommunalen Perspektive als geeignet identifiziert werden. Die räumliche Wärmeplanung ist somit ein der Regionalplanung vorgelagertes Instrument (Westholm & Vollmer 2019).
- ▶ Flächensicherung in der Raumordnung/-planung: Für die Freiflächen-Solarthermie als Anwendung mit größerem Raumbedarf könnten Instrumente der Raumplanung zur Anwendung kommen, um beispielsweise am Rand von Ballungsräumen die notwendigen Flächen zu sichern. Im Landesplanungsgesetz (LplG) Baden-Württemberg (§ 11 Abs. 3 S. 2

Nr. 11) erlaubt der Regionalplan die Festlegung von Gebieten für Standorte zur Nutzung erneuerbarer Energien, soweit es für die Entwicklung und Ordnung der räumlichen Struktur der Region erforderlich ist (Westholm & Vollmer 2019).

- ▶ Vorgabe von Flächenanteilen für solare Energienutzung in Klimaschutzgesetzen: Grundsätzlich ist denkbar, in Klimaschutzgesetzen der Länder prozentuale Zielwerte festzulegen, wieviel Prozent der Landesfläche bis zu einem Zieljahr mit erneuerbaren Energien belegt werden sollen. Dies verpflichtet die nachgeordneten Behörden der Regionalplanung zur Ausweisung entsprechender Vorrangflächen.
- ▶ Biotopwertverfahren bei Kompensationsmaßnahmen nach BNatSch-Recht: Bei der Abwägung der Zulassung nach § 1 Abs. 7 BauGB und § 14 BNatSchG muss die Vermeidung und der Ausgleich von voraussichtlich erheblichen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes ebenso berücksichtigt werden wie die Leistungs- und Funktionsfähigkeit des Naturhaushaltes. Der Umfang der notwendigen Kompensationsmaßnahmen lässt sich durch das Biotopwertverfahren ermitteln und wird in den meisten Bundesländern angewandt. Der Vorteil liegt in einem stärker formalisierten Bilanzierungserfahren im Vergleich zu einer rein argumentativen Herangehensweise und rein deskriptiven Bewertung. Dabei ist die Gegenüberstellung der Ausgangs- und Planungszustände der jeweiligen Biotoptypen notwendig. Biotoptypen werden als aggregierte Indikatoren definiert und bilden die Werte und Funktionen des Naturhaushaltes und die Qualität des Landschaftsbildes ab (vgl. Westholm & Vollmer (2019)).

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Die Instrumente BEW und Anpassung der Förderbedingungen bzw. festgelegten Pönalen für Solarthermie bei iKWK werden von den Interviewten unterstützt. Um die Freiflächen-Solarthermie in der räumlichen Planung stärker zu berücksichtigen, wurde angemerkt, dass

- ▶ das Thema „Energie“ in den Landes-/Regional- und Flächennutzungsplanungen (FNP) als richtige Planungsgröße behandelt werden sollte („weil Energie in der Raumordnungs-/regional-FNP immer nur als Mitläufer stattfindet, aber nicht als richtige Planungsgröße“, so ein Umweltverbandsvertreter), und
- ▶ Freiflächen-Solarthermie in räumlicher Planung den Gemeinden überlassen werden sollte, „weil die ja auch Probleme mit Bebauung etc. haben“.

Überdies wurde angeregt,

- ▶ Solarthermie-Anlagen im Baurecht zu privilegieren („uns würde es helfen, wenn Solarthermie-Anlagen privilegiert würden, das sind sie definitiv nicht; und PV-Anlagen sind nach Grundsatzrechtsprechung auch nicht privilegiert“, so ein Stadtwerke-Vertreter),
- ▶ Möglichkeiten der Einbindung der Solarthermie je nach Gegebenheiten der bestehenden Wärmenetze in deren Vorlauf (VL) oder Rücklauf (RL) zu ermöglichen („in den Übergangszeiten bspw. in den RL, in Sommerzeiten in den VL einbinden – das ist beim Gesetzgeber noch nicht so, dass das so eingesehen wird; bei iKWK-Systemen gibt es gerade ein Verfahren bei der Clearingstelle“),
- ▶ eine staatliche Risikoabsicherung für Planungsleistungen von Freiflächen-Solarthermie-Anlagen einzuführen.

6.10.8 Tiefengeothermie

Die Tiefengeothermie spielt für die Dekarbonisierung der Fernwärme eine – verglichen mit anderen EE-Wärmetechnologien – eher kleine, aber dennoch wichtige Rolle. In vielen Szenarien erfährt die Tiefengeothermie im Vergleich zur aktuell sehr geringen Nutzung einen Aufschwung. Im Jahr 2030 werden beispielsweise in einigen Szenarien 5 bis 10 TWh tiefengeothermische Fernwärme prognostiziert (z. B. Purr et al. (2019)), bis 2050 wird die Fernwärmebereitstellung durch Tiefengeothermie voraussichtlich noch einmal ansteigen – laut Purr et al. (2019) auf etwa 18 TWh. Das Fündigkeitsrisiko ist das relevanteste Projektrisiko bei der Tiefengeothermie. Das Risiko besteht im Wesentlichen darin, bei der Bohrung eine unzureichende Schüttungsrate bzw. unzureichende Permeabilität der Erdschicht anzutreffen. Die Erstellung von fundierten hydrogeologischen Gutachten reduziert das Fündigkeitsrisiko zwar, es besteht jedoch weiter bis zur Herstellung des Dublettenkreislaufs. Weitere projektspezifische Risiken sind Bohrrisiken, d. h. die Gefahr des Verlusts eines Bohrers und einer Bohrung durch technischen Defekt.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Tiefengeothermie in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Die Anfangs-Investitionskosten zu Beginn tiefengeothermischer Projekte sind besonders hoch, während gleichzeitig die Unsicherheit bezüglich der Fündigkeit hoch sind. Das Fündigkeitsrisiko lässt sich gegenwärtig nicht versichern (in Regionen, in denen noch keine Erfahrungen vorliegen oder für neue Technologien wie die petrothermale TG sind private Versicherungen nicht vorstellbar). Wenn denn möglich, stellt die private Versicherung eine hohe zusätzliche finanzielle Belastung zu Beginn des Projektes dar. Daher ist die Anschubfinanzierung für tiefengeothermische Projekte ein großes technologiespezifisches Hemmnis.
- ▶ Um eine gute Wirtschaftlichkeit der Anlage zu erreichen, sind hohe VBH in der Grundlast nötig. Es besteht jedoch nicht immer uneingeschränkter Einspeisevorrang für tiefengeothermische Wärme in Wärmenetze.
- ▶ Potenziale lokal sehr unterschiedlich: Nicht alle Gebiete in Deutschland verfügen über ein geeignetes tiefengeothermisches Potenzial. Im Molassebecken (Alpenvorland), im Oberrheingraben in Südwestdeutschland und im Norddeutschen Becken sind die Potenziale grundsätzlich ausreichend, um TG wirtschaftlich zu betreiben. Während im Molassebecken, gerade im Großraum München, schon zahlreiche Projekte realisiert sind, sind Projekte im norddeutschen Becken und im Oberrheingraben bisher kaum zu finden.
- ▶ Geringe Rücklauftemperaturen aus dem Fernwärmenetz und damit geringere Eingangstemperaturen in das Tiefengeothermie-System führen zu einem verbesserten Ertrag bei Tiefengeothermieranlagen. Die Rücklauftemperatur in Wärmenetzen ist häufig hoch, sodass das gesamte maximale Potenzial der Tiefengeothermieranlage nicht ausgenutzt werden kann. Technische Maßnahmen zur Rücklauf-Temperaturabsenkung lösen dieses Hemmnis.
- ▶ Aufgrund der hohen Anfangsinvestitionen und des hohen Projektrisikos dauert es bei neuen tiefengeothermischen Technologien noch länger, bis sie Verbreitung im Markt finden. Petrothermale Tiefengeothermie, aber vor allem auch neuartige geschlossene tiefengeothermische Systeme, könnten allerdings zu einer breiteren Anwendungsmöglichkeit und Kostensenkung der Tiefengeothermie führen.

- Einerseits durch vereinzelte seismische Ereignisse in der Vergangenheit, andererseits durch die Belästigung aufgrund von Baulärm während der Bohrphase kann eine mangelnde Akzeptanz der lokalen Bevölkerung bestehen, die zu einem Projekthemmnis werden kann.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- KfW-Förderprogramm Erneuerbare Energien Premium – Tiefengeothermie: Die Förderung erfolgt in Form eines Kredits mit Tilgungszuschuss. Es werden Förder- sowie Injektionsbohrungen (insgesamt maximal vier Bohrungen) gefördert, ausgenommen von der Förderung sind jedoch Erkundungsbohrungen und Prototypen. Die Förderhöhe je Projekt beträgt maximal 10 Mio. Euro. In der Realität werden häufig mehr als vier Bohrungen niedergebracht, um die Gesamtwirtschaftlichkeit des Projekts zu verbessern. Dies führt beispielsweise bei Projekten im Großraum München dazu, dass in einigen Projekten die Förderung nur etwa 10 % der gesamten anfänglichen Investitionskosten darstellt. Die Begrenzung der förderfähigen Bohrungen je Projekt sowie der Förderhöchstbetrag sollten daher angehoben werden, um dem speziellen technologiespezifischen Kostenprofil der Tiefengeothermie gerecht zu werden.
- Investitionsförderung in der BEW: Tiefengeothermie wird in der BEW sowohl als Einzelmaßnahme als auch im Rahmen der Maßnahmenpakete bzw. der systemischen Förderung für die Errichtung neuer Netze oder Bestandsnetze inklusive der Bohrkosten investiv gefördert. Die Förderquote beträgt 40 %.
- Zudem bedarf es eines verbesserten Absicherungsmechanismus des Investitionsrisikos, welches bei Tiefengeothermieprojekten aufgrund des Fündigkeitsrisikos besonders hoch ist. Staatliche Risikofonds, die bei einer Haftungsfreistellung für die Kredite bei Nicht-Fündigkeit ansetzen, stellen einen geeigneten Mechanismus hierfür dar. Die Refinanzierung der Fonds kann beispielsweise über einen Teil der Erlöse aus den erfolgreichen Projekten gedeckt werden. In Paris wirkt sich die staatliche Risikoabsicherung für TG seit Jahrzehnten positiv auf den TG-Ausbau aus und gilt als einer der wichtigsten Erfolgsfaktoren.
- Mangelnde Akzeptanz in der Lokalbevölkerung kann durch Kommunikation, Aufklärung und ggf. finanzielle Beteiligungsformen erreicht werden. Ob formelle (gesetzlich vorgeschriebene) oder informelle Beteiligungsformen, entscheidend sind Transparenz und Proaktivität bei der Öffentlichkeitsarbeit.
- Um vielversprechende neuartige Technologien der Tiefengeothermie mittelfristig auch in Deutschland auf den Markt zu bringen, sollten auch für diese Innovationstechnologien attraktive Förderungen bereitstehen.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Eine staatliche Risikoabsicherung einzuführen, wird von vielen Interviewten befürwortet. Hier sollten frühere ähnliche, gut angenommene Programme der KfW berücksichtigt werden.

Folgende weitere Aspekte wurden angesprochen:

- Auch Stromkosten von Förderpumpen sollten gefördert werden.
- Die Genehmigungsverfahren wurden kritisiert, einerseits hinsichtlich ihrer Dauer („hier brauchen wir ganz klare Zielvorgaben für die Verwaltung, dass zum Zeitpunkt x das und das gemacht ist, [...] sowie eine Straffung der Genehmigungsverfahren unter Beachtung von Umweltschutz- und qualitätssichernden Standards [...]. Behörden hierfür sind komplett unterausgestattet mit Personal“), andererseits hinsichtlich der Verlässlichkeit bei der

Genehmigung von Wärmequellen („das geht ja bis runter in die Kreis-Genehmigungsbehörden, Wasserschutzbehörden, Bergbaubehörden, die sind sehr unterschiedlich aufgestellt.“).

- ▶ Die Betriebskostenförderung, die für Solarthermie und Wärmepumpen gilt, sollte „aus Gerechtigkeitsgründen“ auch für Tiefengeothermie gelten. Dies zu regeln, sei allerdings schwierig, da die Höhe von geologischen Gegebenheiten abhängig gemacht werden sollte, „weil es in München anders ist als in Schwerin... Und dann sagt man einfach: Die bekommen gar nichts. Das ist natürlich ausbauschädlich.“
- ▶ Eine Potenzialbetrachtung erneuerbarer Wärmequellen sei auf kommunaler Ebene nötig, unterstützt durch die Landesbehörden, schlägt der Vertreter eines EE-Verbandes vor: Bei Wärmeplanungen vieler Kommunen falle regelmäßig das größte Potenzial heraus, und das ist häufig die (Tiefen-) Geothermie, weil zu wenige Informationen über das bestehende Potenzial im Untergrund vorliegen.“ Dies können mithilfe einer „Ressourcenbescheinigung“ geschehen, indem der Staat im Rahmen seiner staatlichen Aufgaben über seine Landesaufnahmen Daten zu Wärmesenken aufbereite und sie den Kommunen bzw. Stadtwerken zur Verfügung stelle.
- ▶ Die geologischen Dienste der Länder sollten mit nötigem Personal ausgestattet werden, um entsprechende Daten aufzubereiten und den Kommunen und Stadtwerken zur Verfügung zu stellen („Wir haben unheimlich viele geologische Daten, allerdings teilweise auf Kartenblättern noch mit handschriftlichen Eintragungen – wir befinden uns noch im 19. Jahrhundert, und es bedarf einer großen finanziellen Anstrengung des Bundes und der Länder, diese Daten aufzunehmen“, so der Vertreter eines EE-Bundesverbandes).

6.10.9 Wärmespeicher

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei der Integration von Wärmespeichern in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Unzureichende Förderung ist das Haupthemmnis: Die Flexibilisierungsoption durch die Wärmespeicher wird bislang nicht honoriert – spezifische Speicherkosten weisen eine große Lücke zu marktüblichen Fernwärmegestehungskosten auf.
- ▶ Deckel im Marktanreizprogramm (MAP) für Investitionsförderung (30 % Förderung; höchstens 1 Mio. Euro je Antrag): Gerade für unterirdische Speicher (Aquiferspeicher (ATES), Erdsondenspeicher (BTES)) ist dies zu gering, da bereits die Bohrkosten häufig diesen Schwellenwert überschreiten.
- ▶ Die technischen Anforderungen (z. B. maximale Wärmeverluste) innerhalb der bestehenden Förderung lassen sich teilweise nicht auf saisonale Speicher anwenden und disqualifizieren diese mitunter von Förderungen.
- ▶ Für den Betrieb von Wärmespeichern gibt es keine Privilegierung bzw. Förderung für hohe Strombezugskosten trotz erheblichem Nutzen für das Stromsystem.
- ▶ Langzeitspeicher weisen ein ungünstiges Investitionsprofil auf (steady-state wird erst nach mehreren Betriebsjahren erreicht).
- ▶ Die Absicherung des hohen Investitionsrisikos (Fündigkeit) ist nicht immer möglich.
- ▶ Es bestehen uneinheitliche Planungs- und Genehmigungsverfahren (Landes vs. Bundesgesetze) mit verschiedenen Gefahrstoffgrenzwerten. Es existiert keine

Genehmigungspraxis oder Verwaltungsvorschrift zu thermischer Untergrundbewirtschaftung.

- ▶ Es ist eine restriktive Haltung von Wasserrechtsbehörden gegenüber thermischer Nutzung zu beobachten, selbst bei nicht-trinkwasserwirtschaftlich genutzten Grundwasserleitern.
- ▶ Einige Speichertypen weisen einen hohen Flächenbedarf und hohe Grundstückskosten, vor allem Erdbeckenspeicher (PTES).
- ▶ Teilweise fehlen Erfahrungen und Umsetzungspraxis (vor allem für ATES, PTES).
- ▶ In den ersten Betriebsjahren sind die Wärmeverluste hoch (ATES, PTES).
- ▶ Lokal unterschiedliche Gegebenheiten wie z. B. ein hoher Grundwasserstand erfordern an die Hydrogeologie angepasste Bauweise (PTES).

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Raumplanung für thermische Untergrundnutzung im Rahmen der strategischen Wärmeplanung (derzeit allenfalls ansatzweise in einigen Bundesländern);
- ▶ Flächenausweisung im Planungsrecht (und ggf. auch im Naturschutzrecht) insbes. für ländliche Gebiete erleichtern;
- ▶ Planung und Genehmigung vereinfachen und vereinheitlichen z. B. durch Erstellung eines Genehmigungsleitfadens zur Orientierung für Projektierende und Behörden;
- ▶ Förderbedingungen verbessern für Erkundungsbohrungen und Voruntersuchungen.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Den geologischen Untergrund als Speicher zu nutzen und dementsprechend Voruntersuchungen über die BEW (z. B. im Rahmen von Machbarkeitsstudien und Transformationsplänen) zu fördern, wird befürwortet. Ergänzend wird angemerkt, dass mit Speichern keinesfalls die Stromgesteuerte fossile Erzeugung verlängert werden dürfe und dass auch Erdbeckenspeicher planungsrechtlich berücksichtigt werden sollten wie PV- oder Solarthermieranlagen-Anlagen, ergänzt ein Projektierer: „Erdwärmespeicher fallen als Langzeitspeicher aus der KWK-Förderung heraus, weil sie zu hohe Verluste haben, obwohl man sie gut einbinden kann“.

Einen bundesweit geltenden Planungsrecht- und Genehmigungsleitfaden inkl. Beispiel-Genehmigungsverfahren für die verschiedenen Speichertypen zu erstellen, in dem Bezug genommen wird auf ggf. abweichende Regelungen in den jeweiligen Bundesländern, wird begrüßt, allerdings wird darauf hingewiesen, dass es erforderlich sei, eine Regelung zu finden, die den Bund in die Lage versetzt, den Ländern hier etwas vorzuschreiben, ohne dass die Länder dagegen opponieren können: „Die Diskussion ist unsäglich, wenn Sie in die Planungshoheit der Länder eingreifen, da kommen Sie als Bund oder als jemand, der das national/übergreifend regeln will, nicht von der Stelle,“ berichtet der Vertreter eines Umweltverbandes von vergleichbaren Abstimmungen zu Windenergie und Artenschutz.

Ergänzend wurde gesagt, dass auch Forschung an saisonale Speicher-Projekten gefördert werden sollte, insbesondere in Hinblick auf Lösungsmöglichkeiten für Flächenkonflikte, die überall auftraten.

6.10.10 Netzbau

Planungen zum Netzbau müssen sehr langfristig angelegt sein. Die Nutzungsdauer für die üblichen Fernwärmeleitungen (Kunststoff-Mantel-Rohre) liegt bei wenigstens 40 Jahren. In der Regel werden Fernwärmeleitungen jedoch auch deutlich länger genutzt und erst dann ersetzt, wenn Schäden sich häufen. Der Austausch von Leitungen ist teuer. Daher sollten sie aus Aspekten der Wirtschaftlichkeit nicht vorzeitig ausgetauscht werden. Die Entwicklung des Wärmebedarfs und der Netztemperaturen hängt u. a. vom Sanierungsfortschritt bei den fernwärmeversorgten Gebäuden ab. Auch dieser ist an lange Sanierungszyklen geknüpft, welche bei Außenwänden bei ca. 50 Jahren liegen. Bei anderen Kostenpositionen genügt die Betrachtung eines kürzeren Zeitraums. Trotzdem sollte der Planungshorizont für den Umbau von Fernwärmenetzen nicht unter 20 Jahren liegen. Im Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ und in der BEW werden Netzbaumaßnahmen im engeren Sinn, einschließlich Transportleitungen, gefördert. Im Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ wurden bislang nur innovative Wärmenetze mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien gefördert, umbauwillige klassische Fernwärmenetze (einschließlich der Kohlenetze) konnten i. a. diese Anforderungen nicht innerhalb des in diesem Förderprogramm vorgesehenen Bewilligungszeitraums von maximal sechs Jahren erfüllen. Durch die Einführung der BEW wurde dies ändern, da nun explizit auch der Umbau von Bestandsnetzen gefördert wird.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei Netzbaumaßnahmen in Wärmenetzsystemen:

- ▶ Fernwärmenetze – ob mit oder ohne Kohle als Energieerzeuger – versorgen in der Regel größere Städte. Wegen der hohen Besiedlungsdichte ist dort mit einer überdurchschnittlichen Anzahl kreuzender Leitungen, beengten Verhältnissen im Tiefbau und Verkehrseinschränkungen während der Umbauarbeiten an Wärmeleitungen zu rechnen.
- ▶ Häufig steht die Fernwärmeversorgung in Konkurrenz zur Gasversorgung. Wenn beim Umbau eines Wärmenetzes preisgünstige Kohle durch einen THG-neutralen, aber teureren Energieträger ersetzt wird, kann davon ausgegangen werden, dass trotz Förderung ein Teil der Mehrkosten auf die Wärmekunden*Wärmekundinnen umgelegt wird. Dies schwächt die Wettbewerbsposition gegenüber dem Gasversorger.
- ▶ Falls in Folge einer Absenkung der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes der Durchfluss und damit auch der Pumpstrombedarf erhöht werden mussten, erhöht sich auch die Stromrechnung. Diese Erhöhung der Betriebskosten wird aber i. a. an anderer Stelle mehr als ausgeglichen, da aufgrund der geringeren Vorlauftemperatur auch die vom Wärmeerzeuger zu deckenden Leitungsverluste geringer werden.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Für den Neubau von Wärmeerzeugungsanlagen sind Genehmigungen erforderlich. Viele der Wärmeerzeuger auf der Basis von erneuerbaren Energien einschließlich der zugehörigen Gebäude – häufig im Außenbereich – und auch die zugehörigen Wärmetransportleitungen nehmen größere Flächen in Anspruch und sind damit raumrelevant. Raumplanung, Flächennutzungsplanung und Bauleitplanung dürfen der Errichtung dieser Anlage und den Erfordernissen des Netzbaus nicht widersprechen, bzw. diese Pläne müssen rechtzeitig an die Erfordernisse eines nachhaltigen Umbaus der Wärmenetze angepasst werden.
- ▶ Es besteht die Möglichkeit für Kommunen, Anschluss- und Benutzungsgebote in Gemeindefestsetzungen für bestimmte Bereiche festzusetzen. Durch diese werden die Risiken bezüglich der Entwicklung des Anschlussgrades an ein Wärmenetz minimiert. Diese

Möglichkeit wird bislang nur von wenigen Kommunen genutzt und könnte in die breitere Umsetzung gebracht werden, vor allem im Zuge der kommunalen Wärmeplanung.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgesprächen

Hinsichtlich der vorgeschlagenen Erweiterung der Bedingungen zur Förderung von Netztransformationsplänen und der Entwicklung von konkreten Maßnahmen und Zielen als Förderbedingung wurde bestätigt, dass es häufig wünschenswert sei, Sekundärnetze aus dem Rücklauf zu versorgen oder auch in den Rücklauf einzuspeisen, was aber von Netzbetreibern häufig nicht zugelassen werde.

Das Instrument, auch einzelne Maßnahmen, die direkt zum Netzbau und zur Absenkung der Netztemperaturen beitragen (z. B. verbesserte Wärmedämmung der Leitungen, etc.), in die Förderung aufzunehmen, wurde ambivalent beurteilt. Dagegen wurde argumentiert, dass z. B. der Umbau von Bestandsnetzen nicht gefördert werden müsse, da dies „im Allgemeinen Instandsetzungs- und Wartungsrauschen untergehe“.

Zudem wird eine verbesserte Transparenz zum Zustand der Netze gefordert, die möglicherweise durch entsprechende Vorschriften für Fernwärmeversorger implementiert werden könnte.

Kritisch merkt eine Person aus der Wohnungswirtschaft an, „was noch an unternehmerischen Herausforderungen für die Stadtwerke bleibe, wenn alles und jedes Detail irgendwo gefördert werde?“ Überdies merkt ein Stadtwerke-Vertreter an, dass man in einer Stadt nicht überall umgraben könne, denn das koste Zeit und Geld: „Bei dem Zeitstrahl, den wir uns politisch vorgeben, da sehe ich das nicht als realisierbar in dieser kurzen Zeit das alles auf den Weg zu bringen und umzusetzen.“ Ergänzt werden sollte noch, so ein EVU-Vertreter, dass auch der Bau von Verbindungs- und Transportleitungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit fördertechnisch berücksichtigt werden sollte.

6.10.11 Kundenseitige Maßnahmen, HAST und Digitalisierung

Der wichtigste Kostenfaktor bei den kundenseitigen Maßnahmen sind die Hausübergabe - und Wohnungsstationen für Fernwärme. Für diese ist mit einer technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren zu rechnen, daher sollte der Planungshorizont für kundenseitige Maßnahmen im Bereich von etwa 15 Jahren liegen. Die Abschreibungszeiten nach VDI 2067 für Übergabestationen, Wohnungsstationen oder Speicher liegen bei 20 Jahren. Die Abschreibungszeiten für Heizflächen und Heizleitungen liegen bei 30 Jahren. Es sind aber deutlich längere Lebensdauern von über 50 Jahren möglich.

HAST lassen sich kurzfristig so digitalisieren, dass zusätzlich zu der ohnehin vorhandenen, lokalen Regelung auch eine Kommunikation mit dem Netzwerk des Fernwärmeversorgers möglich wird. Der bisherige Regler der HAST muss dabei durch einen internetfähigen ersetzt werden. Ob auch (Temperatur-)Sensoren, Wärmezähler oder Stellantriebe ersetzt werden müssen, hängt von den vorhandenen Sensoren und der Flexibilität des neuen Fernwärmereglers ab. Spätestens beim Austausch von HAST sollte darauf geachtet werden, dass die neue Station bei Bedarf problemlos mit dem Datennetzwerk des Fernwärmebetreibers kommunizieren kann. Gemäß der im April 2021 verabschiedeten Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung (FFVAV) dürfen nur noch fernablesbare Messeinrichtungen installiert werden. Bestehende, nicht fernablesbare Messeinrichtungen müssen bis Ende 2026 ersetzt werden. Zusätzlich sollte bei Umrüstungen aber auch die Möglichkeit eines bidirektionalen Betriebs, d. h. einer Fernsteuerung, offengehalten werden.

