CLIMATE CHANGE
54/2021

Abschlussbericht

Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII

von:

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Sebastian Blömer, Andreas Auberger
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Dr. Jan Steinbach, Jana Deurer, Eftim Popovski, Oliver Lösch
IREES GmbH, Karlsruhe

Nora Langreder, Nils Thamling, Malek Sahnoun, Dominik Rau
Prognos AG, Berlin

Herausgeber:
Umweltbundesamt

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

CLIMATE CHANGE 54/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl FKZ 37EV 19 102 0
FB000563

Abschlussbericht

Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14
Anhang VIII

von

Dr. Sara Ortner, Dr. Martin Pehnt, Sebastian Blömer, Andreas Auberger
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg

Dr. Jan Steinbach, Jana Deurer, Eftim Popovski, Oliver Lösch
IREES GmbH, Karlsruhe

Nora Langreder, Nils Thamling, Malek Sahnoun, Dominik Rau
Prognos AG, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

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

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:
Juni 2021

Redaktion:
Fachgebiet V 1.4 Energieeffizienz
Caren Herbstritt

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

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, August 2021

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

Kurzbeschreibung: Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) erarbeitet das ifeu gemeinsam mit Prognos und IREES Teile der Berichtspflicht der Energieeffizienzrichtlinie entsprechend Artikel 14. Dabei liegt der Fokus im Forschungsvorhaben auf der Analyse der wirtschaftlichen Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung im Jahr 2030, die durch eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse sowie Sensitivitätsanalyse ergänzt wird. Darüber hinaus werden im Rahmen des Projekts Maßnahmen und politische Strategien erarbeitet, mit denen das wirtschaftliche Potenzial gehoben werden kann. Für die Analysen wird als Grundlage ein Szenario des Nationalen Energie- und Klimaplans (NECP), der 2019 von der Bundesregierung bei der europäischen Kommission einzureichen war, herangezogen. Die bundesweiten Daten werden durch den Einsatz des gebäudescharfen Wärmeatlas WaD 2.0 des ifeu und weiteren räumlich hoch aufgelösten Datenquellen disaggregiert und für die Analysen aufbereitet. Die Datenbasis wird darüber hinaus aufgearbeitet, um Wärme- und Kälteversorgungsgebieten kleinräumig als Karten darzustellen.

Abstract: Analysis of the economic potential for efficient heating and cooling supply

On behalf of the Federal Environment Agency (UBA), ifeu, together with Prognos and IREES, is working on parts of the reporting requirements of the Energy Efficiency Directive in accordance with Article 14. The research project focuses on the analysis of the economic potential for efficient heating and cooling supply in 2030, supplemented by a comprehensive cost-benefit and sensitivity analysis. Furthermore, the project will develop measures and political strategies to increase the economic potential. The analyses are based on a scenario of the National Energy and Climate Plan (NECP), which was to be submitted to the European Commission by the German government in 2019. The nationwide data are disaggregated and processed for the analyses using the ifeu's building-specific WaD 2.0 heat atlas and other spatially high-resolution data sources. Furthermore, the database is processed in order to present heating and cooling supply areas on a small scale as maps.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis ... 11
Tabellenverzeichnis ... 16
Abkürzungsverzeichnis ... 20
Zusammenfassung ... 22
Summary ... 31
1 Zielsetzung und Anforderungen der Richtlinie ... 40
1.1 Hintergrund und Anforderung der Richtlinie ... 40
2 Methodisches Vorgehen ... 43
2.1 Auswahl des Grundlagenszenarios ... 44
2.2 Vorgehen bei der Wahl der Systemgrenzen und der Definition geografischer Grenzen ... 45
2.3 Bewertung der Versorgungsoptionen ... 47
2.3.1 Ermittlung geeigneter technischer Lösungen ... 47
2.3.2 Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials ... 49
2.3.3 Erstellung der alternativen Szenarien ... 54
2.3.3.1 Vorgehen ... 54
2.3.3.2 Vorgehen zur Ermittlung der alternativen Szenarien im Jahr 2030 ... 55
2.3.3.3 Bestimmung des Fernwärmepotenzials ... 55
2.3.3.4 Bestimmung der räumlich begrenzt verfügbaren EE-Wärmepotenziale ... 55
2.3.3.5 Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien oder Abwärme an der Fernwärmeerzeugung ... 56
2.3.3.6 Festlegung der monatlichen Fernwärmenachfrage ... 57
2.3.3.7 Bestimmung der maximalen monatlichen Wärmeerzeugung der Technologien ... 58
2.3.3.8 Festlegung der Reihenfolge der Technologien zur Bestimmung der Techniksysteme (6 Varianten) ... 59
2.3.3.9 Bestimmung der Wärmeerzeugung und Leistung je Technologie ... 60
2.3.3.10 Ökonomische und ökologische Bewertung der alternativen Szenarien und Auswahl der bevorzugten Versorgungsoption je Gemeinde ... 63
2.3.4 Vorgehen zur Ermittlung der dezentralen Optionen ... 64
2.4 Vorgehen bzw. Eingangsdaten zur Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsanalyse ... 67
2.4.1 Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung ... 69
2.4.1.1 Entwicklung der Energiepreise ... 70
2.4.1.2 Volkswirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Diskontrate ... 75
2.4.1.3 Bewertung von Umweltschäden ... 77

3 Wärme und Kälteversorgung in Deutschland sowie Potenziale 78
3.1 Grundlagenszenario 78
3.1.1 Nutz- und Endenergiebedarf nach Sektoren 78
3.2 Räumliche Verteilung des Wärme- und Kältebedarfs 81
3.2.1 Wohngebäude und im Sektor Dienstleistungen 82
3.2.1.1 Ergebnisse Kartierung Nutz- und Endenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden 85
3.2.2 Sektor Industrie 87
3.2.2.1 Ergebnisse Kartierung Nutz- und Endenergiebedarf in der Industrie 91
3.2.3 Kältebedarf 92
3.3 Raumaufgelöste, technische und theoretische EE-Potenziale 93
3.3.1 Industrielle Abwärme 93
3.3.2 Thermische Abfallbehandlungsanlagen 97
3.3.3 Hocheffiziente KWK 98
3.3.4 Tiefengeothermie 99
3.3.5 Solarthermische Großanlagen 100
3.3.6 Biomasse 106
3.3.7 Energie aus Abwasser, Kläranlagen 107
3.3.8 Großwärmepumpen 112
3.3.9 Ermittlung der Fernwärmepotenziale 113
3.3.10 Ermittlung der Fernwärme-Verteilkosten 115
3.3.11 Zusammenfassung der technischen Potenziale 116
4 Analyse der wirtschaftlichen Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung 117
4.1 Analyse der zentralen Versorgungsoptionen 117
4.1.1 Zentrale Wärmeversorgung im Jahr 2030 117
Auswertung der optimalen alternativen Szenarien 120
4.1.2 Zentrale Wärmversorgung im Jahr 2050 125
4.1.3 Kältebereitstellung über Fernwärmenetze und leitungsgebundene Kälte 128
4.2 Analysen der dezentralen Versorgungsoptionen 129
4.2.1 Gebäude – Wohngebäude und Dienstleistungsgebäude 130
4.2.1.1 Dezentrale Kälteversorgung in Gebäuden 134
4.2.2 Dezentrale Wärme- und Kälteversorgung in der Industrie: Industrielle KWK-Anlagen 134
5 Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsrechnung 136
5.1 Kosten-Nutzen-Analyse entsprechend Anhang VIII 136

5.1.1 Zentrale Rahmendaten für die Kosten-Nutzen-Analyse ... 137
5.1.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Kostenwirkung ... 138
5.1.3 Berechnung der Gestehungskosten des Grundlagenszenarios ... 140
5.1.4 Ergebnisse ... 141
5.1.4.1 Endenergiebereitstellung der Fernwärme ... 141
5.1.4.2 Wirtschaftliches Potenzial in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung ... 142
5.1.4.3 Wirtschaftliches Potenzial in einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive ... 152
5.1.4.4 THG-Emissionen und Primärenergieeinsparungen ... 153
5.1.4.5 Energieversorgungssicherheit ... 155
5.1.4.6 Arbeitsplatzeffekte ... 156
5.2 Sensitivitätsanalyse ... 157
5.2.1 Rahmendaten ... 158
5.2.2 Ergebnisse ... 159
6 Entwicklung potenzieller Strategien und Maßnahmen ... 170
6.1 Screening der Maßnahmenvorschläge ... 170
6.2 Bundesprogramm effiziente Wärmenetze ... 172
6.2.1 Beschreibung der Maßnahme ... 172
6.2.1.1 Hintergrund ... 172
6.2.1.2 Konkretisierung des Vorschlags ... 173
6.2.2 Maßnahmenbewertung ... 174
6.2.2.1 Qualitative Bewertung ... 174
6.2.2.2 Quantitative Bewertung ... 175
6.3 Verpflichtung öffentlicher Flächeneigentümer zur Zurverfügungstellung von Energieflächen ... 178
6.3.1 Beschreibung der Maßnahme ... 178
6.3.1.1 Hintergrund ... 178
6.3.1.2 Verfügbarkeit öffentlicher Bundesflächen ... 179
6.3.1.3 Konkretisierung des Vorschlags ... 181
6.3.2 Maßnahmenbewertung ... 181
6.3.2.1 Qualitative Bewertung ... 181
6.3.2.2 Quantitative Bewertung ... 181
6.4 Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale ... 184
6.4.1 Maßnahmenbeschreibung ... 184
6.4.2 Maßnahmenbewertung ... 186

6.4.2.1 Quantitative Bewertung ... 186
6.5 Kommunale Wärmeplanung ... 188
6.5.1 Maßnahmenbeschreibung ... 188
6.5.1.1 Status quo in Deutschland und im Ausland ... 189
6.5.1.2 Rechtliche Verankerung der Wärmeplanung ... 192
6.5.1.3 Vorschlag für das Umsetzungskonzept ... 192
6.5.2 Maßnahmenbewertung ... 194
6.5.2.1 Qualitative Bewertung ... 194
6.6 Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel BEW: Wärmeumlage ... 195
6.6.1 Maßnahmenbeschreibung ... 195
6.6.2 Maßnahmenbewertung ... 196
6.6.2.1 Kurzfristige Elastizitäten zur Abschätzung der angestoßenen Verhaltensänderungen ... 197
6.6.2.2 Zusätzliche Betrachtung langfristiger Elastizitäten zur Abschätzungen der angestoßenen Investitionsentscheidungen ... 199
6.6.2.3 Quantitative Bewertung ... 200
6.7 Neuentwurf für das System der Modernisierungsumlage für sozial-ökologische Gebäudemodernisierungen ... 202
6.7.1 Maßnahmenbeschreibung ... 202
6.7.2 Maßnahmenbewertung ... 203
6.8 Gesamtbewertung ... 206
7 Quellenverzeichnis ... 210
A Anhang ... 217
A.1 Daten zu Teil I.3.a ... 217
A.2 Technologiesteckbriefe ... 246
A.2.1 Heizwerk Tankkessel ... 247
A.2.2 Heizwerk Wasserrohrkessel ... 248
A.2.3 Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel ... 249
A.2.4 Geothermie ... 249
A.2.5 Zentrale Solarthermie ... 250
A.2.6 Zentrale Luft/Wasser Wärmepumpe ... 250
A.2.7 Seewasser Wärmepumpe ... 253
A.2.8 Wärmepumpe Abwärme ... 255
A.2.9 KWK Anlagen: Dampfturbine ... 257

A.2.10 KWK Anlagen: Gasturbine ... 258
A.2.11 KWK Anlage: Blockheizkraftwerke ... 259
A.2.12 Brennstoffzelle ... 260
A.2.13 Abwärme ... 260
A.2.14 Wärmenetz ... 261
A.2.15 Wärmespeicher ... 263
A.2.16 Fernwärme Hausstation ... 265
A.2.17 Dezentraler Erdgasbrennwertkessel ... 266
A.2.18 Dezentraler Ölbrennwertkessel ... 267
A.2.19 Dezentraler Brennwert-Pelletkessel ... 268
A.2.20 Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe ... 269
A.2.21 Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe ... 270
A.2.22 Dezentrale Solarthermie ... 272
A.2.23 Quellenüberblick Technologiesteckbriefe ... 273
A.3 Screening der diskutierten Maßnahmen ... 275
A.4 Dezentrale Versorgungsoptionen ... 279
A.4.1 Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert ... 279
A.4.2 Annuitätische Vollkosten für EFH saniert ... 280
A.4.3 Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert ... 280
A.4.4 Annuitätische Vollkosten MFH saniert ... 281
A.4.5 Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert ... 281
A.4.6 Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert ... 282
A.4.7 Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert ... 282
A.4.8 Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert ... 283

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über die Datenquellen, die Arbeitsschritte, Ergebnisse entsprechend Annex VIII und der räumlichen Auflösung der Daten....43
Abbildung 2: Einordnung des Potenzialbegriffs von erneuerbaren Energien nach Kaltschmitt et al. (2013)....48
Abbildung 3: Spezifische Investitionskostenfunktion der Solarthermie (ohne Speicherkosten)....51
Abbildung 4: Anbindungskosten in Abhängigkeit von Leistung und Leitungslänge....53
Abbildung 5: Lastgang Fernwärme....58
Abbildung 6: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE-Wärmeanteil von 60 %, Reihung 1, dynamisches EE-Ziel....61
Abbildung 7: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE-Wärmeanteil von 60 %, Reihung 2, dynamisches EE-Ziel....63
Abbildung 8: Energiepreise Wohngebäude (WG) und Dienstleistungssektor (GHD) im Jahr 2030....66
Abbildung 9: Preisindex Lebenshaltung für die Umrechnung auf die reale Preisbasis....70
Abbildung 10: Angenommen Entwicklung der CO_2-Bepreisung im nationalen Emissionshandelssystems....72
Abbildung 11: Energiepreise Haushalte im Jahr 2018 mit realer Preisbasis 2016....73
Abbildung 12: Entwicklung Endverbraucherstrompreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm....74
Abbildung 13: Entwicklung der Gasendverbraucherpreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm....74
Abbildung 14: Entwicklung der Preise für feste Brennstoffe (Kohle und Holzhackschnitzel)....75
Abbildung 15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme- und Kälte sowie Klimakälte im Grundlagenszenario auf Basis des Grundlagenszenarios....81
Abbildung 16: Überblick über die Top-Down Kalibrierung des Wärmeatlas auf Basis der GEMOD Szenarien....83
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Modellkopplung zur Regionalisierung der Daten des Grundlagenszenario im Gebäudesektor auf Basis des Wärmeatlas....84
Abbildung 18: Darstellung der Datenbearbeitung und der unterschiedlichen administrativen und räumlichen Grenzen....85

Abbildung 19: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen....86
Abbildung 20: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen als Heatmap....87
Abbildung 21: Darstellung des Endenergiebedarfs in der Industrie für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios für NUTS-3....91
Abbildung 22: Darstellung des Nutzenergiebedarf für Kälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen. 93
Abbildung 23: Darstellung der ermittelten technischen Potenziale industrieller Abwärme....96
Abbildung 24: Verbandsgemeinden, für die ein technisches Abwärmepotenzial ermittelt werden konnte, differenziert nach Vollbenutzungsstunden....97
Abbildung 25: Darstellung der Standorte von MVA und EBS-KW....98
Abbildung 26: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoire (links) und petrothermaler Reservoire (rechts) nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS. 99
Abbildung 27: CORINE Land Cover Daten für Deutschland 102
Abbildung 28: Berechnete Kollektorertrag auf 1km² Rasterebene im Jahr 2018....103
Abbildung 29: Angepasste Hotmaps Wärmedichtekarte (links) und identifizierte Wärmeregionen (rechts)....104
Abbildung 30: Identifizierte Gebiete mit technischen Potenzialen für Deutschland (links) und Großraum Berlin (rechts)....105
Abbildung 31: Solarthermische (Freiflächenanlagen) Potenziale auf Verwaltungsgemeinden Ebene für Deutschland im Jahr 2018....106
Abbildung 32: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 in unterschiedlichen Energieszenarien 107
Abbildung 33 Kläranlagen und Abwassermenge in Jahr 2016....109
Abbildung 34 Identifizierung von Kläranlagen die innerhalb 1 km von den Wärmeregionen liegen....109
Abbildung 35: Verluste des Energiepotenzials aus Abwasser ausgehend von dem jährlichen Abwasseraufkommen....110
Abbildung 36: Abwasser Potenziale auf Gemeinde Ebene für Deutschland im Jahr 2018 bezogen auf den Kläranlagen Abwassermenge im Jahr 2018 112
Abbildung 37: Darstellung der Verbandsgemeinde entsprechend der Information, ob Seewasser innerhalb von 1 km zu den Wärmebedarfsgebieten genutzt werden kann 113
Abbildung 38: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2030 115

Abbildung 39: Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale..116
Abbildung 40: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung nach den verschiedenen Reihungen für das Jahr 2030, dynamisch.....120
Abbildung 41: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2030, dynamisch..122
Abbildung 42: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach Cluster inkl. Verteilkosten in 2030 124
Abbildung 43: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2050.....127
Abbildung 44: Dezentrale Versorgungsoptionen Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Wohngebäude.....130
Abbildung 45: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Dienstleistungen 130
Abbildung 46: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Einfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030.....131
Abbildung 47: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Mehrfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030.....132
Abbildung 48: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Bürogebäude-Referenzfall im Jahr 2030 133
Abbildung 49: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Vekaufsgebäude-Referenzfall im Jahr 2030.....133
Abbildung 50: Abgrenzung gesamtwirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse 137
Abbildung 51: Jährlich bereitgestellte Endenergie der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien in GWh.....142
Abbildung 52: Einzelwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien.....143
Abbildung 53: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien im Jahr 2030.....145
Abbildung 54: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien nach Versorgungsgebietscluster im Jahr 2030.....146
Abbildung 55: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien im Vergleich zu durchschnittlichen Werten des

Grundlagenszenarios, sowie Kosten dezentraler Versorgungsoptionen 148
Abbildung 56: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien mit Vergleich zum Grundlagenszenario und den alternativen Szenarien mit Darstellung der mittels Fernwärme bereitgestellten Endenergie im Jahr 2030 150
Abbildung 57: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der Gemeinden mit Vergleich zum Grundlagenszenario und alternativen Szenarien mit dem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme am Endenergieverbrauch in der Wärmenetzversorgung entsprechend Tabelle 7.....151
Abbildung 58: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Annuisierte Vollkosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien 153
Abbildung 59: Jährlicher Primärenergieeinsatz der Fernwärmeversorgung nach Technologien für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien.....155
Abbildung 60: Jährliche Differenz des Primärenergieeinsatzes der Energieträger Erdgas und Kohle in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und alternativen Szenarien 156
Abbildung 61: Unsicherheiten in den Annahmen und Parameter in der Sensitivitätsanalyse 158
Abbildung 62: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030 160
Abbildung 63: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030 161
Abbildung 64: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Diskontrate im Jahr 2030 162
Abbildung 65: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate im Jahr 2030 162
Abbildung 66: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einem hohen und konstanten EU-ETS im Jahr 2030.....163

Abbildung 67: Änderung der spezifischen jährlichen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien einem erhöhten und konstanten EU-ETS im Jahr 2030 164
Abbildung 68: Jährliche Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten 165
Abbildung 69: Änderung der jährlichen Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten 166
Abbildung 70: Energieträgermix der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien....168
Abbildung 71: THG-Emissionen (in Mio. Tonnen) der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien....169
Abbildung 72: Grundkonzept des Bundesprogramms Effiziente Wärmenetze 174
Abbildung 73 Das Airfield in Heidelberg: Beispiel für eine Bundesfläche, die für erneuerbare Fernwärme geeignet wäre....179
Abbildung 74: Mögliches Umsetzungskonzept für eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung in Deutschland....193
Abbildung 75: Vergleich der betrachteten Umlage mit dem Preispfad des BEHG 197
Abbildung 76: Berechnungsschema Preisinstrument, kurzfristige Wirkung .198
Abbildung 77: Berechnungsschema Preisinstrument, langfristige Wirkung .199
Abbildung 78: Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert 2030....279
Abbildung 79: Annuitätische Vollkosten für EFH saniert 2030....280
Abbildung 80: Annuitätische Vollkosten für MFH unsaniert 2030 280
Abbildung 81: Annuitätische Vollkosten für MFH saniert 2030 281
Abbildung 82: Annuitätische Vollkosten für Bürogebäude unsaniert 2030 ..281
Abbildung 83: Annuitätische Vollkosten für Bürogebäude saniert 2030 282
Abbildung 84: Annuitätische Vollkosten für Verkaufsgebäude unsaniert 2030....282
Abbildung 85: Annuitätische Vollkosten für Verkaufsgebäude saniert 2030 283

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die Szenarien, die im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) gerechnet wurden 44
Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Parameter und Technologien, beispielhaft für 10 MW 50
Tabelle 3: Länge der Anbindungsleitung nach Technologie 52
Tabelle 4: Kosten der Anbindungsleitung 52
Tabelle 5: THG- und Primärenergiefaktoren 54
Tabelle 6: Vorgehen bei der Erstellung der alternativen Szenarien 55
Tabelle 7: Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmerzeugung in der dynamischen Variante 57
Tabelle 8: Maximal verfügbare monatliche Vollbenutzungsstunden nach Technologie 59
Tabelle 9: Reihung der Technologien in den Varianten 1 bis 6 60
Tabelle 10: Jahreswerte der Wärmepotenziale und der tatsächlichen Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem auf 60 % begrenzten EE- und Abwärmeanteil, Reihung 1 62
Tabelle 11: Übersicht der Referenz-Versorgungsfälle 65
Tabelle 12: Derzeitige Investitionsförderungen durch das Marktanreizprogramm für dezentrale Wärmeversorgungstechnologien 67
Tabelle 13: Entwicklung der fossilen Primärenergiepreise 71
Tabelle 14: Entwicklung der Preise für EUA 71
Tabelle 15: Diskontraten für die einzelwirtschaftliche Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse 77
Tabelle 16: Übersicht der verfügbaren Information von Prognos für das Grundlagenszenario im Jahr 2018 78
Tabelle 17: Übersicht der verfügbaren Information von Prognos und ergänzende Information auf Basis des Parallelvorhabens und Hotmaps für das Grundlagenszenario im Jahr 2018. Ergänzungen auf Basis eigener Berechnungen sind in Grün angeführt 80
Tabelle 18: Übersicht über Brennstoffeinsätze der erarbeiteten Standortdatenbank 89
Tabelle 19: Zuordnung der Wirtschaftszweige des Grundlagenszenarios basierend auf dem Zielszenario aus Prognos zu den Wirtschaftszweigen entsprechend der NACE-Klassifizierung in der Standortdatenbank 90
Tabelle 20: Vergleich der Auswertung der theoretischen Potenziale auf Basis der Daten der 11. BImSchV aus dem Jahr 2012 und aus dem Jahr 2016 95
Tabelle 21: Verwendete Datensätze und Datenformate im Abwasser-GIS-Modell 108

Tabelle 22: Grundlage der Berechnung des technischen Potenzials 111
Tabelle 23: Häufigkeiten der Vorgaben für EE-Wärme 117
Tabelle 24: Ökonomische und ökologische Bewertung der Varianten mit dynamischem und fixem Ziel hinsichtlich erneuerbarer Energien und Abwärme 118
Tabelle 25: Ökonomische und ökologische Bewertung der aggregierten alternativen Szenarien (AS) nach den verschiedenen Reihenfolgen (Rx) 119
Tabelle 26: Verteilung der Gemeinden nach Cluster 121
Tabelle 27: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2030 im Vergleich zum Grundlagenszenario 122
Tabelle 28: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach EE- und Abwärmetechnologien ohne Verteilkosten in 2030 124
Tabelle 29: Verteilung der Gemeinden nach Cluster in der 100-%-EE-Variante in 2050 126
Tabelle 30: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2050 127
Tabelle 31: Ökonomische und ökologische Bewertung der Fernwärmeerzeugung mit 100 % EE-und Abwärmeanteil in 2050 128
Tabelle 32: Wärmeseitiges KWK-Potenzial in der dezentralen Industrie basierend auf dem Grundlagenszenario 135
Tabelle 33: Übersicht der Rahmendaten für die Berechnung der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung 138
Tabelle 34: Eingabedaten zu Steuern und Abgaben der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung 138
Tabelle 35: Energieträgermix und eingesetzte Referenztechnologien in der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios 140
Tabelle 36: Berechnung der Wärmegestehungskosten für den Energieträger Kohle aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive 141
Tabelle 37: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Jährliche Differenzkosten für die zentrale Fernwärmeversorgung 152
Tabelle 38: Jährliche THG-Emissionen und Klimaschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien 153
Tabelle 39: Jährlicher Primärenergieeinsatz und PE-Faktoren der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien 154
Tabelle 40: Parametrisierung Sensitivitätsanalyse 159
Tabelle 41: Abschätzung des Zubaus an EE-Wärmeeinspeisung in Wärmenetze durch das BEW 176

Tabelle 42: Fördermitteleinsatz (dem Jahr der Installation zugeordnet) .176
Tabelle 43: Abschätzung der Einsparwirkung bei der Annahme, dass 1–3 % der restriktionsarmen BImA-Flächen für EE-Wärme genutzt werden.....182
Tabelle 44: Abgeschätzte Primärenergie- und THG-Einsparung im Jahr 2030 durch die Maßnahme Abwärmenutzungsverordnung..187
Tabelle 45: Übersicht über die Grundlagen für die Herleitung.....196
Tabelle 46: Verhaltensbedingte Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW 198
Tabelle 47: Zusätzliche Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW durch geändertes Investitionsverhalten bzgl. energetischer Sanierung der Außenhülle 199
Tabelle 48: Mittlerer Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung im Betrachtungszeitraum (Quelle: Effizienzstrategie Gebäude und eigene Berechnungen).....200
Tabelle 49: Ergebnisse der Maßnahmenbewertung (Quelle: Eigene Berechnungen) 205
Tabelle 50: Übersicht über die Maßnahmen und die entsprechenden Einsparwirkungen 207
Tabelle 51: Technologiesteckbrief Heizwerk Tankkessel 247
Tabelle 52: Technologiesteckbrief Heizwerk Wasserrohrkessel.....248
Tabelle 53: Technologiesteckbrief Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel 249
Tabelle 55: Technologiesteckbrief Zentrale Solarthermie 250
Tabelle 56: Technologiesteckbriefe Zentrale Luft/Wasserwärmepumpe.250
Tabelle 57: Technologiesteckbrief, Seewasserwärmepumpe.....253
Tabelle 58: Technologiesteckbrief Wärmepumpe Abwärme 255
Tabelle 59: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Dampfturbine 257
Tabelle 60: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Gasturbine 258
Tabelle 61: Technologiesteckbrief KWK-Anlage: Blockheizkraftwerke.....259
Tabelle 62: Technologiesteckbrief Brennstoffzelle.....260
Tabelle 63: Technologiesteckbrief Abwärme.....260
Tabelle 64: Technologiesteckbrief Wärmenetze 261
Tabelle 65: Technologiesteckbriefe Wärmespeicher.....263
Tabelle 66: Technologiesteckbriefe Fernwärmeübergabestation 265
Tabelle 67: Technologiesteckbrief dezentraler Erdgasbrennwertkessel ..266
Tabelle 68: Technologiesteckbrief dezentraler Ölbrennwertkessel 267
Tabelle 69: Technologiesteckbrief dezentraler Pelletkessel.....268
Tabelle 70: Technologiesteckbrief Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe.....269

Tabelle 71: Technologiesteckbrief Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe.....270
Tabelle 72: Technologiesteckbrief dezentrale Solarthermie 272

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
11. BImSchV	Elfte Bundes-Immissionsschutzverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung
BBSR	Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung
BEW	Bundesprogramm effiziente Wärmenetze
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BWK	Brennwertkessel
EBS-KW	Ersatzbrennstoffkraftwerke
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie der europäischen Union)
EFH	Einfamilienhaus
EnEff-RL	Energieeffizienz-Richtlinie
EnEV	Energieeinsparverordnung
E-PRTR	Europäisches Pollutant Release and Transfer Register
E-PRTR	European Pollutant Release and Transfer Register
EU	Europäische Kommission
EUA	European Union Allowances
EZH	Ein- und Zweifamilienhaus
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz
GEMOD	Durch Ifeu entwickeltes Gebäudemodell
GIS	Geoinformationssystem
GWZ 2011	Gebäude- und Wohnungszählung im Rahmen des Zensus aus dem Jahr 2011 der statistischen Ämter des Bundes und der Länder
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LTRS	Long-term renovation strategy (Langfristige Renovierungsstrategien)
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MVA	Müllverbrennungsanlagen
NECP	Nationaler Energie und Klimaplan
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten in der EU)

Abkürzung	Beschreibung
RED II	Renewables Energy Directive (Erneuerbare-Energien Richtlinie der europäischen Union)
RL	Richtlinie
T_Rein	Reinjektionstemperatur Geothermie
T_Res	Reservoirtemperatur Geothermie
THG	Treibhausgasemissionen
UBA	Umweltbundesamt, Dessau
VBH	Vollbenutzungsstunden
WP	Wärmepumpe

Zusammenfassung

Die europäische Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (EED) sieht mit Artikel 14 zur Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung in Absatz 1 eine umfassende Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung vor. Absatz 3 sieht des Weiteren vor, dass die Mitgliedstaaten eine Kosten-Nutzen-Analyse für ihr gesamtes Hoheitsgebiet durchführen, bei der klimatische Bedingungen, wirtschaftliche Tragfähigkeit und technische Eignung berücksichtigt werden. Die Bewertung wurde erstmalig bis zum 31. Dezember 2015 erstellt und musste bis zum 31. Dezember 2020 aktualisiert werden.

Das Umweltbundesamt beauftragte das Konsortium ifeu, Prognos und IREES mit der Erstellung eines Teilberichts für die Berichtspflicht im Rahmen der Energieeffizienz-Richtlinie.

Das Ziel bei der Erstellung des Teilberichts ist die Generierung von Landkarten des gesamten Hoheitsgebiets mit Angaben zu den ermittelten Wärme- und Kältebedarfsgebieten (Teil 1, 3a), die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung (Teil III) und die Entwicklung potenzieller neuer Strategien und strategischer Maßnahmen (Teil IV). In einem Parallelvorhaben, das durch die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) betreut wurde, wurden die weiteren Anforderungen von Anhang VIII (Teil I sowie Teil II) bearbeitet.

In Teil III ist ausgehend von einem Grundlagenszenario der Einsatz verschiedener Wärme- und Kälteversorgungstechnologien hinsichtlich wirtschaftlicher, sozioökonomischer und ökologischer Faktoren zu bewerten und verschiedene Versorgungsoptionen auf Basis von erneuerbaren Energien oder effizienten Wärme- und Kälteversorgungstechnologien zu ermitteln. Das in der Richtlinie genannte Grundlagenszenario soll die „wahrscheinlichste Entwicklung des Energiebedarfs sowie der Energieversorgung und -umwandlung auf der Grundlage derzeitiger Kenntnisse, technischer Entwicklungen und politischer Maßnahmen“ beschreiben und „muss bestehende politische Maßnahmen im Rahmen des nationalen und EU-Rechts widerspiegeln und kann auf den Szenarien für Energieeffizienz und erneuerbare Energien auf der Grundlage von derzeitigen Maßnahmen aufbauen, die für die Governance-Verordnung entwickelt wurden“ (Europäische Kommission, 2019b). Aufgrund dieser Anforderung wird als Datengrundlage für Rahmenparameter, wie z. B. die demografische Entwicklung oder die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten, sowie die Entwicklung der Energiebedarfe der Bericht der Bundesregierung an die europäische Kommission über den Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) herangezogen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Dafür wird das Zielszenario II ausgewählt, welches die Anforderung hinsichtlich des Anteils von erneuerbaren Energien sowie hinsichtlich der Primärenergieeinsparung im Jahr 2030 erfüllt und die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 berücksichtigt (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019).

Die Ergebnisse des Grundlagenszenarios zeigen unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen die Entwicklung des Wärme- und Kälteverbrauchs bis 2050 in den Sektoren private Haushalten, Dienstleistungen und Industrie und liegen nach Anwendungen differenziert (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte) vor. Da die Daten im NECP nur aggregiert für das gesamte Bundesgebiet verfügbar sind, erfolgt im Projekt eine räumliche Disaggregation auf Gemeindeebene, um die lokalen Charakteristika bei der Ermittlung des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung direkt berücksichtigen zu können. Für die räumliche Disaggregation werden verschiedene

Datenquellen herangezogen, wie beispielsweise der gebäudescharfe Wärmeatlas WaD 2.0 des ifeu zur Disaggregation des Energieverbrauchs in privaten Haushalten und im Sektor Dienstleistungen oder Daten der 11. BImSchV zur Lokalisierung des Energieverbrauchs in der Industrie. Die ermittelten kleinräumigen Daten werden in weiterer Folge auf Verbandsgemeindeebene aggregiert, da dies als geeignete geografische Grenze im Projekt identifiziert wird. Diese räumliche Auflösung erlaubt einerseits die Berücksichtigung verschiedener lokaler Eigenschaften, wie beispielsweise die Struktur des Energieverbrauchs, aber auch die verfügbaren Potenziale für erneuerbare Energien, andererseits ist die Datenmenge und der Berechnungsaufwand handhabbar. Auch geht eine zu kleinräumige Darstellung mit der Herausforderung von Datenlücken einher, die auf Ebene von Gemeinden geringer sind. Die erlangten Daten werden für die Analyse der wirtschaftlichen Potenziale einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung aufbereitet und herangezogen, um Landkarten des Bundesgebiets mit Angaben zum ermittelten Wärme- und Kälteverbrauch zu erstellen. Die erarbeitete Webdarstellung stellt den Wärme- und Kälteverbrauch bezogen auf Nutz- und Endenergie für den Status quo sowie für die Jahre 2030 und 2050 für die einzelnen Sektoren und Anwendungen dar und kann unter folgenden Links abgerufen werden:

https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/ae128313517548f193a9b72f93ca9db7
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/91c3bcd566b6447dadecea36c840bf49
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/125b8e9a4dd742fc89096b15a4cf3f03
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/86a88fd05306443da40549f0fd48a37f

In einem weiteren Schritt werden die technischen **Angebots- bzw. Nachfragepotenziale verschiedener Energiequellen sowie** die **Fernwärmepotenziale** ermittelt, die ebenso Eingang in die Analyse der wirtschaftlichen Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung finden.

Die **Ermittlung der technischen Potenziale für erneuerbare Energie, industrielle Abwärme und hocheffiziente KWK** erfolgt auf Basis bereits existierender Potenzialmodelle der Forschungsnehmer sowie durch Literaturrecherche. Die Potenziale werden auf Gemeindeebene ausgewiesen, sofern Informationen diesbezüglich verfügbar sind und es sich um lokal eingeschränkte Potenziale handelt (beispielsweise Solarthermie oder Geothermie). Bei jenen Potenzialen, die nicht durch die lokale Verfügbarkeit eingeschränkt sind, werden die Potenziale für das gesamte Bundesgebiet ausgewiesen (beispielsweise Biomasse oder KWK-Anlagen).

