Gemeinsame Studie von
FfE GmbH und Öko-Institut e. V.

Klimaneutrale Wärme München 2035

Mögliche Lösungspfade für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München

2021

Klimaneutrale Wärme München 2035

Mögliche Lösungspfade für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München

Herausgeber:

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0

Mail: info@ffe.de
Web: www.ffegmbh.de

Öko-Institut e. V.
Geschäftsstelle Freiburg,

Postfach 1771, 79017 Freiburg
+49 (0) 761-45295-0

Mail: info@oeko.de
Web: www.oeko.de

Abschlussbericht zum Projekt:

Klimaneutrale Wärme München 2035

Ermittlung der Möglichkeiten zur Umsetzung von Lösungspfaden für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München

Veröffentlicht am:

06.10.2021

FfE-Auftragsnummer:

SWM-38

Bearbeiter/in FfE:

Kleinertz, Britta
von Roon, Serafin
Djamali, Alexander
Ferstl, Joachim
Freiberger, Leona
Greif, Simon
Harper, Ryan
Portune, Maria
Schmidt, Tobias

Bearbeiter/in Öko-Institut:

Timpe, Christof
Bürger, Veit
Cludius, Johanna
Wingenbach, Marion

Projektpartner:

Stadtwerke München GmbH
Landeshauptstadt München

Management FfE GmbH:

Geschäftsführer:
Dr.-Ing. S. von Roon

Management Öko-Institut:

Leitung Bereich Energie & Klimaschutz:
Christof Timpe

Die in diesem Bericht geäußerten Ansichten sind ausschließlich die der Verfasserinnen und Verfasser und sollten nicht als Position der Stadtwerke München angesehen werden.

Inhalt

1 Zusammenfassung ... 1
2 Einleitung ... 11
3 Strategien anderer Großstädte ... 15
3.1 Hamburg ... 15
3.2 Wien ... 18
3.3 Zürich ... 24
3.4 Kopenhagen ... 30
3.5 Weitere Erfolgsfaktoren ... 35
4 Analyse der Wärmebedarfe in München ... 37
4.1 Analyse vorliegender Wärmebedarfsdaten ... 37
4.1.1 Abgrenzung verschiedener Begrifflichkeiten ... 37
4.1.2 Vergleich vorliegender Daten und Ableitung relevanter Grundlagendaten ... 38
4.1.3 Zusammenstellung der relevanten Grundlagendaten ... 39
4.2 Weiterentwicklung eines gebäudescharfen Bedarfsmodelles ... 41
4.3 Ableitung eines Neubauszenarios für München ... 41
5 Bestimmung relevanter Analysecluster ... 47
5.1 Angestrebte Analysecluster ... 47
5.2 Bestimmung des Fernwärme-Erweiterungsgebietes ... 48
6 Bausteine einer klimaneutralen Wärmeversorgung in München ... 55
6.1 Relevante Potenzialbegriffe für die vorliegende Studie ... 55
6.2 Tiefe Geothermie ... 58
6.2.1 Technische Beschreibung ... 58
6.2.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung ... 60
6.2.3 SWOT ... 61
6.2.4 Ermittlung der Potenziale ... 61
6.3 Biomasse ... 62
6.3.1 Technische Beschreibung ... 62
6.3.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung ... 63
6.3.3 SWOT ... 64
6.3.4 Ermittlung der Potenziale ... 64
6.4 Wärmepumpen ... 65
6.4.1 Technische Beschreibung ... 65
6.4.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung ... 68

6.4.3 SWOT 70
6.4.4 Ermittlung der Potenziale 71
6.5 Emissionsarme Gase 75
6.5.1 Technische Beschreibung 75
6.5.2 Kenndaten 79
6.5.3 SWOT 80
6.5.4 Ermittlung der Potenziale 80
6.6 Solarthermie 81
6.6.1 Technische Beschreibung 81
6.6.2 Ermittlung der Potenziale 82
6.7 Abwärme und weitere Wärmequellen 82
6.7.1 Industrielle und gewerbliche Abwärme 82
6.7.2 Abwärme aus Kühlaggregaten, insbesondere Rechenzentren 84
6.7.3 Abwärme aus der Klärschlammverbrennung 85
6.7.4 Abwärme aus Abwasserkanälen 86
6.7.5 Tunnelthermie 87
6.7.6 SWOT 88
6.8 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen 89
6.8.1 Technische Beschreibung 89
6.8.2 Kenndaten 91
6.8.3 SWOT 91
6.8.4 Ermittlung der Potenziale 92
7 Festlegung relevanter dezentraler Lösungen 93
7.1 Individuelle dezentrale Versorgung 93
7.2 Inselnetze 99
7.3 Neubaugebiete 99
8 Stand und mögliche Weiterentwicklung der Fernwärmeversorgung 101
8.1 Aktueller Stand der Fernwärmeversorgung 101
8.2 Erfolgsfaktoren für den Umbau der Fernwärme 103
8.2.1 Temperaturabsenkung Vorlauf (im System und bei den Kunden) 104
8.2.2 Temperaturabsenkung Rücklauf (im System und bei den Kunden) 106
8.2.3 Umstellung des Dampfverteilnetzes auf Heizwasser 108
8.2.4 Netzverdichtungsmaßnahmen zur Erreichung einer höheren Anschlussrate im Münchner Stadtgebiet 111
8.2.5 Anpassung der Netzstrukturen und stärkere Verknüpfung der Teilnetze 113
8.2.6 Neue Transportleitungen zur Einbindung weiterer Geothermiequellen außerhalb Münchens 114

8.2.7 Nutzung dezentraler Niedertemperatur-Sekundärnetze ... 116
8.2.8 Einrichtung saisonaler Speicher im Netz ... 118
8.2.9 Maßnahmen zur Einbindung der Wärmeeinspeisung von Dritten ... 120
8.2.10 Digitalisierung, Smart Metering, Zählerfernauslesung u. a. für Lastmanagement ... 122
8.3 Möglichkeiten einer klimaneutralen Fernwärmeerzeugung ... 124
9 Empfehlung zur Quantifizierung und Nutzung von Kompensationsmaßnahmen ... 129
9.1 Differenzierung von Anrechnungsebenen für Treibhausgasemissionen ... 129
9.2 Empfehlungen zu einer möglichen Treibhausgas-Kompensation ... 132
10 Szenarien – Ausgestaltung, Entwicklung der Rahmenparameter und Kosten ... 135
10.1 Ausgestaltung der Szenarien ... 135
10.2 Entwicklung Energieträgerpreise und Emissionsfaktor Strom ... 136
10.3 Rahmen der Bereitstellungsszenarien ... 145
10.4 Dezentrale Wärmeerzeuger – Kostenfunktionen und Effizienz ... 146
10.5 Kosten der Verdichtung und Erweiterung der Fernwärmeversorgung ... 148
10.6 Nachfrage-Szenario ... 149
10.6.1 Verbrauchsreduktion durch Sanierung der Gebäudefassade in München ... 150
10.6.2 Zeitliche und räumliche Priorisierung der Sanierungskapazitäten ... 153
10.6.3 Verbrauchsreduktion durch Verbesserung der Gebäudetechnik ... 153
10.6.4 Effekt des Klimawandels auf die Wärmebedarfe ... 155
10.7 Angesetzte Förderungen ... 156
11 Verwendete Modelle ... 159
11.1 Ziel der Modellierung und Schnittstellen ... 159
11.2 Übergeordnete Wärmeberechnung ... 161
11.3 Modellierung der Fernwärme-Erzeugung ... 162
12 Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten ... 167
12.1 Grundlagen der Berechnung von CO_2- Verminderungskosten ... 167
12.2 Sichtweise der Kostenanalyse ... 168
12.3 Betrachtete Kombination aus Energiebedarfen und genutzten Wärmeerzeugern ... 169
12.4 Entwicklung der CO_2-Verminderungskosten ... 171
12.5 Resultierende gemittelte CO_2-Verminderungskosten ... 172
13 Zukunftsszenarien ... 179
13.1 Maßnahmenumsetzung je Cluster ... 179
13.1.1 Zielorientierte Szenarien ... 179
13.1.2 Referenzszenario ... 183
13.2 Übergeordnete Szenarioergebnisse ... 183

13.2.1 Ergebnisse für München ... 183
13.2.2 Ergebnisse je Analysecluster ... 185
13.3 Sektorintegration ... 188
13.4 Fernwärme ... 189
13.4.1 Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" ... 190
13.4.2 Szenario „Fokus Fernwärme" ... 194
13.4.3 Referenzszenario ... 197
13.4.4 Sensitivität: Moderate Entwicklung der Preise für CO_2 und im Strom-Großhandel ... 198
13.5 Einordnung der Szenarien ... 200
13.6 CO_2-Emissionen der Szenarien und Bewertung am Maßstab der Klimaneutralität 203
13.6.1 Analyse auf Basis des BISKO-Standards ... 203
13.6.2 Quantifizierung des Bedarfs für eine mögliche Treibhausgas-Kompensation ... 207
13.6.3 Kosten einer Umsetzung der Kompensation ... 210
14 Ökonomische Analyse und Verteilungswirkungen ... 215
14.1 Ökonomische Kosten- und Nutzenbetrachtung für verschiedene Akteure ... 215
14.1.1 Die LHM in der Betrachtung als „Mini-Volkswirtschaft" ... 215
14.1.2 Ökonomische Analyse der Szenarien aus Sicht der SWM ... 220
14.1.3 Ökonomische Analyse der Szenarien aus Sicht der Nutzenden von Gebäuden 227
14.1.4 In Anspruch genommene Förderung ... 229
14.1.5 Zum Entscheidungskalkül von Vermietenden ... 230
14.2 Soziale Folgewirkungen aus Sicht der Mietenden ... 233
14.2.1 Typhaushalte ... 233
14.2.2 Veränderungen in den Kosten des Wohnens nach Sanierung und/oder Heizungstausch ... 235
14.2.3 Auswirkungen der Veränderung in den Kosten des Wohnens auf die Typhaushalte ... 237
14.3 Zusammenfassung zur ökonomischen Analyse und den Verteilungseffekten ... 239
15 Hemmnisse, Handlungsempfehlungen und Roadmap ... 241
15.1 Spezifika des Münchner Gebäudesektors und Wohnungsmarktes ... 241
15.2 Hemmnisse der Wärmewende ... 242
15.2.1 Hemmnisse bei der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes ... 242
15.2.2 In Szenarien abgebildete technische Restriktionen/ Hemmnisse ... 244
15.2.3 Hemmnisse gegenüber Ausbau und Dekarbonisierung der Fernwärme ... 245
15.3 Instrumente und Handlungsempfehlungen ... 246
15.3.1 Instrumente auf Bundesebene ... 246

15.3.2 Handlungsempfehlungen und kommunalpolitische Instrumente für die Landeshauptstadt München 248
15.3.2.1 Übergreifend/Vertiefung der bestehenden Strategie 248
15.3.2.2 Neubau und Sanierung des Gebäudebestandes (Sanierung der Gebäudehülle und Umstieg auf klimafreundliche dezentrale Wärmeversorgung) 250
15.3.2.3 Fernwärme 252
15.3.2.4 Kompetenzerweiterung und Vervielfachung von „good practice" Beispielen 253
15.3.2.5 Kommunikation und Akzeptanzsteigerung 254
15.3.3 Handlungsempfehlungen für die SWM 254
15.3.3.1 Einwirken auf die Bundespolitik 254
15.3.3.2 Übergreifende strategische Empfehlungen an die SWM 255
15.3.3.3 Erschließung weiterer klimaneutraler Wärmequellen 256
15.3.3.4 Umbau und Erweiterung des Fernwärmenetzes 257
15.3.3.5 Zukunftstaugliche Dienstleistungen und Anschlussbedingungen erarbeiten 258
15.4 Roadmap für einen klimaneutralen Wärmesektor in München 258
16 Literatur 263
17 Anhang 273
17.1 Tabellarische Übersicht zum Vergleich der anderen Großstädte mit München 273
17.2 Angesetzte Gebäudestandards und Sanierungskosten 275
17.3 Detaillierte Quantifizierung des Bedarfs für eine mögliche Treibhausgas-Kompensation 276
17.4 Soziale Auswirkungen der Szenarien auf Mietende: Weitere Typhaushalte 281

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Emissionen der Wärmebereitstellung nach Energieträgern aktuell und Ziel für 2035 1
Abbildung 1-2: Resultierende Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien und Stützjahren 3
Abbildung 1-3: Fernwärme-Erzeugung in den Szenarien für die Jahre 2025, 2035 und 2050 5
Abbildung 1-4: CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den Szenarien 6
Abbildung 1-5: Zusätzliche Kosten und Einsparungen der gesamten Stadt München in den Szenarien gegenüber der Referenz 7
Abbildung 2-1: Darstellung des Vorgehens in den Analysen 12
Abbildung 3-1: Gesamtkonzept „Energiepark Hafen" der Wärme Hamburg (/WÄHB-01 19/)17
Abbildung 3-2: Planungen für Aquiferspeicher im Wärmenetz der Wärme Hamburg (/WÄHB-01 19/) 17
Abbildung 3-3: Energieträgeraufteilung für Raumheizung, Trinkwarmwasser und Klimakälte. Eigene Darstellung nach /WIEN-01 20/ 19
Abbildung 3-4: Jährliche Fernwärmeerzeugung nach Energieträger im Jahr 2017. Eigene Darstellung nach /WIEN-01 20/ 20
Abbildung 3-5: Energieraumplan des 2. Wiener Stadtbezirks /WIEN-05 19/ 23
Abbildung 3-6: Endenergieträgermix Raumwärme und Trinkwarmwasser in 2015 /STZÜ-01 19/ 25
Abbildung 3-7: Endenergieträgermix 2015 und 2050 /STZÜ-01 19/ 26
Abbildung 3-8: Technologiemix 2050 (Bezugsgröße Nutzenergie) /STZÜ-01 19/ 26
Abbildung 3-9: Energieplankarte 2019 /STZÜ-02 19/ 29
Abbildung 3-10: Primärnetz, Wärmeerzeugungsanlagen und Gebiete der Wärmeversorgungsunternehmen im Großraum Kopenhagen /JRC-07 16/ .. 32
Abbildung 4-1: Aus den vorliegenden Daten abgeleitete Wärme- und Endenergiebedarfe für die Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitstellung in München in 2017 (temperaturbereinigt) 40
Abbildung 4-2: Vorgehen zur Bestimmung des zusätzlichen Wärmebedarfs durch Neubau in München 41
Abbildung 4-3: Darstellung von Reinzugang, fertiggestellten und genehmigten Gebäuden pro Jahr in den Jahren 2000 bis 2019 43
Abbildung 4-4: Geplante Neubaugebiete aus /RSBM-01 18/ 44
Abbildung 5-1: Darstellung des Fernwärme-Versorgungsgebietes in München 48
Abbildung 5-2: Darstellung der Wärmebedarfsdichte im Raster 100 m x 100 m – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz 51
Abbildung 5-3: Darstellung der Wärmebedarfsdichte im Raster 250 m x 250 m – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz 52
Abbildung 5-4: Interessante Gebiete für Netzverdichtung und Ausbau – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz 52
Abbildung 5-5: Interessante Gebiete für Netzerweiterung (ab Netzentfernung von 200 m) - dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar wobei rosa am

interessantesten ist, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz. 53
Abbildung 5-6: Prioritätsgebiete für den Ausbau des Netzes, nummeriert nach Priorität, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz 54
Abbildung 5-7: Regionalisierte Darstellung der wichtigsten Cluster 54
Abbildung 6-1: Darstellung der Potenzialerschließung 56
Abbildung 6-2: Visualisierung der Potenzialarten 57
Abbildung 6-3: Visualisierung der verwendeten Potenzialarten im Projekt 58
Abbildung 6-4: Abgeleitete unbebaute Flächen aus Basisdaten – hier werden in Grundlagendaten keine Potenziale ausgegeben 72
Abbildung 6-5: Bestimmte thermische Leistung auf /IAS-02 21/ 73
Abbildung 6-6: GIS-Analyse zu geeigneten Aufstellorten von Luft-WP aufgrund von Schallimmissionen 74
Abbildung 6-7: Geplante Struktur des „European Hydrogen Backbone" in 2030 und 2035 (/ÖKO-03 21/ basierend auf /GUI-01 21/) 78
Abbildung 7-1: Mittlere Treibhausgasemissionen der untersuchten Systeme pro Jahr im Betrachtungszeitraum 2017 – 2036 (BW: Brennwertkessel, ST 10 bzw. ST 20: Versorgung wird von Solarthermieanlage unterstützt mit Kollektorfläche 10 m^2 bzw. 20 m^2, LWP: Luft-Wärmepumpe, EWP: Erdwärmepumpe) 95
Abbildung 7-2: Bestimmte durchschnittliche CO_2-Verminderungskosten verschiedener Technologien im Vergleich zum aktuellen Versorgungsdurchschnitt aus /FFE-144 19/ 96
Abbildung 7-3: Verwendete Lösungen für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeerzeugung in /FFE-44 18/ ([1]Maßnahme nur im Zielszenario berücksichtigt, [2]Im Zielszenario außerhalb des Fernwärmegebiets auch in MFH eingesetzt) 97
Abbildung 8-1: Aktuelle Struktur der Fernwärme-Teilnetze der Stadtwerke München (eigene vereinfachte Darstellung, ohne Heizwerke) 101
Abbildung 8-2: Netzgebiete der Dampfnetzumstellung (Darstellung der SWM) 109
Abbildung 8-3: Fernwärme-Teilnetze in München 113
Abbildung 8-4: Schematische Darstellung eines saisonalen Speichers in einer wasserführenden Gesteinsschicht (Darstellung: Guido Blöcher, GFZ, unter Verwendung von Google Earth /DGFZ-01 16/, /DGFZ-02 16/) 118
Abbildung 8-5: Qualitative Darstellung des jährlichen Verlaufs der Fernwärmenachfrage und der Einsatzmöglichkeit eines saisonalen Speichers im Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung aus Geothermie (Quelle: SWM) 119
Abbildung 8-6: Einbindung der zusätzlich angenommenen Geothermieanlagen in die Fernwärme-Teilnetze (eigene Darstellung) 128
Abbildung 10-1: Überblick zur Ausgestaltung der Szenarien 136
Abbildung 10-2: Zusammengefasste Visualisierung der Entwicklung der Energieträgerpreise für Haushalte 144
Abbildung 11-1: Datennutzung bzw. -generierung in den für das Projekt erarbeiteten Modellen 160
Abbildung 11-2: Mögliche Kombinationen aus Gebäudetyp und Maßnahme im Modellierungstool (x Maßnahme für Bedarfstyp möglich, - Maßnahme für Bedarfstyp nicht möglich) - welche Kombinationen umgesetzt werden, sowie deren Umsetzungsraten variieren nach Cluster und Zeitraum 161

Abbildung 11-3: Entwicklung der Einspeisung in die Fernwärmenetze in den Szenarien für die Jahre 2035 und 2050 ... 163
Abbildung 11-4: Entwicklung der im Regelbetrieb verfügbaren thermischen Leistung zur Fernwärmeerzeugung in den Szenarien für die Jahre 2035 und 2050 ... 165
Abbildung 12-1: Entwicklung der CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht über die Zeit von 2020 bis 2055 ... 172
Abbildung 12-2: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein großes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht ... 173
Abbildung 12-3: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht ... 173
Abbildung 12-4: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein kleines Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht ... 174
Abbildung 12-5: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes denkmalgeschütztes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht ... 175
Abbildung 12-6: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht abzüglich der angesetzten Förderungen ... 176
Abbildung 12-7: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes denkmalgeschütztes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht abzüglich der angesetzten Förderungen ... 176
Abbildung 13-2: Resultierende Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien und Stützjahren ... 183
Abbildung 13-3: Resultierende Entwicklung des Endenergiebedarfes im Szenario Fokus dezentrale Lösungen (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) 185
Abbildung 13-4: Resultierende Entwicklung der Endenergiebedarfes im Szenario Fokus Fernwärme (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) ... 185
Abbildung 13-5: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Verdichtungsgebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) ... 186
Abbildung 13-6: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Dampfnetzgebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) 186
Abbildung 13-7: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im dezentral zu versorgenden Gebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) ... 187
Abbildung 13-8: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Erweiterungsgebiet im Szenario Fokus dezentrale Lösungen (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) ... 187
Abbildung 13-9: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Erweiterungsgebiet im Szenario Fokus Fernwärme (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung) ... 188
Abbildung 13-10: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2035 (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“) ... 191
Abbildung 13-11: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“) ... 192

Abbildung 13-12: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ 193
Abbildung 13-13: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2035 (Szenario „Fokus Fernwärme“) 195
Abbildung 13-14: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 (Szenario „Fokus Fernwärme“) 196
Abbildung 13-15: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario Fokus Fernwärme 197
Abbildung 13-16: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Referenzszenario 198
Abbildung 13-17: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario „Fokus Fernwärme“ unter Annahme der moderaten Preisentwicklungen 199
Abbildung 13-18: Entwicklung der Anteile der eingesetzten Technologien an der Deckung des Nutzwärmebedarfs (dezentral und zentral über Fernwärme) 201
Abbildung 13-19: Gesamter Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Wärme 202
Abbildung 13-20: Entwicklung der gesamten CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den beiden Szenarien 204
Abbildung 13-21: Darstellung der CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den beiden Szenarien in Relation zur Bevölkerungszahl 206
Abbildung 13-22: Rechnerische CO_2-Emissionsfaktoren für in München verbrauchten Strom in den beiden zielorientierten Szenarien 208
Abbildung 13-23: Gesamte CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung nach BISKO-Standard und rechnerische Emissionsmengen für die Kompensation 209
Abbildung 13-24: Bestimmung der Emissionsmengen für eine Kompensation bei ausschließlicher Betrachtung der CO_2-Emissionen 210
Abbildung 13-25: Bestimmung der Emissionsmengen für eine Kompensation bei ausschließlicher Betrachtung der CO_2-Emissionen 211
Abbildung 14-1 Kumulierte Investitionen (Summen für 15-Jahreszeitraum) nach Förderung in der Referenz und den Szenarien 216
Abbildung 14-2 Kumulierte zusätzliche Investitionen in den Szenarien gegenüber der Referenz (nach Förderung). Der Saldo stellt den gesamten zusätzlichen Investitionsbedarf gegenüber der Referenz dar. 217
Abbildung 14-3 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen nach Förderung (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung; sowie CO_2-Kompensation 218
Abbildung 14-4 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung; sowie CO_2-Kompensation in den zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz (nach Förderung) 219
Abbildung 14-5 Erforderliche Investitionen der SWM in die Fernwärmeversorgung (Differenz zur Referenz) 220
Abbildung 14-6 Zusätzliche Kosten und Erlöse der Fernwärme im Vergleich zur Referenz im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ 223
Abbildung 14-7 Zusätzliche Kosten und Erlöse Fernwärme im Vergleich zur Referenz im Szenario „Fokus Fernwärme“ 224
Abbildung 14-8 Kumulierte Investitionen in den zielorientierten Szenarien aus Sicht der Nutzenden (nach Förderung; inkl. MwSt.) im Vergleich zum Referenzszenario (negative Werte sind Einsparungen gegenüber der Referenz) 228

Abbildung 14-9 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung aus Sicht der Nutzenden 229
Abbildung 14-10 In Anspruch genommene Förderung in den Szenarien und in der Referenz 230
Abbildung 14-11 Schematische Darstellung des Verhältnisses von Kaltmiete mit/ohne Modernisierungsumlage und ortsüblicher Vergleichsmiete in einem dynamischen Markt, nach /IWU-01 08/; S.23 232
Abbildung 14-12 Durchschnittliche Kosten des Wohnens der Typhaushalte im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Bevölkerungsbefragung 2016 /INFO-01 17/und des Mietspiegels 2021 /LHM-10 20/) 234
Abbildung 14-13 Energiebedingte Kosten des Wohnens in einem Mehrfamilienhaus bei einer Modernisierungsumlage von 5% nach Förderung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf Mietsteigerungen nach §558 BGB. 237
Abbildung 14-14 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Alleinerziehende (EUR/Monat) bei einer Modernisierungsumlage von 5 % nach Förderung, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 238
Abbildung 14-15 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Zweipersonenhaushalte (EUR/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 239
Abbildung 15-1 Roadmap Teil 1: Wichtigste Maßnahmen des Bundes und des Freistaats .. 259
Abbildung 15-2 Roadmap Teil 2: Wichtigste Maßnahmen der Landeshauptstadt München260
Abbildung 15-3 Roadmap Teil 3: Wichtigste Maßnahmen der Stadtwerke München 261
Abbildung 17-1 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Einpersonenhaushalte (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 281
Abbildung 17-2 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Drei- und Mehrpersonenhaushalte (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 281
Abbildung 17-3 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit einem Kind (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 282
Abbildung 17-4 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit zwei Kindern (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 282
Abbildung 17-5 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit drei oder mehr Kindern (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete 283

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Wichtigste Charakteristika Hamburg 15
Tabelle 3-2: Wichtigste Charakteristika Wien 19
Tabelle 3-3: Wichtigste Charakteristika Zürich 24
Tabelle 3-4: Wichtigste Charakteristika Kopenhagen 31
Tabelle 4-1: Angesetzte Nutzungsgrade je Endenergieform 40
Tabelle 4-2: Vorliegende Daten zu vergangenem Wohnflächenneubau im Jahr 2018 aus /STAM-01 19/[1] und /STAM-02 19/[2] 45
Tabelle 4-3: Angesetzter Baustandard des Neubaus in München differenziert nach Gebiet 45
Tabelle 4-4: Resultierende Zunahme des Wärmebedarfs in München nach Zeitintervall 46
Tabelle 4-5: Zunahme des Wärmebedarfs in einzelnen Stadtteilen in München 46
Tabelle 5-1: Kriterien für die Bestimmung von Fernwärme-Erweiterungsgebieten und Relevanz für die angestrebten Analysen 50
Tabelle 6-1: Kenndaten von tiefer Geothermie 60
Tabelle 6-2 SWOT-Analyse der Geothermie 61
Tabelle 6-3: Kenndaten von Biomasse (dezentrale Anlagen) 63
Tabelle 6-4: SWOT-Analyse der Biomasse 64
Tabelle 6-5: Kennzahlen von Grundwasser-Wärmepumpen 68
Tabelle 6-6: Kennzahlen von Luft-Wärmepumpen 69
Tabelle 6-7: Kennzahlen von Großwärmepumpen 69
Tabelle 6-8: Kostenstruktur von dezentralen Luft- und Grundwasser-Wärmepumpen 70
Tabelle 6-9: Kostenstruktur von Großwärmepumpen 70
Tabelle 6-10: SWOT-Analyse der Wärmepumpen 70
Tabelle 6-11: Angesetzte Großhandelspreise für Wasserstoff (in EUR_{2019} je MWh (Hu)) 79
Tabelle 6-12: SWOT-Analyse der emissionsarmen Gase (Fokus Wasserstoff und EE-Methan) 80
Tabelle 6-13: Kenndaten industrielle Abwärme 84
Tabelle 6-14: Kenndaten Abwärme (Kühlaggregate, insb. RZ) 85
Tabelle 6-15: SWOT-Analyse der Abwärme aus Industrie und Rechenzentren 88
Tabelle 6-16: SWOT-Analyse der Kraft-Wärme-Kopplung 91
Tabelle 7-1: In /UBA-21 16/ festgehaltene Lösungen differenziert nach Gebäudetyp und Sanierungsstandard 94
Tabelle 7-2: Charakteristika der repräsentativen Typgebäude 95
Tabelle 8-1: Leistung der Heizkraftwerke, Heizwerke und Geothermieanlagen der SWM (nach den geplanten Umbauten am Standort Süd) 103
Tabelle 10-1: Festgelegte Entwicklung der Emissionsbepreisung im BEHG 136
Tabelle 10-2: Festgelegte Entwicklung der Preise für Emissionsrechte im EU-Emissionshandelssystem 138
Tabelle 10-3: Entwicklung des Großhandelspreises für Strom und der spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland 139
Tabelle 10-4: Höhe der Kosten verschiedener Strompreiskomponenten in 2020 aus /BDEW-01 20/[1] und /SWM-08 20/[2] und angenommene Entwicklung 140
Tabelle 10-5: Von den SWM berechnete Entwicklung der Netzentgelte Strom, basierend auf /BNETZA-03 21/ und /RWTH-01 20/ 141

Tabelle 10-6: Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas 141
Tabelle 10-7: Höhe der Kosten verschiedener Erdgaspreiskomponenten in 2020 für MFH aus /BDEW-09 20/[1] und /SWM-07 20/[2] und angenommene Entwicklung .. 142
Tabelle 10-8: Berechnete Entwicklung der Erdgas-Netzentgelte inkl. Messung und Messstellenbetrieb 142
Tabelle 10-9: Angesetzte Großhandelspreise für „grünen" und „blauen" Wasserstoff..... 143
Tabelle 10-10: Abweichende Annahmen zur Preisentwicklung im moderaten Rahmenszenario 145
Tabelle 10-11: Investitionen in Technologien (F^{deg}: Faktor für Kostendegression; F: Faktor für Inflationsbereinigung; P: Nennleistung in kW) 147
Tabelle 10-12: Angesetzte Nutzungsgrade je Technologie (bei Kesseln bezogen auf den Brennwert) in Abhängigkeit des Sanierungszustandes aus /FFE-146 19/[1] und /ISE-10 20/[2] 147
Tabelle 10-13: Je betrachtetem Zeitraum und Gebäudetyp ansetzbare Sanierungsraten für München in Gebäude pro Jahr 151
Tabelle 10-14: Anteil der bis zum jeweiligen Stützjahr sanierten Gebäude 151
Tabelle 10-15: Je betrachtetem Zeitraum, Gebäudetyp und Verortung ansetzbare Sanierungstiefen für München in den Szenarien 152
Tabelle 10-16: Je betrachtetem Zeitraum, Gebäudetyp und Verortung ansetzbare Sanierungstiefen für München im Referenzszenario 152
Tabelle 10-17: Auflistung relevanter Maßnahmen zu Steigerung der Versorgungseffizienz aus /FFE-144 19/, /WS-01 18/, /UBA-21 16/ 155
Tabelle 10-18: Angesetzte Förderungen für Sanierungsmaßnahmen bezogen auf die Gesamtinvestitionen 156
Tabelle 10-19: Angesetzte Förderungen für dezentrale Wärmeerzeuger bezogen auf den Gesamtinvestitionen 157
Tabelle 13-1: Angesetzte Entwicklung der Wärmebereitstellung je Cluster im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" 182
Tabelle 13-2: Angesetzte Entwicklung der Wärmebereitstellung je Cluster im Szenario Fokus Fernwärme 182
Tabelle 13-3: Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung in München 205
Tabelle 14-1: Wohnfläche und verfügbares Einkommen der Typhaushalte 233
Tabelle 18-1: Spezifische Wärmebedarfe je Gebäudestandard 275
Tabelle 18-2: Spezifische Sanierungskosten (energiebedingte Mehrkosten) je Gebäudestandard und -kategorie vor Abzug der Förderung 276
Tabelle 18-3: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus dezentrale Lösungen: BISKO Standard und Anwendung eines Territorialmix Strom 277
Tabelle 18-4: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus Fernwärme: BISKO Standard und Anwendung eines Territorialmix Strom 278
Tabelle 18-5: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus dezentrale Lösungen: Anwendung eines um die Ausbauoffensive EE erweiterten Territorialmix Strom 279
Tabelle 18-6: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus Fernwärme: Anwendung eines um die Ausbauoffensive EE erweiterten Territorialmix Strom 280

1 Zusammenfassung

Die Stadt München versteht sich als Vorreiterin im Klimaschutz und will möglichst bereits im Jahr 2035 klimaneutral werden. Die mit diesem Ziel einhergehende enorme Herausforderung für den Wärmesektor im Vergleich zu den aktuellen Emissionen zeigt Abbildung 1-1. Hierbei wurde angenommen, dass ein klimaneutrales München für die Bereitstellung von Wärme nur noch Emissionen von 0,06 Tonnen CO_2-Äquivalent pro Kopf der Bevölkerung und pro Jahr verursachen darf.[1]

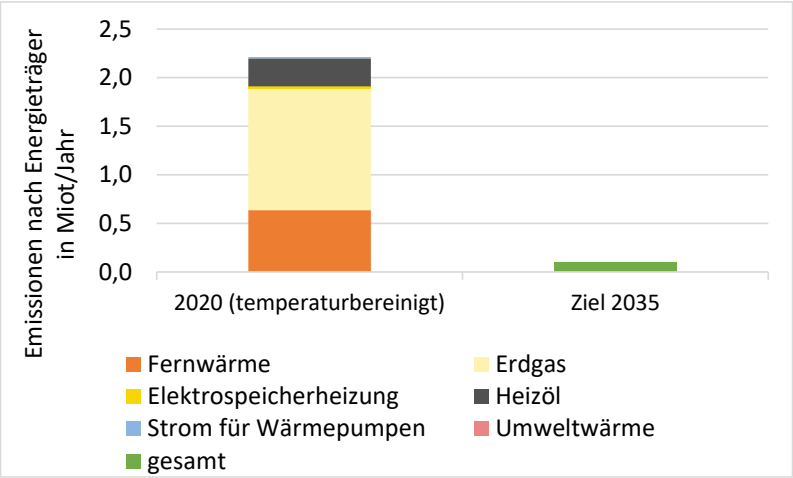

Abbildung 1-1: Emissionen der Wärmebereitstellung nach Energieträgern aktuell und Ziel für 2035

In dieser Studie wurde untersucht, wie dieses Ziel anhand von zwei unterschiedlichen zielorientierten Szenarien möglichst erreicht werden kann. Für diese Zielpfade war es wichtig, ambitionierte und zugleich umsetzbare Szenarien zu entwickeln, in denen nur Maßnahmen umgesetzt werden, welche langfristig zielkonform sind. Aus den Zielpfaden und als notwendig angesehenen Maßnahmen wurde abgeleitet, welche Handlungsempfehlungen sich ergeben, um die Hemmnisse auf dem Weg zur Klimaneutralität abzumildern.

Als Grundlage der Analysen wurde ein Set an Rahmenbedingungen festgelegt, das generell förderliche Bedingungen für eine Wärmewende in Deutschland enthält, u. a. stärker steigende Erdgas- und Heizölpreise als Strompreise. Über eine Analyse, der auf Ebene der Postleitzahlen-Gebiete Münchens vorliegenden Daten zu Wärmebedarfsdichten und Potenzialen klimaneutraler Wärmequellen, wurden zwei zielorientierte Szenarien für die sehr ambitionierte Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen und den umfassenden Ausbau klimaneutraler Wärmequellen entwickelt.

Für die Sanierung wurde hier ein kontinuierlicher Anstieg der Sanierungsrate von aktuell bis 2025 durchschnittlichen Werten von 1,3 % p.a. in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) bzw. 1,4 % p.a. in Mehrfamilienhäusern (MFH) auf bis zu 2,4 % p.a. in EZFH bzw. 2,5 % p.a. in MFH im Zeitraum 2036 – 2050 angesetzt. Auch bei der Sanierungstiefe wurde ein kontinuierlich

[1] Dies entspricht 20 % des von der Stadt beschlossenen Zielniveaus der Klimaneutralität für alle energiebedingten Emissionen in Höhe von 0,3 Tonnen CO_2-Äquivalent pro Kopf.

steigendes Ambitionsniveau von KfW 85 in EFZH bzw. KfW 70 in MFH bis 2025 hin zu KfW 55 in EZFH und KfW 40 in MFH in 2036 – 2050 unterstellt.

In Anbetracht der verfügbaren Potenziale klimaneutraler Wärmequellen wurden für die dezentrale Wärmeversorgung Wärmepumpen (basierend auf Grundwasser bzw. Luft) als relevanteste Lösung identifiziert. Es ist davon auszugehen, dass auch weitere Technologien künftig Teile der dezentralen Wärmeversorgung klimaneutral bereitstellen (z.B. Solarthermie, Biomasse, Abwärme), der Großteil wird jedoch durch Wärmepumpen bereitgestellt werden. Abhängig von den jährlichen Wärmebedarfen typischer Gebäude wurden die verschiedenen Lösungen entsprechend ihrer erwarteten CO_2-Verminderungskosten priorisiert. Hierbei wurde abgeleitet, dass für größere MFH und denkmalgeschützte Gebäude der Anschluss an die Fernwärme zu priorisieren ist. In EZFH ist hingegen die Wärmepumpe zu priorisieren. In MFH, welche auf Grund der räumlichen Distanz zu einem möglichen Anschluss an die Fernwärme nicht hieran angeschlossen werden sollten, können Hybrid-Wärmepumpen als Übergangstechnologie geeignet sein, bis eine Sanierung des MFH umgesetzt wurde. Diese Hybrid-Wärmepumpen bestehen aus einem Erdgaskessel und einer Wärmepumpe.

Hieraus entstanden ein Szenario „Fokus dezentrale Lösungen", in welchem im bisher nicht mit Fernwärme versorgten Gebiet primär Wärmepumpen zur Objektversorgung eingesetzt werden, und ein Szenario „Fokus Fernwärme", in welchem ein Teil dieses Gebiets durch Erweiterungen der Fernwärmenetze abgedeckt wird[2]. In beiden Szenarien erfolgt ab 2026 im Rahmen des normalen Zyklus, in welchem bestehende Kessel getauscht werden, ein Wechsel hin zu den angestrebten klimaneutralen Wärmequellen. Von 2022 bis 2026 steigt die entsprechende Rate langsam an. Dies ist mit dem zeitlichen Verzug zwischen der Gestaltung der geeigneten Rahmenbedingungen und der Umsetzung durch die Gebäudeeigentümer:innen begründet. Nur im Fernwärme-Erweiterungsgebiet wird eine leichte Steigerung der Rate des Kesseltauschs angesetzt. Elektrospeicherheizungen decken weniger als 1 % der Wärmebereitstellung der Stadt ab. Aufgrund dieser geringen Bedeutung erfolgt bei diesen Gebäuden keine forcierte Umsetzung von Maßnahmen.

Als Grundlage für die ökonomischen Analysen wurde zudem ein Referenzszenario festgelegt, das die ohne zusätzliche Maßnahmen absehbare Entwicklung der Energiestandards der Gebäude und der dezentralen Wärmeversorgung fortschreibt. Bei der Fernwärmeerzeugung enthält das Referenzszenario die aktuellen, ambitionierten Planungen der Fernwärmevision der Stadtwerke München (SWM).

Die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den drei Szenarien ist in Abbildung 1-2 dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen zur Umsetzung der Wärmewende in München geht der Wärmebedarf demnach bis 2035 in beiden zielorientierten Szenarien um etwa 16 % gegenüber dem Jahr 2020 zurück, bis 2050 um 34 %. Die Abbildung zeigt; dass die Wärmebereitstellung aus Erdgas in beiden zielorientierten Szenarien bereits bis 2035 deutlich gesenkt werden kann und Heizöl als Energieträger nahezu komplett verdrängt wird. In den zielorientierten Szenarien werden Ölheizungen durch Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt. Auch die Wärmebereitstellung aus Hybrid-Wärmepumpen steigt deutlich an. Im

[2] Zwischen dem entwickelten zentralen und dezentralen Szenario sind auch Szenarien denkbar, die Mischlösungen abbilden (z. B. über Inselnetze). Aus datenbedingten Gründen konnten derartige Szenarien in die Berechnung nicht miteinbezogen werden. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

Referenzszenario hingegen werden bei Austausch der Ölheizungen vorwiegend Erdgas-Heizungen eingesetzt.

Wie Abbildung 1-2 zeigt, unterscheidet sich die Wärmebereitstellung in den beiden zielorientierten Szenarien aus einer übergeordneten Perspektive nur geringfügig. Für die einzelnen Energieträger ergeben sich jedoch relevante Unterschiede, z. B. besteht 10 % mehr Fernwärme-Absatz im Szenario „Fokus Fernwärme" (ca. 5,1 TWh im Jahr 2035) gegenüber dem Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" (ca. 4,6 TWh im Jahr 2035). Die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen liegt im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" mit 1,6 TWh im Vergleich zu 1,3 TWh im „Szenario Fernwärme" sogar um 20 % höher.

Im Jahre 2050 sind in den beiden zielorientierten Szenarien nahezu alle aktuell bestehenden, fossil beheizten Kessel gegen eine klimaneutrale Wärmequelle ersetzt. Dabei ist der Anteil der Hybrid-Wärmepumpen kleiner als im Jahre 2035. Dies liegt daran, dass im Zeitraum 2020 – 2035 angesichts der nur schrittweise möglichen Erhöhung der Sanierungsrate etliche unsanierte Gebäude eine Hybrid-Wärmepumpe erhalten haben, der enthaltene Erdgaskessel nach der nachgelagerten Sanierung des Gebäudes jedoch stillgelegt werden kann. Hier ist zu unterstreichen, dass die Entwicklungen der möglichen Kapazitäten zur Umsetzung der Wärmewende, unter Annahme von positiven Bedingungen, bis ca. 2030 gut abgeschätzt werden können. Sollten geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, können sich die Entwicklungen ab 2030 bezogen auf Sanierungsraten und Heizsystemwechselraten ggf. sogar stark beschleunigen. Je später das Jahr desto unsicherer die Vorhersage der Entwicklungen.

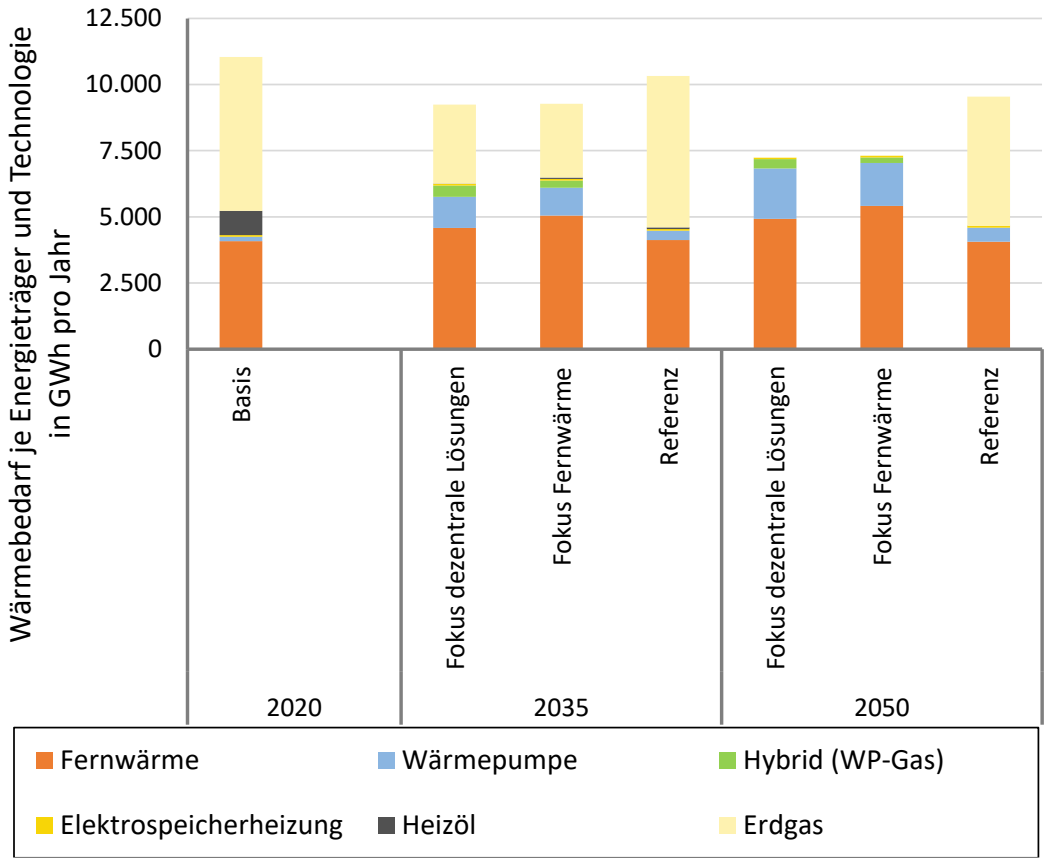

Abbildung 1-2: Resultierende Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien und Stützjahren

Zur Deckung der in beiden zielorientierten Szenarien deutlich ansteigenden Nachfrage nach Fernwärme wurden zwei alternative Entwicklungen für die Anlagen zur zentralen Wärmeerzeugung definiert. Im Szenario Fokus dezentrale Lösungen wird der von den SWM bereits geplante starke Ausbau der Tiefengeothermie durch eine Wärmepumpe und ein mit Holz betriebenes Heizkraftwerk ergänzt. Im Szenario Fokus Fernwärme wird angenommen, dass die SWM darüber hinaus noch weitere Geothermiestandorte erschließen und zudem weitere Wärmepumpen und Holz-Heizkraftwerke errichten. Eine wesentliche weitere Annahme in beiden Szenarien ist, dass die Heizkraftwerke der SWM ab dem Jahr 2035 vollständig auf den Energieträger Wasserstoff umgestellt werden und ihr Betrieb nur noch dann erfolgt, wenn die bundesweite Nachfrage im Stromsystem nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Auch die Heizwerke zur Erzeugung von Spitzenlast werden ab 2035 nur noch mit Wasserstoff betrieben. In beiden Szenarien wird der Kohleblock Nord 2 vor dem Jahr 2030 stillgelegt und dafür ein neues GuD-Heizkraftwerk in Betrieb genommen. Hierbei wurde vereinfachend außer Betracht gelassen, dass zur Sicherung der Wärmeversorgung nach Stilllegung des Blocks Nord 2, z.B. bei einem Ausfall der größten verbleibenden Erzeugungseinheit (n-1-Sicherheit),[3] neben der angenommenen neuen GuD-Anlage weitere Ersatzkapazitäten erforderlich sein werden.

Die Abbildung 1-3 zeigt den kostenoptimalen Einsatz der verfügbaren Erzeugungstechnologien zur Deckung der Fernwärmenachfrage. Dabei ergeben sich in beiden Szenarien im Jahr 2035 deutliche Veränderungen im Vergleich zum Jahr 2025, die weit über den Wegfall des Kohleblocks im HKW Nord hinausgehen. Da der Brennstoff Wasserstoff mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden ist, verringert sich der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur Wärmeerzeugung im Jahr 2035 erheblich und steigt danach erst bis zum Jahr 2050 wieder an. Die stark ausgebaute Geothermie übernimmt den größten Teil der Erzeugung, zusammen mit der hier als Grundlast angenommenen Müllverbrennung.

[3] Der Grundsatz der n-1-Sicherheit in der Planung von Energienetzen besagt, dass die sichere Versorgung der Kunden jederzeit auch dann gewährleistet werden kann, wenn eine beliebige Komponente im Netz, z.B. eine Erzeugungseinheit oder eine Übertragungsleitung, ausfällt oder abgeschaltet werden muss. Dies gilt auch im Zeitpunkt der maximalen Netzbelastung.

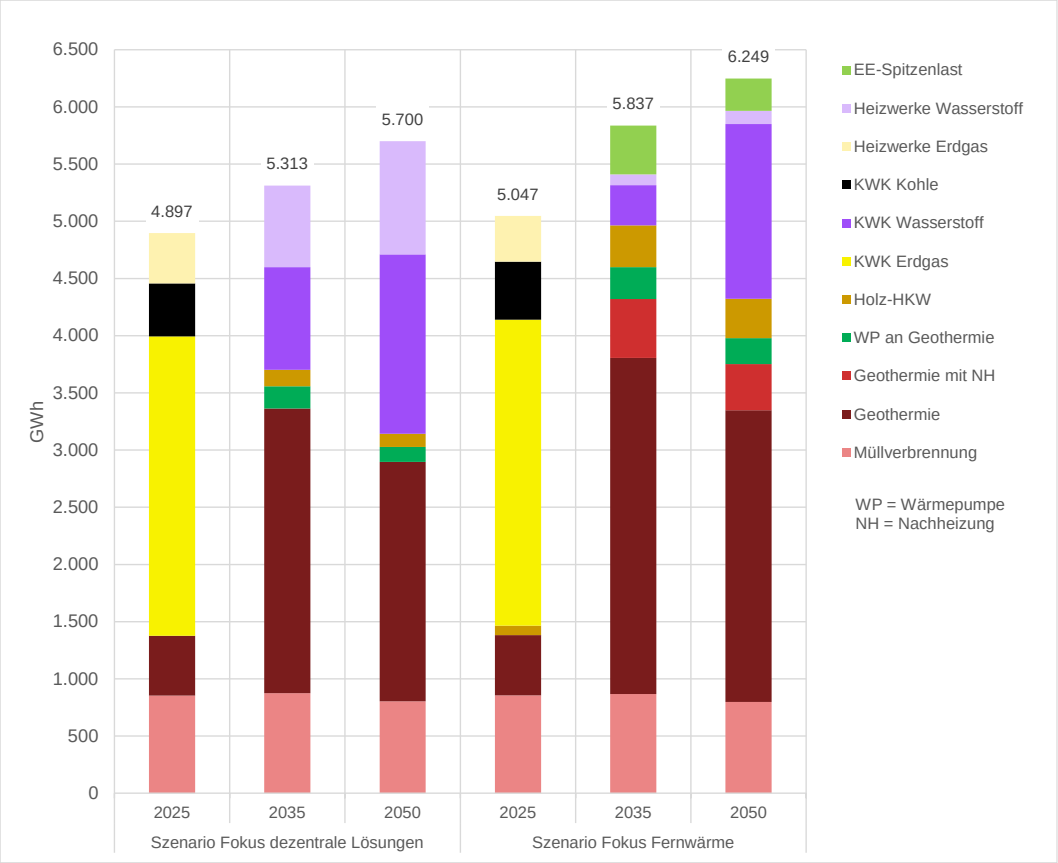

Abbildung 1-3: Fernwärme-Erzeugung in den Szenarien für die Jahre 2025, 2035 und 2050

Im Szenario Fokus dezentrale Lösungen beträgt der Anteil der lokal genutzten erneuerbaren Technologien Geothermie, Wärmepumpen und Holz-Heizkraftwerke an der Fernwärme-Erzeugung 53 % im Jahr 2035 und 41 % im Jahr 2050. Korrespondierend hiermit ist dieses Szenario relativ stark durch den Einsatz von Wasserstoff geprägt, der im Jahr 2050 einen Anteil von 45 % der Fernwärme abdeckt. Im Szenario Fokus Fernwärme liegt der Anteil von Geothermie, Wärmepumpen und Holz-Heizkraftwerken mit 70 % im Jahr 2035 und 56 % im Jahr 2050 deutlich höher. Die zusätzlichen Investitionen in erneuerbare Wärmetechnologien führen in diesem Szenario zu einer geringeren Abhängigkeit vom relativ teuren Energieträger Wasserstoff: Sein Anteil liegt im Jahr 2050 bei 26 %.

Als Summe aus der dezentralen Wärmeversorgung und der zentralen Fernwärmeerzeugung ergibt sich der in Abbildung 1-4 dargestellte Verlauf der CO_2-Emissionen des Wärmesektors in München.[4] In beiden Szenarien werden weitgehende und gemessen an der Trägheit der betroffenen Infrastrukturen und der Langfristigkeit der Investitionsentscheidungen relativ schnelle Reduktionen der klimarelevanten Emissionen erreicht. Trotz sehr ambitionierter Annahmen wird jedoch im Jahr 2035 das Ziel einer Klimaneutralität deutlich verfehlt. Erst bis zum Jahr 2050 scheint der Zielwert von 0,06 Tonnen CO_2-Äquivalent nahezu erreichbar zu sein.[5] Allein die als weitgehend konstant angenommene Nutzung der Wärme aus der

[4] Die Berechnung basiert auf der „Bilanzierungs-Systematik Kommunal (BISKO)", die vom Umweltbundesamt unterstützt wird.

[5] Hierbei ist zu beachten, dass für den Abgleich mit dem Zielwert zu den in Abbildung 1-4 dargestellten CO_2-Emissionen noch ein geringfügiger Aufschlag für andere Treibhausgase hinzuzurechnen ist, die hier nicht berechnet wurden.

Müllverbrennung bildet einen Emissionssockel, der es auch langfristig schwierig macht, dieses Ziel zu erreichen.

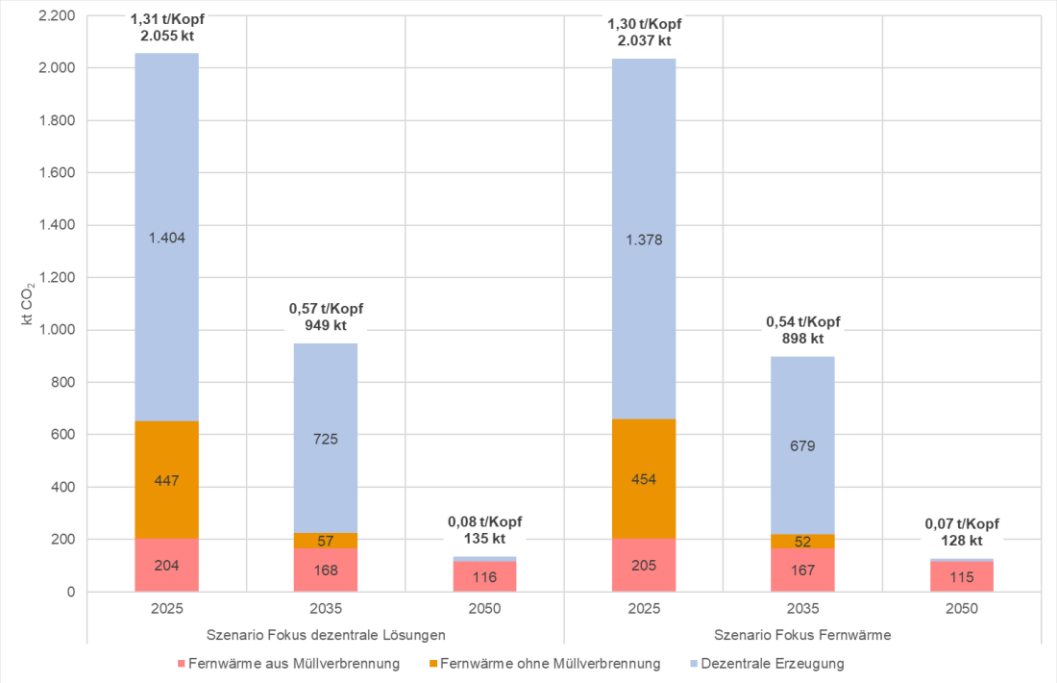

Abbildung 1-4: CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den Szenarien

Eine weitere Beschleunigung der Emissionsreduktion gegenüber den hier beschriebenen Szenarien erscheint aus heutiger Sicht kaum möglich, da es sich um einen aufwendigen Transformationsprozess langlebiger Infrastrukturen handelt. Falls das Ziel der Klimaneutralität dennoch schon im Jahr 2035 zumindest rechnerisch eingehalten werden soll, so müssten in erheblichem Umfang Mechanismen der Treibhausgas-Kompensation eingesetzt werden. Dies könnte in den Jahren 2035 bis 2050 unter den getroffenen Annahmen zu Kosten von ca. 400 Mio. EUR_{2019} führen.[6] Allerdings ist es durchaus wahrscheinlich, dass sich diese Kosten durch die Entstehung neuer, zuverlässiger Verfahren zur Kompensation noch reduzieren lassen. Dieses Geld würde aus München abfließen und stünde nicht für Klimaschutzmaßnahmen in der Stadt zur Verfügung.

Auf Basis der beiden Szenarien wurde analysiert, wie sich die Kosten und Nutzen der Maßnahmen für die Stadt München insgesamt und für die wichtigsten Akteure im Vergleich zum Referenzszenario darstellen.

Aus Sicht der gesamten Stadt München ist die Bilanz von Kosten und Nutzen beider Szenarien gegenüber der Referenzentwicklung positiv (Abbildung 1-5). Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass in den Szenarien gegenüber der Referenz hohe Ausgaben insbesondere für Erdgas vermieden werden. Dabei spielen die auch in der Referenz stark ansteigenden Preise für fossile Energieträger eine wichtige Rolle, die etwa zur Hälfte durch den langfristigen Anstieg des seit dem Jahr 2021 auch im Wärmesektor wirksamen CO_2-Preises getrieben werden. Zudem wird angenommen, dass etwa die Hälfte der nötigen Investitionen in die Gebäudesanierung, den Heizungstausch und den Umbau der Fernwärme durch Fördermittel des Bundes bestritten werden kann. Die gesamte Summe der gemäß diesen Annahmen bis zum Jahr 2050 in

[6] Alle Angaben in dieser Studie zu Kosten sind inflationsbereinigt und beziehen sich auf Geldwerte des Jahres 2019.

Anspruch genommenen Fördermittel des Bundes liegt je nach Szenario bei 7,0 bis 7,5 Mrd. EUR_{2019}.

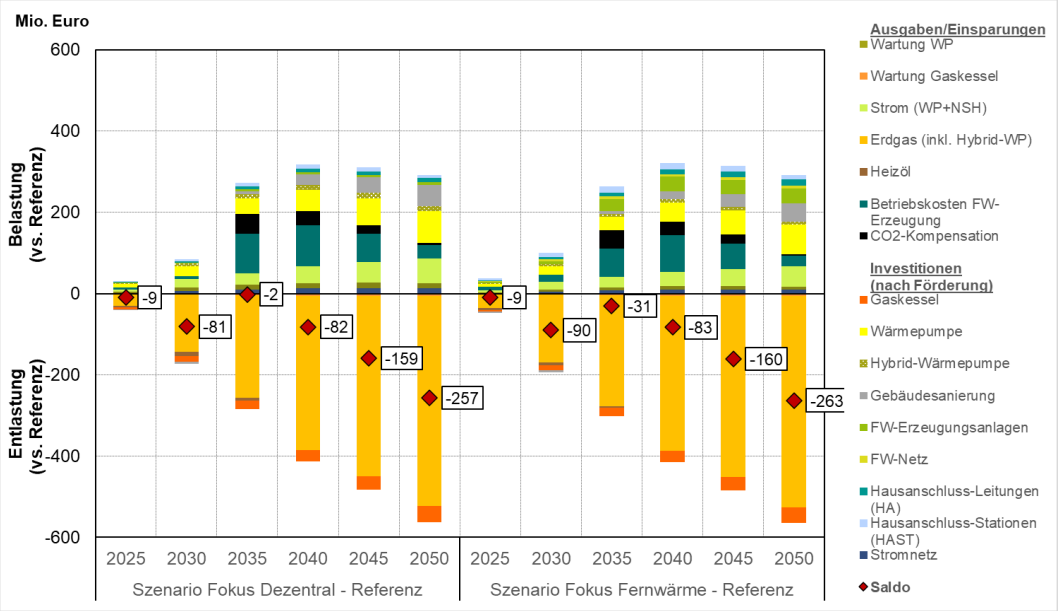

Abbildung 1-5: Zusätzliche Kosten und Einsparungen der gesamten Stadt München in den Szenarien gegenüber der Referenz

Die Stadtwerke müssen zur Umsetzung der Szenarien im Vergleich zur Referenz bis zum Jahr 2050 hohe zusätzliche Investitionen von ca. 0,9 bis 1,8 Mrd. EUR_{2019} tätigen (nach Abzug der angenommenen Förderung durch den Bund). Zugleich haben die Szenarien erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis der SWM in der Fernwärmeversorgung. Insbesondere die für die angenommene Emissionsminderung wichtige Umstellung der Heizkraftwerke und Heizwerke auf Wasserstoff ab dem Jahr 2035 ist für die SWM ohne weitere Unterstützung aller Voraussicht nach nicht wirtschaftlich darstellbar. Es bedarf daher einer zusätzlichen Förderung durch den Bund, um den frühzeitigen Einsatz dieses Energieträgers in den SWM-Anlagen wirtschaftlich zu unterstützen. Die Auswirkungen des starken Rückgangs des Gasabsatzes in den Szenarien auf die SWM als Betreiberin der Gasverteilnetze konnten in dieser Studie nicht untersucht werden, sind aber als erheblich einzustufen und bedürfen voraussichtlich ebenfalls flankierender Maßnahmen, z. B. des Bundes.

Eine Analyse der sozialen Auswirkungen der Szenarien auf Mietende in München bestätigt, dass auch diese generell von einer Sanierung der Gebäudehülle und dem Umstieg auf eine klimaneutrale Wärmebereitstellung profitieren, wenn dabei die als verfügbar angenommenen Fördermittel des Bundes in Anspruch genommen werden. Eine mit Fernwärme oder einer Wärmepumpe beheizte sanierte Wohnung ist aus Sicht der Mietende im Regelfall günstiger als eine unsanierte Wohnung. Insbesondere für Mietende mit geringem Einkommen führt eine vom Bund geförderte Gebäudesanierung gegenüber der Referenzentwicklung zu einer spürbaren Kostenentlastung. Umgekehrt können für Mietende mit geringen Einkommen in unsanierten Wohnungen Belastungen entstehen, die zusätzliche soziale Ausgleichsmechanismen erforderlich machen. In der Analyse der sozialen Auswirkungen eines klimaneutralen Wärmesektors konnten nur typische Situationen untersucht werden. In der Realität werden sich deutliche Streuungen ergeben, die gegebenenfalls auch durch soziale Programme flankiert werden müssen.

Die Szenarien zeigen Wege auf, wie der Wärmesektor in München dem Ziel der Klimaneutralität möglichst rasch nahekommen kann. Um dies zu erreichen, müssen weitgehende Maßnahmen vor allem bei der energetischen Sanierung der Gebäude, der Verdichtung und dem Ausbau des Fernwärmenetzes und von dezentralen Wärmepumpen sowie einer klimaneutralen Fernwärme umgesetzt werden. Damit die notwendigen kommunalen Maßnahmen realisiert werden können, sind wichtige Weichenstellungen auf Bundesebene erforderlich. Hierzu gehören unter anderem:

- Anpassung des Ordnungsrechts (v. a. Verbot monovalenter Gaskessel, Festlegung ambitionierter Gebäudestandards bei Sanierungen und Neubauten, Anpassungen der Wärmelieferverordnung)
- Festlegung eines langfristig planungssicheren Anstiegs des CO_2-Preises sowie Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom
- Schaffung einer langfristig verlässlichen und finanziell dem Bedarf entsprechend ausgestatteten Förderkulisse für den Einsatz klimaneutraler Wärmequellen sowie Hüllflächensanierungen, vor allem im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude und für effiziente Wärmenetze, sowie eines Förderinstruments für den frühzeitigen Einsatz von Wasserstoff in Heizkraftwerken und in der Erzeugung von Spitzenlast in der Fernwärme
- Bereitstellung von ausreichenden Mengen an nachhaltig erzeugtem Wasserstoff durch inländische Erzeugung und Importe
- Klärung der künftigen Rolle der Gasverteilnetze
- Sicherstellung der Verfügbarkeit von Fachkräften und Qualitätssicherung
- Vereinfachung der Strukturen, Planungs- und Genehmigungsabläufe zur Flächensicherung und damit Verkürzung der Dauer von Genehmigungsverfahren (z. B. Bergrecht)

Die Landeshauptstadt München (LHM) sollte den Umbau zu einem klimaneutralen Wärmesektor u. a. durch folgende Maßnahmen befördern:

- Intensivierte, gemeinschaftliche Absprachen zwischen SWM und LHM zu einer kommunalen Wärmeplanung und Festlegung einer verbindlichen Wärmestrategie, die im weiteren Zeitverlauf regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst wird
- Intensivierung der energetischen Sanierungen bei den Gebäuden städtischer Wohnungsunternehmen und den stadteigenen Nichtwohngebäuden
- Intensivierung und Skalierung des Quartiersansatzes in und außerhalb von Sanierungsgebieten und Abstimmung der Maßnahmen u.a. mit den SWM
- Sektorübergreifende Raumplanung für Energieinfrastruktur in Rücksprache mit SWM, Vereinfachung und Beschleunigung der Strukturen, Planungs- und Genehmigungsabläufe zur Flächensicherung (Flächennutzungsplanung, räumliche Konzepte)
- Unterstützung bei der Kooperation mit Umlandgemeinden im Bereich der Geothermie
- Offensive Kommunikation der Wärmewendestrategie an Wohnungseigentümer:innen und weitere Bürger:innen, Weiterentwicklung von Anlaufstellen für Information, Durchführung von Sanierungskampagnen für private Immobilieneigentümer:innen sowie Einrichtung zusätzlicher Anlaufstellen für Information, Sanierungsberatung und Vernetzung in den verschiedenen Stadtteilen
- Umsetzung von Referenzprojekten und Feldstudien zur Wärmewende (u. a. zur Gebäudesanierung und dem Einsatz von Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern)

Für die Stadtwerke München können folgende zentrale Handlungsempfehlungen gegeben werden:

- Abschluss einer Grundsatzvereinbarung mit der LHM zur klimaneutralen Fernwärme und dem Fernwärmeausbau, die für beide Seiten Planungssicherheit schafft und die Tragung von Mehrkosten regelt
- Weiterer Ausbau der Tiefengeothermie entsprechend der Fernwärmevision und der weiteren Erzeugungsanlagen entsprechend dem Szenario Fokus dezentrale Lösungen, bei Vorliegen entsprechender Rahmenbedingungen weitergehender Ausbau entsprechend dem Szenario Fokus Fernwärme
- Einsatz für eine frühzeitige Anbindung Münchens an ein bundesweites Wasserstoffnetz und Vorbereitung auf die Umstellung der Heizkraftwerke und Heizwerke auf Wasserstoff
- Verdichtung der Fernwärmeanschlüsse im bestehenden Versorgungsgebiet, Abschluss der Dampfnetzumstellung, Erweiterung des Versorgungsgebiets auf Basis gemeinsamer Planungen mit LHM
- Forschung zum Nutzen saisonaler Speicher im Fernwärmenetz und ggf. Realisierung entsprechender Projekte
- Ausbau bzw. Verstärkung der Stromverteilnetze unter Nutzung sinnvoller Möglichkeiten von Flexibilitäten

2 Einleitung

Die Stadt München versteht sich als Vorreiterin für die Erreichung der Klimaneutralität und hat bereits im Jahr 2017 das Ziel festgelegt, die energiebedingten Treibhausgasemissionen der Stadt bis zum Jahr 2050 auf 0,3 Tonnen CO_2-Äquivalent pro Einwohner und Jahr zu reduzieren. Im November 2019 erteilte der Stadtrat den Auftrag, zu untersuchen, wie die Wärmeversorgung Münchens bis spätestens 2035 auf erneuerbare Wärmequellen umgestellt werden kann. Im Dezember 2019 hat der Stadtrat den Klimanotstand ausgerufen und beschlossen, dass die gesamte Stadt bereits bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden soll, die Stadtverwaltung und die städtischen Gesellschaften sogar schon bis 2030. Diese ambitionierten Zielstellungen wurden im Koalitionsvertrag für die Stadtratsperiode 2020 – 2026 bekräftigt. Ob sie tatsächlich erreicht werden können, hängt jedoch stark von den Entwicklungen der Rahmensetzung auf Bundes- und EU-Ebene ab.

Auf Bundesebene besteht nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes, wonach die bisherigen Emissionsminderungsziele der Bundesregierung nicht ambitioniert genug waren, entsprechender Handlungsdruck. Basierend darauf hat die deutsche Bundesregierung im Juni 2021 im aktualisierten Klimaschutzgesetz sehr ambitionierte Ziele für die Minderung der CO_2-Emissionen in Deutschland veröffentlicht. Bis 2045 soll Deutschland klimaneutral wirtschaften. Somit müssen u.a. sowohl bei der zentralen als auch bei der dezentralen Wärmeversorgung schnelle und tiefgreifende Anpassungen in der Versorgung erreicht werden, was eine Anpassung des bestehenden Förder-, Ordnungs-, Steuer-, und Planungsrechts erwarten lässt.

In einem Fachgutachten aus dem Jahr 2017 waren bereits Szenarien für die Entwicklung zu einer klimaneutralen Stadt bis zum Jahr 2050 untersucht und entsprechende Handlungsempfehlungen gegeben worden (/ÖKO-02 17/). Die Stadtwerke München verfolgen bereits seit 2012 ihre Fernwärmevision 2040 mit dem klaren Fokus, dass die Fernwärme in München klimaneutral und ein Großteil der Fernwärme über Geothermie bereitgestellt werden soll. Angelehnt daran wurde in der in 2018 veröffentlichten Studie „Klimaneutrale Wärme München 2040 – Handlungsempfehlungen" /FFE-44 18/ untersucht, wie das damals angestrebte Ziel der Absenkung der wärmebedingten Emissionen in München von 2014 bis 2040 um 70 % erreicht werden kann. Als Grundlage für die Konkretisierung einer kommunalen Wärmestrategie wurde 2021 die Erstellung eines Energienutzungsplanes /ENI-01 20/ für München abgeschlossen.

Die genannten Untersuchungen werden in der vorliegenden Studie „Klimaneutrale Wärme in München 2035" unter Betrachtung konkreter technischer Lösungen für die Wärmeversorgung im Detailgrad gesteigert. Ein weiterer Fokus dieser Studie ist es, die mit der Zielerreichung einhergehenden Kosten transparent abzuschätzen. Da damit zu rechnen ist, dass einige der Maßnahmen zur Emissionsminderung erst nach 2035 vollumfänglich wirken, wird der Betrachtungszeitraum der Studie über das Jahr 2035 hinaus bis 2050 erweitert. Dies unterstützt auch die Entwicklung langfristig zielgerichteter Maßnahmen.

Vorgehen im Projekt

Ziel des Projektes war somit die Ermittlung von möglichst ambitionierten und zugleich noch realistischen Szenarien, wie die Wärmebereitstellung in München möglichst bald klimaneutral erfolgen kann. Hierfür wurde das in Abbildung 2-1 dargestellte Vorgehen gewählt, welches im Folgenden kurz erläutert wird.

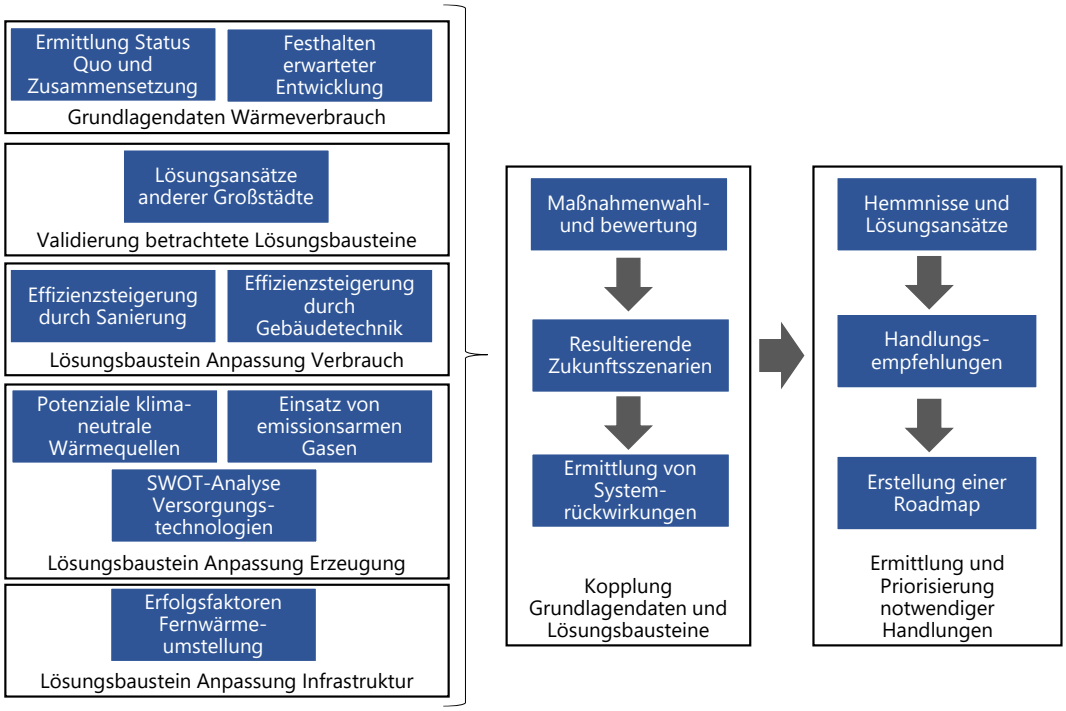

Abbildung 2-1: Darstellung des Vorgehens in den Analysen

Als Einstieg in die Thematik wurden zunächst die vorliegenden Wärmestrategien anderer interessanter europäischer Großstädte dargestellt und die Übertragbarkeit von identifizierten Erfolgsfaktoren auf München geprüft. Damit eine geeignete Zusammensetzung von Lösungsbausteinen erreicht werden konnte, wurde dann die aktuelle Struktur sowie die erwartete Entwicklung des Wärmebedarfes in München, mit Fokus auf den Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf, analysiert. Zudem wurden erreichbare Potenziale der Effizienzsteigerung auf der Verbraucherseite festgehalten. Damit der nach einer Effizienzsteigerung ausstehende Wärmebedarf klimaneutral gedeckt werden kann, wurden im nächsten Schritt mögliche Wärmequellen analysiert und deren Potenziale quantifiziert. Hierbei wurden auch Potenziale und Kostenerwartungen für die Nutzung emissionsarmer Gase betrachtet, z. B. Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom oder aus Erdgas erzeugt wird.

Gemäß diversen Studien stellt die Fernwärme, speziell in Städten, eine essenzielle Komponente für die Erreichung der Klimaneutralität dar (siehe Metaanalyse deutscher Studien in /BDEW-01 21/ bzw. /CONN-01 14/ /UNEP-01 15/). Hierfür müssen sowohl die Wärmeerzeugung als auch die entsprechende Infrastruktur weiterentwickelt werden. Daher wurden besonders relevante „Erfolgsfaktoren" für die Fernwärmeumstellung analysiert und deren Relevanz für München abgeleitet. Da es sich bei einer Klimaneutralität bis 2035 um ein extrem ambitioniertes Vorhaben handelt, wurden auch qualitativ hochwertige Kompensationsmöglichkeiten aufgezeigt.

Um die verschiedenen technischen Lösungen gegeneinander vergleichen und priorisieren zu können, wurden deren jeweilige CO_2-Verminderungskosten abgeleitet. Basierend auf den Grundlagendaten und den Ergebnissen der CO_2-Verminderungskosten wurden zwei verschiedene regionalisierte zielorientierte Szenarien erarbeitet, mit welchen eine Klimaneutralität in München möglichst bald erreicht werden kann. Hierbei wurde einbezogen, dass das Ziel einer möglichst kosteneffizienten Umstellung der Wärme auch die Minimierung

von stranded investments[7] für Maßnahmen beinhaltet, die schnelle Erfolge versprechen, jedoch nicht nachhaltig sind. Bei der Entwicklung dieser Szenarien wurden aktuell vorliegende Hemmnisse, welche der Realisierung dieser Szenarien entgegenstehen, jedoch durch geeignete Anpassungen des Rahmens verändert werden können, ausgeblendet.

Neben den resultierenden energetischen Ergebnissen zur Zusammensetzung der dezentralen und zentralen Wärmebereitstellung wurden die hiermit verbundenen Restemissionen und Kosten sowie die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Akteure bestimmt. Die aus den Szenarien resultierenden Effekte auf das Stromverteilnetz wurden ebenfalls abgeschätzt.

Im Rahmen der Analysen wurden verschiedenste Hemmnisse für die Wärmetransformation festgehalten, welche für die Erstellung der Szenarien ausgeblendet wurden. Diese wurden im letzten Teil der Studie tiefergreifend betrachtet, entsprechende akteursbezogene Lösungsansätze formuliert und Handlungsempfehlungen abgeleitet sowie in eine zeitlich gestaffelte Roadmap überführt.

Stakeholder

Um alle relevanten Stakeholder in den Prozess mit einzubeziehen und dadurch die Umsetzung der resultierenden Handlungsempfehlungen möglichst früh zu unterstützen, erfolgte die Erarbeitung der Studie in enger Kooperation mit Ansprechpersonen aus diversen Abteilungen der Auftraggeberin Stadtwerke München (im Folgenden SWM) sowie aus diversen Referaten der Landeshauptstadt München (im Folgenden LHM). Weiterhin fanden zwei Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern der städtischen Wohnungsbaugesellschaften statt, um deren Erfahrungen zu berücksichtigen und diese über die Inhalte der Studie zu informieren.

Zieldefinition Klimaneutralität

Grundlage für diese Studie sind zwei Beschlüsse des Stadtrats der LHM:

- Am 27.11.2019 wurde die Landeshauptstadt München in Kooperation mit den Stadtwerken München beauftragt, eine Konzept- und Umsetzungsstudie zur möglichen Reduktion des Wärmebedarfs und zur Möglichkeit einer vollständigen Umstellung der Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien bis spätestens zum Jahr 2035 zu erstellen.
- Am 18.12.2019 wurde beschlossen, das bisher für das Jahr 2050 definierte Ziel einer Klimaneutralität für die Gesamtstadt auf das Jahr 2035 vorzuziehen und hierzu einen entsprechenden Maßnahmenplan zu erstellen. Als Zielwert gelten hierbei verbleibende energiebedingte Treibhausgasemissionen von 0,3 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr. Zugleich wurde erstmals das Ziel einer klimaneutralen Stadtverwaltung bereits bis zum Jahr 2030 festgelegt.

Hieraus wurde für die vorliegende Studie der Auftrag abgeleitet, eine Reduktion des Wärmebedarfs im Stadtgebiet München sowie eine Wärmeversorgung der Landeshauptstadt München zu untersuchen, die bis zum Jahr 2035 so weit wie möglich auf erneuerbare Energien bzw. auf klimaneutrale Quellen umgestellt wird. Hierzu gehört auch aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom, der für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

[7] Hierunter werden hier Investitionen verstanden, die zum Zeitpunkt der Investitionen für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nicht essenziell notwendig sind und langfristig keine Relevanz für die Wärmeversorgung aufgrund sich ändernder Rahmenbedingungen haben.

Dabei wird der Wärmebedarf mit einer dem Treibhausgas-Monitoring der LHM entsprechenden Methodik bewertet. Berücksichtigt werden alle energiebedingten Emissionen, die dem Wärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser auf dem Gebiet der LHM zuzuordnen sind. Hierbei werden die unmittelbar vor Ort entstehenden Emissionen betrachtet sowie bei von extern bezogenen Energieträgern die bei ihrer Erzeugung unmittelbar entstehenden Emissionen. Dies entspricht der Methodik der „Bilanzierungs-Systematik Kommunal (BISKO)", die durch das Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) entwickelt und vom Umweltbundesamt unterstützt wird (/IFEU-01 16/, /IFEU-02 19/, /IFEU-01 20/). Neben der LHM wenden auch viele andere Kommunen in Deutschland diese Methodik an, was die Vergleichbarkeit der Emissionsbilanzen verbessert. In der Nomenklatur des Greenhouse Gas Protocols[8] entspricht die Bilanzierung einer Betrachtung der Scope 1- und Scope 2-Emissionen.

Aktuelle Studien zur Klimaneutralität sehen für den Wärmebedarf des Gebäudesektors nahezu Nullemissionen und für die Fernwärme geringe Restemissionen aus der Abfallverbrennung vor (z. B. /AGORA-07 20/, /PROG-01 21/). Angelehnt hieran wurde für diese Studie als Beitrag des Wärmesektors zum stadtweiten Ziel der Klimaneutralität angesetzt, dass von den noch zulässigen energiebedingten Restemissionen von 0,3 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr ein Anteil von 20 % auf den hier untersuchten Bedarf an Raumwärme und Trinkwarmwasser entfällt.[9] Das Ziel der in dieser Studie entwickelten Strategie ist also die weitestmögliche Reduktion des Wärmebedarfs und der möglichst weitgehende Einsatz von erneuerbaren Energien für die Bereitstellung der noch benötigten Wärmemengen. Als rechnerisches Ziel für die verbleibenden Emissionen des Wärmesektors werden somit 0,06 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr angesetzt.[10] Ergänzend wird untersucht, wie verbleibende Emissionen bei Bedarf kompensiert werden können.

[8] Vgl. die Website https://ghgprotocol.org.

[9] Dieser Anteil liegt mit 20% relativ niedrig, weil in anderen Bereichen des Energiebedarfs, z.B. in bestimmten Prozessen in der Industrie, eine Minderung der Emissionen noch schwieriger ist als im Wärmesektor.

[10] Vorgeschlagen wird, hierbei nur Personen mit Hauptwohnsitz in München zu berücksichtigen.

3 Strategien anderer Großstädte

In Rahmen dieses Kapitels wird zunächst ein Überblick über vergleichbare internationale Städte gegeben, die besonders ambitionierte Reduktionsstrategien in Bezug auf ihre gesamten Treibhausgasemissionen und speziell in Bezug auf ihren Wärmesektor verfolgen. Hierbei werden nicht nur technische Lösungsansätze, sondern auch ordnungspolitische oder organisatorische Maßnahmen der Städte selbst, sowie auch des übergeordneten Gesetzgebers dargestellt. Für diese Detailanalyse wurden die Städte Hamburg, Wien, Kopenhagen und Zürich ausgewählt (siehe Kapitel 3.1 bis 3.4). Eine tabellarische Übersicht, welche auch einen Vergleich zu der Strategie von München enthält, ist in Kapitel 17.1 enthalten.

Weitere Erfolgsfaktoren aus anderen Städten, welche für München als relevant angesehen werden, sind im Kapitel 3.5 enthalten.

3.1 Hamburg

In Hamburg hat sich ab dem Jahr 2004 eine intensive Diskussion zur Zukunft des Wärmesektors entwickelt, die durch die Planungen eines neuen Steinkohlekraftwerks am Standort Moorburg durch den Betreiber Vattenfall ausgelöst wurden. Aus Steinkohlekraftwerk sollte auch Fernwärme ausgekoppelt werden. Nach der Rekommunalisierung der Wärmenetze, einschließlich der wichtigsten Erzeugungsanlagen, will die Stadt Hamburg nun ambitionierte CO_2-Minderungsziele realisieren.

Wichtigste Charakteristika

Tabelle 3-1: Wichtigste Charakteristika Hamburg

Einwohnerzahl	1.899.000 (2019)
Gesamtwärmebedarf	19.740 GWh (2011)
Fernwärmeerzeugung	5.480 GWh (2018)
Länge Fernwärmenetz	830 km (ca. 2015)
Anteil Wärmeversorgung über Fernwärme	22 % (2011)
Energieträger - Fernwärmeerzeugung	Erdgas (39 %), Kohle (30 %), Abfallverbrennung (15 %), biogene Brenn- und Treibstoffe (15 %), Heizöl (1 %) (Stand: 2018)
Kern der Transformationsstrategie	• Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung (Fernwärme und dezentral) • Erhöhung der Gebäudeeffizienz

Quellen: /FHH-01 20/, /BFHH-01 14/

Transformationsstrategie

Im Zeitraum ab 2004 gab es in Hamburg eine kontroverse Diskussion um das Kraftwerk Moorburg des Betreibers Vattenfall, das im Osten der Stadt gebaut und 2015 in Betrieb gegangen ist. Aus den beiden Steinkohleblöcken (mit je ca. 830 MW elektrisch) sollte nach Planungen des Betreibers bis zu 750 MW Fernwärme ausgekoppelt und ins Wärmenetz der Stadt eingespeist werden. Dies hätte die Stilllegung älterer Erzeugungsanlagen möglich

gemacht. Unter anderem aufgrund der hohen spezifischen Emissionen dieser Wärme hat sich die Stadt letztlich gegen die Aufnahme von Wärme aus Moorburg in die Fernwärme entschieden. Ende 2020 hat Vattenfall den kommerziellen Betrieb des Kraftwerks Moorburg eingestellt, nachdem die Bundesnetzagentur der Anlage einen Zuschlag im Rahmen der ersten Ausschreibung zur Reduzierung der Kohleverstromung erteilt hat. Nachdem die Anlage nicht als systemrelevant eingestuft wurde, plant Vattenfall die endgültige Stilllegung nun im Juni 2021.

Im Jahr 2013 wurde durch einen Volksentscheid festgelegt, dass die Stadt Hamburg die Netze für Strom, Gas und Fernwärme von Vattenfall zurückkaufen soll. Im September 2019 hat die Stadt die Mehrheit an der Wärme Hamburg GmbH übernommen, die Eigentümerin wesentlicher Teile des Fernwärmenetzes in Hamburg sowie der Kohle-Heizkraftwerke Wedel und Tiefstack, der GuD-Anlage Tiefstack sowie weiterer Erzeugungsanlagen ist.

Gemäß des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes vom Juni 2019 und dem Klimaplan vom Dezember 2019 sollen die CO_2-Emissionen der Stadt bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 gesenkt werden, bis 2050 soll Hamburg klimaneutral werden (was als Minderung der Emissionen um mindestens 95 % interpretiert wird). Für den Wärmesektor sieht das Klimaschutzgesetz vor, dass der Einsatz von Kohle zur Wärmeerzeugung in den Anlagen der Stadt spätestens bis Ende 2030 eingestellt wird. In dem Zeitraum bis 2030 soll der Kohleeinsatz, der in den Jahren vor 2018 typischerweise 50 - 60 % der Wärmeerzeugung abgedeckt hat, möglichst weitgehend vermieden werden. Der Klimaplan sieht im „Ausbau und (der) qualitativen Verbesserung der Fernwärmeversorgung mit dem Ziel einer auf mittlere Sicht vollständigen Dekarbonisierung" die größte einzelne Handlungsoption zum Klimaschutz, welche die Stadt unter eigener Zuständigkeit zur Verfügung hat. Zu der insgesamt erforderlichen Reduktion der CO_2-Emissionen um 7,08 Mio. t/a bis 2030 soll die Umstellung der Fernwärme einen Anteil von 7,5 % beitragen (0,53 Mio. t/a) /HAMDE-01 21/.

Zur Umsetzung dieser Vorgabe ist aktuell insbesondere der Bau eines neuen, mit Erdgas betriebenen Gas-und-Dampf-Heizkraftwerks am Standort Dradenau am Südufer der Elbe vorgesehen. Im Rahmen des geplanten „Energieparks Hafen" sollen zudem Einspeisungen von Abwärme aus mehreren nahegelegenen Industriebetrieben und eine Abwasser-Wärmepumpe sowie weitere Anlagen Wärmeeinspeisungen bereitstellen. Um die Wärme in das Fernwärmenetz der Stadt einbinden zu können, das nördlich der Elbe liegt, wird eine Stichleitung unter dem Fluss hindurchgeführt (siehe Abbildung 3-1). Das mit Steinkohle betriebene Heizkraftwerk Wedel soll im Jahr 2025 stillgelegt werden. Der modernere Kohleblock im Heizkraftwerk Tiefstack soll bis 2030 entweder auf einen anderen Brennstoff umgestellt werden oder ebenfalls außer Betrieb gehen.

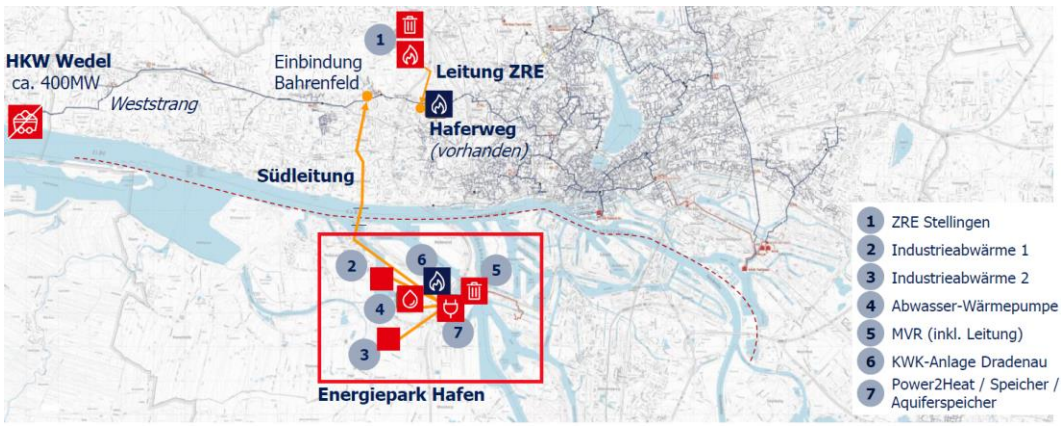

Abbildung 3-1: Gesamtkonzept „Energiepark Hafen" der Wärme Hamburg (/WÄHB-01 19/)

Im Zuge der Umsetzung dieses Konzepts werden auch saisonale Aquiferspeicher an zwei Standorten von Heizkraftwerken untersucht, vgl. Abbildung 3-2. Am Standort Dradenau wurden bereits Testbohrungen durchgeführt. Hier sollen ggf. bisher ungenutzte Wärmemengen aus der Abfallverbrennung, den Heizkraftwerken und aus Industrieprozessen gespeichert und zu anderen Zeitpunkten nutzbar gemacht werden.

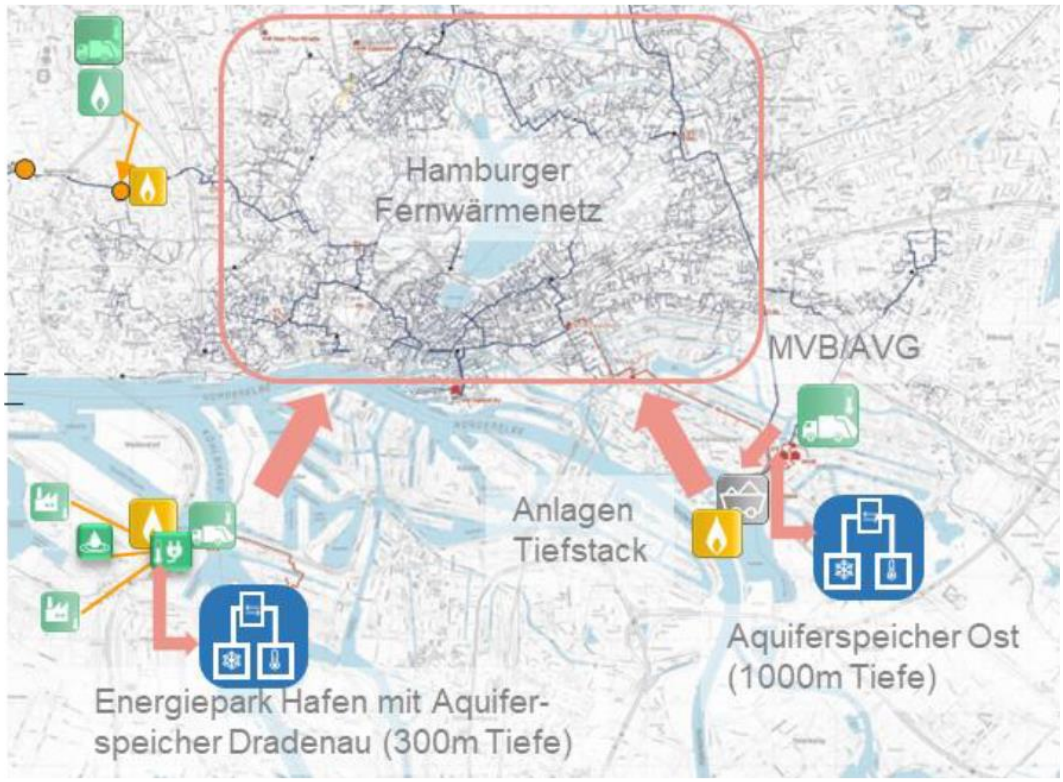

Abbildung 3-2: Planungen für Aquiferspeicher im Wärmenetz der Wärme Hamburg (/WÄHB-01 19/)

Die folgenden Ziele werden im Zuge der Wärmetransformation bis 2030 verfolgt:

- Erhöhung des Anteils der leitungsgebundenen Wärmeversorgung an der Gesamtversorgung der Stadt auf mindestens 35 %
- Ausbau der erneuerbaren Energien an der Fernwärmeerzeugung (kein fixierter Zielwert)
- Absenkung des Emissionsfaktors der Fernwärme auf 175 g/kWh(th)
- Minderung der CO_2-Emissionen aus der gesamten Wärmeversorgung von Wohngebäuden um 55 % gegenüber 2017 (von 3,58 Mio. t auf 1,60 Mio. t); ein Anteil von 45 % der Emissionsminderung wird vsl. durch die Umstellung der Fernwärme und den Ausbau erneuerbarer Energien im bundesweiten Strommix erzielt

Über den Kohleausstieg und den Umbau der Fernwärmeerzeugung hinaus wird in Hamburg derzeit unter anderem eine Machbarkeitsstudie zur Dekarbonisierung des Wohnungsbestands durchgeführt, die auch einen Fahrplan zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudebereich enthalten soll. In der Fortschreibung des Hamburger Klimaplans wird ein Bedarf an abgestimmter, zentraler kommunaler Wärmeplanung benannt.

Im Stadtteil Wilhelmsburg soll im Rahmen eines vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Reallabors „Intelligente WärmeWende Wilhelmsburg" eine auf erneuerbaren Energien basierende Wärmeversorgung realisiert werden, die neben der Nutzung von tiefer Geothermie auch einen saisonalen Aquiferspeicher, Wärmepumpen, Power-to-Heat und die flexible Einbindung von weiteren Erzeugern und Verbrauchenden von Wärme vorsieht.

Mögliche Implikationen für München

In Hamburg werden ebenfalls Planungen verfolgt, die Fernwärme weg von der Steinkohle und hin zu mehr erneuerbaren Energien zu entwickeln. Bestandteil des neuen Konzepts sind große industrielle Abwärmelieferungen, die in diesem Umfang in München aufgrund der unterschiedlichen Struktur der industriellen Produktionsprozesse nicht in Frage kommen. Ein weiteres Element der Hamburger Fernwärmestrategie ist ein neues GuD-Kraftwerk. Ein Einsatz von Wasserstoff in dieser Anlage ist bisher nicht konkret geplant. Die Nutzung von tiefer Geothermie in Verbindung mit einem Aquiferspeicher wird im Rahmen des aktuellen Reallabors in Wilhelmsburg erprobt. Während sich bei anderen Aspekten des Fernwärmenetzes nur begrenzte Möglichkeiten einer Übertragung auf München bieten, könnten die Ergebnisse dieses Reallabors für die Entwicklungen in München interessant sein.

3.2 Wien

Die Stadt Wien ist im Vergleich zu München von besonderer Bedeutung, da sich die Stadt zum einen sehr ambitionierte Ziele für die Emissionsreduktion gesetzt hat und zum anderen ebenfalls über relevante Geothermie-Potenziale verfügt.

Wichtigste Charakteristika

Tabelle 3-2: Wichtigste Charakteristika Wien

Einwohnerzahl	1.897.491 (2019)
Gesamtwärmebedarf	13.779 GWh (2017)
Fernwärmeerzeugung	6.135 GWh (2017)
Länge Fernwärmenetz	1.230 km (2018)
Anteil Wärmeversorgung über Fernwärme	40 % (2017)
Energieträger - Fernwärmeerzeugung	Erdgas (63 %), Abfallverbrennung (18 %), biogene Brenn- und Treibstoffe (15 %), Öl (4 %)
Kern der Transformationsstrategie	• Sanierung von Bestandsgebäuden • Ordnungsrechtliche Vorgaben für Neubauten und sanierte Gebäude • Ausweisung von Klimaschutz-Gebieten • Erschließung Geothermie u. Abwärme (Abwasser, Rauchgasreinigung) für Fernwärme

Ist-Zustand

In Wien lagen die Treibhausgasemissionen (ohne die Emissionen im Emissionshandel) im Jahr 2015 bei 3,4 t CO_2-äquiv./Kopf, was eine Reduktion von 24 % gegenüber 2005 (4,5 t CO_2-Äquivalent/Kopf) darstellt /WIEN-04 19/. Hierbei verursachte das dezentrale Heizen von Wohnhäusern rund ein Drittel dieser Treibhausgasemissionen /WIEN-03 19/. Der Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme lag 2017 bei 13.779 GWh (36 % des Endenergieverbrauchs) bzw. 8.397 kWh pro Kopf /WIEN-04 19/. Die Zusammensetzung des Endenergiebedarfs zur Deckung des Bedarfs nach Raumwärme, Trinkwarmwasser und Klimakälte ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

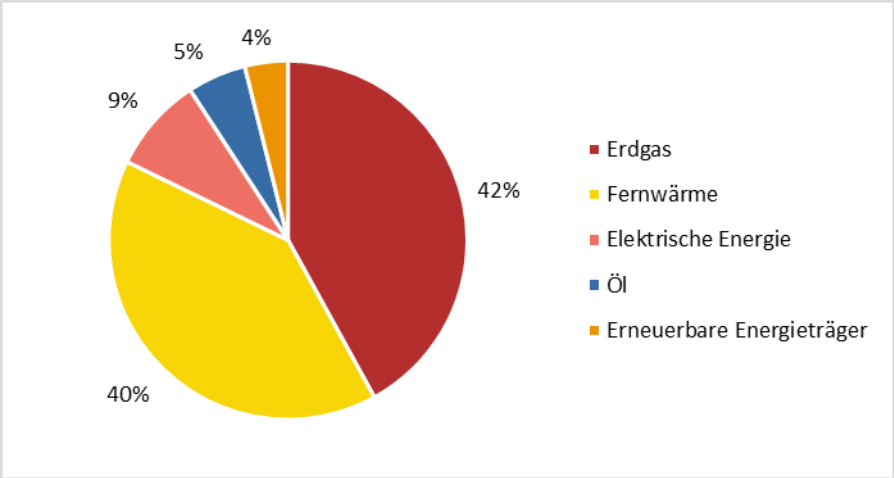

Abbildung 3-3: Energieträgeraufteilung für Raumheizung, Trinkwarmwasser und Klimakälte. Eigene Darstellung nach /WIEN-01 20/

Wie in Abbildung 3-4 festgehalten, wurde die 2017 in Wien erzeugte Fernwärme in Höhe von 6.135 GWh bzw. 40 % des Gesamtwärmebedarfes größtenteils aus Erdgas (63 %), brennbaren Abfällen (18 %) sowie biogenen Brenn- und Treibstoffen (15 %) bereitgestellt. Das Fernwärmenetz wird von den Wiener Stadtwerken betrieben und erstreckt sich über eine Netzlänge von mehr als 1.200 km /WIENE-01 20/.

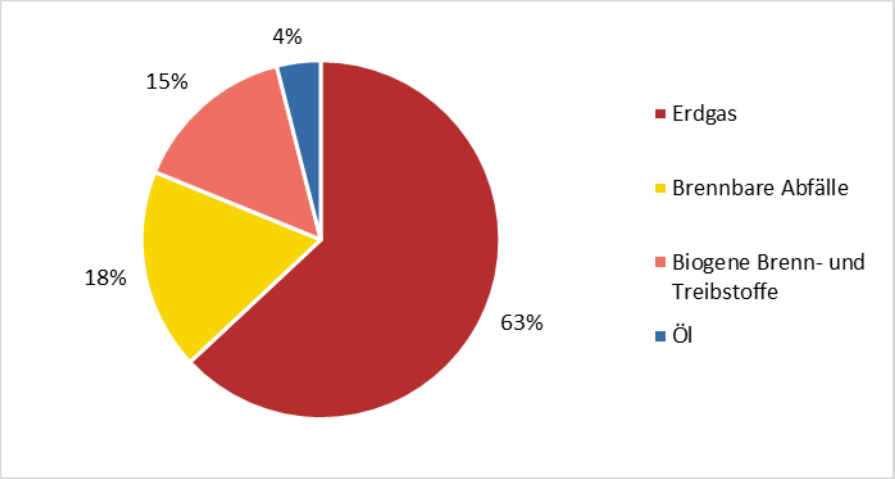

Abbildung 3-4: Jährliche Fernwärmeerzeugung nach Energieträger im Jahr 2017. Eigene Darstellung nach /WIEN-01 20/

Übergeordnete Ziele

Die „Smart City Wien Rahmenstrategie" (SCWR) dient als ein übergeordneter, langfristiger Leitfaden für diverse nachhaltige Stadtentwicklungsprogramme der Stadt Wien (u. a. Klimaschutzprogramm, Städtisches Energieeffizienzprogramm, Fachkonzept Mobilität, uvm.). Erstmals im Juni 2014 vom Gemeinderat beschlossen, wurde die Strategie im Juni 2019 angepasst. Sie gilt, unter Bezugnahme auf die UN-Agenda 2030, als Strategie der Stadt für insgesamt nachhaltige Entwicklung. /WIEN03 19/

Die SCWR setzt, bezogen auf Emissionen, die nicht Teil des EU-Emissionshandels sind (Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft), gegenüber dem Jahr 2005 folgende sektorübergreifende Ziele fest:

- Die lokalen Treibhausgasemissionen pro Kopf sollen bis 2030 um 50 % sinken und bis 2050 um 85 %.
    - Stand 2015: ca. -24 % /WIEN-04 19/
- Der lokale Endenergieverbrauch pro Kopf soll bis 2030 um 30 % senken und bis 2050 um 50 %.
    - Stand 2017: ca. -16 % /WIEN-04 19/

Somit ist eine stärkere Reduktion der Emissionen als des Endenergiebedarfs angestrebt, was durch einen verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien ermöglich wird.

Um die übergeordneten Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und des Endenergieverbrauchs zu realisieren, sind in der SCWR ebenfalls Ziele für einzelne Bereiche festgelegt worden. Besonders hervorzuheben sind hier jene aus den Bereichen Energieversorgung und Gebäude:

- Im Vergleich zu 2005 (1.947 GWh) soll eine Verdopplung der erneuerbaren Energieerzeugung im Stadtgebiet bis 2030 erreicht werden.
    - Stand 2017: 3.444 GWh, somit 88 % des Zielwerts /WIEN-01 20/
- Bis 2030 soll 30 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden, bis 2050 soll dieser Anteil auf 70 % steigen.
    - Stand 2017: 16,1 % /WIEN-04 19/

- Der Endenergieverbrauch für Heizen, Kühlen und Trinkwarmwasser in Gebäuden soll jährlich um 1 % pro Kopf und Jahr reduziert werden und die damit verbundenen CO_2-Emissionen um 2 %.
    - Stand 2017: -4,4 % Endenergieverbrauch gegenüber 2005 /WIEN-01 20/
- Alle neuen Gebäude sollen ab 2025 ihren Wärmebedarf durch erneuerbare Energie oder Fernwärme decken.

Die Stadt hat zur Unterstützung bei der Umsetzung der SCWR die Smart City Agency von Urban Innovation Vienna GmbH (UIV) beauftragt /WIEN-03 19/. Die Agentur dient als Schnittstelle zwischen verschiedenen Abteilungen der Stadtregierung sowie der Wien Energie und übernimmt auch internationale Aufgaben in dem Themenbereich. Das Energy Center von UIV spielt in den Bereichen Energieversorgung und Gebäude ebenfalls eine wichtige Rolle in der Entwicklung und Umsetzung der SCWR sowie themenverwandten Initiativen. /UIV-01 20/

Insgesamt wird die Kooperation zwischen Wien Energie, der Stadt Wien und UIV von involvierten Akteuren als sehr positiv und konstruktiv beschrieben /REZ-01 20/.

Transformationsstrategie

Im Gebäudebereich setzt die Stadt gleichzeitig auf drei Säulen:

- Sanierung,
- Energieträgerwechsel und
- hohe energetische Standards im Neubau.

Bestehende Gebäude sollen weitgehend thermisch saniert werden, wofür die Stadt Fördermittel bereitstellt, vor allem für städtische und genossenschaftliche Wohnhäuser. Dies soll den Endenergieverbrauch für die Beheizung um zwei Drittel je Gebäude reduzieren /WIEN-03 19/. Zusätzlich soll ein Wechsel der Wärmeversorgung zu Fernwärme oder erneuerbaren Energien stattfinden. Solche Sanierungen und Heizanlagenumstellungen werden von der Stadt gefördert /WFW-01 20/. Weiterhin gilt für neue Gebäude ab 2021 der Niedrigstenergiegebäudestandard (Nahe-Null-Energiegebäude), welcher in der EU für den Neubau von öffentlichen Gebäuden seit 2018 und ab 2020 für alle Gebäude gilt /WIEN-03 19/.

Damit die angestrebte Steigerung der Anschlussrate an das Fernwärmenetz zu einer Reduktion der Emissionen führt, wird ein besonderer Wert auf die Umstellung des Fernwärmenetzes auf klimaneutrale Wärmequellen gelegt. Laut /WIEN-03 19/ sind die zwei Kerne dieses Plans Großwärmepumpen, welche Abwärme mithilfe erneuerbaren Stroms zu nutzbarer Wärme für das Fernwärmenetz umwandeln sollen, und die Erschließung von Tiefengeothermie. Zudem werden österreichweit und speziell auch in Wien Untersuchungen zur Einbindung saisonaler Speicher in die Fernwärmeversorgung durchgeführt /REZ-01 20/.

Zusätzlich zu den Vorhaben der SCWR sieht die Wien Energie diverse mögliche Quellen für die Erschließung von Abwärme in der Stadt. Bereits realisiert wurde ein Projekt, in welchem die Abwärme eines Rechenzentrums in Kombination mit Wärmepumpen genutzt wird, um bis zu 4 MW_{th} in das Fernwärmenetz einzuspeisen /REZ-01 18/. Aufgrund der hohen Installationskosten neuer Wärmepumpen im Verhältnis zum erschließbaren Wärmepotenzial sind aktuell keine weiteren Projekte dieser Größenklasse seitens der Stadtwerke konkret geplant. Stattdessen setzt Wien Energie auf Großwärmepumpen, wie die im März 2019 in Betrieb genommene Großwärmepumpe Simmering. Hiermit wird Niedertemperaturwärme aus dem Kühlwasser der KWK-Anlage Simmering und dem Donaukanal mit einer Leistung von bis zu 40 MW_{th} für das Fernwärmenetz erzeugt. Ein noch größeres Abwärmepotenzial, von bis

zu 120 MW_{th}, ist in Form von Abwasser und einer Kläranlage vorhanden. Ob dieses Potenzial wirtschaftlich erschlossen werden kann, ist jedoch abhängig von dem Ergebnis aktueller Diskussionen zur Entwicklung der Stromnetzentgelte, sodass dessen Umsetzung noch nicht final beschlossen ist. /REZ-01 20/

Auch eine Erweiterung der Abwärmegewinnung aus der Müllverbrennung, vor allem aus der Rauchgasreinigung, wird von Wien Energie geprüft /REZ-01 18/. Wichtig für eine erweiterte Nutzung dieser Abwärme ist eine Umstellung des anliegenden Fernwärmenetzes auf niedrigere Temperaturen, da nur so das Rauchgas weiter ausgekühlt werden kann. Würde die Temperaturabsenkung mit einer Digitalisierung der Gebietsumformerstationen kombiniert, erwartet Wien Energie eine deutliche Effizienzsteigerung im Netz und einen höheren Anteil klimaneutraler Wärmequellen. /REZ-01 20/

Derzeit werden ungefähr 280 MW_{th} bis 420 MW_{th} an technisch nutzbarer hydrothermaler Geothermie in Wien vermutet /WE-01 19/. Diverse Stadtgebiete mit möglichen Heißwasservorkommen wurden bis Ende 2018 durch Seismik-Messungen intensiv untersucht /WE-01 19/. Die Ergebnisse dieser Messungen werden aktuell auf Realisierbarkeit geprüft, wobei nach /REZ-01 20/ eine Erschließung von ca. 140 MW_{th} bis 2030 angestrebt ist. Hiermit würde die Geothermie einen Großteil der ganzjährigen Wärmegrundlast bereitstellen.

Eine Befeuerung der vorhandenen KWK-Anlagen mit „grünem Gas" (hier Biogas, grüner Wasserstoff oder Synthesegas) ist auch angestrebt, wofür bereits zeitnah der Aufbau einer Versorgungskette vorangetrieben werden soll /WIEN-03 19/. Ein erhöhter Verbrauch von Biomasse zur Befeuerung der KWK-Anlagen ist nicht vorgesehen, da Analysen gezeigt haben, dass sich die benötigten Mengen nicht wirtschaftlich beschaffen und transportieren lassen könnten /REZ-01 20/.

Festgelegter Regulatorischer Rahmen

Die Wiener Bauverordnung wurde 2018 novelliert und stellt mit den in § 2b definierten Energieraumplänen ein starkes Instrument für die Wärmeplanungen in Wien dar. Neubauten dürfen innerhalb von sogenannten Klimaschutz-Gebieten nur mit bestimmten Heizsystemen ausgestattet werden. Hierzu zählen nach § 118 Abs. 3 der Bauverordnung Fernwärme, solange mehr als 80 % ihrer Wärme aus erneuerbaren Energien oder hocheffizienten KWK-Anlagen stammt, dezentrale Heizsysteme auf Basis erneuerbarer Energiequellen, die Nutzung von Abwärme oder KWK-Anlagen, die Strom produzieren und deren Wärme in einem Netz eingespeist wird. Eine Darstellung der Klimaschutz-Gebiete im 2. Wiener Stadtbezirk ist beispielhaft in Abbildung 3-5 enthalten. /WIEN-04 19/, /WIEN-05 19/

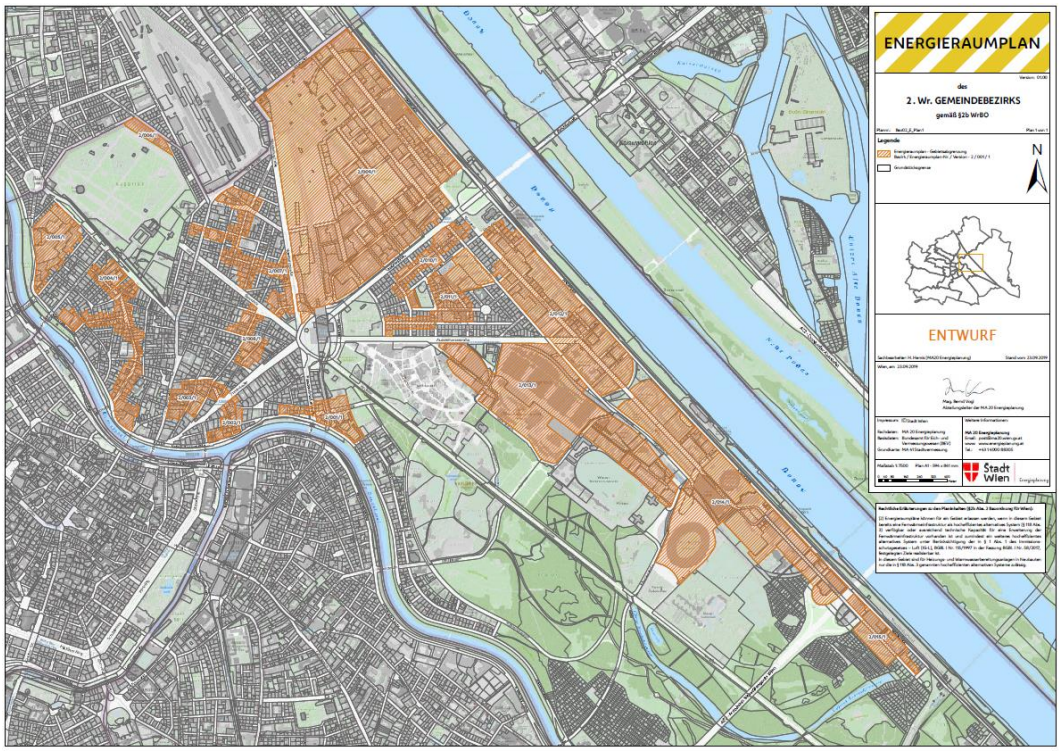

Abbildung 3-5: Energieraumplan des 2. Wiener Stadtbezirks /WIEN-05 19/

Um ein Klimaschutz-Gebiet festzulegen, müssen ein Fernwärmeanschluss und mindestens ein weiteres alternatives klimafreundliches Heizsystem realisierbar sein, sodass keine Fernwärme-Anschlusspflicht besteht. Zusätzlich wurden mit der Novelle der Bauverordnung die Installation von Öl- und Kohleheizungen sowohl in Neubauten als auch in umfassend sanierten Bestandsgebäude verboten. Gleichermaßen erfolgte ein Verbot von Gasthermen in Neubauten. In Neubauten, die sich außerhalb von Klimaschutz-Gebieten befinden und in denen keine alternativen regenerativen Heizsysteme realisierbar sind, sind Erdgas-Zentralheizungen nur in Kombination mit einem erhöhten Anteil von Solarthermie zulässig. /WIEN-04 19/

Während die Bauverordnung die Wahl des Heizsystems in Neubauten beeinflusst, nutzt die Stadt Wien Fördermaßnahmen, um Anreize für Fernwärmeanschlüsse in Bestandsgebäuden zu setzen. Über den Wohnfonds Wien werden Fernwärmeanschlüsse bzw. in Gebieten, wo kein Fernwärmeanschluss möglich ist, Zentralheizungen auf Basis emissionsarmer, biogener Brennstoffe und Wärmepumpen gefördert. Die Förderung entspricht nichtrückzahlbaren Annuitätenzuschüssen bzw. laufenden nichtrückzahlbaren Zuschüssen bei Eigenmitteln von 4 % pro Jahr auf die Dauer von 10 Jahren /WFW-01 20/.

Mögliche Implikationen für München

Wien wendet mehrere Maßnahmen für die nachhaltige Wärmeversorgung an, die sich in München anwenden ließen. Zum Beispiel könnte die Erstellung einer Wärmestrategie (angelehnt an die Energieraumplanung in Wien) in München klimafreundliches Heizen in Neubauten sowie im Rahmen der Sanierungen in Bestandsgebäuden forcieren. Hierfür ist es notwendig, einen konkreten Plan zu haben, wie sich die Wärmeversorgung in der Stadt entwickeln soll. Die Bereitstellung von Fördermitteln für thermische Sanierungen oder für den Austausch des Heizsystems kann mit der Energieraumplanung verzahnt werden, um so den Wechsel zur nachhaltigen Wärmeversorgung zu beschleunigen. Entscheidend für die

Nachhaltigkeit der Fernwärmeversorgung sind die Wärmequellen hierfür. Wie Wien können die Stadtwerke München als positives Beispiel für die Erschließung von Geothermiepotenzialen betrachtet werden. Darüber hinaus wurden in Wien auch Projekte für die Erschließung von diversen Abwärmequellen genauer analysiert, während hierzu für München aktuell keine belastbaren Zahlen vorliegen (siehe auch Kapitel 6.7).

Weiterhin leistet in Wien die gemeinsame kooperative Arbeit zwischen Stadt, Stadtwerken und einer neutralen Instanz (in Wien die Urban Innovation Vienna) einen positiven Beitrag zur Erarbeitung der Wärmestrategie sowie deren Umsetzung.

3.3 Zürich

Wichtigste Charakteristika

Tabelle 3-3: Wichtigste Charakteristika Zürich

Einwohnerzahl	415.400 (2019)
Gesamtwärmebedarf	Ca. 4.000 GWh (2018)
Fernwärmeerzeugung	0,7 TWh (2018)
Länge Fernwärmenetz	160 km
Anteil Wärmeversorgung über Fernwärme	17 %
Energieträger - Fernwärmeerzeugung	Müll: 64 %, Erdgas: 20 %, Holz: 12 %, Umweltwärme: 3,5 %, Öl: 0,5 % (2018)
Kern der Transformationsstrategie	Starker Planungsansatz (räumlich aufgelöste Energieplanung); dabei Festlegung von Gebieten für • die Ausweitung der FW-Versorgung • die Erschließung über Nahwärme und kalte Wärmenetze • die Wärmeversorgung über dezentrale Anlagen • den Rückzug aus der Gasversorgung (Gasrückzugsgebiete)

Ist-Zustand

Der Endenergieverbrauch für Raumheizung und Trinkwarmwasser lag im Mittel der Jahre 2010 - 2014 bei rund 4.600 GWh/a. Der Endenergieträgermix wird durch Erdgas und Heizöl dominiert (vgl. Abbildung 3-6). Der Anteil der Fernwärme lag im Jahr 2018 bei rund 17 %. Das Gasverteilnetz erstreckt sich flächendeckend über das gesamte Stadtgebiet. Eine Ausnahme bildet das Fernwärmegebiet Zürich-Nord, in dem die Gasversorgung in Etappen bis 2024 stillgelegt wird. Nach der Züricher Gemeindeordnung sind die Fernwärme- und Gasversorgung öffentliche Aufgaben. Es besteht allerdings keine gesetzliche Garantie für eine langfristige flächendeckende Versorgung mit Fernwärme und Gas.

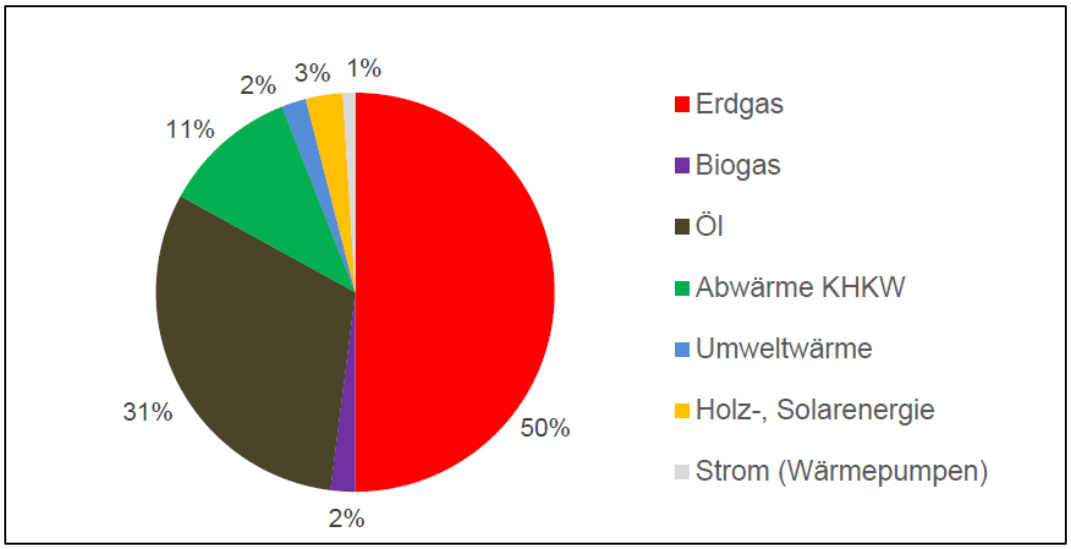

Abbildung 3-6: Endenergieträgermix Raumwärme und Trinkwarmwasser in 2015 /STZÜ-01 19/

Politisches Ziel (verfasst in der Gemeindeordnung)

Zürich verfolgt das Ziel, bis 2050 die Pro-Kopf-CO_2-Emissionen von 4,7 t CO_2-äquiv./Kopf (2015) auf 1 t CO_2-äquiv./Kopf zu reduzieren (Volksabstimmung 30.11.2008). Erfasst werden dabei die Wärme- und Stromversorgung, Mobilität und Infrastruktur (z.B. Straßenbeleuchtung, Wasserversorgung, Siedlungsentwässerung). Dies entspricht einer CO_2-Reduktion für die gesamte Stadt von rund 80 % und leitet sich aus dem Konzept der 2.000-Watt-Gesellschaft ab.

Ziele für 2050

Die politischen Ziele der Züricher Wärmewende orientieren sich an dem Effizienzszenario aus /TEP-01 14/ sowie /DDIB-01 16/. Es wird unterstellt, dass der Endenergiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser infolge von Effizienzmaßnahmen bis 2050 um 29 % sinkt (spezifischer Endenergiebedarf der Gebäude im Jahr 2050 rund 65 kWh/m^2*a, Ersatzneubau bis 2050 rund 12 %). Der Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme am Endenergie-Mix der Wärmeversorgung steigt gemäß den Szenarien bis 2050 auf 80 % (inkl. des EE- und Abwärmeanteils in der Fernwärme). Rund die Hälfte der Wärmebereitstellung soll über Wärmepumpen erfolgen (dezentral und Großwärmepumpen in Nah- und Fernwärme), rund ein Viertel über Fernwärme (Müllverbrennung, Holz, Wärmepumpe, Erdgas), vgl. Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8.

Bezogen auf die Versorgungsstruktur wird zwischen vier Strukturen unterschieden:

- Fernwärme (v. a. aus Müllverbrennung, Holz, Wärmepumpe, Erdgas)
- Nahwärme (bezeichnet als Energieverbunde): warme und kalte Netze (v. a. Nutzung von Ab- und Umweltwärme)
- Dezentrale Anlagen (v. a. Wärmepumpen (Erdsonden, Grundwasser, Flusswasser, Seewasser, Abwasser und Luft) und Solarthermie))
- Gasversorgung (Spitzenlastkessel sowie Versorgung von Quartieren ohne ausreichende dezentrale EE-Potenziale und ohne Eignung für Fernwärmeanschluss/ Nahwärmeversorgung)

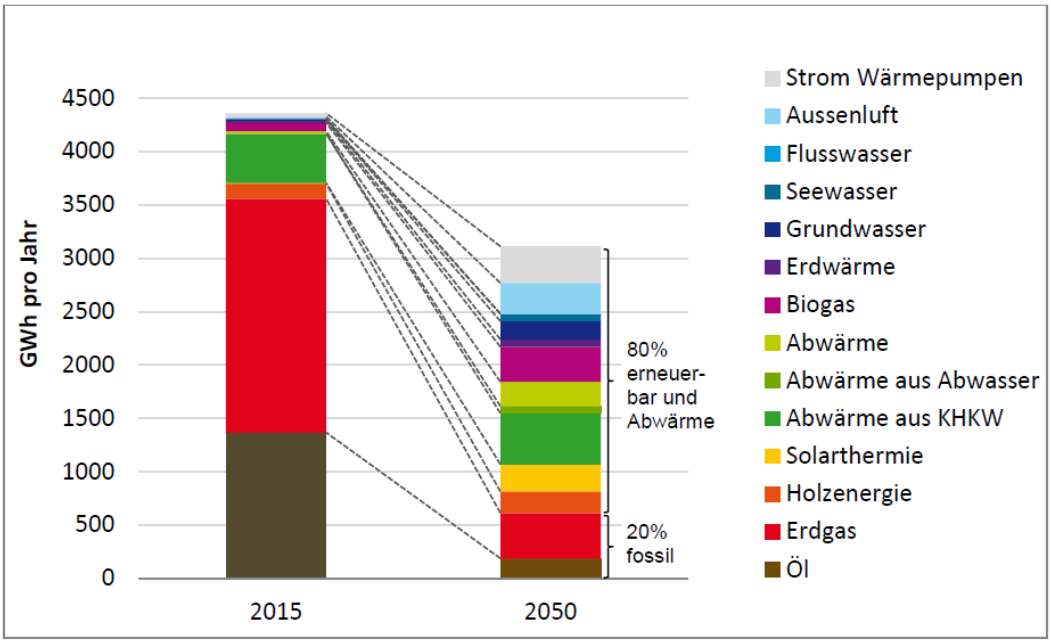

Abbildung 3-7: Endenergieträgermix 2015 und 2050 /STZÜ-01 19/

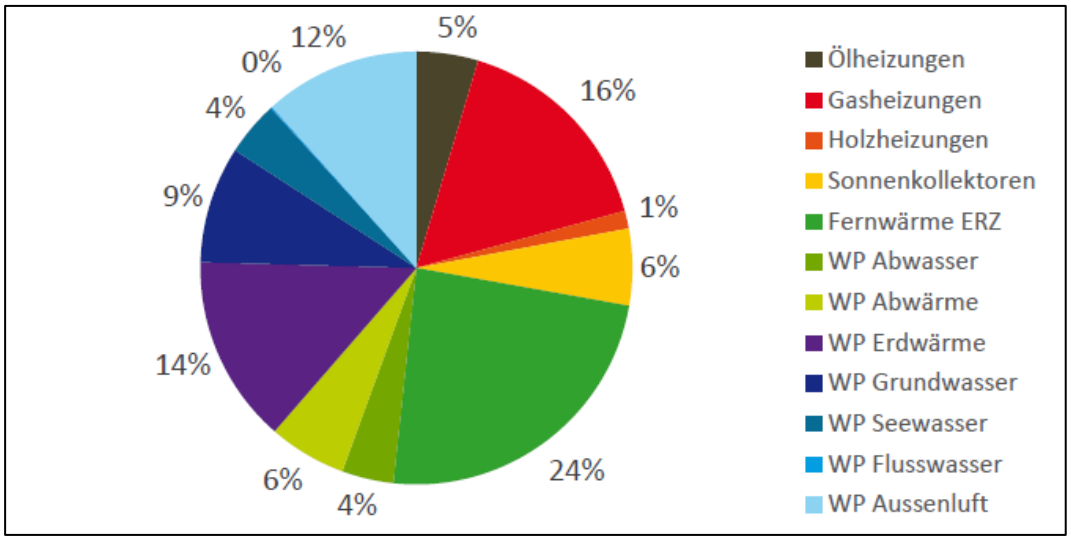

Abbildung 3-8: Technologiemix 2050 (Bezugsgröße Nutzenergie) /STZÜ-01 19/

Transformationsstrategie

Zürich verfolgt den Ansatz einer kommunalen Wärmeplanung (Energieplanung). Diese umfasst als zentrale Elemente eine Energieplankarte (s. u.) sowie einen Maßnahmenkatalog /STZÜ-03 19/. Dabei werden folgende Kernmaßnahmen für Fernwärme, Nahwärme, Gasversorgung und dezentrale Anlagen verfolgt:

Fernwärme

Die Prüfung, welche Stadtgebiete sich für eine leitungsgebundene Energieversorgung (Fernwärme und Gas) eignen, erfolgt anhand folgender Kriterien:

- Dichte der Wärmenachfrage im Untersuchungsgebiet und in angrenzenden Gebieten
- Potenziale zur baulichen Nachverdichtung
- Erschwernisse und Risiken für den Leitungsbau (Straßenbahnlinien, Kantonsstraßen, archäologische Flächen)
- Anteil Arealüberbauungen und Sondernutzungsplanungen im Gebiet
- Anzahl Gebäude mit einer Energiebereitstellungsanlage
- Potenzielle Kältenachfrage in den betroffenen Gebieten
- Bestehende Leitungsnetze (Gas oder Fernwärme)
- Angebot an alternativen erneuerbaren Energiequellen

Zur Sicherstellung eines hohen Anschlussgrades an die Fernwärme prüft die Stadt verschiedene Strategien:

- Einführung einer Nutzungspflicht für EE-Wärme in Form einer Festlegung von Mindestpflichtanteilen (Energiezonen)
- In Fernwärmeausbaugebieten für Neubauten eine Befreiung von der (für Neubauten) bestehenden 20 % EE-Nutzungspflicht, wenn der Gebäudeeigentümer:innen sich zum späteren Anschluss an die Fernwärme verpflichtet (Der Anschluss erfolgt, sobald dieser möglich ist)
- Finanzielle Unterstützung des Netzausbaus

In Prioritätsgebieten der Fernwärme erfolgen in der Regel keine neuen Gasanschlüsse mehr. Vielmehr soll sich das Gasverteilnetz aus diesen Gebieten sukzessive zurückziehen.

Nahwärme

Ferner unterstützt die Stadt mit zahlreichen Maßnahmen den Aufbau lokaler Nahwärmenetze. Neben Information und Beratung wird aktiv geprüft, in welcher Form städtische Liegenschaften in die Nahwärmelösungen eingebunden werden können bzw. inwieweit diese sich als Standort für zentrale Wärmeerzeuger eignen. Gleichzeitig sollen langfristig gesicherte Abwärmepotenziale systematisch erfasst werden. Die Stadt vergibt zudem entgeltfrei Gebietskonzessionen für die leitungsgebundene Energieversorgung an private Betreibergesellschaften von Nahwärmeprojekten, wenn diese bestimmte Zielanforderungen erfüllen (z. B. Mindestanteil von EE oder Abwärme von 70 %). In diesen Gebieten erfolgen grundsätzlich keine neuen Gasanschlüsse mehr. Für die saisonale Wärmespeicherung stellt die Stadt Nahwärmebetreibern städtische Freiflächen zur Verfügung.

Die Nutzung der Wärmequellen Grund-, Fluss-, Ab- und Seewasser wird durch die Stadt räumlich koordiniert (Konzessionsvergabe).

Gasversorgung

Im Rahmen der Energieplanung erfolgt auch regelmäßig eine Überprüfung der langfristigen Wirtschaftlichkeit des Gasverteilnetzes, insbesondere für die Teile des Gasnetzes, die aufgrund ihres Alters ersetzt werden müssen. Dabei wird u. a. geprüft, ob im betroffenen Netzgebiet ein Umstieg auf Fern- oder Nahwärme möglich ist. Sollte die Überprüfung zum Schluss kommen, dass ein Netzbereich langfristig nicht mehr wirtschaftlich betrieben oder durch eine Fern- oder Nahwärmeversorgung ersetzt werden kann und folglich stillgelegt wird, wird dies

den an das Gasnetz angeschlossenen Kunden nach Möglichkeit mindestens 15 Jahre im Voraus mitgeteilt. Wird im Rahmen der Netzplanung in einem Gebiet eine teilweise oder vollständige Stilllegung der Gasversorgung geprüft, so wird dies in der Energieplankarte entsprechend gekennzeichnet und damit frühzeitig angekündigt.

Dezentrale Anlagen

Die Stadt legt fest, in welchen Gebieten Erdwärmesonden erlaubt, mit Auflagen realisierbar oder verboten sind. Es ist Aufgabe des Genehmigungsprozesses, zu verhindern, dass Bohrungen für Erdwärmesonden zu dicht erfolgen (um zu vermeiden, dass sich verschiedene Erdwärmesonden gegenseitig negativ beeinflussen). Für Luftwärmepumpen und Solarthermie gibt es grundsätzlich keine Einschränkungen.