Folgende Hemmnisse ergeben sich bei kundenseitigen Maßnahmen, HAST und Digitalisierung in Wärmenetzsysteme:

- ▶ Neue dezentrale Wohnungsstationen müssen dort installiert werden, wo die Heizungs- und Trinkwasserleitungen verlaufen. In vielen Fällen kann dort die nachträgliche Installation aufgrund eingeschränkter Platzverfügbarkeit problematisch sein.
- ▶ Fußbodenheizungen sind zwar sehr nützlich für die Absenkung der Netztemperaturen, sie lassen sich aber nachträglich fast nur im Rahmen einer kompletten Kernsanierung installieren und auch dann muss in Kauf genommen werden, dass sich die bisherigen Raumhöhen um ca. 15 cm verringern.
- ▶ Kundenanlagen (mit ggf. anderen technischen Lebensdauern) gehören i. d. R. den Kunden*Kundinnen. Wichtige Bausteine für eine Temperaturabsenkung befinden sich somit in deren Eigentum. Der Wärmenetzbetreiber ist daher auf die Kooperation seiner Kunden*Kundinnen angewiesen.
- ▶ Der Fernwärmenetzbetreiber hat sich zur Lieferung von Wärme gemäß seinen technischen Anschlussbedingungen verpflichtet. Einseitige Änderungen z. B. des garantierten Temperaturniveaus ohne Zustimmung der betroffenen Kunden*Kundinnen sind vertraglich kaum möglich.
- ▶ Den unmittelbaren Nutzen von Temperaturabsenkungen infolge von Verbesserungen an den Kundenanlagen hat i. d. R. nicht der*die investierende Kunde*Kundin selbst, sondern der Netzbetreiber (wenn das Tarifmodell nicht angepasst wird). Dies hemmt die Motivation zu Verbesserungen an den Kundenanlagen.
- ▶ Bei Transformation sind auch die Anforderungen der jeweiligen Anwendungen zu berücksichtigen: Während für die Raumheizung im unsanierten Bestand höhere Temperaturen notwendig sind als für die Bereitstellung von Warmwasser, sind diese im Neubau und saniertem Bestand oft geringer. Folgeinvestitionen können erforderlich werden (ggf. Vermieter-Mieter-Dilemma). Bei Großkunden sind spezifische Umrüstkosten tlw. niedriger (bei Warmwasser, und Sanierung der Gebäudehülle, ggf. auch Heizkörper/Flächenheizung).
- ▶ Beim Umgang mit Daten spielt immer auch der Datenschutz eine Rolle. Im Strombereich werden in Deutschland sehr hohe Anforderungen an die Sicherheit von sog. intelligenten Messsystemen gestellt. Falls diese auch auf die Lieferung von Fernwärme ausgedehnt würden, ergäben sich zusätzliche Kosten. Allerdings sind im Fernwärmebereich die Gefahren, die durch Datenmissbrauch drohen könnten, wesentlich geringer als im Strombereich. Bei Datenerhebungen (z. B. zeitlich hochaufgelöster Wärmeverbrauch bzw. Temperaturen in einzelnen Räumen, etc.) im Bereich von weniger als fünf (Wohn-)Einheiten ist davon auszugehen, dass personenbezogene Daten erhoben werden, für die die entsprechenden datenschutzrechtlichen Bestimmungen eingehalten werden müssen. Bei Datenerhebungen im Nichtwohngebäudebereich können Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse berührt sein.
- ▶ Anders als bei der Fernablesung sind bei ferngesteuerten Eingriffen in die HAST oder sonstige Kundenanlagen keine personenbezogenen Daten betroffen. Es gibt auch keine gesetzlichen Vorschriften, diese zu dulden. Es bleibt also dem*der Kunden*Kundin überlassen, ob er*sie Eingriffe durch den Versorger oder Dritte zulässt – wozu auch diesbezügliche Änderungen der TAB gehören würden. Missbrauch durch Unbefugte kann zwar nicht ausgeschlossen werden. Dies gilt aber nicht nur für die Fernwärme, sondern genauso für jede Smart-Home-Anwendung oder für mit dem Internet verbundene Computer – besonders, wenn sie über eingebaute Kameras oder Mikrofone verfügen. Insofern

erscheinen bezüglich der Einwirkungsmöglichkeiten der Versorger auf Kundenanlagen keine Maßnahmen notwendig, die über das ohnehin übliche Maß an Datensicherheit hinausgehen.

- ▶ Um die Vorteile der Digitalisierung voll nutzen zu können, muss dem Netzbetreiber Zugriff auf die Regelung der HAST gewährt werden. Der Nutzen einer Fernsteuerung liegt aber zunächst einseitig beim Betreiber. Bei der Digitalisierung sind daher auch Bereiche zu berücksichtigen, in denen dem Netzbetreiber die Entscheidungsbefugnis fehlt. In den Transformationsplanungen bedeutet dies einen zusätzlichen Unsicherheitsfaktor. Wenn Kunden*Kundinnen sich dafür entscheiden, den Versorger mit der (ferngesteuerten) Regelung ihrer Anlage zu beauftragen, delegieren sie die Kontrolle. Bei Eigentümergemeinschaften, bei denen Beschlüsse einstimmig gefasst werden müssen, ist auf diesen Problembereich besonders zu achten. Eine frühzeitige Berücksichtigung datenschutzrechtlicher Prinzipien wie Datenminimierung kann helfen, die Akzeptanz für solche Dienstleistungen zu erhöhen.
- ▶ Bei der Ausstattung von Gebäuden mit Messstellen sind zudem die gesetzlichen Vorgaben nach Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) einzuhalten. Dies betrifft die Ausstattung und den Betrieb der Messstelle, die Datenkommunikation und die Verarbeitung der Daten sowie die einzuhaltenden technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von intelligenten Messsystemen.
- ▶ Gemäß der „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM)“ kann der Anschluss oder die Erneuerung eines Anschlusses an ein Wärmenetz gefördert werden – einschließlich aller Maßnahmen zur Anpassung der Heizwärmeverteilung oder der Gebäudeheiztechnik an niedrigere Vorlauftemperaturen oder zur Erreichung niedrigerer Rücklauftemperaturen. Voraussetzungen sind, dass die geförderten Komponenten im Eigentum des*der Kunden*innen verbleiben und nicht Eigentum des Wärmenetzbetreibers sind und der EE-Anteil im Wärmenetz bei wenigstens 25 % liegt. Der Fördersatz liegt bei 30 % bzw. bei 35 %, wenn ein höherer EE-Anteil im Netz von wenigstens 55 % erreicht wird. Durch den Start der BEW ist nun auch eine Förderung von Hausübergabestationen im Eigentum des Fernwärmeversorgers möglich und auch sonstige digitale Bausteine sind im Rahmen eines Transformationsplans förderfähig.

Folgende Instrumente könnten weiterentwickelt bzw. geschaffen werden:

- ▶ Für die Ausgestaltung der Heizungs- und Warmwasserverteilung gibt es keine ordnungsrechtlichen Instrumente, die besonderen Einfluss auf die Dezentralisierung der Warmwasserversorgung oder die Reduzierung von Temperaturen im Heizungssystem nehmen.
- ▶ Verbesserungen bei der Wärmedämmung sollen nur in Ausnahmefällen durch das Baurecht verhindert werden (Denkmalschutz).
- ▶ In Förderbedingungen oder im Ordnungsrecht (GEG) könnten Anforderungen an das Temperaturniveau gestellt werden; Anschlussnehmende müssten „Niedertemperatur-Ready“ sein.

Diskussion von Entwicklungsmöglichkeiten in Interviews und Fachgespräch

Eine Verschärfung der Digitalisierungs- und Fernablesbarkeitspflicht von Messeinrichtungen für Fernwärme-Großabnehmer wird kritisch gesehen aus Sicht der Wohnungswirtschaft (höhere Kosten, die auf die Mieter*innen umgelegt werden müssten) und von einem Projektierer, der bezweifelt, dass viele „Daten gar nicht ausgewertet werden“.

Finanzielle Anreize zu schaffen, um die Rücklauftemperatur abzusenken einschließlich möglicher Strafzahlungen, die in den Lieferverträgen vorgesehen werden, wird vonseiten der Wohnungswirtschaft und eines EE-Verbandsvertreters kritisch gesehen: „In vorhandenen Gebäuden ist das manchmal nicht ganz trivial, die Rücklauf-Temperatur abzusenken. Da haben wir es auch mit Nutzern zu tun, die man nicht programmieren kann – deshalb zuckt mein wohnungswirtschaftlicher Sensor, wenn ich an Strafzahlungen denke.“ Und ein Projektierer schlägt vor, dass es „besser wäre, wenn der Versorger eine Vorgabe hat und damit die Kunden ansprechen könnte.“

Darüber hinaus wird angemerkt,

- ▶ dass mehr Zielgenauigkeit bei Maßnahmen erforderlich sei: In der Wohnungswirtschaft habe man „diesen Eindruck in den letzten 20 Jahren nicht gehabt. Also z. B. Effizienzstandards der KfW, die am Ende ganz anders performen als es auf dem Papier stand.“
- ▶ Zudem sei ein Anschluss an effiziente Wärmesysteme wegen der WärmeLV kaum möglich, weil dies kostenneutral nicht zu schaffen sei.

7 Das Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetz (EWG)

In diesem Kapitel wird der nationale Unterstützungsrahmen vorgestellt, der für die Fernwärmedekarbonisierung auf Basis der durchgeführten Analysen von den Autoren*innen dieses Berichts empfohlen wird (siehe Abbildung 105). Die Einführung des Erneuerbare-Wärme-Infrastrukturgesetzes (EWG) ist ein zentraler Baustein dieses Unterstützungsrahmens. Es beinhaltet neben der Einführung verpflichtender Dekarbonisierungsziele und der gesetzlichen Verankerung der BEW auch die bundesweite Einführung der kommunalen Wärmeplanung. Zu den vorgestellten Empfehlungen gehören zudem Anpassungen der energetischen Bewertung von Fernwärme, Anpassungen an der BEW-Förderrichtlinie, am KWKG und an den Mechanismen der CO₂-Bepreisung sowie technologiespezifische Instrumente.

Neben der Beschreibung des Unterstützungsrahmens wird die Wirkung einiger vorgestellter instrumenteller Anpassungen auf die Transformation eines kohlebasierten modellhaften Fernwärmenetzes analysiert.

Abbildung 105: Übersicht der Elemente des Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetzes (EWG) und zugehöriger Elemente



Quelle: Eigene Darstellung HIC und ifeu

7.1 Verpflichtende Dekarbonisierungsziele und zugehörige Fernwärme-Entwicklungskonzepte (FEK)

Für die Fernwärme werden verbindliche Dekarbonisierungsziele mit dem Ziel der Klimaneutralität 2045 empfohlen. Die Zielvorgaben gelten für allgemeine Wärmeversorgungsnetze, deren Betreiber die Zielerreichung sicherstellen müssen. Als zugehöriges Instrument werden Fernwärme-Entwicklungskonzepte (FEK) eingeführt. Die FEKs stellen den Zielpfad dar und dienen als Nachweisführung sowie öffentliches

Kommunikationsmittel¹²⁶. Ausgenommen werden vorerst Gebäudenetze¹²⁷ sowie Wärmenetze, die bereits mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme betrieben werden (>75 % Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbare Abwärme).

Wichtigste Akteure dieser Maßnahme sind deren Adressaten, die Wärmeversorgungsunternehmen. Diese werden verpflichtet, für jedes Wärmenetz, das der Versorgung der Allgemeinheit mit leitungsgebundener Wärme dient, Dekarbonisierungsziele einzuhalten und ein FEK zu erstellen. Ein weiterer beteiligter Akteur ist die prüfende Instanz der Zielerreichung und der FEK. Diese prüft die Einhaltung der Zielvorgaben und die Plausibilität des Zielpfades (FEK) und genehmigt diese.

Die Zielvorgaben für die Fernwärmeerzeugung werden anhand des Anteils erneuerbarer Energieträger (Wärmepumpen¹²⁸ inkl. Strom, Solarthermie, Geothermie, Biomasse¹²⁹), unvermeidbarer Abwärme und Wärme aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen sowie von E-Kesseln und grünen Gasen erzeugter Wärme dargestellt (im Folgenden Dekarb-Anteil genannt, siehe Tabelle 43)¹³⁰. Die Parametrisierung der Dekarb-Anteile basiert auf aktuellen wissenschaftlichen Szenarien für das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 (u. a. Prognos et al. (2021), BCG (2021)). Die angegebenen Ziele sind ab 2035 verbindlich. Die Angaben für die Zwischenschritte 2027 und 2030 sind unverbindlich und dienen als Orientierungshilfe für die Wärmeversorgungsunternehmen. Die Netzbetreiber sollen die FEK mit den anvisierten Zielen leicht zugänglich veröffentlichen und jährlich dem erreichten Status quo gegenüberstellen.

Es besteht die Möglichkeit der Abweichung von den Zielvorgaben innerhalb eines Toleranzbereichs für einzelne Netze. Dies ist sinnvoll, da sich die lokalen und situativen Gegebenheiten zwischen den Fernwärmenetzen stark unterscheiden können. In Ausnahmefällen dürfen Netze daher mit plausibler und nachvollziehbarer Begründung 2035 in einem Toleranzbereich von 15 Prozentpunkten und 2040 um 10 Prozentpunkte abweichen.

Die Verbindlichkeit der Zielerreichung muss sichergestellt sein. Auch wenn erst ab 2035 die Zielerreichung verbindlich ist, muss im FEK plausibel dargelegt werden, wie dies erreicht werden kann. Bei Verfehlung der verbindlichen Zielvorgaben könnten Strafzahlungen sinnvoll sein, die beispielsweise in einen Klimafond eingezahlt würden. Die Einführung von Pönalen sollte eingehend geprüft werden (Höhe der Zahlungen, welche Sonderregelungen werden bzgl. der ggf. unverschuldeten Abweichungen getroffen, etc.).

Die Integration der in den FEK aufgezeigten Zielpfade in eine zentrale bundesweite Datenbank ist erforderlich, um die ausreichende Umsetzungsgeschwindigkeit auf Bundesebene zu kontrollieren. Diese Datenbank dient zum einen der Vereinfachung und Standardisierung der formellen Prüfung der FEK. Zum anderen kann damit auch bundesweit ausgewertet werden, mit welchen Energiearten und -mengen die Fernwärmeversorgungsunternehmen planen. Es können Engpässe für tendenziell knappe Rohstoffe (z. B. Biomasse, fossiles Gas, grüne Gase) oder für Versorgungsinfrastruktur (z. B. Stromverteilnetze) frühzeitig erkannt und in politischen

¹²⁶ Die FEK sind prinzipiell an das Konzept der Dekarbonisierungspläne (DFP) angelehnt (vgl. Kapitel 6.8).

¹²⁷ Wärmenetze, die bis zu 16 Wohngebäude oder bis zu 100 Wohneinheiten versorgen.

¹²⁸ Wärme aus Wärmepumpen wird als „Zero-Carbon-Ready“ vollständig berücksichtigt

¹²⁹ Für den Biomasseeinsatz und die -Betriebsstundendauer gelten bereits die Bestimmungen der BEW-Richtlinie, falls die Förderung in Anspruch genommen wird (BMWi 2021). Es sollte darüber hinaus geprüft werden, ob der hier formulierte zulässige Anteil an Biomasse weiter reduziert werden kann, damit der aktuelle Einsatz von Biomasse in Wärmenetzen (9,2 % bzw. 13,25 TWh, vgl. BDEW 2022) nicht erheblich gesteigert wird. In dem Fall sollte aus Konsistenzgründen dann auch die BEW-Richtlinie angepasst werden.

¹³⁰ Eine alternative Möglichkeit stellt die Festlegung von THG-Emissionen bzw. -Reduktionszielen dar.

Entscheidungen adressiert oder berücksichtigt werden. Ein weiterer Vorteil wäre die Schaffung einer Datenbasis aller Wärmenetze in Deutschland.

Tabelle 43: Dekarbonisierungsziele für die Fernwärme

Jahr	Dekarb-Anteil an Fernwärmeerzeugung	Verbindlichkeit
2027	35-50 %	Unverbindlich
2030	55 %	Unverbindlich
2035	70 %	Verbindlich; Toleranzbereich 15 Prozentpunkte
2040	85 %	Verbindlich; Toleranzbereich 10 Prozentpunkte
2045	100 %	Verbindlich

Folgende inhaltliche Anforderungen an die FEK werden gestellt:

- Darstellung des Ist-Zustands des Wärmenetzes: Energiebilanz basierend auf den aktuellen Verbrauchs- bzw. Bedarfsdaten und Energieträgerverteilungen der letzten drei Jahre. Hierbei wird die jeweils anzuwendende Bilanzierungsmethodik gesetzlich fixiert.
- Darstellung des Entwicklungspfad des Fernwärmesystems bis 2045: Unter Berücksichtigung langfristiger Bedarfsszenarien wird das Wärmeportfolio für Erzeugung, Speicherung und Verteilung im zeitlichen Verlauf dargestellt. Für die Zwischenschritte 2030, 2035 und 2040 sowie für das Zieljahr 2045 sind jeweils Energiebilanzen erforderlich.
- Beschreibung und Priorisierung der wichtigsten erforderlichen Maßnahmen zur Umsetzung bis 2045.

Mindestens alle fünf Jahre sollen die erstellten FEK überarbeitet, aktualisiert und veröffentlicht werden.

Für die Einrichtung der Instanz, welche die FEK formell prüft und genehmigt sowie die Zielerreichung überwacht, sind verschiedene Optionen möglich. Im Regelfall dürfte die Zuständigkeit auf der Landesebene liegen, da die hier im Fokus stehenden Wärmenetze nur in seltenen Fällen über Landesgrenzen hinweg installiert sind. Die für die Prüfung der FEK zuständige Instanz könnte bei der für Energie zuständigen Verwaltungsstelle eingerichtet werden. Die Aufgaben der Stelle sind die Prüfung auf Schlüssigkeit und die Überwachung der Zieleinhaltung. Um die Prüfung zu vereinfachen, sollte das Format und die Struktur der FEK genau vorgegeben sein und digital, beispielsweise über eine Online-Anwendung, implementiert werden.

Die Förderung bestimmter Maßnahmen, wie beispielsweise die Erstellung von Transformationsplänen, und die Verpflichtung zur Erstellung von FEK stellt keinen Widerspruch dar. Die verbreitete Ansicht, Fordern und Fördern sei per se nicht mit dem Haushaltsrecht vereinbar, ist in dieser allgemeinen Form nicht korrekt (Klinski 2021). Im vorliegenden Fall sind Gegenstand der Förderung (Transformationsplan) und der gesetzlichen Vorschrift (FEK) nicht deckungsgleich. Es bestehen inhaltliche Schnittmengen zu Transformationsplänen und zur kommunalen Wärmeplanung (vgl. 7.2 sowie Exkursbox in 7.3).

Es entstehen keine direkten Kosten beim Staat durch die Erstellung von FEK. Durch die Prüfung und Genehmigung der FEK entsteht jedoch administrativer Aufwand auf Ebene des Staates. Die Ermittlung des dafür erforderlichen Budgets ist unter bestimmten vereinfachenden Annahmen möglich. Die Anzahl der in Deutschland betriebenen Wärmenetze und damit der eingereichten

FEK ist nicht zentral erfasst. Der AGFW gibt in seinem Hauptbericht knapp 1.200 Wasser- und Dampfnetze seiner Mitgliedsunternehmen an, die im Jahr 2020 in Betrieb waren (AGFW 2021). Viele kleinere Netze sind jedoch nicht im Branchenverband AGFW organisiert. Andere Stellen schätzen die Anzahl der Wärmenetze daher deutlich höher ein. In Engelmann et al. (2021) wird die Anzahl der in Deutschland betriebenen Wärmenetze auf deutlich mehr als 5.000 geschätzt. Zudem hängt der Aufwand der Prüfung der FEK und deren Einhaltung von der Art und vom Umfang der Prüfung ab. Die erste Prüfung der FEK ist formeller sowie inhaltlicher Art und prüft vor allem die Plausibilität der Zielerreichung. Weiterhin muss kontinuierlich die Zielerreichung geprüft werden.

Als Anhaltspunkte für die Budgetschätzung sollen hier Werte dienen, die für die behördliche Prüfung der kommunalen Wärmepläne in Baden-Württemberg veranschlagt wurden. Wird dieser Wert auf die Prüfung von FEK und auf die anderen Bundesländer übertragen, so werden deutschlandweit insgesamt etwa acht bis zwölf Vollzeitstellen benötigt, um die einmalige Prüfung der FEK innerhalb eines Jahres vorzunehmen.¹³¹ Der Prüfaufwand variiert zwischen den einzelnen Bundesländern je nach Anzahl der Wärmenetze stark. Zusätzlich werden neben den angegebenen personellen Ressourcen zur Prüfung der FEK auch Ressourcen zur Beantwortung von Fragen und weiteren Unterstützung bei den Prozessen sowie anfänglich für die Einrichtung der Datenbank und Schnittstellen benötigt.

Weitere Aufgaben dieser einzurichtenden Stelle könnten folgende sein:

- ▶ Beratungsangebot für die Energieversorgungsunternehmen bei der Erstellung der FEK,
- ▶ Prüfung der Maßnahmenumsetzung und der Zielerreichung,
- ▶ Prüfung der FEK-Fortschreibungen,
- ▶ Datenbank zur Erfassung der Ergebnisse aufsetzen, pflegen und warten.

7.2 Bundesförderung effiziente Wärmenetze

Die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) wird in den kommenden Jahren das wichtigste Förderinstrument für die Dekarbonisierung der Fernwärme sein. Es werden Machbarkeitsstudien für neue Wärmenetze mit mind. 75 % Anteil an erneuerbaren Energien und Abwärme sowie Transformationspläne für bestehende Netze mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten gefördert. Zudem werden Investitionen in Wärmenetzsysteme mit bis zu 40 % der förderfähigen Kosten gefördert. Für die Wärmeerzeugung aus Solarthermie und Wärmepumpen ist eine Betriebskostenförderung verfügbar.

Die Verfügbarkeit und langfristige Planbarkeit der Fördermittel ist ausschlaggebend, daher wird im Rahmen des EWGs eine gesetzliche Verankerung der Förderung vorgeschlagen. Auch im früheren EEWärmeG war die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- und Kälteerzeugung bereits im Gesetz vorgesehen (§ 13 EEWärmeG).

Im EWG sollte die BEW-Förderung im Grundsatz verankert werden. Konkrete inhaltliche Anforderungen bzgl. des Fördertatbestands etc. müssen nicht direkt im Gesetz definiert sein, sondern können nachgeordnet durch das zuständige Ministerium geregelt werden. Die Inhalte

¹³¹ Es handelt sich hierbei um eine erste vereinfachte Hochrechnung. Ausgegangen wird von durchschnittlich 2 Personentagen je Prüfung eines FEK und von 220 Arbeitstagen jährlich. In dieser Berechnung sind nur die vom AGFW erfassten Wärmenetze zugrunde gelegt. Möglicherweise müssen deutlich mehr, etwa zwei mal so viele Wärmenetze erfasst und geprüft werden. Die Größe der Wärmenetze (entfallende Prüfpflicht für Wärmenetze unterhalb einer Bagatellgröße) wurde hier nicht berücksichtigt.

der Förderung sind in der BEW-Förderrichtlinie definiert. Es folgt ein Formulierungsvorschlag für den Gesetzestext:

„Die Nutzung erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme für die Erzeugung von leitungsgebundener Wärme wird durch den Bund bedarfsgerecht in den Jahren 2022 bis 2030 mit bis zu X Milliarden Euro gefördert¹³². Einzelheiten werden durch Verwaltungsvorschriften des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz im Einvernehmen mit dem Bundesfinanzministerium geregelt.“

Die Finanzierung der Fördermittel sollte wie bereits geplant im Bundeshaushalt vorgesehen werden (z. B. im Energie- und Klimafonds). Die gewählte Formulierung vermittelt ausdrücklich keinen individuellen Rechtsanspruch auf eine Förderung für jede*n Antragssteller*in, sondern bildet eine belastbare Grundlage für die langfristige Förderung. Ein individueller gesetzlicher Anspruch auf Förderung wäre aus verschiedenen Gründen nicht zielführend. Da ein solcher beispielsweise gerichtlich einklagbar wäre, könnten Klagen potenzieller Fördernehmender die Fördergelder für die Dauer gerichtlicher Verfahren vorübergehend blockieren, zusätzlichen administrativen Aufwand erzeugen und die Erreichung der Förderziele in zeitlicher Hinsicht beeinträchtigen.

Der Prozess der Förderbewilligung läuft in der Weise ab, dass die Anträge in der Reihenfolge ihres Eingangs bei der zuständigen Stelle bearbeitet und bei Vorliegen der tatbestandlichen Voraussetzungen – als gebundene Entscheidung ohne behördlichen Ermessensspielraum – bewilligt werden.

Zusätzlich zur gesetzlichen Verankerung der BEW werden einige inhaltliche Anpassungen in der Förderrichtlinie empfohlen:

- ▶ Die Betriebskostenförderung sollte auch für Einzelmaßnahmen gewährleistet werden, die ohne einen bereits erstellten Transformationsplan umgesetzt werden. Diese Anpassung kann auf die ersten zwei bis vier Jahre ab Inkrafttreten der BEW befristet sein, um nach der Verzögerung der BEW-Inkraftsetzung einen raschen Anschub für die Realisierung von Wärmepumpen- oder Solarthermieprojekten zu unterstützen, ohne auf die Erstellung der Transformationspläne zu warten¹³³,
- ▶ Technologiespezifisch – es sollten Fördertatbestände ergänzt werden:
 - Voruntersuchungen für Wärmespeicher, z. B. für die Bestätigung der Standorteignung für Aquiferspeicher – hier sollten auch die Durchführung und Auswertung seismischer Messungen, Erkundungsbohrungen und Testzirkulationen förderfähig sein.
- ▶ Technologiespezifisch: zusätzliche Anforderungen an die Transformationspläne sollten gestellt werden:
 - Identifikation von zur Abtrennung vom Hauptnetz geeigneten Sekundärnetzen und Inselnetzen mit reduzierten Netztemperaturen, Versorgung von Neubaugebieten oder einzelnen Kunden mittels Rücklaufanbindung, sofern nicht ausreichend erneuerbare Wärmequellen auf hohem Temperaturniveau bereitstehen.

¹³² Die Förderung ist nach derzeitigem Stand mit Mitteln von rund 3 Mrd. Euro bis 2026 ausgestattet (BMWK 2022). Zwischenzeitig sah der Energiesparplan des BMWK eine deutliche Aufstockung der finanziellen Mittel für die BEW auf 11,4 Milliarden Euro bis 2030 vor. (Tagesspiegel Background Energie und Klima 2022)

¹³³ Anstelle einer zeitlichen Begrenzung könnte eine Begrenzung auf maximal zwei bis drei Anlagen je Wärmenetz implementiert werden.