- Industrielle Abwärme: Die Potenziale industrieller Abwärme werden auf Basis der Daten der 11. BImSchV bestimmt, die Angaben zu den jährlichen Betriebsstunden, der Volumenströme der Rauchgase und zur Temperatur der Rauchgase enthält. Eine Aufbereitung und Anreicherung der Daten erlaubt die standortscharfe Identifikation von theoretischen Angebotspotenzialen industrieller Abwärme. In einem räumlichen Abgleich werden mögliche Wärmesenken im Umkreis von 1 km identifiziert, die eine Wärmedichte von mehr als 15 GWh/km² aufweisen und sich entsprechend für die Integration von industrieller Abwärme auszeichnen. Die Analyse zeigt technische Abwärmepotenziale in Höhe von rd. 22 TWh auf, die direkt ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Bestandswärmenetzen genutzt werden können. Darüber hinaus können weitere 6 TWh durch Aufwertung mittels Wärmepumpen in Nahwärmenetze bzw. Niedertemperaturnetze integriert werden (Temperaturen zwischen 75 und 125 °C). Zusätzliche Abwärmepotenziale mit Temperaturen zwischen 30 und 75 °C in Höhe von rd. 4 TWh werden identifiziert.

- Thermische Abfallbehandlungsanlagen: Für die Identifikation von Potenzialen aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen werden die Standorte der Müllverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoffkraftwerke mit Informationen zu auskoppelbaren Wärmemengen verortet und den entsprechenden Gemeinden zugeordnet. Für die Nettowärmeerzeugung ergibt sich ein Potenzial aus Industrieabfall und Abfällen in Höhe von rd. 25 TWh für den Status quo. Unter Berücksichtigung einer Reduktion des Wärmeoutputs von 9 % beträgt das Potenzial im Jahr 2030 rd. 24 TWh.

- Hocheffiziente KWK: Für die Kraft-Wärme-Kopplung wurden keine lokalen Potenziale zugrunde gelegt, da diese prinzipiell überall eingesetzt werden kann. Alle bekannten Klimaschutzszenarien gehen von einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und brennstofffreien Technologien im Strommix aus, wodurch der Anteil der KWK an der Stromerzeugung langfristig begrenzt wird. Bis 2030 ist noch mit einem leichten Ausbau der KWK zu rechnen. In 2030 wird von einer leitungsgebundenen Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen von rund 70 TWh ausgegangen.

- Tiefengeothermie: Die Potenziale von Tiefengeothermie werden auf Basis der Informationen des geothermischen Informationssystems GeotIS ermittelt und bei der Analyse die unterschiedlichen Temperaturen des Heißwassers in Deutschland berücksichtigt. Unter Anwendung eines Abschlagfaktors für nicht erfolgreiche Bohrungen in Höhe von 25 % und eines erforderlichen Mindestabstands der Förder- und Re-Injektionsbohrung bezogen auf die Erdoberfläche von 2 km ergibt sich ein technisches Angebotspotenzial in Höhe von rd. 47 GW in Deutschland bezogen auf eine Reinjektionstemperatur von 65 °C. Im Falle einer aktiven Nutzung der Geothermie durch Temperaturanhebung mittels Wärmepumpen unter Berücksichtigung einer Reinjektionstemperatur von 35 °C erhöht sich das technische Angebotspotenzial um 98 GW.

- Solarthermische Großanlagen: Die Berechnung des Potenzials für solarthermische Kollektorflächen zur Einspeisung ins Fernwärmenetz erfolgt mit einem GIS-basierten Modell, bei dem potenzielle Freiflächen und geeignete Wärmesenkengebiete zusammengeführt werden. Von prinzipiell für die Energienutzung zulässigen Flächen auf Basis von Karten zur Landnutzung wird angenommen, dass 2 % der Flächen theoretisch als Solarpotenzialfläche genutzt werden können. Für mögliche Anlagen auf diesen Flächen wird unter Berücksichtigung von Datensätzen des deutschen Wetterdiensts der Solarkollektorertrag ermittelt. Liegen die Flächen innerhalb von 1 km zu bebauten Flächen mit einer Mindestwärmedichte von 15 GWh/km^2 und einem Jahreswärmebedarf von über 15 GWh/a, wird der Solarkollektorertrag als Potenzial gewertet. Das technische Potenzial der damit erzeugten Solarwärme beträgt rd. 80 TWh.

- Biomasse: Für die Analyse von deutschlandweiten Biomassepotenzialen wird auf die Analyse im Rahmen einer Berichtspflicht für die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zurückgegriffen (Ortner et al., 2020). Auf Basis einer Literaturrecherche zeigt sich für das Jahr 2030 eine Bandbreite von nutzbarem Biomassepotenzial in der Wärme- und Kälteversorgung zwischen 80 und 160 TWh pro Jahr. Somit ist angesichts der heutigen Nutzung nicht von einer Steigerung des zukünftigen Potenzials auszugehen. Im NECP wurden je nach Szenario rund 25 TWh Biomasse in der Fernwärme eingesetzt.

- Energie aus Abwasser, Kläranlagen: Der Schwerpunkt des GIS-Abwasser-Modells liegt auf der Ermittlung des technischen Potenzials der Nutzung von Abwasser aus Kläranlagen als Wärmequelle für Großwärmepumpen. Obwohl die Kläranlagen in der Regel mit räumlichem Abstand zu Siedlungskörpern errichtet werden, sind viele Wärmeabnehmer (Wohngebäude

und Sektor Dienstleistungen) mit mindestens 15 GWh/km² in unmittelbarer Nähe (weniger als 1 km) vorhanden. Ausgehend von den Standorten und technischen Parametern der Kläranlage werden die Potenziale von Energie aus Abwasser ermittelt und möglichen Wärmesenken gegenübergestellt. Das somit ermittelte Potenzial beträgt 31 TWh.

- Großwärmepumpen: Für den Einsatz von zentralen Großwärmepumpen (Flusswärmepumpen, Seewärmepumpen und Luft-Wasser-Wärmepumpen sowie Sole-Wasser-Wärmepumpen) können nur bedingt lokale theoretische und technische Potenziale ausgewiesen werden, da es hier noch an deutschlandweiten Studien mangelt. Das in Gerhardt et al. (2019) ermittelte Potenzial von Flusswärmepumpen und Potenzial für Wärmepumpen in Seen wurde gleichmäßig auf die Gemeinden verteilt. Das deutschlandweite Potenzial im Jahr 2030 beträgt für die zwei Wärmequellen insgesamt rd. 79 TWh. Das Potenzial zentraler Luftwärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen, die oberflächennahe Geothermie nutzen, ist vorrangig durch die Einbindung in Wärmenetze beschränkt, da das technische Angebotspotenzial eigentlich keinen Einschränkungen unterliegt. Platzrestriktionen oder lokale Anforderungen bezüglich Schallemissionen und weiterer Aspekte werden an dieser Stelle vernachlässigt, da keine robuste Quelle hinsichtlich der deutschlandweiten Potenziale vorliegt.

Bei der **Analyse der Fernwärmepotenziale für das Jahr 2030** werden die disaggregierten Daten zum Energieverbrauch in den Sektoren auf Ebene der Gemeinden herangezogen. Der sektorale Wärmeverbrauch in den einzelnen Jahren wird auf Basis der standortscharfen Daten auch in Wärmedichteklassen eingeordnet. Dabei wird ausgewiesen, welcher Anteil des Wärmeverbrauchs für die Sektoren private Haushalte und Dienstleistungen eine Wärmedichte über 15 GWh/km² aufweist und sich somit generell für die zentrale Versorgung mittels Wärmenetz eignet. Auf Basis dieser Annahmen und der Daten des Grundlagenszenarios ergibt sich ein theoretisches Fernwärmepotenzial von 466 TWh/a im Jahr 2030 in Gebäuden (dies umfasst den Raumwärme- und Warmwasserbedarf sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebäuden (GHD) inkl. Industriegebäude). Hinzu kommt der Fernwärmeverbrauch in der Industrie für Prozesswärme, welcher 2016 bei etwa 50 TWh/a liegt und als konstant angenommen wird. Insgesamt liegt das theoretische Fernwärmepotenzial somit bei rund 516 TWh/a. Für die Ableitung des Nachfragepotenzials werden in der Analyse zusätzlich die Verfügbarkeit einer zentralen Wärmenetzinfrastruktur berücksichtigt und eine maximale Erhöhung des Anschlussgrades von 50 % unterstellt. Noch nicht mit Fernwärme versorgte Gebäude werden für eine zentrale Versorgung ausgewählt, wenn ein Großteil des Wärmebedarfs eine Wärmedichte von mehr als 15 GWh/km² aufweist. Insgesamt ergibt die Analyse ein Nachfragepotenzial von 137 TWh/a für Fernwärme. Das Potenzial der Fernwärmeerzeugung zzgl. 12 % Wärmeverlusten liegt bei 156 TWh/a. Die Kosten für die Verteilung der Fernwärme auf Gemeindeebene werden auf Basis der Bebauungsdichte bestimmt.

Die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung erfolgt für die zentrale Versorgung mittels Wärmenetzen als auch die dezentrale Versorgung in Gebäuden.

Für die **Analyse der zentralen Potenziale** von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter KWK-Anlagen werden verschiedene Technologien analysiert. Neben der Industrieabwärme und -kälte, der Abfallverbrennung, der hocheffiziente KWK werden auch erneuerbare Energiequellen (Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wärmepumpen sowie die Verringerung der Wärme- und Kälteverluste bestehender Fernwärme- bzw. -kältenetze berücksichtigt. Da sich die Ziele der Verordnung (EU) 2018/1999 in den Bereichen

Energieeffizienz und erneuerbare Energien auf das Jahr 2030 beziehen, liegt der Fokus der Analysen auf dem Jahr 2030.

Für die Analyse der zentralen Potenziale wird eine Analyse auf Gemeindeebene durchgeführt, welcher das Fernwärmepotenzial sowie die lokalen Potenziale auf Gemeindeebene zugrunde liegen. Für jede Gemeinde wird in Abhängigkeit der lokalen Potenziale ein individueller Zielwert für erneuerbare Energien und Abwärme festgelegt. Diese Variante mit dynamischem EE-Ziel wird bevorzugt, um die lokal verfügbaren Wärmequellen möglichst gut auszunutzen.

Über ein Berechnungsmodell werden je Verbandsgemeinde verschiedene Kombinationen von Technologien berechnet, wodurch sich verschiedene Techniksysteme (alternative Szenarien) ergeben. Diese alternativen Szenarien werden hinsichtlich der Kosten und der Treibhausgasemissionen bzw. der Primärenergieeinsparung bewertet und je Gemeinde das optimale alternative Szenario bezogen auf die Wärmegestehungskosten ausgewählt. Die Gemeinden werden anschließend geclustert nach dem Gemeindetyp, der Nutzungsstruktur sowie dem Anteil der erneuerbaren Energien.

Die Ergebnisse zeigen, dass die alternativen Szenarien zu geringeren Treibhausgasemissionen und geringeren Kosten im Vergleich zum Grundlagenszenario führen: Die spezifischen Treibhausgasemissionen in den alternativen Szenarien belaufen sich auf 138 g/kWh im Vergleich zu 153 g/kWh im Grundlagenszenario, was zu einer jährlichen Einsparung von 2,35 Mio. Tonnen CO_2äq. im Jahr 2030 führt. Die Einsparungen hinsichtlich der Wärmegestehungskosten aus einzelwirtschaftlicher Perspektive betragen im Jahr 2030 0,75 Mrd. Euro, jene aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive 0,79 Mrd. Euro. Darüber hinaus werden die meisten lokal verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen (Solarthermie, Geothermie und Abwärme) in den alternativen Szenarien im Vergleich zum Grundlagenszenario stärker eingesetzt, während die Biomasse geschont wird. Im Rahmen der ermittelten optimalen Ausnutzung der Potenziale im Jahr 2030 ist ein Drittel der betrachteten Gemeinden in der Lage, eine Vorgabe von 40 bis 100 % erneuerbare Wärmequellen und Abwärme zu erzielen. Diese Ergebnisse der alternativen Szenarien der leitungsgebundenen Wärmeversorgung findet Eingang in die anschließende Kosten-Nutzen- und Sensitivitätsanalyse.

Um einen Ausblick auf 2050 zu geben, wird die Analyse der Gemeinden mit einem 100-%-Zielwert für den Anteil der erneuerbaren Energien und Abwärme durchgeführt. Bei der vollständigen Abdeckung der Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien können im Mittel über alle Gemeinden 51 % des Wärmebedarfs über lokal begrenzte Wärmequellen abgedeckt werden. Die anderen 49 % sind mit Energieträgern und Technologien abzudecken, deren Einsatz prinzipiell ohne lokale Restriktionen möglich ist, wie Luft-Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie, Biomasse oder synthetische Gase bzw. Wasserstoff.

Für die Analyse der **dezentralen Optionen in Gebäuden** werden die Kosten für verschiedene Technologien in Referenzgebäuden anhand der spezifischen Wärmebereitstellungskosten verglichen. Dabei wird der Energieträgermix des Grundlagenszenarios unterstellt. Der Endenergieverbrauch entspricht den wirtschaftlichen Potenzialen der dezentralen Wärmeversorgung und berücksichtigt neben den Potenzialen der Energieträger auch die Effizienzentwicklungen im Gebäudebestand unter Beachtung von Lebenszyklen.

Referenzgebäudetypen sind Wohngebäude sowie Nichtwohngebäude im sanierten und unsanierten Zustand. Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass in sanierten Gebäuden eine größere Auswahl an Technologien installiert werden kann. Bei Wohngebäuden schneiden

Heizsysteme mit erneuerbaren Energien im Vergleich zum Referenzsystem Erdgas-Brennwertkessel überwiegend gut ab. Vor allem der Pelletkessel und Wärmepumpen sind wirtschaftlich, während der Erdgas-Brennwertkessel in Kombination mit Solarthermie und Blockheizkraftwerke nur mit Förderung gegen den reinen Erdgas-Brennwertkessel bestehen können. Für Büro- und Verkaufsgebäude lässt sich ebenfalls feststellen, dass Pelletkessel und Wärmepumpen bereits heute den Vergleich mit einem Erdgaskessel bestehen. Für dezentrale Blockheizkraftwerke ändern sich die Rahmenbedingungen im Jahr 2030 im Vergleich zu einer Wirtschaftlichkeitsbewertung aus heutiger Sicht deutlich, da die Spanne zwischen Gas- und Strompreis abnimmt. Die Brennstoffbezugskosten steigen deutlich, während der Wert des erzeugten Stroms aufgrund des sinkenden Strombezugspreises abnimmt.

Die Untersuchung der dezentralen Wärmeversorgungsoptionen für unterschiedliche Versorgungsreferenzfälle zeigt die Bandbreite der resultierenden Wärmebereitstellungskosten für die verschiedenen effizienten und erneuerbaren Systeme. Einerseits ist ersichtlich, dass die erneuerbaren Wärmetechnologien im Vergleich zu der dezentralen fossilen Referenz mit den hier getroffenen Annahmen zur Energiepreis- und CO_2-Preisentwicklung im Jahr 2030 wirtschaftlich sind. Andererseits zeigt sich auch, dass die Wärmebereitstellungskosten deutlich über den spezifischen Wärmgestehungskosten einer zentralen Versorgung in den geeigneten Wärmenetzregionen liegen, was die Relevanz der zentralen EE-Wärmeversorgung für die identifizierten Gemeinden verdeutlicht.

In Bezug auf das Potenzial industrieller, nicht wärmenetzgebundener KWK-Anlagen wird eine Abschätzung auf Basis von Projektionen des Grundlagenszenarios aus Kemmler et al. (2020) gemacht und daraus der industrielle Wärmebedarf nach Temperaturniveaus abgeleitet. Für die Potenzialermittlung werden die Anwendungen Warmwasser, Klimakälte, Raum-, Prozesswärme und -kälte berücksichtigt, deren Erzeugung auf Basis fossiler oder biogener Brennstoffe erfolgt. Bis 2030 ist schließlich ein Rückgang von 40 TWh zu erwarten, was auf den prognostizierten Ausbau erneuerbarer Wärme zurückzuführen ist. Das abgeschätzte KWK-Potenzial entspricht für 2018 und 2030 jeweils 36 % bzw. 35 % des gesamten industriellen Wärmebedarfs. Da der Wärmebedarf insgesamt zurückgeht, ist der prozentuale Unterschied geringfügig. Bis 2050 ist ein stärkerer Rückgang zu erwarten.

Die **Kosten-Nutzen-Analyse** stellt die Bewertung der alternativen Szenarien gegenüber dem Grundlagenszenario in Bezug auf die zentrale wärmenetzbasierte Versorgung dar. Die Kosten- und Nutzenwirkungen der alternativen Szenarien werden als Differenzbetrachtung gegenüber dem Grundlagenszenario ermittelt, wobei der Energieträgermix des Grundlagenszenarios vorgegeben ist. Die alternativen Szenarien stellen einen regional optimierten Versorgungsmix unter Berücksichtigung der lokal vorhandenen Potenziale für verschiedene zentrale Versorgungsoptionen in der Wärmenetzversorgung dar. Dabei werden die einzelwirtschaftlichen Kosten- und Nutzenwirkungen ebenso quantifiziert wie gesamtwirtschaftliche Kosten und Klimakosten. Zudem erfolgt eine indikative Bewertung der Arbeitsplatzeffekte, der Energiesicherheit und eine qualitative Bewertung der Wettbewerbssteigerung.

Die Kosten-Nutzen-Analyse umfasst die Bewertung der alternativen Szenarien aus gesamt- und einzelwirtschaftlicher Perspektive. Die gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt sozioökonomische Faktoren und Umweltfaktoren, um das Wohlergehen der Gesellschaft insgesamt zu bewerten, und dient damit der Politikgestaltung. Die einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse nimmt die Sichtweise eines privaten Investors ein.

Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert dabei auf der Methode des abgezinsten Zahlungsstroms, wobei jährliche Wärmegestehungskosten betrachtet werden. Zur Erfüllung der Richtlinien

werden in der Analyse die Kosten und Nutzen aus Grundlagen- und alternativen Szenarien quantifiziert, bewertet und verglichen. Kostenseitig werden in beiden Analysen kapitalgebundene Kosten der Erzeugungsanlagen und der Verteilungsinfrastruktur, die bedarfsgebunden Kosten (Energiekosten) und betriebsbedingten Kosten berücksichtigt. Der Unterschied zwischen gesamtwirtschaftlicher- und einzelwirtschaftlicher Perspektive ergibt sich durch die unterschiedlichen Zinssätze sowie die zu berücksichtigenden Preiskomponenten.

Die Richtlinie gibt vor, dass die Bewertung der Szenarien anhand der dynamischen Investitionsrechnung mittels Kapitalwert- bzw. Annuitätenmethode erfolgen soll. Die Wärmegestehungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Energiekosten der Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen zusammen. Darüber hinaus werden die Verteilkosten für Fernwärme pro Gemeinde in Abhängigkeit der Wärmedichte berücksichtigt. Da für das Grundlagenszenario keine Kostenbewertung aus dem NECP-Gutachten vorliegt, wird dieses ebenfalls bewertet. Das Grundlagenszenario stellt im Gegensatz zu den alternativen Szenarien keinen regional auf Gemeindeebene optimierten Versorgungsmix dar, sondern gibt den Erzeugungsmix aggregiert für ganz Deutschland vor. Die Kostenbewertung erfolgt dabei anhand der spezifischen Wärmgestehungskosten der jeweiligen Erzeugungstechnologien im Energieträgermix der alternativen Szenarien.

Die alternativen Szenarien im Jahr 2030 zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass im Vergleich zum Grundlagenszenario lokal verfügbare EE-Potenziale bzw. Abwärme besser genutzt werden, weniger Biomasse zum Einsatz kommt und Kohle durch Erdgas ersetzt wird. In den alternativen Szenarien liegt insgesamt eine detaillierte regional hochaufgelöste Potenzialanalyse für erneuerbare Energien in der zentralen Versorgung zugrunde, so dass hier gegenüber dem Grundlagenszenario eine Optimierung herbeigeführt werden konnte.

Unter den für die Berechnung getroffenen Annahmen weisen die alternativen Szenarien insgesamt geringere Kosten auf. Zudem zeigen die Ergebnisse der regional hochaufgelösten Untersuchung im Rahmen dieses Berichts ein robusteres Bild als das Grundlagenszenario mit Bezug auf die Transformation der Wärme- und Kältebereitstellung auf Gemeindeebene auf. Der Vergleich der Kosten-Nutzen-Wirkungen in Form von spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen auf Gemeindeebene verdeutlicht die Unterschiede und damit die Relevanz der durchgeführten Analyse und der Verwendung der gewonnenen Erkenntnisse für die Entwicklung von klimaneutralen Wärmeversorgungsstrategien auf lokaler Ebene.

Mit Blick auf die Erreichung der Klimaschutzziele für 2030 und 2050 wird deutlich, dass die bisherige Praxis der Beurteilung zentraler Wärmeversorgungsoptionen anhand der lokalen Wärmenachfrage und Wärmedichten nicht ausreichend ist und für die Kosten-Nutzen-Bewertung insbesondere auch die lokalen Dekarbonisierungspotenziale über EE und Abwärme berücksichtigt werden sollten. Es zeigt sich zwar, dass hohe Wärmgestehungskosten in der zentralen Versorgung in Gemeinden mit geringeren Wärmedichten resultieren können. Allerdings liegen sie auch bei ausreichend hohen Wärmedichten in diesen Fällen unter den Kosten einer dezentralen fossilen Versorgung im Jahr 2030. Sofern günstige lokale EE- und Abwärmepotenziale zu Verfügung stehen, resultieren auch für kleinere Gemeinden mit geringem Fernwärmebereitstellung geringere Wärmgestehungskosten als der Durchschnitt im Grundlagenszenario.

Darüber hinaus bieten die alternativen Szenarien vielfach geringere jährliche THG-Emissionen, auch wenn auf räumlicher Ebene in den alternativen Szenarien die Emissionen mancher Gemeinden über dem durchschnittlichen Wert des Grundlagenszenarios liegen. Dabei ist jedoch hervorzuheben, dass dort die lokal verfügbaren EE- und Abwärmepotenziale gering sind und für geringe spezifische THG-Emissionen mehr EE erschlossen werden müssten, was mittelfristig

durch einen vermehrten Einsatz biogener bzw. synthetischer EE-Brennstoffen oder standortunabhängiger Wärmepumpen realisiert werden könnte.

Indikator für die Energiesicherheit ist die Reduktion der außereuropäischen Importe von Energieträgern. Von Importen betroffene Energieträger in den alternativen Szenarien sowie im Grundlagenszenario sind vor allem Erdgas und Kohle, da erneuerbare Energien und Abwärme lokal verfügbar sind. Rein rechnerisch ist der Anteil der importierten Energieträger in Summe in den alternativen Szenarien etwas höher als im Grundlagenszenario. Da die Unterschiede gemessen am gesamten Primärenergieeinsatz der Wärme- und Kältebereitstellung jedoch marginal sind und auch mit Bezug auf die Fernwärmebereitstellung unter 2 % betragen, lässt sich aus dem Indikator kein relevanter Einfluss auf die Veränderungen der Energiesicherheit schließen.

Die Bewertung von möglichen Effekten auf Arbeitsplätze kann nur qualitativ anhand dreier makroökonomischer Effekte wie Investitionen, Änderung der Konsumausgaben und Veränderungen der Energieimporte diskutiert werden. In der Kosten-Nutzen-Analyse sind jedoch zwei Szenarien miteinander verglichen worden, die hinsichtlich dieser Indikatoren sehr nahe beieinanderliegen, sodass mit Bezug auf eine positive makroökonomische Wirkung zwischen Grundlagenszenario und alternative Szenarien keine Aussage getroffen werden kann.

Insgesamt ist zu betonen, dass die im Forschungsvorhaben durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse ein Vergleich zwischen zwei ambitionierten klimapolitischen Szenarien darstellt. Wird der Vergleich hingegen zum Status quo bzw. zu einer klimapolitisch weniger ambitionierten Referenzentwicklung der Wärme- und Kältebereitstellung durchgeführt, wird die positive Nutzenwirkung der effizienten und erneuerbaren Versorgung deutlicher.

Zusätzlich zur Kosten-Nutzen-Analyse werden in einer umfangreichen Sensitivitätsanalyse Änderungen der Investitions- und Betriebskosten, eine Variation der Diskontrate, eine Variation der Brennstoff- und Strompreise sowie der CO_2-Quoten und Umweltauswirkungen für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien analysiert. Die Sensitivitätsanalyse hat zum Ziel die Unsicherheiten bzw. Bandbreiten der Ergebnisse zu untersuchen. Dazu werden die zentralen techno-ökonomischen Annahmen variiert und deren Auswirkungen auf die Kosten-Nutzen-Analyse aus einzel- und gesamtwirtschaftlicher Perspektive untersucht. Es zeigt sich, dass die Wärmegestehungskosten auch bei einer Variation der Parameter in Bezug auf die Betriebs- und Investitionskosten sehr belastbar sind und sich die Variation der Diskontrate in gleichem Maße auf das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien auswirkt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung sieht Anhang VIII, Teil IV einen **Überblick über neue gesetzgeberische und andere strategische Maßnahmen vor**, mit denen das ermittelte wirtschaftliche Potenzial erschlossen werden soll. Darüber hinaus werden für die entwickelten neuen Strategien und strategischen Maßnahmen die Erwartungen hinsichtlich der Verringerung der Treibhausgasemissionen, der Primärenergieeinsparung, die Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK, die Auswirkungen auf den Anteil der erneuerbaren Energiequellen am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor sowie die Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer sowie öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt bewertet.

Im Rahmen des Projekts werden folgende Maßnahmen und Strategien ausgearbeitet.

- **Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (BEW)**: Da Wärmenetze in den alternativen Szenarien eine bedeutende Rolle spielen, wird das im Rahmen eines Parallelvorhabens

konzipierte, mehrstufige Förderkonzept Bundesprogramm für effiziente Wärmenetze ausgeführt und hinsichtlich der Einsparwirkung bewertet.

- **Verpflichtung öffentlicher Flächeneigentümer zur Zurverfügungstellung von Flächen:** Da viele erneuerbare Energieträger geeignete Flächen in Nähe der Wärmenetze – und dadurch in dicht besiedeltem Gebiet – erfordern, wird die Ausgestaltung eines mehrstufigen Prozesses zur Flächenverpflichtung öffentlicher Flächeneigentümer zur Zurverfügungstellung von Energieflächen vorgeschlagen, indem in einem ersten Schritt eine bundesweite Potenzialanalyse möglicher nutzbarer Flächen durchgeführt werden soll.
- **Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale:** Um zukünftig auch bekannte Hemmnisse bei der Nutzung industrieller Abwärme für die Wärme- und Kälteversorgung zu verringern, wird eine Abwärmenutzungsverordnung bzw. die Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale analysiert.
- **Kommunale Wärmeplanung:** Die Ergebnisse der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zeigen, dass für eine Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Kosten für die Wärmeversorgung die optimale Nutzung lokaler Potenziale notwendig ist. Eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung soll dazu beitragen, dass Kommunen ihre Potenziale identifizieren können und darauf aufbauend langfristige zielkonforme Transformationsstrategien für die Wärme- und Kälteversorgung ableiten.
- **Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel des Bundesprogrammes für effiziente Wärmenetze – Wärmeumlage:** Eine Möglichkeit der haushaltsunabhängigen Finanzierung für das Bundesprogramm für effiziente Wärmenetze stellt eine verursachergerechte Wärmeumlage auf Energieträger zur Erzeugung von Wärme dar, die ergänzend zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eingeführt werden könnte. Eine solche Umlage könnte den Vorteil haben, dass sie langfristig stabile Finanzierungsmöglichkeiten schafft, die insbesondere im Wärmenetzbereich erforderlich sind.
- **Neuentwurf für das System der Modernisierungsumlage für sozial-ökologische Gebäudemodernisierungen:** Da bei der effizienten Wärme- und Kälteversorgung die sozial-ökologischen Aspekte nicht vernachlässigt werden dürfen, adressiert eine weitere Maßnahme das Mieter-Vermieter-Dilemma bei der Sanierung des vermieteten Gebäudebestands und zeigt einen Neuentwurf für das System der Modernisierungsumlagen für sozial-ökologische Gebäudemodernisierungen auf.

Summary

The European Energy Efficiency Directive 2012/27/EU (EED) calls for a comprehensive assessment of the potential for the use of high-efficiency combined heat and power (CHP) and efficient district heating and cooling in paragraph 1 of Article 14 on the promotion of efficiency in heating and cooling. Paragraph 3 further requires that Member States shall carry out a cost-benefit analysis for their entire territory, taking into account climatic conditions, economic viability and technical suitability. The assessment was first prepared by 31 December 2015 and had to be updated by 31 December 2020.

The German Environment Agency (UBA) commissioned the consortium ifeu, Prognos and IREES to carry out analyses for the reporting obligation under the Energy Efficiency Directive.

Requirements and Approach

The objective is to generate maps of the entire territory with information on the identified heating and cooling demand areas (Part 1, 3a), to analyse the economic potential for efficient heating and cooling supply (Part III) and to develop potential new strategies and strategic measures (Part IV). In a parallel project, supervised by the Federal Office for Energy Efficiency (BfEE) at the Federal Office for Economic Affairs and Export Control (BAFA), the other requirements of Annex VIII (Part I and Part II) were dealt with.

In Part III, starting from a baseline scenario, the use of different heating and cooling supply technologies is assessed with regard to economic, socio-economic and ecological factors. Different supply options based on renewable energies or efficient heating and cooling supply technologies are determined. The baseline scenario referred to in the Directive should describe the "most likely development of energy demand, supply and transformation based on current knowledge, technological development and policy measures" and "must reflect existing policy measures under national and EU legislation and can be based on the energy efficiency and renewable energy' with existing measures' (WEM) scenarios develop for the Governance Regulation" (Europäische Kommission, 2019b). Due to this requirement, the Federal Government's report to the European Commission on the National Energy and Climate Plan (NECP) is used as the data base for framework parameters, such as demographic development or the development of macroeconomic framework data, as well as the development of energy requirements (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). For this purpose, the target scenario II is selected, which fulfils the requirement regarding the share of renewable energies and primary energy savings in 2030 and takes into account the measures of the Climate Protection Programme 2030 ("Klimaschutzprogramm 2030", Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019).

The results of the baseline scenario show the development of heating and cooling consumption up to 2050 in the residential, service and industrial sector, taking into account the framework conditions and are available differentiated by applications (space heating, hot water, process heating and cooling and air-conditioning). Since the data in the NECP are only available in aggregated form for the entire federal territory, the project carries out a spatial disaggregation at the municipality level in order to directly take local characteristics into account when determining the economic potential for an efficient heating and cooling supply. For the spatial disaggregation, different data sources are used, such as ifeu's building-specific heat atlas WaD 2.0 for the disaggregation of energy consumption in the residential and in the services sector or data of the 11. BImSchV for the localisation of energy consumption in industry. The determined small-scale data are subsequently aggregated to the level of the associated municipality as this is identified as a suitable geographical boundary in the project. On the one hand, this spatial

resolution allows for the consideration of various local characteristics, such as the structure of energy consumption but also the available potentials for renewable energies; on the other hand, the amount of data and the calculation effort is manageable. Furthermore, a representation which is too small-scale is accompanied by the challenge of data gaps, which are lower at the level of municipalities. The data obtained is processed for the analysis of the economic potentials of an efficient heating and cooling supply and used to create maps of the federal territory with information on the determined heating and cooling consumption. The web presentation that has been compiled shows the heating and cooling consumption in terms of useful and final energy for the status quo as well as for the years 2030 and 2050 for the individual sectors and applications and can and can be accessed at the following links:

https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/ae128313517548f193a9b72f93ca9db7
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/91c3bcd566b6447dadecea36c840bf49
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/125b8e9a4dd742fc89096b15a4cf3f03
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/86a88fd05306443da40549f0fd48a37f

Identification of district heating potentials and potentials for renewable energies and waste heat

In a further step, the technical supply and demand potentials of different energy sources as well as the district heating potentials are determined, which are also included in the analysis of the economic potentials for an efficient heating and cooling supply.

The technical potentials for renewable energy, industrial waste heat and high-efficiency CHP are determined on the basis of existing models of the project team and additional literature research. The potentials are assessed at the municipality level, provided that information is available in this regard and the potentials are locally limited (e.g. solar thermal energy or geothermal energy). For those potentials that are not restricted by local availability, the potentials are shown for the entire federal territory (for example biomass or CHP plants).

- Industrial waste heat: The potential of industrial waste heat is determined on the basis of data from the 11. BImSchV, an Ordinance regulating immissions of pollutants, which contains information on the annual operating hours, the volume flows and temperature of flue gases. Processing and enrichment of the data allows the identification of theoretical supply potentials of industrial waste heat for specific locations. In a spatial comparison, possible heat sinks within a radius of 1 km are identified that have a heat density of more than 15 GWh/km², a density assumed to be suitable for the integration of industrial waste heat via district heat. The analysis shows technical waste heat potentials of around 22 TWh that can be used directly without additional upgrading by means of heat pumps in existing heat networks. In addition, another 6 TWh can be integrated into local heating networks or low-temperature networks (temperatures between 75 and 125 °C) by upgrading with heat pumps. Additional waste heat potentials with temperatures between 30 and 75 °C amounting to around 4 TWh are identified.

- Thermal waste treatment plants: For the identification of potentials from thermal waste treatment plants, the locations of waste incineration plants and refuse-derived fuel plants are located with information on heat quantities that can be extracted and assigned to the corresponding municipalities. For net heat generation, the potential from industrial waste and refuse amounts to around 25 TWh for the status quo. Taking into account a 9% reduction in heat output, the potential in 2030 is around 24 TWh.