Festgelegter regulatorischer Rahmen

Die Umsetzung der Wärmewende basiert im Wesentlichen auf einer kommunalen Energieplanung. Dabei handelt es sich um einen Planungsprozess im Sinne einer strategischen kommunalen Wärmeplanung. Strategische kommunale Wärmepläne dienen dazu, für Quartiere, Stadtteile und ganze Kommunen aus einer übergreifenden Perspektive heraus Klimaschutzmaßnahmen mit Maßnahmen der Wärmeversorgung zu verbinden. Wesentliche Elemente dabei sind eine Aufnahme der Wärmebedarfsstruktur, die Abschätzung der räumlich aufgelösten Einsparpotenziale, eine Aufnahme der bestehenden Wärmeinfrastruktur sowie eine Ermittlung der Potenziale bestehender Wärmequellen (z. B. Abwärme) und erneuerbarer Energien (dezentrale und zentrale Potenziale). In der konkreten Umsetzung lassen sich mit Hilfe der strategischen kommunalen Wärmeplanung gebiets-/ quartiersscharf Entwicklungsoptionen identifizieren und darauf aufbauend planerisch umsetzen.

Die Stadt Zürich wird durch das Energiegesetz des Kantons zur Energieplanung verpflichtet. Für Zürich liegen die Schwerpunkte der Energieplanung auf dem Ausbau der Fernwärmeversorgung, der Koordinierung der Nutzung von Grund- und Seewasser mit Energieverbunden, dem Ersatz von fossil betriebenen Heizkesseln zu Gunsten von Wärmepumpen sowie der strategischen Planung des Gasverteilnetzes (im Wesentlichen dem Rückbau in sogenannten „Gasrückzugsgebieten"). Die Energieplanung hat einen Planungshorizont von 15 Jahren, d. h. die Gebietsfestlegungen zur leitungsgebundenen Energieversorgung haben mindestens 15 Jahre Gültigkeit. Die Energieplanung wird laufend aktualisiert (aktuell 2019, davor 2017). Der Energieplan wird durch den Gemeinderat verabschiedet (erstmalig 1992, zuletzt 2019) /STZÜ-04 19/. Vorher prüft der Kanton, ob der Energieplan allen Anforderungen Genüge leistet (z. B. Detailtiefe, Konkretisierungsgrad). Der Kanton muss den Energieplan zudem genehmigen /ARL-01 14/. Für den Stadtrat (entspricht in Zürich der Exekutiven), die Verwaltung und die städtischen Energieversorgungsunternehmen ist die Energieplanung (Energieplankarte, Maßnahmenkatalog, s. u.) verbindlich.

Für Gebäude- und Wohnungseigentümer:innen hat sie zumindest dann keine rechtliche Bindung, wenn das Gebäude weiterhin dezentral versorgt wird.[11] Hier haben Eigentümer:innen prinzipiell die freie Wahl zwischen den verfügbaren Techniken und Energieträgern. Die Stadt versucht allerdings über Förderung und Beratung, die Investitionsentscheidungen zu beeinflussen /ARL-01 14/.

[11] Das gilt auch dann, wenn das Gebäude in einem FW-Erweiterungsgebiet liegt.

Grundlage der Energieplanung ist der Planungsbericht Energieversorgung /STZÜ-01 19/. Kernelement dieses Planungsberichts ist eine Energieplankarte, in der Gebiete festgesetzt werden, für welche

- die Ausweitung der Fernwärmeversorgung aus zentralen Kraftwerken,
- die Erschließung über Nahwärme und kalte Wärmenetze (dezentrale Wärmepumpen in den Liegenschaften),
- die Wärmeversorgung über dezentrale Anlagen und
- der Rückzug aus der Gasversorgung (Gasrückzugsgebiete)

geprüft werden sollen.

Die Energieplankarte wird durch weitere Detailkarten ergänzt. Diese stellen folgende Informationen dar:

- T1/2 Nutzwärmebedarf (Trinkwarmwasser und Raumwärme) im Jahr 2015 und 2050
- T3/4 Räumliche Differenzierung des Energiesystem-Mix im Jahr 2015 und 2050
- T5 Gebietseignung für leitungsgebundene Energieversorgung
- T6/7 Zeitlicher Plan zur Erschließung neue Fernwärmegebiete der beiden Fernwärme-Versorger ERZ und ewz
- T8 Gasversorgung
- T9 Energienutzung aus Gewässern, Grundwasser und oberflächennaher Geothermie
- T10 Einsatz von Erdwärmesonden
- T11 Heizen und Kühlen mit Außenluft
- T12 Thermische Sonnenenergienutzung
- T13 Optionen für arealübergreifende Energieversorgung

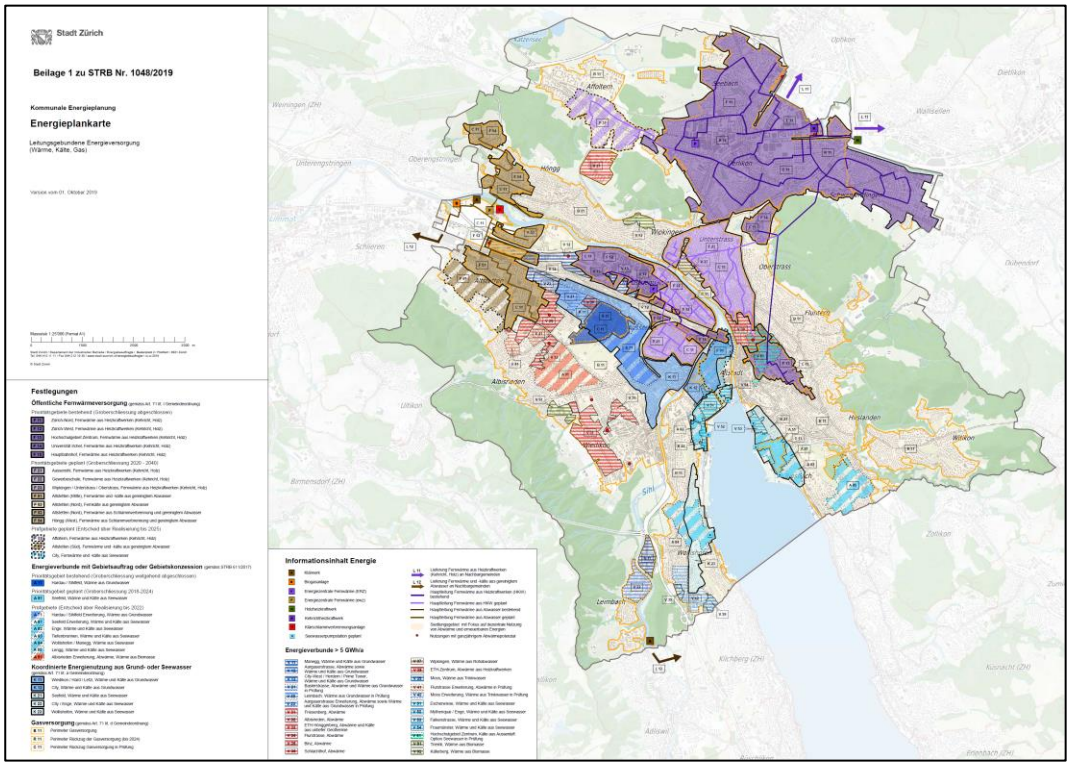

Abbildung 3-9: Energieplankarte 2019 /STZÜ-02 19/

Mögliche Implikationen für München

Zürich verfolgt einen umfangreichen und langfristig angelegten Planungsansatz, im Rahmen dessen räumlich aufgelöste Entwicklungsszenarien für die Wärmenachfrage (inkl. Sanierung), bestehende Infrastrukturen und die räumliche Verteilung von Wärmeerzeugungspotenzialen miteinander verschnitten und darauf aufbauend räumlich aufgelöste Strategien für die Wärmewende entworfen werden. Die Energieplanung wird regelmäßig durch den Gemeinderat beschlossen und ist dann für die Exekutive und die Stadtwerke verbindlich. Die Übersetzung des Planergebnisses in konkrete kommunalpolitische Beschlüsse könnte auch für die LHM als Vorbild dienen. Inwieweit es nach nationalem und/oder europäischem Recht zulässig ist, die Ergebnisse eines kommunalen Wärmeplanungsprozesses durch Stadtratsbeschluss als verbindliche Handlungsleitlinie zu implementieren, müsste vertieft geprüft werden.

Auf Ebene der Maßnahmen erscheinen ebenfalls eine Reihe von Ansätzen auf die LHM übertragbar. Z.B. unterstützt Zürich mit zahlreichen Maßnahmen den Aufbau lokaler Nahwärmenetze (systematische Erhebung der Abwärmepotenziale, aktive Einbindung städtischer Liegenschaften als Wärmeabnehmer sowie als möglicher Standort für die Wärmeerzeuger, städtische Flächen für saisonale Wärmespeicher usw.). Die Stadt koordiniert die für den Wärmepumpeneinsatz notwendige Nutzung der Wärmequellen Grund-, Fluss-, Ab- und Seewasser. Und im Rahmen des Planungsprozesses wird auch aktiv die Entwicklung des Gasverteilnetzes (v. a. in Form der Identifizierung von Gasrückzugsgebieten inkl. entsprechender Maßnahmen zur sukzessiven Stilllegung) begleitet. In Deutschland ist dies bisher zwar keine politische Aufgabe der Kommunen. Dennoch sollten LHM und SWM im Zuge der Diskussion über die Wärmewendestrategie den Dialog über die Zukunft des Gasverteilnetzes intensivieren.

3.4 Kopenhagen

Die nordeuropäischen Länder werden in Diskussionen zur Erreichung der Klimaneutralität in der Wärmeversorgung häufig als Vorreiter bezeichnet. Auf Grund ihrer mit München vergleichbaren Größe und den ambitionierten Zielen wurde die Stadt Kopenhagen für diese Analyse ausgewählt.

Wichtigste Charakteristika

Tabelle 3-4: Wichtigste Charakteristika Kopenhagen

Einwohnerzahl	1.330.993 (Großraum Kopenhagen, 2020)
Gesamtwärmebedarf	Ca. 8.500 GWh / Jahr (2020)
Fernwärmeerzeugung	Ca. 10.000 GWh / Jahr (2020), mehr als der Gesamtwärmebedarf, da Verteilverluste ebenfalls gedeckt werden müssen
Länge Fernwärmenetz	1.500 km (2016)
Anteil Wärmeversorgung über Fernwärme	98 %
Energieträger - Fernwärmeerzeugung	Biomasse (30 %), Kohle (22 %), Abfallverbrennung (22 %), Erdgas (21 %) (2014), zuletzt öffentlich verfügbare Daten
Kern der Transformationsstrategie	„alte Strategie" (ist aktuell schriftlich vorliegende Strategie): Umstieg auf Biomasse in KWK-Anlagen „neue Strategie" (nur mündlich vorliegend): Einbindung verschiedener Wärmequellen Sowohl „alte" als auch „neue" Strategie: • Starke Digitalisierung der Wärmeversorgung und tiefgreifende Analyse der Daten • offener Wettbewerb verschiedener Technologien • Weitreichende Infokampagnen für die Bevölkerung

Ist-Zustand

Bereits im Jahr 2012 deckte die Fernwärme ca. 98 % des Wärmebedarfs Kopenhagens. Dies war ein relevanter Faktor, durch den die CO_2 Emissionen im Zeitraum zwischen 1990 und 2012 um 40 % reduziert werden konnten /CPH-01 12/.

Die 160 km der Primärnetze im Großraum Kopenhagen werden von den Firmen CTR, VEKS, und Vestforbraending betrieben und speisen in 21 lokale Sekundärnetze ein. Dazu kommt ein von den Kopenhagener Stadtwerken (HOFOR) betriebenes Dampfnetz innerhalb von Kopenhagen, dessen Umstellung auf Heizwasser im Jahr 2021 fertiggestellt werden soll /COP-01 16/ /SOG-01 18/. Das Primärnetz samt Erzeugungsanlagen sowie die von Sekundärnetzen versorgten Gebiete sind in Abbildung 3-10 dargestellt. Diese Netze bilden zusammen das integrierte Wärmenetz des Großraumes Kopenhagen, was von KWK Anlagen (ca. 70 % der Wärme), Müllheizkraftwerken (ca. 25 % der Wärme) und mehr als 50 Heizkesseln zur Spitzenlastdeckung versorgt wird /SOG-01 18/ /JRC-07 16/. Die bereitgestellte Wärme wurde 2014 zu 30 % aus Biomasse erzeugt, gefolgt von Kohle (22 %), Erdgas (21 %), biogenem (12 %) sowie nicht-biogenem (10 %) Abfall und Heizöl (5 %) /JRC-07 16/.

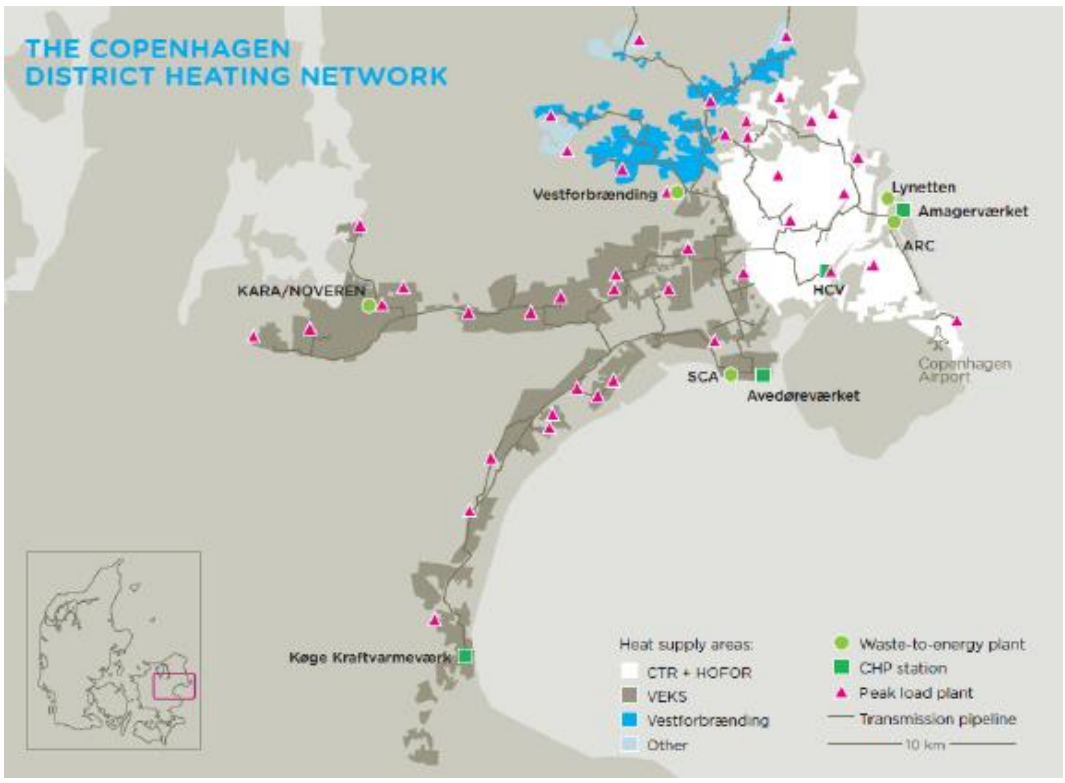

Abbildung 3-10: Primärnetz, Wärmeerzeugungsanlagen und Gebiete der Wärmeversorgungsunternehmen im Großraum Kopenhagen /JRC-07 16/

Transformationsstrategie

Kopenhagen strebt das Ziel an, die erste klimaneutrale Hauptstadt der Welt zu werden. Hierzu wurde basierend auf dem „2009 Climate Plan" im Jahr 2012 ein überarbeiteter „Copenhagen 2025 Climate Plan" (CPH 2025) /COP-01 16/ vom Kopenhagener Stadtrat verabschiedet. In drei Etappen bis 2025 (2013 - 2016, 2017 - 2020, 2021 - 2025) sollen Initiativen in vier Bereichen (Energieverbrauch, Energieversorgung, grüne Mobilität und energieeffiziente Behörden) zur Klimaneutralität der Stadt führen /COP-01 16/. Im Folgenden werden vor allem die Bereiche Energieverbrauch und -versorgung näher betrachtet.

CPH 2025 sieht 74 % der Emissionsminderungen in der Energieerzeugung vor, welche durch einen sinkenden Energiebedarf ergänzt werden sollen (7 % der vorgesehenen Emissionsminderung). Die vorgesehene Emissionsminderung teilt sich in die Bereiche Nichtwohngebäude (67 %), private Haushalte (12 %) und Nutzung von Photovoltaik (21 %) auf. Im Bereich der Energieerzeugung sollte gemäß CPH 2025 der Großteil der Emissionsreduktion durch neue Biomasse-KWK (43 %) und Windenergie (42 %) erreicht werden. Die weitere Emissionsreduktion soll durch die bessere Trennung von Plastik aus zu verbrennendem Müll (12 %) und den Einsatz von Biomasse in Spitzenlastkraftwerken erfolgen (3 %). /COP-01 16/

Insgesamt soll gemäß CPH 2025 somit künftig die Strom- und Wärmeerzeugung hauptsächlich auf Basis von Wind, Biomasse, Geothermie und Abfallverbrennung stattfinden, womit Kopenhagen sogar einen Überschuss regenerativer Energie erzeugen und diesen exportieren könnte. Die Fernwärme soll gemäß CPH 2025 durch den Umstieg in der Wärmeerzeugung von Kohle und Erdgas auf Biomasse-KWK bis 2025 CO_2-neutral bereitgestellt werden. Dieser Fokus auf den weitreichenden Einsatz von Biomasse, wird aktuell jedoch überdacht. Gemäß Informationen von Vertretern der dänischen Energieagentur sowie Unterhaltungen mit dänischen Wissenschaftlern hat sich in den vergangenen Jahren in

Dänemark die Meinung durchgesetzt, dass Biomasse vor allem einer stofflichen und energetischen Nutzung in der Industrie zugeführt werden sollte. Daher wird eine Neufassung der Wärmestrategie im Laufe des Jahres 2021 erwartet. Hierbei kann davon ausgegangen werden, das viele der folgenden Ziele beibehalten werden, aber statt der Biomasse andere Technologien für die zentrale Wärmebereitstellung an Relevanz gewinnen.

Um fundierte Analysen und Technologievergleiche durchführen zu können, bedarf es einer höheren Datenauflösung als des jährlichen Wärmebedarfs je Kunde. Daher befindet sich die Digitalisierung der Zähler von thermischen Energieverbrauchen sowohl in Kopenhagen als auch in anderen dänischen Städten schon seit einigen Jahren in der Umsetzung.

Ziele für 2025 aus CPH 2025

Da das Fernwärmenetz schon weitgehend ausgebaut ist, sind die Strategien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Kopenhagen auf Energieeffizienz und eine nachhaltige Umstellung der zentralen Energieerzeugung ausgerichtet. Im Bereich Energieeffizienz sind bis 2025 gegenüber 2010 folgende Reduktionsziele gesetzt:

- Reduktion des Wärmebedarfs um 20 %
- Reduktion des Stromverbrauchs in Haushalten um 10 %
- Reduktion des Energieverbrauchs in städtischen Gebäuden um 40 %

Der Energieverbrauch des Gebäudebestands soll durch thermische Sanierungen erheblich reduziert werden. Hierbei werden Häuser mit den drei schlechtesten Energieeffizienzklassen (ca. 15 % der Häuser) gezielt für Sanierungen herangezogen. Weiterhin sind Neubauten verpflichtend als Niedrigenergiehäuser zu bauen, was gemäß /AAL-01 18/ einem Wert von 20 kWh/m^2 a für private Gebäude und 25 kWh/m^2 a für Nichtwohngebäude entspricht. Weiterhin sollen entsprechende Infokampagnen zu einem effizienteren Betrieb von häuslichen Heizsystemen führen /COP-01 16/ /CPH-01 12/.

Bereits jetzt findet der Ausbau der Windenergiekapazitäten statt, um deren Erzeugung durch den Zubau von Großwärmepumpen und Elektrokesseln mit dem Wärmesektor zu koppeln /SOG-01 18/. Auch die Wärmespeicherkapazitäten sollen erhöht werden /JRC-07 16/. Weiterhin sind Pilotvorhaben für die Umwandlung biogenen Abfalls in Biogas in Untersuchung /COP-01 16/.

Festgelegter Regulatorischer Rahmen

Der wesentliche Rahmen für die getroffenen Entscheidungen der Stadt Kopenhagen zur Weiterentwicklung des Wärmesektors wurde mit dem dänischen Wärmeversorgungsgesetz gelegt. Seit der Verabschiedung im Jahr 1979 legt das Gesetz die nationalen, politischen und technischen Richtlinien für die Wärmeversorgungsplanung fest. Weiterhin hat es die Stadtgemeinden ermächtigt, innerhalb dieser Richtlinie Entscheidungen über die lokale Ausgestaltung von Wärmeversorgungssystemen selbst zu treffen.

Eine Voraussetzung für die Festlegung des präferierten Wärmeversorgungssystems ist die transparente Analyse verschiedener Möglichkeiten. Insgesamt fällt die Wahl dann auf das System mit dem größten Nettonutzen für das Gemeinwohl. Die Methodik dieser Kosten-Nutzen-Analysen ist von der dänischen Energieagentur vorgegeben. Damit diese Entscheidungen für verschiedene Regionen vergleichbar sind, stellt die dänische Energieagentur einen Katalog von zukünftigen Brennstoff- und Strompreisen, Externalitätenkosten und technischen Daten verschiedener Anlagenarten zu Verfügung. Die Analyse wird dann auf der Basis der LCOE (*levelized cost of energy* - Energiegestehungskosten)

über die gesamte Lebensdauer der unterschiedlichen Systeme durchgeführt. /JRC-07 16/, /DEA-05 17/

Das Wärmeversorgungsgesetz reguliert auch den Wärmepreis. Alle kurzfristigen und langfristigen Kosten, die direkt für die Erzeugung und Belieferung von Wärme entstehen, sollen durch die Verbrauchenden gedeckt werden. Der Preis darf diese Kosten weder unterschreiten noch übersteigen. Weiterhin müssen Wärmeversorger nichtkommerzielle Unternehmen sein und ihre Kapitalerträge sind auf 7 % bis 8 % begrenzt. /JRC-07 16/ /DEA-05 17/

Seit der Verabschiedung des Wärmeversorgungsgesetzes haben Gemeinden die Möglichkeit, einen Anschlusszwang für die Anbindung an das Fernwärmenetz festzulegen. Diese Möglichkeit wird heutzutage in Dänemark selten genutzt, außer von der Stadt Kopenhagen. Insgesamt genießt diese Pflicht aufgrund der Transparenz des Planungsprozesses und der nichtkommerziellen Natur der Versorgungsunternehmen eine breite Akzeptanz /JRC-07 16/. Seit 1988 gibt es zudem ein nationales Verbot für die Installation von Elektroheizungen in Neubauten, welches seit 1994 auch für bestehende Gebäude mit Zentralheizungen in Fernwärmegebieten gilt.

Der bereits erfolgte Wechsel zu einem erhöhten Anteil von Biomasse in der Wärmeerzeugung wurde durch finanzielle Anreize vorangetrieben. Biomasse für die Wärmeerzeugung ist, im Gegenteil zu fossilen Energieträgern, von Brennstoffsteuern befreit. Dazu kommt eine Marktprämie von 20 EUR/MWh für Strom aus KWK-Anlagen, die mit Biomasse befeuert werden. /DEA-05 17/

Mögliche Implikationen für München

Ein Vergleich der aktuell angestrebten bzw. forcierten Erfolgsfaktoren für die nachhaltige Wärmeversorgung in Kopenhagen mit München ist begrenzt möglich. Schlüssel für den Erfolg in Kopenhagen ist die bereits langjährige Entwicklung des Kopenhagener Fernwärmenetzes unter den Rahmenbedingungen der landesweiten Wärmepolitik. Die vor 40 Jahren getroffene Entscheidung, dass der Fokus der kommunalen Wärmeplanung auf einer Wärmeversorgungsart liegt, welche basierend auf dem höchsten resultierenden Gemeinwohl gewählt wird und die Berücksichtigung von Klima-Externalitäten beinhaltet, hat zur aktuellen Situation geführt. In Deutschland entscheidet hingegen jeder einzelne Gebäude-eigentümer:innen, basierend auf eigenen Kriterien, welche Wärmeversorgung bevorzugt wird. Ebenfalls haben die landesweiten finanziellen Vorteile für die Nutzung von Biomasse bereits zu einer starken Dekarbonisierung geführt. Solche Entscheidungen sind in Deutschland auf städtischer Ebene schlecht bis nicht umsetzbar.

Nichtdestotrotz dienen die Erfahrungen in Kopenhagen als Beweis dafür, dass eine strategische Wärmeplanung ein wichtiger Teil der nachhaltigen Stadtplanung sein sollte. Zudem erfolgen die Wärmeplanung und Kostenbestimmung konkurrierender Lösungen transparent, sodass eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung erreicht werden kann.

In München sind somit einzelne Maßnahmen aus Kopenhagen anwendbar. Hierzu zählen die Einführung von Prioritätsgebieten für Wärmeversorgungstechnologien, um einen kosteneffizienten Netzausbau zu gewährleisten. Weiterhin kann eine transparente Ermittlung von Prioritätsgebieten für einzelne Lösungen durchgeführt und entsprechend breit kommuniziert werden. So könnte z. B. für München auf Quartiersebene eine vertiefte Analyse der in dieser Studie abgeleiteten priorisierten Lösungen je Versorgungscluster durchgeführt und transparent an die Bevölkerung kommuniziert werden.

3.5 Weitere Erfolgsfaktoren

Neben der Detailanalyse der Wärmestrategien und Erfolgsfaktoren anderer europäischer Großstädte sind auch einzelne Lösungen aus anderen Städten von Interesse für die Erarbeitung einer Wärmestrategie für München. Hier werden zunächst Analyseergebnisse aus der Studie „Urbane Energiewende" dargestellt, welche weitere Erfolgsfaktoren für die Wärmeoptimierung beinhaltet. Auf Grund der Relevanz der Fernwärme für München wird weiterhin auf die besonderen Erfolgsfaktoren der Fernwärmeoptimierung in Aalborg eingegangen.

Analyseergebnisse der Studie „Urbane Energiewende"

In der dena-Studie „Urbane Energiewende" /DENA-07 19/ werden für die Kategorien Energiesystem, Strom, Wärme und Mobilität drei Analyseschritte durchgeführt und in separierten Teilen dargestellt. Als übergeordnete Handlungsempfehlungen werden dabei folgende Aspekte festgelegt:

- Urbane Energiewende als querschnittliche Aufgabe - Zusammenarbeit von Bund und Ländern intensivieren
- Wirksame CO_2-Bepreisung für Sektoren Gebäude und Verkehr setzen, durch politische Maßnahmen flankieren
- Optimale Integration lokaler Infrastrukturen sicherstellen und Ansatz integrierter Energieplanung verankern
- Vernetzung der Akteure stärken und Erfahrungsaustausch ermöglichen – innerhalb der Stadt sowie zwischen Kommunen

Bezogen auf den lokalen Fokus der hier festgehaltenen Aspekte sind aus diesen Handlungsempfehlungen primär der dritte und vierte Punkt von Relevanz. Der vierte Punkt wird in diversen Städten in Deutschland bereits umgesetzt. Hier finden regelmäßige Treffen (ca. quartalsweise) zwischen Stadt und Stadtwerken statt, um eine gemeinschaftliche Absprache zur Weiterentwicklung des kommunalen Bau- und Versorgungsplanes durchzuführen. In Gesprächen mit entsprechenden Versorgern wurde unterstrichen, dass hier eine verständnisvolle Kommunikation auf Augenhöhe notwendig ist, um konstruktive Diskussionen durchzuführen, bei denen alle Beteiligten am Ende das Ergebnis mittragen.

Die in der Studie /DENA-07 19/ festgehaltenen wichtigsten Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung der Wärmeversorgung können wie folgt zusammengefasst werden. All diese Punkte sind auch für die Erreichung der Wärmewende in München von Relevanz, können allerdings nur in geringem Umfang durch die lokalen Akteure beeinflusst werden. All diese Handlungsempfehlungen gehen in die Analyse der Szenarien im Projekt „Klimaneutrale Wärme München 2035" ein und werden im Kapitel 15.3 mit den eigenen Handlungsempfehlungen integriert.

- Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher Versorgungsvarianten erhöhen und den Wechsel zu CO_2-freien Wärmeversorgungskonzepten erleichtern
    - Förderprogramm EE-Fernwärme („Basisprogramm") vorantreiben, Förderung EE-Invest und Anbindung
    - Anpassung des Gebotes der kurzfristigen Kostenneutralität bei Umstellung der Wärmelieferung in Mietwohnungen
- Treibhausgase als Steuerungsgröße nutzen, innovative Systemansätze stärken und kontinuierliches Monitoring verankern
- Einzelinteressen mit lokaler Wärmeversorgungsstrategie verknüpfen, die Datenverfügbarkeit verbessern und die Koordination unterstützen:
    - Die Länder sollten den Kommunen Anreize setzen, ergänzend zu bestehenden Bauleitplanungen und städtebaulichen Verträgen durch eine kommunale Wärmeplanung gemeinsam mit einheitlichen Planungsinstrumenten den „richtigen Rahmen" für klimafreundliche Wärmeversorgungskonzepte zu setzen.
    - Um die Erschließung lokaler Wärmepotenziale in Kommunen zu unterstützen, müssen Datengrundlagen geschaffen und die Koordination zwischen Akteuren verbessert werden.
    - Hilfreich wäre die Ausgestaltung eines Leitfadens zum Wärmeplanungs-prozess und weiterer Arbeitshilfen in Kooperation mit den Kommunen.
- Spezifische Sanierungslösungen nutzen, um Interessenskonflikte zu vermeiden, dabei muss die öffentliche Hand ihrer Vorbildfunktion gerecht werden

Optimierung der Fernwärmeversorgung in Aalborg (Dänemark)

In der Fernwärmeversorgung in Aalborg wird ein sogenanntes „Temperaturtopping" durchgeführt. Hierbei wird die Wärme aus niedrig temperierten Wärmequellen mit Wärme aus höher temperierten Wärmequellen verschnitten, sodass insgesamt das gewünschte Temperaturniveau für die Einspeisung in das Fernwärmenetz erreicht werden kann. Durch diese Verschaltung kann die Wärme aus den niedrig temperierten Wärmequellen integriert und der Bedarf an Wärme aus höher temperierten Wärmequellen reduziert werden.

Zur Erstellung einer städtischen Wärmestrategie wurde für die Stadt eine Abwärmepotenzialkarte, inklusive kleiner Abwärmequellen wie z. B. Supermarkt-Abwärme, erarbeitet. Einzelne Pilotanlagen sollen umgesetzt werden, um diese kleineren Systeme besser wirtschaftlich bewerten und dann entsprechend in die Gesamtstrategie einbinden zu können.

Bereits aktuell findet in Aalborg ein recht genaues Monitoring der Wärmebedarfe einzelner Häuser und sogar Wohnungen statt. Die Daten werden anonymisiert auf einer Plattform bereitgestellt und von der interessierten Öffentlichkeit sowie der lokalen Universität auf Ineffizienzen geprüft. Durch das Monitoring ist weiterhin angestrebt, Flexibilitäten einzelner Verbrauchenden zu identifizieren und Potenziale für die Lastflexibilisierung erschließen zu können. Hierdurch sollen bei Anschlussverdichtungen und einhergehenden steigenden Netzlasten ggf. resultierende Spitzenlasten reduziert und somit die benötigte Erweiterung bestehender Fernwärmeleitungen minimiert werden.

4 Analyse der Wärmebedarfe in München

Um realistische Abschätzungen möglicher Entwicklungen der Wärmeversorgung in München abzuleiten, muss ein valider Datensatz zum aktuellen Zustand der Wärmebedarfsstruktur zugrunde gelegt werden. Bezüglich der Wärmeversorgung in München liegen sowohl den SWM als auch der LHM Datenmodelle aus verschiedenen Projekten vor, welche in Kapitel 4.14.1.2 kurz skizziert und verglichen wurden, um die Basisdaten für die Analysen im Projekt abzuleiten. Aus diesen Daten wurde ein geeignetes Modell für die weiterführenden Analysen im Projekt erarbeitet (siehe 4.2). Diese Datenbasis wurde dann mit den erwarteten Entwicklungen des Gebäudeneubaus für die Stützjahre bis 2050 verschnitten, um die zukünftigen Wärmebedarfe abzuleiten (Kapitel 4.3).

Die auf diesen Wärmebedarf in den verschiedenen Szenarien wirkende Sanierungsraten und-tiefen werden in Kapitel 10.6 genauer beschrieben.

4.1 Analyse vorliegender Wärmebedarfsdaten

Für einen Vergleich der Daten ist die Definition der jeweils betrachteten Energiearten von großer Bedeutung. Daher wird zunächst die angestrebte Form der Energieart abgeleitet, um dann ein Fazit zu ziehen, wie diese mit den vorliegenden Daten erreicht werden kann.

4.1.1 Abgrenzung verschiedener Begrifflichkeiten

Im Rahmen der Analyse thermischer Energiebedarfe können folgende Energiearten unterschieden werden:

- Nutzwärmebedarfe: Von den Nutzenden benötigte Wärmemenge zum Heizen der Wohnung und Trinkwarmwasserbedarf
- Wärmebedarf: Vom Wärmeerzeuger (z. B. Kessel, Wärmepumpe, Hausübergabestation der Fernwärme) an das Heizsystem abgegebene Wärmemenge (beinhaltet Verluste für Speicher, Zirkulation des Trinkwarmwassers und gebäudeinterne Verteilungsverluste)[12]
- Endenergiebedarf: Zu den Verbrauchenden gelieferte Energie in Form von Heizöl, Erdgas, Fernwärme oder Strom (beinhaltet neben den Wärmebedarfen auch die Nutzungsgrade der jeweiligen Wärmeerzeuger)

Während der Endenergiebedarf aktuell die gängige Einheit für energetische Analyse ist, reicht diese Betrachtung für die hier angestrebte Zielstellung nicht aus. So kann der Endenergiebedarf in München sowohl durch einen Tausch von ineffizienten Kesseln hin zu effizienteren Kesseln verringert werden als auch durch eine Sanierung der Gebäudehülle. Die Effekte dieser beiden Maßnahmen sind im Rahmen dieser Studie jedoch zu unterscheiden, um diese miteinander vergleichen zu können.

Die Betrachtung des Nutzenergiebedarfes kann für verschiedene Analysen von Bedeutung sein, ist jedoch ebenfalls für die hier angestrebten Untersuchungen nicht geeignet. Zwar werden durch gebäudeseitige Maßnahmen im Rahmen der Sanierung die gebäudeinternen Verluste so reduziert, dass die Wärmebedarfe sich an die Nutzenergiebedarfe annähern,

[12] Erzeugernutzwärmeabgabe nach DIN V 18599.

jedoch sind weiterhin gebäudeinterne Verluste vorhanden, welche durch den Wärmeerzeuger gedeckt werden müssen. Diese sind hier in den Wärmebedarfen enthalten und werden nicht gesondert ausgewiesen.

Für die Analyse und Darstellung der Ergebnisse wird daher im Folgenden primär auf die bereitgestellten Wärmebedarfe je Energieträger eingegangen, es werden aber auch die Endenergiebedarfe dargestellt.

4.1.2 Vergleich vorliegender Daten und Ableitung relevanter Grundlagendaten

Während die SWM über Wärmebedarfsdaten aus dem eigens erstellten SWM-Modell München bzw. reale Verbräuche für verschiedene Energieträger verfügen, wurde im Jahr 2019 im Rahmen des durch die LHM beauftragten Energienutzungsplanes (ENP) für München eine Wärmebedarfsanalyse basierend auf der vorliegenden Gebäudestruktur erarbeitet.

Datenbasis SWM

Von den SWM wurden die auf Postleitzahlen-Ebene vorliegenden gemessenen Endenergieverbräuche (Erdgas, Fernwärme, Strom für Wärmepumpen bzw. Strom für Nachtspeicherheizungen) aus dem Jahr 2017 bereitgestellt. In den Daten waren die Erdgasverbräuche der SWM-Kraft- bzw. Heizwerke herausgerechnet und von einzelnen Postleitzahlengebieten mit industriellen Großverbrauchern die industriellen Bedarfe in dem entsprechenden Postleitzahlengebiet separat ausgewiesen. In den Daten sind Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, welche nicht über einen dedizierten Messpunkt als entsprechende Anlage verfügen, nicht enthalten. Der Bedarf, der hierdurch nicht inkludiert ist, kann jedoch insgesamt als vernachlässigbar angesehen werden.

Die Belieferung mit Heizöl wird nicht über die SWM, sondern über diverse Lieferanten abgewickelt, sodass hierzu keine Messdaten vorliegen. Mit den im Modell München vorhandenen Informationen zur Zuordnung der Endenergiebedarfe zu einzelnen Gebäuden und den jeweils vorhandenen Typgebäuden, konnte der Heizölbedarf auf Postleitzahlenebene abgeschätzt und ebenfalls von den SWM übermittelt werden. Zum Verbrauch von Biomasse für die dezentrale Wärmeversorgung liegen ebenfalls keine Daten vor. Da dessen Einsatz als gering einzuschätzen ist, wird dies hier vernachlässigt.

Speziell für eine relativ genaue Bestimmung zukünftig möglicher Fernwärmegebiete wurden von den SWM weiterhin gebäudescharfe Daten aus dem Modell München übermittelt. Diese Daten enthalten je Gebäude sowohl Informationen zu Gebäudecharakteristika wie Anzahl an Wohneinheiten, Wohnfläche, Nutzung, Fertigstellungsjahr, Koordinaten, Stadtbezirk sowie der Entfernung zum Erdgas- bzw. Fernwärmenetz als auch abgeleitete spezifische Wärmebedarfe und den Gesamtwärmebedarf je Gebäude. Eine Zuordnung der einzelnen Gebäude zu den genutzten Energieträgern konnte nicht übermittelt werden. Diese Gebäudedaten wurden in einem längeren Prozess erarbeitet. Im Abgleich mit den je Postleitzahlen vorliegenden Verbrauchsdaten, lässt sich festhalten, dass es sich bei den Gebäudedaten um einen gut nutzbaren Datensatz handelt, um die Ziele der Studie zu erfüllen.

Datenbasis LHM

Für den Datenvergleich wurden seitens LHM aus dem erstellten ENP, in welchem die Wärmebedarfe basierend auf der vorliegenden Gebäudestruktur abgeleitet wurden, ebenfalls postleitzahlenscharfe Daten übermittelt:

- berechneter, wärmebedingter Endenergie- und Primärenergiebedarf (in kWh/a), Wärmeverbrauch (in kWh/a) und Treibhausgasemissionen (in CO_2-Äquivalente) aller als beheizt identifizierten Bestandsgebäude
- berechnetes Potenzial einer solarthermischen Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs aller als beheizt identifizierten Bestandsgebäude (in kWh/a)
- berechnetes Potenzial einer Nutzung von Grundwasserwärmepumpen zur Deckung des Wärmeverbrauchs aller als beheizt identifizierten, geeigneten Bestandsgebäude (in kWh/a)
- Anteil denkmalgeschützter Gebäude (in %)

Weiterhin werden folgende Daten im pdf-Format übermittelt:

- Karte „Wärmeversorgungsszenario zur Minimierung der Treibhausgasemissionen für Sanierungstiefe KfW 55“
- Karte „Potenzielle Eignungsgebiete für den Fernwärmeausbau“
- Karte „Potenzielle Abwärmequellen“
- Karte „Strukturanalyse zur Ausweisung von Quartierskonzepten“

Datenvergleich

Im Vergleich der im Modell München und ENP ausgegebenen Endenergiebedarfe zeigt sich für München eine leichte Abweichung der Daten. In Anbetracht der unterschiedlichen Herangehensweisen zur Datenermittlung werden die Datensätze jedoch als konsistent zueinander eingestuft. Die Daten je Postleitzahl weisen wiederum höhere Abweichungen auf, welche hier aufgrund der Vertraulichkeit dieser Daten nicht genauer dargestellt werden können. Zur künftigen besseren Vergleichbarkeit der Modellergebnisse auf Postleitzahlenebene oder sogar Quartiersebene empfiehlt sich daher ein genauerer Datenabgleich zwischen SWM und LHM.

4.1.3 Zusammenstellung der relevanten Grundlagendaten

Da es sich bei den postleitzahlenscharf abgerechneten Endenergie-Verbrauchsdaten der SWM um real gemessene Daten handelt, wurden diese als Grundlage für die Studie herangezogen. Diese wurden in folgenden drei Schritten weiter aufbereitet:

- Abzug des Endenergieverbrauchs für Prozesswärme industrieller Großverbraucher
- Umrechnung der Endenergiebedarfe in Wärmebedarfe
- Temperaturbereinigung der Daten

Einzelne große Industrieunternehmen in München veröffentlichen Nachhaltigkeitsberichte, in welchen der Endenergiebedarf ausgewiesen wird, woraus die jeweiligen Wärmebedarfe für Raumwärme und Trinkwarmwasser abgeleitet werden konnten. Basierend auf den durch die FfE durchgeführten Energieberatungen in der Industrie liegt zudem eine weitreichende Datengrundlage vor, welche für verschiedene Industriebranchen eine Aufteilung des Wärmebedarfs in Prozess-, Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf enthält. Hiermit konnte der für die Studie relevante Wärmebedarf für die entsprechenden Betriebe in München vereinfacht abgeleitet werden.

Basierend auf den Daten des Deutschen Wetterdienstes für 2017 (Jahr, aus welchen die von den SWM bereitgestellten Daten stammen) verglichen mit dem Normwetterjahr für München wurden die Daten abschließend temperaturbereinigt.

Wie in Kapitel 4.1.1 erwähnt, sind für die Analysen neben den Endenergiebedarfen die Wärmebedarfe von besonderer Relevanz. Daher wurden die Endenergiebedarfe mit den in Tabelle 4-1 festgehaltenen Nutzungsgraden verschnitten, welche auf den in /FFE-146 19/ evaluierten Nutzungsgraden und der Verteilung der Nieder- und Brennwertkessel aus /BDH-04 16/ entstammen. Da es sich bei den Fernwärmebedarfen um hinter der Hausübergabestation gemessene Werte handelt, wurde hier der Nutzungsgrad 1 gewählt.

Tabelle 4-1: Angesetzte Nutzungsgrade je Endenergieform

Wärmeerzeuger	Nutzungsgrad (bei Erdgas bezogen auf den Brennwert)
Gaskessel – Durchschnitt	0,84
Ölkessel – Durchschnitt	0,84
Fernwärme	1
Elektrospeicherheizung	0,85
Wärmepumpe	3,8

Die finale Aufteilung der Wärmebedarfe und des Endenergiebedarfes für München auf die verschiedenen Energieträger ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Da hier im Endenergiebedarf ausschließlich der Strombedarf für Wärmepumpen enthalten ist, ist dieser geringer als der durch Wärmepumpen bereitgestellte Wärmebedarf.

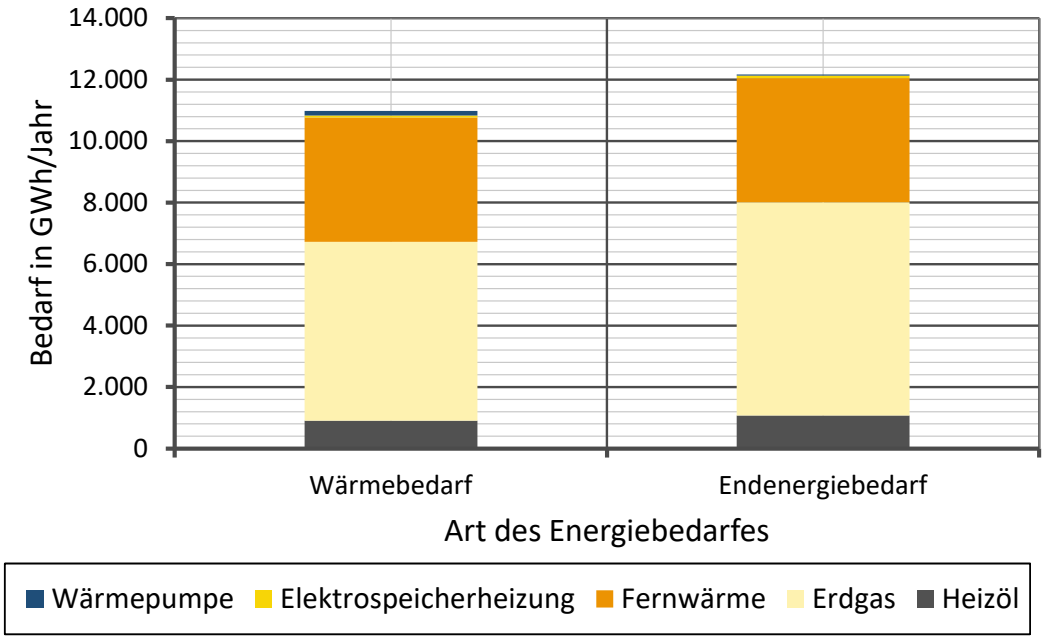

Abbildung 4-1: Aus den vorliegenden Daten abgeleitete Wärme- und Endenergiebedarfe für die Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitstellung in München in 2017 (temperaturbereinigt)

4.2 Weiterentwicklung eines gebäudescharfen Bedarfsmodelles

Wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wurden durch die SWM neben den postleitzahlenscharfen Endenergiebedarfsdaten auch Gebäudedaten übermittelt. Um gebäudescharfe Simulationen durchzuführen, wurden diese Gebäudedaten mit den postleitzahlenscharfen je Versorgungstechnologie bereitgestellten Wärmebedarfen verschnitten. Hierbei wurde wie folgt vorgegangen:

1. Die aus Wärmepumpen bereitgestellten Wärmebedarfe wurden zunächst den jüngsten Gebäuden sowie ausschließlich Ein- und Zweifamilienhäusern zugeordnet.
2. Die aus Nachtspeicherheizungen bereitgestellten Wärmebedarfe wurden zufällig auf Gebäude mit einer Baualtersklasse vor 1980 verteilt.
3. Der Fernwärmebedarf wurde den Gebäuden mit geringer Entfernung zum Fernwärmenetz zugeordnet. Hierbei wurden zunächst Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude mit einem Fernwärmeanschluss versehen. Wenn nach Verbindung dieser Gebäude mit der Fernwärme nicht die gesamte Fernwärmebereitstellung zugeordnet werden konnte, wurden auch Ein- und Zweifamilienhäuser mit der Fernwärme verknüpft.
4. Der aus Erdgas bereitgestellte Wärmebedarf wurde auf die verbleibenden Gebäude verteilt, bei möglichst geringer Entfernung zum Erdgasnetz. Hierbei wurden zunächst Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude mit einem Erdgasanschluss versehen, dann auch Ein- und Zweifamilienhäuser.
5. Die aus Heizöl bereitgestellten Wärmebedarfe wurden ohne weitere Einschränkungen auf die verbleibenden Gebäude verteilt.

Da bei denkmalgeschützten Gebäuden im Rahmen einer Sanierung ein geringerer Einspareffekt erreicht werden kann und diese in München einen Anteil von ca. 20 % der Gebäude haben (in manchen Gebieten bis zu 70 %), wurde auch diese Eigenschaft auf die Gebäudedaten verteilt. Hierbei wurden Gebäude eines frühen Baualters mit der Eigenschaft eines denkmalgeschützten Gebäudes ausgestattet.

4.3 Ableitung eines Neubauszenarios für München

Die im vorherigen Schritt festgelegten Grundlagendaten zum Wärmebedarf in München wurden mit einem Szenario zur künftig erwarteten Entwicklung des Wachstums des Münchener Gebäudebestandes, differenziert nach Versorgungsgebieten, verschnitten. Das schrittweise Vorgehen zur Erarbeitung des hierfür benötigten Neubauszenarios ist in Abbildung 4-2 festgehalten und wird in entsprechender Reihenfolge beschrieben

Abbildung 4-2: Vorgehen zur Bestimmung des zusätzlichen Wärmebedarfs durch Neubau in München

Darstellung vorliegender Datenquellen

Die zuvor beschriebenen Bedarfsdaten liegen aus dem Jahr 2017 vor, das Basisjahr der Modellierung ist jedoch das Jahr 2020, sodass zunächst der Neubau zwischen 2018 und 2020 und dann für die folgenden Jahre bis 2050 prognostiziert werden muss.

Die für die Prognose des Neubaus interessanten statistischen Auswertungen des Neubaus in der Vergangenheit, veröffentlicht das statistische Amt der LHM regelmäßig und disaggregiert zwischen verschiedenen Gebäudetypen (siehe /LHM-07 20/).

Gemäß dem im Jahr 2016 beschlossenen Programm "Wohnen in München VI" liegt eine politisch gesetzte Zielzahl des Neubaus von 8.500 Wohnungen pro Jahr vor /LHM-08 20/, /BRSP-01 17/. Eine Aufschlüsselung konkret geplanter Neubauprojekte ist zum einen im "Bericht zur Wohnungssituation in München" vorhanden, welche zu Projektbeginn vom Oktober 2018 für 2016 – 2017 vorlag /RSBM-01 18/ und im Oktober 2020 für 2018 – 2019 aktualisiert wurde /RSBM-01 20/. Mehr Informationen zu einzelnen geplanten Neubauprojekten inklusive entsprechender Beschreibungen werden wiederum kontinuierlich auf der Homepage des Referats für Stadtplanung und Bauordnung veröffentlicht /LHM-09 20/. Bei beiden Datenquellen handelt es sich vor allem um Informationen zu größeren Neubausiedlungen, kleinere Projekte wie Nachverdichtungen sind hier nicht enthalten. Daher decken die vorliegenden Daten zu den detailliert geplanten Wohnungsbau-Projekten nur einen Teil des jährlich angestrebten Neubaus an Wohnungen ab. Somit wurde zunächst eine realistische Abschätzung des jährlichen Neubaus getroffen, woraufhin eine regionale Verteilung der konkret geplanten und weiteren zu bauenden Wohneinheiten erfolgte.

Analyse des Neubaus der Vergangenheit

Für die Analyse der Wärmebedarfszunahme in München bis 2050 ist die Abschätzung eines längerfristig haltbaren Neubauniveaus notwendig, sodass eine alleinige Stützung auf die angestrebte Zielzahl von ca. 8.500 Wohnungen pro Jahr in den Szenarien nicht ansetzbar ist. Weiterhin beinhaltet dieses Ziel den Gesamtneubau, während für die Modellierung der Bedarfszunahme vor allem der Reinzugang (fertiggestellte Gebäude abzüglich der abgerissenen Gebäude) von Relevanz ist[13]. Die Betrachtung der Kenndaten für Reinzugang, fertiggestellte und genehmigte Gebäude seit 2000 ist in Abbildung 4-3 enthalten. Es zeigt sich seit 2000 ein durchschnittlicher Reinzugang von ca. 5.670 Wohneinheiten, welcher sich im Zeitraum 2009 bis 2018 auf ca. 6.000 Wohneinheiten erhöht hat.

[13] Prinzipiell könnte anhand der vorliegenden Datenlage der Gebäudeabriss und -neubau gekoppelt in das Modell integriert werden. Auf Grund einer Vielzahl dann zusätzlich zu treffenden Annahmen, einer Steigerung der Komplexität der Modellierung und eines geringen Mehrwertes wurde ausschließlich der Reinzubau betrachtet.

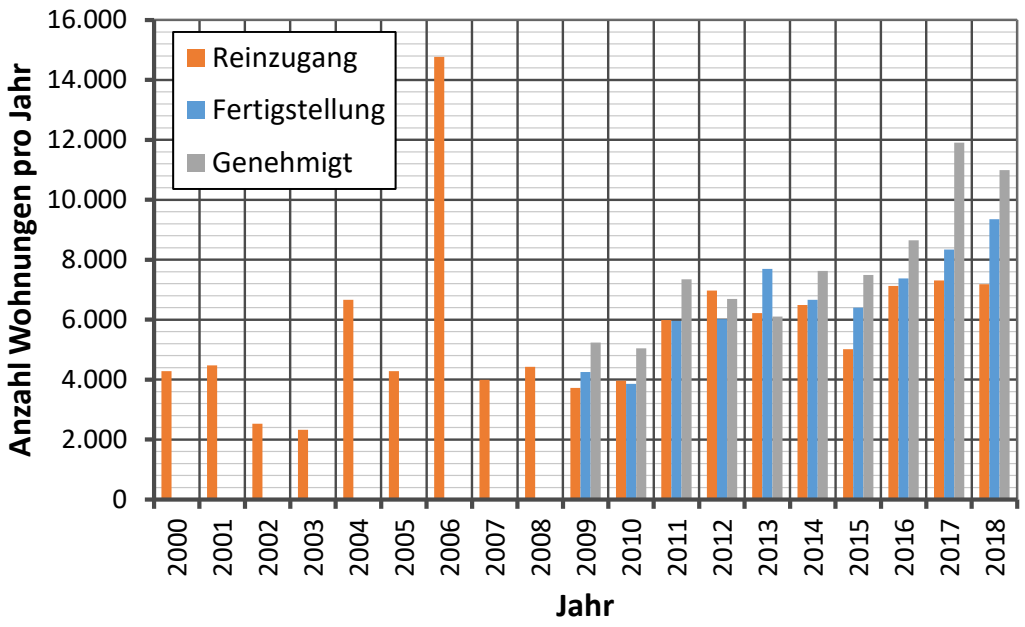

Abbildung 4-3: Darstellung von Reinzugang, fertiggestellten und genehmigten Gebäuden pro Jahr in den Jahren 2000 bis 2019

Gemäß dem Ziel der LHM hat sich der Neubau in der Vergangenheit kontinuierlich gesteigert. Für die Szenarien ist jedoch davon auszugehen, dass diese starke Bautätigkeit nicht bis 2050 anhält. Daher wird für die Zukunft ein kontinuierlicher jährlicher Reinzugang von 6.000 Wohnungen angesetzt. Dies bedeutet zwischen 2018 und 2040 einen Anstieg um 138.000 Wohnungen in München, bzw. 198.000 Wohnungen bis 2050. Da dies auch die kleinteilige Nachverdichtung enthält, liegt die Zahl etwas über dem angesetzten Neubau im Zeitraum bis 2040 in /RSBM-01 19/ von 111.000 Wohneinheiten.

Um die Daten einzuordnen, ist weiterhin ein Abgleich mit der Bevölkerungsprognose für München hilfreich. Entsprechend dem Demographiebericht für München /RSBM-01 19/ wird für den Zeitraum 2017 bis 2040 mit einer Bevölkerungszunahme von ca. 290.000 Personen gerechnet. Somit ergibt sich ein Quotient von 2,1 zugezogenen Personen je zugebauter Wohneinheit, was als realistischer Wert einzuschätzen ist.

Zuordnung des Neubaus zu Region und Zeit

Die Zuordnung des Neubaus auf die einzelnen Regionen Münchens soll primär auf den bereits geplanten Projekten gemäß /LHM-09 20/ und /RSBM-01 18/ basieren. Hierfür werden die einzelnen Projekte zunächst den Postleitzahlen in München zugeordnet, da auch die weiteren Wärmebedarfsdaten in dieser Granularität vorliegen. Insgesamt ergeben sich aus den genannten, konkret geplanten Projekten folgende relevanteste Plangebiete (hier als Stadtteile benannt, damit besser nachvollziehbar):

- Freiham ca. 16.240 Wohneinheiten
- Daglfing ca. 15.380 Wohneinheiten
- Feldmoching ca. 12.775 Wohneinheiten
- Bayernkaserne, Schwabing, Freimann ca. 6.140 Wohneinheiten
- Riem ca. 7.792 Wohneinheiten

Speziell im Gebiet in Feldmoching bestehen noch Diskussionen über einen möglichen Neubau, sodass hier Unsicherheiten zur wirklichen Entwicklung bestehen.

Basierend auf den vorliegenden Daten können somit von den zu verteilenden ca. 198.000 Wohnungen bis 2050 bereits 71.888 Wohnungen regional zugeordnet werden (ca. 36 % des Neubaus). Durch Übermittlung weiterer Planungsdaten durch die LHM in den rot umrandeten Gebieten in Abbildung 4-4 konnten insgesamt 80.780 Wohnungen zugeordnet werden (ca. 41 % des Neubaus bis 2050).

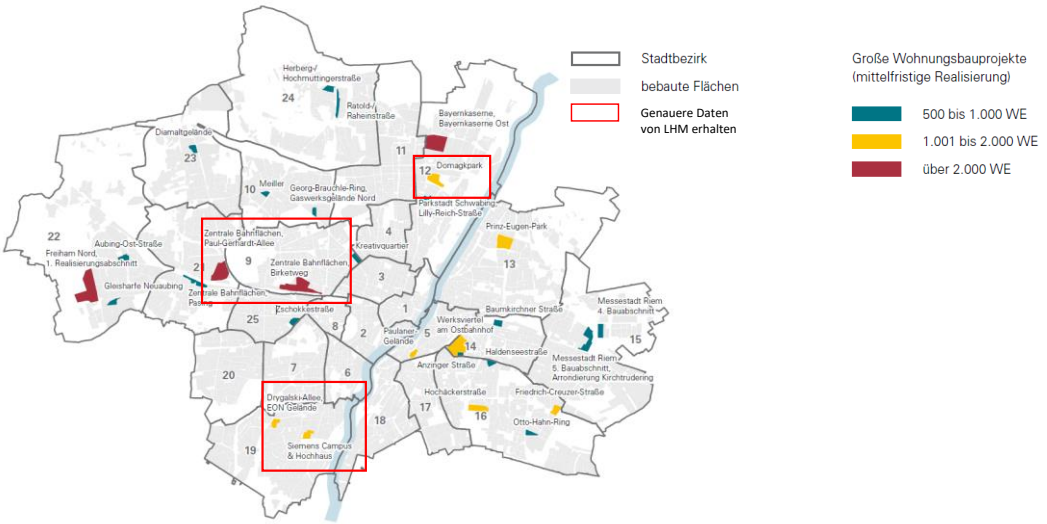

Abbildung 4-4: Geplante Neubaugebiete aus /RSBM-01 18/

Die vorliegenden Daten zu konkreten Projekten und angelehnte Expertengespräche erlauben eine Einschätzung des konkret geplanten Neubaus in München in folgende vier Stufen:

- von 2018 bis 2020
- von 2021 bis 2030
- von 2031 bis 2040
- von 2041 bis 2050

Da das Zieljahr für die Klimaneutralität das Jahr 2035 ist, wird dieses Jahr als Zwischenstufe im Zeitraum 2031 – 2040 ermittelt.

Die Differenz, und des erwarteten kontinuierlichen Neubaus von 6.000 Wohneinheiten pro Jahr und der je Zeitintervallen bereits konkret geplanten Neubauprojekte, legt fest, wie viele bisher nicht konkret geplanten Wohneinheiten je Zeitintervall auf alle Postleitzahlengebiete verteilt werden müssen. Für die Verteilung dieses bisher nicht konkret geplanten Neubaus sind folgende vereinfachte Vorgehensweisen möglich:

a. Orientierung des Neubaus je Postleitzahlengebiet am Neubau vergangener Jahre
b. Gleiche Verteilung aller Wohnungen über alle Postleitzahlengebiete
c. Postleitzahlengebiet-flächengewichtete Verteilung über die Postleitzahlengebiete

Gemäß Expertengespräch wurde in den vergangenen Jahren sehr stark innerhalb des mittleren Ringes verdichtet, wo nun nur noch wenige Freiflächen vorhanden sind. Daher ist ein stärkerer Neubau in den äußeren Postleitzahlengebieten mit tendenziell größeren Flächen wahrscheinlicher. Somit wurde für die Verteilung der noch nicht konkret geplanten Wohneinheiten Option c gewählt.

Bestimmung anzusetzender Wohnungsgrößen

Zur Festlegung der Größe je Wohneinheit diente die Analyse vergangener durchschnittlicher Baugrößen. Während die im Jahr 2018 fertiggestellten Gebäude durchschnittlich eine Fläche je Wohneinheit von 72,8 m²/Wohnung aufwiesen /STAM-02 19/, lag dieser Wert bei den genehmigten Gebäuden mit durchschnittlich 71,2 m²/Wohnung /STAM-01 19/ leicht darunter. Auf dieser Basis wurde eine durchschnittliche Fläche von 72 m²/Wohnung für die Zukunft angesetzt.

Tabelle 4-2: Vorliegende Daten zu vergangenem Wohnflächenneubau im Jahr 2018 aus /STAM-01 19/[1] und /STAM-02 19/[2]

	Gebäude	Wohnungen	Wohnfläche in 100 m²	Nutzfläche in 100 m²	Wohnfläche je Wohnung in m²
Genehmigt[1]	1.693	10.992	7.823,1	1.314,1	71,2
Fertiggestellt[2]	1.483	8.502	6.192,7	252,1	72,8

Anlegen des Baustandards

Zur Bestimmung des Wärmebedarfs ist die Festlegung der anzusetzenden Baustandards notwendig. Gemäß Erfahrungen der regelmäßigen Expertenbefragungen der LHM ist aktuell der Standard KfW 55 nicht verpflichtend, wird jedoch in der Praxis bereits häufig geplant und umgesetzt. Da dies in den vergangenen Jahren noch nicht durchgängig der Fall war, wird für den Zeitraum 2018 – 2020 sowohl in den Szenarien als auch in der Referenz der Standard KfW 70 angesetzt. Ab 2021 wird zwischen Szenarien und Referenz eine unterschiedliche Entwicklung des Standards gemäß den Angaben in Tabelle 4-3 angesetzt. Mit welchem Bedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser diese Standards jeweils einhergehen, ist in Tabelle 17-1 enthalten. Die Unterscheidung in dem Zeitraum 2021 bis 2030 ist damit begründet, dass außerhalb des Fernwärmegebietes wegen Knappheit dezentraler Potenziale erneuerbarer Wärmequellen ambitioniertere Standards benötigt werden als innerhalb des Fernwärmegebietes.

Tabelle 4-3: Angesetzter Baustandard des Neubaus in München differenziert nach Gebiet

<table>
<tr><th rowspan="2"></th><th colspan="2">Szenarien</th><th colspan="2">Referenz</th></tr>
<tr><th>Außerhalb Fernwärmegebiet</th><th>Innerhalb Fernwärmegebiet</th><th>Außerhalb Fernwärmegebiet</th><th>Innerhalb Fernwärmegebiet</th></tr>
<tr><td>2018 - 2020</td><td colspan="2">KfW 70</td><td colspan="2" rowspan="3">KfW 70</td></tr>
<tr><td>2021 - 2025</td><td rowspan="2">KfW 40</td><td rowspan="2">KfW 55</td></tr>
<tr><td>2025 - 2030</td></tr>
<tr><td>2030 - 2035</td><td colspan="2" rowspan="2">Passivhaus</td><td colspan="2" rowspan="2">KfW 55</td></tr>
<tr><td>2035 - 2050</td></tr>
</table>

Sonderfall Nichtwohngebäude

Für den geplanten Neubau von Nichtwohngebäuden in München lagen in den genannten Portalen wenig Daten vor. Ausschließlich für die Region am Ostbahnhof lag die Information vor, dass hier 12.600 Arbeitsplätze geschaffen werden sollen. Da nicht bekannt ist, welche Art von Arbeitsplätzen geschaffen werden soll, wurde die spezifische Fläche je Arbeitsplatz als Median verschiedener GHD-Gebäudetypen aus /IER-02 08/ von 30 m^2/Arbeitsplatz angesetzt. Als Baustandard wurde hier KfW 55 angesetzt, wobei der Trinkwarmwasserbedarf vernachlässigt wurde.

Ergebnisse für die Szenarien

Verglichen mit dem angesetzten Gesamtwärmebedarf in München im Jahr 2017 (temperaturbereinigt) von 10.980 GWh pro Jahr, ergibt sich mit der beschriebenen Methodik der in Tabelle 4-4 dargestellte erwartete Wärmebedarfszuwachs:

Tabelle 4-4: Resultierende Zunahme des Wärmebedarfs in München nach Zeitintervall

Zeitraum	Szenarien		Referenz	
	Kumulierte Bedarfszunahme	Zuwachs verglichen mit 2017	Kumulierte Bedarfszunahme	Zuwachs verglichen mit 2017
2018 - 2020	61 GWh	0,6 %	61 GWh	0,6 %
2021 - 2035	273 GWh	2,5 %	398 GWh	3,6 %
2036 - 2050	453 GWh	4,1 %	688 GWh	6,3 %

Insgesamt hat der hier isoliert dargestellte zusätzliche Wärmebedarf durch Neubau in München somit einen geringen jedoch merklichen Effekt. Betrachtet man die Entwicklungen einzelner Postleitzahlengebiete in München, ergeben sich regional auch sehr viel stärkere Zunahmen des Wärmebedarfs in den in Tabelle 4-5 enthaltenen Gebieten.

Tabelle 4-5: Zunahme des Wärmebedarfs in einzelnen Stadtteilen in München

Stadtteil	Zuwachs verglichen mit 2017	
	Szenarien	Referenz
Freiham	46,0 %	75,3 %
Daglfing	38,6 %	62,3 %
Feldmoching	17,6 %	28,5 %
Bayernkaserne/Freimann	10,9 %	17,7 %
Riem	7,8 %	12,6 %
Lerchenau, Aubing, Ostbahnhof, Hirschgarten, Untermenzing	4,5 % -6,2 %	7,3 % -10,0 %

5 Bestimmung relevanter Analysecluster

Nachdem kurz skizziert wird, welche Analysecluster für die Erreichung der Ziele der Studie relevant sind (Kapitel 5.1), wird die Ermittlung des möglichen Fernwärme-Erweiterungsgebietes genauer beschrieben (Kapitel 5.2).

5.1 Angestrebte Analysecluster

Wie in der Studie „Wärmewende München 2040" /FFE-44 18/, sollte in den Szenarien dieser Studie für unterschiedliche Verbrauchertypen jeweils eine zu präferierende Lösung für die Erreichung der Emissionsminderung angesetzt werden können. Hierfür stellte die Ableitung von regionalen Clustern den grundlegenden Analyseschritt dar. Im Rahmen der Analyse dieser Studie war hierbei die Nutzung von ca. sechs Clustern angestrebt, um eine grundlegende Wärmestrategie abzuleiten. Im Rahmen weiterführender Analysen kann jedoch eine genauere Differenzierung, z. B. auf Quartiersebene oder genauer, sinnvoll sein.

Generell war zu erwarten, dass verschiedene Gebiete prioritär über die Fernwärme versorgt werden sollten, während in anderen Gebieten langfristig dezentrale Lösungen geeigneter sind. Hierbei war auf Grund der unterschiedlichen Kosten des Fernwärmeausbaus, in Abhängigkeit von der aktuell vorliegenden Infrastruktur, weiter zwischen Gebieten zu differenzieren, in welchen die Fernwärme bereits vorhanden ist und jenen, die noch unerschlossen sind. Somit wurde zunächst eine Unterteilung in drei Cluster angestrebt

- Fernwärme-Verdichtungsgebiet: Gebiet, in dem bereits eine Infrastruktur für die Fernwärme vorhanden ist, aber weitere Verbrauchende angeschlossen werden könnten (siehe Abbildung 5-1), gleichbedeutend mit dem aktuellen Fernwärme-Versorgungsgebiet.
- Fernwärme-Erweiterungsgebiet: Gebiet, in dem aktuell noch keine Fernwärme-Infrastruktur vorhanden ist, wo aufgrund der hohen Wärmebedarfsdichte jedoch eine künftige Versorgung mit Fernwärme sinnvoll sein könnte.
- Dezentral zu versorgendes Gebiet: Gebiet, in dem aktuell noch keine Fernwärme-Infrastruktur vorhanden ist und wo aufgrund der geringeren Wärmebedarfsdichte auch künftige eine Versorgung mit Fernwärme nicht sinnvoll erscheint.

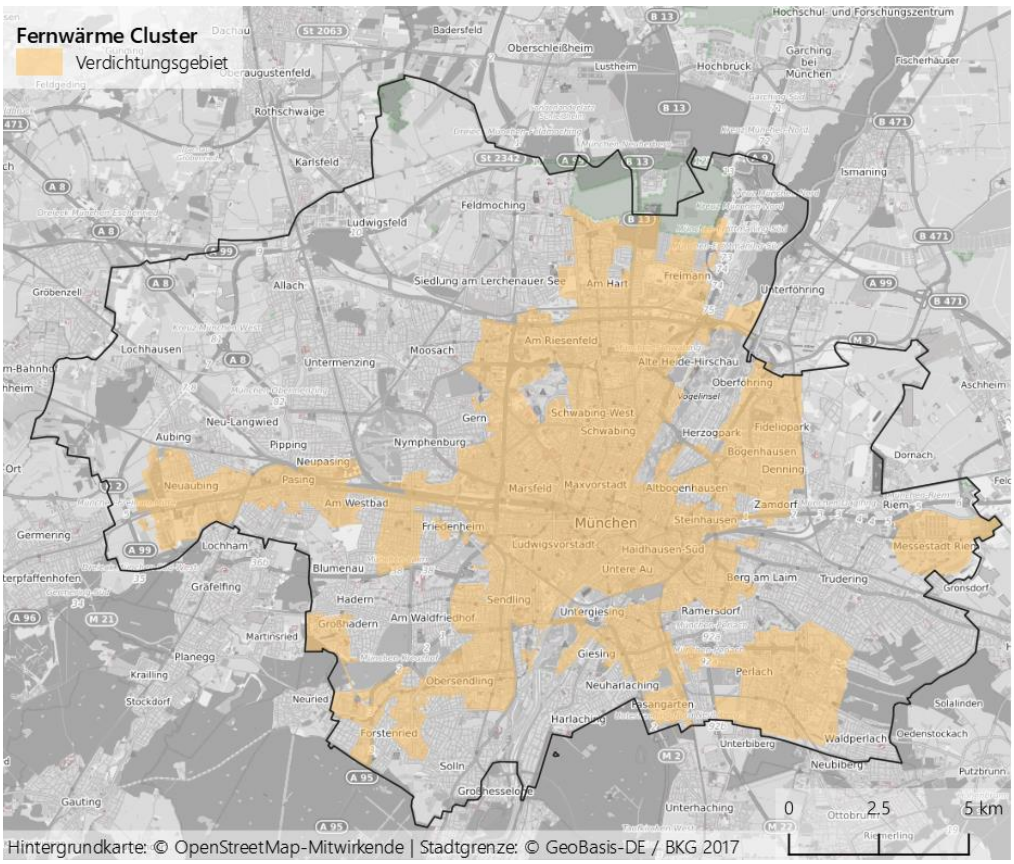

Abbildung 5-1: Darstellung des Fernwärme-Versorgungsgebietes in München

Während das Fernwärme-Verdichtungsgebiet bereits bekannt ist, sind vor allem die Unterscheidung des Fernwärme-Erweiterungsgebietes und des dezentral zu versorgenden Gebietes sowie die hier jeweils vorliegenden Wärmebedarfe von Interesse.

5.2 Bestimmung des Fernwärme-Erweiterungsgebietes

Um einschätzen zu können, welche Faktoren in die Entscheidungsfindung zur Festlegung des Fernwärme-Erweiterungsgebietes in München einbezogen werden sollten und können, werden im Folgenden zunächst die relevanten Kriterien für die Entscheidungsfindung zur Fernwärme-Erweiterung gesammelt. Basierend auf den bestimmbaren Faktoren wird dann ein Überblick möglicher Fernwärme-Erweiterungsgebiete für München erstellt.

Relevante Kriterien für die Bestimmung von Fernwärme-Erweiterungsgebieten

Basierend auf eigenen Erfahrungen, Literaturquellen (/ITG-01 16/, /ADELPHI-01 17/) und im Abgleich mit den relevanten Kriterien für die Wärmeplanung in Zürich (siehe Kapitel 3.3) können die relevanten Kriterien für die Bestimmung von Fernwärme-Erweiterungsgebieten wie folgt geclustert werden.

Zunächst sind grundsätzliche Parameter zur Bestimmung des Fernwärmeausbaugebietes entscheidend. Diese sind primär die langfristig erwarteten Einnahmen im Verhältnis zu den Erschließungs- und Versorgungskosten im Gebiet.

Damit die Einnahmen die Kosten des Trassenbaus decken, wird eine langfristig (mind. 20 Jahre) einzuhaltende Wärmebedarfsdichte (Wärmebedarf pro Fläche) gefordert. Eine weitere wichtige angelehnte Größe ist die Wärmebelegungsdichte, welche angibt, wie viel

Wärme je Länge der verbauten Wärmetrasse abgesetzt werden kann. Im Rahmen beider Betrachtungen der Wärmebedarfsdichte und -belegungsdichte ist nicht nur die theoretisch absetzbare Wärmemenge relevant, sondern auch die Wahrscheinlichkeit dafür, dass hiervon relevante Mengen an die Fernwärme angeschlossen werden. Diese Wahrscheinlichkeit wird aktuell durch das Vorhandensein von sogenannten Schlüsselkunden (sichere Abnehmer relevanter Wärmemengen, z. B. Wohnungsbaugesellschaften) im Bestand bestimmt, kann jedoch durch im Rahmen des politisch-regulatorischen bzw. Förderrahmens noch hinzukommende Vorgaben an die Wärmebereitstellung (z. B. Mindestanteil erneuerbare Wärme im Bestand) verändert werden. Im Falle einer angestrebten Kopplung von zentraler Wärme und dezentraler Kältebereitstellung (z. B. über Absorptionskältemaschinen) können in die Bedarfsanalyse auch erwartete Kältebedarfe einbezogen werden.

Für die Einnahmen sind weiterhin die erreichbaren Erlöse je Energieeinheit sowie die einmaligen Erlöse aus Hausanschlusskosten- und Baukostenzuschuss der Kunden relevant. Besonders interessante Gebiete für den Fernwärmeausbau sind häufig Neubaugebiete, in welchen Anforderungen an den lokal einzuhaltenden Primärenergiefaktor erreicht werden müssen, was mit der Fernwärme häufig erreicht werden kann. Ein weiterer möglicher unterstützender Faktor für die Fernwärmeerweiterung kann auf technischer Seite ein „passender" Wärmebedarfslastgang der anzuschließenden Verbrauchende sein. Als passend werden hierbei insbesondere Lastgänge angesehen, welche zu einer Vergleichmäßigung des Wärmeabsatzes im Jahresverlauf beitragen. Hierdurch können die bestehende Infrastruktur (Erzeugungsanlagen und Netze) kontinuierlicher ausgenutzt und somit die Kosten breiter verteilt werden.

Auf der Ausgabenseite sind vor allem die erwarteten Ausbaukosten von Interesse, welche sich aus verschiedenen Faktoren wie Kosten für Rohre und sonstige Materialien, Aushub und Rohrverlegung zusammensetzen. Für die Gesamtkosten spielen auch Faktoren wie die Beschaffenheit des Bodens (oder z. B. ein kontaminiertes Erdreich) eine Rolle, wobei durch Kopplung zu anderen Bautätigkeiten mögliche Synergien gehoben und somit Kosten gesenkt werden können.

Für die Umsetzungsgeschwindigkeit und somit auch den erreichbaren Fernwärmeausbau sind Restriktionen wie verfügbare Personalressourcen, die Anzahl vertretbarer Baustellen in der Stadt, beengte Verhältnisse im Straßenraum bedingt durch andere Sparten oder lokale Netzrestriktionen/ Kapazitätsengpässe an Anschlussstellen für weitere Versorger von Relevanz und sollten möglichst zur Bestimmung des Erweiterungspotenzials einbezogen werden.

Während die bisher genannten Kriterien bereits in der Vergangenheit relevant waren, ergeben sich für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung in einem klar definierten Umsetzungszeitraum weitere zu beachtende Kriterien:

- lokale Verfügbarkeit anderer klimaneutraler Wärmequellen (Arbeit und Leistung)
- Wärmegestehungskosten verglichen mit anderen lokal verfügbaren klimaneutralen Wärmeerzeugern
- Potenziale der klimaneutralen Fernwärmebereitstellung (Arbeit und Leistung) nach Abzug von anderen zu präferierenden Gebieten

Der letzte Punkt ist aus folgendem Grund relevant: Es kann vorkommen, dass in Versorgungsgebieten keine lokalen Potenziale für die Nutzung klimaneutraler Wärmequellen (speziell Grundwasser, Luft) vorliegen. In dem Fall muss die Wärmebereitstellung über hierhin zu transportierende erneuerbare Brennstoffe (Biomasse bzw. erneuerbare Gase) gedeckt

werden, oder die Wärme wird über ein Wärmenetz in das Gebiet gebracht. Gegenüber Versorgungsgebieten, in welchen klimaneutrale Wärmequellen lokal zur Verfügung stehen, wären diese Gebiete daher prioritär mit erneuerbaren Brennstoffen / Fernwärme zu versorgen.

Zusammenfassend ist somit ein flächendeckender und gleichzeitig lokaler Vergleich von vorliegenden Wärmebedarfen und Potenzialen der möglichen Wärmequellen von besonderer Bedeutung. In Tabelle 5-1 sind die relevanten Kriterien für die Entscheidungsfindung zur Festlegung von Fernwärme-Erweiterungsgebieten übersichtlich zusammengestellt sowie deren jeweilige Relevanz für die weiteren Analyseschritte in dieser Studie.

Tabelle 5-1: Kriterien für die Bestimmung von Fernwärme-Erweiterungsgebieten und Relevanz für die angestrebten Analysen

Kriterium / Faktoren für den Fernwärmeausbau	Relevanz für Bestimmung der Erweiterungsgebiete in Wärme München
Wärmebedarfsdichte	Relevante zu betrachtende technische Eigenschaft.
Wärmebelegungsdichte	Relevante zu betrachtende technische Eigenschaft.
Kopplungsmöglichkeit mit Kältebedarf	Kältebedarfe werden im Rahmen der Studie nicht betrachtet.
Erwartete Einnahmen & notwendige Marge	Für die Festlegung von präferierten Fernwärme-gebieten nicht relevant, da das Ziel eine insgesamt kostenminimale Wärmeversorgung in München ist. Somit sind die lokalen Differenzkosten zu anderen klimaneutralen Wärmequellen ausschlaggebend. Die Einnahmen werden indirekt bereits über die Wärmebedarfs- und Wärmebelegungsdichte abgedeckt.
Vergleich mit Wärmegestehungskosten alternativer klimaneutraler Wärmequellen	Relevantes Kriterium, welches über CO_2-Verminderungskosten (siehe Kapitel 12) abgeglichen wird.
Vorhandensein möglicher Schlüsselkunden	Im Rahmen der Studie nicht relevant, da die Anschlusswahrscheinlichkeit auch durch andere politische / rechtliche Maßgaben erhöht werden könnte.
Lokale Netzrestriktionen/ Kapazitätsengpässe	Verdichtungspotenziale und Netzerweiterungen im begrenzten Umfang können mit der heutigen Transportnetzstruktur erschlossen werden. Im Vorfeld jeder Erschließungsmaßnahme müsste eine individuelle Detailbetrachtung (Rohrnetzberechnung) erfolgen.
Lokale Potenzialrestriktionen alternativer klimaneutraler Wärmequellen	Gemäß den vorliegenden Daten zu Potenzialen für Luft- und Grundwasser-Wärmepumpen je PLZ-Ebene (siehe Kapitel 6) ausschließlich im Innenstadtbereich von Relevanz – siehe auch Ausführung unter dieser Tabelle.
Verfügbare Personalressourcen / Anzahl vertretbarer Baustellen in der Stadt	Wird über die Umsetzungsgeschwindigkeit in den Szenarien abgebildet. Daher für die Ermittlung der insgesamt erschließbaren Fernwärme-Erweiterungsgebiete nicht relevant.
Beengte Verhältnisse im Straßenraum bedingt durch andere Sparten	Kriterien sind mit vorliegenden Daten nicht abbildbar.
Baugebiete bzw. Möglichkeit der Nutzung von Synergien mit Verlegung weiterer Infrastrukturen	

Für die Erstellung der Wärmestrategie für München in diesem Projekt liegen die Potenzialdaten der präferierten klimaneutralen Wärmequellen für die dezentrale Wärmeversorgung (Grundwasser und Luft-Wärmepumpen, Erläuterungen in Kapitel 7) nur auf Ebene der Postleitzahlen vor. Es zeigt sich, dass auf dieser Ebene eine Potenzialunterdeckung in einem Teil der Innenstadt, genauer im Bereich des aktuellen Dampfnetzes, vorliegt. Dieser Bereich muss somit über das Verbundnetz oder hierhin zu transportierende erneuerbare Brennstoffe versorgt werden.

Insgesamt waren somit anhand von Wärmebedarfsdichte und -belegungsdichte die relevanten Prioritätsgebiete für die Fernwärmeerweiterung zu bestimmen, um danach durch Nutzung der Vergleichskosten und -potenziale mit alternativen Versorgungslösungen die finalen Erweiterungsgebiete zu bestimmen (siehe Festlegung der Szenarien in Kapitel 10).

Bestimmung von Prioritätsgebieten

In Abbildung 5-2 ist eine auf Basis der vorliegenden Daten erstellte Darstellung der Wärmebedarfsdichte in der Auflösung im Raster 100 m x 100 m abgebildet. Weiterhin interessant für die Analysen war das bereits vorliegende Dampfnetz (blau), sowie das Heizwassernetz (grün).

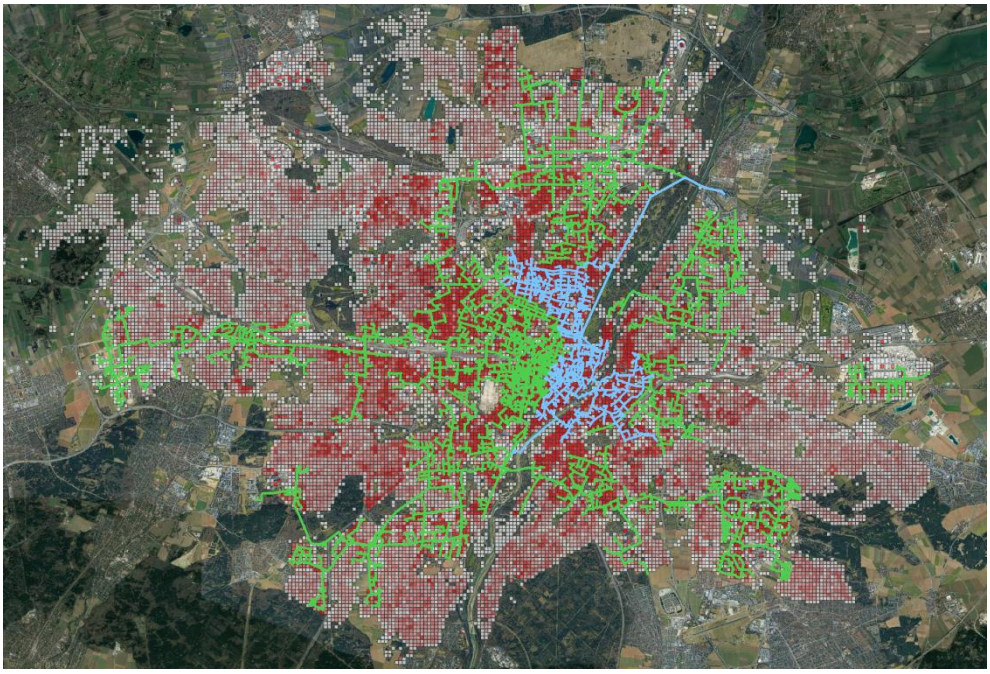

Abbildung 5-2: Darstellung der Wärmebedarfsdichte im Raster 100 m x 100 m – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz

Sollen Fernwärmegebiete erschlossen werden, ist ein Raster von 100 m x 100 m allerdings zu fein, daher wurde die Analyse auf eine Auflösung von 250 m x 250 m erweitert (siehe Abbildung 5-3).

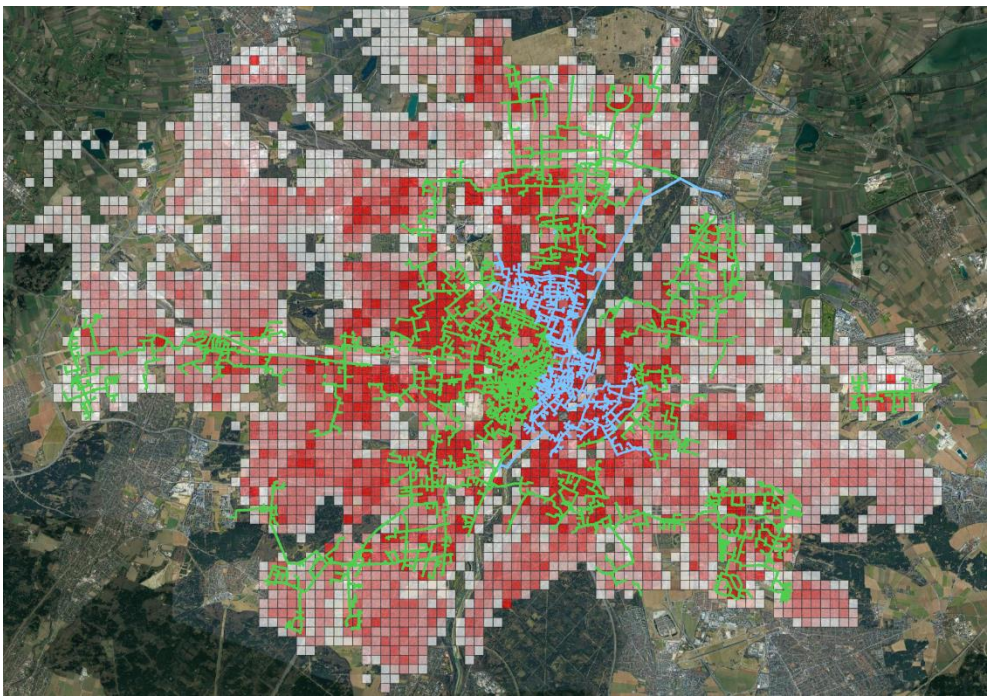

Abbildung 5-3: Darstellung der Wärmebedarfsdichte im Raster 250 m x 250 m – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz

Im Folgenden wurde neben dem bestehenden Wärmebedarf auch die Entfernung des Pixels zur aktuellen Fernwärmetrasse mit einbezogen (siehe Abbildung 5-4). Hier sind recht weit entfernte Gebiete vom bestehenden Fernwärmenetz daher nicht mehr markiert.

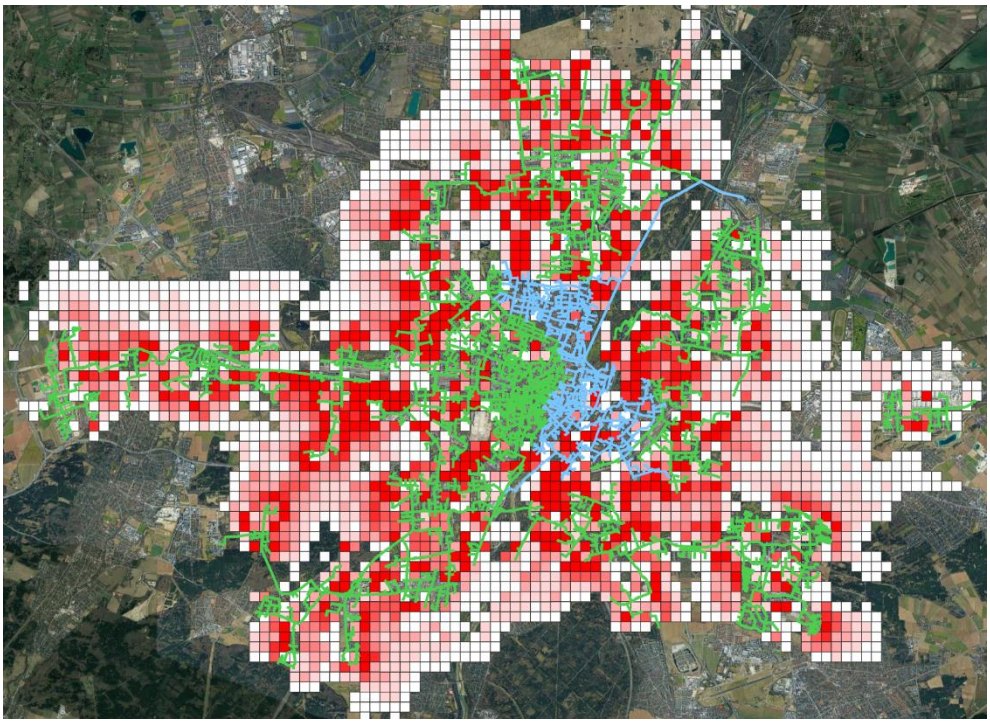

Abbildung 5-4: Interessante Gebiete für Netzverdichtung und Ausbau – dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz

Da ausschließlich die Fernwärme-Erweiterungsgebiete betrachtet werden sollten, wurden nun alle Pixel mit einem Abstand < 200 m vom Fernwärmenetz entfernt (siehe Abbildung 5-5).

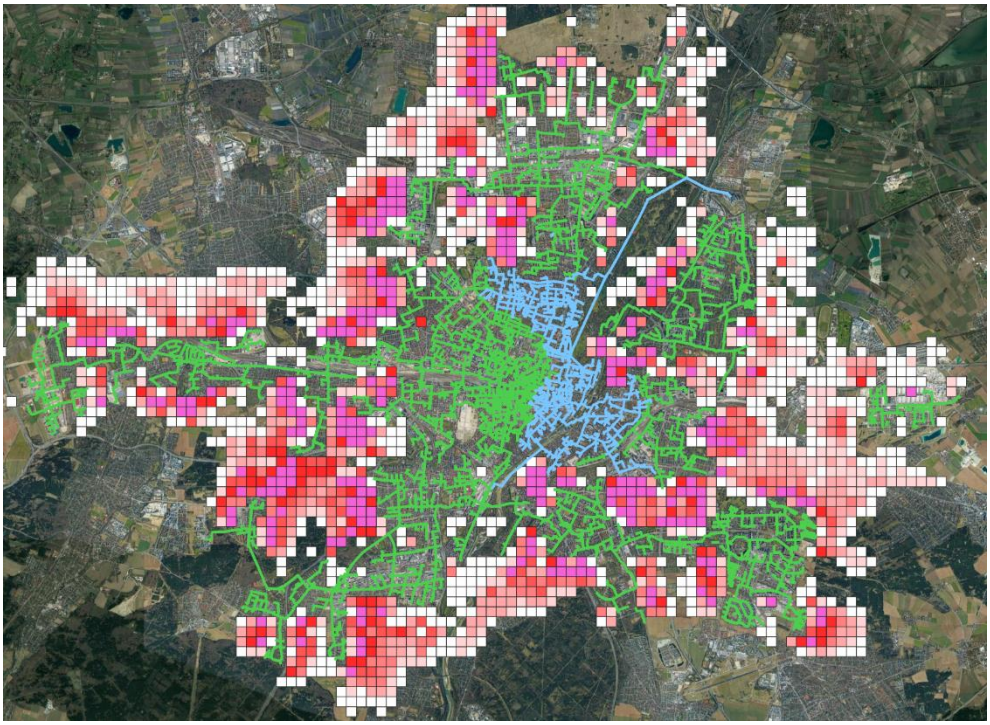

Abbildung 5-5: Interessante Gebiete für Netzerweiterung (ab Netzentfernung von 200 m) - dunklere Rottöne stellen eine steigende Bedarfsdichte dar wobei rosa am interessantesten ist, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz.

Basierend auf den Ergebnissen aus Abbildung 5-5 wurden abschließend die interessantesten Gebiete identifiziert und sind in Abbildung 5-6 nach Priorität nummeriert dargestellt. In den identifizierten potenziellen Erweiterungsgebieten besteht aktuell insgesamt ein Wärmebedarf von 1.450 GWh. Welcher Anteil hiervon tatsächlich an die Fernwärme angeschlossen werden sollte, wird im Abgleich mit anderen bestehenden Potenzialen und Kosten abgeleitet.

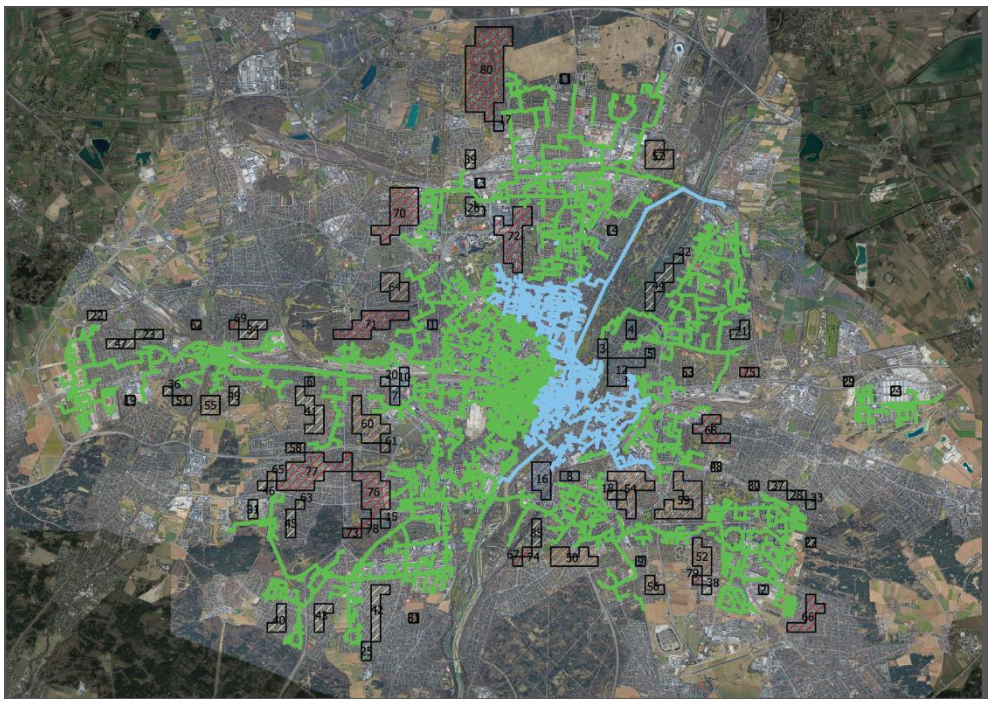

Abbildung 5-6: Prioritätsgebiete für den Ausbau des Netzes, nummeriert nach Priorität, blau ist das aktuelle Dampf- und grün das aktuelle Heizwassernetz

Nach diesem Analyseschritt gestaltet sich die Einteilung der Cluster Fernwärme-Verdichtungsgebiet, Fernwärme-Erweiterungsgebiet und dezentral zu versorgendes Gebiete gemäß Abbildung 5-7.

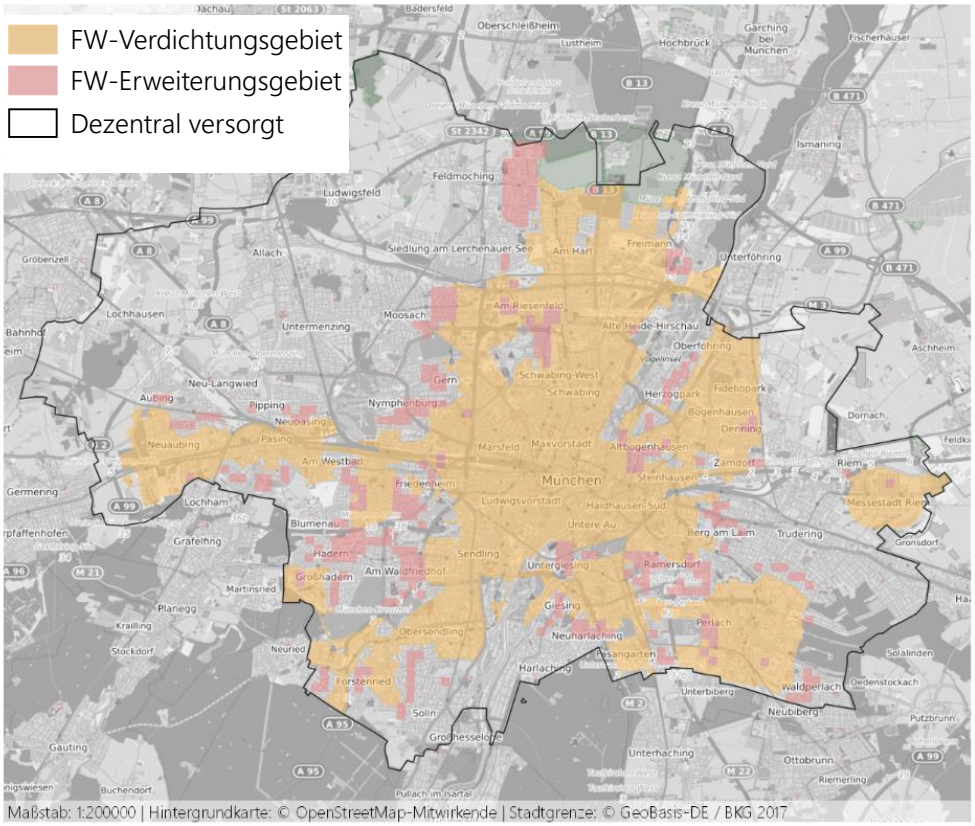

Abbildung 5-7: Regionalisierte Darstellung der wichtigsten Cluster

6 Bausteine einer klimaneutralen Wärmeversorgung in München

Um die besten Lösungen für die klimaneutrale Wärmebereitstellung in München ableiten zu können, sind diese anhand von verschiedenen Kriterien miteinander zu vergleichen und die Potenziale gegenüberzustellen. Zur Klärung der Begrifflichkeiten für Potenzialarten werden diese in Kapitel 6.1 kurz definiert, um dann die gewünschte Art für die Studie abzuleiten.

Anschließend wird je Unterkapitel ein möglicher Baustein der klimaneutralen Wärmeversorgung zunächst anhand seiner Eigenschaften beschrieben. Zu den relevanten Eigenschaften gehören Kriterien wie räumliche / zeitliche Verfügbarkeit, Verlässlichkeit sowie Einschränkungen für die Umsetzung. Hierbei werden auch Denkansätze zu neuen bzw. innovativen Wärmequellen mit betrachtet. Basierend darauf ist für die relevanten Technologien eine Tabelle mit den wichtigsten die Stärken, Schwächen, Möglichkeiten und Gefahren (Engl. Strength, Weaknesses, Opportunities, Threats, kurz SWOT-Analyse) enthalten.

Zu diesen Wärmequellen werden dann bereits vorliegende Datensätze und Studien hinsichtlich ihrer Potenziale in München analysiert und verglichen. Hierdurch werden die plausibelsten Untersuchungen herausgearbeitet und deren Ergebnisse in die weitere Bearbeitung der Studie einbezogen. Es werden keine Potenzialanalysen zu erneuerbaren Strompotenzialen durchgeführt, um diese als Restriktion für die Nutzung von Wärmepumpen und anderen Power-to-Heat-Technologien zu nutzen, da erneuerbarer Strom ins Stadtgebiet importiert werden kann.

Weil die Diskussion zur Verfügbarkeit und Nutzung von emissionsarmen Gasen aktuell besonders intensiv geführt wird, werden hierzu weitergehende Analysen dargestellt.

6.1 Relevante Potenzialbegriffe für die vorliegende Studie

Nachdem die verschiedenen in der Literatur genannten Potenzialarten kurz beschrieben werden, wird auf deren jeweilige Bedeutung für die Analysen in München eingegangen.

Übergeordnete Definition relevanter Potenzialbegriffe

Gemäß /VDI-02 20/ basierend auf /FFE-12 18/ sind die relevantesten Potenzialarten für die Erzeugung von Energie wie folgt definiert:

- Theoretisch: Anfallende Energiemenge, ohne Einschränkungen bzgl. der Nutzbarmachung (z. B. Globalstrahlung auf München)
- Technisch: Energiemenge; die mit festgelegter Technologie umgewandelt werden kann (z. B. erzeugbare Wärme durch Solarthermie in München)
- Praktisch: Potenzial, das unter Berücksichtigung von räumlichen, technischen und operativen Einschränkungen (z. B. Anlagenverlässlichkeit, mangelnde Informationen, Verfügbarkeit von Fachpersonal) sowie rechtlichen und sozialen Normen im Betrachtungsgebiet insgesamt erschlossen werden kann
- Wirtschaftlich: Für Investor attraktive Technologieumsetzung (basierend auf Technologiekosten & Marktbedingungen)
- Realisierbar: Schnittmenge aus praktischem und wirtschaftlichem Potenzial

Davon abweichend wurden in /HIC-01 20/ im Bericht zur „Ausbauoffensive Erneuerbare Energien der Stadtwerke München“ statt des Begriffes „praktisches“ Potenzial die Begriffe „akzeptiertes“ und „faktisches“ Potenzial genutzt:

- Akzeptiert: Mit sozialen Normen konforme Potenzialnutzung
- Faktisch: Mit Entwicklungen der technologischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einhergehendes Potenzial

Diese beiden Begriffe sind somit im praktischen Potenzial enthalten, weswegen hier weiterhin die normkonforme Nomenklatur verwendet wird.

Wichtig für das Verständnis der Potenzialbegriffe ist, dass diese keine Einschränkungen durch Umsetzungsraten enthalten, sondern einen definierten finalen Zustand beschreiben. Diese vernachlässigten Umsetzungsraten und einhergehenden Einschränkungen der Potenzialnutzbarkeit sind jedoch für eine konkrete Strategieentwicklung essenziell. Angenommen eine Technologievariante B ist gegenüber einer Technologievariante A zu bevorzugen und weist gemäß Abbildung 6-1 auch ein ausreichendes praktisches Potenzial auf, um den Bedarf hiernach zu decken. Allerdings soll dieser Bedarf bis 2040 komplett gedeckt werden, was auf Grund der geringen möglichen Umsetzungsraten für die Technologievariante B und das hiermit einhergehende „erschließbare“ Potenzial im Jahr 2040 nicht möglich ist. Die weniger bevorzugte Technologievariante A hingegen ist schneller umsetzbar. Daher muss eine Kombination aus den beiden Technologievarianten gewählt werden, damit der Bedarf zur rechten Zeit gedeckt werden kann.

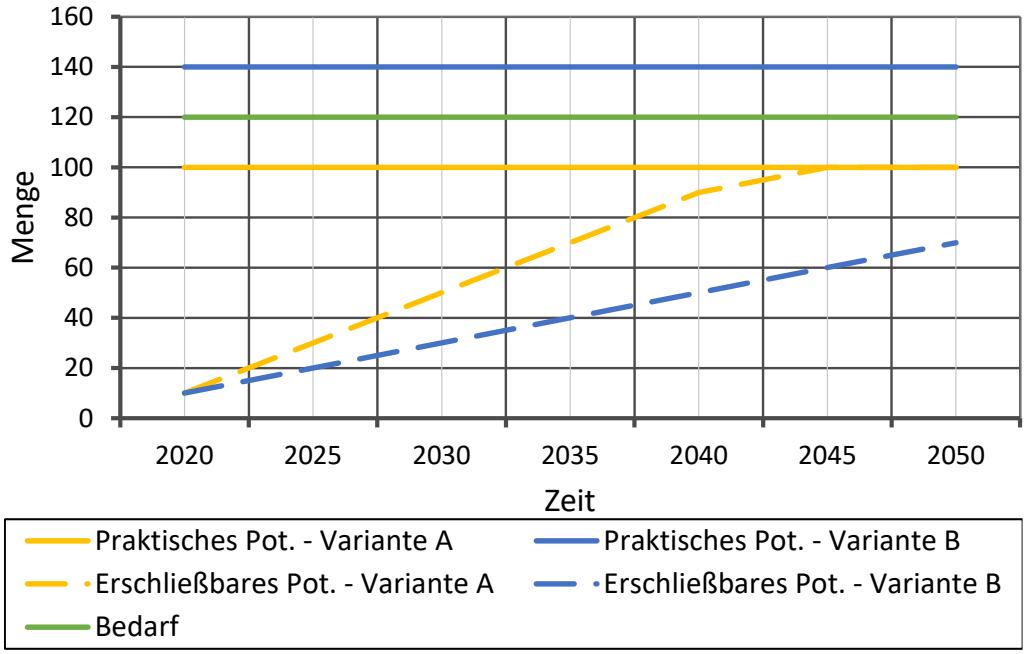

Abbildung 6-1: Darstellung der Potenzialerschließung

Erst wenn eine solche Analyse getätigt wurde, kann entschieden werden, welche Potenzialerschließung je Technologievariante für die künftige Entwicklung präferiert werden sollte. Somit ergeben sich folgende zusätzliche Potenzialdefinitionen:

- Erschließbar: Potenzial je Stützjahr inklusive zeitlich relevanter Einschränkungen, wie möglicher Umsetzungsraten
- Präferiert: Beinhaltet Nutzungskonkurrenzen zwischen Technologien (z. B.: Solarthermie versus Photovoltaik) und sinnvolle Ausbaumaxima (z. B. nicht mehr PV-Leistung installiert als Grundlastbedarf)

Eine gesamtheitliche Darstellung aller relevanten Potenzialbegriffe ist in Abbildung 6-2 zusammengestellt.

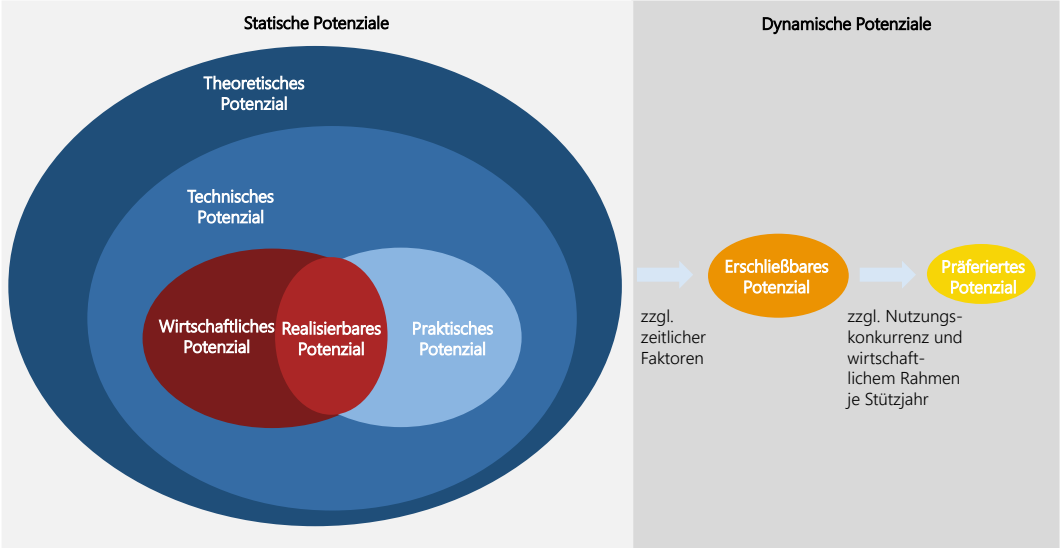

Abbildung 6-2: Visualisierung der Potenzialarten

Für die Entscheidungsfindung basierend auf den verschiedenen Potenzialbegriffen gelten verschiedene Einschränkungen: So ist vom Erschließer der Potenziale zu bestimmen, was aus eigener Sicht betriebswirtschaftlich erschließbar ist. Gesamtsystemisch oder aus volkswirtschaftlicher Sicht kann jedoch die Erschließung einer anderen Menge des Potenzials wirtschaftlich sein. Die „Wirtschaftlichkeit" wird damit auch gerade bei der Energieerzeugung stark durch staatliches Handeln mitbestimmt und verändert sich durch neue oder angepasste Rahmensetzungen (Fördermaßnahmen, Ordnungsrecht, CO_2-bepreisung etc.) beständig. Zudem werden teilweise auch Maßnahmen bzw. Projekte realisiert, die nicht im betriebswirtschaftlichen Sinne wirtschaftlich sind, aber sich zum Beispiel wesentlich aus dem Idealismus von Bürger:innen speisen und somit eine sehr hohe Akzeptanz in der Bevölkerung aufweisen oder weiteren Zusatznutzen mit sich bringen (z. B. Luftreinhaltung, Grundwasserschutz etc.). Somit geben die hier identifizierten Potenzialarten eine übergeordnete Orientierung, im konkreten Fall kann die Erschließung von Wärmequellen jedoch von weiteren oder hier nicht vertieft betrachteten Belangen beeinflusst sein.

Notwendige Potenzialdaten für München

Zur Bestimmung der relevanten Potenziale für die folgenden Analyse wird zunächst festgehalten, welche Potenzialart von Bedeutung ist. Die höchste Potenzialebene, das theoretische Potenzial, ist nicht die geeignete Ebene für die Analyse im Projekt, da der Einbezug der Technologieeigenschaften relevant ist. Auch die geringste Potenzialebene des realisierbaren Potenzials ist nicht geeignet, da diese bereits das wirtschaftliche Potenzial, basierend auf aktuellen wirtschaftlichen Bedingungen, inkludiert. Wie bereits zuvor beschrieben, sind für die Analysen in diesem Projekt nicht die aktuelle Wirtschaftlichkeit

einzelner Maßnahmen und einzelner Akteure relevant, sondern die langfristige volkswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Technologien.

In der Realität ist das technische Potenzial durch „unveränderbare" Regulatorik (z. B. erlaubte Grundwasserabkühlung) und technische Möglichkeiten der Einbindung von Technologien in bestehende Systeme begrenzt, sodass prinzipiell das praktische Potenzial für die Analysen ausschlaggebend ist. Einzelne Faktoren, die das praktische Potenzial beeinflussen (z. B. mangelnde Informationen/Fachpersonal, rechtliche Einschränkungen der Anlagennutzung, Akzeptanz) können jedoch geändert werden, sodass auch diese Ebene nicht ideal geeignet ist. Somit wird angestrebt, die technischen Potenziale der verschiedenen klimaneutralen Wärmequellen zu ermitteln und dann ein „langfristig praktisches Potenzial" auszuweisen. Inwiefern dieses dann realisiert werden kann, hängt von der Entwicklung aller Einflussfaktoren (Regulatorik, politische Präferenzen, Akzeptanz, Preisentwicklungen etc.) ab.

Inwiefern die genannten Potenzialformen in die angestrebte Modellierung einbezogen werden, ist in Abbildung 6-3 visuell aufbereitet.

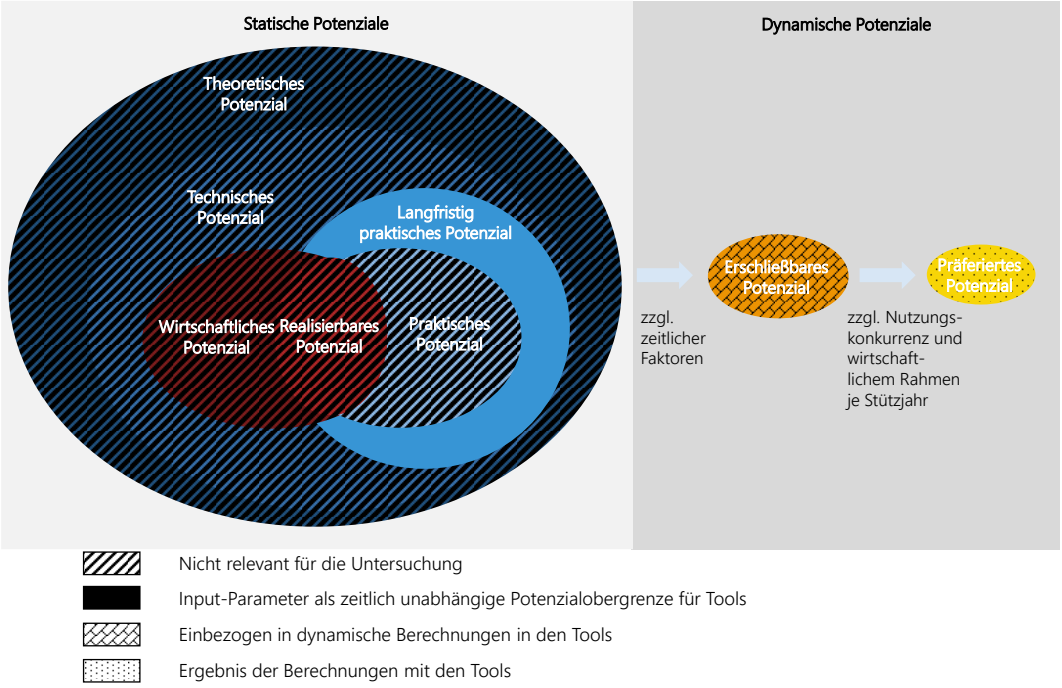

Abbildung 6-3: Visualisierung der verwendeten Potenzialarten im Projekt

6.2 Tiefe Geothermie

6.2.1 Technische Beschreibung

Als tiefe Geothermie wird die energetische Nutzung der im tieferen Untergrund (> 1.000 m) gespeicherten Wärme, meist aus Heißwasser-Aquiferen, bezeichnet. Zur Erschließung werden Tiefbohrungen niedergebracht, über die zum einen das Wärmeträgermedium Wasser gefördert und zum anderen, nach dem Entzug der nutzbaren Wärme, wieder in denselben Aquifer zurückgeleitet wird.

In der Region München liegen sehr gute geologische Rahmenbedingungen vor. In dem von Süd nach Nord ansteigenden Grundwasserleiter (Frankenalb-Formation, Malm) kann Thermalwasser mit folgenden Temperaturen gefördert werden:

- Südlich von München (z. B. Sauerlach): ca. 140° C in ca. 4.500 m Tiefe
- Nördlich von München (z. B. Erding): ca. 65° C in ca. 2.000 m Tiefe

Für die Erschließung und Nutzung der tiefen Geothermie sind bergrechtliche Genehmigungen erforderlich. Den SWM wurde eine Reihe von Bergrechtsfeldern zugeteilt, die einen Großteil des Stadtgebiets und das südlich angrenzende Umland abdecken. Zwei Geothermie-Heizwerke im Stadtgebiet sind bereits in Riem und Freiham in Betrieb. Als dritte Anlage soll das Geothermie-Heizwerk auf dem Gelände des Heizkraftwerks Süd mit einer Leistung von mehr als 60 MW zur Heizperiode 2021/2022 in Betrieb genommen werden. Diese Anlage ist zugleich derzeit Deutschlands größte Geothermieanlage. Drei bestehende Anlagen südlich von München konnten die SWM übernehmen bzw. selbst errichten. Diese Anlagen sollen perspektivisch über Verbundleitungen an das Münchner Wärmenetz angeschlossen werden. Weitere Projekte sind in Planung.

Zeitliche Verfügbarkeit

Geothermische Wärme steht ganzjährig zur Verfügung. Aufgrund der hohen Investitionskosten für Bohrungen und Anlagen wird sie bislang vorrangig in der Grundlast eingesetzt.

Räumliche Verfügbarkeit

Zur Erschließung von Geothermiepotenzialen im verdichteten Stadtgebiet gelten besondere Bedingungen (u. a. Clusterbohrungen zur Erreichung höchstmöglicher Flächeneffizienz sowie Möglichkeiten der parallelen Flächennutzung, innovative Lärmschutzkonzepte während der Bohrphase). Zusätzlich zu weiteren Anlagen im Stadtgebiet planen die SWM, südlich von München gelegene Geothermieanlagen über Transportleitungen an die Wärmenetze im Süden der Stadt anzuschließen. Die Erschließungsmöglichkeiten für zusätzliches geothermisches Potenzial südöstlich von München wurden Anfang 2020 im Rahmen einer seismischen Messkampagne untersucht. Weitere seismische Untergrunduntersuchungen sind auch für die nördlichen Gebiete in Planung.

Verlässlichkeit

Eine Bewilligung zur Erdwärmegewinnung wird zunächst für 50 Jahre vergeben, ist aber anschließend mit Vorrecht verlängerbar. Zusätzlich wird eine gehobene wasserrechtliche Erlaubnis für die Förderung und Wiedereinleitung von Tiefenwasser erteilt. Während des Bewirtschaftungszeitraums kann von einer etwa konstanten, verlässlichen Wärmeförderung ausgegangen werden.

Einschränkungen für die Umsetzung

Die heutigen Vorlauftemperaturen der Münchner Primärnetze für Fernwärme liegen für eine Einbindung von Geothermie relativ hoch. Unmittelbar für die Einspeisung in das Wärmenetz geeignete Thermalwassertemperaturen können vor allem südlich von München gefördert werden. Auch bei niedrigeren Temperaturen als 100° C ist eine Einspeisung in das Fernwärmenetz noch möglich, es muss jedoch je nach erforderlicher Vorlauftemperatur mit einer anderen Wärmequelle nachgeheizt werden, sofern das Wärmenetz nicht auf niedrigere Vorlauftemperaturen umgestellt werden kann.

Bei Temperaturen des Thermalwassers oberhalb von ca. 100° C ist auch eine Erzeugung von Strom möglich (je nach verfügbarer Temperatur über ORC- oder Dampfprozess). Die Stromerzeugung kann als Konkurrenz zur rein thermischen Nutzung wirken. Aktuell erfolgt eine geothermische Stromerzeugung in drei Anlagen südlich von München (in Kirchstockach, Dürrnhaar und Sauerlach mit jeweils bis zu 7 MW_{el}), die jedoch künftig umgebaut und in die Fernwärmeversorgung Münchens eingebunden werden sollen.

Die aus einer Geothermie-Dublette gewinnbare Wärmeleistung hängt u. a. von der Temperatur des geförderten Thermalwassers, dem Produktivitätsindex der Bohrung und den Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes ab. Die thermische Leistung einer Dublette liegt bei etwa 10 MW_{th} im zentralen Stadtbereich bis 35-40 MW_{th} im südlichen Landkreis.

Effekt auf das verbundene Energiesystem

Da die Geothermie sehr kapitalintensiv ist, wird sie bisher hauptsächlich in der Grundlastversorgung der angeschlossenen Wärmenetze eingesetzt, sofern diese nicht bereits durch die Abfallverbrennung abgedeckt wird. Um auch Mittel- und Spitzenlast mit Geothermie abdecken zu können, müssten die Förderleistungen durch weitere Bohrungen erhöht und nach Möglichkeit saisonale Speicher eingesetzt werden.

Die Umstellung auf einen hohen Anteil der Geothermie in der Fernwärmeversorgung verändert die Orte der Einspeisungen in die Fernwärmenetze und erfordert eine stärkere Verbindung der Teilnetze untereinander.

6.2.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung

Tabelle 6-1: Kenndaten von tiefer Geothermie

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich	ca. 10 – 40 MW je Doublette
Leistungsdichte	-
Leistungsgradient	-
Erreichbare Zieltemperatur	ca. 85 – 130° C
Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade	ca. 0,04 – 0,10 MWh_{el} / MWh_{th}
Lebensdauer	-
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	-
Gesellschaftliche Akzeptanz	hoch

6.2.3 SWOT

Tabelle 6-2 SWOT-Analyse der Geothermie

STÄRKEN	• Grundlastfähige erneuerbare Energiequelle mit guten Nutzungsbedingungen in der Region München • Große regionale Potenziale zur Wärmegewinnung aus tiefer Geothermie verfügbar • Verglichen mit Erdgas oder Pellets keine geopolitischen Abhängigkeiten • Hohe Leistungsdichte im Vergleich z. B. zu Solarthermie • Umfangreiche Erfahrungen im Management der Projekte bestehen • Im Betrieb keine Lärm-, Geruchs- und Schadstoffemissionen
MÖGLICHKEITEN	• Vor allem im Süden Münchens sehr gute Erschließungspotenziale - Seismische Untersuchungen zur Potenzialerfassung in nördlichen Stadtgebieten sind in Planung • Betriebskosten werden im Wesentlichen durch den Strombedarf der Förderpumpen bestimmt und sind somit kalkulierbar • Eine Erhöhung der geothermalen Wärmemenge ist grundsätzlich durch zusätzliche Bohrungen möglich - dies erfordert im Regelfall weitere Standorte
SCHWÄCHEN	• Für Bohrungen müssen geeignete Standorte gefunden werden - hierfür sind oberirdische und untertägige Kriterien relevant • Im Stadtgebiet bestehen starke Nutzungskonkurrenzen geeigneter Flächen - daher ist eine frühzeitige und systematische Berücksichtigung von Geothermieprojekten in der kommunalen Wärmeplanung erforderlich • Hohe Investitionskosten bestehen • Das Fernwärmenetz muss für hohe Anteile von Geothermie teilweise verändert werden (z. T. ist eine Nachheizung erforderlich)
GEFAHREN	• Bei Bohrungen bestehen technische Risiken und ein Risiko in Bezug auf die erreichbare Fördermenge sowie die Thermalwassertemperatur • Zur Anbindung von Anlagen im südlichen Umland an das Münchner Wärmenetz ist der Bau von Verbindungsleitungen erforderlich - Dies erfordert eine erfolgreiche Kooperation mit den von den Bohrungen und der Leitungsführung betroffenen Gemeinden

6.2.4 Ermittlung der Potenziale

Das technische Potenzial der tiefen Geothermie ist aufgrund der grundsätzlichen Möglichkeit der Einbindung von Anlagen aus der Münchner Region sicherlich ausreichend, um den Bedarf der Stadt an Niedertemperaturwärme zu decken. Das langfristig praktische Potenzial wird jedoch durch die in der SWOT-Analyse genannten Einschränkungen reduziert. Im Rahmen der Szenarien werden zwei alternative Sets von Annahmen für den möglichen Ausbau der tiefen Geothermie gebildet, die die im betrachteten Zeitraum als erschließbar angesehenen Potenziale beschreiben (vgl. Kapitel 10).

6.3 Biomasse

6.3.1 Technische Beschreibung

Biomasse subsumiert eine breite Palette verschiedener Brennstoffe biogenen Ursprungs. Bezogen auf ihre Herkunft wird zwischen Rest- und Abfallstoffen sowie Anbaubiomasse unterschieden. Auch der biogene Anteil des Siedlungs- und Industrieabfalls wird als Biomasse eingestuft.

Im Bereich der Gebäudewärme wird Biomasse insbesondere in Form von Holz (Pellets, Scheitholz, Holzhackschnitzel) eingesetzt. Der Einsatz erfolgt in modernen Heizkesseln (v. a. Zentralheizungen, z. T. auch Einzelraumöfen z. B. mit Wasserwärmeübertrager) und (oftmals ineffizienten) Kaminöfen. Letztere fungieren in der Regel als sekundäres Heizsystem. In der zentralen Wärmeerzeugung wird Biomasse in Form verschiedener Wandlungsprozesse (Dampfkraftprozesse, Holzvergasung) in Heiz- und Heizkraftwerken eingesetzt.

Mit der Verbrennung von Biomasse (fest, gasförmig, flüssig) lassen sich hohe Temperaturen erreichen, was ihren Einsatz neben unsanierten Gebäuden auch für die Erzeugung von Prozesswärme interessant macht. Biomasse ist (in unterschiedlichem Maße) speicherbar, die Erzeugung von Wärme damit brennstoffseitig zeitlich steuerbar.

Zeitliche Verfügbarkeit

Grundsätzlich ist Biomasse (fest, flüssig, gasförmig) als speicher-/lagerfähiger Brennstoff ganzjährig einsetzbar und unterliegt keinen tageszeitlichen Schwankungen. Zur Vermeidung einer zu häufigen Taktung dezentraler Kessel im Sommer bietet sich eine Kombination mit einem separaten System (z. B. Brauchwasserkollektor) zur Trinkwarmwassererzeugung an.

Räumliche Verfügbarkeit

Bei dezentralen Biomasseanlagen hängt die räumliche Verfügbarkeit im Kern davon ab, ob ein Gebäude über ausreichend Platz/Raum für die Lagerung des Brennstoffs verfügt. Bei zentralen Anlagen ist die räumliche Verfügbarkeit abhängig von den Möglichkeiten der Brennstoffanlieferung (Lieferlogistik) sowie den Lagermöglichkeiten vor Ort.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse sollte der Einsatz von Biomasse auf Gebäude beschränkt werden, die nur schwer sanierbar sind (z. B. bei Denkmalschutz / erhaltenswerten Fassaden), sofern diese nicht an ein Wärmenetz angeschlossen werden können und über keine Potenziale anderer dezentraler erneuerbarer Wärmeenergien (z. B. Umweltwärme, Solarthermie) verfügen.

Verlässlichkeit

Dezentrale Kessel wie auch zentrale Heiz- und Heizkraftprozesse (v. a. Dampfkraftprozesse, Holzvergasung) sind weitflächig erprobte und verlässliche Technologien.

Einschränkungen für die Umsetzung

Aufgrund der Konkurrenz zur Produktion von Lebens- und Futtermitteln ist Anbaubiomasse sehr umstritten („Tank/Teller-Diskussion"). Eine infolge des Biomasseanbaus geänderte Landnutzung kann zudem zu signifikanten Treibhausgas (THG)-Emissionen führen. Aus diesem Grund ist der Import von Biomasse aus Übersee kritisch zu sehen und sollte vermieden werden. Die Verfügbarkeit regionaler Biomasse aus nachhaltiger Forst- und Landwirtschaft (z. B. Holzhackschnitzel) ist zudem begrenzt.

In zahlreichen Zielszenarien zur Dekarbonisierung des Wärmesektors bleibt der zukünftige Biomasseeinsatz für die dezentrale Erzeugung von Niedertemperaturwärme für Gebäude sowie in der Fernwärmeerzeugung weitgehend konstant (z. B. /AGORA-07 20/). Mangels Alternativen wird Biomasse dringlicher im Bereich der industriellen Prozesswärme sowie im Güter-, Schiffs- und Flugverkehr benötigt (siehe Ausführungen in Kapitel 7).

Die Verbrennung fester Biomasse geht mit Emissionen von Luftschadstoffen (Feinstaub, Stickoxide usw.) einher. Dies gilt vor allem für dezentrale Anlagen. So sind Holzheizungen beispielsweise eine wesentliche Quelle von Feinstaub. Gerade im verdichteten innerstädtischen Raum muss deswegen auf einen besonders schadstoffarmen Betrieb der Anlagen geachtet werden.

Im Hinblick auf die Verwendung von Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme ist langfristig ein Übergang von einem Einsatz in der Grundlast zu einem eher punktuellen systemdienlichen Einsatz notwendig (z. B. stromgeführte KWK, Nachheizung in Spitzenlastkesseln an besonders kalten Tagen).

Effekt auf das verbundene Energiesystem

Der Einsatz von Biomasse in stromgeführten KWK-Anlagen erfordert größere Wärmespeicher.

6.3.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung

Tabelle 6-3: Kenndaten von Biomasse (dezentrale Anlagen)

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich	Dezentral bis ca. 250 kW, auch größerskalig in zentralen Anlagen
Leistungsdichte	-
Leistungsgradient	-
Erreichbare Zieltemperatur	500 °C (Holz) bis > 1.000 °C (Biomethan)
Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade	70 % (Kaminofen) – 95 % (Pelletkessel)
Lebensdauer	15-20 Jahre
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Feinstaub, Luftschadstoffe
Gesellschaftliche Akzeptanz	Mittel bis hoch

Kostenstruktur

Im Rahmen der Studie wurde kein Einsatz dezentraler Biomasse-Kessel angesetzt (siehe Ausführungen in Kapitel 7). Entsprechende Kostenfunktionen für dezentrale Anlagen sind in /FFE-144 19/ enthalten, müssten jedoch analog zum Vorgehen bei den Wärmepumpen aktualisiert werden.

6.3.3 SWOT

Tabelle 6-4: SWOT-Analyse der Biomasse

STÄRKEN	• Erneuerbare Ressource • Wärmeerzeugung auf hohem Temperaturniveau möglich (sowohl in der Gebäudewärme als auch für Prozesse) • Wegen Lager-/Speicherfähigkeit steuerbare erneuerbare Energie • In Form von KWK und in Kombination mit Wärmespeicherung systemdienlich einsetzbar • Dezentrale und zentrale Wandler sind verlässliche und etablierte Technologien
MÖGLICHKEITEN	Gezielter punktueller Einsatz in • schwer sanierbaren Gebäuden (v. a. Denkmalschutz, schützenswerte Fassaden) ohne Anbindungsmöglichkeit an ein Wärmenetz • Fernwärme (z. B. systemdienlicher Einsatz in stromgeführter KWK; Nachheizung / Spitzenlast an besonders kalten Tagen) • Nahwärmenetze in Stadtrandlage
SCHWÄCHEN	• Begrenzte Verfügbarkeit regionaler Biomasse aus nachhaltiger Land- und Forstwirtschaft • Verfügbarkeit einiger Biomassefraktionen unterliegt jahreszeitenabhängigen Schwankungen (z. B. Grünschnitt) • Aus Klimaschutzperspektive sinnvollerer Einsatz in anderen Sektoren (v. a. Prozesswärme in der Industrie) • Luftschadstoffproblematik (v. a. bei dezentralen Anlagen) • Aufwändige Anfahr- und Lagerlogistik, im Stadtgebiet Belastung durch LKW-Verkehr relevant • Hohe Investitionskosten
GEFAHREN	• Hoher Biomasseeinsatz in der Gebäudewärme führt zur Fehlallokation (Potenziale fehlen dann insbesondere im Industriesektor) • Verfügbarkeit von Biomasse reduziert Druck auf Energieeffizienz (Sanierung der Gebäudehülle) • Akzeptanzprobleme aufgrund von Schadstoffemissionen (v. a. bei dezentralen Anlagen) und Anlieferverkehr

6.3.4 Ermittlung der Potenziale

Für die dezentrale Wärmeerzeugung wird keine Nutzung von Biomasse angenommen. Für die Spitzenlasterzeugung in der Fernwärme könnten einzelne kleinere Heizkraftwerke mit einer Feuerungsleistung von jeweils ca. 50 MW ggf. realisierbar sein. Dies und die mögliche Fahrweise der Anlagen hängen nicht zuletzt von der Entwicklung der süddeutschen Wälder im Rahmen der Klimaerhitzung und von der Nachfrage anderer Akteure nach Energieholz ab.