- Entwicklung von konkreten Maßnahmen und Zielen: Identifikation von Potenzialen zur Rücklaufenbindung (z. B. von Sekundär-, Inselnetzen sowie Neubaugebieten oder einzelnen Großabnehmern). Identifikation von Netzabschnitten mit netzseitigem Potenzial zur Absenkung der Vorlauftemperatur, sowie darauffolgender Abgleich mit kundenseitigen Bedingungen (technisch sowie vertraglich) zur Identifikation der Gesamtpotenziale.

Es bestehen inhaltliche Schnittmengen mit den Fernwärme-Entwicklungskonzepten (vgl. 7.1 sowie Exkursbox in 7.3).

7.3 Kommunale Wärmeplanung

Die Länder werden von der Bundesregierung verpflichtet dafür zu sorgen, dass für ihren Hoheitsbereich eine kommunale Wärmeplanung (KWP) erfolgt. Diese Wärmeplanung muss entsprechend den nachfolgend skizzierten bundesgesetzlichen Vorgaben erfolgen und hat die klimaneutrale Wärme- und Kälteversorgung¹³⁴ bis spätestens 2045 zum Ziel. Da der Bund den Kommunen die Aufgabe nicht direkt übertragen darf (Art. 84 Abs. 1 Satz 7 GG), muss die Einführung der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung über die Bundesländer erfolgen. Der Bund kann aber die Länder verpflichten, die Wärmeplanung in Regionen sicherstellen zu müssen, die bestimmte Kriterien einhalten. Dies sollte im EWG geschehen.

Die Bundesländer können die Wärmeplanung selbst durchführen oder, beispielsweise durch ein eigenes Landesgesetz, die Aufgabe an Kommunen bzw. regionale Planungsverbände übertragen (Bürger et al. 2021). Werden Kommunen durch Bundesländer zur kommunalen Wärmeplanung verpflichtet, müssen die Länder sie dabei finanziell unterstützen.

Zunächst sollten nur größere Kommunen ab 20.000 Einwohnern verpflichtet werden, entsprechend den Beispielen der Bundesländer Baden-Württemberg¹³⁵ und Schleswig-Holstein¹³⁶ sowie Niedersachsen, wo jeweils etwa 45-50 % der Gesamtbevölkerung in Kommunen mit verpflichtender Wärmeplanung leben. Diese größeren Kommunen sollen bis drei Jahre nach Inkrafttreten der gesetzlichen Regelung die Wärmepläne erstellt haben. Zeitlich versetzt sollen die kleineren Kommunen zu einem späteren Zeitpunkt kommunale Wärmepläne erstellen, nach Möglichkeit interkommunal durch den Zusammenschluss mehrerer kleiner Kommunen.

Die Inhalte der Wärmeplanung sollten im EWG geregelt werden. Diese betreffen sowohl die Aufbau und Struktur des Fachgutachtens zur Wärmeplanung (Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Zielszenario und Maßnahmenplan) als auch ggf. Vorgaben zu übergeordneten Rahmendaten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen (Einführung eines Technik-Katalogs zur Umsetzung der Kommunen bei der Wärmeplanung mit Anlagenparametern; ökonomischen Parametern wie Brennstoff-, Strom-, CO₂-Preise; Preisannahmen für strombasierte Brennstoffe; Zinssätze; vgl. Difu (2022); Peters et al. (2022)). Zudem sollte der Zugang zu den für die Wärmeplanung erforderlichen Daten durch das Einfügen einer Datenerhebungsermächtigung im Gesetz sichergestellt werden.

¹³⁴ Im Folgenden in diesem Abschnitt wird Wärme- und Kälteversorgung zusammenfassend als Wärmeversorgung bezeichnet. Die kommunale Wärmeplanung umfasst auch Kälteplanung.

¹³⁵ Das Klimaschutzgesetz Baden-Württembergs verpflichtet große Kreisstädte und Kommunen zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans. Diese haben i. d. R. mehr als 20.000 Einwohner.

¹³⁶ In Schleswig-Holstein werden Mittel- und Oberzentren sowie Unterzentren mit Teilfunktion von Mittelzentren verpflichtet.

Die kommunale Wärmeplanung soll über die Erstellung eines Fachgutachtens hinausgehen. Entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 6.7 umfasst die verpflichtende Wärmeplanung auf Bundesebene vier wesentliche Elemente:

- ▶ Schritt 1: die Erstellung und Veröffentlichung des Fachgutachtens,
- ▶ Schritt 2: der politische Beschluss des Wärmeplans durch die Kommune,
- ▶ Schritt 3: die Umsetzung der Maßnahmen,
- ▶ Schritt 4: die regelmäßige Fortschreibung (alle 5 Jahre) der Wärmeplanung.

Insbesondere zu der Erstellung des Fachgutachtens (Schritt 1) bestehen umfassende Vorarbeiten des Bundeslandes Baden-Württemberg, wie etwa der Handlungsleitfaden für kommunale Wärmeplanung (Peters et al. 2020) oder der Leitfaden für Energienutzungspläne (Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit 2011). Über die geläufigen Bestandteile hinaus kann ein (inter-)kommunales Flächenscreening erfolgen mit dem Ziel, die raumordnerischen Vorgaben zu interpretieren und flächendeckend anzuwenden, um mögliche Flächen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme zu identifizieren. So können die raumordnerischen Aspekte frühzeitig berücksichtigt und die Interessen verschiedener kommunaler Behörden (z. B. für Naturschutz, Stadtentwicklung, etc.) aufgenommen werden. Das Flächenscreening kann Bestandteil des Fachgutachtens oder ausgelagert, ggf. selbstständig von der Kommune, durchgeführt werden.

Vergleichsweise neu hingegen und weniger klar definiert¹³⁷ ist die politische Beschlussfassung des kommunalen Wärmeplans. Dieser sollte idealerweise folgende Bestandteile umfassen:

- ▶ Die wesentlichen Ergebnisse des Fachgutachtens zur Wärmeplanung als Entscheidungsgrundlage;
- ▶ Ein Konzept zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis spätestens 2045 verbunden mit den kommunalen Zielen betreffend den Ausbaubedarf erneuerbarer Energien, den Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung, die Steigerung der energetischen Sanierungsrate und die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden;
- ▶ Die räumliche Darstellung der angestrebten klimaneutralen Wärmeversorgung;
- ▶ Ein Maßnahmenkatalog zur Umsetzung des Konzepts zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis spätestens 2045 mit einer Priorisierung der Maßnahmen und deren zeitlicher Einordnung;
- ▶ Die Einrichtung eines Monitorings zur Überwachung der Zielerreichung (Schleswig-Holstein 2021).

Stakeholderbeteiligung bei der kommunalen Wärmeplanung

Insbesondere die Überführung des Fachgutachtens (Schritt 1) in den kommunalen Beschluss (Schritt 2) sollte eine umfassende Beteiligung der involvierten Stakeholder und der Öffentlichkeit beinhalten. Neben der Stadtverwaltung sollten Vertreter*innen bestimmter Institutionen u. a. aus Politik, Energieversorgungsunternehmen, Umweltverbänden, Bürgerinitiativen/-vereinen, Handwerk und Industrie beteiligt werden.

¹³⁷ Explizit wird dies bislang nur in Schleswig-Holstein umgesetzt (Gesetz zur Änderung des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes vom 2. Dezember 2021). In Baden-Württemberg ist die politische Beschlussfassung nicht im Klimaschutzgesetz vorgesehen, wird jedoch von einigen Kommunen (z. B. Freiburg und Bruchsal) durchgeführt.

Kommunen können sich für die Öffentlichkeitsbeteiligung beraten lassen und Capacity-Building anfordern, beispielsweise von dem dena-Kompetenzzentrum Wärmewende in Halle oder durch die Unterstützung von Landes-Energieagenturen, wie der Klimaschutz- und Energieagentur (KEA) in Baden-Württemberg. Die Kosten für die Beteiligung der Öffentlichkeit sollten förderfähig sein und bei den Fördersätzen für die KWP berücksichtigt werden.

Kommunale Wärmeplanung und Stadtplanung

Bei der Erstellung des Maßnahmenkatalogs und für die Umsetzung der Maßnahmen der kommunalen Wärmeplanung ist die Verzahnung mit der Stadtplanung wichtig. Um eine breite Akzeptanz für die Maßnahmen zu erreichen und den Wärmeplan erfolgreich umzusetzen, ist bei alledem die Beteiligung der Öffentlichkeit elementar. Darüber hinaus sollte der kommunale Handlungsspielraum zum einen gestärkt und stärker als bislang genutzt werden, um die im Wärmeplan beschlossenen Entwicklung zu realisieren. Dies kann über Festsetzungen in der Bauleitplanung bzgl. Anforderungen an den Gebäudeenergiebedarf und den EE-Anteil an der Wärmeversorgung geschehen. Auch die Einführung vom Anschluss- und Benutzungszwang bzw. -gebot für Wärmenetze sowie nach sorgfältiger Abwägung die Festsetzung von Inhalten der Wärmeplanung gegenüber Energieversorgern und Gebäudeeigentümer*innen durch Satzungen sind bereits in der aktuellen Rechtsordnung möglich, werden aktuell jedoch selten genutzt, da dies lange gerichtliche Auseinandersetzungen mit sich bringen kann. Das Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende sollte daher für Kommunen Unterstützung bei der Umsetzung anbieten. Zum anderen müssen die kommunalen Handlungsmöglichkeiten auch ausgeweitet werden. Dies betrifft beispielsweise die Durchsetzung energetischer Mindeststandards (über das GEG hinaus) und die Beteiligung von Gebäudeeigentümer*innen an Maßnahmen der seriellen Sanierung. Zusätzlich zu den bisher bereits vereinzelt umgesetzten Möglichkeiten zur Einflussnahme der Kommunen, die sich größtenteils auf Festsetzungen in der Bauleitplanung beschränken, sollen folgende Möglichkeiten genutzt werden:

- ▶ Verfahrensmäßige Erleichterungen zur Festsetzung von Verbrennungsverboten nach § 9 I Nr. 23 b) BauGB: Verbrennungsverbote für bestimmte Brennstoffe dürfen in einfachen Bebauungsplänen (B-Pläne), in vereinfachten Verfahren für den Geltungsbereich mehrerer B-Pläne, für den unbeplanten Innenbereich sowie für eine gesamte Gemeinde beschlossen werden (Bürger et al. 2021).
- ▶ Entwicklung von integrierten Bewirtschaftungsplänen für die Trinkwassernutzung und die thermische Untergrundbewirtschaftung (ebd.).
- ▶ Festsetzung von Gebieten zur Energieerzeugung.

Darüber hinaus ist die Verbindung von Wärmeplanung und finanziellen Förderprogrammen erforderlich. Sowohl nationale als auch landesspezifische und kommunale Förderungen dürfen nur noch für Maßnahmen erfolgen, die im Einklang mit der Wärmeplanung stehen.

Für die Prüfung der Wärmeplanung sind ebenfalls die Bundesländer zuständig. Die Einrichtung einer Datenbank auf Landes- oder Bundesebene ist sinnvoll (entsprechend der Datenbank für die FEK, ggf. erweist sich eine gemeinsame Datenbank als sinnvoll), um Engpässe zu erkennen und eventuell auch politische Entscheidungen zu begründen. Darüber hinaus sollten die erstellten Wärmepläne und deren Umsetzung evaluiert werden.

Eine finanzielle Unterstützung für die KWP muss es in jedem Fall für die verpflichteten Kommunen geben. Auch kleinere Kommunen, welche die Wärmeplanung zunächst auf freiwilliger Basis durchführen, sollten eine Förderung erhalten (nach dem Vorbild von Baden-Württemberg).

Exkurs: Synergien nutzen bei strategischen und planerischen Instrumenten

Der Transformationsplan, die kommunale Wärmeplanung (KWP) und das Fernwärme-Entwicklungskonzept (FEK) haben jeweils verschiedene Ziele, Anwendungsfälle, Adressaten und Inhalte. In diesem Abschnitt wird erklärt, wo Differenzen und Ähnlichkeiten liegen (vgl. Tabelle 44). Zudem wird darauf eingegangen, wie die Instrumente eingesetzt werden können, um sich bestmöglich zu ergänzen.

Tabelle 44: Vergleich der strategischen und planerischen Instrumente

	Transformationsplan	Fernwärme-Entwicklungskonzept	Kommunaler Wärmeplan
Haupt-Akteure	Wärmeversorgungsunternehmen, BAFA	Wärmeversorgungsunternehmen, Prüfinstanz	Kommune, ggf. Fachgutachter*innen, Wärmeversorgungsunternehmen, Prüfinstanz, Öffentlichkeit
Förderfähig	Ja (BEW)	Nein	Ja (neue Förderung notwendig)
Verpflichtende Erstellung	Nein	Ja	Ja
Zielvorgaben	Verbindlichkeit Klimaneutralität 2045	verbindliche Zielvorgaben für 2035, 2040, 2045	Verbindlichkeit Klimaneutralität 2045
Ziel	Technischer Umsetzungsplan für das Wärmeversorgungsunternehmen	Prüfung der Kompatibilität der Planungen der Wärmeversorgungsunternehmen mit den gesetzlichen Klimaschutzzielen	Identifizierung, Planung, Beschluss und Umsetzung der kosteneffizientesten und akzeptierten Lösung für die klimaneutrale Wärmeversorgung der gesamten Kommune
Inhalte	Transformationsprozess des Wärmenetzes zur Klimaneutralität wird detailliert ausgearbeitet, Anforderungen definiert in der BEW-Richtlinie	Dekarbonisierungspfad des Wärmenetzes wird nachvollziehbar dargestellt; Anforderungen definiert im EWG	Weg zur klimaneutralen Wärmeversorgung der Kommune wird erarbeitet (Fachgutachten), beschlossen (Gemeindebeschluss), umgesetzt, kontrolliert und fortgeschrieben; Anforderungen definiert im EWG
Aktualisierungs-erfordernis	Nein	Ja	Ja

Der Transformationsplan und das Fernwärme-Entwicklungskonzept haben inhaltliche Schnittmengen und werden beide vom Wärmeversorgungsunternehmen erstellt. Die Pläne sind idealerweise inhaltlich kongruent, sie weisen jedoch eine sehr unterschiedliche Detailtiefe und Verbindlichkeit auf. Das FEK fokussiert vor allem auf die Einhaltung der politischen Rahmenvorgaben der Dekarbonisierungsziele, während der Transformationsplan die technische Umsetzung ausarbeitet. Die parallele Erstellung oder zumindest die Berücksichtigung der verbindlichen Dekarbonisierungsziele schon zu Beginn bei der Erstellung von Transformationsplänen ist sinnvoll. Es sollte jedoch keine Pflicht bestehen, bereits in der

Vergangenheit erstellte Transformationspläne zu korrigieren, auch im Rahmen der BEW-Förderung ist dies nicht erforderlich. Für die Kohärenz der Umsetzungsplanung der Wärmeversorgungsunternehmen mit den verbindlichen Dekarbonisierungszielen wäre es jedoch ratsam, den Transformationsplan zu überarbeiten bzw. fortzuschreiben. Durch die Verpflichtung zur Erstellung von FEK entsteht kein erheblicher Mehraufwand bei Wärmeversorgungsunternehmen, wenn diese ohnehin einen Transformationsplan erstellen.

Beim Zusammenwirken von Transformationsplanung mit der kommunalen Wärmeplanung ist eine enge Verzahnung und Kooperation der Akteure sinnvoll. Die Querverbindung zwischen Transformationsplan und kommunaler Wärmeplanung besteht auch durch die gegenseitige Einbindung der beiden Akteure Wärmeversorgungsunternehmen und Kommune. Es bestehen zahlreiche Überschneidungen inhaltlicher Art, z. B. bei den Themenbereichen

- ▶ Potenzial für Nachverdichtung und Ausweitung des Wärmenetzes (Transformationsplan) bzw. Untersuchung zur Versorgungsart (Leitungsgebunden oder objektbasiert) (KWP),
- ▶ Potenzialanalyse für erneuerbare Energien,
- ▶ Zielszenario zur Wärmebedarfsentwicklung,
- ▶ Räumliche Darstellung der Versorgungsstruktur (Eignungsgebiete Wärmenetz, Eignungsgebiete Einzelversorgung),
- ▶ Darstellung des Entwicklungspfad des Wärmenetzsystems bis 2045 bzgl. Erzeugung, Speicherung und Verteilung,
- ▶ Beschreibung der erforderlichen Maßnahmen zur Umsetzung: technische Beschreibung aller Maßnahmen und besonders detaillierte Darstellung der Maßnahmen in den ersten Jahren nach Erstellung des Fahrplans.

Eine Zusammenarbeit zwischen Kommune und Versorgungsunternehmen ist bei der KWP das präferierte Vorgehen. Bereits vor der Ausschreibung sollten Kommune und Versorgungsunternehmen sich abstimmen, z. B. bzgl. Datenlieferungen und vorhandenen Vorarbeiten. Im Idealfall werden bei den inhaltlichen Überschneidungen Synergien genutzt und gegenseitig Daten und Ergebnisse zur Verfügung gestellt. So kann beispielsweise auf eine gemeinsame Datenbasis für die ökonomischen Rahmenbedingungen zugegriffen werden. Die Qualität der Gesamtlösung steigt, wenn die Planungen in enger Abstimmung stattfinden.

Die Abstimmung von Wärmeplanung und Transformationsplanung ist nicht nur vorteilhaft, weil Synergien genutzt werden können, wie bei der Datensammlung, und weil der Austausch zur Verbesserung der Ergebnisse führen kann. Die Verzahnung ist über diese „weichen“ Vorteile hinaus auch unbedingt notwendig, damit sowohl Wärmenetzplanung als auch Wärmeplanung in die erfolgreiche Umsetzung kommen. Der kommunale Beschluss der Wärmeplanung beinhaltet u. a. die räumliche Darstellung der Gebiete mit ihrer jeweiligen Versorgungsart und einen konkreten Maßnahmenplan. Die räumliche Stadtplanung (Flächennutzungspläne, Bebauungspläne) und kommunalpolitische Entscheidungen werden daraufhin mit dem Beschluss der Wärmeplanung verzahnt, beispielsweise können Anschluss- und Benutzungsgebote festgelegt und Flächen für die Erzeugung von erneuerbarer Wärme ausgewiesen werden (siehe Beschreibung zur kommunalen Wärmeplanung). Aus Sicht der Wärmeversorgungsunternehmen ist es also unbedingt ratsam, sich in den Prozess der kommunalen Wärmeplanung beispielsweise innerhalb der Stakeholderbeteiligung oder bereits bei der Erarbeitung des Fachgutachtens einzubringen.

Auch aus Sicht der Kommune ist es erforderlich, Wärmeversorgungsunternehmen am Prozess der Wärmeplanung zu beteiligen, da diese über spezifisches Wissen verfügen und zudem bei der Umsetzung mitwirken können. Im besten Fall werden Transformationsplanung und kommunale Wärmeplanung Hand in Hand und zeitlich parallel angegangen.

7.4 Öffentlichkeitsbeteiligung und Berücksichtigung von Stakeholdern im Transformationsprozess

Die Dekarbonisierung von Wärmenetzen stellt genauso wie die gesamte Transformation zur Klimaneutralität eine gesellschaftliche Herausforderung dar, die einerseits abstrakt von den meisten Bürgern*Bürgerinnen als erforderlich und sinnvoll nachvollzogen wird, andererseits bei konkreter individueller Betroffenheit starke Reaktanz auslösen kann. Aus diesem Grund ist es erforderlich, auf verschiedenen politischen Ebenen und mit unterschiedlichen Mitteln die Bevölkerung im besten Fall im Sinne einer gesellschaftlichen Trägerschaft zu aktivieren oder sie zumindest einzubeziehen. Dies können auf Bundesebene kontinuierlich erfolgende Informationsmaßnahmen (auch im Marketing-Style), Wettbewerbe zu Good Practice von EE-Technologien u. ä. sein, auf Länderebene beispielsweise konsultative Maßnahmen (vgl. Baden-Württemberg mit Beteiligungsprozess zum Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK)). Auf kommunaler Ebene werden allerdings wesentlich stärker konsultative und kooperative Methoden einbezogen werden müssen, auch wird es hier Kombinationen von Stakeholderbeteiligung einerseits und Öffentlichkeitsbeteiligung andererseits geben müssen. Diese Verfahren sind von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig, die an diversen Stellen genauso wie einzusetzende Methoden bereits gut beschrieben wurden (Kubicek et al. 2009; Renn et al. 2020; VDI - Verein Deutscher Ingenieure 2021). Auf die Dekarbonisierung von Wärmenetzen bezogen sind dies

- ▶ die Umsetzungsschritte und deren zeitliche Abfolge sowie der unterschiedliche Grad der Betroffenheit
 - übergeordnete strategische Planung auf gesamtstädtischer Ebene analog zur KWP,
 - konkrete Umsetzung wie das Aufreißen von Straßen zum Umbau der Wärmenetze, dem Bau einer Tiefengeothermieranlage, einer Freiflächen-Solarthermie-Anlage oder einer Groß-Wärmepumpe mit Auswirkungen auf die Gewässertemperatur,
 - die Errichtung eines neuen Kraftwerk- oder Speicherstandorts (ggf. als Aquiferspeicher mit relativ unbekannter Technologie) oder
 - kundenseitige Maßnahmen, die für die Absenkung der Vorlauf- und Rücklauf-Temperaturen notwendig werden und bei den Endkunden*Endkundinnen zu unmittelbaren finanziellen Auswirkungen führen können,
- ▶ der formelle oder informelle Charakter – wenn die KWP stärker mit dem formalen Planungsrecht verknüpft und die Verbindlichkeit eines Wärmeplans damit erhöht werden soll, haben die Festlegungen in einem Wärmeplan (insbesondere von bestimmten Eignungsgebieten) auch unmittelbare Auswirkungen auf die Akteure (insbesondere Gebäudeeigentümer*innen, Energieversorger, private Wirtschaft). Entsprechend nimmt das Gewicht der Akteurseinbindung und Öffentlichkeitsbeteiligung bei der konkreten Umsetzung der Wärmeplanung deutlich zu);
- ▶ die unterschiedliche erforderliche Tiefe der Beteiligung (Information, Konsultation, Kooperation) und die Verbindlichkeit und Durchschlagskraft der jeweiligen Planung. (enn et

al. (2020) empfehlen die Kombination von analytischen und deliberativen Komponenten bei der Bearbeitung der Energiewende: Darunter wird eine enge Verknüpfung von Expertise (Was wirkt wie?) mit partizipativen Verfahren der Abwägung (Was ist im Sinne des Gemeinwohls die beste Lösung?) angesprochen;

- ▶ die Zielsetzung der Beteiligung, ob die Zielgruppe die gesamte Öffentlichkeit der Kommune ist oder ob eine Stakeholdereinbindung (im besten Fall Stakeholder mit Multiplikatorfunktion) sinnvoller ist,
- ▶ der kommunale Kontext der Beteiligung, ob es (unausgesprochen) eine Alibiveranstaltung, ein einmaliges Ereignis zur informellen Partizipation ist oder ob es in der Kommune eine gereifte Beteiligungskultur gibt.

Der Prozess der KWP eignet sich dazu, Stakeholder und Öffentlichkeit einzubeziehen (vgl. 7.3). Auch wenn die Partizipation der Bevölkerung ein elementarer Bestandteil kommunaler Selbstverwaltung und mithin durch Ausgleichszahlungen abgeglichen ist, entstehen durch die Dekarbonisierungsanforderungen neue Aufgaben, die auch entsprechend dem Konnexitätsprinzip des finanziellen Ausgleichs durch Bund und Länder bedürfen. Die Förderung von Maßnahmen zur Beteiligung von Stakeholdern und Öffentlichkeit sollte daher im Rahmen der Konnexitätszahlungen berücksichtigt werden¹³⁸.

Hier eine Kostenabschätzung zu den Kosten und dem Aufwand der Stakeholderbeteiligung vorzunehmen, wäre unseriös, die Kosten sind in erster Linie abhängig von Umfang, Dauer und Qualität der Beteiligungsmaßnahmen; Preislisten und Honorartabellen dazu gibt es nicht. Der Verein Deutscher Ingenieure hat in seiner Richtlinie 7001 (VDI - Verein Deutscher Ingenieure 2021) eine grobe Orientierung vermittelt, wieviel Projektverantwortliche für Dialogprozesse aufwenden sollten und empfiehlt – abhängig von der Art des Bauvorhabens – ein Prozent des Projektbudgets als Grundstein für einen Dialogprozess mit der Begründung, dass „gute Beteiligung eine professionelle Prozessgestaltung (erfordere) – und diese kostet Geld. Um bei Infrastrukturprojekten von Anfang an einen Dialog mit der Öffentlichkeit zu ermöglichen, sind die Kosten für gute Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung pauschal in die Projektkalkulation aufzunehmen.“ (VDI - Verein Deutscher Ingenieure 2021, S. 16). Dieser Wert wurde auch für Beteiligungsprozesse bei Tiefengeothermischen Anlagen in einem Interview genannt – wobei auch hier eingeräumt wurde, dass sich dies bei Projekten im Oberrheingraben anders verhalte als bei solchen in München. Zudem vertrat der Interviewte die Meinung, dass die Kosten für dieses Interessensmanagement – anders als z. B. bei der Windenergie – abnehmen, „wenn wir hier in der Skalierung sind und es eine gelebte Praxis ist und man Geothermie nicht sieht.“ (s. Kapitel 6.10.8)

Da die Beteiligungsformate in der Regel im Laufe der Planungs- und der Umsetzungsphase anfallen, nicht aber in der Betriebsphase, sollten entsprechende Förderungen auch an die Gesamtinvestitionssumme gekoppelt werden.

¹³⁸ Alternativ kann die finanzielle Förderung der Stakeholder- und Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen der Transformationsplanung über das BEW eingebracht werden.

7.5 Zugehöriger Rahmen

7.5.1 Energetische Bewertung der Fernwärme

Die derzeit verwendete Berechnungsmethodik für PEF von Wärmenetzen weist mehrere methodische Schwachstellen auf, welche die Dekarbonisierung teilweise verhindern (vgl. Abschnitt 6.6).

Für die energetische Bewertung von Fernwärme wird die Kombination aus folgenden Anpassungen im GEG vorgeschlagen:

- ▶ Umstellung auf THG-Faktoren
- ▶ Umstellung auf produktspezifische Faktoren
- ▶ Für KWK-Anlagen: Anwendung der Carnot-Methode

Die Umstellung von PEF auf THG-Emissionen bedeutet, dass zukünftig die Klimawirksamkeit der eingesetzten Energieträger in den Fokus gestellt wird. Bislang ist die primärenergetische Effizienz ausschlaggebend, welche die Energieverluste durch Transport, Aufbereitung und Umwandlung vom Energierohstoff zum Endnutzer bzw. Endenergieträger beschreibt. Um PEF zu berechnen, werden in Ökobilanzen die Prozessketten von Energieträgern auf Lebenszyklusbasis ausgewertet. Die THG-Emissionen können dieselben Lebenszyklusanalysen nutzen und berücksichtigen somit die Emissionen in der gesamten Vorkette. Die Verwendung der THG-Faktoren bezieht so die Effizienz der gesamten Umwandlungskette und die Klimawirksamkeit des Energieträgers zugleich ein. Die Angabe der THG-Faktoren erfolgt in $\text{gCO}_2\text{äq/kWh}$.