- High-efficiency CHP: No local potentials were taken as a basis for CHP, as it can in principle be used everywhere. All known climate protection scenarios assume an increasing share of renewable energies and fuel-free technologies in the electricity mix, which limits the share of CHP in electricity generation in the long term. Up to 2030, a slight expansion of CHP can still be expected. In 2030, grid-based heat generation from CHP plants is assumed to be around 70 TWh.
- Deep geothermal energy: The potential of deep geothermal energy is determined on the basis of information from the geothermal information system GeotIS and the analysis takes into account the different temperatures of the reservoirs in Germany. Applying a discount factor of 25% for unsuccessful drilling and a required minimum distance of 2 km between the production and re-injection borehole in relation to the earth's surface results in a technical supply potential of around 47 GW in Germany, based on a re-injection temperature of 65 °C. In the case of active use of geothermal energy, the potential of deep geothermal energy is determined on the basis of the geothermal information system GeotIS. In the case of active use of geothermal energy by raising the temperature using heat pumps, taking into account a reinjection temperature of 35 °C, the technical supply potential increases by 98 GW.
- Large-scale solar thermal plants: The calculation of the potential for solar thermal collector areas for feeding into the district heating grid is carried out with a GIS-based model in which potential open spaces and suitable heat sink areas are combined. From areas that are in principle permissible for energy use based on land use maps, it is assumed that 2% of the areas can theoretically be used as solar potential areas. For possible installations on these areas, the solar collector yield is determined taking into account data records from the German Weather Service. If the areas are within 1 km of built-up areas with a minimum heat density of 15 GWh/km^2 and an annual heat demand of more than 15 GWh/a, the solar collector yield is taken as potential. The technical potential of the solar heat thus generated is around 80 TWh.
- Biomass: For the analysis of Germany-wide biomass potentials, reference is made to the analysis within the scope of a reporting obligation for the Renewable Energies Directive (Ortner et al., 2020). Based on a literature search, a range of usable biomass potential in heating and cooling supply between 80 and 160 TWh per year is shown for the year 2030. Thus, in view of current use, an increase in future potential cannot be assumed. In the NECP, around 25 TWh of biomass was used in district heating, depending on the scenario.
- Energy from wastewater, sewage treatment plants: The focus of the GIS wastewater model is on determining the technical potential of using wastewater from sewage treatment plants as a heat source for large heat pumps. Although wastewater treatment plants are usually built at a spatial distance from settlement bodies, many heat consumers (residential and service sector) with at least 15 GWh/km^2 are available in the immediate vicinity (less than 1 km). Based on the locations and technical parameters of the wastewater treatment plant, the potential of energy from wastewater is determined and compared with possible heat sinks. The potential thus determined is 31 TWh.
- Large heat pumps: For the use of central large heat pumps (river heat pumps, lake heat pumps and air-to-water heat pumps as well as brine-to-water heat pumps), only limited local theoretical and technical potentials can be identified, as there is still a lack of nationwide studies. The potential of river heat pumps and potential for heat pumps in lakes determined in Gerhardt et al. (2019) was distributed evenly among the municipalities. The

Germany-wide potential in 2030 for the two heat sources accounts for 79 TWh. The potential of central air-source heat pumps and brine-to-water heat pumps that use near-surface geothermal energy is primarily limited by integration into heat grids, as the technical supply potential is not actually subject to any restrictions. Space restrictions or local requirements regarding noise emissions and other aspects are neglected here, as there is no robust source regarding Germany-wide potential.

The analysis of the district heating potentials for the year 2030 uses the disaggregated data on energy consumption in the sectors at the level of the municipalities. The sectoral heat consumption in the individual years is also classified into heat density classes on the basis of location-specific data. As a result, the share of the heat consumption for the residential and service sectors with a heat density above 15 GWh/km² is identified. This threshold indicates that the area is generally suitable for central supply by means of a heating network. Based on these assumptions and the data of the baseline scenario, there is a theoretical district heating potential of 466 TWh/a in 2030 in buildings (this includes space heating and hot water demand in both residential and non-residential buildings (GHD) incl. industrial buildings). In addition, there is district heating consumption in industry for process heat, which is assumed to be constant at around 50 TWh/a in 2016. Overall, the theoretical district heating potential is therefore around 516 TWh/a. To derive the demand potential, the analysis also takes into account the availability of a central heating network infrastructure and assumes a maximum increase in the connection rate of 50%. Buildings not yet supplied with district heating are selected for central supply if a large part of the heat demand has a heat density of more than 15 GWh/km². Overall, the analysis yields a demand potential of 137 TWh/a for district heating. The potential of district heating production considering 12% heat losses is 156 TWh/a. The costs for the distribution of district heating at the community level are determined on the basis of the concept of plot ratio.

Alternative Scenarios

The analysis of the economic potential for an efficient heating and cooling supply is carried out for the centralized supply by means of heating networks as well as additional decentralized supply in buildings.

Various technologies are analysed for the analysis of the central potential of renewable energies, industrial waste heat and highly efficient CHP plants. In addition to industrial waste heat and cooling, waste incineration, high-efficiency CHP, renewable energy sources (solar thermal, geothermal and biomass) and heat pumps as well as the reduction of heating and cooling losses of existing district heating and cooling networks are considered.

As the targets of Regulation (EU) 2018/1999 in the fields of energy efficiency and renewable energies refer to the year 2030, the focus of the analyses is on the year 2030.

For the analysis of the central potentials, an analysis at municipality level is carried out, which is based on the district heating potential as well as the local potentials for renewables and waste heat at municipality level. For each municipality, an individual target value for renewable energies and waste heat is set depending on the local potentials. This variant with a dynamic target is preferred in order to make the best possible use of the locally available heat sources.

Using a calculation model, different combinations of technologies are calculated for each municipality, resulting in different technology systems (alternative scenarios). These alternative scenarios are evaluated in terms of costs and greenhouse gas emissions or primary energy savings, and the optimal alternative scenario is selected for each municipality in terms of the heat production costs. The municipalities are then clustered according to the type of municipality, the structure of the demand and the share of renewable energies.

The results show that the alternative scenarios lead to lower GHG emissions and lower costs compared to the baseline scenario: The specific GHG emissions in the alternative scenarios amount to 138 g/kWh compared to 153 g/kWh in the baseline scenario, resulting in an annual saving of 2.35 million tons CO_2eq. in 2030. The savings in terms of heat production costs from a microeconomic perspective amount to €0.75 billion in 2030, those from a macroeconomic perspective to €0.79 billion. Furthermore, most locally available renewable heat sources (solar thermal, geothermal and waste heat) are used more in the alternative scenarios compared to the baseline scenario, while biomass is spared. Within the determined optimal utilisation of potentials in 2030, one third of the considered municipalities are able to achieve a target of 40 to 100% renewable heat sources and waste heat in their heat demand. These results of the alternative scenarios of grid-bound heat supply are included in the subsequent cost-benefit and sensitivity analysis.

In order to provide an outlook to 2050, the analysis of the municipalities is carried out with a 100% target value for the share of renewable energy sources and waste heat. With the complete coverage of heat generation via renewable energies, on average across all municipalities 51% of the heat demand can be covered via locally limited heat sources. The other 49% are to be covered with energy sources and technologies whose use is in principle without local restrictions, such as air-source heat pumps and near-surface geothermal energy, biomass or synthetic gases or hydrogen.

For the analysis of decentralized options in buildings, the costs for different technologies in reference buildings are compared based on the specific heat supply costs. The energy carrier mix of the baseline scenario is assumed. The final energy consumption corresponds to the economic potentials of decentralised heat supply and, in addition to the potentials of the energy sources, also takes into account the efficiency developments in the building stock and corresponding life cycles.

Reference building types are residential buildings and non-residential buildings in renovated and unrefurbished condition. The main difference is that a wider range of technologies can be installed in refurbished buildings. In the case of residential buildings, heating systems with renewable energies perform predominantly well compared to the reference system of natural gas condensing boilers. Above all, the pellet boiler and heat pumps are economical, while the natural gas condensing boiler in combination with solar thermal and combined heat and power plants are only economic viable compared to a pure natural gas condensing boiler when subsidies are available. For office and retail buildings, it can also be stated that pellet boilers and heat pumps stand comparison with a natural gas boiler. For decentralized CHP plants, the framework conditions in 2030 change significantly compared to a profitability assessment from today's perspective, as the spread between gas and electricity prices decreases. The fuel purchase costs increase significantly, while the value of the generated electricity decreases due to the falling electricity purchase price.

The investigation of the decentralised heat supply options for different supply reference cases shows the range of resulting heat supply costs for the different efficient and renewable systems. On the one hand, it can be seen that the renewable heat technologies are economical compared to the decentralised fossil reference with the assumptions made here for the energy price and CO_2 price development in 2030. On the other hand, it is also evident that the heat supply costs are significantly higher than the specific heat production costs of a centralised supply in the suitable heat network regions, which illustrates the relevance of the centralised renewable energy-based heat supply for the identified municipalities.

With regard to the potential of industrial, non-grid-bound CHP plants, an estimate is made based on projections of the baseline scenario from Kemmler et al. (2020) and the industrial heat demand is derived from this according to temperature levels. For the determination of the potential, the applications hot water, air-conditioning, space, process heating and cooling are taken into account, the generation of which is based on fossil or biogenic fuels. Finally, there is a decrease of 40 TWh by 2030, which is due to the projected expansion of renewable heat. The estimated CHP potential corresponds to 36% and 35% of the total industrial heat demand in 2018 and 2030, respectively. As the overall heat demand is decreasing, the percentage difference is minor. A stronger decrease is expected by 2050.

Cost-benefit analysis

The cost-benefit analysis presents the evaluation of the alternative scenarios compared to the baseline scenario in terms of central heat grid-based supply. The cost-benefit effects of the alternative scenarios are determined compared to the baseline scenario, whereby the energy source mix of the baseline scenario is specified and the difference is considered. The alternative scenarios represent a regionally optimised supply mix, taking into account the locally available potentials for various central supply options in the heat grid supply. The microeconomic cost and benefit effects are quantified, as well as the macroeconomic costs and climate costs. In addition, an indicative assessment of the job effects, energy security and a qualitative assessment of the increase in competition is carried out.

The cost-benefit analysis includes the evaluation of the alternative scenarios from a macroeconomic and microeconomic perspective. The macroeconomic cost-benefit analysis takes into account socio-economic factors and environmental factors to assess the well-being of society as a whole, and is thus used for policy-making. The microeconomic cost-benefit analysis takes the perspective of a private investor.

The cost-benefit analysis is based on the discounted cash flow method, considering annual heat production costs. To meet the guidelines, the analysis quantifies, evaluates and compares the costs and benefits from baseline and alternative scenarios. On the cost side, capital-linked costs of the generation plants and distribution infrastructure, energy costs and operational costs are considered in both analyses. The difference between the macroeconomic and microeconomic perspectives results from the different interest rates and the price components to be taken into account.

The guideline specifies that the assessment of the scenarios should be carried out on the basis of the dynamic investment calculation using the net present value or annuity method. The heat production costs consist of capital, operating and energy costs of the heat and cooling production plants. In addition, the distribution costs for district heating per municipality are taken into account depending on the heat density. As there is no cost assessment from the NECP report for the baseline scenario, this is also assessed. In contrast to the alternative scenarios, the baseline scenario does not represent a regionally optimised supply mix at the municipality level, but provides the generation mix aggregated for the whole of Germany. The cost assessment is based on the specific heat production costs of the respective generation technologies in the energy carrier mix of the alternative scenarios.

The alternative scenarios in 2030 are characterised above all by the fact that, compared to the baseline scenario, locally available renewable energy potentials or waste heat are better utilised, less biomass is used and coal is replaced by natural gas. The alternative scenarios are based on a detailed, regionally high-resolution analysis of the potential for renewable energies in central supply, so that it was possible to achieve an optimisation compared to the baseline scenario.

Under the assumptions made for the calculation, the alternative scenarios show lower overall costs. In addition, the results of the regionally high-resolution investigation within the scope of this report show a more robust picture than the baseline scenario with regard to the transformation of heating and cooling supply at the municipal level. The comparison of the cost-benefit effects in the form of specific heat production costs and GHG emissions at the municipal level illustrates the differences and thus the relevance of the analysis carried out and the use of the findings for the development of climate-neutral heat supply strategies at local level. With a view to achieving the climate protection targets for 2030 and 2050, it becomes clear that the previous practice of assessing central heat supply options on the basis of local heat demand and heat densities is not sufficient and that the local decarbonisation potentials via renewable energies and waste heat in particular should also be taken into account for the cost-benefit assessment. It does show that high heat production costs in central supply can result in municipalities with lower heat densities. However, even with sufficiently high heat densities, they are lower than the costs of decentralised fossil-based supply in 2030. Provided that favourable local renewables and waste heat potentials are available, lower heat production costs than the average in the baseline scenario also result for smaller municipalities with low district heating supply.

In addition, the alternative scenarios offer lower annual GHG emissions in many cases, even if at the spatial level in the alternative scenarios the emissions of some municipalities are above the average value of the baseline scenario. However, it should be emphasized that the locally available renewable and waste heat potentials are low and more renewables would have to be developed for low specific GHG emissions, which could be realized in the medium term through increased use of biogenic or synthetic renewable fuels or site-independent heat pumps.

The indicator for energy security is the reduction of non-European imports of energy sources. Energy sources affected by imports in the alternative scenarios and in the baseline scenario are primarily natural gas and coal, as renewable energies and waste heat are available locally. In purely arithmetical terms, the share of imported energy sources is slightly higher in the alternative scenarios than in the baseline scenario. However, since the differences are marginal when measured against the total primary energy input for heating and cooling supply, and also amount to less than 2% with regard to district heating supply, no relevant influence on the changes in energy security can be concluded from the indicator.

The assessment of possible effects on jobs can only be discussed qualitatively on the basis of three macroeconomic effects such as investments, changes in consumer spending and changes in energy imports. In the cost-benefit analysis, however, two scenarios were compared that are very close to each other in terms of these indicators, so that no statement can be made with regard to a positive macroeconomic effect between the baseline scenario and alternative scenarios.

Overall, it must be emphasised that the cost-benefit analysis carried out in the research project represents a comparison between two ambitious climate policy scenarios. If, on the other hand, the comparison is made to the status quo or to a reference development of heating and cooling supply that is less ambitious in terms of climate policy, the positive benefit effect of efficient and renewable supply becomes clearer.

In addition to the cost-benefit analysis, a comprehensive sensitivity analysis analyses variations in investment and operating costs, a variation in the discount rate, a variation in fuel and electricity prices as well as CO_2 quotas and environmental impacts for the baseline scenario and the alternative scenarios. The sensitivity analysis aims to examine the uncertainties or bandwidths of the results. For this purpose, the central techno-economic assumptions are varied

and their effects on the cost-benefit analysis are examined from a microeconomic and macroeconomic perspective. It is shown that the heat production costs are very robust even when the parameters are varied with regard to the operating and investment costs, and that the variation of the discount rate has the same effect on the baseline scenario and the alternative scenarios.

Development of new policy measures and strategies

Building on the results of the analysis of the economic potential for efficient heating and cooling, Annex VIII, Part IV provides an overview of new legislative and other policy measures to raise the identified economic potential. In addition, for the new policies and strategic measures developed, the expectations in terms of greenhouse gas emission reductions, primary energy savings, impacts on the share of high-efficiency CHP, impacts on the share of renewable energy sources in the national energy supply mix and in the heating and cooling supply sector, as well as the links with national financial programmes and cost savings for the public budget and market participants, and public support measures with their annual budget are assessed.

The project elaborates the following measures and strategies.

- Federal programme for efficient district heating grids (BEW): Since district heating plays an important role in the alternative scenarios, a concept for a federal programme for efficient heat grids, which was designed as part of a parallel project, is proposed and evaluated with regard to its savings effect.
- Obligation of public land owners to make land available: Since many renewable energy sources require suitable land in the vicinity of the heating networks - and thus in densely populated areas - it is proposed to design a multi-stage process for obliging public land owners to make energy land available by carrying out a nationwide potential analysis of possible usable land as a first step.
- Waste heat utilisation ordinance or obligation to utilise economic industrial waste heat potentials: In order to reduce known barriers to the utilisation of industrial waste heat for heating and cooling supply in the future, a waste heat utilisation ordinance or obligation to utilise economic industrial waste heat potentials is being analysed.
- Municipal heat planning: The results of the analysis of the economic potential for an efficient heating and cooling supply show that the optimal use of local potentials is necessary for a reduction of greenhouse gas emissions and the costs for heat supply. Mandatory municipal heat planning could help municipalities to identify their potential and, based on this, to derive long-term transformation strategies for heating and cooling supply that are in line with their goals.
- Budget-independent financing of support programmes using the example of the federal programme for efficient district heating grids - *heat levy*: One possibility for budget-independent financing for the federal programme for efficient district heating grids is a source-based heat levy on energy sources for the generation of heat, which could be introduced as a supplement to the Fuel Emissions Trading Act (Brennstoffemissionshandelsgesetz, BEHG). Such a levy could have the advantage of creating stable financing options in the long term, which are particularly necessary in the heat network sector.
- New draft for the modernisation levy system for socio-ecological building modernisation: Since the social-ecological aspects must not be neglected in the efficient supply of heating

and cooling, another measure addresses the tenant-landlord dilemma in the refurbishment of the rented building stock and presents a new draft for the system of modernisation levies for social-ecological building modernisations.

1 Zielsetzung und Anforderungen der Richtlinie

1.1 Hintergrund und Anforderung der Richtlinie

Die europäische Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (EED) sieht mit Artikel 14 zur Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung in Absatz 1 eine umfassende Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung vor. Absatz 3 sieht des Weiteren vor, dass die Mitgliedstaaten eine Kosten-Nutzen-Analyse für ihr gesamtes Hoheitsgebiet durchführen, bei der klimatische Bedingungen, wirtschaftliche Tragfähigkeit und die technische Eignung berücksichtigt werden. Die Bewertung wurde erstmalig bis zum 31. Dezember 2015 erstellt und muss bis zum 31. Dezember 2020 aktualisiert werden.

In Anhang VIII der Richtlinie, veröffentlicht in der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 der Kommission vom 4. März 2019, sind jene vier Teile definiert, die in der umfassenden Bewertung adressiert werden müssen (Europäische Kommission, 2019a):

- Teil I – Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung
- Teil II – Ziele, Strategien und politische Maßnahmen
- Teil III – Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung
- Teil IV – Potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen

Das Ziel des Forschungsvorhabens ist die Erstellung von Landkarten des gesamten Hoheitsgebiets mit Angaben zu den ermittelten Wärme- und Kältebedarfsgebieten (Teil 1, 3a), die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung (Teil III) und die Entwicklung potenzieller neuer Strategien und strategischer Maßnahmen (Teil IV). In einem Parallelvorhaben, welches durch die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) betreut wird, werden die weiteren Anforderungen von Anhang VIII (Teil I sowie Teil II) bearbeitet und mit den Ergebnissen des vorliegenden Forschungsvorhabens zusammengeführt.

In Teil III ist ausgehend von einem Grundlagenszenario der Einsatz verschiedener Wärme- und Kälteversorgungstechnologien hinsichtlich wirtschaftlicher, sozioökonomischer und ökologischer Faktoren zu bewerten und verschiedene Versorgungsoptionen auf Basis von erneuerbaren Energien oder effizienten Wärme- und Kälteversorgungstechnologien zu ermitteln. Dabei sind neben der Industrieabwärme und -kälte, der Abfallverbrennung, der hocheffiziente KWK und erneuerbaren Energiequellen auch Wärmepumpen sowie die Verringerung der Wärme- und Kälteverluste bestehender Fernwärme- bzw. -kältenetze zu berücksichtigen. Da sich die Ziele der Verordnung (EU) 2018/1999 in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien auf das Jahr 2030 beziehen, wird der Fokus der Analysen auf das Jahr 2030 gelegt.

Das in der Richtlinie genannte Grundlagenszenario soll die „wahrscheinlichste Entwicklung des Energiebedarfs sowie der Energieversorgung und -umwandlung auf der Grundlage derzeitiger Kenntnisse, technischer Entwicklungen und politischer Maßnahmen“ beschreiben und „muss bestehende politische Maßnahmen im Rahmen des nationalen und des EU-Rechts widerspiegeln und kann auf den Szenarien für Energieeffizienz und erneuerbare Energien auf der Grundlage von derzeitigen Maßnahmen aufbauen, die für die Governance-Verordnung entwickelt wurden“ (Europäische Kommission, 2019b). Aufgrund dieser Anforderung wird als Datengrundlage für

Rahmenparameter, wie z. B. die demografische Entwicklung oder die Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie die Entwicklung der Energiebedarfe, der Bericht der Bundesregierung an die europäische Kommission über den Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) herangezogen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Im Vergleich zum Grundlagenszenario sind bei der Bewertung alle relevanten Alternativen in Betracht zu ziehen, „um für ein bestimmtes geografisches Gebiet für Planungszwecke die kostenwirksamste und zweckmäßigste Lösung für die Wärme- oder Kälteversorgung“ zu ermitteln (Annex VIII der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 8ci). Entsprechend der Empfehlung (EU) 2019/1659 ist somit für jede technisch umsetzbare Lösung (Industrieabwärme und -kälte, Abfallverbrennung, hocheffiziente KWK und erneuerbare Energiequellen (auch Wärmepumpen) sowie Verringerung der Wärme- und Kälteverluste bestehender Fernwärme bzw. -kältenetze) ein Alternativszenario zu entwickeln (Europäische Kommission, 2019b). Dies wird in dem vorliegenden Forschungsvorhaben dahingehend ausgelegt, dass für alle berücksichtigten geografischen Gebiete der Einsatz der in Anhang VIII (Europäische Kommission, 2019a) genannten technisch umsetzbaren Lösungen für den zu erwartenden zukünftigen Wärme- und Kältebedarf evaluiert wird und entsprechend vorgegebener Kriterien bewertet wird. Dabei ist im Vergleich zum Grundlagenszenario Folgendes zu bewerten:

- Das wirtschaftliche Potenzial der untersuchten Technologien, wobei der Kapitalwert (Net Present Value) als Bewertungskriterium zu nutzen ist
- Verringerung der THG-Emissionen
- Primärenergieeinsparungen
- Auswirkungen auf den Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Energiemix

Bei der Bewertung werden Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit von Energiequellen (z. B. Geothermie) und der Anwendung (z. B. Möglichkeit der zentralen Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze) bereits explizit berücksichtigt. Eine abschließende Kosten-Nutzen-Analyse erlaubt die ganzheitliche Einordnung der entsprechenden Ergebnisse. Der Nutzwert für den Verbraucher wird ebenso beleuchtet wie der mögliche externe Nutzen und die Auswirkungen auf Arbeitsmarkt, Energieversorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Bei der Analyse der Kosten werden neben den Kapitalkosten der Anlagen und der zugehörigen Energienetze, variable und feste Betriebskosten sowie Energie-, Umwelt-, Gesundheits- und Sicherheitskosten betrachtet und die Kosten in den Bereichen Arbeitsmarkt, Energieversorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung sieht Anhang VIII, Teil IV einen Überblick über neue gesetzgeberische und andere strategische Maßnahmen vor, mit denen das ermittelte wirtschaftliche Potenzial erschlossen werden kann. Darüber hinaus werden für die entwickelten neuen Strategien und strategischen Maßnahmen die Erwartungen hinsichtlich der Verringerung der Treibhausgasemissionen, der Primärenergieeinsparung, die Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK, die Auswirkungen auf den Anteil der erneuerbaren Energiequellen am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor, sowie die Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer sowie öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt bewertet.

Die zu erstellenden Landkarten des Wärme- und Kältebedarfs in Deutschland visualisieren die den Analysen zugrunde liegenden Eingangsdaten in deren räumlichen und sektoralen Verteilung und erlauben die Ermittlung von Gebieten, mit einem besonderen Wärme- und Kältebedarf.

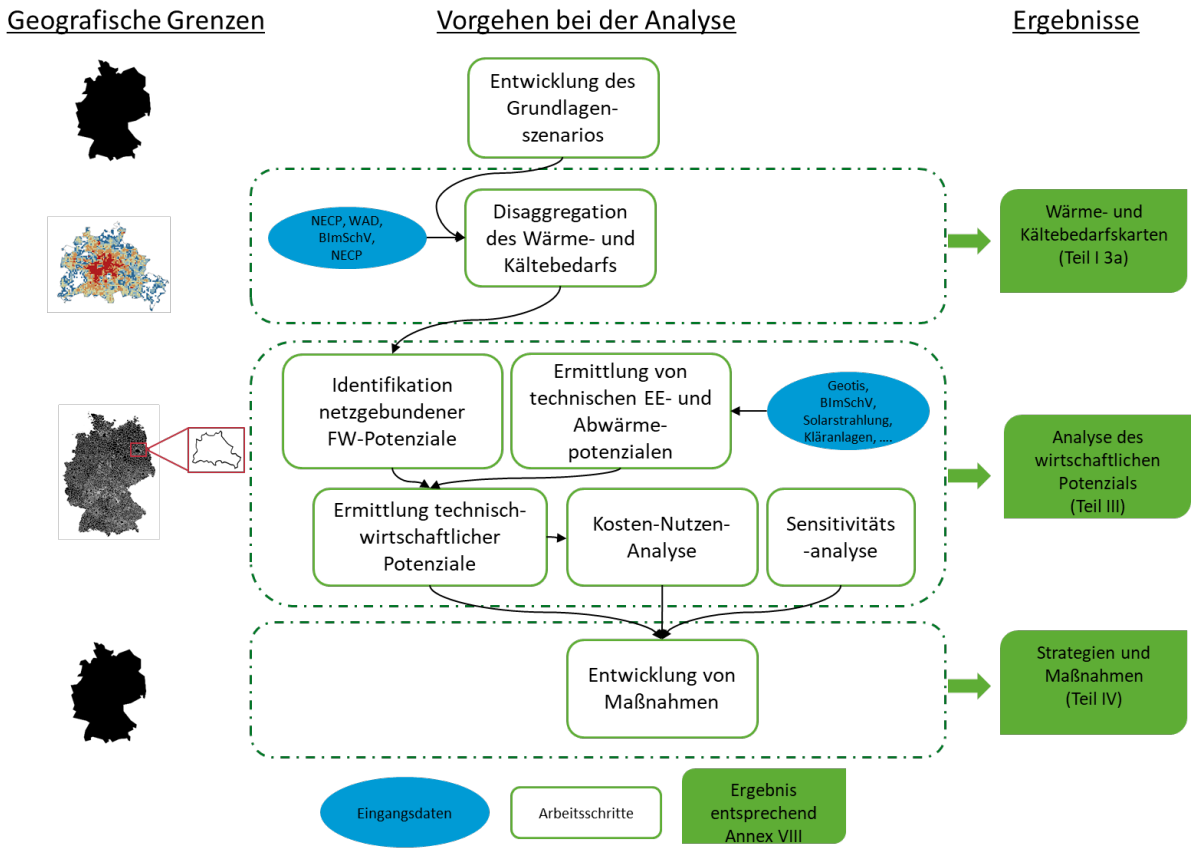
Vor diesem Hintergrund sollen im vorliegenden Forschungsvorhaben folgende Fragen beantwortet werden:

- Welche technischen Lösungen und welche Energieträger können aus wirtschaftlicher, sozioökonomischer und ökologischer Sicht in das System integriert werden, um die Ziele 2030 bezüglich Energieeffizienz und erneuerbarer Energien zu erfüllen?
- Wo und unter welchen Rahmenbedingungen lohnt sich der Ausbau der leitungsgebundenen Wärmeversorgung?
- Mit welchen Maßnahmen kann das ermittelte wirtschaftliche Potenzial erschlossen werden?

2 Methodisches Vorgehen

Um die Anforderungen von Artikel 14, Absatz 3 der EED zu erfüllen, wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens ein quantitativer Ansatz für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials entwickelt, dessen methodische Ansätze (Kapitel 2) und Eingangsdaten (Kapitel 3) im Folgenden detaillierter beschrieben sind. Ein Überblick über das Vorgehen ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Überblick über die Datenquellen, die Arbeitsschritte, Ergebnisse entsprechend Annex VIII und der räumlichen Auflösung der Daten



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Unter Berücksichtigung der Anforderung von Artikel 14, Absatz 3 der EED wird in einem ersten Schritt das Grundlagenszenario ausgewählt und entwickelt. Auf Basis der vorliegenden Modelle und der verfügbaren Datenquellen werden des Weiteren die Systemgrenzen identifiziert und die für die Analyse der wirtschaftlichen Potenziale notwendigen sowie hinreichenden geografischen Grenzen festgelegt und anschließend die Methodik zur Bewertung der alternativen Szenarien entwickelt. Dabei wird festgelegt, welche technischen Lösungen als geeignet erscheinen und theoretisch aufgrund der örtlichen Gegebenheiten eingesetzt werden können (Ermittlung der technischen Nachfragepotenziale), wie zukünftige Fernwärmepotenziale identifiziert werden können und die verschiedenen alternativen Szenarien zu bewerten sind (Ermittlung der wirtschaftlichen Potenziale für verschiedene Technologien für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung). Darauf aufbauend wird eine umfangreiche Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

2.1 Auswahl des Grundlagenszenarios

Für das Grundlagenszenario werden die Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050, auf denen der Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) 2020 basiert, herangezogen, da diese die Anforderungen der Richtlinie einhält, die „wahrscheinlichste Entwicklung des Energiebedarfs sowie der Energieversorgung und -umwandlung auf der Grundlage derzeitiger Kenntnisse, technischer Entwicklungen und politischer Maßnahmen“ zu berücksichtigen (Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission). Im Rahmen der Energiewirtschaftlichen Projektionen wurden vier Szenarien für das Energiesystem erstellt (vgl. Tabelle 1):

- eine Referenzenwicklung, welche auf den bis Ende 2017 eingeführten politischen Maßnahmen basiert und aktuelle Trends fortschreibt, sowie
- ein Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030, welches die beschlossenen Maßnahmen bis Ende 2019 enthalten.
- Zielszenario 1, das ebenfalls im Rahmen der Erstellung des NECPs entwickelt wurde und
- Zielszenario 2 aus der Erstellung des NECPs

Die Referenz sowie das Szenario zur Bewertung des Klimaschutzplans 2030 sind bereits veröffentlicht (Kemmler et al., 2020) und wurden im Bericht der Bundesregierung an die europäische Kommission als Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) gemeldet (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Die Veröffentlichung der beiden Zielszenarien ist für September 2020 geplant.

Tabelle 1: Überblick über die Szenarien, die im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) gerechnet wurden

	Szenario	Ziel Primärenergieeinsparung 2030	Stand
	Referenz	um 9 % verfehlt	Wird als NECP gemeldet
✓	Bewertung KSP 2030	um 2 % verfehlt	Wird als NECP gemeldet
	Zielszenario 1	-29 % (knapp verfehlt)	Fertiggestellt, gepl. Veröffentlichung im September 2020
✓	Zielszenario 2	-30 % (erreicht)	Fertiggestellt, gepl. Veröffentlichung im September 2020

Quelle: Kemmler et al. (2020)

Das Szenario zur Bewertung der Klimaschutzplans 2030 wird als Grundlagenszenario (Business as usual (BAU) oder Referenzszenario) herangezogen. Somit sind bestehende Maßnahmen bis 2019 berücksichtigt und die Konsistenz zum NECP gewährleistet.

Die Alternativen zum Grundlagenszenario müssen darüber hinaus den nationalen und europäischen Zielen in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbaren Energie Rechnung tragen (Verordnung (EU) 2018/1999). Daher wird für den Vergleich mit den alternativen

Versorgungsoptionen die Effizienzentwicklung und die Nutzenergieentwicklung des Zielszenarios 2 herangezogen, welches die Energieeffizienzziele 2030 von 30 % Reduktion des Primärenergieverbrauchs erreicht.

2.2 Vorgehen bei der Wahl der Systemgrenzen und der Definition geografischer Grenzen

In Anhang VIII der delegierten Verordnung (EU) 2019/826, Teil III, 8c, ist gefordert, dass „die geografischen Grenzen ein geeignetes und genau definiertes geografisches Gebiet umfassen müssen“ und „die Kosten-Nutzen-Analyse alle innerhalb des Systems und der geografischen Grenzen verfügbaren relevanten zentralen und dezentralen Versorgungsressourcen“ sowie Entwicklungen und Merkmale des Wärme- und Kältebedarfs berücksichtigen muss (Europäische Kommission, 2019a). In der Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission ist darüber hinaus festgehalten, dass großen Mitgliedstaaten empfohlen wird, „ihr Gebiet in Regionen zu unterteilen (z. B. NUTS-1[1]), um die Kartierung und Planung des Energiesystems zu erleichtern und unterschiedliche Klimazonen berücksichtigen zu können“. Ziel ist es „Möglichkeiten für Synergien zwischen dem Wärme- und Kältebedarf und den Quellen von Abwärme und -kälte sowie von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Quellen innerhalb der geografischen Grenzen zu ermitteln“ (Europäische Kommission, 2019b).

In der Empfehlung der europäischen Kommission ist des Weiteren definiert, dass bei der Wahl der Systemgrenzen geografische Faktoren zu berücksichtigen sind: So sollten Wärme- und Kälteverbraucher gleichzeitig mit der Wärme- und Kälteversorgung betrachtet werden, um einen möglichen Energieaustausch identifizieren zu können (Europäische Kommission, 2019b).

Während eine Analyse auf Bundesebene wichtige Kriterien für den Einsatz verschiedener Wärme- und Kälteversorgungstechnologien nicht berücksichtigen kann, wie beispielsweise die räumliche Nähe zwischen Wärmequelle und Wärmesenke, vernachlässigt die isolierte Betrachtung einzelner Wärme- und Kälteabnehmer die Möglichkeiten einer kostengünstigen zentralen Versorgung. Die Wahl geeigneter Kenngrößen und räumlichen Auflösung der Analyse ist somit essenziell.

Für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials einer effiziente Wärme- und Kälteversorgung sind folgende Entscheidungsgrößen relevant:

- Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Wärme- und Kälteverbrauch in Deutschland, differenziert nach Sektoren (Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie) und Anwendungen (Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme- und Kälte sowie Klimakälte)
- Räumliche Verteilung und Konzentration des Wärme- und Kälteverbrauchs
- Lokale Möglichkeiten der Integration von erneuerbaren Energien und hocheffizienter KWK
- Verfügbarkeit von Wärmenetzinfrastruktur[2].

Die Erschließung verschiedener erneuerbarer Energiequellen (z. B. Tiefengeothermie) und Abwärme ist aus ökonomischer Sicht meist nur über die Einbindung in Wärmenetze möglich. Da bei der ökonomischen Bewertung von Wärmenetzen neben den Kosten für die Erzeugung auch die Kosten für die Errichtung des Wärmenetzes berücksichtigt werden müssen, sind zentrale

[1] Dies entspricht den Bundesländern in Deutschland.

[2] Die Konkurrenzsituation zwischen Fernwärme und Gas wird in diesem Vorhaben nicht explizit beleuchtet. Dies ist der Schwerpunkt im laufenden Parallelvorhaben „AiRE – Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung“ im Auftrag des BMWi.

Lösungen aus ökonomischer Sicht vor allem dann interessant, wenn ausreichend viele und idealerweise große Wärmeabnehmer räumlich konzentriert vorliegen. Um entsprechende Gebiete innerhalb Deutschlands identifizieren zu können, wird in den vorliegenden Analysen die Wärmedichte herangezogen: Diese Maßzahl beschreibt den jährlichen Wärmeabsatz pro definierter Landfläche.

Je nach Größe der Landfläche, auf die sich die Wärmedichten beziehen, gehen damit verschiedene Herausforderungen einher. Werden die zugrundeliegenden Landflächen zu groß gewählt, können wichtige Aspekte für die Analyse des Einsatzes leitungsgebundener Infrastruktur nicht berücksichtigt werden. So können beispielsweise interessante Wärmeabnehmer nicht identifiziert werden, wenn diese gemeinsam mit weniger energieintensiven Zonen innerhalb der Landfläche aggregiert werden (z. B. Parks oder Verkehrsinfrastruktur). Daneben steigt mit der Berücksichtigung von kleineren Flächeneinheiten der (Rechen-)aufwand für die Bewertung und die Unsicherheiten aufgrund der eingeschränkten Datenverfügbarkeit. Während im Forschungsvorhaben zwar gebäudescharfe Informationen hinsichtlich Geometrie und Nutzung der Gebäude vorliegen (für Details siehe Abschnitt 3.2.1), sind Informationen bezüglich der Baualtersklassen der Wohngebäude in Deutschland nur auf Basis von 100 m x 100 m Rasterzellen verfügbar.