6.4 Wärmepumpen

6.4.1 Technische Beschreibung

Wärmepumpen können die thermische Energie einer ansonsten zu kalten Wärmequelle (z. B. Umweltwärme) unter Zuführung einer externen Antriebsenergie (Erdgas/Strom) im Temperaturniveau anheben und somit für die Bereitstellung von nutzbarer Wärme sorgen. Hierbei ist für die vermehrte zukünftige Nutzung von Wärmepumpen Strom als relevantere Antriebsenergie anzusehen. Die Effizienz der Wärmepumpen ist primär abhängig von der angestrebten Zieltemperatur für die Wärmebereitstellung, aber auch von der Temperatur der genutzten Wärmequelle. Eine möglichst geringe Differenz dieser beiden Werte führt zu steigenden Wirkungsgraden. Damit eine möglichste hohe Zieltemperatur bei möglichst hoher Effizienz genutzt werden kann, werden Wärmepumpe bei größerskaligem Einsatz häufig als Temperaturkaskade eingesetzt. Um eine höhere Leistung bereitzustellen, werden Wärmepumpen auch häufig parallel geschaltet. /AGFW-02 13/

Während das Grundprinzip der Wärmebereitstellung in allen Wärmepumpen gleich ist (eine ausführliche Beschreibung der Funktionsweise z. B. in /VDE-02 15/), unterscheiden sich die Eigenschaften zwischen folgenden Wärmepumpenarten:

- Erd-Wärmepumpe: Entziehen dem Untergrund durch geschlossene Kunststoffrohre Energie – Kunststoffrohre können Sonden oder Kollektoren sein.
- Grundwasser-Wärmepumpe: Entziehen dem Grundwasser durch ein Brunnenpaar zur Förderung und Wiedereinleitung Energie.
- Luft-Wärmepumpe: Entziehen Luftströmen Wärme – bei Wohngebäuden meist Außenluft, dies könnte aber auch warme Abluft sein.
- Großwärmepumpen: Nutzen verschiedene Wärmequellen wie die obigen oder Flusswasser/ Abwärmeströme, definieren sich aber über die größere Leistungsklasse ab ca. 150 kW_{th} /BFE-02 06/.

Zeitliche Verfügbarkeit

Grundsätzlich sind Wärmepumpen ganzjährig einsetzbar, es stellt sich jedoch bei den meistgenutzten Wärmequellen eine unterjährige Veränderung des Temperaturniveaus ein und somit eine Veränderung der Effizienz der Wärmepumpe. Diese Temperaturniveaus der Wärmequellen schwanken unterschiedlich stark:

- Luft-Wärmepumpe: Die Temperatur der Wärmequelle ist direkt außentemperatur-abhängig, daher bestehen starke unterjährige Schwankungen.
- Erd-Wärmepumpe (mit horizontalen Kollektoren): Die Bodentemperatur folgt mit zeitlicher Verzögerung der Außentemperatur, schwankt jedoch weniger stark. In der Betriebsphase nimmt die Bodentemperatur mehr oder weniger stetig ab.
- Grundwasser- und Erd-Wärmepumpe (mit vertikalen Erdsonden): Es bestehen geringere unterjährige Schwankungen der Wärmequelle als bei den anderen Wärmequellen.

Da auch die Temperaturniveaus in der Raumwärmebereitstellung über das Jahr schwanken, diese sind generell im Winter höher als in der Übergangszeit, schwankt die Effizienz der Wärmepumpen ebenfalls.

Damit Wärmepumpen emissionsfreie Wärme erzeugen, muss der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammen. Auch dieser einzusetzende erneuerbare Strom für den klimaneutralen Betrieb der Anlagen ist nicht kontinuierlich in gleichem Umfang verfügbar.

Räumliche Verfügbarkeit

Die räumliche Verfügbarkeit von Wärmepumpen ist zum einen durch die lokal verfügbaren Wärmequellen sowie räumlichen Bedingungen zur Anzapfung dieser und zum anderen von den verbundenen Gebäuden abhängig.

Für die Nutzung von Luft-Wärmepumpen muss ausreichend Abstand zwischen den außen aufgestellten Ventilatoren und den anliegenden Gebäuden bestehen /JC-01 20/. Bei der Nutzung von Erd- Wärmepumpen mit horizontalen Kollektoren ist das Vorhandensein von großen, freien Bodenflächen essenziell, damit ausreichend große Kollektoren in den Boden eingebracht werden können. Die verfügbare Leistung von Grundwasser- Wärmepumpen wiederum ist abhängig von dem lokalen Vorhandensein und der Produktivität des Grundwasserleiters /BUDDE-01 11/. Auch andere bereits vorhandene Nutzungen vom Grundwasser dürfen von Grundwasser-Wärmepumpen nicht negativ beeinflusst werden, bezogen auf ihren Effekt auf Grundwasserniveau und -temperatur.

Auf Grund des niedrigeren Temperaturniveaus in sanierten Gebäuden und im Neubau sind Wärmepumpen vor allem hier ganzjährig sinnvoll einsetzbar. Bei Altbau bzw. unsanierten Gebäuden ist ein Einsatz technisch möglich, geht jedoch mit einer geringeren Effizienz und damit einem höheren Strombedarf einher woraus höhere Wärmegestehungskosten folgen. Während vor einigen Jahren noch angenommen wurde, dass für die Integration von Wärmepumpen tiefgreifende Anpassungen der Gebäudetechnik notwendig sind, haben neuere Untersuchungen gezeigt, dass sie auch in die bestehende Gebäudetechnik integriert werden können. Nach einer Sanierung eines Gebäudes können durch den Ersatz weniger Heizkörper im Gesamtsystem schon relevante Absenkungen der Systemtemperaturen für die Raumwärmebereitstellung erreicht werden /ISE-01 21/. Für die Trinkwarmwasserbereitstellung müssen jedoch weiterhin die aus hygienischen Gründen (Vorgabe der Trinkwasserverordnung, u. a. Vermeidung von Legionellenbildung) erforderlichen Temperaturen eingehalten oder andere Maßnahmen zur Legionellenprävention umgesetzt werden.

Trotzdem ist im Winter speziell bei Luft-Wärmepumpen eine zusätzliche Heizquelle (meist ein strombetriebener Heizstab) erforderlich. Bivalente Systeme, bestehend aus einer Wärmepumpe gekoppelt mit einem fossil befeuerten Kessel, können ohne relevante Einschränkungen auch im unsanierten Bestand eingebaut werden.

Verlässlichkeit

Dezentrale Wärmepumpen sind eine weitflächig erprobte und verlässliche Technologie. Die Anwendung von Großwärmepumpen (> 150 kW) ist in anderen Ländern ebenfalls bereits vielfach erprobt, in Deutschland nimmt die Nutzung in den letzten Jahren ebenfalls stark zu. Zu beachten ist, dass die Verlässlichkeit der Wärmebereitstellung von der gewählten Wärmequelle abhängt. Sollte es zum Beispiel zu einer Absenkung des Grundwasser-Niveaus kommen, kann es sein, dass die entsprechenden Anlagen nicht mehr eingesetzt werden können. Um dies zu umgehen, wird in der Auslegung mit entsprechenden Sicherheitszuschlägen gerechnet. Die hierfür anzusetzenden Schwankungen sind gemäß Experten gut prognostizierbar, wobei in München mittelfristig mit keiner signifikanten Absenkung des Grundwasserspiegels zu rechnen ist.

Einschränkungen für die Umsetzung

Aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen im Gebäudebestand ist hier ein weniger effizienter Einsatz von Wärmepumpen als im Neubau möglich. Weiterhin sind die Kosten für den genutzten Strom aktuell deutlich höher als für die Referenzenergieträger Erdgas und Heizöl. Ob dieser Preisunterschied durch die höhere Effizienz der Wärmepumpe wettgemacht werden kann, hängt davon ab, unter welchen Rahmenbedingungen sie betrieben wird (speziell Zieltemperatur und Temperatur der Wärmequelle).

Neben den unter „Verfügbarkeit" dargestellten Einschränkungen begrenzen bei Grundwasser- und Erd-Wärmepumpen Faktoren wie Anzeige- und Genehmigungspflichten, Flächenmangel und ein erhöhter Installationsaufwand gegenüber konventionellen Kesseln den Einbau. Speziell bei Großwärmepumpen sind zudem umfangreiche Genehmigungen wegen großer Kältemittelmengen erforderlich und die Integration von Lüftungsanlagen am Aufstellungsort, um die ggf. auftretenden Dünste von Kältemitteln abtransportieren zu können. Ebenfalls bestehen hohe Anforderungen an die Absicherung von potenziellen Kältemittelleckagen.

Als letzte relevante Einschränkung ist das aktuelle Wissen zur Einsetzbarkeit von Wärmepumpen und mangelnde Erfahrung der Gebäudeeigentümer:innen und auch einzelner Heizungsinstallateure mit der Technologie zu benennen.

Effekt auf das verbundene Energiesystem

Beim vermehrten Einsatz von Wärmepumpen zu Heizzwecken entsteht ein erhöhter Strombedarf (Arbeit und vor allem Leistung) zu Wärmebedarfszeiten, wobei zu diesen Zeiten meist auch Stromverbrauchsspitzen durch Haushalte vorliegen. Somit werden die Strom-Verteilnetze durch die zusätzlichen Bedarfe stärker ausgelastet. Bei Zusammenfallen mit anderem Strombedarf im Hochlastzeitfenster kann ein erhöhter Bedarf nach Spitzenlasterzeugern auf der Stromseite resultieren, bei welchen es sich um nicht erneuerbare Stromerzeuger handeln kann. Dieser Effekt wird durch den Einsatz von effizienteren Grundwasser-/Erd-Wärmepumpen gegenüber Luft-Wärmepumpen gemildert.

Durch den Einsatz von an die Wärmepumpen angeschlossenen Wärmespeichern oder die Ausnutzung des Gebäudes als thermischer Speicher kann der Einsatz der Wärmepumpen zeitlich verschoben werden, um diese Verbrauchsspitzen zu vermeiden. Prinzipiell können je nach Steuerung und Volumen der vorhandenen Wärmespeicher der Wärmepumpen auch positive Effekte für die Integration von Strom aus Photovoltaik in das lokale Energiesystem erreicht werden. Hierfür müssen die Anlagen statt mit dem Wärmebedarfsprofil mit dem Stromerzeugungsprofil betrieben und die Wärme in den vorhandenen Speichern zwischengespeichert werden. /FFE-07 17/. Im Gegensatz zu ländlichen Gebieten ist in Großstädten wie München nicht damit zu rechnen, das Photovoltaikanlagen zu hohen lokalen Erzeugungsüberschüssen führen, welche das lokale Stromnetznetz stark belasten und somit durch zusätzliche Verbrauchende in die lokalen Energiesysteme integriert werden müssen.

Insgesamt kann es durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zu steigenden Netzbelastungen kommen, im Gegensatz zu den steigenden Netzbelastungen durch Elektrofahrzeuge, welche bei hohen individuellen Leistungen laden, wird diese Belastung als weniger signifikant eingeschätzt.

Eine lokal verstärkte Nutzung von Grundwasser-Wärmepumpen kann eine Temperaturveränderung des Bodens und des Grundwassers verursachen. Hierfür liegen allerdings Grenzwerte vor, welche in der Anlagenauslegung beachtet werden müssen. Allerdings leidet die Stadt München als urbane Wärmeinsel auch unter anthropogen erhöhten

Grundwassertemperaturen. Hier haben Grundwasserwärmepumpen potenziell einen positiven Einfluss auf die Temperaturen, da sie durch den Entzug von Wärme das Grundwasser thermisch sanieren können.

Häufig wird bei Grundwasser-Wärmepumpen eine Kombination mit grundwassergekoppelter sommerlicher Kälteerzeugung angestrebt: Der winterliche Wärmeentzug kann durch einen sommerlichen Wärmeeintrag wieder ausgeglichen werden. In München ist kein bilanzieller Ausgleich pro Anlage angestrebt, da nicht jede Anlage in gleicher Höhe für eine Kälte- und Wärmenutzung vorgesehen ist, sondern ein übergreifendes Grundwasser-Management. Mit dem Forschungsprojekt Geo.KW entwickelt die Technische Universität München (TUM) zusammen mit SWM und den relevanten Genehmigungsbehörden ein geeignetes Tool hierfür.

6.4.2 Kenndaten und erwartete Entwicklung

Tabelle 6-5: Kennzahlen von Grundwasser-Wärmepumpen

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich	Variabel 1 – 1.000 kW ab 150 kW benannt Großwärmepumpe /BFE-02 06/
Leistungsdichte	Abhängig von der Produktivität des Grundwasserleiters und der erreichbaren Temperaturspreizung auf der Quellenseite, Ca. 5-7 kWh/m^3 Grundwasser /PROG-01 07/
Leistungsgradient	-
Erreichbare Zieltemperatur	65 – 75 °C /VDE-02 15/
Jahresarbeitszahl JAZ ($Q_{th,a}/E_{el,a}$)	3,6 bis 4,2 /ISE-07 14/ Förderung für Nichtwohngebäude ab 4,0; für Wohngebäude ab 3,8 /BAFA03 20/ gemäß Erfahrungen der TUM bei einzelnen Referenzgebäuden bis zu 6
Lebensdauer	20 Jahre /VDI-04 12/, in der Praxis teilweise 15 Jahre
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Abkühlung Grundwasser, Kältemittel
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch

Tabelle 6-6: Kennzahlen von Luft-Wärmepumpen

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich	Bis 150 kW (dann häufig als Groß-WP bezeichnet)
Leistungsdichte	Außentemperaturabhängig
Leistungsgradient	-
Erreichbare Zieltemperatur	65 – 75 °C /VDE-02 15/
Jahresarbeitszahl JAZ ($Q_{th,a}/E_{el,a}$)	2,3 – 4,3 /ISE07 14/ Förderung ab 3,5 /BAFA03 20/
Lebensdauer	18 Jahre /VDI-04 12/
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Schallemissionen, Kältemittel
Gesellschaftliche Akzeptanz	Mittel

Tabelle 6-7: Kennzahlen von Großwärmepumpen

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich	Bis ca. 20 MW /VDE-02 15/
Leistungsdichte	Je nach Wärmequelle
Leistungsgradient	-
Erreichbare Zieltemperatur	Aktuell standardmäßig bei 80 °C /VDE-02 15/ bis 100 °C (Praxiserfahrung), Einsatz bis 120 °C und höher in der Entwicklung
Jahresarbeitszahl JAZ ($Q_{th,a}/E_{el,a}$)	Je nach Wärmequelle
Lebensdauer	20 Jahre /FFE-145 17/
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Je nach Wärmequelle, Kältemittel
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch

Ausblick Technologieentwicklung (inkl. Kosten)

Aufgrund der erwarteten stark steigenden Bedeutung von Wärmepumpen in der Wärmeversorgung kann damit gerechnet werden, dass zum einen die Kosten der Anlagen moderat weiter sinken und die Effizienzen weiter steigen. Zusätzlich werden aktuell verschiedene Kältemittel beforscht, die eine geringere Umweltwirkung entfalten als die aktuell meistgenutzten Mittel und einen starken Anstieg der Effizienz auch bei höheren Temperaturen ermöglichen. /ISE-10 20/

Diese Erreichung der oben genannten Entwicklungen hängt stark davon ab, wie sich die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpen im Vergleich zu den relevanten konkurrierenden Technologien entwickelt und somit von der Ausgestaltung der Energiepreise.

Kostenstruktur

Im Folgenden sind Größenordnungen für die Kosten der entsprechenden Anlagen angegeben. Die im Projekt verwendeten Kostenfunktionen sind in Kapitel 10.4 enthalten.

Tabelle 6-8: Kostenstruktur von dezentralen Luft- und Grundwasser-Wärmepumpen

Kennwert	2020
Investitionskosten	200 - 1.000 EUR/kW /VDE02 15/ Bei Grundwasser-Wärmepumpen zusätzlich: Brunnen (ca. 5.000 EUR je Brunnen) und Einbau inkl. Material (6.000 - 7.000 EUR) /RENE-01 21/
Wartungskosten	100 – 150 EUR/Jahr /STIE-01 20/
Betriebskosten	strompreisabhängig

Tabelle 6-9: Kostenstruktur von Großwärmepumpen

Kennwert	2020
Investitionskosten	200 - 1.000 EUR/kW /VDE-02 15/
Wartungskosten	Abhängig von Anlagengröße
Betriebskosten	strompreisabhängig

6.4.3 SWOT

Tabelle 6-10: SWOT-Analyse der Wärmepumpen

STÄRKEN	• Nutzung von kostenlos zu Verfügung stehender Umweltenergie/Abwärme für die Wärmebereitstellung, die ohne Wärmepumpeneinsatz nicht für Heizzwecke dienlich wäre. • Bei Nutzung erneuerbaren Stromes ermöglichen Wärmepumpen eine Erhöhung des Anteils klimaneutraler Wärme • Wärmepumpen sind grundlastfähig und können als alleinige Wärmequelle eingesetzt werden • Sie können mit anderen Wärmeerzeugern als hybride Systeme eingesetzt werden • Sie sind eine verlässliche und etablierte Technologie • Objektspezifisch ist die Einbindung gut ausdifferenzierbar - die optimale technische Einbindung kann je Gebäude gewählt werden
MÖGLICHKEITEN	• Über einen flexiblen Betrieb (gekoppelt mit Speicher), kann der Strombezug netzdienlich für Stromnetz oder -markt eingesetzt werden • Potenziell sowohl zentral als auch dezentral mit Stromerzeugungsanlagen wie BHKW/PV kombinierbar – hierdurch Absenkung der Strombezugskosten • Bei Umsetzung von Sanierungstätigkeiten kann Einsatz besonders effizient erfolgen • Doppelnutzen durch Kombination mit Kältebereitstellung spart Investitionen und ermöglicht den sommerlichen Ausgleich

	ausgekühlter Umweltwärmequellen (z. B. Grundwasser-WP) - Hiermit Nutzung der Möglichkeit zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz • Bessere Ausnutzung der Tiefengeothermie durch weitere Auskühlung des Thermalwasserrücklaufs und Nutzung als Vorlauf der Wärmepumpe möglich (nur zentral am Erzeugungsstandort oder am jeweiligen Einbindepunkt der Geothermie in das Fernwärmenetz umsetzbar) • Positive Beeinflussung des Boden- und Grundwasserzustands durch Auskühlung – aktuell häufig hoher Wärmeeintrag in das Grundwasser, z. B. aus Kühleinheiten

SCHWÄCHEN	• Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten:
	  ○ Verfügbarkeit der Wärmequelle (Menge und Temperaturniveau)
	  ○ Platzbedarf
	  ○ Hohe Temperaturniveaus des Heizsystems in Bestands-gebäuden und in der Fernwärmeversorgung reduzieren die Effizienz der Anlagen – für die effiziente Integration der Anlagen in den Bestand sind teilweise Investitionen nötig
	• Preis des Energieträgers Strom ist hoch im Vergleich zu Heizöl und Erdgas
	• Kann Strom-Spitzenlasten erzeugen/verstärken

GEFAHREN	• Negative Beeinflussung des Boden- und Grundwasserzustands durch Auskühlung (siehe hierzu auch Möglichkeiten) • Vergleichsweise hohe Strompreise bremsen den Ausbau und führen zur Installation alternativer Wärmeerzeuger • Ggf. Akzeptanzprobleme durch Schallemissionen/notwendige Bohrungen • Treibhauspotenzial der verwendeten Kältemittel

6.4.4 Ermittlung der Potenziale

Für den Einsatz von Wärmpumpen in München sind zum einen die Potenziale von Grundwasser- und zum anderen von Luft-Wärmepumpen von besonderer Bedeutung. In der von der LHM gelieferten Datenbasis aus dem Energienutzungsplan (detaillierte Beschreibung siehe /ENI-01 20/). sind Grundwasser-Potenzialdaten zur Nutzung in Wärmepumpen enthalten. Für Luft-Wärmepumpen liegen wiederum Potenzialdaten aus dem FfE-Projekt Dynamis /FFE-144 19/ vor. Diese beiden Datengrundlagen sowie das Fazit zu deren Nutzbarkeit werden im Folgenden kurz dargestellt.

Zu weiteren konventionellen Wärmequellen (z. B. Flusswasser, industrielle Abwärme) sowie innovativen Wärmequellen (U-Bahn Düker, Abwärme aus Kältebereitstellung im Gewerbe etc.) lagen zur Zeit der Studienbearbeitung keine validen Grundlagendaten vor, sodass diese nicht genauer beschrieben werden.

Potenzialermittlung für Grundwasser-Wärmepumpen

In bereits abgeschlossenen Forschungsprojekten (GEPO /TUM-11 16/, Greta /IAS-01 21/) wurde, u. a. durch den Hydrogeologie-Lehrstuhl an der TUM, ein Modell zur Ermittlung der

Grundwasser-Potenzialdaten für München und die anliegende Umgebung erarbeitet. Die grundlegenden Potenzialdaten stellen die technisch umsetzbare Entnahmemenge eines Brunnenpaares auf dem jeweiligen Flurstück dar. Diese Daten lagen als Basis der Analysen für den Energienutzungsplan (ENP) Münchens vor und wurden in diesem mit Szenarien zur Nutzung der Grundwasserwärme in einzelnen Gebäuden in München verschnitten. Diese verarbeiteten Daten konnten für die Nutzung in diesem Projekt zur Verfügung gestellt werden, wobei es sich gemäß den zuvor genannten Definitionen (siehe Kapitel 6.1) bereits um präferierte statt der angestrebten technischen Potenziale handelt.

Als weitere Datenquelle standen blockscharfe Daten zu Grundwasserpotenzialdaten, ebenfalls vom Hydrogeologie-Lehrstuhl der TUM, zur Verfügung. Hier wurde die technisch mögliche Entnahmemenge für kleine und große Anlagen exemplarisch mit 10 m und 100 m Brunnenabstand berechnet. Da die thermische Beeinflussung der Wärmepumpen untereinander in diesen Daten nicht inkludiert ist, handelt es sich hierbei um eine Zwischenstufe aus theoretischem und einem technischen Potenzial. Die Weiterentwicklung dieser Daten wird aktuell intensiv im Projekt GEO.KW /GEOKW-01 21/ umgesetzt, lag jedoch zur Bearbeitung der hier beschriebenen Analysen noch nicht vor.

In Absprache mit den fachlichen Experten, welche sowohl die gemeinsame Datengrundlage als auch beide Analysen erarbeitet haben, wurde entschieden, für die Analysen in diesem Projekt die Potenzialdaten aus dem ENP zu verwenden, da diese ein realistischeres Potenzial (zwischen langfristig praktischem und präferiertem Potenzial) ausgeben. Zur richtigen Einordnung der regionalen Ergebnisse sollte aber folgender Umstand bekannt sein: Da die Daten aus dem ENP darauf basieren, dass vorliegende Grundwasser-Potenzialdaten mit existierenden Gebäuden verschnitten wurden, sind hier keine Potenziale in Gegenden hinterlegt, in welchen aktuell keine Gebäude vorhanden sind. Diese entsprechend aktuell unbebauten Blöcke in München sind in Abbildung 6-4 enthalten.

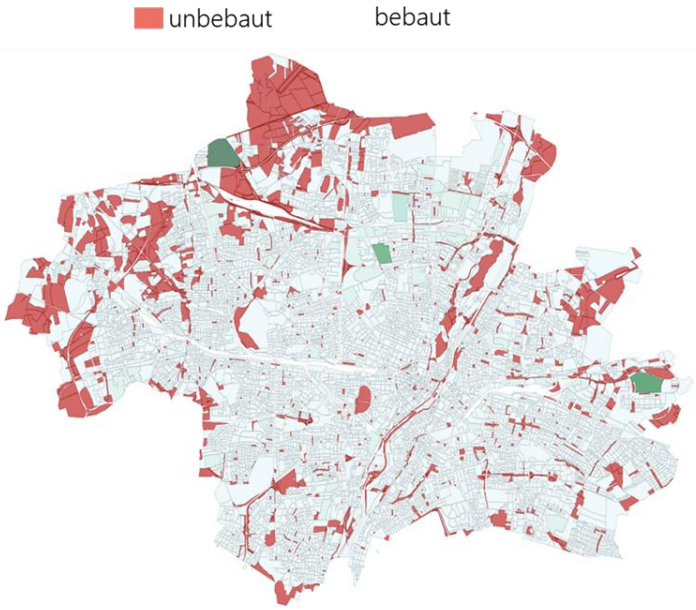

Abbildung 6-4: Abgeleitete unbebaute Flächen aus Basisdaten – hier werden in Grundlagendaten keine Potenziale ausgegeben

Gemäß den vorliegenden Daten aus dem Projekt Greta /IAS-01 21/ sind jedoch in einigen aktuell noch unbebauten Regionen (beispielsweise ganz im Norden Münchens) relevante

Grundwasser-Potenziale vorhanden (siehe Abbildung 6-5). Somit wird das Potenzial zur Nutzung von Grundwasser speziell in den Gegenden unterschätzt, welche gemäß Kapitel 4.3 als potenzielle Gebiete für den Neubau ausgewiesen wurden.

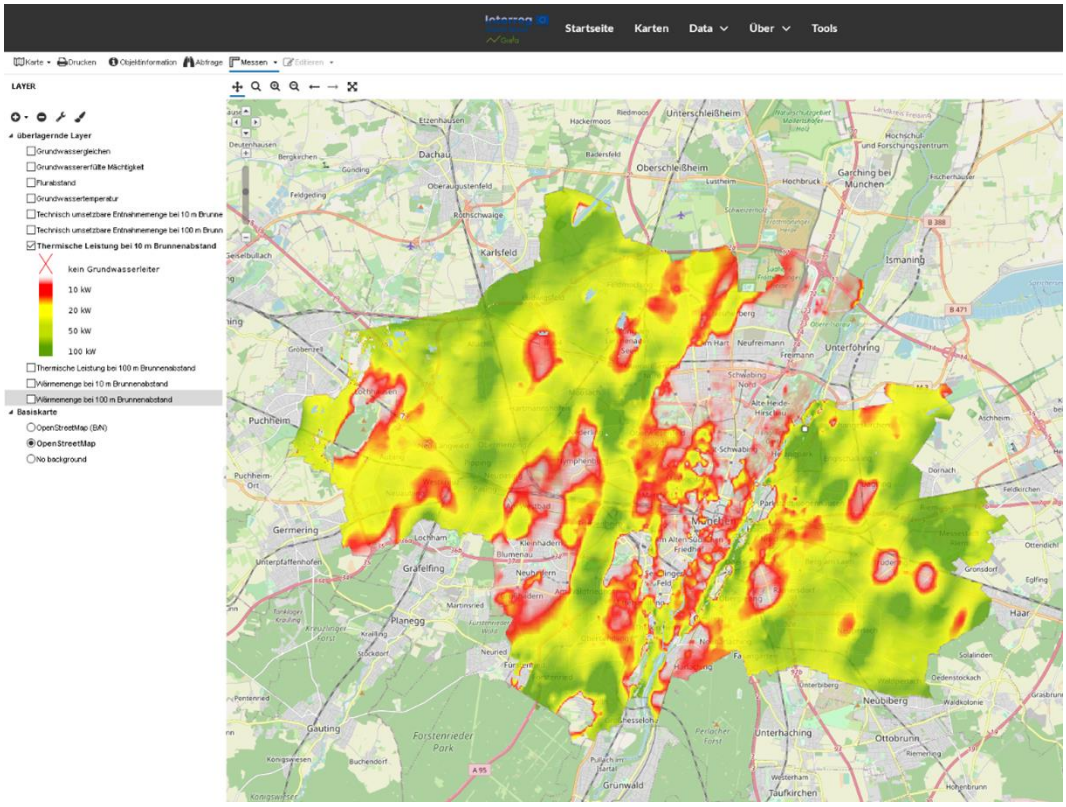

Abbildung 6-5: Bestimmte thermische Leistung auf /IAS-02 21/

Weil der Neubau insgesamt einen geringen Anteil am Gesamtbedarf ausmacht und alle Postleitzahlen primär aus bebauten Gebieten bestehen, kann das Fehlen der Potenziale dieser Blöcke als „verschmerzbar" eingeordnet werden.

Potenzialermittlung für Luft-Wärmepumpen

Als Datengrundlage für die Potenziale der Luft-Wärmepumpen wurden die im FfE-Projekt „Dynamis" erarbeiteten Ergebnisse verwendet. Die angesetzte Methodik zur Potenzialermittlung kann /FFE-144 19/ genauer entnommen werden, hier wird auf die wichtigsten Aspekte zum Verständnis der Einordnung der Ergebnisse eingegangen.

Die Begrenzung der Marktdurchdringung von Luft-Wärmepumpen wurde im Projekt deutschlandweit anhand von Analysen basierend auf GIS-Daten durchgeführt. In diese Auswertungen wurde einbezogen, dass zwischen dem Aufstellort des Rückkühlers der Wärmepumpe und dem benachbarten Gebäude ein Mindestabstand eingehalten werden muss, um Belastung durch Schallimmissionen zu vermeiden. In Anlehnung an die in /LFU-01 16/ genannten Mindestabstände zwischen Aufstellort der Luftwärmepumpe und „schutzbedürftiger Bebauung" wird angenommen, dass ein Mindestabstand von 13 m zum benachbarten Gebäude eingehalten werden muss. Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass nach /LFU-01 16/ die aktuell im Bestand befindlichen Luftwärmepumpen mit 60 db(A) bis 70 db(A) deutlich höhere Schallleistungspegel verursachen als moderne Luftwärmepumpen mit 50 dB(A), welche für die Abstandregel herangezogen wurden. Diese Annahmen sind Vereinfachungen für die Ermöglichung der Potenzialabschätzung, wodurch z. B. in Reihenhäusern ein geringeres Potenzial zum Einsatz von Wärmpumpen in Reihenhäusern

resultiert, als dies in der Realität der Fall ist. Für die weiteren Auswertungen auf Postleitzahlenebene sind die Potenzialdaten trotzdem gut geeignet.

Eine visuelle Darstellung dieser Methodik ist Abbildung 6-6 zu entnehmen.

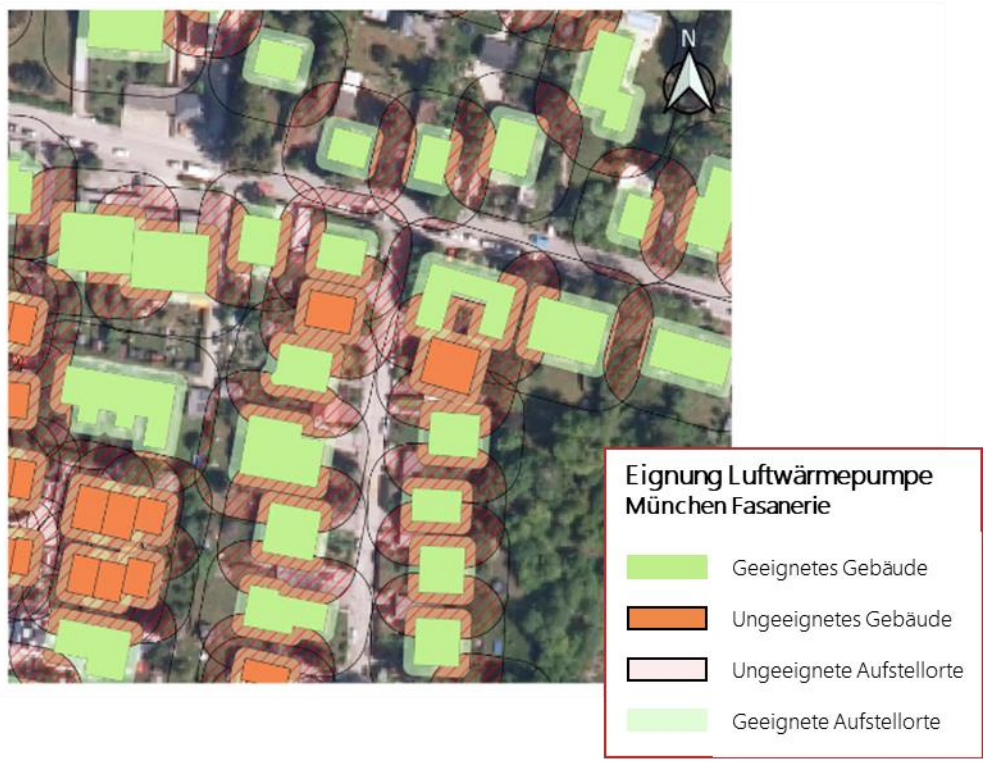

Abbildung 6-6: GIS-Analyse zu geeigneten Aufstellorten von Luft-WP aufgrund von Schallimmissionen

Werden die platzierbaren Wärmepumpen mit den aktuell lokal vorhandenen Wärmebedarfen verschnitten, ergibt sich aus den Analysen für München ein technisches Potenzial zum Einsatz der Wärmepumpen von ca. 6 TWh/Jahr, was mehr als 50 % des aktuellen Wärmebedarfs entspräche. Eine Datenanalyse der generierten Daten zeigt jedoch, dass auch hohe Zubaupotenziale für Luft-Wärmepumpen in der Innenstadt ausgegeben werden. Dies liegt daran, dass in den Analysen nur die Abstände von Gebäuden inkludiert sind, Einschränkungen durch vorhandene Gehwege oder Straßen jedoch nicht mit einbezogen wurden. Es ist davon auszugehen, dass unter Einbezug dieser Einschränkungen das Potenzial im Bereich der Innenstadt und weitergehend etwa bis zum Mittleren Ring als sehr viel kleiner zu erwarten ist als von den GIS-Analysen ausgegeben. Gemäß Experteneinschätzung seitens FfE und Öko-Institut wurde angesetzt, dass innerhalb des mittleren Ringes ca. 30 % des ausgegebenen Potenzials tatsächlich erschließbar ist, sodass dieses als langfristig praktisches Potenzial angesehen wird. Hiermit reduziert sich das Potenzial für München auf 5,2 TWh/Jahr.

Anmerkung zu weiteren möglichen Wärmequellen für Wärmepumpen

In vorherigen Analysen der SWM zu sommerlichen Stromspitzen im Altstadtbereich wurde ermittelt, dass hier etwa ein Leistungsbedarf von 150 MW Kälte konventionell über Split-Geräte erzeugt wird (50 MW Stromspitzen bei einem Energy Efficiency Ratio (Effizienz)=3). Diese konventionelle Kälteerzeugung ist technisch mit reversiblen Luftwärmepumpen gleichzusetzen, wobei die Rückkühler allerdings meistens auf dem Dach der gekühlten Gebäude stehen. Theoretisch gibt es daher im Innenstadtbereich ein Potenzial an Abwärme

von Kälteanlagen, welches in Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung genutzt werden könnte (siehe Ausführung zur Kopplung von Kühlung und Heizung in Kapitel 6.7).

6.5 Emissionsarme Gase

Neben dem lokalen Einsatz erneuerbarer Energien und der direkten Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom zur Bereitstellung von Wärme werden auch emissionsarme Gase eine Rolle bei der klimaneutralen Entwicklung im Wärmesektor spielen. Generell kommen hierfür Biogas, Klärgas sowie Wasserstoff und auf Wasserstoff basierende synthetische Energieträger in Betracht. Die Potenziale von nachhaltig erzeugtem Biogas und von Klärgas sind, gemessen am Energiebedarf des Wärmesektors in München, von untergeordneter Bedeutung und werden größtenteils bereits genutzt, daher sind die folgenden Analysen auf Wasserstoff und seine Folgeprodukte fokussiert.

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung (/BMWI-05 20/) erwartet bis 2030 einen Bedarf von wasserstoffbasierten Produkten von ca. 110 TWh, davon

- bis zu 14 TWh einheimische Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse (daraus folgt ein Bedarf an (zusätzlichem) erneuerbarem Strom von ca. 20 TWh)
- 76 - 96 TWh Importe von Wasserstoff bzw. hierauf basierender Produkte.

Die Strategie der Bundesregierung sieht weiterhin eine vorrangige Verwendung wasserstoffbasierter Produkte in den Anwendungen vor, deren Energiebedarf nicht direkt mit Strom gedeckt werden kann, insbesondere bei den Grundstoffen für die Industrie, im Luft- und Seeverkehr und im Schwerlastverkehr an Land. Ein breiter Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung ist demnach nicht vorgesehen. Verschiedene Szenarien für die Entwicklung zu einem klimaneutralen Deutschland (z. B. /AGORA-07 20/, /PROG-01 21/) sehen eine begrenzte Rolle von Wasserstoff in diesem Sektor bereits ab dem Jahr 2030, vor allem in der Spitzenlasterzeugung der Fernwärme und in einem stromgeführten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplung.

6.5.1 Technische Beschreibung

Im Wesentlichen gehören zu den synthetischen Gasen, die für den Einsatz im Wärmesektor in Frage kommen:

- Wasserstoff, erzeugt v. a. durch Elektrolyse; idealerweise aus erneuerbar erzeugtem Strom
- Auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff und nachhaltig gewonnenem CO_2 erzeugtes synthetisches Methan

Die entscheidende Technologie, von deren Entwicklung der künftige Einsatz von Wasserstoff stark abhängig sein wird, ist die Elektrolyse, in der Wasser mit Hilfe von Strom in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Deren Prozess ist zwar generell erprobt und wird schon über lange Zeiträume eingesetzt. Wesentlicher Entwicklungsbedarf besteht jedoch in einer höheren Effizienz des Prozesses, einer größeren Flexibilität bei der Stromnachfrage (um den Betrieb dem schwankenden Dargebot von erneuerbarem Strom anzupassen) und der kostengünstigen, industriellen Fertigung von Elektrolyseuren.

Im Rahmen der Transformation zu erneuerbarem Wasserstoff muss voraussichtlich zunächst „blauer" Wasserstoff eingesetzt werden, der auf der Reformierung von Erdgas in Verbindung mit der Abscheidung und Ablagerung von CO_2 basiert. Die gesellschaftliche Akzeptanz dieses

Produktionspfades ist noch unklar, er bietet jedoch aus heutiger Sicht die einzige zuverlässige Möglichkeit, langlebige Infrastrukturen, z. B. in der Stahlindustrie, relativ frühzeitig auf eine künftig vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Wasserstoffwirtschaft umzustellen. Blauer Wasserstoff erlaubt gegenüber dem Einsatz von Erdgas eine deutliche Emissionsreduktion, basiert aber auf einem fossilen Energieträger und kann daher nur eine Brücke sein bis zu dem Zeitpunkt, in dem ausreichende Mengen an grünem Wasserstoff zu akzeptablen Kosten zur Verfügung stehen.

Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischem Methan erfordert zusätzliche, mit signifikanten Kosten verbundene Prozessschritte, die auch die Verluste im Vergleich zur ursprünglich eingesetzten Menge an Strom weiter erhöhen. Daher kann nach heutigem Stand davon ausgegangen werden, dass im Bereich der gasförmigen Energieträger zur Wärmeerzeugung Wasserstoff dominierend sein wird.

Einen umfassenden Überblick über die Erzeugungstechnologien und voraussichtlichen Kosten, die erwartbare Nachfrage und die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Nutzung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern bietet /ÖKO-05 20/. Eine aktualisierte Zusammenstellung mit einem Vorschlag für ein Handlungsprogramm einer „Wasserstoffstrategie 2.0" wurde kürzlich veröffentlicht /ÖKO-03 21/.

Zeitliche Verfügbarkeit

Um grünen Wasserstoff in großen Mengen verfügbar zu machen, muss die Technologie der Elektrolyse technisch stark skaliert und es müssen große Leistungen an Elektrolyseuren realisiert werden.

Damit der Wasserstoff als emissionsfrei gelten kann, muss für den Strombedarf der Elektrolyse zudem eine entsprechende Kapazität an erneuerbarer Stromerzeugung zusätzlich zum bereits politisch fixierten Ausbauziel (definiert als Anteile am Strombedarf der klassischen Verbrauchssektoren) aufgebaut werden. Der für die Herstellung des Wasserstoffs benötigte Strom muss also vollständig aus zusätzlichen erneuerbaren Kraftwerken stammen, die ohne die Stromnachfrage der Elektrolyse nicht betrieben würden. Angesichts des stockenden Ausbaus der inländischen Stromerzeugung aus Windkraft und der begrenzt realisierbaren Potenziale inländischer erneuerbarer Stromerzeugung ist absehbar, dass ein überwiegender Teil des für ein klimaneutrales Deutschland erforderlichen Wasserstoffs importiert werden muss.[14]

Aufgrund der Entwicklungs- und Vorlaufzeiten für den Ausbau von Elektrolyse und erneuerbarer Stromerzeugung ist damit zu rechnen, dass die in Deutschland bis 2035 verfügbaren Mengen an Wasserstoff stark begrenzt sind. Sie werden voraussichtlich vorrangig in diejenigen Nachfragesektoren kanalisiert, in denen frühzeitig langfristig bedeutende Pfadentscheidungen getroffen werden müssen, wie z. B. in der Stahlerzeugung und weiteren Teilen der Industrie. Das im Juni 2021 novellierte Klimaschutzgesetz sieht nochmals verschärfte Anforderungen zur Emissionsreduktion im Stromsektor vor. Daher wird auch in diesem Stromsektor der Einsatz fossiler Energieträger zügig reduziert werden müssen. Deshalb ist es wahrscheinlich geworden, dass im Jahr 2035 erste größere Mengen an Wasserstoff auch in der Stromerzeugung und damit verbunden auch in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. In der längeren Perspektive bis 2045/2050 wird das Angebot deutlich ausgeweitet

[14] Zu den möglichen Exportländern vgl. unter anderem /ÖKO-03 21/.

werden müssen, wenn die Ziele der THG-Neutralität auf europäischer Ebene und auf Bundesebene eingehalten werden sollen.

Im Zeitraum vor 2040 ist zu erwarten, dass die verfügbaren Mengen an „grünem", aus erneuerbarem Strom hergestellten Wasserstoff, noch sehr begrenzt sind. Es ist möglich, dass in dieser Zeit überwiegend „blauer" Wasserstoff auf der Basis von Erdgas zum Einsatz kommt. Die dem Einsatz dieses Energieträgers zuzurechnenden Emissionen liegen um fast 90 % niedriger als diejenigen von Erdgas.[15]

Räumliche Verfügbarkeit

Aufgrund der räumlichen Verteilung kostengünstiger Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung ist nicht davon auszugehen, dass größere Mengen an Wasserstoff in der Region München hergestellt werden. Um die Stromnetze nicht zusätzlich zu belasten, bieten sich für die Erzeugung von grünem Wasserstoff, sofern er nicht ohnehin importiert wird, eher Regionen in Norddeutschland an. Blauer Wasserstoff könnte an Orten entlang der bestehenden Transportwege von Erdgas erzeugt werden. Aufgrund der deutlich geringeren Energiedichte im Vergleich zu Erdgas und der damit verbundenen reduzierten Kapazität vergleichbar dimensionierter Transportleitungen wird die Umwandlung vermutlich erst nach einem größeren Teil der Transportstrecke erfolgen, also in der Nähe des endverbrauchenden Landes. Ein weiterer wichtiger Standortfaktor ist die Möglichkeit zum Abtransport des abgeschiedenen CO_2 in eine Lagerstätte. Vom Ort der Erzeugung aus bis zum Endverbrauchende muss dann eine Transport-Infrastruktur für Wasserstoff geschaffen werden.

Dies bedeutet, dass in München benötigter Wasserstoff überwiegend aus anderen Regionen nach München transportiert werden muss. Als Grundlage für einen zügigen Einsatz von Wasserstoff, vor allem in der Industrie, planen die deutschen und europäischen Fernleitungsnetzbetreiber den Aufbau eines „European Hydrogen Backbone", dessen Leitungsnetz nach aktuellen, ambitionierten Planungen bis zum Jahr 2035 auch nach München reichen soll, siehe Abbildung 6-7 (/GUI-01 21/). Insofern ist die Annahme, dass Wasserstoff bis 2035 auch in München grundsätzlich verfügbar sein wird, aus heutiger Sicht zwar ambitioniert, aber nicht unrealistisch.

Auch wenn Wasserstoff grundsätzlich nach München transportiert werden kann, bedeutet dies noch nicht eine flächendeckende Verfügbarkeit im Stadtgebiet. Aufgrund der erforderlichen Priorisierung des Einsatzes dieses Energieträgers wird davon ausgegangen, dass nur die dieser Priorisierung entsprechenden Anlagen, z. B. die großen Erzeugungsanlagen für Strom und Fernwärme der SWM, an eine Wasserstoffversorgung angeschlossen werden. Dies erfordert auch auf der Ebene des Verteilnetzes eine Entflechtung und Umbauten.

Als Alternative zum „sortenreinen" Transport von Wasserstoff wird auch die anteilige Beimischung in das Leitungsnetz für fossiles Erdgas diskutiert. Dies würde allerdings den politisch gewollten zielgenauen Einsatz von Wasserstoff in bestimmten Sektoren und Anwendungen nicht ermöglichen und wird daher als keine wahrscheinliche Lösung angesehen.

[15] Wie bei allen Emissionsbetrachtungen in dieser Studie sind hierbei die in der Produktions- und Lieferkette der eingesetzten Energieträger auftretenden Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt. Im Fall von Erdgas betrifft dies insbesondere Leckagen von Methan.

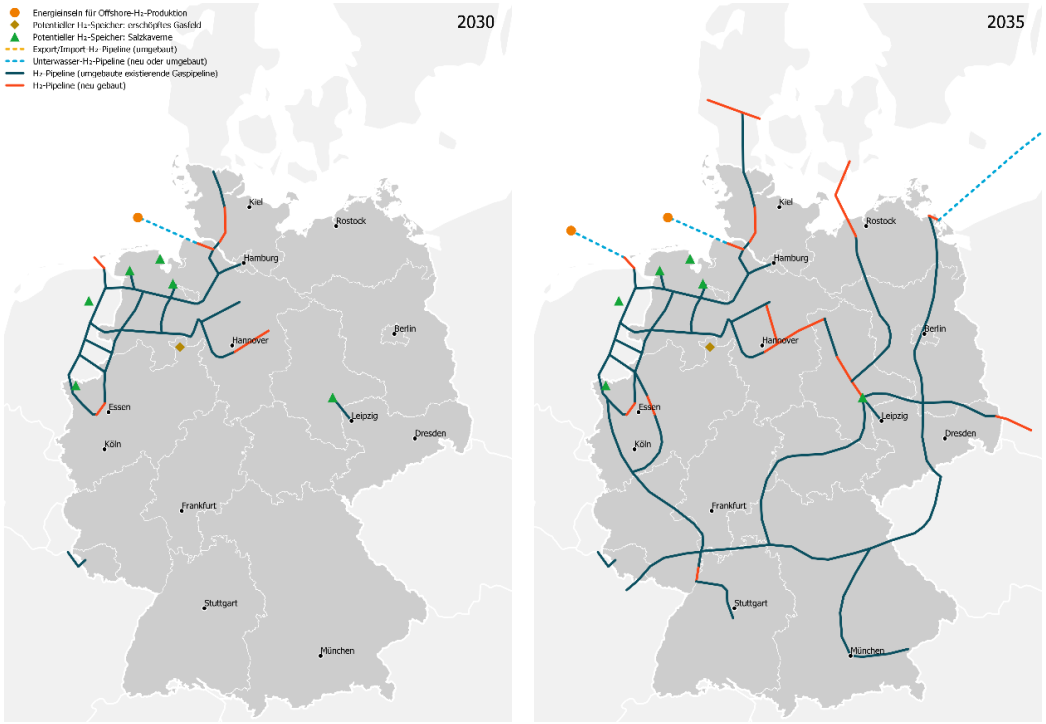

Abbildung 6-7: Geplante Struktur des „European Hydrogen Backbone" in 2030 und 2035 (/ÖKO-03 21/ basierend auf /GUI-01 21/)

Verlässlichkeit

Wasserstoff ist – sofern eine entsprechende Transportinfrastruktur existiert – gut speicherbar und kann daher flexibel genutzt werden. Für den im Inland erzeugten Wasserstoff kann von einer zuverlässigen Versorgung ausgegangen werden, sofern es gelingt, die erneuerbare Stromerzeugung entsprechend auszubauen und im Stromsystem ausreichend Flexibilität bereitzustellen, um die fluktuierende Stromerzeugung und den nur teilweise steuerbaren Stromverbrauch ausgleichen zu können.

Für den Import von Wasserstoff kann grundsätzlich das Entstehen eines funktionierenden Weltmarkts erwartet werden. Allerdings können globale Erzeuger-Oligopole und die teilweise politisch instabilen Erzeugerregionen eine sichere weltweite Versorgung erschweren. Daher kommt einer diversifizierten europäischen Beschaffungsstrategie ebenso eine hohe Bedeutung zu wie der strikten Beachtung sowohl umweltseitiger wie auch gesellschaftlicher Nachhaltigkeitskriterien bei der Erzeugung von Wasserstoff für den Export nach Deutschland bzw. Europa. Der in einer Übergangszeit voraussichtlich benötigte blaue Wasserstoff kann erwartungsgemäß innerhalb Europas auf der Basis von einheimischem oder über den Weltmarkt importiertes Erdgas hergestellt werden. Die verfügbaren Speicherkapazitäten für das abgetrennte CO_2 werden für den Bedarf in einer Übergangsphase voraussichtlich ausreichend sein (/ÖKO-03 21/).

Einschränkungen für die Umsetzung

Bei der Herstellung und Bereitstellung von auf Elektrolyse basierendem Wasserstoff kommt es zu Umwandlungsverlusten von derzeit bis zu 35 % des eingesetzten Stroms. Je nach Anwendungstechnologie kommt es beim Einsatz des Brennstoffs zu weiteren Verlusten. Perspektivisch wird die Effizienz bei der Herstellung von Wasserstoff voraussichtlich weiter

verbessert werden können. Auch langfristig ist aber mit Verlusten von 20 – 25 % zu rechnen. Daher sind hohe Mengen an zusätzlich erzeugtem, erneuerbarem Strom nötig, um den Wasserstoff tatsächlich klimaneutral zu erzeugen.

Wasserstoff wird als Energieträger aller Voraussicht nach auch langfristig deutlich teurer sein als Erdgas. Auch unter Berücksichtigung der CO_2-Bepreisung von Erdgas in großen Anlagen durch den EU-Emissionshandel wird sein Einsatz daher aller Voraussicht nach zu höheren Kosten führen.

Effekt auf das verbundene Energiesystem

Um reinen Wasserstoff einsetzen zu können, müssen sowohl die Gasnetze wie auch die Einsatztechnologien entsprechend gerüstet sein. Bei den Netzen müssen u. a. Dichtungen und Messeinrichtungen ausgetauscht werden. Wichtige Faktoren sind zudem die geringere Energiedichte von Wasserstoff und die daraus resultierende Reduktion der Kapazität einer Gaspipeline um etwa zwei Drittel bei Transport von Wasserstoff gegenüber dem Transport von Erdgas.

Damit die SWM-Heizkraftwerke und Heizwerke Wasserstoff einsetzen können, müssen sie ebenfalls entsprechend ausgestattet werden. Neuanlagen sollten ab sofort möglichst „H2-ready" geplant und ausgeführt bzw. mit einer konkreten Planung für eine Umrüstung bis zum Jahr 2035 versehen werden. Bestehende Anlagen müssen umgerüstet werden, z. B. durch Tausch der Brenner und bei den KWK-Anlagen weiterer relevanter Anlagenteile.

Ist dies erfüllt, kann Wasserstoff v. a. zur Abdeckung von Spitzenlast in der Fernwärme und zur Stabilisierung des Stromsystems flexibel eingesetzt werden.

6.5.2 Kenndaten

Hier sind insbesondere die zu erwartenden Kosten von Wasserstoff relevant. In der Literatur finden sich große Bandbreiten an Kostenschätzungen für die Gestehungskosten. Dies ist bei einer weitgehend neu einzuführenden Technologie und den langen zu betrachtenden Zeiträumen nicht ungewöhnlich. Für die hier entwickelten Szenarien wurden die Analysen aus /ÖKO-05 20/ verwendet. Hieraus wurden die folgenden Annahmen abgeleitet.

Tabelle 6-11: Angesetzte Großhandelspreise für Wasserstoff (in EUR_{2019} je MWh (Hu))

Jahr	2035	2050
Grüner Wasserstoff (aus erneuerbarem Strom)	69	50
Blauer Wasserstoff (aus Erdgas + CCS)	63	65

Die unterstellte Entwicklung für blauen Wasserstoff ist abhängig von der in den Szenarien gewählten Projektion des Großhandelspreises für Erdgas. Eine detaillierte Zeitreihe der angesetzten Kostenentwicklung ist in Kapitel 10.2 dargestellt. Im Vergleich mit Tabelle 10-6 ist zu erkennen, dass Wasserstoff im Jahr 2035 etwa 2,5-mal und auf längere Sicht immer noch etwa doppelt so teuer sein wird wie Erdgas.

6.5.3 SWOT

Tabelle 6-12: SWOT-Analyse der emissionsarmen Gase (Fokus Wasserstoff und EE-Methan)

STÄRKEN	• Erneuerbare, gasförmige Ressource • Wahrscheinlich über Weltmarkt verfügbar, zumindest H_2 auch in Deutschland herstellbar • Relativ gut speicherbar in Kavernen und Gasnetzen • Hohes Temperaturniveau bei Verbrennung erreichbar • Vielseitige Einsatzmöglichkeiten in kleinen und großen Anlagen
MÖGLICH-KEITEN	• Zentral in Heizkraftwerken und Heizwerken einsetzbar • In Heizkraftwerken systemdienliche Stromerzeugung als Ergänzung zur erneuerbaren Stromerzeugung möglich • Dezentraler Einsatz (nach ggf. Umbauten) grundsätzlich möglich, jedoch nicht der politisch gesetzten Priorisierung des H_2-Einsatzes entsprechend - Ausnahmen könnten z. B. gelten in schwer sanierbaren Gebäuden und bei fehlendem lokalen EE-Potenzial
SCHWÄCHEN	Wasserstoff: • Hohe Kosten, hoher Einsatz von EE-Strom bei der Herstellung erforderlich • Zum Transport Umwidmung Gasnetz (und ggf. Umrüstung) oder Beimischung nötig - Bei Beimischung kein gezielter Einsatz in priorisierten Anwendungen möglich EE-Methan • Kosten und EE-Einsatz noch höher, zudem Bedarf an CO_2 zur Herstellung • Kosten und Verfügbarkeit 2030/35 noch unklar
GEFAHREN	• H_2-Strategie sieht gezielten Einsatz dort vor, wo keine Alternativen vorhanden sind – daher Verfügbarkeit für Niedertemperaturwärme vsl. begrenzt. • In Transformationsphase muss vsl. „blauer Wasserstoff" eingesetzt werden, der nicht nachhaltig ist - Akzeptanz für Abscheidung und Lagerung von CO_2 hierbei unklar • Auf Weltmarkt droht Erzeuger-Oligopol • Wärme- und Stromerzeugung mit EE-Gasen kann sehr teuer werden (entsprechend einem CO_2-Preis von mehr als 200 EUR/t)

6.5.4 Ermittlung der Potenziale

Da Wasserstoff gemäß der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung primär in denjenigen Anwendungen eingesetzt werden soll, in denen es keine praktisch verfügbare Alternative für die Dekarbonisierung gibt, ist für die Szenarien im Rahmen dieser Studie nur die Anwendung als Brennstoff für die großen KWK-Anlagen der SWM und die großen Heizwerke der Fernwärmeversorgung vorgesehen. Der Bedarf an Wasserstoff wird im Rahmen dieser Szenarien ermittelt. Aufgrund der erwarteten Knappheit von klimaneutralem Wasserstoff und der Konkurrenz um seine Nutzung sind Strategien zu bevorzugen, die im Bereich der Niedertemperaturwärme mit möglichst geringen Mengen an Wasserstoff auskommen.

6.6 Solarthermie

6.6.1 Technische Beschreibung

Die Einbindung der solaren Wärme über Solarthermie erfolgt meist über verglaste Flachkollektoren oder Vakuumröhrenkollektoren. Das erreichbare Temperaturniveau beträgt je Technologie /ADELPHI-01 17/, /AGFW-02 13/:

- ca. 20 – 80 °C bei Flachkollektoren
- bis zu 120 °C bei Vakuumröhrenkollektoren

Eine geringe Zieltemperatur (Vorlauftemperatur im Heizsystem) ist für die effiziente Nutzung solarer Wärme zielführend, eine niedrige Rücklauftemperatur führt zu einer höheren Aufheizspanne und erhöht damit den Ertrag. Bei Flachkollektoren sollten Vorlauftemperaturen von maximal 70 - 80 °C und Rücklauftemperaturen von maximal 60 °C vorliegen. Bei Vakuumröhrenkollektoren sind wiederum Vorlauftemperaturen bis 100 °C und Rücklauftemperaturen bis 80 °C möglich. /AGFW-02 13/

Einschränkungen für die Umsetzung in München

Die Verfügbarkeit liegt schwerpunktmäßig mittags in den Sommermonaten, ist fluktuierend und nur geringfügig regelbar. Somit steht ihre Verfügbarkeit im Gegensatz zum Profil des Wärmebedarfs. Im Winterbetrieb sind die Anlagen aufgrund der Rahmenbedingungen höchster Vorlauftemperaturen bei sinkendem Potenzial für die Wärmeerzeugung für den direkten Einsatz sehr eingeschränkt nutzbar /AGFW-02 13/. Daher ist in der Regel die Kombination mit einem weiteren Wärmeerzeuger notwendig /ADELPHI-01 17/, /FFE-146 17/. Häufig werden Solarthermie-Anlagen primär unterstützend eingesetzt, während ein anderer Wärmeerzeuger den Hauptteil des Bedarfes abdeckt.

Um die Ausnutzung der Solarthermie, vor allem die Nutzung im Winter, zu erhöhen, sind somit saisonale Speicher nötig. Dies wurde in München bereits am Ackermannbogen umgesetzt. Ein geeigneter weiträumiger Standort zur Aufstellung großer Freiflächenanlagen und evtl. saisonaler Speicher ist erforderlich, was zu Akzeptanzproblemen führen kann /ADELPHI-01 17/, /AGFW-02 13/ und im Ballungsgebiet des Münchener Raumes in Konkurrenz zum Wohnungsbau oder anderen Flächennutzungen stünde. Hier wären Aquiferspeicher zu präferieren, wobei die Machbarkeit und Einsatzbarkeit dieser in München aktuell noch untersucht wird. Ausnahmen für die eigenständige dezentrale Versorgung bilden „Solarhäuser" mit großen internen Wärmespeichern. Aufgrund der hohen Grundstückpreise in München und dem einhergehenden hohen Wert der Wohnflächen ist jedoch nicht mit einem weitflächigen Einsatz dieser Solarhäuser in München zu rechnen.

In der Fernwärme steht die Solarthermie in Konkurrenz zu ganzjährig verfügbaren Grundlast-Technologien. In München sind dies die Müllverbrennung, welche zum Zweck der Entsorgung betrieben werden muss und künftig in weiter zunehmendem Maße die Geothermie, welche aus ökonomischen Gründen mit möglichst hohen Betriebsstunden gefahren werden sollte. Somit ist ein Einsatz der Solarthermie in der zentralen, aus Geothermie gespeisten Fernwärme nicht sinnvoll. Auch in einer klimaneutralen dezentralen Wärmeversorgung müssen Solarthermieanlagen mit weiteren Wärmeerzeugern, primär Wärmepumpen, gekoppelt werden. Da gerade Luft-Wärmepumpen im Sommer effizienter betrieben werden können als im Winter, ist eine sinnvolle Kopplung von Solarthermie und Wärmepumpen fraglich. Dies

wird verstärkt durch die Flächenkonkurrenz zwischen Solarthermie und Photovoltaik, wobei zweitere den Strom für die Wärmepumpen liefern könnte.

Auf Grund der hohen Anzahl an Mehrfamilienhäusern in München und einem somit recht geringen Verhältnis von Dachfläche zu Wärmebedarfen ist nicht damit zu rechnen, dass die Solarthermie hier als primärer Wärmeerzeuger eingesetzt werden kann. Insgesamt lässt sich somit festhalten, dass die Solarthermie in individuellen Gebäuden oder als Unterstützung in Inselnetzen eine Rolle für die Erreichung der klimaneutralen Wärmversorgung spielen kann, jedoch quantitativ von untergeordneter Bedeutung im Gesamtkonzept für München sein dürfte.

6.6.2 Ermittlung der Potenziale

Im ENP für München wurden die städtischen Potenziale für den Einsatz der Solarthermie ermittelt (detaillierte Beschreibung siehe: /ENI-01 20/). Die vorliegenden Daten für dieses Projekt beinhalten dabei Szenarien einer Verschneidung der Bestandsgebäude mit Sanierungsdaten und Zubauraten der Solarthermie für die Stadt. Als geeignet wurden hierbei Gebäude eingestuft, welche einen solarthermischen Deckungsgrad (von der Solarthermie gedeckter Anteil an der Wärmebereitstellung) von mindestens 0,5 bei Einfamilienhäusern, bzw. 0,3 bei Mehrfamilienhäusern aufweisen. Das auf diese Weise bestimmte präferierte Potenzial der Wärmeerzeugung aus Solarthermie für München beläuft sich gemäß ENP auf 344 GWh (< 3 % des aktuellen Wärmebedarfs). Weitere Analysen und Kenndaten können /ENI-01 20/ entnommen werden.

6.7 Abwärme und weitere Wärmequellen

Insbesondere in städtischen Gebieten liegen vielfältige Formen von Abwärme vor, im Folgenden beschrieben werden die Quellen:

- industrielle Abwärme,
- Abwärme aus Kühlaggregaten, insbesondere Rechenzentren,
- Abwärme aus Klärschlammaufbereitungsanlagen,
- Abwärme aus Abwasserkanälen und
- Tunnelthermie.

Als weitere relevante Wärmequellen sind die Abwärme der Müllverwertungsanlagen und die Abwärme aus dem Münchener Fernkältenetz zu nennen, diese werden jedoch nicht genauer beschrieben.

6.7.1 Industrielle und gewerbliche Abwärme

Technische Beschreibung

In vielen Industriebranchen und auch zum Teil im Gewerbe (z. B. in Großbäckereien) wird Prozesswärme auf hohen Temperaturen benötigt, wodurch Abwärme anfällt. Diese wird häufig über freie Kühlung an die Luft oder an das Grundwasser abgegeben bzw. aktiv über entsprechende Kühlaggregate ausgekühlt. Sind im Unternehmen sowohl Kühl- als auch Wärmebedarfe vorhanden, so werden diese, sofern wirtschaftlich umsetzbar, zunächst im Betrieb selbst miteinander verschnitten. Damit dies geschehen kann, muss jedoch zunächst eine strukturierte Aufbereitung aller vorliegenden Abwärmequellen erfolgen, was in vielen Unternehmen bisher nicht der Fall ist. Gerade im produzierenden Gewerbe liegen jedoch häufig Abwärmeüberschüsse vor, welche nicht im Betrieb genutzt werden können. Diese

könnten je nach Temperaturniveau direkt über einen Wärmetauscher an ein Fernwärmenetz abgegeben werden oder mittels Wärmepumpen im Temperaturniveau erhöht und dann eingebunden werden.

Zeitliche Verfügbarkeit

Der Ablauf von industriellen Prozessen und somit das Auftreten von einhergehenden Abwärmepotenzialen ist höchst individuell. So gibt es Prozesse, welche, abgesehen von Wartungsintervallen, kontinuierlich laufen und hierbei immer ein gleichbleibendes Temperaturniveau sowie eine Leistung an Abwärme erzeugen. Bei den meisten Prozessen schwankt jedoch die erzeugte Abwärmeleistung und vor allem das Temperaturniveau.

Räumliche Verfügbarkeit

Das Aufkommen von industrieller Abwärme ist ausschließlich dort der Fall, wo Gewerbe ansässig ist. Ob diese Abwärme erzeugen, hängt von den im Betrieb genutzten Prozessen ab. Häufig sitzen Unternehmen mit höher temperierten Abwärmemengen außerhalb der Stadt.

Verlässlichkeit

Wenn die Prozessabläufe eines Unternehmens bekannt sind, kann der Anfall an Abwärme relativ gut prognostiziert werden. In der Praxis besteht hier häufig die Herausforderung, dass Änderungen im Prozessablauf von den Industrieunternehmen nicht an die Abnehmer der Abwärme kommuniziert werden, wodurch die Verlässlichkeit sehr stark sinkt. Prinzipiell ist die Verlässlichkeit auch durch die Möglichkeit des spontanen Auftretens von Problemen der Abwärme generierenden Maschine eingeschränkt, allerdings ist dies bei dem Großteil der Maschinen als unwahrscheinlich anzusehen. Auf Grund der Möglichkeit müssen die Abwärmequellen jedoch immer mit einer weiteren vorzuhaltenden Wärmequelle besichert werden.

Einschränkungen für Umsetzung

Die grundlegende Herausforderung für die Nutzung industrieller Abwärme ist die fehlende nachvollziehbare Datengrundlage für das Ausmaß verfügbarer Abwärme. Weiterhin sind in entsprechenden Abwärme-Erschließungsprojekten viele Akteure beteiligt. Seitens der Industrieunternehmen hat die Produktion Vorrang. Daher darf hier durch die Abwärmenutzung kein Risiko entstehen und ein ggf. auftretender zusätzlicher Aufwand muss sich lohnen.

Da die Wärmeübergabestelle meist auf dem Gelände des Abwärmeproduzenten aufgestellt wird, muss eine gemeinsame Lösung zur Bereitstellung dieser Fläche gefunden werden. Hier ist die Ausgestaltung von Verträgen mit Abwärmeproduzenten meist sehr individuell, weswegen die Erschließung administrativ einen recht hohen Aufwand darstellen kann.

Als wirtschaftliche Herausforderung stellt sich meist die Absicherung der Wärmeversorgung aus den Abwärmequellen dar. Diese Anlagen sind technisch erforderlich, werden jedoch in vielen Fällen wenig genutzt. Weiterhin müssen die getätigten Investitionen in Wärmetauscher etc. über einen finanziellen Mehrwert gedeckt werden, welcher sich meist erst nach mehreren Jahren einstellt. Dem gegenüber steht die Unsicherheit, ob die Abwärmequellen langfristig verfügbar sind.

Tabelle 6-13: Kenndaten industrielle Abwärme

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich/-dichte/-gradient	Abh. von: Volumenstrom und Zusammensetzung des Abgases/Fluids, Temperaturen vor und nach dem Wärmeübertrager
Erreichbare Zieltemperatur Gemäß Abwärme-Nomenklatur	Niedertemperatur-Abwärme: < 150 °C Mitteltemperatur-Abwärme: 150 °C-500 °C Hochtemperatur-Abwärme: > 500 °C
Lebensdauer	Übergabestation 30 Jahre (außer bei korrosiven Medien) – bei Wärmequelle selbst abhängig von Verfügbarkeit der Quelle
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Positive Auswirkung: Vermeidung der Aufheizung der Umwelt (bspw. Gewässer)
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Rückwärmezahl (Aus Abwärme zurückgewinnbare Wärmemenge)	Abh. vom Wärmetauscher, bis zu 90 %

Potenzialbestimmung für München

Bisher liegen für München keine Kenndaten für verfügbare industrielle Abwärmemengen und deren Temperaturniveau vor. In einer ersten Voranalyse im ENP wurden in München 97 Baublöcke mit 254 potenziellen Abwärmequellen (alle Abwärmequellen, wahrscheinlich geringer Anteil hochtemperierte industrielle Abwärme) identifiziert. Diese müssten jedoch in weiteren Schritten tiefergehend analysiert werden.

6.7.2 Abwärme aus Kühlaggregaten, insbesondere Rechenzentren

Technische Beschreibung

Aus der Bereitstellung von Klimakälte und der Prozesskühlung kann Abwärme gewonnen und mit Hilfe einer Wärmepumpe auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. Speziell Rechenzentren (ggf. auch Kühlhäuser vor größeren Supermärkten) stellen auf Grund des recht kontinuierlichen Kühlbedarfs eine interessante Abwärmequelle dar. Hierbei werden Rechenzentren entweder luft- oder wassergekühlt, was einen Effekt auf das Temperaturniveau des Abwärmestroms hat und entsprechend auf dessen Nutzbarkeit (siehe Tabelle 6-14).

Zeitliche Verfügbarkeit & Verlässlichkeit

Bei Rechenzentren ist Abwärme kontinuierlich verfügbar, wobei im Sommer stärker gekühlt werden muss und somit die Abwärmeleistung entsprechend leicht steigt. Im Winter weisen Rechenzentren weiterhin einen recht hohen Kühlbedarf auf, geben ihre Abwärme aber meist über freie Kühlung an die Umgebung ab, statt diese aktiv zu kühlen. Bei Kühlanlagen, welche ausschließlich für die Bereitstellung von Klimakälte eingesetzt werden, bestehen nur im Sommer Potenziale zur Nutzung.

Räumliche Verfügbarkeit

Abwärme aus Kühlaggregaten ist primär dort zu finden, wo Gewerbe/Rechenzentren vorhanden sind.

Einschränkungen für Umsetzung

Häufig sind den Betreibern von Kühlanlagen die Kosten für die Kältebereitstellung nicht genauer bekannt, weil die Anlagen nicht individuell gemessen werden und somit der Verbrauch nicht transparent nachvollzogen werden kann. Daher werden keine Alternativen für die effizientere Kühlung bzw. Verwertung der Abwärme genutzt. Zudem handelt es sich häufig um kleine Rechenzentren einzelner Unternehmen, deren Anschluss aufgrund geringer Leistungen selten wirtschaftlich dargestellt werden kann. Für die Einbindung der Abwärme größerer Rechenzentren liegen jedoch schon weltweit Referenzprojekte vor.

Effekt auf das verbundene Energiesystem

Bei Ersatz von Kühlaggregaten zur Nutzung der Abwärme ist ein positiver Beitrag zur Entlastung der Stromnetze möglich. Häufig erzeugen Kälteanlagen in der Industrie im Sommer Strom-Spitzenlasten am Nachmittag. Industriekunden bezahlen ihre Stromkosten immer nach bezogener Maximalleistung (Leistungspreis) und genutzter Strommenge (Arbeitspreis). Hohe Lastspitzen durch Kühlaggregate im Sommer können die im Jahr maximal bezogene Leistung massiv steigern, sodass der zu zahlende Leistungspreis gesteigert wird.

Tabelle 6-14: Kenndaten Abwärme (Kühlaggregate, insb. RZ)

	Typische Werte/ Ausprägungen 2020
Leistungsbereich/-dichte/-gradient	Wärmelast von 1,5 kW/m² /VOGIT-01 12/
Erreichbare Zieltemperatur	18-30° C bei Luftkühlung Bis zu 60 °C bei Flüssigkeitskühlung /BIFR-01 19/
Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade	
Lebensdauer	Übergabestation 30 Jahre (außer bei korrosiven Medien) – bei WQ selbst abhängig von Verfügbarkeit der Quelle
Technological Readiness Level	9
Umweltauswirkungen	Positive Auswirkung: Vermeidung der Aufheizung der Umwelt
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Rückwärmezahl (Aus Abwärme zurückgewinnbare Wärmemenge)	Abh. vom Wärmetauscher, bis zu 90 %

Potenzialbestimmung für München

Bisher liegen für München keine Kenndaten für verfügbare Abwärmemengen aus Kühlaggregaten und Rechenzentren vor.

6.7.3 Abwärme aus der Klärschlammverbrennung

Technische Beschreibung

Bei der Abwasserreinigung fällt kontinuierlich Klärschlamm an, aus dem durch Faulung Faulgas gewonnen wird, welches vor Ort energetisch verwertet wird. Der Klärschlamm wird anschließend entweder direkt der eigenen thermischen Klärschlammverwertung zugeführt oder in der Müllverbrennungsanlage thermisch verwertet.

Da vor kurzem jedoch die Klärschlammverordnung dahingehend verändert wurde, dass künftig höhere Anteile an Phosphor aus dem Klärschlamm zurückgewonnen werden müssen, sind die bestehenden Anlagen bald zu ersetzen oder anzupassen. Vor allem wird hierdurch die gemeinsame Verbrennung mit Abfall stark eingeschränkt.

Zeitliche und Räumliche Verfügbarkeit/Verlässlichkeit

Klärschlamm bzw. Klärgas fallen bei den entsprechenden Schritten der Abwasserreinigung bzw. Schlammbehandlung kontinuierlich über das Jahr hinweg an.

Einschränkungen für die Umsetzung

Die thermische Verwertung des Klärschlamms findet häufig in KWK-Anlagen statt, welche wiederum Wärme und Strom für die Prozesse der Abwasserreinigung und Schlammbehandlung bereitstellen. Die Deckung des hohen Eigenbedarfs der Kläranlagen steht hierbei im Vordergrund.

Einschätzung der Nutzbarkeit in München

Abwärme aus der Klärschlammverbrennung kann auf Grund der hohen Temperaturen ein kleiner Baustein für die klimaneutrale Wärmeversorgung in München sein. Dies ist allerdings abhängig von der Entwicklung des künftigen Eigenbedarfs der Anlagen (insb. vor dem Hintergrund künftiger gesetzlicher Entwicklungen).

Potenzialbestimmung für München

Aktuell werden etwa 30 % des Klärschlamms im HKW Nordzusammen mit Restmüll thermisch verwertet. Aufgrund der Pflicht zur Phosphorrückgewinnung ist zukünftig eine Mitverbrennung von Klärschlamm im HKW Nord nicht mehr möglich. In Anbetracht künftig zu erwartender gesetzlicher Entwicklungen in den Bereichen Abwasserreinigung und Nährstoffrückgewinnung steigt auch der Energiebedarf der Münchner Stadtentwässerung an. Im Falle von Überschüssen ist es theoretisch denkbar, die über die Eigenversorgung hinausgehenden Wärmeanteile in Wärmenetze einzuspeisen oder für Systemdienstleistungen zu nutzen.

Mögliche Potenziale können derzeit noch nicht beziffert werden.

6.7.4 Abwärme aus Abwasserkanälen

Technische Beschreibung

Mittels Wärmetauscher wird dem städtischen Abwasserstrom (Temperatur ca. 10 – 12 °C) Wärme entzogen und als Wärmequelle für eine Wärmepumpe genutzt, welche dann Wärme zur Heizung etc. bereitstellen kann. Besonders relevant ist die Auswahl der geeigneten Wärmetauscher, damit diese den Anforderungen des Einsatzes im Abwasser standhalten.

Zeitliche und Räumliche Verfügbarkeit/Verlässlichkeit

In Abwasserkanälen steht kontinuierlich Abwärme aus Abwasser zur Verfügung. Eine konstante Abwassertemperatur im Kanalnetz ist aufgrund des großen Anteils der Mischkanalisation in München nicht zuverlässig gegeben und stark jahreszeitenabhängig. Allerdings gelten besondere Anforderungen an die Kanäle, welche im nächsten Unterabschnitt beschrieben werden.

Anforderungen und Einschränkungen für die Umsetzung

Es bestehen schwankende und vertraglich nicht garantierbare Rahmenbedingungen im Kanal, wie z. B. Temperatur und Durchfluss (z. B. wegen Maßnahmen am Kanal, Änderung der Betriebsweise oder witterungsbedingten Störungen). Dabei sind die Wärmetauscher in der Abwasserleitung stark verschmutztem Abwasser ausgesetzt, sodass sie regelmäßig gereinigt werden müssen und ggf. beschädigt werden (Kanalbetreiber übernehmen hier keine Haftung).

Während des Einbaus des Wärmetauschers bzw. des Bypasses muss der Kanalabschnitt "abwasserfrei" gemacht werden können, da ansonsten kein Einbau möglich ist. Daher sollte der Einbau eines Wärmetauschers vorzugsweise erfolgen, wenn ein Kanal saniert oder neu gebaut wird. Weiterhin muss beachtet werden, dass eine Zugänglichkeit des Wärmetauschers kontinuierlich gewährleistet ist, dieser Kanal über eine größere Strecke eine gerade Führung aufweist und das Abflussvermögen durch die Einbauten des Wärmetauschers nicht beeinträchtigt wird. Bei diesen Überlegungen müssen auch zukünftige Entwicklungen im Kanal beachtet werden.

Potenzialbestimmung für München

Aktuell werden durch die Münchener Stadtentwässerung bereits individuelle Projekte auf die Umsetzbarkeit geprüft. Umgesetzt wurde in München ein Projekt in der Bergsonstraße. In Frage kommen hier am ehesten Kanalneubau- und -sanierungsprojekte. Die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte ist jedoch i. d. R. schwer darstellbar. Es liegt noch keine Bestimmung des Gesamtpotenzials der Abwasserkanäle oder des gereinigten Wassers am Kläranlagenausgang vor.

Einschätzung der Nutzbarkeit in München

Auf Grund der Komplexität der Umsetzung und den gegenüber weiteren grundlastfähigen klimaneutralen Wärmequellen (u. a. Geothermie, Grundwasser) als hoch zu erwartenden Kosten wird diese Wärmequelle wahrscheinlich kein quantitativ bedeutsamer Baustein für die klimaneutrale Wärmeerzeugung in München sein.

6.7.5 Tunnelthermie

Technische Beschreibung

Bei der Tunnelthermie erfolgt eine Nutzung der Außenwände von Tunneln zur Gewinnung von Abwärme aus entlangströmendem Grundwasser, dabei ist die Ausführung der Rohrkonstruktion auf verschiedene Arten denkbar (siehe /BUH-01 19/).

Einschränkungen für die Umsetzung

Eine Nachrüstung bestehender U-Bahn Tunnelsysteme ist ausschließlich im Rahmen einer notwendigen Komplettrenovierung des Systems als sinnvoll zu erachten.

Potenzialbestimmung für München

Aktuell führen die SWM zusammen mit der Ingenieurgemeinschaft PSP/Fichtner Bauconsult eine Machbarkeitsstudie zur Umsetzung der Tunnelthermie im anstehenden Neubau der U9 durch. Hierfür werden aktuell Messdaten aus bestehenden Tunneln in München ausgewertet und mit Ergebnissen anderer Studien (z. B.: Wien, Stuttgart) verglichen.

6.7.6 SWOT

Tabelle 6-15: SWOT-Analyse der Abwärme aus Industrie und Rechenzentren

STÄRKEN	• Nutzung von ohnehin anfallender Wärme • Reduzierung des Wärmeeintrags in die Umwelt • Reduzierung des Stromverbrauchs zur eventuellen aktiven Kühlung
MÖGLICHKEITEN	• Erhöhung der Ausnutzung des Energieträgers aus dem zugrunde liegenden Prozess • Reduktion von Stromverbrauchsspitzen bei Abwärme-produzenten, wenn aktive Kühlung vermieden werden kann • Rechenzentren: Ggf. wertschätzen Betreiber von Rechenzentren künftig die Stärken der Flüssigkühlung stärker (z. B. weil mit Flüssigkühlung höhere Wärmelasten effizient abtransportiert werden können) – Würde diese der Luftkühlung vorgezogen könnte die Abwärme höhere Temperaturniveaus erreichten
SCHWÄCHEN	• Verfügbarkeit (Temperaturniveau und Leistung) ist abhängig von Kontinuität des zugrunde liegenden Prozesses - korreliert häufig nicht mit Wärmebedarf • Keine gute Datenlage und schwierige Ermittlung der Verfügbarkeit hinsichtlich Temperaturniveau, Wärmemengen und zeitlicher Konstanz • Nur bei hohen Abwärmeleistungen oder Reproduzierbarkeit der technischen Lösung wirtschaftlich • Rechenzentren: viele Betreiber von Rechenzentren ziehen aktuell Luftkühlung einer Flüssigkühlung vor, sodass geringe Ausgangs-temperaturen erreicht werden • Bei Einsatz Nacherwärmung durch Wärmepumpe Strombedarfs-steigerung beim Abwärmenutzenden
GEFAHREN	• Auf recht hohen Aufwand für Konzepterstellung (technisch und rechtlich) folgt ggf. keine Umsetzung • Bei Veränderungen am Standort (z. B. Schließung des Standortes, Änderung des Prozessablaufes) entfällt Wärmequelle – Somit ist Sicherheit der dauerhaften Verfügbarkeit nicht gegeben • Konkurrenz zu internen Wärmebedarfen – Bei veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ggf. Präferenz der internen statt der externen Nutzung

6.8 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Hier erfolgt eine generelle Beschreibung der Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und ihrer Einsatzmöglichkeiten. Die konkrete Situation in München ist in Kapitel 8.1 dargestellt. Der Fokus liegt hier auf den größeren Anlagen für die Fernwärmeerzeugung. Kleinere Anlagen werden kursorisch mit behandelt.

6.8.1 Technische Beschreibung

Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in einem Kraftwerk kann die eingesetzte Energie mit besonders hohem Wirkungsgrad ausgenutzt werden. Moderne, gasgefeuerte KWK-Anlagen können einen Brennstoffausnutzungsgrad von über 85 % erreichen. Dies gilt für sogenannte Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD), die aus einer oder mehreren Gasturbinen bestehen, mit deren Abgasstrom ein nachgeschalteter Dampfkreislauf betrieben wird. Bei diesen modernen Anlagen liegt das Verhältnis von erzeugtem Strom zur erzeugten Wärme im reinen KWK-Betrieb (die Stromkennzahl) bei über 1, so dass aus dem eingesetzten Brennstoff viel exergetisch wertvoller Strom gewonnen wird. Als etwas einfachere Technologie können Gasturbinen ohne Dampfkreislauf eingesetzt werden, die einen niedrigeren Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung aufweisen, dafür aber geringere Investitionen erfordern.

Je nach Bauart und verfügbarer Wärmesenke können KWK-Anlagen, insbesondere solche mit Dampfturbinenteil, den Anteil des erzeugten Stroms zu Lasten der Wärmeerzeugung erhöhen und im Extremfall auch als Kondensationskraftwerk betrieben werden, also ohne Auskopplung von Fernwärme. Hierdurch kann Strom auch dann erzeugt werden, wenn kein Wärmebedarf besteht. In dieser Betriebsweise reduziert sich der Brennstoffausnutzungsgrad deutlich.

Je höher die spezifischen Investitionskosten einer Anlage (bezogen auf die Leistung) im Vergleich zu den Brennstoffkosten sind, desto höher muss die jährliche Auslastung der Anlage sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Gasgefeuerte Anlagen haben niedrigere spezifische Investitionen als mit Kohle betriebene Heizkraftwerke, daher können sie eher in der Mittel- und Spitzenlast betrieben werden. Biomasse-Heizkraftwerke weisen aufgrund des festen Brennstoffs und der (im Vergleich zu Kohle) geringeren Anlagengröße hohe spezifische Investitionen auf.

Kleinere und kleine KWK-Anlagen werden in Objekten mit größerem Wärmebedarf oder in Nahwärmenetzen betrieben. Meist wird Erdgas als Energieträger eingesetzt. Eine Umstellung auf Wasserstoff ist bei diesen Anlagen im Regelfall nicht möglich, sofern nicht größere Teile des Gasverteilnetzes auf Wasserstoff umgestellt werden (siehe dazu Kapitel 6.5). Im Zuge der Umstellung des Systems der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien verliert die erdgasbasierte KWK sukzessive ihren Umweltvorteil. Auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung sollte die dezentrale KWK daher ebenso wie der Einsatz von gasbetriebenen Heizkesseln etwa ab dem Jahr 2030 stark reduziert werden.

Zeitliche Verfügbarkeit

Große gasbetriebene KWK-Anlagen sind grundsätzlich technisch hoch verfügbar. Zwar müssen regelmäßig Revisionen durchgeführt werden, diese können aber meist gut geplant und in die Monate mit geringer Wärmenachfrage gelegt werden. Im Betrieb sind die Anlagen zudem sehr flexibel einsetzbar.

Aus der Transformation des Stromsystems mit stark ansteigendem Anteil erneuerbarer Energien ergibt sich jedoch eine zunehmende Restriktion für KWK-Anlagen, zumindest, solange sie mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Um zu vermeiden, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Zeiten mittlerer und niedriger Nachfrage abgeregelt werden muss, sollten KWK-Anlagen nur dann betrieben werden, wenn sie zuverlässig keine erneuerbaren Energien verdrängen. In einem idealen Strommarkt sollte ein solcher Einsatz ohnehin durch das Preissignal angereizt werden. Allerdings verzerrt sich diese Wirkung bei KWK-Anlagen ggf. durch die Kosten der alternativen Wärmebereitstellung und – zumindest bei älteren KWK-Anlagen – durch die Vergütung der „vermiedenen Netznutzungsentgelte", die den KWK-Anlagenbetreibern von den Verteilnetzbetreibern ausgezahlt werden. Hierdurch werden Anreize für den Betrieb der Anlagen gesetzt, die eine vom Strompreissignal abweichende Fahrweise bewirken können.

Räumliche Verfügbarkeit

In München werden große KWK-Anlagen derzeit an den Standorten Nord (in Unterföhring am Münchner Stadtrand) und Süd (in Sendling) sowie in Freimann betrieben. Aufgrund der dort bestehenden Infrastruktur bietet es sich an, auch im Fall von Reinvestitionen diese Standorte zu nutzen (so wie derzeit mit dem Projekt eines neuen GuD-Kraftwerks als Ersatz für den Kohleblock 2 am Standort Nord geplant). Alternativ müssten andere geeignete Standorte in räumlicher Nähe zur Stadt gefunden und dort die infrastrukturellen Voraussetzungen neu geschaffen werden, was hohe Kosten verursachen kann. Zudem wären Genehmigungen an neuen Standorten wohl schwieriger zu erhalten, auch weil die gesellschaftliche Akzeptanz für diese Standorte voraussichtlich noch geringer sein wird als für Reinvestitionen an bestehenden Standorten.

Verlässlichkeit

Große, gasgefeuerte KWK-Anlagen können sehr verlässlich eingesetzt werden. Im Fernwärmenetz gilt jedoch grundsätzlich das n-1-Prinzip, das eine Absicherung durch andere Erzeuger, z. B. Heizwerke erfordert.

Einschränkungen für die Umsetzung

Investitionen in neue zentrale KWK-Anlagen und Reinvestitionen in bestehende Anlagen sind stark von der KWK-Förderung des Bundes abhängig.

Die Wärme- und Stromerzeugung in den KWK-Anlagen Münchens wird nach Stilllegung des Blocks Nord 2 vorwiegend auf Erdgas basieren. Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Wärmesektor kann dieser Brennstoff nur noch in einer Übergangsphase in großem Umfang eingesetzt werden. Das Risiko eines „Lock-ins", sollte durch vorausschauende Planung der Anlagen als „H2 ready" vermieden werden. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für ihren Betrieb in einer weitgehend klimaneutralen Erzeugungsstrategie. Alle Investitionen in Heizkraftwerke oder Heizwerke sowie in die Infrastruktur für deren Brennstoffversorgung sollten „H2 ready" geplant bzw. angemessene Vorkehrungen für die ggf. erforderliche Nachrüstung getroffen werden.

Wenn KWK-Anlagen mit Wasserstoff betrieben werden, steigen ihre variablen Kosten deutlich an. Abhängig von den Preisrelationen von Erdgas, Wasserstoff und Emissionsrechten kann dies ihre Position im Strommarkt wesentlich verschlechtern, sofern konkurrierende Kraftwerke weiter mit Erdgas betrieben werden. Dadurch kann die Erzeugung von Strom und Wärme in

den mit Wasserstoff betriebenen Anlagen deutlich sinken und die Kosten der gesamten Wärmeerzeugung im betreffenden Fernwärmesystemen können deutlich ansteigen.

Für die im Rahmen dieser Studie entwickelten Szenarien wurde die zeitliche Verfügbarkeit der KWK-Anlagen durch die Annahme eingeschränkt, dass die KWK-Anlagen der SWM so eingesetzt werden, dass sie keine erneuerbare Stromerzeugung verdrängen.

Zur Frage, ab wann und in welchen Mengen Wasserstoff als Brennstoff für die großen KWK-Anlagen zur Verfügung stehen könnte, siehe Kapitel 6.5.

6.8.2 Kenndaten

KWK-Anlagen sind in unterschiedlichen Konfigurationen verfügbar. Ihr Design muss passend zur erwarteten Wärmenachfrage und den anderen Erzeugungsanlagen im Fernwärmenetz gewählt werden. Konkrete Analysen für die Situation in München erfolgen im Rahmen der Szenarien in den Kapiteln 0 und 0.

6.8.3 SWOT

Tabelle 6-16: SWOT-Analyse der Kraft-Wärme-Kopplung

STÄRKEN	• An den Standorten Nord, Freimann und Süd können zentrale KWK-Anlagen technisch und wirtschaftlich gut betrieben werden. • Der geplante Neubau der GuD3 im Kontext der Stilllegung des Blocks Nord 2 würde den Betrieb von KWK mit Wasserstoff als Brennstoff ermöglichen.
MÖGLICHKEITEN	• Die gasbetriebenen KWK-Anlagen spielen eine zentrale Rolle beim Übergang vom früher durch Kohle und ergänzend Erdgas geprägten Fernwärmesystem zu einer vorrangigen Nutzung von Geothermie. • In Stunden, in denen wärmeseitig eine Residuallast zu decken ist, können die KWK-Anlagen bei Bedarf zugleich das Stromsystem stabilisieren. Sofern technisch möglich, kann auch ein Kondensationsbetrieb sinnvoll sein, wenn nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.
SCHWÄCHEN	• Nach der Stilllegung des Blocks Nord 2 weisen die verbliebenen, mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen der SWM relativ hohe variable Kosten auf. • Das gilt insbesondere bei verstärktem oder ausschließlichem Einsatz von Wasserstoff: Die Wärme- und Stromerzeugung mit diesem Brennstoff kann deutlich teurer werden als bisher. • Zu den sinnvollen Einsatzfällen für Wasserstoff gehört die Erzeugung von Wärme-Spitzenlast bei zeitgleicher Residuallast im Stromsystem
GEFAHREN	• Die Stunden, in denen zeitgleich im Fernwärme- und im Stromsystem Defizite bestehen, die durch KWK-Anlagen zu decken sind, werden im Zeitverlauf seltener werden. • Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht nur einen begrenzten Einsatz von Wasserstoff in der Erzeugung von Niedertemperaturwärme vor.

6.8.4 Ermittlung der Potenziale

Das Potenzial zum Einsatz von großen KWK-Anlagen wird im Rahmen der Szenarien ermittelt (Kapitel 11 und 13).

7 Festlegung relevanter dezentraler Lösungen

Für die Wärmeversorgung außerhalb möglicher Fernwärmegebiete ist sowohl der Ersatz der individuellen Versorgung durch eine neue Lösung möglich als auch die Bildung von dezentralen Inselnetzen in geeigneten Arealen. Es werden daher folgende Kategorien zur Ermittlung der jeweils am besten geeigneten CO_2-armen Lösungen der Wärmeversorgung diskutiert: Individuelle dezentrale Versorgung (Kapitel 7.1), Inselnetze (Kapitel 7.2) und Neubaugebiete (Kapitel 7.3).

7.1 Individuelle dezentrale Versorgung

Basierend auf den thematisch relevantesten vorliegenden Studien der FfE und des Öko-Institutes werden im Folgenden die relevantesten technischen Lösungen für die dezentrale und klimaneutrale Wärmebereitstellung abgeleitet. In „Klimaneutraler Gebäudebestand" /UBA-21 16/ werden die zu erwartenden Technikentwicklungen (Effizienz- und Versorgungstechniken) mit Zeithorizont 2050 dargestellt und verschiedenen Gebäudetypen zugeordnet. Darüber hinausgehend werden in den Studien „Dynamis" /FFE-144 19/ und „Energierationalität im Eigenheim" /WS-01 18/ verschiedene dezentrale Lösungen zur Emissionsreduktion technisch, ökologisch und ökonomisch verglichen. Auch in „Wärmewende München 2040 – Handlungsempfehlungen" /FFE-44 18/ wurden bereits speziell auf München zugeschnittene Lösungen für die Wärmewende dargestellt, welche unter der neuen Zielsetzung einer Klimaneutralität für München bis 2035 erneut reflektiert werden.

Die folgende Untersuchung konzentriert sich darauf, die relevantesten Wärmeerzeuger aus den möglichen Technologien abzuleiten. Ergänzend können in der künftigen Wärmeversorgung auch andere dezentrale Versorgungstechniken zum Einsatz kommen. Diese werden allerdings nach heutigem Wissen nur einen kleineren Anteil zur künftigen Wärmebereitstellung beisteuern.

Studie „Klimaneutraler Gebäudebestand"

Im Projekt /UBA-21 16/ werden Einsatzmöglichkeiten von Technologien differenziert nach Wohngebäudetypen und deren Sanierungsstand aufgelistet, ohne eine gesonderte Bewertung bzw. Priorisierung von diesen untereinander abzugeben. Somit handelt es sich eher um eine Einschätzung dessen, was technisch möglich ist, als dazu, welche Technologie jeweils zu präferieren ist. Somit wird z. B. der Anschluss von Geringverbrauchenden (Ein- und Zweifamilienhäuser) an die Fernwärme auf Grund spezifischer hoher Anschlusskosten an die Fernwärme ausgeschlossen. Auch der Einsatz von BHKWs und Gaskesseln in Ein- und Zweifamilienhäusern, saniert auf den Standard vollsaniert plus wird mangels Zielkompatibilität hin zu einem klimaneutralen Gebäudebestand ausgeschlossen.

Tabelle 7-1: In /UBA-21 16/ festgehaltene Lösungen differenziert nach Gebäudetyp und Sanierungsstandard

Gebäudetyp	Unsaniert	Vollsaniert*	Vollsaniert Plus**
Ein- und Zweifamilienhaus	Gaskessel Holzkessel Wärmepumpe BHKW		Holzkessel Wärmepumpe
Mehrfamilienhaus und Nichtwohngebäude	Fernwärme Gaskessel (Holzkessel)*** Wärmepumpe BHKW	Fernwärme Gaskessel Holzkessel Wärmepumpe BHKW	

* entspricht ca. KfW 70
** entspricht ca. KfW 40 bis Passivhausstandard, immer mit WRG
*** nur bei großen Mehrfamilienhäusern

Anmerkung: In München sind aktuell ca. 2.800 Einfamilienhäuser an die Fernwärme angeschlossen. Bei den seit vielen Jahren herrschenden Energiepreisen können, gemäß Erfahrungen der SWM, aktuell Ein- oder Zweifamilienhäuser weder im Neubau noch im Bestand wirtschaftlich an die Fernwärme angeschlossen werden, auch wenn diese in unmittelbarer Nähe zum Fernwärmenetz liegen.

Studie: „Energierationalität im Eigenheim“

In /WS-01 18/ erfolgt zunächst die Ableitung von für den deutschen Gebäudebestand repräsentativen sechs relevanten Typgebäuden basierend auf einem typischerweise verwendeten Datensatz aus 35 möglichen Typgebäuden. Hierbei wird zum einen nach Gebäudetypen, Baualtern und Bedarfen unterschieden sowie nach den vorhandenen Heizsystemen. Basierend hierauf werden je Typgebäude die verschiedenen Technologien bezogen auf die resultierenden Emissionen inklusive der Vorkette bewertet (siehe kurze Beschreibung der Typgebäude in Tabelle 7-2 und der Ergebnisse in Abbildung 7-1). Bezogen auf die THG-Emissionen schneiden dabei Pelletkessel am besten ab. Allerdings wird in der Studie „Energierationalität im Eigenheim“ festgehalten, dass Biomasse aufgrund begrenzter Potenziale besser in anderen Sektoren (v. a. Industrie, Schwerlastverkehr) eingesetzt werden sollte (siehe hierzu auch Ergebnisse des Projektes „Dynamis“).

Obwohl in der Studie verglichen mit den aktuellen Entwicklungen ein sehr hoher durchschnittlicher Emissionsfaktor für Strom angesetzt wird (2017 bis 2036 bei 410 g CO_2/kWh), weisen die Wärmepumpen die zweitgeringsten Emissionen auf. Da Erdwärme- und Grundwasserwärmepumpen auf Grund der höheren Effizienz im Gegensatz zu Luftwärmepumpen über die gesamte Lebenszeit der Anlage meist mit geringeren Kosten einhergehen und zudem mehr Emissionen einsparen, werden diese hier als zu präferierende Option genannt. Im Falle, dass Erdwärme und Grundwasser auf Grund von Flächenbeschränkungen nicht eingesetzt werden können, werden auch Luft-Wärmepumpen als geeignete Technologie zur Wärmebereitstellung angesehen.

Da die Anschaffung einer Solarthermieanlage gekoppelt mit einer Wärmepumpe als zu investitionskostenintensiv eingeschätzt wird und diese im Sommer in Konkurrenz zueinander stehen, wird diese gekoppelte Lösung in der Studie nicht gesondert betrachtet.

Tabelle 7-2: Charakteristika der repräsentativen Typgebäude

Typgebäude		TG 1	TG 2	TG 3	TG 4	TG 5	TG 6
Wärmebedarf	in kWh/a	21.550	16.650	14.100	10.600	7.050	7.050
Normheizlast	in kW	12,7	9,7	8,2	6,1	4,0	4,0
Art des Wärmeüber-tragers	-	Heizkörper (Konvektor)	Heizkörper (Konvektor)	Heizkörper (Konvektor)	Heizkörper (Konvektor)	Heizkörper (Konvektor)	Flächenheizung (Fußboden-heizung)
Vorlauf-temperatur	in ° C	60	60	60	60	60	40
Verteilsystem-nutzungsgrad	In %	85	85	85	85	85	87

Treibhausgas-emissionen in t CO_2 /a je Typgebäude	Gas-BW	Gas-BW + ST10	Gas-BW + ST20	Öl-BW	Öl-BW + ST10	Öl-BW + ST20	Pellet	Pellet + ST10	Pellet + ST20	LWP	EWP	BHKW
TG 1	6,44	5,55	5,17	7,72	6,63	6,17	1,10	1,03	1,03	4,15	3,73	7,13
TG 2	4,99	4,16	3,81	5,98	4,96	4,53	0,87	0,80	0,81	3,24	2,92	5,66
TG 3	4,24	3,43	3,11	5,07	4,09	3,69	0,75	0,68	0,70	2,77	2,50	4,87
TG 4	3,20	2,44	2,15	3,83	2,90	2,54	0,58	0,52	0,54	2,12	1,93	3,80
TG 5	2,15	1,43	1,18	2,57	1,69	1,38	0,41	0,36	0,38	1,46	1,34	2,63
TG 6	2,10	1,37	1,11	2,51	1,61	1,29	0,40	0,35	0,37	1,25	1,03	2,62

Abbildung 7-1: Mittlere Treibhausgasemissionen der untersuchten Systeme pro Jahr im Betrachtungszeitraum 2017 – 2036 (BW: Brennwertkessel, ST 10 bzw. ST 20: Versorgung wird von Solarthermieanlage unterstützt mit Kollektorfläche 10 m² bzw. 20 m², LWP: Luft-Wärmepumpe, EWP: Erdwärmepumpe)

Studie „Dynamis - Sektorübergreifender Vergleich von Maßnahmen zur Minderung von CO_2-Emissionen"

CO_2-Verminderungskosten zeigen auf, wie hoch der jährliche Kostenunterschied der bestehenden und einer ergänzenden bzw. ersetzenden Technologie je reduzierter Tonne $CO_{2,äquiv}$ ist (detailliertere Beschreibung siehe Kapitel 12.1 und Kapitel 12.2). Dabei wurden im Projekt Dynamis /FFE-144 19/ die Sektoren private Haushalte, Industrie, Verkehr, Energiewirtschaft sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen unterschieden. Im Sektor private Haushalte wurden u. a. die CO_2-Verminderungskosten für den Ersatz bzw. die Ergänzung der bestehenden Wärmeerzeuger in Deutschland mit anderen Technologien berechnet (siehe Abbildung 7-2). Dabei wurden die CO_2-Verminderungstechnologien (x-Achse von Abbildung 7-2) mit einem Durchschnitt der aktuellen Wärmeversorgung in Deutschland verglichen.

Während die ausgegebenen statischen CO_2-Verminderungskosten keinen Effekt auf das verbundene Energiesystem (z. B. Stromnetzausbau wegen steigernder Strombezugs-leistungen durch Wärmepumpen) zwischen dem Wärme- und Stromsektor enthalten, sind

diese Effekte auf das verbundene Energiesystem in den sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten enthalten. Die dargestellte Varianz der statischen CO_2-Verminderungskosten begründet sich damit, dass innerhalb einer Wärmeerzeugungs-Technologie unterschiedliche CO_2-Verminderungskosten je nach Typgebäude (bspw. in EZFH vs. MFH, saniert vs. unsaniert etc.) resultieren. Da hier eine systemische Analyse für das gesamtdeutsche Energiesystem durchgeführt wurde, wurden in die Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten weder Steuern und Umlagen noch Förderungen durch Bund und Land einbezogen. Weitere grundlegende Parameter und die Berechnungslogik sind dem Projektbericht /FFE-144 19/ entnehmbar.

Insgesamt wurde in Dynamis angesetzt, dass Biomasse und weitere erneuerbare Brennstoffe (u. a. Wasserstoff, Methan) in anderen Sektoren als den privaten Haushalten dringlicher benötigt und deswegen nicht in der dezentralen Wärmebereitstellung eingesetzt werden (siehe auch Ergebnisse in Kapitel 6). Dies liegt zu einem an den limitierten Potenzialen dieser Energieträger und zum anderen daran, dass alternative Lösungen zu Biomasse und erneuerbaren Gasen in den anderen Sektoren sehr viel teurer sind als die alternativen Lösungen im Sektor der privaten Haushalte. Auf Grund der erwarteten geringen Verfügbarkeit der beiden Energieträger Biomasse und erneuerbare Brennstoffe werden weder Brennstoffzellen noch BHKWs als Versorgungsoptionen berücksichtigt.

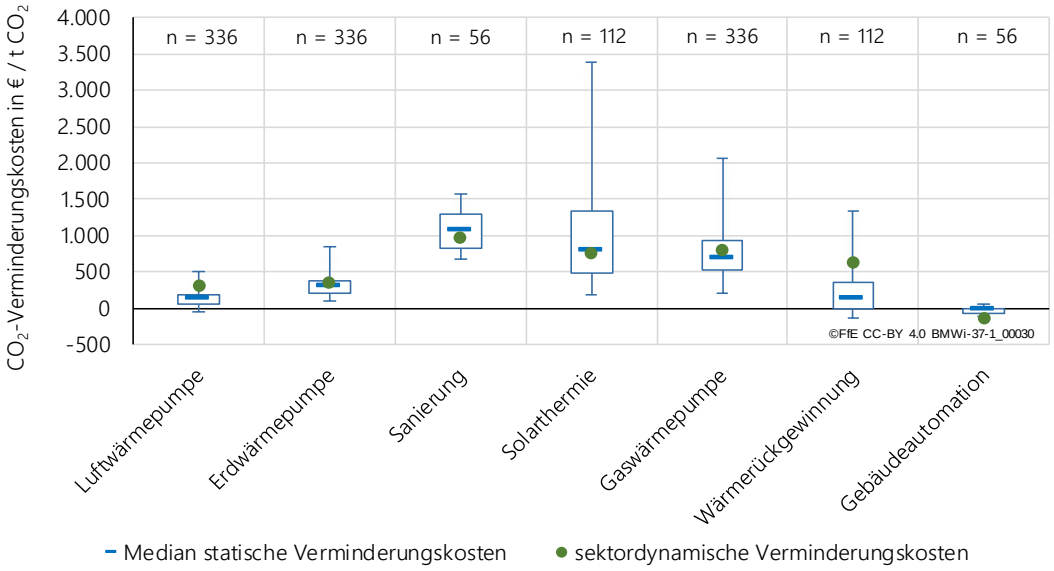

Abbildung 7-2: Bestimmte durchschnittliche CO_2-Verminderungskosten verschiedener Technologien im Vergleich zum aktuellen Versorgungsdurchschnitt aus /FFE-144 19/

Es zeigt sich insgesamt, dass bei privaten Haushalten, bezogen auf die Wärmeerzeuger, elektrische Wärmepumpen mit den günstigsten CO_2-Verminderungskosten einhergehen. Hierbei sind gemäß statischer Bewertung die Luftwärmepumpen zu präferieren, bei Betrachtung der sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten liegen Erd- und Luftwärmepumpe jedoch nahezu gleichauf (Erdwärmepumpen stehen hier repräsentativ für Erd- und Grundwasserwärmepumpen). Aufgrund der über das Jahr gleichmäßigeren Effizienz der Erdwärmepumpe gegenüber der Luftwärmepumpe, wird das Fazit geschlossen, dass generell Erdwärmepumpen technisch zu präferieren sind. Für Sanierung, Solarthermie und erdgasbetriebene Gaswärmepumpen resultieren in beiden Betrachtungsweisen höhere CO_2-Verminderungskosten.

Bei den Effizienzmaßnahmen liegen die CO_2-Verminderungskosten der Wärmerückgewinnung zwischen den CO_2-Verminderungskosten der verschiedenen Wärmeerzeuger. Die CO_2-Verminderungskosten der Wärmerückgewinnung sind in der sektordynamischen Betrachtung höher, da hier die Annahme getroffen wurde, dass die Maßnahme nur im Neubau und im Zuge einer Sanierung umgesetzt wird. Der Median der statischen Kosten berücksichtigt auch eine Umsetzung in alten Gebäuden, daraus resultieren größere Nutzenergieeinsparungen und somit niedrigere CO_2-Verminderungskosten. Die Ergebnisse der Gebäudeautomation liegen nahe Null, da mit vergleichsweise geringen Investitionen hohe Einsparungen erreicht werden können.

Studie „Wärmewende München 2040-Handlungsempfehlungen"

In Abbildung 7-3 sind die im Projekt /FFE-44 18/ untersuchten Kombinationen aus aktueller Gebäudeversorgung (erste Spalte) und Lösungsmöglichkeiten zur Emissionsreduktion (oberste Zeile) enthalten. Um das Zielszenario, in welchem bis 2040 eine Emissionsminderung um 70 % (Bezugsjahr 2014) erreicht werden sollte, realisieren zu können, waren hier ein Fernwärmeausbau und eine Beimischung erneuerbarer Gase für die Wärmeversorgung von hoher Bedeutung. Weiterhin wurden in dem Zielszenario Wärmepumpen außerhalb des Fernwärmegebietes auch in MFH und NWG eingesetzt, in den anderen Szenarien jedoch ausschließlich in der Versorgung von EZFH.

		Sanierung/Dämmung	Umstellung auf Fernwärme	Ausbau Fernwärme [1]	Umstellung auf Gas	Beimischung erneuerbarer Gase [1]	Kesseltausch	Kesseltausch + Solarthermie	Wärmepumpe
Fernwärmeversorgte Wohngebäude		x							
Gasversorgte	**Wohngebäude im Fernwärme-Gebiet**	x	x			x	x	x	(x)[2]
	Wohngebäude außerhalb Fernwärme-Gebiet	x		x		x	x	x	(x)[2]
Ölversorgte	**Wohngebäude im Fernwärme-Gebiet**	x	x		x		x	x	(x)[2]
	Wohngebäude außerhalb Fernwärme-Gebiet	x		x	x		x	x	(x)[2]

Abbildung 7-3: Verwendete Lösungen für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeerzeugung in /FFE-44 18/ ([1]Maßnahme nur im Zielszenario berücksichtigt, [2]Im Zielszenario außerhalb des Fernwärmegebiets auch in MFH eingesetzt)

Zur Einordnung der gewählten Lösungen ist zu unterstreichen, dass in der Studie „Wärmewende München 2040-Handlungsempfehlungen" die Klimaneutralität nicht im Fokus stand, sondern die Emissionsreduktion. Daher war hier der Wechsel von Heizöl- auf Erdgasheizungen eine gute Zwischenlösung, um die Emissionen zu reduzieren. Für eine künftige klimaneutrale Versorgung ist gemäß den Ergebnissen aus Dynamis primär mit einem Einsatz von Wärmepumpen zu rechnen. Erfolgt heute noch ein Tausch von Heizöl auf Erdgas, gehen hiermit zum einen Kosten für den Erdgasanschluss einher, welcher zur Erreichung einer Klimaneutralität mittelfristig nicht weiter genutzt werden sollte. Zum anderen sind die heute angesetzten Erdgaskessel dann in ca. 20 Jahren noch in Betrieb, was hinter dem Zieljahr für die Erreichung der Klimaneutralität in München liegt.

Ableitung hauptsächlicher dezentraler Wärmeerzeuger für München

Während in „Klimaneutraler Gebäudebestand" vor allem technisch mögliche Versorgungslösungen für Typgebäude dargestellt sind, werden diese in den Studien „Energierationalität im Eigenheim" und „Dynamis" miteinander verglichen bzw. präferiert. Hier wird das Fazit geschlossen, dass für die Erreichung der Klimaneutralität abseits der Fernwärmeversorgung primär die Wärmeversorgung über Wärmepumpen angestrebt werden sollte. Hierbei besteht, sofern aufgrund vorliegender Bedingungen möglich, eine Präferenz der Erd- bzw. Grundwasser-Wärmepumpe gegenüber der Luft-Wärmepumpe. Zwar können andere technische Lösungen wie BHKWs, Brennstoffzellen oder Kessel basierend auf Biomasse und erneuerbaren Brennstoffen den Bedarf ebenfalls decken, wie in den Studien und auch in Kapitel 6 unterstrichenen, liegen jedoch stark limitierte Potenziale für deren Nutzung in der Wärmebereitstellung für Raumwärme und Trinkwarmwasser vor. Diese Brennstoffe sollten gemäß den Ergebnissen aus Dynamis bevorzugt in anderen Sektoren eingesetzt werden.

Für BHKWs und Brennstoffzellen ist weiterhin zu erwähnen, dass diese aufgrund hoher spezifischer Investitionen aktuell normalerweise auf die Grundlast im Sommer ausgelegt werden, sodass immer ein zusätzlicher Wärmeerzeuger für die Bereitstellung der Haupt-Wärmelast im Winter notwendig ist. Gemäß Tabelle 17-1 ist der Trinkwarmwasserbedarf etwa ab einem Gebäudestandard von KfW 70 für ca. 25 % des Wärmebedarfs von Gebäuden verantwortlich, dominiert aber erst bei Passivhäusern den Gesamtbedarf. Bei Letzteren könnte somit vom Profil her der Einsatz von BHKWs interessant sein. In den Gebäuden, in denen der Trinkwarmwasserbedarf den Gesamtbedarf dominiert, ist allerdings der Gesamtbedarf gering und liegt bei Temperaturen vor, bei welchen Wärmepumpen den Bedarf ebenfalls höchst effizient bereitstellen können.

Im Falle von Gebäuden, bei denen der Trinkwarmwasserbedarf dominiert, können auch Solarthermieanlagen interessant sein. Allerdings ist davon auszugehen, dass diese in Münchener Gebäuden fast nie als alleiniger Wärmeerzeuger einsetzbar sind (siehe Ausführungen in Kapitel 6.6). Um Wärme kontinuierlich emissionsfrei bereit zu stellen, müssten Solarthermieanlagen mit einer Wärmepumpe kombiniert werden. Aufgrund hoher Umweltwärme-Temperaturen im Sommer, können Wärmepumpen genau dann besonders effizient betrieben werden, wenn auch die Solarthermie Wärme erzeugt. Diese Wärmepumpen wären wiederum auch in Kombination mit einer Solarthermieanlage für die Winterlast auszulegen, sodass durch die Kombination der Investitionsbedarf in die Wärmepumpe nicht reduziert werden kann. Aufgrund dieser Investitionskostenintensität wurde diese Kombination im Projekt „Dynamis" ausgeschlossen, was in dieser Studie ebenfalls festgehalten wird. Weiterhin besteht hier eine Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik, welche in Kombination mit einer elektrischen Wärmepumpe als sinnvoll erachtet wird.

Auch die Kombination eines Fernwärmeanschlusses mit einer dezentralen Solarthermieanlage wird als nicht sinnvoll eingestuft. Die Fernwärme in München wird künftig durch Anlagen dominiert sein, deren wirtschaftliche Effizienz mit steigenden Betriebsstunden stark ansteigt. Diese müssen allerdings im Sommer gedrosselt werden, da hier ein geringerer Wärmebedarf besteht als Erzeugungskapazitäten vorhanden sind. Würden hier dezentrale Solarthermieanlagen einen Teil des verbleibenden Sommerbedarfes decken, würde die Grundlast im Gesamtnetz weiter sinken, was die wirtschaftliche Effizienz der Gesamt-Wärmeerzeugung in München reduzieren würde.

Insgesamt kann die Solarthermie somit vereinzelt ein Teil der Wärmeversorgung sein, sie wird aber als quantitativ nicht maßgebliche Lösung angesehen und somit in der Modellierung nicht explizit einbezogen.

7.2 Inselnetze

Unter Inselnetzen werden komplett eigenständig geführte Netze verstanden. Lokale Netze, welche über einen Wärmetauscher mit dem Haupt-Wärmenetz (Primärnetz) einer Stadt verbunden sind, werden hingegen als Sekundärnetze bezeichnet (siehe auch Kapitel 8.2.7). Im Folgenden liegt der Fokus ausschließlich auf Inselnetzen.

Als Keimzelle für Inselnetze können kommunal geführte Gebäude wie Bürgerbüros, Kindergärten oder Schulen herangezogen werden, da diese Gebäude in öffentlicher Hand sind und meist einen relevanten Wärmebedarf aufweisen. Bisher wurden die entsprechenden Gebiete für Inselnetze ausschließlich basierend auf der vorliegenden Wärmebedarfs- und Wärmebelegungsdichte identifiziert. Für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung in einer Stadt, muss die Analyse jedoch um die Betrachtung lokaler Potenziale für klimaneutrale Wärmequellen ausgeweitet werden (siehe Ausführungen in Kapitel 5.2). So kann es sein, dass bei der Wärmeplanung Areale in der Stadt erkannt werden, welche über keine relevanten Potenziale zur Nutzung klimaneutraler Wärmequellen verfügen und somit die Wärme über ein verbindendes Inselnetz oder das Verbundnetz der Stadt in dieses Areal gebracht werden muss. Ähnlich kann es dazu kommen, dass lokal günstig erschließbare klimaneutrale Wärmequellen vorhanden sind (z.B. Abwärme von Rechenzentren) die hier lokal in die Wärmeversorgung eingebunden werden könnten.

Für die konkrete Analyse, ob in München der Aufbau von Inselnetzen sinnvoll ist, ist die Ebene der vorliegenden Daten zu klimaneutralen Wärmequellen (auf Postleitzahlenebene) zu groß. Daher wird empfohlen für die weitere Konkretisierungen der Wärmestrategie die Analyse, ob lokale Wärmebedarfe immer über lokale klimaneutrale Wärmequellen gedeckt werden können, im Detailgrad zu steigern, um ggf. sinnvolle Gebiete für den Aufbau von Inselnetzen zu identifizieren.

7.3 Neubaugebiete

Neubaugebiete stellen mit Blick auf den betrachteten Gebäudebestand eine Sonderform dar, da hier zum einen besondere Anforderungen an die Wärmequellen gestellt werden können. Zum anderen müssen bei größeren Neubausiedlungen die lokalen Infrastrukturen (Verkehrswege, Versorgungsleitungen, etc.) komplett neu errichtet werden, sodass ein besonders hoher Gestaltungsfreiraum herrscht, was die lokale Integration von z. B. größeren Wärmespeichern ermöglicht. Im Neubau gelten zudem bereits sehr hohe Gebäudestandards. In der Regel führt dies sowohl zu niedrigen Systemtemperaturen für Raumwärme, einer relativ geringen Wärmebedarfsdichte und einem gleichmäßigeren Bedarfsprofiles auf Grund der steigenden Relevanz von Trinkwarmwasser am Gesamtbedarf.

Eine weitere Besonderheit ist, dass in einzelnen Neubauprojekten mittlerweile auch in Deutschland nicht mehr nur die Wärmeversorgung, sondern auch die Kälteversorgung für Wohngebäude integriert geplant wird, was in den Bestandgebäuden bisher kein relevanter Planungsfaktor war. Hier können zentrale Wärme- und Kälteplanung gekoppelt werden, um Synergien auszuschöpfen.

Die Bestimmung der erwarteten Zunahme des Wärmebedarfs in München durch Neubau wurde bereits in Kapitel 4.3 dargestellt, jedoch ohne eine Verteilung auf die verschiedenen Endenergieträger. Da für diese Studie die Daten für die Neubaugebiete nur als Wärmebedarfe vorliegen, jedoch weder für die Neubausiedlungen noch für die weiteren Neubauten die final geplanten Geometrien der Bausiedlungen bekannt sind, konnten die jeweilige Wärmebedarfsdichte und Wärmebelegungsdichte nicht bestimmt werden. Daher können diese nicht explizit kartografisch ausgewiesen werden.

Insgesamt ist sowohl in den zielorientierten Szenarien als auch in der Referenz davon auszugehen, dass bis 2050 im Neubau als Versorgungsart entweder ein Anschluss an die Fernwärme (FW) oder die Verwendung einer Wärmepumpe (WP) dominiert. Daher wurde die Versorgungsart des Neubaus vereinfacht je Postleitzahl gemäß Formel (7-1) bzw. (7-2) in Abhängigkeit der aktuell dominierenden Versorgungsart je Postleitzahlenbereich (PLZB) bestimmt.

$$\begin{aligned} &\textit{Wärmebereitstellung durch WP im Neubau im PLZB} \\ &= \textit{Wärmebedarf Neubau im PLZB} \cdot \\ &\frac{\textit{Wärmebereitstellung WP aktuell im PLZB}}{\textit{Wärmebereitstellung WP und FW aktuell im PLZB}} \end{aligned} \tag{7-1}$$

$$\begin{aligned} &\textit{Wärmebereitstellung durch FW im Neubau im PLZB} \\ &= \textit{Wärmebedarf Neubau im PLZB} \cdot \\ &\frac{\textit{Wärmebereitstellung FW aktuell im PLZ}}{\textit{Wärmebereitstellung WF und FW aktuell im PLZB}} \end{aligned} \tag{7-2}$$

8 Stand und mögliche Weiterentwicklung der Fernwärmeversorgung

Zunächst werden in diesem Kapitel die aktuellen Gegebenheiten der Versorgung mit Fernwärme in München beschrieben (Kapitel 8.1), danach folgt eine Diskussion der für einen Umbau der Fernwärme relevanten Erfolgsfaktoren (Kapitel 8.2). Kapitel 8.3 stellt die bereits bestehenden Planungen der Stadtwerke für eine klimaneutrale Fernwärme sowie Möglichkeiten zu deren Erweiterung dar.

8.1 Aktueller Stand der Fernwärmeversorgung

In München betreiben die SWM ein Fernwärmenetz mit mehreren Teilnetzen. Sieben dieser Teilnetze sind über verschiedene Erzeugungsstandorte energetisch miteinander verbunden und werden daher zusammenfassend als Fernwärmeverbund bezeichnet. Ein Inselnetz befindet sich im Stadtteil Riem.

Weiterhin betreiben die SWM auch Teilnetze und Erzeugungsanlagen im Landkreis, die aufgrund des in dieser Studie gewählten Fokus auf das Stadtgebiet der LHM nicht weiter betrachtet werden. Das Fernwärmenetz der SWM hat eine Gesamtlänge von 900 km.

Die Analysen zur Fernwärmeversorgung basieren auf Daten der SWM für das Jahr 2018, die bis zum Basisjahr 2020 dieser Untersuchung fortgeschrieben wurden. Demnach deckt die Fernwärme aktuell knapp 40 % des Wärmebedarfs im Stadtgebiet. Abbildung 8-1 zeigt eine vereinfachte Struktur des Fernwärmenetzes mit den zentralen Erzeugungsstandorten sowie die bestehenden bzw. in Bau befindlichen Geothermieanlagen.

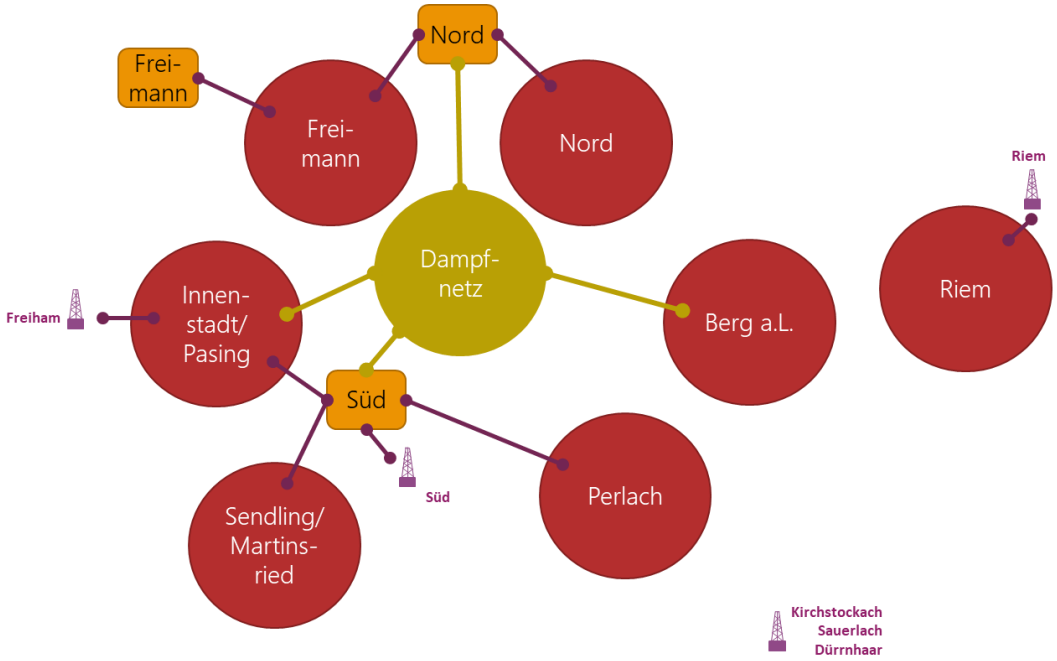

Abbildung 8-1: Aktuelle Struktur der Fernwärme-Teilnetze der Stadtwerke München (eigene vereinfachte Darstellung, ohne Heizwerke)

Die Teilnetze weisen derzeit deutlich unterschiedlich hohe Wärmenachfragen auf. Die größte Bedeutung hat das Netz Innenstadt/Pasing mit ca. 25 % der gesamten Fernwärmenachfrage, gefolgt vom Dampfnetz mit gut 20 %. Das Netz in Berg am Laim und das Inselnetz in Riem haben mit zusammen etwa 5 % die vergleichsweise kleinste Wärmenachfrage.

Die Schwerpunkte der Wärmeerzeugung bilden bisher die Heizkraftwerke an den Standorten Nord (in der Gemeinde Unterföhring unmittelbar hinter der Stadtgrenze gelegen) sowie Süd (im Stadtteil Sendling). Am Standort Nord werden zwei Blöcke einer Müllverbrennungsanlage (Nord 1+3) sowie ein mit Steinkohle gefeuertes Heizkraftwerk (Nord 2) betrieben. Das Kohlekraftwerk soll nach aktueller Beschlusslage nur noch so lange weiterbetrieben werden, wie es stromseitig systemrelevant ist. Die SWM planen die Stilllegung der Anlage etwa im Jahr 2028. Bis zur Stilllegung müssen zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden, welche die Sicherheit der Fernwärmeversorgung auch dann gewährleisten, wenn eine der weiteren Anlagen ausfällt. Hierzu planen die SWM am Standort Nord den Neubau eines Gas-und-Dampfkraftwerks zur Erzeugung von Strom und Fernwärme. Bis zur Stilllegung des Blocks Nord 2 soll der Einsatz von Kohle möglichst reduziert werden.

Am Standort Süd betreiben die Stadtwerke bereits zwei Heizkraftwerksblöcke, die ebenso wie alle Heizwerke des Fernwärmesystems mit Erdgas betrieben werden. Bis 2023 werden beide Anlagen umfassend modernisiert. Zudem wird ein überirdischer Wärmespeicher errichtet. Am Standort Freimann im Norden der Stadt sind seit dem Jahr 2020 zwei neue Gasturbinen im Einsatz, die ebenfalls durch Wärmespeicher ergänzt werden.

Die Standorte Nord und Süd sowie die beiden Heizwerke Theresienstraße und Gaisbergstraße sind über eine Dampfschiene miteinander verbunden. Diese Leitung erlaubt die gegenseitige Reservestellung der Anlagen sowie in begrenztem Umfang die Verschiebung von Erzeugungsleistung zwischen den an diesen Standorten angebundenen Wärmenetzen.

Bereits seit dem Jahr 2004 wird die tiefe Geothermie in der Fernwärme genutzt. Zunächst wurde im Stadtteil Riem eine Anlage errichtet, die in das dortige Inselnetz einspeist. Seit dem Jahr 2016 ist eine zweite Anlage in Freiham in Betrieb, die in den westlichen Teil des Teilnetzes Pasing eingebunden ist. Eine deutlich größere dritte Anlage ist derzeit am Standort Süd im Bau und soll im Herbst 2021 den regulären Betrieb aufnehmen. Damit wird die Leistung der Geothermie-Erzeugung in München ca. 90 MW betragen. In Abbildung 8-1 sind zudem drei Geothermieanlagen im Südosten der Stadt eingetragen, die derzeit keine Verbindung zum Fernwärmenetz der SWM haben.

Tabelle 8-1: Leistung der Heizkraftwerke, Heizwerke und Geothermieanlagen der SWM (nach den geplanten Umbauten am Standort Süd)

Anlage	Energieträger	Verfügbare thermische Leistung (MW)	Kommentar
Nord 1+3	Müll	172	Von insgesamt vier Linien der beiden Blöcke sind im Regelfall maximal drei verfügbar. Daher ist von ca. 100 MW dauerhaft verfügbarer Leistung auszugehen.
Nord 2	Steinkohle	550	Heizkraftwerk, Stilllegung ca. 2028 geplant
Süd GuD 1	Erdgas	220	Heizkraftwerk, wird derzeit umfassend modernisiert
Süd GuD 2	Erdgas	436	Heizkraftwerk, wird derzeit umfassend modernisiert
Freimann Gasturbinen	Erdgas	120	Heizkraftwerk
Heizwerke	Erdgas	ca. 1.000	
Riem	Geothermie	13	Einspeisung in Inselnetz Riem
Freiham	Geothermie	19	
Süd Geothermie	Geothermie	ca. 60	Inbetriebnahme Ende 2021
Süd Power-to-Heat	Strom	10	

Bei den Heizkraftwerken ist die tatsächlich eingesetzte thermische Leistung von der wettbewerblichen Situation der Anlagen im Strommarkt und der sich hieraus ergebenden wirtschaftlich optimalen Fahrweise abhängig.

Bereits fest geplant ist die Umstellung eines größeren Teils des aktuell bestehenden Dampfverteilnetzes auf Heizwasser, siehe Kapitel 8.2.3.

8.2 Erfolgsfaktoren für den Umbau der Fernwärme

Damit die Fernwärmeerzeugung auf klimaneutrale Wärmequellen, insbesondere die Tiefengeothermie, umgestellt und der Anteil der Fernwärme an der Deckung des Wärmebedarfs im Stadtgebiet ggf. ausgeweitet werden können, sind vielfältige Anpassungen und Erweiterungen im Fernwärmenetz erforderlich. Weitere technische Maßnahmen können die erforderliche Transformation der Fernwärme-Infrastruktur unterstützen und effizienter machen. Nachfolgend werden die wichtigsten dieser Anpassungen und unterstützenden Maßnahmen beschrieben. Dabei werden jeweils technische und regulatorische sowie ökonomische und gesellschaftliche Aspekte einer Realisierung in München diskutiert und abschließend der Handlungsbedarf formuliert. Weitere Maßnahmen werden in ähnlichem Stil in /BDEW-01 21/ diskutiert.

8.2.1 Temperaturabsenkung Vorlauf (im System und bei den Kunden)

Da die beiden Komponenten der Temperaturabsenkung in Wärmenetzen (Vorlauf- bzw. Rücklauftemperatur) in vielen Aspekten unterschiedliche Charakteristika aufweisen, werden diese getrennt dargestellt. Die Dampfnetzumstellung wird separat in Kapitel 8.2.3 behandelt.