Die Umstellung auf THG-Faktoren ist für die Fernwärmedekarbonisierung sinnvoll, da eine differenzierte Bewertung der Energieträger den Anreiz für die Einspeisung erneuerbarer Energien insbesondere bei Netzen, die vorrangig aus Kohle-KWK gespeist werden, erhöht. Weitere Vorteile ergeben sich aus dem unmittelbaren Bezug zum Gebäudesektorziel des Klimaschutzplans und der verständlicheren Vermittlung der Klimawirkung der Brennstoffe. Ein einmaliger administrativer Aufwand entsteht für die Umstellung der Berechnungsverfahren in Förderprogrammen und von Software. Planende müssen sich zudem umstellen, allerdings werden THG-Emissionen i. d. R. bereits standardmäßig berechnet (Pehnt et al. 2018).

Eine Umstellung auf produktspezifische Faktoren bewirkt, dass bestimmte Wärmeeigenschaften einzelnen Kunden*Kundinnen zugeordnet werden können. Bislang werden zur energetischen Gebäudebewertung netzspezifische bzw. netzeinheitliche Faktoren verwendet. Die Einführung einer Produktkennzeichnung würde Kunden*Kundinnen erlauben, Wärmeprodukte von spezifischen Erzeugungsanlagen zu beziehen (Styles et al.; in Vorbereitung, Pehnt et al. Veröffentlichung in Vorbereitung).

Der Bezug von spezifischen Wärmeprodukten sollte in jedem Fall nur innerhalb eines technisch verbundenen Versorgungssystems möglich sein. Wärmelieferungen an Kunden*Kundinnen im bestehenden Tarif bzw. Basistarif dürfen sich durch die gesonderte Vermarktung von erneuerbaren Bestandsanlagen keinesfalls verschlechtern. Daher sollten nur Neuanlagen von einem zuvor festgelegten Stichtag an einbezogen werden, auch um Aufmerksamkeit im Hinblick auf das Inkrafttreten der neuen Regelung zu verhindern.

Die Nachweisführung der produktspezifischen THG-Faktoren für Fernwärme kann über Herkunftsnachweise (HKN) erbracht werden. HKN weisen gegenüber Endkunden*Endkundinnen nach, dass die bezogene Energie bestimmte Kriterien erfüllt.

Während die Schaffung von HKN-Systemen für Strom bereits EU-weit durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED I) vorgeschrieben und umgesetzt ist, wird durch deren Fortschreibung (RED II oder Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001) vorgeschrieben, dass EU-Mitgliedsstaaten für die HKN-Ausstellung neben Strom auch für Gas und Wärme oder Kälte sorgen müssen. Durch die Einführung von HKN-Systemen und -Registern kann die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme einzelnen Kunden*Kundinnen zugeordnet werden. Hierdurch wird eine rechtssichere Vermarktung von grüner Fernwärme ermöglicht. Die gesetzliche Einführung produktspezifischer Faktoren würde sich somit in die Entwicklung einfügen, die sich aus der EU-Vorschrift ergibt.

Alternativ könnten zwei Bilanzkreise innerhalb eines Wärmenetzes gebildet werden. In einem „Öko-Wärme-Bilanzkreis“ könnten die ab einem bestimmten Zeitpunkt neu zugebauten EE-Kapazitäten verbucht werden, und im „Normalwärme“-Bilanzkreis die verbleibende Wärmeerzeugung. „Kunden, die Öko-Wärme beziehen, können dann den für diesen Öko-Bilanzkreis berechneten THG-Faktor in Anspruch nehmen. Eine derartige Option fördert die Anpassung der Erzeugung im Wärmenetz an die Vorgaben für Neubauten und Bestandssanierungen. Bestandsabnehmer*innen müssten nicht mehr „mitgezogen“ werden. Zugleich ergibt sich ein Anreiz zum Ausbau der EE- und Abwärme-Quellen, die dann in diesen Ökobilanzkreis integriert werden können.“ (ebd.)

Zusätzlich zur Umstellung auf produktspezifische Faktoren sollte für die Bewertung von KWK-Anlagen die Umstellung auf die Carnotmethode erfolgen. Aktuell wird durch die Verwendung der Stromgutschriftmethode der KWK-Strom der KWK-Wärmeerzeugung als Gutschrift zugeschrieben, bewertet mit dem Mix des verdrängten Stroms. Dadurch ist die Einbindung von KWK-Wärme für die energetische Bewertung des Fernwärmesystems sehr vorteilhaft, die Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeuger verschlechtert häufig den Faktor des Gesamtnetzes (vgl. Kapitel 6.6.1). Um die KWK-Wärme auch unter Umstellung auf produktspezifische THG-Faktoren vergleichbar zu bewerten, ist die Umstellung auf Carnotmethode sinnvoll. Diese Methode teilt die THG-Emissionen auf die energetischen Produkte Strom und Wärme über die Umrechnung des Wärmeanteils in Exergie abhängig vom Temperaturniveau auf. Die Einführung der Carnotmethode führt zu einem angemesseneren Verhältnis der energetischen Bewertung von erneuerbaren Energien und KWK-Wärme (Pehnt et al. 2018).

Die Umstellung von netzeinheitlichen PEF auf produktspezifische THG-Faktoren erfordert Anpassungen im GEG. Darüber hinaus sind Aktualisierungen betroffener Förderprogramme erforderlich, z. B. von BEG.

7.5.2 Weiterentwicklung des KWKGs

Das KWKG ist im aktuell vorherrschenden Unterstützungsrahmen ein sehr relevantes Finanzierungsinstrument für Fernwärme. Bei der Weiterentwicklung des KWKGs besteht eine Herausforderung darin, sowohl die Strom- als auch die Wärmeperspektive mitzudenken. In diesem Vorhaben wird die Stromseite jedoch nicht eingehend untersucht, daher werden die Ergebnisse aus Wärmesicht dargestellt und müssen in weiterführenden Analysen mit den Anforderungen des Stromsektors abgeglichen werden.

In dem hier vorgeschlagenen Unterstützungsrahmen ändert sich die Rolle des KWKGs für den Fernwärmebereich: Das KWKG kann perspektivisch nicht das Schlüsselinstrument für die Fernwärmedekarbonisierung sein, weil damit aktuell noch strukturell fossile Wärmeerzeugung gefördert wird und es zudem primär ein Instrument des Stromsektors ist. Auch finanzwissenschaftlich wird es mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Wärme und damit einhergehendem steigenden Förderbedarf in den kommenden Jahren immer schwieriger, die

Förderung erneuerbarer Wärme über eine Stromumlage zu finanzieren. Das KWKG würde jedoch im Fall der Umsetzung der dargestellten Kombination der Instrumente die Fernwärmedekarbonisierung nicht wie bislang erschweren, da das EWG die Fernwärme auf Basis von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme erheblich stärken würde. Für das KWKG sollten einige Anpassungen aus Wärmeperspektive eingebracht werden (siehe nachfolgende Ausführungen). Mit dem Start der BEW-Förderung verliert das KWKG jedoch deutlich an Relevanz für die Fernwärmedekarbonisierung.

Das KWKG ist ein Begleitinstrument bei der möglichen Transformation von Kohle hin zu Erdgas. Als Übergangsinstrument sollte es in jedem Fall sicherstellen, dass bereits genehmigte und in Planung befindliche Anlagen weiterhin gefördert werden¹³⁹. Nur so kann die erforderliche Investitionssicherheit –aktuell und zukünftig – bestehen.

Aus Strommarktsicht ist instrumentell sicherzustellen, dass der Ausbau regelbarer Kraftwerksleistung erfolgt, u. a. dafür ist das KWKG weiter in Kraft, bis ggf. alternative (Kapazitäts-)Instrumente für den Strommarkt geschaffen werden. Wenn aus Strommarktsicht weiterhin Gaskraftwerke (ggf. mit Fokus auf hohen elektrischen Wirkungsgraden) benötigt werden, dann sollte die Abwärmenutzung in Form von unterschiedlichen KWK-Systemen oder -Anlagenkonfigurationen dabei unbedingt vorgeschrieben werden. Auch niederkalorische Abwärme sollte genutzt werden.

Grundsätzlich sollten die Fördertatbestände im KWKG, welche die reine Fernwärmeseite betreffen, herausgelöst werden (siehe Abbildung 106). Die Förderung für Wärmenetzsysteme (Netzinfrastuktur und Speicher) übernimmt zukünftig die BEW. Die derzeitige Förderung nach KWKG von neuen Wärmenetzen mit der Bedingung, dass die Wärme zu mindestens 75 % aus KWK-Anlagen erfolgt (§ 18 Satz2 KWKG 2020) würde somit auslaufen. Neue Wärmenetze wären zukünftig dann nur mit mindestens 75 % erneuerbarer Energien und Abwärme förderfähig (BEW).

Das Herauslösen der Wärmeförderung (Zuschlagszahlungen an Betreiber von Wärme- und Kältenetzen sowie Wärme- und Kältespeicher) bedeutet für das Fördervolumen des KWKGs, dass ein Teil der KWKG-Gesamtförderung von etwa 1,5 Milliarden Euro (2022) nicht mehr fällig würde. Im Jahr 2021 betrug die wärmeseitige Förderung insgesamt 205,2 Mio. Euro (davon 195 Mio. für Wärme- und Kältenetze und 10,2 Mio. für Wärme- und Kältespeicher), 2020 betrug diese Förderung 110 Mio. Euro (50Hertz et al. 2020, 2021).

Folgende Anpassungen im KWKG sind aus Wärmeperspektive sinnvoll (Abbildung 106)¹⁴⁰:

- ▶ Der Förderung für Wärme- und Kältenetzbetreiber sowie für Wärme- und Kältenetze wird aus dem KWKG herausgelöst.
- ▶ Der Reduktionspfad der förderfähigen VBH wird fortgeführt. Ab 2026 sind 3.000 VBH und ab 2027 2.500 VBH förderfähig¹⁴¹. Gleichwohl sollten die Gesamtförderdauer und damit auch der spezifische Fördersatz entsprechend angepasst werden.

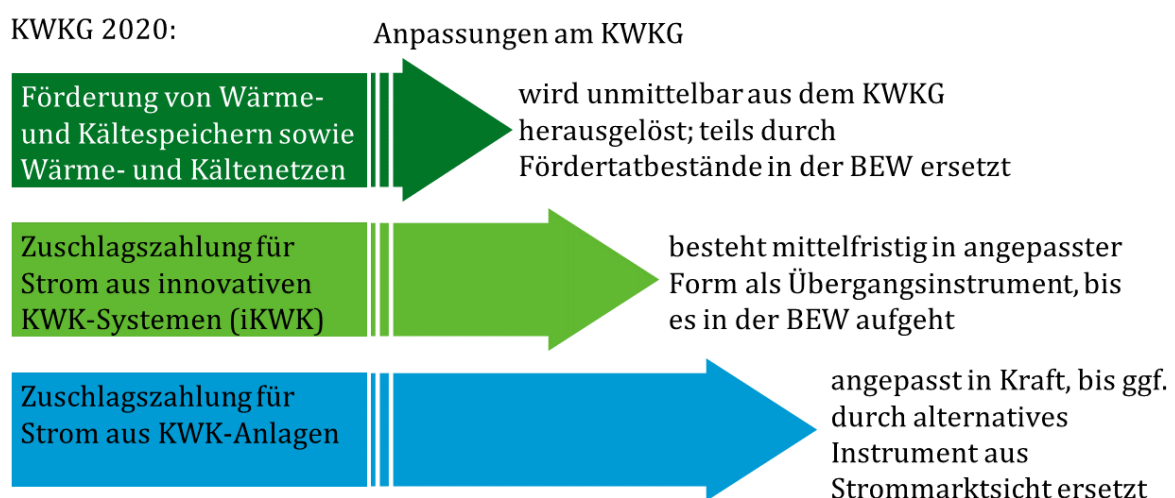
¹³⁹ Die praktische Umsetzung im Gesetz für letztere kann beispielsweise mittels einer geeigneten Übergangsfrist sichergestellt werden.

¹⁴⁰ Mit der kleinen KWKG-Novelle (KWKG 2023) wurden bereits einige der folgenden Punkte implementiert oder teilweise implementiert.

¹⁴¹ Der Reduktionspfad der zuschlagsfähigen VBH wurde im KWKG 2023 angepasst, die VBH reduzieren sich bis zum Jahr 2030 auf 2.500 VBH.

- ▶ Als Förderbedingung wird die Anforderung gestellt, dass neue Anlagen durch eine Umrüstung befähigt werden müssen, grüne Gase und insbesondere 100 % Wasserstoff als Brennstoff einzusetzen (H₂-Ready)¹⁴².
- ▶ Die systemische iKWK-Förderung soll zunächst in der Übergangsphase von etwa drei Jahren beibehalten werden, ist jedoch perspektivisch nicht mehr erforderlich, da die Förderung erneuerbarer Wärme separat über das BEW erfolgt. Während der Übergangsphase besteht sowohl die Möglichkeit, erneuerbare Wärmetechnologien über iKWK oder BEW zu fördern und somit eine lückenlose Förderung zu garantieren. Während dieser Phase kann das EWG aufgebaut und Erfahrung mit der BEW gesammelt werden und die iKWK-Förderung anschließend aus dem KWKG herausgelöst werden.
- ▶ iKWK-Ausschreibungen sollen auf das Leistungssegment ab 500 kW ausgeweitet werden.
- ▶ Ein Mechanismus zur Steuerung oder eine passende Anhebung des Fördervolumens der iKWK-Ausschreibungen muss gefunden werden.
- ▶ Eine Anpassung der Berechnungsmethodik des EE-Referenzanteils für Solarthermie soll erfolgen.
- ▶ iKWK/Anpassung § 2 Nr. 9a KWKG: Unvermeidbare Abwärme aus jeglichem Abwasser (somit neben dem gereinigten Wasser von Kläranlagen auch Abwässer aus Industrieprozessen etc.) wird in iKWK-Systemen gefördert (vgl. 7.6.2). Die Begriffsbestimmung des iKWK-Systems würde sich somit ändern und Systeme aus KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme erneuerbaren Energien oder aus unvermeidbarem Abwasser bezeichnen. Es sollte geprüft werden, ob ein angepasster Vergütungssatz erforderlich würde.

Abbildung 106: Strategische Entwicklung des KWKGs unter schrittweisem Herauslösen der auf Wärme fokussierten Inhalte.



Quelle: Eigene Darstellung HIC

¹⁴² Diese Anforderung ist im KWKG 2023 umgesetzt.

7.5.3 Sektorenkopplungsstrom

Während Studien zeigen, dass Großwärmepumpen einen erheblichen Beitrag zur künftigen Fernwärmeerzeugung leisten werden (vgl. 6.10.6), führen hohe Strompreise und staatlich veranlasste Strompreisbestandteile zu hohen Betriebskosten für Wärmepumpen und reduzieren deren Wettbewerbsfähigkeit (vgl. 6.5).

Daher wird die Umlagebefreiung für Großwärmepumpen empfohlen. Die in § 22 des Gesetzesentwurfs (Bearbeitungsstand 04.03.2022) zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (Energie-Umlagen-Gesetz – EnUG) vorgesehene Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage, KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage sieht dies bereits vor und ist somit zu begrüßen. Auch für in Tiefeingeothermieanlagen eingesetzten Strom sollte die Umlagebefreiung greifen.

Wärmepumpen sowie Geothermieanlagen können über ihr Dekarbonisierungspotenzial für die Fernwärme hinaus einen Mehrwert für die Flexibilisierung des Strommarktes bieten (Irl et al. 2020). Dies sollte entsprechend honoriert werden können, indem bei netzdienlichem Betrieb die Netzentgelte verringert werden können. Möglichkeiten dafür können folgende sein (dena 2018):

- ▶ Steuerung und Optimierung der Einsatzzeiten der Wärmepumpe, sodass eine atypische Netznutzung nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV vorliegt. Diese Steuerung kann jedoch technisch herausfordernd sein, da der Betrieb der Wärmepumpe während der Hochlast-Zeitfenster gemäß BNetzA nur bis zu einer festgelegten Maximalleistung erfolgen darf. Es wären somit ggf. zusätzliche Wärmespeicherkapazitäten erforderlich, um die außerhalb der Zeitfenster erzeugte Wärme zwischen zu speichern.
- ▶ Das Zusammenspiel von Marktpreissignalen und Netzdienlichkeit kann verbessert werden. Eine Option wäre, die Regelung der zuschaltbaren Lasten (AbLaV) weiterzuentwickeln und neben der Kombination von KWK- und PtH-Anlagen auch Wärmepumpen zuzulassen.
- ▶ Eine weitere Möglichkeit ist die Dynamisierung von Netzentgelten unter Berücksichtigung der Marktpreissignale, um einen Anreiz zur Laststeigerung bei hohem EE-Dargebot im Stromnetz zu setzen.

7.5.4 CO₂-Bepreisung

Die Bepreisung von CO₂ ist ein ausschlaggebendes Instrument für den Klimaschutz, so auch für die Fernwärmedekarbonisierung. Um Planungssicherheit zu bieten und die Anreize für klimafreundliche Wärmeerzeugungstechnologien zu setzen, sind ausreichende hohe Preissignale sowie Mindestpreise sinnvoll. Je höher der CO₂-Preis, desto stärker ist dessen Wirkung in Hinblick auf die Dekarbonisierung der Fernwärme. Allein ein hoher CO₂-Preis ist jedoch nicht so wirksam wie eine Kombination verschiedener Instrumente, denn insbesondere bei der Transformation im Wärmebereich sind planerische und strategische Instrumente ausschlaggebend. Die CO₂-Bepreisung wird daher in der Ausarbeitung des vorliegenden Unterstützungsrahmens eher als Begleitinstrument gehandhabt, das nicht im Fokus stehen soll. Die Mechanismen für die CO₂-Bepreisung sind als Empfehlungen zu werten, die Parametrisierung des CO₂-Preises ist als Annahme aus Perspektive der Wärmenetzdekarbonisierung unter Berücksichtigung aller weiteren Instrumente des Unterstützungsrahmens zu sehen.

Folgende Anpassungen der Preismechanismen werden empfohlen. Die genannten Preishöhen sind Annahmen, die insbesondere für die Wirksamkeit des Unterstützungsrahmens am Modellnetz verwendet werden.

- ▶ EU-ETS: Einführung eines nationalen Mindestpreises. Der CO₂-Preis wird nach unten durch die Einführung eines nationalen Mindestpreises ab 2025 abgesichert. Der Mindestpreis greift in dem Fall, wenn der ETS-CO₂-Preis niedriger ist. Durch die Einführung des Mindestpreises entsteht eine verbesserte Planungssicherheit für heutige Investitionsentscheidungen. Die dem EU-ETS unterliegenden Anlagen zahlen den Differenzpreis, wenn der Preis im EU-ETS niedriger ist als der national festgelegte Mindestpreis.
- ▶ BEHG: Anhebung des Preisniveaus im BEHG¹⁴³. Der angelegte Anstieg von 25 Euro (2021) über 30, 35 und 45 Euro auf 55 Euro (2025) bzw. 55 bis 65 Euro (2026) unterbietet das derzeitige Niveau des europäischen CO₂-Preises. Ein beschleunigter Anstieg ist sinnvoll, um den erhöhten Klimazielen Rechnung zu tragen und den Wärmesektor rechtzeitig auf noch höhere Preise vorzubereiten.
- ▶ BEHG: Festlegung eines Mindestpreises für freien Handel ab 2027. Analog zum Mindestpreis für den EU-ETS sorgt auch im nEHS die Absicherung des Preisniveaus ab 2026 mit einem (höheren) Mindestpreis für eine bessere Planungssicherheit. Der Preispfad spielt bei heutigen Investitionsentscheidungen aufgrund der langen Abschreibungsdauern eine wichtige Rolle. Daher sollte Investierenden und Planenden (Fernwärmeversorger) ein Mindestpreispfad mitgeteilt werden, an dem sich auf Wirtschaftlichkeitsberechnungen basierende Investitionsentscheidungen orientieren können.

7.6 Technologiespezifische Instrumente

In den folgenden Abschnitten werden die spezifischen Technologien betreffende Instrumente vorgestellt. Die instrumentellen Anpassungen, bei denen keine konkrete Regelungsstelle (z. B. Gesetz) erwähnt wird, können in das EWG aufgenommen werden.

7.6.1 Thermische Abfallverwertung

- ▶ BImSchG/Genehmigung von Neuanlagen: Standorte für thermische Abfallverwertungsanlagen (MHKWs für die Verwertung von Siedlungsabfällen, EBKWs für die Verwertung von Ersatzbrennstoffen, Klärschlammverbrennung) – die Errichtung wird nur an Standorten mit geeigneter Wärmesenke genehmigt.
- ▶ Energetische Bewertung der thermischen Abfallverwertungsanlagen: Dabei sollte als THG-Faktor bzw. PEF sowie in Energiebilanzen und -statistiken der im GEG bzw. AGFW 309 Blatt 1 festgelegte Faktor von 20 g/kWh einheitlich verwendet werden.
- ▶ Die Kreislaufwirtschaft sollte gestärkt werden – einerseits durch gezielte Verpflichtungen, beispielsweise für produzierende Unternehmen (Abfallaufkommen reduzieren), andererseits durch Förderprogramme für Projekte, die bei Abfallreduktion, Wiederverwendung und Wiederverwertung ansetzen.

7.6.2 Abwärme

- ▶ Kommunale Wärmeplanung/Räumliche Abwärme-Planung:
 - Strategische Ansiedlung von Industrie- und Gewerbegebieten bzw. Abwärme produzierenden Unternehmen in der Nähe vorhandener oder neu zu errichtender

¹⁴³ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts waren die Gaspreise auf einem sehr niedrigen Niveau. Diese Empfehlung sollte vor dem aktuellen Hintergrund des Ukraine-Krieges ggf. vorübergehend ausgesetzt oder neu beleuchtet werden.

Wärmenetze sollte von den Kommunen im Rahmen der KWP planerisch sichergestellt werden. Grundlage bietet der politische Beschluss des Wärmeplans. Dies sollte in die Vorgaben bzw. Leitfäden für die KWP integriert werden.

- Datenerhebungsermächtigung zur Ermittlung der Abwärmepotenziale
- ▶ Verpflichtende Abwärmenutzung für Abwärmeproduzenten, alternativ Bereitstellung der Abwärme zum Selbstkostenpreis¹⁴⁴
 - Ggf. nur für Unternehmen mit EEG-Umlagebefreiung oder Carbon-Leakage-Befreiung
 - Verpflichtende Abwärmenutzung für Wärme aus Rechenzentren
- ▶ Schaffung einer staatlichen Risikoabsicherung (Bürgschaften/Fonds) für die Einbindung von Abwärme im Bundeshaushalt: Degressive Auszahlungshöhe entlang Ausschreibungsdauer
- ▶ GEG § 3 Abs. 1 Nr. 30 sowie KWKG – iKWK/Anpassung § 2 Nr. 9a KWKG: unvermeidbare Abwärme aus jeglichem Abwasser (somit neben dem gereinigten Wasser von Kläranlagen auch Abwässer aus Industrieprozessen etc.) wird in iKWK-Systemen gefördert. Die Begriffsbestimmung des iKWK-Systems würde sich somit ändern und Systeme aus KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien oder aus unvermeidbarem Abwasser bezeichnen. Es sollte geprüft werden, ob ein angepasster Vergütungssatz erforderlich würde.

7.6.3 Festbiomasse

- ▶ Strategie zur Biomassenutzung: Im Rahmen der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) wird untersucht, wie die stoffliche und energetische Biomassenutzung optimiert werden kann. Darauf basierend sollte identifiziert werden, welche nachhaltigen Biomassepotenziale für den Wärmesektor und für die Verwendung in Wärmenetzsystemen zur Verfügung stehen. Biomasse sollte im Wärmesektor zudem vorrangig in effizienten Hybridsystemen zum Einsatz kommen. Ordnungsrechtliche Vorschriften (GEG) und Förderprogramme (BEG, BEW) sollten so ausgestaltet werden, dass sie die restriktive Verfügbarkeit und den effizienten Einsatz nachhaltiger Biomasse sowie die Erkenntnisse der NABIS berücksichtigen.
- ▶ Zusätzlich können im Technik-Katalog der Wärmetransformationsplanung (vgl. Kommunale Wärmeplanung) Preise ausgewiesen werden, welche die Knappheit der Ressource und die Einsatzmöglichkeit im Fernwärmesektor anzeigen (vgl. Hoogervorst et al. 2020)).
- ▶ Die Umrüstung von Kohle-KWs auf Festbiomasse darf nicht förderfähig sein.
- ▶ Es sollen einheitlich strikte Nachhaltigkeitsanforderungen für die Verwendung von Holz im Wärmesektor umgesetzt werden (z. B. gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung).

7.6.4 Biomethan

- ▶ Strategie zur Biomethannutzung im Rahmen bzw. aufbauend auf der Nationalen Biomassestrategie: Es soll untersucht werden, welche nachhaltigen Biomethanpotenziale für den Wärmesektor und Wärmenetze zur Verfügung stehen. Förderprogramme sowie ordnungsrechtliche Vorgaben sollten in Einklang mit dem verfügbaren Potenzial gebracht

¹⁴⁴ Hier sollte verankert werden, dass die Abwärme unter fairen Bedingungen bezogen werden muss, beispielsweise können übliche Preise definiert werden.

werden. Zusätzlich können im Technik-Katalog der Wärmetransformationsplanung (vgl. Kommunale Wärmeplanung) Preise für Biomethan ausgewiesen werden, welche die Knappheit der Ressource und die Einsatzmöglichkeit im Fernwärmesektor anzeigen (vgl. Hoogervorst 2020), auf diese Weise erfolgt eine marktbasierte Allokation.

- Es sollten einheitlich strikte Nachhaltigkeitsanforderungen für die Verwendung von Biomethan im Wärmesektor umgesetzt werden (z. B. gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung).

7.6.5 E-Kessel

- Berechnungsmethodik PEF/Berücksichtigung von PtH-Anlagen: PEF von PtH-Anlagen, die aus energiewirtschaftlichen Gründen eingesetzt werden (z. B. „Nutzen statt Abschalten“ § 13 Abs. 6a und 6b EnWG) sollen bei der Berechnung des Gesamtnetz-PEF nicht berücksichtigt bzw. neutral gestellt werden.