In verschiedenen öffentlich zugänglichen Webplattformen und Tools werden für die Wärme- und Kälteplanungen Wärmedichten auf Basis von 100 x 100 m Rasterzellen herangezogen (z. B. Hotmaps[3], Thermal Atlas in Heat Roadmap Europe[4]). Diese räumliche Einheit wird auch für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung in diesem Forschungsvorhaben verwendet, da hierfür ausreichend empirische Daten des Wärmeatlas 2.0 des ifeu[5] verfügbar sind.

Durch Definition von Grenzwerten für die Wärmedichten können anschließend Gebiete identifiziert werden, die sich für die leitungsgebundene Energieversorgung präqualifizieren. Für die Analysen in diesem Vorhaben wird ein Grenzwert von 15 GWh/km² für Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden herangezogen. Der Wert basiert auf dem Leitfaden Energienutzungsplan der Technischen Universität München im Auftrag des Freistaats Bayern (Hausladen & Hamacher, 2011), und auf dem Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung (Hertle et. al, 2015).

Da jedoch die zentrale Erschließung einzelner Landflächen – und damit kleiner Verbünde von Wärmeabnehmern – aufgrund ökonomischer und technischer Barrieren (beispielsweise aufgrund von gängigen Leistungsklassen für Technologien bzw. Techniksysteme) oft nicht sinnvoll erfolgen kann, wird neben der Wärmedichte auch eine Mindestleistung für die entsprechenden Technologien definiert.

Vor diesem Hintergrund erfolgt die Zuordnung der Wärmedichten zu einzelnen Wärmedichtenklassen (entspricht der Systemgrenzen in den Analysen) und das Ausweisen des absoluten Wärmeabsatzes innerhalb dieser Klassen. Um die lokalen Gegebenheiten und regionalen Strukturen berücksichtigen zu können, erfolgt dies innerhalb von administrativen Grenzen (geografische Grenze). Dafür wird der Wärmeabsatz je Wärmedichteklasse für jede der 4.674 Verbandsgemeinden in Deutschland ausgewertet und für die nachfolgenden Analysen

[3] https://www.hotmaps.eu/, zugegriffen am 30.07.2020

[4] https://heatroadmap.eu/peta4/, zugegriffen am 30.07.2020

[5] Siehe auch https://www.ifeu.de/methoden/modelle/waermeatlas/

herangezogen. Die entsprechenden Ansätze um aufbauend auf dem Wärmebedarf die notwendige installierte Leistung für die einzelnen Technologien zu identifizieren, wird in Abschnitt 2.3.3 ausgeführt.

Entsprechend des Vorgehens bekannter europäischer Projekte (z. B. Heat Roadmap Europe 4, Hotmaps) wird die Wärmedichte für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf der Sektoren Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie ermittelt. Darüber hinaus wird für jede Verbandsgemeinde der Prozesswärmebedarf ausgewiesen und bei der Analyse der verschiedenen alternativen Szenarien berücksichtigt.

2.3 Bewertung der Versorgungsoptionen

2.3.1 Ermittlung geeigneter technischer Lösungen

Die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung entsprechend Artikel 14, Absatz 3 der EED sieht die Bewertung folgender Technologien vor:

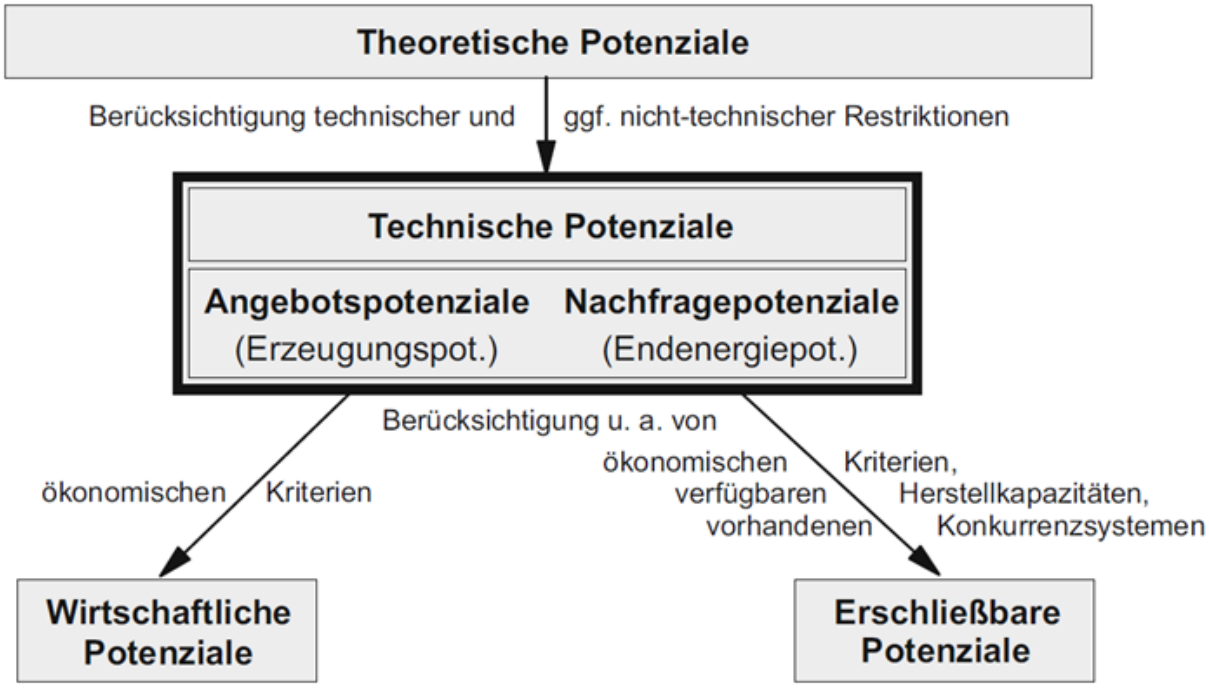
- Industrieabwärme und –kälte
- Abfallverbrennung
- Hocheffiziente KWK
- Erneuerbare Energiequellen, die nicht für die hocheffiziente KWK genutzt werden
- Wärmepumpe
- Verringerung der Wärme- und Kälteverluste bestehender Fernwärme- und Kältenetze

Die technischen und wirtschaftlichen Parameter, die für die Analyse verwendet werden, sind im Anhang in Form von Technologiesteckbriefe dokumentiert (siehe Anhang A.2).

Ermittlung von EE-Potenzialen Um den Einsatz von erneuerbaren Energien und Abwärme für die Wärme- und Kälteversorgung bewerten zu können, ist die Berücksichtigung räumlicher Restriktionen hinsichtlich des Aufkommens von erneuerbaren Energien und Abwärme für die Wärme- und Kälteversorgung relevant.

Im vorliegenden Forschungsvorhaben wird auf Basis räumlich vorliegender Informationen identifiziert, ob innerhalb der Analyse zugrundeliegenden geografischen Grenzen relevante erneuerbaren Potenziale oder Abwärmepotenziale erschlossen werden können. Um das entsprechende methodische Vorgehen einordnen zu können, wird nachfolgen der Potenzialbegriff näher definiert. Abbildung 2 zeigt eine Abgrenzung des Potenzialbegriffs nach Kaltschmitt et al. (2013) und wird im Folgenden entsprechend ausgeführt.

Abbildung 2: Einordnung des Potenzialbegriffs von erneuerbaren Energien nach Kaltschmitt et al. (2013)



Quelle: Kaltschmitt et al. (2013)

Ziel der Analyse des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung entsprechend Artikel 14, Absatz 3 der EED ist die Identifikation des wirtschaftlichen Potenzials für Deutschland und die kleinräumige Bewertung des Einsatzes verschiedener technologischer Versorgungsoptionen. Dafür ist einem ersten Schritt das theoretische Potenzial zu ermitteln, das dem physikalisch nutzbaren Energiedargebot in einem zeitlich und räumlich festgelegten Betrachtungszeitraum entspricht. Da dieses Potenzial noch keinen räumlichen Abgleich mit möglichen Wärmesenken beinhaltet, ist es für die nachfolgenden Analysen relevant, die technischen Potenziale der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen für die Wärme- und Kälteversorgung zu ermitteln. Die technischen Potenziale beschreiben jenen Anteil der theoretischen Potenziale, die durch bereits bekannte Technologien erschlossen werden können (Angebotspotenziale) und darüber hinaus auch in möglichen Wärmesenken eingebunden werden können (Nachfragepotenziale).

Bei der Identifikation der technischen Potenziale wird folgendes Vorgehen gewählt:

1. Für alle geografischen Gebiete (=Verbandsgemeinden) wird evaluiert, welcher Anteil des theoretischen Potenzials mittels bekannter Technologien erschlossen werden kann (Angebotspotenziale).
2. Darüber hinaus erfolgt ein erster Abgleich zur Distanz der Wärmequelle zu möglichen Wärmesenken. Dabei werden restriktive Grenzwerte bezüglich Distanz und Wärmedichte bzw. Absatz klein genug gewählt, um eine detaillierte technische und wirtschaftliche Bewertung nicht vorwegzunehmen, aber dennoch nur relevante Potenziale auszuweisen.
3. Annahmen zu Senkentemperaturen, die für die Ermittlung der Potenziale relevant sind, werden – sofern möglich – variiert, um den perspektivischen Umbau der Wärmenetze hin zu Niedertemperaturnetzen berücksichtigen zu können. Dies betrifft vor allem den Einsatz von Tiefengeothermie und industrielle Abwärme.

Details zum Vorgehen und den Ergebnissen auf Ebene von Verbandsgemeinden ebenso wie die Festlegung der Grenzwerte für die einzelnen Technologien finden sich in Abschnitt 3.3. Die Einschränkung auf das tatsächliche wirtschaftliche Potenziale erfolgt in der anschließenden Bewertung der Versorgungsoptionen. Dabei werden auch mögliche Vollbenutzungsstunden und Kombinationen verschiedener Versorgungsoptionen auf regionaler Ebene (Verbandsgemeinden) explizit berücksichtigt und analysiert.

In die Bewertung der alternativen Szenarien werden die folgenden Technologien einbezogen:

- Industrielle Abwärme und -kälte
- Abfallverbrennung
- KWK (hocheffizient)
- Tiefengeothermie
- Solarthermie (Freifläche), auch in Kombination mit Saisonalspeichern
- Biomasse-Heizwerk
- Großwärmepumpen
- Stromheizkessel

Darüber hinaus werden fossile Heizwerke berücksichtigt sowie die Verringerung der Netzverluste adressiert (siehe auch Abschnitt 4.1).

Als erneuerbare Energien werden analog zum Grundlagenszenario sämtliche erneuerbare Energiequellen inklusive Biomasse sowie Abwärme und -kälte berücksichtigt.

2.3.2 Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials

In diesem Abschnitt werden die technischen und wirtschaftlichen Annahmen zu den Technologien dargestellt, die als Grundlage für die Bewertung der Versorgungsoptionen bzw. alternativen Szenarien dienen.

Die technischen und wirtschaftlichen Parameter der jeweiligen Technologien beruhen auf den Technologiesteckbriefen und sind in Tabelle 2 beispielhaft für 10 MW-Anlagen dargestellt. Die Kosten der Solarthermie stellen einen Mittelwert zwischen den Kosten von Röhren- und Vakuumkollektoren dar und enthalten die Kosten für einen Wärmespeicher. Grundsätzlich wird ein Behälterspeicher mit einer Kapazität von 300 m^3 je 1 MW_{th} zwecks einer Tagesspeicherung vorgesehen. Damit liegt das Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfläche in einem optimalen Bereich (Sørensen et al., 2012). Darüber hinaus wird ein Grubenspeicher zwecks einer saisonalen Speicherung für Gemeinden, die über ein großes Solarthermiepotenzial verfügen (siehe auch Abschnitt 2.3.3). Der Speicher wird mit einer Kapazität von 3.000 m^3 je MW_{th} ausgelegt, was sich an realisierten Großprojekten insbesondere in Dänemark (beispielsweise in Dronninglund) orientiert.

Einen Sonderfall stellt die hocheffiziente KWK dar. Die Wärmegestehungskosten werden ermittelt, indem die Gesamterzeugungskosten der Anlagen auf die Strom- und Wärmeerzeugung aufgeteilt werden. Dabei wird auch der in typischen Fernwärmenetzen mögliche anlegbare Wärmeerzeugungspreis berücksichtigt. Als Annäherung dafür wurde ein Mischpreis aus

Frischwärme aus Gaskesseln und den Grenzkosten der Wärmeauskopplung (Stromerlös x Stromverlustkennziffer) aus bestehenden KWK-Anlagen herangezogen.

Für die Kosten der Abwärmenutzung aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen wird angenommen, dass aufgrund des primären Zwecks der Anlagen zur Abfallbeseitigung keine Investitionskosten für die Wärmeerzeugung anfallen, sondern der Wärmepreis sich an dem Preis der fossilen Erzeugung orientiert[6]. Der Wärmepreis wird über eine Anlegbarkeit an den Gaspreis bestimmt.

Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Parameter und Technologien, beispielhaft für 10 MW

Technologie	Investitionskosten [EUR/kW$_{th}$]	Fixe Betriebskosten [EUR/kW$_{th}$]	Variable Betriebskosten [EUR/MWh]	Nutzungs-grad	Mindest-leistung [MW$_{th}$]	Technologie-steckbrief
Industrielle Abwärme	409	8,2	-	JAZ: 9	0,2	A.2.13
Erdgas-KWK[1]	126	9	7	50 %	0,01	A.2.11
Geothermie[2]	2.885	27	-	JAZ: 9,5	5	A.2.4
Solarthermie mit Tagesspeicher	659	-	1,5	100 %	1	A.2.5, A.2.15
Solarthermie mit Saisonal-speichern	762	-	1,5	87 %	2,5	A.2.5
Biomassekessel	505	4	0,2	84 %	0,01	A.2.2
Wärmepumpe Abwärme	631	2	2,4	JAZ: 3	0,4	A.2.8
Wärmepumpe Luft	799	2	2,4	JAZ: 2,7	0,4	A.2.6
Stromheizkessel	111	1	0,2	98 %	0,01	A.2.3
Erdgaskessel	120	3-4	0,5	90 %	0,01	A.2.2

1 Der Wärmepreis ist über Anlegbarkeit an den Gaspreis bestimmt
2 Kosten bezogen ausschl. auf Fernwärme zugeordnete Nutzung
3 ORC-Anlagen nicht berücksichtigt

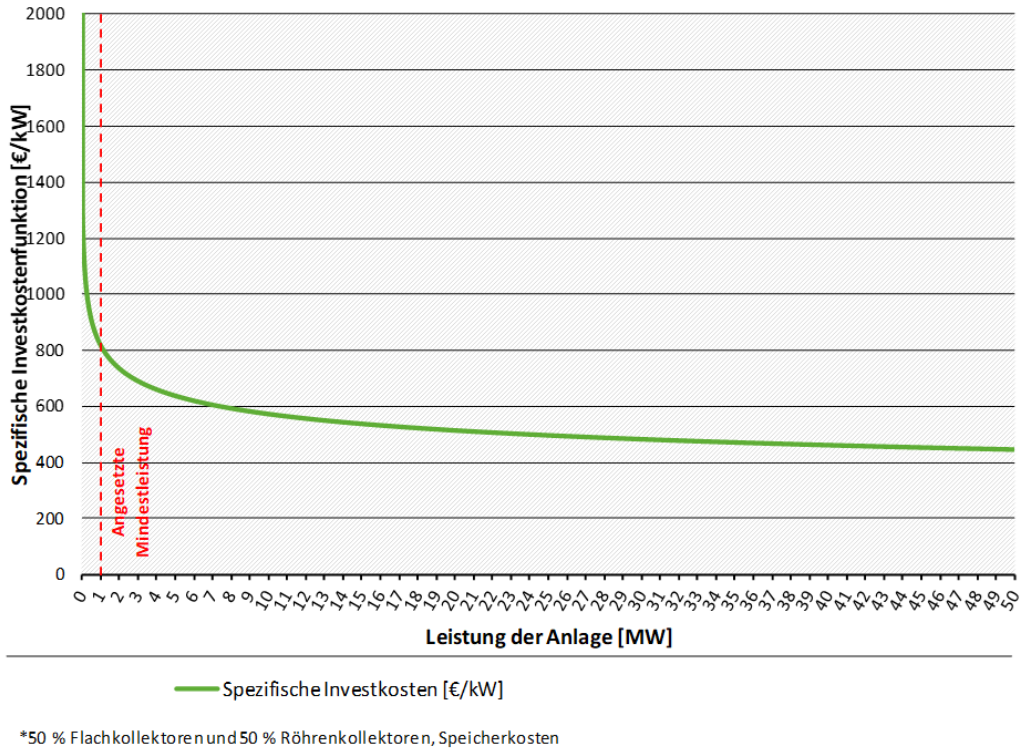
Die Kostenfunktionen der Technologiesteckbriefe beinhalten je Technologie eine leistungsabhängige Kostendegression, die für einen definierten thermischen Leistungsbereich gilt. Bei Überschreitung des angegebenen Bereichs wird die benötigte Leistung auf mehrere Anlagen aufgeteilt.

Darüber hinaus werden Mindestleistungen eingeführt, um kleine teure Anlagen zu vermeiden, für die eine Anbindung an die Fernwärme nicht sinnvoll wäre. Die angesetzten Mindestleistungen können ebenfalls Tabelle 2 entnommen werden. Zur Verdeutlichung der Vorgehensweise wurde die Kostenfunktion für Solarthermie beispielhaft in Abbildung 3

[6] Die maximal möglichen Wärmemengen im Jahr 2030 werden exogen auf Basis einer umfangreichen Studie der Abfallwirtschaft vorgegeben (Flamme et al., 2018, siehe hier auch Abschnitt 3.3.2). In der Studie wurden Projektionen des Abfallaufkommens und der möglichen Wärmeauskopplung bereits explizit berücksichtigt. Auch wird in der hier vorliegenden Analyse der Bau neuer thermischer Abfallbehandlungsanlagen nicht in Betracht gezogen.

aufgetragen. Im niedrigen Leistungsbereich steigen die spezifischen Investitionskosten stark an. Aus diesem Grund wird eine Mindestleistung in Höhe von 1 MW_{th} für die Solarthermie angenommen. Demzufolge wird Solarthermie nur in Gemeinden eingesetzt, die über ein erschließbares Potenzial größer als die angenommene Mindestleistung verfügen.

Abbildung 3: Spezifische Investitionskostenfunktion der Solarthermie (ohne Speicherkosten)



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos) auf Basis der Technologiesteckbriefe

Für die Erschließung von lokal begrenzten erneuerbaren Wärmequellen sind Anbindungsleitungen an das Wärmenetz erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Nutzung von Solarthermie, Abwärme und Geothermie, da diese an spezielle Standorte (z. B. Freiflächen, Industriestandorte, Flüsse) gekoppelt sind. Da im Rahmen der Potenzialanalyse sämtliche Potenziale in einem Umkreis von bis zu einem Kilometer berücksichtigt werden, wird für die Anbindungsleitung je Technologie eine mittlere Länge von 750 m zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 3). Für Technologien, die nicht abhängig von lokal anfallenden Potenzialen (Biomasse-Heizwerke, KWK-Anlagen, fossile Kessel) sind, wurden keine Anbindungsleitungen berücksichtigt.

Tabelle 3: Länge der Anbindungsleitung nach Technologie

Technologie	Länge Anbindungs-leitung [m]
Solarthermie	750
Industrielle Abwärme	750
Geothermie	750
WP Abwärme	750

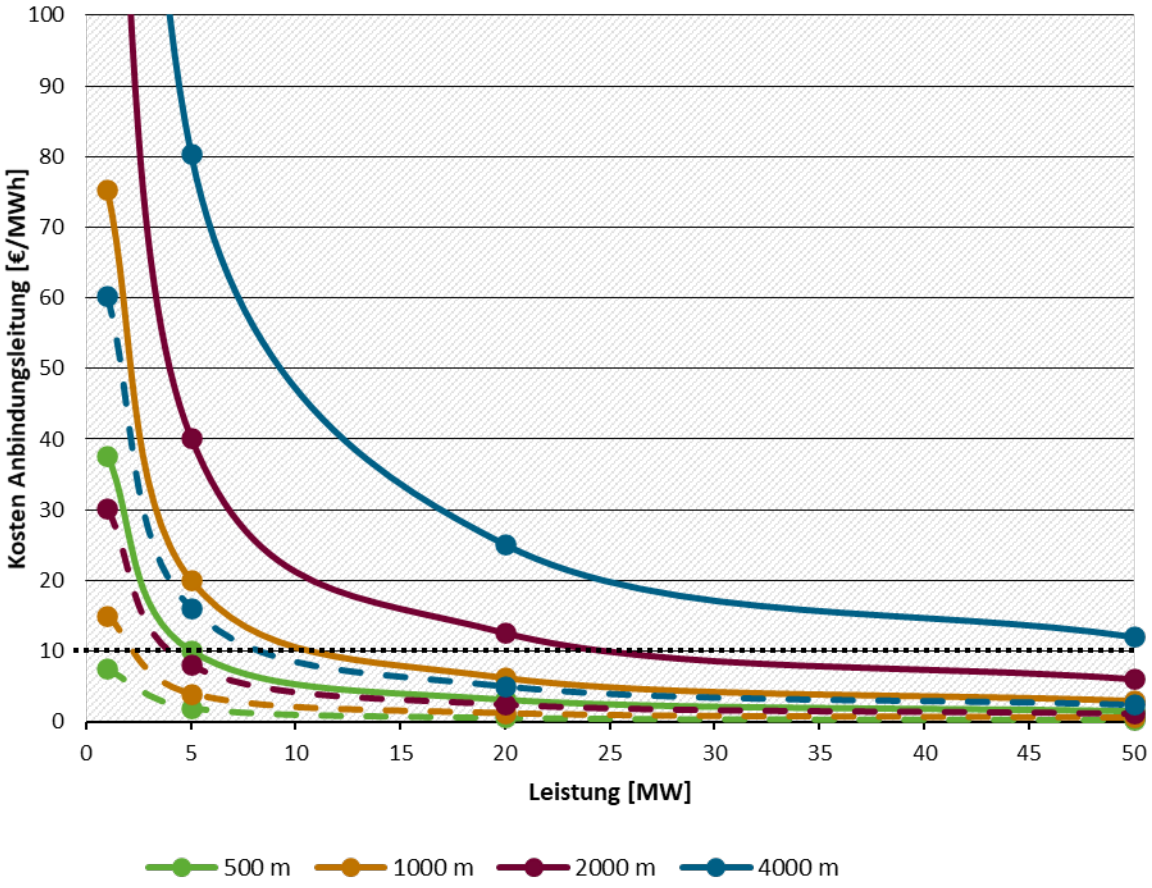
Die Kosten der Anbindungsleitung sind abhängig von der Nennweite und somit der angebundenen thermischen Leistung. Die angesetzten Kosten in Tabelle 4 basieren auf aktuellen Kosten von realisierten Projekten und stellen den Mittelwert zwischen den Kosten im Innenstadt- und im Neubaugebiet dar.

Tabelle 4: Kosten der Anbindungsleitung

Leistung [MW]	Kosten [€/m]
0 – 5	900
5 – 20	1.200
20 – 50	1.500
> 50	1.800

Bei der Erschließung konkreter Projekte können je nach lokalen Gegebenheiten auch größere Distanzen zwischen Wärmequelle und -senke aus wirtschaftlicher Sicht überwunden werden. Die Kosten der Anbindungsleitung sind abhängig von der Leistung und vor allem auch von der Wärmemenge (und somit den Vollbenutzungsstunden) der Technologie. Um den Einfluss der Anbindungskosten auf die Wärmegestehungskosten darzustellen, sind in der folgenden Abbildung 4 die Anbindungskosten für die Beispiele Solarthermie (exemplarisch mit 1.000 VBH, durchgängige Linien) sowie der industriellen Abwärme (exemplarisch mit 5.000 VBH, gestrichelte Linien) in Abhängigkeit der Leistung und der Leitungslänge dargestellt. Als realistischen Preisaufschlag können 10 Euro/MWh durch die Anbindungsleitung angesetzt werden. Bei der Solarthermie wird deutlich, dass der Preisaufschlag durch die Anbindungsleitung einen relevanten Anteil an den Wärmegestehungskosten ausmachen kann. Ein Preisaufschlag unter 10 Euro/MWh wird bei der Solarthermie erst ab einer Leistung von 5 MW und einer Leitungslänge von 500 m erreicht. Es ist ersichtlich, dass in Einzelfällen – insbesondere bei großen Wärmemengen und hohen Vollbenutzungsstunden – auch längere Anbindungsleitungen sinnvoll sein können. Beim Beispiel der Abwärme lohnen sich ab 5 MW auch Anbindungsleitungen mit Längen über 2 km.

Abbildung 4: Anbindungskosten in Abhängigkeit von Leistung und Leitungslänge



1.000 VBH, Beispiel Solarthermie, 5.000 VBH, Beispiel Abwärme
Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die der Analyse zugrunde liegenden THG- und Primärenergiefaktoren sind in Tabelle 5 aufgelistet (Faktoren für Strom auf Basis von internen Berechnungen, restliche Energieträger auf Basis von Pehnt et al. (2018)). Diese richten sich methodisch jeweils nach Verursacherbilanz und nach der Energieeinsparverordnung (EnEV). Die Faktoren für Strom für das Jahr 2030 basieren auf internen Berechnungen in Anlehnung an den nationalen Energie und Klimaschutzplan (NECP, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, (2020)). Im Gegensatz zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) wurde für Abfälle ein Primärenergiefaktor in Höhe von 0,1 verwendet, um etwaige Energieaufwendungen beim Transport, der thermischen Behandlung und der Entsorgung der Abfälle zu berücksichtigen (Pehnt et al., 2018).[7] Als Allokationsmethode für die Bewertung der KWK wird analog zum Grundlagenszenario des NECP die finnische Methode verwendet.

[7] Das GEG ist erst nach Erstellung dieser Analyse in Kraft getreten. Die Aktualisierung der Faktoren wird daher im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

Tabelle 5: THG- und Primärenergiefaktoren

Energieträger	THG-Faktor [$gCO_2äq./kWh$]	Primärenergie-faktor
Strom[1]	258	1
Erdgas	240	1,1
Feste Biomasse	40	0,2
Abfall	25	0,1

2.3.3 Erstellung der alternativen Szenarien

2.3.3.1 Vorgehen

Die Anforderung der Richtlinie und von Anhang VIII, Teil III, 8, iii) sieht die Entwicklung von Alternativen zum Grundlagenszenario vor, die den Zielen der Verordnung (EU) 2018/1999 in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien Rechnung tragen. Die alternativen Szenarien zur Analyse der leitungsgebundenen Wärmeversorgung setzen sich aus verschiedenen Techniksystemen (Kombination von Technologien) innerhalb von Systemgrenzen (Wärmedichte von mehr als 15 GWh/km^2) in den betrachteten lokalen geografischen Einheiten (Verbandsgemeinden) zusammen. Jede dieser Kombinationen (alternativen Szenarien) wird ökonomisch und ökologisch bewertet und anschließend mit dem Grundlagenszenario verglichen. Das Vorgehen ist exemplarisch in Tabelle 6 dargestellt.

Dazu wird zunächst der Anteil des Wärmebedarfs je Verbandsgemeinde ermittelt, welcher sich aufgrund der Analyse der Wärmedichte für die leitungsgebundene Wärmeversorgung eignet. Unter Berücksichtigung der lokalen Potenziale für Erneuerbare und Abwärme sowie des erforderlichen Anteils dieser an der zentralen Wärmeversorgung im Jahr 2030 werden die wirtschaftlichen Potenziale in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ermittelt. Dafür werden je Verbandsgemeinde verschiedene Techniksysteme analysiert (alternative Szenarien) und das optimale alternative Szenario bezogen auf die Wärmegestehungskosten ausgewählt.

Bei der Analyse der dezentralen Versorgungsoptionen werden die Kosten für verschiedene Anwendungsfälle (v. a. verschiedene Nutzungen und Effizienzniveaus) miteinander verglichen. Eine räumliche Betrachtung wird in diesem Fall vernachlässigt, da der Einsatz der verschiedenen Technologieoptionen weniger vom konkreten Standort beeinflusst wird. Die Beleuchtung der zentralen Kälteversorgung erfolgt in einem separaten Abschnitt.

Die verschiedenen alternativen Szenarien werden hinsichtlich der Kosten und der Treibhausgasemissionen bzw. der Primärenergieeinsparung bewertet. Die optimale Zusammensetzung der alternativen Szenarien der leitungsgebundenen Wärmeversorgung findet Eingang in die anschließende Kosten-Nutzen- und Sensitivitätsanalyse.

Tabelle 6: Vorgehen bei der Erstellung der alternativen Szenarien

	Techniksystem nach Reihung 1	Techniksystem nach Reihung 2	Techniksystem nach Reihung 3	
Gemeinde 1	Alternatives Szenario 1	Alternatives Szenario 2	Alternatives Szenario 3	
Gemeinde 2	Alternatives Szenario 4	Alternatives Szenario 5	Alternatives Szenario 6	
…				

2.3.3.2 Vorgehen zur Ermittlung der alternativen Szenarien im Jahr 2030

Die Bewertung der alternativen Szenarien basiert auf dem Fernwärmebedarf und den Potenzialen für erneuerbare Wärme für das Jahr 2030, welche gemeindescharf vorliegen.

Für die Analyse der möglichen Wärmeversorgung der Gemeinden wird ein Verfahren in Anlehnung an das Monatsbilanzverfahren nach DIN V 4108-6 genutzt. Dieses ist in der Lage, saisonale Schwankungen der Wärmenachfrage sowie des Angebots von erneuerbaren Wärmequellen und Abwärme bei moderatem Bedarf an Rechenkapazitäten abzubilden. Eine feinere zeitliche Auflösung (Wochen, Tage, Stunden) mit höherem Präzisionsgrad würde sich dann anbieten, wenn detailliertere Eingangsdaten je Gemeinde vorliegen würden (z. B. tatsächliches Wärmelastprofil, Struktur der Wärmenachfrage, vollständig Bottom-up erhobene Potenziale in hoher Präzision). Zur Bewertung der Versorgungsoptionen werden folgende Schritte für jede Gemeinde durchgeführt:

1. Bestimmung des Fernwärmepotenzials;
2. Bestimmung der räumlich begrenzt verfügbaren EE-Wärme- und Abwärmepotenziale;
3. Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme an der Fernwärmeerzeugung;
4. Festlegung der monatlichen Fernwärmenachfrage;
5. Bestimmung der maximalen monatlichen Wärmeerzeugung der Technologien;
6. Festlegung der Reihenfolgen für die Bestimmung der Techniksysteme (6 Varianten);
7. Bestimmung der Wärmeerzeugung und Leistung je Technologie;
8. Ökonomische und ökologische Bewertung der alternativen Szenarien und Auswahl der bevorzugten Versorgungsoption je Gemeinde

Die Berechnungen werden je Gemeinde für unterschiedliche Techniksysteme durchgeführt (nach verschiedenen Zielen hinsichtlich des Anteils von erneuerbaren Energien und Abwärme). Im letzten Schritt kann für jede Gemeinde ein optimales Techniksystem (Kombination aus Technologien) ausgewählt werden.

2.3.3.3 Bestimmung des Fernwärmepotenzials

Für jede Gemeinde wird das Fernwärmepotenzial in 2030 bestimmt wie in Abschnitt 3.3.9 beschrieben.

2.3.3.4 Bestimmung der räumlich begrenzt verfügbaren EE-Wärmepotenziale

Für jede Gemeinde liegen Informationen zu den technisch Angebotspotenzialen vor. Diese werden in Kapitel 3.3 erläutert.

Ergänzend wird angemerkt, dass für den in der Fernwärme nutzbaren Anteil der Potenziale folgende Annahmen getroffen wurden:

- Industrielle Abwärme: Nutzung des Potenzials ab 75 °C, Berücksichtigung der spezifischen Vollbenutzungsstunden je Gemeinde;
- Tiefengeothermie: Nutzung des Potenzials ab einer Reinjektionstemperatur von 65 °C, welches in Netzen von 90 °C direkt genutzt werden kann;
- Potenzial bei Stromheizkesseln besteht in den nördlichen Bundesländern mit EE-Stromüberschuss (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg) zu 10 % der benötigten Heizlast der Gemeinde;
- Annahme einer Mindestleistung der EE-Wärmeerzeugern und für Abwärme zur Einbindung in Wärmenetze, siehe Tabelle 2.
- Wärmepumpen: Wärmequellen, die lokal begrenzt sind und mittels Wärmepumpe für die Fernwärme erschließbar gemacht werden können, werden als „WP Abwärme“ bezeichnet. Berücksichtigt ist Abwärme aus Kläranlagen, Oberflächengewässer und industrielle Abwärme zwischen 35 und 75 °C. Als „WP Luft“ werden jene Wärmepumpen bezeichnet, deren Nutzung nicht in großem Umfang von lokalen Gegebenheiten eingeschränkt ist und die flexibel eingesetzt werden können (vorrangig Luft-Wärmepumpen, aber auch Wärmepumpen zur Nutzung oberflächennaher Geothermie und niedertemperierter Tiefengeothermie).

2.3.3.5 Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien oder Abwärme an der Fernwärmeerzeugung

Vor der Analyse der Wärmeerzeugung in den Gemeinden wird ein Anteil der erneuerbaren Energien und Abwärme an der Fernwärme festgelegt. Dieser Wert orientiert sich am Grundlagenszenario, bei dem für die Fernwärmeerzeugung 2030 ein Zielwert des Anteils der erneuerbaren Energien und Abwärme in der Fernwärme von 40 % abgeleitet wurde. Die alternativen Szenarien berücksichtigen somit die nationalen und europäischen Ziele in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien (Verordnung (EU) 2018/1999). Die Nutzung von Abwärme- und Kälte wird im Rahmen der Bewertungen im Folgenden analog zum Grundlagenszenario als erneuerbare Energie ausgewiesen. Somit wird auch die Nutzung von Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen analog der Vorgehensweise des NECP vollständig dem erneuerbaren Anteil zugerechnet.

Für die Erreichung von 40 % erneuerbare Energien in der Fernwärme sind folgende Ansätze denkbar:

a) Fixe Zuteilung: Vorgabe eines Anteils von 40 % erneuerbare Energien und Abwärme für alle Gemeinden.

b) Dynamische Zuteilung: Vorgabe eines variablen Anteils in Abhängigkeit der lokal verfügbaren Potenziale, wobei in der deutschlandweiten Summe ein Anteil von 40 % angestrebt wird. In einzelnen Gemeinden kann der Anteil erneuerbarer Energien damit deutlich höher liegen als 40 % und in anderen Gemeinden deutlich darunter (vgl. Tabelle 7). Ein sinnvolles Kriterium für die Ableitung des EE-Anteils ist die Leistung der nicht fluktuierenden, lokal verfügbaren Potenziale im Vergleich zur erforderlichen Wärmeleistung. Als nicht fluktuierende, lokal begrenzte Technologien werden MVA, Geothermie und Abwärme aus Industrie, Kläranlagen und Oberflächengewässer eingeordnet. Die Potenziale für Biomasse und Wärmepumpe, die standortunabhängig eingesetzt werden können (Luftwärmepumpen und Wärmepumpen zur Nutzung oberflächennaher Geothermie), sind nicht lokal begrenzt und werden daher nicht in die Vorgabe einbezogen. Ebenso werden die Potenziale von Solarthermie und Stromheizkessel als fluktuierende Technogien nicht einbezogen.