Zielstellung

Ziel der Temperaturabsenkung des Vorlaufs ist es, eine Einbindung von meist bei niedrigeren Temperaturen effizienteren, bzw. besser ausnutzbaren erneuerbaren Energien (z.B. Wärmepumpe, Solarthermie) sowie industrieller Abwärme in Wärmenetze zu ermöglichen. Durch die abgesenkte Temperatur im Vorlauf lässt sich weiterhin eine Reduzierung der Verteilverluste erreichen. Ab einer Absenkung des Temperaturniveaus auf etwa unter 60 °C kann die Anwendung anderer Rohrmaterialien und damit die Absenkung von Material- und Verlegekosten für den Neubau von Netzen in Betracht kommen (Einschränkungen durch Temperaturniveaus und Volumenströme bzw. verfügbare Nennweiten). Im Bestand hat dies keinen Effekt.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Aufgrund der erforderlichen Anpassungen auf der Verbraucherseite, gilt es eine Nutzen-/ Kostenabwägung unter Einbezug der angestrebten Erzeugerstruktur durchzuführen, wobei sowohl Grundlast- als auch weitere Erzeuger einbezogen werden müssen. In der Analyse ist eine lokale Betrachtung von Teilnetzen notwendig. In dieser wird u. a. geprüft, ob Industrie- oder Gewerbekunden teilweise (ganzjährig) hohe Temperaturen brauchen, sodass eine Absenkung im Gesamtstrang wahrscheinlich nicht sinnvoll ist. Hier besteht allerdings die Möglichkeit dezentrale zusätzliche Wärmeerzeuger einzusetzen, damit einzelne Kunden mit erhöhtem Temperaturbedarf entsprechend versorgt werden können.

Der Aufwand für die Vorlauftemperaturabsenkung ist stark abhängig von den Ausgangs- und Zieltemperaturen sowie der vorhandenen Verbraucherstruktur. Es gilt, dass ausschließlich die Umsetzung niedrigerer Vorlauftemperaturen (ohne Absenkung der Rücklauftemperaturen) zu höheren benötigten Volumenströmen führt, wodurch wiederum eine höhere Pumpenleistung benötigt wird. Im Extremfall würden daher durch eine reine Absenkung der Vorlauftemperaturen Netzengpässe verschärft oder erst verursacht.

Bei der Absenkung der Vorlauftemperaturen besteht ein großer Aufwandsunterschied zwischen folgenden Fällen:

- Das Temperaturniveau bleibt über den für die Haustechnik erforderlichen Temperaturen (Radiatoren und Trinkwarmwasser). Hier ist gebäudeseitig primär der Umbau der Hausübergabestation notwendig. Kann der Rücklauf nicht ebenfalls adäquat angepasst werden, so ist darüber hinaus ist zu prüfen, ob die Transport- und Verteilnetze sowie die Hausanschlussleitungen für die abgesenkten Temperaturen noch ausreichend dimensioniert sind. Andernfalls sind hohe Investitionen für den Austausch der Leitungssysteme zu erwarten.
- Soll das Temperaturniveau weiter reduziert werden, als die geforderten Temperaturen durch aktuell verbaute Radiatoren, gibt es zwei Möglichkeiten:
    - Die Umsetzung eines kompletten Umbaus der Heiztechnik (u. a. Anpassung der Fläche der Radiatoren), die in Bestandsgebäuden als eher unrealistisch anzusehen ist.
    - Die gezielte Sanierung der Gebäude und Austausch einzelner, kritischer Heizkörper, gemäß der Untersuchungsergebnisse in /ISE-01 21/.

- Sollen die Temperaturen weiter abgesenkt werden als die hygienisch geforderten Temperaturniveaus für die Trinkwarmwasser-Bereitstellung (Legionellenschutz bei 60 °C, siehe gesetzliche Aspekte im übernächsten Unterabschnitt), so muss hier das System auf dezentrale Wohnungsstationen oder dezentrale Durchlauferhitzer umgerüstet werden. Speziell der Einbau von Wohnungsstationen stellt in Bestandsgebäuden einen konstruktiven Aufwand dar. Weitere Maßnahmen, wie die Zugabe von Chlor, sind in Deutschland aktuell sehr kritisch angesehen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Die Regelung der Vorlauftemperaturen erfolgt in München im Jahres- und im Tagesverlauf bereits dynamisch nach der Außentemperatur, was als gleitende Temperaturfahrweise bezeichnet wird. Während die Geothermie als wichtigste Wärmequelle für die Fernwärme im Süden der Stadt mit den aktuellen Systemtemperaturen kompatibel erscheint, wird die Geothermie im Norden niedrigere Temperaturen aufweisen. Hier muss daher das Temperaturniveau der Fernwärme aus Geothermie nachträglich erhöht werden oder die Vorlauftemperaturen in diesem Bereich abgesenkt werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Die wichtigste regulatorische Vorgabe mit Effekt auf das mögliche Ausmaß einer Vorlauftemperaturabsenkung, besteht in den Anforderungen zur Trinkwasserhygiene. Hier müssen die Anforderungen aus der Trinkwasserverordnung eingehalten werden, welche insbesondere eine zumindest tägliche Erwärmung des Trinkwarmwassers zur Legionellen-prävention auf 60 °C vorsehen. Hierzu müssen in der Regel 65 °C bis 70 °C im Fernwärmenetz vorliegen. Eine Ausnahme der 60 °C gilt bei Unterschreitung der sogenannten „3 Liter Regel" (weniger als drei Liter zwischen dem Punkt der Trinkwassererwärmung und dessen Ausgangspunkt). Dies kann über wohnungsweise Frischwasserstationen erfolgen, welche allerdings primär im Neubau relevant sind. Hier können Wärmenetze daher auf niedrigere Temperaturen als 70 °C ausgelegt werden.

Administrativ ist es relevant zu beachten, dass bestehende Verträge und darin enthaltene Vorlauftemperaturen einzuhalten sind, daher ist für die Umsetzung eine Vertragsänderung bei den Kunden notwendig, weswegen hier entsprechend Zeit eingeplant werden sollte. Die Vertragsumstellungen der Technischen Anschlussbedingungen und der Anlagenumbau sind insgesamt zeitintensiv (die Vertragslaufzeit beträgt 5 Jahre), dies muss daher 5 – 10 Jahre im Voraus angestoßen werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Durch die geforderten Umbauten für die Vorlauftemperaturabsenkung sind somit sowohl gebäude- als auch netzseitige Umbaumaßnahmen erforderlich und gehen mit entsprechenden Kosten einher. Den Kosten stehen Einsparungen bei den Verteilverlusten und bei vielen klimaneutralen Erzeugern, bessere Erzeugerwirkungsgrade beim Versorger gegenüber. Im Falle von München ist bei der Einbindung der Geothermie im Süden mit einem geringen Mehrwert durch eine Vorlauftemperaturabsenkung zu rechnen, im Norden kann sich die Temperaturabsenkung gegenüber einer Erhöhung des Temperaturniveaus der Geothermie durch z.B. Power-to-Heat jedoch langfristig als wirtschaftlich erweisen. Sollten genauere Untersuchungen der Geothermie zeigen, dass ggf. doch auch weitere klimaneutrale

Wärmequellen verstärkt in die Versorgung eingebunden werden müssen, ist die Wirtschaftlichkeit der Vorlauftemperaturabsenkung neu zu evaluieren.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Damit die Gebäudeeigentümer:innen den ggf. für die Temperaturabsenkung notwendigen Umbaumaßnahmen zustimmen, muss den Kunden die Notwendigkeit und der ökologische Mehrwert der Maßnahme klar erläutert werden. Im besten Falle entsteht diesen durch die Umsetzung ein wirtschaftlicher oder sonstiger Vorteil.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Temperaturabsenkung im Vorlauf kann einen wichtigen Beitrag zur Einbindung von klimaneutralen Wärmequellen auf niedrigerem Temperaturniveau darstellen. Das ganzheitlich sinnvolle Ausmaß der Temperaturabsenkung ist räumlich differenziert in Abhängigkeit von den zu integrierenden Wärmequellen und dem erwarteten Aufwand der Umrüstungen bei den Kunden zu wählen (z. B. bei Geothermie teilweise, bei Biomasse generell höhere Temperaturen ohne Nachheizen möglich). Um die Umsetzung zu ermöglichen, sind Anreize für die Bestandskunden zu schaffen, damit diese bis zu einem festen Termin die Heiztechnik modernisieren. Sonst können die Temperaturen nicht angepasst werden. Für Neukunden sind die technischen Anschlussbedingungen (TAB) hingegen von vornherein an die abgesenkten Vorlauftemperaturen anpassbar.

8.2.2 Temperaturabsenkung Rücklauf (im System und bei den Kunden)

Zielstellung

Auch die Absenkung der Rücklauftemperaturen hat das Ziel, die effizientere Einbindung von erneuerbaren Energien (in München vor allem die Geothermie) sowie industrieller Abwärme zu ermöglichen.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Bei der Untersuchung der Möglichkeiten zur Absenkung der Rücklauftemperaturen ist folgende Trennung relevant:

- Bezogen auf die Gebäudeheizung ist die Absenkung der Rücklauftemperatur abhängig von
    - Gebäudetechnik (z.B. Heizflächen, verbaute Bypässe)
    - Einstellungen/Schaltungen der Kundenanlage (z.B. Größe des Wärmetauschers)
    - Höhe und Zusammensetzung des Wärmebedarfs und somit Witterung
- Bezogen auf die Trinkwarmwasserbereitung ist die Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen ganzjährig möglich bei
    - Einbau moderner Anlagentechnik (Vorwärmung, zweistufige Wärme-tauschersysteme etc.)

Insgesamt liegen die Ursachen hoher Rücklauftemperaturen fast immer in der Gebäudetechnik, daher erfordert die Rücklauftemperaturabsenkung Investitionen auf der Verbraucherseite. Die Möglichkeit der Absenkung der Rücklauftemperaturen von Verbrauchenden besteht z. B. durch den Einsatz von Kaskadenschaltungen mehrerer Wärmeübertrager für die Raumwärme- und Trinkwarmwassererwärmung. Die

Implementierung einer rücklauftemperaturoptimierten Trinkwarmwassererwärmung (zum Beispiel Kaskadenschaltung von Raumwärme und Trinkwarmwasser) ist essenziell und auch als (separate) Modernisierungsmaßnahme im Gebäudebestand möglich. Hierbei ist zu beachten, dass die Bedeutung der Trinkwarmwasserbereitung zunimmt, da dies bei Neubauten und sanierten Objekten der dominierender Wärmeanteil ist.

Wenn durch die Rücklauf-Temperaturabsenkung die Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf erhöht wird, führt dies zu einer Kapazitätssteigerung des Netzes und bezogen auf München speziell auch zu einer Kapazitätssteigerung zur Wärmeerzeugung aus den Tiefengeothermieanlagen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Speziell für die angestrebte Hauptwärmequelle der Fernwärme in München, die Geothermie, ist die Absenkung der Rücklauftemperaturen wichtig. So führt diese zu einer höheren Wärmeleistung bei Geothermie-Anlagen bei gleichbleibenden Wasser-Entnahmemengen.

Der Einsatz von Rücklauf-Temperaturbegrenzern kann die Temperatur auf das geforderte Niveau absenken. Sobald die Rücklauftemperatur über einem vertraglich festgelegten Schwellwert liegt, greift der Temperaturbegrenzer in die Steuerung der Hausübergabestation ein, was meist mit einer Reduzierung der Volumenströme und somit der an das Gebäude abgegebenen Heizleistung einher geht. Die kann mit erheblichen Einschränkungen des Kunden verbunden sein und wird deswegen von vielen Fernwärmeversorgern umgangen. Wiederum andere Versorger nutzen die Technik, da sie so Fehlermeldungen von den Kunden erhalten und die Gründe für die erhöhten Rücklauftemperaturen vor Ort identifizieren können.

Als relativ leicht umsetzbare Maßnahmen zur Rücklauf-Temperaturabsenkung sind die Vermeidung von Bypässen sowie ein hydraulischer Abgleich des Heizungssystems möglich. Die Analyse des bestehenden Heizsystems auf diese Möglichkeiten der Systemoptimierung, welche häufig auch einen Mehrwert für den Kunden schafft, wird aktuell von den SWM in Kooperation mit unabhängigen Sachverständigen für die Fernwärmekunden angeboten. Konstruktiv aufwendiger sind die Umrüstung zu modernen Trinkwarmwasser-Anlagen, die Reihenschaltung von Heizkreisen mit unterschiedlichen Vorlauftemperaturen sowie der Einbau großer Heizflächen. Diese Eingriffe in die Haus- und Anlagentechnik können nur vom Fernwärmekunden (Gebäudeeigentümer:in) durchgeführt werden. Eine Überwachung der Rücklauftemperatur wird in München bei Neubauten bereits zu Beginn des Betriebs durchgeführt. Zählerfernauslesung und damit kontinuierliche Rücklauf-Temperatur-überwachung ist zukünftig auch für Bestandsbauten vorgesehen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Da ein Eingriff in Kundenanlagen nicht ohne Einverständnis der Eigentümer:innen möglich ist, könnte für die Motivation der Kund:innen ein Bonus-Malus Systeme bezogen auf die Rücklauftemperaturen eingeführt werden. Hier existiert jedoch aktuell kein nach Eichrecht zugelassener Wärmemengenzähler, sodass ein solches Preissystem nicht rechts-sicher ist und von den Kunden wohl nicht akzeptiert würde. Andere Versorger nutzen eines der nicht-eichrechtlich zugelassenen Systeme in Absprache mit den Kunden für ein Bonus-System bezogen auf die Rücklauftemperaturen und konnten hiermit bereits Erfolge erzielen. Die Umsetzung eines solchen Systems sollte daher eher mit einem entsprechenden Mehrwert für die Kund:innen einhergehen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Durch die Absenkung der Rücklauftemperaturen kann in München primär ein finanzieller Mehrwert durch die höhere Ausnutzung erschlossener und zukünftiger Geothermiestandorte entstehen. Dies senkt den Bedarf nach weiteren Kapazitäten für die Wärmeerzeugung. Im Falle einer Optimierung des Heizsystems bei dem Kunden (Beseitigung von Bypässen bzw. Umsetzung des hydraulischen Abgleichs) können auch hier durch reduzierte Wärmebedarfe Kosteneinsparungen erzielt werden.

Diesen Einsparungen steht zunächst der Zeitaufwand zur Analyse des Umbaubedarfs und die Beratung des Gebäudeeigentümer:innen zur besten Anpassung des Systems gegenüber. Weiterhin entstehen Kosten zur Umstellung der Gebäudetechnik und der Hausübergabestation.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Damit Gebäudeeigentümer:innen die Modernisierung umsetzen, müssen diese einen Vorteil sehen, damit sie die entsprechenden Kosten tragen. Die mit der Maßnahme erzielbaren Einsparungen kommen jedoch den Gebäudenutzenden bzw. dem Fernwärmeversorger zugute. Hier sind neuen Mechanismen notwendig um die Verteilung der Kosten und Mehrwerte besser auf die involvierten Akteur:innen zu verteilen.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Rücklauftemperatur-Absenkung ist ein hilfreiches Instrument für die Dekarbonisierung der Fernwärme. Hier können und müssen wirtschaftliche / ordnungspolitische Anreize (z. B. flächendeckender Einsatz von rechtssicheren Bonus-Malus-Systemen) zur Optimierung der Hausübergabestationen dabei helfen, den Anlagenbesitzer zu einer Modernisierung zu bewegen. Für die zweckdienliche Umsetzung auf der Gebäudeseite ist die Unterstützung der Gebäudeeigentümer:innen durch eine fundierte technische Beratung essenziell. Hierbei sollte vorrangige die Durchführung von geringinvestiven Maßnahmen zur Senkung der Rücklauftemperatur erfolgen.

8.2.3 Umstellung des Dampfverteilnetzes auf Heizwasser

Zielstellung

Durch die Umstellung der mit Dampf betriebenen Teile des Fernwärmeverteilnetzes auf Heizwasser wird die Voraussetzung dafür geschaffen, dass CO_2-freie Erzeugungstechnologien auf Basis von tiefer Geothermie und anderen erneuerbaren Wärmequellen auch in diese Netzteile einspeisen und somit einen großen Anteil an der Fernwärmeerzeugung übernehmen können. Ergänzend soll die Wärme aus thermischer Abfallverwertung weiter genutzt werden. Als weitere Vorteile der Dampfnetzumstellung werden die Netzverluste deutlich verringert und langfristig die Netzbetriebskosten gesenkt.

Die Dampfnetzumstellung ist zudem eine Voraussetzung dafür, dass die Fernwärme im Bereich des Innenstadtnetzes überhaupt wesentlich ausgebaut werden kann, da ein Anschluss neuer Objekte an das Dampfnetz im Regelfall nicht wirtschaftlich ist.

Die SWM haben bereits in einer ersten Umstellungsphase von 2003 bis 2011 fast die Hälfte der insgesamt 240 km des früheren Dampfverteilnetzes Innenstadt einschließlich der

Übergabestationen der Kunden auf Heizwasser umgestellt. Die Umstellung eines Großteils des aktuell noch 130 km umfassenden Dampfverteilnetzes ist für den Zeitraum 2022 - 2035 geplant.

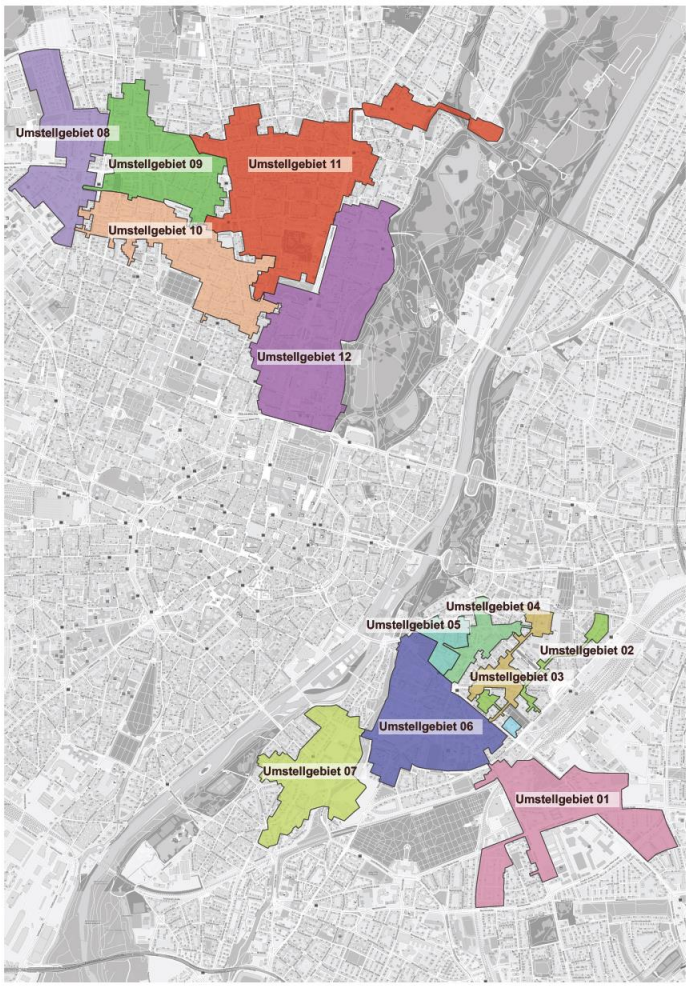

Abbildung 8-2: Netzgebiete der Dampfnetzumstellung (Darstellung der SWM)

Das nach 2035 verbleibende Dampfverteilnetz ist hinsichtlich seiner Größe so bemessen, dass es durch Wärme aus der thermischen Abfallverwertung versorgt werden kann. Langfristig soll auch dieser Netzteil voraussichtlich auf Heizwasserbetrieb umgestellt werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Aufgrund der erforderlichen hohen Temperaturen kann das Dampfverteilnetz nur aus den Verbrennungsprozessen der Heizkraftwerke und Heizwerke gespeist werden. Beim Einsatz von in Heizkraftwerken erzeugtem Dampf zur Gebäudeheizung geht ein Teil der Exergie verloren, die alternativ zur Stromerzeugung genutzt werden könnte. Zur Bedeutung niedriger Vorlauftemperaturen in den Teilnetzen für die Nutzung von Geothermie, Wärmepumpen und ggf. Abwärme siehe Kapitel 8.2.1.

In der ersten Umstellungsphase bis zum Jahr 2011 hat sich gezeigt, dass die bisherigen Dampfleitungen zum Teil weiterverwendet werden konnten, anderenfalls wurden Kunststoff-Mantelrohre neu verlegt. Die ab 2022 geplante Umstellung weiterer Teile des verbliebenen Dampfverteilnetzes soll schrittweise in vorab definierten Teilgebieten erfolgen und bis 2035

abgeschlossen sein. Mit der Umstellung verbunden ist auch der Erfolgsfaktor „Anpassung der Netzstrukturen und stärkere Verknüpfung der Teilnetze" (Kapitel 8.2.5).

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Eine Förderung durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) ist nur beim Neubau oder bei Bedarf zur Verstärkung der Dimensionierung von bestehenden Leitungen nutzbar. Für die verbleibenden Umstellmaßnahmen im Dampfverteilnetz der SWM gibt es aktuell kein geeignetes Förderinstrument. Im Rahmen der geplanten Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) soll jedoch die Förderung einer Dampfnetzumstellung im Rahmen einer Strategie zur Einbindung von erneuerbaren Energien bzw. CO_2-neutralen Wärmequellen voraussichtlich möglich sein.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Die Umstellung des Dampfverteilnetzes Innenstadt erfordert hohe Investitionen der SWM und bindet erhebliche personelle Ressourcen. Andererseits weist das Dampfnetz systembedingt höhere Wärmeverluste auf als ein Heißwassernetz, die durch die Umstellung reduziert werden. Dies reduziert den Einsatz von Energieträgern zur Wärmeerzeugung in den SWM-Anlagen und damit Betriebskosten. Zudem haben Dampfnetze deutlich höhere Betriebs- und Instandhaltungskosten als Heizwassernetze.

Der Anschluss von Neukunden an das Dampfnetz ist oft nicht wirtschaftlich darstellbar. Somit ist die Umstellung auch eine Voraussetzung für eine signifikante weitere Verdichtung der Fernwärme in den betreffenden Teilen des Netzes.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Durch die sukzessive Umstellung des Dampf-Verteilnetzes Innenstadt entstehen gravierende Behinderungen für den Straßenverkehr, die Anwohner und Geschäfte in den betroffenen Straßen. Um diese zu minimieren, sollten die Arbeiten mit Neukundenanschlüssen im Zuge der Dampfnetzumstellung und weiteren Baumaßnahmen koordiniert werden (z. B. 2. Stammstrecke, Ausbau von U-Bahn-, Tram und Bus-Infrastruktur, Straßenerneuerung, Revisionen der Netze für Strom-, Gas-, Wasser- und Fernkälteversorgung).

Fazit und Handlungsbedarf

Die Umstellung des Dampfverteilnetzes auf Heizwasser ist eine wichtige Voraussetzung für die Umstellung der Fernwärme auf einen hohen Anteil erneuerbarer Energien. Die Umstellung eines Großteils des aktuell noch verbleibenden Dampfverteilnetzes in der Innenstadt ist für den Zeitraum 2022 - 2035 fest geplant.

Die Transportschiene zwischen den Standorten Nord, Süd, Gaisbergstraße und Theresienstraße soll dagegen weiter als Dampfleitung genutzt werden. Diese Leitung und das langfristig verbleibende Dampf-Verteilnetz in der Innenstadt sollen vorwiegend durch die MVA-Blöcke Nord 1 + 3 gespeist werden.

8.2.4 Netzverdichtungsmaßnahmen zur Erreichung einer höheren Anschlussrate im Münchner Stadtgebiet

Zielstellung

Durch Netzverdichtungsmaßnahmen soll die Gebietsabdeckung und die Anschlussrate von Verbrauchenden an die Fernwärme erhöht werden. So können bestehende Leitungen besser genutzt und anteilig am Absatz ebenfalls Verteilverluste reduziert werden. Dadurch kann die wirtschaftliche Effizienz der Fernwärme verbessert werden.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Zur Erreichung einer höhere Anschlussrate ist bei Kund:innen ein Interesse an einem Anschluss an die Fernwärme notwendig. Somit kann die Anschlussrate durch eine höhere Wirtschaftlichkeit der Fernwärme gegenüber anderen Wärmeerzeugern, rechtliche Anforderungen (z. B. Forderung einer Wärmeerzeugung mit niedrigem Primärenergiefaktor), ordnungspolitische Vorgaben oder andere Mehrwerte für Kund:innen erreicht werden. Die Erreichung einer hohen Anschlussrate ist essenziell für eine preislich konkurrenzfähige Fernwärme, da somit bestehende Leitungen besser ausgenutzt werden. Während ein Großteil der Verteilleitungen bereits für eine solche Verdichtung dimensioniert ist (bzw. durch Sanierung angeschlossener Gebäude Kapazitäten frei werden) müssen sowohl die Durchdringung einzelner Gebiete erhöht als auch die Anschlüsse an einzelne Gebäude hierfür individuell noch geschaffen werden. Durch diese Erweiterung der Netzstrukturen, entstehen relevante Kosten (siehe auch Ergebnisse in Kapitel 13.4). Diese Netzbaumaßnahmen und die assoziierten Baustellen können durch Anwohner:innen als störend empfunden werden und zu einer verringerten Akzeptanz führen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Eine Verdichtung des Netzes und der Anschluss weiterer Kund:innen führen dazu, dass die Druckverhältnisse im Netz sowie deren Regelung und Steuerung auf die veränderte Trassenlänge und Struktur angepasst werden müssen. Weiterhin kann es bei der Nachverdichtung sein, dass durch den Anschluss neuer Verbrauchende die verfügbaren Netzkapazitäten überschritten werden. Dies wird für die Hauptleitungen in München erst bei einem nennenswerten Zuwachs erwartet, regional kann es jedoch früher zu Anpassungsbedarf der Verteilleitungen kommen. Um die Entstehung von Netzengpässen zu umgehen, könnten neben der Netzerweiterung perspektivisch auch Maßnahmen zum Demand Side Management bei Verbrauchenden in Betracht gezogen werden.

Geht der Ausbau bestehender Netze mit einer Zunahme der bereit zu stellenden Wärme einher, hat dies ebenfalls einen Einfluss auf den Betrieb sowie Bedarf nach Erzeugungsanlagen. Wichtig ist hier insbesondere inwiefern die Spitzenlasten im Netz erhöht werden, da hierfür die entsprechenden Leistungen vorgehalten werden müssen (siehe Ausführungen für München in Kapitel 13.4).

Je nach Relevanz der durch Verdichtung neu angeschlossene Verbrauchende, können diese einen positiven Einfluss auf die Rücklauftemperaturen haben (Annahmen: Bei Neuanschluss werden Gebäudetechnik und Hausübergabestation direkt entsprechend ausgelegt).

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Die Wärmelieferverordnung legt fest, dass die Umstellung einer dezentralen Heizung auf Wärmelieferung für die Mietenden keine höheren Wärmekosten verursachen darf als in den drei vorhergehenden Jahren. Aufgrund der aktuell geringen Erdgaskosten ist der Wechsel zur Fernwärme und somit die Steigerung der Anschlussrate nicht möglich (siehe hierzu auch Ausführungen in Kapitel 15).

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Die Erreichung einer hohen Anschlussrate in geeigneten Gebieten ist essenziell für eine preislich gut konkurrenzfähige Fernwärme. Erweiterungsmaßnahmen der Fernwärme sind daher nur dann sinnvoll, wenn gesichert ist, dass in einem Gebiet bzw. in einer Straße eine bestimmte Anzahl an Kund:innen mit entsprechendem Bedarf neu angeschlossen werden kann. Anschlüsse an berohrter Trasse (Verdichtung) gehen ebenfalls mit Kosten für die Hausanschlussleitung und Hausübergabestation einher und sind daher auch erst bei größeren Abnehmern ökonomisch sinnvoll. Aktuell wird in München eine minimale Anschlussleistung von 50 kW angestrebt (aktueller Mittelwert liegt über 200 kW), in den Szenarien wird über den Kostenvergleich mit anderen klimaneutralen Wärmequellen eine Anschlussleistung von 20 kW angesetzt (siehe Kapitel 13). Wenn die verfügbare Anschlussleistung in den Verteilleitungen überschritten wird, muss im Detail geprüft werden ob und wie ein Anschluss wirtschaftlich effizient umgesetzt werden kann.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Die notwendigen Baumaßnahmen können den Alltag der Anwohner:innen vorübergehend beeinflussen (Lärmbelästigung, reduzierte Anzahl an Parkplätzen, …). Der Mehrwert durch den Fernwärmeanschluss sollte den Anwohner:innen, welche oft Mietende sind und somit nicht identisch mit den Gebäudeeigentümer:innen, vermittelt werden.

Fazit und Handlungsbedarf

Für die Erreichung der Klimaneutralität in München, wird die Fernwärme eine relevante Rolle bei der Bereitstellung des Wärmebedarfs aufweisen (siehe Studienergebnisse in Kapitel 13.2), dies gilt speziell im Fernwärme-Verdichtungsgebiet (kartografische Darstellung in Kapitel 5) wo sie als kosteneffizienter einzuschätzen ist, als andere klimaneutrale Wärmequellen (siehe Ergebnisse der CO_2-Verminderungskosten in Kapitel 10.3). Die Verdichtung des Fernwärmenetzes ist daher wichtig, um eine höhere Gebietsabdeckung zu erreichen. Um die Erweiterung möglichst kosteneffizient zu gestalten, müssen möglichst hohe Anschlussraten erreicht werden.

Bei der Nachverdichtung ist zu beachten, dass bei relevanter Zunahme der angeschlossenen Bedarfe ggf. eine konstruktive Erweiterung der vorhandenen Netzkapazitäten notwendig ist.

8.2.5 Anpassung der Netzstrukturen und stärkere Verknüpfung der Teilnetze

Zielstellung

Die geplanten Veränderungen bei der Wärmeerzeugung und das Ziel, die Versorgung zusätzlicher Kunden mit Fernwärme zu ermöglichen, erfordern Anpassungen in der Struktur der Fernwärmenetze. Wie Abbildung 8-3 zeigt, ist das Fernwärmenetz in München aktuell in sieben Teilnetze sowie ein Inselnetz in Riem unterteilt. Die Verknüpfung von Teilnetzen in München kann die Durchleitung von Wärmemengen zwischen den Netzen ermöglichen. Dies gewinnt an Bedeutung für die Durchleitung der Wärmequelle Geothermie aus dem Süden zu den Bedarfen im Norden oder in neue Fernwärmegebiete (siehe auch bereits bestehende Planungen in Kapitel 8.3).

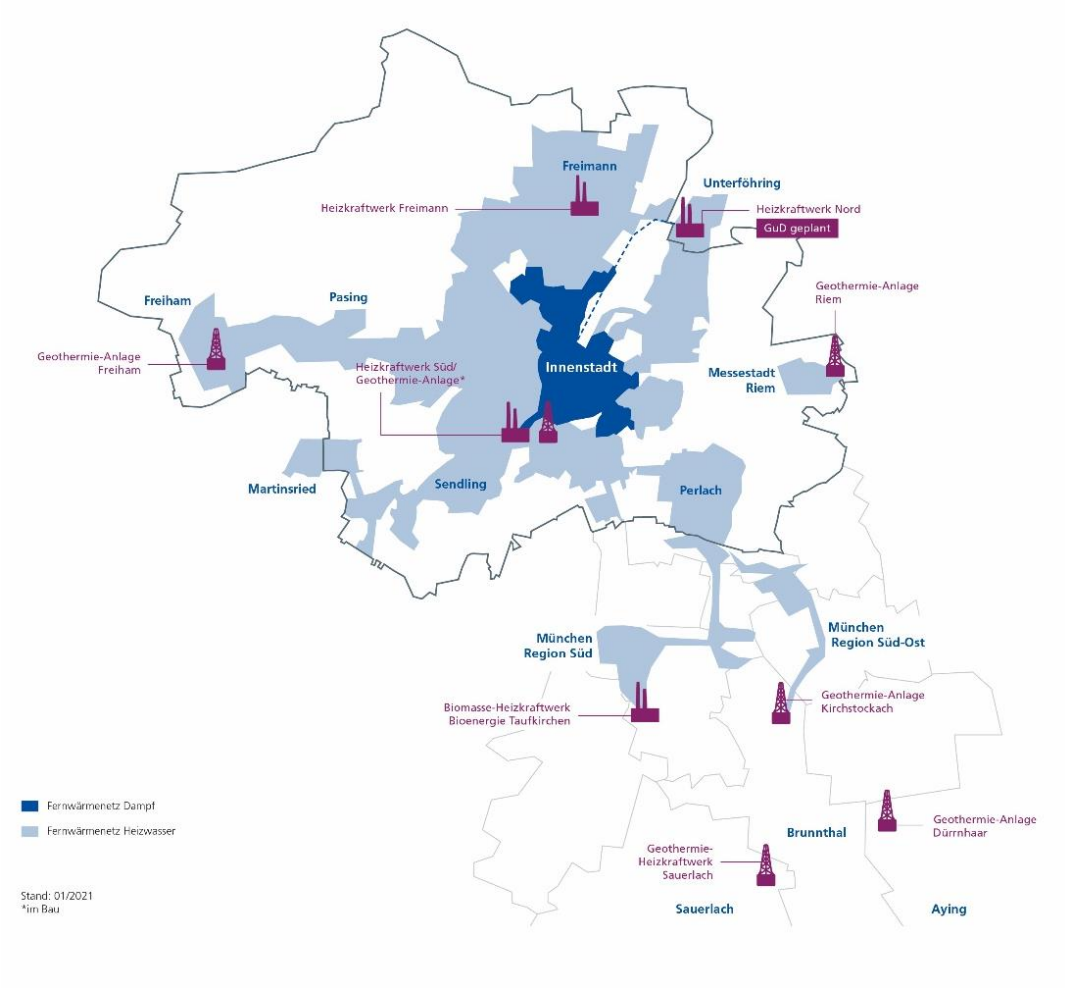

Abbildung 8-3: Fernwärme-Teilnetze in München

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Eine stärkere Verknüpfung der Netze erfordert sowohl eine energetische Verbindung, ggf. über weitere Wärmetauscher, als auch eine gemeinsam optimierte Steuerung und Regelung der Netze. Als Voraussetzung für eine Verknüpfung müssen zunächst die Leistungskapazitäten an den zu verknüpfenden Netzsträngen geeignet sein, andernfalls sind hier Netzverstärkungen einzubringen. Als Voraussetzung für die Ermöglichung der Verknüpfung sind weiterhin die Regelung und Steuerung sowie die Druckverhältnisse und Absicherung der Netze anzupassen. Hier ist festzuhalten, dass die Verknüpfung Grenzen hat,

da hierdurch auch die Komplexität des Netzbetriebes steigt. Je stärker das Netz erweitert und die Teilnetze miteinander verbunden werden, desto komplexer werden Planung und Betrieb.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Aktuell hat bereits jedes Netz seine eigene Vorlauftemperaturkurve in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Wenn erwartet wird, dass aufgrund der Kundenbedarfe und Erzeugungsstrukturen eine Anpassung der Netzstruktur erforderlich ist, werden die Möglichkeiten zur Netzanpassung im Detail analysiert und gegeneinander abgewogen. Für den kommunizierten Geothermieausbaupfad sind bereits Teilnetzverknüpfungen vorgesehen – diese befinden sich z. T. in der Planung bzw. in der Ausführung.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Da alle Teilnetze in Eigentum der SWM sind, bestehen hier keine relevanten regulatorischen Aspekte.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Durch die angestrebten Optimierungen der Erzeuger und Kundenzuwächse, muss der finanzielle Aufwand für die konstruktive Verknüpfung sowie den Umbau des Betriebes finanziell kompensiert werden

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Die notwendigen Eingriffe können zu Baustellen und den assoziierten Einschränkungen der Nutzbarkeit von Verkehrswegen führen. Weiterhin kann die Anpassung der Druckverhältnisse zu notwendigen Umbaumaßnahmen in den Kundenanlagen führen. Daher muss ein Verständnis bei der Bevölkerung geschaffen werden, warum diese Anpassungen von Bedeutung sind.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Ergebnisse von Untersuchungen der SWM im Vorfeld dieser Studie zeigen, dass eine Verstärkung der Verknüpfung einzelner Teilnetze für die Integration der Geothermie in die Fernwärmebereitstellung in München sinnvoll ist. Diese sind zum Teil von den SWM schon vorgesehen (siehe Kapitel 8.3). Ob für die Erreichung der Szenarien in dieser Studie weitere Leitungen notwendig sind, kann mit den vorliegenden Daten nicht abgeschätzt werden. Insgesamt gibt es für die Verknüpfbarkeit jedoch Grenzen, damit die aktuell sehr gute Versorgungssicherheit beibehalten werden kann.

8.2.6 Neue Transportleitungen zur Einbindung weiterer Geothermiequellen außerhalb Münchens

Zielstellung

Im Stadtgebiet Münchens sind die wirtschaftlich erschließbaren Potenziale der tiefen Geothermie durch verschiedene Faktoren wie z. B. die Verfügbarkeit geeigneter und genehmigungsfähiger Flächen für Bau und Betrieb der Anlagen begrenzt. Daher sollen zusätzlich weitere Geothermiepotenziale südlich von München in Kooperation mit

kommunalen Partnern erschlossen werden. Über Fernwärmetransportleitungen wird ein Großteil der Wärme in die Fernwärmenetze der SWM eingebunden. Zusätzlich profitieren die entsprechenden Gemeinden im Landkreis von der CO_2-neutralen Energiequelle.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Aufgrund des Gradienten der Temperatur der wasserführenden Schichten weisen Geothermiestandorte südlich der Stadt wesentlich höhere Niveaus der nutzbaren Vorlauftemperatur auf als solche im Stadtgebiet oder nördlich der Stadt. Der Transport von Fernwärme auch über weitere Entfernungen ist dagegen realisierbar und verursacht nur geringe Wärmeverluste und Aufwände an Pumpstrom.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Die Einbindung von Wärme aus den bestehenden bzw. zusätzlich mit Partnern der SWM geplanten Geothermie-Anlagen südlich der Stadt erfordert den Bau von mindestens zwei mehr als 10 km langen Transportleitungen für Heizwasser, die auch einen Höhenunterschied von ca. 60 bis 100 m überwinden müssen. Das hohe verfügbare Temperaturniveau an den südlichen Standorten rechtfertigt den technischen Aufwand für die Transportleitungen.

Die Einbindung der Transportleitungen könnte in die Teilnetze Sendling und Perlach erfolgen. Hierdurch wäre in diesen Teilnetzen bis zum Jahr 2035 ein hoher Anteil von Geothermie an der Deckung der Wärmenachfrage darstellbar. Darüber hinaus sehen die Planungen der SWM eine Weiterverteilung dieser Geothermie-Wärme in weitere Teilnetze vor. Allerdings sind die Kapazitäten der Netze Sendling und Perlach für die Durchleitung von zusätzlicher geothermaler Wärme in weitere Netze technisch begrenzt. Um noch größere Wärmemengen für das von der Nachfrage her bedeutende Netz Innenstadt/Pasing bereitzustellen, müsste eine direkte Leitung von Standorten im Süden der Stadt unter den verdichteten Baugebieten hindurch bis zu einem geeigneten Einspeisepunkt geführt werden. Grundsätzlich erscheint es möglich, eine solche Direktleitung zu errichten. Details zu ihrer Realisierbarkeit, eine geeignete Trassenführung und die zu erwarteten Kosten sind jedoch noch unklar.

Bevor die Leitungen konkret geplant werden, müssen deren erforderliche Transportkapazität und damit der in der jeweiligen Region geplante Geothermie-Ausbau festgelegt werden. Weiterhin muss der langfristige Fernwärmebedarf in München in Abhängigkeit von der Möglichkeit zur Erschließung von Fernwärmeerweiterungsgebieten feststehen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Eine wichtige Voraussetzung für die Realisierung der Trassen ist, dass die Nutzungsrechte für den betroffenen öffentlichen Raum und die Grundstücke vertraglich gesichert werden. Für die Errichtung der Leitungen muss ein Genehmigungsverfahren durchgeführt werden, das umfangreiche Abstimmungsprozesse erfordern wird.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Die Investitionskosten für den Bau der Leitungen können je Trasse nur sehr grob veranschlagt werden. Bisher ist auch noch nicht final geklärt, ob für die Leitungen eine Förderung z. B. durch das Bundesprogramm effiziente Wärmenetze in Anspruch genommen werden kann und in welcher Höhe die Förderung liegen könnte.

Zudem sind ggf. Konzessionsabgaben an die Gemeinden bzw. Grundstückseigentümer:innen (z. B. den Freistaat Bayern) zu zahlen, über deren Gebiet die Leitungen verlaufen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Von entscheidender Bedeutung für Genehmigung und Verlegung der Leitungen ist die Kooperationsbereitschaft der Nachbargemeinden und ggf. des Freistaats sowie von privaten Grundstückseigentümern. Die Stadtpolitik sollte eine langfristige strategische Kooperation mit den betreffenden Gemeinden und der Bayerischen Staatsregierung anstreben.

Fazit und Handlungsbedarf

Zusätzlich zu den im Stadtgebiet zu erschließenden weiteren Standorten ist eine Einbindung der Wärme aus den südlich von München liegenden bestehenden und geplanten Geothermiebohrungen in das Fernwärmenetz der Stadt aufgrund der hohen verfügbaren Temperaturniveaus sinnvoll. Durch den Bau von Transportleitungen wird das für München verfügbare Geothermiepotenzial somit erheblich vergrößert.

Von entscheidender Bedeutung für die Realisierung der Leitungen ist die Kooperationsbereitschaft der betroffenen Nachbargemeinden. Diese sollte durch die Stadtpolitik gezielt gefördert werden. Wichtig ist dabei, dass die Kooperationsprojekte den Standortgemeinden die Möglichkeit bieten, einen Teil der geförderten erneuerbaren Wärme selbst in lokalen Wärmenetzen zu nutzen und bei der Entwicklung der Projekte von den Erfahrungen der Stadtwerke zu profitieren.

Im Zuge der Konkretisierung der Planungen muss die maximale Transportkapazität der Leitungen festgelegt werden. Dies erfordert eine langfristige Planung der bis 2050 voraussichtlich einsetzbaren Wärmemengen aus dem Süden der Stadt.

8.2.7 Nutzung dezentraler Niedertemperatur-Sekundärnetze

Bei der Fernwärmeversorgung wird generell zwischen Primär- und Sekundärnetzen unterschieden. Als Primärnetz wird hier das zentrale Haupt-Versorgungsnetz verstanden, während unter Sekundärnetzen hydraulisch durch Wärmetauscher abgegrenzte Wärmenetze verstanden werden. Diese werden aus den vorgelagerten Primärnetz (teil-)versorgt und verfügen häufig über zusätzliche eigene Wärmeerzeuger.

Zielstellung

Die Unterscheidung von Primär- und Sekundärnetz wird meist umgesetzt, damit die Regelung unabhängig voneinander erfolgen kann (z. B. Temperaturniveau, Fließgeschwindigkeit). Im Sekundärnetzvorlauf und -rücklauf können dann insbesondere niedrigere Temperaturniveaus genutzt werden (Erreichung der Ziele der Aspekte „Absenkung Vorlauf- bzw. Rücklauftemperaturen“). Hierdurch kann wiederum die lokale Einbindung von Wärmequellen in das Teilnetz ermöglicht werden, das Primärnetz dient als weitere Wärmequelle.

Weiterhin wird durch die Trennung eine örtliche Beschränkung von auftretenden Leckagen oder anderen negativen Aspekten auf andere Teilnetze erreicht. Dabei verfügt jedes Netz über ein eigenes „Havariekonzept“ zur schnellen Identifikation und Behebung von Leckagen.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Relevante Kriterien für die Einbindung eines Sekundärnetzes an das Primärnetz sind:

- Der Leistungsbedarf der Abnehmer im Sekundärnetz muss geringer sein als die Kapazität der angestrebten Anschlussstelle an das Primärnetz.
- Die Kompatibilität der Wärmeerzeuger in den Teilnetzen sollte gewährleistet sein (z.B. Verfügbarkeit, Flexibilität). Im selben Zuge sollten die Steuerungsziele und –grenzen der Netze definiert und die Kompatibilität geprüft werden.

Im Bestand bedeutet die Umsetzung einen konstruktiven Aufwand, da zwischen den Netzen Wärmetauscher eingesetzt werden müssen. Weiterhin müssen technische Komponenten in Form einer Umformerstation (inkl. Pumpen, Ausdehnungsgefäße) nachgerüstet werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Das Wärmenetz in München besteht aus sieben Teilnetzen (siehe Kapitel 8.2.5) und einem Inselnetz in Riem. Bevor in den Teilnetzen einzelne weitere Sekundärnetze an diese Teilnetze angeschlossen werden, ist eine genaue Prüfung notwendig, ob die Nutzung unterschiedlicher Betriebsweisen sinnvoll und, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden, möglich ist.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Bei angepassten Bedingungen der Wärmeversorgung (speziell des Temperaturniveaus), muss die Vertragsgestaltung angepasst werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Falls in München Netzteile identifiziert werden, in welchen eine Abgrenzung als Sekundärnetze technisch sinnvoll sein könnte, müssen die entstehenden Investitionskosten, speziell für die Einbringung der Umformerstationen und den ggf. erforderlichen Umbau eines Bestandsnetzes zu einem Sekundärnetz, hierzu ins Verhältnis gesetzt werden. Diese Kosten und die regelmäßigen Wartungskosten für die Umformerstationen müssen durch Effizienzgewinne bei den Erzeugern ausgeglichen werden. Prinzipiell können durch die Schaffung von Sekundärnetzen bei niedrigeren Temperaturniveaus hier zudem Leitungsverluste und somit einhergehende Verlustkosten reduziert werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Sollen Bestandsnetze zu einem Sekundärnetz umgewandelt werden, entstehen in der Bauphase möglicherweise Störungen durch Lärm.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Steigerung der Unabhängigkeit von Netzbereichen steht einem recht hohen planerischen und konstruktiven Aufwand gegenüber. Eine Umsetzung ist nur bei Vorhandensein wesentlicher Voraussetzungen sinnvoll bzw. möglich. Ideal sind Neubaugebiete ausreichender Größe mit ganzjährig kontinuierlich auftretendem Wärmebedarf. Sollten die in München geplanten größeren Neubausiedlungen an die Fernwärme angeschlossen werden (siehe Kapitel 4.3), könnten diese direkt als Sekundärnetze bei niedrigeren Systemtemperaturen ausgelegt werden, um eine Offenheit für die Integration von Wärmequellen, welche so effizienter operieren, zu schaffen.

8.2.8 Einrichtung saisonaler Speicher im Netz

Zielstellung

Durch saisonale Speicher im Fernwärmenetz könnte der zeitliche Verlauf von Wärmeerzeugung und -nachfrage innerhalb bestimmter Grenzen voneinander entkoppelt werden. Durch einen Ausgleich des Nachfrageprofils zwischen Winter und Sommer kann die ganzjährig anfallende geothermische Wärme besser genutzt werden.

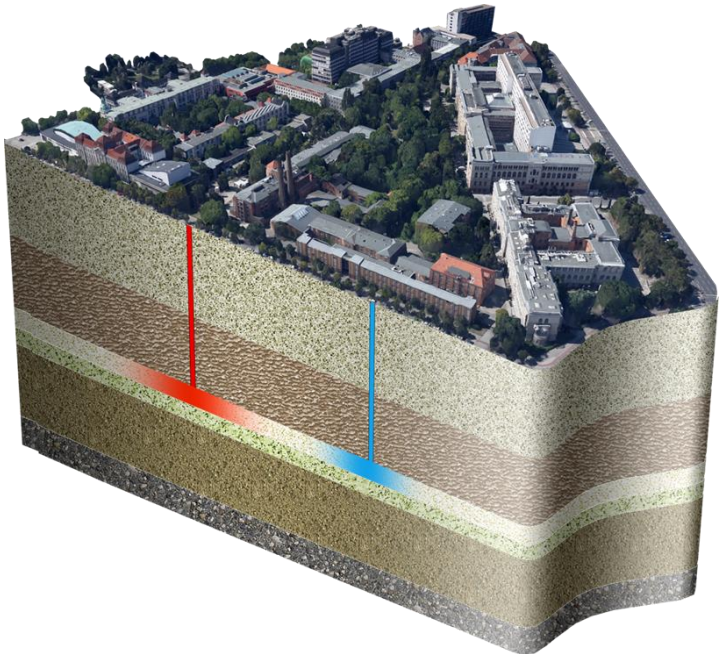

Abbildung 8-4: Schematische Darstellung eines saisonalen Speichers in einer wasserführenden Gesteinsschicht (Darstellung: Guido Blöcher, GFZ, unter Verwendung von Google Earth /DGFZ-01 16/, /DGFZ-02 16/)

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Die Nachfrage in Fernwärmenetzen weist einen stark jahreszeitlich geprägten Verlauf auf. Während der Bedarf an Trinkwarmwasser über das Jahr hinweg etwa konstant ist, hängt die Nachfrage nach Heizenergie stark von den Außentemperaturen sowie dem energetischen Standard der versorgten Gebäude ab. Auch beim gewerblichen Wärmebedarf gibt es im Regelfall einen ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf. Hinzu kommen die Netzverluste, die ganzjährig auftreten, aber bei der üblichen nachfrageabhängigen Gleitung der Vorlauftemperatur im Winter ebenfalls etwas höher liegen als im Sommer. Somit liegt die durchschnittliche Netzeinspeisung in den Sommermonaten in der Regel bei weniger als einem Fünftel des Werts der Wintermonate.

Die tiefe Geothermie, die im Rahmen einer klimaneutralen Wärmeversorgung einen größeren Anteil an der Deckung der Nachfrage übernehmen soll, steht ganzjährig mit gleicher Leistung zur Verfügung. Aufgrund der relativ hohen Investitionskosten in die Bohrung und die Förderanlagen ist es wirtschaftlich sinnvoll, die Geothermie in der Grundlast der Wärmeversorgung einzusetzen. Werden zusätzliche Standorte erschlossen, um die Mittel- oder Spitzenlast der Nachfrage ebenfalls aus Geothermie zu decken, so führt dies zu hohen Kosten der bereitgestellten Wärme. Der Bau und Betrieb von saisonalen Speichern ist dann wirtschaftlich, wenn die Kosten des Speichers einschließlich der auftretenden Wärmeverluste niedriger sind als die Mehrkosten der ansonsten für die Erzeugung von Mittel- und Spitzenlast

genutzten Anlagen gegenüber einer Grundlasterzeugung z. B. aus tiefer Geothermie. Diese Zusammenhänge sind in der Abbildung 8-5 veranschaulicht.

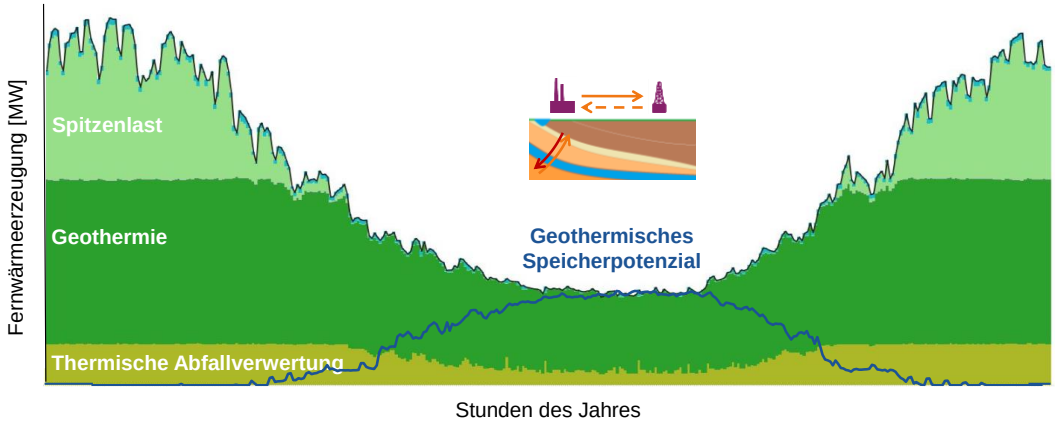

Abbildung 8-5: Qualitative Darstellung des jährlichen Verlaufs der Fernwärmenachfrage und der Einsatzmöglichkeit eines saisonalen Speichers im Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung aus Geothermie (Quelle: SWM)

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Die SWM verfügen über obertägige Wärmespeicher am Standort Freimann mit einem Volumen von ca. 50.000 m³. Ein weiterer Speicher mit ca. 45.000 m³ soll in den kommenden Jahren am Standort Süd errichtet werden. Diese Speicher sind jedoch für die Be- und Entladung innerhalb weniger Tage konzipiert und nicht als saisonale Speicher geeignet.

Für die saisonale Speicherung von heißem Wasser sind sehr große Speichervolumina und eine gute thermische Isolierung erforderlich.[16] Beide Bedingungen können durch wasserführende (aquifere) Schichten in Tiefen von mehreren 100 Metern gut erfüllt werden, sofern diese nach oben hin durch wasserundurchlässige Schichten abgedichtet sind und nicht für die Gewinnung von Trinkwasser benötigt werden.

In den unterhalb der Stadt München liegenden Gesteinsschichten sind solche Formationen grundsätzlich vorhanden. Die Eignung der in Frage kommenden Speicherschichten muss jedoch durch Messungen und ggf. Probebohrungen untersucht werden.

Für die Speicher können Dubletten oder Tripletten von Bohrungen verwendet werden. Diese umfassen Bohrungen zur Be- und Entladung des Speichers sowie Hilfsbohrungen zur Gewinnung bzw. Verpressung des genutzten Wassers.

Zu möglichen Standorten von Aquiferspeichern in München gibt es noch keine konkreten Planungen. Die Standorte sind auf die mögliche Wärmequelle und die Verbrauchsschwerpunkte abzustimmen. Dies kann vsl. erst nach Durchführung eines aktuell geplanten Forschungsprojekts entschieden werden. Daher ist noch unklar, ob und ggf. ab wann und mit welcher Speicherkapazität die SWM saisonale Speicher nutzen können.

[16] Bei einer Temperaturspreizung von 35 K beträgt die Speicherkapazität von Wasser 20 kWh/m³. Die Technologie ist gut skalierbar, siehe das Projekt „Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher im Kontext der Energiewende"; https://www.angusplus.de/de.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Die untertägigen Planungen verschiedener Akteur:innen müssen ggf. aktiv koordiniert werden. Die genehmigungsrechtlichen Anforderungen des Bundesberggesetzes sind zu beachten. Die Grundlagen für die Anwendung die genehmigungsrechtlichen Bestimmungen für Errichtung und Betrieb eines Aquiferspeichers sollen im Rahmen des geplanten Forschungsprojekts geschaffen werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Aufgrund der auftretenden Verluste ist die saisonale Speicherung nur dann sinnvoll, wenn die genutzte Wärme zu geringen variablen Kosten erzeugt werden kann und niedrige oder keine CO_2-Emissionen aufweist.

Die Höhe der Investitionen ist stark vom Standort und der Tiefe der Bohrung abhängig. Zu berücksichtigen sind auch die Kosten für die Einbindung der Wärmequelle in das Fernwärmesystem. Für München könnten die Kosten etwa so hoch liegen wie bei Geothermiebohrungen mit entsprechender Leistung. Die variablen Kosten des Speichers setzen sich zusammen aus dem Wert der Wärmeverluste, den Kosten für Pumpstrom bei Ein- und Ausspeicherung sowie Personal- und sonstige Betriebskosten. Hinzu kommen ggf. Kosten für eine Nachheizung der ausgespeicherten Wärme auf das erforderliche Temperaturniveau des Wärmenetzes. Diese erhöht jedoch zugleich die bereitgestellte Wärmemenge.

Fazit und Handlungsbedarf

Im Fernwärmenetz der SWM könnten saisonale Speicher die Ausnutzung und Wirtschaftlichkeit der Geothermie erhöhen. Die SWM haben im Mai 2021 ein Forschungsprojekt zur Untersuchung des Baus und Betriebs von Aquiferspeichern beantragt. Auf Basis der Ergebnisse dieses Projekts und ggf. weiterer Projekte sollten die energiewirtschaftliche Bedeutung und die Wirtschaftlichkeit von saisonalen Speichern beurteilt und ggf. geeignete Standorte identifiziert und Pilotprojekte umgesetzt werden. Darüber hinaus sind Potenziale für alternative saisonale Speichertypen zu prüfen und deren technische Umsetzbarkeit zu bewerten.

8.2.9 Maßnahmen zur Einbindung der Wärmeeinspeisung von Dritten

Zielstellung

Die Einbindung der Wärmeeinspeisung von Dritten, speziell angestrebt für Abwärme, kann den Anteil klimaneutraler Wärmequellen im Fernwärmenetz erhöhen. Hierbei kann die Einbindung, je nach Wärmequelle und vertraglicher Gestaltung der Wärmeabnahme, kostengünstiger sein als der Betrieb eigener Anlagen. Dies hängt jedoch von diversen Faktoren ab. In wenigen Fällen kann durch die Integration externer Anlagen die Investition in eigene Wärmeerzeuger vermieden werden. Die Voraussetzung hierfür ist, dass die Verfügbarkeit vom Einspeiser langfristig gewährleistet wird (ca. 20 Jahre). Dies ist kritischer je relevanter die erzeugte Leistung des Einspeisers ist.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Damit Wärme von Dritten eingespeist werden kann, muss die Wärmequelle die Anforderungen der Wärmeverteilung am Einbindungsort, speziell das geforderte Temperatur-

und Druckniveau erfüllen. Hierbei sollte das Temperaturniveau des Einspeisers über dem des Netzes liegen, oder ggf. das Temperaturprofil des jeweiligen Netzes abbilden (in der Regel gleitende Fahrweise) können. Nachdem eine Wärmeeispeisung als technisch sinnvoll erachtet wurde, wird dieser meist in den Vorlauf des Fernwärmenetzes eingebunden. Zur Einbindung der Wärme bestehen zudem lokale Anforderungen an das Netz. Insbesondere müssen die Rohrdimensionen ausreichen, damit die erzeugte Leistung aufgenommen werden kann und im Netz muss ausreichend Bedarf bestehen.

Eine steigende Anzahl von Wärmeerzeugern, die nicht von der zentralen Leittechnik des Fernwärmebetreibers gesteuert würden, würden die Komplexität des Netzbetriebes steigern. Daher muss der Wärmenetzbetreiber die Einspeisung in das Netz regeln können (ggf. über vorhandene Speicher), dabei muss der Fernwärmeversorger aus Sicherheitsgründen jeden Einspeiser abschalten können. Weiterhin müssen gute Prognosen für die erwartete Einspeiseleistung und das Temperaturniveau vorliegen. Die Wärmeeinspeisung Dritter erfolgt häufig auf Leistung und Temperaturniveau bezogen nicht kontinuierlich, daher müssen die Anlagen besichert werden. Es kann dazu kommen, dass in Überschusszeiten Wärme entstehen kann, die von Kunden zunächst nicht benötigt wird. In diesem Fall können entsprechend dimensionierte Speicher für kurze Zeit genutzt werden, um Wärme abzunehmen.

Letztlich müssen für die Einspeisung individuell geeignete Verträge geschaffen werden.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

In München ist bei der Einspeisung von Dritten darauf zu achten, dass diese so verortet sind, dass es nicht zur Reduktion der Ausschöpfung der Geothermie oder der Verschlechterung von anderen Grundlasterzeugern (z. B. Abwärme aus Abfall) führt. Weiterhin müssen die Einspeiser immer durch eine eigene Anlage der Dritten besichert werden oder die SWM übernehmen die Besicherung durch eigene Anlagen. Letzteres mindert jedoch den Wert der eingespeisten Wärme. Die Relevanz dieser Besicherung steigt mit der Einspeiseleistung der Dritten.

Die aktuellen Betriebsstrategien und Regelungskonzepte für das Fernwärmenetz in München sind derzeit nicht darauf ausgelegt, viele dezentrale Erzeugungseinheiten zu integrieren, sodass diese entsprechend anzupassen wären. In einigen Netzteilen in München würde eine dezentrale Einspeisung zu einer Umkehr der Flussrichtung führen, dies ist jedoch technisch möglich.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Die Einbindung der Wärme von Dritten kann sowohl als reiner Erzeuger geschehen als auch in der Form eines „Prosumers", welcher sowohl einspeist als auch Wärme bezieht. Diese Rollen sind zu definieren und dementsprechend individuelle Verträge zu gestalten. Damit die Einspeisung einen Mehrwert für den Betrieb des Gesamtnetzes hat, ist die Mittel- bis Langfristigkeit der Einspeisung der Wärme vertraglich festzuhalten. Eine rechtzeitige Information über Unterbrechungen/Ausfälle der Wärmelieferung ist hier ebenfalls zu vereinbaren.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Bei der Einbindung der Wärmeerzeugung von Dritten ist immer individuell zu bewerten, inwiefern der Aufwand zur Einbindung einer Anlage, abhängig von der erzeugten Wärmemenge und –leistung sowie dem Aufwand zur Einbindung, wirtschaftlich sinnvoll ist. Abhängig von der genauen Ausgestaltung der Verträge müssten die Netzbetreiber Back-Up-Kapazitäten vorhalten, was in der Gestaltung eines etwaigen Wärmebezugspreises zu beachten ist.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Die Möglichkeit der Integration eines Kunden als Prosumer kann, speziell bei größeren Kunden wie Industriebetrieben mit eigenen Anlagen, die Akzeptanz der Fernwärme potenziell erhöhen. Diese Kunden können ihre Wärmebereistellung dann für sich kostenoptimal gestalten, indem sie Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch von wärmegekoppelten Anlagen strommarktgetrieben optimieren. Hier sind in dem Falle wiederum individuelle Bepreisungslogiken zwischen dem Kunden und den SWM zu vereinbaren. Auf Seiten der SWM entstehen durch die Integration der Prosumer jedoch relevante Aufwände und eine Komplexitätssteigerung des Netzbetriebes.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Einbindung der Wärmeerzeugung von Dritten kann eine Möglichkeit darstellen, weitere klimaneutrale Wärmequellen in das Fernwärmenetz zu integrieren. Dem gegenüber steht ein hoher technischer (vor allem regelungstechnischer) und regulatorischer Aufwand zum Anschluss der Anlagen. Es ist also individuell abzuwägen, ob und in welchem Maße die Einbindung der Wärme von Dritten wirtschaftlich sinnvoll darstellbar ist.

8.2.10 Digitalisierung, Smart Metering, Zählerfernauslesung u. a. für Lastmanagement

Entgegen der häufig auch anderweitigen Nutzung, bezeichnet der Begriff Digitalisierung die digitaltechnische Aufnahme und Speicherung von Daten. Zur Erfassung der entsprechenden Daten ist daher zusätzlich Smart Metering (Computergestütztes Messen, Ermitteln und Steuern von Energieverbrauch und -zufuhr) notwendig.

Angrenzend an diese beiden Begriffe wird mit der aktuellen EU-Gesetzgebung die Forcierung der Zählerfernauslesung in der Fernwärme gefordert. Die Fernauslesung kann zum Beispiel dadurch umgesetzt werden, dass ein Mitarbeiter die Daten in räumlicher Nähe zum Zähler ausliest (z. B. vor der Tür, durch Entlangfahren in der Straße) oder diese direkt von den Verbrauchenden an die zentrale Verarbeitungsstelle zur Weiterverarbeitung übermittelt werden. Dies steht somit im Gegensatz zur Auslesung von Messgeräten direkt am Anschlusspunkt (z.B. klassischerweise im Keller der Fernwärmekund:innen).

Zielstellung

Die zeitnahe und disaggregierte Bereitstellung von Messdaten über Smart Metering, Digitalisierung und Zählerfernauslesung ermöglicht die kurzfristige Zustandserfassung. Nach Integration der Daten in entsprechende Steuerungssysteme könnte basierend hierauf eine optimierte Steuerung von Verbrauchenden und Erzeugern erreicht werden (aktuell regulatorisch nicht möglich). Diese optimierte Steuerung wiederum hat eine technische oder

kostenseitige Effizienzsteigerung des betrachteten Systems zum Ziel, wie die Reduktion von Spitzenlasten, die Reduktion potenzieller Netzengpässe und den einhergehenden Bedarf nach teuren Spitzenlasterzeugern. Weiterhin ermöglichen auf Messdaten basierende Last- und Erzeugungsprognosen die optimierte Nutzung von zentralen und dezentralen Speicherkapazitäten und somit sowohl die Steigerung der Integration von nicht-steuerbaren klimaneutralen Wärmequellen als auch die Möglichkeiten der Steigerung von Synergien durch eine Sektorintegration mit dem Stromversorgungssystem.

Ein weiteres verfolgtes Ziel der Maßnahme ist, dass Verbrauchende zeitnah einen detaillierteren Überblick über ihren Verbrauch erhalten und diesen somit prinzipiell besser nachvollziehen sowie reduzieren könnten.

Wichtigste technische und wirtschaftliche Aspekte

Im Rahmen der Aufstellung digitaler Messkonzepte handelt es sich meist mindestens um die Bereitstellung der Daten zu den lokalen Vorlauf- und Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes sowie den bei den Verbrauchenden vorliegenden Volumenströme. Je nach Kundengröße und Relevanz für die vorhandene Infrastruktur, sind unterschiedliche Messkonzepte auszuarbeiten, welche sich wiederum nach Anwendungsart der Daten (z.B. Abrechnung, Kundeninformation, Erfüllung gesetzlicher Vorgaben, Monitoring und Datenanalyse zur Netzoptimierung) unterscheiden. Insbesondere ergeben sich aus Kunderelevanz und Anwendungsart Anforderungen an die Datenqualität und die Übertragungsrate. Mit steigender Menge an zu übermittelnden Daten steigt die Belastung der entsprechenden Infrastruktur, daher gilt, dass möglichst nur so viele Daten wie notwendig erhoben und übermittelt werden.

Meist ist die Datenübermittlung von der Kundenstation zum Ort der Weiterverarbeitung der herausforderndste Teil im Rahmen der Maßnahme und stark abhängig von der in jedem individuellen Gebäude vorhandenen Infrastruktur. Die möglichen Datenübermittlungsformen unterscheiden sich hierbei in Verlässlichkeit und Kosten. Die Nutzung der verlässlichsten Datenübermittlungsform (kabelgebunden, z. B. Glasfaser) ist nur möglich, wo entsprechende Infrastruktur vorhanden ist. Eine fast immer nutzbare Datenübertragung sind mobile Geräte, hier ist die Datenübermittlung weniger robust aber meist ausreichend.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Technische Aspekte

Generell wäre ein Anschluss der Fernwärme-Messgeräte an Smart Meter, welche für Strommessungen genutzt werden und auch für die Fernwärme zertifiziert sind, sinnvoll. Derartige Geräte sind jedoch aktuell nicht auf dem Markt verfügbar. In München ist bereits ein weit verbreitetes Glasfasernetz verlegt, an welches die Messgeräte für die Datenübermittlung angeschlossen werden könnten. In den Gebäuden, in welchen aktuell noch keine Glasfaseranschlüsse vorliegen, wird die Datenübermittlung aber wohl zumindest kurzfristig über mobile Geräte erfolgen müssen.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Regulatorische Aspekte

Datenaufnahme, -speicherung und –verwendung müssen regelkonform erfolgen, hier sind durch den Gesetzgeber Anforderungen definiert, deren Einhaltung geprüft wird.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Ökonomische Aspekte

Für die Installation der Messgeräte und der geeigneten Datenübermittlung entstehen relevante Kosten. Weiterhin kann die Umsetzung des geeigneten Datenübertragungskonzeptes häufig erst nach Begehung individuell je Gebäude entschieden werden, sodass dies auch zeitlich mit relevantem Aufwand einhergeht. Somit ist im Rahmen der Festlegung relevanter Datenmesspunkte eine Nutzen-/Kostenabwägung essenziell, wobei diese primär bereits regulatorisch vorgegeben sind. Hier besteht die Herausforderung, dass von vorneherein langfristig geeigneten Komponenten eingesetzt werden sollten, diese sind jedoch teilweise noch nicht auf dem Markt erhältlich.

Ist die Zählerfernauslesung einmal umgesetzt, so stellt sie eine Aufwandsreduktion für die Datenermittlung dar, da kein Zutritt zu Messgeräten mehr notwendig ist. Dies wiederum reduziert Kosten.

Rahmenbedingungen und Hemmnisse bei der Umsetzung in München – Gesellschaftliche Aspekte

Damit die Geräte in die bestehende Hausübergabestation beim Kunden integriert werden können, ist ein Termin sowie eine Absprache mit dem Gebäudeeigentümer:innen vor Ort notwendig, was mit entsprechendem Aufwand für den Gebäudeeigentümer:innen einhergeht. Das entfallende Auslesen der Zähler vor Ort wird positiv wahrgenommen.

Durch die Möglichkeit des Zugriffs auf genaue Verbrauchsdaten werden Verbrauchende befähigt, ihren Verbrauch zu analysieren und diesen bewusst zu reduzieren. Speziell in Kombination mit Bonuszahlungen für niedrige Rücklauftemperaturen, kann die Datenübermittlung den Kunden motivieren Maßnahmen zur Rücklauftemperaturabsenkung zu ergreifen. Die Offenheit der Kunden gegenüber der Datenerhebung ist dadurch zu steigern, dass Sicherheit und Vorteile aus der Datenerhebung verständlich kommuniziert werden.

Fazit und Handlungsbedarf

Die Erhebung von Messdaten und deren optimierte Nutzung ist essenzieller Bestandteil zur ganzheitlichen Steigerung der Effizienz der Wärmeversorgung und zur Integration fluktuierender klimaneutraler Wärmequellen. Hierfür sind auch die aus gebäudescharfen Lastgängen prognostizierbaren regionalen Bedarfslastgänge von großer Bedeutung. Aktuell eingebaute Hausübergabestationen sollten daher immer mit einer geeigneten Schnittstelle für die Auslesung und Versendung von relevanten Daten ausgestattet werden, was bereits durch die EU-Anforderungen festgelegt ist. Auch im Bestand ist das Ausrollen von langfristig nutzbaren Komponenten für die Fernauslesung und Steuerung von dezentralen Verbrauchenden als wichtiger Faktor zur weiteren Optimierung der Fernwärmeversorgung zu nennen.

8.3 Möglichkeiten einer klimaneutralen Fernwärmeerzeugung

Die SWM verfolgen bereits eine ambitionierte Strategie für eine klimaneutrale Fernwärme, die bisher auf das Zieljahr 2040 ausgerichtet ist. Wesentliche Eckpunkte dieser Strategie sind:

- Die geplante Stilllegung des mit Kohle befeuerten Blocks 2 im Heizkraftwerk Nord etwa ab dem Jahr 2028, verbunden mit der Schaffung der erforderlichen Erzeugungskapazitäten zur Sicherung der Fernwärmeversorgung auch beim Ausfall

der größten Erzeugungseinheit. Hierzu ist der Neubau eines GuD-Heizkraftwerks am Standort Nord vorgesehen, das eine thermische Leistung von etwa 200 MW oder höher bereitstellen könnte.

- Die Umstellung eines größeren Teils des noch bestehenden Dampfverteilnetzes in der Innenstadt auf Heizwasser (siehe Kapitel8.2.3).
- Die Inbetriebnahme einer weiteren Geothermieanlage im Stadtgebiet am Standort Michaelibad mit ca. 65 MW_{th} sowie einer Wärmepumpe zur besseren Ausnutzung der geothermischen Wärme am gleichen Standort mit ca. 20 MW thermischer Leistung.
- Die Einbindung von neuen Geothermieanlagen mit einem Teil ihrer Leistung in das Fernwärmenetz Sendling durch eine Wärmetransportleitung (siehe Kapitel 8.2.6). Diese Anlagen sollen in Kooperation mit Gemeinden im Südwesten der Stadt errichtet und betrieben werden. Hiermit könnte für München zwischen den Jahren 2025 und 2030 eine thermische Leistung von ca. 75 MW bereitgestellt werden.
- Die Erweiterung und der Umbau der drei bestehenden Geothermieanlagen im Südosten (Standorte Kirchstockach, Sauerlach und Dürrnhaar) und deren Anbindung an das Fernwärmenetz Perlach durch eine weitere Wärmetransportleitung. Hier wird mit einer thermischen Leistung von ca. 140 MW gerechnet.
- Die Schaffung zusätzlicher Verbindungen zwischen den Fernwärme-Teilnetzen, die die Weiterleitung insbesondere von geothermisch erzeugter Wärme ermöglichen sollen.

Mit diesen Planungen würde die zur Verfügung stehende Leistung an erneuerbaren Energien (Geothermie und Umweltwärme) für das Münchner Fernwärmesystem auf etwa 370 MW_{th} erhöht und damit gegenüber dem Ende 2021 geplanten Stand fast vervierfacht. Der für die Geothermie und Wärmepumpen benötigte Strom muss auf geeignete Weise klimaneutral bereitgestellt werden.[17]

Von zentraler Bedeutung ist zudem, dass für eine klimaneutrale Wärmeerzeugung auch die CO_2-Emissionen der gasbetriebenen Heizkraftwerke und Heizwerke des Fernwärmesystems vermieden oder neutralisiert werden müssen. Hierzu stehen grundsätzlich folgende Optionen zur Verfügung:

- Umstellung der Anlagen auf klimaneutrale Brennstoffe

  Wie in Kapitel 6.5 dargestellt wurde, kann davon ausgegangen werden, dass für eine stromgeführt betriebene Kraft-Wärme-Kopplung und für Spitzenlast-Kessel in ansonsten CO_2-neutral gestalteten Fernwärmesystemen der Energieträger Wasserstoff zur Verfügung stehen wird. Noch nicht sicher ist, ob dies in der Region München bereits 2035 durch physische Lieferungen möglich sein wird und ob dieser Brennstoff auch zu den Standorten aller Heizkraftwerke und zumindest der wichtigsten Heizwerke der SWM geleitet werden kann. Auch die Kosten künftiger Lieferungen von Wasserstoff können bisher nur grob abgeschätzt werden. Als weitere Voraussetzung für den Einsatz von Wasserstoff ist eine Umrüstung der Anlagen erforderlich, sofern diese nicht bereits „H_2 ready" geplant wurden.

- Bilanzieller Einsatz von Wasserstoff

  In der Gasbranche wird derzeit diskutiert, ob Verbrauchende von Erdgas bilanziell auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, ohne dass es dafür einer physischen

[17] Zur angewendeten Emissionsbilanzierung des eingesetzten Stroms vgl. Kapitel 13.6.

Belieferung bedarf. Hierzu müssten andere Verbrauchende den Energieeinsatz von Erdgas auf Wasserstoff umstellen, ohne diese Emissionsminderung für sich selbst in Anspruch zu nehmen. Die Tatsache, dass eine bestimmte Menge an Erdgas durch Wasserstoff ersetzt wurde, könnte in Form handelbarer Zertifikate für andere Erdgaskunden verfügbar gemacht werden. Diese könnten weiterhin Erdgas einsetzen und zusätzlich die entsprechende Menge an Zertifikaten ankaufen und entwerten.

Wenn ein solches Zertifikatssystem richtig aufgesetzt und überwacht wird, könnte es theoretisch zu einem sinnvollen Ergebnis führen, vor allem in einer Übergangsphase, in der Wasserstoff an wichtigen Verbrauchsstellen von Erdgas noch nicht physisch zur Verfügung steht. Dennoch sollte für die klimaneutrale Fernwärme in München nicht allein auf die Nutzbarkeit eines solchen Systems vertraut werden, denn es ist nicht absehbar, welche derzeitigen Erdgasverbrauchenden die Umstellung auf Wasserstoff realisieren und diese Leistung dann in Form von Zertifikaten verfügbar machen könnten. Zudem würde ein solches bilanzielles System keine Anreize bieten, die erforderlichen physischen Transportinfrastrukturen für Wasserstoff zu schaffen. Aus diesen Gründen ist es unsicher, ob ein solches Zertifikatssystem realisiert werden wird.

- Einsatz von Erdgas in Verbindung mit THG-Kompensationen

  Grundsätzlich wäre es möglich, die SWM-Anlagen weiterhin mit Erdgas zu betreiben und die CO_2-Neutralität dadurch herzustellen, dass die entstandenen Emissionen durch den Ankauf von THG-Kompensationen ausgeglichen werden (vgl. hierzu Kapitel 9.2). Falls bis zum Zieljahr 2035 eine physische Lieferung von Wasserstoff zu den relevanten SWM-Anlagen nicht möglich und eine bilanzielle Lieferung nicht in Frage kommt, dann ist dies die einzige Möglichkeit, um auch für diese Anlagen Klimaneutralität herzustellen. Allerdings darf die Kompensation immer nur das letzte Mittel sein, nachdem alle anderen Maßnahmen zur Emissionsreduktion ausgeschöpft sind. Der in Kapitel 9.2 als Präferenz vorgeschlagene Pfad der Kompensation über das System des EU-Emissionshandels wird zudem auch nur zeitlich befristet gangbar sein, bis auch in diesem System die Emissionen weitgehend vermieden sind. Andere zuverlässige internationale Kompensationslösungen sind derzeit nicht klar absehbar. Insofern sollte der Einsatz von Erdgas in Verbindung mit THG-Kompensationen nur als Übergangslösung auf dem Weg zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien, erneuerbarem Strom und Wasserstoff basierenden Fernwärmeversorgung angesehen werden.

Weiterhin ist im Rahmen der SWM-Vision für eine klimaneutrale Fernwärme auch die Müllverbrennung zu berücksichtigen. Die SWM gehen davon aus, dass die beiden Anlagen am Standort Nord dauerhaft weiter betrieben und bei Bedarf ersetzt werden. Dabei werden sie, wie auch schon bisher, nicht nur im Münchner Stadtgebiet anfallenden Müll einsetzen, sondern auch Abfälle aus dem Münchner Umland und ggf. weiteren Regionen verwerten. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass ca. 50% des eingesetzten Mülls biogenen Ursprungs ist. Mittelfristig kann dieser Anteil weiter ansteigen, weil mehr biogene Werkstoffe und Verpackungen eingesetzt und Kunststoffe fossilen Ursprungs weit besser als bisher recycelt werden. Dennoch werden weiterhin Emissionen aus fossilen Fraktionen des Mülls anfallen, die im Rahmen einer klimaneutralen Wärmeversorgung gegebenenfalls kompensiert werden müssten. In diesem Fall sollte geprüft werden, ob die Kosten für die Kompensation den Verursachern des Mülls über eine entsprechende Gestaltung der Gebühren für die Annahme von Müll zur Verbrennung auferlegt werden können.

Die Annahme eines konstanten Einsatzes der Müllverbrennung wurde für die Szenarien übernommen. Zu beachten ist allerdings, dass aus fachlicher Sicht einiges dafür spricht, dass die thermisch verwertbare Abfallmenge bis 2050 aufgrund weiterer Maßnahmen zur Abfallvermeidung (z. B. im Kontext der „Zero Waste"-Strategie), mehr Recycling (u. a. aufgrund von Vorgaben der EU und des Bundes) und besserer Verfahren der mechanischen Vorbehandlung bundesweit deutlich sinkt. Generell sollte Müllverbrennung nur in dem Umfang betrieben werden, wie sie zur sachgerechten Behandlung der nach Vermeidung und Recycling noch verbleibenden Restmüllmengen erforderlich ist. Die dabei anfallende Wärme sollte möglichst in einem Wärmenetz genutzt werden. So geht die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050" /AGORA-07 20/ davon aus, dass das Aufkommen an Fernwärme aus der Verbrennung fossiler Abfälle bundesweit von 2018 bis 2035 halbiert wird und bis 2045 auf ein Viertel zurückgeht.

Es könnte also auch in München und Umgebung künftig eine deutlich geringere Wärmemenge aus der Müllverbrennung zur Verfügung stehen als bisher. In diesem Fall müsste die ausfallende Wärmemenge durch einen weiter verstärkten Ausbau erneuerbarer Wärmequellen wie der Geothermie kompensiert werden. Ob es hierzu kommt, ist unsicher, denn zumindest in den vergangenen Jahren wurden am Standort Nord etwa konstante Abfallmengen verbrannt, obwohl insgesamt ein Rückgang des Müllaufkommens erwartet wurde. Dennoch sollte in den künftigen Jahren geprüft werden, ob eine Verringerung der Müllverbrennung im HKW Nord möglich und sinnvoll erscheint und ob dementsprechend mit einer Reduktion der Wärmeauskopplung aus dem Verbrennungsprozess zu rechnen ist

Da die Ambition im Rahmen dieser Studie über die bisher entwickelte Fernwärme-Vision der Stadtwerke hinausgeht, vor allem durch die Möglichkeit einer deutlichen Ausweitung des Anteils der Fernwärme am Wärmbedarf im Stadtgebiet, wurden gemeinsam mit den SWM weitere Optionen für die Nutzung erneuerbarer Energien in der Fernwärmeerzeugung diskutiert. Hierbei handelt es sich nicht um bereits konkret geplante Projekte, sondern um noch grobe Abschätzungen der realisierbaren Potenziale, ohne dass jeweils schon die genauen Standorte von Anlagen definiert werden könnten. In einer Gesamtsicht wird es jedoch als möglich angesehen, mittel- bis langfristig folgende weitere Anlagen zu realisieren:

- Entwicklung eines weiteren Kooperationsprojekts für neue Geothermieanlagen mit Gemeinden im Süden der Stadt, das anteilig den Wärmebedarf vor Ort deckt und Wärme über eine dritte Transportleitung in das Fernwärmenetz Innenstadt der SWM einspeist. Diese Leitung müsste relativ aufwändig unter der Stadt hindurch verlegt werden und birgt erhebliche Kostenrisiken. Unter der Annahme, dass sie realisiert werden kann, wäre mit einer zusätzlich nutzbaren thermischen Leistung von knapp 90 MW zu rechnen. Eine Realisierung scheint frühestens bis 2035 möglich.
- Zusätzliches Repowering mindestens einer der bestehenden Geothermieanlagen in Sauerlach und Dürrnhaar, so dass über die bereits geplante Wärmetransportleitung eine zusätzliche thermische Leistung von ca. 30 MW bereitgestellt werden könnte.
- Errichtung von drei zusätzlichen Geothermieanlagen im Münchner Stadtgebiet, die in die Netze Sendling und Freimann einspeisen könnten. Aufgrund der niedrigeren erwarteten Temperaturen des Thermalwassers wird hier damit gerechnet, dass diese Anlagen mit einer Nachheizung durch Wärmepumpen und Power-to-Heat-Kessel ergänzt werden müssen, was sowohl die Investitions- wie auch die Betriebskosten erhöht. In Summe könnten durch diese Anlagen einschließlich der Nachheizung ca. 175 MW_{th} verfügbar gemacht werden.

- Installation von weiteren Wärmepumpen zur besseren Ausnutzung der geothermischen Wärme an den weiteren Standorten innerhalb des Stadtgebiets und an den Wärmeverbundleitungen zu den Kooperationsprojekten im Süden der Stadt mit insgesamt knapp 100 MW thermischer Leistung.
- Bau und Betrieb von einem oder mehreren Heizkraftwerken zur Nutzung regional anfallender Holzhackschnitzel. Diese Anlagen sollten in die nördlich gelegenen Teilnetze Freimann und Nord einspeisen, um deren Versorgung mit erneuerbarer Wärme zu unterstützen. Es werden bis zu drei Anlagen mit einer thermischen Leistung von jeweils 30 MW als möglich erachtet.

Eine Darstellung der möglichen Einbindung der weiteren Geothermieanlagen in das Münchner Fernwärmesystem zeigt Abbildung 8-6. Darin sind in grüner Farbe die im Rahmen der SWM-Ausbaustrategie für die Geothermie bereits geplanten Maßnahmen dargestellt, die weitere Erzeugungsstandorte, zusätzliche Verknüpfungen zwischen den Teilnetzen und zwei Wärmetransportleitungen aus dem südlich gelegenen Landkreis umfassen. In gelber Farbe sind die zusätzlich als denkbar erachteten Geothermieanlagen und deren mögliche Einbindung in die Netze eingezeichnet.

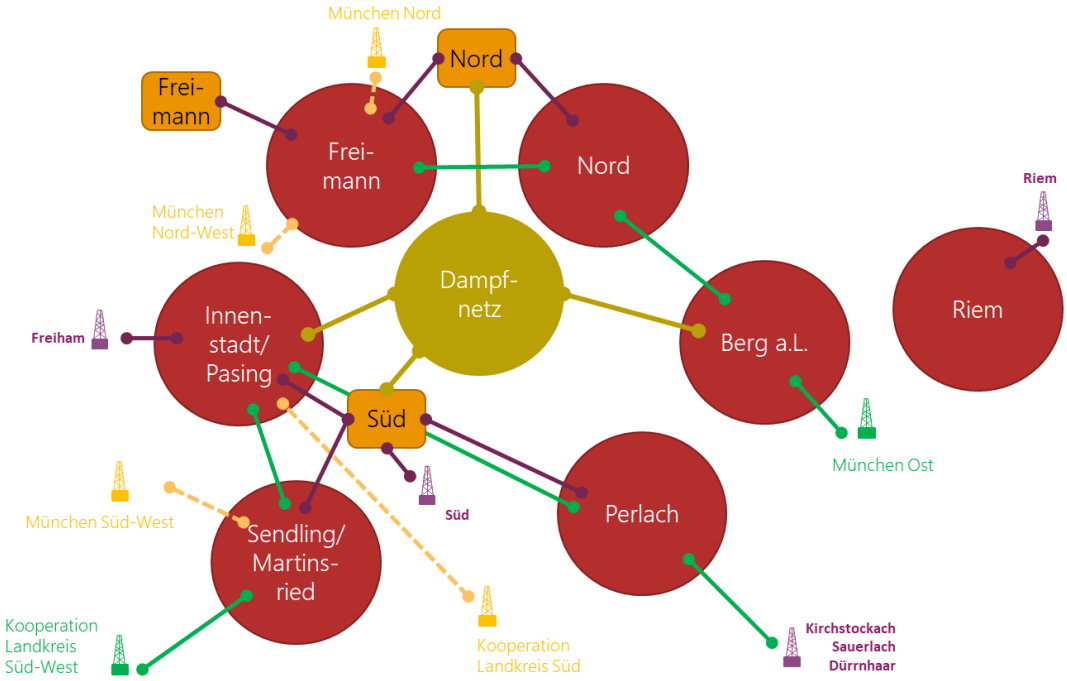

Abbildung 8-6: Einbindung der zusätzlich angenommenen Geothermieanlagen in die Fernwärme-Teilnetze (eigene Darstellung)

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass aus heutiger Sicht noch nicht sicher ist, ob die in gelber Farbe dargestellten zusätzlichen Geothermieanlagen tatsächlich realisiert werden können. So müssen die entsprechenden Bergrechtsfelder teilweise noch gesichert, detailliertere Untersuchungen (z. B. 3D-Seismik) durchgeführt und geeignete Standorte identifiziert werden. Auch die sich ergebenden hydraulischen Anforderungen an die Wärmenetze und die Realisierbarkeit einer Wärmetransportleitung aus dem Süden der Stadt bis in das Netz Innenstadt wurden noch nicht untersucht. Auf dieser Grundlage wurden die in Abbildung 8-6 dargestellten Anlagen in den Szenarioanalysen in Kapitel 13.4 verwendet.

9 Empfehlung zur Quantifizierung und Nutzung von Kompensationsmaßnahmen

Das Ziel einer weitgehend erneuerbaren und insgesamt CO_2-neutralen Wärmeversorgung für München bereits bis zum Jahr 2035 ist sehr ambitioniert. Es ist damit zu rechnen, dass dieses Ziel bis zum gesteckten Zeithorizont noch nicht vollständig erreicht werden kann. Als Zielniveau wurde in Kapitel 2 ein Sockel von 0,06 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr vorgeschlagen. Um das gesetzte Ziel rechnerisch dennoch zu erreichen, kommen Maßnahmen der Treibhausgas-Kompensation in Betracht.

Auch wenn grundsätzlich die Möglichkeit einer Kompensation besteht, sollten vor deren eventueller Nutzung alle realisierbaren Potenziale zur Emissionsverminderung umgesetzt werden. Hierfür spricht zunächst die Verantwortung, die die LHM für ihre eigenen Emissionen trägt. Sie sollte daher alle sinnvollen Anstrengungen unternehmen, diese durch Reduktion des Wärmebedarfs und Einsatz erneuerbarer Energien zu minimieren. Ein weiteres Argument ist, dass in einer Welt, die absehbar auf einen Zustand der Klimaneutralität hinsteuert, Kompensationsmaßnahmen nur zeitlich befristet verfügbar sein werden. Denn der Mechanismus der Kompensation erfordert, dass ein Akteur in der Lage ist, seine noch zulässigen Emissionen zu unterschreiten und hierfür eine finanzielle Unterstützung eines anderen Akteurs erhält. Wenn aber die meisten Staaten 2050 klimaneutral sein sollten, dann wird es kaum noch Angebote für Kompensationsprojekte geben, mit Ausnahme von den in ihrer Wirkung oft fragwürdigen Projekten zur Schaffung oder Verstärkung von Emissionssenken durch Landnutzungsänderungen. Weiter ist zu bedenken, dass bei einer umfassenden Nutzung von Kompensationsmechanismen erhebliche finanzielle Mittel aus München abfließen würden, um das gesetzte Emissionsziel rechnerisch noch zu erreichen. Diese Gelder stünden dann nicht mehr für die Projekte zur dauerhaften Emissionsminderung in München zur Verfügung und würden auch nicht zur regionalen Wertschöpfung beitragen.

Bevor eine Empfehlung zur Auswahl eines konkreten Verfahrens für eine eventuell politisch gewünschte Kompensationen gegeben wird, soll zunächst eine Methodik vorgeschlagen werden, nach der die zu kompensierende Emissionsmenge bestimmt werden kann.

9.1 Differenzierung von Anrechnungsebenen für Treibhausgasemissionen

Wie in Kapitel 2 bereits genannt, basiert das Treibhausgas-Monitoring der LHM auf der „Bilanzierungs-Systematik Kommunal (BISKO)" (/IFEU-01 16/, /IFEU-02 19/, /IFEU-01 20/). Diese Systematik sollte auch für das Ziel eines klimaneutralen Wärmesektors angewendet werden. Demnach werden alle direkten Emissionen aus der Erzeugung von Wärme für Zwecke der Heizung oder der Trinkwarmwasserbereitung auf dem Territorium der LHM erfasst. Ein Sonderfall ist die Fernwärme, die teilweise am Standort Nord unmittelbar hinter der Stadtgrenze erzeugt wird. Angesichts der engen Einbindung in das Fernwärmenetz der Stadt ist es sinnvoll, die entsprechenden Emissionen dem Münchner Wärmesektor so zuzurechnen, als ob der Standort Nord auf dem Münchner Territorium liegen würde. Für den bezogenen Strom sieht der BISKO-Standard die Verwendung von Emissionsfaktoren vor, die dem bundesweiten Durchschnitt der Stromerzeugung entsprechen. Da Strom deutschland- und

europaweit gehandelt wird und um in den kommunalen Klimabilanzen den lokalen Strombedarf hervorzuheben, wird hier bewusst von der lokalen Struktur der Stromerzeugung abstrahiert.

Es wird empfohlen, ausschließlich die Bilanzierung nach dem BISKO-Standard für die Beurteilung zu verwenden, ob der Münchner Wärmesektor tatsächlich klimaneutral ist.

Falls eine Abweichung vom gesetzten Ziel festgestellt wird, stellt sich die Frage, inwieweit diese durch Maßnahmen außerhalb des Stadtgebiets oder durch eine Treibhausgas-Kompensation rechnerisch ausgeglichen werden soll und welche Emissionsmenge hierbei auszugleichen ist. Ausschließlich für diesen Zweck werden hier über den BISKO-Standard hinausgehende Ebenen der Anrechnung von Emissionen vorgeschlagen. Diese haben das Ziel, den Bedarf für Kompensationszahlungen nicht höher als nötig ausfallen zu lassen.

- Zusätzliche Anrechnungsebene 1: Einbezug der territorialen Stromerzeugung

  Als Modifikation gegenüber dem BISKO-Standard wird der Stromverbrauch für die Bereitstellung von Wärme für München nicht mit dem bundesdurchschnittlichen Emissionsfaktor bewertet, sondern mit einem München-spezifischen Emissionsfaktor. Hierbei wird angenommen, dass der lokale Stromverbrauch primär durch die Stromerzeugung im Stadtgebiet gedeckt wird. Dies umfasst die KWK-Anlagen der SWM (einschließlich dem der Stadt München zuzurechnenden Heizkraftwerk Nord) sowie alle anderen fossilen und erneuerbaren Anlagen zur Stromerzeugung im Stadtgebiet. Nur der über die lokale Erzeugung hinausgehende Verbrauch wird mit dem Emissionsfaktor des Bundesmix Strom bewertet. Dabei erfolgt die Betrachtung sowohl hier wie auch in der nachfolgenden zweiten Anrechnungsebene auf Grundlage einer Jahresbilanz (ohne Berücksichtigung der zeitlichen Verläufe von Erzeugung und Nachfrage). Durch den vorrangigen Einbezug der lokalen Stromerzeugung wird einerseits honoriert, wenn innerhalb Münchens z. B. die Photovoltaik ausgebaut wird. Zugleich wird erfasst, in welchem Umfang noch fossile Energieträger wie Kohle oder Erdgas für die lokale Stromerzeugung eingesetzt werden, vor allem in den Heizkraftwerken der SWM. Gegenüber der Bilanzierung nach BISKO kommt es hier begrenzt zu Doppelzählungen, da die Stromerzeugung auf dem Münchner Territorium auch Teil des bundesweiten Strommix ist, aber für den hier verfolgten Zweck erscheint dies tolerierbar.

- Zusätzliche Anrechnungsebene 2: Einbezug von exterritorialen Klimaschutzaktivitäten der Kommune

  Im nächsten Schritt werden Klimaschutzaktivitäten der Kommune, die ihre Wirkung außerhalb des Stadtgebiets entfalten, in die Analyse mit einbezogen. Dabei wird zwischen Projekten der Stromerzeugung und anderen Klimaschutzaktivitäten differenziert.

  Für München ist die Ausbauoffensive Erneuerbare Energien der SWM von besonderer Bedeutung. Es ist das erklärte Ziel von Stadt und Stadtwerken, bis zum Jahr 2025 mindestens so viel Strom aus Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Eigentum der SWM zu erzeugen, wie die gesamte Stadt verbraucht. Dabei ist bekannt, dass es hier um eine rein virtuelle Bilanzierung handelt, d. h. es wird kein Anspruch erhoben, dass der von SWM in Projekten im Münchner Umland und in verschiedenen europäischen Ländern erzeugte erneuerbare Strom physisch oder kaufmännisch zur Versorgung der Stadt genutzt wird. Im Dezember 2020 hat der Stadtrat der LHM das

Ausbauziel bekräftigt und die Zielmarke für die erneuerbare Stromerzeugung der Stadtwerke im Jahr 2035 auf eine Bandbreite von 7,7 bis 8,4 TWh angehoben.

Es erscheint sinnvoll, diese Leistung der Stadtwerke zu berücksichtigen, wenn die Menge der ggf. zu kompensierenden Treibhausgasemissionen bestimmt wird. Dabei wird empfohlen, die erneuerbare Stromerzeugung aus der Ausbauoffensive Erneuerbare Energien der SWM nachrangig in die Bilanzierung erzeugter Strommengen gemäß der zusätzlichen Anrechnungsebene 1 einzubeziehen. Der Münchner Strombedarf wird dementsprechend rechnerisch zunächst durch die lokale Stromerzeugung auf dem Territorium der LHM gedeckt und verbleibende Differenzen werden im zweiten Schritt mit der Erzeugung im Rahmen der Ausbauoffensive verrechnet. Nur in dem Fall, dass die Stromerzeugung der Ausbauoffensive hierfür nicht ausreichend ist, wird ergänzend der bundesweite Strommix herangezogen.

Durch die hier gewählte Vorgehensweise wird der territorialen Stromerzeugung bewusst ein Vorrang bei der rechnerischen Bedarfsdeckung gegeben. Durch den Einbezug der Stromerzeugung der Ausbauoffensive kommt es auch in diesem Anrechnungsschritt zu Doppelzählungen, z. B. mit den nationalen Erzeugungsmixen der anderen Länder, in denen Anlagen im Eigentum der SWM stehen. Auch hier gilt, dass diese Doppelzählungen als tolerabel angesehen werden, da es lediglich um die Bestimmung der zu kompensierenden Menge an Treibhausgasemissionen geht. Um jedoch Doppelzählungen mit dem Ökostrommarkt zu vermeiden wird empfohlen, dass die Herkunftsnachweise für den hier der LHM angerechneten erneuerbar erzeugten Strom an die Stadtwerke übertragen und von diesen für die Belieferung ihrer Kunden im Stadtgebiet entwertet werden. Im Fall, dass das Volumen der Herkunftsnachweise den Stromabsatz der SWM im Stadtgebiet übersteigt, sollten die Nachweise von den SWM weiter gehalten werden und ungenutzt bleiben. Über die Tragung der den SWM hierbei entstehenden Kosten sollte eine Vereinbarung mit der LHM geschlossen werden.

Sofern andere Akteure aus dem unmittelbaren Einflussbereich der LHM ähnliche Aktivitäten entfalten wie die Ausbauoffensive Erneuerbare Energien der SWM, dann sollten diese analog behandelt werden. Eine Berücksichtigung des Eigentums von Einwohner:innen der Stadt München oder von Münchner Unternehmen an Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung ist dagegen allein aufgrund einer fehlenden zuverlässigen Datengrundlage nicht möglich.

Ebenso wird nicht empfohlen, nicht zur rechnerischen Deckung des Münchner Strombedarfs benötigte Erzeugungsmengen aus der Ausbauoffensive in Emissionsminderungen umzurechnen und mit verbleibenden Emissionen des Wärmesektors zu verrechnen, die nicht mit dem Verbrauch von Strom in Zusammenhang stehen. Hierfür müssten umfangreiche und unsichere Annahmen für eine Referenz-Stromerzeugung getroffen werden.

Grundsätzlich denkbar wäre dagegen die Einbeziehung von Emissionsgutschriften aus konkreten Projekten der Stadt oder städtischer Akteure zur zusätzlichen Bindung von CO_2 z. B. durch Aufforstung. Allerdings bestehen hier hohe Unsicherheiten bei der Bestimmung der tatsächlich gebunden Menge an CO_2 und der Langfristigkeit der Bindung, so dass eine Anrechnung derartiger Projekte nach aktuellem Stand des methodischen Wissens nicht empfohlen werden kann.

- Zusätzliche Anrechnungsebene 3: Klimakompensation

  Für die nach Anwendung der vorstehenden Anrechnungsebenen verbleibenden Emissionen für die Deckung der Wärmenachfrage in München kommt als letzter Schritt ein Ausgleich durch Kompensationsmaßnahmen in Frage.

9.2 Empfehlungen zu einer möglichen Treibhausgas-Kompensation

Sofern verbleibende Treibhausgas-Emissionen rechnerisch durch den Kauf von Kompensationsgutschriften ausgeglichen werden sollen, sollten insbesondere folgende Kriterien berücksichtigt werden /ÖKO-04 21/, /ADELPHI-01 21/, /ÖKO-03 19/:

- Zusätzlichkeit der Emissionsminderung gegenüber einer ohnehin erwartbaren Entwicklung (baseline)
- Dauerhaftigkeit der erzielten Minderung (z. B. im Fall von Aufforstungen von Wäldern die Garantie, dass die im Falle eines Waldbrandes oder späterer Rodungen entstandenen Emissionen durch ein neues Projekt ausgeglichen werden)
- Robuste Bilanzierung der Emissionsminderungen, insbesondere eine zuverlässige Vermeidung von Doppelzählungen mit den Minderungsverpflichtungen der betreffenden Länder im Rahmen des Abkommens von Paris
- Vermeidung negativer Effekte auf andere Umweltziele neben der Reduktion von Treibhausgasemissionen
- Nutzung von Systemen mit einer transparenten und zuverlässigen Governance

Ein zusätzliches Kriterium kann gegebenenfalls die Schaffung von Synergien mit Zielen der internationalen Zusammenarbeit oder der gesellschaftlichen Entwicklung im Gastland der Maßnahme sein.

Vor dem Hintergrund dieser Kriterien können zwei relativ zuverlässige Optionen für die mögliche Implementierung einer Treibhausgas-Kompensation genannt werden:

- Ankauf und Stilllegung von Emissionsrechten aus dem EU-Emissionshandel

  Der EU-Emissionshandel verknappt die Menge der Emissionen, die Anlagen ausstoßen dürfen, die dem Handelssystem unterliegen. Wenn als Kompensationsmaßnahme dem Handelssystem Emissionsrechte entzogen werden, so werden die am System teilnehmender Akteure bewegt, Emissionen entsprechend zu reduzieren. Diese Wirkung kann erzielt werden, indem die LHM oder ein von ihr beauftragter Akteur Emissionsrechte im erforderlichen Umfang aufkauft und diese stilllegt, ohne dass dieser Stilllegung Emissionen aus dem Handelssystem unterliegenden Anlagen gegenüberstehen. Sofern es sich um Emissionen aus Anlagen handelt, die dem Emissionshandel unterliegen, müsste die doppelte Menge an Emissionsrechten erworben und stillgelegt werden als eigentlich erforderlich (einmal zur Erfüllung der Verpflichtungen im Rahmen des Emissionshandels und ein weiteres Mal als Kompensation für die Emissionen).

  Allerdings ist die Wirkung der Marktstabilitätsreserve des EU-Emissionshandels zu berücksichtigen. Diese wurde eingeführt, um die Menge überschüssiger Emissionsrechte aus früheren Jahren zu reduzieren. Um sicherzugehen, dass die Marktstabilitätsreserve den angestrebten Effekt der Kompensation nicht zunichtemacht, sollten die Emissionsrechte nicht unmittelbar entwertet werden, sondern erst zu einem Zeitpunkt, in dem die Marktstabilitätsreserve ihre Funktion

erfüllt hat. Dafür kann es sinnvoll sein, die Emissionsrechte bei einem Treuhänder rechtssicher zu hinterlegen.

Generell ist die Wirksamkeit dieser Variante der Kompensation als hoch anzusehen, da das Emissionshandelssystem relativ zuverlässig aufgesetzt ist und aller Voraussicht nach von der EU nach Bedarf weiterentwickelt wird. Sein Bestand kann auch über das Jahr 2035 hinaus angenommen werden. Allerdings werden sich die Verhältnisse in diesem Markt deutlich verändern, wenn sich die EU dem derzeit bis 2050 angestrebten Ziel der Klimaneutralität nähert, denn dann dürfen in diesem System kaum noch Emissionsrechte ausgegeben werden. Die Wirksamkeit des Verfahrens kann in Frage gestellt werden, falls die bestehenden Regelungen zur Verrechnung von Emissionsbudgets zwischen den Sektoren EU-Emissionshandel, Effort Sharing und Landnutzung (LULUCF) durch die EU verändert werden. Ebenso könnte es zu Einschränkungen der Wirksamkeit kommen, wenn große Mengen der verfügbaren Emissionsrechte durch freiwillige Akteure aufgekauft und stillgelegt werden.

Die Kosten für die Kompensation durch Ankauf von Emissionsrechten des EU-Emissionshandels ergeben sich aus der Preisentwicklung dieses Handelssystems. In den Szenarien dieses Projekts wird von einem langfristig stetig steigenden Preis ausgegangen (siehe Kapitel 10.2).

- Ankauf von Emissionsgutschriften nach Artikel 6 des Vertrags von Paris

  Im Rahmen der „flexiblen Mechanismen" wurden bereits unter dem Kyoto Protokoll Emissionsgutschriften gehandelt. Analysen der Zuverlässigkeit der im Rahmen von „Joint Implementation" und „Clean Development Mechanism" verbrieften Emissionsminderungen zeigten jedoch, dass nur geringe Anteile der Volumina beider Märkte ein ausreichendes Maß an Zusätzlichkeit und nachvollziehbarer Quantifizierung der tatsächlich erreichten Emissionsminderung aufweisen. Durch private Initiativen wie den „Gold Standard" wurde versucht, ein Premiumsegment zuverlässiger Emissionsminderungen verfügbar zu machen.

  Seit Inkrafttreten des Vertrags von Paris besteht im Rahmen von Artikel 6 grundsätzlich die Möglichkeit, dass „Minderungseinheiten" international gehandelt werden. Allerdings konnte bisher keine Einigung auf ein konkretes Regelwerk zur Umsetzung des Artikels 6 erzielt werden. Entscheidend für die Zuverlässigkeit der in diesem Rahmen verbrieften Emissionsminderungen ist, ob das die Minderungseinheiten ausstellende Land seine eigenen Emissionsbilanzen im entsprechenden Umfang anpasst (durch sogenannte „corresponding adjustments"). Nur so können Doppelzählungen vermieden werden.

  Aufgrund des fehlenden Regelwerks sind Minderungseinheiten nach Artikel 6 bisher nicht am Markt verfügbar. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass sie in den kommenden Jahren angeboten werden, da eine erhebliche Nachfrage besteht. Unter anderen das Kohlenstoffkompensations- und Reduktionsprogramm für die internationale Zivilluftfahrt (CORSIA), das von der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) betrieben wird, kommt als größerer Nachfrager für die Minderungseinheiten nach Artikel 6 in Frage. Es ist zu hoffen, dass auf den kommenden Klimakonferenzen eine Einigung auf das erforderliche Regelwerk gefunden wird. Mit einer Lösung ist voraussichtlich deutlich vor dem Jahr 2030 und somit wohl rechtzeitig vor Beginn einer möglichen Kompensation für Emissionen des Wärmesektors in München zu

rechnen, da eine Pilotphase von CORSIA im Jahr 2024 beginnen soll und die verbindliche Nutzung des Mechanismus ab dem Jahr 2027 vorgesehen ist.

Falls die Mechanismen nach Artikel 6 für die Kompensation von Emissionen der Stadt München genutzt werden sollen, sollten weitere Kriterien an die Minderungsprojekte angelegt werden. Dabei geht es insbesondere um die Sicherung einer dauerhaften Wirkung dieser Projekte. Da diese Permanenz bei Waldprojekten im Regelfall nicht garantiert werden kann, ist dieser Typ von Projekten im Regelfall nicht zu empfehlen. Auch bei Moorprojekten können Risiken mangelnder Permanenz auftreten. Weiter sind u. a. die sonstigen Umweltwirkungen und sozialen Auswirkungen der Projekte und gute institutionelle Strukturen der Kompensationsprogramme von Bedeutung. Daher sollte die LHM sich gegebenenfalls umfassend beraten lassen, welche Gutschriften als zuverlässig einzustufen sind.

Derzeit ist nicht zuverlässig abzuschätzen, wie hoch die Preise für die Minderungseinheiten aus zuverlässigen Projekten sein werden. Es ist aber durchaus denkbar, dass die Preise niedriger liegen werden als die in dieser Studie angenommene Preisentwicklung im EU-Emissionshandelssystem.

Aufgrund der derzeitigen Unsicherheit über die Verfügbarkeit von geeigneten Minderungseinheiten nach Artikel 6 des Abkommens von Paris muss zunächst davon ausgegangen werden, dass der Ankauf und die Stilllegung von Emissionsrechten aus dem EU-Emissionshandel das einzige sicher zur Verfügung stehende Instrument für eine eventuelle Kompensation von verbleibenden Emissionen aus dem Wärmesektor der Stadt München ist. Falls gute Mechanismen unter Artikel 6 entwickelt werden können, so könnte dies eine Alternative darstellen, die möglicherweise kostengünstigere Kompensationen erlaubt. Im weiteren Verlauf dieser Studie wird von Kompensationen über den EU-Emissionshandel ausgegangen. Die auf dieser Grundlage ermittelten Kosten der Kompensation könnten sich also durch die Verfügbarkeit von Mechanismen unter Artikel 6 gegebenenfalls noch reduzieren.

Die Frage, ob es tatsächlich sinnvoll ist, Kompensationen in größerem Umfang für einen rechnerisch klimaneutralen Wärmesektor in München zu nutzen, wird in Kapitel 13.6.3 diskutiert.

10 Szenarien – Ausgestaltung, Entwicklung der Rahmenparameter und Kosten

10.1 Ausgestaltung der Szenarien

Szenariovariationen

Im Rahmen der Studie sollen zwei zielorientierte Szenarien für einen klimaneutralen Wärmesektor in München untersucht werden. Die Annahmen dieser Szenarien beschreiben eine sehr ambitionierte Transformation des Wärmesektors, welche ein gut koordiniertes, zielgerichtetes kommunales Handeln, die Überwindung vieler heute noch bestehender Hemmnisse auf kommunaler Ebene sowie Änderungen von Rahmenbedingungen auf Bundesebene zwingend erforderlich macht. Für die Bundesebene wird vorausgesetzt, dass diejenigen Maßnahmen ergriffen werden, die zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele notwendig sind. Dies umfasst unter anderem weitreichende Änderungen am Ordnungsrecht und die Bereitstellung umfangreicher Fördermittel für die kommunale Wärmetransformation. Auf kommunaler Ebene werden eine effiziente und zielgerichtete Bündelung der vorhandenen personellen und monetären Ressourcen und die Verfügbarkeit der benötigten Flächen angesetzt. Zugleich wird in den zielorientierten Szenarien vermieden, objektiv unrealistische Annahmen zu treffen. Ergänzend wird ein Referenzszenario entwickelt, das als Vergleichsgrundlage im Rahmen der Verteilungsanalyse dient. Daher sind sowohl die Parameter für die zielorientierten Szenarien als auch für das Referenzszenario festzulegen.

Szenarienfokussierung

Für die Abbildung und Analyse unterschiedlicher Pfade zur Zielerreichung wurde im Projekt die Simulation von zwei zielorientierten Szenarien angestrebt. Generell kann in einem solchen Falle eine Variation der Szenarien auf der Nachfrage- oder auf der Bereitstellungsseite erfolgen. Da im Bereich der Sanierung weniger Spielraum gesehen wird (siehe Ableitung des Nachfrageszenarios in Kapitel 10.6) und die zentralen Akteure (Stadt, Stadtwerke, Bund) für den Bereich der Wärmebereitstellung stärkere Eingriffsmöglichkeiten haben, wurde eine Festlegung auf ein zentrales Sanierungsszenario getroffen.

In der Entwicklung der Bereitstellungstechnologien sollen hingegen zwei Varianten und hiermit einhergehende relevante Hebel sowie Unsicherheiten bestimmt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Entwicklung der Infrastruktur wurde hierbei der Fokus auf zwei unterschiedliche Kombinationen aus zentraler Bereitstellung von Fernwärme und dezentralen Versorgungslösungen gelegt (siehe Abbildung 10-1). Diese unterscheiden sich, neben der Struktur der zentralen Wärmebereitstellung, darin, ob die in Kapitel 5.2 bestimmten Prioritätsgebiete für den Fernwärmeausbau an die Fernwärme angeschlossen werden, oder künftig weiterhin dezentral versorgt werden. Im Falle der dezentralen Wärmeversorgung werden, angepasst an die vorliegende Datengranularität, vereinfach nur die relevantesten dezentralen Lösungen einbezogen (siehe Ableitung dieser in Kapitel 7.1).

	Nachfrage-Szenario • Feste Sanierungsrate • Feste Sanierungstiefe • Festes Neubauszenario
Bereitstellungs-Szenario A • Fernwärme: Aufbauend auf bisheriger SWM-Vision, nach Bedarf „evolutionär" weiterentwickelt • **Identifizierte Erweiterungsgebiete werden nicht an Fernwärme angeschlossen**	**Szenario – Fokus dezentrale Lösungen**
Bereitstellungs-Szenario B • Fernwärme: Weitergehender Ausbau u.a. der Geothermie als in Szenario A • **Identifizierte Erweiterungsgebiete werden an Fernwärme angeschlossen**	**Szenario – Fokus Fernwärme**

Abbildung 10-1: Überblick zur Ausgestaltung der Szenarien

Preisarten

Prinzipiell können in Zukunftsszenarien Real- oder Nominalpreise angesetzt werden. Während Realpreise inflationsbereinigt sind, ist dies bei Nominalpreisen nicht der Fall. Damit die Kostenangaben aus heutiger Sicht nachvollziehbar sind, werden sie hier immer als Realpreise bezogen auf das Jahr 2019 (angenommene Inflation 1,5 % bis 2035, danach 2 %) ausgegeben.

10.2 Entwicklung Energieträgerpreise und Emissionsfaktor Strom

Nachfolgend werden in erster Linie die Energieträgerpreise dargestellt, die für die beiden zielorientierten Szenarien dieser Untersuchung verwendet wurden. Diese Preise basieren weitgehend auf Annahmen aus bundesweiten Rahmenszenarien, die eine Treibhausgasreduktion um mindestens 95 % bis zum Jahr 2050 zugrundlegen. Zum Abschluss dieses Kapitels wird ergänzend ein Set von moderateren Preisannahmen beschrieben, das zur Überprüfung der Robustheit der angenommenen Investitionen insbesondere im Bereich der Fernwärme verwendet wird.

Emissionsbepreisung nach Brennstoffemissionshandelsgesetz

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) /BMJV-06 19/ legt die in Tabelle 10-1 festgehaltene Preissteigerung der Zertifikate fest.

Tabelle 10-1: Festgelegte Entwicklung der Emissionsbepreisung im BEHG

Gültig ab	BEHG von 10.2020 (nominal) in EUR/t CO_2	Umgerechnet auf Realpreise (Inflation 1,5 %/a) in EUR_{2019}/t CO_2
2021	25	24,6
2022	30	29,1
2023	35	33,5
2024	45	42,4
2025	55	51,1

Ab 2026 soll die Preissetzung marktbasiert erfolgen („cap and trade"), wobei für 2026 aktuell ein Mindestpreis (nominal) von 55 EUR/t CO_2 und ein Höchstpreis (nominal) von 65 EUR/Tonne$_{CO2}$ festgelegt ist.

Zur Flankierung einer ambitionierten Klimaschutz-Strategie wird i. d. R. von stark ansteigenden Kosten der Emissionsrechte ausgegangen. Die hier verwendeten Annahmen basieren auf einer Studie zur Wirkungsabschätzung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung aus dem Frühjahr 2020 (/PROG-01 20/). Darin wurde untersucht, mit welcher Ausgestaltung der im Klimaschutzprogramm angelegten Instrumente sowie weiterer Maßnahmen das Ziel einer Minderung der Treibhausgas-Emissionen im Gebäudesektor auf 70 Mio.t CO_2-Äquivalent bis zum Jahr 2030 erreicht werden kann. Dazu wurden zwei Preispfade definiert, die beide von einem starken Anstieg des CO_2-Preises im BEHG nach dem Jahr 2026 ausgehen. Für die vorliegende Analyse für München wurde ein Mittelwert der Preispfade A und B aus der genannten Studie für die Bundesregierung verwendet. Nach Umrechnung der in der Studie angegebenen Nominalpreise auf Realpreise ergeben sich somit folgende Kosten:

- 2026 ca. 55 EUR_{2019}/t CO_2
- 2030 ca. 115 EUR_{2019}/t CO_2
- 2035 ca. 128 EUR_{2019}/t CO_2
- 2040 ca. 175 EUR_{2019}/t CO_2
- anschließend wird ein konstant bleibender Kostensatz angenommen

Preise im EU-Emissionshandelssystem

Die Preisentwicklung der Emissionsrechte im EU-Emissionshandelssystem hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, die durch die EU-Klimapolitik und die wirtschaftliche Entwicklung beeinflusst werden. In Anbetracht der inzwischen erreichten grundsätzlichen politischen Einigung auf ein verschärftes Klimaschutzziel der EU für das Jahr 2030 ist der Preis für Emissionsrechte im April und Mai deutlich gegenüber dem bisherigen Niveau angestiegen und liegt derzeit bei etwa 50 EUR/Tonne$_{CO2}$.

Im Rahmen der Szenarioberechnungen in dieser Studie mussten Annahmen für die Entwicklung der Preise für Emissionsrechte bis zum Jahr 2050 getroffen werden, um die Kosten für die Erzeugung von Strom im europäischen Strommarkt und auch für den Einsatz der dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen der SWM zu berechnen. Hierfür wurde eine Projektion der Preise für Emissionsrechte verwendet, welche die SWM in ihrem energiewirtschaftlichen Fundamentalmodell für die Anforderung einer Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 95 % bis zum Jahr 2050 ermittelt haben. Die Preisentwicklung wurde zwischen den SWM und den Gutachter:innen diskutiert und gemeinsam als geeignet für die Verwendung in dieser Studie befunden. Die unterstellte Preisentwicklung ist in Tabelle 10-2 dargestellt.

Tabelle 10-2: Festgelegte Entwicklung der Preise für Emissionsrechte im EU-Emissionshandelssystem

Jahr	Preis in $EUR_{2019}/t\ CO_2$
2021	29
2025	36
2030	45
2035	60
2040	74
2045	90
2050	110

Diese Festlegung wurde getroffen, bevor die Einigung auf das verschärfte Klimaschutzziel der EU im Jahr 2030 beschlossen wurde. Als Reaktion auf die jüngsten Beschlüsse für eine Treibhausgasminderung um 55% bis zum Jahr 2030 in der EU haben sich aktuell bereits relativ hohe Preise um 50 $EUR_{2019}/t\ CO_2$ im Handel mit Emissionsrechten eingestellt. Dies kann so interpretiert werden, dass das derzeitige Preisniveau die bis 2030 zu erwartenden Entwicklungen bereits abbildet und deshalb bis dahin nicht mit einem weiteren Anstieg gerechnet wird. Nach dem Jahr 2030 ergibt sich ein kontinuierlicher Anstieg um etwa 15 EUR_{2019} je Tonne CO_2 alle fünf Jahre bis zum Jahr 2045 und dann bis zum angenommenen Zieljahr der Treibhausgas-Minderung nochmals ein deutlicher Sprung auf 110 $EUR_{2019}/t\ CO_2$.

Stromerzeugung – Börsenpreis und spezifische Emissionen

Als weitere Rahmenparameter für die Szenarien dieser Studie wurden Annahmen über die Entwicklung der Strompreise im Großhandel und über die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland getroffen. Auch diese Parameter wurden Modellrechnungen der SWM entnommen und intensiv zwischen SWM und den Gutachter:innen diskutiert. Wesentliche Grundlagen der Modellierung sind die vorstehend genannten Preise im Emissionshandel, die Preise für Energieträger wie Erdgas (vgl. nachstehend) sowie die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland und anderen europäischen Ländern. Auch hier wurden die Annahmen so getroffen, dass eine Emissionsminderung um 95 % bis zum Jahr 2050 erreicht wird.

Tabelle 10-3 zeigt die Entwicklung des Börsenpreises (Base) und der spezifischen Emissionen jeweils im Jahresdurchschnitt.

Tabelle 10-3: Entwicklung des Großhandelspreises für Strom und der spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Preis Strombörse (Base) in EUR_{2019}/ MWh	Spezifische Emissionen in g CO_2 / kWh
2021	43	354
2025	49	294
2030	51	200
2035	54	107
2040	73	30
2045	85	14
2050	89	0

Zu erkennen ist, dass der Preis an der Strombörse ab 2030 kontinuierlich ansteigt. Dahinter liegen einerseits der Kohleausstieg und der Anstieg der Kosten für Kraftwerksgas und Emissionsrechte, die den Preis nach oben treiben, und andererseits der unterstellte Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und im europäischen Ausland, die dämpfend auf die Preisentwicklung wirken. Ab dem Jahr 2040 wird ein sukzessiver Wechsel von Erdgas als Brennstoff für Kraftwerke auf klimaneutralen Wasserstoff unterstellt. Dies führt nochmals zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise. Parallel mit dieser Entwicklung sinken die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung kontinuierlich und erreichen bereits 2040 ein niedriges Niveau. Eine solche stark degressive Entwicklung der Emissionen der Stromerzeugung ist die Grundlage dafür, dass Strom im Rahmen der Sektorkopplung verstärkt an Stelle fossiler Energieträger eingesetzt werden kann. Das entsprechende Wachstum der Nachfrage wurde in den zugrunde liegenden Modellrechnungen antizipiert.

Stromverbrauch – Entwicklung weiterer Preiskomponenten

Für Haushalte und kleinere Gewerbe ist der Börsenstrompreis weniger relevant als die Entwicklung der auf den Stromverbrauch erhobenen zusätzlichen Umlagen und Steuern. Eine Beschreibung der weiteren relevanten Kostenkomponenten für den Strompreis (differenziert nach Haushalten, Wärmepumpen und Großabnehmern ist in Tabelle 10-4 enthalten).

Tabelle 10-4: Höhe der Kosten verschiedener Strompreiskomponenten in 2020 aus /BDEW-01 20/[1] und /SWM-08 20/[2] und angenommene Entwicklung

Kostenkomponente Strompreis	Wert 2020 in EUR ct/kWh	Angenommene Entwicklung der Strompreiskomponente differenziert zwischen verschiedenen Verbrauchende		
		Endverbrauchende	Wärmepumpen in Haushalten	Großverbraucher
Energiebeschaffung und Vertrieb[1]	7,18	Entwicklung des Energiebeschaffungspreises gemäß Börsenstrompreis		
		+ zzgl. Vermarktungspreis 1,57 EUR ct/kWh (Ermittelt als Differenz des Preises in 2020 für „Energiebeschaffung und Vertrieb[1]" abzgl. des nach Verbrauchsprofil H0 gewichteten mittleren Börsenpreises in 2020 in Höhe von 5,61 EUR ct/kWh aus /FFE-36 21/		Da keine Daten zu Vermarktungspreis verfügbar und als gering zu erwarten, vereinfachend vernachlässigt
Konzessionsabgabe[2]	Niederspannung (NS): 2,39 (Hochtarif), 0,61 (Niedertarif) Mittel-(MS) oder Hochspannung (HS) 0,11	Preis NS konstant	1,56 EUR ct/kWh (nach Uhrzeit differenzierte Konzessionsabgabe [1], verschnitten mit Wärmepumpen Lastprofil aus /SWM-03 21/	MS konstant
Netzentgelte inkl. Messung & Messstellenbetrieb[1]	7,71	Entwicklung in Tabelle 10-5 enthalten, angesetzt gemäß Berechnungen der SWM		
EEG-Umlage[1]	6,756	Kontinuierliche Degression von 6 EUR ct/kWh in 2022 auf 0 EUR ct/kWh gemäß Auswertungen von Agora und Öko-Institut ab 2035 bei 0 EUR ct/kWh /AGORA-12 20/		
Stromsteuer[1]	2,05	Bis 2035 lineare Absenkung auf die Hälfte Bis 2050 dann konstant		
Weitere Umlagen	1,007	Bis 2050 konstant (Puffergröße für mögliche neue Kostenkomponenten)		
Mehrwertsteuer (ab 2021 wieder 19 %)	5,01	Ab 2021 kontinuierlich wieder 19 %		

Die Entwicklung der Netzentgelte Strom wurde seitens der SWM ermittelt, basierend auf dem Szenario C des Netzentwicklungsplanes (NEP) 2020 - 2035 für eine Steigerung des Stromabsatzes /BNETZA-03 21/ und eine Kostensteigerung gemäß /RWTH-01 20/. Die sich ergebende Entwicklung ist in Tabelle 10-5 enthalten.

Tabelle 10-5: Von den SWM berechnete Entwicklung der Netzentgelte Strom, basierend auf /BNETZA-03 21/ und /RWTH-01 20/

Ergebnisse in EUR ct/kWh	2021	2030	2035	2040	2050
Mittelspannung (Industriekunde 100.000 kWh)	0,830	1,297	1,317	1,338	1,380
Niederspannung (Haushaltskunde 3.500 kWh)	5,641	6,058	6,153	6,250	6,450
Niederspannung (Wärmepumpe steuerbar 6.500 kWh)	2,391	3,659	3,717	3,775	3,890

Entwicklung Börsenpreis und Preiskomponenten Erdgas

Die angenommene Entwicklung der Preise auf dem Großhandelsmarkt für Erdgas wurden ebenfalls von den SWM vorgeschlagen und mit den Gutachter:innen diskutiert. Die getroffenen Annahmen sind in Tabelle 10-6 beschrieben. Sie sind als eine wesentliche Größe in die Ermittlung der vorstehend dargestellten Großhandelspreise für Strom eingeflossen.

Tabelle 10-6: Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas

Jahr	Großhandelspreis Erdgas in EUR_{2019} / MWh (Ho)
2021	13,9
2025	15,3
2030	24,2
2035	24,3
2040	25,1
2045	25,8
2050	26,3

Bei der Betrachtung des Erdgaspreises der Verbrauchenden sind die weiteren Steuern und Umlagen nicht so ausschlaggebend wie für Strom, sind aber trotzdem relevante Kostenfaktoren. Die erwartete Entwicklung dieser weiteren Preiskomponenten ist in Tabelle 10-7 dargestellt.

Tabelle 10-7: Höhe der Kosten verschiedener Erdgaspreiskomponenten in 2020 für MFH aus /BDEW-09 20/[1] und /SWM-07 20/[2] und angenommene Entwicklung

Kostenkomponente	Wert 2020 in EUR ct/kWh	Angenommene Preisentwicklung	
		Privatkunde	Kraftwerke
Energiebeschaffung und Vertrieb[1]	2,56	Entwicklung gemäß Börsenpreis	
		+ zzgl. Vermarktungspreis von 0,74 EUR ct/kWh (Differenz der Gesamtkosten abzgl. mittlerer Erdgaspreis 2019 und 2020 - Bei Handel im Vorjahr betrug der Mittlerer Erdgaspreis 20,7 EUR/MWh in 2019 und 18,2 EUR/MWh in 2020	Da keine Daten zu Vermarktungspreis verfügbar und als gering zu erwarten, vereinfachend vernachlässigt
Konzessionsabgabe[2]	0,4	Konstant bei 0,4 EUR ct/kWh („Standardkunde" – nicht Kochen und TWW)	Konstant bei 0,03 EUR ct/kWh (Sondervertragskunde)
Netzentgelte inkl. Messung & Messstellenbetrieb[1]	1,3	Entwicklung in Tabelle 10-5 enthalten, angesetzt gemäß Berechnungen der SWM	Nur relevant für Kraftwerke daher Skalierung mit entsprechendem Preisblatt
Erdgassteuer[1]	0,55	konstant	
Emissionsbepreisung gemäß BEHG		Siehe Tabelle 10-1	
Mehrwertsteuer[1]	0,73	Ab 2021 kontinuierlich wieder 19 %	

Die Entwicklung der Netzentgelte Erdgas wurde basierend auf den durchschnittlichen Netzentgelten 2019 (inkl. Messung und Messstellenbetrieb) von 1,26 EUR ct/kWh und der in /ÖKO-02 17/ erarbeiteten Entwicklung des Gasabsatzes in München bestimmt. Da die Entwicklung der Erdgaspreise als Grundlage zur Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten und der darauf basierenden Szenarien in diesem Projekt dienen, musste für die anzusetzende Entwicklung des Erdgasabsatzes auf externe Literatur zurückgegriffen werden. Ab 2035 wurde hierbei eine Deckelung der Netzentgelte auf den Wert von 2030 angesetzt, da sonst hohe spezifische Kosten entstehen, die wahrscheinlich so nicht umgelegt werden würden.

Tabelle 10-8: Berechnete Entwicklung der Erdgas-Netzentgelte inkl. Messung und Messstellenbetrieb

	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erwartete Reduktion des Gasabsatzes auf Basis 2020 aus /ÖKO-02 17/			18%	35%	55%	72%	87%	98%
Berechnete Entwicklung der Netzentgelte in EUR ct/kWh	1,26	1,26	1,53	1,93	1,93*	1,93*	1,93*	1,93*

*angenommene Deckelung der Netzentgelte

Entwicklung Preiskomponenten Heizöl

Bezüglich der Entwicklung des Einkaufspreises von Heizöl wurde angenommen, dass sich dieser analog zum Börsenpreis des Erdgases verhält. Sowohl die Energiesteuer als auch der Deckungsbeitrag für den Handel wurden bezogen auf ihren Wert als konstant angesetzt. Wie bei den anderen Energieträgern wurde ab 2021 eine konstant bleibende MWSt von 19 % festgehalten.

Entwicklung der Preiskomponenten für Wasserstoff

Die Hintergründe zum Einsatz emissionsarmer Gase und insbesondere von Wasserstoff wurden in Kapitel 6.5 diskutiert. Für den Einsatz in der Wärmeversorgung in München kommt vor allem Wasserstoff in Frage, allerdings vorrangig für den stromgeführten Betrieb der großen Heizkraftwerke (d. h. Erzeugung dann, wenn die erneuerbaren Energien den Strombedarf nicht decken können) und ggf. auch der Heizwerke der Fernwärmeversorgung.

„Blauer" Wasserstoff, der aus Erdgas hergestellt wird und bei dem die dabei anfallenden CO_2-Emissionen abgeschieden und abgelagert werden, ist bereits heute verfügbar. Seine Gestehungskosten sind an die erwartete Preisentwicklung für Erdgas gebunden sowie an die Erwartung der künftigen Kosten für Investition und Betrieb der Umwandlungsanlagen. „Grüner", aus Elektrolyse von zusätzlich erzeugtem erneuerbarem Strom hergestellter Wasserstoff, wird bisher nur in Pilotanlagen erzeugt. Die Bundesregierung plant jedoch den Aufbau erheblicher Kapazitäten an Elektrolyseuren im Inland.

Zudem wird grüner Wasserstoff voraussichtlich auch über Importe verfügbar sein. Hierbei können oft günstigere Erzeugungskosten realisiert werden, dafür fallen die Kosten für den Transport nach Deutschland an. Für die Untersuchungen in dieser Studie wurden die Analysen aus /ÖKO-05 20/ verwendet. Hieraus wurden die nachfolgend dargestellten Annahmen für die Entwicklung der Großhandelspreise abgeleitet.