7.6.6 Großwärmepumpe

- BEW: Betriebliche Förderung Großwärmepumpen wird eingeführt, zunächst auch für Vorhaben ohne zuvor erstellten Transformationsplan (vgl. 7.2).
- Abschaffung der Stromumlagen für in Großwärmepumpen eingesetzten Strom (vgl. Sektorenkopplungsstrom, vgl. 7.5.3) – so im Osterpaket 2022 (EnUG) beschlossen, vgl. Kapitel 6.5 und 7.5.3.
- Planung und Genehmigungsverfahren: Ein nationaler Planungs- und Genehmigungsleitfaden für Großwärmepumpen mit verschiedenen Wärmequellen (Luft, Oberflächengewässer, Abwasser, oberflächennahe Geothermie) wird erstellt. Inhalte sind neben der Darstellung exemplarischer Genehmigungsverfahren auch Angaben für den zulässigen Wärmeentzug in Gewässern.
- Schließlich bedarf es einer darauf basierenden Vereinfachung von Genehmigungsverfahren, insbesondere der aktuell sehr aufwendigen Verfahren bei der Nutzung von Gewässern als Wärmequelle.
- Zugang zu Umweltwärmequellen: Die thermische Nutzung von Umweltwärmequellen (z. B. Abwasser aus Kläranlagen, Oberflächengewässern) soll, sofern planungsrechtlich keine Widersprüche bestehen, wettbewerbsrechtlich ermöglicht werden.
- § 17 Trinkwasser-Verordnung: Anpassung, sodass Abwärme aus Roh- und Trinkwasseraufbereitungsanlagen genutzt werden kann.

7.6.7 Solarthermie

- BEW: Betriebliche Förderung Solarthermie wird auch für Vorhaben ohne zuvor erstellten Transformationsplan eingeführt (vgl. 7.2).
- KWKG – iKWK/Anpassung der Förderbedingungen bzw. festgelegten Pönnen für Solarthermie: Bei den Strafzahlungen wird anstelle einer jährlichen Betrachtung des erreichten Solarthermie-Erzeugungsanteils an der Referenzwärmemenge des iKWK-Systems von 30 % bzw. 35 % eine über mehrere Jahre rollierende Betrachtung eingeführt, auch für Bestandsanlagen in iKWK-Systemen.

- ▶ Berücksichtigung der Freiflächen-Solarthermie in der räumlichen Planung stärken (Raumordnungsplanung der Bundesländer, Regionalplanung der Regionen, Flächennutzungsplanung der Kommunen): Im Bereich Freiflächen-PV ergaben sich die Grundlagen des Planungsrechts aus der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV 2015 bis 2016) und seit 2017 aus dem EEG. Für die Solarthermie existiert bislang keine vergleichbare Grundlage. Solarthermie-Freiflächenanlagen sollen – genau wie für PV-Anlagen vielfach bereits üblich – zukünftig in allen räumlichen Planungsschritten mitgedacht werden. Es sollten flächendeckend Kriterien erarbeitet werden, auf welchen Flächen Freiflächen-Solarthermieanlagen sinnvollerweise geplant werden sollten und darauf basierend Empfehlungen für Raumordnung als Orientierung für Landes-, Regional- und Kommunalplanung geschaffen werden.
- ▶ Rechtlich sollte geklärt werden, ob Solarthermieanlagen im unbeplanten Außenbereich nach § 35 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 BauGB zulässig sind.
- ▶ Es sollte geprüft werden, inwieweit Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie unter den Begriff der Landwirtschaft nach BauGB § 201 fallen. Voraussetzungen dafür wären, dass die Anlagen einen untergeordneten Teil der zum landwirtschaftlichen Betrieb gehörenden Flächen einnehmen und sichergestellt ist, dass die sonstige landwirtschaftliche Nutzung der Flächen nicht dauerhaft wesentlich beeinträchtigt wird.

7.6.8 Tiefengeothermie

- ▶ Staatliche Risikoabsicherung: Tiefenbohrungen für Geothermieanlagen (Erkundungs-, Injektions- und Förderbohrungen) können über einen nationalen Fonds versichert werden. Die Kosten werden u. a. aus späteren Erlösen der Projekte finanziert. Auslauf der Versicherung oder Rückzahlungen erfolgen erst nach Aufnahme des Betriebs (Gewinnphase), die durchleitende Bank wird vom Risiko freigestellt.
- ▶ Aufbau von Kapazitäten im Bereich Tiefengeothermie:
 - Erhöhung der Ausstattung der geologischen Dienste der Bundesländer zu Verbesserung der Datenlage,
 - Verbesserung der behördlichen Ausstattung (Personal und Kompetenz), um Genehmigungsverfahren schneller durchzuführen.

7.6.9 Wärmespeicher

- ▶ Kommunale Wärmeplanung/Förderbedingung bzw. Mindestinhalt: Saisonale Wärmespeicher müssen im Rahmen des Fachgutachtens der kommunalen Wärmeplanung untersucht werden und mögliche Standorte identifiziert werden, sofern in der Kommune mindestens ein Wärmenetz liegt oder errichtet wird.
- ▶ BEW/Fördertatbestände Wärmespeicher: Um die Eignung von Standorten für Aquiferspeicher final zu bestätigen, müssen Erkundungsbohrungen und seismische Messungen sowie Testzirkulationen durchgeführt werden. Diese Voruntersuchungen sollten in der BEW (z. B. im Rahmen von Machbarkeitsstudien und Transformationsplänen) förderfähig sein.
- ▶ Planung und Genehmigungsverfahren: Bundesweit geltender Planungsrecht- und Genehmigungsleitfaden inkl. Beispiel-Genehmigungsverfahren müssen für die

verschiedenen Speichertypen erstellt werden. Darin wird Bezug genommen auf ggf. abweichende Regelungen in den jeweiligen Bundesländern.

- Forschungsprojekte für saisonale Speicher und für die Lösungsmöglichkeiten für mit der Technologie einhergehenden Flächenkonflikte sollten verstärkt gefördert werden.

7.6.10 Netzseitige Maßnahmen/Netzbau

Im Rahmen der BEW wird der Umbau von Bestandsinfrastrukturen erstmalig im Rahmen der systemischen Investitionskostenförderung auf Basis von Transformationsplänen gefördert. Nach der BEW geförderte Transformationspläne bieten insofern ein großes Potenzial für den Netzbau.

Folgende Vorschläge sollten für einen weiterentwickelten Unterstützungsrahmen neu hinzugefügt werden:

- Identifikation von zur Abtrennung vom Hauptnetz geeigneten Sekundärnetzen und Inselnetzen mit reduzierten Netztemperaturen, Versorgung von Neubaugebieten oder einzelnen KundenKundinnen mittels Rücklaufanbindung.
- Identifikation von Netzabschnitten, in denen eine Absenkung der Vorlauftemperatur netzseitig möglich ist. (vgl. Kapitel 7.2)

Des Weiteren sollten Fernwärmeversorgungsunternehmen Netzabschnitte identifizieren, an denen Rücklaufanschlüsse möglich sind (ausreichender Massenstrom sowie Strömungsrichtung). Kunden*Kundinnen in diesen Netzabschnitten sind im Folgenden über die Möglichkeit eines Rücklaufanschlusses oder einer Vorwärmung aus dem Rücklauf (technische/wirtschaftliche Aspekte) zu informieren. Sofern kundenseitig sowie netzseitig die Voraussetzungen erfüllt sind, muss die Empfehlung des Versorgungsunternehmens lauten, dass an den Rücklauf angeschlossen werden soll. Der beschriebene Vorgang ist nicht unmittelbar an die BEW gebunden, sondern sollte generell als Vorgabe an die Vertragsgestaltung und Kundenakquise von Fernwärmeversorgungsunternehmen gestellt werden. In dem Zuge wäre die AVBFernwärmeV entsprechend anzupassen. Im Rahmen der Transformationspläne kann jedoch die Anforderung gestellt werden, dass die rücklaufanschlussfähigen Netzabschnitte identifiziert werden.

- Regulierung Fernwärmeversorger (unabhängig von existierendem Förderprogramm):
 - Verschärfung der Digitalisierungs-/Fernablesbarkeitspflicht von Messeinrichtungen für Fernwärme-Großabnehmer ab: Dort müssen bereits so bald wie möglich, z. B. ab 2024, anstatt wie geplant ab 2026, alle Messeinrichtungen fernablesbar sein.¹⁴⁵ Sofern digitalisierte und fernablesbare Messeinrichtungen installiert sind, muss eine flächendeckende Analyse der Rücklauftemperaturen durchgeführt werden.
 - Fernwärmeversorger müssen Kunden*Kundinnen über erhöhte Rücklauftemperaturen informieren und Maßnahmen vorschlagen.

7.6.11 Kundenseitige Maßnahmen, HAST, Digitalisierung

In der FFVAV (April 2021) ist bereits festgelegt, dass beim Austausch einer Messeinrichtung standardmäßig immer eine internetfähige fernablesbare Einrichtung installiert werden soll und bis Ende 2026 alle nicht fernablesbaren Messeinrichtungen ausgetauscht sein müssen. Dieses

¹⁴⁵ Die Beschaffung von Großwärmehählern ist ggf. wegen unterbrochener Lieferketten vorübergehend eingeschränkt.

Ziel sollte zumindest für Großabnehmer verschärft werden, dort sollten bereits so bald wie möglich, z. B. ab 2024 alle Messeinrichtungen digitalisiert sein.

Wichtig ist weiterhin, dass die Daten der eingesetzten Messeinrichtungen genutzt werden, um Rücklauftemperaturabsenkungen durch Regelungsoptimierungen einzuleiten.

Daher sollten Versorgungsunternehmen dazu verpflichtet werden, ihre Kunden*Kundinnen bei überhöhten Rücklauftemperaturen zu informieren und zu beraten (AVBFernwärmeV). Zudem können Strafzahlungen in Fernwärmelieferverträgen vorgesehen werden, wenn Rücklauftemperaturen auch nach wiederholten Informations- und Beratungsangeboten nicht abgesenkt werden. Alternativ können Anreize vorgesehen werden, bzw. die eingesparten Kosten für die Kunden*Kundinnen durch eine Rücklauftemperaturabsenkung können so geschickt kommuniziert werden, dass die Maßnahmen ergriffen werden.

- ▶ BEW/Erweiterung der Bedingungen zur Förderung von Netztransformationsplänen; jeweils Entwicklung von konkreten Maßnahmen und Zielen als Förderbedingung: Identifikation von Potenzialen zur Rücklaufanbindung (z. B. von Sekundär-, Inselnetzen sowie Neubaugebieten oder einzelnen Großabnehmern). Identifikation von Netzabschnitten mit netzseitigem Potenzial zur Absenkung der Vorlauftemperatur, sowie darauffolgender Abgleich mit kundenseitigen Bedingungen (technisch sowie vertraglich) zur Identifikation der Gesamtpotenziale.
- ▶ GEG bzw. BEW: die Implementierung einer Niedertemperatur-Ready-Regelung für die kundenseitige Heizungstechnik könnte vorsehen, dass bei Heizungseinbau oder -austausch nur entsprechende Anlagen zulässig bzw. förderfähig sind.
- ▶ Regulierung Fernwärmeversorger (unabhängig von existierendem Förderprogramm o. ä.): Identifikation von geeigneten Gebieten zur Rücklaufanbindung (passende technische Voraussetzungen bzgl. Massenstrom, Strömungsrichtung); Veröffentlichung dieser Informationen und proaktive Weitergabe der Information an Kunden*Kundinnen; Neues Vertragsangebot für Rücklaufanschluss an Kunden*Kundinnen unter Berücksichtigung der Weitergabe der entstehenden Kostenvorteile an die Kunden*Kundinnen.
- ▶ Es werden durch die Wärmeversorgungsunternehmen finanzielle Anreize für die Kunden*Kundinnen geschaffen, um die Rücklauftemperatur abzusenken (entweder Anreizmechanismen oder Strafzahlungen, die in den Lieferverträgen vorgesehen werden).
- ▶ Anpassung der AVBFernwärmeV, sodass Kunden*Kundinnen von Fernwärme zukünftig (ab 2030 oder 2035) keinen Anspruch mehr darauf haben, dass ihnen hohe Vorlauftemperaturen von über 60°C geliefert werden. Dies sollte ohne vertragliche Anpassungen wirksam werden.

7.7 Wirkungsabschätzung

Nachfolgend werden die Auswirkungen ausgewählter Aspekte des Unterstützungsrahmens an einem beispielhaften Modellnetz analysiert, indem die kohlebasierte Ausgangsvariante mit verschiedenen Vergleichsvarianten (Erdgas-KWK, erneuerbare Wärmeerzeuger) unter Anwendung der neuen Rahmenbedingungen (EWG, technologiespezifische Instrumente und zugehöriger Rahmen) verglichen wird. Der Vergleich zum Status quo wird durch die Anwendung der standardmäßig erwarteten Rahmenbedingungen (Status quo) ermöglicht. Dieses Szenario wird im folgenden Basic-Szenario genannt.

Für die Bewertung werden die spezifischen Wärmegestehungskosten (aufgeteilt in variable und fixe Kosten) der jeweiligen Technikoptionen unter Berücksichtigung der wesentlichen Rahmenparameter des Unterstützungsrahmens ermittelt. Nachfolgend wird eine Einsatzreihenfolge des vorhandenen Erzeugungsportfolios im Modellnetz anhand der variablen Kosten ermittelt. Hierdurch ergeben sich die Anteile der jeweiligen Erzeuger an der Gesamt-Wärmearbeit und die resultierenden Vollbenutzungsstunden. Über die Gesamt-Wärmearbeit werden die technologiespezifischen Wärmegestehungskosten je Einsatzszenario berechnet.

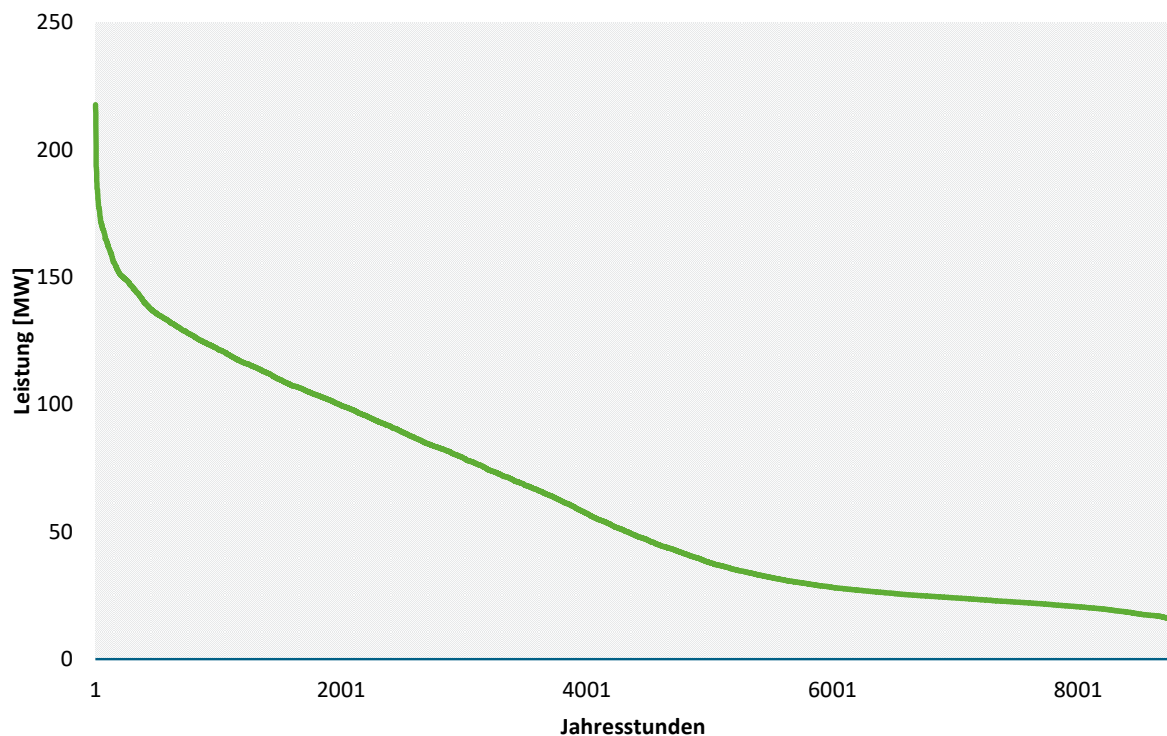
Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass nicht jedes Instrument des Unterstützungsrahmens in der technisch-wirtschaftlichen Analyse bezogen auf das Modellnetz direkt abgebildet wird. Beispielsweise tragen strategische und planerische Instrumente in erster Linie dazu bei, dass die Investitionen grundsätzlich erfolgen können, etwa durch die Ausweisung der erforderlichen Flächen. Sie haben keinen direkten Einfluss auf die Wärmegestehungskosten und somit in diesem Teil der Analyse keinen Einfluss auf das Ergebnis. Auch eine Anpassung der Berechnungsmethodik bei den PEF, die die Nutzung von EE-Wärme und Abwärme gegenüber der KWK nicht mehr benachteiligt, trägt vor allem dazu bei, dass die Investitionsentscheidung überhaupt zugunsten der jeweiligen Technikoption getroffen wird. In gleicher Weise lassen sich einige der technologiespezifischen Instrumente in ihrer Wirkung auf das Modellnetz nicht direkt quantifizieren. Die staatliche Übernahme von Fündigkeitsrisiken bei der tiefen Geothermie oder von Ausfallrisiken bei der industriellen Abwärme beeinflusst zwar in wesentlichem Umfang die Investitionsentscheidung positiv, sie haben jedoch auf die variablen Kosten im Rahmen der Ermittlung einer Einsatzreihenfolge keinen Einfluss. Weiterhin ist in den nachfolgenden Berechnungen der Einsatz großer Wärmespeicher (saisonale Speicher) zur Synchronisation des Wärmedargebots mit der kundenseitigen Wärmelast nicht implementiert.

Zudem wurden die Analysen Anfang 2022 durchgeführt. Durch geänderte Preisdynamiken aufgrund des Kriegs in der Ukraine können die Ergebnisse nicht direkt auf die aktuelle Situation umgelegt werden.

Als Modellnetz wird ein fiktives kohlebasiertes Wärmenetz mittlerer Größe verwendet (vgl. Tabelle 45 und zugehörige Jahresdauerlinie in Abbildung 107), das keinem der gewählten Fallbeispiele (Kapitel 4) entspricht. Während das Hamburger Fernwärmenetz im deutschen Vergleich eher groß ist, sind die Netze Großkrotzenburg und Spremberg kleiner. Das exemplarische Modell-Wärmenetz liegt in der Größenordnung der Wärmeerzeugung am ehesten zwischen den Netzen der Fallbeispiele Aachen, Karlsruhe und Chemnitz. Nachfolgend wird für das Modellnetz untersucht, wie sich die Integration neuer Wärmeerzeuger auswirkt.

Tabelle 45: Modellhaftes Wärmenetz Kenndaten

Exemplarisches Modellnetz	
Netzeinspeisung [GWh/a]	550
Höchstlast Erzeugung [MW]	218

Abbildung 107: Jahresdauerlinie Wärmeerzeugung Modellnetz

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Es wird von einer Ausgangssituation ausgegangen, in der das Modellnetz vor allem durch kohlebasierte Wärmeerzeugung geprägt ist. In verschiedenen Varianten wird die Steinkohle-KWK-Anlage durch neue Wärmeerzeuger ersetzt, während der restliche Erzeugerpark des Modellnetzes, bestehend aus Erdgas-KWK und Erdgaskessel, bestehen bleibt.

Folgende Varianten werden untersucht:

- a) Steinkohle-KWK-Anlage bleibt bestehen (Ausgangsvariante)
- b) Steinkohle-KWK-Anlage wird durch eine neue Erdgas-KWK-Anlage ersetzt
- c) Steinkohle-KWK-Anlage wird durch eine Tiefengeothermieranlage ersetzt
- d) Steinkohle-KWK-Anlage wird durch eine Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie ersetzt
- e) Steinkohle-KWK-Anlage wird durch eine Kombination aus Biomasse und Solarthermie ersetzt.

Diese Varianten stellen exemplarisch Möglichkeiten dar, die Fernwärmeversorgern in Städten mit unterschiedlichen naturräumlichen und geologischen Gegebenheiten zur Verfügung stehen, um die Transformation des Netzes zu bewirken.

Das Basic-Szenario sowie das EWG-Szenario werden durch folgende in Tabelle 46 beschriebene Merkmale charakterisiert:

Tabelle 46: Randbedingungen des Basic-Szenarios sowie des EWG-Szenarios.

	Basic	EWG
CO ₂ -Preis EU-ETS	36 EUR/t	Verschiedene Annahmen: 80 EUR/t 100 EUR/t 130 EUR/t
Strompreis	200 EUR/MWh Inkl. aller Umlagen	136 EUR/MWh
BEW-Förderung	In Kraft (Förderbedingungen nach Entwurfsfassung der BEW Stand 18.8.2021)	In Kraft (Förderbedingungen nach Entwurfsfassung der BEW Stand 18.8.2021)
KWK-Zuschlag	40 EUR/MWh _{el} ; 3.500 VBH jährlich, max. 30.000 VBH	45 EUR/MWh _{el} ; 2.500 VBH jährlich, max. 25.000 VBH

Die weiteren Annahmen für die Berechnungen betreffend die Commodity-Preise und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sind wie folgt:

Tabelle 47: Annahmen Commodity-Preise und Rahmenbedingungen (2030)

Kalk. Zinsfuß	5,5 %
Erdgas ohne Energiesteuer (Hi) (KWK-Einsatz)	26 EUR/MWh
Energiesteuer Gas (Hi)	6,11 EUR/MWh
Steinkohle	7,04 EUR/MWh
Strom ohne EEG-Umlage	136 EUR/MWh
Strompreis (Verkauf)	35 EUR/MWh

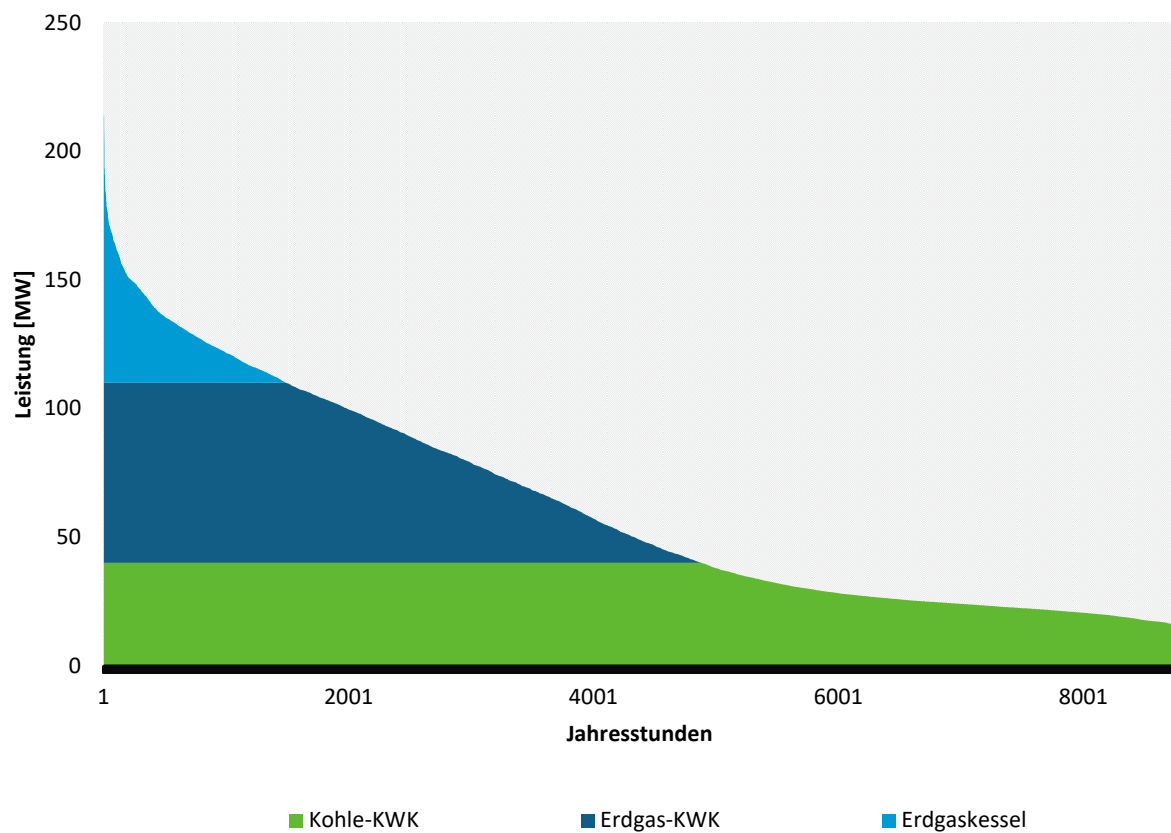
Die Technologiemerkmale (Wirkungsgrade, etc.) sowie -kosten wurden aus der Fallbeispiel-Analyse (siehe Kapitel 4) übernommen.

Ausgangszustand Kohle-KWK (Variante A)

Der Status quo des Fernwärmenetzes ist die größtenteils kohlebasierte Wärmeerzeugung. Für jede Stunde des Jahres wurde die entsprechende Erzeugungsleistung auf Basis der Einsatzreihenfolge, des Erzeugungsprofils und der installierten Leistungen berechnet. Die Ergebnisse sind im geordneten Wärmeerzeugungsprofil in Abbildung 108 dargestellt. Es wird angenommen, dass die Steinkohle-KWK-Anlage keinen KWK-Zuschlag erhält. Die Einsatzreihenfolge wird durch die variablen Kosten bestimmt.