Tabelle 7: Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmerzeugung in der dynamischen Variante

Quotient der Leistung der nicht fluktuierenden, lokal verfügbaren Potenziale und der Wärmelast	Vorgabe für den Anteil erneuerbarer Energien	Häufigkeit
> 0,00	20 %	833
> 0,10	25 %	97
> 0,20	30 %	147
> 0,40	40 %	107
> 0,60	60 %	78
> 0,80	80 %	62
> 1,00	100 %	316

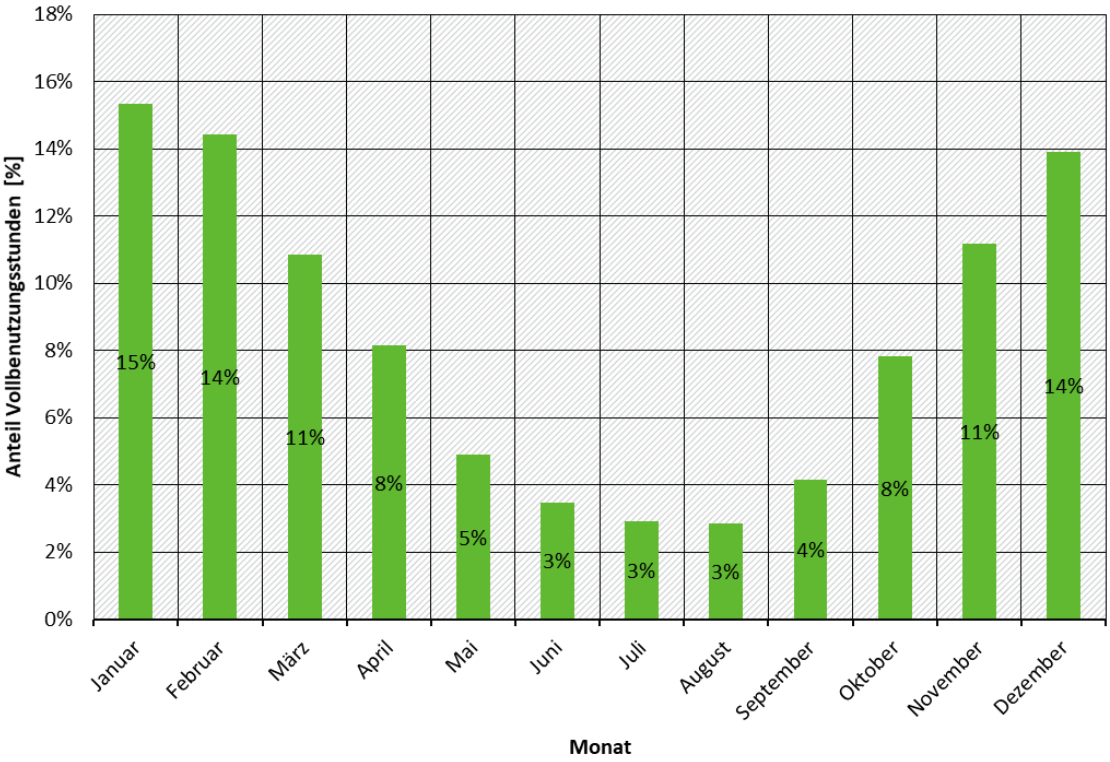
Der verbleibende Anteil der Fernwärme von 60 % wird über fossil befeuerte Wärmeerzeugungstechnologien gedeckt. Dabei können sowohl KWK-Anlagen als auch Heizkessel zum Einsatz kommen. Die thermische Leistung der KWK-Anlagen wird auf 30 % der maximalen Leistungsnachfrage des jeweiligen Netzes festgelegt. Darüber hinaus wird ein Kessel zur Deckung der Spitzen eingesetzt.

Für den Ausblick auf 2050 wird ergänzend zu den beiden 40-%-Varianten ein Modelllauf mit einer EE-Wärmevorgabe von 100 % für alle Netze berechnet.

2.3.3.6 Festlegung der monatlichen Fernwärmenachfrage

Für das Monatsbilanzverfahren wird die als Jahreswert vorliegende Wärmenachfrage einer Gemeinde auf monatliche Werte aufgeteilt. Dabei wird der Wärmebedarf in Gebäuden (Wohn- und Nichtwohngebäude (GHD)) sowie der Prozesswärmebedarf (GHD und Industrie) berücksichtigt und der Lastgang eines großen Fernwärmenetzes zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 5). Im Vergleich zum Lastgang eines Wohngebäudes bezieht dieser mit rund 2.900 Vollbenutzungsstunden und einer Sommerlast auch den Wärmebedarf durch Prozesswärme mit ein.

Abbildung 5: Lastgang Fernwärme



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

2.3.3.7 Bestimmung der maximalen monatlichen Wärmeerzeugung der Technologien

Im folgenden Schritt wird die Deckung der monatlichen Wärmenachfrage durch die vorhandenen EE-Wärme- und Abwärmepotenziale untersucht. Als Eingangsdaten werden die thermische Leistung der jeweiligen Wärmetechnologien sowie ihre im jeweiligen Monat maximal erreichbare Betriebsstundenzahl genutzt. Für die meisten Technologien wird eine durchgängige Verfügbarkeit abzüglich Wartungs- und Reparaturzeiten angesetzt, wodurch sich eine Verfügbarkeit von 85 % ergibt (entsprechend 625 Stunden pro Monat bzw. 7.500 Stunden pro Jahr). Für die Solarthermie werden maximal 1.100 Vollbenutzungsstunden im Jahr unterstellt, die überwiegend in den Sommermonaten anfallen (Tabelle 8, basierend auf der Potenzialerhebung in 3.3.5). Bei der Verwendung eines Saisonalspeichers verschiebt sich ein Teil der Verfügbarkeit in den Herbst. Basierend auf fein aufgelösten Wetterdaten wird das Be- und Entladen des Speichers berücksichtigt, wodurch die jährliche Verteilung der Wärmeerzeugung bestimmt wurde. Für den Stromheizkessel wurden die jährlichen Vollbenutzungsstunden auf maximal 500 Stunden ohne saisonale Schwankung festgelegt.

Das Produkt der verfügbaren thermischen Leistung der jeweiligen Wärmetechnologien sowie ihre im jeweiligen Monat maximal erreichbare Betriebsstundenzahl liefert die maximal mögliche Wärmeerzeugung der jeweiligen Technologie je Monat.

Tabelle 8: Maximal verfügbare monatliche Vollbenutzungsstunden nach Technologie

	Solarthermie	Solarthermie mit Saisonalspeicher	Stromheizkessel	alle anderen
Januar	20	21	42	625
Februar	45	46	42	625
März	93	95	42	625
April	111	109	42	625
Mai	160	138	42	625
Juni	143	105	42	625
Juli	143	93	42	625
August	145	86	42	625
September	118	139	42	625
Oktober	69	214	42	625
November	35	36	42	625
Dezember	17	17	42	625
Summe	**1.100**	**1.100**	**500**	**7.500**

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Darüber hinaus wird der Anteil der Solarthermie bei maximal 15 % des jährlichen Wärmebedarfs der Gemeinde gedeckelt, da davon ausgegangen wird, dass bis zu diesem Anteil ein Tagesspeicher ausreicht. Die Solarthermie mit Saisonalspeicher kommt zum Einsatz, wenn das Solarthermiepotenzial der jeweiligen Gemeinde besonders hoch ist und 60 % des maximalen Leistungsbedarfs übersteigt. Die Kombination mit Solarspeicher kann dann bis zu 30 % des jährlichen Wärmebedarfs decken. Der Stromheizkessel wird bei 5 % der Jahreswärmemenge gedeckelt.

2.3.3.8 Festlegung der Reihenfolge der Technologien zur Bestimmung der Techniksysteme (6 Varianten)

Welche der verfügbaren Potenziale in welchem Umfang in einer Gemeinde genutzt werden, hängt davon ab, in welcher Reihenfolge bzw. mit welcher Priorität die einzelnen Technologien eingesetzt werden. Die an erster Stelle positionierte Technologie wird prioritär ausgeschöpft. Sind weitere EE- oder Abwärmemengen notwendig, um die Zielvorgabe zu erfüllen, werden die nächstrangigen Technologien eingesetzt, bis die Wärmenachfrage eines Monats vollständig gedeckt ist. Da weiter vorne stehende Technologien prioritär zum Einsatz kommen, ergib sich je Reihenfolge ein anderes Techniksystem. Dieser Effekt wird im folgenden Abschnitt anhand einer Beispielgemeinde (Abbildung 6 und Abbildung 7) verdeutlicht.

Es wurden insgesamt sechs Reihungen untersucht, die in Tabelle 9 dargestellt sind. Allen Reihungen ist gemein, dass zunächst die lokal begrenzten Potenziale (MVA, Solarthermie,

Geothermie, industrielle Abwärme und WP Abwärme[8]) eingesetzt werden. Wärmepumpen, die als Wärmequelle Umgebungsluft oder oberflächennahe Geothermie nutzen, sowie Biomasse sind nicht lokal begrenzt und werden daher nachrangig eingesetzt, wenn die anderen EE-Wärme- und Abwärmepotenziale nicht ausreichen, um die gewünschten Zielvorgaben zu erreichen.

Die MVA wird dabei grundsätzlich relativ weit vorne angesetzt, da die Wärme aus diesen Anlagen ohnehin verfügbar ist und auf hohem Temperaturniveau vorliegt, und diese anderenfalls ungenutzt an die Umwelt abgegeben werden müsste. Auch die Solarthermie wird in den meisten Reihungen vorrangig genutzt, da sie anderenfalls von anderen Technologien verdrängt werden könnte, insbesondere in den Sommermonaten, wo die Sonneneinstrahlung am höchsten und die Fernwärmenachfrage am niedrigsten ist. Wärmequellen, die mittels Wärmepumpe nutzbar gemacht werden müssen, werden eher nachrangig eingesetzt gegenüber direkt nutzbaren Wärmequellen.

Tabelle 9: Reihung der Technologien in den Varianten 1 bis 6

Reihung 1	Reihung 2	Reihung 3	Reihung 4	Reihung 5	Reihung 6
MVA	MVA	Solarthermie	MVA	MVA	Geothermie
Solarthermie	Industrielle Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher	Geothermie	Industrielle Abwärme	Solarthermie
Solarthermie mit Saisonal-speicher	WP Abwärme	MVA	Solarthermie	WP Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher
Geothermie	Solarthermie	Geothermie	Solarthermie mit Saisonal-speicher	Geothermie	MVA
Industrielle Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher	Industrielle Abwärme	industrielle Abwärme	Solarthermie	Industrielle Abwärme
WP Abwärme	Geothermie	WP Abwärme	WP Abwärme	Solarthermie mit Saisonal-speicher	WP Abwärme
Stromheizkessel	Stromheizkessel	Stromheizkessel	Stromheizkessel	Stromheizkessel	Stromheizkessel
Biomasse u. WP	Biomasse u. WP	Biomasse u. WP	Biomasse u. WP	Biomasse u. WP	Biomasse u. WP
Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

2.3.3.9 Bestimmung der Wärmeerzeugung und Leistung je Technologie

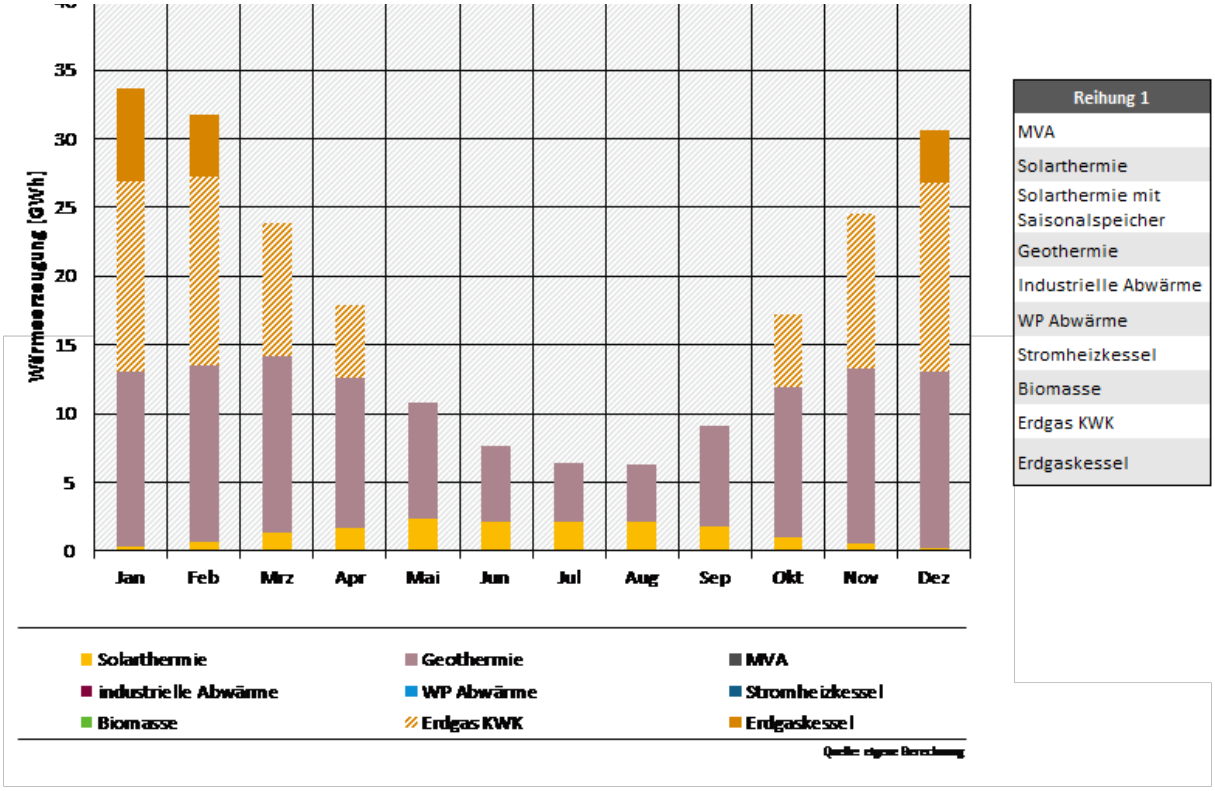
Wie zuvor beschrieben, wird die Deckung der monatlichen Wärmenachfrage anhand der Reihenfolge der Technologien und dem vorgegebenen EE- und Abwärmeanteil bestimmt.

Im Ergebnis liegt eine monatsscharfe Wärmeerzeugerbilanz für jede Gemeinde vor. Abbildung 6 zeigt diese für eine beispielhafte Gemeinde mit einer EE- und Abwärmevorgabe von 60 % für die Rangfolge 1. Die Gemeinde verfügt über keine Potenziale aus einer MVA, weshalb die Potenziale der Solarthermie (gelb) gemäß Rangfolge 1 vorrangig ausgenutzt werden. Danach folgt die Geothermie (violett). Ihre Potenziale sind größer als zur Deckung von 60 % der Wärmemenge notwendig, weshalb sie in der Übergangszeit und im Sommer nur eingeschränkt zum Einsatz

8 Wärmequellen, die lokal begrenzt sind und mittels Wärmepumpe für die Fernwärme erschließbar gemacht werden können, werden als „WP Abwärme“ bezeichnet. Berücksichtigt ist Abwärme aus Kläranlagen, Oberflächengewässer und industrielle Abwärme zwischen 35 und 75 °C. Unter „WP Luft“ werden jene Wärmepumpen bezeichnet, deren Einsatz nicht in großem Umfang von lokalen Gegebenheiten eingeschränkt ist und flexibler eingesetzt werden kann (Luft-Wärmepumpen, Wärmepumpen zur Nutzung oberflächennaher Geothermie und niedertemperierter Tiefengeothermie).

kommt. Die fossil befeuerte KWK wird auf 30 % der Heizlast ausgelegt und deckt vor allem in der Übergangszeit und im Winter weitere große Teil der Wärmenachfrage. In den Wintermonaten ist der Heizkessel notwendig, um die Wärmenachfrage vollständig zu decken.

Abbildung 6: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE-Wärmeanteil von 60 %, Reihung 1, dynamisches EE-Ziel



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die Potenziale und sich ergebende Ausnutzung nach Technologie für die gleiche Beispielgemeinde (EE-Wärme- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 1) sind in Tabelle 10 dargestellt. Die Beispielgemeinde weist folgende Potenziale auf: Potenzial Solarthermie von 15 MW, Geothermie 30 MW sowie WP Abwärme und Stromheizkessel jeweils von 18 MW. In Summe übertrifft das verfügbare Potenzial die über Fernwärme zu deckende Heizlast von 67 MW. Die Gesamtleistung der nicht fluktuierenden Potenziale (Geothermie und WP Abwärme) liegt bei 48 MW (Quotient zur Heizlast: 72 %), weshalb die Gemeinde einen EE-Zielwert von 60 % erhält. In dieser Gemeinde kann somit deutlich mehr als 40 % des Wärmebedarfs über erneuerbare Energien gedeckt werden.

Die maximale Leistung je Technologie stellt die notwendige zu installierenden Wärmeleistung je Technologie dar. Der Quotient aus Jahreswärmemenge und thermischer Leistung ergibt die jährlichen Vollbenutzungsstunden der Anlagen je Gemeinde. Die Deckungsrate ergibt sich aus dem Quotienten der Wärmeerzeugung je Technologie und dem gesamten Fernwärmebedarf. Diese Werte werden zur Bestimmung der Wärmegestehungskosten, für die Kosten-Nutzen-Analyse im nachfolgenden Kapitel 5 sowie zur Bewertung der Ausschöpfung der lokal begrenzten EE-Wärmepotenziale genutzt.

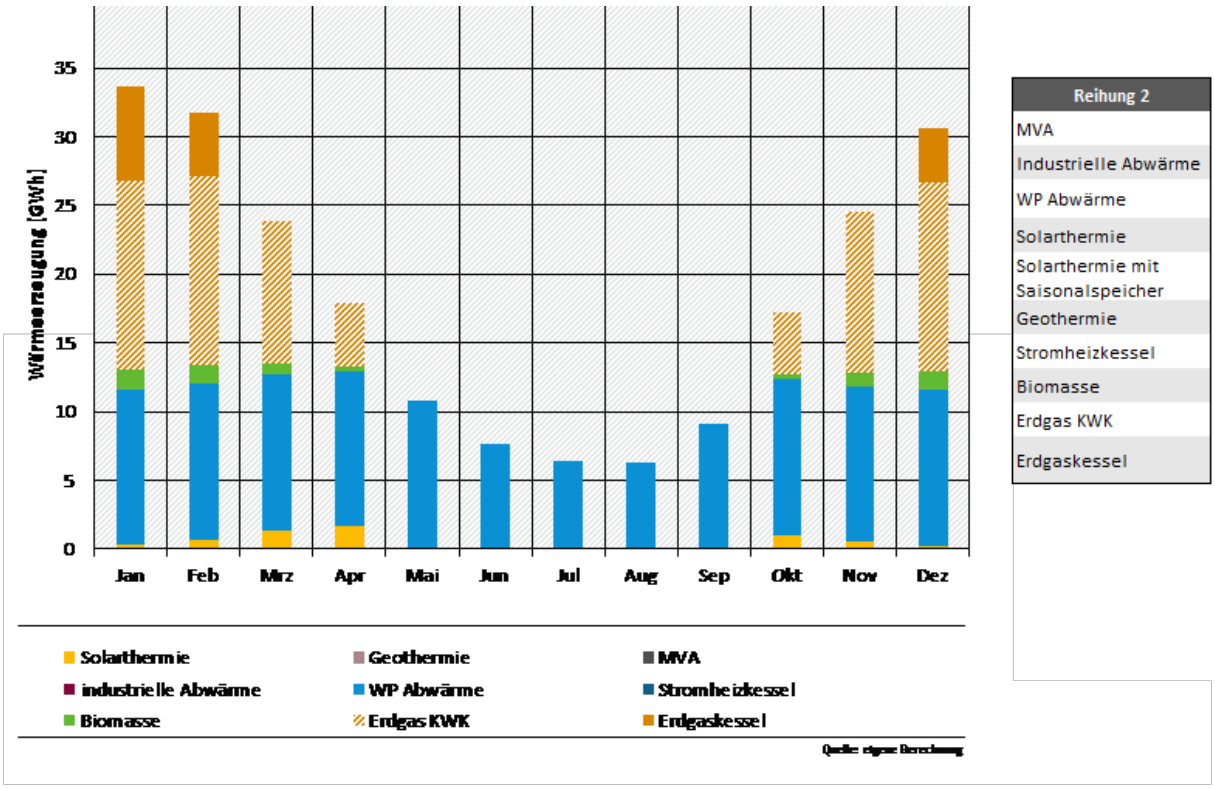
Tabelle 10: Jahreswerte der Wärmepotenziale und der tatsächlichen Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem auf 60 % begrenzten EE- und Abwärmeanteil, Reihung 1

Variante 1	Potenzial		Nutzung			Deckungsrate
	MW	Vbh	MW	Vbh	GWh	
MVA						0 %
Solarthermie	15	1.100	15	16	1.100	7 %
Geothermie	30	7.500	20	116	5.649	53 %
industrielle Abwärme						0 %
Wärmepumpe Abwärme	18	7.500				0 %
Wärmepumpe Luft						0 %
Stromheizkessel	18	500				0 %
Biomassekessel						0 %
KWK		7.500	22	73	3.305	33 %
Kessel		7.500	11	15	1.381	7 %
Summe	81	24.100	68	220	11.434	100 %

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Je nach Reihenfolge der Technologien ergibt sich für die Gemeinde ein anderes Techniksystem. Die folgende Abbildung zeigt die monatlichen Wärmeerzeugungswerte bei einem EE- und Abwärmeanteil von 60 % für die gleiche Beispielgemeinde nach der Reihung 2. Durch die Änderung der Reihenfolge der Technologien wird nun die Wärmepumpe Abwärme vorrangig genutzt. Die Solarthermie liegt in dieser Reihung weiter hinten und wird dadurch im Sommer durch die Abwasser-Wärmepumpe verdrängt. Die fehlende Wärmemenge zur Erreichung des Ziels für erneuerbare Energien und Abwärme wird mit Biomasse abgedeckt. Da die Geothermie erst ab einer Mindestleistung von 10 MW eingesetzt wird, kommt sie in dieser Reihung nicht mehr zum Zug.

Abbildung 7: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE-Wärmeanteil von 60 %, Reihung 2, dynamisches EE-Ziel



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die Abbildungen verdeutlichen, dass sich je nach Reihung ein anderes Techniksystem je Gemeinde ergibt. Dementsprechend kommt für die betrachtete Gemeinde entweder das Techniksystem 1 als Kombination der Technologien Solarthermie, Geothermie und fossile Technologien oder das Techniksystem 2 aus Solarthermie, WP Abwärme, Biomasse und fossile Technologien zum Einsatz.

Es wurden 1.640 Gemeinden für die leitungsgebundene Wärmeversorgung untersucht und insgesamt je 6 Varianten für die verschiedenen Reihungen berechnet. Dadurch ergeben sich in Summe 9.840 alternative Szenarien, die im Rahmen dieser Analyse berechnet und anschließend miteinander verglichen werden.

2.3.3.10 Ökonomische und ökologische Bewertung der alternativen Szenarien und Auswahl der bevorzugten Versorgungsoption je Gemeinde

Zur wirtschaftlichen Bewertung der alternativen Szenarien werden die Wärmegestehungskosten gemeindescharf ermittelt. Diesbezüglich werden folgende Ergebnisse aus der technischen Bewertung je Gemeinde und je Technologie zu Grunde gelegt: die zu erzeugende Wärmemenge, die zu installierende thermische Leistung und die sich daraus ergebenden Vollbenutzungsstunden. Darauf basierend lassen sich die Wärmegestehungskosten auf Basis der folgenden Kostenbestandteile berechnen:

- Investitionskosten der Anlagen
- Kosten der Anbindungsleitung
- Fixe und variable Betriebskosten

- Brennstoffkosten
- Fernwärme-Verteilkosten

Die Investitions- und Betriebskosten sowie die Nutzungsgrade basieren auf den in Abschnitt 2.4 dargestellten Rahmendaten sowie den Technologiesteckbriefen (vgl. Anhang A.2). Die Energiepreise und Zinssätze sind in Abschnitt 5.1.1 dargestellt.

Bestehende Förderungen wie das KWKG sind analog zum Vorgehen im NECP indirekt berücksichtigt.

Für die Investitionskosten in Anlagen und Anbindungsleitungen wurde der Kapitalwert in Bezug auf das Jahr 2030 und einen Zinssatz in Höhe von 5,5 % kalkuliert. Hierfür wurde ein Abschreibungszeitraum von 20 Jahren angenommen. Es wurden keine Wiederinvestitionen und Restwerte von Anlagen berücksichtigt.

Neben der ökonomischen Bewertung werden die durch die Wärmeerzeugung verursachten THG-Emissionen und der dazugehörige Primärenergiebedarf je Gemeinde errechnet, basierend auf den in Tabelle 5 dargestellten Emissionsfaktoren. Die Ergebnisse dienen als Eingangsdaten für die Kosten-Nutzen-Analyse.

Die Auswahl der bevorzugten Versorgungsoption je Gemeinde erfolgt anhand der Wärmegestehungskosten. Für die weitere Ausarbeitung und Analyse im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird eine Variante mit dynamischem EE-Ziel bevorzugt, um die lokal verfügbaren Wärmequellen möglichst gut auszunutzen.

2.3.4 Vorgehen zur Ermittlung der dezentralen Optionen

Das Grundlagenszenario wurde auf Basis von sektoralen Energiemodellen erstellt. Dabei handelt es sich um Bottom-up-Modelle, die in den Sektoren die Technologien und ihren Einsatz detailliert abbilden können. Dabei wurden die vier Nachfragesektoren Industrie, Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD), Verkehr und Private Haushalte mittels Simulationsmodellen abgebildet und zusätzlich ein gesamteuropäisches Strommarktmodell eingesetzt[9].

Im Bereich der Wärme- und Kälteversorgung wird mittels der Modelle im Zeitverlauf bis 2050 auch ermittelt, welche Anteile des Wärme- und Kältebedarfs für die zentrale Versorgung geeignet sind und für welchen Anteil dezentrale Technologien eingesetzt werden müssen. Die entsprechenden Einflussgrößen (z. B. Zeitpunkte von thermischen Sanierungen im Gebäudebestand oder mögliche Kesseltauschrate in Abhängigkeit der politischen Rahmenbedingungen) werden dabei explizit berücksichtigt.

Da auch die entsprechenden zu erwartenden Preisentwicklungen in den Szenarien berücksichtigt sind, kann der abgeleitete dezentrale Mix in den Sektoren als wirtschaftlichste Variante unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen herangezogen werden.

Über den Energieträgermix des Grundlagenszenarios hinaus werden im Rahmen des Berichts zusätzlich verschiedene Optionen einer effizienten Wärmebereitstellung für unterschiedliche Versorgungsfälle (Referenzgebäude) untersucht und anhand der resultierenden Wärmegestehungskosten verglichen. Folgende dezentralen Technologien werden je nach Relevanz für den jeweiligen Versorgungsfall einbezogen:

- Sole-Wasser-Wärmepumpe

[9] Details hierzu in Kemmler et al. (2020)

- Luft-Wasser-Wärmepumpe
- Holzpelletkessel
- Hybridsystem mit Erdgas-Brennwertkessel und Solarthermie-Flachkollektor
- Erdgas-Blockheizkraftwerk (BHKW) und Spitzenlastkessel

Als fossile Standardtechnologien zur Einordnung der Wirtschaftlichkeit dient der Erdgas-Brennwertkessel (Erdgas BWK).

Die Berechnung wird für verschiedene Versorgungsfälle durchgeführt. Für den Wohngebäudebereich sind das ein Einfamilien- und ein Mehrfamilienhaus jeweils im sanierten und unsanierten Zustand. Die Geometrie und Bauteil-U-Werte der Referenzwohngebäude werden entsprechend der Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) ausgelegt (Loga et al., 2015). Hier werden die Gebäude der Baualtersklasse E (1958–1968) verwendet, die den größten Anteil am Gebäudebestand ausmachen (Statistisches Bundesamt, 2019).

Für den Dienstleistungssektor werden ein Büro- und ein Verkaufsgebäude jeweils auch im sanierten und unsanierten Zustand analysiert. Die Auslegung erfolgt entsprechend der Nichtwohngebäude-Modellgebäude für energiebezogene Untersuchungen, die vom *Fraunhofer IRB* und dem *Zentrum für Umweltbewusstes Bauen* entwickelt wurde (Klauß, 2010). Die U-Werte orientieren sich an der Studie zur „Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland“ (Dirich et al., 2011)[10]. Eine Übersicht der Referenzversorgungsfälle ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Übersicht der Referenz-Versorgungsfälle

Referenzgebäude	Nutz-/Nettogrundfläche gemäß GEG* [m²]	Gebäudeheizlast[11] [kW]	Erzeugernutzenergie Raumwärme und Warmwasser[12] [KWh/a]
EFH unsaniert	161	19	44.014
EFH saniert	161	8	23.045
MFH unsaniert	3.327	224	567.207
MFH saniert	3.327	104	262.833
Bürogebäude unsaniert	1.676	186	441.011
Bürogebäude saniert	1.676	137	228.359
Verkaufsgebäude unsaniert	2.243	182	546.015
Verkaufsgebäude saniert	2.243	152	425.126

*GEG: Gebäude-Energie-Gesetz; Quelle: Eigene Darstellung

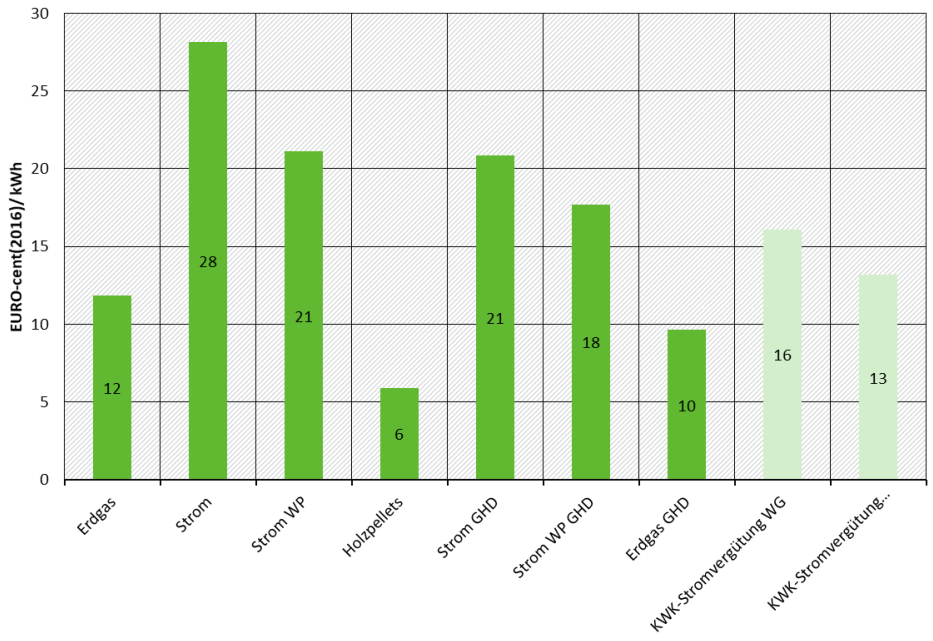
[10] Die Berechnung des Nutz- und Endenergiebedarfs der Referenzgebäude erfolgt mit dem Gebäudesimulationsprogramm ZUB-HELENA.

[11] Berechnet nach DIN EN 12831

[12] Die Erzeugernutzenergie (Q out generator) ist nach DIN 18599 die Nutzenergie inklusive der Verluste der Speicherung, Verteilung und Übergabe.

Für die Darstellung der techno-ökonomischen Parameter der untersuchten dezentralen Versorgungsoptionen sei auf die Technologiesteckbriefe im Anhang A.2 verwiesen. Wie bei den alternativen Szenarien in der zentralen Wärmeversorgung werden für die Bewertung der dezentralen Technologien die Energiepreise aus dem Grundlagenszenario unterstellt und für die Kostenberechnung der Energiepreis des Jahres 2030 verwendet (vgl. Kapitel 2.4.1.1)[13]. Abbildung 8 verdeutlicht, dass unter den darin unterstellten Annahmen zur Entwicklung des CO_2-Preises des nationalen Emissionshandelssystems sowie einer anteiligen Einspeisung von erneuerbarem Gas (PtG) eine deutliche Steigerung des Erdgaspreises resultiert, was sich maßgeblich auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler EE-Versorgungsoptionen auswirkt. Neben den Energiepreisen ist auch die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung unterstellte Vergütung für erzeugten KWK-Strom aufgeführt. Diese setzt sich anteilig aus vermiedenen Strombezug und Einspeisevergütung zusammen.

Abbildung 8: Energiepreise Wohngebäude (WG) und Dienstleistungssektor (GHD) im Jahr 2030



*Strom- und Erdgaspreisentwicklung basierend auf Annahmen des Grundlagenszenarios.
Eigene Annahmen: Wärmepumpentarif 25 % Abschlag auf regulären Strompreis; Preisentwicklung von Holzpellets entsprechend Preisprojektionen aus Preisprojektionen aus Politikszenarien IX (Harthan et al., 2020); KWK-Stromvergütung sind die kalkulatorischen spezifischen Einnahmen des dezentralen erzeugten KWK-Strom unter der Annahme, dass zwischen 56 und 58 % eingespeist werden und der Rest als vermiedener Strombezug bewertet mit den jeweiligen Strombezugskosten eingeht. Der KWK-Bonus (Anlagen bis 50kWel) für Eigenstrom und Einspeisung von 4 Eurocent/kWh bzw. 8 Eurocent/kWh nach KWGK wird berücksichtigt.
Quelle: Eigene Darstellung (IREES) Preisprojektion auf Basis von Kemmler et al. (2020)

Die Berechnung der Wärmebereitstellungskosten wird jeweils mit und ohne Förderung durch das Marktanreizprogramm[14] ermittelt. Da die Perspektive das Jahr 2030 ist, wird in der Förderung der Heizölkesselaustauschbonus jedoch nicht berücksichtig.

[13] In der Kosten-Nutzen-Analyse in Kapitel 5 werden die Energiekosten über den Zeitraum 2030 bis 2050 abgezinst.