In der Zwischenzeit sind verschiedene neuere Ausarbeitungen zur künftigen Entwicklung von Wasserstoff erschienen, zuletzt unter anderem eine Studie des Öko-Instituts für die Stiftung Klimaneutralität /ÖKO-03 21/. Dort findet sich eine übersichtliche Darstellung zu den Effekten der relevanten Einflussgrößen auf die Gestehungskosten für grünen und blauen Wasserstoff. Als weitere Preiskomponenten sind die Netzentgelte zu berücksichtigen, die für den Transport des Wasserstoffs nach München bis zu den Anlagen der SWM zu bezahlen sind. Hier wurden vereinfachend die gleichen Kostenstrukturen angenommen, wie sie derzeit für den Transport von Erdgas berechnet werden.

Tabelle 10-9: Angesetzte Großhandelspreise für „grünen" und „blauen" Wasserstoff

Jahr	„Grüner" Wasserstoff in EUR_{2019} / MWh (Hu)	„Blauer" Wasserstoff in EUR_{2019} / MWh (Hu)
2025	-	-
2030	75	63
2035	69	63
2040	63	64
2045	56	65
2050	50	65

Überblick der Kosten für den privaten Endverbrauchenden

Eine Zusammenfassung der Entwicklung der unterschiedlichen Energieträgerpreise ist in Abbildung 10-2 dargestellt. Weil die Kostenbetrachtungen in dieser Studie mit dem Jahr 2021 starten, ist dies hier als erster Datensatz visualisiert. Es zeigt sich, dass von 2021 bis 2035 allem die erwartete Entwicklung der EEG-Umlage und der Kosten aus dem BEHG einen starken Effekt auf die Energiepreise haben. Danach bleiben die Preise für Heizöl und Erdgas nahezu konstant, während der Strompreis auf Grund steigernde Marktpreise leicht ansteigt.

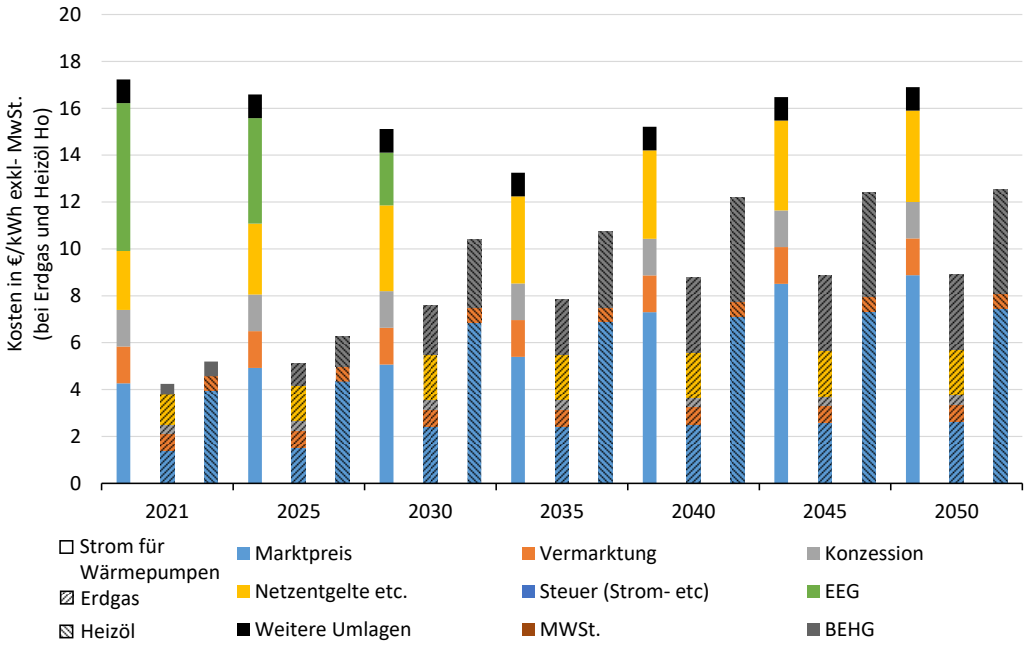

Abbildung 10-2: Zusammengefasste Visualisierung der Entwicklung der Energieträgerpreise für Haushalte

Entwicklung Fernwärmepreis

Die Fernwärmepreise entwickeln sich auf der Basis von Regelungen der Preisgleitung, deren Grundlagen in der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) festgelegt sind. Für diese Studie wurde angenommen, dass die Fernwärmepreise auf Basis der derzeit geltenden Regelungen fortgeschrieben werden, die von den SWM in ihren Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme dokumentiert sind. Dementsprechend steigen die Fernwärmepreise mit der Entwicklung der zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Energieträger sowie der allgemeinen Preisentwicklung für Investitionsgüter. Allerdings wurde angenommen, dass die neue CO_2-Preiskomponente des BEHG mittelfristig aus der Berechnung herausgenommen wird, da anderenfalls die politisch erwünschte Verteuerung des fossilen Energieträgers Erdgas automatisch auch die Fernwärme verteuern würde. Hierzu müsste voraussichtlich die AVBFernwärmeV geändert oder zumindest präzisiert werden.

Angesetzte Preisentwicklungen in einem moderaten Rahmenszenario

Ergänzend zu den Preisentwicklungen der zielorientierten Szenarien wurde ein moderates Rahmenszenario entwickelt. Dieses dient einer Prüfung, inwiefern die Investitionen der SWM in eine klimaneutrale Fernwärme gegenüber Veränderungen in den Annahmen der wichtigsten Preisentwicklungen robust sind.

Im moderaten Rahmenszenario wird von einer geringeren Ambition der Klimaschutzpolitik in Deutschland und in Europa ausgegangen. Dementsprechend werden niedrigere CO_2-Preise angenommen, die sich wiederum u. a. auf die Strompreise auswirken. Die Preisannahmen im BEHG wurden im gleichen Verhältnis reduziert wie die Annahmen zum CO_2-Preis im Emissionshandel. Nachfolgend sind die zentralen Annahmen dieses Rahmenszenarios dargestellt.

Tabelle 10-10: Abweichende Annahmen zur Preisentwicklung im moderaten Rahmenszenario

Jahr	CO_2-Preis im BEHG EUR_{2019}/t CO_2	CO_2-Preis im EU-Emissionshandel EUR_{2019}/t CO_2	Preis Strombörse (Base) EUR_{2019}/MWh
2025	51	36	52
2030	115	45	54
2035	112	52	51
2040	139	59	53
2045	139 *)	66	64
2050	139 *)	75	73

*) Ab dem Jahr 2040 wird im BEHG von real konstanten CO_2-Preisen ausgegangen.

10.3 Rahmen der Bereitstellungsszenarien

In welchen Gebieten die einzelnen Bereitstellungslösungen ausgebaut werden, wird in Kapitel 13 basierend auf den Ergebnissen der CO_2-Verminderungskosten (Kapitel 12) festgelegt. Hier werden zunächst grundlegende Annahmen und relevante übergeordnete Parameter festgehalten.

Kesseltauschrate versus Heizsystemwechselrate

Ein besonders relevanter Parameter für die Erreichung einer kosteneffizienten Transformation der Wärmeversorgung hin zu klimaneutralen Wärmequellen ist die „natürliche" Kesseltauschrate. Diese Rate beschreibt den jährlichen Anteil der Kessel, welche am Ende ihrer technischen Lebensdauer sind und somit ausgetauscht werden müssen. Für die kosteneffiziente Wärmetransformation sollte bei jedem dieser Kesseltausche nicht erneut ein fossil befeuerter Kessel eingesetzt werden, sondern direkt eine bereits zum Anschlusszeitpunkt oder zumindest in absehbarer Zeit klimaneutrale Wärmequelle.

Je nach Technologie dieser klimaneutralen Wärmequelle reicht jedoch der Wechsel des Wärmeerzeugers nicht aus, sondern es sollten auch Anpassungen an weiteren Komponenten des Heizsystems getroffen werden. Die Rate, in welcher dies passiert, wird hier als Heizsystemwechselrate bezeichnet. Damit möglichst bald alle bestehenden fossil beheizten Wärmeerzeuger gegen einen klimaneutralen Wärmeerzeuger ausgetauscht werden, dies aber gleichermaßen möglichst kosteneffizient passiert, sollte daher die Heizsystemwechselrate der „natürlichen" Kesseltauschrate entsprechen.

Aktuell und ca. bis 2025 ist davon auszugehen, dass die "natürliche" Kesseltauschrate bei ca. 3 %/Jahr liegt, bzw. das durchschnittliche Alter eines Kessels bei dessen Austausch bei

33 Jahren liegt. Hier sind zurzeit noch viele Erdgas- oder Heizöl-Niedertemperaturkessel enthalten, welche teilweise erst nach 40 Jahren ausgetauscht werden. Auf Grund der im Schnitt geringeren Laufzeit neuerer Kessel ist damit zu rechnen, dass die Kesseltauschrate im Zeitraum von 2026 bis 2035 eher bei ca. 4 %/ Jahr liegt, bzw. bei einem durchschnittlichen Kesselalter von 25 Jahren bei dessen Tausch.

Bei den aktuell primär verbauten Brennwertkesseln wiederum wird häufig nur noch von einer Lebensdauer von 20 Jahren oder weniger ausgegangen. Ab 2035 könnte daher die „natürliche" Rate auf 5 – 7 %/Jahr angehoben werden, was in der Modellierung aber nicht umgesetzt wird (siehe Kapitel 13.1).

Um in der Umsetzung dieses Vorgehens zu vermeiden, dass beim Kesseltausch der alte Öl- oder Gaskessel „nur" gegen einen neuen Öl- oder Gaskessel ausgetauscht wird, sondern der Kesseltausch vielmehr mit einem Heizsystemwechsel einhergeht, müssen bereits mit geeignetem Vorlauf Sanierungsfahrpläne erstellt oder zumindest ein Vergleich verschiedener Heizungsalternativen ausgearbeitet werden.

Zeitverzögerter Effekt von städtischen Fördermaßnahmen

Im Rahmen der Szenarienparameter kann nicht davon ausgegangen werden, dass bereits ab dem Startjahr der Simulationen (2022) jeder Kesseltausch einem Heizsystemwechsel entspricht. Damit dies erreicht werden kann, müssen zunächst entsprechende Anreize durch den Bund, ggf. das Land Bayern und die Stadt München geschaffen werden (siehe notwendige Maßnahmen in Kapitel 15). Auch wenn im Jahr 2022 dieser Rahmen geschaffen sein sollte, ist davon auszugehen, dass sich die Heizsystemwechselrate stetig an die Kesseltauschrate annähert. In den Szenarienparametern wurde festgelegt, dass dies bis 2026 geschieht. Somit ergeben sich folgende durchschnittliche über die Jahre erreichbaren Heizsystemwechselraten in München je Zeitraum:

- 2021 – 2025: ca. 1,9 %
- 2026 – 2035: ca. 4,0 %
- Ab 2035 5 -7 % (wird nicht ausgeschöpft, da auch bei einer geringeren Rate bis 2050 alle bestehenden Kessel durch einen klimaneutralen Wärmeerzeuger getauscht werden können)

Es ist denkbar, dass über Anreizprogramme zum Heizsystemwechsel höhere Raten erreicht werden als die natürliche Kesseltauschrate. Da sich die meisten Gebäudeeigentümer:innen erst mit einem Austausch des bestehenden Systems auseinandersetzen, wenn das bestehende System kurz vor dem Wechsel steht, ist im Gebäudesektor ein immenser Effekt auf die Rate jedoch unwahrscheinlich.

10.4 Dezentrale Wärmeerzeuger – Kostenfunktionen und Effizienz

In /JC-01 20/ sind Kosten und Nutzungsgrade für verschiedene relevante Wärmeversorgungskomponenten aus diversen Quellen enthalten. Die Formeln für die im Rahmen dieser Studie relevanten Investitionskosten stammen aus /HSW-01 11/ und sind in Tabelle 10-11 enthalten. Da diese auf das Basisjahr 2010 bezogen sind, wurden aus der Destatis-Datenbank des Statistischen Bundesamtes /DESTATIS-05 20/ entsprechende Kostenkorrekturfaktoren zur Umrechnung auf das Jahr 2020 gebildet (Kategorie für Kessel GP09-2521120031 und für Wärmepumpen GP09-282513801) und mit aktuellen vorliegenden Kostenberechnungen, z.B. /KLIN-01 19/, verglichen. Aus /JC-01 20/ sind sowohl die fixen

Betriebskosten (siehe Tabelle 10-11) als auch die Entwicklungen der Kostendegressionsfaktoren sowie Entwicklungen der Nutzungsgrade entnommen und auf das Startjahr dieser Studie umgerechnet. Für die Nutzungsgrade im Basisjahr wurden die Daten aus /JC-01 20/ mit realen Messdaten von Luft-Wärmepumpen ergänzt (siehe Zusammenstellung in Tabelle 10-12). Hierbei sind analog zu den Nutzungsgraden der Kessel die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen angegeben.

Tabelle 10-11: Investitionen in Technologien (F^{deg}: Faktor für Kostendegression; F: Faktor für Inflationsbereinigung; P: Nennleistung in kW)

Technologie	Kostenfunktionen aus /HSW-01 11/	Fixe Betriebskosten basierend auf Invest aus /JC-01 20/
Luft-Wärmepumpe	$Inv = F \cdot P \cdot (5706 \cdot P^{-0,4779}) \cdot F^{deg}$	2,5 %
Erdwärmepumpe, hier Grundwasserwärmepumpe	$Inv = F \cdot P \cdot (3577 \cdot P^{-0,4085}) \cdot F^{deg}$	2,5 %
Sondenverlegung (für Grundwasserwärmepumpe)	$Inv = F \cdot (P \cdot 900 + 1080)$	-
Gasbrennwertkessel	$Inv = F \cdot P \cdot (1464 \cdot P^{-0,4411}) \cdot F^{deg}$	2,5 %
Ölbrennwertkessel	$Inv = F \cdot P \cdot (1851 \cdot P^{-0,4617}) \cdot F^{deg}$	3,5 %

Tabelle 10-12: Angesetzte Nutzungsgrade je Technologie (bei Kesseln bezogen auf den Brennwert) in Abhängigkeit des Sanierungszustandes aus /FFE-146 19/[1] und /ISE-10 20/[2]

Technologie	Nutzungsgrad/ Jahresarbeitszahl 2021 unsaniert	Nutzungsgrad/ Jahresarbeitszahl 2021 saniert (ab KfW 85)
Luft-Wärmepumpe	3,10[2]	3,50[1]
Grundwasserwärmepumpe	3,85[1]	4,06[1]
Gasbrennwertkessel	0,89[11]	
Ölbrennwertkessel	0,91	

Bestimmung der Nennleistung der dezentralen Anlagen

In der Praxis sind die Nennleistungen von Heizanlagen im Idealfall individuell nach Gebäudeeigenschaften (speziell der Normheizlast) und Bewohneranzahl sowie deren -präferenzen zu bestimmen /ETHB-01 13/, /IFEU-02 14/, /BUDH-01 14/, /KLZ-01 16/. Da dies im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist, wurde nach folgender vereinfachter Methodik vorgegangen: Die Nennleistung wurde aus dem Wärmebedarf jedes individuellen Gebäudes (siehe Beschreibung Gebäudemodell in Kapitel 4.2) dividiert durch die typischen Volllaststunden einer Anlage bestimmt. Als typische Vollaststunden wurden hierbei 1.550 Volllaststunden angesetzt. Zwar könnten für die alleinige Raumwärmebereitstellung zur Dimensionierung der Anlagen vereinfacht 1.750 Volllaststunden angesetzt werden /IKZ-01 04/, was gemäß des beschriebenen Berechnungswegs zu einer geringeren geforderten Nennleistung der Anlagen und somit zu einer Reduktion der Investitionskosten

führen würde, allerdings sollen die Anlagen auch den Trinkwarmwasserbedarf decken können, wofür die Anlagen entsprechende Leistungsreserven vorhalten müssen. Wie viel Leistung hier vorgehalten werden muss, ist sehr individuell sowohl abhängig von der Art der Trinkwarmwasserversorgung im Gebäude, dem Vorhandensein eines Trinkwarmwasserspeichers und dessen Beladung als auch den Präferenzen der Bewohner. Da diese Individualität hier nicht abgebildet werden kann, wird der vereinfachte Ansatz von 1.550 Volllaststunden jedoch zur Erreichung der Ziele der Studie als adäquat angesehen.

Auslegung von hybriden Heizanlagen

Neben der Nutzung von alleinigen Wärmepumpen kann der Einsatz von hybriden Lösungen aus einer Wärmepumpe und einem konventionellen Kessel (Erdgas oder Heizöl) für die Bereitstellung der Spitzenlast sinnvoll sein. Ziel ist es hierbei nicht, dass beide Anlagen individuell den vollen Wärmebedarf decken können, sondern dass diese sich ergänzen. Insbesondere bei Gebäuden, welche erst einen Heizsystemwechsel erfahren, bevor sie saniert werden, kann dies von Vorteil sein, da die langfristige Lösung für die Wärmeversorgung (hier häufig die Wärmepumpe) auf den künftigen statt den aktuellen Wärmebedarf ausgelegt werden kann.

Im Rahmen dieser Studie wurde angenommen, dass bei hybriden Heizungssystemen die Wärmepumpen so ausgelegt werden, dass diese den Leistungsbedarf des Gebäudes nach Sanierung auf den Standard KfW 100 decken können. Der restliche Leistungsbedarf muss über den zusätzlichen Kessel gedeckt werden, welcher entsprechend ausgelegt wird. Es ist davon auszugehen, dass in dieser Kombination ca. 80 % des jährlichen Wärmebedarfes direkt über die Wärmepumpe bereitgestellt werden können, während die weiteren 20 % durch den Kessel bereitgestellt werden müssen. Diese 20 % entfallen vor allem auf die Wintermonate, da die Wärmepumpe hier an kalten Tagen den Bedarf nicht allein decken kann.

Die nach Zeitraum gestaffelten angenommenen Fördersätze beim Einbau der hier genannte Wärmeerzeuger, werden in Kapitel 10.7 dargestellt.

10.5 Kosten der Verdichtung und Erweiterung der Fernwärmeversorgung

Um die Versorgung mit Fernwärme als Alternative zur dezentralen erneuerbaren Wärmeversorgung bewerten zu können, müssen einerseits die Kosten der Erzeugung von Fernwärme ermittelt und andererseits die Kosten der Verdichtung der Fernwärmeanschlüsse im bestehenden Netzgebiet sowie die Kosten einer Erweiterung des Fernwärmenetzes in weitere Quartiere mit relativ hoher Wärmedichte abgeschätzt werden. Die Modellierung der Kosten der Fernwärmeerzeugung ist in Kapitel 11 beschrieben.

Verdichtung der Fernwärme in den bestehenden Versorgungsgebieten

Damit zusätzliche Gebäude an die Fernwärme angeschlossen werden können, muss ein Hausanschluss hergestellt und eine Hausanschlussstation installiert werden. Der einfachste Fall liegt vor, wenn in unmittelbarer Nähe des Objekts bereits eine Fernwärmeleitung liegt. Dann muss von dieser Leitung ein Abzweig hergestellt und die Hausanschlussleitung bis in das Gebäude geführt werden. Hierbei müssen die Oberflächen von Straßen und Gehwegen aufgebrochen und nach Abschluss der Bauarbeiten wieder hergestellt werden. Unter den Bedingungen der hoch verdichteten Infrastruktur in den eng bebauten Stadtteilen Münchens und den verkehrsrechtlichen Anforderungen an die Baustellen führt dies zu höheren Kosten

als sie typischerweise in der Literatur angegeben werden, z.B. in /AGFW-04 20/. Für die Berechnungen wurden daher Erfahrungswerte der SWM verwendet.

Zudem muss in dem neu angeschlossenen Gebäude eine Hausanschlussstation für die Verteilung von Heizungs- und Trinkwarmwasser installiert werden, deren wesentliche Bestandteile Wärmetauscher, Wärmespeicher und Pumpen sowie Einrichtungen zur Messung und Regelung sind. Auch für die Kosten dieser Anlagen wurden Erfahrungswerte der SWM verwendet.

Sofern das Gebäude zwar in einem Fernwärmeversorgungsgebiet liegt, aber keine Wärmeleitung in der unmittelbaren Nähe des Objekts verläuft, fallen zusätzliche Kosten für die Verlegung einer entsprechenden Versorgungsleitung im öffentlichen Verkehrsraum an. Dies wird im Regelfall nur dann sinnvoll sein, wenn eine größere Anzahl benachbarter Gebäude zeitlich miteinander koordiniert an die Fernwärme angeschlossen wird, z.B. im Rahmen der Umsetzung eines Quartierskonzepts. Für die Kosten von Versorgungsleitung, Hausanschlussleitung und Hausanschlussstation wurde angenommen, dass im Rahmen der geplanten "Bundesförderung effiziente Wärmenetze" eine umfassende Förderung in Anspruch genommen werden kann (siehe Kapitel 10.7).

Wenn ein Gebäude neu an die Fernwärme angeschlossen wird, so tragen die SWM zunächst die Kosten für die Herstellung der Leitungsverbindung bis in das Gebäude. Die Eigentümer:innen der Gebäude tragen die Kosten der Hausanschlussstation. Des Weiteren fallen Kosten für die in einem Preisblatt der SWM festgelegten pauschalisierten Beträge für Netzanschlüsse an.[18] Die Netzanschlusspauschale ist von der Nennweite abhängig und umfasst die Leitungsverlegung im öffentlichen Raum. Für die Leitung auf privatem Grund wird ein Mehrlängenbetrag abgerechnet. Der Baukostenzuschuss ist von der vertraglich vereinbarten Leistung (Anschlusswert) abhängig.

Erweiterung der Fernwärmeversorgung in weitere Gebiete

Wenn die Versorgung mit Fernwärme in bisher nicht erschlossene Gebiete erweitert werden soll, so fallen über die im vorstehenden Abschnitt zu Verdichtung der Fernwärme genannten Kosten hinaus noch Aufwendungen für den Ausbau des Fernwärmenetzes an. Auch hierfür gilt nach Angaben der SWM, dass die Kosten in München im Regelfall höher liegen als sie in der Literatur üblicherweise angegeben werden. Für diese Kosten wurden daher ebenfalls Erfahrungswerte der SWM verwendet.

Aller Voraussicht nach kann auch für die Kosten neuer Fernwärmeleitungen eine Förderung im Rahmen der geplanten "Bundesförderung effiziente Wärmenetze" in Anspruch genommen werden.

10.6 Nachfrage-Szenario

Weil klimaneutrale Wärmequellen nur eingeschränkt zur Verfügung stehen, muss für die Erreichung der Klimaneutralität in München auch der Wärmebedarf der Gebäude durch die Optimierung der Gebäudetechnik und die Sanierung der Gebäudehülle reduziert werden. Zunächst werden die in den zielorientierten Szenarien und im Referenzszenario angelegten Werte für die Steigerung des Gebäudestandards festgehalten (Kapitel 10.6.1), basierend darauf wird deren zeitliche und räumlich Priorisierung erläutert (Kapitel 10.6.2). Weiterhin werden

[18] Siehe https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzanschluss/preise.

mögliche Maßnahmen zur Effizienzsteigerung in der Gebäudetechnik dargelegt (Kapitel 10.6.3). Zuletzt wird die Form der Betrachtung des Effektes des Klimawandels auf den Wärmebedarf beschrieben (Kapitel 10.6.4).

Die Unterscheidung der Neubauszenarien zwischen den zielorientierten Szenarien und der Referenz wurde bereits in Kapitel 4.3 beschrieben.

10.6.1 Verbrauchsreduktion durch Sanierung der Gebäudefassade in München

Diverse Studien zeigen auf, dass die Dämmung der Gebäudehülle im Vergleich zu anderen Maßnahmen, wie dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen, mit höheren Kosten einhergeht /FFE-144 19/, /DENA-05 17/. Auf Grund der limitierten Potenziale klimaneutraler Wärmequellen muss jedoch eine Dämmung der Gebäudehülle umgesetzt werden, um den Wärmebedarf des Gebäudebestands zu reduzieren. Zudem können u.a. durch Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle die Systemtemperaturen reduziert und somit viele der klimaneutralen Wärmequellen effizienter in das Heizsystem eingebunden werden. In der Metaanalyse der Studie „Systemische Herausforderungen der Wärmewende" /ISE-03 21/ zeigt ein Vergleich diverser Zukunftsszenarien daher, dass zur Erreichung der Klimaneutralität mehr Wärmeeinsparungen durch Sanierung erreicht werden müssen, als aktuell erreicht werden. Hier schwanken die Sanierungsraten je Zeitraum in den zielorientierten Szenarien wie folgt:

- 2021 - 2030 zwischen 1,6 % - 3,0 % pro Jahr
- 2030 - 2040 zwischen 1,1 % - 3,7 % pro Jahr
- 2040 - 2050 zwischen 1,1 % - 3,9 % pro Jahr

In der nach Abschluss der Metastudie veröffentlichten Studie „Klimaneutrales Deutschland" /AGORA-07 20/ wird gemäß den Erfahrungen der letzten Jahre angenommen, dass eher niedrigere Sanierungsraten erreichbar sind. Bei EZFH wird eine Rate von 1,5 % pro Jahr angesetzt und bei MFH sowie NWG eine Rate von 1,7 %/a. Nur wenige Studien weisen aus, welche Sanierungstiefe sie ansetzen. In /AGORA-07 20/ wird ein durchschnittliches Sanierungsniveau für EZFH von KFW 70 und für MFH von KFW 55 unterstellt.

Die in /AGORA-07 20/ enthaltenen Werte sind in einer Welt, in der die Dekarbonisierung des deutschen Gebäudebestands bis 2050 unterstellt wird, für Deutschland insgesamt plausibel. Ebenfalls ist der Ansatz, dass sowohl Sanierungsrate als auch -tiefe in MFH ambitionierter anzusetzen sind, schlüssig. Die höhere Sanierungsrate ist bereits in der Praxis belegt /IWU-01 18/, während die höhere Sanierungstiefe basierend auf den generell geringeren spezifischen Kosten für die Sanierung von MFH abgeleitet werden kann.

Auf Grund des ambitionierten Zieles, Klimaneutralität bereits in 2035 zu erreichen, der hohen Besiedelungsdichte (und hiermit einhergehender geringer Freiflächen in Gebäuden und im Außenbereich für die Nutzung klimaneutraler Wärmequellen) und der durchschnittlich eher größeren MFH in München, sollten für die LHM ambitioniertere Ansätze für Sanierungsrate und -tiefe verwendet werden. Hierfür notwendige Maßnahmen werden in Kapitel 15.3 dargelegt.

Sanierungsrate

Die in der Studie je Gebäudetyp und Betrachtungszeitraum angesetzten Sanierungsraten in den Szenarien bzw. im Referenzszenario sind in Tabelle 10-13 enthalten. Die hieraus resultierenden kumulierten Anteile der je Stützjahr bereits sanierten Gebäude sind wiederum

in Tabelle 10-14 dargestellt. Hier ist zu betonen, dass zur Erreichung dieser Steigerung der Sanierungsraten und -tiefen die entsprechenden Rahmenbedingungen gesetzt werden müssen (siehe genauere Diskussion in Kapitel 15.3).

Trotz der sehr ambitionierten Sanierungsraten zeigt sich, dass bis 2035 maximal ca. 24 % der EZFH und 26 % der MFH und NWG saniert werden können bzw. bis 2050 ca. 60 % der EZFH und 63 % der MFH und NWG.

Tabelle 10-13: Je betrachtetem Zeitraum und Gebäudetyp ansetzbare Sanierungsraten für München in Gebäude pro Jahr

		Ansetzbare Sanierungsrate je Jahr und Gebäudetyp			
		Bis 2025	2026-2030	2031-2035	2036-2050
Szenarien	EZFH	1,3 %	1,7 %	2,1 %	2,4 %
	MFH & NWG	1,4 %	1,8 %	2,2 %	2,5 %
Referenzszenario	Alle Gebäudetypen	1,1 %	1,2 %	1,4 %	1,5 %

Tabelle 10-14: Anteil der bis zum jeweiligen Stützjahr sanierten Gebäude

		Kumuliert erreichbare Sanierungsraten			
		Bis 2025	Bis 2030	Bis 2035	Bis 2050
Szenarien	EZFH	5,2 %	13,7 %	24,2 %	60,2 %
	MFH & NWG	5,6 %	14,6 %	25,6 %	63,1 %
Referenzszenario	Alle Gebäudetypen	5,5 %	11,5 %	18,5 %	41,0 %

Sanierungstiefen

Bei der Festlegung der Sanierungstiefen wurde zwischen den Zeiträumen, Gebäudetypen und Regionen unterschieden. Die angesetzten Standards in den zielorientierten Szenarien sind in Tabelle 10-15 enthalten, jene für das Referenzszenario in Tabelle 10-16. Eine Beschreibung der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfe je Gebäudestandard und die jeweils assoziierten Kosten sind im Anhang in Kapitel 17.1 erläutert.

Die Differenzierung der Standards im Fernwärme-Verdichtungsgebiet in den zielorientierten Szenarien wurde im Rahmen der Analyse von Zwischenergebnissen im Projekt festgelegt. In ersten Simulationsläufen wurden stadtweit die gleichen sehr ambitionierten Sanierungsstandards angesetzt. Hierbei zeigte sich zunächst eine Zunahme des Fernwärmebedarfes bis 2035 und danach eine Abnahme, da die getroffenen Annahmen zur Gebäudesanierung schärfer waren als die Wirkung der realisierbaren Neuanschlüsse an die Fernwärme. In diesem Fall müssten für die Bereitstellung der Fernwärme bis 2035 Erzeugungskapazitäten u. a. in der Geothermie geschaffen werden, welche danach teilweise nicht mehr benötigt würden. Sofern davon ausgegangen werden kann, dass die Fernwärme klimaneutral bereitgestellt werden wird, sollte daher eher eine Strategie verfolgt werden, in der die Fernwärmenachfrage kontinuierlich wächst oder zumindest konstant bleibt. Dies unterstützt auch die Refinanzierung der bis 2035 zu tätigenden Investitionen. Aus diesen

Gründen ist zu empfehlen, die im Fernwärmegebiet liegenden Gebäude zwar durchaus ambitioniert zu sanieren, jedoch die im restlichen Stadtgebiet angenommene weitere Verschärfung auf die Sanierungsstandards KFW 55 und KFW 40 im Fernwärmegebiet nicht anzuwenden. Somit wird ein stetig anwachsender Verlauf der Fernwärmenachfrage erreicht und die geschaffenen Erzeugungskapazitäten für eine klimaneutrale Fernwärme können langfristig genutzt werden.

Tabelle 10-15: Je betrachtetem Zeitraum, Gebäudetyp und Verortung ansetzbare Sanierungstiefen für München in den Szenarien

Gebäudetyp	Bis 2025	2026-2030	2031-2035	2036-2050
EZFH in allen Clustern	KFW 85	KFW 70	KFW 55	KFW 55
MFH & NWG ausschließlich im FW-Verdichtungsgebiet	KFW 70	KFW 70	KFW 70	KFW 70
MFH & NWG in allen weiteren Gebieten	KFW 70	KFW 55	KFW 55	KFW 40
Denkmalgeschützte Gebäude	KfW Denkmal	KfW Denkmal	KfW Denkmal	KfW Denkmal

Tabelle 10-16: Je betrachtetem Zeitraum, Gebäudetyp und Verortung ansetzbare Sanierungstiefen für München im Referenzszenario

Gebäudetyp	Bis 2025	2026-2030	2031-2035	2036-2050
EZFH	KfW -140	KfW 120*	KFW 100	KFW 85
MFH & NWG	KfW 140	KFW 120*	KFW 100	KFW 85
Denkmalgeschützte Gebäude	KfW Denkmal	KfW-Denkmal	KfW-Denkmal	KfW-Denkmal

*"KFW 120" bezeichnet einen rechnerischen Mittelwert zwischen KfW-140 und KfW-100.

Anzusetzende Höhe der Sanierungskosten

Im Falle der Kostenbestimmung für die Sanierung können folgende Kostenformen angesetzt werden:

- Energiebedingte Mehrkosten: Häufig findet eine Sanierung statt, wenn das Gebäude modernisiert (z. B. gestrichen) wird. Die bereits für die Modernisierung anfallenden Kosten (z. B. Bereitstellung eines Gerüstes), werden daher nicht der Sanierung zugerechnet, sondern der Modernisierung.
- Vollkosten der Sanierung: Alle für die Sanierung und deren Unterstützung anfallenden Kosten werden der Sanierung zugeschrieben.

Eine vollständige Modernisierung von Gebäuden findet durchschnittlich alle 40 Jahre statt /BBSR-01 11/, /BTE-01 08/. In Anbetracht einer in den Szenarien maximal angesetzten Sanierungsrate von 2,5 %/Jahr ist damit zu rechnen, dass alle energetischen Sanierungen im Rahmen des „normalen" Modernisierungszyklus stattfinden. Daher werden in den Kostenbetrachtungen ausschließlich die energiebedingten Mehrkosten angesetzt. Würde hier regional eine höhere Rate angesetzt, würden auch Sanierungen außerhalb des Modernisierungszyklus auftreten, sodass für diese je nach Zeitpunkt der Sanierung ein Wert zwischen den energiebedingten Mehrkosten und den Vollkosten anzusetzen wären.

10.6.2 Zeitliche und räumliche Priorisierung der Sanierungskapazitäten

Im Rahmen der Festlegung einer Wärmestrategie müssen die begrenzten Sanierungskapazitäten (Eingeschränkt durch Handwerkerverfügbarkeit, Anzahl möglicher Baustellen, etc.) zielgerichtet eingesetzt werden. Wie in Kapitel 10.6.1 beschrieben, können auch in den Szenarien nur etwas über 60 % der Gebäude bis 2050 einer Sanierung unterzogen werden. Demgegenüber unterliegen bis 2050 alle bestehenden Kessel einem Heizsystemwechsel (siehe genauere Ausführung in Kapitel 10.3), sodass diverse Heizsystemwechsel ohne begleitende Sanierung der Gebäudehülle erfolgen müssen.

Wird zuerst ein Heizsystemwechsel durchgeführt und dann die Gebäudehülle saniert, wären langfristig genutzte Komponenten wie Grundwasser-Brunnen oder Anschlussleitungen der Fernwärme auf längere Sicht überdimensioniert. Hieraus ergibt sich die Frage, in welchen Analyseclustern eine Sanierung in direkter Kombination mit einem Heizsystemwechsel besonders relevant ist, bzw. wo ein Heizsystemwechsel ohne Sanierung am wenigsten kosten- und energetisch ineffizient ist.

Priorisierung verfügbarer Sanierungskapazitäten zwischen denkmalgeschützten und anderen Gebäuden

Als grundlegende Überlegung gilt: Findet zuerst ein Heizsystemwechsel statt und dann eine Sanierung, sind die stranded investments in die neue Heizanlage höher je tiefer ein Gebäude saniert wird (Definition „stranded investments“ siehe Kapitel 2). Gemäß den relevanten Sanierungsstandards für die Studie ist somit eine Überdimensionierung von Heizsystemen für Gebäude, die später nach KfW Denkmal saniert werden, mit den geringsten stranded investments verbunden. Die denkmalgeschützten Gebäude machen in München insgesamt 20 % des Gebäudebestands aus. Diese werden zur Minimierung der stranded investments somit nachrangig saniert. Weil bei nicht-denkmalgeschützten Gebäuden spezifisch mehr Wärmebedarf eingespart werden kann, führt die Fokussierung der Sanierung auf nicht-denkmalgeschützte außerdem dazu, dass insgesamt mehr Wärmebedarf in München eingespart werden kann, als wenn denkmalgeschützte Gebäude gleichzeitig mit saniert würden.

Priorisierung der Sanierungskapazitäten nach Gebäudetyp in einzelnen Analyseclustern

Da von den 100 % der Gebäude nun 20 % ausgeschlossen wurden, aber nur 60 % der Gebäude saniert werden können ist somit zu entscheiden, welche weiteren 20 % der Gebäude nicht prioritär saniert werden müssen.

Im Falle der Priorisierung der Sanierungskapazitäten auf die bestimmten Analysecluster ist die angestrebte Art der klimaneutralen Wärmeversorgung von besonderer Relevanz. Wie in Kapitel 5 beschrieben, sind folgende Cluster relevant: Fernwärme-Verdichtungsgebiet, Fernwärme-Erweiterungsgebiet und dezentral zu versorgendes Gebiet.

In den dezentral zu versorgenden Gebieten werden langfristig primär Wärmepumpen den Wärmebedarf decken (siehe Kapitel 7). Die energetische Sanierung der betroffenen Gebäude führt zu einem effizienteren Betrieb der Wärmepumpen. In größeren MFH und NWG ist die Sanierung der Gebäude besonders relevant, damit Wärmepumpen hier effizient bzw. überhaupt sinnvoll eingesetzt werden können. Somit wird angestrebt, alle MFH und NWG im dezentral zu versorgenden Gebiet spätestens bis 2050 zu sanieren. Die weiteren Kapazitäten zur Umsetzung einer Sanierung bis 2050 können nun auf die weiteren Gebäude verteilt

werden. In den Fernwärme-Erweiterungsgebieten ist davon auszugehen, dass die Erschließung der Gebäude nach einem Quartiersansatz erfolgt. Dieser Ansatz ist sowohl für eine kosteneffiziente Sanierung als auch für einen kosteneffizienten Anschluss von neuen Verbrauchenden an das Fernwärmenetz sinnvoll. Somit wird unterstellt, dass alle Gebäude in den Fernwärme-Erweiterungsgebieten bis 2050 saniert werden. Zwar kann die geothermiebasierte Fernwärme auch unsanierte Gebäude versorgen, auf Grund des eingeschränkten Geothermie-Potenzials wird jedoch auch hier eine Sanierung möglichst vieler Gebäude angestrebt. Da bereits festgelegt wurde, dass alle MFH und NWG im dezentral zu versorgenden Gebiet sowie im Erweiterungsgebiet saniert werden sollen, sind die 20 % nicht prioritär zu sanierende MFH und NWG somit im Fernwärme-Verdichtungsgebiet verortet.

Bei den EZFH sollen clusterübergreifend primär Wärmepumpen für die Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Für die Bereitstellung der benötigten Umweltwärme aus Grundwasser und Luft werden entsprechende Freiflächen benötigt. Diese sind in den dichter besiedelten Fernwärme-Verdichtungsgebieten und -Erweiterungsgebieten in geringerem Umfang verfügbar als in dem weniger dicht besiedelten dezentral zu versorgendem Gebiet. Daher wird angestrebt, alle EZFH im Fernwärme-Verdichtungsgebiet und -Erweiterungsgebiet zu sanieren. Die restlichen verfügbaren Kapazitäten für die Sanierung werden dann dem dezentral zu versorgenden Gebiet zugeordnet.

Zeitliche Abfolge der Sanierung in den Analyseclustern

Da der angesetzte Sanierungsstandard in den Szenarien mit der Zeit steigt (siehe Tabelle 10-15), werden die MFH und NWG, welche an die Fernwärme gehen sollen, im Modell früher saniert und die über Wärmepumpen zu versorgenden Gebäude später. Damit soll ein möglichst effizienter Betrieb der Wärmepumpen im dezentral zu versorgenden Gebiet erreicht werden.

Da auch bei den EZFH der angesetzte Sanierungsstandard mit der Zeit steigt und die höheren Standards vor allem in den dichter besiedelten Gebieten angesetzt werden sollten, werden zunächst einige EZFH im dezentral zu versorgenden Gebiet auf die in diesem Zeitraum festgelegten geringere Standards saniert und dann alle EZFH in den anderen Gebieten auf einen später festgelegten höheren Standard.

Anmerkung zur Festlegung der zeitlichen Abfolge

Die hier festgelegte zeitliche Abfolge der Sanierungen ergibt sich primär aus der Annahme, dass die tiefe Sanierung von Gebäuden im Laufe der Zeit immer besser möglich ist und daher Gebäude, welche tief saniert werden sollten, erst später saniert werden. Sollten schon früher Möglichkeiten entwickelt werden, Gebäude gut tief sanieren zu können, sollte die hier dargelegte zeitliche Abfolge der Sanierungen zugunsten jener Gebäude verlagert werden, welche eine besonders hohe Priorität für die Sanierung haben. Dies sind MFH und NWG im dezentral versorgten Gebiet sowie EZFH im Fernwärme-Verdichtungsgebiet und Fernwärme-Erweiterungsgebiet.

10.6.3 Verbrauchsreduktion durch Verbesserung der Gebäudetechnik

Untersuchungen zeigen immer wieder, dass die Gebäudetechnik in Bestandsgebäuden ein weitreichendes Optimierungspotenzial aufweist /FFE-50 17/, /FFE-05 02/, /MUE-01 07/. Damit der Einsatz der aktuell teureren und limitierten klimaneutralen Wärmequellen auf das Notwendige reduziert werden kann, sollten diese Potenziale möglichst gehoben werden. In Tabelle 10-17 ist eine Zusammenstellung möglicher Maßnahmen zur Effizienzsteigerung von

Gebäuden durch Optimierung der Gebäudetechnik aus den Studien „DYNAMIS“ /FFE-144 19/, „Energierationalität im Eigenheim“ /WS-01 18/ und „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“ /UBA-21 16/ enthalten. Weiterhin wird festgehalten, inwiefern die einzelnen Maßnahmen für die Studie relevant sind.

Tabelle 10-17: Auflistung relevanter Maßnahmen zu Steigerung der Versorgungseffizienz aus /FFE-144 19/, /WS-01 18/, /UBA-21 16/

Umsetzbare Maßnahmen nach Gebäudetyp mit Fokus auf Bestandsgebäude	Relevanz
Hydraulischer Abgleich	Ja
Optimierte Gebäudetechnik, z.B. durch Reduktion offener Bypässe	Ja
Optimierte Schaltung der Wärmeerzeuger (Systemtemperaturen inkl. Heizkurve, Schaltung der Betriebszeiten, Nutzung Wärmespeicher)	Ja
Automatisierungstechnik zur Raumwärmebedarfsreduktion, z.B. intelligente Thermostate, Fensterkontakte, Smart Home Konzepte	Ja
Dämmung (Rohrleitungen, Wärmespeicher)	Ja
Hocheffizienzpumpen	Ja, aber geringes Potenzial
(Dezentrale) Lüftung (wird ab KfW 55 primär mit Wärmerückgewinnung umgesetzt, aber nicht immer)*	Im Rahmen tiefgreifender Sanierung (häufig ab KfW 70 oder 55)
Einsatz von Flächenheizung**	Im Bestand kein relevanter Umfang zu erwarten

* Bei Neubau aktuell häufig umgesetzt, im Bestand hoher konstruktiver Aufwand
** Ermöglicht niedrige Systemtemperaturen zur Effizienzsteigerung der Wärmeerzeugung und steigert somit auch die Integrierbarkeit klimaneutraler Wärmequellen. Für Nutzende ist bei der Umsetzung eher die Möglichkeit des Komfortgewinnes ausschlaggebend. Im Neubau ist der Einbau von Flächenheizungen aktuell Standard, z.T. werden diese auch im Bestand nachgerüstet, hier besteht aber ein sehr hoher bzw. konstruktiver Aufwand

Die Auflistung zeigt, dass es viele relevante Maßnahmen gibt, allerdings sind diese zumeist sehr gebäudeindividuell und damit schwer generalisiert quantifizierbar. Daher werden diese Maßnahmen nicht in die Modellierungen im Rahmen der Studie mit aufgenommen.

10.6.4 Effekt des Klimawandels auf die Wärmebedarfe

Seitens SWM wurde eine Metaanalyse zur Abnahme des Raumwärmebedarfes bei fortschreitendem Klimawandel erarbeitet /SWM-04 20/. Basierend auf verschiedenen Quellen (/HAUSL-01 18/, /OLON-01 16/, /EPL-01 17/, /ALUF-01 09/, /PIK-01 11/ und /KOLB-02 17/) wurde exklusive der Extremwerte eine Reduktion des Raumwärmebedarfs um ca. 0,22 %/Jahr abgeleitet. Entsprechend diesem Faktor wird in den Szenarien dieser Studie der Raumwärmebedarf jährlich reduziert, der Trinkwarmwasserbedarf bleibt hingegen konstant. Der Klimawandel hätte im Bereich der Trinkwarmwasserbereitstellung nur einen Effekt auf die auftretenden Zirkulationsverluste. Da diese Verluste in den Basisdaten dem Raumwärmebedarf zugeordnet sind, bleibt der Wärmebedarf für die Trinkwarmwasser-Bereitstellung konstant.

10.7 Angesetzte Förderungen

Die für angesetzten Förderungen sind in Tabelle 10-18 für Sanierungsmaßnahmen enthalten und für dezentrale Wärmeerzeuger in Tabelle 10-19. Heute noch bestehende Förderungen für konventionelle Kessel werden im Rahmen der Modellierung nicht berücksichtigt, da diese entgegen dem Ziel der Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung in Deutschland stehen. Für die Folgejahren werden Annahmen zur Weiterentwicklung der Förderkonditionen getroffen, die ebenfalls in Tabelle 10-18 dargestellt werden.

Tabelle 10-18: Angesetzte Förderungen für Sanierungsmaßnahmen bezogen auf die Gesamtinvestitionen

Sanierungsstandard	2020	2035	2045	Kommentar/Annahmen zur Weiterentwicklung der Förderkonditionen
KfW-Denkmal	25,0 %	25,0 %	25,0 %	Im Rahmen der neuen Bundesförderung eff. Gebäude (BEG) wurden die KfW-Effizienzhausstandards in Effizienzgebäudestandards umbenannt; an den Anforderungen hat sich aber nichts geändert; Die Fördersätze entsprechen den Standardfördersätzen; wird >55 % des Wärmebedarfs über EE abgedeckt, würden noch 5 % zusätzlich hierzu kommen (methodisch wird dies über die unten aufgeführten Fördersätze für die EE-Anlagen abgebildet
KfW-100	27,5 %	-	-	
KfW-85	30,0 %	15,0 %	-	Halbierung des Fördersatzes in 2035; mangels Zielkompatibilität Beendigung der Förderung in 2040
KfW-70	35,0 %	26,3 %	17,5 %	Reduktion der Förderung in 2025 um 25 %; Halbierung des Fördersatzes in 2040
KfW-55	40,0 %	30,0%	20,0 %	Reduktion der Förderung in 2025 um 25 %; Halbierung des Fördersatzes in 2040
KfW-40	45,0 %	33,8 %	22,5 %	Reduktion der Förderung in 2025 um 25 %; Halbierung des Fördersatzes in 2040

Tabelle 10-19: Angesetzte Förderungen für dezentrale Wärmeerzeuger bezogen auf den Gesamtinvestitionen

Technologie	2020	2035	2045	Kommentar/Annahmen zur Weiterentwicklung der Förderkonditionen
Wärmepumpen (alle Arten)	35,0 %	17,5 %	-	Halbierung des Fördersatzes in 2035; in 2045 keine Förderung mehr, da Wettbewerbsfähigkeit erreicht
Hybrid (WP+Gas)	30,0 %	15,0 %	-	Halbierung des Fördersatzes in 2035; in 2045 keine Förderung mehr, da Wettbewerbsfähigkeit erreicht
Hybrid (WP+Öl)	30,0 %	-	-	Wegen des unterstelltem Heizölverbot sollten solche Systeme gemäß bestehender Gesetzeslage ab 2035 gar nicht mehr installiert werden

Für den Umbau der Fernwärme-Erzeugung und den Ausbau und die Verdichtung der Fernwärmenetze wurde eine Förderung durch das Programm "Bundesförderung effiziente Wärmenetze" (BEW) angenommen, dessen Inkrafttreten in Kürze erwartet wird. Zu den Förderhöhen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Förderung von 40 % der Investitionskosten für neue Geothermieanlagen und Wärmepumpen im Fernwärmenetz, einschließlich der unterstellten Transportleitungen für Wärme von den südlich der Stadt gelegenen Geothermiestandorten bis ins Stadtgebiet.
- Förderung von ebenfalls 40 % der Investitionskosten für Erweiterungen des Fernwärmeverteilnetzes, für Hausanschlussleitungen und -stationen.

Hierbei wurde unterstellt, dass die derzeit diskutierten absoluten Begrenzungen der Förderhöhen für einzelne Projekte mittelfristig entfallen, um auch größervolumige Maßnahmen angemessen zu fördern. Eine Förderung von Betriebskosten der Wärmeerzeugung wurde nicht unterstellt. Allerdings zeigte sich in den Szenariorechnungen, dass der angenommene Einsatz von Wasserstoff in den SWM-Anlagen ohne eine zusätzliche Förderung aller Voraussicht nach wirtschaftlich nicht darstellbar ist (siehe Kapitel 14.1.2).

Für die unterstellten Holz-Heizkraftwerke wurde eine Förderung der Stromerzeugung durch das EEG angenommen. Als Abschätzung für die Ergebnisse der EEG-Ausschreibungsrunden für Biomasse wurde angesetzt, dass der in § 39b Abs. 1 EEG genannte Höchstwert zu 90 % realisiert wird und dass dieser Höchstwert entsprechend der aktuellen Festlegung in § 39b Abs. 2 EEG dauerhaft um 1 % pro Jahr sinkt. Für eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 ergibt sich somit ein angenommener Gebotswert von 135 EUR_{2019}/MWh

11 Verwendete Modelle

Um die Ergebnisse und die zugrunde liegende Methodik besser verstehen zu können, ist ein grundlegendes Verständnis zur angewendeten Modelllandschaft hilfreich. Zunächst wird in Kapitel 11.1 das übergeordnete Ziel der Modellierungen im Projekt dargestellt sowie auf die Abfolge der Simulationsschritte und die genutzten Datensätze eingegangen. Danach wird zunächst das Simulationstool der FfE beschrieben, welches für die Ermittlung des Wärmebedarfs je Energieträger angewendet wird (Kapitel 11.2). Abschließen wird das Tool zur Fernwärmeabbildung des Öko-Institutes genauer erläutert (Kapitel 11.3).

11.1 Ziel der Modellierung und Schnittstellen

Das Ziel der Modellierungen ist es, die Entwicklung der Wärmebereitstellung in München in zwei zielorientierte Szenarien sowie einem Referenzszenario darzustellen und daraus die jeweils assoziierten Emissionen und Kosten abzuleiten. Als Grundlage bzw. Inputdaten dienen die in Kapitel 4.2 beschriebenen Gebäudedaten. Es wurde kein Optimierungstool für die Gesamtwärmeversorgung in München erstellt, sondern die Modelle dienten der Abbildung zuvor analytisch abgeleiteter möglicher Umsetzungspräferenzen (siehe Kapitel 13.1).

Die Abfolge der Modellierungsschritte sowie die eingehenden bzw. resultierenden Datensätze sind in Abbildung 11-1 enthalten.

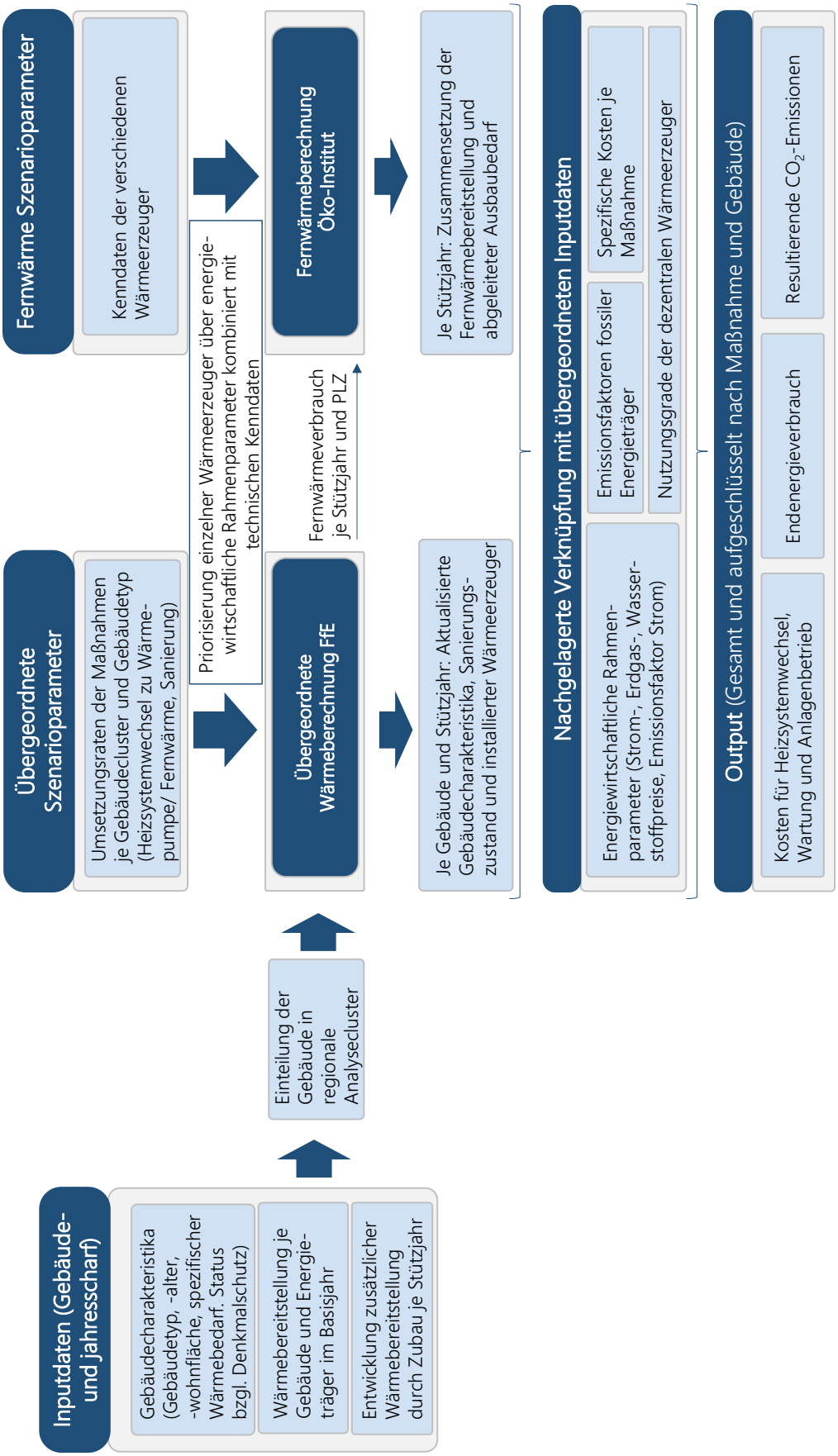

Abbildung 11-1: Datennutzung bzw. -generierung in den für das Projekt erarbeiteten Modellen

11.2 Übergeordnete Wärmeberechnung

Im Rahmen der übergeordneten Wärmeberechnung sollen je Cluster die abgeleiteten Maßnahmen auf die vorhandenen Gebäude in München angewendet werden (siehe Beschreibung in Kapitel 13.1). Angelehnt an die Logik in „Wärmewende München 2040 – Handlungsempfehlungen“ /FFE-44 18/ wurde hierfür folgendes Vorgehen gewählt: Die Maßnahmen zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung, wurden gemäß den festgelegten jährlichen Umsetzungsraten auf die bestehenden Gebäude angewendet.

In Abbildung 11-2 ist die Differenzierung nach aktuellem Bedarfstyp (siehe Benennung der Zeilen) und angewendeten Maßnahme (siehe Spalten) enthalten. Hierbei sind kombinierte Maßnahmen aus Sanierung und Energieträgerwechsel hellgrau unterlegt und Maßnahmen ohne Sanierung dunkelgrau. Die angewendeten Kombinationen aus Bedarfstyp und Maßnahme sowie die Rate, mit welcher die Maßnahmen auf die Gebäude angewendet werden, variieren je Cluster (siehe Kapitel 13.1) und folgenden festgelegten Zeiträumen:

- 2021 – 2025
- 2026 – 2030
- 2031 – 2035
- 2036 – 2050

		Maßnahme						
		Sanierung mit Wechsel zur Fernwärme	Sanierung mit Wechsel zur Wärmepumpe	Sanierung mit Wechsel zu Hybridheizung	Sanierung ohne Wechsel des Energieträgers	Umstellung auf Fernwärme ohne Sanierung	Umstellung auf Wärmepumpe ohne Sanierung	Umstellung auf Hybridheizung ohne Sanierung
Bedarf-typ	EZFH - Heizöl	x	x	x	x	x	x	x
	MFH & NWG - Heizöl	x	x	x	x	x	x	x
	EZFH - Erdgas	x	x	x	x	x	x	x
	MFH & NWG - Erdgas	x	x	x	x	x	x	x
	Denkmalgeschützt Öl	x	-	x	x	x	-	x
	Denkmalgeschützt Erdgas	x	-	x	x	x	-	x
	Hybridheizung	-	x	-	x	-	-	-
	Wärmepumpe / Elektrospeicherheizung	-	-	-	-	-	-	-
	Fernwärme	-	-	-	x	-	-	-

Abbildung 11-2: Mögliche Kombinationen aus Gebäudetyp und Maßnahme im Modellierungstool (x Maßnahme für Bedarfstyp möglich, - Maßnahme für Bedarfstyp nicht möglich) - welche Kombinationen umgesetzt werden, sowie deren Umsetzungsraten variieren nach Cluster und Zeitraum

Im Referenzszenario werden im Tool statt Hybridheizungen ausschließlich reine Erdgaskessel eingesetzt (siehe Szenarienbeschreibung in Kapitel 13.1).

Wird z.B. festgelegt, dass im Zeitraum 2021 – 2025 im Cluster dezentral versorgte Gebäude jährlich 2 % der Gebäude des Bedarfstyps „EZFH – Erdgas“ mit der Maßnahme „Sanierung/Dämmung mit Wechsel zu Wärmepumpe“ bearbeitet werden, so wird zunächst bestimmt, wie viele Gebäude des entsprechenden Bedarfstyps in dem Cluster vorliegen. Hiervon werden dann in jedem Jahr des Zeitraumes 2 % der Gebäude zufällig ausgewählt und mit der Maßnahme „Sanierung/Dämmung mit Wechsel zu Wärmepumpe“ belegt.

Werden Gebäude für die Sanierung ausgewählt, so wird der in den Gebäudedaten hinterlegte spezifische Wärmebedarf des Gebäudes (Datenbeschreibung siehe Kapitel 4.2) an den der

Sanierungstiefe entsprechenden neuen spezifischen Bedarf (siehe Kenndaten in Kapitel 17.1) angepasst. Mit den in der Datenbank ebenfalls enthaltenen Wohnflächen je Gebäude kann dann der neue Wärmebedarf des Gebäudes bestimmt werden. Bei einem Energieträgerwechsel wird der dem Gebäude in der Datenbank zugeordnete Wärmeerzeuger gegen den festgelegten neuen Wärmeerzeuger ausgetauscht.

Die jährliche Wärmebereitstellung je Technologie in München ergibt sich aus der Verschneidung der Wärmebedarfe je Gebäude mit dem jeweils hinterlegten Wärmeerzeuger. Um die hieraus resultierenden Endenergiebedarfe und Kosten zu bestimmen, wird bei den dezentralen Wärmeerzeugern die jährliche Wärmebereitstellung je Technologie wiederum mit typischen Nutzungsgraden der einzelnen Technologien verschnitten. Dabei wird bei Wärmepumpen unterschieden, ob diese ein saniertes oder unsaniertes Gebäude mit Wärme versorgen (siehe differenzierte Jahresarbeitszahlen in Tabelle 10-12). Die resultierenden Bedarfe nach Fernwärme wurden je Postleitzahl an das Fernwärme-Berechnungstool übergeben (siehe Kapitel 11.3).

Für die Bestimmung der Kosten werden im Tool jährlich die sanierte Fläche je Cluster und alle Energieträgerwechsel dokumentiert. Nachgelagert werden diese mit den beschriebenen Kostenfunktionen für die Sanierung (siehe Kapitel 17.1) bzw. der dezentralen Wärmeerzeuger (siehe 10.4) verschnitten.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Kapitel 13.4 dargestellt.

11.3 Modellierung der Fernwärme-Erzeugung

In diesem Kapitel werden die Methodik zur Modellierung der Fernwärme-Erzeugung und die konkreten Annahmen für die Entwicklung des Anlagenparks in der Fernwärme beschrieben.

Ermittlung der Netzeinspeisung je Teilnetz

Wie in Kapitel 8.1 dargestellt wurde, besteht die Fernwärmeversorgung Münchens aus sieben Teilnetzen, die in einem Verbund integriert sind, und dem Inselnetz in Riem. Innerhalb dieses Verbunds bestehen jedoch nur begrenzte Möglichkeiten zum Austausch von Wärme, die durch die Kapazitäten der Verbindungsleitungen sowie die Temperaturniveaus der einzelnen Netze und deren Hydraulik bestimmt werden. Daher war es in einem ersten Schritt erforderlich, die in den Nachfrageszenarien identifizierten, aus Fernwärme zu deckenden Wärmebedarfe den Teilnetzen zuzuordnen. Hierzu wurden die nach Postleitzahlen vorliegenden Daten (siehe Beschreibung in Kapitel 4.1.2) auf die einzelnen Teilnetze aggregiert. Hierbei wurde die bis 2035 geplante Umstellung eines großen Teils des noch verbleibenden Dampfnetzes berücksichtigt.

Die als Jahressummen vorliegenden, temperaturbereinigten Wärmebedarfe der Abnehmer je Teilnetz wurden dann in stündliche Zeitreihen umgerechnet, die für die Modellierung der Fernwärmeerzeugung benötigt werden. Hierzu wurden Daten der SWM zum zeitlichen Verlauf der Einspeisung in die einzelnen Netze im Basisjahr 2020 verwendet sowie Abschätzungen dazu vorgenommen, wie sich die verbesserten energetischen Standards auf den zeitlichen Verlauf der Wärmenachfrage auswirken. Weiterhin wurden Annahmen für die je Teilnetz auftretenden Netzverluste getroffen und mit den SWM abgestimmt.

Somit stammen die verwendeten Detaildaten zum Fernwärmeabsatz aus dem Jahr 2018, während für die stadtweiten Wärmebedarfe aller Energieträger Daten aus dem Jahr 2017 verwendet wurden (siehe Kapitel 4.1). Da sämtliche Daten temperaturbereinigt wurden und

zwischen diesen beiden Jahren keine relevanten Veränderungen auf der Fernwärmseite stattfanden, ist die Kombination dieser beiden Datenquellen zulässig.

Abbildung 11-3 zeigt den leicht rückläufigen Verlauf der gesamten Netzeinspeisung in die Fernwärmenetze im Referenzszenario und den deutlichen Anstieg im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" sowie den nochmals verstärkten Anstieg im Szenario „Fokus Fernwärme".

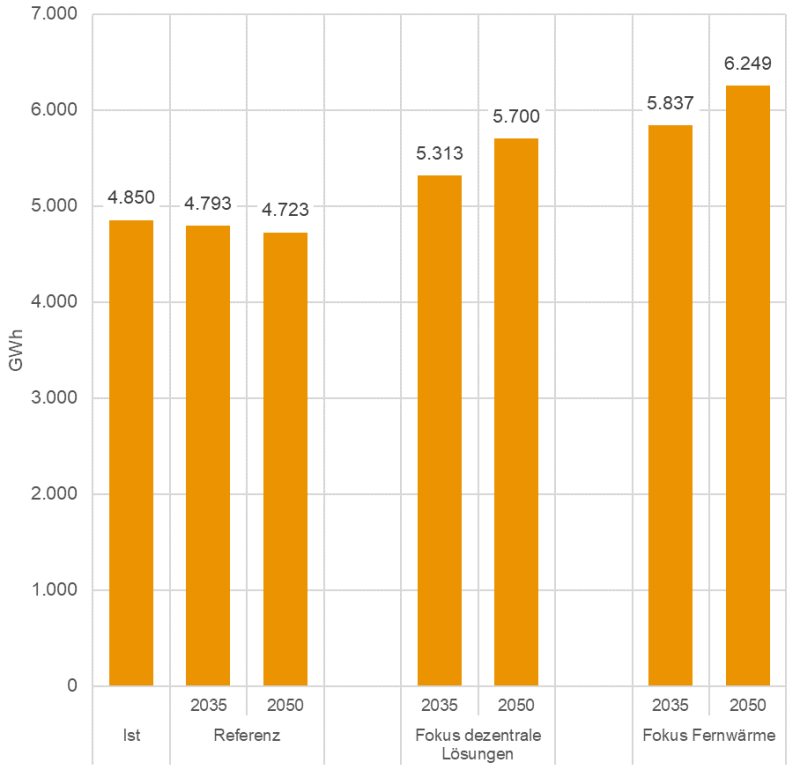

Abbildung 11-3: Entwicklung der Einspeisung in die Fernwärmenetze in den Szenarien für die Jahre 2035 und 2050

Festlegung des Anlagenparks in den beiden Szenarien

In Kapitel 8.3 werden die Möglichkeiten einer klimaneutralen Fernwärmeerzeugung diskutiert und dargestellt, welche Erzeugungsanlagen im Rahmen der Szenarien eingesetzt werden können. Auf dieser Grundlage wurde in Abstimmung mit den SWM die Entwicklung des Anlagenparks in den insgesamt drei untersuchten Szenarien festgelegt.

Allen Szenarien gemeinsam ist, dass die bisherige Kapazität der Müllverbrennung und die Leistung der Heizwerke konstant fortgeschrieben werden und der Kohleblock Nord 2 durch eine neue GuD-Anlage am Standort Nord ersetzt wird.

Das Referenzszenario ist an der aktuellen Fernwärmevision der Stadtwerke orientiert und enthält bereits einen Ausbau der tiefen Geothermie von drei Anlagen mit etwa 90 MW_{th} Ende des Jahres 2021 auf sechs Anlagen bis 2035 mit ca. 375 MW_{th}. An einem der Geothermiestandorte wird zusätzlich eine Wärmepumpe mit ca. 20 MW_{th} betrieben. Die Heizkraftwerke und Heizwerke werden weiterhin mit Erdgas betrieben.

Im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" wird zusätzlich zu den Annahmen im Referenzszenario eine weitere Wärmepumpe an einem zweiten Geothermiestandort mit ca. 30 MW_{th} betrieben. Zudem wird im Teilnetz Freimann ein mit Holz-Hackschnitzeln betriebenes Heizkraftwerk mit ebenfalls etwa 30 MW_{th} eingebunden. Für beide Anlagen wird eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 angenommen. Die KWK-Anlagen und Heizwerke werden ab dem Jahr 2035 auf Wasserstoff umgestellt. Dabei liegt die Annahme zugrunde, dass bis dahin tatsächlich ein Transport dieses neuen Energieträgers nach München möglich sein wird. Zudem wird angenommen, dass „grüner", durch Elektrolyse unter Einsatz von erneuerbarem Strom erzeugter, Wasserstoff erst ab dem Jahr 2040 in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht. In den ersten Jahren wird stattdessen „blauer" Wasserstoff eingesetzt, der aus Erdgas so erzeugt wird, dass die dabei entstehenden CO_2-Emissionen durch Abscheidung aus dem Prozessgas und Lagerung weitgehend vermieden werden. Für die betroffenen Anlagen werden Investitionen eingeplant, um die Anlagen selbst und die Peripherie für den Einsatz von Wasserstoff umzurüsten. Für den Fall, dass ein physikalischer Transport von Wasserstoff nach München im Jahr 2035 noch nicht möglich ist, könnte gegebenenfalls ein rein bilanzieller Bezug in Frage kommen, vgl. hierzu die Diskussion in Kapitel 6.5.

Im Szenario „Fokus Fernwärme", wird die Weiterentwicklung der SWM-Fernwärmevision verstärkt. Zusätzlich zu den Annahmen im Referenzszenario werden insbesondere weitere Geothermie-Standorte im Stadtgebiet und im südlich gelegenen Umland erschlossen und die Gesamtleistung der tiefen Geothermie steigt bis zum Jahr 2035 auf etwa 510 MW_{th} und bis 2040 auf etwa 580 MW_{th}. Ein Teil dieser Standorte wird voraussichtlich relativ niedrige Temperaturen des geförderten Thermalwassers aufweisen, daher wird bei diesen Anlagen jeweils eine Nachheizung durch eine Kombination aus Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen notwendig. Diese Nachheizungen erreichen insgesamt eine Leistung von 80 MW_{th}. Darüber hinaus werden weitere Wärmepumpen an Geothermiestandorten betrieben, die zusammen mit der bereits im Referenzszenario vorgesehenen Anlage bis zum Jahr 2040 eine gesamte Leistung von etwa 150 MW_{th} erreichen. Zusätzlich zu dem im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" vorgesehenen Heizkraftwerk zum Einsatz von Holz-Hackschnitzeln werden zwei weitere vergleichbare Anlagen im Netz Nord errichtet. Alle drei Anlagen zusammen erreichen eine Leistung von ca. 90 MW_{th}. Um den Einsatz von Erdgas bzw. Wasserstoff in Heizwerken zu reduzieren, wird zudem angenommen, dass eine weitere, auf erneuerbaren Energien basierende Spitzenlast-Erzeugung vorgehalten wird. Für die Szenarioberechnungen wurde angenommen, dass hierzu drei Heizwerke auf nachhaltig gewonnene Holzpellets umgestellt werden.[19] Gegebenenfalls sollten hierzu noch weitere Alternativen untersucht und entwickelt werden. Auch im Szenario „Fokus Fernwärme" werden die gasbetriebenen Heizkraftwerke und Heizwerke der SWM ab dem Jahr 2035 zunächst auf „blauen" Wasserstoff und ab 2040 dann auf „grünen" Wasserstoff umgestellt.

In Abbildung 11-4 ist die Entwicklung der thermischen Leistung des in den Szenarien angenommenen Anlagenparks zur Erzeugung von Fernwärme nach eingesetzten Technologien und Energieträgern dargestellt. In diesen Annahmen ist noch nicht berücksichtigt, dass der Anlagenpark immer so entwickelt werden muss, dass er auch unter gegebenenfalls zu erwartenden Restriktionen im Fernwärmenetz in der Lage ist, die Wärmeversorgung auch beim Ausfall der jeweils größten Erzeugungsanlage jederzeit sicher

[19] Nachhaltige Holzpellets können vorrangig aus Restholz oder Sägemehl hergestellt werden. Für den Fall, dass Bäume verwendet werden, die zu diesem Zweck geschlagen wurden, ist es entscheidend, ob diese aus einem nachhaltig bewirtschafteten Energiewald stammen. Dies gilt nur für einen Teil des Angebots im weltweiten Markt für Pellets.

zu stellen (n-1-Sicherheit).[20] In den Szenarien wurde nur der für den Regelbetrieb der Fernwärme erforderliche Anlagenpark berücksichtigt. Die für einen sicheren Betrieb des Netzes erforderliche Erzeugungsleistung wird also voraussichtlich höher liegen als hier dargestellt.

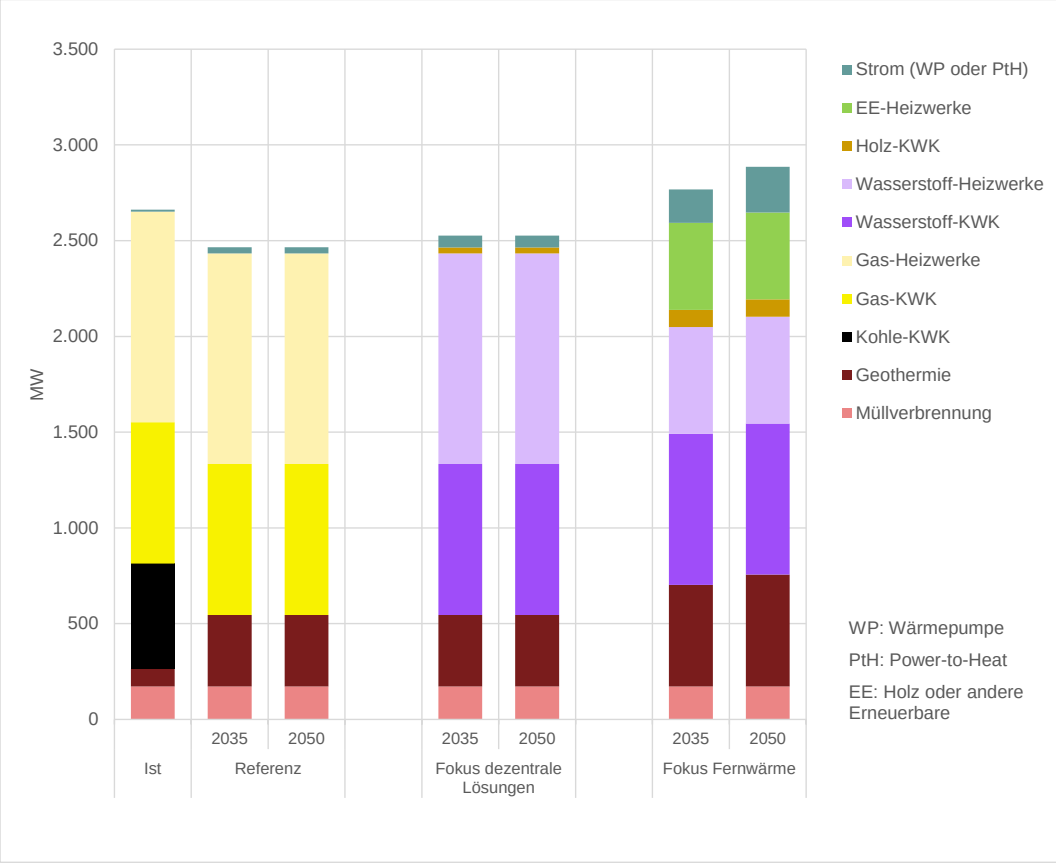

Abbildung 11-4: Entwicklung der im Regelbetrieb (ohne Betrachtung der erforderlichen n-1-Sicherheit) verfügbaren thermischen Leistung zur Fernwärmeerzeugung in den Szenarien für die Jahre 2035 und 2050

Modellierung des kostenoptimalen Einsatzes der Anlagen zur Fernwärmeerzeugung

Um die Kosten der Fernwärmeerzeugung und die mit ihr verbundenen Emissionen zu ermitteln, wurde ein vereinfachtes Modell für den kostenoptimalen Einsatz der Anlagen zur Fernwärmeerzeugung entwickelt und eingesetzt. Grundlage für die Modellierung sind die zeitlich aufgelösten Profile der erforderlichen Netzeinspeisung je Teilnetz für durchschnittliche Witterungsbedingungen, der vorstehend beschriebene Anlagenpark und die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Preise für die zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Energieträger und für Emissionsrechte. Die Kosten einer eventuellen Kompensation verbleibender CO_2-Emissionen wurden hier nicht unmittelbar einbezogen, sondern in einem separaten Schritt betrachtet.

[20] Der Grundsatz der n-1-Sicherheit in der Planung von Energienetzen besagt, dass die sichere Versorgung der Kunden jederzeit auch dann gewährleistet werden kann, wenn eine beliebige Komponente im Netz, z.B. eine Erzeugungseinheit oder eine Übertragungsleitung, ausfällt oder abgeschaltet werden muss. Dies gilt auch im Zeitpunkt der maximalen Netzbelastung.

Grundlage für die Modellierung des Einsatzes der Heizkraftwerke, der Geothermie und der Wärmepumpen waren zeitlich aufgelöste Verläufe der Strompreise in den Stützjahren der Szenarien, die aus Modellrechnungen der SWM übernommen wurden. Für die Preise von Steinkohle, Kraftwerksgas und Emissionsrechte wurden unterjährige Schwankungen nicht berücksichtigt. In den Szenarien „Fokus dezentrale Lösungen" und „Fokus Fernwärme" wurde angenommen, dass die Heizkraftwerke nur dann betrieben werden, wenn hierdurch im Stromsystem keine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdrängt wird. Hierzu wurde ein Schwellenwert des Strompreises definiert, oberhalb dessen davon auszugehen ist, dass die im Strommarkt preissetzenden Grenzkraftwerke mit fossilen Energien (oder ebenfalls mit Wasserstoff) betrieben werden. Die Wärmeerzeugung aus Müllverbrennung wurde als ganzjährig verfügbare Grundlast angenommen.

Ergebnis der Modellanalyse sind jährliche Verläufe der Fernwärmeerzeugung für die einzelnen im betrachteten Jahr und Szenario verfügbaren Anlagen, die hiermit verbundenen Kosten der Wärmeerzeugung und die anzurechnenden Emissionen. Bei den Heizkraftwerken wurden die Emissionen nach dem Carnot-Verfahren zwischen den Koppelprodukten Strom und Wärme aufgeteilt. Abweichend hiervon wurden die Kosten der Wärmeerzeugung vereinfacht als Wärmerestkosten ermittelt, d. h. als Kosten des eingesetzten Brennstoffs abzüglich der Erlöse für den erzeugten Strom.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Kapitel 13.4 dargestellt.

12 Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten

Um verschiedene Maßnahmen der Emissionsreduktion zu priorisieren, werden in verschiedenen Studien CO_2-Verminderungskosten eingesetzt /FFE-144 19/, /PWC-01 21/, /FFE-09 20/. Da in diesem Projekt Maßnahmen zur Erreichung einer Klimaneutralität der Wärmeversorgung in München gegenübereinander priorisiert werden sollen, erfolgt auch hier die Anwendung der CO_2-Verminderungskosten zu diesem Zwecke.

Im Folgenden wird zunächst dargestellt, welche grundlegende Formel für die Bestimmung von CO_2-Verminderungskosten verwendet wird und welche Aspekte hier kritisch hinterfragt werden sollten (Kapitel 12.1). Dann wird auf die relevante Sichtweise für die Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten eingegangen (Kapitel 12.2) und inwieweit im Rahmen der Analyse zwischen verschiedenen Technologieanwendungen differenziert wurde (Kapitel 12.3). Die Ergebnisse werden anschließend zwischen den einzelnen Jahren differenziert (Kapitel 12.4) und schließlich über einen festgelegten Zeitraum gemittelt dargestellt (Kapitel 12.5).

12.1 Grundlagen der Berechnung von CO_2- Verminderungskosten

Die grundlegende Formel für die Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten ist in Formel (12-1) enthalten. Gemäß der Formel wird in den CO_2-Verminderungskosten die annuitätische Gesamtkostendifferenz zwischen einer Substitutions- und einer Referenztechnologie im Verhältnis zu der Differenz deren jährlicher Emissionen festgehalten.

$$VK = \frac{K_M - K_R}{E_R - E_M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} = \frac{\Delta((K_{Inv} \times AF) + K_{O\&M} + K_{var})}{\Delta E} \qquad (12\text{-}1)$$

VK in EUR/t CO_2	CO_2-Verminderungskosten
K in EUR/a	annuitätische Kosten
E in t CO_2/a	jährliche energiebedingte CO_2-Emissionen
M	Maßnahme
R	Referenz
K_{Inv} in EUR	Investition
AF	Annuitätenfaktor: $\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
n in a	Nutzungsdauer
i	Zinssatz
K_{Inv}*AF in EUR/a	Annuität
$K_{O\&M}$ in EUR/a	fixe Betriebskosten
K_{var} in EUR/a	variable Betriebskosten

Angestrebter Detailgrad

In den CO_2-Verminderungskosten werden somit diverse Faktoren in eine aggregierte Zahl zusammengefasst. Meist werden diese dann visuell kompakt dargestellt, weswegen verschiedene Herausforderungen bei der adäquaten Interpretation von CO_2-Verminderungskosten und zur Bestimmung von Sensitivitäten bestehen können (siehe z. B. Ausführungen in /UCL-01 12/, /FFE-144 19/ und /FFE-57 19/). Generell könnte für jeden einzelnen Parameter der Technologiekosten eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, da häufig mit Vereinfachungen gerechnet wird.

Im Folgenden werden die CO_2-Verminderungskosten primär als methodische Unterstützung genutzt, um abzuleiten wie die verschiedenen Wärmeerzeuger zu präferieren sind. Somit geht es eher um das Verhältnis der CO_2-Verminderungskosten untereinander als um die konkrete Höhe der CO_2-Verminderungskosten. Hierfür wird die aggregierte Darstellungsform der CO_2-Verminderungskosten als ausreichend angesehen. Da insbesondere die Entwicklung der öffentlichen Fördermaßnahmen für die hier angesetzten Technologien hohen Unsicherheiten unterliegt, ist hierzu jedoch eine Sensitivitätsanalyse diesbezüglich zu integrieren. Möglichkeiten für eine detailliertere Aufschlüsselung sind z.B. in /FFE-144 19/, /FFE-57 19/ und /FFE-21 19/ enthalten.

Ausgangspunkt des Vergleichs

Als Referenztechnologie wird in den hier durchgeführten Analysen immer ein unsaniertes Gebäude angesetzt, welches mit einem neu installierten Gas-Brennwertkessel beheizt wird. Hiergegen wird als Substitutionstechnologie ein saniertes Gebäude mit einer der präferierten klimaneutralen Wärmequellen (genauere Darstellung in Kapitel 12.3) gerechnet. Hierbei wird immer die Neuinvestitionen in die Referenztechnologie mit der Neuinvestition in die Substitutionstechnologie verglichen, da es um die Entscheidung zwischen den Technologien zum Zeitpunkt des Heizsystemwechsels handelt (siehe Erläuterung in Kapitel 10.3).

Zeithorizont

Da die Entscheidung in eine Heiztechnologie einen längerfristigen Effekt hat und die Energieträgerpreise sowie die spezifischen Emissionen von Strom und Fernwärme in den kommenden Jahren voraussichtlich starken Veränderungen unterworfen sein werden, wäre die Betrachtung der CO_2-Verminderungskosten nur für ein Stützjahr nicht zielführend. Daher wurde entschieden für drei verschiedene Startjahre die gemittelten CO_2-Verminderungskosten für einen Zeitraum von den darauffolgenden 25 Jahren zu bestimmen. Hiermit soll abgebildet werden, welchen Effekt es hat, wenn die entsprechende Investition in diesem Startjahr getroffen wird. Hierbei werden die Annuitäten der Investition sowie die fixen Wartungskosten aus dem jeweiligen Startjahr der Betrachtung über den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben, während die Betriebskosten für jedes Jahr neu bestimmt werden. Die finalen CO_2-Verminderungskosten ergeben sich dann als Mittelwert der CO_2-Verminderungskosten in den 25 Jahren. Hierbei wurden als Startjahr für die Berechnungen das Jahr 2021, 2026 und 2036 herangezogen, da zu diesen Zeitpunkten auch jeweils eine andere Sanierungstiefe anzusetzen ist als im voran gegangenen Startjahr.

12.2 Sichtweise der Kostenanalyse

Für die Berechnung der CO_2-Verminderungskosten ist festzulegen, für welchen Akteur die zu präferierenden Maßnahmen bestimmt werden sollen. Hiermit geht einher ob und in welchem Umfang kritische Kenndaten (z. B.: Mehrwertsteuer, Energiesteuern, Zinssätze, Lebensdauern) in die Betrachtung einbezogen werden. In der Literatur werden meist die System- und die Akteurssicht verwendet oder nur eine von beiden (z.B. /FFE-144 19/, /FFE-21 19/). Die Systemsicht (bzw. vereinfachende volkswirtschaftliche Sicht) stellt eine Betrachtung ohne Steuern, Umlagen und CO_2-Preise dar, wobei Studien z. B. nicht einheitlich bzgl. der Inklusion der einzelnen Komponenten vorgehen. Hierbei werden meist technische Lebensdauern von Anlagen angesetzt und niedrige Realzinsen. Bei der akteurs- bzw. investorenbezogenen Sicht hingegen werden steuerliche Abschreibungszeiträume und akteursabhängige Zinssätze (als Abbild von Renditeerwartungen) zugrunde gelegt. Weiterhin sind die für den Akteur geltenden Steuern und Umlagen sowie Förderungen in den Berechnungen enthalten.

Meist werden die Analysen aus Akteurs- und Systemsicht durchgeführt und dann die Ergebnisse miteinander verglichen, um mögliche Verzerrungen der Technologiepriorisierung durch Steuern/Umlagen etc. aufzuzeigen. Dies ist jedoch nicht der Fokus dieser Studie. Für die Analyse einer kosteneffizienten CO_2-Verminderung von München sind weder die Akteurs- noch die Systemsicht geeignet, da für eine langfristige Strategie zwar lange Lebensdauern angesetzt werden können (Systemsicht), aber z.B. Förderungen inkludiert werden sollten.

Zur Nutzung der CO_2-Verminderungskosten im Rahmen der Erstellung einer kommunale Wärmestrategie, wurde daher folgende gesamtstädtische Sicht herangezogen:

- Energiesteuern sowie CO_2-Preise im ETS und BEHG bleiben enthalten
- Es werden technische Lebensdauer und niedrige Realzinsen angesetzt (hier: 2 %)
- Vom Bund gewährte und als langfristig ansetzbare Förderungen werden berücksichtigt (siehe Annahmen in Kapitel 10.6)
- Es erfolgt eine Exklusion der MWSt. auf alle Investitionen und auf Energieträger

12.3 Betrachtete Kombination aus Energiebedarfen und genutzten Wärmeerzeugern

Die vorliegende Kenntnis zu den Kostendaten lässt bereits vermuten, dass die beste Lösung für die klimaneutrale Wärmeversorgung von dem individuellen Bedarf der Gebäude abhängt. Daher werden im Folgenden zunächst verschiedene Anwendungsfälle bzw. Typgebäude und dann die miteinander zu vergleichenden technischen Lösungen definiert.

Betrachtete Typgebäude

In den meisten Studien zur Optimierung von Gebäuden, wird auf sogenannte Typgebäude zurückgegriffen, z.B. /FFE-144 19/, /WS-01 18/. Hierbei unterscheiden sich die Gebäude zum einen im Gebäudetyp (z.B. Nichtwohngebäude, Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser mit 3 – 6 Wohneinheiten) und in der Baualtersklasse (meist angelehnt an Analysen des IWU, z.B. /IWU-01 15/). Hieraus ergibt sich jedoch eine recht hohe Anzahl an Typgebäuden, welche dann wiederum zu geeigneten Clustern zusammengesetzt wird (z. B. in /WS-01 18/).

Für die Analysen in diesem Projekt ist angestrebt eine Anzahl von ca. drei Typgebäuden nicht zu überschreiten, weswegen folgende Typgebäude verwendet werden:

- Kleines Gebäude: Wohnfläche angelehnt an durchschnittliche Wohnfläche von Ein- und Zweifamilienhäusern in München - gemäß vorliegenden Daten ca. 70.000 Gebäude in München)
- Mittelgroßes Gebäude: Wohnfläche angelehnt an durchschnittliche Wohnfläche von Mehrfamilienhäusern mit 6 – 12 Wohneinheiten - gemäß vorliegenden Daten ca. 18.000 Gebäude in München
- Großes Gebäude: Wohnfläche angelehnt an durchschnittliche Wohnfläche von Mehrfamilienhäusern mit mehr als 12 Wohneinheiten - gemäß vorliegenden Daten ca. 12.000 Gebäude in München

Zwar unterscheiden sich Nichtwohngebäude und Wohngebäude in den thermischen Bedarfsprofilen, diese sind für die hier durchgeführten Analysen jedoch nicht ausschlaggebend, sondern nur der Wärmebedarf. Daher werden Nichtwohngebäude in verschiedenen Größen ebenfalls über diese Typgebäude abgedeckt

Als spezifischer Wärmebedarf im Ursprungs- bzw. Referenzzustand wird der aktuelle mittlere Wärmebedarf von Gebäuden in Deutschland von 157 kWh/m^2 angesetzt /WWU-01 21/. Nach einer Sanierung werden die in Tabelle 17-1 festgehaltenen spezifischen Bedarfe angesetzt.

Betrachtete Technologien

Als Referenztechnologie wird ein Gas-Brennwertkessel angesetzt, da dies aktuell die bei Neu-Einbauten von Wärmeerzeugern dominierende Technologie ist. Für die Substitution des Kessels stehen gemäß der Auswahl der relevantesten Lösungen für die klimaneutrale Wärmebreitstellung in München (siehe Kapitel 6 und Kapitel 7) folgende alternative Technologien in Kombination mit einer Sanierung zur Verfügung:

- Grundwasser-Wärmepumpe
- Luft-Wärmepumpe
- Fernwärme-Verdichtung (für den Fall, dass das Typgebäude im Fernwärme-Verdichtungsgebiet liegt)
    - Anlagenpark gemäß Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“
    - Anlagenpark gemäß Szenario „Fokus Fernwärme“
- Fernwärme-Erweiterung (für den Fall, dass das Typgebäude im Fernwärme-Erweiterungsgebiet liegt)
    - Anlagenpark gemäß Szenario „Fokus Fernwärme“ (möglich ab 2030/2035)

Bei denkmalgeschützten und unsanierten größeren Gebäuden (speziell > 12 Wohneinheiten) ist der direkte Einsatz von Wärmepumpen als aktuell eingeschränkt möglich einzuschätzen. Daher werden für diese Gebäude weiterhin folgende technische Lösungen angesetzt:

- Hybridkessel Luftwärmepumpe mit Erdgas
- Hybridkessel Luftwärmepumpe mit Heizöl

Für diese dezentralen Anlagen und die Sanierungskosten erfolgt eine individuelle Bestimmung der Kosten je Gebäude differenziert nach Investitionen (basierend auf installierter Leistung), fixen Betriebskosten und variablen Betriebskosten. Hierbei wurden die Kostenfunktionen und Nutzungsgrade aus Kapitel 10.4 verwendet. Bei der Fernwärme werden hingegen spezifische Kosten der Wärmebereitstellung angesetzt (Hintergrund und Bestimmung siehe folgender Abschnitt).

Annahmen zur Fernwärmebereitstellung

Die Kosten der Bereitstellung von Fernwärme mussten für die Analyse der CO_2-Verminderungskosten vorläufig abgeschätzt werden. Hierfür konnten nicht die finalen Ergebnisse der Szenarioberechnungen verwendet werden, da diese erst auf Basis der Nachfrageszenarien bestimmt wurden, die ihrerseits vom Ergebnis der Analyse der Verminderungskosten abhängen. Um einen Zirkelschluss zu vermeiden, mussten also geschätzte Werte verwendet werden.

Für diese Abschätzung wurden vorläufige Berechnungen mit dem vom Öko-Institut entwickelten Fernwärmemodell übernommen. Hieraus konnten die spezifischen Kosten der Wärmeerzeugung sowie der CO_2-Emissionsfaktor für die an Endkunden gelieferte Wärme vorläufig bestimmt werden. Die spezifischen Erzeugungskosten umfassen die in Annuitäten umgerechneten Investitionskosten für neue Erzeugungsanlagen (z. B. der Geothermie), die variablen Kosten der Wärmeerzeugung und die sonstigen Betriebskosten der Anlagen. Weiterhin wurden die Kosten für den Anschluss von Gebäuden an das Fernwärmenetz ebenfalls in Form von Annuitäten berücksichtigt. Hierbei wurde unterschieden zwischen der

Verdichtung der Fernwärme in bereits erschlossenen Gebieten und dem Ausbau der Wärmeversorgung in bisher nicht erschlossene Quartiere (siehe Kapitel 10.5).

Die so abgeschätzten Kosten der Bereitstellung von zusätzlicher Fernwärme liegen im Jahr 2035 deutlich höher als im Jahr 2050. Dies liegt an den hohen Kosten der Fernwärmeerzeugung in 2035 und den unmittelbar folgenden Jahren aufgrund der frühzeitigen Umstellung der Heizkraftwerke und Heizwerke auf Wasserstoff (siehe Kapitel 13.4). Im Jahr 2050 hat sich dieser Effekt wieder deutlich relativiert und dementsprechend liegen die Bereitstellungskosten über alle Gebäudetypen wieder deutlich niedriger. Die Bereitstellungskosten liegen zudem bei kleineren oder sanierten Gebäuden deutlich höher als bei größeren oder unsanierten Objekten. Dies liegt an den Kosten für die Hausanschlussleitungen und die Hausanschlussstationen, die mit sinkendem Anschlusswert nur eine schwache Degression aufweisen und daher den Anschluss von Objekten mit niedriger Anschlussleistung an die Fernwärme spürbar verteuern. Dies gilt in verstärktem Maße für Objekte im Erweiterungsgebiet, für die zusätzlich noch Versorgungsleitungen in das Quartier verlegt werden müssen, was die Bereitstellungskosten nochmals erhöht.

Betrachtete Sanierungstiefe

Wie in Kapitel 10.6 beschrieben, wird im Rahmen der Studie ein fixes Nachfrageszenario angewendet, sodass hier keine Variationen in den unterschiedlichen Zeiträumen zu untersuchen sind. Gemäß der Festlegung der Sanierungstiefe je Zeitraum (siehe Kapitel 10.6.1) wurde für die kleinen Gebäude (angelehnt an EZFH) in 2021 der Standard KfW 85, in 2026 KfW 70 und in 2036 KfW 55 unterstellt. Bei den mittelgroßen und großen Gebäuden wurde für die Fernwärme-Verdichtung immer KfW 70 angesetzt, für die Wärmepumpen hingegen in 2021 KfW 70, in 2026 KfW 55 und in 2036 KfW 40 – letzteres auch für die Fernwärme-Erweiterung.

12.4 Entwicklung der CO_2-Verminderungskosten

In Abbildung 12-1 ist die Entwicklung der jährlichen CO_2-Verminderungskosten zwischen 2020 und 2055 für mittelgroße Gebäude dargestellt sowie die jeweilige Begründung der sichtbaren Entwicklungen. Diese Abbildung dient ausschließlich zur Visualisierung der Entwicklung der jährlichen CO_2-Verminderungskosten, weswegen nicht alle möglichen technischen Lösungen in der Abbildung enthalten sind. Die Technologiepriorisierung wurde basierend auf den in Kapitel 12.5 festgehaltenen gemittelten CO_2-Verminderungskosten festgehalten.

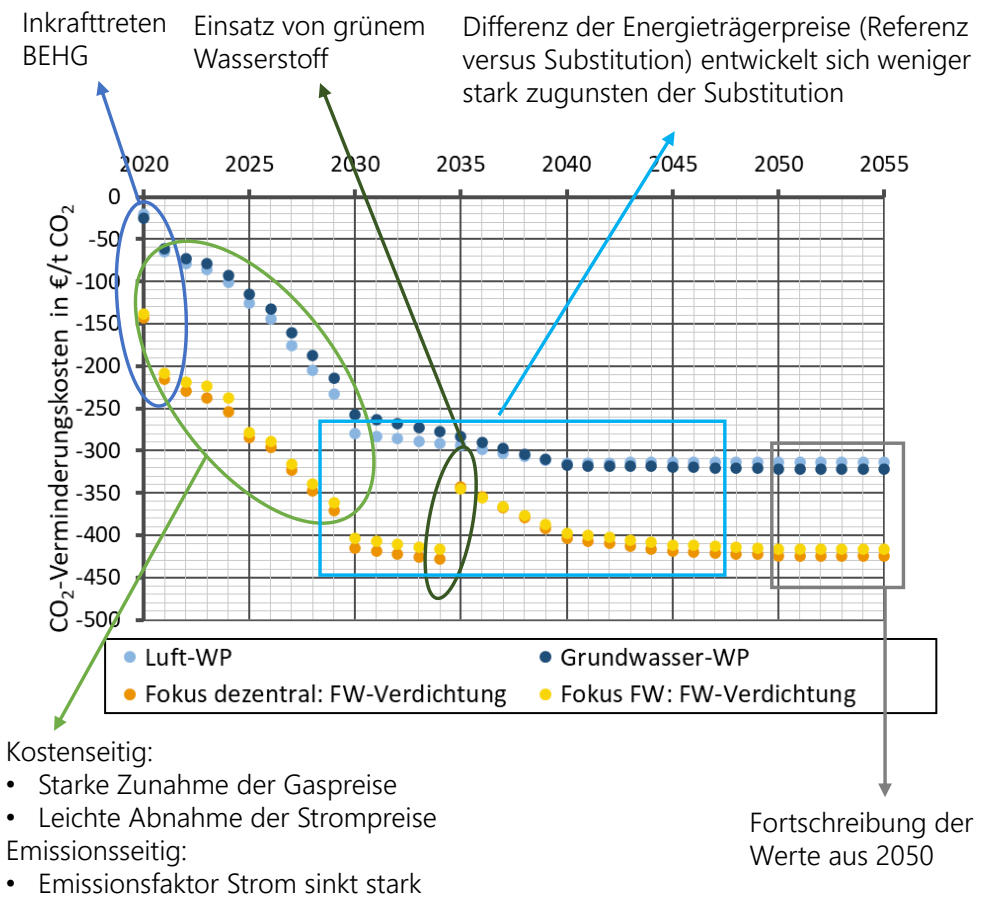

Abbildung 12-1: Entwicklung der CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht über die Zeit von 2020 bis 2055

Die Ergebnisse zeigen, dass in der hier eingenommenen Perspektive der gesamten Kommune in allen Jahren relativ hohe negative CO_2-Verminderungskosten resultieren, was indiziert, dass die Minderung der CO_2-Emissionen immer mit einer Kostenminderung gegenüber der Referenztechnologie einhergeht. Grund hierfür ist primär eine Überlappung der folgenden Faktoren: Zum einen wurden förderliche Entwicklungen der Rahmenparameter (Energiepreise, BEHG, Emissionsfaktoren – siehe Kapitel 10.2) angesetzt, gleichzeitig werden umfassende Förderungen durch den Bund einbezogen. Dies wirkt sich förderlich für alle klimaneutralen Wärmequellen aus.

12.5 Resultierende gemittelte CO_2-Verminderungskosten

Nachdem im voran gegangenen Kapitel die Tendenz der Entwicklung der CO_2-Verminderungskosten dargestellt wurde, werden im Folgenden die für die Technologie-priorisierung relevanten, über 25 Jahre gemittelten CO_2-Verminderungskosten dargestellt. Hier wird zunächst auf auszugsweise Ergebnisse der Bestimmung der CO_2-Verminderungs-kosten bei Kopplung von einer Sanierung mit einem Wechsel des Wärmeerzeugers eingegangen. Dann wird jeweils eine zusätzliche Analyse für die Bestimmung der CO_2-Verminderungskosten für denkmalgeschützte bzw. unsanierte Gebäuden dargestellt.

Wechsel des Wärmeerzeugers bei Sanierung

Die über 25 Jahre gemittelten resultierenden CO_2-Verminderungskosten für die verschiedenen Startjahre und Technologien ist in folgenden Abbildungen differenziert nach

großen Gebäuden (Abbildung 12-2), mittelgroßen Gebäuden (Abbildung 12-3) und kleinen Gebäuden (Abbildung 12-4) dargestellt.

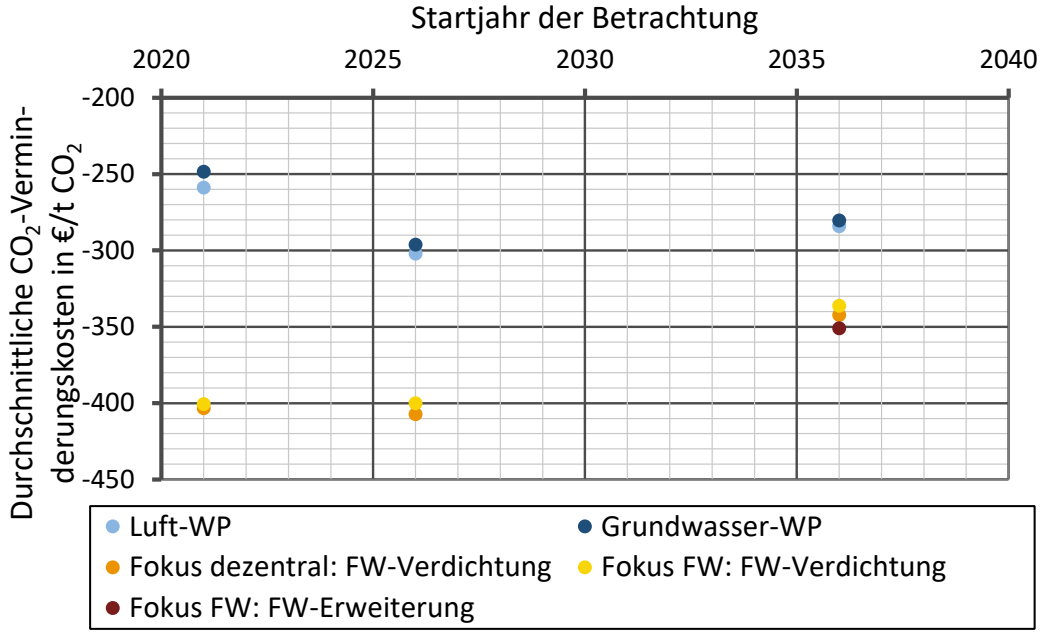

Abbildung 12-2: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein großes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht

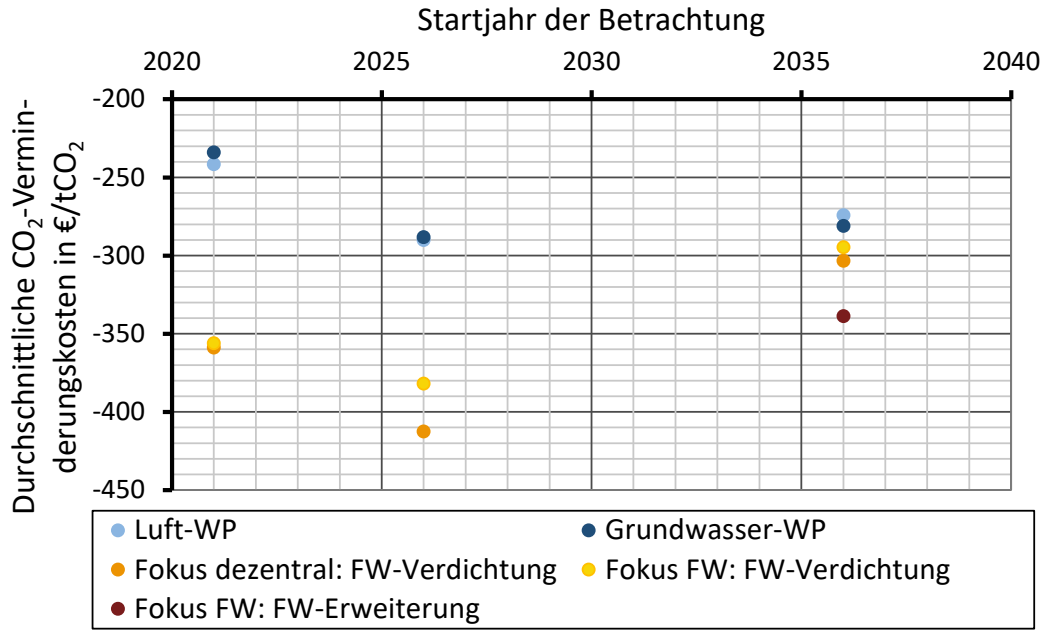

Abbildung 12-3: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht

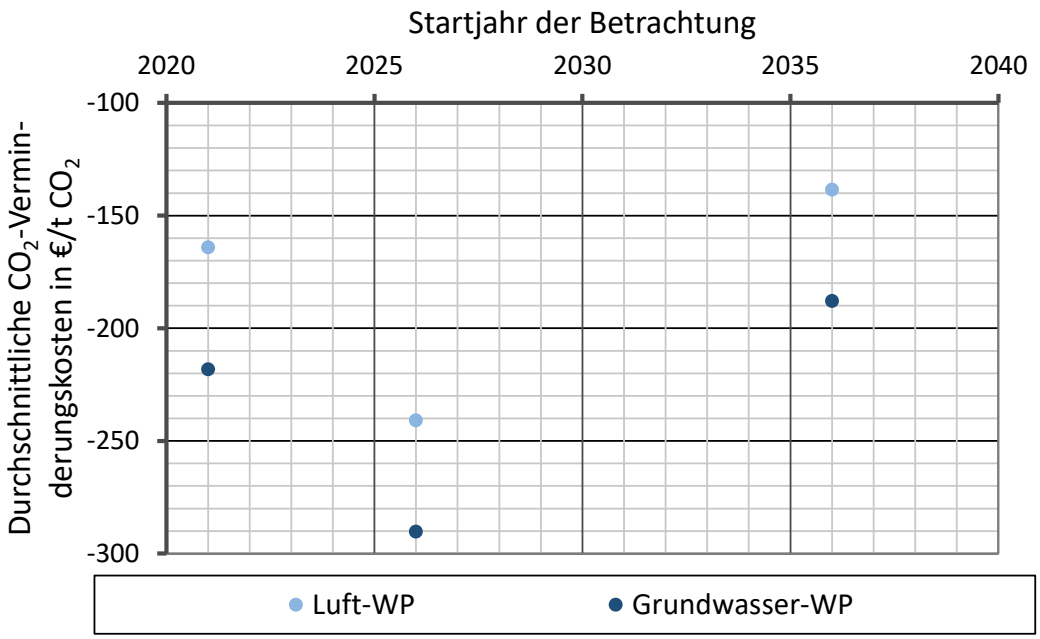

Abbildung 12-4: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein kleines Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht

Insgesamt ergibt sich aus den Analysen folgendes Fazit: Im Fernwärme-Verdichtungs- und Erweiterungsgebiet ist für mittelgroße sowie große Gebäude der Anschluss an die Fernwärme gemäß den CO_2-Verminderungskosten zu präferieren. Bei großen Gebäuden ist die Differenz der CO_2-Verminderungskosten zwischen Wärmepumpen und Fernwärme höher zugunsten der Fernwärme, die Differenz nimmt auf Grund steigender Fernwärmekosten und sinkender Strompreise zum Jahr 2035 ab. Bei den Wärmepumpen ist hierbei aus CO_2-Verminderungskosten-Sicht die Grundwasser-Wärmepumpe gegenüber der Luft-Wärmpumpe zu präferieren. Bei kleinen Gebäuden wurde aus Kostengründen der Anschluss an die Fernwärme ausgeschlossen. Hier ist ebenfalls die Grundwasser-Wärmepumpe gegenüber der Luft-Wärmepumpe zu priorisieren.

Speziell beim mittelgroßen Gebäude fällt auf, dass die Fernwärme im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ ab 2026 mit geringeren Verminderungskosten einhergeht als im Szenario „Fokus Fernwärme“. Dies liegt primär an den leicht niedrigeren Gesamtkosten der Fernwärme-Bereitstellung im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“. Der im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen etwas höherer liegende Emissionsfaktor der Fernwärme sorgt dafür, dass die CO_2-Verminderungskosten nicht weiter auseinander liegen.

Wechsel des Wärmeerzeugers für denkmalgeschützte und unsanierte Gebäude

In Abbildung 12-5 sind die Ergebnisse für ein mittelgroßes denkmalgeschütztes Gebäude enthalten. Ein gleiches Bild ergibt sich für unsanierte Gebäude, sodass diese hier nicht einzeln aufgeführt sind. Auch bei diesen Gebäuden ist für mittelgroße und große Gebäude der Anschluss an die Fernwärme, wo möglich, zu präferieren. Während die Hybridlösung einer Wärmepumpe mit einem Heizölkessel als einzige Lösung in 2021 und 2026 sogar mit positiven CO_2-Verminderungskosten einhergeht, liegen die CO_2-Verminderungskosten der Erdgas-Hybrid-Wärmepumpen mit denen anderer Wärmepumpen gleichauf. Hybrid-Wärmepumpen sind somit eine gute Lösung für die Versorgung von denkmalgeschützten Gebäuden, falls hier der alleinige Einsatz von Wärmepumpen nicht ausreichend ist (siehe Kapitel 6.4).

In unsanierten Gebäuden, welche zunächst nur einem Heizsystemwechsel unterzogen werden, kann der Einsatz einer Hybridheizung ebenfalls eine gute Übergangslösung sein. Hybridheizungen gehen zwar hier mit den gleichen CO_2-Verminderungskosten einher wie die Wärmepumpen, allerdings gilt dies für die Annahme, dass die Anlagen 25 Jahre betrieben werden. Werden die Wärmepumpen eingesetzt und einige Jahre später wird das Gebäude saniert, so wären die Wärmepumpen stark überdimensioniert, was stranded investments bedeuten würde. Diese ließen sich durch die Übergangslösung einer Hybridheizung vermeiden. Auch in dem Fall, dass ein Gebäude aktuell mit Heizöl versorgt wird, ist der Einbau einer Erdgas-Hybridheizung zu präferieren. Dies liegt daran, dass der Neuanschluss an das Erdgasnetz in vielen Fällen günstiger ist als eine Überdimensionierung der Wärmepumpe.

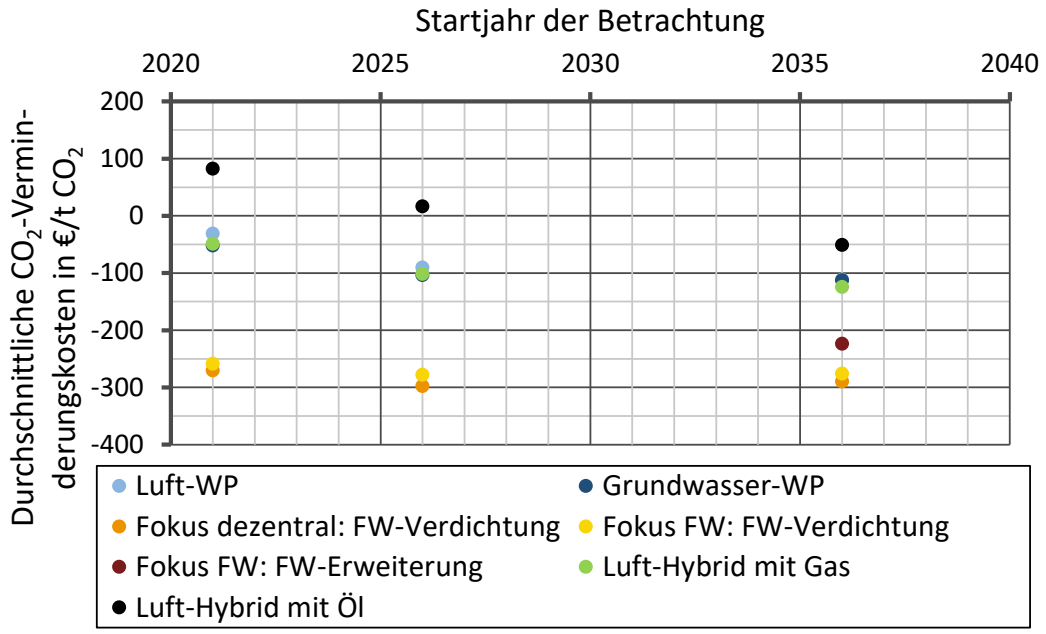

Abbildung 12-5: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes denkmalgeschütztes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht

Sensitivität: Vergleich mit den CO_2-Verminderungskosten ohne Förderung

Wie in Abbildung 12-6 beispielhaft für ein mittelgroßes Gebäude dargestellt, wirkt sich der Ausschluss der Förderung auf die CO_2-Verminderungskosten bei allen anderen Gebäudetypen aus. Zum einen sind die CO_2-Verminderungskosten weniger negativ, da die Investitionen in die Sanierung und die Wärmeerzeuger komplett in die Berechnung einfließen. Die CO_2-Verminderungskosten bleiben jedoch weiterhin negativ, was zum einen mit der gewählten kommunalen Perspektive (ansetzen von niedrigem Zinssatz und Lebensdauern) zusammenhängt und zum anderen mit der förderlichen Entwicklung der Energieträgerpreise. Dieses Ergebnis ist somit nicht auf die Entscheidungsfindung von privaten Akteuren übertragbar, hier könnten sich durch die geänderte Perspektive positive CO_2-Verminderungskosten ergeben.

In den vorherigen Visualisierungen haben sich die CO_2-Verminderungskosten der Fernwärme und der Wärmepumpen hin zu 2036 angeglichen, ohne Förderung liegen die CO_2-Verminderungskosten der Fernwärme sogar höher als die der Wärmepumpen. Dies ist durch den starken Effekt der hier entfallenden Fördermittel für die Investitionen in die CO_2-neutrale

Fernwärme und den Ausbau des Fernwärmenetzes begründet, der sich hier noch stärker auswirkt als bei den dezentralen Wärmepumpen.

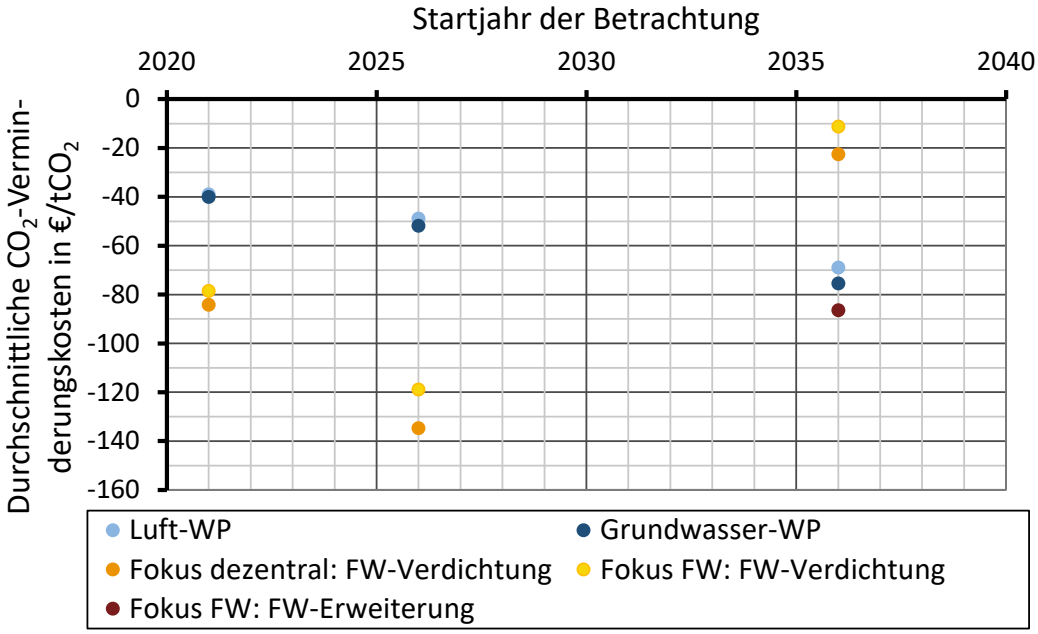

Abbildung 12-6: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht abzüglich der angesetzten Förderungen

Für die denkmalgeschützten Gebäude zeigt sich ein anderes Bild (siehe Abbildung 12-7) Die sich ohne Förderung ergebenden positiven CO_2-Verminderungskosten sind primär mit den relativ hohen Sanierungskosten im Verhältnis zu den erreichbaren Einsparungen verbunden.

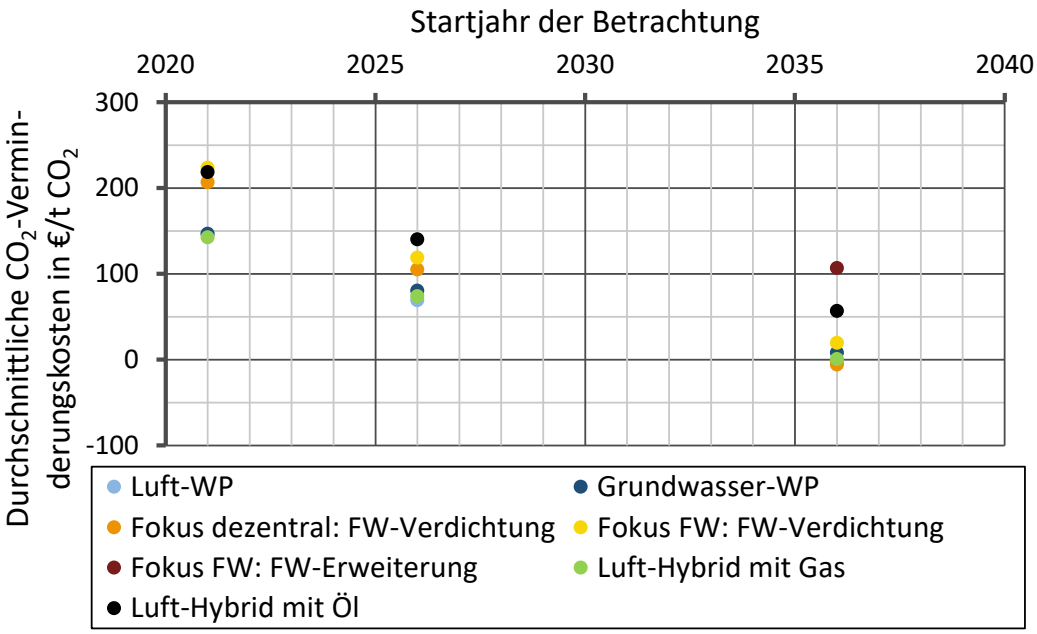

Abbildung 12-7: Je Startjahr resultierende über 25 Jahre gemittelte CO_2-Verminderungskosten für ein mittelgroßes denkmalgeschütztes Gebäude aus gesamtstädtischer Sicht abzüglich der angesetzten Förderungen

Abgleich zu Ergebnissen aus Dynamis

In Kapitel 7.1 waren die CO_2-Verminderungskosten-Ergebnisse aus dem Projekt dargestellt. Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen sind primär mit zwei Faktoren begründet: Zum einen wurde in Dynamis mit den systemischen Kosten gerechnet, somit sind dort keine Steuern, Umlagen und Förderungen enthalten. Weiterhin wurden in Dynamis bei der Sanierung Vollkosten angesetzt, in der Analyse in „Klimaneutrale Wärme München" hingegen nur die energiebedingten Mehrkosten.

13 Zukunftsszenarien

Basierend auf den in den vorherigen Arbeitspaketen ermittelten Grundlagendaten werden im Folgenden die in den Szenarien angesetzten Entwicklungen der Wärmebereitstellung in München dargestellt. Dafür wird erst die Maßnahmenumsetzung je Cluster differenziert nach den Szenarien beschrieben (Kapitel 13.1). Dann werden in Kapitel 13.2 die hieraus resultierenden übergeordneten Entwicklungen für die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung dargestellt. Nachdem der Effekt der Entwicklungen auf die Anforderungen der Sektorintegration dargestellt wird (Kapitel 13.3), sind die Ergebnisse für die je Stützjahr abzuleitende Zusammensetzung der Fernwärme beschrieben (Kapitel 13.4) inklusive einer Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse für die Fernwärmebereitstellung bezogen auf ein alternatives Energiepreisszenario.

Basierend hierdrauf erfolgt eine qualitative Einordnung der beiden zielorientierten Szenarien einander gegenübergestellt (Kapitel 13.5). Ob und wann mit den vorliegenden Szenarien das Ergebnis der Klimaneutralität erreicht werden kann, wird in Kapitel 13.6 näher beleuchtet. Als Grundlage für vergleichende Analysen zu den ökonomischen Aspekten der beiden zielorientierten Szenarien wird zusätzlich ein Referenzszenario beschrieben.

13.1 Maßnahmenumsetzung je Cluster

Im Folgenden wird zunächst auf die Ausgestaltung der zielorientierten Szenarien, differenziert nach Analysecluster, eingegangen (Kapitel 13.1.1) und dann auf die Ausgestaltung des Referenzszenarios (Kapitel 13.1.2). In allen drei Szenarien entspricht die Umsetzungsrate der Heizsystemwechsel in den Clustern der in dem jeweiligen Cluster individuell möglichen Heizsystemwechselrate. Diese hängt davon ab, wie hoch der Anteil an fossil beheizten Kesseln in einem Cluster aktuell ist. Bei einer angesetzten übergeordneten Heizsystemwechselrate von 4 % und einem Anteil von fossil beheizten Gebäuden im Cluster von 50 %, ist z.B. eine clusterspezifische Heizsystemwechselrate von 2 % möglich.

13.1.1 Zielorientierte Szenarien

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen aus der CO_2-Verminderungskosten-Analyse und den voran gegangenen Analysen zu relevanten Technologieoptionen in Kapitel 6 bis Kapitel 8 können für alle Gebiete, außer dem Fernwärme-Erweiterungsgebiet, klar präferierte Maßnahmen festgehalten werden. Daher erfolgt die Beschreibung der beiden Szenarien „Fokus dezentrale Lösungen“ und „Fokus Fernwärme“ nur für das Analysecluster Fernwärme-Erweiterungsgebiet separat. Alle weiteren Maßnahmenbeschreibungen treffen auf die jeweiligen Cluster in beiden zielorientierten Szenarien zu. Aktuell bestehende regulatorische/ wirtschaftliche Hemmnisse, welche durch geeignete Maßnahmen abgemildert werden können, werden hier ausgeblendet. Die entsprechend abgeleiteten Handlungsempfehlungen für die verschiedenen Akteure werden in Kapitel 15.3 genauer beschreiben.

Auf Grund einiger Besonderheiten im langfristig verbleibenden Dampfnetzgebiet (Hintergrund siehe Kapitel 8.2.3), wird die Maßnahmenumsetzung getrennt vom restlichen Fernwärme-Verdichtungsgebiet erläutert und im Modellierungstool der übergeordneten Wärmeberechnung (siehe Kapitel 11.2) auch entsprechend mit anderen Parametern angesetzt.

Fernwärme-Verdichtungsgebiet

Gemäß den Ergebnissen der CO_2-Verminderungskosten-Analyse werden alle EZFH in diesem Cluster mit Wärmepumpen ausgestattet. In MFH und denkmalgeschützten Gebäuden hingegen geht der Anschluss an die Fernwärme mit geringeren CO_2-Verminderungskosten einher, sodass hier diese Lösung präferiert wird. Hierbei wurde für die Modellierung das Ausschlusskriterium definiert, dass bei Gebäuden mit einer erwarteten Heizlast < 20 kW kein Anschluss an die Fernwärme erfolgt (aktuell gelten in der Praxis höhere Werte für einen wirtschaftlich sinnvollen Anschluss), sondern ebenfalls der Einsatz einer Wärmepumpe.

Die Umsetzungsrate der Maßnahmen wird in beiden Fällen durch die „natürliche" Heizsystemwechselrate in dem Cluster bestimmt.

Langfristig verbleibendes Dampfnetzgebiet

Während ein großer Teil des aktuell bestehenden Dampfnetzes in München bis 2035 auf Heizwasser umgestellt wird, soll ein Teil langfristig als Dampfnetz bestehen bleiben (siehe auch Ausführungen in Kapitel 8.2.3). Im Vergleich zum Heizwassernetz-Fernwärme-Verdichtungsgebiet entstehen beim Anschluss im Dampfnetzgebiet höhere Kosten. Somit ist in diesem Gebiet tendenziell die Grenze (Anschlusswert in kW) wirtschaftlich vertretbarer Fernwärmeanschlüsse höher als in den Heizwassernetzen, so dass in diesem Gebiet häufiger Wärmepumpen eingesetzt werden. Allerdings gibt es hier zwei besondere Herausforderungen: Zum einen ist der Anteil denkmalgeschützter Gebäude in diesem Teil der Stadt besonders hoch (gemäß vorliegenden Daten ca. 70 %). Daher ist auf Grund von technischen Restriktionen am Gebäudekörper und durch Einschränkungen basierend auf dem Status eines denkmalgeschützten Gebäudes eine hohe Durchdringung mit Wärmepumpen unwahrscheinlich. Weiterhin ist gemäß den vorliegenden Daten das Grundwasser-Potenzial für die Nutzung von Wärmepumpen sehr gering. Andererseits ist zu unterstreichen, dass bereits ein großer Teil der Gebäude an die Fernwärme angeschlossen ist, sodass insgesamt weniger Gebäude umzustellen sind.

In EZFH, welche im Gebiet ohnehin nur eine geringe Bedeutung haben, werden in Kombination mit einer Sanierung Wärmepumpen eingesetzt. Nicht denkmalgeschützte MFH und NWG werden ebenfalls saniert und mit einer Wärmepumpe versehen, bis das Potenzial zur Nutzung von Wärmepumpen in dem Gebiet erschöpft ist. Alle weiteren Gebäude, inklusive der denkmalgeschützten MFH und NWG, werden an die Fernwärme, d.h. in diesem Fall an das Dampfnetz angeschlossen.

Dezentral versorgtes Gebiet

Auch hier werden die EZFH mit einer Wärmepumpe ausgestattet. Die unsanierten MFH und NWG, welche einem Heizsystemwechsel aber keiner Sanierung unterzogen werden können, werden zunächst mit einer Hybridheizung aus Wärmepumpe und Erdgaskessel ausgestattet. Die MFH und NWG, welche saniert werden, erhalten beim damit stattfinden Heizsystemwechsel direkt eine monovalente Wärmepumpe. Auf Grund der in Kapitel 10.6.2 dargestellten zeitlichen Priorisierung der Sanierungskapazitäten wird der Großteil der MFH und NWG im dezentral versorgten Gebiet bis 2035 nicht saniert. Diese Gebäude werden dann zwischen 2035 und 2050 saniert, wobei die Hybrid-Wärmepumpe gegen eine monovalente Wärmepumpe ersetzt wird. Die Umsetzung der Übergangslösung einer Hybridtechnologie schafft hier eine Technologieoffenheit für künftige Entwicklungen, z. B. für den Fall, dass klimaneutrales Gas günstiger wird und die Potenziale höher sind als aktuell erwartet.

Fernwärme-Erweiterungsgebiet

In beiden Szenarien werden EZFH im Rahmen der erlaubten Heizsystemwechselrate kontinuierlich mit einer Wärmepumpe ausgestattet.

Im Szenario „Fokus Fernwärme" werden sowohl MFH, NWG als auch denkmalgeschützte Gebäude mit einer Heizlast ≥ 20 kW an die Fernwärme angeschlossen. Um in der Umsetzung den Anschluss der Gebiete möglichst effizient zu gestalten, macht es Sinn die Anschlüsse zeitnah nacheinander umzusetzen. Um diesem Gedanken Rechnung zu tragen, wird die Erschließung des Gebiets in die Zeiträume 2022 bis 2035 und 2036 bis 2050 gestaffelt. Hierbei liegt der Fokus im ersten Zeitraum auf den Gebieten im Süden, da hier mit einer schnelleren und einfacheren Integration der Tiefengeothermie zu rechnen ist.

Für das Gebiet, welches im ersten Zeitraum angeschlossen werden soll, wird hierbei so vorgegangen, dass 50 % der Gebäude zunächst saniert und im gleichen Zuge an die Fernwärme angeschlossen werden. Bei den weiteren 50 % erfolgt ein unsanierter Anschluss an die Fernwärme und diese werden im darauffolgenden Zeitabschnitt (2035 bis 2050) saniert. Dieses gestaffelte Vorgehen ist mit der Einhaltung des Kopplungsprinzips der Sanierung mit einer Modernisierung begründet. Würden in dem Cluster innerhalb von 15 Jahren alle Gebäude saniert, so würde bei mindestens 50 % die Sanierung nicht mit einer notwendigen Modernisierung zusammenfallen. In dem Falle müssten in der Kostenbetrachtung statt der energiebedingten Mehrkosten die Vollkosten der Sanierung angesetzt werden, was verhindert werden soll. Basierend auf den vorliegenden Kostendaten kann abgeleitet werden, dass eine vorzeitige Sanierung teurer ist als eine zu große Dimensionierung des Fernwärmeanschlusses.

Gemäß der gleichen Logik wird für die Gebäude verfahren, welche im zweiten Zeitraum saniert werden. Hier werden 50 % der Gebäude bereits vor einem Anschluss an die Fernwärme saniert (im Zeitraum 2022 - 2035), die restlichen dann im gleichen Zuge mit dem Anschluss an die Fernwärme im Zeitraum 2035 – 2050.

Im Vergleich zu den anderen Clustern liegt hier eine Besonderheit vor: Da alle Gebäude in dem definierten Zeitraum an die Fernwärme angeschlossen werden, wird eine höhere Heizsystemwechselrate angesetzt, als eigentlich durch den „natürlichen" Kesseltausch vorgesehen wäre. Zwar treten hierdurch zusätzliche Kosten für einen verfrühten Heizsystemwechsel auf, die Kosten für die Umsetzung werden hierdurch in der Praxis jedoch auch positiv beeinflusst, da Synergien einer konzentrierten regionalen Umsetzung gehoben werden können.

Im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" erfolgt im Erweiterungsgebiet hingegen die gleiche Maßnahmenumsetzung wie im dezentral versorgten Gebiet. Hierbei werden die clusterspezifisch erlaubten Heizsystemwechselraten für das Erweiterungsgebiet angesetzt.

Maßnahmenüberblick

Eine Übersicht der Maßnahmen je Cluster ist in Tabelle 13-1 für das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" enthalten und in Tabelle 13-2 für das Szenario „Fokus Fernwärme".

Tabelle 13-1: Angesetzte Entwicklung der Wärmebereitstellung je Cluster im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“

Cluster	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035	2035- 2050
Dezentral versorgtes Gebiet	Denkmalgeschützte Gebäude erhalten eine Hybrid-Wärmepumpe. Soweit möglich werden alle nicht-denkmalgeschützten Gebäude saniert und mit einer Wärmpumpe ausgestattet. Hier erfolgt zum Teil ein Einbau von Hybrid- Wärmepumpe (2025 – 2035), da die Heizsystemwechselrate höher ist als die mögliche Sanierungsrate im Gebiet.			Sanierung aller nicht sanierten Gebäude mit Wechsel zu einer WP, bei denkmalgeschützten Gebäuden Hybrid-WP.
Fernwärme Erweiterungsgebiet 2020 – 2035				
Fernwärme Erweiterungsgebiet 2035 – 2050				
Langfristig verbleibendes Dampfnetzgebiet	Nicht-denkmalgeschützte MFH und NWG werden gemäß Heizsystemtauschrate saniert und mit einer Wärmepumpe ausgestattet, alle denkmalgeschützten Gebäude werden unsaniert an das Dampfnetz angeschlossen.			
Fernwärme Verdichtungsgebiet	Kontinuierlicher Anschluss von Gebäuden an die Fernwärme, hierbei werden fast alle Gebäude saniert angeschlossen, denkmalgeschützte Gebäude werden immer unsaniert angeschlossen.			„Übrige“ Sanierungsrate wird für Sanierung im Gebiet genutzt.