- Steinkohle-KWK in der Grundlast: 40 MW_{th}; 7.364 VBH; 54 % Wärmeanteil
- Erdgas-KWK in der Mittellast: 70 MW_{th}; 3.170 VBH; 40 % Wärmeanteil
- Erdgaskessel in der Spitzenlast: 110 MW; 301 VBH; 6 % Wärmeanteil

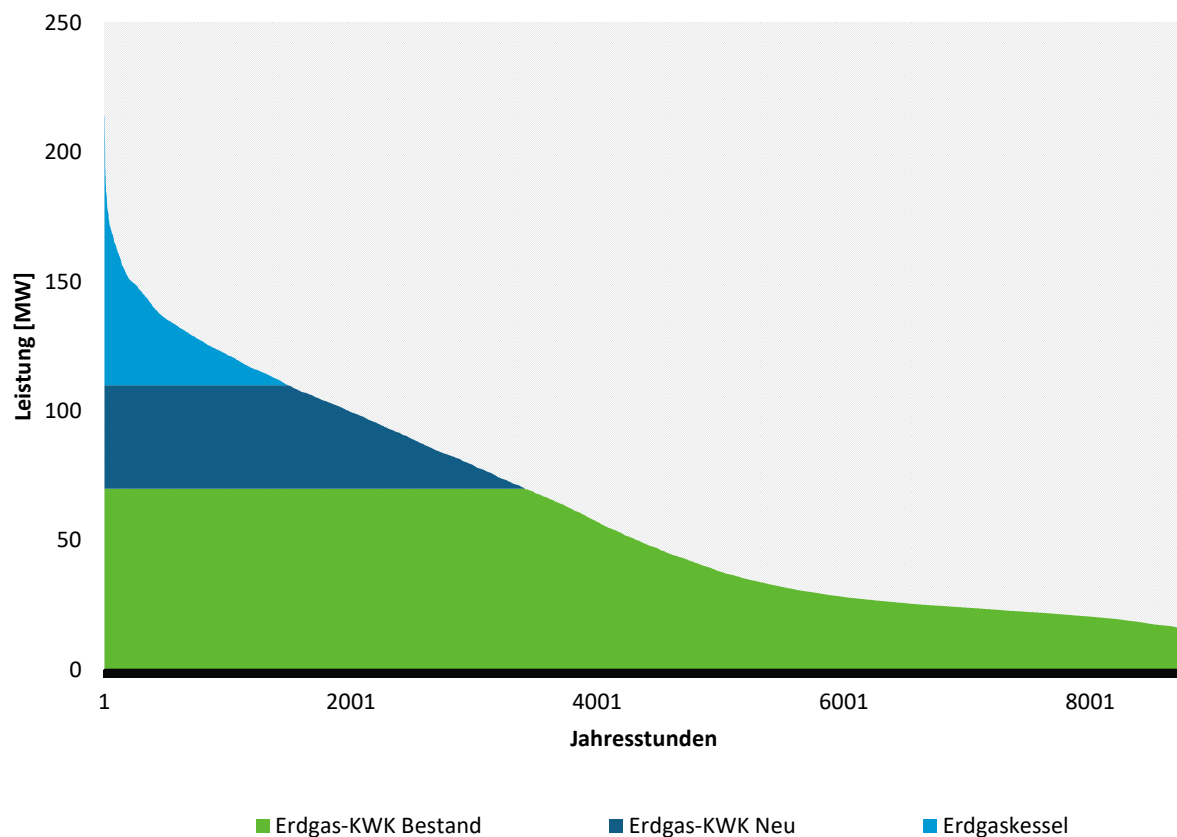
Bei der Berechnung handelt es sich um einen idealisierten Erzeugereinsatz ohne Berücksichtigung von Revisionen, Ausfällen, Wartungs- und Instandhaltungsintervallen etc.

Abbildung 108: Wärmeerzeugung Modellnetz Variante A

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Ersatz durch Erdgas-KWK (Variante B)

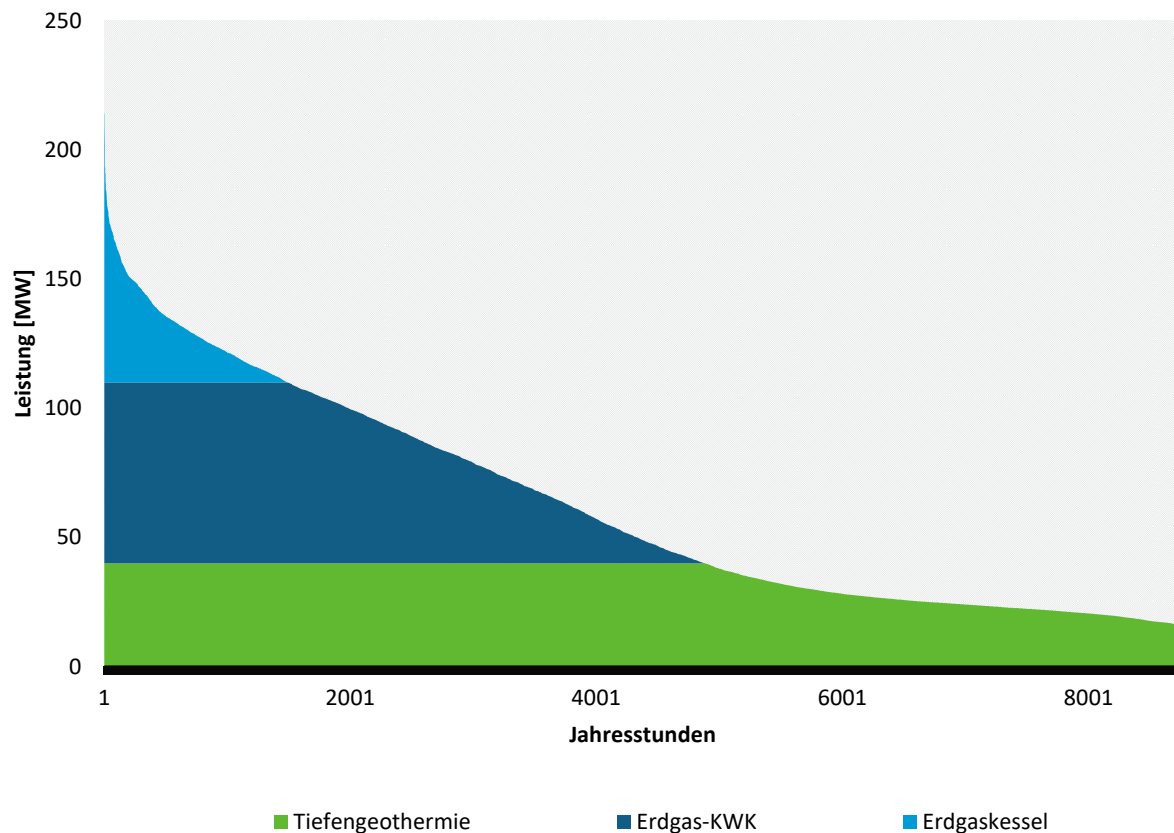
In der Variante B wird die Kohlekapazität durch die Installation einer zweiten Erdgas-KWK-Anlage ersetzt. Der Erzeugungspark besteht somit aus zwei Erdgas-KWK-Anlagen mit insgesamt 110 MW_{th} (Bestand-KWK 70 MW_{th} sowie Neuanlage 40 MW_{th}) sowie einem Erdgaskessel mit 110 MW Leistung. Die Wärmeerzeugung des Modellnetzes bei Ersatz der Kohle-KWK durch Erdgas-KWK ist in Abbildung 109 dargestellt.

Abbildung 109: Wärmeerzeugung für Variante B: Ersatz der Kohle-KWK durch Erdgas-KWK

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Ersatz durch Tiefengeothermie (Variante C)

Die Variante C beschreibt den Ersatz der Kohlekapazität ($40 \text{ MW}_{\text{th}}$) durch eine Tiefengeothermieanlage mit $40 \text{ MW}_{\text{th}}$. Die variablen Kosten sind für Tiefengeothermie geringer als für Erdgas-KWK. Die Tiefengeothermie reiht sich in der Einsatzreihenfolge daher sowohl im Basic- als auch im EWG-Szenario an erster Stelle ein und deckt die Grundlasterzeugung ab, während die Erdgas-KWK (Bestand) in der Mittellast bleibt. Die Wärmeerzeugung für Variante C ist in Abbildung 110 dargestellt. Der EE-Anteil (bzw. der Tiefengeothermie) beträgt 53,60 %.

Abbildung 110: Szenarien Basic und EWG Wärmeerzeugung Variante C: Ersatz der Kohle-KWK durch Tiefengeothermie

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Ersatz durch Wärmepumpe und Solarthermie (Variante D)

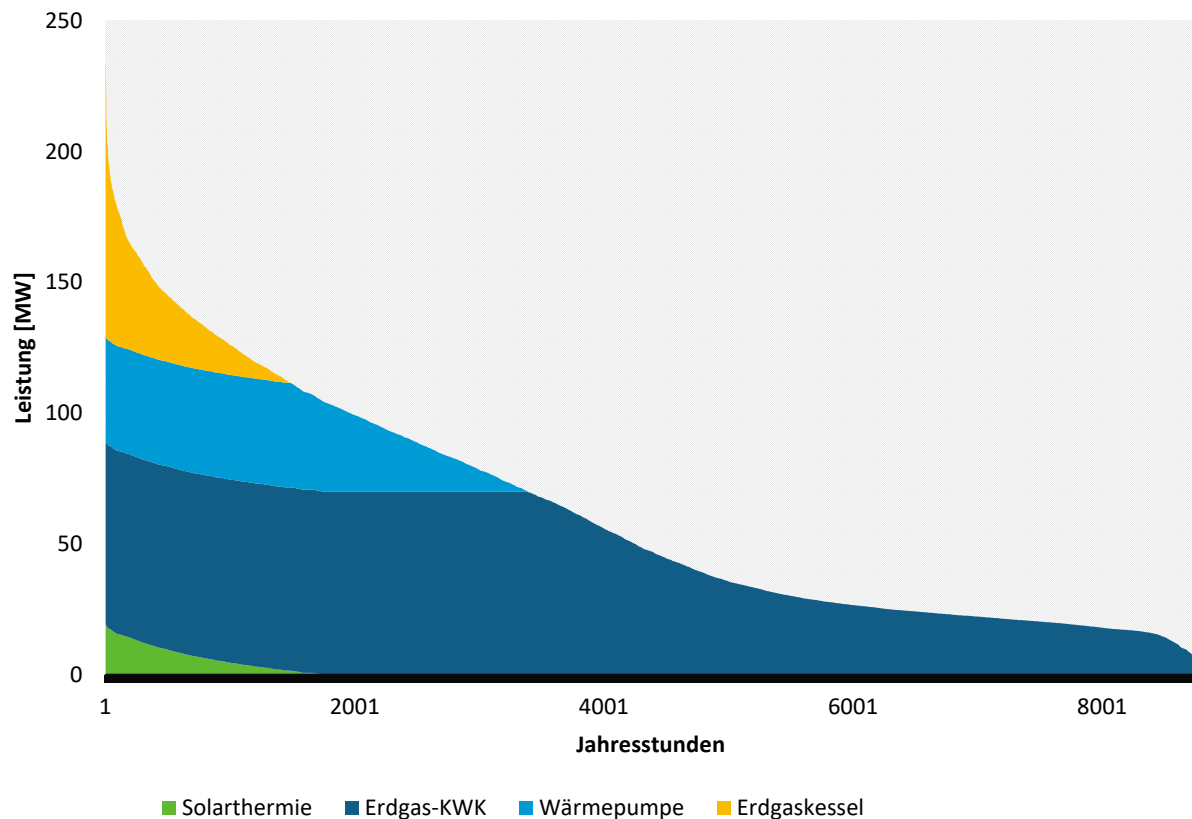
Die Variante D sieht eine Substitution der Kohlewärmeleistung durch Wärmepumpe und Solarthermie vor. Die Wärmepumpe wird in dieser Variante beispielhaft als Flusswasserwärmepumpe mit einer JAZ von 2,8 berechnet. Alternativ ist die Verwendung jeder anderen Wärmequelle (Luft, Abwärme, oberflächennahe Geothermie, etc.) je nach Verfügbarkeit unter Anpassung der Technologiemerkmale (JAZ) und Kostenstrukturen (Investitionskosten, Betriebskosten) möglich.

Die 40 MW Kohle-KWK-Anlage wird in Variante D durch 40 MW Wärmepumpenleistung ersetzt. Zusätzlich werden 20 MW Solarthermie installiert.

Die Solarthermie befindet sich durch die sehr guten Förderbedingungen sowie sehr geringe variable Kosten (keine Brennstoffkosten, geringe Stromkosten), in der Einsatzreihenfolge an erster Stelle. Zudem ist die Solarthermie nicht steuerbar, sondern direkt von der Sonneneinstrahlung abhängig. Es wird neben der investiven Förderung (40 % der Investitionskosten) eine betriebliche Förderung nach BEW von 2 ct/kWh während der ersten zehn Betriebsjahre angenommen. Diese Förderung wird auf die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren umgelegt.

Bei der Einsatzreihenfolge im Basic-Szenario folgt die Erdgas-KWK an zweiter Stelle vor der Wärmepumpe, die an dritter Stelle zum Einsatz kommt. Die Wärmeerzeugung ist in Abbildung 111 für das Basic-Szenario dargestellt. Die Solarthermie deckt über 2 % und die Wärmepumpe knapp 18 % der Wärmeerzeugung, während die Erdgas-KWK einen Anteil von 74 % hat (Rest: Erdgaskessel mit etwa 6 %). Der EE-Anteil beträgt 20 %.

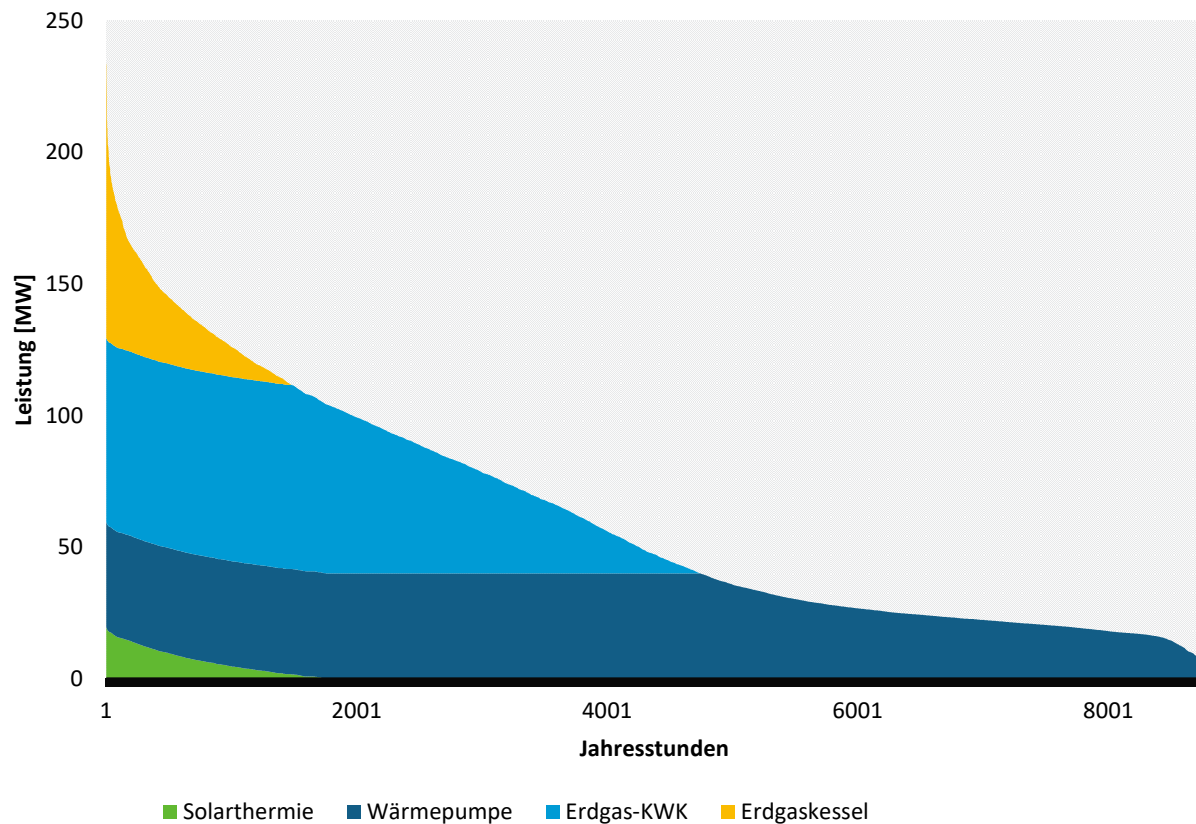
Abbildung 111: Basic-Szenario Wärmeerzeugung Variante D: Ersatz der Kohle-KWK durch Wärmepumpe und Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Im EWG-Szenario verändern die neuen Rahmenbedingungen die Einsatzreihenfolge. Bedingt durch den höheren CO₂-Preis sowie durch reduzierte Stromkosten verteuern sich die Einsatzkosten für Erdgas-KWK, während die Kosten für den Betrieb der Wärmepumpen sinken. Daher ändert sich die Einsatzreihenfolge für Variante D unter EWG-Szenarienbedingungen. Solarthermie bleibt an erster Stelle, anstatt Erdgas-KWK folgt jedoch an zweiter Stelle die Wärmepumpe, gefolgt von Erdgas-KWK und Erdgaskessel an dritter bzw. vierter Stelle. Dies ist in Abbildung 112 dargestellt. Die Solarthermie deckt über 2 %, die Wärmepumpe 52 % und die Erdgas-KWK knapp 40 % der gesamten Wärmeerzeugung (Rest: Erdgaskessel mit ca. 6 %). Der EE-Anteil beträgt 54 %.

Abbildung 112: EWG-Szenario Wärmezeugung Variante D: Ersatz der Kohle-KWK durch Wärmepumpe und Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Ersatz durch Biomasse und Solarthermie (Variante E)

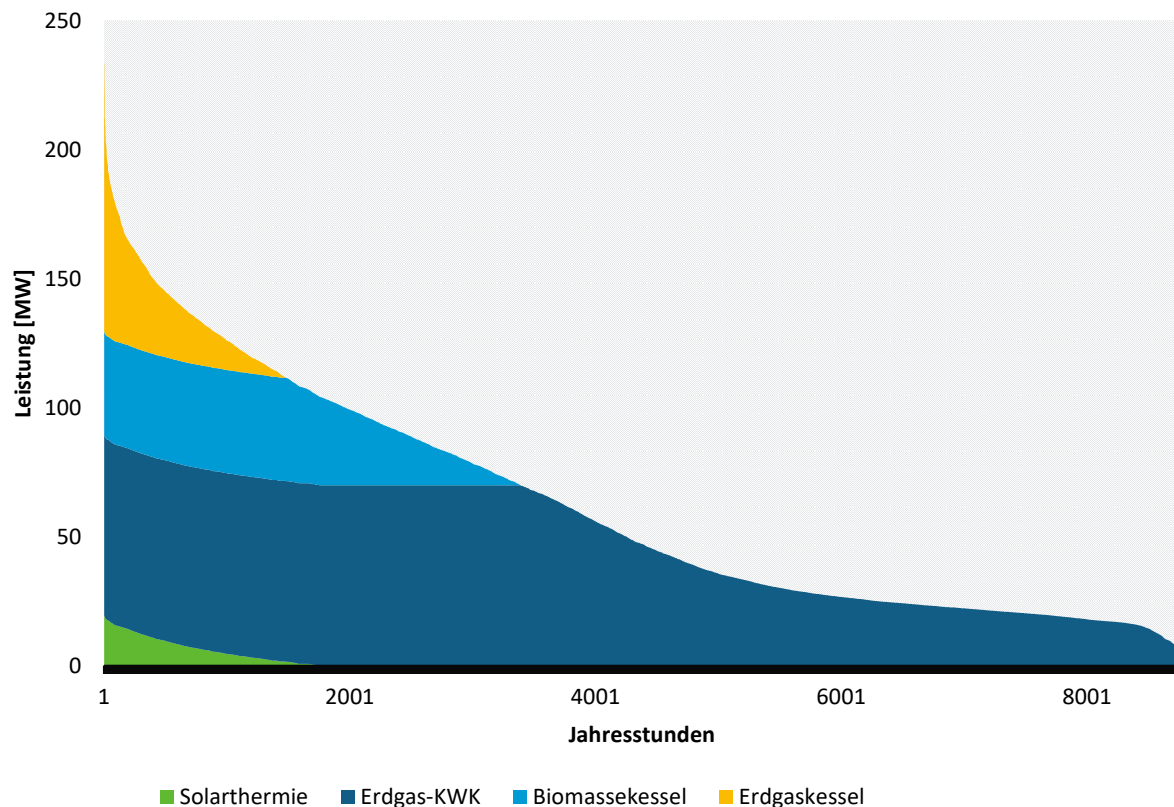
In der fünften Variante wird die Kohle-KWK durch einen Biomassekessel und Solarthermie substituiert. Die 40 MW Kohle-KWK werden durch 40 MW Biomassekessel und zusätzlich 20 MW Solarthermie ersetzt.

Die Einsatzreihenfolge der Technologien ändert sich genau wie bei Variante D, wenn ausschließlich die variablen Kosten der Technologien zur Ermittlung herangezogen werden. Je nachdem, ob die Rahmenbedingungen entsprechend Basic- bzw. EWG-Szenario angewendet werden, ist es günstiger, den Biomassekessel hinter bzw. vor der Erdgas-KWK-Anlage einzusetzen. Die Kosten des Biomassekesselseinsatzes bleiben unter Basic und EWG konstant, die Kosten der Erdgas-KWK verteuern sich jedoch aufgrund des höheren CO₂-Preises. Würde jedoch der Biomassekessel in der Erzeugerreihenfolge vor der Erdgas-KWK-Anlage eingesetzt werden, würde die Biomasse in der Grundlast mit über 7.000 VBH operieren. Neben der Anforderung, dass Wärmenetze zukünftig insgesamt einen geringeren Anteil an Biomasse haben sollen, wäre somit auch die Förderbedingung (BEW) von maximal 2.500 VBH überschritten¹⁴⁶. Daher wird auch im EWG-Szenario die Biomasse-Anlage so eingesetzt, dass die 2.500 VBH knapp unterschritten werden. Im Ergebnis unterscheidet sich die Einsatzreihenfolge in den beiden Szenarien also nicht (vgl. Abbildung 113).

¹⁴⁶ Die Anforderungen an Transformationspläne nach BEW und die Förderbedingungen für Biomasseanlagen sehen vor, dass der Anteil der Biomasse bis 2045 in Netzen > 50 km nur 15 % der gesamten Wärmezeugung betragen soll und zudem eine Betriebsstundendauer von 2.500 h/a (exkl. notwendiger Betriebszeiten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft) nicht überschreiten soll.

Die Solarthermie deckt 2 %, die Erdgas-KWK 74 % und die Biomasse 18 % der Wärmeerzeugung (Rest: Erdgaskessel mit knapp 6 %), der EE-Anteil beträgt insgesamt 20 %.

Abbildung 113: Wärmeerzeugung für Variante E: Ersatz der Kohle-KWK durch Biomasse und Solarthermie



Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Vergleich der Ergebnisse

Die Wärmegestehungskosten für das Gesamtnetz sowie der Anteil erneuerbarer Wärme an der Gesamterzeugung auf der Grundlage verschiedener CO₂-Preise sind in den Abbildungen Abbildung 114 bis Abbildung 118 dargestellt.

Für die Rahmenbedingungen im Basic-Szenario (Abbildung 114) sind die günstigsten Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz erzielbar, wenn das Kohlekraftwerk in Variante A weiterbetrieben wird (40 EUR/MWh).

Ab einer Restlaufzeit des Kohle-KWs von unter zehn Jahren¹⁴⁷ führt ein Ersatz der Kohle-KWK mit einer Tiefengeothermieranlage (Variante C) mit nur 36 EUR/MWh schon im Basic-Szenario zu geringeren Gesamt-Wärmegestehungskosten, als wenn die Kohle-KWK-Anlage weiterbetrieben wird. Bei zehn Jahren Restlaufzeit Kohle-KWK bleiben die Kosten nahezu unverändert. Zudem wird in Variante C ein sehr hoher EE-Anteil von über 53 % im Wärmenetz erreicht.

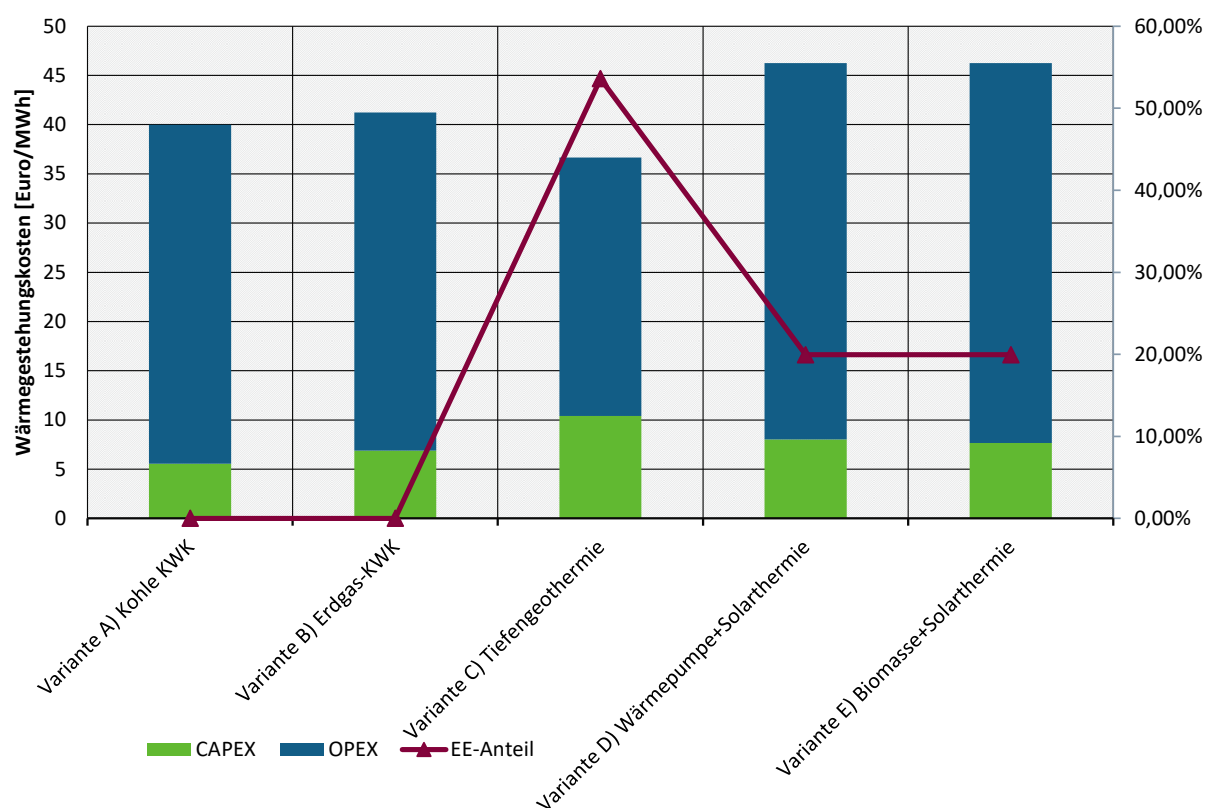
¹⁴⁷ Für den Fall, dass eine kohlebasierte KWK-Anlage noch 10 Jahre verbleibende Restlaufzeit hat, wird eine statische Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Die nach dem Ersatz der Kohle-KWK-Anlage entstehenden Kosten werden als Annuität der Investitionskosten angenommen, welche für die verbleibende und nicht genutzte Restlaufzeit der Kohle-KWK weitergezahlt werden müssen. Weitere Zahlungsströme (z. B. für den Rückbau des Kraftwerks, Sicherheitspersonal, Entschädigungszahlungen an die Kraftwerksbetreiber) werden in dieser Betrachtung vernachlässigt.