[14] Entsprechend der Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 30.12.2019 (BAnz AT 31.12.2019 B3)

Tabelle 12: Derzeitige Investitionsförderungen durch das Marktanreizprogramm für dezentrale Wärmeversorgungstechnologien

Referenztechnologie	MAP Förderung in Prozent der Investitionskosten*
Referenz-System: Erdgas BWK	-
Sole-Wasser-Wärmepumpe	35 %
Luft-Wasser-Wärmepumpe	35 %
Holzpelletkessel	35 %
Hybridsystem mit Erdgas-BWK und Solarthermie-Flachkollektor für Warmwasser (Solarthermie klein)	
Hybridsystem mit Erdgas-BWK und Solarthermie-Flachkollektor zur Deckung 25 % Heizlast (Solarthermie groß)	30 %
Erdgas-BHKW	-
* ohne Heizölkesseltauschbonus BWK = Brennwertkessel BHKW = Blockheizkraftwerk MAP = Marktanreizprogramm	

Quelle: Eigene Darstellung nach BAnz AT 31.12.2019 B3 Förderrichtlinie MAP

2.4 Vorgehen bzw. Eingangsdaten zur Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsanalyse

Die Kosten-Nutzen-Analyse stellt die Bewertung der Alternativszenarien gegenüber dem Grundlagenszenario des NECP dar. In allen Szenarien wird damit das gleiche Effizienzniveau angenommen. Der Unterschied besteht in den Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien. Somit dienen der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse dazu die veränderte Erzeugungsstruktur mit Bezug auf die Differenzkosten und die Differenznutzen zum ursprünglichen Grundlagenszenarios des NECPs zu bewerten. Dabei werden die einzelwirtschaftlichen Kosten- und Nutzenwirkungen ebenso quantifiziert wie die volkswirtschaftlichen Kosten und die vermiedenen externen Kosten. Abschließend erfolgt eine indikative Bewertung der Arbeitsplatzeffekte, der Energiesicherheit und eine qualitative Bewertung der Wettbewerbssteigerung.

Die **Kosten der einzelwirtschaftlichen Nutzenwirkung** werden mittels dynamischer Investitionsrechnung nach dem Kapitalwertverfahren bzw. der Annuitätenmethode ermittelt. Das Resultat sind die annuitätischen Jahresvollkosten der Alternativszenarien, die sich aus der Annuität der kapitalgebundenen Auszahlung für Anlagen und Netze, den Betriebskosten sowie den Energiekosten zusammensetzen. Mit Bezug auf die bereitgestellte Nutzwärme und -kälte werden die Gestehungskosten ermittelt. Strom aus stromerzeugenden Technologien wird sofern dieser nicht innerhalb des Techniksystems für die Wärme- und Kälteerzeugung verwendet wird, als Einnahmen durch Bewertung mit der Einspeisevergütung oder vermiedener Strombezugs verbucht. Der für die Kapitalwertberechnung und die Abzinsung der Energie- und Kostensteigerung verwendete kalkulatorische Zinssatz berücksichtigt in der einzelwirtschaftlichen Perspektive Risiko- und Gewinnmargen aus Sicht des Investors.

Als **Nutzen steht in der einzelwirtschaftlichen Perspektive** insbesondere die Bereitstellung von Wärme, Kälte und Strom. Des Weiteren können lokale Umwelt- und Gesundheitsaspekte berücksichtigt werden, die sich durch eine Verringerung von Luftschadstoffen oder Lärmimmissionen ergeben.

Die Berechnung der **gesamtwirtschaftlichen Kosten** erfolgt methodisch wie bei der einzelwirtschaftlichen Perspektive mittels der Kapitalwert- bzw. Annuitätenmethoden. Bei der Berechnung fließen die ökonomischen Eingangsdaten jedoch abzüglich finanzieller Förderungen sowie Umsatz- und Energiesteuern ein. Außerdem wird die Höhe der kalkulatorische Zinssatz mit einer *Social Discount Rate* angesetzt.

Eine der **wichtigsten Nutzenwirkung** des Einsatzes effizienter und erneuerbarer Wärme- und Kälteversorgungen stellen vermiedene Umweltschäden dar. Der Anteil der Umweltschäden, die von Akteuren nicht in der ökonomischen Kalkulation von Akteuren einbezogen werden, wird als externe Umweltschäden oder externe Kosten bezeichnet. Die externen Kosten beinhalten somit nur negative externe Effekte, die nicht durch den Markt internalisiert sind. Im Anhang VIII der EED werden die externen Kosten sowohl auf der Kosten- als auch auf der Nutzenseite als vermiedene externe Kosten aufgeführt.

Die Wirkung auf die **Arbeitsplätze** wird anhand der ermittelten Investitionen und der vermiedenen oder zusätzlichen Energiekosten in Grund- und in den Alternativszenarien abgeschätzt. Die Wirkung der Alternativszenarien auf die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes und die Arbeitsplätze ergibt sich aus der Veränderung der Nachfrageseite sowie durch Substitutionseffekte zwischen verschiedenen Produkten. Auf der Angebotsseite wirken die Veränderungen der Investitionen auf die Gesamt-Faktorproduktivität und Kapitalstock. Eine eigene Modellierung dieser Zusammenhänge mit einem makroökonomischen Modell findet im Rahmen dieses Vorhabens nicht statt. Stattdessen wird auf vorhandene Untersuchungen der Arbeitsplatzeffekte in Abhängigkeit der Investitionen und der Arbeitsplatzeffekte im Wärme- und Kältebereich, die unter Beteiligung der Forschungsnehmer ermittelt wurden, zurückgegriffen. Eine quantitative Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte kann damit aus der Differenz von Grundlagenszenario zu alternativen Szenarien erfolgen. Dazu finden spezifische Arbeitsplatzeffekte mit Bezug auf zusätzliche Investitionen in die Techniksysteme Anwendung sowie durch zusätzlichen Konsum durch vermiedene Energiekosten. Da hier keine vollständige makroökonomische Modellierung erfolgt, sind die Ergebnisse als Indikator zu verstehen. Dazu werden die Mehr- und Minderinvestitionen zunächst den Branchen zugeordnet. Für die Aufteilung der Investitionen der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien auf die Sektoren entsprechend der Wertschöpfung wird ein Transfermodul verwendet, welches in vorhergehenden Untersuchungen angewendet wurde. Die spezifischen Arbeitsplatzeffekte durch Mehr- und Minderinvestitionen nach Branchen werden ebenfalls aus den vorhandenen Studien abgeleitet.

Als Indikator für die **Energiesicherheit** werden die vermiedenen oder zusätzlichen Energieimporte herangezogen. Dazu werden die verwendeten Energieträger in den Szenarien mit ihrem Importanteil nach Deutschland bzw. Europa bewertet.

Inwieweit die **Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen** in den Alternativszenarien mit einer stärkeren Diffusion innovativer Wärme- und Kälteversorgungstechnologien erhöht werden kann, kann im Rahmen der Studie nur qualitativ bewertet werden. Als Indikatoren für die Wettbewerbsfähigkeit werden in der Literatur die Senkung der spezifischen Wärmegestehungskosten sowie die Bewertung der Marktstruktur über den *Herfindahl-Hirschmann-Index* als Marktkonzentrationsindex bewertet. Die potenzielle Senkung der durchschnittlichen Wärmegestehungskosten einzelner Technologien erfolgt insbesondere

aufgrund von technischem Fortschritt und noch zu hebenden Skaleneffekten durch Marktwachstum. Die in den Alternativszenarien relevanten Technologiesysteme werden in der Kosten-Nutzen-Analyse qualitativ hinsichtlich ihres Innovationsgrades und der potenziellen Skaleneffekte diskutiert. Eine Bewertung hinsichtlich der möglichen Marktkonzentration von Unternehmen ist in einer ex-post Bewertung auf Basis der beobachteten Marktstruktur möglich. Für die Bewertung der Grundlagen- und Alternativszenarien kann dieser Indikator jedoch nur allgemein diskutiert werden.

2.4.1 Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung

Die ökonomischen Rahmendaten werden soweit möglich aus dem Rahmendatenpapier des Impact Assessment übernommen. Die darin definierten Rahmendaten sind von zuständigen Ressorts des BMWi und BMU abgestimmt worden und bilden die Grundlage für die Szenarienanalysen im Rahmen des NECP und der Politikszenarien IX bzw. des Projektionsberichts der Bundesregierung. Die abgestimmten Rahmendaten sind in einem Arbeitspapier dokumentiert (Öko-Institut et al., 2018) bzw. in einer Aktualisierung der Preisbasis im Rahmen des Projektionsbericht 2019 (Repenning et al., 2018).

Da im Rahmen dieses Projektes keine eigene vollständige Szenarienmodellierung durchgeführt wird, werden die makroökonomischen und demografischen Rahmendaten des NECP als gegeben angenommen. Im Folgenden werden daher nur die für eine Bewertung der Alternativszenarien bzw. Techniksysteme relevanten Rahmendaten und Sensitivitätsparameter dargestellt. Dabei ist insbesondere zwischen der einzelwirtschaftlichen Perspektive unterschiedlicher Investoren (Haushalte, Energieversorger, Industrie) und der volkswirtschaftlichen Perspektive zu unterscheiden. Die ökonomischen und energiewirtschaftlichen Rahmendaten umfassen:

- Entwicklung der Primärenergiepreise
- Entwicklung der Preise für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen (EUA) im EU-ETS
- Entwicklung der CO_2-Preise des nationalen Emissionshandelssystems ab dem Jahr 2026
- Entwicklung der Endverbraucherpreise
- Kalkulatorische Zinssätze aus volks- und einzelwirtschaftlicher Perspektive

Die techno-ökonomischen Eigenschaften der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien in den Techniksystemen werden separat in einer Excel Datei in Form von Technologiesteckbriefen dargestellt. Die relevanten Parameter umfassen hierbei:

- Kurzbeschreibung der Technologie
- Energieträger
- Spezifische Investitionen in Abhängigkeit der installierten Leistung
- Thermischer Leistungsbereich
- Durchschnittliche Jahresnutzungsgrade
- Technologische Lernraten

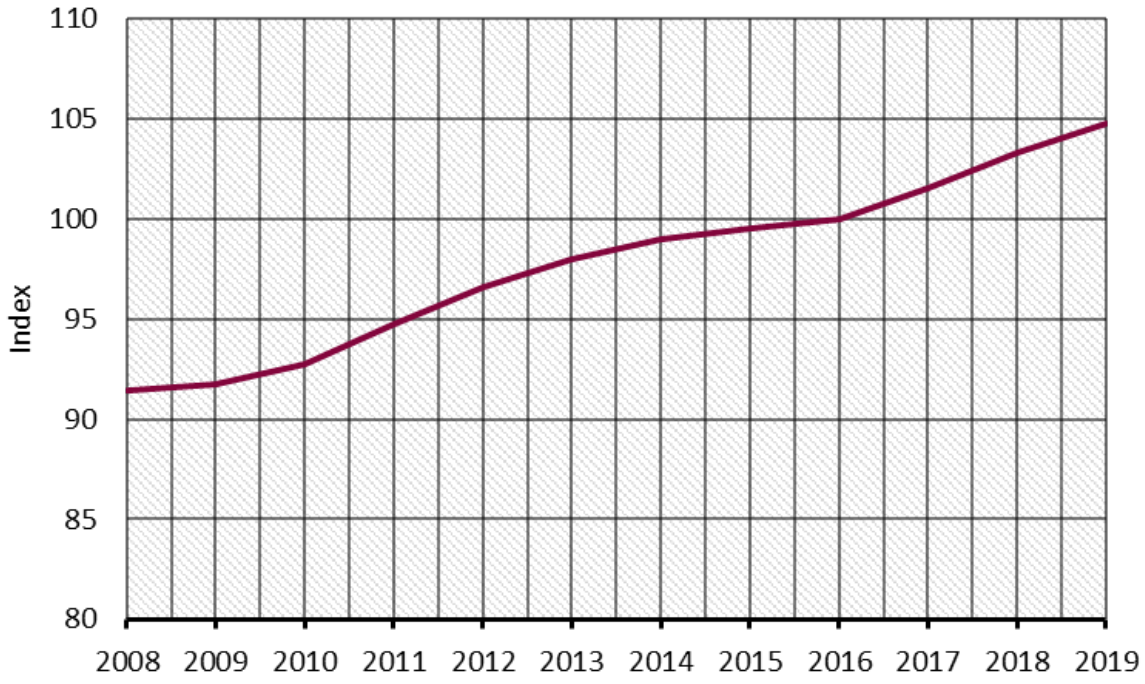
2.4.1.1 Entwicklung der Energiepreise

Basisjahr und Preisbasis

Als Basisjahr für das Comprehensive Assessment wurde im Rahmen des parallellaufenden Projektes im Auftrag der BfEE das Jahr 2018 festgelegt. Das Jahr 2018 stellt mit Bezug auf die Energiestatistik bzw. die Anwendungsbilanzen die neusten zur Verfügung stehenden Daten dar, was insbesondere für die Berichtsteile in Teil I relevant ist.

Als Preisbasis für die ökonomischen Daten wird das Jahr 2016 vorgeschlagen, da dies auch den Berechnungen des NECP-Szenarios zugrunde liegt. Für die Umrechnung der nominalen Preise auf reale Preisbasis wird der Preisindex „Lebenshaltung“ verwendet (BMWi, 2019).

Abbildung 9: Preisindex Lebenshaltung für die Umrechnung auf die reale Preisbasis



Quelle: BMWi Energiedaten

Projektion der Primärenergie- und CO_2-Preise

Entwicklung der Primärenergiepreise

Tabelle 13 zeigt die Entwicklung der fossilen Primärenergiepreise als Grenzübergangspreis entsprechend der abgestimmten Rahmendaten des Impact Assessments. Auf Basis dieser Entwicklung wird die Steigerung der Endverbraucherpreise ermittelt[15].

[15] Die aktuellen Entwicklungen um Corona können langfristige Auswirkungen auf die Energiepreisentwicklung haben. Da sich unsere Berechnungen auf den NECP beziehen, werden für die Kosten-Nutzen-Analyse auch die Energiepreise des NECPs verwendet. Des Weiteren sind auch noch keine robusten Prognosen bezüglich der Auswirkungen vorhanden. Im Laufe der Bewertungen kann diskutiert werden, ob im Rahmen der Sensitivitätsanalysen entsprechende Variationen durchgeführt werden sollen.

Tabelle 13: Entwicklung der fossilen Primärenergiepreise

EUR(2016)/GJ	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas	7,7	8,4	9,1	9,7	10,0	10,3	10,5
Rohöl Brent	13,2	15	16,5	17,2	17,8	18,5	19,1

Quelle: Repenning et al., 2018

Preisentwicklungen für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen

Tabelle 14 zeigt die Entwicklung der Zertifikatspreise für European Union Allowances (EUA) aus den abgestimmten Rahmendaten. Diese beruhen auf den Empfehlungen der EU-Kommission zur Erstellung der Projektionen unter der Monitoring Mechanism Regulation (Repenning et al. 2018). Die Preise der EU-Empfehlung 2018 haben sich seit der letzten Empfehlung der Kommission im Jahr 2016 nicht verändert und bilden damit die tatsächliche Entwicklung wesentlicher Rahmenbedingungen nicht mehr vollumfänglich ab. In Folge der jüngsten Reform des EU-ETS erreichten die Preise für EUA in 2019 bereits ein durchschnittliches Niveau von 24,7 Euro und überstiegen damit bereits die Preisannahmen der Empfehlung für 2025. Damit wurde die kurzfristige Preiswirkung der Reform deutlich unterschätzt. In Folge der Auswirkungen der Covid-19-Pandemie gingen die Preise bis Mai 2020 zunächst wieder auf rund 20 Euro zurück. Die weitere Preisentwicklung ist mit Unsicherheiten behaftet. Ein wesentlicher Treiber ist insbesondere die Ausgestaltung der Maßnahmen mit Bezug zum EU ETS im Rahmen des European Green Deal (EGD). Um diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, werden Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in denen die resultierenden Energiepreise in Bandbreiten geändert werden, um den Effekt einer höheren oder niedrigeren Preisentwicklung auf die Ergebnisse zu sehen.

Tabelle 14: Entwicklung der Preise für EUA

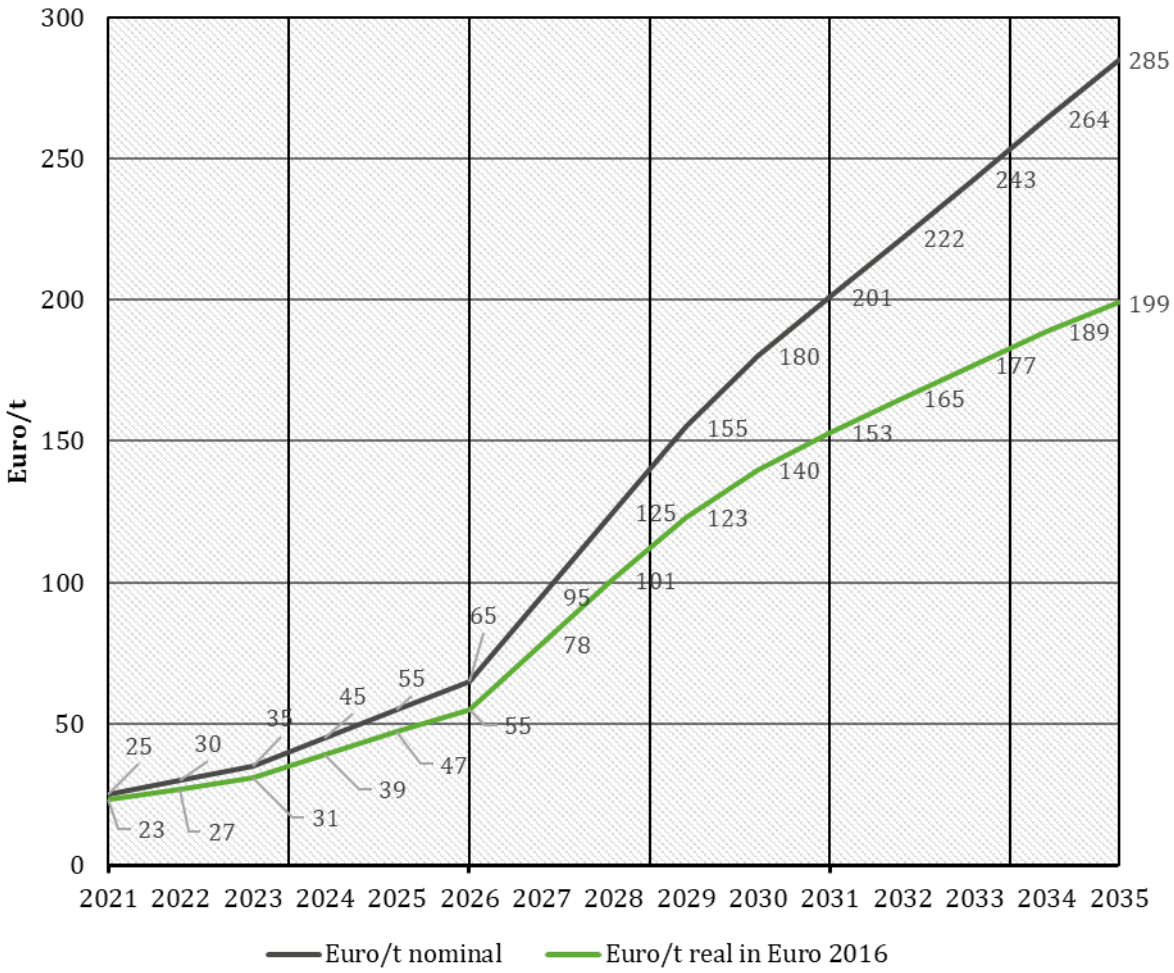
EUR(2016)/EUA	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ET-Zertifikatspreise	15,65	23,47	34,94	43,81	52,16	73,02	93,88

Quelle : Repenning et al. (2018), Kemmmler et al. (2020)

Preisentwicklung für die CO_2-Bepreisung im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS)

Mit der Verabschiedung des Klimaschutzprogramms 2030 hat die Bundesregierung eine CO_2-Bepreisung für die Sektoren Gebäude und Verkehr beschlossen (Bundesministerium fuer Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2019). Dabei werden Zertifikate an die Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen verkauft, was zu einem Anstieg der fossilen Brennstoffpreise führt. Ein Teil der Einnahmen wird verwendet, um gleichzeitig eine Entlastung der Strompreise durch Absenkung der EEG-Umlage zu erreichen. Das nationale Emissionshandelssystem startet 2021 mit einem Festpreissystem, welches von 25 Euro/Tonne schrittweise auf 55 Euro/Tonne im Jahr 2025 angehoben wird. Für das Jahr 2026 ist ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro/Tonne vorgesehen. Für die Entwicklung ab dem Jahr 2026 werden die Annahmen der NECP Szenarien verwendet, die in Abbildung 10 dargestellt sind.

Abbildung 10: Angenommene Entwicklung der CO_2-Bepreisung im nationalen Emissionshandelssystem



Quelle: PROGNOS Inputdatensatz zu Kemmler et al. (2020)

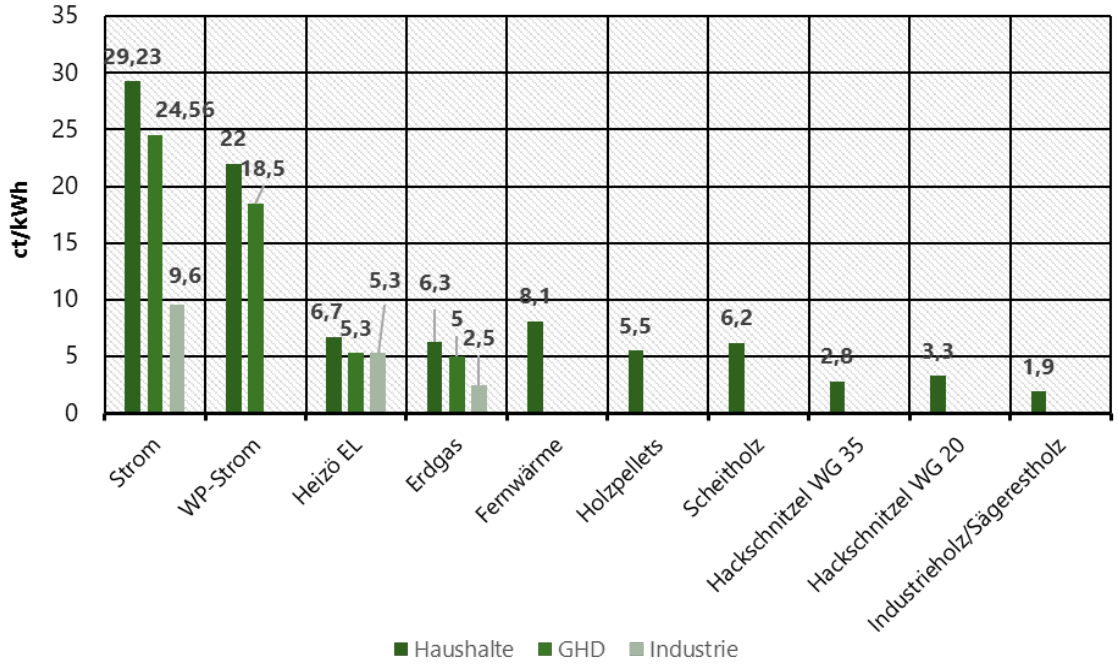
Projektionen der Endverbraucherpreise

Für die Energiepreise auf Endverbraucherebene werden die aktuellen Marktpreise für das Jahr 2018 als Grundlage verwendet. Für die Entwicklung bis zum Jahr 2050 werden die Preissteigerungen aus den dargestellten Entwicklungen der Primärenergiepreise abgeleitet unter Berücksichtigung der zusätzlichen Belastungen oder Entlastungen durch geänderte politische Preiskomponenten (CO_2-Bepreisung).

Energiepreise für das Basisjahr

Abbildung 11 zeigt die Energiepreise für das Basisjahr 2018. In der einzelwirtschaftlichen Perspektive werden die Preise unter Berücksichtigung der entsprechenden Energiepreissteigerungen bei der Bewertung der einzelnen Techniksysteme für die jeweiligen Investoren angesetzt.

Abbildung 11: Energiepreise Haushalte im Jahr 2018 mit realer Preisbasis 2016



Quelle: BMWi, 2019; C.A.R.M.E.N., 2015; C.A.R.M.E.N., 2020; TFZ, 2020, eigene Berechnung im Rahmen des Projektionsberichts

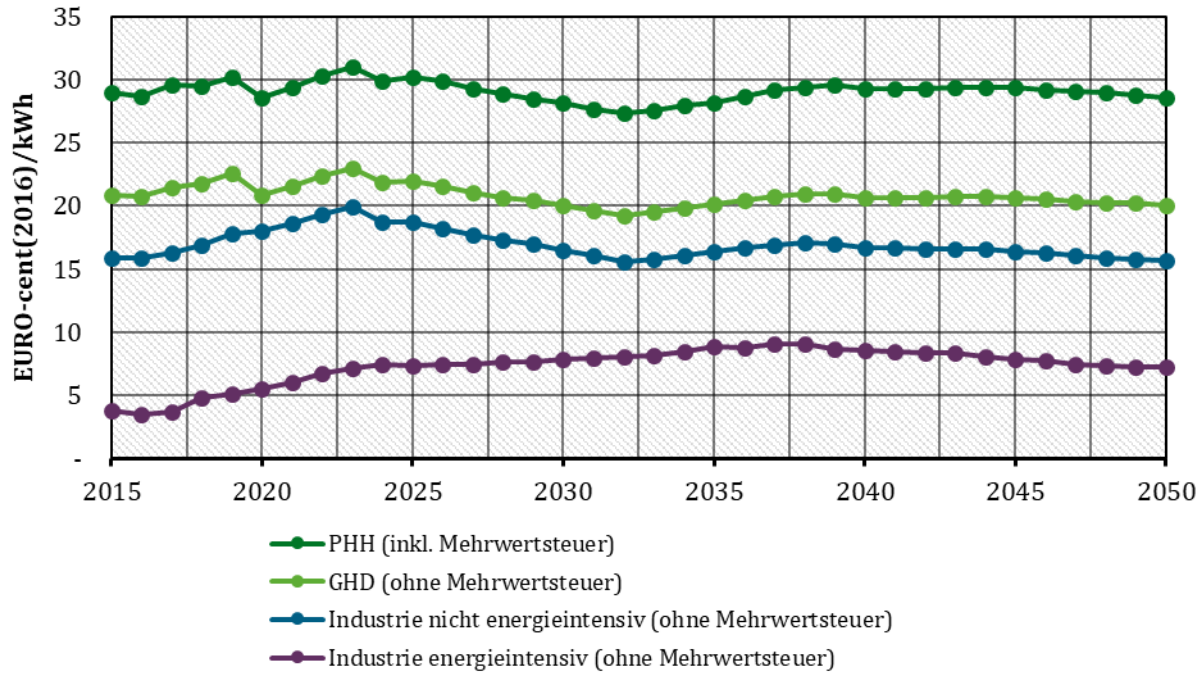
*Wärmepumpentarif entspricht regulärem Stromtarif abzüglich Netzentgelte

Aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive werden die Preise ohne Steuern und Abgaben gerechnet. Dazu werden Energie- und Stromsteuer herausgerechnet. Bei den Haushalten ist zusätzlich die Mehrwertsteuer abzuziehen.

Entwicklung der Endverbraucherpreise

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Strompreise auf Endverbraucherpreisebenen, wie sie auf Basis der abgestimmten Rahmendaten in die Modellierung der NECP Szenarien eingehen.

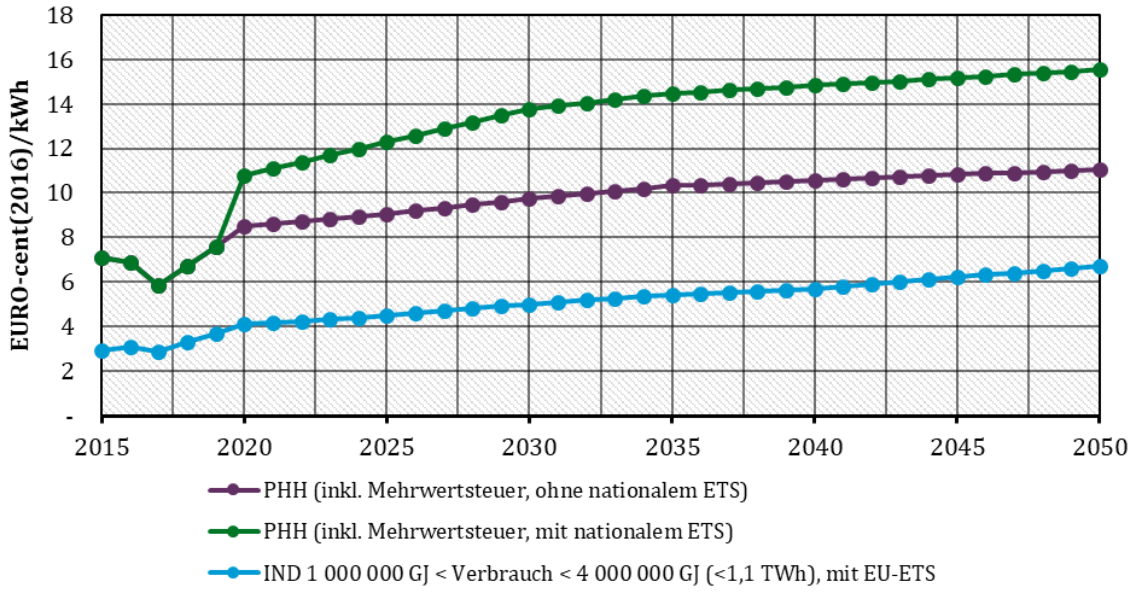
Abbildung 12: Entwicklung Endverbraucherstrompreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm



Quelle: PROGNOS Inputdatensatz zu (Kemmler et al., 2020)

Abbildung 13 zeigt die unterstellte Entwicklung der Endverbraucherpreise für Gas. Für die Haushaltskunden wird die Entwicklung auch ohne die CO_2-Bepreisung aus dem nationalen ETS dargestellt. In den Preisen ist der Kohleausstieg gemäß Kohleausstiegsgesetz sowie das Abschmelzen der EEG-Umlage berücksichtigt[16].

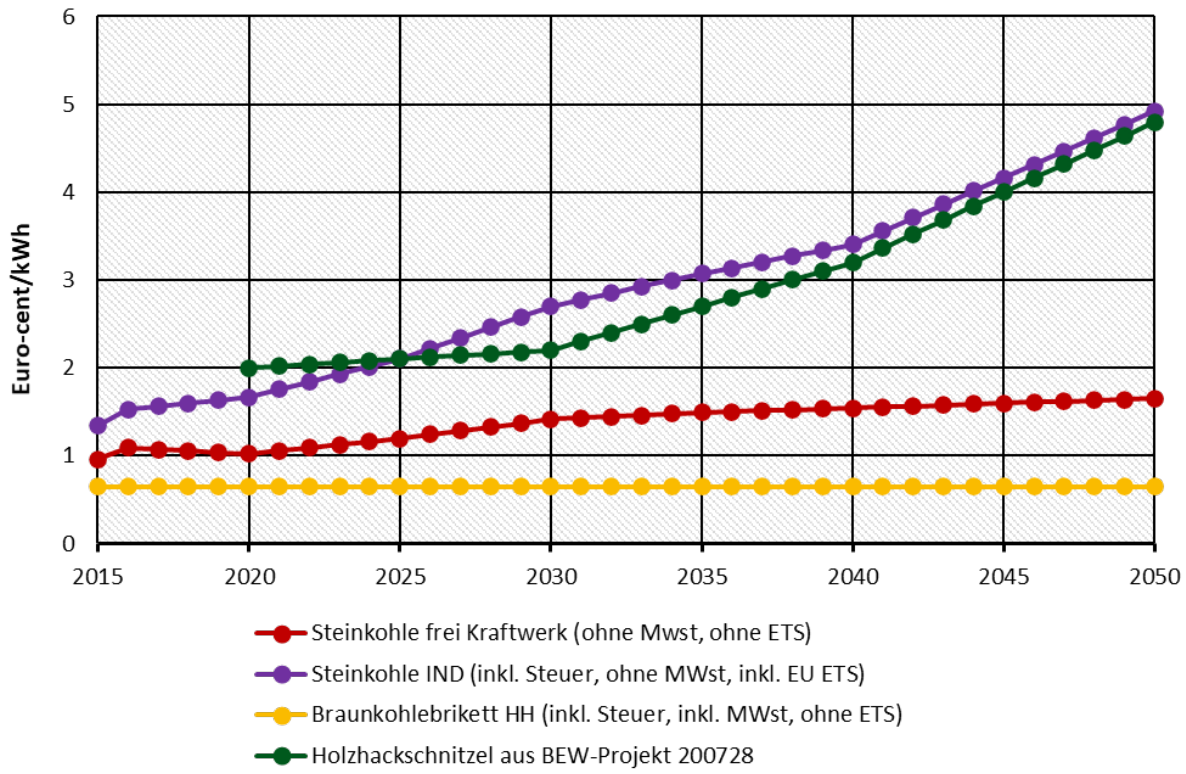
Abbildung 13: Entwicklung der Gasendverbraucherpreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm



[16] Das Corona-Konjunkturprogramm ist dabei aufgrund des Zeitpunkts der Analysen nicht berücksichtigt.

Quelle: PROGNOS Inputdatensatz zu Kemmler et al. (2020)

Abbildung 14: Entwicklung der Preise für feste Brennstoffe (Kohle und Holzhackschnitzel)



Quelle: PROGNOS Inputdatensatz zu Kemmler et al., (2020); Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (noch nicht veröffentlicht)

2.4.1.2 Volkswirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Diskontrate

Volkswirtschaftliche Perspektive

Für die gesamtwirtschaftliche Perspektive wird eine reale Diskontrate von 2 % vorgeschlagen, die auch im abgestimmten Rahmendatenpapier für das Impact Assessment als Zinssatz für die gesellschaftliche Perspektive definiert wird.

Diese basiert auf der „Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“ des UBA (UBA (Hrsg.), 2013). Dabei wird zwischen kurzfristigen Zeiträumen bis 20 Jahren und generationsübergreifenden Zeiträumen unterschieden. Kurzfristige Zeiträume werden mit 3 % bewertet, während die langfristigen Zeiträume mit 1,5 % bewertet werden. Die festgelegte soziale Diskontrate dient als Mittel aus den Zeiträumen mit einem höheren Fokus auf der langfristigen Perspektive, die damit der Zeitpräferenz einer gesamtwirtschaftlicher bzw. gesellschaftlicher Bewertung gerecht wird.