Tabelle 13-2: Angesetzte Entwicklung der Wärmebereitstellung je Cluster im Szenario Fokus Fernwärme

Cluster	2020 - 2025	2025 - 2030	2030 - 2035	2035- 2050
Dezentral versorgtes Gebiet	Denkmalgeschützte Gebäude erhalten eine Hybrid-WP. Soweit möglich werden alle nicht- denkmalgeschützten Gebäude saniert und mit Wärmepumpe ausgestattet. Hier erfolgt zum Teil ein Einbau von Hybrid Wärmepumpe (2025 – 2035), da die Heizsystemwechselrate höher ist als die mögliche Sanierungsrate im Gebiet.			Sanierung aller nicht sanierten Gebäude mit Wechsel zu einer WP, bei denkmalgeschützten Gebäuden Hybrid-WP.
Fernwärme Erweiterungsgebiet 2020 – 2035	Kontinuierlicher Anschluss aller MFH und NWG an die Fernwärme, bei 50 % der Gebäude mit zeitgleicher Sanierung. Denkmalgeschützte Gebäude werden unsaniert angeschlossen.			Sanierung der verbleibenden 50 % der Gebäude, welche bereits an die Fernwärme angeschlossen sind.
Fernwärme Erweiterungsgebiet 2035 – 2050	Sanierung von 50 % der Gebäude als Vorbereitung an den Anschluss an die Fernwärme ab 2035.			Siehe 2020 -2035 in anderem Erweiterungsgebiet.
Langfristig verbleibendes Dampfnetzgebiet	Nicht-denkmalgeschützte MFH und NWG werden gemäß Heizsystemtauschrate saniert und mit einer Wärmepumpe ausgestattet, alle denkmalgeschützten Gebäude werden unsaniert an das Dampfnetz angeschlossen.			
Fernwärme Verdichtungsgebiet	Kontinuierlicher Anschluss von Gebäuden an die Fernwärme, hierbei werden fast alle Gebäude saniert angeschlossen, denkmalgeschützte Gebäude werden immer unsaniert angeschlossen.			„Übrige“ Sanierungsrate wird für Sanierung im Gebiet genutzt.

13.1.2 Referenzszenario

Im Referenzszenario findet keine Forcierung von Maßnahmen in den einzelnen Analyseclustern in München statt. Somit werden die in Kapitel 10.6.1 festgehaltenen Sanierungsraten und -tiefen gleichmäßig über alle Cluster verteilt. Bezogen auf die Entwicklung der Wärmeerzeugung wurde folgendes angesetzt: Gemäß den aktuellen Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass aufgrund der Restriktionen aus der Wärmelieferverordnung (siehe Ausführungen in Kapitel 15.2) weitere Gebäude nur in geringem Umfang an die Fernwärme angeschlossen werden. Es wird weiterhin angesetzt, dass ca. 1 % aller EZFH jährlich mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden, was immer in Kombination mit einer Sanierung passiert. Die verbleibende Heizsystemwechselrate wird durch einen neuen Einbau von Gaskesseln aufgefüllt, Heizölkessel werden hingegen nicht neu verbaut. Zwar ist dies aktuell noch der Fall, gemäß den aktuellen Rahmenbedingungen ist jedoch primär mit einem Wechsel von Heizöl auf Erdgas zu rechnen.

13.2 Übergeordnete Szenarioergebnisse

Hier werden zunächst die übergeordneten Szenarioergebnisse für die zielorientierten und das Referenzszenario in München dargestellt (Kapitel 13.2.1) und dann die Ergebnisse in den zielorientierten Szenarien für die einzelnen Analysecluster (Kapitel 13.2.2)

13.2.1 Ergebnisse für München

Die unterschiedlichen Ergebnisse für die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den Stützjahren sind in Abbildung 13-1 dargestellt.

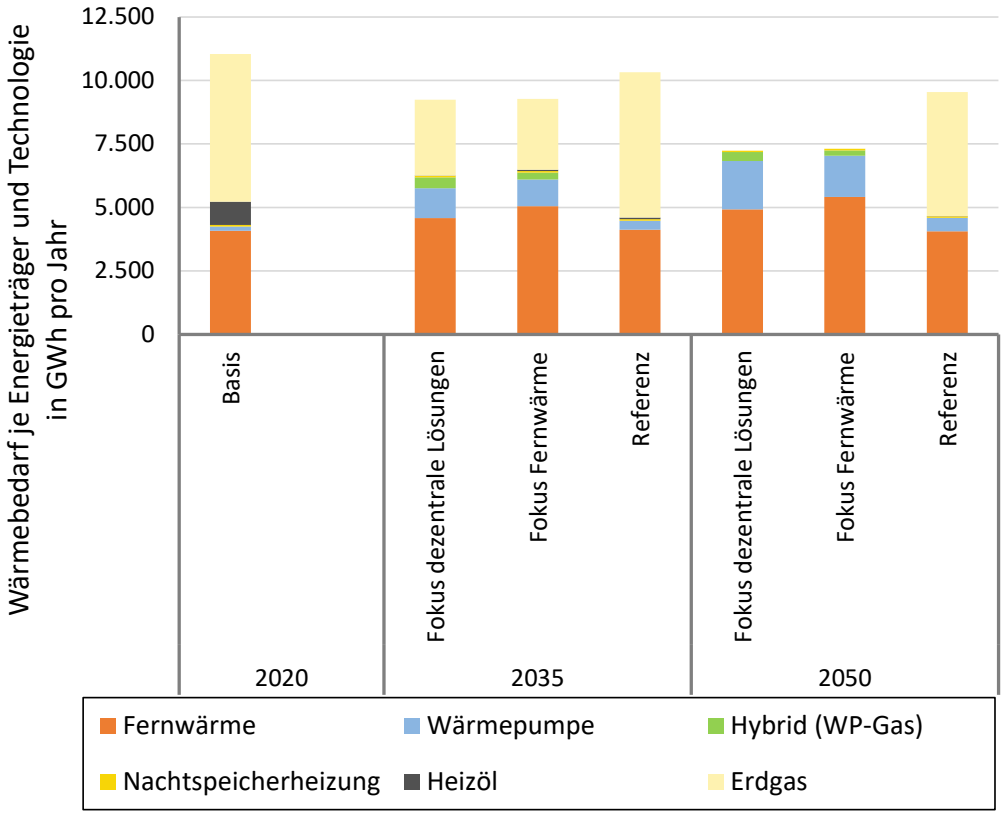

Abbildung 13-1: Resultierende Zusammensetzung der Wärmebereitstellung in den verschiedenen Szenarien und Stützjahren

Aus übergeordneter Sicht unterscheiden sich die Ergebnisse der zielorientierten Szenarien nur wenig. Für die Bereitstellung der Energieträger ergeben sich jedoch relevante Unterschiede, z. B. ist der Fernwärmeabsatz im Szenario „Fokus Fernwärme" ca. 10 % höher (ca. 5,1 TWh im Jahr 2035) als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" (ca. 4,6 TWh im Jahr 2035). Die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen liegt im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" mit 1,6 TWh im Vergleich zu 1,3 TWh im Szenario „Fokus Fernwärme" sogar 20 % höher.

Im Jahre 2050 sind in den beiden zielorientierten Szenarien nahezu alle aktuell bestehenden, fossil beheizten Kessel gegen eine klimaneutrale Wärmequelle ersetzt. Dabei ist der Anteil der Hybrid-Wärmepumpen kleiner als im Jahre 2035. Dies liegt daran, dass im Zeitraum 2020 – 2035 angesichts der nur schrittweise möglichen Erhöhung der Sanierungsrate etliche unsanierte Gebäude eine Hybrid-Wärmepumpe erhalten haben, der enthaltene Erdgaskessel nach der nachgelagerten Sanierung des Gebäudes jedoch stillgelegt werden kann.

Auch bezogen auf den Endenergiebedarf unterscheiden sich die Entwicklungen über die Jahre 2020 bis 2050, dargestellt in Abbildung 13-2 für das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und in Abbildung 13-3 für das Szenario „Fokus Fernwärme", nur geringfügig. Neben den sichtbaren Unterschieden bezogen auf den Endenergiebedarf nach Fernwärme und Strom für Wärmepumpen, wird hier auch der höhere Bedarf nach Umweltwärme für die Wärmepumpen im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" sichtbar. Dieser ist kosten- und emissionsseitig nicht relevant, resultiert jedoch in höheren Anforderungen an das Grundwassermanagement.

Durch die Sanierung sinkt der Wärmebedarf der Gebäude in beiden zielorientierten Szenarien bis 2035 um ca. 16 % auf ca. 9,3 TWh. Im Zeitraum bis 2050 sinkt der Wärmebedarf verglichen mit 2020 um ca. 34 % auf jeweils 7,3 TWh. In den durchgeführten Modellierungen werden in den Szenarien unterschiedliche Gebäude für die Sanierung ausgewählt, was dazu führt das bis 2050 ca. 3 % mehr Fläche in Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" saniert werden (39,6 Mio m^2) als in Szenario „Fokus Fernwärme" (38,4 Mio m^2). Daher ist der verbleibende Wärmebedarf im „Fokus dezentrale Lösungen" minimal niedriger als im anderen Szenario.

Bei Betrachtung des Verlaufs der Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmebereitstellung ist folgendes relevant: die Entwicklungen der möglichen Kapazitäten zur Durchführung eines Heizsystemwechsels (siehe Kapitel 10.3) und der Sanierung (siehe Kapitel 10.6) sind - unter Annahme von positiven Bedingungen hierfür - bis ca. 2030 gut abschätzbar. Sollten geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, können sich die Entwicklungen dieser Raten ab 2030 ggf. sogar stark beschleunigen. Je später das Jahr desto unsicherer die Vorhersage der Entwicklungen.

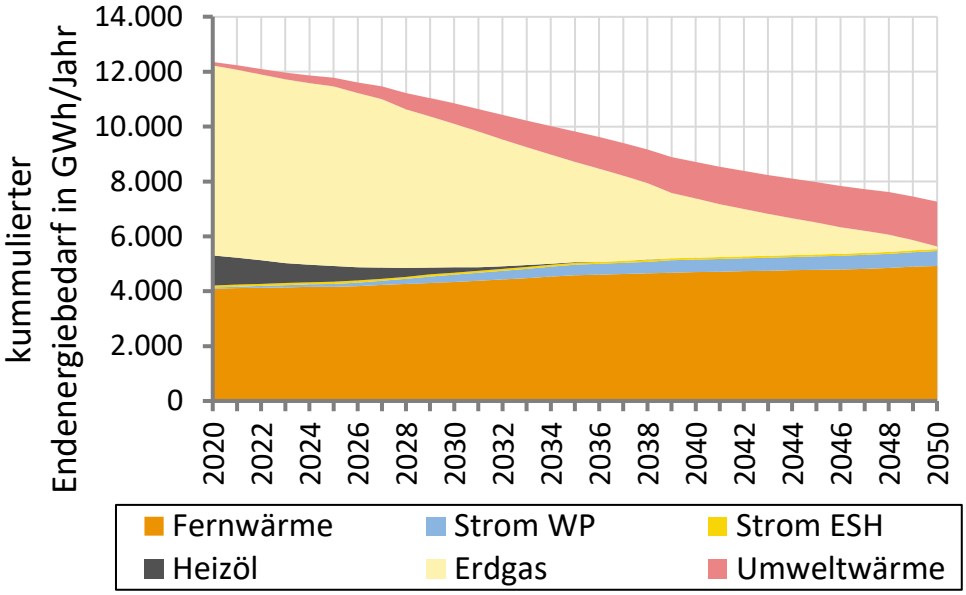

Abbildung 13-2: Resultierende Entwicklung des Endenergiebedarfes im Szenario Fokus dezentrale Lösungen (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

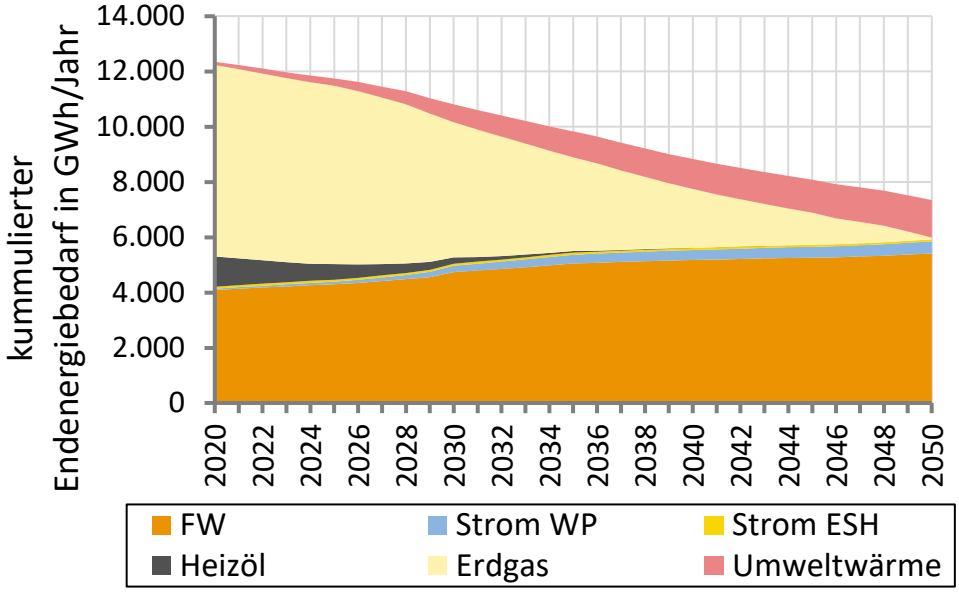

Abbildung 13-3: Resultierende Entwicklung der Endenergiebedarfes im Szenario Fokus Fernwärme (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

13.2.2 Ergebnisse je Analysecluster

Fernwärme Verdichtungsgebiet und Dampfnetzgebiet

Da hier in beiden zielorientierten Szenarien die gleichen Szenarioparameter angesetzt wurden, unterscheiden sich die Entwicklungen zwischen dem Fernwärme-Verdichtungsgebiet (Abbildung 13-4) und dem Dampfnetzgebiet (Abbildung 13-5) nur minimal zwischen den beiden Szenarien. Leichte Unterschiede in den Ergebnissen sind ausschließlich der Zuordnungsreihenfolge von Maßnahmen zu individuellen Gebäuden im Wärmemodell geschuldet. Daher stehen die Visualisierungen hier für beide zielorientierte Szenarien.

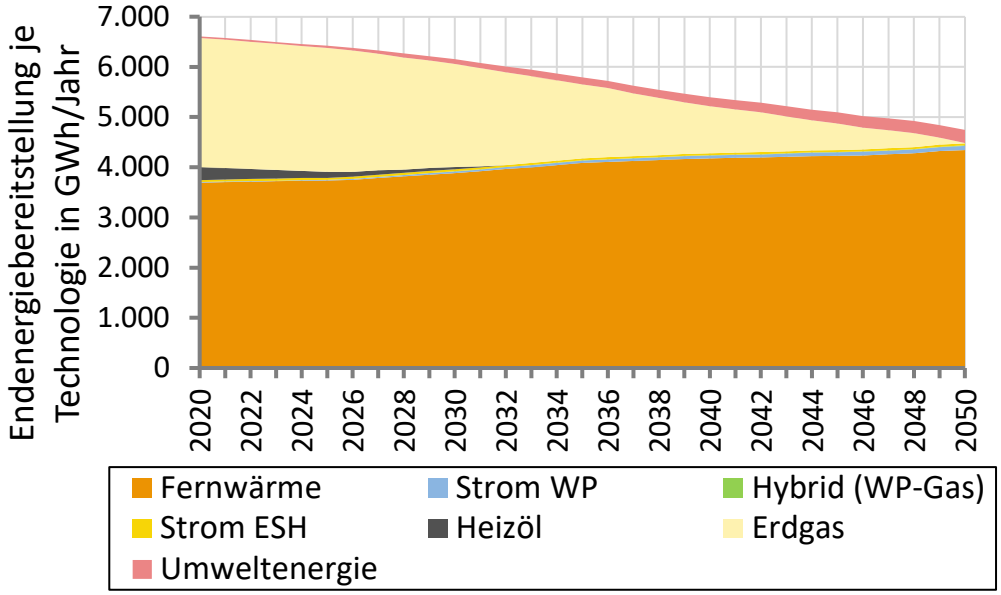

Abbildung 13-4: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Verdichtungsgebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

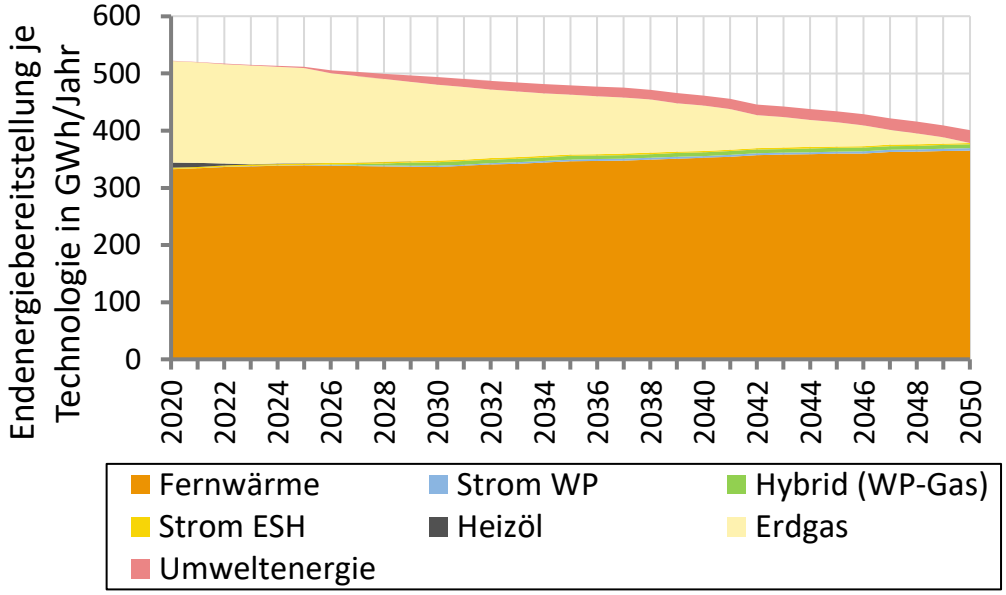

Abbildung 13-5: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Dampfnetzgebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

Dezentral versorgtes Gebiet

Auch im dezentral versorgten Gebiet unterscheiden sich die Ergebnisse zwischen den zielorientierten Szenarien minimal (Entwicklung des Endenergiebedarfes in Abbildung 13-6). Im Gegensatz zu den anderen Clustern, ist ein schnelleres Absinken des Bedarfs nach fossilen Energieträgern ersichtlich. Dies ist damit zu begründen, dass im dezentral versorgten Gebiet aktuell alle bestehenden Gebäude über einen fossilen Kessel beheizt werden. Daher können gemäß der clusterspezifischen Heizsystemwechselrate jedes Jahr 4 % der Kessel gegen eine Wärmepumpe ausgetauscht werden, was ein höherer Wert ist als in den anderen Clustern.

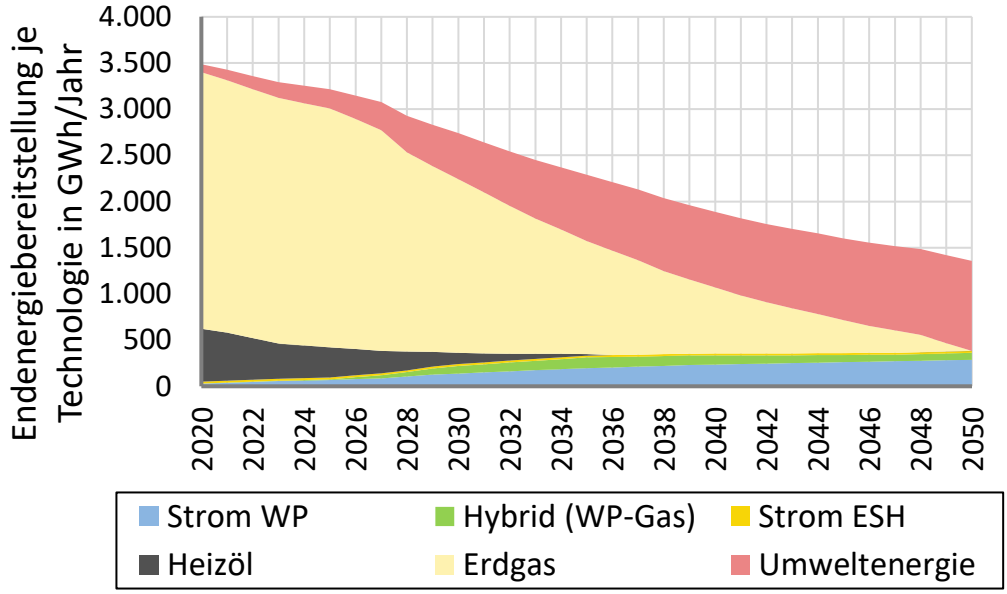

Abbildung 13-6: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im dezentral zu versorgenden Gebiet in beiden Szenarien (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

Fernwärme-Erweiterungsgebiet

Der markante Unterschied zwischen den zielorientierten Szenarien liegt in der Unterscheidung der Entwicklungen im Fernwärme Erweiterungsgebiet. Während in diesem Gebiet im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" vor allem der Bedarf an Strom für monovalente und hybride Wärmepumpen steigt (siehe Abbildung 13-7), steigt im Szenario „Fokus Fernwärme" vor allem der Fernwärmebedarf (siehe Abbildung 13-8).

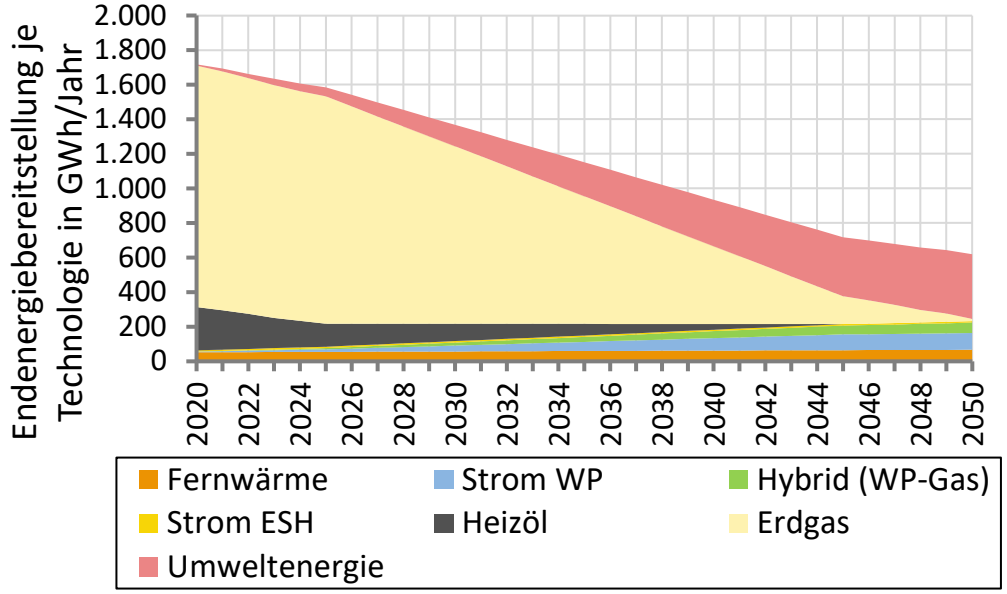

Abbildung 13-7: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Erweiterungsgebiet im Szenario Fokus dezentrale Lösungen (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

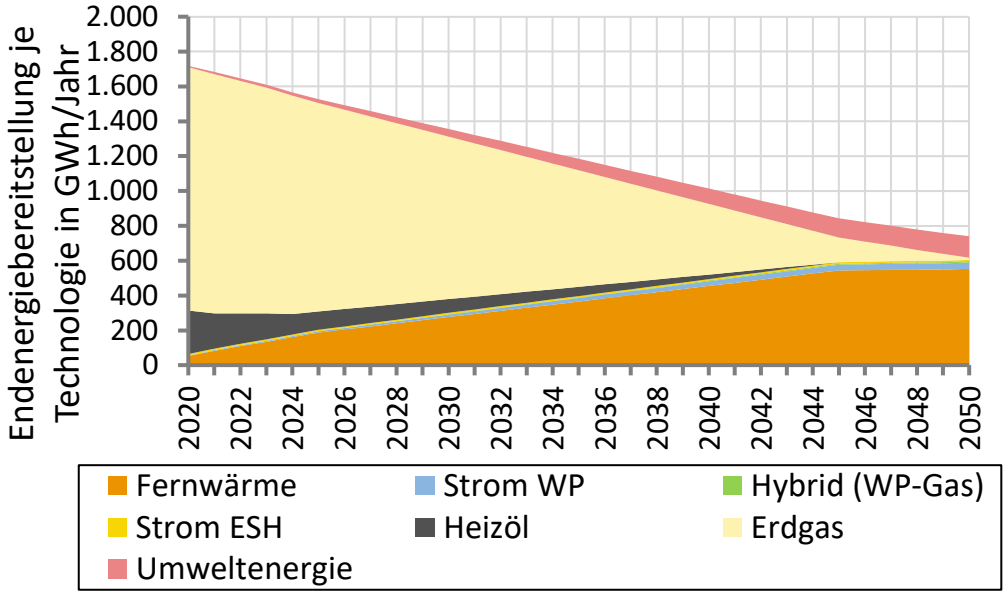

Abbildung 13-8: Resultierende Entwicklung der Wärmebereitstellung im Fernwärme-Erweiterungsgebiet im Szenario Fokus Fernwärme (WP = Wärmepumpe; ESH = Elektrospeicherheizung)

13.3 Sektorintegration

Gemäß den Entwicklungen in beiden Szenarien wird die Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen stark steigen und damit insbesondere an kalten Tagen deren Strom- bzw. Leistungsbezug aus dem Stromnetz. Somit ist genauer zu untersuchen, wie diese Anlagen gesteuert werden können, damit diese die Stromnetze möglichst gering zusätzlich auslasten.

Weitere relevante Technologien für die Sektorintegration sind Elektrospeicherheizungen und Elektro(den)kessel. Eine technische Beschreibung der jeweiligen Anlagen kann /FFE-45 17/ entnommen werden.

Elektrospeicherheizungen werden aktuell meist noch zu einem nächtlichen Niedertarif betrieben, weswegen sie häufig als Nachtspeicherheizungen bezeichnet werden. In dieser Studie wurde vereinfacht angenommen, dass bis 2050 keine Veränderung der Wärmebereitstellung durch diese Anlagen auftreten (aktueller Anteil an der Wärmebereitstellung ca. 0,5 %). Auf Grund des empfundenen geringeren Komforts gegenüber anderen Heiztechnologien ist von keiner Zunahme der Wärmebereitstellung durch Elektrospeicherheizungen auszugehen, sondern eher von einem Rückgang. Prinzipiell können Elektrospeicherheizungen bezogen auf die Flexibilisierung ähnlich eingesetzt werden wie dezentrale Wärmepumpen. Allerdings benötigen sie keinen zusätzlichen Speicher (dieser ist bereits Bestandteil der Elektrospeicherheizungen).

Elektro(den)kessel nutzen Strom, um Wärme zu erzeugen und diese dann in ein öffentliches oder industrielles Wärmenetz einzuspeisen, wobei sie einen Wirkungsgrad von nahezu 100 % aufweisen. Diese Anlagen werden meist nicht kontinuierlich betrieben, sondern nur zu geeigneten Marktbedingungen eingesetzt. Die Vermarktung erfolgt über den Stromhandel oder auf dem Regelleistungsmarkt (weitere Informationen zur Technologie und dessen Einsatz in /BDEW-01 21/). Inwieweit ein Einsatz in München erwartet wird, ist in den Szenarioergebnissen der Fernwärme in Kapitel 13.4 enthalten.

13.4 Fernwärme

Basierend auf den in Kapitel 13.2 dargestellten Ergebnissen der Nachfrage nach Fernwärme und den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungsanlagen im Fernwärmenetz (vgl. Kapitel 11.3) wurde deren kostenoptimaler Einsatz modelliert. Das Ziel dieser Berechnungen ist, den mit der Fernwärmeerzeugung verbundenen Einsatz von Energieträgern und die hiermit verbundenen CO_2-Emissionen zu bestimmen sowie eine Grundlage für die Analyse der ökonomischen Auswirkungen der Strategie der Klimaneutralität im Sektor Fernwärme zu schaffen.

Da die Fernwärmenachfrage einen stark ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf aufweist, ist neben den jährlichen Summenwerten der Auslastung der verschiedenen Anlagen auch der zeitliche Verlauf dieser Auslastung über das Jahr hinweg relevant. Dies wird in diesem Kapitel in Form einer saisonalen Verteilung dargestellt. Die nachfolgenden Grafiken unterscheiden zwischen drei Perioden eines Kalenderjahres, die jeweils vier Monate lang sind:

- Winter mit insgesamt hoher Nachfrage im Fernwärmenetz
- Sommer mit vernachlässigbarer Heizlast, jedoch weiter bestehender Nachfrage nach Trinkwarmwasser sowie Bedarf zur Deckung der Verluste im Fernwärmenetz
- Übergangszeit mit anteiliger Heizlast

Der Einsatz der Anlagen zur Wärmeerzeugung erfolgt, abgesehen von den technischen Restriktionen bei Anlagen und Fernwärmenetz, in einer betriebswirtschaftlich optimalen Einsatzreihenfolge. In jeder Stunde des Jahres wird dementsprechend zunächst die Einheit mit den geringsten variablen Kosten der Wärmegestehung eingesetzt und, sofern diese den Bedarf nicht decken kann, ergänzend weitere Einheiten in der Reihenfolge ihrer ansteigenden variablen Kosten abgerufen. In den vergangenen Jahren waren die Anlagen mit niedrigen variablen Kosten im Regelfall die Abfallverbrennung sowie das Kohle-Heizkraftwerk (Block 2) am Standort Nord, so dass diese, sofern sie technisch verfügbar waren, zur Deckung der Grundlast eingesetzt wurden. In der Einsatzreihenfolge standen anschließend die mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen an nächster Stelle, gefolgt von den ebenfalls mit Erdgas betriebenen Spitzenlastkesseln der Heizwerke.

Mit dem sukzessiven Ausbau der Geothermie wurde bereits ein neuer Energieträger in den Anlagenpark eingeführt, dessen variable Kosten im Regelfall günstiger sind als die der Heizkraftwerke. Innerhalb der fossil betriebenen KWK haben sich in den letzten Jahren zudem die Rahmenbedingungen zugunsten des Einsatzes von Erdgas und zulasten von Kohle verschoben, da Kraftwerksgas relativ kostengünstig war und zugleich die Preise für CO_2 im EU-Emissionshandel stark angezogen haben. Dies verteuert den Einsatz von Kohle aufgrund der höheren spezifischen Emissionen im Vergleich zu Erdgas.

Nachfolgend wird beschrieben, wie sich der wirtschaftlich optimale Anlageneinsatz in den Szenarien voraussichtlich darstellt. In den Berechnungen wird noch nicht berücksichtigt, dass verbleibende CO_2-Emissionen möglicherweise kompensiert werden müssen. Diese Betrachtung folgt separat in Kapitel 13.6. Die Analysen beziehen sich auf den Zeitraum 2025 bis 2050, der in Schritten von jeweils fünf Jahren abgebildet wurde. Dargestellt ist der optimale Betrieb der Anlagen unter der Annahme, dass die benötigten Leistungen jederzeit zur Verfügung stehen. Der tatsächliche Anlagenbetrieb kann hiervon u.a. dann abweichen, wenn Anlagen zeitweise nicht verfügbar sind und daher andere Anlagen eingesetzt werden müssen.

13.4.1 Szenario „Fokus dezentrale Lösungen"

Dieses Szenario ist auf der Nachfrageseite durch einen moderaten Anstieg des Bedarfs an Fernwärme bis zum Jahr 2050 geprägt (vgl. Kapitel 13.2). Für die Fernwärmeerzeugung stehen die entsprechend der Fernwärmevision der Stadtwerke wesentlich ausgebaute Geothermie sowie je eine zusätzliche Wärmepumpe und ein mit Holzhackschnitzen betriebenes Heizkraftwerk zur Verfügung. Die konventionelle KWK basiert im Stützjahr 2030 des Szenarios ausschließlich auf Erdgas, einschließlich des Ersatzes des Kohleblocks Nord 2 durch eine neue GuD-Anlage am gleichen Standort. Eine wichtige Annahme in beiden zielorientierten Szenarien ist die Umstellung der mit Erdgas betriebenen Heizkraftwerke und auch der zentralen Heizwerke der SWM auf Wasserstoff ab dem Jahr 2035, wobei in diesem Jahr davon ausgegangen wird, dass zunächst „blauer" Wasserstoff, basierend auf Erdgas und verbunden mit der Abscheidung und Ablagerung von CO_2, eingesetzt wird und ab 2040 „grüner" Wasserstoff zur Verfügung steht (vgl. hierzu Kapitel 6.5).

Die nachfolgende Abbildung 13-9 zeigt den saisonalen Verlauf der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2035 im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen". Die Summe der Netzeinspeisung in die Wärmenetze liegt hier um ca. 10 % höher als im Basisjahr 2020 für diese Analysen.

Zu erkennen ist die deutlich niedrigere Wärmeerzeugung in der Übergangszeit und im Sommer im Vergleich zum Winter. Dieser Bedarf wird in Grundlast durch die als konstant verfügbar angenommene Müllerverbrennung und daran in der Einsatzreihenfolge anschließend durch die bis 2035 stark ausgebaute Geothermie gedeckt. Im Sommer und in der Überganszeit kann mit diesen beiden Wärmequellen der Bedarf fast vollständig gedeckt werden. Mit ansteigendem Bedarf kommen die weiteren Erzeugungstechnologien zum Einsatz, vor allem die im Jahr 2035 bereits mit Wasserstoff betriebenen großen Anlagen der KWK und die Heizwerke, wobei letztere die Spitzenlast abdecken. Aufgrund ihrer relativ geringen Leistung können die Wärmepumpe und das Holz-Heizkraftwerk nur begrenzte Beiträge leisten.

Insgesamt können die vor Ort genutzten erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz etwa 53 % der Wärmeerzeugung abdecken. Die Wärmeerzeugung aus der mit Wasserstoff betriebenen KWK liegt dagegen mit einem Anteil von ca. 17 % deutlich unterhalb der Werte der Vergangenheit und auch unterhalb der Modellergebnisse in diesem Szenario für das Jahr 2030. Hier wirkt sich aus, dass Wasserstoff als Energieträger gemäß den getroffenen Annahmen in 2035 noch wesentlich teurer ist als Erdgas. Diese Entwicklung wird nachfolgend noch eingehender beleuchtet.

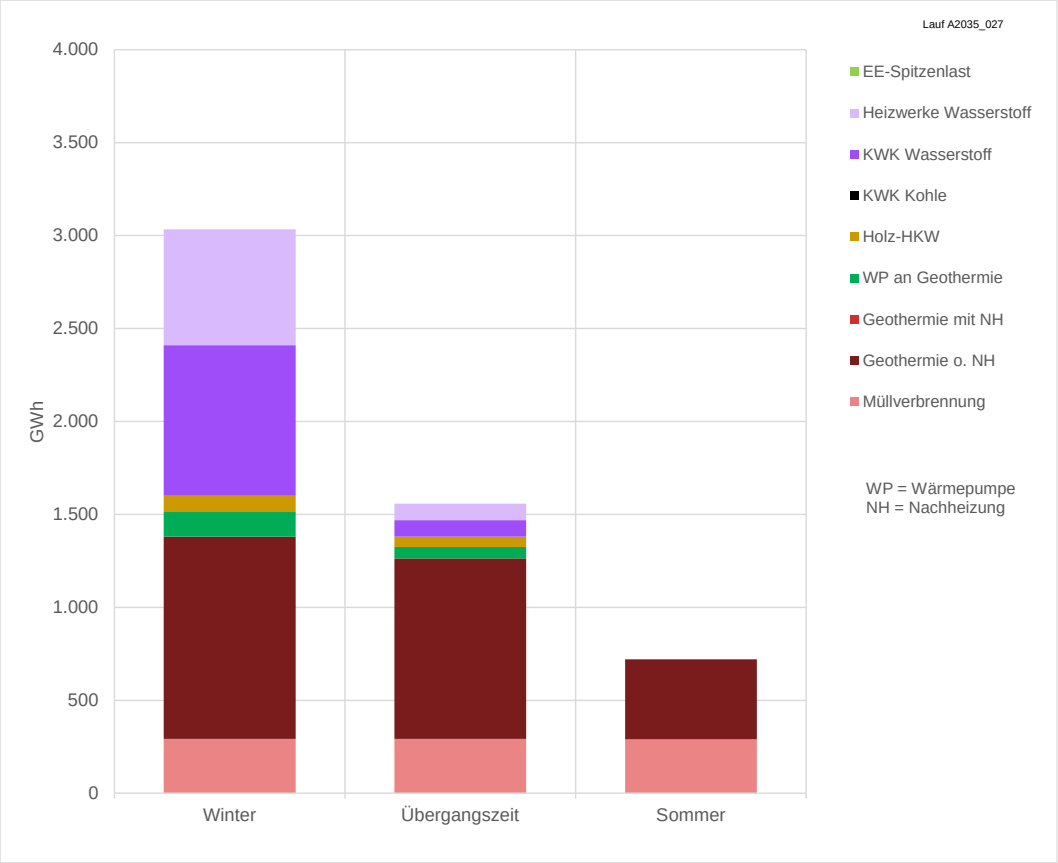

Abbildung 13-9: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2035 (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“)

Die Abbildung 13-10 zeigt das entsprechende Modellergebnis für das Jahr 2050 des Szenarios „Fokus dezentrale Lösungen“. Die gesamte Netzeinspeisung liegt hier bereits 18 % höher als im Basisjahr 2020. Trotz des verbesserten energetischen Standards vieler Gebäude, der zu einem flacheren Verlauf der jährlichen Nachfragekurve der sanierten Gebäude führt, hat sich die saisonale Verteilung der Wärmenachfrage nicht grundlegend verändert. Dies liegt daran, dass selbst bis 2050 nur ca. 60 % der Gebäude energetisch saniert werden (siehe Kapitel 10.6) und zudem bei den mit Fernwärme versorgten Gebäuden ein höherer Anteil an denkmalgeschützten Gebäuden vorliegt als im Rest der Stadt. Diese Gebäude können laut den getroffenen Annahmen nur moderater gedämmt werden als andere Objekte, so dass auch die Änderung des saisonalen Verlaufs der Wärmenachfrage geringer ausfällt.

Der Anlagenpark verändert sich in diesem Szenario zwischen 2035 und 2050 nicht. Aufgrund veränderter Rahmenbedingungen, vor allem bei den angenommenen Preisen für Energie und CO_2-Emissionsrechte, sowie durch die gegenüber 2035 weiter angestiegene Fernwärmenachfrage kommt es zu Verschiebungen der Erzeugungsanteile. Der Anteil der mit Wasserstoff betriebenen KWK erholt sich bis 2050 wieder deutlich und liegt bei 27 % der gesamten Netzeinspeisung. Zu erkennen ist, dass auch in der Übergangszeit und im Sommer Stunden mit hohen Strompreisen aufgrund knapper erneuerbarer Stromerzeugung vorliegen, so dass die KWK auch hier zum Einsatz kommt. Die vor Ort genutzten erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz liefern mit etwa 41 % der Wärmeerzeugung einen etwas geringeren Anteil als im Jahr 2035. Der durch Spitzenlast-Heizwerke ebenfalls mit Wasserstoff abgedeckte Anteil der Wärmeeinspeisung steigt auf insgesamt etwa 17 % an.

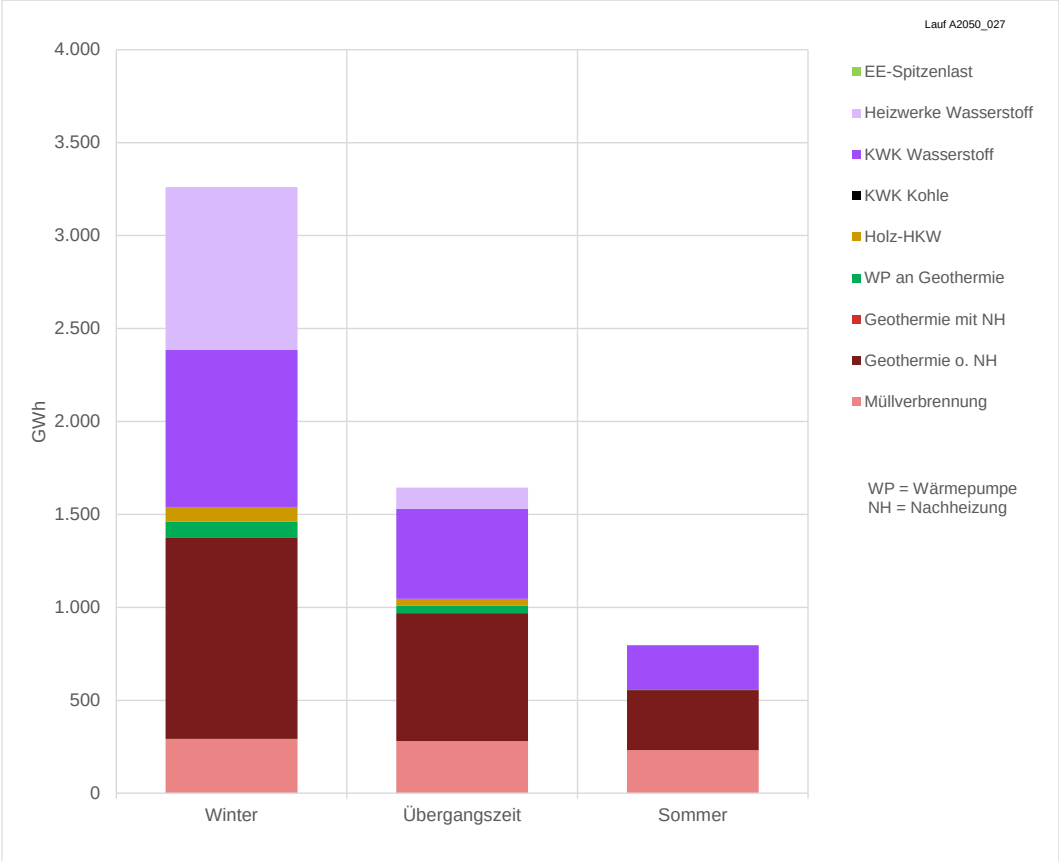

Abbildung 13-10: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen")

Abbildung 13-11 stellt die zeitliche Entwicklung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der jährlichen Wärmeeinspeisung in den Jahren 2025 bis 2050 zusammen. Hier ist zum einen der stetige Anstieg der Einspeisung aufgrund der wachsenden Nachfrage zu erkennen und zum anderen die strukturellen Veränderungen bei den Anteilen der Technologien. Die wichtigsten Treiber für diese Veränderungen sind der starke Ausbau der Geothermie bis zum Jahr 2035 und der betriebswirtschaftlich bedingte Einbruch der Wärmeerzeugung in der ab 2035 mit Wasserstoff betriebenen KWK. Dieser Einbruch beginnt mit der Umstellung auf diesen Energieträger und wirkt noch bis ins Jahr 2040 fort. Der Anteil der großen Heizkraftwerke (ohne die kleine, mit Holz betriebene Anlage) sinkt zwischen 2025 und 2030 zunächst durch die Stilllegung des Kohleblocks Nord 2 und die veränderten Marktbedingungen auf dann 35 %. Im Jahr 2035 liegt dieser Anteil dann nur noch etwa halb so groß und steigt erst in den Jahren 2045 und 2050 wieder auf ein stabiles Niveau von 27 % an.

Wie bereits genannt, ist diese Entwicklung dadurch begründet, dass der Brennstoff Wasserstoff im Jahr 2035 und auch in den Folgejahren deutlich teurer ist als Erdgas (vgl. hierzu die Preisannahmen in Kapitel 10.2). Im Szenario wird angenommen, dass die SWM ihre Anlagen im Jahr 2035 auf Wasserstoff umstellen, um einen Beitrag zur Erreichung eines möglichst klimaneutralen Wärmesektors in München zu leisten. Die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen ergibt sich jedoch aus dem Wechselspiel des überregionalen Marktes für Strom und der wirtschaftlichen Einsatzreihenfolge der Wärmeerzeugungsanlagen im lokalen Fernwärmesystem. Die Modellberechnungen zeigen, dass in den Jahren 2035 und 2040 unter den getroffenen Annahmen der Betrieb der KWK-Anlagen mit Wasserstoff im Strommarkt nur in relativ wenigen Stunden des Jahres wettbewerbsfähig ist. Dies liegt daran, dass die

konkurrierenden Kraftwerke im Strommarkt gemäß den Annahmen im Rahmenszenario nur langsam auf Wasserstoff umgestellt werden und somit die Heizkraftwerke der SWM in den Jahren 2035 und 2040 im Wettbewerb gegen eine große Zahl von anderen Anlagen stehen, die zwar die über die Jahre hinweg stark ansteigenden Kosten für die CO_2-Emissionsrechte einpreisen müssen, darüber hinaus aber keine Betriebsbeschränkungen oder Verpflichtungen zur Umstellung auf andere Brennstoffe haben. Durch das gezielte Vorziehen der Dekarbonisierung der gasgefeuerten Fernwärmeerzeugung in München auf das Jahr 2035 wird also einerseits ein hoher Beitrag zur Emissionsreduktion geleistet, zugleich jedoch der betriebswirtschaftlich sinnvolle Einsatz der KWK-Anlagen erheblich eingeschränkt. Dieser beschränkende Effekt relativiert sich nach 2040 deutlich aufgrund der in den Szenarien getroffenen Annahme, dass ab diesem Jahr zunehmend auch andere erdgasbetriebene Kraftwerke im europäischen Stromverbund auf Wasserstoff umgestellt werden.

Wie die Abbildung 13-11 zeigt, kann der Rückgang bei der Wärmeerzeugung in KWK in den Jahren 2035 und 2040 durch die stark ausgebaute Geothermie und den stärkeren Einsatz der Wärmepumpe weitgehend aufgefangen werden. Dies führt jedoch zu relativ hohen Kosten der Wärmeerzeugung, weil diese beiden stromverbrauchenden Technologien auch in Stunden des Jahres eingesetzt werden müssen, in denen der Strompreis relativ hoch ist. In diesen Stunden mit hohem Strompreis kann dann in den Jahren 2040 bis 2045 die KWK wieder stärker betrieben werden, weil sich ihre Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf verbessert: Zum einen liegt der angenommene Preis für CO_2-Emissionsrechte dann bereits bei 74 bis 90 EUR_{2019} je Tonne CO_2 (im Vergleich zu 60 EUR_{2019} im Jahr 2035), zum anderen sind auch die anderen Kraftwerke bis dahin zu steigenden Anteilen auf Wasserstoff umgestellt worden.

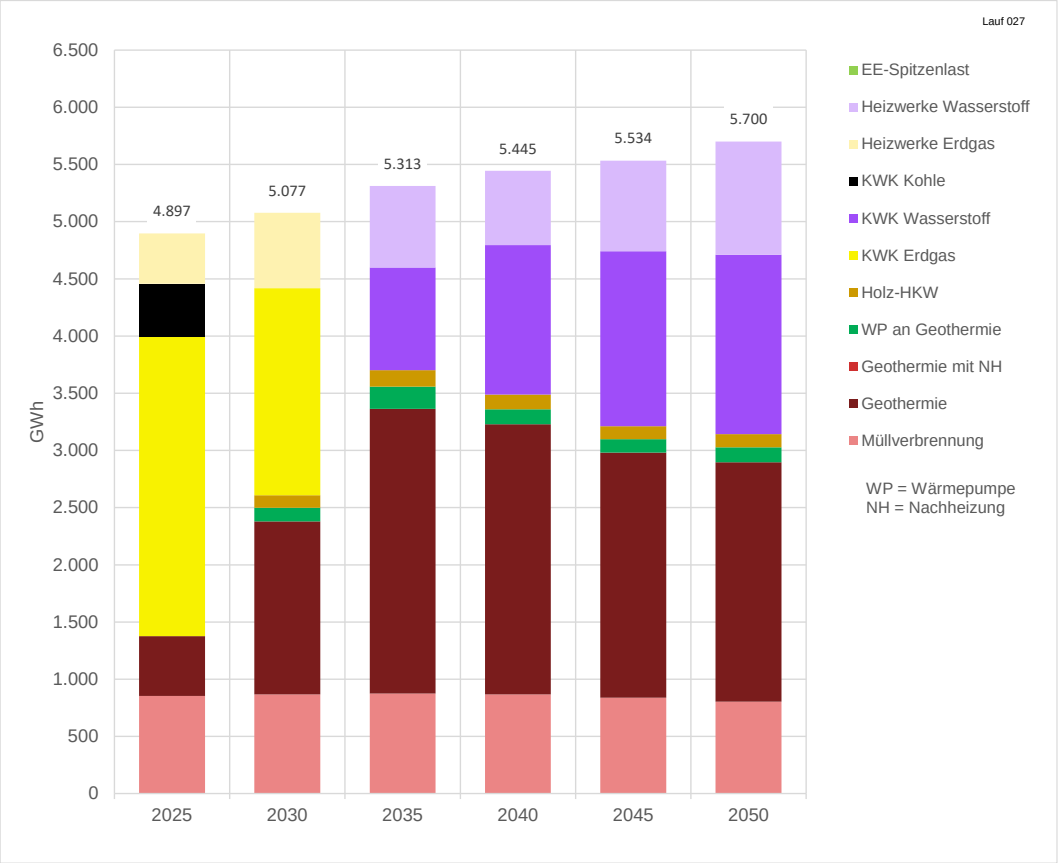

Abbildung 13-11: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen"

Korrespondierend zum sich verändernden Anteil der gasbetriebenen KWK entwickelt sich der Anteil der vor Ort genutzten erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz: Er erreicht im Jahr 2035 mit 53 % sein Maximum und geht dann bis 2050 auf 41 % zurück.

Das Szenario Fokus dezentrale Lösungen ist aufgrund der getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungsanlagen in der Fernwärme stark durch den Einsatz von Wasserstoff geprägt: Dieser neue Energieträger deckt im Jahr 2035 in den Heizkraftwerken und Heizwerken einen Anteil von 30 % der Wärmeeinspeisung. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser Anteil bis auf 45 %.

13.4.2 Szenario „Fokus Fernwärme"

Das zweite zielorientierte Szenario dieser Studie weist einen noch stärkeren Anstieg des Fernwärmebedarfs auf als das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" (vgl. Kapitel 13.2). Auf der Seite der Fernwärmeerzeugung wird die Fernwärmevision der Stadtwerke weiter verstärkt. Hierzu gehört insbesondere ein weitergehender Ausbau der Geothermie auf 580 MW_{th} im Jahr 2040, zuzüglich einer elektrischen Nachheizung an einzelnen Standorten mit insgesamt 80 MW_{th}. Hinzu kommen weitere Wärmepumpen an den Geothermie-Standorten sowie zwei zusätzliche Heizkraftwerke, die mit regional anfallenden Holz-Hackschnitzeln gefeuert werden. Wie bereits in Kapitel 11.3 genannt, besteht zudem ein Bedarf für weitere erneuerbare Spitzenlast-Erzeugung, z. B. durch die Umstellung von gasgefeuerten Heizwerken auf nachhaltig gewonnene Holzpellets. Wie auch im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" werden die mit Erdgas betriebenen Heizkraftwerke und Heizwerke der SWM ab dem Jahr 2035 zunächst auf „blauen" Wasserstoff, ab 2040 dann auf „grünen" Wasserstoff umgestellt.

Abbildung 13-12 stellt den saisonalen Verlauf der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2035 im Szenario „Fokus Fernwärme" dar. Im Vergleich zum Basisjahr 2020 liegt die Summe der Netzeinspeisung hier bereits um 20 % höher. Der Vergleich mit Abbildung 13-9 für das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" zeigt, dass die angenommene zusätzliche Verdichtung und Erweiterung der Fernwärme zu einer höheren Wärmeeinspeisung in allen drei dargestellten Perioden des Jahres führen, der Anstieg aber aufgrund des Heizenergiebedarfs naturgemäß im Winter am ausgeprägtesten ist.

Bei der Wärmeerzeugung bildet die Müllerverbrennung weiterhin einen Teil der Grundlast ab. Der angenommene stärkere Ausbau der Geothermie erlaubt eine im Vergleich zum Szenario Fokus dezentrale Lösungen deutlich größere Wärmeerzeugung. Hierbei werden in Abbildung 13-12 die Geothermieanlagen separat dargestellt, die aufgrund niedrigerer Temperaturen des geförderten Thermalwassers eine Nachheizung durch eine Wärmepumpe und einen Power-to-Heat (PtH)-Kessel benötigen. Die auf Wasserstoff umgestellte KWK kommt in diesem Szenario in 2035 noch weniger zum Einsatz als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen". Dafür können die ausgebauten Wärmepumpen und die Holz-Heizkraftwerke einen größeren Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten. Die vor Ort genutzten erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz können im Szenariojahr 2035 mit 70 % einen sehr hohen Teil der Wärmeerzeugung abdecken. Im Winter wird die bereits angesprochene zusätzliche erneuerbare Spitzenlasterzeugung eingesetzt und reduziert den Einsatz von mit Wasserstoff betriebenen Heizwerken.

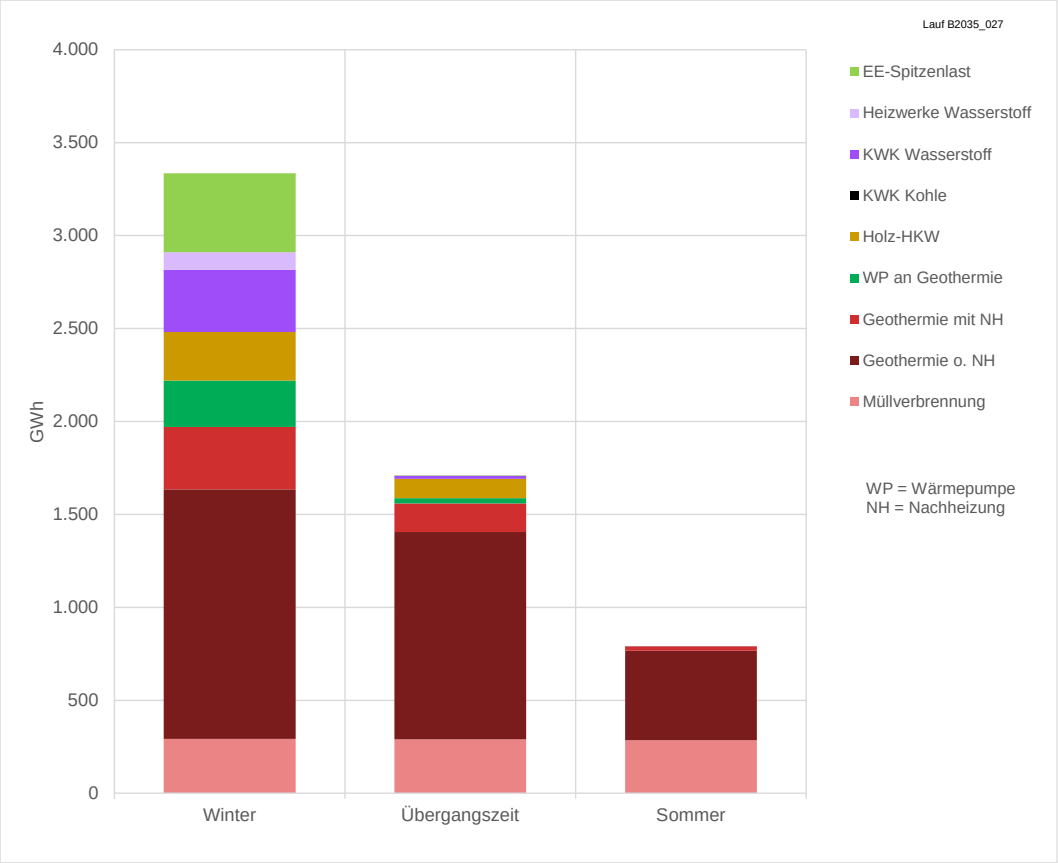

Abbildung 13-12: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2035 (Szenario „Fokus Fernwärme“)

In Abbildung 13-3 ist die Fernwärmeerzeugung des Jahres 2050 im Szenario „Fokus Fernwärme“ dargestellt. In diesem Jahr liegt die gesamte Erzeugung aufgrund der weiter vorangeschrittenen Verdichtung und Erweiterung der Fernwärme bereits um knapp 30 % höher als im Jahr 2020. Im Winter liegt die Wärmeerzeugung aus Geothermie etwa genauso hoch wie im Jahr 2035 und die nun mit „grünem“ Wasserstoff betriebene KWK stellt mehr als doppelt so viel Wärme bereit als im Jahr 2035. In der Übergangszeit und im Sommer hat sich die Wirtschaftlichkeit der KWK ebenfalls deutlich verbessert und dies führt dazu, dass die aus Geothermie erzeugte Wärme gegenüber dem Jahr 2035 um etwa 25 % zurückgeht. Dies betrifft Stunden, in denen die Strompreise relativ hoch sind und in denen der Einsatz der KWK wirtschaftlich sinnvoller ist als die Nutzung der Geothermie.

Der Anteil der vor Ort genutzten erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz an der Wärmeerzeugung sinkt dementsprechend gegenüber dem hohen Wert von 2035 wieder ab und liegt nun bei 56 %. Die Nutzung der zusätzlichen erneuerbaren Spitzenlasterzeugung hat sich ebenfalls deutlich reduziert.

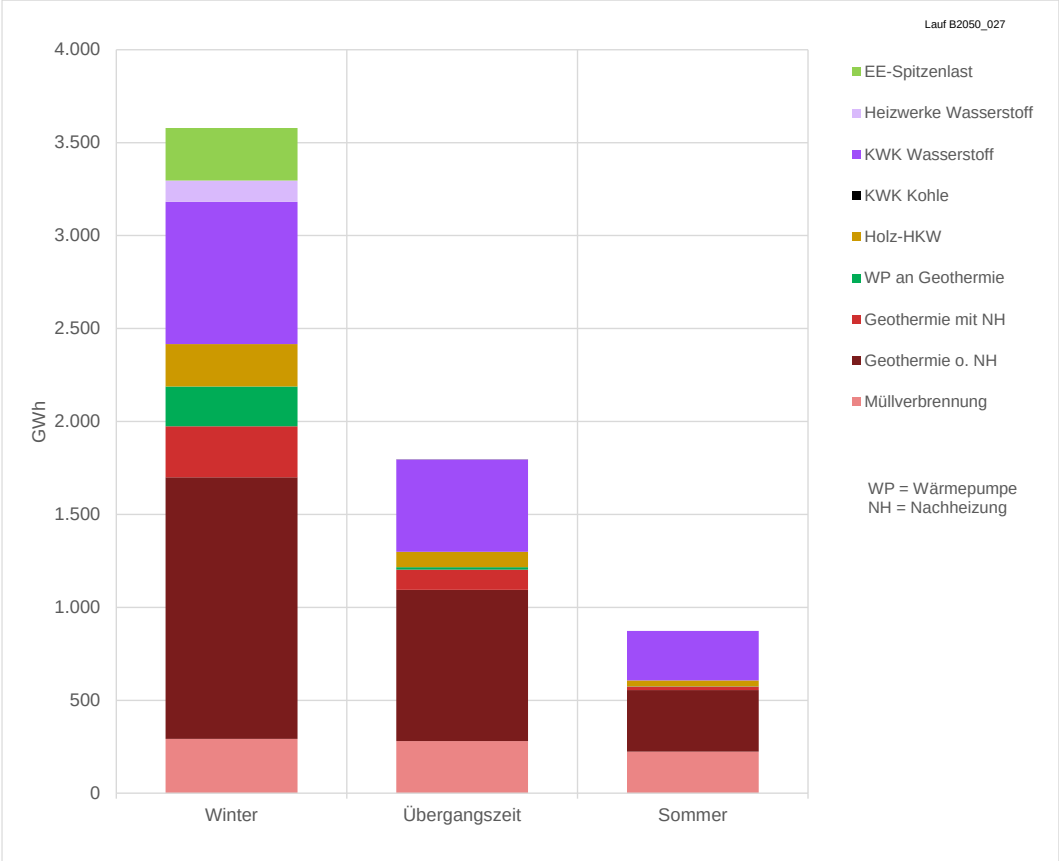

Abbildung 13-13: Saisonale Auslastung der Fernwärme-Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 (Szenario „Fokus Fernwärme“)

Abbildung 13-14 gibt eine Übersicht über die zeitliche Entwicklung der jährlichen Wärmeeinspeisung der einzelnen Erzeugungstechnologien im Szenario „Fokus Fernwärme“ bis zum Jahr 2050. Deutlich zu erkennen ist zum einen der starke Anstieg der Nachfrage bis zum Jahr 2035 und das weitere stetige Wachstum bis zum Jahr 2050. Die Entwicklung liegt hier kontinuierlich um 10 % höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“.

Auch in diesem Szenario ist der wesentliche Treiber für Veränderungen auf der Erzeugungsseite der nochmals verstärkte Ausbau der Geothermie. Ihr Anteil an der Fernwärmeerzeugung steigt von 10 % im Jahr 2025 auf ein Maximum von 60 % im Jahr 2035 an. Wie bereits genannt ist ein Grund hierfür die ungünstige wirtschaftliche Situation der großen Heizkraftwerke in den ersten Jahren ihrer Umstellung auf Wasserstoff. Ihr Anteil an der Netzeinspeisung sinkt im Jahr 2035 vorübergehend auf 6 % ab und steigt bis 2050 wieder auf etwa 25 % an. Wie bereits im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ führt die Umstellung auf Wasserstoff dazu, dass einige Jahre lang die mit Strom betriebenen Wärmequellen Geothermie und Wärmepumpen auch in Stunden mit relativ hohen Strompreisen betrieben werden müssen. Ab dem Jahr 2040 reduziert sich der Einsatz dieser Anlagen wieder: Im Jahr 2050 liegt die Geothermie bei einem Anteil von knapp 50 %. Die Annahmen zum Verlauf der Preise für Energieträger und für CO_2-Emissionsrechte wurden in beiden zielorientierten Szenarien identisch gewählt

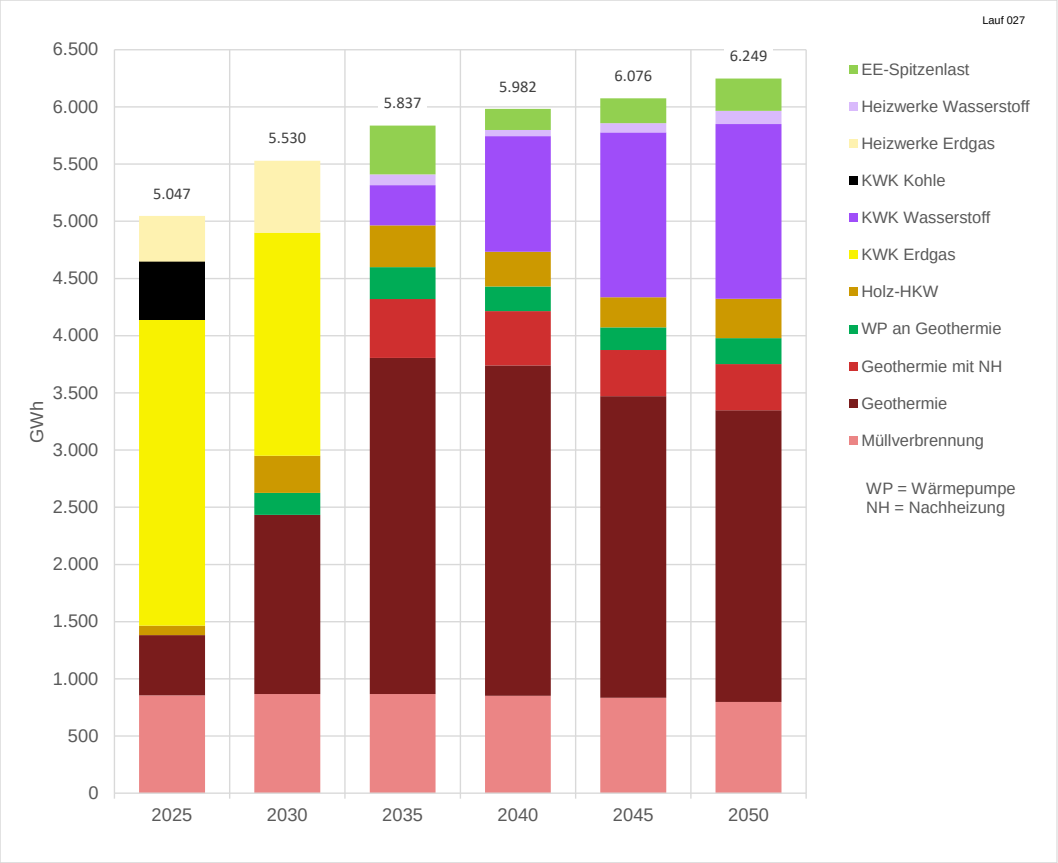

Abbildung 13-14: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario Fokus Fernwärme

Aufgrund des gegenüber dem Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" deutlich ausgebauten Portfolios an Anlagen zur Nutzung der vor Ort verfügbaren erneuerbaren Energiequellen Geothermie, Wärmepumpen und Holz liegt deren Anteil an der Fernwärmeerzeugung im Szenario Fokus Fernwärme deutlich höher: Ausgehend von 12 % im Jahr 2025 steigt er bis 2035 auf einen Maximalwert von 70 % an und sinkt danach nur langsam wieder auf 56 % im Jahr 2050. Dementsprechend ist die Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger im Szenario „Fokus Fernwärme" deutlich geringer als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen": Sein Anteil an der Erzeugung von Fernwärme liegt im Jahr 2035 bei 8 % und im Jahr 2050 bei 26 %.

13.4.3 Referenzszenario

Im Referenzszenario finden keine umfassenden Maßnahmen zur Verdichtung der Fernwärme und keine Erweiterung des Fernwärmenetzes in bisher nicht versorgte Straßenzüge statt. Dementsprechend verläuft die Nachfrage nach Fernwärme im Zuge der als Trendentwicklung unterstellten moderaten Sanierungsentwicklung leicht rückläufig.

Auf der Seite der Fernwärmeerzeugung enthält das Referenzszenario dagegen bereits umfassende Veränderungen: Hier wird unterstellt, dass die in der Fernwärmevision der Stadtwerke bereits geplanten Projekte bis 2035 umgesetzt werden. Dies betrifft insbesondere die Geothermie, die dann eine Leistung von ca. 375 MW_{th} aufweist. Hinzu kommt eine Wärmepumpe an einem der Geothermiestandorte. Abweichend von den Annahmen in den zielorientierten Szenarien werden die Heizkraftwerke und Heizwerke weiterhin mit Erdgas betrieben. Die Entwicklung der Preise für Energieträger und CO_2-Emissionsrechte wurde

identisch mit den zielorientierten Szenarien angenommen. Hieraus ergibt sich die in Abbildung 13-5 dargestellte zeitliche Entwicklung der einzelnen Energieträger in der Fernwärmeerzeugung.

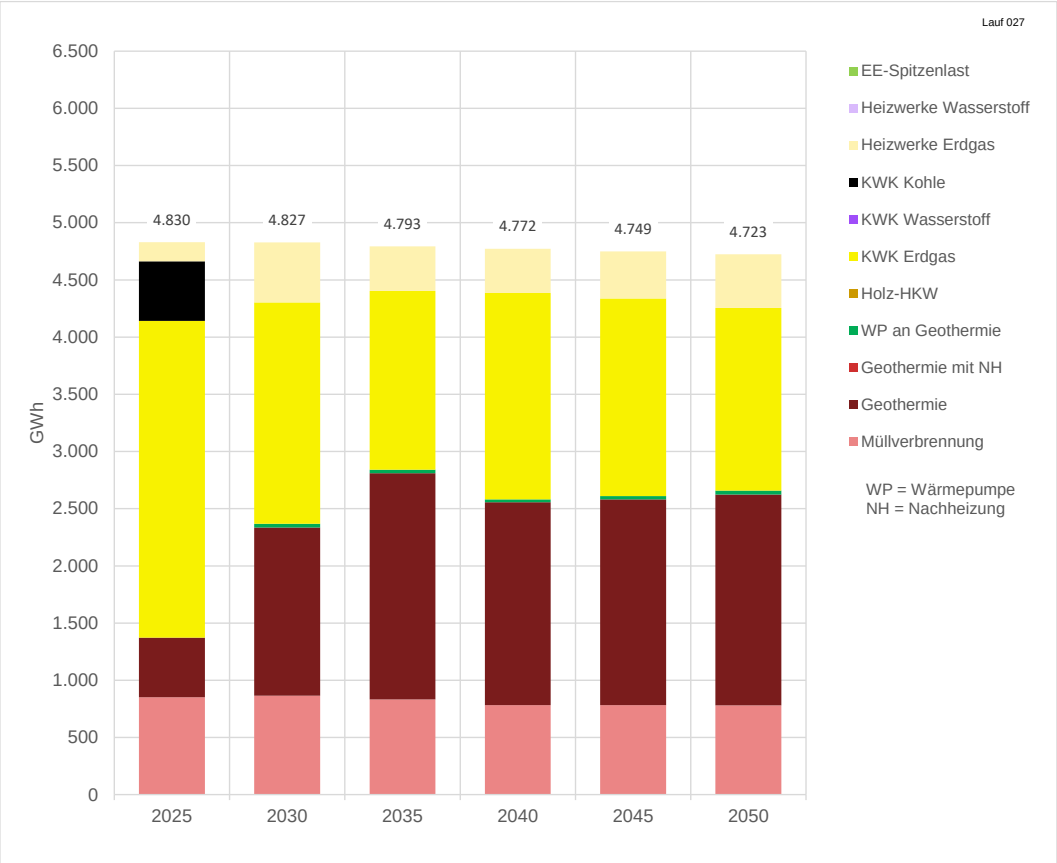

Abbildung 13-15: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Referenzszenario

Hier ist zu erkennen, dass der Ausbau der Geothermie die mit Erdgas betriebene KWK teilweise verdrängt. Die Geothermie erreicht im Jahr 2035 einen Anteil von 41 % an der gesamten Netzeinspeisung, in den Folgejahren liegt ihr Anteil dann stabil bei etwa 38 %. Beim Vergleich dieses Anteils mit denen der beiden zielorientierten Szenarien ist zu berücksichtigen, dass die absolute Höhe der Fernwärme-Nachfrage in diesen Szenarien deutlich größer ist als im Referenzszenario: Sie liegt im Jahr 2050 im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" um 17 % und im Szenario „Fokus Fernwärme" um 25 % über dem Niveau des Referenzszenarios.

13.4.4 Sensitivität: Moderate Entwicklung der Preise für CO_2 und im Strom-Großhandel

Um die Robustheit der hier diskutierten Investitionen der SWM in den Umbau der Fernwärmeerzeugung und der Wärmenetze in Bezug auf die angenommenen Preisentwicklungen zu beurteilen, wurden die Modellrechnungen zur Fernwärme unter ansonsten unveränderten Annahmen einer Sensitivitätsbetrachtung unterzogen.

Für diese Sensitivität wurde ein moderates Rahmenszenario definiert, das von einer geringeren Ambition der Klimaschutzpolitik in Deutschland und in Europa ausgeht. Die entsprechend niedrigeren angesetzten Verläufe der CO_2-Preise und der Strompreise sind in Kapitel 10.2 dargestellt. Abbildung 13-16 zeigt den Anlageneinsatz in der Fernwärme-

erzeugung im Szenario „Fokus Fernwärme", das die weitestgehenden Annahmen zum Umbau der Fernwärme in München enthält.

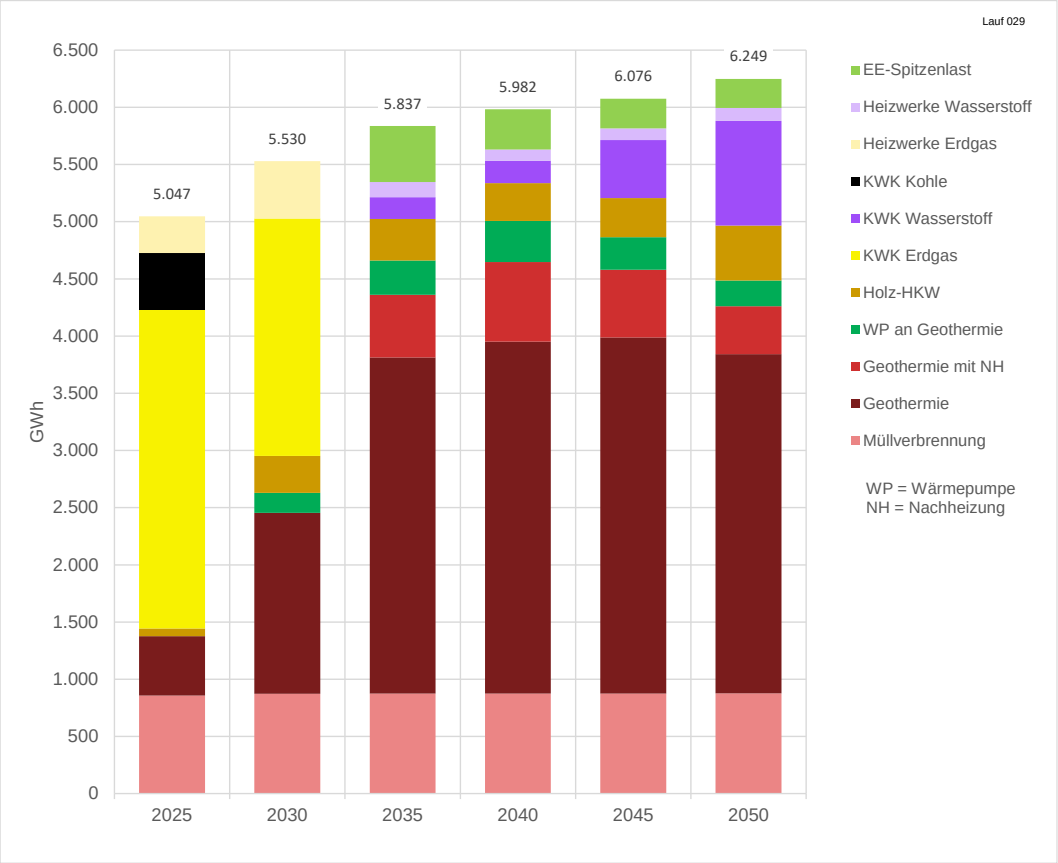

Abbildung 13-16: Entwicklung der Fernwärme-Erzeugung im Szenario „Fokus Fernwärme" unter Annahme der moderaten Preisentwicklungen

Im Vergleich mit der in Abbildung 13-14 dargestellten Entwicklung im Szenario „Fokus Fernwärme" unter der Hauptvariante der Energiepreisentwicklungen ergeben sich keine gravierenden Veränderungen im Einsatz der neu errichteten Anlagen. Die wesentlichste Veränderung in dieser Sensitivität ist jedoch ein noch weiter reduzierter Einsatz der mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen ab deren Umstellung auf Wasserstoff. Dieser Rückgang ist im Jahr 2035 noch etwas stärker ausgeprägt als in der Hauptvariante des Szenarios. Zudem steigt der Betrieb der KWK-Anlagen auch in den weiteren Jahren nur sehr langsam wieder an. In den Jahren 2040 und 2045 liegt er weiterhin unter 10 % der gesamten Wärmeerzeugung und erreicht erst im Jahr 2050 wieder einen Anteil von 15 %. In der Hauptvariante des Szenarios liegt der Anteil der KWK dagegen bereits ab dem Jahr 2040 wieder bei 15 % und bis 2050 bei 23 %. Dementsprechend kann in der Sensitivität die Geothermie einen größeren Teil der Wärmeerzeugung abdecken. Ihr Anteil liegt von 2035 bis 2045 bei 60 % und darüber und sinkt erst 2050 wieder leicht auf 54 %. Auch der Einsatz der Wärmepumpen und der Holz-Heizkraftwerk liegt in der Sensitivität höher als in der Hauptvariante des Szenarios.

Diese Entwicklungen lassen sich plausibel auf die niedrigeren Strompreise im moderaten Preisszenario zurückführen. Sie liegen in den Jahren 2040 und 2045 um etwa 25 % unterhalb der Entwicklung in der Hauptvariante – im Jahr 2050 macht die Differenz noch 18 % aus. Dies führt zu einer noch ungünstigeren Situation der auf Wasserstoff umgestellten KWK-Anlagen der SWM, denn in der moderaten Preisvariante müssen diese noch deutlich länger gegen andere Kraftwerke konkurrieren, die nicht auf klimaneutrale Brennstoffe umgestellt sind. Der

bereits beobachtete wirtschaftliche Nachteil der Umstellung der SWM-Anlagen auf Wasserstoff ab dem Jahr 2035 verschärft sich also im moderaten Preisszenario weiter.

Bei den CO_2-Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung ergeben sich in der Sensitivität für beide Szenarien nur geringe Unterschiede zu den Ergebnissen der Hauptvariante.

13.5 Einordnung der Szenarien

Die in den vorstehenden Kapiteln dargestellten Modellergebnisse zur dezentralen Wärmeversorgung und zur Erzeugung von Fernwärme in den beiden zielorientierten Szenarien und dem Referenzszenario können nun zusammengeführt und bewertet werden.

Abbildung 13-17 zeigt die Anteile der eingesetzten Technologien an der Deckung des Wärmebedarfs in München anhand der Stützjahre 2035 und 2050, differenziert nach der dezentralen Versorgung und der Fernwärmeerzeugung. Die Betrachtung bezieht sich auf den Nutzwärmebedarf der Verbrauchenden und enthält keine Umwandlungsverluste.

Der mit einem roten Rahmen markierte Bereich zeigt den Anteil der dezentralen Wärmeversorgung. Während dieser im Basisjahr 2020 noch bei 67 % der gesamten im Wärmesektor genutzten Endenergie lag, sinkt die Bedeutung der dezentral erzeugten Wärme aufgrund der Verdichtung und des Ausbaus der Fernwärme sowie den unterschiedlich gesetzten Schwerpunkten bei der Sanierung der Gebäude auf etwa 50 % im Jahr 2035 in beiden zielorientierten Szenarien. Im weiteren Zeitverlauf zeigen diese beiden Szenarien eine zunehmende Spreizung: Bis zum Jahr 2050 beträgt der Anteil dezentraler Wärmebereitstellung im Szenario Fokus dezentrale Lösungen noch 32 %, während er im Szenario Fokus Fernwärme auf 26 % absinkt. Dem entsprechend steigt der Anteil der Fernwärme auf 68 % bzw. 74 % des gesamten Wärmebedarfs.

Innerhalb der dezentralen Technologien zeigt die Abbildung 13-17 die intendierte rasche Verschiebung von Erdgas als dominierendem Energieträger hin zu Wärmepumpen. Allerdings benötigt dieser Wandel auch unter den hier getroffenen ambitionierten Annahmen seine Zeit. Dementsprechend ist das Erdgas im Jahr 2035 innerhalb der dezentral versorgten Gebäude immer noch dominierend. Erst bis zum Jahr 2050 kann der Strukturwandel der Heizungstechnologien abgeschlossen werden.

Im Bereich der Fernwärme ist der bereits in Kapitel 13.4 beschriebene Umbau der Fernwärmeerzeugung zu erkennen. Im Jahr 2035 hat die Geothermie in allen drei Szenarien bereits eine hohe Bedeutung. Der zweite entscheidende Punkt ist die Umstellung der Heizkraftwerke und Heizwerke der SWM auf Wasserstoff ab dem Jahr 2035, was in diesem Jahr aufgrund der höheren Kosten dieses Brennstoffs zu einem stark verminderten Einsatz der KWK-Anlagen führt.

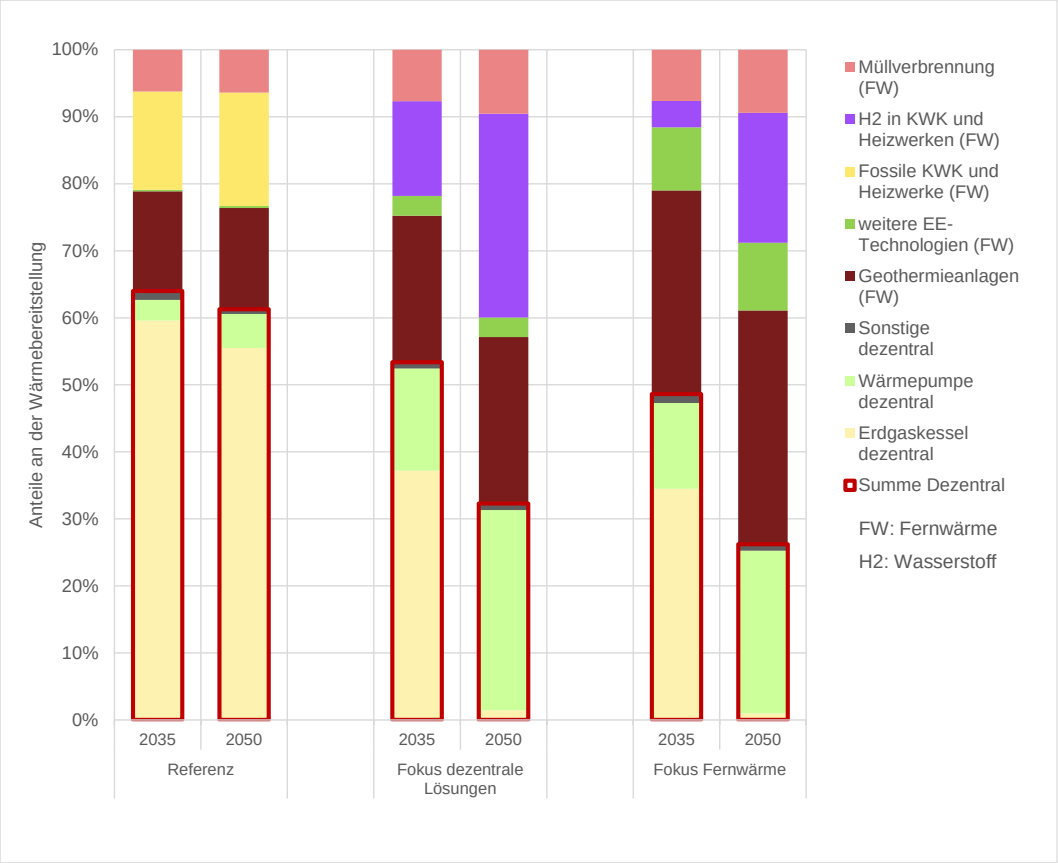

Abbildung 13-17: Entwicklung der Anteile der eingesetzten Technologien an der Deckung des Nutzwärmebedarfs (dezentral und zentral über Fernwärme)

In der Abbildung 13-18 sind die insgesamt in der Wärmeversorgung Münchens eingesetzten Energieträger dargestellt. Hierbei wurde berücksichtigt, welche Energieträger für die Fernwärmeerzeugung verwendet werden und diese mit den dezentral eingesetzten Energieträgern zusammengefasst. Die Darstellung in absoluten Größen zeigt zum einen den Effekt der Energieeinsparung durch energetische Sanierung und Umstellung der Wärmeerzeugung auf effiziente erneuerbare Energien. Weiter ist vor allem der weitgehende Rückgang des Einsatzes von Erdgas zu erkennen. Dessen Anteil sinkt von etwa 70 % im Basisjahr 2020 auf etwa 30 % im Jahr 2035 und nahezu Null im Jahr 2050. Korrespondierend hierzu steigen die Beiträge anderer Energieträger an. Hervorzuheben sind insbesondere die Anteile der durch Wärmpumpen genutzten Umweltwärme mit etwa 10 % in 2035 und mehr als 20 % in 2050. Auch die Geothermie, die im Szenario Fokus Fernwärme schon 2035 einen Anteil von 30 % des gesamten Wärmebedarfs abdeckt und diesen Anteil bis 2050 noch auf 37 % steigert.

Der Anteil des „blauen" Wasserstoffs am Wärmesektor Münchens liegt im Jahr 2035 im Szenario Fokus dezentrale Lösungen bei 12 %, im Szenario Fokus Fernwärme dagegen nur bei 2 %. Für diesen niedrigen Anteil ist neben dem sehr geringeren Einsatz der Heizkraftwerke ein weiterer Grund, dass in diesem Szenario eine zusätzliche Spitzenlasterzeugung aus erneuerbaren Energien (z. B. Holzpellets) als verfügbar angenommen wurde, die den Einsatz von mit Wasserstoff betriebenen Heizwerken gegenüber dem Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" deutlich reduziert. Im Jahr 2050 liegt der Anteil von „grünem" Wasserstoff bei 23 % des gesamten Wärmesektors im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und bei 9 % im Szenario „Fokus Fernwärme". Dies unterstreicht nochmals, dass der weitere Ausbau der lokal

verfügbaren erneuerbaren Energien, wie er im Szenario „Fokus Fernwärme“ angenommen wurde, die Abhängigkeit vom Energieträger Wasserstoff deutlich reduzieren kann.

Der Einsatz von Strom in dezentralen Wärmepumpen und in der Fernwärmeerzeugung erreicht bis 2050 Anteile von 10 - 12 % am gesamten Bedarf an Energieträgern zur Wärmeerzeugung. In absoluten Werten ist dieser Anstieg beachtlich. So werden in 2035 je nach Szenario insgesamt 700 – 830 GWh Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt, bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf auf 810 bis 910 GWh. Der Anteil der dezentralen Wärmepumpen am Strombedarf zur Wärmeerzeugung liegt im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ bei etwa 70 %, im Szenario „Fokus Fernwärme“ liegt er mit 50 bis 55 % niedriger. Dieser Unterschied liegt daran, dass im Szenario „Fokus Fernwärme“ einerseits weniger dezentrale Wärmepumpen betrieben werden und zugleich mehr Strom für die Bereitstellung von Fernwärme durch Geothermie, Wärmepumpen und Power-to-Heat-Kessel aufgewandt wird, wodurch sich der Einsatz von Wasserstoff reduziert.

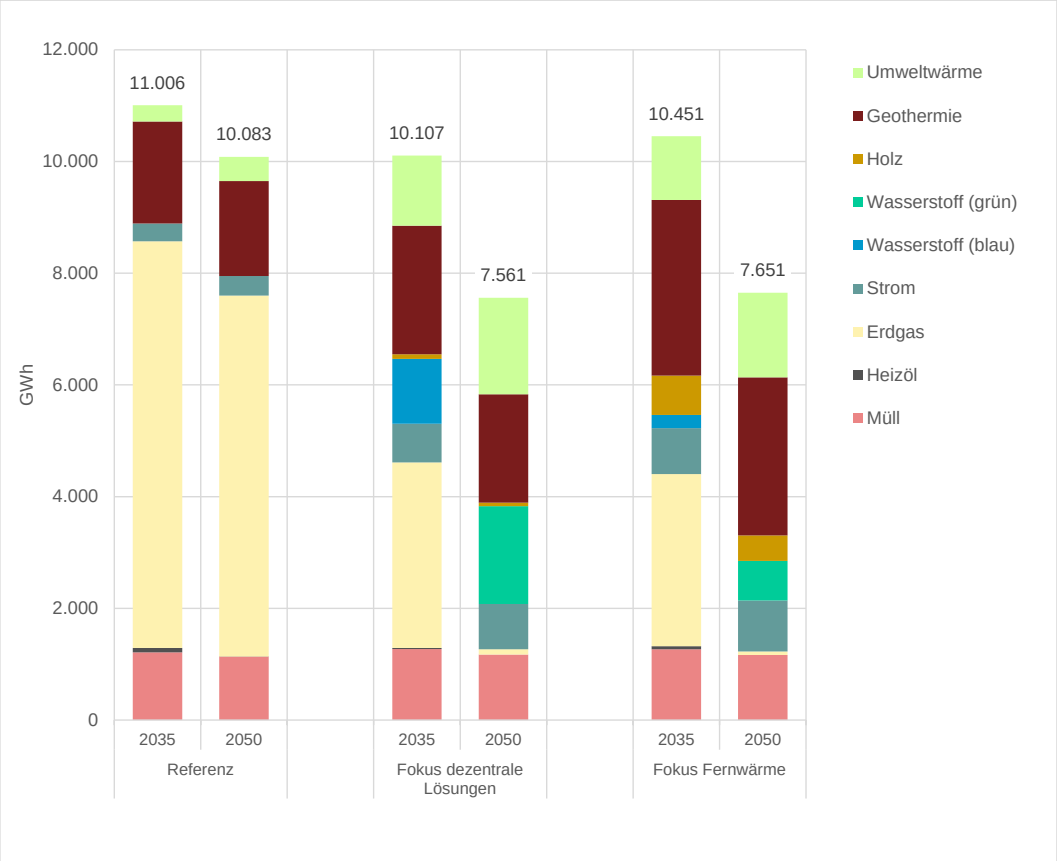

Abbildung 13-18: Gesamter Einsatz von Energieträgern für die Bereitstellung von Wärme

Bezogen auf die Szenarioergebnisse bis 2030 ergibt sich ein begrenzter Unterschied, da die Unterscheidung primär in den Erweiterungsgebieten deutlich wird. Bis 2030 müssen jedoch bereits strategische Investitionen in Infrastrukturmaßnahmen, speziell Fernwärmenetz- und Stromnetzausbau, getätigt werden, damit eine Erreichung der zielorientierten Szenarien möglich ist.

13.6 CO_2-Emissionen der Szenarien und Bewertung am Maßstab der Klimaneutralität

Auf der Grundlage der im vorstehenden Kapitel zusammengeführten Ergebnisse der Szenarien zur dezentralen Wärmeversorgung und zentralen Fernwärmeerzeugung können nun die CO_2-Emissionen der gesamten Wärmebereitstellung in München ermittelt und am Maßstab des Ziels der Klimaneutralität gemessen werden.

13.6.1 Analyse auf Basis des BISKO-Standards

In Kapitel 9.1 wurde die Empfehlung formuliert, ausschließlich die Bilanzierung nach dem BISKO-Standard für die Beurteilung heranzuziehen, ob der Münchner Wärmesektor tatsächlich klimaneutral ist. Dieser Standard wird auch im Treibhausgas-Monitoring der LHM verwendet. Ein wesentliches Merkmal des BISKO-Standards ist, dass der Strombedarf in jedem Jahr der Szenarien mit einem erwarteten bundesdurchschnittlichen Emissionsfaktor bewertet wird. Der Wärmebedarf wird in den dezentral versorgten Gebieten der Stadt überwiegend auf mit Strom betriebene Wärmepumpen umgestellt und auch in der Fernwärmeerzeugung wird Strom u. a. für die Pumpen der Geothermieanlagen und für Wärmepumpen eingesetzt. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung spielt der für Strom angesetzte Emissionsfaktor eine wichtige Rolle für die Klimabilanz. Die für alle hier untersuchten Szenarien unterstellte Entwicklung des bundesdurchschnittlichen Emissionsfaktors ist in Tabelle 10-3 dargestellt. Demnach sinken die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 auf 107 g CO_2/kWh ab und fallen dann rasch weiter bis auf Nullemissionen im Jahr 2050.

Der in der Fernwärmeerzeugung ab dem Jahr 2035 eingesetzte „blaue" Wasserstoff wurde mit einem Emissionsfaktor von 26 g CO_2/kWh (Hu) bewertet. Dies basiert auf der angenommenen Abscheidungsrate von 90% bei der Abtrennung des CO_2 aus dem Abgas, das bei der Dampfreformierung von Erdgas zur Gewinnung dieses Energieträgers entsteht. Der ab dem Jahr 2040 eingesetzte grüne Wasserstoff wurde vereinfacht mit Nullemissionen angesetzt. Dies bedeutet, dass dieser Energieträger vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden muss, der zusätzlich zu den erneuerbaren Strommengen gewonnen wird, die zur Dekarbonisierung der klassischen, stromverbrauchenden Sektoren erforderlich sind. Auch die Aufwendungen für den Transport des Wasserstoffs müssen demnach vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, auch im Fall von Importen über einen künftigen Weltmarkt für Wasserstoff.

Die aus der Müllverbrennung entstehenden Emissionen werden entsprechend des BISKO-Standards der Strom- und Wärmeerzeugung zugeordnet. Für den eingesetzten Müll wurde ein Anstieg des Anteils der biogenen Fraktion von derzeit 50 % auf 70 % bis zum Jahr 2050 angenommen. Dementsprechend sinkt der Emissionsfaktor für den eingesetzten Müll von 165 g CO_2/kWh im Jahr 2025 auf 99 g CO_2/kWh im Jahr 2050. Bei allen Prozessen der KWK erfolgte eine Verteilung der Emissionen zwischen den Koppelprodukten Strom und Wärme nach der „Carnot-Methode".

Das Ergebnis der Emissionsberechnung für die beiden zielorientierten Szenarien ist in Abbildung 13-19 dargestellt. Dabei wird zwischen den Emissionen aus der dezentralen Wärmeversorgung und aus der Fernwärmeversorgung unterschieden. Letztere wird nochmals in Emissionen aus der Müllverbrennung und aus dem Einsatz anderer Energieträger differenziert.

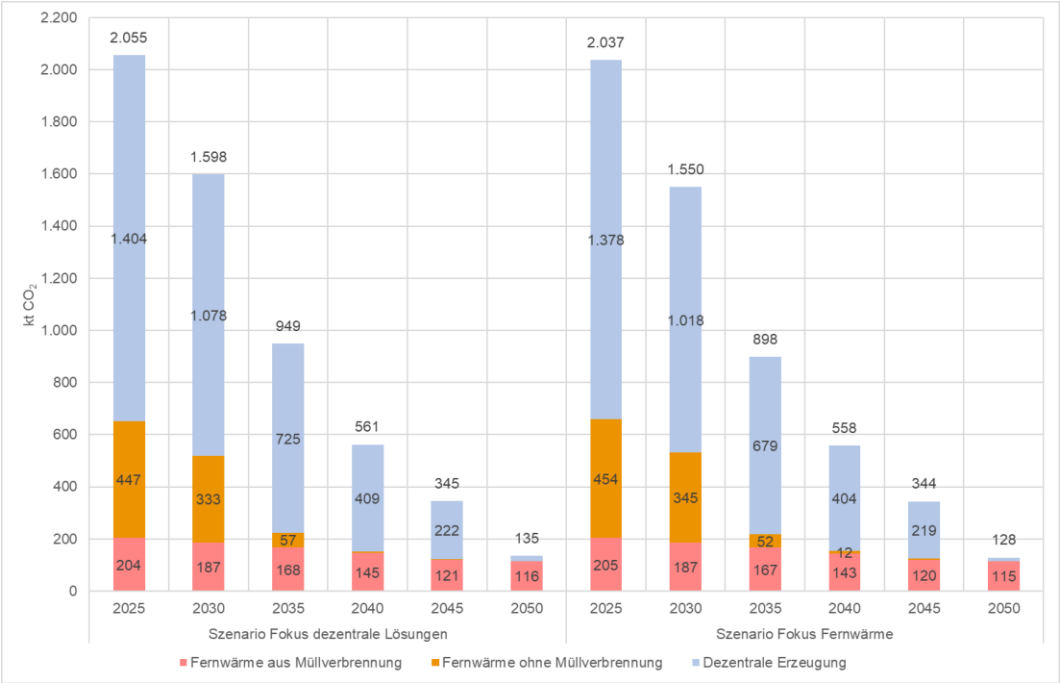

Abbildung 13-19: Entwicklung der gesamten CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den beiden Szenarien

Beide zielorientierten Szenarien unterscheiden sich im Verlauf der Emissionen nur unwesentlich. Zu erkennen ist eine deutlich degressive Entwicklung, die sowohl in der dezentralen Wärmeerzeugung wie auch in der Erzeugung von Fernwärme jenseits der Müllverbrennung eintritt. Die Emissionen der Müllverbrennung gehen nur leicht zurück, da in den zielorientierten Szenarien eine weitgehend konstante, aus der Müllverbrennung gelieferte Wärmemenge angenommen wurde (vgl. hierzu Kapitel 8.3). Zu beachten ist hierbei, dass die Müllverbrennung nicht erfolgt, um Fernwärme zu erzeugen, sondern um die nicht vermeidbaren und nicht rezyklierbaren Müllmengen thermisch zu verwerten.

Im Zieljahr 2035 verbleiben je nach Szenario Emissionen von etwa 900.000 bis 950.000 t CO_2, wovon etwa 18 % der Müllverbrennung zuzuordnen sind. Der größte Teil dieser Restemissionen stammt aus der dezentralen Wärmebereitstellung. Ursachen hierfür sind die in beiden Szenarien noch relevanten Mengen an Erdgas, die in dezentralen Heizungsanlagen eingesetzt werden, und der Strombedarf, der im Rahmen des BISKO-Standards mit dem oben genannten Emissionsfaktor zu bewerten ist. Die Emissionen aus der Fernwärmeerzeugung jenseits der Müllverbrennung sind bis 2035 bereits deutlich auf etwa 50.000 t CO_2 reduziert. Wesentliche Hebel hierfür sind der Ausbau der Geothermie und die angenommene Umstellung der Heizkraftwerke und Heizwerke der SWM auf Wasserstoff ab dem Jahr 2035.

Bis zum Jahr 2050 sinken die Emissionen auf ein Niveau, das nur noch unwesentlich über den nicht vermeidbaren Restemissionen der Müllverbrennung liegt. Da der Emissionsfaktor für Strom dann mit Null angesetzt werden kann, wirkt sich der Strombedarf sowohl für den dezentral versorgten Bereich wie auch in der Fernwärme nicht mehr auf die Emissionen aus. Neben der Müllverbrennung verbleibt im dezentralen Bereich noch ein geringer Rest an Erdgas, dessen Emissionen hier zu berücksichtigen sind.

In Kapitel 2 wurde vorgeschlagen, das Ziel der Klimaneutralität im Wärmesektor als maximal verbleibende Emissionen von 0,06 t CO_2-Äquivalente je Einwohner:in und Jahr zu interpretieren. Um einen Abgleich mit diesem Ziel durchzuführen, muss eine Projektion der

Bevölkerungszahl entwickelt werden. Hierzu wurden die Annahmen des Demografieberichts der LHM verwendet, der von einer weiterhin deutlich wachsenden Bevölkerung im Gebiet der Stadt München ausgeht (/RSBM-05 19/). Demnach wird die Bevölkerung mit Haupt- und Nebenwohnsitz in München bis zum Jahr 2040 voraussichtlich auf 1,85 Mio. Personen ansteigen, das entspricht einem Wachstum von fast 18 % gegenüber dem Jahr 2018. Für die Betrachtung in dieser Studie werden nur die Hauptwohnsitze berücksichtigt, daher wurde diese Zahl um einen geschätzten Anteil der Nebenwohnsitze bereinigt. In einer Fortschreibung bis 2050 ergibt sich die nachfolgend dargestellte Entwicklung.

Tabelle 13-3: Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung in München

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Personen mit Hauptwohnsitz	1.567.000	1.617.000	1.668.000	1.700.000	1.732.000	1.764.000
Veränderung gegenüber 2018	+6%	+10%	+13%	+15%	+18%	+20%

Auf Basis dieser Annahmen zeigt Abbildung 13-20 die CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung pro Kopf der Bevölkerung in den zielorientierten Szenarien. Aufgrund des unterstellten Wachstums der Zahl der Einwohner:innen fällt die Reduktion pro Kopf noch stärker aus als in den absoluten Werten. In dieser Darstellung wird deutlich, dass das Zielniveau von 0,06 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr trotz der sehr ambitionierten Annahmen im Jahr 2035 in beiden zielorientierten Szenarien deutlich verfehlt wird.

Bis zum Jahr 2050 wird dieses Niveau etwa erreicht. Zwar werden in der Berechnung hier nur die CO_2-Emissionen berechnet, während das Emissionsziel auch andere Treibhausgase umfasst. Deren Bedeutung ist bei den energiebedingten Emissionen allerdings gering. Die noch bestehende Differenz der Szenarioergebnisse zum Zielwert ist geringer als die Unsicherheiten der hier entwickelten Szenarien.

Auf Basis der Bilanzierung nach dem BISKO-Standard muss festgehalten werden, dass das Ziel der Klimaneutralität in beiden Szenarien bis 2035 deutlich verfehlt wird und erst bis zum Jahr 2050 erreichbar scheint. Dies ist ein zentrales Ergebnis dieser Analysen. In Kapitel 9 wurde empfohlen, die Berechnung nach dem BISKO-Standard zum zentralen Maßstab für die Beurteilung der Klimaneutralität des Münchner Wärmesektors zu machen.

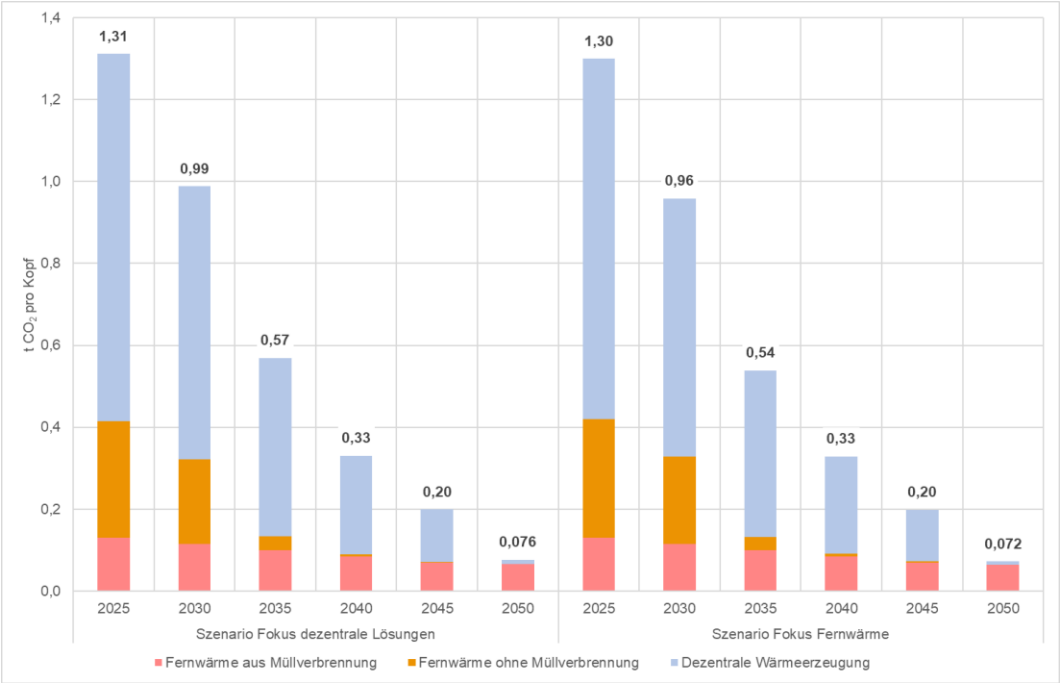

Abbildung 13-20: Darstellung der CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung in den beiden Szenarien in Relation zur Bevölkerungszahl

Zu berücksichtigen sind hier folgende Aspekte:

- Der entscheidende Faktor für das Verfehlen des Ziels im Jahr 2035 ist die begrenzte Geschwindigkeit für die Transformation der Gebiete mit dezentraler Wärmeerzeugung. Die dezentrale Wärmeerzeugung ist trotz sehr ambitionierter Annahmen zur energetischen Sanierung der Gebäude und zum Wechsel der Heizungstechnologien in diesem Jahr in beiden Szenarien für etwa drei Viertel der noch verbleibenden CO_2-Emissionen verantwortlich.
- Unter der Annahme, dass die Heizkraftwerke und Heizwerke der SWM ab dem Jahr 2035 auf Wasserstoff umgestellt werden können, gelingt in der Fernwärmeerzeugung eine sehr weitgehende Reduktion der CO_2-Emissionen, mit Ausnahme der Emissionen der Müllverbrennung, deren Einsatz in den Szenarien als konstant angenommen wurde. Der Einsatz von blauem Wasserstoff mit geringen Restemissionen führt im Jahr 2035 in beiden Szenarien zu einem Anteil der Fernwärmeerzeugung (außer Müllverbrennung) von etwa 5 % an den verbleibenden Emissionen des Münchner Wärmesektors.
- Die Müllverbrennung bildet einen Emissionssockel, der in den Berechnungen im Jahr 2050 etwa in Höhe des Zielwerts von 0,06 t CO_2-Äquivalent je Einwohner:in und Jahr liegt und das Erreichen dieses Ziels somit auch langfristig sehr schwer macht.

Zum letzten genannten Punkt ist anzumerken, dass die Emissionen der Müllverbrennung eigentlich durch die den Abfall produzierenden Akteure zu verantworten sind. Die Annahme einer konstanten Wärmeerzeugung aus der Müllverbrennung bei gleichzeitig anzunehmenden Fortschritten der LHM auf dem Weg zu einer „Zero Waste City" lässt vermuten, dass ein im Zeitverlauf steigender Anteil der eingesetzten Müllmenge aus anderen Kommunen stammt und die von diesen Kommunen bisher genutzten Anlagen zur Müllverwertung stillgelegt werden könnten. Wie bereits in Kapitel 8.3 diskutiert, ist es jedoch auch denkbar, dass künftig deutlich weniger Müll verbrannt werden muss. Dies würde den Emissionssockel senken, zugleich müsste in diesem Fall jedoch ein weiter verstärkter Ausbau

erneuerbarer Wärmequellen wie der Geothermie die ausfallende Wärmeerzeugung in der Fernwärme kompensieren.

13.6.2 Quantifizierung des Bedarfs für eine mögliche Treibhausgas-Kompensation

In Kapitel 9 wurden Empfehlungen für den möglichen Einsatz einer Treibhausgas-Kompensation zum Ausgleich einer Differenz zwischen dem Emissionsziel und den erwarteten tatsächlichen Emissionen gegeben. Für die Quantifizierung der gegebenenfalls auszugleichenden Emissionsmenge wurden dort aufbauend auf der im vorherigen Kapitel dargestellten Emissionsbilanzierung zwei Anrechnungsebenen vorgeschlagen, die sich auf die anzurechnenden Emissionen aus dem Stromverbrauch beziehen:

1. Einbezug der territorialen Stromerzeugung und Bewertung des hierüber hinausgehenden Strombedarfs mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor der bundesweiten Stromerzeugung (Territorialmix).
2. Erweiterung des Territorialmixes um die Effekte der Ausbauoffensive EE der SWM, deren erzeugte Strommenge nachrangig zur territorialen Stromerzeugung, aber vor der bundesweiten Stromerzeugung angerechnet wird (erweiterter Territorialmix).

Diese Vorschläge der Gutachter betreffen die politische Interpretation des gesetzten Minderungsziels und sollten daher zusammen mit der Frage, ob Kompensationen überhaupt genutzt werden sollen, auf politischer Ebene entschieden werden.

Die detaillierten Berechnungen zu den beiden Anrechnungsebenen sind in Kapitel 17.3 im Anhang dargestellt. Eine Zusammenfassung des Ergebnisses in Form der resultierenden rechnerischen Emissionsfaktoren für den eingesetzten Strom gibt Abbildung 13-21.

In der Abbildung ist zu erkennen, dass alle drei Emissionsfaktoren im Zeitverlauf stark abfallen. Der Territorialmix München weist hierbei bis 2030 wegen des starken Einsatzes fossiler Energieträger in der lokalen Stromerzeugung einen höheren Wert auf als der Bundesdurchschnitt. Aufgrund der angenommenen Umstellung der Heizkraftwerke auf Wasserstoff liegen die Emissionen zwischen 2035 und 2045 unterhalb des bundesweiten Werts. Der rechnerische Einbezug der Ausbauoffensive erneuerbare Energien in den erweiterten Territorialmix (in der Abbildung dunkelblau dargestellt) führt ab 2030 zu einer deutlichen Absenkung des Emissionsfaktors im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt. Allerdings erreichen der Territorialmix und der erweiterte Territorialmix im Jahr 2050 aufgrund des als etwa konstant angenommenen Einsatzes von Müll zur Erzeugung von Strom und Wärme in München die Klimaneutralität nicht ganz. Der Emissionsfaktor der bundesweiten Stromerzeugung wird dagegen ab 2050 mit Null angenommen, was bedeutet, dass verbleibende Emissionen (z. B. aus der Müllverbrennung) durch negative Emissionen (z. B. durch Einsatz von Biomasse in Verbindung mit der Abscheidung und Ablagerung von CO_2) ausgeglichen werden.[21] Ein Verzicht auf die Müllverbrennung ist dann möglich, wenn Strategien der Abfallvermeidung, des besseren Recyclings und der nicht thermischen Abfallbehandlung entsprechend erfolgreich sind.

[21] Mit einem Einsatz dieser Technologie wäre im Münchner Stadtgebiet nach heutigem Wissensstand nur dann zu rechnen, wenn sich geeignete Lagerstätten für das abgeschiedene CO_2 in der Nähe befänden. Dies wurde hier nicht weiter untersucht.

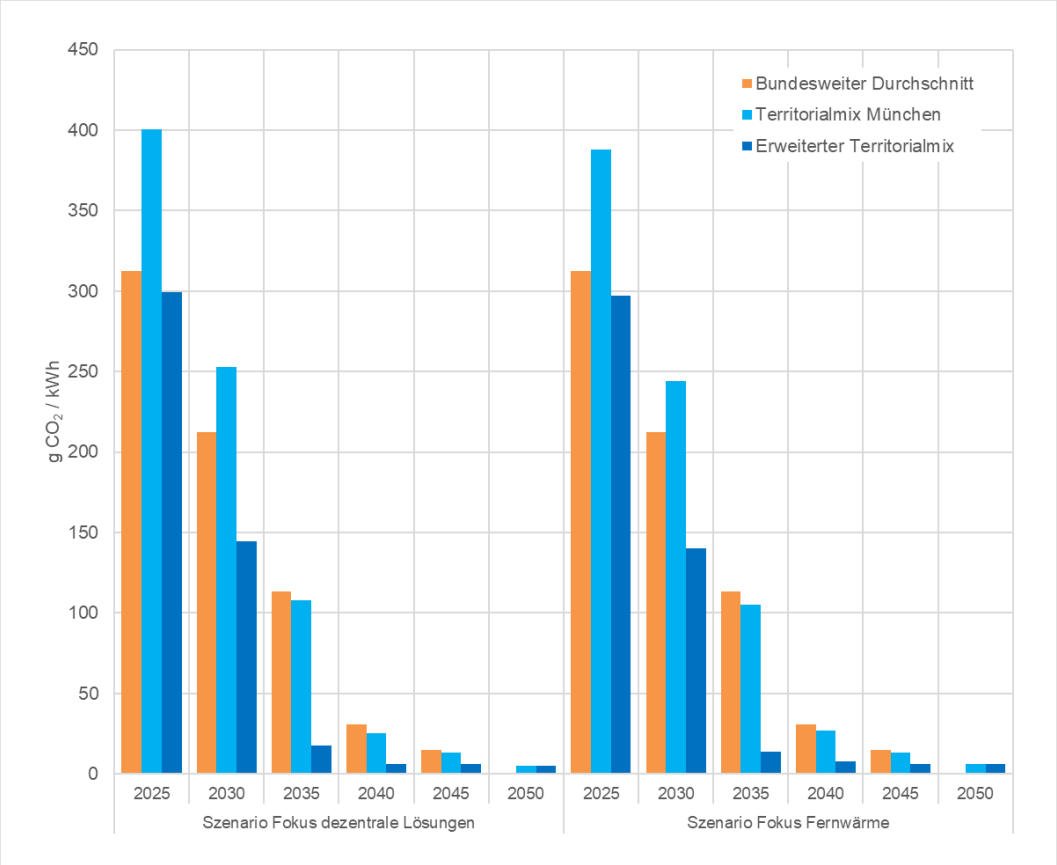

Abbildung 13-21: Rechnerische CO_2-Emissionsfaktoren für in München verbrauchten Strom in den beiden zielorientierten Szenarien

An dieser Stelle sei daran erinnert, dass für die Klimabilanzierung empfohlen wird, ausschließlich den bundesweit durchschnittlichen Emissionsfaktor zu verwenden, wie es im BISKO-Standard vorgesehen ist. Die beiden zusätzlichen Emissionsfaktoren dienen lediglich der Quantifizierung einer evtl. erforderlichen Kompensation für verbleibende Emissionen.

Abbildung 13-22 zeigt die Emissionen nach BISKO-Standard und im Vergleich dazu die rechnerischen Emissionen unter Berücksichtigung der vorstehend dargestellten Emissionsfaktoren Strom. Die Differenzen sind relativ gering, da der Anteil der auf den Strombedarf zurückzuführenden Emissionen des Wärmesektors relativ niedrig ist: Dieser liegt im Jahr 2025 bei 4 % und steigt bis 2035 auf 8 % im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und auf 10 % im Szenario Fokus Fernwärme an. Bis zum Jahr 2045 fällt dieser Anteil dann rasch wieder auf unter 4 % und im Jahr 2050 weist der BISKO-Standard Nullemissionen für Strom aus. Wie Abbildung 13-21 zeigt, ist im Jahr 2035 die Differenz zwischen dem Emissionsfaktor für Strom auf Bundesebene und dem des erweiterten Territorialmixes besonders groß. Aufgrund des großen Anteils von dezentral eingesetztem Erdgas an den verbleibenden Emissionen des gesamten Wärmesektors im Jahr 2035 wirkt sich diese Differenz aber nur begrenzt aus. Die rechnerische Reduktion der Emissionen für die Anwendung einer Kompensation liegt im Jahr 2035 bei 66.000 t CO_2 im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und bei 82.000 t CO_2 im Szenario „Fokus Fernwärme". In den darauffolgenden Jahren ist die rechnerische Reduktion wieder geringer, weil auch der bundesweite Strommix dann relativ niedrige spezifische Emissionen aufweist, die durch den erweiterten Territorialmix nur noch in geringem Umfang rechnerisch weiter abgesenkt werden können.

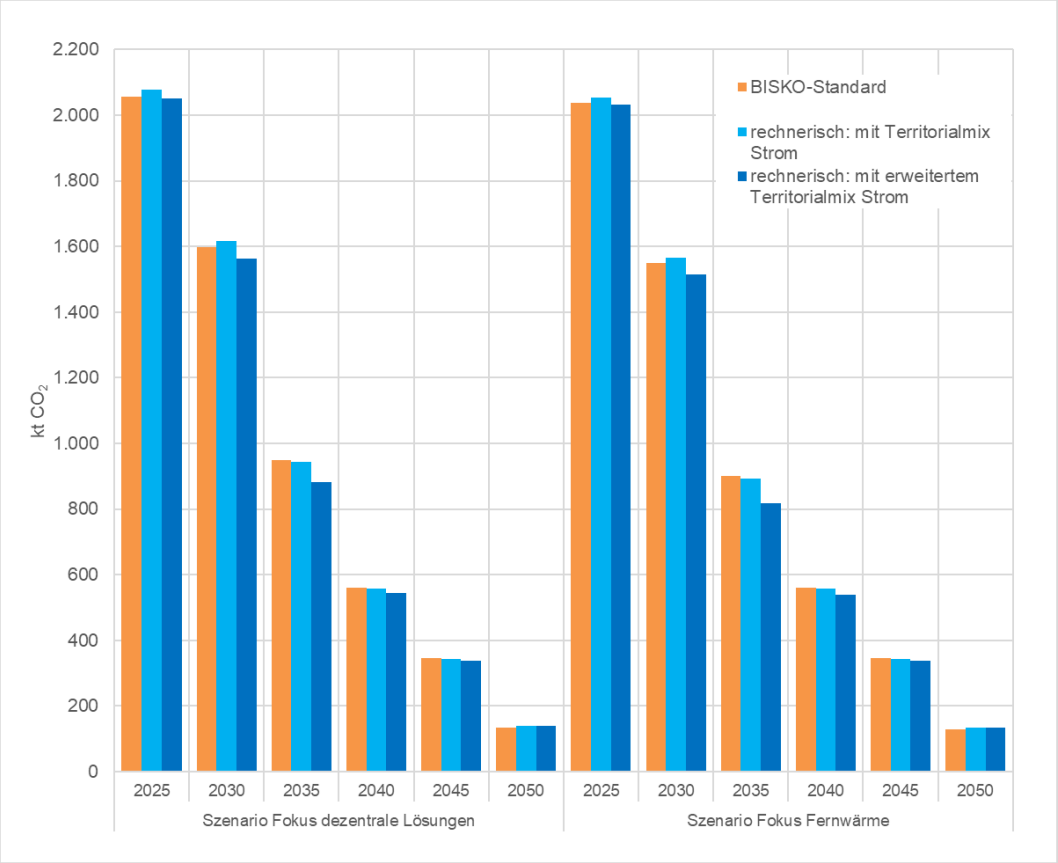

Abbildung 13-22: Gesamte CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung nach BISKO-Standard und rechnerische Emissionsmengen für die Kompensation

Abbildung 13-23 fasst die Ergebnisse der Quantifizierung der Emissionsmengen für eine CO_2-Kompensation zusammen. Ausgehend von den nach BISKO-Standard bilanzierten Emissionen zeigt sie den Effekt der Anrechnung von niedrigeren Emissionen für den eingesetzten Strom aufgrund des erweiterten Territorialmixes, der die lokale Stromerzeugung in München und die Ausbauoffensive erneuerbare Energien der Stadtwerke berücksichtigt.[22] Ebenfalls dargestellt ist das Zielniveau der Emissionen auf Basis eines Zielwerts von 0,06 t CO_2 pro Kopf der Bevölkerung und der angenommenen Entwicklung der Bevölkerungszahl. Als Differenz ergibt sich die in roter Farbe hervorgehobene Emissionsmenge, für die gegebenenfalls eine Kompensation zu leisten wäre. Diese Menge liegt im Jahr 2035 bei 803.000 t CO_2 im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und bei 740.000 t CO_2 im Szenario „Fokus Fernwärme". Die entsprechenden Emissionsmengen in den Jahren 2025 und 2030 sind farblich abgesetzt, da in diesen Jahren voraussichtlich keine Kompensation durchgeführt wird.

Bei Berücksichtigung der energiebedingten Treibhausgasemissionen, die nicht aus CO_2 bestehen, erhöht sich das zu kompensierende Volumen noch geringfügig. Da die anderen Treibhausgase in dieser Studie nicht quantifiziert werden konnten, werden für die weitere Berechnung die in Abbildung 13-23 angegebenen CO_2-Emissionsmengen verwendet.

[22] Im Jahr 2050 kommt es durch die Anwendung des erweiterten Territorialmixes zu einer Erhöhung der rechnerisch verbleibenden Emissionen um etwa 4.000-5.000 t CO_2, da hier die Emissionen aus der Müllverbrennung am Standort Nord anteilig mit einbezogen werden müssen.

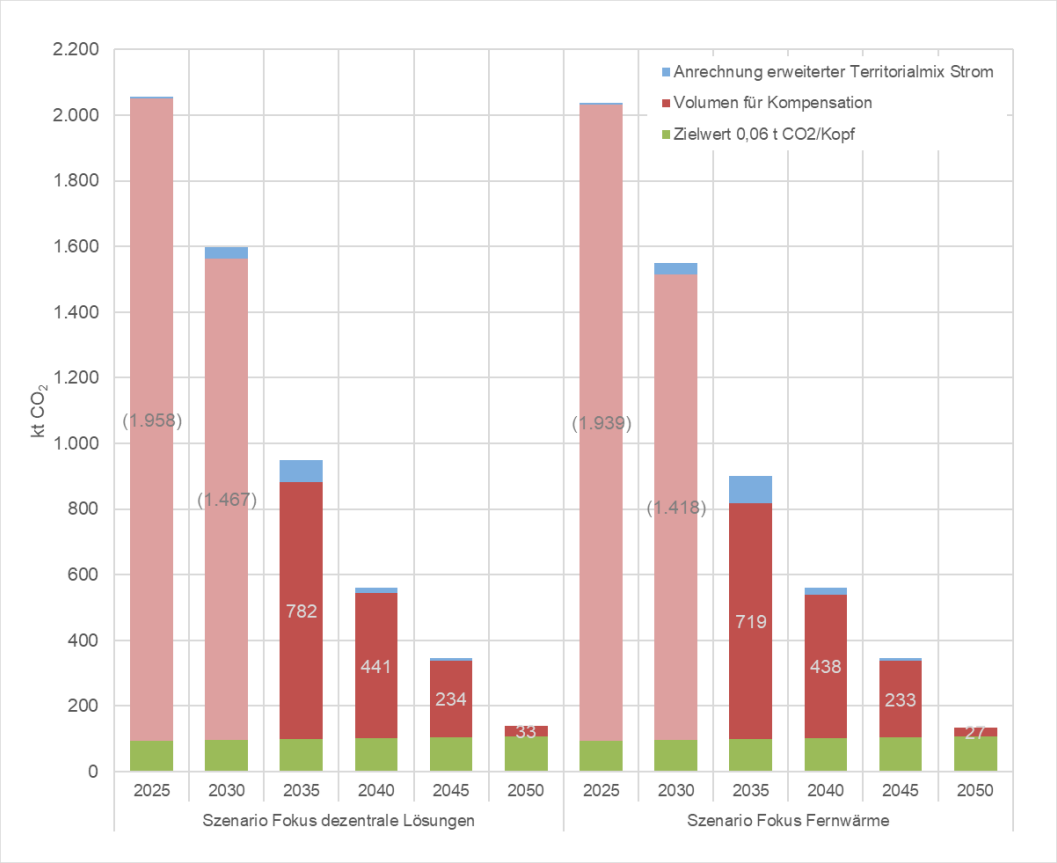

Abbildung 13-23: Bestimmung der Emissionsmengen für eine Kompensation bei ausschließlicher Betrachtung der CO_2-Emissionen

13.6.3 Kosten einer Umsetzung der Kompensation

Im Kapitel 9.2 wurden verschiedene Optionen für eine wirksame und zuverlässige Kompensation verbleibender Mehremissionen gegenüber dem Zielniveau diskutiert. Als Ergebnis wurde festgehalten, dass die Kompensation aus heutiger Sicht am wahrscheinlichsten über den Aufkauf und die Stilllegung von Emissionsrechten aus dem EU-Emissionshandel realisiert werden könnte. Die Entwicklung der Preise der Emissionsrechte kann über den langen hier betrachteten Zeitraum hinweg nur grob auf Basis von Modellrechnungen abgeschätzt werden. In Kapitel 9.2 wurde ausgeführt, dass durchaus damit zu rechnen ist, dass künftig auch günstigere, ebenfalls zuverlässige Verfahren zur Kompensation zur Verfügung stehen werden. Eine Schätzung der hierbei zu erwartenden Kosten ist derzeit kaum möglich. Insofern können die Kosten einer Kompensation aus heutiger Sicht nur mit großen Unsicherheiten beziffert werden.

Im Folgenden werden die erwarteten Kosten der Kompensation durch Multiplikation der im vorhergehenden Abschnitt bestimmten Emissionsmengen für die Kompensation mit den erwarteten Preisen der Emissionsrechte gemäß Tabelle 10-2 ermittelt.[23] Die tatsächlichen Kosten könnten ggf. auch höher liegen, es ist aber eher wahrscheinlich, dass auch kostengünstigere Lösungen zur Verfügung stehen.

[23] Zusätzliche Managementkosten für die Durchführung der Kompensation werden hier vernachlässigt.

Abbildung 13-24 zeigt den unter den getroffenen Annahmen erwarteten Kostenverlauf. Hier wurde angenommen, dass die Kompensation erst mit dem Jahr 2035 einsetzt und für die in der vorstehenden Abbildung gezeigten Emissionsmengen angewendet wird. Der Verlauf der Kosten ist weniger stark degressiv als der Verlauf der zu kompensierenden Emissionen, da von einem stark steigenden Preis der Emissionsrechte ausgegangen wird, der im Jahr 2050 bei 110 EUR_{2019}/t CO_2 liegt. Die Abbildung unterscheidet zwischen den zu kompensierenden Emissionen aus der Müllverbrennung und denen aus anderen Quellen (v. a. aus dem dezentralen Einsatz von Erdgas und rechnerische Emissionen aus der Stromerzeugung). Hierbei wurde davon ausgegangen, dass das in Abbildung 13-23 dargestellte zielkompatible Emissionsniveau vorrangig für die nicht aus Müllverbrennung stammenden Emissionen in Anspruch genommen wird.[24] Im Jahr 2050 kann das zulässige Emissionsniveau genutzt werden, um einen Teil der Emissionen aus der Müllverbrennung abzudecken, daher sind die für die Müllverbrennung anfallenden Kompensationszahlungen in diesem Jahr niedriger als in den anderen Stützjahren der Szenarien. Falls eine Kompensation vorgenommen werden soll, wäre zu prüfen, ob die Kosten der Kompensation für die Müllverbrennung auf die Anlieferer des Mülls umgelegt werden können, von denen unter den bis 2050 getroffenen Annahmen ein relevanter Anteil vermutlich nicht aus der LHM stammt (siehe Kapitel 8.3).

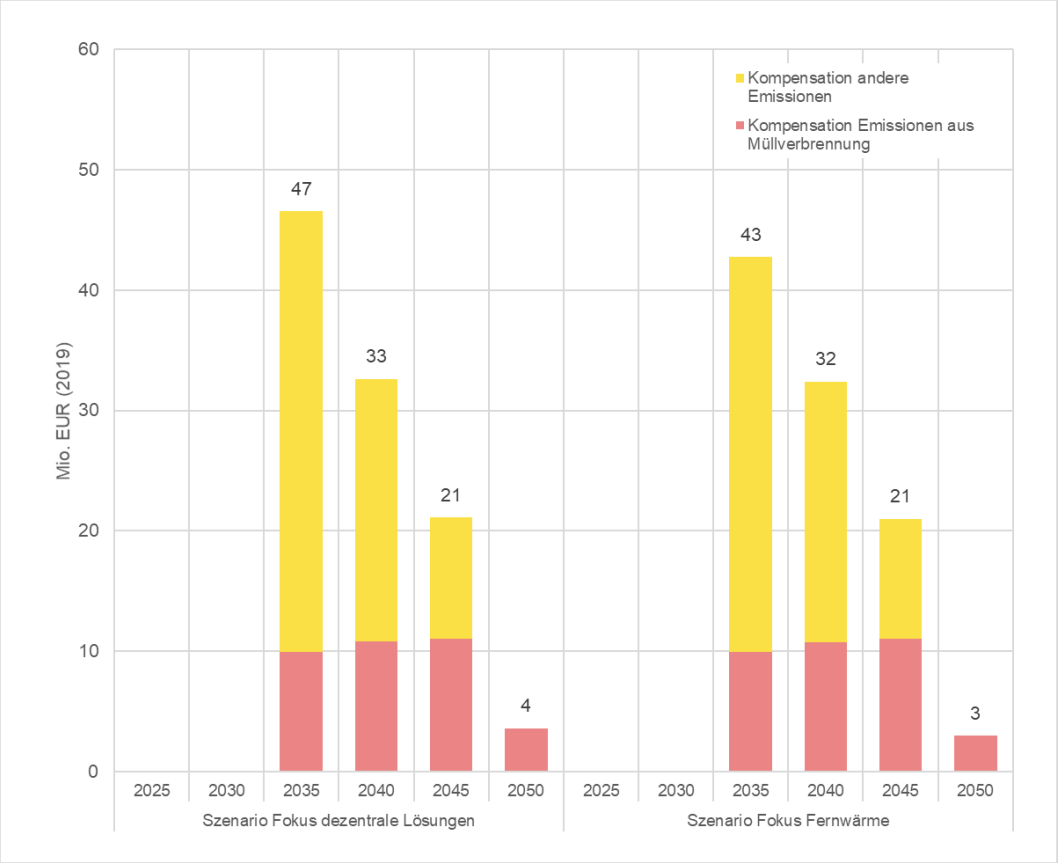

Abbildung 13-24: Erwartete Kosten einer Umsetzung der Kompensation der CO_2-Emissionen ab dem Jahr 2035 unter den getroffenen Annahmen

[24] Der Grund für diese Annahme liegt darin, dass es plausibel erscheint, eine evtl. Kompensation der Emissionen aus der Müllverbrennung durch einen Aufschlag auf die Annahmegebühren für die Müllverbrennung zu finanzieren und damit den Abfallverursachern aufzuerlegen. Die Realisierbarkeit eines solchen Aufschlags ist allerdings noch zu prüfen.

Die zu erwartenden Kosten der Kompensation liegen demnach im Jahr 2035 bei 43 - 47 Mio. EUR_{2019} und sinken dann bis zum Jahr 2050 auf 3 - 4 Mio. EUR_{2019}. Die kumulierten Kosten der Kompensation für den Zeitraum 2035 bis 2050 liegen bei etwa 420 Mio. EUR_{2019} im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und bei 400 Mio. EUR_{2019} im Szenario „Fokus Fernwärme". Etwa 35 % dieser Summe entfällt auf die Kompensationszahlungen für den Betrieb der Müllverbrennung.