Der Ersatz der Kohle-KWK durch Erdgas (B) führt zu leicht höheren Wärmegestehungskosten. Die Installation einer neuen Erdgas-KWK-Anlage in Variante B ist mit 41,20 EUR/MWh bis 48,80 EUR/MWh die drittgünstigste Option in Bezug auf die Wärmegestehungskosten des Gesamtnetzes.

Die Varianten D und E führen bei Rahmenbedingungen des Basic-Szenarios zu höheren Kosten von etwa 50 EUR/MWh. Beide Varianten D und E (Wärmepumpe bzw. Biomasse, jeweils mit Solarthermie kombiniert) weisen ähnliche Gesamt-Wärmegestehungskosten auf. Die Neuinstallation von 40 MW Wärmepumpenleistung und 20 MW Solarthermie führt je nach Restlaufzeit der Kohle-KWK zu 46,3 bis 53,8 EUR/MWh; genau wie die Variante Biomasse (40 MW) und Solarthermie (20 MW).

Der höchste Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung wird mit knapp 54 % bei Variante C (Tiefengeothermie) erreicht, da diese als einzige EE-Technologie in der Grundlast eingesetzt werden kann. Varianten D und E erzielen geringere EE-Anteile von knapp 20 %, da die Wärmepumpe bzw. Biomasse-Anlage in der Einsatzreihenfolge nach der Erdgas-KWK eingesetzt werden.

Abbildung 114: Wärmegestehungskosten Gesamterzeugung sowie Anteil erneuerbarer Energien an Wärmeerzeugung im Szenario Basic für die Varianten A bis E



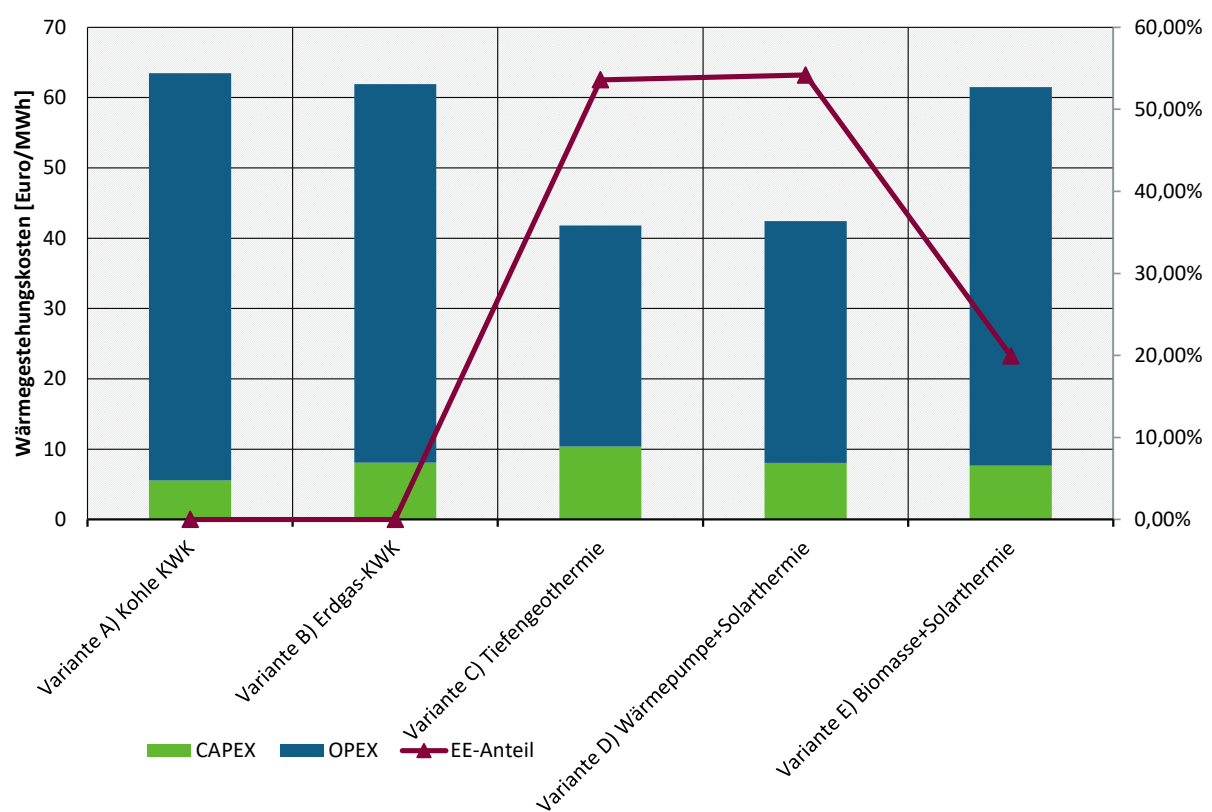
Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut auf Basis von Kosten und Preisannahmen aus dem Jahr 2021

Werden die Rahmenbedingungen im EWG-Szenario verändert, so ergibt sich ein deutlich verändertes Gesamtbild. Hier sind die Kohle-KWK sowie die Erdgas-KWK-Anlagen und der Erdgaskessel durch den höheren CO₂-Preis von 80 EUR/t bis 130 EUR/t verteuert. Dies steigert zunächst die Gesamtnetz-Wärmegestehungskosten aller Varianten, da auch in den teilweise erneuerbaren Varianten C, D und E in der Gesamterzeugung weiterhin Erdgas in der Bestands-KWK-Anlage sowie im Kessel eingesetzt wird.

Im Unterschied zum Basic-Szenario ist unter den neuen Bedingungen jedoch der Weiterbetrieb der Kohle-KWK (Variante A) nicht mehr die beste Option, um die Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz zu minimieren. Im EWG-Szenario (siehe Abbildung 115 bis Abbildung 117) sind die Varianten C und D (Tiefengeothermie bzw. Wärmepumpe und Solarthermie) deutlich günstiger als die Alternativen. Es sind unabhängig von der restlichen Laufzeit der Kohle-KWK geringere Wärmegestehungskosten erzielbar, wenn eine Tiefengeothermieanlage installiert wird (C) oder wenn die Wärmepumpe kombiniert mit Solarthermie gewählt wird (D). Variante E mit einer Teilsubstitution durch Biomasse sowie durch Erdgas ist aufgrund der erhöhten CO₂-Preise nicht günstiger. Die Differenz zwischen den Varianten C und D auf der einen Seite und den Varianten A, B und E erhöht sich mit zunehmendem CO₂-Preis.

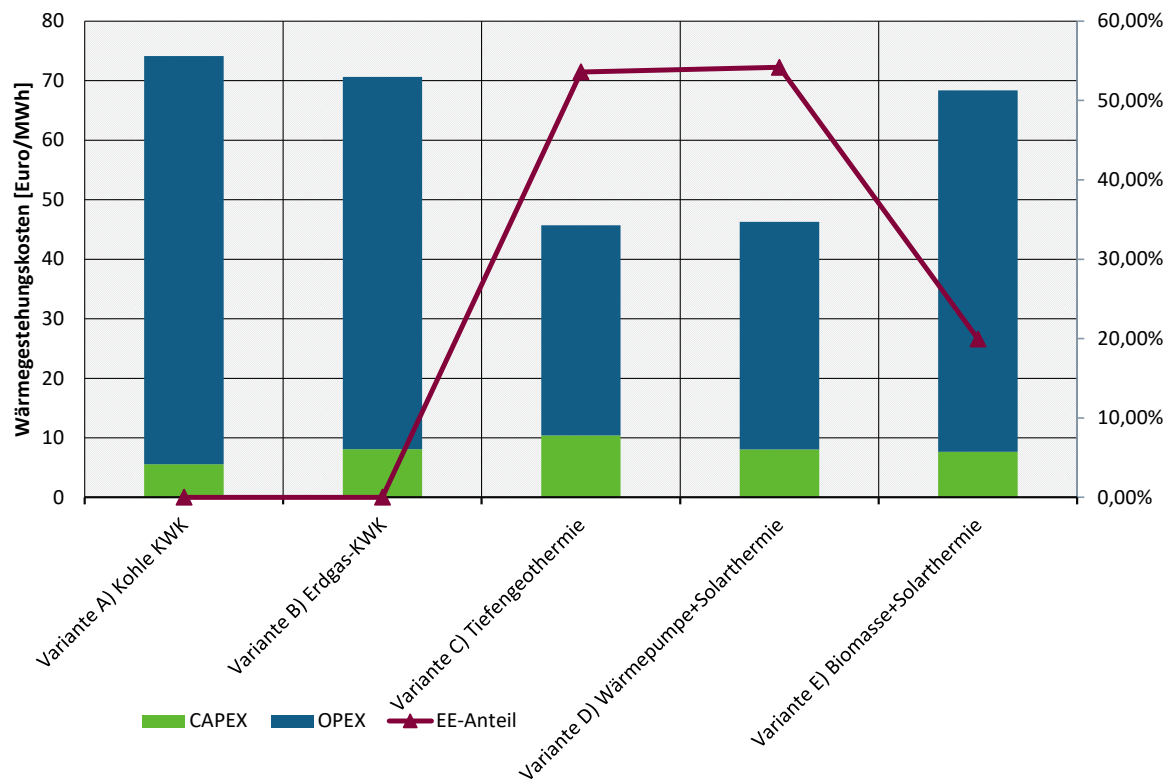
Der EE-Anteil ist für die günstigste Variante C (Tiefengeothermie) mit 53,6 % unverändert hoch. Ein großer Unterschied zum Basic-Szenario ist, dass der EE-Anteil für Variante D (Wärmepumpe und Solarthermie) um jeweils 34 Prozentpunkte von knapp 20 % auf über 54 % ansteigt. Dies wird durch die veränderte Einsatzreihenfolge bedingt, da die variablen Kosten der Wärmepumpe unter den gewählten Rahmenbedingungen geringer sind als der Betrieb der Erdgas-KWK-Anlage. Bei Variante E (Biomasse und Solarthermie) hingegen ist aufgrund der Begrenzung der VBH (BEW) ein erhöhter Einsatz des Biomassekessels allerdings nicht möglich, sodass der EE-Anteil auch hier bei unter 20 % bleibt.

Abbildung 115: Wärmegestehungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO₂-Preis 80 EUR/t für die Varianten A bis E



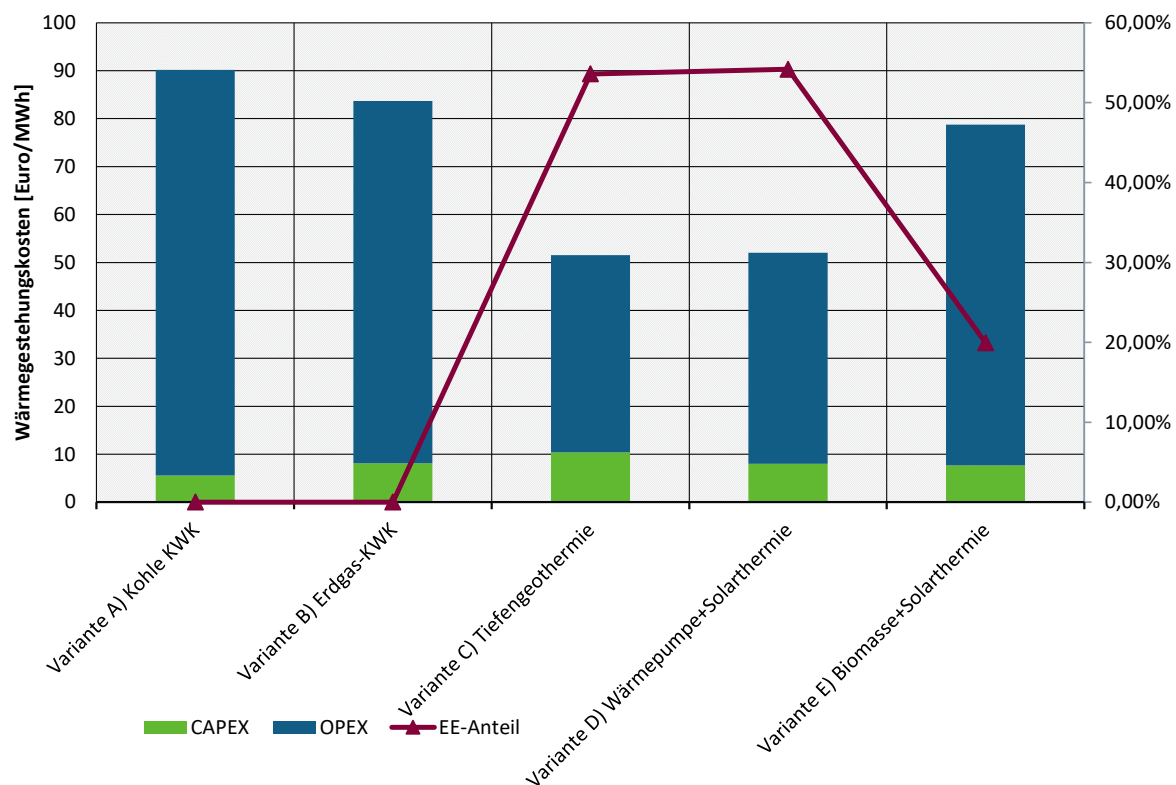
Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut auf Basis von Kosten und Preisannahmen aus dem Jahr 2021

Abbildung 116: Wärmegestehungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO₂-Preis 100 EUR/t für die Varianten A bis E

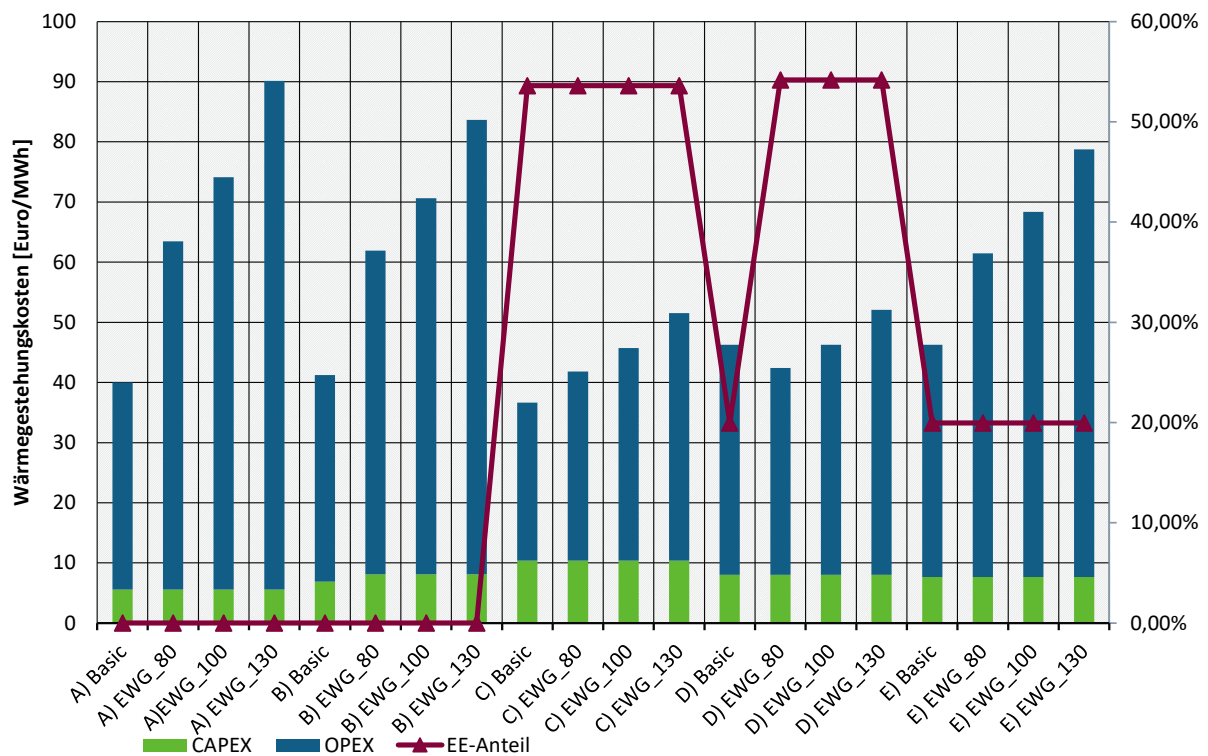


Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut auf Basis von Kosten und Preisannahmen aus dem Jahr 2021

Abbildung 117: Wärmegestehungskosten Gesamterzeugung sowie EE-Anteil im EWG-Szenario mit CO₂-Preis 130 EUR/t für die Varianten A bis E

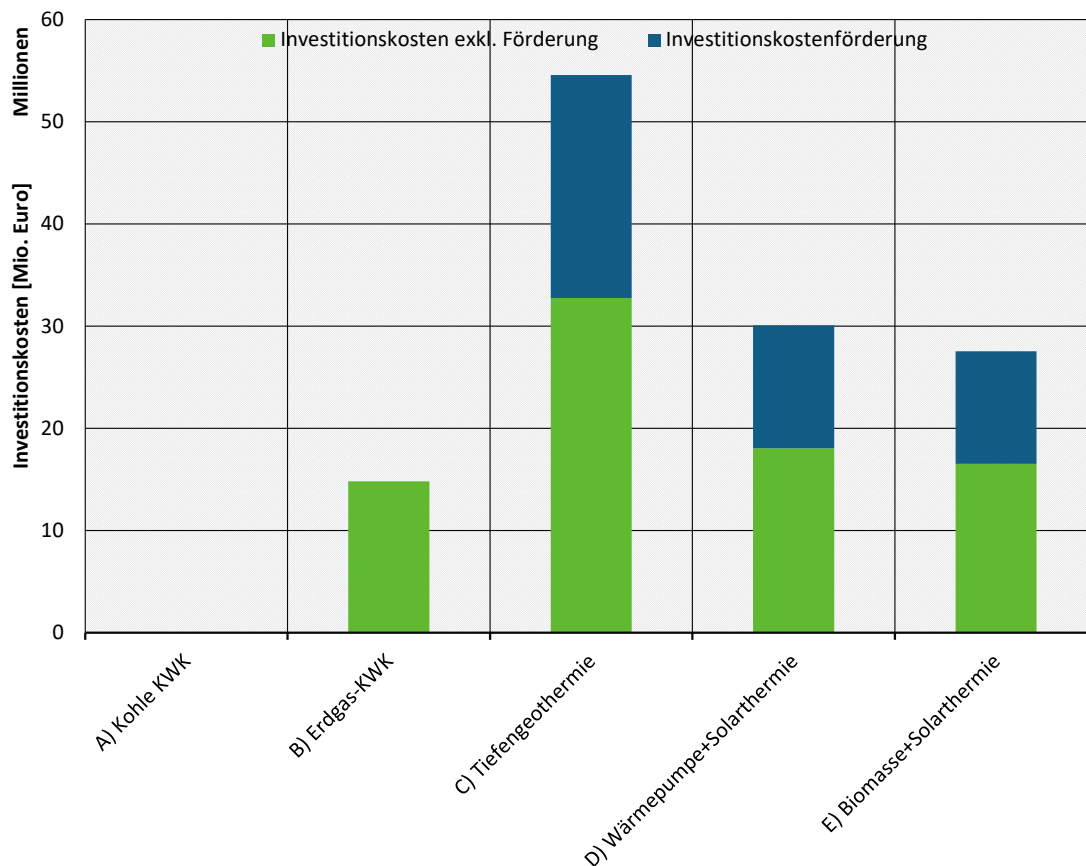


Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut auf Basis von Kosten und Preisannahmen aus dem Jahr 2021

Abbildung 118: Wärmegestehungskosten und EE-Anteil im Gesamtnetz Basic- und EWG-Szenario im Vergleich

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut auf Basis von Kosten und Preisannahmen aus dem Jahr 2021

Vergleicht man die Neuinvestitionskosten miteinander (siehe Abbildung 119), so liegen die Kosten für die Tiefengeothermieranlage mit ca. 54,6 Mio. Euro (21,8 Mio. Euro förderfähig) deutlich über den Investitionskosten für eine neue Erdgas-KWK-Anlage (14,8 Mio. Euro), welche die geringsten Kosten für Neuinvestitionen aufweist. Beim Vergleich der Neuinvestitionskosten von Varianten D und E, sind diese für die Installation des Biomassekessels in Kombination mit Solarthermie (E) etwas geringer (insgesamt 27,5 Mio. Euro; davon 11,0 Mio. Euro förderfähig) als für die Installation der Wärmepumpe und Solarthermie (insgesamt 30,1 Mio. Euro; davon 12,0 Mio. Euro förderfähig).

Abbildung 119: Neuinvestitionen für Varianten A bis E

Quelle: Eigene Darstellung Hamburg Institut

Einordnung der Ergebnisse vor dem Hintergrund hoher fossiler Brennstoffpreise, ausgelöst durch den Angriffskrieg von Russland auf die Ukraine

Die Wirkungsabschätzung erfolgte auf Basis der Ausgangssituation im Jahr 2021. Mit deutlich höheren Preisen für Erdgas und Strom, aber auch für biogene Brennstoffe (z. B. Pellets und Biomethan) sind die Ergebnisse nur bedingt zu interpretieren. Es folgt eine qualitative Einordnung der Ergebnisse für deutlich höhere Erdgas- und Strompreise.

Zwei Ergebnisse können sich unter neuen Preisbedingungen erheblich ändern: Zum einen die Einsatzreihenfolge der Wärmeerzeuger und damit u. U. die Anteile erneuerbarer Energien und zum anderen die Wärmebereitstellungskosten.

Bei den Einsatzreihenfolgen der Varianten würden sich im Basic-Szenario Variante D und Variante E ändern. In Variante D würde ggf. – je nach Erdgas- und Strompreis – die Wärmepumpe vor der Erdgas-KWK-Anlage eingesetzt werden (vgl. Abbildung 111). In Variante E würde, je nach Erdgas- und Biomassepreis, der Biomassekessel vor der Erdgas-KWK-Anlage betrieben werden (vgl. Abbildung 113). Bei beiden Varianten würde diese Änderung zu höheren Anteilen erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung führen; bei Variante E würde der Biomasseanteil hoch sein. Im EWG-Szenario würde sich an der Einsatzreihenfolge nichts ändern, da ohnehin die erneuerbaren Energien vor der Erdgas-KWK-Anlage eingesetzt werden.

Die Wärmebereitstellungskosten erhöhen sich in allen Varianten für beide Szenarien. Am stabilsten wäre die Preisänderung bei Variante C (Tiefengeothermie), da sehr geringe Mengen an Erdgas und Strom eingesetzt werden müssen und somit eine hohe Unabhängigkeit von den Energiepreisen besteht. Variante B (rein Erdgas-basiert) wäre hingegen sehr instabil und könnte

zu stark erhöhten Wärmegestehungskosten führen. Auch Variante D (Wärmepumpe) würde aufgrund höherer Strompreise verteuert, jedoch nicht in dem Maße wie Variante B. Die Biomasse-basierte Variante E wäre ebenfalls leicht teurer.

8 Fazit zum Unterstützungsrahmen

In diesem Abschnitt wird der entwickelte Unterstützungsrahmen eingeordnet und bewertet.

Die in Kapitel 6 analysierte Ausgangslage der regulatorischen Rahmenbedingungen verdeutlicht, dass für die Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen derzeit noch Missstände bestehen. So setzt das KWKG, das derzeit vor allem erdgasbasierte KWK fördert, falsche Anreize, die auch der CO₂-Preis nicht auszugleichen vermag. Hinzu kommen hohe Strombezugskosten, ein relevantes finanzielles Hindernis für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen mit Großwärmepumpen für die Nutzung von Umweltwärme. Die Fördersysteme für erneuerbare Fernwärmesysteme der letzten Jahre sind unzureichend für die anstehende Transformationsaufgabe. Insbesondere bestehende Netze werden erst durch das Inkrafttreten der BEW finanziell unterstützt.

Zugleich sind die Hemmnisse, die der Fernwärmedekarbonisierung entgegenwirken, nicht nur finanzieller Art. Im Gegenteil: Die Fernwärmewende erfordert ein hohes Maß an Planung auf räumlicher sowie auf strategischer und politischer Ebene. Die kommunale Wärmeplanung ist jedoch erst in einem Bundesland teilweise umgesetzt, in wenigen weiteren Bundesländern zumindest schon gesetzlich vorgesehen.

Ein weiterer Aspekt ist die energetische Bewertung von Fernwärme, die in der aktuellen Umsetzungsmethodik strukturell gleich verschiedene Fehlsteuerungen auslöst. Die Verwendung der Stromgutschriftmethode beispielsweise führt häufig zu einer schlechteren ökologischen Bewertung von Wärmenetzen, wenn Erdgas-KWK durch EE-Technologien ohne parallele Wärme- und Stromerzeugung ersetzt werden.

Zudem beinhaltet der aktuelle bundesdeutsche Unterstützungsrahmen keine ordnungsrechtlichen Vorgaben hinsichtlich der Klimaziele von Fernwärme. Das ist umso erstaunlicher angesichts der geplanten ordnungsrechtlichen Änderungen für dezentrale Heizungssysteme.

In diesem Vorhaben wird ein Unterstützungsrahmen entwickelt, der unter anderem das Erneuerbare-Wärme-Infrastruktur-Gesetz (EWG) umfasst (Kapitel 7). Das EWG beinhaltet die Einführung verpflichtender Dekarbonisierungsziele für die Fernwärme sowie zugehörige Fernwärme-Entwicklungskonzepte. Diese Ziele sehen vor, dass der Anteil von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme in der Fernwärme von 55 % im Jahr 2030 über 70 % (2035) und 85 % (2040) auf 100 % im Jahr 2045 ansteigen soll. Darüber hinaus soll in dem Gesetz die Finanzierung der Bundesförderung Effiziente Wärmenetze verankert sein. Als drittes Element umfasst das EWG die Einführung der kommunalen Wärmeplanung inkl. Stakeholder- und Öffentlichkeitsbeteiligung.