Einzelwirtschaftliche Perspektive

Für die einzelwirtschaftliche Perspektive wird die Unterscheidung entsprechend der Richtliniendefinition nach der Investition *in Erzeugungstechnologien am Standort* im Bereich der Wohngebäude (Haushalte), Dienstleistungen und der Industrie sowie der *Erzeugung außerhalb des Standortes* (Energiewirtschaft) unterschieden. Im Gegensatz zu einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung kann die einzelwirtschaftliche Diskontrate folgende Aspekte enthalten (Steinbach & Staniaszek, 2015):

Individuelle Zeitpräferenz des Investors

- Opportunitätskosten
- Marktpreis für Kapital (Kapitalkosten)
- Risikobewertung der Investition

Im Comprehensive Assessment Heating and Cooling aus dem Jahr 2014 sind folgende Diskontraten in der Kosten-Nutzen-Analyse verwendet worden s:

- Haushalte: 6 %
- GHD: 8 %
- Industrie: 12 %

Vor dem Hintergrund der niedrigen Kapitalbeschaffungskosten und der niedrigen Zinssätze für alternative Anlagenoptionen erscheinen diese Zinssätze aus heutiger Perspektive sehr hoch. Daher stellen auch derzeit Opportunitätskosten oder der Marktpreis für Kapitalbeschaffung nicht die zentralen Faktoren für die Höhe der Diskontraten dar. Zudem stellt die Investition in Wärme- und Kälteversorgungsanlagen in der Regel eine Ersatzinvestition dar, die aufgrund eines Ausfalls oder dem Ende der Lebensdauer der vorhandenen Versorgung getätigt wird. Die Alternative nicht zu investieren besteht normalerweise nicht, da die Wärme- oder Kälteversorgung einen Bedarf darstellt. Insofern ist auch ein pauschaler Risikoaufschlag für diese Art der Investition ebenfalls nicht relevant, da die Nachfrage nach Wärme oder Kälte bereits existiert und auch in Zukunft existieren wird. Insofern ist insbesondere die individuelle Zeitpräferenz des Investors der entscheidende Aspekt für die Differenzierung der einzelwirtschaftlichen Diskontrate. Die Zeitpräferenzrate gibt an, inwieweit heutiger Konsum gegenüber zukünftigem Konsum bewertet wird. Diese ist damit ein Maß für die Grenzrenditeerwartungen einer Investition, da heutiger Konsumverzicht aufgrund einer Investition mit zukünftigen Rückflüssen einhergeht. Ist die Kapitalertragsrate einer Investition höher als die individuelle Zeitpräferenzrate, ist die Investition aus Sicht des Investors lohnend.

Für die Herleitung der Diskontrate für dezentrale Erzeugungsanlagen in Wohngebäuden (Haushalte) wird ein Zeitraum von 20 Jahren zugrunde gelegt, die der typischen Nutzungsdauer technischer Gebäudeausrüstung entspricht. In Anlehnung an die UBA Methodenkonvention kann hierfür eine Diskontrate 3 % angesetzt werden (UBA 2012). In Anbetracht des niedrigen Zinsniveaus kann jedoch auch eine niedrigere Diskontrate begründet werden. So beträgt der den Zehnjahresdurschnitt aus der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere rund 1,5 % (Deutsche Bundesbank, 2020).

Im gewerblichen und industriellen Bereich sind hingegen höhere Zinssätze zu erwarten, da insbesondere in der Industrie die individuelle Zeitpräferenz durch kürzere Amortisationszeiten bei der Bewertung von Investitionen geprägt ist. Für die Industrie wird daher ein Zinssatz von 8 % vorgeschlagen. Im GHD-Sektor ist mit Bezug auf die individuelle Zeitpräferenz in der Realität eine große Bandbreite zu erwarten, die sich nach Unternehmensgröße, Branche und Eigentümerstruktur unterscheidet. Für die Kosten-Nutzen-Analyse wird eine Diskontrate von 4,5 % vorgeschlagen.

Im Bereich der Energiewirtschaft und insbesondere der Infrastrukturinvestitionen in Wärmenetze und entsprechende Erzeugungsanlagen sind langfristige Zeithorizonte für Investitionen zu erwarten. Bei der Bewertung von Erzeugungsanlagen in Wärmenetzen werden in der Literatur reale kalkulatorische Zinssätze von 4 % angesetzt (ASUE, 2018; Infrastruktur &

Umwelt, 2015; Pehnt et al., 2017). Ein weiterer Ansatz bietet die durch die Bundesnetzagentur ermittelte zulässige Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetzbetreiber entsprechend der StromNEV und GasNEV. Grundlage hierfür ist ein risikoloser Basiszins aus den Zehnjahresdurchschnitt der Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere, ein Wagniszuschlag (3,15 %) und ein Faktor für die Körperschaftssteuer (BNetzA, 2017). In der dritten Regulierungsperiode (2018 bis 2022) beträgt der regulierte Eigenkapitalzins vor Steuern für Neuanlagen damit 6,91 %. Unter Berücksichtigung der Inflation wird auf dieser Basis eine reale Diskontrate von 5,5 % für die Investitionen im Bereich der energiewirtschaftlichen Akteure vorgeschlagen.

Tabelle 15: Diskontraten für die einzelwirtschaftliche Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse

Sektor	Diskontrate
Dezentrale Erzeugung am Standort	
Wohngebäude (Haushalte)	3 %
Dienstleistungen (GHD)	4,5 %
Industrie	8 %
Erzeugung außerhalb des Standortes	
Wärme-/Kältenetze und Erzeugungsanlagen (Energiewirtschaft)	5,5 %

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

2.4.1.3 Bewertung von Umweltschäden

Die Bewertung der Klimaschäden erfolgt mit den Kostensätzen, die in der UBA „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltschäden“ definiert sind (Matthey & Bünger, 2019). Für die Bewertung der Klimaschäden wird nach der Zeitpräferenzrate unterschieden, die zu unterschiedlichen Kostensätze führt. Entsprechend der UBA-Empfehlung wird die Zeitpräferenzrate von 1 % unterstellt, mit der die Klimakosten für das Jahr 2016 mit 180 Euro/Tonne CO_2äq.[17] bewertet sind. Diese steigen bis zum Jahr 2050 auf 240 Euro/Tonne CO_2äq.

Im Rahmen dieses Vorhabens werden alternative Szenarien in Gemeinden gegenüber mit einer Referenzentwicklung im Zielzustand 2030 und Ausblick auf 2050 verglichen. Für die Bewertung der Klimaschäden werden die kumulierten THG-Einsparungen über die Lebensdauer der alternativen Versorgungssysteme gegenüber der Referenz quantifiziert. Da eine Ausbaumodellierung über Transformationspfade nicht stattfindet, ist eine jahresscharfe Zuordnung der vermiedenen THG-Emissionen auch nicht möglich. Die untersuchten alternativen Szenarien im Zielzustand 2030 werden zwischen den Jahren 2020 und 2030 installiert. Über die Lebensdauer der Anlagen werden jedoch auch THG-Einsparungen bis 2050 und darüber hinaus realisiert. Für den anzusetzenden Kostensatz wird daher ein Mittelwert zwischen den in (Matthey & Bünger, 2019) vorgeschlagenen Werten für 2030 und 2050 angesetzt, der 222,5 Euro/Tonne CO_2äq. beträgt.

[17] Realer Preis mit Preisbasis 2016.

3 Wärme und Kälteversorgung in Deutschland sowie Potenziale

In den folgenden Abschnitten werden die Daten für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials zur Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland näher beschrieben und dargestellt.

3.1 Grundlagenszenario

3.1.1 Nutz- und Endenergiebedarf nach Sektoren

Für die nachfolgenden Analysen der wirtschaftlichen Potenziale verschiedener Wärme- und Kälteversorgungsoptionen ist die Information zu Wärme- und Kältebedarf auf die ermittelte Nutzenergie und den quantifizierten Endenergieverbrauch ebenso erforderlich wie für die Erstellung der Landkarten, mittels derer die Wärme- und Kältebedarfsgebiete visualisiert werden sollen. Für die entsprechende Aufbereitung und Auswertung konnten von Prognos die Daten des Grundlagenszenarios, welches im Rahmen der Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellt wurden, zur Verfügung gestellt werden (Kemmler et al., 2020).

Neben einer sektoralen Aufgliederung (Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie) liegen die Daten auch differenziert für die verschiedenen Anwendungen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte) vor. Die vorliegenden Daten für das Grundlagenszenario im Jahr 2018 sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Übersicht der verfügbaren Information von Prognos für das Grundlagenszenario im Jahr 2018[18]

Sektor	Anwendung	Nutzenergie [TWh]	Endenergie [TWh]
Industrie	Raumwärme und Warmwasser		59
	Prozesswärme		455
	Prozesskälte		4,5
	Klimakälte		4,2
Dienstleistungen	Raumwärme und Warmwasser		203
	Prozesswärme		26
	Prozesskälte		13
	Klimakälte		4,3
Wohngebäude	Raumwärme und Warmwasser	456	505
	Kühlung		0,5

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) nach Kemmler et al. (2020)

Datenlücken mit Blick auf die Anforderungen zur Erfüllung der Berichtspflicht sind bezüglich des Nutzenergiebedarfs in den Sektoren Industrie und Dienstleistung sowie hinsichtlich des Nutzenergieverbrauchs für Kühlung in Wohngebäuden ersichtlich. Um diese Datenlücken zu

[18] Die Darstellung des Nutzenergieverbrauchs erfolgt ohne den Kaminholzeinsatz von kleinen, mobilen Stromheizungen. Der Verbrauch liegt bei knapp 150 PJ und geringe Wirkungsgrade werden unterstellt.

schließen, wird auf die Ergebnisse aus dem Parallelvorhaben zum Comprehensive Assessment (Steinbach et al., 2020), auf Daten des *Open source mapping and planning tool for heating and cooling* Hotmaps und auf eigene Berechnung zurückgegriffen, die im Folgenden angeführt werden:

- Nutzenergiebedarf in der Industrie auf Basis des Endenergieverbrauchs: Für das gesamte Comprehensive Assessment Heating and Cooling entsprechend Anhang VIII der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 ist in Teil I 1 die Ermittlung des Wärme- und Kältebedarfs in Bezug auf die ermittelte Nutzenergie und quantifizierter Endenergieverbrauch in GWh pro Jahr für die Sektoren Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie erforderlich. Im Industriemodell Forecast sind dafür für die Wirtschaftszweige entsprechende Wirkungsgrade für die Prozesswärme hinterlegt. Für Raumkühlung wird allgemein ein Wirkungsgrad von 2,5 hinterlegt, für Prozesskälte 3,48 (für Anwendungen von 0–15 °C und 1,68 für Anwendungen von –30 bis 0 °C). Für Details siehe Steinbach et al. (2020).
- Nutzenergiebedarf im Sektor Dienstleistungen: Um den Nutzenergiebedarf im Sektor Dienstleistungen für Raumwärme und Warmwasser zu ermitteln, werden die durchschnittlichen Nutzungsgrade für Wohngebäude, die aufgeschlüsselt nach den einzelnen Technologien vorliegen, auf den Energieträgermix des Sektors Dienstleistungen angewandt. Somit wird der Nutzenergiebedarf abgeleitet. Für Prozesskälte wird ebenso analog zur Industrie verfahren. Der durchschnittliche Wirkungsgrad über alle Wirtschaftszweige in der Industrie wird als Wirkungsgrad für die Prozesswärme angesetzt.
- Für den Nutzenergiebedarf im Bereich Wohngebäude für Kühlung bzw. Klimakälte wird auf die Daten von Hotmaps zurückgegriffen (Pezzutto et al., 2019). Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Abschnitt 3.2.3.

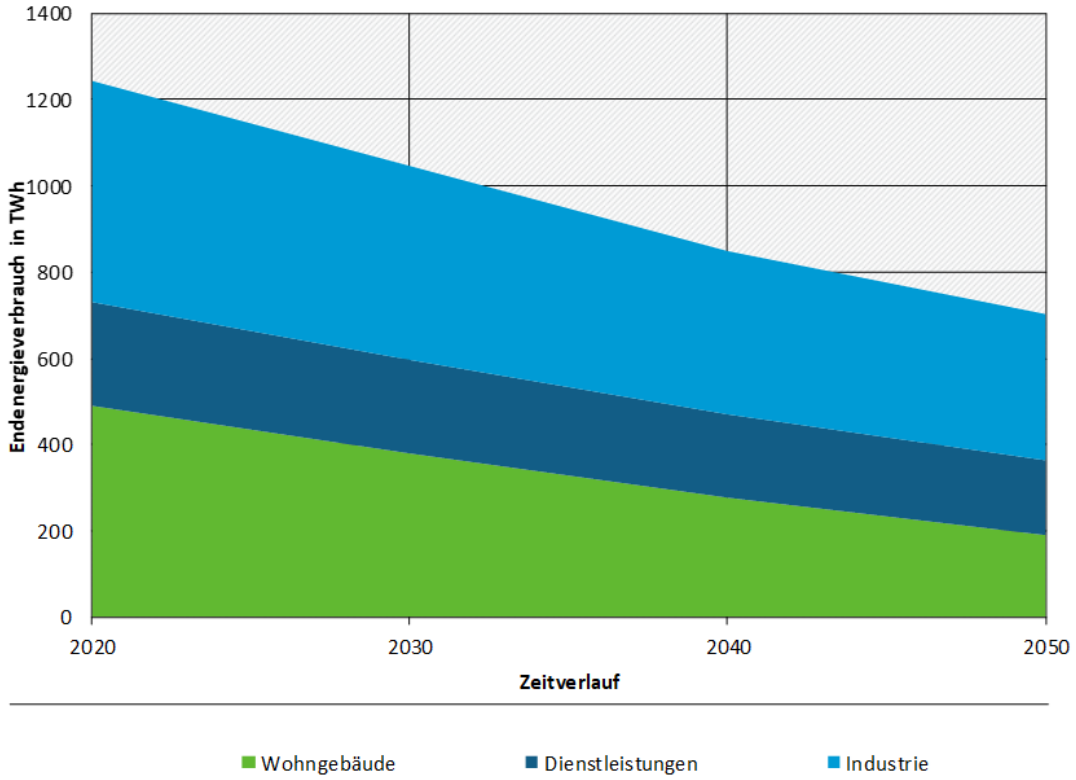
Die ganzheitliche Darstellung des Nutzenergiebedarfs und Endenergieverbrauch für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios und ergänzender Annahmen ist in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Übersicht der verfügbaren Information von Prognos und ergänzende Information auf Basis des Parallelvorhabens und Hotmaps für das Grundlagenszenario im Jahr 2018. Ergänzungen auf Basis eigener Berechnungen sind in Grün angeführt

Sektor	Anwendung	Nutzenergie [TWh]	Endenergie [TWh]
Industrie	Raumwärme und Warmwasser	46	59
	Prozesswärme	308	455
	Prozesskälte	11,9	4,5
	Klimakälte	10,4	4,2
Dienstleistungen	Raumwärme und Warmwasser	173	203
	Prozesswärme	22,6	26
	Prozesskälte	33,59	13
	Klimakälte	15,6	4,3
Wohngebäude	Raumwärme und Warmwasser	456	472
	Kühlung	2,5	0,5

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Zeitverlauf für die verschiedenen Sektoren im Grundlagenszenario ist in Abbildung 15 dargestellt.

Abbildung 15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte im Grundlagenszenario auf Basis des Grundlagenszenarios



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) basierend auf Grundlagenszenario aus Kemmler et al. (2020)

Eine interaktive Darstellung der Nutz- und Endenergie für die Wärme- und Kälteversorgung in Deutschland und dessen Entwicklung bis 2050 ist unter folgendem Link verfügbar:

https://ubagdi.maps.arcgis.com/apps/opsdashboard/index.html#/52d1b140fd38412ca3c854952f5ed8e5

3.2 Räumliche Verteilung des Wärme- und Kältebedarfs

Die räumliche Analyse des wirtschaftlichen Potenzials einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung auf Ebene der einzelnen Verbandsgemeinden in Deutschland erfordert die räumliche Disaggregation des Grundlagenszenarios, das für das gesamte Bundesgebiet entwickelt wird. Aufgrund der verschiedenen Datenquellen muss dazu eine Differenzierung bei der Darstellung der Wärmebedarfe in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen sowie der Wärme- und Kältebedarfe in der Industrie erfolgen Des Weiteren ist aufgrund von Datenlücken ein gesondertes Vorgehen der Klassifizierung von Klimakälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen erforderlich.

Die zugrundeliegenden Datenquellen und die entsprechenden kleinräumigen Ergebnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben und dargestellt. Die im Rahmen der räumlichen Disaggregation erhaltenen Kartendarstellungen erfüllen des Weiteren die Anforderungen von Anhang VIII, Teil 1, 3a zur Kartierung von Wärme- und Kältebedarfsgebieten bezogen auf die ermittelte Nutzenergie und den quantifizierten Endenergieverbrauch.

3.2.1 Wohngebäude und im Sektor Dienstleistungen

Bei der räumlichen Differenzierung des Wärmebedarfs in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen kann auf den am ifeu in Zusammenarbeit mit der Geomer GmbH und der GEF Ingenieur AG entwickelten Wärmeatlas zurückgegriffen werden (ifeu, GEF, & geomer, n.d.). Das Modell basiert auf rund 50 Mio. 3D-Gebäudegeometrien im *Level of Detail 1* (LoD1) der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen (AdV), die zur räumlichen Abbildung energetischer Sanierungsszenarien in einer GIS-Umgebung dienen. Dazu wurden die Daten aufbereitet und durch räumliche Daten zu Baualtersklassen aus der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 und Sekundärdatensätzen zur Gebäudenutzung angereichert. Die räumliche Wärmebedarfsmodellierung basiert auf einer Klassifizierung der einzelnen Gebäudegeometrien in vier energetische Wohngebäudetypen (19,4 Mio. Gebäude) und weitere zehn energetische Nichtwohngebäudetypen (3,2 Mio. Gebäude). Zusätzlich sind für jedes Gebäude Daten zur Energiebezugsfläche, zur Fläche einzelner Bauteile, zum Baualter und die räumliche Lage in Klimazonen nach DIN 18599 hinterlegt.[19]

In vorausgegangenen Projekten erfolgte bereits die räumliche Abbildung verschiedener Szenarien der energetischen Modernisierung des Gebäudebestands auf Basis des Wärmeatlas, u.a. aus Simulationen mit dem ifeu-Gebäudemodell GEMOD[20] oder dem TU-Wien Gebäudemodell Invert/EE-Lab[21].

In Blömer et al. (2019) wurden spezifische Energiekennzahlen des Nutzwärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser aus den Ergebnissen des Gebäudemodells GEMOD für verschiedene energetische Gebäudetypen, Baualtersklassen und die Klimazonen in Deutschland gemäß der DIN 18599-10 entwickelt (Top-Down Kalibrierung). Diese Energiekennzahlen wurden den einzelnen 3D-Gebäudegeometrien entsprechend deren Eigenschaften als zusätzliche Attribute zugeordnet (Bottom-Up Berechnung). Da die einzelnen 3D-Gebäude des Wärmeatlas keine Information zur Altersstruktur des Gebäudebestands enthalten, wurde hierfür auf die Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung aus dem Jahr 2011 zurückgegriffen (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2018): gitterzellenbasierte Ergebnisse weisen auf Ebene von 100 m x 100 m Rasterzellen die Baualtersklassen von Wohngebäuden aus. Die Energiekennzahlen werden somit für alle Gebäude in einer Rasterzelle entsprechend der Baualtersklassenstruktur aus der Gebäude- und Wohnungszählung gewichtet. Aufgrund fehlender Informationen im Sektor Dienstleistungen wurde die gleiche Verteilung wie für Wohngebäude zugrunde gelegt. Wenn in Rasterzellen weniger als 3 Gebäude vorhanden sind, weist die Gebäude- und Wohnungszählung aus dem Jahr 2011 keine Altersklassenverteilung der Wohngebäude auf. In diesem Falle wurde die Baualtersverteilungen auf Bundesebene aus dem GEMOD als Gewichtungsfaktor der Energiekennzahlen herangezogen.

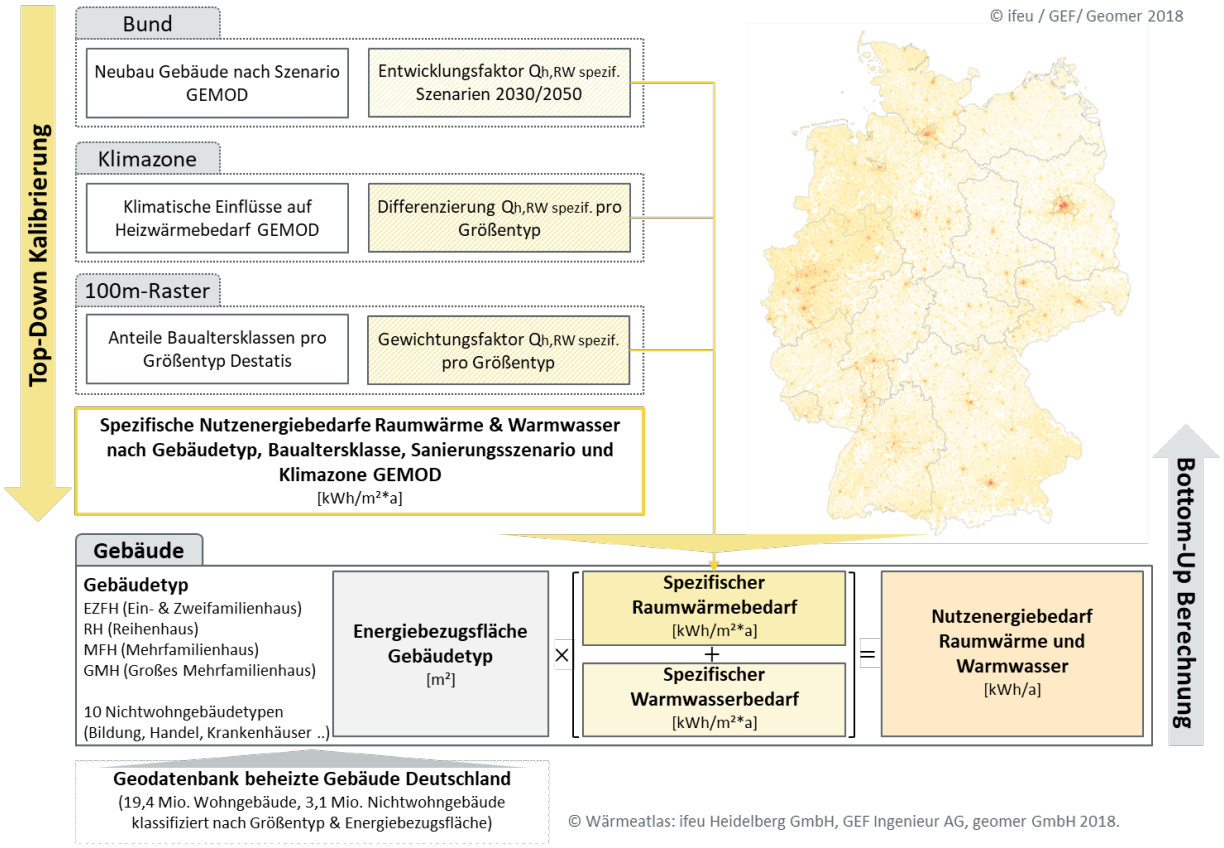
Ein Überblick über das Vorgehen aus Blömer et al. (2019) ist in Abbildung 16 dargestellt.

[19] Eine ausführliche Modellbeschreibung ist unter folgendem Link abrufbar: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Modellbeschreibung_Waermeatlas_2.0.pdf (letzter Zugriff: 23.07.2020)

[20] Unter anderem in Jochum et al. (2017) oder Blömer et al. (2019)

[21] Dies erfolgte im Parallelvorhaben „AiRE – Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Abbildung 16: Überblick über die Top-Down Kalibrierung des Wärmeatlas auf Basis der GEMOD Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) nach Blömer et al. (2019)

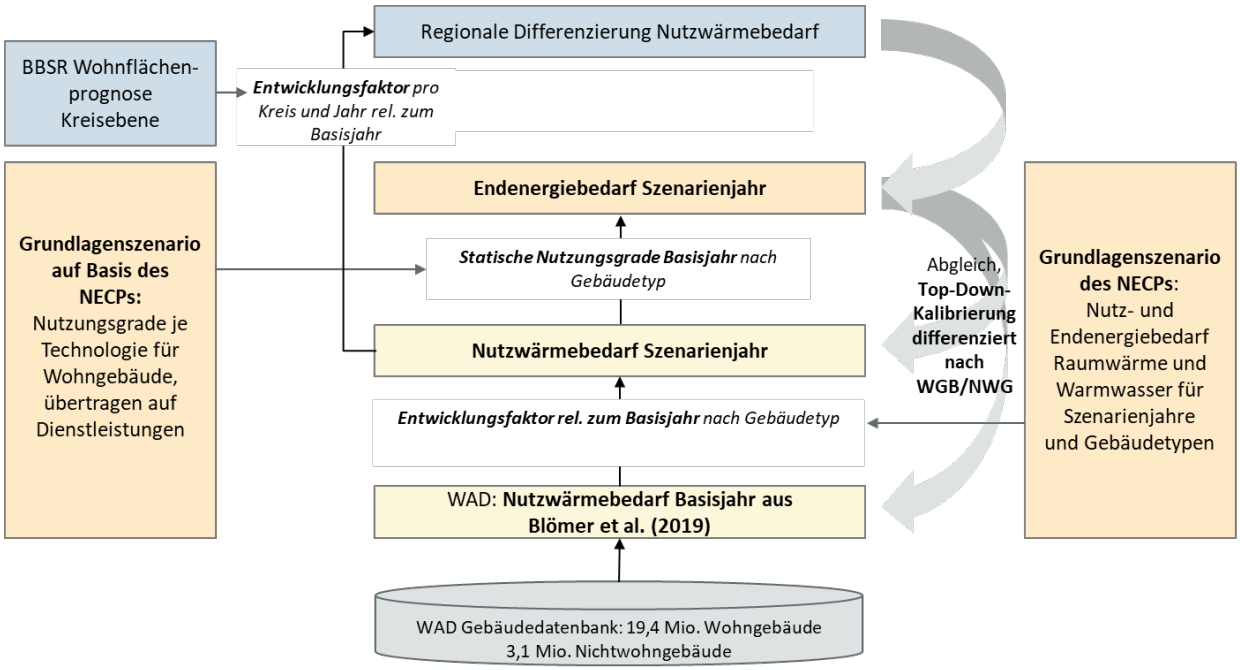
Auf Basis der Vorarbeiten kann in dem vorliegenden Forschungsvorhaben die räumliche Disaggregation des Grundlagenszenarios erfolgen: Die bundesweit vorliegenden Ergebnisse des Grundlagenszenarios werden für das Basisjahr 2018 differenziert nach Wohngebäude und Gebäude des Sektors Dienstleistungen entsprechend der Anteile der einzelnen Gebäude am gesamten Wohngebäudebestand bzw. Bestand an Dienstleistungsgebäuden disaggregiert. Entwicklungen bis 2050 hinsichtlich Gebäudeabriss und energetischer Modernisierungen von Bestandsgebäuden sind im Grundlagenszenario enthalten und werden somit den einzelnen Gebäuden für die Stützjahre 2030 und 2050 angefügt.

Aufgrund der fehlenden Information, an welchen Standorten zukünftig Neubauten erfolgen, können zur räumlichen Ausdehnung der bebauten Fläche keine Annahmen getroffen werden. Die entsprechenden zusätzlichen Wärme- und Kältebedarfe werden den bereits bebauten Gebieten entsprechend der energetischen Gebäudetypen zugewiesen.

Durch Berücksichtigung der kleinräumigen Bevölkerungsprognose des Bundesamts für Bauwesen und Raumordnung (BBSR) können regionale Unterschiede der Wohnflächenentwicklung innerhalb von Deutschland berücksichtigt werden (BBSR, 2015). Die Prognose enthält die Wohnflächenentwicklung für alle Kreise bis zum Jahr 2030, differenziert nach Ein- und Zweifamilienhäusern sowie nach Mehrfamilienhäusern. Die Daten ermöglichen somit die explizite Berücksichtigung der demografischen Entwicklungen einzelner Regionen. Eine Fortschreibung bis 2050 wurde vom ifeu im Rahmen des unveröffentlichten zweiten Zwischenberichts im Projekt „AiRE – Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Planung und

Finanzierung“ durchgeführt und für die vorliegende Projektion angewandt (Pfluger et al., lfd). Die für die Jahre 2030 und 2050 disaggregierten Wärmebedarfe werden entsprechend der Bevölkerungsentwicklung skaliert und anschließend wieder auf den vorgegebenen Bedarf für das Stützjahr kalibriert. Eine schematische Darstellung zur regionalen Disaggregation des Grundlagenszenarios auf Basis des kalibrierten Wärmeatlas ist in Abbildung 17 dargestellt.

Abbildung 17: Schematische Darstellung der Modellkopplung zur Regionalisierung der Daten des Grundlagenszenario im Gebäudesektor auf Basis des Wärmeatlas



Quelle: Zwischenberichts im Projekt „AiRE – Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Planung und Finanzierung“ (Benjamin Pfluger et al., lfd.)

Da keine weiteren Informationen zur räumlichen Disaggregation des Prozesswärmebedarfs im Sektor Dienstleistungen vorliegen, werden die nationalen Werte entsprechend dem Vorgehen für Raumwärme und Warmwasser den einzelnen Gebäuden dieses Sektors zugewiesen.

Für die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung und zur Identifikation geeigneter Gebiete für eine leistungsgebundene Wärmeversorgung wird die Wärmedichte als Parameter für die Auswahl herangezogen (Details in Abschnitt 2.2).

Um die Wärmedichten auf Basis der gebäudescharfen Informationen ableiten zu können, wird ein Raster mit einer Kantenlänge von 100 m x 100 m für Deutschland erstellt und die gebäudescharfen Informationen werden innerhalb der einzelnen Rasterzellen summiert. Abschließend erfolgt eine Aggregation der Ergebnisse auf Gemeindeebene. Innerhalb der definierten administrativen Grenzen der Verbandsgemeinden können somit folgende Informationen ausgewiesen werden:

- Gemeindename;
- Fläche;
- Wärmeabsatz (Nutz- und Endenergie) in der Gemeinde für Wohngebäude und Gebäude im Sektor Dienstleistungen, sowie differenziert für die Sektoren, jeweils für die Jahre 2018, 2020, 2030 und 2050;

- Anteil des Wärmeabsatzes je Dichteklasse (<5 GWh/km², 5–15 GWh/km², 15–30 GWh/km² und >30 GWh/km²);
- Relative Wohnflächenentwicklung bis 2030, bezogen auf das Jahr 2018;
- Durchschnittliche Wärmedichte in GWh/km².

Diese gemeindescharfen Informationen werden um weitere Indikatoren im Bereich Industrie und zum Kältebedarf ergänzt.

Eine zusammenfassende Darstellung der Datenbearbeitung ist in Abbildung 18 dargestellt.

Abbildung 18: Darstellung der Datenbearbeitung und der unterschiedlichen administrativen und räumlichen Grenzen

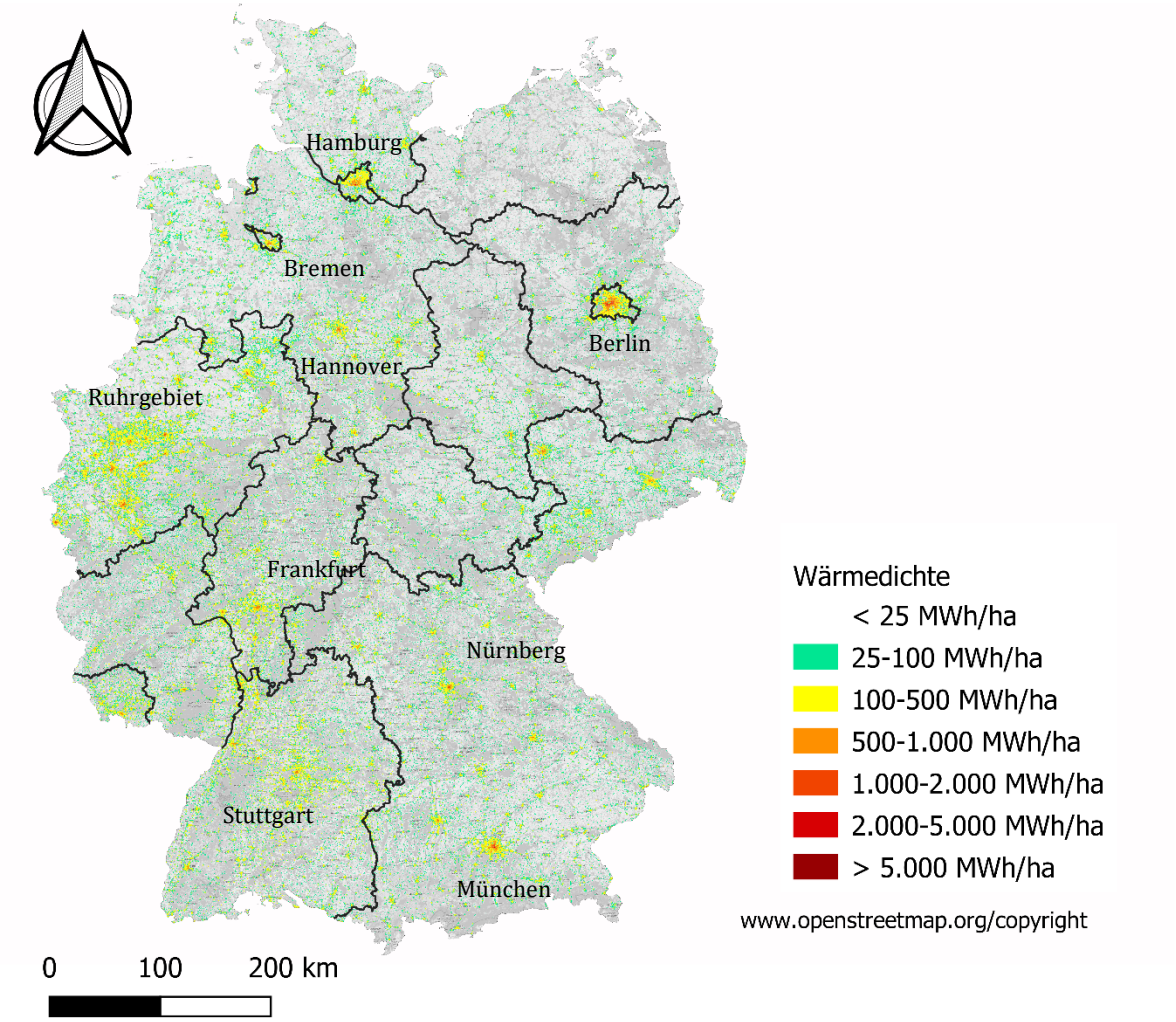
Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

3.2.1.1 Ergebnisse Kartierung Nutz- und Endenergiebedarf Raumwärme und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden

Die durch die Disaggregation auf 3D-Gebäudegeometrien und anschließende Summierung für einzelne Rasterzellen erhaltenen Daten dienen als Grundlage für die in Teil 1, 3a geforderte Kartierung der Wärme- und Kältebedarfsgebiete bezogen auf die Nutz- und Endenergie. Im Sinne des Datenschutzes wird für die Darstellung bei der Aggregation der Wärmedichten innerhalb einzelner Rasterzellen (500 m x 500 m[22]) überprüft, ob mindestens drei Objekte vorliegen, um keine Rückschlüsse auf Einzelgebäude zuzulassen. Die Verteilung des Wärmebedarfs in Deutschland ist in Abbildung 19 dargestellt. Gebiete mit intensivem Wärmeabsatz zeigen sich in Berlin, München, Hamburg, Hannover, Bremen, Frankfurt, Stuttgart und Nürnberg sowie im Ruhrgebiet.