Bei den hier ermittelten Kosten der Kompensation handelt es sich um erhebliche Beträge, die eingesetzt würden, um das definierte Ziel der Klimaneutralität zumindest rechnerisch zu erreichen. Wie zum Eingang dieses Kapitels erwähnt, könnten die spezifischen Kosten künftig verfügbarer Kompensationslösungen auch deutlich niedriger liegen. Es kann damit gerechnet werden, dass sich bis zum Jahr 2030 ein entsprechender globaler Markt gebildet hat. Insofern kann es sinnvoll sei, eine endgültige Entscheidung über die Durchführung von Kompensationen für die Emissionen des Wärmesektors in München erst nach Ausbildung dieses Marktes zu treffen.

Zu bedenken ist hierbei in jedem Fall, dass im Rahmen der Kompensation erhebliche finanzielle Mittel aus München abfließen würden. Diese Mittel stünden nicht zur Finanzierung von dauerhaften Emissionsminderungen in München zur Verfügung und würden auch nicht zur regionalen Wertschöpfung beitragen.

Zudem ist unklar, ob ein sachgerechtes und rechtssicheres Verfahren für die Allokation der Kosten einer Kompensation gefunden werden kann. Dem Verursacherprinzip entsprechend liegt es nahe, diese Kosten den Verbrauchenden von Wärme aufzuerlegen, deren Erzeugung mit den Emissionen verbunden ist. Hierfür hat die LHM jedoch keine unmittelbaren gesetzgeberischen Kompetenzen. Vielmehr hat der Bund durch den EU-Emissionshandel und das BEHG bereits entsprechende Maßnahmen getroffen, auch wenn diese voraussichtlich nicht ausreichen, um eine Klimaneutralität bis 2035 herzustellen. Es ist unklar, ob die LHM die SWM verpflichten könnte, eine Kompensation für die von ihnen zu verantwortenden Emissionen durchzuführen (z. B. für die Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung in SWM-Anlagen oder auch umfassender für die von SWM an Endkunden verkaufte Energieträger) und inwieweit eine solche Verpflichtung auch auf andere in München tätige Energieversorger ausgeweitet werden kann. Wenig sinnvoll wäre es, wenn durch eine solche Regelung ein Wettbewerbsnachteil für die SWM gegenüber anderen Versorgern auf den Märkten für Strom und Erdgas entstehen würde, sofern diese Kosten überhaupt bei der Preisgestaltung berücksichtigt werden dürfen. Auch die Fernwärme würde hierdurch verteuert, was einen Ausbau ihres Marktanteils im Rahmen einer Strategie der Klimaneutralität schwerer umsetzbar machen würde. Ob es dagegen sinnvoll ist, eine Kompensation für alle verbleibenden Emissionen des Münchner Wärmesektors aus dem städtischen Haushalt zu finanzieren, sollte kritisch diskutiert werden.

Politisch sollte daher zu gegebener Zeit entschieden werden, ob die Kompensationszahlungen tatsächlich geleistet werden sollen oder ob ein Verfehlen des angestrebten Ziels zum Jahr 2035 eingestanden und zugleich alle für den Klimaschutz verfügbaren finanziellen Mittel in Maßnahmen der LHM zur langfristig wirksamen Emissionsreduktion gelenkt werden sollen. Unabhängig von einer Entscheidung für oder gegen eine Kompensation sollte sichergestellt werden, dass die Ambition bei der Emissionsreduktion durch Maßnahmen im Münchner Stadtgebiet keinesfalls abgeschwächt, sondern z. B. entlang der in dieser Studie beschriebenen Szenarien definiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass wichtige

Voraussetzungen für die Realisierung dieser Szenarien auf Bundesebene geschaffen werden müssen.

Falls eine Kompensation in vollem Umfang oder auch für Teile der Differenz zwischen Zielniveau und tatsächlichen Emissionen durchgeführt werden soll, müsste geklärt werden, wie die Kosten sinnvoll und kompatibel zum rechtlichen Rahmen allokiert werden können. Hierzu wären weitere konzeptionelle Untersuchungen erforderlich.

14 Ökonomische Analyse und Verteilungswirkungen

Die Analyse der Verteilungswirkungen und weiterer ökonomischer Aspekte erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt (Abschnitt 14.1) werden die Auswirkungen auf eine Reihe unterschiedlicher Akteure betrachtet:

- Die LHM in einer Gesamtbetrachtung als „Mini-Volkswirtschaft"
- Die Stadtwerke München
- Nutzende von Gebäuden
- Eigentümer:innen von Gebäuden, insbesondere Vermietende

Während die ersten drei Akteure quantitativ untersucht werden, erfolgt für Vermietende eine qualitative Analyse auf Basis vorhandener Literatur. Im zweiten Schritt (Abschnitt 14.2) liegt der Fokus auf den sozialen Auswirkungen der Szenarien auf Mietende. Alle monetären Angaben in diesem Abschnitt beziehen sich auf reale, inflationsbereinigte Werte in Preisen des Jahres 2019.

14.1 Ökonomische Kosten- und Nutzenbetrachtung für verschiedene Akteure

Um die Klimaneutralität des Münchner Gebäudebestands zu erreichen, sind zusätzliche Investitionen in Sanierung, Heizungstausch sowie die Fernwärme notwendig. Diese fallen bei einer Reihe verschiedener Akteur:innen an, insbesondere bei den Stadtwerken (Fernwärme) und Gebäudeeigentümer:innen (Sanierung, Heizungstausch) und werden z. B. in Form von Modernisierungsumlagen oder Fernwärme-Tarifen an weitere Akteur:innen, insbesondere Gebäudenutzende weitergegeben. Diesen Investitionen stehen Einsparungen über die Lebensdauer der Anlagen/Investitionen gegenüber, welche die Mehrinvestitionen in vielen Fällen deutlich kompensieren (vgl. Kapitel 12 zu den CO_2-Verminderungskosten). Die deutlichsten Einsparungen gegenüber der Referenzentwicklung fallen dabei durch verringerte Ausgaben für fossile Energieträger, insbesondere Erdgas, an.

14.1.1 Die LHM in der Betrachtung als „Mini-Volkswirtschaft"

In diesem Kapitel findet eine akteursübergreifende Betrachtung der Stadt München als „Mini-Volkswirtschaft" statt. Dabei wird sowohl beleuchtet, welche zusätzlichen Investitionen nötig sind und wie das Nutzen/Kosten-Verhältnis der zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz zu bewerten ist. Für diese Betrachtung wird – wie schon bei Berechnung der Verminderungskosten (Kapitel 12) eine volkswirtschaftliche Perspektive auf der Mikroebene eingenommen, d. h. es werden Preise ohne MwSt. und ohne Transfers innerhalb der „Mini-Volkswirtschaft" (z. B. Konzessionsabgabe) angesetzt. Außerdem werden Investitionen mit einem Zinssatz von 2 % über ihre Lebensdauer annuisiert.

Die kumulierten Investitionen nach Förderung liegen in den zielorientierten Szenarien deutlich höher als in der Referenz (siehe Abbildung 14-1). Insbesondere in den zweiten 15 Jahren des betrachteten Zeitraums sind die Investitionen dominiert durch die Sanierung der Gebäudehülle, auch der Einbau von Wärmepumpen spielt in den Szenarien eine gewichtige Rolle. Die Investitionen in die Sanierung der Gebäudehülle sind in den Szenarien in den zweiten 15 Jahren etwa 2,5 mal so hoch wie in den ersten 15 Jahren. Dies ist darauf

zurückzuführen, dass einerseits etwas mehr Fläche in den zweiten 15 Jahren saniert wird und andererseits die Sanierungskosten pro qm steigen. Dies liegt daran, dass angenommen wird, dass die Förderung reduziert wird und die Sanierung auf höhere KfW-Standards teurer ist (trotz angenommener Kostendegression; vgl. Kapitel 10.6, Kapitel 10.7 und Tabelle 17-2).

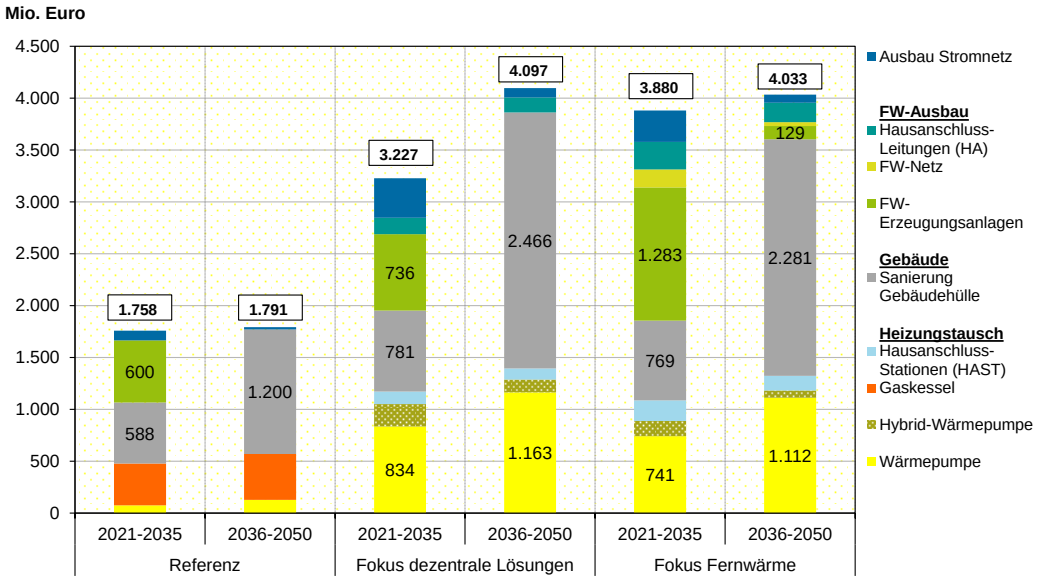

Abbildung 14-1 Kumulierte Investitionen (Summen für 15-Jahreszeitraum) nach Förderung in der Referenz und den Szenarien

Investitionen in Fernwärme-Erzeugungsanlagen, das Fernwärme-Netz und Hausanschluss-Leitungen sowie -Stationen entstehen v. a. in den ersten 15 Jahren. Im Szenario „Fokus Fernwärme" sind diese Investitionen auf Grund der Annahmen zur Erschließung neuer Fernwärme-Gebiete (vgl. Kapitel 5) höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen". Dafür wird im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" etwas mehr in die Sanierung der Gebäudehülle und den Einbau von Wärmepumpen investiert. Auch in der Referenz werden in den ersten 15 Jahren des Betrachtungszeitraumes 600 Mio. EUR in Fernwärme-Erzeugungsanlagen investiert. Diese 600 Mio. EUR addieren sich zu den 400 Mio. EUR, welche im Rahmen der Fernwärmevision der SWM bereits vor 2021 investiert wurden. Lediglich in der Referenz fallen Investitionen für neue monovalente Gaskessel an. Diese werden in den zielorientierten Szenarien nicht mehr eingebaut.

Wie in Kapitel 14.1.4 beschrieben, wird angenommen, dass knapp die Hälfte der insgesamt nötigen Investitionen durch Fördermittel des Bundes bestritten werden. Danach verbleibt ein zusätzlicher Investitionsbedarf in den Szenarien gegenüber der Referenz in Höhe von ca. 3,8 Mrd. EUR (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen") bzw. ca. 4,4 Mrd. EUR (Szenario „Fokus Fernwärme"), siehe Abbildung 14-2. Der zusätzliche Investitionsbedarf ergibt sich in den ersten 15 Jahren insbesondere durch zusätzliche Investitionen in Wärmepumpen (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen") bzw. den Fernwärme-Ausbau (Szenario „Fokus Fernwärme"). Die Investitionen in die Sanierung der Gebäudehülle sind in den ersten 15 Jahren um lediglich knapp 200 Mio. EUR höher als in der Referenz, in den zweiten 15 Jahren dafür um 1.300 Mio. Euro (Szenario „Fokus dezentrale Lösungen") bzw. 1.100 Mio. EUR (Szenario „Fokus Fernwärme"). Dies hängt damit zusammen, dass die Gebäudesanierung in der Referenz in den ersten zehn Jahren (2021 - 2030) recht teuer ist, weil auf die wenig geförderten Standards

KfW 140 und KfW 120 saniert wird (vgl. Kapitel 10.6 und 10.7).[25] Durch die Förderung sind die Sanierungskosten pro qm in den zielorientierten Szenarien teilweise günstiger als in der Referenz. Im zweiten 15-Jahreszeitraum ist dies nicht mehr der Fall. Da in den zielorientierten Szenarien keine neuen Gaskessel verbaut werden, entstehen gegenüber der Referenz für diese Technologie Investitionseinsparungen in Höhe von insgesamt ca. 850 Mio EUR.

Die zusätzlich notwendigen Investitionen fallen bei unterschiedlichen Akteur:innen an. Während Investitionen in den Fernwärme-Ausbau und das Stromnetz bei den Stadtwerken liegen, fallen Investitionen in die Sanierung der Gebäudehülle und den Einbau von Wärmepumpen bei den Gebäudeeigentümer:innen an. In München sind ca. 10 % der Wohnungen in kommunalem Eigentum (vgl. /DESTATIS-17 14/). Die übrigen Wohnungen sind im Eigentum von Privatpersonen (ca. 30 %), Gemeinschaften von Eigentümer:innen (ca. 49 %), privatwirtschaftlichen Unternehmen (ca. 15 %), sowie Wohnungsgenossenschaften (ca. 4 %) und Organisationen ohne Erwerbszweck. Diese Verteilung hat Auswirkungen auf die jeweiligen Hemmnisse, die adressiert werden müssen, um Maßnahmen wie die Sanierung der Gebäudehülle oder den Heizungstausch möglich zu machen (vgl. auch Kapitel 15).

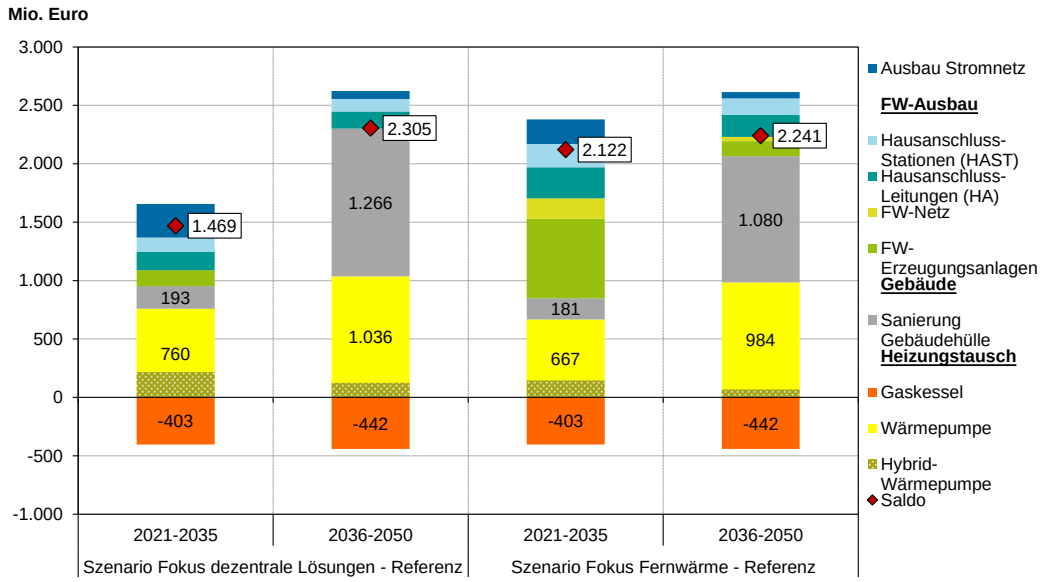

Abbildung 14-2 Kumulierte zusätzliche Investitionen in den Szenarien gegenüber der Referenz (nach Förderung). Der Saldo stellt den gesamten zusätzlichen Investitionsbedarf gegenüber der Referenz dar.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das Szenario „Fokus Fernwärme" etwas investitionsintensiver ist als das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" (bedingt durch die Erweiterung des Fernwärme-Gebietes). Allerdings gleichen die höheren laufenden Kosten im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" diesen Effekt wieder aus. Addiert man die annuisierten Investitionen, die im jeweiligen Jahr wirksam sind zu den laufenden Kosten (Abbildung 14-3), so ergeben sich für die beiden Szenarien ähnliche Jahressummen, die im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" sogar etwas höher sind als im Szenario „Fokus Fernwärme".

In Abbildung 14-3 werden die zusätzlich nötigen Investitionen den erzielten Einsparungen bei Energiekosten, sowie den Veränderungen in den Betriebs- und Wartungskosten gegenübergestellt. Diese Gegenüberstellung soll zeigen, wie rentabel die zusätzlichen Investitionen

[25] Zu „KfW 120" vgl. die Anmerkung zu Tabelle 10-16.

in einem angemessenen Zeitraum sind. Um diesen Vergleich zu ermöglichen, muss beachtet werden, dass Investitionen in der Regel zu einem bestimmten Zeitpunkt getätigt werden und dann über die gesamte Lebensdauer Einsparungen bewirken. Um diesem zeitlichen Aspekt gerecht zu werden, wird die Investition annuisiert. Dies bedeutet, dass die einmalige Zahlung in jährliche Kosten aufgeteilt wird, die sich über die Lebensdauer der Anlage/ Investition erstrecken. Die so ermittelten jährlichen Kosten werden als Annuität bezeichnet.[26]

Für diese Darstellung wurden die Investitionen analog der Analyse der Verminderungskosten (Kapitel 12) mit einen (realen) Zinssatz von 2 % in Annuitäten umgerechnet. Die Investitionen für den Ausbau der Geothermie in der Referenz wurden für die vorliegende Studie nicht ermittelt (vgl. Kapitel 14.1.2), da für die Bewertung der Szenarien letztlich nur die Differenzkosten zur Referenz von Bedeutung sind.

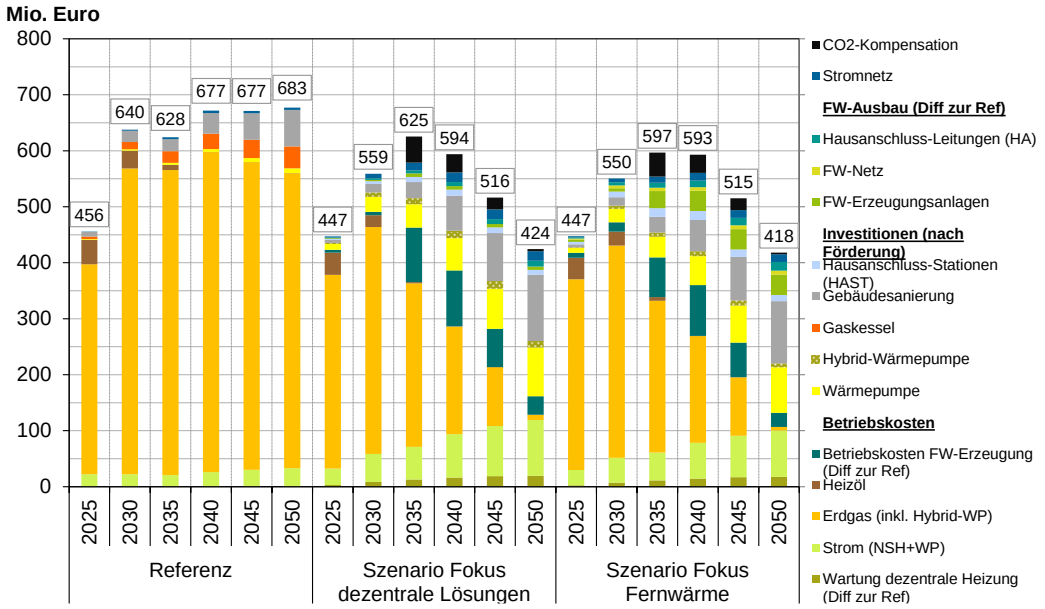

Abbildung 14-3 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen nach Förderung (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung; sowie CO_2-Kompensation

In beiden zielorientierten Szenarien liegen die jährlichen Kosten ab 2030 deutlich niedriger als in der Referenz, was insbesondere an den geringeren Ausgaben für Erdgas liegt. In den zielorientierten Szenarien sinkt der Erdgasverbrauch deutlich schneller als in der Referenz, gleichzeitig wirkt sich in der Referenz der Preisanstieg für Erdgas – nicht zuletzt aufgrund des BEHG – aus (vgl. Kapitel 10.2). Außerdem sind die Investitionen, welche diese Einsparungen möglich machen, vergleichsweise niedrig, bedingt durch die Bundesförderung von Gebäudesanierung und den Einbau von Wärmepumpen, sowie dem Fernwärme-Ausbau (vgl. Kapitel 10.7 und 14.1.4). Im Gegensatz zur Referenz fallen in den zielorientierten Szenarien

[26] Dieses Vorgehen wird als Zeitpunktbetrachtung bezeichnet. Eine alternative Methode wäre die Zeitraumbetrachtung, bei der auf der Basis der annuisierten Investitionen und der Diskontierung der eingesparten Energie- und Betriebskosten der Kapitalwert für den Zeitraum bis 2050 abgeleitet wird, vgl. /UBA-05 08/. Allerdings ist es bei dieser Betrachtung nicht möglich, die Wirkungen der Investitionen über das Jahr 2050 hinaus zu quantifizieren. Da viele der Investitionen erheblich längere Laufzeiten aufweisen als bis zum Jahr 2050, wurde im vorliegenden Vorhaben die Zeitpunktbetrachtung gewählt. Dies ist gängige Praxis in Szenario- und Modellstudien, vgl. /ÖKO-01 19/, /BCG-01 18/.

Kompensationszahlungen für die verbleibenden CO_2-Emissionen an (Kapitel 13.6), sowie zusätzliche Betriebskosten für Wärmepumpen (Strom und Wartung), sowie für die Fernwärme-Erzeugung.

Unterschiede zwischen den beiden zielorientierten Szenarien ergeben sich v. a. bei den Investitionen in den Ausbau der Fernwärme (im Szenario „Fokus Fernwärme" höher), den variablen Kosten der Fernwärme – ab 2035 insbesondere für den Einsatz von Wasserstoff (im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" höher, vgl. auch Kapitel 13.4), sowie Investitionen in Sanierung und Wärmepumpen (im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" etwas höher).

Abbildung 14-4 stellt die annuisierten Investitionen und laufenden Ausgaben der zielorientierten Szenarien nochmals in einer Differenzbetrachtung denjenigen in der Referenz gegenüber. In den Jahren 2025, 2030 und 2035 gleichen sich zusätzliche Investitionen und Einsparungen in den zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz in etwa aus. Ab dem Jahr 2040 dominieren die Netto-Einsparungen der zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz mit steigender Tendenz. Den größten Beitrag hierzu leisten die stark ansteigenden Einsparungen bei den Ausgaben für Erdgas, einschließlich des BEHG-Aufschlags. Im Jahr 2050 wird eine (jährliche) Nettoeinsparung von 258 Mio. EUR (Szenario Fokus dezentrale Lösungen) bzw. 265 Mio. UR (Szenario Fokus Fernwärme) errechnet. Dies entspricht einer Einsparung von ca. 12 EUR pro Kopf und Monat im Jahr 2050.

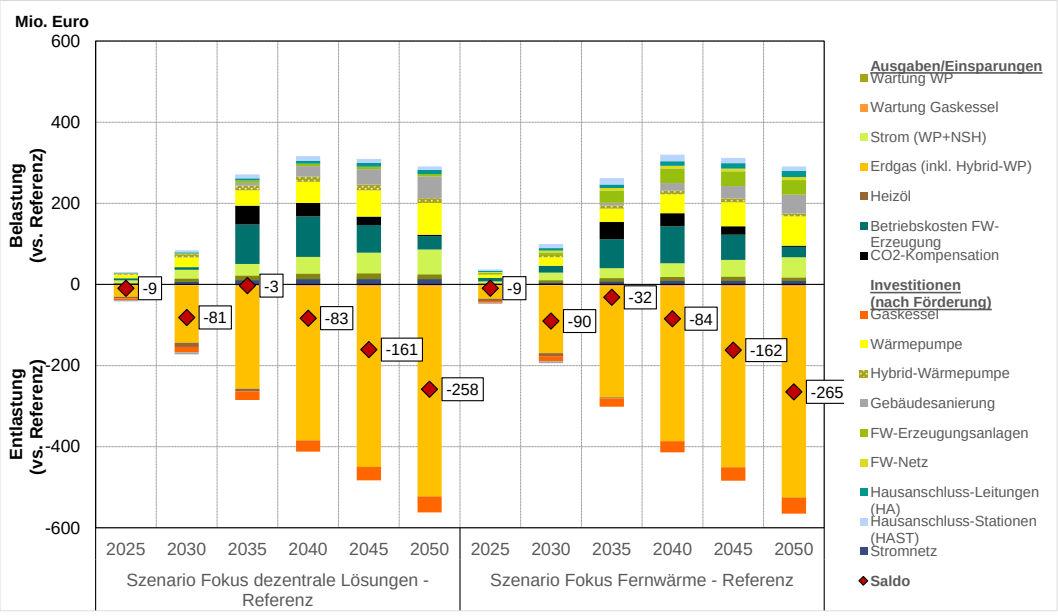

Abbildung 14-4 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung; sowie CO_2-Kompensation in den zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz (nach Förderung)

Insgesamt lässt sich also festhalten, dass beide zielorientierte Szenarien gegenüber der Referenz aus Sicht der „Mini-Volkswirtschaft München" in Summe und insbesondere ab dem Jahr 2040 lohnenswert sind. Die erheblichen zusätzlichen Investitionen, die nötig sind, werden durch zusätzliche Einsparungen, insbesondere beim Verbrauch von Erdgas, überkompensiert. Dabei spielen die angenommenen günstigen Rahmenbedingen, vor allem der nicht zuletzt durch das BEHG steigende Erdgas-Preis, sowie die angenommene Bundesförderung der notwendigen Investitionen eine entscheidende Rolle.

14.1.2 Ökonomische Analyse der Szenarien aus Sicht der SWM

In der akteursspezifischen Analyse werden hier zunächst die ökonomischen Auswirkungen auf die Stadtwerke München (SWM) herausgearbeitet. Die SWM haben eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der in den zielorientierten Szenarien vorgesehenen Transformation des Wärmesektors, da sie einerseits in großem Umfang zusätzliche Kunden an die Fernwärmeversorgung anschließen und zum anderen die Fernwärme klimaneutral erzeugen und soweit wie möglich unmittelbar auf erneuerbare Energien umstellen sollen. Die hierzu getroffenen Annahmen in den Szenarien sind in den Kapiteln 13.2 und 13.4 beschrieben.

Von den SWM zu leistende Investitionen

Für beide genannten Aufgaben müssen die SWM erhebliche Investitionen in die Erzeugungsanlagen für Fernwärme sowie in den Ausbau der Wärmenetze und den Anschluss neuer Gebäude tätigen. Hinzu kommt der erforderliche Ausbau der Stromverteilnetze, damit diese den zusätzlichen Leistungsbedarf der elektrischen Wärmepumpen sicher decken können. Die SWM haben die hierfür zu veranschlagenden Investitionen abgeschätzt. Abbildung 14-5 zeigt die gesamten Investitionen, welche die SWM in den beiden zielorientierten Szenarien in der Fernwärme und für die Stromverteilnetze aufwenden müssen. Dargestellt ist jeweils die Differenz zum Referenzszenario. Hierbei ist zu beachten, dass die SWM bereits bis 2020 etwa 400 Mio. EUR in die klimaneutrale Fernwärme investiert haben. Im Referenzszenario ist im Zeitraum 2021 bis 2035 ein weiterer Umbau der Fernwärme eischließlich des Ausbaus der Geothermie mit einem Investitionsvolumen von 600 Mio. EUR vorgesehen. Die in der Abbildung genannten Summen sind daher zusätzlich zu diesen bereits bestehenden Planungen der SWM zu verstehen.

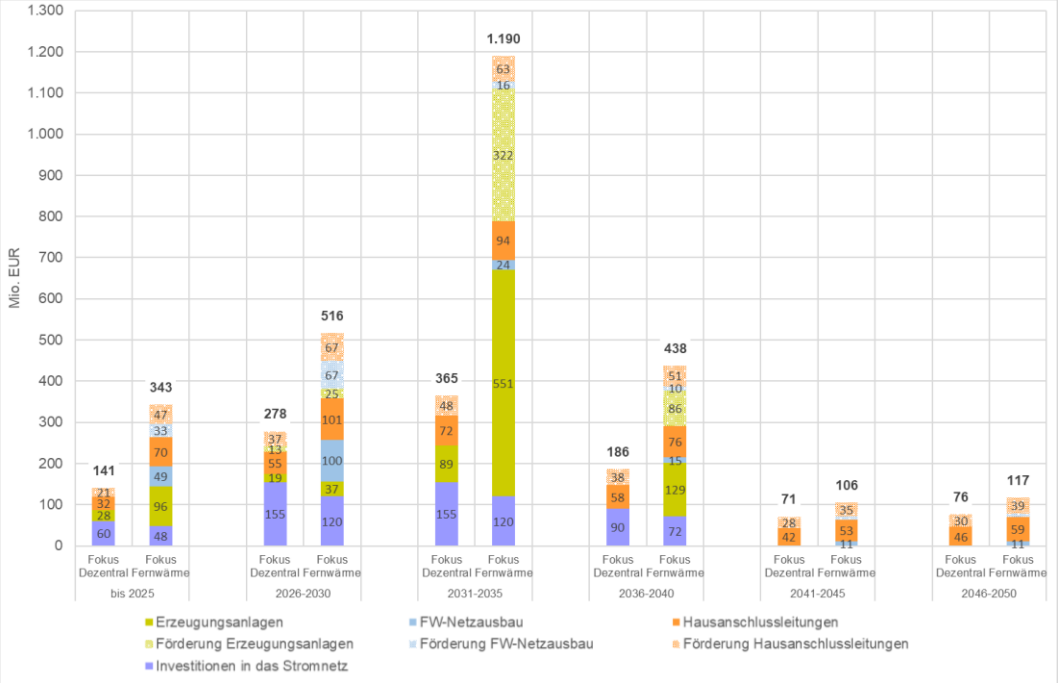

Abbildung 14-5 Erforderliche Investitionen der SWM in die Fernwärmeversorgung (Differenz zur Referenz)

Somit werden im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" zusätzlich zum Referenzszenario im Zeitraum bis 2035 vor Abzug von nutzbaren Fördermitteln Investitionen von insgesamt 785 Mio. EUR veranschlagt. In den darauffolgenden Jahren bis 2050 fallen voraussichtlich

nochmals 335 Mio. EUR an. Im Szenario „Fokus Fernwärme“ liegt die Investitionssumme aufgrund des wesentlich stärkeren Ausbaus der Geothermie und anderer erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung bis 2035 mit 2,05 Mrd. EUR wesentlich höher. In den darauffolgenden Jahren fallen nochmals etwa 660 Mio. EUR an. Den höheren Investitionen im Szenario „Fokus Fernwärme“ stehen deutlich geringere variable Kosten der Fernwärmeerzeugung gegenüber, vor allem, weil eine geringere Menge des teuren Wasserstoffs eingesetzt werden muss.

Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die SWM für den Umbau der Fernwärme auf ein klimaneutrales System eine umfassende Förderung durch den Bund in Anspruch nehmen können, insbesondere durch die geplante Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW). In der Abbildung 14-5 sind die veranschlagten Fördermittel und die voraussichtlich von SWM direkt zu tragenden Investitionen separat ausgewiesen. Nach Abzug der erwarteten Bundesförderung verbleiben im Szenario Fokus dezentrale Lösungen zusätzliche Investitionen gegenüber dem Referenzszenario von 665 Mio. EUR bis zum Jahr 2035 und weitere 235 Mio. EUR bis 2050. Hiervon entfällt etwa die Hälfte auf den Ausbau des Stromverteilnetzes, wofür keine Fördermittel in Anspruch genommen werden können. Hier ist jedoch eine längerfristige Refinanzierung über die Netzentgelte möglich. Im Szenario „Fokus Fernwärme“ werden bis 2035 zusätzliche Investitionen nach Förderung von 1,4 Mrd. EUR bis zum Jahr 2035 und von weiteren 425 Mio. EUR bis 2050 erwartet. Hier sind die Investitionen ins Stromverteilnetz niedriger und zugleich die von SWM selbst zu tragenden Investitionen in die Fernwärme höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“. Der Anteil des Stromverteilnetzes an den gesamten Investitionen der SWM nach Abzug der Bundesförderung liegt im Szenario „Fokus Fernwärme“ bei 20 %.

Insgesamt wird bis zum Jahr 2050 im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ mit der Nutzung von Fördermitteln des Bundes durch die SWM in Höhe von ca. 215 Mio. EUR_{2019} gerechnet und im Szenario „Fokus Fernwärme“ sogar mit einen gesamten Förderbetrag von 875 Mio. EUR_{2019}. Da eine finale Entscheidung über die für diese Förderung relevante Richtlinie für die Bundesförderung effiziente Wärmenetze zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Studie noch nicht vorlag, bestehen hinsichtlich Ausgestaltung und Höhe der Förderung noch erhebliche Unsicherheiten. Die angegebene Förderhöhe ist damit lediglich als Abschätzung auf Basis der zum Zeitpunkt der Finalisierung der Studie vorliegenden Informationen zu verstehen.

Ergebnis der Fernwärmesparte in den beiden Szenarien

Um die Auswirkungen der zielorientierten Szenarien auf die Sparte Fernwärme der SWM im Vergleich zum Referenzszenario abschätzen zu können, müssen neben den von SWM zu tragenden Investitionen in die Fernwärme auch die Veränderungen der variablen Kosten der Wärmeerzeugung und der Erlöse für die Lieferung von Fernwärme berücksichtigt werden. Weiterhin sind die von den Anschlussnehmern geleisteten Baukostenzuschüsse einzubeziehen. Die Investitionen für den Ausbau der Stromverteilnetze werden hier nicht berücksichtigt. Diese werden über die Netzentgelte Strom refinanziert. Um die Beträge vergleichbar zu machen, werden die von SWM zu tragenden Investitionen und auch die erhaltenen Baukostenzuschüsse mit einem realen Zinssatz von 5 % in Annuitäten umgerechnet. Dieser Zinssatz liegt höher als derjenige, der in der volkswirtschaftlichen Analyse in Kapitel 14.1.1 herangezogen wurde, da die SWM als Unternehmen Erträge erwirtschaften und Risiken der geplanten Investitionen tragen müssen.

Die variablen Kosten der Fernwärmeerzeugung ergeben sich aus der wirtschaftlichen Bewertung der in Kapitel 13.4 beschriebenen Szenarien für die Fernwärmeerzeugung. Hier gehen die Kosten für die Beschaffung von Energieträgern für die Fernwärmeerzeugung wie Erdgas, Wasserstoff und Strom und von elektrischer Energie für den Betrieb des Fernwärmenetzes ein. Bei den Heizkraftwerken wurden die Kosten der Wärmeerzeugung als Differenz der Brennstoffkosten und der erwarteten Stromerlöse bestimmt. Auch die sonstigen Betriebskosten der Anlagen wurden berücksichtigt. Fördermittel für den Betrieb der Anlagen wurden nicht angesetzt, mit Ausnahme der Förderung der vorgesehenen Holz-Heizkraftwerke durch das EEG.

Aus den Annuitäten der Investitionen und den Betriebskosten der Wärmeerzeugung wurden für die Darstellung in den nachfolgenden beiden Abbildungen die gesamten jährlichen Mehrkosten der Fernwärmeerzeugung gebildet. Die Kosten einer eventuellen CO_2-Kompensation wurden in diese Betrachtung nicht einbezogen.

Diesen Mehrkosten stehen Veränderungen bei den Fernwärmeerlösen gegenüber. Sie resultieren aus dem zusätzlichen Fernwärmeabsatz in den beiden zielorientierten Szenarien sowie aus den angenommenen Effekten der Preisgleitklausel für die Fernwärme. In Kapitel 10.2 wurde beschrieben, dass die Fernwärmepreise mit der Entwicklung der zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Energieträger sowie der allgemeinen Preisentwicklung für Investitionsgüter steigen und dass für diese Studie angenommen wurde, dass die CO_2-Preiskomponente des BEHG mittelfristig aus dieser Berechnung herausgenommen wird. Der hierdurch bestimmte Anstieg der Fernwärmepreise betrifft alle Fernwärmekunden.

Die so abgeschätzten Einflüsse der zielorientierten Szenarien auf das jährliche Ergebnis der Fernwärmesparte der SWM im Vergleich zum Referenzszenario (vor Steuern) sind für die beiden zielorientierten Szenarien in den nachstehenden Abbildungen dargestellt. Dabei sind Belastungen für das SWM-Ergebnis oberhalb der horizontalen Achse abgetragen und Entlastungen unterhalb der Achse.

Im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" steigen die Mehrkosten der Fernwärme gegenüber der Referenzentwicklung ab 2035 deutlich an und gehen nach 2040 wieder zurück (siehe Abbildung 14-6). Der wesentliche Treiber dieser Entwicklung sind die variablen Kosten der Fernwärmeerzeugung. Wie in Kapitel 13.4.1 beschrieben wurde, führt die angenommene Umstellung der SWM-Anlagen von Erdgas auf Wasserstoff im Jahr 2035 zu erheblichen Mehrkosten und zugleich zu einem deutlich geringeren Einsatz der Heizkraftwerke, so dass Geothermie und die im Szenario angenommene Wärmepumpe auch in Stunden mit relativ hohen Strompreisen mit hohen Leistungen betrieben werden müssen. Auch die Annuitäten der von SWM zu tragenden Investitionen tragen mit einem kleineren Anteil zu den Mehrkosten der Fernwärme bei.

Die Erlöse aus dem Absatz von Fernwärme steigen im Vergleich zur Referenz ebenfalls deutlich an. Hier werden auch die Annuitäten der von neuen Anschlussnehmern gezahlten Baukostenzuschüsse mit eingerechnet. Im Zeitraum bis zum Jahr 2040 können die höheren Erlöse die Mehrkosten der Fernwärme jedoch nur teilweise ausgleichen. Insgesamt ergibt sich so im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" im Jahr 2035 eine deutliche Belastung des Ergebnisses der SWM-Fernwärmesparte gegenüber der Referenzentwicklung in Höhe von 62 Mio. EUR, die im weiteren Zeitverlauf absinkt. Ab dem Jahr 2045 zeichnet sich unter den getroffenen Annahmen im Saldo eine Verbesserung des Ergebnisses gegenüber dem Referenzszenario ab.

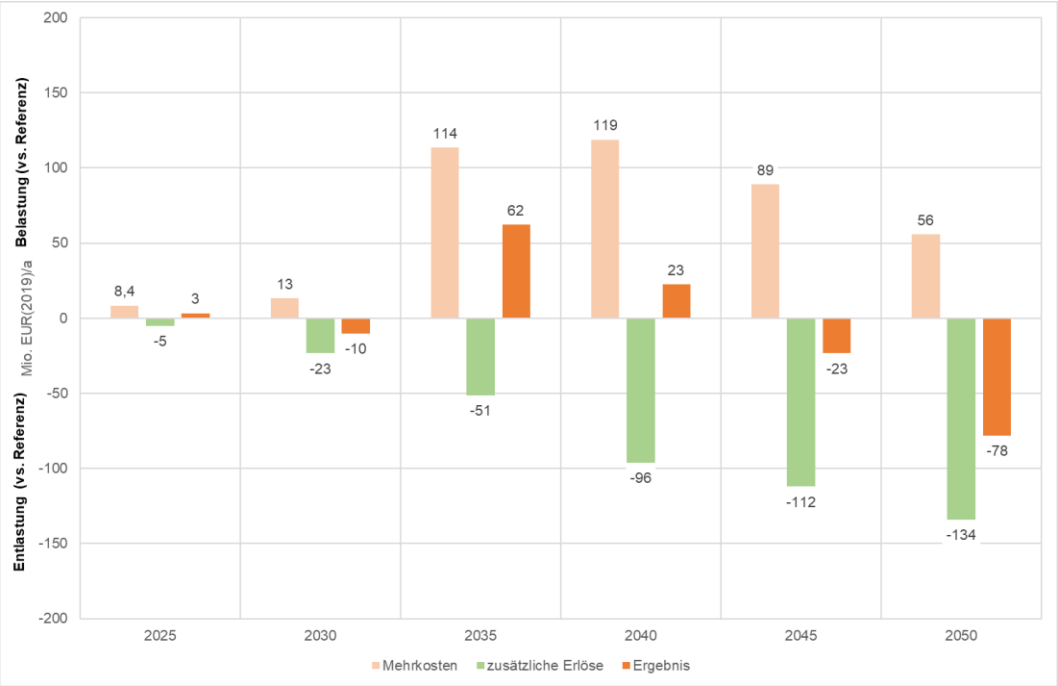

Abbildung 14-6 Zusätzliche Kosten und Erlöse der Fernwärme im Vergleich zur Referenz im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“

Wenn man für eine grobe Abschätzung die erwarteten Salden der Stützjahre auf alle Jahre des Szenariozeitraums verteilt, ergibt sich für die Fernwärmesparte der SWM im Zeitraum bis 2040 voraussichtlich eine zusätzliche Belastung gegenüber der Referenzentwicklung von insgesamt etwa 200 Mio. EUR und im Zeitraum 2041 bis 2050 eine Entlastung von etwa 300 Mio. EUR, mit einer Perspektive auf nach 2050 weiter andauernden Entlastungen.

Abbildung 14-7 stellt die entsprechenden Ergebnisse für das Szenario „Fokus Fernwärme“ dar. Hier zeigt sich ein grundsätzlich ähnlicher Verlauf, allerdings sind sowohl die Mehrkosten wie auch die zusätzlichen Erlöse der Fernwärme im Vergleich zur Referenzentwicklung deutlich größer. Der wesentliche Treiber der Mehrkosten sind in diesem Szenario die Annuitäten der hohen Investitionen, welche die SWM in die zusätzlichen Geothermieanlagen, Wärmepumpen und weiteren Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Fernwärmeerzeugung tätigen müssen (siehe Kapitel 11.3). Dies führt zu einer stärker auf lokale erneuerbare Energien gestützte Fernwärmeerzeugung und einem entsprechend deutlich niedrigeren Einsatz von Wasserstoff (siehe Kapitel 13.4.2). Auch die Investitionen in den Netzausbau sind höher als im Szenario Fokus dezentrale Lösungen, deren Annuitäten sind jedoch für die gesamten Mehrkosten der Fernwärme von untergeordneter Bedeutung.

Bei den Fernwärmeerlösen zeigen sich die Auswirkung der Erweiterung des Fernwärmenetzes in bisher nicht erschlossene Gebiete mit hoher Wärmedichte: Der Absatz an Fernwärme liegt ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ nochmals um ca. 10 % höher. Die Erlöse liegen hierdurch ab dem Jahr 2035 um etwa 50 - 60 Mio. EUR pro Jahr oberhalb der Beträge im Szenario Fokus dezentrale Lösungen.[27]

[27] Für beide Szenarien wurden identische Fernwärmetarife unterstellt.

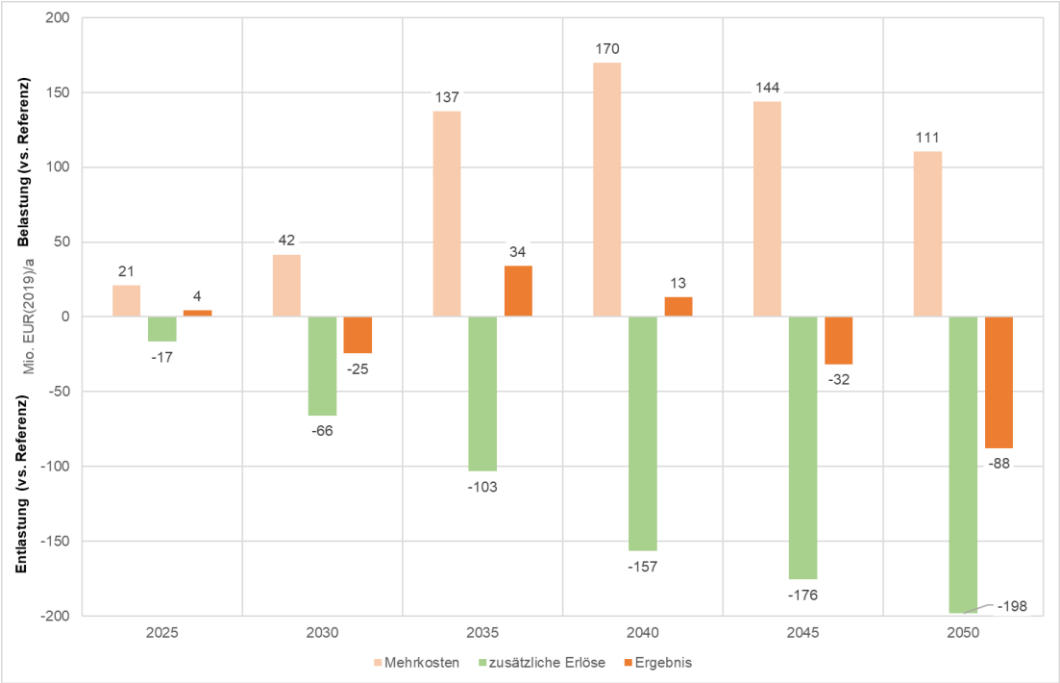

Abbildung 14-7 Zusätzliche Kosten und Erlöse Fernwärme im Vergleich zur Referenz im Szenario „Fokus Fernwärme"

Beim abgeschätzten Ergebnis der Fernwärmesparte der SWM ergibt sich in Abbildung 14-7 ein grundsätzlich ähnlicher, für die SWM jedoch vorteilhafterer Verlauf im Vergleich zur Abbildung 14-6: Die Belastungen des Ergebnisses in den Stützjahren 2035 und 2040 sind geringer und die Entlastungen in den anderen Jahren höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen".

Wenn man im Szenario „Fokus Fernwärme" die erwarteten Salden der Stützjahre auf alle Jahre des Szenariozeitraums verteilt, ergibt sich für die Fernwärmesparte der SWM im Zeitraum bis 2040 voraussichtlich eine marginale Entlastung gegenüber der Referenzentwicklung von etwa 10 Mio. EUR und im Zeitraum 2041 bis 2050 eine deutliche Entlastung von etwa 395 Mio. EUR. Auch hier besteht eine Perspektive auf nach 2050 weiter andauernden Entlastungen.

Für die SWM sind noch weitere wirtschaftliche Effekte der Szenarien relevant, die zum Abschluss dieses Kapitels angesprochen werden und die sich auf das Ergebnis der SWM voraussichtlich deutlich negativ auswirken.

Sensitivität mit moderaten Preisannahmen

Um die Robustheit der untersuchten Investitionen der SWM in Bezug auf die hier recht ambitioniert angenommene Entwicklung der Preise von Energieträgern und CO_2 zu bewerten, wurde in Kapitel 13.4.4 eine Sensitivität der Fernwärmeerzeugung mit moderateren Preisannahmen untersucht. Das Ergebnis wurde dort anhand des Szenarios „Fokus Fernwärme" illustriert. Der wesentliche Unterschied gegenüber der Hauptvariante lag in dem im Jahr 2035 noch stärker reduzierten Einsatz der auf Wasserstoff umgestellten Heizkraftwerke sowie darin, dass sich der Einsatz dieser Anlagen auch in den Jahren 2040 bis 2050 nur langsam wieder erhöht. Grund hierfür sind insbesondere die niedriger angesetzten Großhandelspreise für Strom im moderaten Preisszenario, die eine Konsequenz des geringeren Ambitionsniveaus des moderaten Szenarios bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen im europäischen Stromsektor sind. Im moderaten Preisszenario ist

also die Diskrepanz bei den Klimaschutz-Ambitionen zwischen München und dem Rest des europäischen Stromsystems noch größer als in den Hauptvarianten der Szenarien.

In der Sensitivität entwickelt sich das Ergebnis der Fernwärmesparte der SWM entsprechend: Im Szenario „Fokus Fernwärme" gibt es im Jahr 2035 kaum Unterschiede zum Ergebnis in der Hauptvariante (Abbildung 14-7). In den Jahren 2040 bis 2050 bleiben jedoch die Mehrkosten der Fernwärmeerzeugung gegenüber der Referenzentwicklung mit ca. 145 Mio. EUR pro Jahr auf hohem Niveau. Die sinkende Kostenentwicklung in der Hauptvariante stellt sich in der Sensitivität nicht ein, weil die KWK-Anlagen weniger in Betrieb sind und teurere Anlagen zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden müssen. In der kumulierten Betrachtung für den Zeitraum bis 2040 ergibt sich in der Sensitivität „moderate Preisentwicklungen" zum Szenario „Fokus Fernwärme" voraussichtlich ein etwas besseres Ergebnis für die Fernwärmesparte der SWM als in der Hauptvariante, dafür sind die Ergebnisse in den darauffolgenden Jahren etwas ungünstiger. In der Sensitivität für das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" zeigt sich bis 2040 eine gegenüber der Hauptvariante kaum verändertes kumuliertes Ergebnis. In den Jahren 2041 bis 2050 muss jedoch mit deutlich geringeren positiven Effekten gegenüber dem Referenzszenario gerechnet werden.

Insgesamt reagiert das Ergebnis der SWM Fernwärmesparte bis zum Jahr 2040 in der Sensitivität „moderate Preisentwicklungen" im Vergleich zur Referenz unverändert oder leicht positiv. Im Zeitraum nach 2040 wird die in der Hauptvariante beider zielorientierter Szenarien erwartete positive Entwicklung jedoch deutlich abgeschwächt. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die angesetzten Anlagenparks in beiden Szenarien relativ robust gegenüber der Bandbreite der hier angenommenen Energie- und CO_2-Preise sind, sich langfristig aber negative Auswirkungen zeigen, sofern die Großhandelspreise für Strom weniger stark steigen als in der Hauptvariante angenommen.

Weitere Effekte

Über die hier quantitativ betrachteten Aspekte hinaus ist mit weiteren Effekten der Transformation zu einem klimaneutralen Wärmesektor auf die SWM zu rechnen, die gegebenenfalls in weiteren Untersuchungen quantifiziert werden müssten und auch stark von der Setzung von Rahmenbedingungen auf der Bundesebene abhängen. Hier sind insbesondere zu nennen:

- Die Veränderungen im Einsatz der Heizkraftwerke haben Auswirkungen auf die Strombeschaffung der SWM. Hier kann es zu erhöhten Kosten kommen.
- Der in allen Szenarien vorgesehene Ausbau, insbesondere der Geothermie, hat Auswirkungen auf den Einsatz der Heizkraftwerke der SWM und damit auf die Möglichkeit, für diese Anlagen die Förderung nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) im bisher geplanten Umfang in Anspruch zu nehmen.
- Die in Abbildung 14-5 dargestellten erforderlichen Investitionen der SWM in das Stromverteilnetz müssen berücksichtigt werden. Weitere Treiber für den erforderlichen Netzausbau sind die Elektromobilität und der Ausbau der Photovoltaik. Zwar ist damit zu rechnen, dass diese Investitionen im Rahmen erhöhter Netzentgelte für Strom auf die Stromverbrauchenden überwälzt werden können, dennoch könnten für SWM Nachteile im Effizienzvergleich mit vergleichbaren Netzgebieten entstehen, in denen weniger ambitionierte Klimaschutzziele gelten.
- Im Rahmen der Transformation des Wärmesektors kommt es voraussichtlich zu weitgehenden Rückgängen im Endkundenabsatz von Erdgas und zu Zuwächsen im

Absatz von Strom. Beides hat zunächst Auswirkungen auf die Margen, welche die SWM als Energieversorger entsprechend ihres jeweiligen Marktanteils in München im Vergleich zur Referenzentwicklung erzielen kann. Eine grobe Abschätzung im Rahmen dieser Studie hat gezeigt, dass die Margengewinne beim Strom die Einbußen beim Vertrieb von Erdgas nicht ausgleichen können.

- Wesentlich gravierender können jedoch die Effekte von einbrechenden Absätzen von Erdgas in München für die SWM in ihrer Rolle als Gasnetzbetreiber sein. Es steht zu erwarten, dass die noch ausstehenden Abschreibungen auf bereits getätigte oder in der Zukunft noch notwendige Investitionen in das Gasverteilnetz nur noch teilweise erwirtschaftet werden können. Hier besteht voraussichtlich Handlungsbedarf auf der Bundesebene, um die wirtschaftlichen Folgen des aus Gründen des Klimaschutzes erforderlichen Ausstiegs aus der Nutzung von fossilem Erdgas für die Betreiber von Gasnetzen abzupuffern.

Fazit

Die voraussichtlichen ökonomischen Auswirkungen der Szenarien auf die SWM können wie folgt zusammengefasst werden.

- Beide zielorientierte Szenarien erfordern hohe über das Referenzszenario hinausgehende Investitionen der SWM. Im Szenario „Fokus Fernwärme" liegen die Investitionen aufgrund des verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Fernwärmeversorgung nochmals deutlich höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen". Dabei kann in beiden Szenarien voraussichtlich eine umfassende Förderung für die zu tätigenden Investitionen in erneuerbare Wärmeerzeugung und Investitionen im Fernwärmenetz durch den Bund in Anspruch genommen werden.

- In beiden zielorientierten Szenarien ergeben sich erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis der SWM-Fernwärmesparte im Vergleich zum Referenzszenario. Diese Veränderungen unterliegen einem ausgeprägten zeitlichen Verlauf:

    - Bis zum Jahr 2034 ist in der Fernwärme mit positiven Veränderungen des Ergebnisses zu rechnen, zugleich sind aber hohe Investitionen zu stemmen.

    - Ab dem Jahr 2035 sind erhebliche Kostensteigerungen zu erwarten, die sich vor allem aufgrund der hier unterstellten (und für die angestrebte Emissionsminderung entscheidende) frühe Umstellung der Wärmeerzeugung einschließlich der Heizkraftwerke der SWM auf Wasserstoff ergeben. In einer Gesamtbetrachtung bis zum Jahr 2040 ist im Szenario Fokus dezentrale Lösungen mit kumulierten Zusatzkosten von ca. 200 Mio. EUR_{2019} zu rechnen, im Szenario Fokus Fernwärme gleichen sich die kumulierten Ergebnisveränderungen bis 2040 etwa aus.

    - Längerfristig ergibt sich wahrscheinlich eine eher positive Entwicklung gegenüber der Referenz, die vor allem auf die steigenden Erlöse im Fernwärmeabsatz zurückzuführen ist. Hierzu trägt zum einen das in den zielorientierten Szenarien angenommene Wachstum der Fernwärme-nachfrage bei und zum anderen die Erhöhung der Fernwärmetarife auf der Grundlage der angenommenen Preisgleitung.

- Hinzu kommen hier nicht quantifizierte Belastungen für das Ergebnis der SWM durch die Margeneffekte aus dem Vertrieb von Gas und Strom, durch die veränderte

Stromerzeugung der Heizkraftwerke sowie insbesondere die noch nicht absehbaren Auswirkungen eines stark zurückgehenden Absatzes von Erdgas für die SWM als Betreiber des Gasverteilnetzes.

Die ökonomische Analyse für die SWM zeigt, dass der Einsatz von Wasserstoff ab 2035 auch bei ansteigenden Fernwärme-Tarifen für SWM unter den getroffenen Annahmen ohne zusätzliche Unterstützung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Um die wirtschaftlichen Nachteile der Umstellung auf Wasserstoff zu diesem frühen Zeitpunkt auszugleichen, bedarf es einer zusätzlichen Förderung für die SWM durch den Bund und/oder eines finanziellen Arrangements auf kommunaler Ebene. Ohne eine solche Unterstützung weist insbesondere das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" im Zeitraum von heute bis zum Jahr 2040 in Summe deutliche Ergebniseinbußen für die SWM-Fernwärmesparte gegenüber dem Referenzszenario aus. Diese Einbußen können auch nicht einfach durch die hier ermittelte Perspektive auf Ergebnisverbesserungen nach 2040 ausgeglichen werden, da auf diese lange Frist die Unsicherheiten in den Annahmen der Szenarien naturgemäß zunehmen. Im Szenario „Fokus Fernwärme" stellt sich das Ergebnis der SWM-Fernwärmesparte bis zum Jahr 2040 unter den getroffenen Annahmen zwar deutlich besser dar, hier bestehen jedoch aufgrund der hohen angenommenen Investitionen und ihrer technischen Komplexität erhebliche Risiken. Auch in diesem Szenario weisen die Berechnungen deutliche Ergebnisverbesserungen nach 2040 aus, deren Eintreten in dieser Höhe nicht als sicher angesehen werden sollte.

14.1.3 Ökonomische Analyse der Szenarien aus Sicht der Nutzenden von Gebäuden

In diesem Kapitel werden all diejenigen Investitionen und Kosten betrachtet, die bei der Gesamtheit der Nutzenden von Gebäuden anfallen bzw. ankommen. Dies ist eine sehr heterogene Gruppe, die selbstnutzende Eigentümer:innen, sowie Mietende von Gebäuden (auch Gewerbe) umfasst. Das Entscheidungskalkül der Vermietenden wird gesondert in Kapitel 14.1.5 beschrieben. Gebäudeeigentümer:innen tragen Investitionskosten für die Gebäudesanierung, den Einbau von Wärmepumpen, Hausanschluss-Stationen (HAST) und Baukostenzuschüsse (BKZ) für Hausanschluss-Leistungen (HA). Im Falle von Vermietungen werden diese Kosten über die Modernisierungsumlage i. d. R. an die Mietenden weitergegeben (es ist zu erwarten, dass diese Umlage bei Investitionen in Hausanschluss-Stationen und Baukostenzuschüsse allerdings nicht möglich ist). Da in diesem Kapitel das einzelwirtschaftliche Kalkül im Vordergrund steht, werden Investitionen und Preise inklusive aller Abgaben, sowie der MwSt. angesetzt. Wie in Kapitel 14.1.1 wird auch hier angenommen, dass die Gebäudeeigentümer:innen die zur Verfügung stehende Bundesförderung für die Sanierung der Gebäudehülle, sowie den Heizungstausch im vollen Umfang in Anspruch nehmen (siehe auch Kapitel 14.1.4).

Die im Vergleich zur Referenz zusätzlich notwendigen Investitionen belaufen sich aus Sicht der Nutzenden von Gebäuden auf ca. 3,6 Mrd. EUR im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" und auf ca. 3,2 Mrd. EUR im Szenario „Fokus Fernwärme" (siehe Abbildung 14-8). Dabei wird angenommen, dass etwas mehr als die Hälfte der notwendigen Investitionen in die Sanierung Gebäudehülle und den Heizungstausch in den Szenarien durch bestehende Bundesförderung bestritten wird (vgl. auch Kapitel 14.1.4).

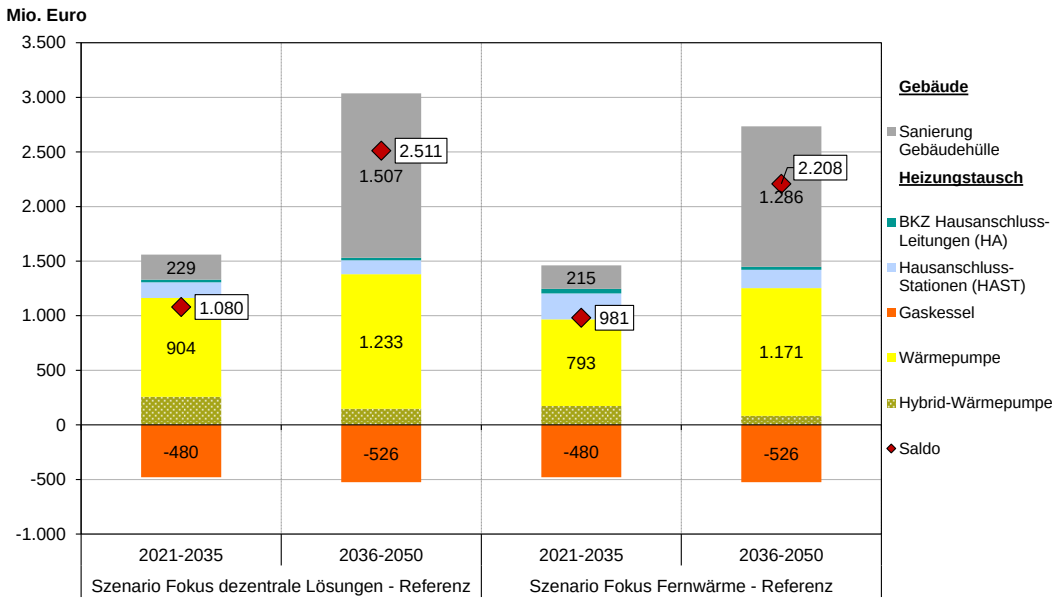

Abbildung 14-8 Kumulierte Investitionen in den zielorientierten Szenarien aus Sicht der Nutzenden (nach Förderung; inkl. MwSt.) im Vergleich zum Referenzszenario (negative Werte sind Einsparungen gegenüber der Referenz)

Im Gegensatz zu Abbildung 14-2 sind die Investitionen aus Sicht der Nutzenden im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" etwas höher als im Szenario „Fokus Fernwärme", da im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" mehr Wärmepumpen eingebaut und etwas mehr Fläche saniert wird[28]. Dies sind Investitionen, die bei den Gebäudenutzenden anfallen, bzw. an sie weitergegeben werden. Auch hier sieht man den bereits oben beschriebenen Effekt, dass im Vergleich zur Referenz in den zweiten 15 Jahren höhere Investitionen in die Gebäudehülle aufgebracht werden müssen, da die Sanierungsanforderungen in den zielorientierten Szenarien steigen und die Investitionen in den ersten 15 Jahren in der Referenz vergleichsweise teuer sind (vgl. auch Kapitel 14.1.1).

Abbildung 14-9 stellt wieder die zusätzlichen Kosten in den zielorientierten Szenarien (annuisierte Investitionen, höhere Ausgaben für Strom und Fernwärme) dem zusätzlichen Nutzen (Einsparungen insbesondere bei Erdgas) gegenüber. Die Annuisierung erfolgt auch hier mit einem realen Zinssatz von 2 %. Der Zinssatz wird deshalb relativ niedrig gewählt, weil selbstnutzende Eigentümer:innen i. d. R. kein gewerbliches Interesse mit ihrer selbstgenutzten Immobilie verfolgen und deshalb nur moderate Gewinnerwartungen an eine Investition haben (der Wert ergibt sich aus Sicht der Eigentümer:innen zum Teil auch daraus, dass die Immobilie selbst im Wert steigt). Gleichzeitig entspricht ein Annuisierungszinssatz von 2 % in etwa der Modernisierungsumlage von 5 % unter Berücksichtigung von Mietsteigerungen nach §558 BGB, die auch in Kapitel 14.2 angesetzt wird.

Aus Sicht der Gebäudenutzenden entsteht in den zielorientierten Szenarien durchweg eine Entlastung gegenüber der Referenz, die sogar etwas höher liegt als in der

[28] In den zielorientierten Szenarien werden über München verteilt die gleichen Sanierungsraten angesetzt. Allerdings werden in den durchgeführten Modellierungen unterschiedliche Gebäude für die Sanierung ausgewählt, was dazu führt das in Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" ca. 3 % mehr Fläche saniert wird als in Szenario „Fokus Fernwärme" (siehe Kapitel 13.2)

akteursübergreifenden Gesamtbetrachtung (Kapitel 14.1.1), da die laufenden Kosten der Fernwärmeerzeugung (insbesondere des Wasserstoffeinsatzes) beim angesetzten Fernwärmetarif nicht komplett auf die Nutzenden umgelegt werden (vgl. auch Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Sicht der SWM in Kapitel 14.1.2). Auch die CO_2-Kompensationskosten sind in dieser Darstellung nicht angesetzt, weil aktuell noch offen ist, ob es überhaupt zu einer Kompensation verbleibender CO_2-Emissionen kommen wird (vgl. Kapitel 13.6) und zudem noch nicht entschieden ist, welche Akteure die Kosten einer Kompensation gegebenenfalls tragen würden. Die Entlastung ist im Szenario „Fokus Fernwärme" etwas geringer als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen", weil dieses Szenario aus Sicht der Nutzenden bei gegebenen Förderbedingungen etwas geringere zusätzliche Ausgaben erfordert.

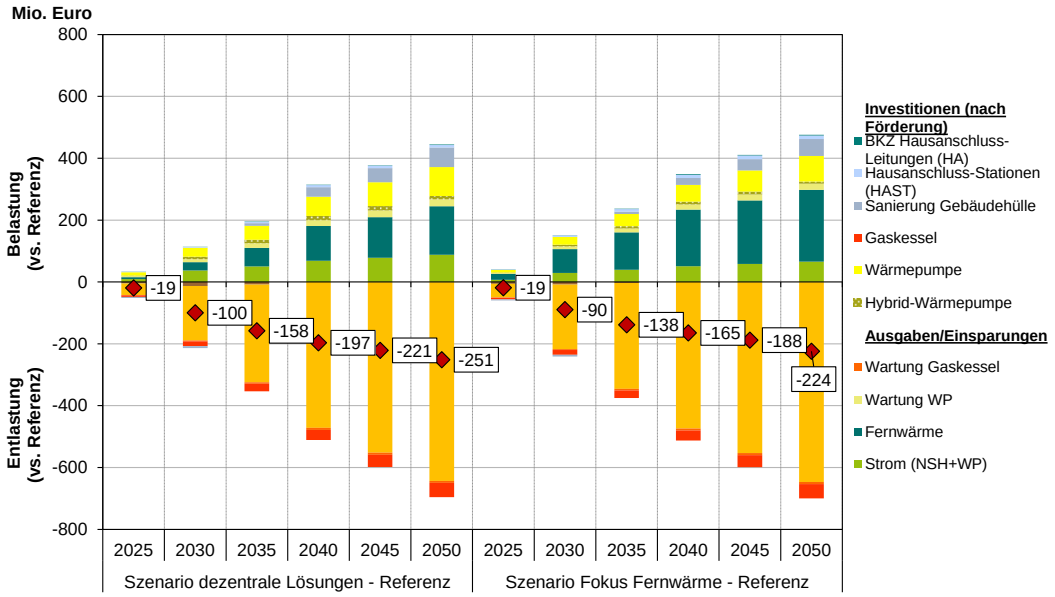

Abbildung 14-9 Alle im jeweiligen Jahr wirksamen Investitionen (annuisiert) und laufende Ausgaben für Energie und Wartung aus Sicht der Nutzenden

14.1.4 In Anspruch genommene Förderung

Wie schon mehrfach betont, sind zwei Faktoren entscheidend für das positive Ergebnis der zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz: Erstens steigen die Preise für fossile Energieträger – nicht zuletzt aufgrund des BEHG, was die Referenzentwicklung teurer macht. Zweitens werden durch die angenommene Förderung des Bundes (vgl. Kapitel 10.7) Investitionen in die Sanierung der Gebäudehülle, den Ausbau erneuerbarer Fernwärme (in München insbesondere Tiefengeothermie und Aus- und Umbau der Wärmenetze) und den Einbau von Wärmepumpen günstiger. Abbildung 14-10 zeigt die in Anspruch genommenen Fördersummen in der Referenz und den zielorientierten Szenarien (für den Ausbau der Fernwärme ist lediglich die Differenzförderung gegenüber der Referenz enthalten).

Die gesamten in Anspruch genommenen Fördermittel für die Sanierung der Gebäudehüllen und den Einbau von Wärmepumpen belaufen sich im ersten 15-Jahreszeitraum auf 3,5 Mrd. EUR in beiden zielorientierten Szenarien. Im zweiten 15 Jahreszeitraum belaufen sie sich für das Szenario „Fokus dezentrale Lösungen" auf 3,2 Mrd. EUR und für das Szenario „Fokus Fernwärme" auf 3,0 Mrd. EUR. Hinzu kommt eine – gegenüber der Referenz – zusätzlich in Anspruch genommene Förderung für den Ausbau der Fernwärme von insgesamt

370 Mio. EUR im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ und 1,1 Mrd. EUR im Szenario „Fokus Fernwärme“.

Dies bedeutet, dass knapp die Hälfte der erforderlichen (bzw. zusätzlichen) Investitionen durch Bundesförderung bestritten wird (vgl. Abbildung 14-1, welche die über die Förderung hinausgehenden Investitionen auf insgesamt 7,3 Mrd. EUR im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ beziffert und auf 7,9 Mrd. EUR im Szenario „Fokus Fernwärme“).

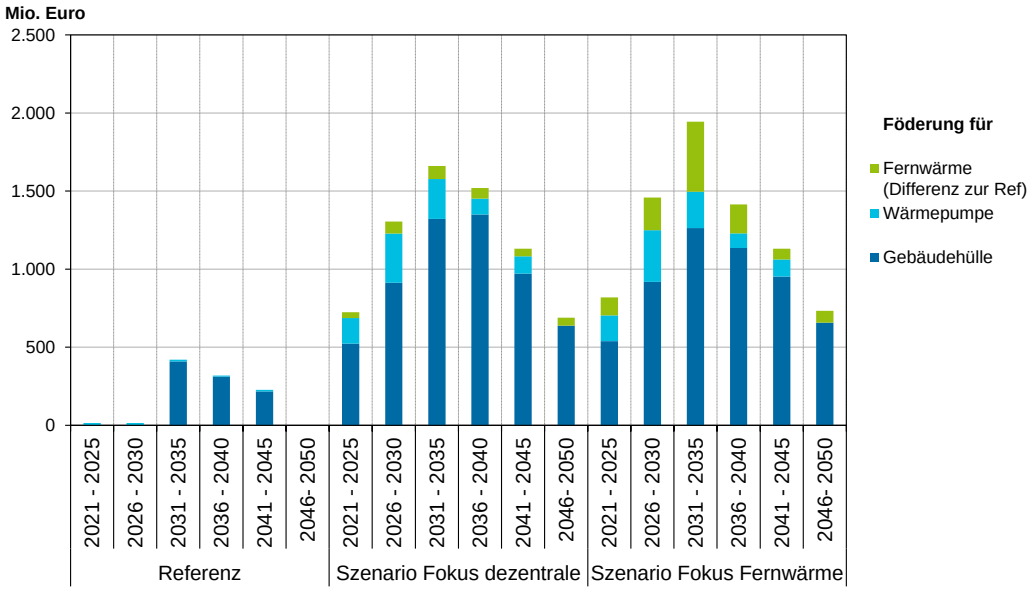

Abbildung 14-10 In Anspruch genommene Förderung in den Szenarien und in der Referenz

An dieser Stelle ist anzumerken, dass nicht sicher ist, dass der Bund tatsächlich langfristig die Fördermittel in dem hier angenommenen Umfang zur Verfügung stellen wird. Für diese Studie werden auf Bundesebene generell förderliche Rahmenbedingungen für die Transformation des Wärmesektors unterstellt – dies gilt auch für die Verfügbarkeit von Fördermitteln.

14.1.5 Zum Entscheidungskalkül von Vermietenden

In den vorangegangenen Kapiteln ist deutlich geworden, dass unter gegebenen Rahmenbedingungen (Förderung von Gebäudesanierung und des Einbaus von Wärmepumpen durch den Bund sowie steigenende Preise für fossile Energieträger) deutliche Einsparungen für die Stadt München, sowie die Gebäudenutzenden gegenüber der Referenzentwicklung enstehen können, wenn Gebäudeeigentümer:innen und insbesondere Vermietende die hier angenommenen Maßnahmen umsetzen.

Sie sind also essentielle Akteur:innen, wenn die Strategie gelingen soll. Eine genaue quantitative Analyse der Kosten-/Nutzen-Bilanz der zielorientierten Szenarien gegenüber der Referenz aus Sicht der Vermietenden ist methodisch sehr aufwändig und geht über den Untersuchungsrahmen des vorliegenden Gutachtens hinaus. Im Folgenden wird das Entscheidungskalkül von Vermietenden dennoch qualitativ diskutiert, da diese Überlegungen in der Analyse der Auswirkungen auf die Mietenden im folgenden Kapitel aufgegriffen werden. Auch in der Diskussion zu Hemnissen und Handlungsempfehlungen wird die Sicht der Vermietenden relevant (Kapitel 15). Eine weitergehende quantitative Analyse der Wirtschaftlichkeit der Szenarien für Vermietende stellt einen weiteren Forschungsbedarf dar.

Zunächst ist festzuhalten, dass Eigentümer:innen vermieteter Wohnungen und Gebäude eine sehr heterogene Gruppe darstellen mit unterschiedlichen Zielen und Erwartungen an die Rentabilität der Vermietung. Private Kleinvermietende verfolgen oftmals kein Gewinninteresse mit der Vermietung der Wohnung. Diese soll vielmehr die anfallenden Kosten abdecken und einen Beitrag zur Tilgung von aufgenommenen Darlehen leisten. Private Wohnungsunternehmen dagegen verfolgen sehr wohl Gewinninteressen mit der Vermietung und sind dabei auch ihren Eigentümer:innen oder Anteilseignern verpflichtet. Eine dritte Gruppe stellen kommunale oder genossenschafltiche Wohnungsbaugesellschaften dar, die durch eigene Regelungen und Vorgaben gebunden sind.

Diese Voraussetzungen bestimmen auch, ob es sich aus rein quantitativer Sicht für Vermietende lohnt, bestimmte Maßnahmen zu ergreifen oder nicht. Bei einer Investition in die Sanierung der Gebäudehülle und / oder dem Wechsel des Heizenergieträgers entstehen dem oder der Vermietenden zunächst Kosten, die über die Modernisierungsumlage (§559 BGB) auf die Mietenden umgelegt werden können. Dabei sind eine Reihe von weiteren Regelungen, z. B. zu Härtefällen zu beachten (/GGSC-01 19/). Ob dadurch aus Sicht der Vermietenden ein Vorteil gegenüber der Situation ohne Sanierung / ohne Heiztechnologiewechsel erreicht wird, hängt davon ab, ob die Kaltmiete inklusive Modernisierungsumlage nach Rückzahlung der Investitionssumme höher liegt als die Kaltmiete im Fall, dass die Maßnahme nicht ergriffen wurde. Sollten die Vermietenden in Zukunft an den CO_2-Kosten der Wärmebereitstellung beiteiligt werden (vgl. Beschluss der Bundesregierung vom Mai 2021), spielt auch die Vermeidung von CO_2-Kosten eine Rolle.[29]

Die Höhe der Kaltmiete nach Modernisierung hängt von der Höhe der zulässigen Modernisiserungsumlage ab, welche z. Zt. höchstens 8 % beträgt. Die städtische Wohnungsbaugesellschaften in München legen nur 5 % um und begrenzen die absolute Umlage auf 2 EUR pro qm und Monat (/RSBM-04 19/). Nach geltender Rechtslage (§558 BGB) sind weitere Mieterhöhungen nach Aufschlag einer Modernisierungsumlage so lange begrenzt, bis die neue Kaltmiete wieder im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete liegt /IWU-01 08/; /UBA-28 18/. In einem Markt, der gekennzeichnet ist durch ein hohes Mietniveau, niedriger Leerstände und eine dynamische Mietpreisentwicklung, führt dies dazu, dass die ortsübliche Vergleichsmiete die Erhöhung durch die Modernisierungsumlage schnell einholt (vgl. Abbildung 14-11).

[29] Die im Beschluss der Bundesregierung angestrebte hälftige Aufteilung von CO_2-Kosten zwischen Mietenden wurde von der Regierungskoalition zwar abgelehnt, stellt jedoch weiterhin ein mögliches Szenario für die Zukunft dar.

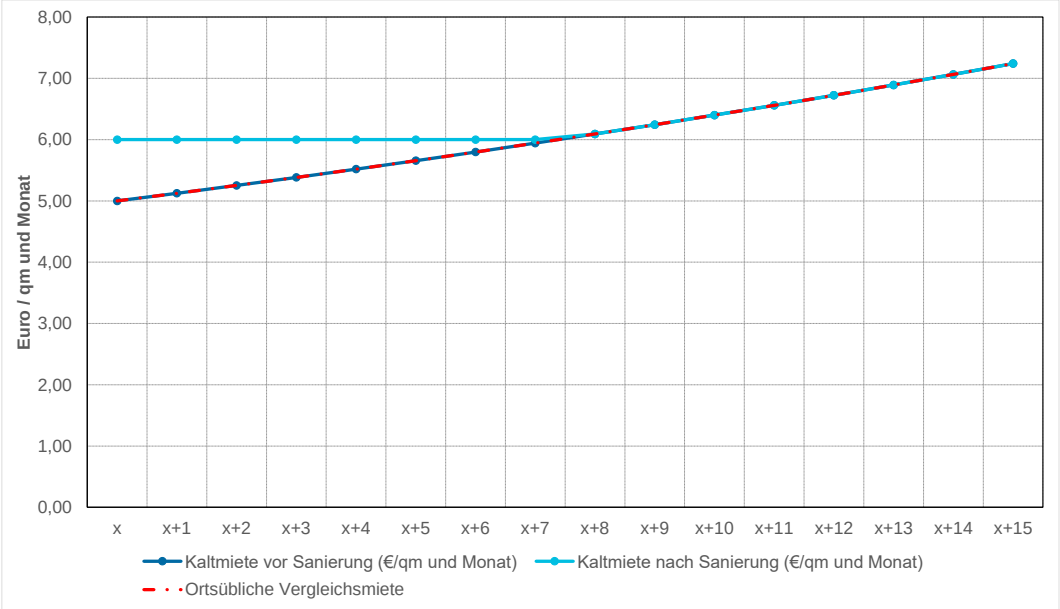

Abbildung 14-11 Schematische Darstellung des Verhältnisses von Kaltmiete mit/ohne Modernisierungsumlage und ortsüblicher Vergleichsmiete in einem dynamischen Markt, nach /IWU-01 08/; S.23

In einer Stadt wie München ist also zu erwarten, dass Mieterhöhungen auf Grund von Modernisierungsumlagen zumindest zum Teil durch den Anstieg der ortsüblichen Vergleichsmiete ausgeglichen werden. Dies muss sowohl aus Sicht der Vermietenden bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Sanierung berücksichtigt werden, als auch bei der Frage, welche Auswirkungen eine Sanierung auf Mietende hat (vgl. Kapitel 14.2.2). Die städtischen Wohnungsbaugesellschaften trennen die Modernisierungsumlage von der Grundmiete und lassen sie nach der Amortisierung auslaufen /RSBM-04 19/. Auch hier darf die Summe aus Grundmiete und Modernisierungsumlage höchstens die ortsübliche Vergleichsmiete erreichen. In einem Mietmarkt wie München hätte die Wohnungsbaugesellschaft bei Auslaufen der Umlage allerdings wahrscheinlich die Möglichkeit die Kaltmiete auch ohne Umlage auf die angestiegene ortsübliche Vergleichsmiete zu erhöhen.

Insbesondere in einem Mietmarkt wie München stellt also die Möglichkeit, eine Modernisierungsumlage zu erheben, nicht immer die Wirschaftlichkeit einer Maßnahme aus Sicht der Vermietenden sicher. Es sind deshalb eine Reihe von Ansätzen in der Diskussion, die die Anreize zur Modernisierung bei den Vermietenden verstärken sollen. Einer davon ist die Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO_2-Kosten auf die Mietenden, die zunächst auf 50 % festgelegt werden sollte, nun aber doch keine Einigung in der Regierungskoalition erzielte (vgl. Fußnote 29 oben). Sollte eine solche Begrenzung perspektivisch doch umgesetzt werden, würde dies dazu führen, dass auch Vermietende von der Einsparung fossiler Energieträger profitieren. Ein anderer Ansatz ist das Drittelmodell (/GGSC-01 19/, /IFEU-03 19/, /IFEU-03 19/), bei dem die für die Modernisierung in Anspruch genommene Förderung nicht an die Mietenden weitergegeben werden muss. Im Gegenzug kann nur eine niedrigere Modernisierungsumlage von 1,5 % erhoben werden. Für Vermietende, die nicht rein nach wirtschaftlichen Grundsätzen handeln (private Kleinvermietende, kommunale und genossenschaftliche Wohnungsbaugesellschaften) benötigt es wieder andere Anreize, die in Kapitel 15 diskutiert werden.

14.2 Soziale Folgewirkungen aus Sicht der Mietenden

In diesem Kapitel werden die Folgewirkungen der Szenarien gegenüber der Referenz speziell für Mietende beleuchtet. Dies geschieht mit Hilfe der Definition einer Reihe von Typhaushalten, die das Spektrum der in München lebenden Haushalte abdecken und sich an die Bevölkerungsbefragung 2016 /INFO-01 17/ anlehnen (Kapitel 14.2.1). In einem nächsten Schritt wird berechnet, in welchem Umfang sich die Kosten des Wohnens (KdW) verändern, wenn ein Gebäude saniert wird, eine Wärmepumpe eingebaut oder an die Fernwärme angeschlossen wird (Kapitel 14.2.2). In einem letzten Schritt werden die einzelnen Typhaushalte gewissermaßen in die verschiedenen Wohnungen „hineingesetzt", um zu bewerten, wie sich die allgemeinen Veränderungen in den Kosten des Wohnens auf die unterschiedlichen Typhaushalte auswirken (Kapitel 14.2.3).

14.2.1 Typhaushalte

Die Definition der Typhaushalte ist angelehnt an die Bevölkerungsbefragung 2016 /INFO-01 17/ (Tabelle 14-1). In dieser sind je Typhaushalt die mittlere Wohnfläche pro Kopf, sowie das Äquivalenzeinkommen pro Monat angegeben. Zur Bewertung der Auswirkung von Sanierung und/oder Heizungstausch auf die Mietenden werden zusätzlich Informationen zur gesamten Wohnfläche, sowie zum verfügbaren Nettoeinkommen benötigt. Diese werden mit Hilfe geeigneter Parameter abgeleitet.[30] Tabelle 14-1 stellt die so abgeleiteten Werte dar. Die Analyse der Typhaushalte erfolgt für die beiden Jahre 2035 und 2050. Das verfügbare Einkommen wird pauschal mit einem Faktor von real 1 % p.a. auf diese Jahre fortgeschrieben.

Tabelle 14-1: Wohnfläche und verfügbares Einkommen der Typhaushalte

Typhaushalt			Verfügbares Einkommen pro Haushalt und Monat		
		Wohnfläche (qm)	2016 (EUR_{2019})	2035 (EUR_{2019})	2050 (EUR_{2019})
Haushalte ohne Kinder	Einpersonenhaushalte	56	2.096	2.202	2.532
	Zweipersonenhaushalte	80	3.772	3.964	4.557
	Drei- und Mehr-personenhaushalte	96	4.401	4.625	5.316
Haushalte mit Kindern	Ein Kind	87	3.666	3.853	4.429
	Zwei Kinder	100	4.192	4.405	5.064
	Drei oder mehr Kinder	109	3.758	3.950	4.540
	Alleinerziehende	66	2.192	2.303	2.648

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis Bevölkerungsbefragung 2016 /INFO-01 17/

[30] Die Umrechnung erfolgt auf Basis geeigneter Annahmen zur Anzahl der Personen im Haushalt, sowie des Faktors zur Bildung des Äquivalenzeinkommens nach neuer OECD-Skala und wird aus der aktuellen Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2018 abgeleitet. Das Äquivalenzeinkommen dient dazu bei der Bewertung des Nettoeinkommens mögliche Skaleneffekte durch mehrere Haushaltsmitglieder zur berücksichtigen (z. B. mehrere Personen teilen sich einen Kühlschrank / eine Waschmaschine, usw.). Dazu wird das Nettoeinkommen durch einen Faktor geteilt, der wie folgt berechnet wird: 1 für die erste Person im Haushalt, 0,5 für jede weitere Person über 14 Jahre, 0,3 für jede weitere Person bis 14 Jahre.

Alle Typhaushalte zusammengenommen repräsentieren die gesamte in München lebende Bevölkerung. Die Typhaushalte bilden also jeweils eine große Gruppe von Haushalten ab, innerhalb derer die Angaben zu Wohnfläche und Einkommen stark streuen. Die folgenden Betrachtungen sind jeweils nur Aussagen über den Durchschnitt der jeweiligen Gruppe. Eine weitergehende Betrachtung stärker differenzierter Typhaushalte stellt einen weiteren Forschungsbedarf dar. Diese sollte auf eine differenziertere Datengrundlage als die veröffentlichten Tabellen der Bevölkerungsbefragung aufsetzen können (und z. B. Informationen zu Wohnfläche, Einkommen, sowie Haushaltsmerkmalen mit Stadtvierteln verknüpfen, bzw. Informationen zu Sanierungsstand und -aktivität sowie -kosten für verschiedene Gebäude und Haushalte erheben).

Die Kosten des Wohnens setzen sich zusammen aus der Kaltmiete, den kalten Betriebskosten, sowie Betriebs- und Energiekosten der Heizung. Abbildung 14-12 zeigt die durchschnittlichen Kosten des Wohnens der Typhaushalte im Jahr 2021. Die Informationen zur durchschnittlichen Kaltmiete, Betriebs- und Heizkosten sind dabei an die Bevölkerungsbefragung 2016 sowie den Mietspiegel 2021 /LHM-10 20/ angelehnt. Die Kosten für neu vermietete Wohnungen können deutlich über den hier genannten Werten liegen. Die durchschnittlichen Ausgaben für das Wohnen der Typhaushalte liegen zwischen 800 und 1.600 EUR pro Monat und steigen mit der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen. Diese Kosten repräsentieren zwischen 29 % (Zweipersonenhaushalt) und 42 % (Alleinerziehende) des Einkommens der betrachteten Haushalte.

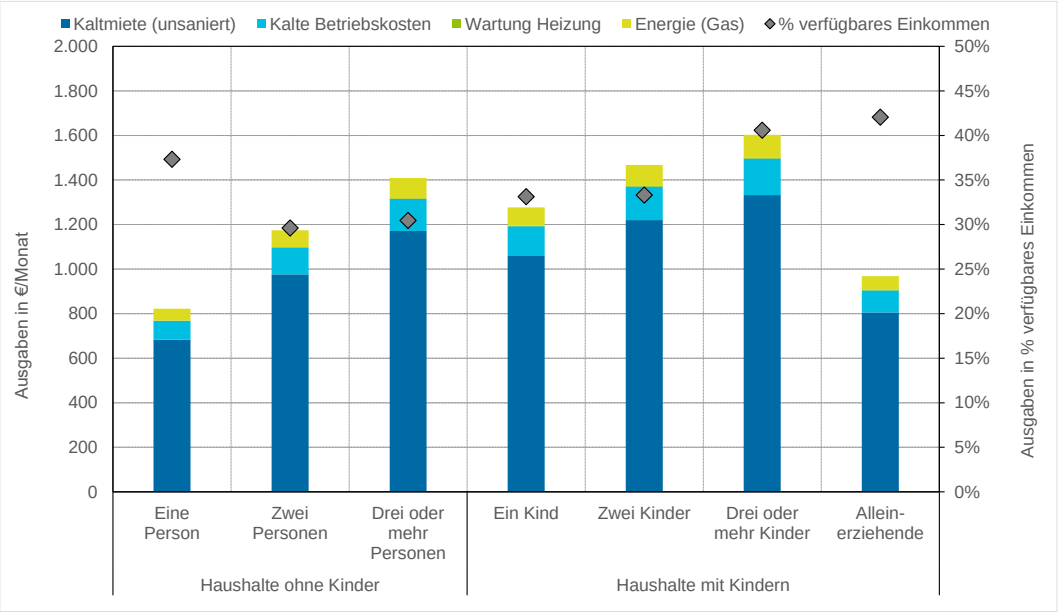

Abbildung 14-12 Durchschnittliche Kosten des Wohnens der Typhaushalte im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Bevölkerungsbefragung 2016 /INFO-01 17/und des Mietspiegels 2021 /LHM-10 20/)

14.2.2 Veränderungen in den Kosten des Wohnens nach Sanierung und/oder Heizungstausch

Im Folgenden werden drei Faktoren betrachtet, die die Kosten des Wohnens aus Sicht der Mietenden verändern:

- Höhere Kaltmiete durch Modernisierungsumlage
- Niedrigere Energiekosten nach Sanierung oder Heizungstausch
- Veränderte Wartungskosten nach Heizungstausch

Hinzu kommt das Verhalten der Mietenden bzgl. Wärme und heizen, welches hier nicht explizit modelliert werden kann. Ob die Kosten des Wohnens nach einer Modernisierung steigen oder sinken, hängt insbesondere von dem Verhältnis der Modernisierungsumlage und den erzielten Einsparungen bei den Energiekosten ab. Ist die Summe aus beidem niedriger als die Ausgaben für Heizenergie und Wartung im Ausgangszustand, so lohnt sich die Maßnahme aus Sicht der Mietenden. Deswegen wird in den folgenden Abbildungen jeweils die Summe aus Modernisierungsumlage sowie Heiz- und Wartungskosten dargestellt. Dabei wird auf Effekte in einem Mehrfamilienhaus abgestellt, da Mietende eher in Mehr- als in Einfamilienhäusern wohnen.

Wie bereits in Kapitel 14.1.5 diskutiert, hängt die Höhe der Modernisierungsumlage vom Vermietenden selbst ab. Während rechtlich eine Umlage von 8 % der umlagefähigen Investitionskosten nach Förderung zulässig ist, legen städtische Wohnungsbaugesellschaften lediglich 5 % um, auch bei privaten Kleinvermietenden ist die Umlage ggf. geringer. Deshalb wird im Folgenden von einer mittleren Umlage von 5 % ausgegangen.

Um die Auswirkungen von Modernisierungen mit der Referenzentwicklung vergleichbar zu machen, muss berücksichtigt werden, dass Mietsteigerungen im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete (§558 BGB) nicht im gleichen Umfang möglich sind, wenn eine Modernisierungsumlage erhoben wurde (vgl. auch Kapitel 14.1.5). Da die genaue Berechnung der Entwicklung der ortsüblichen Vergleichsmiete und Mietsteigerungen im Rahmen von §558 BGB die Betrachtungen dieses Vorhabens übersteigen, wird im Folgenden pauschal angenommen, dass Mietsteigerungen im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete der Hälfte der Mietsteigerungen durch die Modernisierungsumlage entsprechen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die tatsächlich wirksame Erhöhung der Kaltmiete nach Sanierung im Vergleich zur Referenzentwicklung nur die Hälfte der nominalen Modernisierungsumlage von 5 % beträgt.

Die hier angenommenen Investitionskosten für die Sanierung der Gebäudehülle und Heizungstausch stammen aus der Analyse der Verminderungskosten (Kapitel 10 und 12). Bei der Berechnung der Modernisierungsumlage ist außerdem zu beachten, dass nicht alle Investitionskosten an die Haushalte weitergegeben werden dürfen. So können Investitionskosten für einen Heizungstausch nur weitergegeben werden, wenn es sich um eine Modernisierung handelt (/GGSC-01 19/). Dies ist hier umgesetzt, indem die Kosten für die Referenztechnologie Gaskessel jeweils von den Investitionskosten einer Wärmepumpe abgezogen werden und bei Sanierungen nur die energiebedingten Mehrkosten berücksichtigt werden. Baukostenzuschüsse für Hausanschluss-Leitungen, sowie Hausanschluss-Stationen, die im Rahmen des Anschlusses an die Fernwärme anfallen, dürfen sehr wahrscheinlich ebenfalls nicht auf die Mietenden umgelegt werden. Des Weiteren muss nach aktuellem rechtlichem Stand die Förderung von den umlagefähigen Kosten abgezogen werden.

In diesen Berechnungen wird angenommen, dass die Umlagefähigkeit des CO_2-Preises auf Mietende auf 50 % beschränkt ist. Dies wurde zwar im Mai 2021 von der Regierung im Rahmen der Novellierung des Klimapakets beschlossen, aber im Nachgang von der Regierungskoalition abgelehnt. Hier wird davon ausgegangen, dass es langfristig wahrscheinlich ist, dass eine Kostenteilung zwischen Mietenden und Vermietenden erfolgt. Würde man in der Analyse eine unbeschränkte Umlagefähigkeit ansetzen, stiegen aus Sicht der Mietenden die Energiekosten in mit Erdgas und Öl beheizten Wohnungen. Die hier verwendeten Energiepreise beruhen auf den Angaben in Kapitel 10.2. Alle Kosten und Preise in den folgenden Abbildungen verstehen sich inklusive MwSt., sowie aller Steuern und Abgaben.

In Abbildung 14-13 wird eine Modernisierungsumlage von 5 % bereinigt um Effekte von Mietsteigerungen im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete (§558 BGB) in Ansatz gebracht. Während im Status-quo 12 EUR pro qm und Jahr für die Beheizung mit Gas oder Fernwärme anfallen, beträgt die Summe aus Modernisierungsumlage, Energie- und Wartungskosten bei einer Sanierung auf den Standard KfW 70 und dem Einbau einer Grundwasser-Wärmepumpe (nach Förderung) lediglich 6 EUR pro qm und Jahr.

In den Jahren 2035 und 2050 sind die Heizkosten in fossil beheizten und unsanierten Wohnungen deutlich höher als im Status-quo. Sie betragen etwa 17 EUR pro qm und Jahr für eine mit Erdgas beheizte unsanierte Wohnung im Jahr 2035. Für die gleiche Wohnung fallen im Jahr 2050 Heizkosten von 19 EUR pro qm und Jahr an.

Nach Sanierung und dem Einbau einer Wärmepumpe sinken die energiebedingten Kosten des Wohnens auch in den Jahren 2035 und 2050 deutlich. Die Summe aus Modernisierungsumlage, Energie- und Wartungskosten für KfW 70, KfW 55 und KfW 40-sanierte Wohnungen mit einer Wärmepumpe liegen konstant um 6 EUR pro qm und Jahr. Auch unsanierte Wohnungen oder nach dem Standard KfW Denkmal sanierte Gebäude, in die eine Hybrid-Wärmepumpe eingebaut wird, haben geringere energiebedingte Kosten des Wohnens als die unsanierte mit Erdgas beheizte Wohnung. Auch eine sanierte Wohnung, die mit Fernwärme beheizt wird, ist günstiger als eine unsanierte Wohnung mit Erdgasheizung, jedoch bei gegebenen Annahmen eher teurer als eine mit Wärmepumpe beheizte Wohnung. Im unsanierten Zustand ist der Anschluss an die Fernwärme im Jahr 2035 und 2050 – bei gegebenen Annahmen – eher teurer als die Kosten in einer mit Erdgas beheizten Wohnung (würden dagegen 100 % der CO_2-Kosten an die Mietenden weitergegeben oder in Zukunft noch höhere CO_2-Preise gelten, wäre wiederum die Fernwärme attraktiver).

Seitens der städtischen Wohnungsbaugesellschaften beträgt die maximal mögliche Umlage 2 EUR pro qm und Monat /RSBM-04 19/. Dieser Wert ist nicht direkt mit den in Abbildung 14-13 angegebenen Werten vergleichbar, da diese einerseits in Euro pro qm und Jahr angegeben sind und andererseits korrigiert sind um den Effekt der Begrenzung der Mieterhöhung nach §558 BGB. Die nominale Umlage von 5 % für eine sanierte Wohnung (KfW 40) und den Einbau einer Grundwasser-Wärmepumpe beträgt 8,20 EUR pro qm und Jahr und damit 0,68 Euro pro qm und Monat. Dies stellt die in unserem Beispiel teuerste Sanierung dar und liegt unterhalb der für städtische Wohnungsbaugesellschaften möglichen 2 Euro pro qm und Monat. Allerdings bezieht sich die berechnete Umlage von 0,68 Euro pro qm und Monat nur auf energiebedingte Mehrkosten und nicht auf mögliche andere Maßnahmen, die im Zuge einer Modernisierung durchgeführt werden.

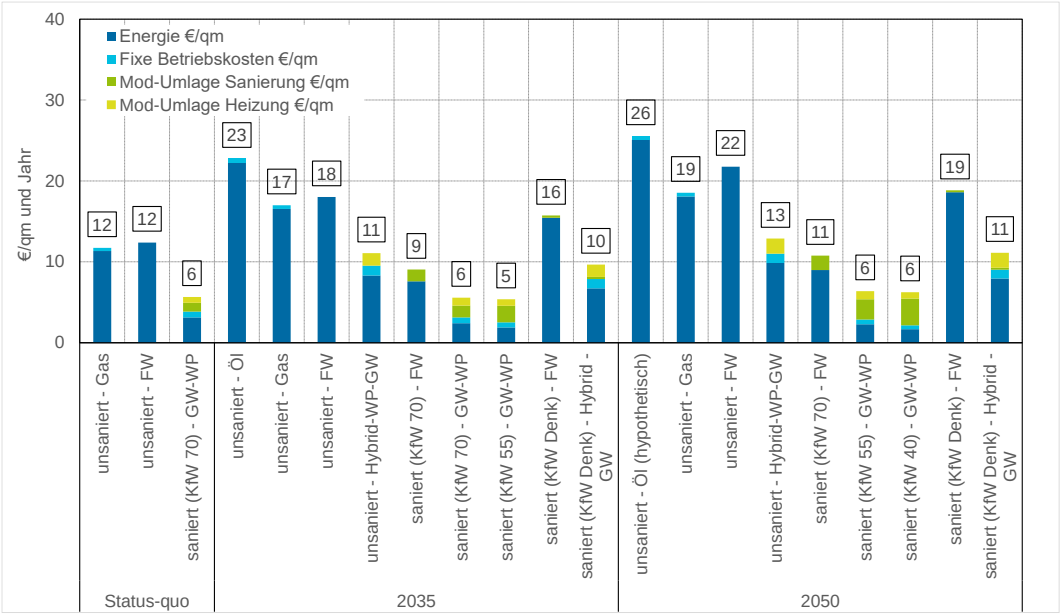

Abbildung 14-13 Energiebedingte Kosten des Wohnens in einem Mehrfamilienhaus bei einer Modernisierungsumlage von 5% nach Förderung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf Mietsteigerungen nach §558 BGB.

Hintergrund dieses Ergebnisses ist nicht zuletzt die Bundesförderung für Sanierung und Einbau von Wärmepumpen (vgl. Kapitel 10.7 und 14.1.4), die über eine geringere Modernisierungs-umlage auch den Mietenden zugutekommt. Des Weiteren sorgen steigende Preise für fossile Energieträger (nicht zuletzt wegen des hier angenommenen starken Anstiegs der CO_2-Preise im BEHG) dafür, dass Heizkosten in fossil beheizten Wohnungen erheblich steigen. Diese Rahmenbedingungen führen dazu, dass – im Gegensatz zu früheren Studien – eher der Verbleib oder Umzug in eine/r unsanierten, fossil beheizten Wohnung aus Sicht der Mietenden zu Kostensteigerungen führt. Durch Sanierung auf hohe Effizienzstandards bei Nutzung der Förderung können dagegen Vorteile für Mietende entstehen.

Derzeit sind eine Reihe verschiedener Rückverteilungsmöglichkeiten der Einnahmen aus dem BEHG in der Diskussion. Die prominentesten Vorschläge sind wohl die Rückverteilung über die Absenkung der EEG-Umlage und anderer Strompreisbestandteile (/ÖKO-05 21/), sowie eine Rückverteilung durch Auszahlung einer Pro-Kopf-Pauschale (z.B. /MRI-01 21/). Da diese Rückverteilungsoptionen allen Haushalten zugutekommen, unabhängig vom Sanierungs-stand und Heizsystem ihrer Wohnung, ändern sich die in diesem Kapitel berechneten Relationen zwischen den verschiedenen Optionen nicht (bei einer Strompreissenkung profitieren Haushalte mit Wärmepumpe sogar noch etwas stärker). /ÖKO-05 21/ und /MRI-01 21/ zeigen, dass beide Rückverteilungsoptionen progressive Wirkungen haben (Haushalte mit geringerem Einkommen werden stärker entlastet als Haushalte mit hohem Einkommen), wobei die Senkung von Strompreisen in der administrativen Umsetzbarkeit und für die Elektrifizierung des Gebäude- und Verkehrssektors Vorteile aufweist.

14.2.3 Auswirkungen der Veränderung in den Kosten des Wohnens auf die Typhaushalte

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zu den energiebedingten Kosten des Wohnens (Abbildung 14-13) mit den Charakteristika der Typhaushalte kombiniert. Es wird dargestellt in welchem Umfang sich Veränderungen in den Ausgaben der Typhaushalte in verschiedenen

Wohnungen ergeben. Dabei werden an dieser Stelle die Fälle von Alleinerziehenden (Abbildung 14-14) sowie Zweipersonenhaushalten ohne Kinder (Abbildung 14-15) dargestellt, da diese einen besonders großen bzw. vergleichsweise kleinen Teil ihres verfügbaren Einkommens für die Kosten des Wohnens aufbringen (vgl. Abbildung 14-12). Die Ergebnisse für alle anderen Typhaushalte sind im Anhang (Kapitel 17.4) enthalten.

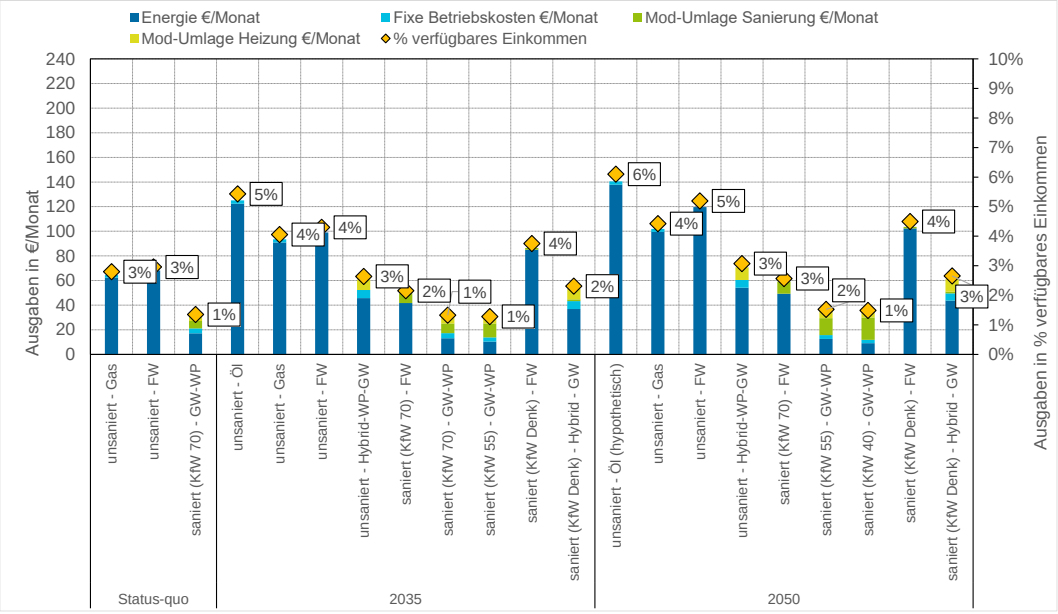

Abbildung 14-14 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Alleinerziehende (EUR/Monat) bei einer Modernisierungsumlage von 5 % nach Förderung, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

Im Gegensatz zum Status-quo einer unsanierten Wohnung, die mit Öl oder Gas beheizt wird, müssen Alleinerziehende – falls ihre Wohnungen nicht saniert werden – in den Jahren 2035 bzw. 2050 im Durchschnitt mit zusätzlichen Kosten von 40 - 50 Euro pro Monat rechnen. Durch Sanierung, dem Einbau einer Wärmepumpe oder der Kombination beider Maßnahmen können Alleinerziehende (in den Jahren 2035 und 2050) 60 – 100 Euro gegenüber dem unsanierten, fossil beheizten Zustand einsparen. Dies entspricht 3 – 4 % ihres monatlichen Einkommens und 7 – 12 % der gesamten Kosten des Wohnens von Alleinerziehenden. Für Haushalte mit geringem finanziellem Spielraum kann dies eine deutliche Entlastung bedeuten. Wie schon in Abbildung 14-13 beschrieben, entstehen auch durch den Einbau einer Hybrid-Wärmepumpe, durch Sanierung mit gleichzeitigem Anschluss an die Fernwärme und die Sanierung auf den KfW Denkmal Standard bei Einbau einer Wärmepumpe Entlastungen gegenüber dem Verbleib in einer unsanierten fossil beheizten Wohnung.

Für einen Zweipersonenhaushalt ohne Kinder steigen die Kosten in unsanierten fossil beheizten Wohnungen – im Gegensatz zum Status-quo – bis 2035 bzw. 2050 um 45 - 60 Euro/Monat (Abbildung 14-15). Auch für diese Haushalte ergeben sich Vorteile durch Sanierung bzw. den Einbau von Wärmepumpen, die auf Grund der größeren Wohnfläche (Tabelle 14-1) höher sind (80 - 120 Euro pro Monat). Allerdings repräsentieren diese Einsparungen lediglich 2 – 3 % des verfügbaren Einkommens und werden unter Umständen für diese Haushalte auch weniger „spürbar" sein, da das insgesamt verfügbare Einkommen höher ist als bei Alleinerziehenden (Tabelle 14-1).

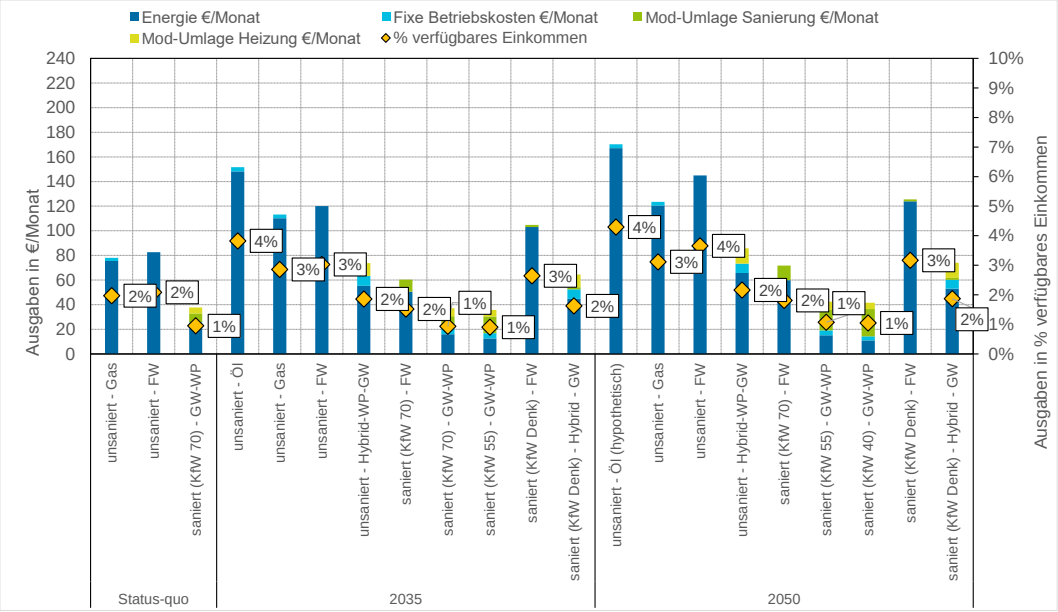

Abbildung 14-15 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Zweipersonenhaushalte (EUR/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

Wie oben erwähnt handelt es sich hier um die Betrachtung der Durchschnittswerte der jeweiligen Gruppe der Typhaushalte. Innerhalb dieser Gruppe können die Auswirkungen stark mit der Höhe des Einkommens, der Wohnfläche und dem individuellen Nutzerverhalten variieren. Abweichung von dem berechneten Mittelwert sind des Weiteren durch Unterschiede bei der Funktionsfähigkeit der Anlagentechnik (z. B. durch deren Einstellung und Wartung), Gebäudespezifika oder Besonderheiten der verschiedenen Stadtviertel bedingt.

Die zusätzliche Belastung durch steigende Kosten in unsanierten fossil beheizten Wohnungen wird für Transferleistungsempfänger:innen zumindest teilweise durch die Übernahme der Kosten der Unterkunft / Kosten der Heizung ausgeglichen. Die Kosten für diese Leistungen werden anteilig von Bund und der Kommune getragen. Darüber hinaus sollten zusätzlich direkte Entlastungsmöglichkeiten diskutiert werden. Insgesamt ist es – bei gegebenen Rahmenbedingungen – langfristig sinnvoll so viele Mietende wie möglich in sanierte und erneuerbar beheizte Wohnungen zu bringen. Aus Sicht der Mietenden weisen Wärmepumpen im Durchschnitt deutliche Kostenvorteile gegenüber der Fernwärme auf. Um die Fernwärme als alternative klimaneutrale Energiequelle attraktiv zu machen, müssten die Fernwärmetarife weniger stark steigen als es über die angenommene Preisgleitung zu erwarten ist oder ein anderweitiger Ausgleich geschaffen werden (siehe auch Kapitel 15).

14.3 Zusammenfassung zur ökonomischen Analyse und den Verteilungseffekten

In den vorstehenden Kapiteln wurden ökonomische Kennzahlen, Auswirkungen und Verteilungseffekte der zielorientierten Szenarien auf verschiedene Akteure diskutiert. In beiden Szenarien wird angenommen, dass Bundesförderung für die Sanierung der Gebäudehülle, den Einbau von Wärmepumpen, sowie dem Ausbau der Fernwärme in Anspruch genommen wird. Diese Förderung deckt fast 50 % der nötigen Investitionen ab. Nichtsdestotrotz sind erhebliche zusätzliche Investitionen gegenüber der Referenzentwicklung nötig. Im Szenario „Fokus Fernwärme" (4,4 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050) liegen

sie auf Grund der Fernwärme-Erweiterung etwas höher als im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ (3,8 Mrd. Euro). Gleichzeitig sind im Szenario „Fokus dezentrale Lösungen“ die laufenden Kosten höher als im Szenario „Fokus Fernwärme“ (insbesondere auf Grund des umfassenderen frühen Einsatzes von Wasserstoff in der Fernwärmeerzeugung). Auch in der Referenz werden bereits erhebliche Summen in den klimafreundlichen Umbau der Fernwärme-Versorgung investiert (ca. 1 Mrd. EUR, davon 400 Mio. EUR vor 2021).

Durch massive Einsparungen insbesondere bei den Ausgaben für Erdgas und die Inanspruchnahme von Fördermitteln des Bundes ist die Gesamtbilanz beider zielorientierter Szenarien gegenüber der Referenz aus Sicht der Stadt München (als Mini-Volkswirtschaft) positiv, da bis zum Jahr 2050 mit steigender Tendenz 250 Mio. EUR pro Jahr gegenüber der Referenz eingespart werden. Grund für diese positive Bilanz sind einerseits die stark ansteigenden Preise für fossile Energieträger (ca. zur Hälfte getrieben durch das BEHG). Zum anderen wird etwa die Hälfte der nötigen Investitionen in die Gebäudesanierung den Heizungstausch und den Fernwärme-Ausbau durch Fördermittel des Bundes bestritten.

Aus Sicht der SWM sind die beiden Szenarien allerdings ohne zusätzliche Unterstützung vsl. nicht wirtschaftlich darstellbar. Für den angenommenen frühzeitigen Einsatz von Wasserstoff bedarf es einer zusätzlichen Förderung, die über die bestehenden und geplanten Programme des Bundes hinausgeht. In Frage käme hierbei z. B. eine Förderung des Bundes für Betreiber von Heizkraftwerken (und ggf. Heizwerken), die ihre Anlagen frühzeitig auf den ausschließlichen Betrieb mit Wasserstoff umstellen und damit den Umbau zu einer vollständig klimaneutralen Strom- und Fernwärmeerzeugung einleiten. Ein Vorschlag für ein solches „Markthochlaufinstrument Wasserstoff-KWK“, das Elemente des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und von sogenannten „Carbon Contracts for Difference“ für Wasserstoff aufnimmt und relativ kurzfristig parallel zur geltenden Förderung von Neuanlagen durch das KWKG aufgesetzt werden könnte, wurde im Bericht „Wasserstoffstrategie 2.0“ des Öko-Instituts beschrieben (/ÖKO-03 21/).

Aus Sicht der Nutzenden von Gebäuden (selbstnutzenden Eigentümer:innen sowie Mietende) ist die Nutzen/Kosten-Bilanz ähnlich günstig wie in der Gesamtschau der Stadt München.

Eine erste Analyse der sozialen Auswirkungen auf Mietende zeigt, dass Mietende, die in unsanierten fossil beheizten Wohnungen wohnen, über die Jahre mit deutlich steigenden Kosten rechnen müssen. Von einer Sanierung der Gebäudehülle und/oder dem Umstieg auf eine Wärmepumpe profitieren Mietende u. U. stark, wenn dabei die Fördermittel des Bundes in Anspruch genommen werden. Auch eine mit Fernwärme beheizte sanierte Wohnung ist günstiger als eine unsanierte Wohnung. Allerdings stellt sich der Einbau von Wärmepumpen aus Sicht der Mietenden noch günstiger dar als die Fernwärme. Insbesondere für Mietende mit geringem Einkommen, stellt sich durch eine geförderte Sanierung gegenüber der Referenzentwicklung eine spürbare Entlastung ein. Es muss betont werden, dass es die Ergebnisse Durchschnittswerte für die betrachtete Haushaltstypen darstellen. Es ist zu erwarten, dass die realen Be- und Entlastungen stark streuen und eine noch bessere Datengrundlage für weitergehende Analysen notwendig ist.

Neben den hier quantifizierten direkten Kosteneinsparungen entsteht auch ein Nutzen durch vermiedene Umweltschäden, welcher hier nicht quantifiziert wurde, der jedoch die Nutzen/Kosten-Bilanz in der Gesamtschau weiter verbessert.

15 Hemmnisse, Handlungsempfehlungen und Roadmap

Der Entwicklung der in Kapitel 10 entwickelten zielorientierten Szenarien stehen zahlreiche finanzielle, technische, regulatorische, informatorische und gesellschaftliche Hemmnisse entgegen. Im Folgenden werden vorab die Spezifika des Münchener Gebäudesektors und Wohnungsmarktes beschrieben (Kapitel 15.1). Danach werden die wichtigsten Hemmnisse zur Erreichung der Wärmewende bezogen auf die relevanten Akteursgruppen und Lösungsbausteine skizziert (Kapitel 15.2). Aufbauend darauf werden Vorschläge für Handlungsempfehlungen sowie Leitplanken zur Entwicklung von Instrumenten entwickelt, mit denen auf Ebene des Bundes, der Landeshauptstadt München und der Stadtwerke Impulse gesetzt werden können, damit die kommunale Sektortransformation gelingt (Kapitel 15.3). Im letzten Abschnitt werden diese Handlungsempfehlungen je Akteur in zeitlich gestaffelte Roadmaps überführt Kapitel 15.4)

Hintergrund der Analysen

Im Rahmen des Projektes fanden zwei Diskussionsrunden mit Vertretern der Städtischen Wohnungsbaugesellschaften statt, u. a. zu den Hemmnissen und Handlungsempfehlungen. In die folgenden Darstellungen sind somit neben den direkt beteiligten Akteuren die Aussagen der städtischen Gesellschaften eingeflossen. Dies deckt sich nicht unbedingt mit den Ansichten aller anderen privaten Wohnungsbaugesellschaften bzw. anderer Eigentümer:innen)

15.1 Spezifika des Münchner Gebäudesektors und Wohnungsmarktes

Der Münchner Gebäudesektor wird von Mehrfamilienhäusern dominiert. Knapp 40 % aller Wohngebäude sind Mehrfamilienhäuser, die wiederum rund 80 % der gesamten Wohnfläche stellen und knapp 2/3 der CO_2-Emissionen des Wohngebäudesektors verursachen. Rund 20 % aller Wohngebäude steht unter Denkmalschutz.

Mit einem Anteil von rund zwei Dritteln wird der Großteil der Wohngebäude in der LHM von selbstnutzenden Gebäudeeigentümer:innen und privaten Kleinvermietenden gehalten. Der Anteil der professionellen Wohnungsunternehmen (privat, kommunal, genossenschaftlich) am Münchner Gebäudebestand liegt bei rund 14 % (bezogen auf die Gesamtheit aller Wohngebäude). Der Anteil der Wohnungseigentümergemeinschaften am Münchner Gebäudebestand liegt bei knapp 20 % (und damit etwas höher als im Bundesdurchschnitt).

Der sehr hohe Nachfrage-/Flächendruck führt in München zu entsprechend hohen Wohnkosten. Aufgrund der hohen Nachfrage besteht seitens der Vermieter:innen ein im Vergleich zu entspannteren Wohnungsmärkten relativ geringeres Interesse, die Wohnungen auf dem neusten Stand zu halten und durch entsprechende Investitionen die von den Mietenden zu zahlenden Nebenkosten zu minimieren. Meldungen über Preissteigerungen durch Sanierung und einhergehenden Räumung von Mietenden führen in München aufgrund der Wohnungsnot zu Besorgnis bei den Mietenden.

Aufgrund der Wohnungsknappheit konzentriert sich die Wohnungswirtschaft – dies gilt auch für die städtischen Wohnungsbaugesellschaften – in den letzten Jahren auf den Neubau von

Wohnungen. Bei den städtischen Wohnungsunternehmen führte die Fokussierung auf den Neubau zu einem Rückgang der Sanierungsaktivitäten im Bereich der Bestandsgebäude.

15.2 Hemmnisse der Wärmewende

15.2.1 Hemmnisse bei der energetischen Sanierung des Gebäudebestandes

Die Hemmnisse bei einer energetischen Sanierung der Gebäudehülle sowie des Umstiegs auf eine klimafreundliche dezentrale Wärmeversorgung sind vielfältig. Die Wärmewende in der LHM wird u.a. durch folgende Hemmnisse gebremst:

- das derzeitige Energiepreisgefüge, das sich durch niedrige Preise für fossile Brennstoffe bei gleichzeitig hohen Strompreisen auszeichnet und damit einhergehend ein nicht vorhandenes Level Playing Field der Fernwärme und anderer klimafreundlicher Wärmequellen im Vergleich zu fossilen Einzelfeuerungsanlagen. Mit der Einführung der CO_2-Bepreisung fossiler Brennstoffe wurde zwar ein erster Einstieg unternommen, das Preisgefüge anzupassen. Das Niveau des CO_2-Preises ist allerdings in den ersten Jahren (2021 - 2026) nicht ausreichend, um wirkungsvolle Impulse zu Gunsten klimaneutraler Wärmeversorger zu setzen. Auch spiegelt dieses Preisniveau nicht die externen Kosten wider, die sich durch CO_2-Emissionen bei Nichthandeln ergeben.
- die fehlende räumliche Koordination der kommunalen Wärmestrategie (inkl. Priorisierung der Flächenerschließung), sowie
- eine Reihe akteursspezifischer (oft nicht-finanzieller) Hemmnisse (siehe genauere Ausführungen unten).

Ein sehr großes Hemmnis besteht in der fehlenden Internalisierung der externen Kosten (insbesondere der Klimafolgekosten), die aus der Verwendung fossiler Brennstoffe resultieren. Das Umweltbundesamt empfiehlt, für Klimafolgeschäden Schadenskosten in Höhe von 195 EUR/t CO_2äq bzw. 680 EUR/t $CO_{2äq}$ anzusetzen (Preisbasis 2020) /UBA-21 20/.[31] Für Erdgas entspräche dies für 2020 – zusätzlich zu der schwachen Internalisierung durch die bestehende Energiesteuer – einem Preisaufschlag von netto etwa 4 bzw. 14 EUR ct/kWh, bei Heizöl von rund 5 bzw. 18 EUR ct/kWh. Mit dem BEHG wurde ab dem 01.01.2021 zwar die CO_2-Bepreisung eingeführt. Der Einstiegssatz in Höhe von 25 EUR/t sowie die Preisentwicklung bis 2025 (55 EUR/t) liegen allerdings noch weit unter dem Preisansatz für die Schadenskosten.[32]

Ein weiteres Hemmnis besteht in einer bisher unzureichenden strategischen Koordination der kommunalen Wärmewende. Investitionsentscheidungen auf Ebene einzelner Gebäude oder Quartiere sind in der Regel weder zielkonform, noch orientieren sie sich an einer übergeordneten Strategie. Gerade der Ausbau der Fernwärme und auch die Nutzung lokal vorhandener Potenziale zur Nutzung klimaneutraler Wärmequellen erfordern aber ein

[31] Der erste Wert basiert auf der Annahme, dass die Wohlfahrt der heutigen Generation gegenüber zukünftigen Generationen mittels sog. sozialer Diskontierung etwas höher gewichtet werden kann (da z. B. heute noch unbekannte, unerprobte oder unrentable Handlungsmöglichkeiten im Kampf gegen den Klimawandel künftig verfügbar sein könnten). Der alternative Kostensatz basiert auf einer Gleichgewichtung heutiger und zukünftiger Generationen. Das Umweltbundesamt empfiehlt eine Berechnung mit beiden Werten. Der erste Wert kann als „politiknäher" angesehen werden.

[32] Höhere Preisniveaus werden derzeit in Reaktion auf das Bundesverfassungsgerichtsurteils über das unzureichende Ambitionsniveau der Klimaziele der Bundesregierung diskutiert.

koordiniertes Vorgehen. Dabei kommt den Kommunen eine steuernde und koordinierende Rolle zu. Sie müssen sicherstellen, dass sowohl Investitionsentscheidungen an Gebäuden als auch Entscheidungen zur Infrastrukturentwicklung an einer übergeordneten kommunalen Strategie ausgerichtet werden.

Die Hemmnisse aus Sicht der verschiedenen Akteure – in der Regel wird dabei zwischen Eigennutzenden, Klein-/Amateurvermietern, Wohnungseigentümergemeinschaften, privaten und städtischen/genossenschaftlichen Wohnungsunternehmen unterschieden – sowie deren Entscheidungskontexte wurden im Rahmen zahlreicher Untersuchungen empirisch erhoben /ENEF-01 09/, /ENEF-02 10/, /IÖW-02 18/, /IWU-02 16/, /IÖW-102 14/, /KFW-01 17/ und systematisiert dargestellt (z.B. /BMU-14 12/). Im Folgenden werden die wichtigsten Aspekte beschrieben.

Auch wenn privaten Eigentümer:innen selbstgenutzter oder vermieteter Ein- und Zweifamilienhäuser an einer energetischen Sanierung interessiert sind, mangelt es ihnen teilweise an ausreichendem Eigenkapitel, um die Sanierung des Gebäudes zu finanzieren. Gleichzeitig wollen sich viele Eigentümer:innen nicht verschulden und haben deswegen eine Aversion, die Sanierung über eine Kreditaufnahme zu finanzieren. Hinzu kommt die Unsicherheit über die zukünftigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Entscheidungen für oder wider energetische Sanierungen finden oftmals nicht rein rational begründet statt. Vielmehr ist eine Mischung aus emotionalen Wünschen und objektiven Kriterien sowie subjektive Entscheidungspräferenzen maßgeblich. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung findet oftmals gar nicht statt. Hinzu kommt der meist geringe Professionalisierungsgrad privater Eigentümer:innen, der sich insbesondere in Informationsdefiziten niederschlägt. Zahlreiche Eigentümer:innen stufen ihr Gebäude fälschlicherweise energetisch als verhältnismäßig gut ein und glauben deswegen, dass kein Bedarf für eine tiefgehende energetische Sanierung besteht. Viele Eigentümer:innen fühlen sich angesichts der Komplexität, die mit der Entscheidungsfindung, Planung und Durchführung von Sanierungsmaßnahmen einhergeht, überfordert. Hinzu kommen die Unannehmlichkeiten in der Bauphase (v. a. Lärm, Schmutz) sowie Vorbehalte gegen neue Techniken (z. B. Wärmepumpen in bestehenden Gebäuden).

Bei privaten Kleinvermietende kommt das Vermieter-/Mieter-Dilemma hinzu: Die Investition der Vermietenden kommt energiekostenseitig den Mietenden zugute. Die Umlagemöglichkeiten der Investitionskosten auf die Mietenden werden durch das Mietrecht begrenzt (z. B. Modernisierungsumlage, Kappungsgrenze). Hinzu kommt, dass aufgrund der Wohnungsknappheit in München auch unsanierte Gebäude hohe Mieteinkünfte gewährleisten.

Wohnungseigentümergemeinschaften stehen vor der Herausforderung, gemeinsam über Sanierungsmaßnahmen entscheiden zu müssen. Die in der Regel sehr heterogenen Besitzerstrukturen führen oftmals „nur" zu Sanierungsentscheidungen, die sich daraus ergeben, dass ein Bauteil (z. B. das Dach) reparaturbedürftig ist oder die Heizanlage defekt ist. Hinzu kommt, dass sich Eigentümergemeinschaften in der Regel nur einmal im Jahr zu einem Abstimmungsgespräch treffen (Eigentümerversammlung), d. h. oftmals kein stetiger Austausch zur Meinungsbildung stattfindet. Bei Betreuung durch eine Hausverwaltung fehlt

dieser oftmals die Expertise, die Eigentümergemeinschaft kompetent über Sanierungsoptionen zu beraten.[33]

Bei Wohnungsunternehmen werden ambitionierte Sanierungsmaßnahmen ebenfalls durch die oben dargestellten Regelungen aus dem Mietrecht gehemmt. Bei den städtischen Wohnungsunternehmen kommen die Einschränkungen, die aus der Münchner „Mietpreisbremse" folgen, hinzu. Ein weiteres Hemmnis besteht darin, dass der von vielen Unternehmen favorisierte Anschluss bisher dezentral versorgter Gebäude an die Fernwärme sehr restriktiven Bedingungen unterliegt (siehe Hemmnis WärmeLV).

Schließlich führt der Mangel an Fachkräften auch im Sanierungsgewerbe dazu, dass eine Ausweitung der Sanierungsaktivität mit noch weiteren Verzögerungen bei der Auftragsausführung einhergehen würde.

15.2.2 In Szenarien abgebildete technische Restriktionen/ Hemmnisse

Folgende technische Restriktionen, werden im Rahmen der Szenarien abgebildet und wurden in den entsprechenden Kapiteln zur Szenarienentwicklung genauer dargestellt. Daher sind sie hier nur kurz dargestellt.

Technische und ökonomische Hemmnisse bestehen zum Beispiel darin, dass Installation und Nutzung eines monovalenten Kessels, wie dies aktuell meist der Fall ist, einfacher zu realisieren ist als die Nutzung verschiedener Wärmeerzeuger in der Kombination (z.B. Hybrid-Wärmepumpen). Weiterhin sind für einen effizienten Betrieb vieler klimaneutraler Wärmequellen technische Anpassungen in der Gebäudetechnik notwendig (Absenkung der Systemtemperaturen, optimierte Steuerung auch für gemeinsame Nutzung von Komponenten verschiedener Hersteller).

Die Nutzung von Biomasse zur Gebäudeheizung wird aus systemischer Sicht durch ihr begrenztes Potenzial und priorisierte Nutzung in anderen Bereichen eingeschränkt (siehe Ausführungen in Kapitel 6.3). Für die meisten Akteur:innen ist der Einsatz zudem schwierig, da relativ große Speicherräume für die Biomasse benötigt werden und diese per LKW zu entsprechenden Verbrauchenden geliefert werden muss.

Bei der Nutzung der Solarthermie besteht eine klare Flächenkonkurrenz zur Nutzung der Photovoltaik, zusätzlich ist nicht damit zu rechnen, dass die Solarthermie in Großstädten als Haupt-Wärmeerzeuger eines Gebäudes eigesetzt werden kann (siehe genauere Analyse in Kapitel 6.6).

Der Einsatz von sowohl zentraler als auch dezentraler Wärmepumpen (siehe genauere Beschreibung in Kapitel 6.4) ist angesichts des aktuellen Energiepreisgefüges nur bei substanzieller Förderung wirtschaftlich. Die benötigte Umweltwärme wird zumeist über Grundwasser oder Luft bereitgestellt, wofür Flächen für entsprechende Bohrungen bzw. Rückkühler notwendig sind.

Bei denkmalgeschützten Gebäuden ist davon auszugehen, dass durch Sanierung nur geringe Einsparungen des Wärmebedarfes und Optimierungen der Gebäudetechnik erreicht werden

[33] Ein dahingehend sehr positives Beispiel ist die energetische Sanierung mehrerer großer WEG-Objekte im Rahmen des EU-geförderten Projekts „Smarter together" (Förderregime „Horizon 2020"). Hier wurden unterschiedliche Förderelemente kombiniert und Sanierungsmaßnahmen durch Wohnungseigentümergemeinschaften beschlossen.

können (siehe Kapitel 17.1). Hierdurch wird der alleinige Einsatz klimaneutraler Wärmequellen erschwert.

15.2.3 Hemmnisse gegenüber Ausbau und Dekarbonisierung der Fernwärme

Ein wesentliches Hemmnis für den Fernwärmeausbau und andere kapitalintensive Formen der (erneuerbaren) Wärmeversorgung besteht in der Wärmelieferverordnung (WärmeLV) und ihrer Interpretation des § 556c BGB. Die WärmeLV lässt den Umstieg auf eine Fernwärmeversorgung nur dann zu, wenn *„die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen"*. Die Verordnung stellt beim Kostenvergleich somit allein auf die Verbrauchskosten ab und berücksichtigt nicht die Investitionskosten, die bei einer Wärmeversorgung innerhalb des Gebäudes entstehen würden. Die Investitionen in die Fernwärmeerzeugung sind jedoch letztlich in den Fernwärmeverbrauchskosten inkludiert. Daher führt der Wechsel eines Gebäudes zur Fernwärme ohne gleichzeitige energetische Sanierung aktuell meist zu erhöhten Nebenkosten. Verglichen mit den Betriebskosten der bisherigen dezentralen Versorgung (also z. B. dem Erdgaspreis) liegt der Fernwärmepreis in der Regel deutlich höher. Seit Einführung des Mietrechtsänderungsgesetzes (in 2013) kann die erforderliche Betriebskostenneutralität oft nicht dargestellt werden. In der Folge können die Eigentümer:innen deutlich weniger Bestandsobjekte an die umweltfreundliche Fernwärmeversorgung anschließen lassen.