Weitere Anpassungen um Unterstützungsrahmen beinhalten die umfassende Änderung der energetischen Bewertung von Fernwärme von PEF auf THG-Faktoren sowie die Umstellung auf produktspezifische Faktoren und auf die Carnot-Methode sowie Anpassungen am KWKG und den Mechanismen der CO₂-Bepreisung. In der bisher geltenden Förderkulisse hat das KWKG eine hohe Anreizwirkung für Investition in (meist fossile) KWK-Anlagen in der Fernwärme. Der Unterstützungsrahmen legt den Fokus auf die Schaffung eines neuen gesetzlichen Rahmens mit Förderinstrumenten für die Fernwärmedekarbonisierung (EWG), die auf den Wärmemarkt abstellen und nicht eine Weiterentwicklung des KWKG in den Blick nimmt. Daher sind hier die Anpassungen am KWKG gering.

Die Analyse des angepassten Unterstützungsrahmens bei der Betrachtung eines kohlebasierten Modellnetzes, in dem die Steinkohle-KWK-Anlage ersetzt werden soll, ergibt folgende relevante Kernbotschaften:

- ▶ Der Ersatz der Kohle-KWK durch Tiefengeothermie führt unter den neuen Rahmenbedingungen (EWG-Szenario) sowie im Basic-Szenario ab einer Restlaufzeit der Kohle-KWK von unter zehn Jahren zu den niedrigsten Wärmegestehungskosten im Gesamtnetz, sowie gleichzeitig zu den höchsten Anteilen von EE-Wärme. Die neu zu tätigen Investitionskosten sind jedoch im Vergleich zu den anderen Varianten sehr hoch.
- ▶ Erfolgt der Umstieg von Kohle-KWK auf Wärmepumpe in Kombination mit Solarthermie, so führt dies im EWG-Szenario zu geringeren Wärmegestehungskosten als ein Weiterbetrieb der Kohle-KWK oder ein Umstieg auf Erdgas. Unter Basic-Bedingungen ist hingegen der Weiterbetrieb der Kohle-KWK oder der Umstieg auf Erdgas-KWK günstiger.
- ▶ Das EWG-Szenario ist somit vorteilhaft für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen, die keine Möglichkeit haben, tiefengeothermische Potenziale in großem Maßstab zu erschließen und stattdessen über Umweltwärmequellen verfügen.
- ▶ Insbesondere die Transformation durch den Einsatz von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen profitiert im EWG-Szenario aufgrund steigender Kosten für fossile Erzeugung sowie gleichzeitig sinkender Strombezugskosten.
- ▶ Die im EWG-Szenario gewählten Rahmenbedingungen verändern die Einsatzreihenfolge der Erzeuger derart, dass Wärmepumpen vor Erdgas-KWK und mit deutlich höheren VBH eingesetzt werden. Dadurch wird im EWG-Szenario ein höherer EE-Anteil bewirkt.
- ▶ Bei der Biomasse-Variante erhöhen sich die Wärmegestehungskosten im EWG-Szenario ggü. dem Basic-Szenario, da sich der CO₂-Preis auf die Gesamt-Wärmegestehungskosten durchschlägt (vgl. Abbildung 118). Auf die Wirtschaftlichkeit der Biomassenutzung hat das EWG-Szenario allerdings mit den gewählten Randbedingungen keinen Einfluss. Für die Biomassenutzung besteht in dieser Modellierung lediglich die Restriktion hinsichtlich der jährlichen VBH. Für ein Wärmenetz ohne bzw. mit weniger fossilen Energieträgern (Erdgas-KWK) würde das bedeuten, dass die Differenz zwischen Basic- und EWG-Szenario wegfiel bzw. reduziert würde. Dennoch würden die anderen erneuerbaren Optionen (Wärmepumpe und Solarthermie oder Tiefengeothermie) auch für ein solches Wärmenetz attraktiver sein. Ein höherer Biomassepreis bzw. eine verringerte Investitionskostenförderung würden zudem der Biomassenutzung entgegenwirken.

Wie unter der Anwendung der EWG-Szenario-Rahmenbedingungen die Dekarbonisierung und nach dem Ersatz der Kohle-KWK-Anlage weitergehen würde, wurde nicht am Modellnetz untersucht. Um eine vollständige Transformation zu 100 % erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme zu erlangen, besteht die Möglichkeit der Einbindung weiterer erneuerbarer Wärmeerzeuger, um so mit einem diversifiziertem Portfolio Grund-, Mittel- und auch Spitzenlast zu dekarbonisieren. Die Anreize für die Nutzung von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme sind durch die angenommenen Rahmenbedingungen im EWG-Szenario gegeben. Ein möglicher Fallstrick auf dem Weg zur kompletten Dekarbonisierung kann die nicht ausreichende Verfügbarkeit von erneuerbaren Wärmequellen und unvermeidbarer Abwärme sein, womöglich in Kombination mit einer Steigerung des Fernwärmeabsatzes. Infolge könnte Biomasse übermäßig eingesetzt werden. Zudem könnte der Anreiz entstehen, brennstoffbasierte industrielle Prozesse zu nutzen, um zusätzliche Abwärme – die also vermeidbar wäre – speziell zur Befriedigung der Nachfrage der Wärmenetze zu schaffen. Weiterhin besteht theoretisch die Gefahr, dass Instrumente zur Abfallreduktion weniger prioritär angesehen werden, um die Wärme als Nebenprodukt der TAV weiterhin im gewohnten Umfang nutzen zu können.

Der gesamte Unterstützungsrahmen inklusive EWG und zugehöriger Elemente verfügt jedoch über Instrumente, welche die vollständige und ressourcenschonende Dekarbonisierung von Wärmenetzsystemen unterstützen und unvorteilhaften Entwicklungen möglichst entgegenwirken. So soll insbesondere die verbindliche Einführung der verpflichtenden Dekarbonisierungsziele mit der Maßgabe von langfristig maximal 25 % bzw. 15 % Biomasseanteil¹⁴⁸ im Jahr 2045 bewirken, dass Alternativen zur Biomassenutzung frühzeitig geplant werden. Auch die kommunale Wärmeplanung und die Erstellung von Transformationsplänen unterstützen die langfristig-visionäre Planung und Umsetzung von ökologisch sinnvollen Transformationspfaden. Die in der BEW vorgesehene betriebliche Förderung von Großwärmepumpen sowie Solarthermie stellt diese Optionen zudem finanziell besser. Selbst für den geschilderten Fallstrick von nicht ausreichend verfügbaren erneuerbaren Wärme- und unvermeidbaren Abwärmequellen wäre der Einsatz von Luftwärmepumpen möglich. Der vorgeschlagene umfassende Unterstützungsrahmen gibt insgesamt genug Anreize für die Nutzung ressourcenschonender EE und unvermeidbarer Abwärme und setzt zusätzlich Einschränkungen für die ineffiziente Nutzung von Biomasse sowie vermeidbarer Abwärme.

Für die erfolgreiche Dekarbonisierung von Fernwärmesystemen in Deutschland wird empfohlen, den vorgeschlagenen Unterstützungsrahmen zum einen möglichst schnell und in einem zwischen den Ministerien abgestimmten Prozess umzusetzen. Zum anderen zeigen die Analysen der Fallbeispiele und der regulatorischen Ausgangslage, dass es eines ganzheitlichen Ansatzes bedarf, der die verschiedenen Stellschrauben (Technologien, Akteure und politische Instrumente) bedient, die bei der Fernwärmedekarbonisierung eine Rolle spielen. Daher sollte der vorgeschlagene Unterstützungsrahmen als Ganzes umgesetzt werden.

Die Einführung verpflichtender Dekarbonisierungsziele wird ausdrücklich nur in dem hier dargestellten Gesamtrahmen empfohlen. Um die Maßnahmen zur Erreichung der anvisierten (Zwischen-)Ziele umsetzen zu können, sollte das BEW ausreichend ausgestattet sein und die PEF-Berechnungsmethodik als eines der größten derzeitigen Hindernisse schnellstmöglich angepasst werden. Darüber hinaus ist der gesetzliche Rahmen für die Fernwärme insgesamt zu verbessern (z. B. Wärmelieferverordnung). Nicht zuletzt müssen auch die Ausführungskapazitäten in der Planung und im Handwerk sowie in der Produktion erhöht und optimiert werden.

Vor dem Hintergrund dieser Zusammenhänge sollten die Maßnahmen in ihrer Gesamtheit so schnell wie möglich vollständig umgesetzt werden. Eine zeitliche Priorisierung oder Umsetzungsreihenfolge ist aus wissenschaftlicher Sicht schwierig, da in der vorliegenden Analyse der Schwerpunkt auf die Kombination und auf die Wirkung unterschiedlicher Instrumente gelegt wurde. Auf eine Zeitplanung, in der die einzelnen Instrumente verortet sind, wird daher hier verzichtet. Aus der Perspektive umsetzender Ministerien kann es sinnvoll sein, einige Anpassungen im Zuge bereits geplanter oder laufender Gesetzesverfahren anzuschließen.

¹⁴⁸ unter Vorbehalt einer weiteren Reduktion dieser Anteile

9 Quellenverzeichnis

50Hertz, Amprion, Tennet, und Transnetz BW (2020): Prognose der KWKG-Umlage 2021. Online unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202021.pdf> (zugegriffen 25.07.2022).

50Hertz, Amprion, Tennet, und Transnet BW (2021): Ermittlung der KWKG-Umlage 2022. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber.

Agentur für Erneuerbare Energien (2021): Zustimmung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bleibt hoch. Pressemitteilung vom 07.01.2021. Online unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/zustimmung-fuer-den-ausbau-der-erneuerbaren-energien-bleibt-hoch> (zugegriffen 28.10.2021).

AGFW (2019): AGFW-Hauptbericht 2018.

AGFW (2020): Arbeitsblatt AGFW Teil 1 Energetische Bewertung von Fernwärme. Teil 1: Primärenergie- und Emissionsfaktoren nach Stromgutschriftmethode.

AGFW (2021): AGFW-Hauptbericht 2020.

BAFA (2021): Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.

BDEW (2022): Die Energieversorgung 2021 - Jahresbericht. Online unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf (zugegriffen 25.02.2022).

Blömer, S., D. Hering, P. Thomassen, S. Jäger, C. Götz, M. Pehnt, S. Ochse, S. Hespeler, S. Richter, G. Grytsch, C. Zopff und B. Huber (2019): EnEff: Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland. Heidelberg: BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMWi (2020): Energiedaten gesamt. Online unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (zugegriffen 20.05.2020).

BMWK, BMEL, und BMUV (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (BABIS). Online unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energieeffizienz/nabis_eckpunkte_bf.pdf.

BMWK und BMWSB (2022): 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024. Konzeption zur Umsetzung.

Brand, M. und S. Svendsen (2013): Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment. In: Energy 62, S. 311–319.

Brugg (2016): Technische Datenblätter der Firma German Pipe.

Bruus, F. und H. Kirstjansson (2004): Principal design of heat distribution. In: DBDH.

Bundesanzeiger (2022): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“. Online unter: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?1> (zugegriffen 20.10.2022).

Bundesministerium für Umwelt (2010): Anwendungshinweise zum Vollzug des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes hier: Nutzung von Wärme aus Müllverbrennungsanlagen (Hinweis Nr. 1/2010)).

Bundesnetzagentur (2020): Beschlussdokument in dem Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung). Online unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/LaufendeKonsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (zugegriffen 25.07.2022).

Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021.

Bundesnetzagentur (laufend): Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Online unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html> (zugegriffen 20.10.2022).

Bürger, V., S. Braungardt, C. Maaß, M. Sandrock und P. Möhring (2021): Agenda Wärmewende 2021 - Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende. Freiburg/Hamburg. Online unter: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/2021-06-10-Waermewende-2021.pdf> (zugegriffen 18.11.2021).

Bürgerinitiative gegen Müllverbrennung in Chemnitz (2021): Facebook-Auftritt. Online unter: https://www.facebook.com/BiChemnitzMuellverbrennung/?ref=page_internal (zugegriffen 22.07.2021).

Chemnitzer Fraktion Bündnis 90/Grüne (2020): Gutachten zur Anwendbarkeit innovativer Recycling-Technologien. Online unter: https://session-bi.stadt-chemnitz.de/vo0050.php?_kvonr=6974236&search=1 (zugegriffen 22.07.2021).

dena (2018): Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Industrielles Verbraucherverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten.

dena (2020): Branchenbarometer Biomethan 2020.

Deutscher Bundestag (2022): Drucksache 20/1630. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.

Die Bundesregierung (2021): Generationenvertrag für das Klima. Online unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672#:~:text=Mit%20der%20%C3%84nderung%20des%20Klimaschutzgesetzes,August%202021%20in%20Kraft%20getreten.> (zugegriffen 25.07.2022).

Difu (2022): Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung.

Dötsch, C., J. Taschenberger und I. Schönberg (1998): Leitfaden Nahwärme. In: Astronomische Nachrichten.

dpa (2018): Senat beschließt Rückkauf des Fernwärmenetzes. In: Süddeutsche Zeitung.

Engelmann, P., B. Köhler, R. Meyer, J. Dengler und S. Herkel (2021): Systemische Herausforderungen der Wärmewende.

Europäische Union (2021): Making our homes and buildings fit for a greener future. Buildings factsheet.

European Commission (2018): In-Depth Analysis in Support of the Commission Communidaten COM (2018) 773 - A clean Planet for all. A European long-term strategic Vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.

Fehrenbach, H., J. Giegrich, S. Köppen, B. Wern, J. Pertagnol, F. Baur, K. Hünecke, D. Günter und W. Bulach (2018): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor).

Flamme, S., J. Hanewinkel, P. Quicker und K. Weber (2018): Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. In: Texte 51/2018. Dessau: Umweltbundesamt.

Gemeindewerke Großkrotzenburg (2022): Presseartikel zur Informationsveranstaltung zum nachhaltigen Umbau der Fernwärmeversorgung in Großkrotzenburg. Online unter: <https://www.gemeindewerke-grosskrotzenburg.de/aktuelles/informationsveranstaltung-zum-nachhaltigen-umbau-der-fernwaermeversorgung-in-grosskrotzenburg-120.html>.

Gerhardt, N., B. Zimmermann, I. Ganai, A. Pape, P. Giron, D. Ghosh, E. Dörre, A. Kallert und Y.-J. Yu (2021): Transformationspfade der Fernwärme in Rückkopplung mit dem Energiesystem und notwendige Rahmenbedingungen. Teilbericht im Rahmen des Projekt Transformationspfade im Wärmesektor.

Gores, S., W. Jörß und C. Zell-Ziegler (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015). Online unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202021.pdf> (zugegriffen 25.07.2022).

Grosse, R., B. Christopher, W. Stefan, R. Geyer und S. Robbi (2017): Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU.

Grosse, B., Y. Werner, D. Held, J. Selinger, S. Schäfer-Stradowski und K. Müller-Kirchbaum (2020): Bewertung regulatorischer Maßnahmen der Sektorenkopplung für den Einsatz von Power-to-Heat.

Hermann, H., F. Keimeyer und F. Matthes (2021): Konzept für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland. Online unter: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/konzept-fuer-die-einfuehrung-eines-co2-mindestpreises-im-stromsektor-in-deutschland> (zugegriffen 25.07.2022).

Hertle, V.H., M. Pehnt, B. Gugel, M. Dingeldey und K. Müller (2015): Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung. Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung. S. 124. (= Schriften zur Ökologie). Online unter: https://www.boell.de/sites/default/files/waermewende-in-kommunen_leitfaden.pdf?dimension1=division_oen.

Hildebrand, J., I. Rau und P. Schweizer-Ries (2018): Akzeptanz und Beteiligung – ein ungleiches Paar. In: Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden: Springer VS. S. 195–209.

Hirschfeld, J., L. Krampe und C. Winkler (2012): RADOST Akteursanalyse Teil 1: Konzept und methodische Grundlagen der Befragung und Auswertung. Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung. (= RADOST-Berichtsreihe).

Hoogervorst, Van den Wijngaart, Van Bommel, Laneveld, Van der Molen, Van Polen, und Tavares (2020): Startanalyse aardgasvrije buurten (versie 2020, 24 september 2020); Gemeenterapport met toelichting bij tabellen met resultaten van de Startanalyse.

Hübner, G., J. Pohl, J. Warode, B. Gotchev, B. Ohlhorst, M. Krug und W. Peters (2020): Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien. Bundesamt für Naturschutz.

Icha, P. und G. Kuhs (2020): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2019. Dessau-Roßlau.

ifeu (2020): Das ifeu in der Wilckensstraße: Neue Standards am alten Standort. Online unter: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Ifeu-Gebauede-web.pdf>.

ifeu, ITG, Guidehouse, Prognos, IBH, FIW, Öko Institut, und dena (Veröffentlichung in Vorbereitung): Kurzgutachten zur Überarbeitung von Anforderungssystemen und Standards im Gebäudeenergiegesetz für Neubauten sowie Bestandsgebäude einschl. der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Neubauten und Bestandsgebäude“, Gutachten im Auftrag des BMWK,.

ifeu et al. (2020): Wissenschaftliche Unterstützungsleistung und Wirkungsabschätzung für ein Basisförder-programm zur Transformation von Wärmenetzen.

Irl, M., K. Aubele, T. Baumann, F. Dawo, T. Eller, F. Heberle, J. Hindelang, M. Keim, P. Kuhn, P. Mayer-Ullmann, A. Molar-Cruz, F. Walcher und C. Wieland (2020): Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem.

Jorsal, P. (2016): Low-temperature district heating grids - Secure the lowest Total Cost of Ownership in district heating networks. Aalborg: 2nd international conference on Smart Energy Systems and 4 GDH, 27. September 2016.

ka-news (2022). Kein Ende für RDK7 im Jahr 2024? Online unter: www.ka-news.de/region/karlsruhe/kein-ende-fuer-rdk7-im-jahr-2024-karlsruher-kohlekraftwerk-bleibt-vielleicht-doch-langfristig-am-netz-art-2851238 (zugegriffen 23.10.2022)

Kemmler, A., A. Kirchner, A. Auf der Maur, F. Ess, S. Kreidelmeyer, A. Piégsa, T. Spillmann, M. Wünsch und I. Ziegenhagen (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050.

Klinski, S. (2021): Zu den Möglichkeiten der öffentlichen Förderung im Bereich bestehender gesetzlicher Pflichten („Fördern trotz Fordern“).

Kubicek, H., B. Lippa und H. Westholm (2009): Medienmix in der Bürgerbeteiligung.

LAK Energiebilanzen (laufend): Methodik der CO₂-Bilanzen. Online unter: <https://www.lak-energiebilanzen.de/methodik-der-co2-bilanzen/> (zugegriffen 20.10.2022).

Lauf, T., M. Memmler und S. Schneider (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. In: Climate Change 37/2019, S. 156.

Leventhal, G.S. (1980): What should be done with equity theory? New approaches to the study of fairness in social relationships. In: Social Exchange: Advances in theory and research. New York: Plenum Press. S. 27–55. (= Social exchange: Advances in theory and research).

Local Energy Consulting (2020): Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik. Impuls im Auftrag von Agora Energiewende.

Luderer, G., C. Kost und D. Sörgel (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. S. 359 pages.

Lux, A., M. Schäfer, M. Bergmann, T. Jahn, O. Marg, E. Nagy und L. Theiler (2020): Zusammenfassung der übergreifenden TransImpact-Ergebnisse. Toolbox mit den in TransImpact erarbeiteten Methoden. Dokumentation der Projektergebnisse 2015-2019.

Maaß, C., P. Möhring, A. Purkus, M. Sandrock, L. Freiburger und B. Kleinertz (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland - Potenziale, Kosten, Umsetzung.

Nussbaumer, T., S. Thalmann, A. Jenni und J. Ködel (2017): Planungshandbuch Fernwärme. Ittingen: EnergieSchweiz.

Olsen et al. (2014): Guidelines for Low-Temperature District Heating. Bericht im Rahmen des Projektes "Full-scale demonstration of low temperature district heating in existing buildings" der Dänischen Energieagentur.

Ommen, T., W. Markussen und B. Elmegaard (2016): Performance evaluation of utility plant and booster heat pumps in ultra low temperature district heating system at varying flow temperatures of the network. In: 2nd international conference on Smart Energy Systems and 4GDH. Aalborg.

Paar, A., F. Herbert, M. Pehnt, S. Ochse, S. Richter, S. Maier und M. Kley (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien.

Pagel, M. (2014): Ressourcenschonung vs. Trinkwasserhygiene. In: Heizngsjournal 10, S. 78–80.

Pehnt, M., M. Nast, C. Götz, S. Blömer, A. Barckhausen, D. Schröder, R. Miljes, C. Nabe, S. Lindner und B. Dannemann (2017): Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". In: 49.

Pehnt, M., P. Mellwig, S. Blömer, H. Hertle, M. Nast, A. von Oehsen, J. Lempik, N. Langreder, N. Thamling, A. Hermelink, M. Offermann, P. Pannier und M. Müller (2018): Untersuchung zu Primärenergiefaktoren: Endbericht.

Pehnt, M. (2020): Vorüberlegungen zu Instrumenten der Dekarbonisierung von Wärmenetzen, unveröffentlicht. Heidelberg.

Peters, M., T. Steidle, H. Hebisch, J. Skok, A. Berg, D. Graef und F. Anders (2022): Einführung in den Technikkatalog zur kommunalen Wärmeplanung in Baden-Württemberg.

Pieper, H., T. Ommen, F. Buhler, B. Lava Paaske, B. Elmegaard und W. Brix Markussen (2018): Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. In: Energy Procedia 147, S. 358–367.

Pietzcker, R., S. Osorio und R. Rodrigues (2021): Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector.

Prognos, Öko-Institut, und Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Purr, K., J. Günther, H. Lehmann, P. Nuss und et al. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie - Climate Change 36/2019. S. 444.

Rau, I., P. Schweizer-Ries und J. Hildebrand (2012): Strategies - the Silver Bullet for Public Acceptance? In: Vulnerability, Risk and Complexity: Impacts of Global Change on Human Habitats. Leipzig: Hogrefe.

Reed, M.S., A. Graves, N. Dandy, H. Posthumus, K. Hubacek, J. Morris und L. Stringer (2009): Who's in and why? A typology of stakeholder analysis methods for natural resource management. In: Journal of Environmental Management 90.

Renn, O., F. Ulmer und A. Deckert (2020): The Role of Public Participation in Energy Transitions. (= Elsevier).

Richter, B. (2020): CO2-Kosten im Fernwärmebereich. Vergleich europäischer und nationaler Regelungen. Online unter: <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/juni-2020/co2-kosten-fernwaermebereich-vergleich-regelungen> (zugegriffen 25.07.2020).

Sandrock, M., C. Maaß, S. Weisleder, H. Westholm, W. Schulz, G. Löschan, C. Baisch, H. Kreuter und D. Reyer (2020): Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefeingeothermischer Ressourcen (Endbericht).

Sasmongroup (2018): Größtes Fernwärme-Fernabfrageprojekt Westeuropas. Online unter: <https://www.sasmongroup.com/de/aktuelles/im-blickpunkt/details/news/ueber-samson/groesstes-fernwaerme-fernabfrageprojekt-westeuropas/>.

Schleswig-Holstein (2021): Gesetz zur Änderung des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes Schleswig-Holstein. Drucksache 1899/2021.

Schweikardt, S., M. Didycz, F. Engelsing und K. Wacker (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme. Bonn: Bundeskartellamt.

SPD, Bündnis 90/Die Grünen, und FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit; Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP. Online unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1> (zugegriffen 25.07.2022).

Stadt Karlsruhe (2020): Standortbewertung Geothermiekraftanlage in Neureut.

Stadtwerke München (2014): Breitenanwendung von Niedertemperatur-Systemen als Garanten für eine nachhaltige Wärmeversorgung.

Statistisches Bundesamt (2019a): Jahrerhebung über Erzeugung und Verwendung von Wärme sowie über den Betrieb von Wärmenetzen, 064.

Statistisches Bundesamt (2019b): Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung, 066K, 12/2018 inkl. Gesamtjahresbilanz 2018.

Stiftung Klimaneutralität (2021): Planungssicherheit für den Stromsektor schaffen mit einem Mindestpreis für die CO₂-Emissionen.

Styles, A., J. Claas-Reuther und P. Kreis (2022): Herkunftsnachweise für Wärme und Kälte. Bericht im Rahmen des Projekts GO4Industry (Energieträger, Teil 3), gefördert durch das BMWK (FKZ: UM20DC003) nicht veröffentlicht.

Tagesspiegel Background Energie und Klima (2022): BMWK erarbeitet Energiesparplan.

Thamling, N., N. Langreder, D. Rau, M. Wunsch, C. Maaß, M. Sandrock, G. Fuß, P. Möhring, A. Purkus und N. Strodel (2020): Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030.

Trading Economics (laufend): EU Carbon Permits. Online unter: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (zugegriffen 25.07.2022).

Umweltbundesamt (2020): Erweiterte Kraftwerksliste.

Välilä, K., D. Laing-Nepustil und U. Nepustil (2020): Power-to-Heat – Wo könnte es hingehen? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 44, S. 247–259.

VDI - Verein Deutscher Ingenieure (2021): VDI-Richtlinien Mensch und Technik 7001. Kommunikation und Öffentlichkeitsbeteiligung bei Bau- und Infrastrukturprojekten. Standards für die Leistungsphasen der Ingenieure.

Veit, S.-M. (2018): Hitziger Streit über Fernwärme. In: taz - die tageszeitung.

Wärme Hamburg (2021): Der Ersatz des Heizkraftwerks Wedels. Hintergrundpapier. Online unter: https://energiepark-hafen.hamburg/content/uploads/2021/01/Hintergrundpapier_Ersatz-HKW-Wedel.pdf (zugegriffen 14.12.2021).

Wehnert, T., H. Mölter, D. Vallentin und B. Best (2019): Klimaschutz-Innovationen in der Industrie. Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

Westholm, H. und A. Vollmer (2019): Sozialwissenschaftliche Begleitforschung im Projekt SOLNET BW II. Online unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/07/Bericht_Sozialwiss.-Begleitforschung_SolnetBW-II_2019-1.pdf (zugegriffen 25.07.2022).

Wunsch, M., B. Eikmeier, S. Gores, M. Gailfuß, O. Antoni, H. Falkenberg, E.-M. Klotz, M. Koepp, N. Thamling, I. Ziegenhagen, M. Fette, K. Janßen, H. Hermann, C. Zell-Ziegler, H. Kahl und M. Kahles (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung: Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. S. 252.

Wüstenhagen, R., M. Wolsink und M.J. Bürer (2007): Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. In: Energy Policy 35, S. 2683–2691.

Zepf, K., S. Richter, R. Ziegler, M. Zieher und A. Floß (2012): EnEff Wärme - Exergetische Optimierung der Fernwärme Ulm.

Ziegler, F.J. (2016): Kundenanlagen mit niedrigen Rücklauftemperaturen – die Basis für energieeffiziente Fernwärmesysteme. In: Tagung „Nahwärme kompakt“. Karlsruhe.