Erschwerend kommt hinzu, dass die WärmeLV beim Kostenvergleich eine vergangenheitsbezogene Sichtweise einnimmt. Die rückwirkende Kostenbetrachtung der „letzten drei Abrechnungszeiträume" beinhaltet nicht die politisch gewünschte Preisentwicklung durch die Einführung eines CO_2-Preises im Rahmen des BEHG.

Bei der Verdichtung und dem Ausbau von Fernwärmenetzen fallen erhebliche Investitionen für zusätzliche Leitungen und Hausanschlüsse an. In hoch verdichteten städtischen Bereichen liegen diese Kosten besonders hoch, allerdings sind umgekehrt auch die Anschlusswerte und Wärmebedarfe der einzelnen Objekte hier besonders hoch. Speziell bei der Fernwärme-Erweiterung müssen gewisse Mindest-Abnahmemengen gesichert sein, damit die Erweiterung überhaupt wirtschaftlich sein kann. Entsprechend wichtig sind hier eine hohe Anschlussrate der vorhandenen Verbrauchenden (speziell Großverbraucher) sowie rechtliche und wirtschaftliche Planungssicherheit für das Wärmeversorgungsunternehmen.

Die mit Verdichtung und Ausbau von Fernwärmenetzen verbundenen Baumaßnahmen führen zu Behinderungen für die lokale Bevölkerung und die Wirtschaft sowie der Verkehrsflüsse. Ferner mangelt es an ausreichend großen Kapazitäten an Baufachkräften, Planenden und bei den Genehmigungsbehörden, die für eine schnelle und umfassende Verdichtung sowie einen Ausbau von Fernwärmenetzen erforderlich wären.

München hat zwar sehr günstige Rahmenbedingungen für die Nutzung der Tiefengeothermie, aber diese Wärmequelle ist unter aktuellen Rahmenbedingungen nur in der Wärme-Grundlast wirtschaftlich. Potenziale und Prognosen für die Wirtschaftlichkeit im Einsatz der Geothermie in der Mittel- und Spitzenlast, etwa in der Kombination mit Aquiferspeichern, müssen in den nächsten Jahren noch wissenschaftlich untersucht werden.

15.3 Instrumente und Handlungsempfehlungen

Die Wärmewende in München kann nur gelingen, wenn auf Bundesebene wirkmächtige Impulse gesetzt werden, die dafür geeignet sind, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Aufgrund des Urteils des Bundesverfassungsgerichtes, dass die Ziele der Bundesregierung zu wenig ambitioniert sind, um die Erderwärmung adäquat zu verlangsamen, kann hier spätestens mittelfristig von Anpassungen der Regulatorik ausgegangen werden. Daher werden zunächst die benötigten Instrumente auf Bundesebene und dann auf der Ebene der LHM bzw. der SWM formuliert.

15.3.1 Instrumente auf Bundesebene

Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 wurde ein erster Schritt getan, um über die Umsetzung weiterer politischer Instrumente die Klimaschutzziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Besonders hervorzuheben sind dabei die Einführung der CO_2-Bepreisung fossiler Brennstoffe über das BEHG, die steuerliche Förderung energetischer Sanierungsmaßnahmen sowie die deutliche Verbesserung und Neuaufstellung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), inkl. finanzieller Aufstockung, für die Gebäudesanierung und den Einsatz erneuerbarer Wärmeenergien. Hinzu kommt die neue Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW), die im Laufe des Jahres 2021 starten soll.

Modellierungsarbeiten im Auftrag des BMWi /PROG-01 20/, /PROG-02 21/ sowie des BMU /UBA-22 20/ zeigen jedoch, dass für den Gebäudebereich trotz der Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 im Hinblick auf das Zieljahr 2030 immer noch eine Ziellücke zwischen 8 und 17 Mio. t CO_2 besteht.[34] Für die Wärmewende bei den Gebäuden sind also weitere wirkmächtige Instrumente notwendig, um eine Zielerreichung im Jahr 2030 und für die Jahre danach zu gewährleisten. Entsprechend geht das vorliegende Gutachten von der Prämisse aus, dass die Bundesregierung den Rechts- und Förderrahmen so weiterentwickeln wird, dass die Ziele des Klimaschutzgesetzes sowie die Ziele für das gesamte Energiesystem für 2050 erreicht werden. Das bedeutet, dass die Bundesregierung insbesondere in der nächsten Legislaturperiode weitere Instrumente umsetzen sowie die bestehenden Instrumente deutlich schärfen muss.

Der bundespolitische Rahmen, der den Handlungsempfehlungen zugrunde liegt, umfasst folgende Elemente:

- In den zielorientierten Szenarien wird ein Anstieg des CO_2-Preises bis 2030 auf 115 EUR/t, bis 2035 auf 128 EUR/t und bis 2050 auf 175 EUR/t (jeweils real) unterstellt. Gleichzeitig sinkt der Strompreis für Wärmepumpen infolge von Anpassungen des energiepreisbezogenen Steuern- und Abgabensystems von heute rund 23 EUR ct/kWh auf rund 17 EUR ct/kWh in 2035 (Werte inkl. MWSt.). Für diese Entwicklungen sind entsprechende Anpassungen an der Umlagen-, Abgaben- und Steuersystematik bei den Energiepreisen notwendig (BEHG, Abschmelzen der EEG-Umlage usw.). Es wird angenommen, dass im Mietwohnungssektor max. 50 % der CO_2-Bepreisung auf die Mietenden umgelegt werden können, was Sanierungsanreize auf Seite der Vermietenden erhöhen soll.

[34] Führt der Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 23.03.2021 zu einer Verschärfung des Klimaziels, würde sich die Ziellücke weiter erhöhen.

- Wie in den Szenarien zu Grunde gelegt, müssen die bestehenden bzw. geplanten finanziellen Förderprogramme (v.a. BEG und BEW) weiter aufgestockt werden, damit sie langfristig eine verlässliche und attraktive Förderkulisse gewährleisten. Gleiches gilt für die steuerliche Förderung der Gebäudesanierung. Dennoch werden die Förderprogramme und die steuerliche Förderung alleine nicht ausreichen, die notwendige Sanierungsdynamik auszulösen (v. a. mit Blick auf die notwendigen Sanierungsraten und -tiefen). Der im Rahmen des BEHG festgelegte moderate Anstieg des CO_2-Preises bis 2026 wird ebenfalls noch keine wirkmächtigen Impulse setzen. Deswegen wird es notwendig sein, weitere ordnungsrechtliche Ansätze zu aktivieren. Hierzu gehört vor allem eine Ausweitung des ab 2026 geltenden Installationsverbots monovalenter Heizölkessel auf Gaskessel, welches auch den zielorientierten Szenarien zugrunde liegt.
- Die WärmeLV muss so modifiziert werden, dass es wieder wirtschaftlich möglich wird, bestehende Gebäude an die Fernwärme anzuschließen, bei gleichzeitiger Sicherstellung eines hohen Verbraucherschutzniveaus. Dies ließe sich z.B. umsetzen, indem der heute zu verwendende Vergleichsmaßstab (Betriebskosten der zurückliegenden Jahre) so abgeändert wird, dass auch die Referenzversorgung ambitionierten Klimaschutzzielen genügt (neuer Vergleichsmaßstab z. B. die Vollkosten für eine Umstellung auf eine anteilig erneuerbare Wärmeversorgung).
- Es wird unterstellt, dass ab 2025 infolge bundespolitischer Maßnahmen ausreichend Fachkräfte/Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die im Rahmen der zielorientierten Szenarios unterstellte Sanierungsaktivität (inkl. Technologiekapazität) zu erbringen.[35] Die LHM kann hierfür nur punktuell Beiträge leisten.
- Es wird ein Lenkungsrahmen geschaffen (z.B. durch Anpassungen an den Förderprogrammen), der den großflächigen Einsatz von Biomasse in der dezentralen Wärmeerzeugung verhindert.
- Der kommunalpolitische Gestaltungsrahmen muss weiter gestärkt werden (z.B. durch Änderungen am BauGB, Öffnungsklauseln im GEG), sodass Kommunen auch Anforderungen an den Gebäudebestand stellen können (z.B. an den energetischen Standard, Mindest-EE-Anteile an der Wärmeversorgung, Anschluss- und Benutzungspriorisierungen in bestehenden Fernwärme-Gebieten und Fernwärme-Erweiterungsgebieten, Verbrennungsverbote für fossile Brennstoffe).[36]
- Bereitstellung von ausreichenden Mengen an nachhaltig erzeugtem Wasserstoff durch inländische Erzeugung und Importe
- Um den frühzeitigen Einsatz von Wasserstoff in Heizkraftwerken und ggf. auch Heizwerken der Fernwärmeversorgung zu unterstützen, bedarf es einer auskömmlichen Förderung. Diese könnte durch den Bund gewährt werden und z.B. einerseits an das KWKG anschließen und als Carbon Contract for Difference ausgestaltet sein. Die Förderung sollte so ausgerichtet sein, dass die geförderten Anlagen netzdienlich betrieben werden und die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in die Netze unterstützen (siehe auch /ÖKO-03 21/).
- Damit die SWM Wasserstoff tatsächlich einsetzen können, muss die Infrastruktur zum Transport dieses Energieträgers zügig bis nach München entwickelt und eine Möglichkeit zum Anschluss zumindest der Standorte Nord und Süd der SWM an das

[35] Eine Ausarbeitung entsprechender Bundesmaßnahmen war nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

[36] Zu einem Teil dieser Fragestellungen sind fachliche Vertiefungen im Rahmen des Fachgutachtens Klimaneutralität 2035 der LHM geplant.

von den Ferngasnetzbetreibern geplante Startnetz für Wasserstoff bis zum Jahr 2035 geschaffen werden.

- Der sich mittelfristig abzeichnende Ausstieg aus der Nutzung gasförmiger Energieträger in der Fläche muss regulatorisch flankiert werden. Dabei bedarf es insbesondere der Klärung, wie die noch ausstehenden Abschreibungen finanziert werden können und welche Effekte auf die betroffenen Stadtwerke entstehen.
- Es sollte ein Sozial- und Finanzierungskonzept erstellt werden, das die Auswirkungen steigender Kosten des Wohnens in unsanierten, fossil beheizten Wohnungen adressiert. Da Mietende bei gegebenen Rahmenbedingungen (im Durchschnitt) von Sanierungen profitieren, sollten Hemmnisse bei den Vermietenden adressiert werden und weitere Anreize für die Sanierung bei Vermietenden geschaffen werden.
- Um auf Seiten der Vermietenden weitere Anreize zu schaffen, Förderung für Sanierung in Anspruch zu nehmen und in ambitionierte Maßnahmen zu investieren, kann auch eine Reform des Systems der Modernisierungsumlage diskutiert werden, vgl. z.B. das Drittelmodell /IFEU-03 19/, /GGSC-01 19/, bei dem die Förderung nicht mehr an die Mietenden weitergeben werden muss, dafür aber eine Umlage von höchstens 1,5 % geltend gemacht werden kann. Hilfreich wäre weiterhin die Etablierung eines qualifizierten energetischen Mietspiegels.

15.3.2 Handlungsempfehlungen und kommunalpolitische Instrumente für die Landeshauptstadt München

15.3.2.1 Übergreifend/Vertiefung der bestehenden Strategie

Studien und Erfahrungen zahlreicher anderer Städte (Kapitel 3) haben gezeigt, dass eine kommunale Wärmeplanung und die konsistente Umsetzung der erarbeiteten Strategien essenzielle Erfolgsfaktoren dafür sind, die ambitionierten Ziele der kommunalen Wärmewende zu erreichen. Hierdurch können Investitionen möglichst effizient kanalisiert und technische Anlagen vorausschauend optimal ausgelegt werden. Dabei kann die Betrachtung von Synergien innerhalb und zwischen Quartieren von Vorteil sein (weiterführende Informationen siehe /VUR-01 20/). Die räumliche Darstellung der Wärmeplanung sollte in Form eines Kartenplans erfolgen. Im Folgenden wird zunächst darauf eingegangen, wie die Konkretisierung der Strategie ablaufen könnte. Damit Stadt und Stadtwerke eine gemeinsame Wärmeplanung entwickeln können und diese von möglichst allen Akteuren akzeptiert wird, ist die transparente Erhebung, Verarbeitung und Nutzung der Grundlagendaten von hoher Bedeutung. Daher wird auch skizziert, welche Vertiefungen der Analysen für die Ableitung der finalen Umsetzungsstrategie hilfreich sein können.

Weiteres Vorgehen zur Umsetzung der Strategie

- Gemeinsame regelmäßige Überprüfung der Dekarbonisierungsstrategie und des Kartenplans zwischen LHM und SWM, um mögliche Abweichungen zu identifizieren und künftige Entwicklungen ausreichend früh zu planen. Diese Überprüfung sollte ca. alle 3 - 5 Jahre wiederholt werden, abhängig davon, wie stark sich das energiewirtschaftliche, technische und politische Umfeld ändert.
- „Übersetzung" der präferierten Maßnahmen je Versorgungscluster im Kartenplan in verbindliche Vorgaben für die städtische Fachplanung, z. B. in Form einer Zonierung von Gebieten für bestimmte Energieversorgungsoptionen, Sicherung von Flächen für Energieversorgungszwecke. Diesbezügliche rechtliche Fragen (z. B. Möglichkeiten von Verwaltungsvorschriften oder Satzungen) sowie Verfahrens- und

Umsetzungsfragen (z. B. Abgleich mit der Bebauungsplanung, Kontrolle und Sanktionierung von Vorgaben) müssen weiter geprüft werden.

- Es sollte eine politische Entscheidung zur Festlegung eines Ziels für den Anteil der Fernwärme am Wärmebedarf in 2035 und 2050 auf Basis der Empfehlungen der Wärmestudie getroffen werden.
- Eine politische Beschlussfassung für die eventuelle Realisierung von Kompensationsmaßnahmen für die ab 2035 auftretenden THG-Mehremissionen gegenüber dem definierten Zielniveau und für deren Finanzierung (dabei Schaffung geeigneter Handlungsanreize für die relevanten Akteursgruppen) sollte erfolgen.
- Gemeinsame Festlegung von LHM und SWM zu Gebieten, welche übergangsweise als Inselnetz betrieben und langfristig ggf. komplett an die Fernwärme angeschlossen werden sollten. Eine abgestimmte Festlegung, basierend auf der Expertise der SWM, ist hierbei von Bedeutung, damit die Festlegung eine möglichst breite Akzeptanz erreicht. Dies hat u. a. einen Effekt auf die hier anzusetzende Sanierungsstrategie. Hintergrund: Es zeigt sich, dass die erschließbare Anschlussleistung pro Jahr einer der relevanten limitierenden Faktoren für die schnelle Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung ist. Wie die Szenarienanalysen zeigen, muss auch in erst langfristig an die Fernwärme anschließbaren Bereichen jetzt schon eine alternative, möglichst emissionsfreie Lösung gefunden werden. Wie eine solche Übergangslösung technisch genau aussehen kann, ist von den entsprechenden Fachexperten der SWM genauer zu bewerten.

Datengranularität steigern und Auswertungen vertiefen

Im Rahmen der Studie lagen theoretisch ermittelte Verbräuche einzelner Gebäude in München vor. Die Energieträger wurden mittels Annahmen auf diese Gebäude verteilt. Die Potenzialdaten für Wärmequellen lagen wiederum nur auf Postleitzahlen-Ebene vor. Diese Auflösung ist für eine Abschätzung der Lösungsmöglichkeiten ausreichend, jedoch nicht für eine Planung von Quartierskonzepten. Je genauer die vorliegenden Daten sind, desto stärker werden lokale Potenzialengpässe erkenntlich.

Der Übermittlung von individuellen Daten steht gegenüber, dass individuelle Verbrauchsdaten (somit geschützte Daten) nicht übermittelt werden dürfen, sodass hier eine gemeinsame Definition eines geeigneten Aggregationsniveaus notwendig ist. Hierfür sollte zwischen LHM und SWM ein Kompromiss gefunden werden, in welcher Granularität SWM-Daten übermittelt werden können. Während die Übermittlung von Daten auf Flurebene kritisch sein könnte (hier ist zum Teil nur ein Kunde ansässig), könnte bereits durch die Aggregation von jeweils zwei Fluren eine Übermittlung der entsprechend zusammengefassten Daten möglich sein. Bei Industriebetrieben ist die Übermittlung von Daten dann nicht notwendig, wenn diese in entsprechenden Nachhaltigkeitsberichten erfasst sind.

Zur Steigerung des Detailgrades der Ergebnisse aus „Klimaneutrale Wärme 2035" hin zu einem detaillierten Kartenplan werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Steigerung des Detailgrades der Verbrauchsdaten (Wohngebäude und Nichtwohngebäude) und Nutzung der realen Zuordnung der Energieträger einzelner Gebäude, u. a. durch Verschneidung von Daten aus dem Energienutzungsplan mit realen Verbrauchsdaten der SWM
- genauere und regionalisierte Quantifizierung der Potenziale klimaneutraler Wärmequellen (speziell Geothermie, Abwärme sowie für Grundwasser und Luftwärmepumpen)

- Integration von Quartiersprojekten und möglichen Gebieten für Inselnetze in die Wärmeplanung (wird durch genauere Daten ermöglicht)
- Rückwirkungen auf die relevante Infrastruktur (Fernwärme, Strom- und Gasverteilnetz), einschließlich möglicher Netzrestriktionen sind zu betrachten

Wie in dieser Studie bereits geschehen, ist bei den weiteren Analysen wichtig, dass immer der Vergleich anhand einer Gesamtkostenbetrachtung erfolgt: Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen sollten Unterschiede in Investitionskosten, die Betriebskosten sowie zusätzliche betriebs- und klimarelevante Kosten über den Lebenszyklus, insbesondere auch eine CO_2-Bepreisung, gegenübergestellt werden. Um künftig noch detailliertere Analysen zu den sozialen Auswirkungen der Wärmestrategie auf die verschiedenen Typhaushalte zu ermöglichen, sollten stärker differenzierte statistische Daten zu den Haushalten, ihrer Einkommenssituation und ihren derzeitigen Kosten des Wohnens verfügbar gemacht werden. Zudem wäre es sinnvoll, die Praxis verschiedener Kategorien von Vermietenden in München in Bezug auf die Erhebung der Modernisierungsumlage zu untersuchen und diese ins Verhältnis zum generellen Anstieg der Vergleichsmiete unter den besonderen Rahmenbedingungen des Münchner Mietmarktes zu setzen.

15.3.2.2 Neubau und Sanierung des Gebäudebestandes (Sanierung der Gebäudehülle und Umstieg auf klimafreundliche dezentrale Wärmeversorgung)

Energieeffizienter Neubau

In größeren Neubaugebieten auf städtischem Grund sollte eine Festlegung von KfW-40 (bzw. KfW 40 +) als Mindeststandard erfolgen. Außerdem bietet sich eine Nutzungspflicht von Solarstrahlung (Solarthermie und/oder Photovoltaik) an, wobei diesbezügliche rechtliche Möglichkeiten (städtebauliche Verträge, SOBON etc.) noch näher zu prüfen sind.

Energetische Sanierung im Gebäudebestand

Die bisherigen Aktivitäten im Kontext der Sanierungsgebiete (Beispiel Neuaubing/Westkreuz) sollten intensiviert und weiter ausgebaut werden:

- Im Rahmen der vorbereitenden Untersuchungen und der Ausarbeitung eines integrierten städtebaulichen Entwicklungskonzeptes (ISEK) in den aktuellen Sanierungsgebieten (Moosach, Neuperlach) und auch zukünftigen Sanierungsgebieten sollten eine bzw. mehrere integrierte energetische Quartierskonzepte parallel zum ISEK erstellt werden. Eine Berechnung von Energie- und CO_2-Entwicklungsszenarien sollte eine Voraussetzung für die weitere Definition der Maßnahmen und die entsprechenden Förderungen sein.
- Es sollte ein Fahrplan erstellt werden, in welcher Reihenfolge die identifizierten Quartiere als Sanierungsgebiete bearbeitet werden. Der Fokus sollte dabei auf den Gebieten liegen, die auch langfristig nicht an die Fernwärme angeschlossen werden und deswegen weiterhin eine dezentrale Wärmeversorgung aufweisen. Der Fahrplan sollte auch Gebiete und Quartiere außerhalb der förmlich nach BauGB bestimmten Sanierungsgebiete erfassen. Bei heute mit Erdgas versorgten MFH sollte auch eine Umstellung auf Fernwärme untersucht werden.
- Zur Umsetzung der verstärkten quartiersbezogenen Aktivitäten sollten die Ressourcen zur städtischen Begleitung deutlich aufgestockt werden.

Ferner sollte die LHM verstärkt Pilot- und Demonstrationsprojekte initiieren, über die der erfolgreiche Einsatz der für die Wärmewende notwendigen Schlüsseltechniken, für die der Marktdurchbruch heute noch aussteht, aufgezeigt und die damit verbundenen Erfahrungen breit gestreut werden. Dabei geht es z. B. um Projekte im Bereich der seriellen Sanierung sowie für den Einsatz verschiedener Wärmepumpensysteme in bestehenden MFH. Feldstudien/Pilotprojekte sollten in folgenden Bereichen beauftragt bzw. initiiert werden:

- Untersuchung der Betriebserfahrungen von Wärmepumpen, sowohl im monovalenten als auch im Hybridbetrieb, in Münchner Bestandsgebäuden
- Identifizierung geeigneter Gebäudekohorten (auch aus dem Gebäudebestand der städtischen Wohnungsgesellschaften) für serielles Sanieren (ggf. auch Beteiligung an den Aktivitäten der dena wie https://www.energiesprong.de/)
- Untersuchung der Potenziale von Effizienzmaßnahmen, welche an bestehenden Kesseln durchgeführt sowie durch die Integration von Smart Home Konzepten/Gebäudeautomation gehoben werden können.
- In Einklang mit der konkretisierten Wärmestrategie für München: Effizienter Aufbau von Inselnetzlösungen

Vorbildfunktion der Städtischen Wohnungsunternehmen

Anders als bei den privaten Hauseigentümer:innen hat die LHM bei den städtischen Wohnungsgesellschaften einen unmittelbaren Einfluss auf die Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung. Die Vorbildfunktion der städtischen Wohnungsbaugesellschaften zeigt sich bisher in Form diverser Pilotprojekte. Wie oben dargestellt, fokussieren die städtischen Wohnungsgesellschaften ihre Ressourcen in den letzten Jahren jedoch stark auf den Neubau. Entsprechend rückläufig sind die Aktivitäten im Bereich der energetischen Sanierung der Gebäudebestände. Es ist anzustreben, dass die städtischen Wohnungsgesellschaften eine Vorbildfunktion im Hinblick auf den Klimaschutz einnehmen, z. B. durch breite Umsetzung von innovativen Projekten, eine Steigerung der Sanierungsraten sowie die Festlegung langfristig tragfähiger Gebäudestandards. Langfristig dient dies auch zum Schutz der Mietenden vor deutlich steigenden Energiekosten (insbesondere infolge des steigenden CO_2-Preises, sollte dieser anteilig durch die Mietenden zu tragen sein, vgl. Kapitel 15.3.1). Daher sollten in Kooperation mit städtischen Wohnungsunternehmen und im stadteigenen Gebäudebestand folgende Maßnahmen forciert werden:

- Entwicklung eines Portfolio-Sanierungsfahrplans (Dekarbonisierungsfahrplan) für die Gebäudebestände der städtischen Wohnungsgesellschaften (bereits in Vorbereitung)
- Prüfung der Konsistenz des Fazits aus dieser Studie mit der vorliegenden Studie zur Entwicklung des städtischen Nicht-Wohngebäudebestandes (vom Fraunhofer IBP) – dann zeitnaher Beginn der Umsetzung der Sanierung des Gebäudebestandes
- Wärmepumpen im Bestand: Die LHM sollte darauf hinwirken, dass jedes Wohnungsunternehmen in den kommenden 5 Jahren die Wärmeversorgung von jährlich 10 Mehrfamilienhäusern außerhalb des Fernwärme-Gebiets auf Wärmepumpen umstellt. Die städtischen Wohnungsunternehmen sollten darüber hinaus verpflichtet werden, ein Monitoringprogramm zur Untersuchung der entsprechenden Betriebserfahrungen aufzusetzen.
- In Anlehnung an das Wärmewendeziel der LHM sollten sich die städtischen Wohnungsunternehmen in Form einer Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2035 bekennen. Das Gleiche sollte für die stadteigenen Gebäudebestände gelten.

- Die LHM sollte städtische Liegenschaften als Nukleus für den Anschluss an die Fernwärme als Schlüsselkunden bzw. übergangsweise/ langfristige Inselnetze oder weitere Wärmetransformationsmaßnahmen aktiv anbieten. Diese Strategie wird bereits teilweise umgesetzt (z. B. Realschule Franz-Mader-Str.), so dass erste Erfahrungen bestehen und dies auch andernorts umgesetzt werden könnte.

Weitere Maßnahmen zur Stärkung und sozialen Absicherung der Wärmewende

Nachfolgende Maßnahmen zielen darauf ab, die Wirkung der Bundesmaßnahmen sicherzustellen sowie die Wärmewende in München sozial abzusichern.

- Eine Verbesserung des Vollzugs der gesetzlichen Sanierungsanforderungen (GEG) durch eine verbesserte Ausstattung der Bauaufsichtsbehörden (LBK) mit Personalressourcen.
- Die Ergebnisse der Verteilungsanalyse legen nahe, dass – auf Grund besserer Förderbedingungen seitens des Bundes, sowie langfristig steigender Preise fossiler Brennstoffe auf Grund des BEHG – eine Sanierung auf einen hohen energetischen Standard (und ggf. der Einbau einer Wärmepumpe) bei Mietenden und selbstnutzenden Eigentümer:innen im Durchschnitt zu Einsparungen führt. Daher bedarf es voraussichtlich eines Konzepts für Unterstützungsleistungen für Haushalte, welche in unsanierten Wohnungen wohnen. Bestimmte Sanierungsfälle sind zudem ggf. weiterhin zu unterstützen, da Kosten und Nutzen individueller Sanierungsprojekte von den hier berechneten Durchschnittswerten abweichen können. Zudem sollten zur Minderung dieses Bedarfs die Hauseigentümer:innen verstärkt zur Sanierung ermutigt werden.
- Insofern sind die Rahmenbedingungen heute (bessere Förderbedingungen, Einführung BEHG) andere als noch bei den Beschlüssen zum Städtischen Mieten-Stopp München. Unter diesen neuen Rahmenbedingungen greift der Mieten-Stopp ggf. nur noch in besonders aufwändigen Sanierungsfällen. In diesem Zusammenhang sollten die Auswirkungen steigender Heizkosten in unsanierten, fossil beheizten Wohnungen in den Blick genommen werden und außerdem die Attraktivität der (klimaneutralen) Fernwärme aus Sicht der Mietenden gesteigert werden.

15.3.2.3 Fernwärme

Der Ausbau der Fernwärme bietet die Möglichkeit zur Nutzung des umfangreichen Potenzials der Tiefengeothermie, weiterer erneuerbarer Energiequellen sowie der (stromgeführt betriebenen) KWK. Daher sollte die Fernwärme in den bereits versorgten Gebieten verdichtet werden und in geeignete weitere Gebiete mit hohen Wärmebedarfsdichten erweitert werden. Zudem sollte die Fernwärmeerzeugung zügig auf CO_2-neutrale Technologien und so weit wie möglich auf lokal nutzbare erneuerbare Energien umgestellt werden.

Die LHM sollte den Um- und Ausbau der Fernwärme durch diese Maßnahmen unterstützen:

- Erhöhung der Anschlussraten bestehender Gebäude an die Fernwärme durch Milderung des Haupthemmnisses (§ 556c BGB/WärmeLV – siehe Kapitel 15.2) – Die in diesem Bereich vorliegenden kommunalpolitischen Möglichkeiten werden derzeit im RKU unter Einbindung der SWM und externer Expertise geprüft (z. B. Förderprogramm, planungs- und ordnungsrechtliche Instrumente).
- Unterstützung der Standortsuche und -erschließung für Anlagen zur Nutzung von Tiefengeothermie und anderen klimaneutralen Wärmequellen; Definition von

Kriterien für die vorrangige Nutzung der Geothermie und anderer klimaneutraler Wärmequellen im Rahmen der Flächennutzungs- und Stadtplanung; Ingangsetzung von Prozessen zur Begünstigung einer kommunalen Wärmeleitplanung, zur Flächenerschließung und zur Beschleunigung von Genehmigungs-, Planungs- und Realisierungsprozessen - Hier auch direkte Ansprache von Industriebetrieben, welche in das Gesamtenergiekonzept der LHM als Abwärmelieferant und Wärmeverbrauchenden integriert werden können, z. B. in Form eines Gewerbegebietsmanagements (Herausforderungen zur Integration von Abwärme siehe Kapitel 6.7)

- Politische Unterstützung der Kooperation der SWM mit Umlandgemeinden bei Entwicklung weiterer Geothermieprojekte inkl. der nötigen Transportleitungen nach München
- Erhöhung der Kapazitäten der Verwaltung für die Durchführung von Planungsprozessen und die Genehmigung von Baumaßnahmen im Fernwärmenetz und von Anlagen zur Wärmeerzeugung aus Geothermie und anderen klimaneutralen Wärmequellen
- Unterstützung bei der Erschließung unterirdischer saisonaler Wärmespeicher (Potenzialuntersuchung, Standortsuche, investive Förderung geeignete Pilotprojekte, Abstimmung der Planungen)
- Flankierung einer Strategie der SWM für die Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen in einzelnen Wärme-Teilnetzen z. B. durch kommunale Förderung und/oder ggf. ordnungsrechtliche Maßnahmen - Vorlauftemperaturabsenkungen nur bei Bedarf aufgrund entsprechend niedrig temperierter Wärmequellen und stets in individueller Abwägung gegenüber alternativen Maßnahmen wie einer erzeugerseitigen Temperaturanhebung (Wirtschaftlichkeitsvergleich)
- Flankierung einer Strategie der SWM für die Absenkung der Rücklauftemperaturen z. B. durch kommunale Förderung Unterstützung des SWM Projektes der Rücklauftemperaturabsenkung durch Kundenberatung

15.3.2.4 Kompetenzerweiterung und Vervielfachung von „good practice" Beispielen

Zur Ermöglichung der Kompetenzerweiterung bei benötigtem Fachpersonal in München und zur Verbreitung von „good practice" Beispielen, werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Capacity building für Hocheffizienz-Heizungstechnologien und energetische Sanierungen in Handwerksbetrieben – in der Wirtschaft zusammen mit entsprechenden Verbänden und lokalen Vertreter:innen der Verbände
- aufsuchende Energieberatung in dezentral versorgten Gebieten unterstützen bzw. vertrauensvolle zentrale Stelle für entsprechende Dienstleistungen schaffen (ggf. zentrale Stelle in der LHM als Ansprechpartner, welche die Einbindung von gewerblichen Energieberatern koordiniert und somit auch die Qualität kontinuierlich prüft)
- Planung der Weiterentwicklung der Versorgung mit großen industriellen Abnehmern vor Ort – ggf. Initiierung gemeinsamer Projekte von LHM, SWM und Industrievertretern (z. B. Geothermie nahe Karlsfeld auch für Feldmoching)

Speziell für Wohnungseigentümergemeinschaften:

- Ausweitung der Beratungsangebote des Bauzentrums und der Münchener Gesellschaft für Stadterneuerung für Wohnungseigentümergemeinschaften

- Förderung „nachhaltiger" bzw. „sozial-ökologischer" Hausverwaltungen: Gezielte Fortbildung von Hausverwaltungen für eine professionalisierte Begleitung von Eigentümergemeinschaften und Einzeleigentümer:innen

15.3.2.5 Kommunikation und Akzeptanzsteigerung

Eine breitere Öffentlichkeitsarbeit wie z. B. ein Portal für die Gebäudesanierung oder Best-Practice-Dokumentation modellhafter Gebäudesanierungen (aus dem Münchener Förderprogramm Energieeinsparung des Referates für Klima und Umweltschutzes und aus den Sanierungsgebieten des Planungsreferat) kann helfen, die relevanten Stakeholder besser zu informieren und somit die Wärmewende zu beschleunigen.

15.3.3 Handlungsempfehlungen für die SWM

15.3.3.1 Einwirken auf die Bundespolitik

Die SWM sollten sich auf Bundesebene für folgende Änderungen der Rahmenbedingungen einsetzen:

- Implementierung und ausreichende Ausstattung von Förderprogrammen für die Dekarbonisierung von Fernwärmenetzen und deren weiteren Ausbau einschließlich der Erzeugung von Fernwärme aus klimaneutralen Wärmequellen, insbesondere eine rasche Umsetzung der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW), um für die anstehenden Großprojekte Planungssicherheit zu haben.

  Dabei ist der vorgesehene Ansatz, im zukünftigen Förderrahmen die Interdependenzen zwischen Erzeugung und Infrastruktur zu verankern, zu begrüßen. Für die Geothermieförderung ist besonders wichtig, dass bisherige Begrenzungen hinsichtlich Größe und Tiefe der Projekte aufgehoben und die Förderquote für die Erzeugungsanlagen insgesamt angehoben, die Förderung von Speichern einbezogen und die Netzanbindung von EE-Wärmeerzeugungsanlagen an bestehende Wärmenetze erstmalig förderfähig werden soll. Darüber hinaus gilt es, eine bessere bundesweite Erkundung des Untergrundes zur Erschließung geothermischer Projekte über bestehende Erschließungsgebiete hinaus sowie die Absicherung von Ausfallrisiken für die Geothermie in die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze zu integrieren. Die finanzielle Ausstattung der BEW sollte auf jährlich eine Milliarde Euro bis 2030 erhöht und die Fördergrenze von 50 Millionen Euro pro Einzelprojekt aufgehoben werden, da diese Grenze vor allem Großprojekten im urbanen Raum nicht gerecht wird.

  Darüber hinaus sollte die Bundesförderung Effiziente Gebäude weiterentwickelt werden, insbesondere durch Kopplung der Förderfähigkeit gebäudeseitiger Maßnahmen zur Rücklauftemperaturabsenkung an die in den Transformationsplänen von Kommunen dargelegten Ziele. Die aktuell festgeschriebene Quote von 25 % erneuerbarer Energien im Netz ist für große Wärmenetze i. d. R. noch nicht erreichbar.

- Verbesserung der kurzfristigen Datenverfügbarkeit von energieverbrauchenden Anlagen durch Nutzbarmachung von Smart Meter Gateways oder entsprechend anders geeigneter Infrastruktur für die Übermittlung von Fernwärmedaten. Hiermit

und in Kombination mit entsprechender Auswertungs-Software (ggf. künstlicher Intelligenz) können Ineffizienzen (z. B. hohe Rücklauftemperaturen) sowie Flexibilitäten kurzfristig ermittelt und somit Verbrauch und Erzeugung aufeinander optimiert werden.

- Eichrechtliche Zulassung von Messgeräten für die Versorgungstemperaturen bei Verbrauchende (speziell Rücklauftemperaturen), um Fernwärmetarife in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur rechtssicher anbieten zu können.
- Festlegung des verbindlichen Rahmens für die Ausstattung von Wärmepumpen mit intelligenten Mess- und Steuerungseinheiten sowie entsprechenden Speicherkapazitäten. Dies soll ermöglichen, dass bereits heute verbaute Wärmepumpen über die benötigte Infrastruktur verfügen, damit diese in der Zukunft stromnetzoptimiert oder zumindest stromnetzentlastend betrieben werden können. Dies ist essenziell, sobald eine relevante Leistung an Wärmepumpen in der Wärmeversorgung integriert ist. Eine Nachrüstung der Anlagen würde demgegenüber Mehrkosten verursachen.

15.3.3.2 Übergreifende strategische Empfehlungen an die SWM

Folgende strategische Empfehlung werden basierend auf den Studienergebnissen an die SWM gerichtet:

- Fortführung und weitere Konkretisierung der Fernwärmevision der SWM: Weiterentwicklung der Konzepte für eine CO_2-neutrale Fernwärme bis 2035 (und einer CO_2-neutralen Fernwärme vor dem Jahr 2050) im Lichte der mit der LHM zu vereinbarenden Zielmarken für den Anteil der Fernwärme am Wärmemarkt der LHM in 2035 und 2050. Weitere Konkretisierung des hierfür erforderlichen Anlagenparks und des Aus- und Umbaus des Wärmenetzes.
- Abschluss einer Vereinbarung mit der LHM zur Entwicklung einer CO_2-neutralen Fernwärme, die auch das Tragen der Mehrkosten zwischen LHM und SWM regelt.
    - Die Vereinbarung sollte reflektieren, dass die in den zielorientierten Szenarien beschriebenen Pfade nur unter der Voraussetzung der unterstellten Maßnahmen, insbesondere auf Bundesebene, realisiert werden können und sollte dementsprechend abgestuft ausgestaltet sein. Hierzu sollten geeignete Meilensteine vereinbart werden (z. B. Zeitpunkte und Inhalte der erwarteten Veränderungen am Förder- und Rechtsrahmen), die eine Überprüfung der erforderlichen Rahmenbedingungen und eine gesamtheitliche Bewertung der erreichten und noch offenen Ziele erlauben.
    - Als Teil hiervon (ggf. im Zusammenhang mit Genehmigung und Realisierung der geplanten GuD3-Anlage am Standort Nord): Entwicklung einer Strategie zur Umstellung der KWK-Anlagen der SWM ab 2035 auf nachhaltig bereitgestellten Wasserstoff, spätestens ab 2040 auf aus erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff. Die Verbindlichkeit dieser Strategie sollte in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit dieser Brennstoffe an den Standorten der SWM und der für einen wirtschaftlich vertretbaren Betrieb der Anlagen zugrunde zu legenden Preise sowie der erforderlichen Anschubförderung z. B. durch den Bund formuliert werden.
    - Entwicklung einer analogen Strategie für die Umstellung der Heizwerke auf erneuerbare Energien oder ggf. Wasserstoff.
- Eine umfassende Umstellung der Fernwärmeerzeugung von Erdgas auf Wasserstoff würde im Widerspruch zur Wasserstoff-Strategie der Bundesregierung stehen, die

den Einsatz in anderen Sektoren priorisiert. Daher sollten vorrangig die Potenziale der Geothermie und anderer lokal verfügbarer erneuerbarer Wärmequellen sowie von Wärmepumpen in der Fernwärme ausgenutzt werden. Wasserstoff sollte für die Fernwärmeerzeugung möglichst nur in stromgeführt betriebener Kraft-Wärme-Kopplung sowie in Spitzenlast-Kesseln eingesetzt werden.

- Aufsetzen einer Beschaffungsstrategie für Wasserstoff und Anmeldung der erwarteten Bedarfe im Rahmen der bundesweiten Netzentwicklungsplanung Gas. Nach aktuellem Stand ist davon auszugehen, dass grüner Wasserstoff in ausreichenden Mengen erst ab ca. 2040 verfügbar wird, vorher kann als Übergangsstrategie ggf. blauer Wasserstoff eingesetzt werden.
- Prüfung, welche zusätzlichen Geschäftsmöglichkeiten für SWM im Ausbau der dezentralen erneuerbaren Wärme, beispielsweise im Rahmen der Quartiers-entwicklung, liegen und ggf. Erschließung dieser Optionen.
- Ganzheitliche Analyse der Anforderungen an die Stromverteilnetze durch die gleichzeitige Transformation von Mobilität und Wärmeversorgung (sowie den zu erwartenden verstärkten Ausbau der Photovoltaik).
- Entwicklung einer regional differenzierten Strategie für die künftige Rolle der Gasversorgung in der Fläche.
- Um- und Ausbau der personellen Kapazitäten für die Entwicklung und Umsetzung der Strategien.

15.3.3.3 Erschließung weiterer klimaneutraler Wärmequellen

Zur Erschließung weiterer klimaneutraler Wärmequellen, können folgende Empfehlungen als sinnvoll erachtet werden:

- Konkretisierung der Planung des zur Erreichung der genannten Ziele erforderlichen Anlagenparks, hierbei auch Klärung, mit welchen Anlagen die Lücke zwischen der Grundlast aus Geothermie und Müllverbrennung einerseits und der Wärmelieferung aus streng stromgeführt betriebenen KWK-Anlagen andererseits geschlossen werden soll.[37] Die Strategie sollte in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen (z. B. Veränderungen am Förder- und Rechtsrahmen, Wärmebedarfsentwicklungen) regelmäßig überprüft und ggf. die Ziele angepasst werden.
- Klärung des Umfangs der voraussichtlichen Wärmelieferung aus der Müllverbrennung bis 2050 mit der LHM.
- Prüfung des Einsatzes von saisonalen Speichern in einem erneuerbaren Fernwärmesystem für München mit Quantifizierung deren Effekte und Kosten. Sofern sich ihr Einsatz als sinnvoll erweist, sollten geeignete Standorte identifiziert werden.
- Prüfung des Potenzials zur Nutzung von Abwärme aus den bekannten Industrieunternehmen vor Ort und der Einspeisung erneuerbarer Wärme von Dritten insbesondere in dezentralen Nahwärmenetzen oder in Sekundärnetzen mit niedrigeren Vorlauftemperaturen. Eine weitere Abstimmung mit den Ansprechpartnern der Münchener Stadtentwässerung, speziell zur Nutzung der

[37] Mit „streng stromgeführt" ist gemeint, dass der bisherige, unter heutigen Rahmenbedingungen betriebswirtschaftlich optimierte Betrieb der KWK-Anlagen künftig so verändert werden sollte, dass die Verdrängung einer unmittelbaren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (z.B. aus Biomasse) durch mit Erdgas oder Wasserstoff betriebene KWK-Anlagen vermieden wird. Hier besteht noch weiterer Untersuchungsbedarf.

Abwärme aus der Klärschlammverbrennung oder dem geklärten Abwasser, falls dies nach Umstellung des thermischen Konzeptes möglich ist, sollte erfolgen.

- Realisierung der Anlagen entsprechend der o.g. konkretisierten Planungen und den genannten Bedingungen
- Umsetzung des beschlossenen Fahrplans bis zur Stilllegung des Blocks 2 im HKW Nord und bis dahin Umsetzung der Kohleminderungsstrategie im technisch maximal möglichen Rahmen.

15.3.3.4 Umbau und Erweiterung des Fernwärmenetzes

Im Bezug auf den Umbau und die Erweiterung des Fernwärmenetzes können folgende, wichtigste Empfehlungen festgehalten werden:

- Umsetzung der Umstellung des Dampfnetzes auf Heizwasser mindestens in dem aktuell geplanten Umfang, Überprüfung auf weitere Potenziale der Umstellung.
- Ein Ziel-Fernwärmenetz, das die zukünftigen Wärmebedarfe der Fernwärmekunden und die künftigen Wärmequellen im Rahmen einer CO_2-neutralen Fernwärme optimal verknüpft, sollte geplant werden. Dabei ist eine enge Abstimmung mit allen relevanten Akteuren auf kommunaler Ebene zu den Planungen für die Versorgung einzelner räumlicher Einheiten nötig. Das Ziel-Fernwärmenetz sollte in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen (z. B. Wärmebedarfsentwicklungen und neu erschließbare Einheiten) regelmäßig überprüft und ggf. die Ziele angepasst werden.
- Fortführung der Planungen für die Errichtung von Transportleitungen zur Einbindung von geothermaler Wärme aus dem Umland in das Gebiet Münchens.
- Realisierung des Aus- und Umbaus des Fernwärmenetzes, ggf. einschließlich der räumlich differenzierten Absenkung von Vorlauf- und Rücklauftemperatur
    - Eine Absenkung der Vorlauftemperaturen kann dann sinnvoll sein, wenn Wärmequellen mit entsprechend niedriger Temperatur (z. B. Geothermie im Norden Münchens) erschlossen werden. Dabei müssen die hydraulischen Gegebenheiten im Bestandsnetz im Detail untersucht und berücksichtigt werden. In jedem Einzelfall ist der Aufwand für Netzanpassungen und Anpassungen der Kundenanlagen zu ermitteln und der Alternative einer erzeugerseitigen Temperaturanhebung (z. B. Wärmepumpe oder Heizkessel, ggf. mit EE-Wärme) gegenüberzustellen (Kosten-Nutzen-Analyse).
    - Eine Absenkung der Rücklauftemperaturen ist im gesamten Versorgungsgebiet als sinnvoll zu erachten, um eine Steigerung der Ausnutzung der Tiefengeothermie zu erreichen.
- Soweit technisch möglich und sinnvoll: Insbesondere in den Fernwärme-Erschließungs- und Neubaugebieten, mit Fokus auf den Norden der LHM, sollten dezentrale Niedertemperatur-Sekundärnetze realisiert werden. Bei größeren Neubausiedlungen sollte geprüft werden, inwiefern durch Sekundärnetz-Einbindung eine Absenkung der Rücklauftemperaturen erreicht werden kann. Speziell im Neubau sollte hierbei eine Prüfung des Einsatzes von Wohnungsstationen für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser in Niedertemperaturnetzen erfolgen (siehe Kapitel 8.2.1).

15.3.3.5 Zukunftstaugliche Dienstleistungen und Anschlussbedingungen erarbeiten

Sowohl für die Optimierung der Fernwärmeversorgung als auch für die Effizienzsteigerung von dezentral versorgten Gebäuden ist eine fundierte und kontinuierliche Datenanalyse und -nutzung von Bedeutung. Die Ausweitung der Datenaufnahme aus Hausübergabestationen für die Fernwärme sollte daher weiter forciert werden.

Weiterhin ist für die künftig stark anwachsende Anzahl von Wärmepumpen ein „netzverträglicher Betrieb" erforderlich (primär: Reduktion von negativen Effekten auf das Stromverteilnetz). Darüber hinaus kann ein „netzdienlicher Betrieb" (u. a. Erbringung eines Beitrags zu EE-Integration und Spannungshaltung im Netz) oder sogar ein „systemdienlicher Betrieb" (inklusive Beitrag zu Systemdienstleistungen und Frequenzhaltung) sinnvoll sein. Daher ist die Integration entsprechender Steuerungseinheiten mit Einbau der Wärmepumpen sinnvoll. Dementsprechend sollten vor Anstieg der Anzahl an Wärmepumpen in der LHM bereits entsprechende Kriterien für deren Einbau definiert werden.

Die Analyse von Wärmebedarfsdaten wird durch Gebäudeeigentümer:innen eher selten durchgeführt. Die Ermittlung und Behebung von Ineffizienzen im Gebäude kann für die Kostenträger:innen der Energieverbräuche jedoch zu relevanten Einsparungen führen. Hier könnte eine neue Energiedienstleistung der SWM etabliert werden, ggf. in Kombination mit geeigneten Gutachter:innen.

15.4 Roadmap für einen klimaneutralen Wärmesektor in München

Im vorstehenden Kapitel wurden verschiedene zu ergreifende Maßnahmen empfohlen, die zusammen den Wärmesektor in München klimaneutral machen sollen. Um die wichtigsten Empfehlungen übersichtlich und zeitlich gestaffelt darzustellen, werden abschließend Roadmaps für die drei zentralen Akteure für die Wärmewende in München dargestellt.

Eine entscheidende Voraussetzung für eine erfolgreiche kommunale Wärmewende sind Rahmensetzungen insbesondere durch den Bund und den Freistaat Bayern (Roadmap in Abbildung 15-1). Hier bestehen die wichtigsten Maßnahmen in verschiedenen Anpassungen am Ordnungsrecht und der Schaffung angemessener wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für die handelnden Akteur:innen. Hierzu müssen Fördermittel bereitgestellt und die bestehenden Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie reformiert werden, einschließlich einer ambitionierten Fortentwicklung der CO_2-Bepreisung im BEHG (siehe hierzu die getroffenen Annahmen im Kapitel 10.2). Darüber hinaus geht es um die Ausbildung von Fachkräften, die Bereitstellung von Standards der Qualitätssicherung und die Sicherung zügiger Planungs- und Genehmigungsverfahren. Auf mittlere Sicht ist die für die Betreiber von Gasverteilnetzen absehbare Herausforderung durch den aufgrund von verschärften Klimaschutzzielen voraussichtlich stark sinkenden Gasabsatz anzugehen und Planungssicherheit zur künftigen Rolle dieser Netze sowie deren Finanzierung zu schaffen. Für die hier nicht separat dargestellte europäische Ebene sind zudem die zielorientierte weitere Ausgestaltung des EU-Emissionshandelssystems und die Setzung ambitionierter klimapolitischer Ziele und Richtlinien als Rahmen für die Maßnahmen der Mitgliedstaaten zu nennen.

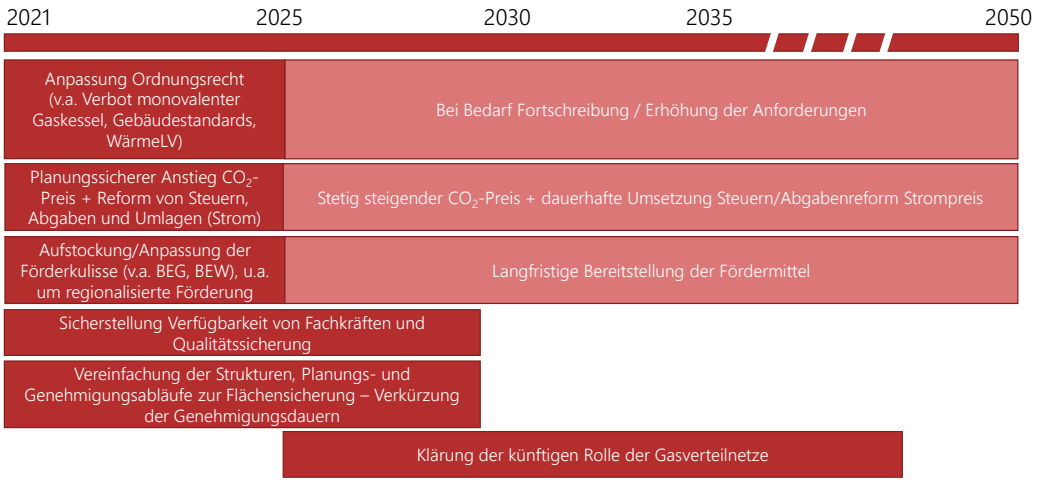

Abbildung 15-1 Roadmap Teil 1: Wichtigste Maßnahmen des Bundes und des Freistaats

Für die Landeshauptstadt München (siehe Roadmap in Abbildung 15-2) bestehen die wichtigsten Maßnahmen in der Entwicklung und Umsetzung einer kommunalen Wärmeplanung in enger Abstimmung mit den SWM, einer Verstärkung und Vertiefung der Sanierungsmaßnahmen der städtischen Wohnungsunternehmen sowie der Intensivierung und Skalierung des Quartiersansatzes in zwischen LHM und SWM abgestimmten Sanierungsgebieten. Diese Maßnahmen müssen so umgesetzt werden, dass sie kompatibel mit dem Ziel der Klimaneutralität sind. Ergänzend bedarf es einer Abstimmung mit den SWM bei einer intensivierten Raumplanung für den Flächenbedarf der erforderlichen Energieinfrastrukturen. Als wichtige begleitende Maßnahmen sind eine offensive Kommunikation der Wärmewendestrategie an Wohnungseigentümer:innen und weitere Bürger:innen, die Weiterentwicklung von bestehenden Anlaufstellen für und Einrichtung zusätzlicher Anlaufstellen für Information, die Durchführung von Sanierungskampagnen für private Immobilieneigentümer:innen sowie Sanierungsberatung und Vernetzung in den verschiedenen Stadtteilen zu nennen. Zudem ist es wichtig, die erforderlichen technischen Lösungen durch Referenzprojekte und Feldstudien in der Praxis zu demonstrieren, u. a. zur tiefen Gebäudesanierung und dem Einsatz von Wärmepumpen in MFH. Einige dieser Maßnahmen können nur dann großflächig umgesetzt werden, wenn der Bund eine entsprechende finanzielle Förderung bereitstellt.

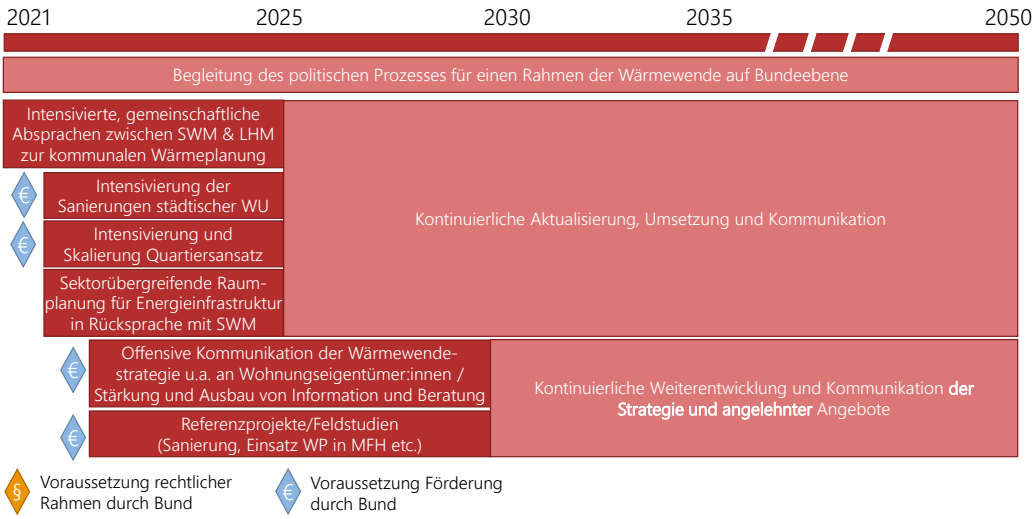

Abbildung 15-2 Roadmap Teil 2: Wichtigste Maßnahmen der Landeshauptstadt München

Neben der Stadt sind auch die Stadtwerke München ein zentraler Akteur für die Wärmewende (siehe Roadmap in Abbildung 15-3). Zusätzlich zur gemeinsamen Wärmeplanung mit der LHM geht es hier in einem ersten Schritt um eine kommunale Vereinbarung zur Entwicklung der CO_2-neutralen Fernwärme mit Regelung der bisher noch offenen konkreten Aspekte und gemeinsamer Formulierung der erforderlichen Rahmenbedingungen für eine wirtschaftlich vertretbare Realisierung dieses Ziels. Bereits vorgesehen sind die Stilllegung des Kohleblocks Nord 2 möglichst bis zum Jahr 2028 einschließlich der rechtzeitigen Schaffung von Ersatzkapazitäten in der Wärmeerzeugung sowie die Dampfnetzumstellung bis zum Jahr 2035. Ebenfalls bereits in Planung sind die meisten Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung aus dem Szenario „Fokus dezentrale Lösungen". Sobald die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen und Fördermittel des Bundes vorliegen, können diese ebenso umgesetzt werden wie die Verdichtung der Fernwärmeanschlüsse im bisherigen Versorgungsgebiet. Begleitende, relativ kurzfristig zu startende Aktivitäten sind ferner das geplante Forschungsprojekt zu saisonalen Speichern und die weitere Entwicklung von Geschäftsmodellen für dezentrale erneuerbare Wärme und Energiemanagement-Lösungen.

Etwa ab dem Jahr 2025 sollten dann Entscheidungen vorbereitet und getroffen werden, ob die im Szenario „Fokus Fernwärme" vorgesehenen zusätzlichen Geothermieanlagen und weiteren erneuerbaren Wärmeerzeuger realisiert und das Fernwärmeversorgungsgebiet wie in diesem Szenario beschrieben weiter ausgeweitet werden soll. Als Voraussetzung hierfür gelten ebenfalls rechtliche Änderungen, die Verfügbarkeit von Fördermitteln sowie die Verfügbarkeit der für die Anlagen benötigten Flächen. Weiter müssen etwa ab 2025 die nötigen Maßnahmen zur Verstärkung des Stromverteilnetzes konkretisiert und umgesetzt werden. Sobald Vereinbarungen mit der LHM zu den Konditionen des Einsatzes von Wasserstoff in den Heizkraftwerken und Heizwerken der SWM getroffen sind, sollten sich die SWM um den Anschluss ihrer Anlagen an das geplante Wasserstoff-Startnetz bemühen und bei Vorliegen eines geeigneten Förderinstruments des Bundes zum Einsatz dieses Energieträgers rechtzeitig die nötigen Schritte ergreifen, um die erforderlichen Mengen an Wasserstoff bis zum Jahr 2035 auch tatsächlich zu beschaffen und einsetzen zu können.

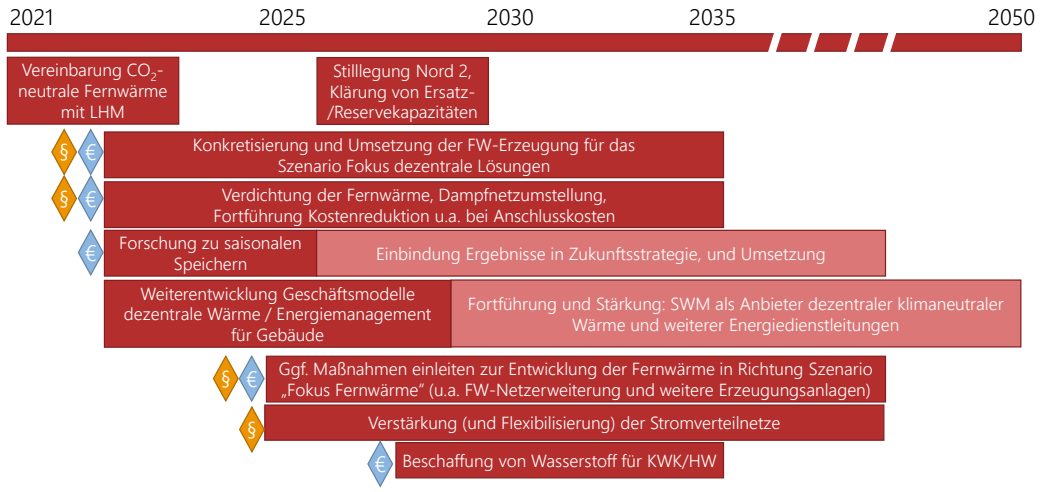

Abbildung 15-3 Roadmap Teil 3: Wichtigste Maßnahmen der Stadtwerke München

Übergeordnete Anmerkung zu den Handlungsempfehlungen

Abschließend ist nochmals auf die Ergebnisse der untersuchten Szenarien zur möglichen Entwicklung des Wärmesektors und seiner CO_2-Emissionen hinzuweisen (siehe Kapitel 13.6): Auch wenn alle genannten Schritte aus den Roadmaps für die unterschiedlichen Akteure rechtzeitig ergriffen und ambitioniert umgesetzt werden, kann eine Klimaneutralität der Wärmeversorgung in München schon bis zum Jahr 2035 aller Voraussicht nach nur mit dem umfassenden Einsatz von CO_2-Kompensationen rechnerisch erreicht werden. Nichtsdestotrotz muss sowohl auf Bundes- als auch auf lokaler Ebene schnell gehandelt werden, damit die Klimaneutralität schnellstmöglich nach dem Jahr 2035 tatsächlich erreicht werden kann.

Weiterhin ist zu unterstreichen, dass im Rahmen der Wärmewende nicht nur das zielorientierte Handeln der hier genannten Akteure von Relevanz ist, sondern auch eine Aktivierung insbesondere der Wohnungseigentümer:innen, aber beispielsweise auch anderer Energiedienstleister und des Handwerks. Die für einen klimaneutralen Wärmesektor erforderlichen weitgehenden Veränderungen werden alle Nutzenden von Wohnungen und Geschäftsimmobilien in München betreffen. Eine klare und ausführliche Kommunikation an alle Bürger:innen ist somit von fundamentaler Bedeutung, damit die Wärmewende möglichst spannungsarm umgesetzt werden kann.

16 Literatur

AAL-01 18 Engelund Thomsen, Kirsten et al.: EPBD Implementation in Denmark - Status in December 2016. Aalborg, Kopenhagen: Danish Building Research Institute, Aalborg University, 2018.

ADELPHI-01 17 Pehnt, Martin et al.: Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln: Adelphi, 2017.

ADELPHI-01 21 Doda, Baran et al.: Voluntary offsetting: credits and allowances - Report. In: Climate Change 04/2021. Berlin: Umweltbundesamt, adelphi, Öko-Institut, 2021.

AGFW-02 13 IFEU; GEF: Transformationsstrategien Fernwärme - TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2013

AGFW-04 20 Thamling, Nils et al.: Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030 - Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. Frankfurt am Main: AGFW, Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2020.

AGORA-07 20 Prognos et al.: Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Berlin: Agora Energiewende, 2020.

AGORA-12 20 EEG-Rechner für Excel - Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035. In: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/. (Abruf am 2021-06-02); Berlin: Agora Energiewende, 2020.

ALUF-01 09 Mayer, Helmut et al.: Klimawandel und Heizgradtage in Freiburg im Breisgau, Südwestdeutschland. In: Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft 69 (2009) Nr. 7/8. Berlin: Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Meteorologisches Institut, 2009.

ARL-01 14 Schubert, Susanne: Räumliche Energieplanung in der Schweiz. In: Nimm's sportlich - Planung als Hindernislauf; Hannover: Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL), 2014.

BBSR-01 11 Nutzungsdauern von Bauteilen für Lebenszyklusanalysen nach Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB). Berlin: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2011.

BDEW-01 20 BDEW-Strompreisbestandteile Januar 2020 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V., 2020.

BDEW-09 20 BDEW-Gaspreisanalyse Juli 2020 - Haushalte. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2020.

BDEW-01 21 Maaß, Christian et al.: Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung. Von FfE GmbH und Hamburg Institut Consulting GmbH im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Hamburg, München: FfE GmbH, Hamburg Institut Consulting GmbH, 2021.

BDH-04 16 Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2015. Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2016

BFE-02 06 Hubacher, Peter et al.: Grosswärmepumpen - Energetische und planerische Analyse von 10 Anlagen. Vergleich verschiedener Anlagenkonzepte - Schlussbericht September 2006. Engelburg (CH), Sargans (CH): Bundesamt für Energie, 2006.

BFHH-01 14 Unterrichtung durch die Präsidentin der Bürgerschaft - Bürgerschaftliches Ersuchen vom 13. Dezember 2012: "Hamburg 2020: Wärmekonzept für Hamburg". Hamburg: Bürgerschaft der Freien und Hansestadt Hamburg, 2014.

BIFR-01 19 Funke, Tobias et al.: Abwärmenutzung im Rechenzentrum - Ein Whitepaper vom NeRZ in Zusammenarbeit mit dem eco – Verband der Internetwirtschaft e. V. Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH, 2019.

BMJV-06 19 Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG). In: https://www.gesetze-im-

internet.de/behg/BJNR272800019.html. (Abruf am 2021-05-31); Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2019.

BMU-14 12 Bürger, Veit et al.: Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie - Arbeitspaket 4 - Darstellung des aktuellen Rechts- und Förderrahmens und dessen Wirkungen. Berlin, Bonn: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012.

BMWI-05 20 Die nationale Wasserstoffstrategie. Ausgefertigt am 2020-06-10; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.

BNETZA-03 21 Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf der Übertragungs Netzbetreiber. Bonn: Bundesnetz Agentur (BNetzA), 2021.

BRSP-01 17 Wahlpolitisches Handlungsprogramm "Wohnen in München VI" 2017-2021. München: Baureferat für Stadtplanung und Bauordnung, 2017.

BTE-01 08 Agethen, Ulrich et al.: Lebensdauer von Bauteilen, Zeitwerte - Arbeitsblatt der BTE-Arbeitsgruppe. Essen: Bund Technischer Experten e.V., 2008.

BUDDE-01 11 Buddenbohm, Christine: Planung und Genehmigung von Anlagen zur geothermischen Nutzung des Untergrundes mittels Grundwasserwärmepumpen unter besonderer Berücksichtigung der softwarebasierten Berechnung von Temperaturfahnen. Berlin: 62. Deutsche Brunnenbauertage und BAW-Baugrundkolloquium, 2011.

BUDH-01 14 Planungsunterlage für den Fachmann - Logatherm WPL ... AR (Reversible Luft-Wasser- Wärmepumpe). Wetzlar: Buderus Heiztechnik GmbH, 2014

BUH-01 19 Buhmann, Patrik: Energetisches Potential geschlossener Tunnelgeothermiesysteme. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Stuttgart, geprüft von Moormann, Christian und Westrich, Bernhard und Adam, Dietmar: Stuttgart, 2019.

CONN-01 14 Connolly, David et al.: Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. In: Energy Policy 65 (2014) 475-489. Amsterdam: Elsevier Ltd., 2014.

COP-01 16 CPH 2025 Climate Plan - Roadmap 2017-2020. Kopenhagen: The City of Copenhagen, 2016.

CPH-01 12 CPH 2025 Climate Plan - A Green, Smart, and Carbon Neutral City. Kopenhagen: The City of Copenhagen, 2012.

DDIB-01 16 Jakob, Martin et al.: Aktuelle und zukünftige thermische Energienachfrage in der Stadt Zürich - Kurzbericht zur Dokumentation der im Rahmen des update 2015 am Konzept Energieversorgung 2050 vorgenommenen Änderungen am Gebäudeparkmodell der Stadt Zürich und zu den verwendeten Grundlagen und Annahmen. Zürich: Departement der Industriellen Betriebe, 2016.

DEA-05 17 Regulation and Planning of District Heating in Denmark. Copenhagen: Danish Energy Agency, 2017.

DENA-05 17 dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017

DENA-07 19 Jugel, Christoph et al.: dena-Projekt Urbane Energiewende - Abschlussbericht. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2019.

DESTATIS-17 14 Gebäude und Wohnungen - Ergebnisse des Zensus am 9. Mai 2011. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014.

DESTATIS-05 20 Tabellen - Code-Auswahl 611*. In: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabellen&selectionname=611*#abreadcrumb. (Abruf am 2021-06-01); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt Destatis, 2020.

DESTATIS-17 21 Bau- und Immobilienpreisindex. In: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Baupreise-Immobilienpreisindex/_inhalt.html. (Abruf am 2021-06-14); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt Destatis, 2021.

DGFZ-01 16 Forschung zur saisonalen Wärmespeicherung im Untergrund. In: https://www.gfz-potsdam.de/medien-kommunikation/meldungen/detailansicht/article/forschung-zur-saisonalen-waermespeicherung-im-untergrund/. (Abruf am 2021-05-31); Potsdam: Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum, 2016.

DGFZ-02 16 Huenges, Ernst: Der Untergrund als Langzeitspeicher - Interview geführt von Ralf Hutter. In: https://www.energiezukunft.eu/meinung/nachgefragt/der-untergrund-als-langzeitspeicher/. (Abruf am 2021-05-31); Potsdam: Deutsches Geoforschungszentrum Potsdam, 2016.

ENEF-01 09 Stieß, Immanuel et al.: "So ein Haus ist auch die Sparkasse von einem" - Motive und Barrieren von Eigenheimbesitzerinnen und -besitzern gegenüber einer energieeffizienten Sanierung: Ergebnisse einer qualitativen Untersuchung. Frankfurt am Main: ENEF Haus, 2009.

ENEF-02 10 Stieß, Immanuel et al.: Handlungsmotive, -hemmnisse und Zielgruppen für eine energetische Gebäudesanierung - Ergebnisse einer standardisierten Befragung von Eigenheimsanierern. Frankfurt am Main: ENEF Haus, 2010.

ENI-01 20 Solarpotenzialanalyse für Gebäude in der Landeshauptstadt München - Projektbericht. München: ENIANO GmbH, 2020.

EPL-01 17 Gonseth, Camille et al.: Impacts of Global Warming on Energy Use for Heating and Cooling with Full Rebound Effects in Switzerland. In: Swiss Journal of Economics and Statistics Vol. 153 (4), 2017. Lauseanne, Switzerland: Ecole Poytechnique Federale de Lausanne, 2017.

ETHB-01 13 Elektrotechnik Hildebrand: Elektrische Heizungsanlagen / Wärmebedarf in: http://www.hillebrand-elektrotechnik.de/. Zülpich, 2013

FFE-05 02 Geiger, B.; Carter, M.; Mühlbacher, H.: Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002

FFE-07 17 Kleinertz, Britta; Gallet, Marc; Müller, Mathias; Samweber, Florian: Optimierung der Netzrückwirkungen dezentraler Power-to-Heat-Anlagen im Niederspannungsnetz in: Dritte Dialogplattform Power to Heat 2017. Berlin: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2017

FFE-145 17 Estermann, Thomas et al.: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.

FFE-146 17 Conrad, Jochen et al.: Flexibilisierung der Kraft-Wärme- Kopplung - Kurzgutachten im Auftrag der ÜNB. München: FfE, 2017.

FFE-45 17 Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017

FFE-50 17 Kleinertz, Britta; Dufter, Christa; Greif, Simon; Conrad, Jochen: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme - Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017

FFE-12 18 Ausfelder, Florian et al.: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie - Methodik | Potenziale | Hemmnisse. München, Frankfurt/Main, Stuttgart: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2018.

FFE-44 18 Reinhold, Nico et al.: Wärmewende München 2040 – Handlungsempfehlungen. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.

FFE-144 19 Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: https://www.ffe.de/dynamis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19

FFE-146 19 Fattler, Steffen, Conrad, Jochen, Regett, Anika et al.: Dynamis Datenanhang - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: https://www.ffe.de/dynamis. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-146-19

FFE-21 19 Kleinertz, Britta et al.: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO2-Verminderung im Energiesystem. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (1), p 51-68. Heidelberg: Springer-Verlag GmbH, 2019.

FFE-57 19 Kleinertz, Britta et al.: Coping with drawbacks of conventional CO2 abatement curves - A case study on fossil and renewable gases. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT); Wien: TU Wien, 2019.

FFE-09 20 Hübner, Tobias: Small-Scale Modelling of Individual Greenhouse Gas Abatement Measures in Industry. Munich: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.

FFE-36 21 Zahl des Monats. In: https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/zahl-des-monats. (Abruf am 2021-06-01); München: FFE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2021.

FHH-01 20 Tietje, Hendrik et al.: Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Hamburg 2018. Hamburg: Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Freien und Hansestadt Hamburg, 2020.

GEOKW-01 21 Meilensteine und Events. In: http://www.geo-kw.de/. (Abruf am 2021-05-31); München: Technische Universität München, GEO.KW, 2021.

GGSC-01 19 Gaßner, Hartmut et al.: Faire Kostenverteilung bei energetischer Modernisierung - rechtliche Rahmenbedingungen einer Umwandlung der Modernisierungsumlage gemäß § 559 BGB in ein sozial gerechtes und ökologisches Instrument. Berlin, Augsburg: GGSC Partnerschaft von Rechtsanwälten mbH, 2019.

GUI-01 21 Jens, Jaro et al.: Extending the European Hydrogen Backbone - A european hydrogen infrastructure vision covering 21 countries. Utrecht, Netherlands: Guidehouse, 2021.

HAMDE-01 21 Erste Fortschreibung des Hamburger Klimaplans. Hamburg: hamburg.de GmbH & Co. KG, 2021.

HAUSL-01 18 Hausl, Stephan: Auswirkungen des Klimawandels auf regionale Energiesysteme - Modellierung und Optimierung regionaler Energiesysteme unter Berücksichtigung klimatischer und räumlicher Aspekte. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Hamacher, Thomas und Streicher, Wolfgang: München, 2018.

HIC-01 20 Maaß, Christian et al.: Ausbauoffensive Erneuerbare Energien der Stadtwerke München: Zwischenbilanz, regionale Potenziale und Ausblick. Hamburg: HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, 2020.

HSW-01 11 Wolff, Dieter; Jagnow, Kati: Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung. Wolfenbüttel: Ostfalia Hochschule Wolfenbüttel, 2011

IAS-01 21 Potential of geothermal use. In: http://greta.eurac.edu/. (Abruf am 2021-05-31); Salzburg, München: Interreg Alpine Space, 2021.

IAS-02 21 Maps Potenzial der oberflächennahen Geothermie in München. In: http://greta.eurac.edu/maps/266/view. (Abruf am 2021-05-31); München, Salzburg: Interreg Alpine Space, 2021.

IER-02 08 Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2008

IFEU-02 14 von Oehsen, Amany; Fehr, Johannes; Brischke, Lars-Arvid; Pehnt, Martin; Mellwig, Peter: 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? - Band 4 Endbericht zur Aufstockung PV-Eigenstrom für Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden. Heidelberg: ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2014

IFEU-01 16 Hertle, Hans et al.: BISKO Bilanzierungs-Systematik Kommunal - Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland - Im Rahmen des Vorhabens "Klimaschutz-Planer - Kommunaler Planungsassistent für Energie und Klimaschutz". Heidelberg: Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, 2016.

IFEU-02 19 Hertle, Hans et al.: BISKO Bilanzierungs-Systematik Kommunal - Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland - Kurzfassung (Aktualisierung 11/2019). Heidelberg: Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, 2019.

IFEU-03 19 Pehnt, Martin et al.: Sozialer Klimaschutz in Mietwohnungen - Kurzgutachten zur sozialen und klimagerechten Aufteilung der Kosten bei energetischer

Modernisierung im Wohnungsbestand. Heidelberg, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.: Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, 2019.

IFEU-01 20 Gugel, Benjamin et al.: Weiterentwicklung des kommunalen Bilanzierungsstandards für THG-Emissionen - Bilanzierungssystematik kommunal - BISKO - Abschlussbericht. Heidelberg: Ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, 2020.

IKZ-01 04 Überschlägige Ermittlung der erforderlichen Kesselleistung in: IKZ-Haustechnik. Arnsberg: STROBEL VERLAG GmbH & Co. KG, 2004

INFO-01 17 Liljeberg, Holger et al.: Bevölkerungsbefragung zur Stadtentwicklung 2016 - Soziale Entwicklung und Lebenssituation der Münchner Bügerinnen und Bürger. München, Berlin: INFO GmbH Markt- und Meinungsforschung, 2017.

IÖW-102 14 Gossen, Maike et al.: Regionale Differenzen in der Wahrnehmung energetischer Sanierungen - Ergebnisse einer qualitativen Befragung von GebäudeeigentümerInnen zu energetischer Sanierung in zwei unterschiedlichen Regionen - Gebäude-Energiewende Arbeitspapier 1. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung IÖW, 2014.

IÖW-02 18 Weiß, Julika et al.: Entscheidungskontexte bei der energetischen Sanierung - Ergebnisse aus dem Projekt Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen. Berlin, Wuppertal: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung IÖW, 2018.

ISE-07 14 Günther, Danny; Miara, Marek et al.: WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014

ISE-10 20 Günther, Danny et al.: Wärmepumpen in Bestandgebäuden - Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand" - Abschlussbericht. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2020.

ISE-01 21 Lämmle, Manuel et al.: Temperaturabsenkung in Wärmepumpen-Heizsystemen mit Radiatoren. In: Berliner Energietage 2021; Berlin: Fraunhofer ISE, 2021.

ISE-03 21 Engelmann, Peter et al.: Systemische Herausforderung der Wärmewende - Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2021.

ITG-01 16 Pfnür, Andreas et al.: Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt - Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Darmstadt: Forschungscenter Betriebliche Immobilienwirtschaft FBI an der Technischen Universität Darmstadt, 2016

IWU-01 08 Enseling, Andreas et al.: Wirtschaftlichkeit energiesparender Maßnahmen im Bestand vor dem Hintergrund der novellierten EnEV. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2008.

IWU-01 15 Loga, Tobias; Stein, Britta; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf: Deutsche Wohngebäudetypologie. - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden - zweite Auflage. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2015

IWU-02 16 Renz, Ina et al.: Einflussfaktoren auf die Sanierung im deutschen Wohngebäudebestand - Ergebnisse einer qualitativen Studie zu Sanierungsanreizen und -hemmnissen privater und institutioneller Eigentümer. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2016.

IWU-01 18 Cischinsky, Holger et al.: Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt (IWU), 2018.

JC-01 20 Conrad, Jochen: Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO2-Verminderung im Sektor private Haushalte. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, geprüft von Wagner, Ulrich und Auer, Thomas: München, 2020.

JRC-07 16 Galindo Fernandez, Marina et al.: Efficient district heating and cooling systems in the EU - Case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications. Luxembourg: European Commission Joint Research Center, 2016.

KFW-01 17 Durth, Rainer: Sanieren oder nicht sanieren – Welche Gründe entscheiden über die energetische Sanierung von Wohngebäuden? Frankfurt: KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2017.

KFW-01 21 Energieeffizient Sanieren - Investitionszuschuss - Für die komplette Sanierung. In: https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizient-Sanieren-Zuschuss-(430)/. (Abruf am 2021-06-15); Frankfurt am Main: KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2021.

KLIN-01 19 Neubau Kostenvergleich. In: http://www.klima-innovativ.de/argumente/kostenrechner/neubau-kostenvergleich?jjj=1622619105228. (Abruf am 2021-06-02); Türkenfeld: Klima Innovativ, 2019.

KLZ-01 16 Kleinertz, Britta: Demand Response potential of household Power-to-Heat employing thermal storage. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität Darmstadt - Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD) betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Darmstadt, 2016

KOLB-02 17 Kolbinger, Maximilian: Bestimmung des Heiz- und Kühlenergiebedarfs des GHD-Sektors. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch Wagner, Ulrich: München, 2017.

LFU-01 16 Lärmschutz bei Luft-Wärmepumpen. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2016.

LHM-07 20 Bau- und Wohnungswesen. In: https://www.muenchen.de/rathaus/Stadtinfos/Statistik/Bauwesen.html. (Abruf am 2020-05-18); München: Landeshauptstadt München, 2020.

LHM-08 20 Wohnungsbaupolitik - Wohnen in München VI. In: https://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Referat-fuer-Stadtplanung-und-Bauordnung/Stadtentwicklung/Grundlagen/Wohnungspolitik.html. (Abruf am 2020-05-18); München: Landeshauptstadt München, 2020.

LHM-09 20 Projekte der Stadtplanung. In: https://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Referat-fuer-Stadtplanung-und-Bauordnung/Projekte.html. (Abruf am 2020-05-18); München: Landeshauptstadt München, 2020.

LHM-10 20 Mietspiegel für München 2021 - Information zur ortsüblichen Miete. München: Landeshauptstadt München, Sozialreferat, 2020.

MRI-01 21 Kalkuhl, Matthias et al.: CO2-Bepreisung: Mehr Klimaschutz mit mehr Gerechtigkeit - MCC-Arbeitspapier. Berlin: Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH, 2021.

MUE-01 07 Mühlbacher, H.: Verbrauchsverhalten von Wärmeerzeugern bei dynamisch variierten Lasten und Übertragungskomponenten. Dissertation. München: TU München, 2007

ÖKO-02 17 Kenkmann, Tanja; Hesse, Tilman Dr.; Hülsmann, Friederike Dr.; Timpe, Christof; Hoppe, Klaus: Klimaschutzziel und -strategie München 2050. Freiburg: Öko-Institut e.V., 2017

ÖKO-01 19 Repenning, Julia et al.: Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Freiburg: Öko-Institut e.V., 2019.

ÖKO-03 19 Schneider, Lambert et al.: Lessons learned from the first round of applications by carbon-offsetting programs for eligibility under CORSIA. Berlin, Zürich, Seattle: Öko-Institut e.V., 2019.

ÖKO-05 20 Matthes, Felix et al.: Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe - Eine Überblicksuntersuchung. Berlin: Öko-Institut e.V., 2020.

ÖKO-03 21 Matthes, Felix et al.: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland - Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Berlin: Öko-Institut e.V., 2021.

ÖKO-04 21 Siemons, Anne et al.: Möglichkeiten zur Regulierung der Klimawirkungen des Luftverkehrs. Berlin: Öko-Institut e.V., 2021.

ÖKO-05 21 Matthes, Felix et al.: CO2-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom: Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes -

Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität (SKN). Berlin: Öko-Institut e.V., 2021.

OLON-01 16 Olonscheck, Mady: Climate change impacts on electricity and residential energy demand. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Potsdam, geprüft von Kropp, Jürgen und Schneider, Christoph: Potsdam, 2016.

PIK-01 11 Olonscheck, Mady et al.: Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change. In: Energy Policy 39 (2011). Potsdam: Potsdam Institute for Climate Impact Research, 2011.

PROG-01 07 Hofer, Peter et al.: Exkurs 16: Wärmepumpen und Strombedarf zur Wärmeerzeugung. Basel (CH): Prognos AG, 2007.

PROG-01 20 Thamling, Nils et al.: Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts. Berlin, Basel, Freiburg, Heidelberg, Köln: Prognos AG, 2020.

PROG-01 21 Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin: Prognos AG, 2021.

PROG-02 21 Kemmler, Andreas et al.: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Gesamtdokumentation der Szenarien. Basel: Prognos AG, 2021.

PWC-01 21 Strategie für einen effektiven Beitrag der deutschen Industrie zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele - Ergebnisbericht Arbeitspaket 3. Düsseldorf, Berlin, München: PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2021.

RENE-01 21 Piasecki, Jens: Tipps zum Kauf einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe. In: https://www.energieheld.de/heizung/waermepumpe/wasser-wasser. (Abruf am 2021-05-18); Hamburg: RENEWA GmbH, 2021.

REZ-01 18 Rezania, Rusbeh: Sicher in die Energiezukunft: Dekarbonisierung und Sektorenkopplung. Wien: Wien Energie, 2018.

REZ-01 20 Rezania, Rusbeh: Web-Konferenz - Die Wärmewende in Wien; Interview, geführt von Kleinertz, Britta, Harper, Ryan; Wien: Wien Energie, 2020

RSBM-01 18 Ruhnke, Sabine et al.: Bericht zur Wohnungssituation in München - 2016-2017. München: Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, 2018.

RSBM-01 19 Ruhnke, Sabine et al.: Demografiebericht München - Teil 2 - Kleinräumige Bevölkerungsprognose 2017 bis 2040 für die Stadtbezirke. München: Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, 2019.

RSBM-04 19 Städtischer Mieten-Stopp München - PLAN-HA-III-03 - Beschluss der Vollversammlung des Stadtrates vom 24.07.2019. München: Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, 2019.

RSBM-05 19 Demografiebericht München - Teil 1 - Analyse und Bevölkerungsprognose 2017 bis 2040 für die Landeshauptstadt. München: Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, 2019.

RSBM-01 20 Ruhnke, Sabine et al.: Bericht zur Wohnungssituation in München - 2018-2019. München: Landeshauptstadt München Referat für Stadtplanung und Bauordnung, 2020.

RWTH-01 20 Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt. Aachen: RWTH Aachen University, 2020.

SOG-01 18 Fernwärme und -Kälte - Energieeffizienz für städtische Gegenden. Kopenhagen: State of Green, 2018.

STAM-01 19 Die Genehmigung zum Errichten neuer Wohn- und Nichtwohngebäude 2018 nach Art des Gebäudes und Bauherren. München: Statistisches Amt München, 2019.

STAM-02 19 Die Fertigstellungen neu errichteter Wohn- und Nichtwohngebäude 2018 nach Art des Gebäudes und Bauherren. München: Statistisches Amt München, 2019.

STIE-01 20 Planung und Installation Wärmepumpen. Holzminden: Stiebel Eltron, 2020.

STZÜ-01 19 Banfi Frost, Silvia et al.: Planungsbericht Energieversorgung - Kommunale Energieplanung der Stadt Zürich - Überarbeitung 2019. Zürich: Stadt Zürich, 2019.

STZÜ-02 19 Energieplankarte - Leitungsgebundene Energieversorgung (Wärme, Kälte, Gas). Zürich: Stadt Zürich, 2019.

STZÜ-03 19 Maßnahmenkatalog Energieversorgungsplanung - Kommunale Energieplanung der Stadt Zürich. Zürich: Stadt Zürich, 2019.

STZÜ-04 19	Cuche-Curti, Claudia: Auszug aus dem Protokoll des Stadtrates von Zürich - Energiebeauftragte, kommunale Energieplanung, Überarbeitung 2019. Zürich: Stadt Zürich, 2019.
SWM-04 20	Auswirkungen des Klimawandels auf den Wärmebedarf. München: Stadtwerke München, 2020.
SWM-07 20	Preisblatt 5 (Netz 1 - München) - (Konzessionsabgaben). München: SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, 2020.
SWM-08 20	Anlage a zu Netznutzungsvertrag Strom - Preisblätter. München: SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, 2020.
SWM-03 21	Lastprofil Wärmepumpe. In: https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/waermepumpe. (Abruf am 2021-06-01); München: SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, 2021.
TEP-01 14	Jakob, Martin et al.: Konzept Energieversorgung 2050 - Kurzbericht - Szenarien für eine 2000-Watt-kompatible Wärmeversorgung für die Stadt Zürich. Zürich: TEP Energy GmbH, 2014.
TUM-11 16	Zosseder, Kai et al.: Geothermal Potential of the Munich Gravel Plain (GePo). In: https://www.bgu.tum.de/hydro/projects/gepo/. (Abruf am 2021-07-07); München: Technische Universität München, 2016.
UBA-21 16	Bürger, Veit et al.: Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016.
UBA-28 18	Klinski, Stefan et al.: Rechtskonzepte zur Beseitigung des Staus energetischer Sanierungen im Gebäudebestand. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.
UBA-21 20	Matthey, Astrid et al.: Methodenkonventionen 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
UBA-22 20	Harthan, Ralph et al.: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung - Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX")". Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
UCL-01 12	Kesicki, Fabian: Decomposing long-run carbon abatement cost curves - robustness and uncertainty. London: University College London Energy Institute, 2012
UIV-01 20	Urban Innovation Vienna - Smart City Agency & Energy Center. In: https://www.urbaninnovation.at/de/Smart-City-Agency. (Abruf am 2020-08-20); Wien: UIV Urban Innovation Vienna GmbH, 2020.
UNEP-01 15	District energy in cities - Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy. Paris, Frankreich: United nations Environmental Programm - Division of Technology, Industry and Economics, 2015
VDE-02 15	Gerhardt, Norman et al.: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015
VDI-04 12	VDI 2067 - Blatt 1 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung . Ausgefertigt am 2000, Version vom 2012-09; Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012.
VDI-02 20	VDI 5207 Blatt 1 - Energieflexible Fabrik - Grundlagen. Ausgefertigt am 2019-10, Version vom 2020-07; Düsseldorf: VDI-Gesellschaft Produktion und Logistik, 2020.
VOGIT-01 12	Heinhaus, Wolfgang: Sicherheit für hochverfügbare Rechenzentren - Von Strom bis Kühlung – Experton betrachtet die technische RZ-Infrastruktur. In: https://www.datacenter-insider.de/sicherheit-fuer-hochverfuegbare-rechenzentren-a-372391/?p=2. (Abruf am 2021-05-20); Augsburg: Vogel IT-Medien GmbH, 2012.
VUR-01 20	Maaß, Christian: Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung. In: Zeitschrift für Umweltrecht 1/2020. Bremen: Verein für Umweltrecht e.V., 2020.
WÄHB-01 19	Beckereit, Michael: Ersatz HKW Wedel durch Energiepark Hafen. Hamburg: Wärme Hamburg GmbH, 2019.
WE-01 19	Rezania, Rusbeh et al.: Entwicklungsstrategie der Fernwärme in Wien. In: Geothermie-Forum Zurich 2019; Wien: Wien Energie, 2019.

WFW-01 20 Wohnfonds_Wien - Sanierungsarten. In: http://www.wohnfonds.wien.at/article/nav/115. (Abruf am 2020-08-14); Wien: wohnfonds_wien: fonds für wohnbau und stadterneuerung, 2020.

WIEN-03 19 Smart City Wien Rahmenstrategie 2019-2050 - Die Wiener Strategie für eine nachhaltige Entwicklung. Wien: Magistrat der Stadt Wien, 2019.

WIEN-04 19 Energie! Voraus - Energiebericht der Stadt Wien - Berichtsjahr 2019. Wien: Magistrat der Stadt Wien, 2019.

WIEN-05 19 Hemis, H: Energieraumplan des 2. Wiener Gemeindebezirks. 2019.

WIEN-01 20 Open Data Österreich: Ausgewählte Datensätze der Wiener Magistratsabteilung 20 - Energieraumplanung: https://www.data.gv.at/auftritte/?organisation=stadt-wien; Wien: Stadt Wien, 2020.

WIENE-01 20 Unser Kombinetz. In: https://www.wienernetze.at/de/kombinetzbetreiber. (Abruf am 2020-08-13); Wien: Wiener Netze GmbH, 2020.

WS-01 18 Corradini, Roger et al.: Energierationalität im Eigenheim - Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2018.

WWU-01 21 Löschel, Andreas et al.: Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtjahre 2018 und 2019. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart: Westfälische Wilhelms-Universität Münster, 2021.

17 Anhang

17.1 Tabellarische Übersicht zum Vergleich der anderen Großstädte mit München

Stadt	Hamburg	Kopenhagen	Wien	Zürich	München
Aktueller Stand Wärmeversorgung	Energieträgerverteilung für Wärme (2011): • 63,5 % Erdgas • 22,5 % Fernwärme • 12,6 % Mineralöl • 0,7 % erneuerbare Energien • 0,6 % Kohle	• 98 % des Wärmebedarfs mit Fernwärme gedeckt[6]	Energieträger für die Raumheizung, Warmwasser und Klimaanlagen in 2017[2]: • Fernwärme: 40 % • Erdgas: 42 % • elektrischen Energie: 9 % • Öl: 5 % • erneuerbaren Energieträgern: 4 %	Endenergieträgermix Raumwärme und Warmwasser in 2018[9]: • Fernwärme: 17 % • Erdgas 51 % • Heizöl: 22 % • Holz: 3 % • Umweltwärme: 2 % • Biogas: 5 % • Solar: < 1 %	Endenergieträgermix Raumwärme und Trinkwarmwasser in 2017 (siehe Kapitel 4): • Fernwärme: 33 % • Erdgas 57 % • Heizöl: 9 % • Elektrospeicherheizung 1 % • Umweltwärme & Wärmepumpe: < 1 % • Solar: < 1 %
Doppelverlegung Fernwärme / Erdgasnetz?	Unbekannt	Bisher ja	Bisher ja	Bisher ja	Bisher ja
Aktueller Stand Fernwärmeerzeugung	Die mit Kohle betriebenen HKW Wedel und Tiefstack deckten in der Vergangenheit > 60% der Wärmearbeit. Aktuell läuft ein Programm zur Kohleminderung im HKW Wedel.	Aufteilung Fernwärmeerzeugung (ca. 10.000 GWh / Jahr) in 2014[7]: • Biomasse: 30 % • Kohle: 22 % • Abfallverbrennung (auch Mitverbrennung von Abfall von außerhalb Kopenhagens): 22 % • Erdgas: 21 %	Aufteilung Fernwärmeerzeugung ca. 6.100 GWh / Jahr in 2017[2]: • Erdgas: 63 % • brennbaren Abfällen: 18 % • biogene Brenn- und Treibstoffen: 15 % • Öl: 4 %	Aufteilung Fernwärmeerzeugung ca. 0,67 TWh / Jahr in 2018[10]: • Müll: 64 % • Erdgas: 20 % • Holz: 12 % • Umweltwärme (Limmat): 3,5 % • Öl: 0,5 %	Energieträgereinsatz zur Erzeugung von Fernwärme und Strom in 2019 laut Umwelterklärung 2020: Erdgas: 43 % Steinkohle: 33 % Müll: 15 % Geothermie: 8 % Sonstige: 1%
Übergeordnete Klimaziele	Emissionsreduktion -55% bis 2030 und mindestens -95% (interpretiert als klimaneutral) bis 2050 gegenüber dem Stand von 1990	• Landesweiter Kohleausstieg bis 2025 • Kopenhagen: Klimaneutralität bis 2025[6]	Veränderung gegenüber 2005[3]: • Senkung lokaler nicht-ETS THG-Emissionen pro Kopf um 50% bis 2030 und um 85% bis 2050 • Senkung Endenergieverbrauch pro Kopf um 30% bis 2030 und um 50% bis 2050	• Reduktion der pro Kopf CO2-Emissionen von 4,7 t/cap (2015) auf 1 t/cap in 2050 • erfasst werden Wärme- und Stromversorgung, Mobilität und Infrastruktur (z.B. Straßenbeleuchtung, Wasserversorgung, Siedlungsentwässerung) • CO2-Reduktion für gesamte Stadt ca 80 %	Klimaneutralität der Stadt München bis 2035
Wärmespezifische Klimaziele	Gegenüber 2017 Minderung der CO2-Emissionen aus der Wärmeversorgung von Wohngebäuden um 55% bis 2030	Reduktion des Wärmebedarfs gegenüber 2010 um 20% **bis 2025**[6]	• Heizen, Kühlen und Warmwasser in Gebäuden o Senkung des Endenergieverbrauchs um 1 % pro Jahr[3] o Senkung der CO2-Emissionen um 2 % pro Jahr • Ab 2025 Deckung des Wärmeverbrauchs in Neubauten durch erneuerbare Energie oder Fernwärme[3]	• Reduktion des Endenergiebedarfs für Heizwärme und Warmwasser bis 2050 um 29% • Anteil regenerative Energien und Abwärme am Endenergie-Mix der Wärmeversorgung bei 80 % in 2050 • Rund die Hälfte der Wärmebereitstellung soll über Wärmepumpen (dezentral und Großwärmepumpen, in Nah- und Fernwärme) erfolgen • Rund ein Viertel der Wärmebereitstellung soll über Fernwärme (Müllverbrennung, Holz, Wärmepumpe, Erdgas) erfolgen.	Klimaneutralität der Wärmeversorgung in München bis 2035, Vorschlag zur quantitativen Festlegung siehe Kapitel 2 Umsetzung der Fernwärmevision durch die SWM

Stadt	Hamburg	Kopenhagen	Wien	Zürich
Treiber der Wärmewende	• Zielsetzungen des Klimaschutzgesetzes • Politische Diskussion um das Kraftwerk Moorburg (führte zur Verweigerung der Abnahme von Fernwärme durch die Stadt)	**Wichtig:** In Dänemark zeichnet sich aktuell ein Umdenken an, sodass Biomasse nicht mehr Basisversorgung der Fernwärmeversorgung gesehen wird. Eine konkrete aktualisierte Strategie liegt jedoch nicht vor.[1] • Umstieg von fossiler Brennstoffen zu Biomasse in KWK-Anlagen[6] o Biomasse ist von Brennstoffsteuern befreit.[7] o Marktprämie von 20 € / MWh für Strom aus biomasse-befeuten KWK-Anlagen[7] • Verbesserte Trennung von biogenem und fossilem Abfall vor der Abfallverbrennung[6] • Sektorkopplung durch Ausbau von Windkraftanlagen, Großwärmepumpen, und Elektrokesseln[6]	• Energieraumplanung: Bauverordnungsnovelle ermöglicht Festlegung von Klimaschutzgebieten - Hier müssen Neubauten mit Fernwärme oder mit Kombination aus erneuerbarem Heizsystem und Solarthermie beheizt werden[4] • Erweiterte Erschließung von Abwärmequellen über Großwärmepumpen[3] • Erschließung Geothermie[3] • Anschlussraten an dem Fernwärmenetz in Bestandsgebäuden erhöhen[3] - Hierfür Fördermöglichkeiten für den Wechsel des Heizsystems[5]	**Planungsebene:** Grundlage ist eine Energieplanung im Sinne einer strategischen kommunalen Wärmeplanung; dabei Festlegung von Gebieten für • die Ausweitung der Fernwärmeversorgung aus zentralen Kraftwerken • die Erschließung über Nahwärme und kalte Wärmenetze • die Wärmeversorgung über dezentrale Anlagen • der Rückzug aus der Gasversorgung (Gasrückzugsgebiete) **Maßnahmenebene:** • Ausbau von Wärmepumpen (v.a. Luft, Grund-, Seewasser, Erdsonden, Abwärme) • Aufbau lokaler Nahwärmenetze (auch kalte Nahwärme) • Ausweitung der Fernwärmeversorgung
Treiber der Wärmewende Europäisch/ National/ Regional/ Kommunal geprägt	Orientierung an Zielen der Bundesregierung; Sonderrolle Hamburgs als Stadtstaat (Bundesland und Kommune)	National Leitlinien vorgegeben, konktete Planung und Umsetzung kommunal geprägt	Kommunal geprägt	regionale Leitlinien vorgegeben, konktete Planung und Umsetzung kommunal
Besonderheiten	• HKW Wedel soll ca. 2025 stillgelegt werden • HKW Tiefstack soll vor 2030 vsl. auf Erdgas umgestellt werden • Aufbau des "Energieparks Hafen" mit neuem GuD-Kraftwerk, Abwärmenutzung, Abwasser-Wärmepumpe, Abfallverbrennung • Power-to-Heat Anlage zur Nutzung von EE-Überschüssen in Norddeutschland (§ 13 Abs. 6a EnWG) • zwei Aquifer-Wärmespeicher in Planung • Machbarkeitsstudie und Fahrplan zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudebereich	• Land verpflichtet seit 1979 Gemeinden zur zukunftsorientierten Wärmeplanung, inkl. Festlegung Zubaugebiete anhand sozioökonomischen Kosten-Nutzen-Analysen als Fernwärme/Erdgas-Gebiete, mit effizienter emissionsarmer Wärmeversorgungssystemen als Ziel.[8] • Anschlusspflicht an dem Fernwärmenetz in Kopenhagen[8] • Fernwärmeversorger sind nichtkommerziellen Unternehmen[8]	• Umfangreiche Umstellung auf Biomasse aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht geplant	• Starker Planungsansatz (Schwerpunkte: Ausbau der Fernwärmeversorgung, Koordinierung der Nutzung von Grund- und Seewasser in Nahwärmelösungen, Ersatz von fossil betriebenen Heizkesseln zu Gunsten von Wärmepumpen sowie strategische Planung des Gasverteilnetzes (im Wesentlichen Rückbau in sogenannten „Gasrückzugsgebieten"); Planungshorizont 15a; regelmäßige Aktualisierung. • Für Stadtrat (= Exekutive), Verwaltung und die städtischen Energieversorgungsunternehmen ist die Energieplanung (Energieplankarte, Maßnahmenkatalog) verbindlich.[11]
Übertragbarkeit	• Herausforderung des Ausstiegs aus Kohle-dominierter Fernwärme generell vergleichbar • Machbarkeitsstudie und Fahrplan für Gebäudebereich könnte Anregungen bieten • Klimaziele im Wärmesektor nur moderat ambitioniert • Relevantes industrielles Abwärmepotenzial und regionale Überschüsse an EE-Strom nicht vergleichbar	• Großer Erfolg durch 40 Jahre ambitionierte nationale Wärmepolitik unter Berücksichtigung von Klima-Externalitäten und mit Gemeinwohl als Ziel, finanzielle Anreize für Biomasse auf Landesebene) - mit aktueller Situation in Deutschland nicht vergleichbar und auch nicht unilateral auf Stadtebene umsetzbar • Einzelne Maßnahmen übertragbar, deren Effekt wäre jedoch genauer für München zu bewerten o Anschlusspflicht (eher gebietsspezifisch) kann Rentabilität bei Netzausbau sichern - **Bei genereller Anschlusspflicht massiver Netzausbau notwendig, welcher Wirtschaftlichkeit reduziert** o Gezielte Mülltrennung kann CO2-Ausstoß der Abfallverbrennung senken o Transparenz in der Wärmeplanung (gesamtoptimiert/gemeinwohlorientiert) kann Akzeptanz schaffen	• Gute Übertragbarkeit, mehrere relevante Maßnahmen/Strategien o Enge Zusammenarbeit zwischen Stadt, Stadtwerk und unabhängiger lokaler Energieagentur - Energieagentur fungiert als fachkompetente und neutrale beratende Instanz o Energieraumplanung kann klimafreundliches Heizen in Neubauten forcieren o Fördermittel zur Erhöhung Anschlussraten an dem Fernwärmenetz o Erhöhte Erschließung vorhandenen klimaneutralen Wärmequellen (Abwärme, Geothermie) erstrebenswert	**Planungsebene:** • Umfangreicher und langfristig angelegter Planungsansatz im Sinne einer strategischen kommunalen Wärmeplanung (Entwurf räumlich aufgelöster Strategien für die Wärmewende) • Regelmäßiger Beschluss der Planung durch den Stadtrat + Verbindlichkeit der Planung für Exekutive und Stadtwerke **Maßnahmenebene:** • Städtische Unterstützung des Aufbaus lokaler Nahwärmenetze (systematische Erhebung der Abwärmepotenziale, aktive Einbindung städtischer Liegenschaften als Wärmeabnehmer sowie Standort für die Wärmeerzeuger, städtische Flächen für Saisonspeicher usw.) • Städtische Kpoordination der für den Wärmepumpeneinsatz notwendige Nutzung der Wärmequellen Grund-, Fluss-, Abwasser • Aktive Politk im Hinblick auf die Entwicklung des Gasverteilnetzes (v.a. in Form der Identifizierung von Gasrückzugsgebieten inkl. entsprechender Maßnahmen zur sukzessiven Stillegung) begleitet

1: Gespräch mit Ansprechpartnern der dänischen Energieagentur
2: Open Data Österreich: Ausgewählte Datensätze der Wiener Magistratsabteilung 20 - Energieraumplanung
3: Smart City Wien Rahmenstrategie
4: Energiebericht der Stadt Wien 2019
5: Wohnfonds Wien
6: CPH 2025 Climate Plan
7: EU JRC - Efficient District Heating and Cooling Systems in the EU
8: Danish Energy Agentur - Regulation and Planning of District Heating in Denmark
9: Stadt Zürich (2019): Bericht Energiepolitik 2017-2018
10: ERZ: Bewährt, sauber und sicher – Zürich Wärme
11: Schubert, S. (2014): Räumliche Energieplanung in der Schweiz

17.2 Angesetzte Gebäudestandards und Sanierungskosten

Angelehnt an die Analysen in /ÖKO-01 19/ wurden die in Tabelle 17-1 festgehaltenen Kenndaten als Grundlage für die verbleibenden Bedarfe nach der Sanierung angesetzt. Für die erreichbaren Sanierungstiefen von denkmalgeschützten Gebäuden lagen jedoch keine Daten vor. Daher wurden diese wie folgt bestimmt: Die Anforderungen an die Sanierung eines Gebäudes nach KfW-Denkmal liegen 60 % unter jenen für Bestandsgebäude /KFW-01 21/. Daher wurde der verbleibende Wärmebedarf als Einsparung durch Sanierung nach EnEV (KfW 100) multipliziert mit 160 % bestimmt.

Tabelle 17-1: Spezifische Wärmebedarfe je Gebäudestandard

	Spezifische Wärmebedarfe in kWh/m² für die Bereitstellung von		
Sanierungstiefe	Raumwärme	Trinkwarmwasser	Gesamt
KfW-Denkmal	116,4	15,0	131,4
KfW-140	99,9	15,0	114,9
KfW-120*	83,3	15,0	98,3
KfW-100	66,8	15,0	81,8
KfW-85	54,5	15,0	69,5
KfW-70	42,1	15,0	57,1
KfW-55	29,8	15,0	44,8
KfW-40	17,4	15,0	32,4
Passivhaus	12,7	15,0	27,7

„KfW-120" bezeichnet einen rechnerischen Mittelwert zwischen KfW-140 und KfW-100.

Ebenfalls wurden die in /ÖKO-01 19/ verwendeten Sanierungskosten zu Grunde gelegt. Diese wurden jedoch leicht angepasst. Zum einen war in den Daten bereits der Einsatz eines neuen Wärmeerzeugers enthalten (ca. 25 % der Kosten). Da die Kosten der Wärmeerzeuger hier individuell bestimmt werden, wurden die Kosten daher von dem ursprünglichen Datensatz abgezogen. Zum anderen waren die Studiendaten aus 2015, welche für die hier enthaltene Analyse gemäß des Baupreisindexes zwischen 2015 und 2021 um 15 % erhöht wurden /DESTATIS-17 21/.

Für die Sanierung nach KfW-Denkmal lagen in den Ursprungsdaten aus /ÖKO-01 19/ keine Werte vor, sodass diese aus den KfW-Zuschuss-Sätzen abgeleitet wurden. Während der KfW-Zuschuss für ein nach KfW-100 saniertes Gebäude 33.000 EUR beträgt bzw. 27,5 % der Kosten, liegt der Zuschuss bei nach KfW Denkmal geschützten Gebäuden bei ca. 30.000 EUR bzw. 25 %. Sowohl der Zuschuss als auch die Förderquote liegen für nach KfW Denkmal geschützte Gebäude bei 90,9 % von nach KfW-100 sanierten Gebäuden. Daher wurden die spezifischen Kosten einer Sanierung nach KfW Denkmal auf 90,9 % der Kosten für eine Sanierung nach EnEV (KfW 100) angesetzt.

In Tabelle 17-2 sind die spezifischen Sanierungskosten (energiebedingte Mehrkosten) je Sanierungstiefe und Gebäudetyp für 2020 enthalten. In den Analysen wird eine lineare Kostendegression um 10 % bis zum Jahr 2050 angesetzt.

Tabelle 17-2: Spezifische Sanierungskosten (energiebedingte Mehrkosten) je Gebäudestandard und -kategorie vor Abzug der Förderung

	Sanierungskosten in EUR/qm	
Sanierungstiefe	EZFH	MFH & NWG
KfW-Denkmal	90	83
KfW-140	105	67
KfW-120*	120	81
KfW-100	129	91
KfW-85	149	125
KfW-70	196	177
KfW-55	264	240
KfW-40	350	316

17.3 Detaillierte Quantifizierung des Bedarfs für eine mögliche Treibhausgas-Kompensation

Für die Quantifizierung eines möglichen Einsatzes einer Treibhausgas-Kompensation wurden in Kapitel 9.1 zwei mögliche Anrechnungsebenen vorgeschlagen. In diesem Kapitel wird die Anwendung dieser Anrechnungsebenen dokumentiert. Beide beziehen sich auf die anzurechnenden Emissionen aus dem Stromverbrauch.

Zusätzliche Anrechnungsebene 1: Einbezug der territorialen Stromerzeugung

Bei dieser Betrachtung wird angenommen, dass der lokale Stromverbrauch primär durch die Stromerzeugung im Stadtgebiet gedeckt wird. Dementsprechend wird nur der darüber hinausgehende Verbrauch mit dem durchschnittlichen Emissionsfaktor der bundesweiten Stromerzeugung bewertet. Im Ergebnis entsteht ein Territorialmix Strom, der durch einen Emissionsfaktor beschrieben werden kann.

Um diese Berechnung durchzuführen, ist die Bildung eines Szenarios für den gesamten Strombedarf der Stadt München bis zum Jahr 2050 erforderlich, denn die genannte Betrachtung kann nicht separat für den Wärmesektor durchgeführt werden. Als Quelle hierfür wurden die im Rahmen des Fachgutachtens Klimaneutralität im Auftrag der LHM entwickelten Szenarien herangezogen (bisher unveröffentlicht). Allerdings wurden im Rahmen des Fachgutachtens lediglich Szenarien für das Jahr 2035 und für ein Jahr im Laufe der 40er-Jahre gebildet, das hier als Jahr 2045 interpretiert wird. Aufgestützt auf diese Werte wurden für die Betrachtung an dieser Stelle Interpolationen und Schätzungen für die anderen Stützjahre vorgenommen, die weniger gut abgesichert sind als die im Fachgutachten modellierten Szenariojahre.

Die nachfolgende Tabelle zeigt das Ergebnis der Betrachtung für das Szenario Fokus dezentrale Lösungen. Im ersten Abschnitt der Tabelle ist die Berechnung nach dem BISKO-Standard wiedergegeben, in dem der Strombedarf des Wärmesektors mit dem bundesweiten Emissionsfaktor multipliziert wird, der hierfür unter Berücksichtigung der Netzverluste in Bezug auf den Letztverbrauch ermittelt wurde. Hier wird deutlich, dass nur ein Anteil von

maximal 11 % der gesamten Emissionen des Wärmesektors auf den Einsatz von Strom zurückzuführen ist. Im zweiten Abschnitt findet sich die rechnerische Betrachtung auf Basis des Territorialmixes. Hier ist zum einen zu erkennen, dass der durch lokale Stromerzeugung rechnerisch gedeckte Anteil des gesamten Strombedarfs der Stadt bis zum Jahr 2035 deutlich sinkt und danach wieder etwas ansteigt. Diese Entwicklung ist durch die unterstellte Umstellung der Heizkraftwerke der SWM auf Wasserstoff im Jahr 2035 begründet. Weiter ist zu sehen, dass der Emissionsfaktor der lokalen Stromerzeugung bis zu dieser Umstellung und auch im Jahr 2050 höher liegt als der bundesweite Emissionsfaktor für Strom. Daher liegen auch die rechnerischen Emissionen auf Basis des Territorialmixes zunächst etwas höher als die Emissionen auf Basis des BISKO-Standards. In 2050 ist dies auf die Emissionen der Stromerzeugung aus Müll zurückzuführen.

Tabelle 17-3: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus dezentrale Lösungen: BISKO Standard und Anwendung eines Territorialmix Strom

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bilanzierung nach BISKO-Standard							
Strombedarf Wärmesektor	GWh	243	493	693	740	759	809
Emissionsfaktor bundesweit bezogen auf Stromerzeugung	g CO_2/ kWh	294	200	107	29	14	0
Emissionsfaktor bundesweit bezogen auf Letztverbrauch	g CO_2/ kWh	312	212	114	31	15	0
Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	76	105	79	23	11	0
Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.055	1.598	949	561	345	135
Rechnerische Betrachtung auf Basis des Territorialmixes							
Strombedarf alle Sektoren München (incl. anteilige Netzverluste)	GWh	8.175	8.911	9.681	10.393	11.112	11.853
Summe Stromerzeugung im Stadtgebiet	GWh	5.474	4.302	1.962	3.903	5.582	6.550
damit verbundene CO_2-Emissionen	kt CO_2	2.346	1.230	163	61	61	54
Emissionsfaktor lokale Stromerzeugung	g CO_2/ kWh	429	286	83	16	11	8
Lokal gedeckter Anteil des Strombedarfs der LHM		67 %	48 %	20 %	38 %	50 %	55 %
Emissionsfaktor Territorialmix	g CO_2/ kWh	400	253	108	25	13	5
Rechnerische Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	97	125	75	19	10	4
Rechnerische Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.077	1.617	945	557	344	139

Quelle: Berechnungen für die Jahre 2035 und 2045 aus dem Szenariobericht des Fachgutachtens Klimaneutralität 2045 für die LHM, die Werte für die anderen Jahre sind eigene Schätzungen.

Die Tabelle 17-4 zeigt die gleiche Analyse für das Szenario Fokus Fernwärme. Hier zeigen sich ähnliche Entwicklungen, wobei der Rückgang der Stromerzeugung in den SWM-Heizkraftwerken im Jahr 2035 noch stärker ausgeprägt ist als im Szenario Fokus dezentrale Lösungen. Dementsprechend liegt der lokal gedeckte Anteil des Strombedarfs der Stadt München in diesem Jahr mit 16 % besonders niedrig, erhöht sich anschließend aber wieder auf bis über 50 %. Auch im Szenario Fokus Fernwärme liegt der Emissionsfaktor der lokalen Stromerzeugung vor dem Jahr 2035 und dann wieder im Jahr 2050 höher als der bundesweite Emissionsfaktor für Strom.

Tabelle 17-4: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus Fernwärme: BISKO Standard und Anwendung eines Territorialmix Strom

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bilanzierung nach BISKO-Standard							
Strombedarf Wärmesektor	GWh	232	479	823	874	864	912
Emissionsfaktor bundesweit bezogen auf Stromerzeugung	g CO_2/ kWh	294	200	107	29	14	0
Emissionsfaktor bundesweit bezogen auf Letztverbrauch	g CO_2/ kWh	312	212	114	31	15	0
Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	73	102	93	27	13	0
Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.037	1.550	901	560	345	128
Rechnerische Betrachtung auf Basis des Territorialmixes							
Strombedarf alle Sektoren München (incl. anteilige Netzverluste)	GWh	8.222	8.999	9.829	10.517	11.216	11.941
Summe Stromerzeugung im Stadtgebiet	GWh	5.774	4.533	1.540	3.849	5.823	6.898
damit verbundene CO_2-Emissionen	kt CO_2	2.345	1.206	90	76	61	64
Emissionsfaktor lokale Stromerzeugung	g CO_2/ kWh	406	266	59	20	11	9
Lokal gedeckter Anteil des Strombedarfs der LHM		70 %	50 %	16 %	37 %	52 %	58 %
Emissionsfaktor Territorialmix	g CO_2/ kWh	387	244	105	27	13	6
Rechnerische Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	90	117	86	23	11	5
Rechnerische Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.054	1.565	894	557	343	133

Quelle: Berechnungen für die Jahre 2035 und 2045 aus dem Szenariobericht des Fachgutachtens Klimaneutralität 2045 für die LHM, die Werte für die anderen Jahre sind eigene Schätzungen.

Zusätzliche Anrechnungsebene 2: Erweiterung des Territorialmixes um die Effekte der Ausbauoffensive EE der SWM

Als zweiter Schritt zur Bestimmung der zu kompensierenden Restemissionen sollen die Effekte der Ausbauoffensive erneuerbare Energien der SWM berücksichtigt werden. In Kapitel 9.1 wird empfohlen, die erneuerbare Stromerzeugung aus der Ausbauoffensive nachrangig in den Territorialmix zu integrieren. Der Münchner Strombedarf wird also weiterhin rechnerisch zunächst durch die lokale Stromerzeugung gedeckt. In zweiten Schritt werden verbleibende Differenzen mit der erneuerbaren Erzeugung im Rahmen der Ausbauoffensive verrechnet, die außerhalb des Stadtgebiets erfolgt. Nur in dem Fall, dass auch nach diesem Schritt noch ein Defizit verbleibt, wird ergänzend der bundesweite Strommix herangezogen. Zudem wurde empfohlen, dass die Herkunftsnachweise für den erneuerbar erzeugten Strom an die Stadtwerke übertragen und von diesen möglichst für die Belieferung ihrer Kunden im Stadtgebiet entwertet werden.

Den bisherigen Entwicklungstand der Ausbauoffensive zeigt der Bericht zur Zwischenbilanz mit Stand des Jahres 2019 (/HIC-01 20/). Demnach wurden im Jahr 2019 insgesamt 465 GWh erneuerbarer Strom erzeugt, davon entfallen 66 GWh auf Anlagen innerhalb des Stadtgebiets. Mit Beschluss vom 16. Dezember 2020 hat der Stadtrat der LH München das Ziel festgelegt, dass die Ausbauoffensive bis zum Jahr 2035 auf ein Erzeugungsvolumen von 7.700 bis 8.400 GWh ausgebaut werden soll. Für die Abschätzungen in diesem Kapitel wird davon ausgegangen, dass der Mittelwert dieser Bandbreite von 8.050 GWh in 2035 in einem linearen Wachstum ab dem Stand des Jahres 2019 erreicht wird. Auf Basis der Szenarien des Fachgutachtens Klimaneutralität wird der im Stadtgebiet liegende Teil dieser Strommenge auf 122 GWh im Jahr 2035 und 171 GWh im Jahr 2050 abgeschätzt.

Das Ergebnis der Betrachtung für das Szenario Fokus dezentrale Lösungen stellt die nachfolgende Tabelle dar.

Tabelle 17-5: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus dezentrale Lösungen: Anwendung eines um die Ausbauoffensive EE erweiterten Territorialmix Strom

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rechnerische Betrachtung auf Basis des erweiterten Territorialmixes							
Erwartete Erzeugungsmenge Ausbauoffensive EE außerhalb des Stadtgebiets	GWh	3.511	5.744	7.928	7.903	7.879	7.879
Rechnerisch abdeckbarer Anteil des Strombedarfs der LHM		33 %	52 %	80 %	62 %	50 %	45 %
Emissionsfaktor erweiterter Territorialmix	g CO_2/ kWh	299	145	18	6	6	5
Rechnerische Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	73	71	12	5	5	4
Rechnerische Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.052	1.564	883	543	338	139

Die im Rahmen der Ausbauoffensive erzeugte erneuerbare Strommenge reicht in diesem Szenario in allen betrachteten Stützjahren voraussichtlich aus, um die Differenz zwischen dem

erwarteten Strombedarf der LHM und dem lokal erzeugten Strom rechnerisch zu decken. Daher spielt der Emissionsfaktor der bundesweiten Stromerzeugung für diese Berechnung keine Rolle. Der auf Basis des so erweiterten Territorialmixes bestimmte rechnerische Emissionsfaktor des Stroms liegt in den Jahren 2030 bis 2045 deutlich unterhalb des Bundesdurchschnitts. Im Jahr 2050 wirken sich auch hier die Emissionen aus der Verstromung von Müll aus, so dass der Emissionsfaktor des erweiterten Territorialmixes zwar mit 5 g CO_2/kWh aus heutiger Sicht niedrig ist, aber doch oberhalb des Durchschnitts der bundesweiten Stromerzeugung liegt. Für diese wird angenommen, dass sie bis 2050 die Klimaneutralität erreicht.

Im Szenario Fokus Fernwärme zeigt sich eine sehr ähnliche Entwicklung, wie die nachfolgende Tabelle zeigt.

Tabelle 17-6: Emissionen des Wärmesektors im Szenario Fokus Fernwärme: Anwendung eines um die Ausbauoffensive EE erweiterten Territorialmix Strom

		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rechnerische Betrachtung auf Basis des erweiterten Territorialmixes							
Erwartete Erzeugungsmenge Ausbauoffensive EE außerhalb des Stadtgebiets	GWh	3.511	5.744	7.928	7.903	7.879	7.879
Rechnerisch abdeckbarer Anteil des Strombedarfs der LHM		30 %	50 %	81 %	63 %	48 %	42 %
Emissionsfaktor erweiterter Territorialmix	g CO_2/ kWh	297	140	14	8	6	6
Rechnerische Emissionen aus Strombedarf Wärmesektor	kt CO_2	69	67	12	7	5	5
Rechnerische Emissionen Wärmesektor gesamt	kt CO_2	2.033	1.515	819	540	337	133

Im Jahr 2035 gibt es eine Abweichung im Vergleich zum Szenario Fokus dezentrale Lösungen: Aufgrund der besonders geringen Stromerzeugung in Heizkraftwerken der SWM reicht die im Rahmen der Ausbauoffensive erzeugte erneuerbare Strommenge in diesem Jahr voraussichtlich nicht ganz aus, um die Differenz zwischen dem abgeschätzten Strombedarf der LHM und dem lokal erzeugten Strom rechnerisch zu decken. Dennoch liegt der rechnerische Emissionsfaktor für Strom auf Basis des erweiterten Territorialmixes auch im Szenario Fokus Fernwärme in den Jahren 2030 bis 2045 deutlich unterhalb des Bundesdurchschnitts. Auch hier wirken sich die Emissionen aus der Verstromung von Müll im Jahr 2050 so aus, dass der Emissionsfaktor des erweiterten Territorialmixes leicht oberhalb des (bis dahin klimaneutralen) Durchschnitts der Stromerzeugung auf Bundesebene liegt.

17.4 Soziale Auswirkungen der Szenarien auf Mietende: Weitere Typhaushalte

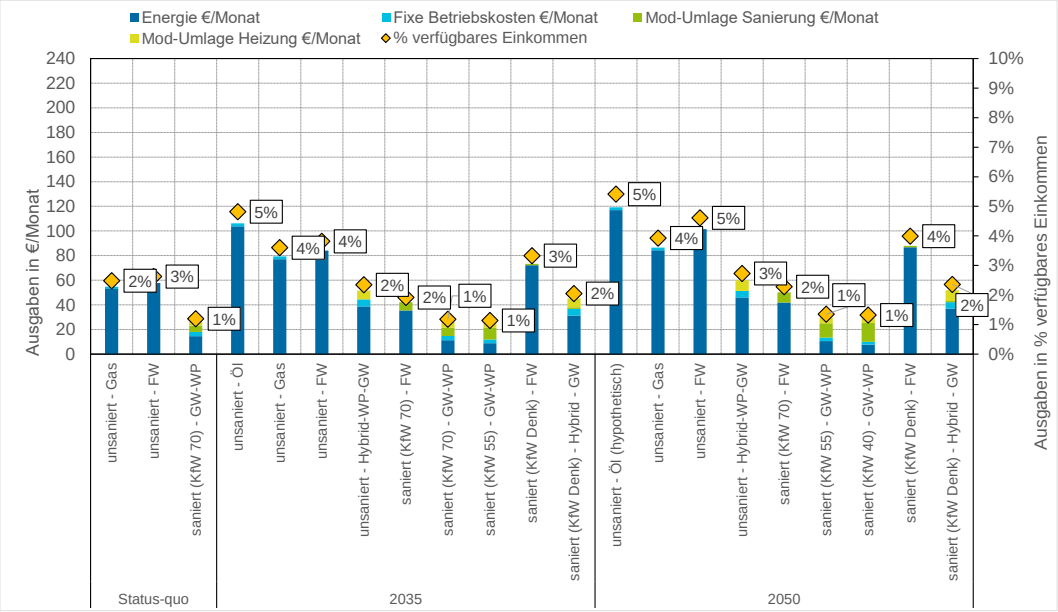

Abbildung 17-1 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Einpersonenhaushalte (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

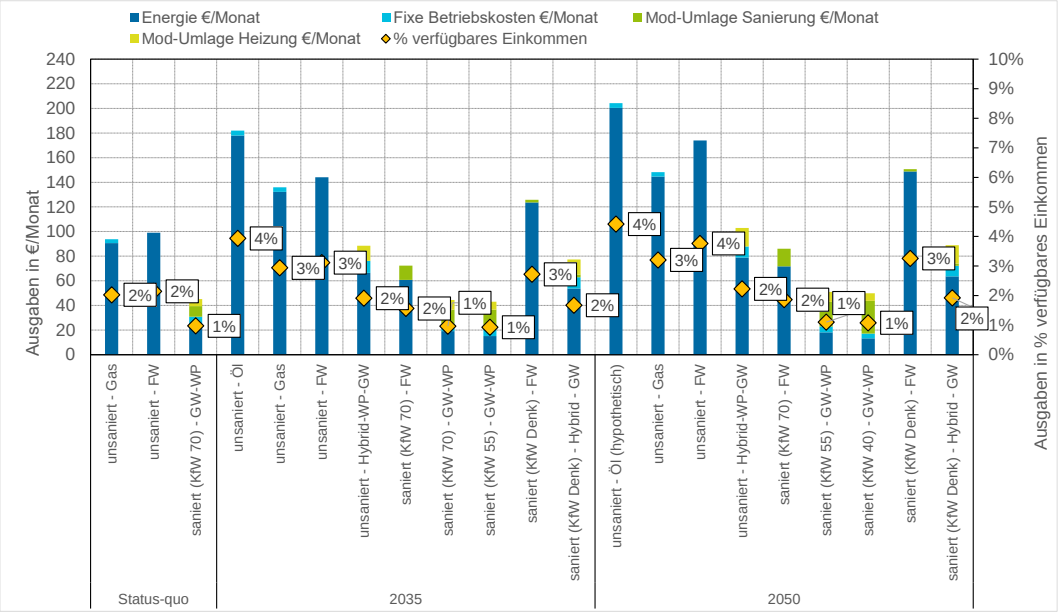

Abbildung 17-2 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für Drei- und Mehrpersonenhaushalte (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

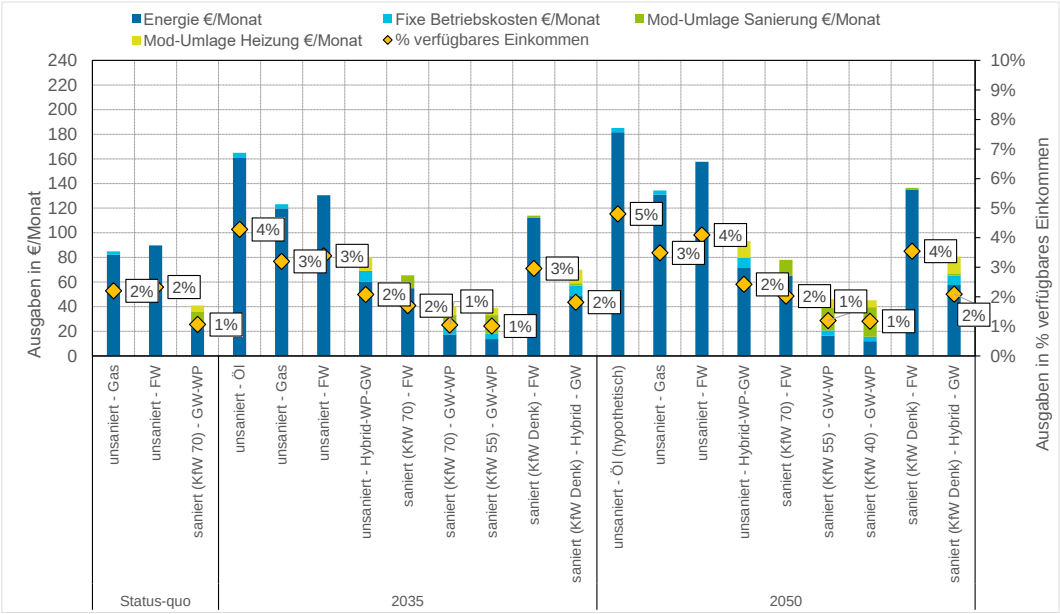

Abbildung 17-3 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit einem Kind (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

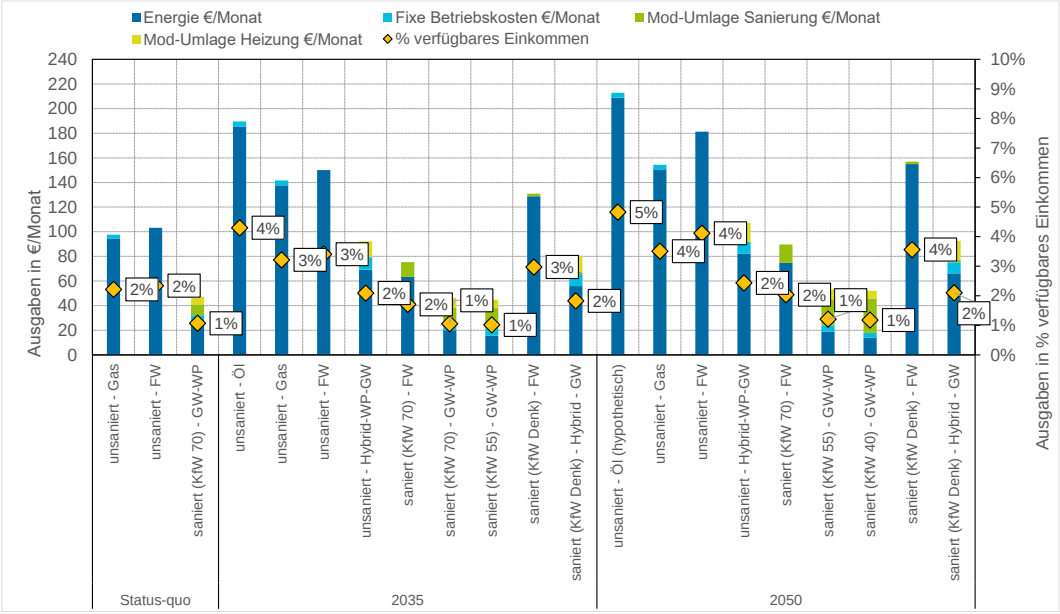

Abbildung 17-4 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit zwei Kindern (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete

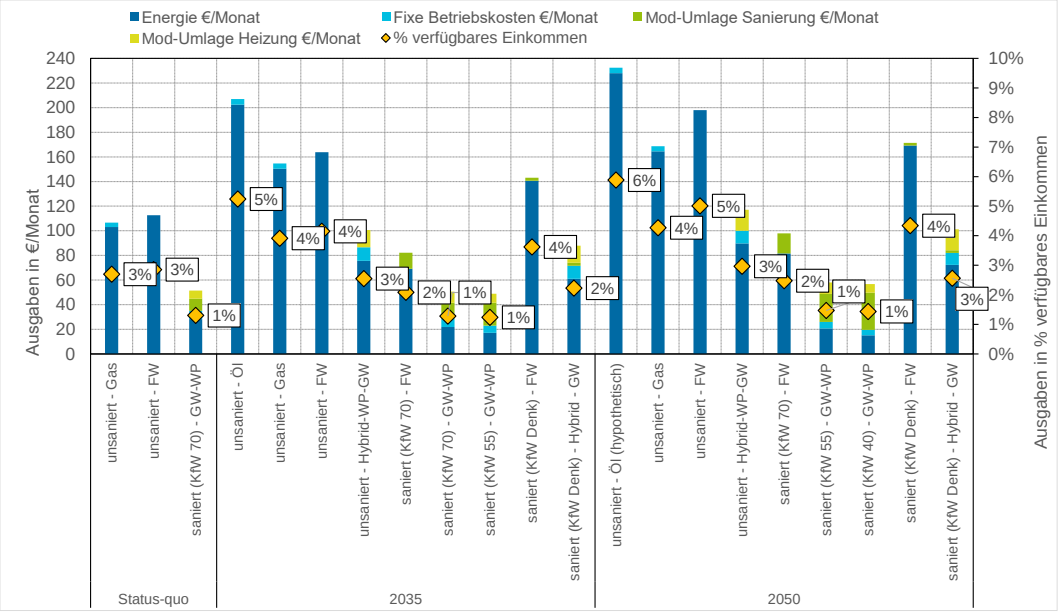

Abbildung 17-5 Veränderungen in den Kosten des Wohnens für ein Paar mit drei oder mehr Kindern (Euro/Monat) bei einer Umlage von 5 %, sowie unter Berücksichtigung des erwarteten Anstiegs der Vergleichsmiete