[22] Für die Darstellungen werden Rasterzellen der Größe 500 x 500 m gewählt, da dadurch kaum Information zurückgehalten werden muss. Bei der Darstellung von 100 m x 100 m Zellen könnten 4,4 % des Wärmebedarfs der Wohngebäude und Gebäude im Dienstleistungssektor nicht dargestellt werden.

Abbildung 19: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen

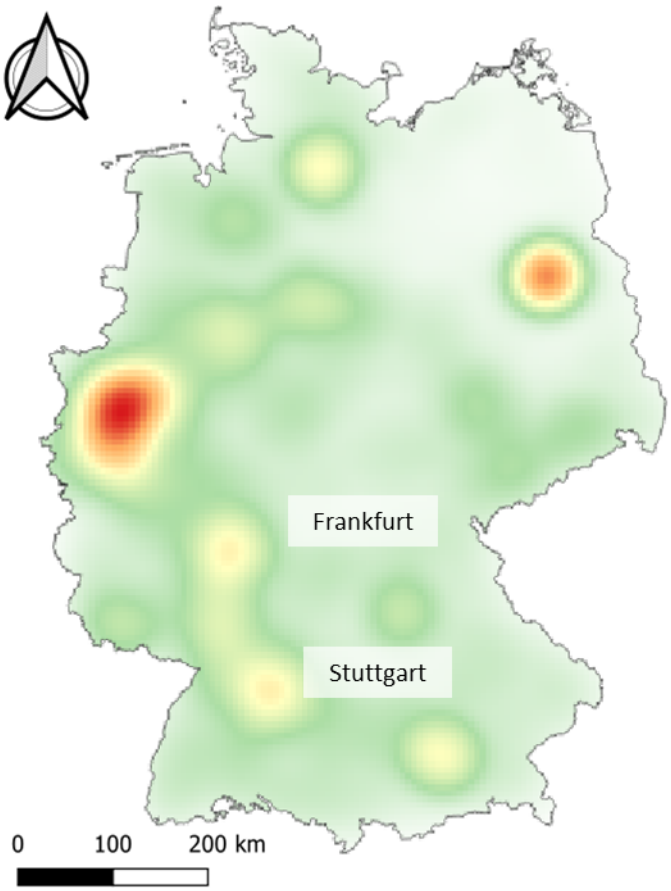


Inhaltlich verantwortlich: ifeu, IREES und Prognos im Rahmen des Projekts "Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung - Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII" (2020). Die zugrundeliegenden Datenquellen und Annahmen sind im Hintergrundbericht dokumentiert.
© GeoBasis-DE / LDBV: http://www.adv-online-de | ifeu: https://www.ifeu.de | GEF: http://www.gef.de | geomer: https://www.geomer.de 2020

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis des Wärmeatlasses und des Grundlagenszenarios

Die Darstellung des Nutzenergiebedarfs in Form einer Wärmekarte verdeutlicht die energieintensiven Gebiete (siehe Abbildung 20).

Abbildung 20: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen als Heatmap



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis des Wärmeatlasses und des Grundlagenszenarios

Die kleinräumigen Karten (500 m x 500 m) für die genannten energieintensiven Regionen sind in einer webbasierten Darstellung zusammengeführt:

https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/ae128313517548f193a9b72f93ca9db7
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/91c3bcd566b6447dadecea36c840bf49
https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/125b8e9a4dd742fc89096b15a4cf3f03

https://datahub.uba.de/portal/apps/opsdashboard/index.html#/86a88fd05306443da40549f0fd48a37f

3.2.2 Sektor Industrie

Für die kleinräumige Darstellung des Bedarfs an Prozesswärme und -kälte sowie die nachfolgende Analyse der Wärme- und Kälteversorgung ist es ebenfalls notwendig, Daten von Industriestandorten mit den bundesweiten Ergebnissen für Prozesswärme und -kälte sowie Raumwärme und Warmwasser auf Basis des Grundlagenszenarios zu verknüpfen. Dafür kann auf das methodische Vorgehen, das im Rahmen des Projekts NENIA entwickelt wurde, aufgebaut werden (Blömer et al., 2019). Um im Projekt das theoretisch für eine netzgebundene Nutzung verfügbare Abwärmepotenzial im verarbeitenden Gewerbe zu erarbeiten, wurden in einem ersten Schritt verfügbare Datengrundlagen zu standortscharfen Brennstoffeinsätzen und thermischen Prozessstromanwendungen aufbereitet und zusammengeführt. Dafür wurde auf die Emissionserklärung genehmigungspflichtiger Anlagen nach der 11. Bundes-Immissionsschutzverordnung (11. BImSchV), die Emissionsdaten aus dem europäischen *Pollutant Release and Transfer Register* (E-PRTR) und Standorte relevanter thermischer

Prozessstromeinsätze zurückgegriffen. Für eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens wird auf Blömer et al. (2019, S. 41 ff) verwiesen. In der folgenden Ausführung wird auf die Adaption im Rahmen des vorliegenden Berichts fokussiert.

Anlagenbetreiber genehmigungspflichtiger Verbrennungsanlagen ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW sind zur Abgabe einer Emissionserklärung an die zuständigen Landesbehörden für Immissionsschutz verpflichtet. Diese Daten werden im Vier-Jahres-Turnus mit Ende des Jahres erhoben und wurden 2012 bzw. 2016 veröffentlicht. Da die Analysen im Rahmen von Blömer et al. (2019) noch die Daten des Berichtsjahrs 2012 verwendeten, wurden die aktualisierten Informationen der 16 Landesämter zu den Emissionserklärungen aus dem Jahr 2016 erhoben und entsprechend für die Analysen aufbereitet.

Auch bei den Emissionsdaten aus dem europäischen *Pollutant Release and Transfer Register* (E-PRTR) werden jährlich standortbezogene Emissionen von Industrieunternehmen erfasst. Hier beziehen sich die Grenzwerte der erfassten auf die jährlichen Emissionen – in der Regel >100.000 t CO_2/Jahr – und umfassen somit einen Großteil der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Energiesektors. Das Umweltbundesamt stellt die gesammelten Daten der Öffentlichkeit georeferenziert zur Verfügung. Um die Datenkonsistenz zu gewährleisten, wird ebenfalls eine Aktualisierung auf das Jahr 2016 durchgeführt. Um die Brennstoffeinsätze ableiten zu können, werden gemäß Blömer et al. (2019) aus öffentlichen Statistiken Emissionsfaktoren auf Basis der Brennstoffeinsätze und CO_2-Emissionen berechnet und auf die standortscharfen Informationen hinsichtlich der CO_2-Emissionen angewandt.

Da der Prozesswärme- und -kältebedarf von strombasierten Verfahren nicht im Rahmen der 11. BImSchV bzw. im Rahmen des E-PRTR erfasst werden, wurde in Blömer et al. (2019) eine umfassende Literaturrecherche zur Bestimmung thermischer Stromeinsätze durchgeführt und entsprechende Standorte mit thermischem Stromeinsatz abgeleitet. Diese Daten wurden auch für die nachfolgenden Analysen übernommen.

Folgende Schritte wurden im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens durchgeführt:

- Datenaufbereitung Standortdatenbank für das Jahr 2016 auf Basis der Daten der 11. BImSchV und der Daten des E-PRTR analog zu Blömer et al. (2019);
- Disaggregation der bundesweiten Informationen des Grundlagenszenarios;
- Aufbereitung der standortscharfen Daten für die Analyse und die Kartierung.

Datenaufbereitung Standortdatenbank (1): Die Daten zu den Brennstoffeinsätzen aus den Emissionserklärungen der 11. BImSchV aller 16 Bundesländer werden zusammengefasst und um fehlerhafte und unplausible Daten bereinigt. Der Brennstoffeinsatz Q_{in} [kj] an den einzelnen Standorten lässt sich aus dem Produkt der jährlichen Einsatzmenge m_i [kg] und dem Heizwert $Heizwert_i$ [kj/kg] berechnen. Standorte ohne Einsatzmenge oder eingesetzten Brennstoff sind aus diesem Grund für die weitere Analyse irrelevant und können gefiltert werden. Auch bezieht sich die Bilanzierungsgrenze auf jene Wirtschaftszweige, die dem primären Zweck der Produktion von Wirtschaftsgütern im verarbeitenden Gewerbe zugeordnet werden. Aus diesem Grund wird eine Einschränkung auf die Wirtschaftszweige C10-C33 ohne C19 durchgeführt. Innerhalb eines Betriebsgeländes können mehrere Standorte in der Datenbank der 11. BImSchV separat geführt werden. Diese werden anhand der Standortinformation und des Wirtschaftszweiges aggregiert, da in Blömer et al. (2019) darauf aufbauend ein automatisierter Abgleich mit manuell recherchierten Referenzangaben entwickelt wurde. Unplausible Einträge

hinsichtlich der Heizwertangaben und der Brennstoffmengen werden durch einen räumlichen Abgleich mit den aufbereiteten Daten aus dem Jahr 2012 aus Blömer et al. (2019) angepasst.

Analog zu Blömer et al. (2019) werden auf Basis eines räumlichen Abgleichs der Daten der 11. BImSchV und des E-PRTR ergänzende Standorte identifiziert. Für alle Standorte der 11. BImSchV werden jene Standorte der E-PRTR Datenbank zusätzlich berücksichtigt, die in einem Umkreis von 500 m liegen. Durch einen Abgleich der vierstelligen Wirtschaftszweige lassen sich somit ergänzende Einträge in der E-PRTR Datenbank identifizieren.

Da in Blömer et al. (2019) speziell im Bereich der großen Chemieparks auf Datenlücken hingewiesen wurde, wurde das Vorgehen für die Kartierung des Prozesswärme- und -kältebedarfs in der Chemie ergänzt. Dazu werden die Informationen zu den Wirtschaftszweigen Chemie (Wirtschaftszweig C20) aus den Daten der 11. BImSchV sowie aus den Daten des E-PRTR eliminiert, und auf Basis von E-PPRTR und manuellen Recherchen zu Chemiestandorten wird eine neue georeferenzierte Standortliste erstellt.

Tabelle 18 zeigt die Anzahl der Standorte und den berechneten Brennstoffeinsatz, differenziert nach Datenquellen.

Im Vergleich zu den Daten des Grundlagenszenarios für das Jahr 2018 können 110 der 135 PJ thermischen Stromeinsatzes in der Prozesswärme abgebildet werden. Insgesamt können 1.366 PJ des gesamten Prozesswärmebedarfs in Höhe von 1636 PJ standortscharf verortet werden.

Tabelle 18: Übersicht über Brennstoffeinsätze der erarbeiteten Standortdatenbank

Datenquelle	Anzahl Standorte	Brennstoffeinsatz [PJ]
11. BImSchV ohne C.20	4.771	749
Ergänzende E-PRTR Standorte ohne C.20	29	158
Thermische Stromeinsätze	116	110
Chemiestandorte	40	349
Ergebnis	**4.956**	**1.366**

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Disaggregation der bundesweiten Ergebnisse des Grundlagenszenarios (2): Die erarbeitete Standortdatenbank kann herangezogen werden, um die bundesweiten Ergebnisse des Grundlagenszenarios zu disaggregieren. Dabei werden neben dem Prozesswärme- und -kältebedarf auch der Bedarf für Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte untergliedert.

Anhaltspunkte hinsichtlich der räumlichen Disaggregation liefern die Wirtschaftszweige. Der Prozesswärme- und -kältebedarf des Grundlagenszenarios liegt differenziert nach Wirtschaftszweigen vor. Auch alle Primärdatenquellen der Standortdatenbank beinhalten Informationen zu den Wirtschaftszweigen. Aufgrund von Unterschieden in der Klassifizierung wird folgende Zuweisung – dargestellt in Tabelle 19 – getroffen.

Für jeden Wirtschaftszweig entsprechend des Grundlagenszenarios werden alle passenden Standorte der Standortdatenbank identifiziert und deren standortscharfer Brennstoffeinsatz am gesamten Brennstoffeinsatz des Wirtschaftszweigs ermittelt. Die bundesweiten Wärme- und Kältebedarfe des entsprechenden Wirtschaftszweigs werden in weiterer Folge entsprechend der Anteile zugewiesen.

Tabelle 19: Zuordnung der Wirtschaftszweige des Grundlagenszenarios basierend auf dem Zielszenario aus Prognos zu den Wirtschaftszweigen entsprechend der NACE-Klassifizierung in der Standortdatenbank

Klassifizierung der Wirtschaftszweige im Grundlagenszenario	Zuordnung zur NACE-Klassifizierung
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	24
Elektrische Ausrüstungen	26,27
Elektrogeräte	13,14,15,16,18,21,30,31,32,33
Ernährung u. Tabak	10,11,12
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	8
Glas u. Keramik	23
Grundstoffchemie	20
Gummi- u. Kunststoffwaren	22
Kraftwagen u. Kraftwagenteile	29
Maschinenbau	28
Metallerzeugnisse	25
NE-Metalle u. -gießereien	24
Papier	17
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	24
Sonstige chemische Industrie	20
Sonstige Wirtschaftszweige	13,14,15,16,18,21,30,31,32,33
Sonstiger Fahrzeugbau	30
Zement, Ziegel, Beton, Steine u. Mineralien	23

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Aufbereitung der standortscharfen Daten für die Analyse und die Kartierung (3): Die standortscharfen Daten zum Wärme- und Kältebedarf in der Industrie werden analog zu den Daten für Wohngebäude und Gebäude des Sektors Dienstleistungen aggregiert für die Verbandsgemeinden ausgewiesen und in den Analysen des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung berücksichtigt.

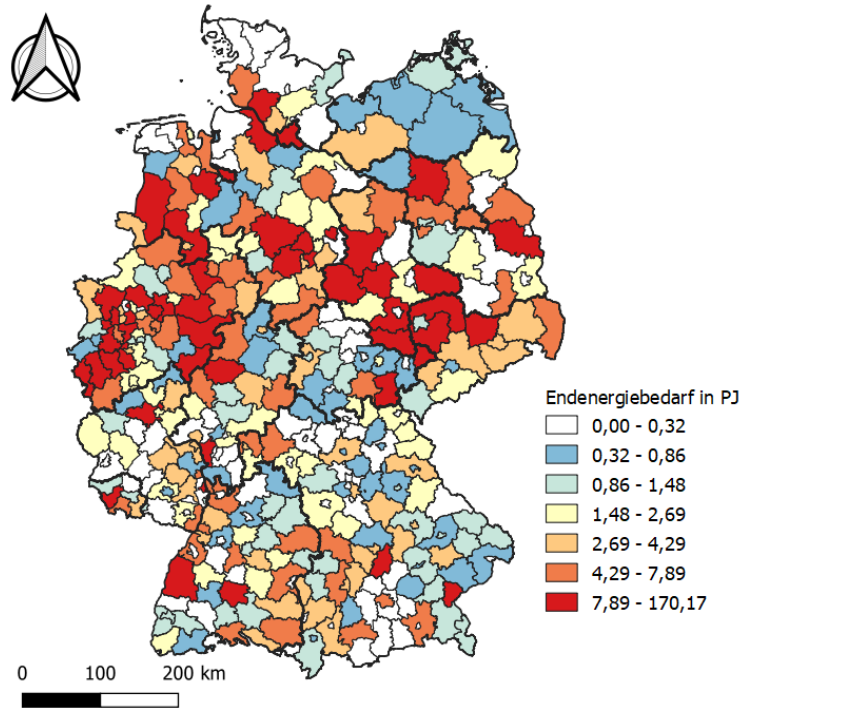
Für die Kartierung der Standorte ist aus Datenschutzgründen eine Aggregation auf Rasterzellen notwendig. Aufgrund der Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen der Daten der 11. BImSchV, wird analysiert, welche räumliche bzw. administrative Ebene für die Kartierung herangezogen werden kann. Dabei wird ausgewiesen, welcher Anteil der Standorte nicht dargestellt werden kann, weil in der entsprechenden räumlichen bzw. administrativen Einheit weniger drei Standorte vorliegen und somit sensible Informationen nicht mehr gewahrt werden können.

- Im Falle der Kartierung auf Basis von 500 m x 500 m Rasterzellen könnten 93 % der Standorte nicht dargestellt werden.
- Im Falle der Kartierung auf Basis von 1.000 m x 1.000 m Rasterzellen könnten 91 % der Standorte nicht dargestellt werden.
- Im Falle der Kartierung auf Gemeindeebene können nach wie vor 63 % der Standorte nicht dargestellt werden.
- Erfolgt eine Kartierung auf Kreisebene (NUTS 3) müssen nur rd. 9 % der Standorte vernachlässigt werden.

3.2.2.1 Ergebnisse Kartierung Nutz- und Endenergiebedarf in der Industrie

Als Grundlage für die in Anhang VIII der Energieeffizienzrichtlinie unter Teil 1, 3a geforderten Kartierung der Wärme- und Kältebedarfsgebiete bezogen auf die Nutz- und Endenergie dienen die zuerst auf Standorte disaggregierten Informationen des Grundlagenszenarios für den Wärme- und Kältebedarf in der Industrie, welche im Anschluss für die einzelnen Kreise (NUTS 3) aufsummiert wurden. Im Sinne des Datenschutzes wird für die Darstellung bei der Aggregation der Wärmedichten auf Kreise überprüft, ob mindestens drei Objekte innerhalb des Kreises vorhanden sind, um keine Rückschlüsse auf einzelne Industriestandorte zu ermöglichen. Die Verteilung des Wärmebedarfs in Deutschland ist in Abbildung 21 dargestellt. Die der Darstellung zugrunde gelegten Daten, differenziert nach den Anwendungen Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte sind im Anhang A.1 dargestellt.

Abbildung 21: Darstellung des Endenergiebedarfs in der Industrie für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios für NUTS-3



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von Kemmler et al. (2020)

3.2.3 Kältebedarf

Artikel 14, Absatz 3 der EED sieht neben der Analyse des Potenzials für eine effiziente Wärmeversorgung auch diejenige für die Kälteversorgung vor. Während Kälte in manchen Ländern Europas eine bedeutende Rolle spielt und deren Anteil am Endenergiebedarf bis zu 38 % bzw. am Nutzenergiebedarf bis zu 72 % in Malta beträgt, liegt der Anteil in Deutschland mit 3 % bezogen auf Endenergie bzw. mit 10 % bezogen auf die Nutzenergie unter dem EU-Schnitt (EU 28 + 3) von 4 % bezogen auf die Endenergie bzw. 14 % bezogen auf die Nutzenergie (Fleiter et al., 2016). Auch in 3.1.1 ist die geringere Bedeutung von Kälte am deutschen Endenergieverbrauch dargestellt.

Speziell die Kartierung von Klimakälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen geht mit großen Herausforderungen einher: Während in Deutschland nahezu alle Gebäude beheizt werden[23], wird nur ein Bruchteil gekühlt. Eine detaillierte Erfassung des Anteils der gekühlten Gebäude und deren Standorte liegt für Deutschland nicht vor.

In Schlomann et al. (2015) wurde 2014 eine Breitenerhebung zum Energieverbrauch im GHD-Sektor durchgeführt, mit dem Ergebnis, dass in 20 % der Betriebsstätten Anlagen oder Geräte zur Klimatisierung eingesetzt werden (11,3 % davon zentrale Klimaanlagen, 3,3 % dezentrale Split-Geräte, 3 % mobile Geräte und 2 % der Betriebsstätten setzen mehrere Technologien ein). Da keine weiteren Informationen zu den Standorten dieser Betriebsstätten vorliegen, erlaubt auch die Kenntnis über die Streuung über Branchen hinweg (z. B. werden bis zu 75 % der Krankenhäuser klimatisiert) keine standortscharfe Zuweisung.

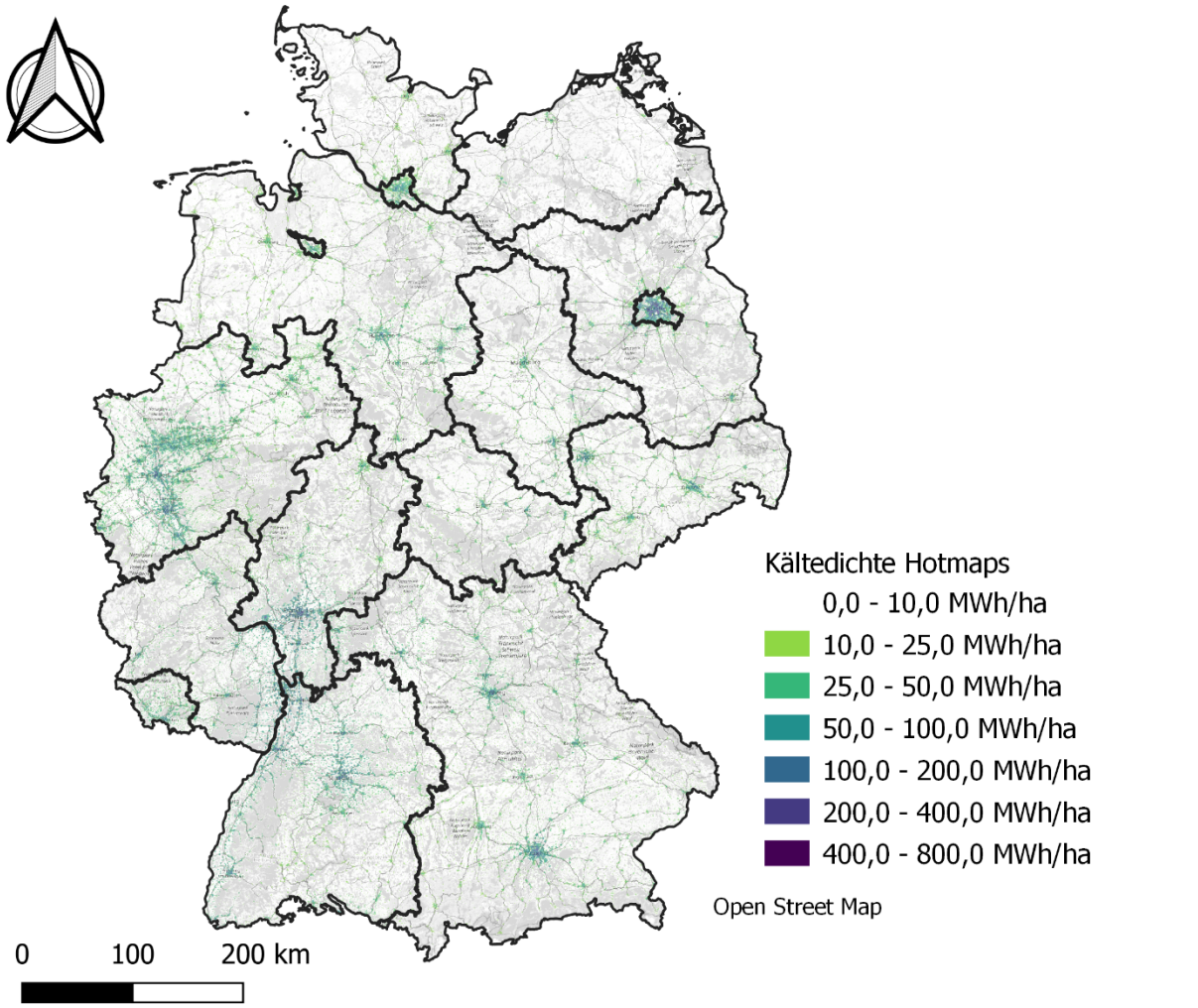
Im Bereich Wohngebäude liegen den Autoren keine Informationen zur Anzahl der gekühlten Gebäude vor – laut Grundlagenszenario beträgt deren Anteil jedoch mit 0,5 TWh weniger als 1 % am gesamten Endenergieverbrauch in Wohngebäuden.

Für die Analyse wird deswegen analog zur Erstellung der Landkarten auf die Daten von Hotmaps zurückgegriffen (HOTMAPS Project, 2020a). Demnach beträgt der theoretische Nutzenergiebedarf in Deutschland 85,4 TWh (im Vergleich zu 730 TWh Wärmebedarf).

Die Karte ist in Abbildung 22 dargestellt. Ähnlich wie bei der Darstellung der Wärme- und Kältebedarfsgebiete sind räumliche Hotspots des Nutzenergiebedarfs für Kälte in Berlin und Hamburg, im Ruhrgebiet im Raum Frankfurt und Mannheim, sowie im Raum München und Nürnberg ersichtlich.

[23] Laut Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2020) wurde nur in 0,12 % der Wohnungen keine Angabe zum Energieträger der Beheizung gemacht.

Abbildung 22: Darstellung des Nutzenergiebedarf für Kälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen.



Inhaltlich verantwortlich: ifeu, IREES und Prognos im Rahmen des Projekts "Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung - Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14 Anhang VIII" (2020). Die zugrundeliegenden Datenquellen und Annahmen sind im Hintergrundbericht dokumentiert.
Darstellung auf Basis von Hotmaps (https://www.hotmaps.eu/)

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von https://www.hotmaps.eu/map

3.3 Raumaufgelöste, technische und theoretische EE-Potenziale

In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, welche Restriktionen hinsichtlich der technischen Potenziale bei der anschließenden Bewertung der verschiedenen Versorgungsoptionen für die administrativen Grenzen der Verbandsgemeinden einzuhalten sind. Dabei werden die methodischen Ansätze wie auch die Ergebnisse dokumentiert. Bei der Analyse werden die Wärmebedarfe und verfügbaren Daten für das Jahr 2018 zugrunde gelegt. Eine Übertragung der Ergebnisse auf das Jahr 2030 erfolgt im Abschnitt zur Analyse der wirtschaftlichen Potenziale für eine effiziente Wärme und Kälteversorgung in Kapitel 4.

3.3.1 Industrielle Abwärme

Für die Identifikation theoretischer Potenziale industrieller Abwärme wird auf die im Projekt „EnEff:Wärme – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA)“ (Blömer et al., 2019) entwickelte Methodik aufgebaut. Neben den Brennstoffdaten, die für die Kartierung des Prozesswärme- und -kältebedarfs herangezogen wurden (siehe hierzu auch 3.2.2), sind die

Anlagenbetreiber in der 11. BImSchV auch dazu verpflichtet, Emissionsdaten zu melden. Diese Daten umfassen Angaben zu den jährlichen Betriebsstunden t_i [h/a] der Anlage i, dem durchschnittlichen Volumenstrom des Rauchgases V_i [m3/h] der Anlage und zur Temperatur der Rauchgasströme T_i [° C]. Analog zum Vorgehen in Blömer et al. (2019) können die sensiblen Wärmemengen Q_{ab} wie folgt ermittelt werden, wobei Annahmen zu einer Referenztemperatur $T_{ref,i}$ (Wärmesenkentemperatur) nötig sind:

$$Q_{ab} = \sum_{i \in I} t_i * \dot{V}_i * \rho_i * c_{p,i} * (T_i - T_{ref,i})$$

Für die Dichte ρ_i und die spezifische Wärmekapazität $c_{p,i}$ können Stoffwerte für Stickstoff[24] herangezogen werden, da dessen Volumenanteil bei Verbrennungsvorgängen mit Umgebungsluft in den Rauchgasströmen dominant ist (78–85 %) (Blömer et al., 2019). Als Referenztemperatur $T_{ref,i}$ für die Ermittlung des theoretischen Potenzials werden 30 °C definiert, da diese Temperatur mindestens notwendig ist, um die Abwärme mittels Wärmepumpen nutzbar zu machen.

Folgendes Vorgehen wird für die Ermittlung des technischen Potenzials für einzelne Verbandsgemeinden gewählt:

1. Aufbereitung der Emissionsdaten der 11. BImSchV analog zu Blömer et al. (2019) und Ermittlung des theoretischen Potenzials der einzelnen Standorte;
2. Ermittlung des technischen Potenzials durch einen Wärmequellen und -senkenabgleich der Standorte und möglicher Wärmebedarfsgebiete auf Basis des Grundlagenszenarios und Aggregation der Potenziale auf Verbandsgemeindeebene.

Ermittlung des theoretischen Potenzials: Die Aufbereitung der Emissionsdaten der 11. BImSchV erfolgt analog zu Blömer et al. (2019, Seite 53 ff). Anschließend zur Georeferenzierung der Daten werden Emissionsvorgänge am gleichen Standort mit identischen Abgasparametern, Betriebsstunden, Volumenstrom und Temperatur gefiltert. Fehlende Daten bezüglich der Abgasparameter oder Nullwerte werden durch sektorspezifische Parameter ergänzt, um die sensiblen Wärmemengen ableiten zu können. Die Ergebnisse der Aufbereitung der Standorte und die theoretischen Potenziale für die industrielle Abwärme sind in Tabelle 20 vergleichend mit den Ergebnisse aus Blömer et al. (2019) dargestellt. Es ist ersichtlich, dass für das Jahr 2016 mehr Standorte (3.188 statt 3.045) und mehr Abgasströme (11.155 statt 8.426) identifiziert wurden, und dadurch auch höhere theoretische Potenziale abgleitet werden können. Die theoretischen Potenziale auf Basis der Daten aus dem Jahr 2016 belaufen sich auf 135 PJ im Vergleich zu 120 PJ im Jahr 2012 bezogen auf eine Referenztemperatur von 35 °C. Um bei der Bewertung der Versorgungsoptionen für die Wärme- und Kälteversorgung den Einfluss der Senkentemperatur auf die entsprechenden Potenziale berücksichtigen zu können, wird die Referenztemperatur angepasst:

- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Bestandswärmenetzen genutzt werden kann (Tref >= 125 °C), beträgt 22,3 TWh.
- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Nahwärmenetzen bzw. Niedertemperaturnetzen genutzt werden kann (75 °C <= Tref < 125 °C), beträgt 6,2 TWh.

[24] $\rho_i = \frac{1.293kg}{m3}$; $c_{p,i} = 1.007 \frac{KJ}{kg*K}$

- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches mittels Wärmepumpen in Wärmenetzen genutzt werden kann (30 °C <= Tref < 75 °C), beträgt 3,6 TWh.

Tabelle 20: Vergleich der Auswertung der theoretischen Potenziale auf Basis der Daten der 11. BImSchV aus dem Jahr 2012 und aus dem Jahr 2016

Kenngröße	2012	2016
Im Datensatz vorhandene Einträge mit „Betriebsgeheimnis“	1.268	3.102
Anzahl identifizierte Standorte	3.045	3.188
Anzahl identifizierte Abgasströme $Q_{ab} > 0$	8.426	11.155
Identifizierte Abwärmemenge für $T_{ref} > 35°C$ [PJ]	120.6	135.9

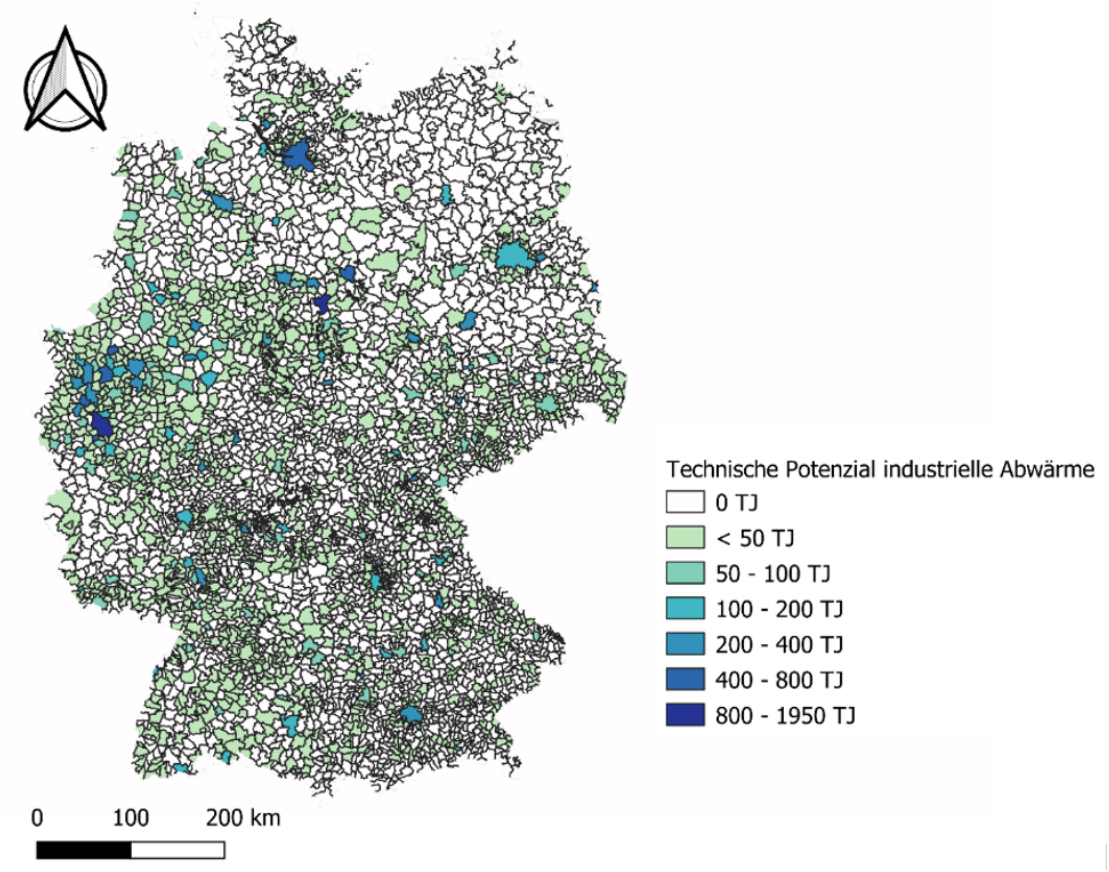
Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Ermittlung des technischen Potenzials: Basierend auf den standortscharfen Ergebnissen der theoretischen Potenziale werden die technischen Potenziale auf Basis eines räumlichen Ansatzes ermittelt. Für die im vorangegangenen Schritt identifizierten Standorte wird analysiert, ob in unmittelbarer Nähe mögliche Wärmesenken vorliegen. Analog zum Vorgehen bei der Ermittlung der Potenziale aus Kläranlagen bzw. Energie aus Abwasser (siehe Abschnitt 3.3.7) und den Potenziale für zentrale Solarthermie (siehe Abschnitt 3.3.5) werden auf Basis des disaggregierten Grundlagenszenarios Wärmebedarfsgebiete identifiziert, deren Wärmedichte über >15 GWh/km² betragen bei einem Wärmeabsatz von mindesten 1 GWh und einer zulässigen Distanz von maximal 1 km zu den Wärmequellen. **Insgesamt beträgt das somit ermittelte technische Nachfragepotenzial 32,1 TWh,** welches sich wie folgt in Abhängigkeit der Wärmesenkentemperatur aufschlüsselt:

- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Bestandswärmenetzen genutzt werden kann (Tref >= 125 °C), beträgt 22,3 TWh.
- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Nahwärmenetzen bzw. Niedertemperaturnetzen genutzt werden kann (75 °C <= Tref < 125 °C), beträgt 6,2 TWh.
- Jenes technische Abwärmepotenzial, welches mittels Wärmepumpen in Wärmenetzen genutzt werden kann (30 °C <= Tref < 75 °C), beträgt 3,6 TWh.

Einen Überblick über die räumliche Verteilung der technischen Abwärmepotenziale für die einzelnen Verbandsgemeinden ist in Abbildung 23 dargestellt.

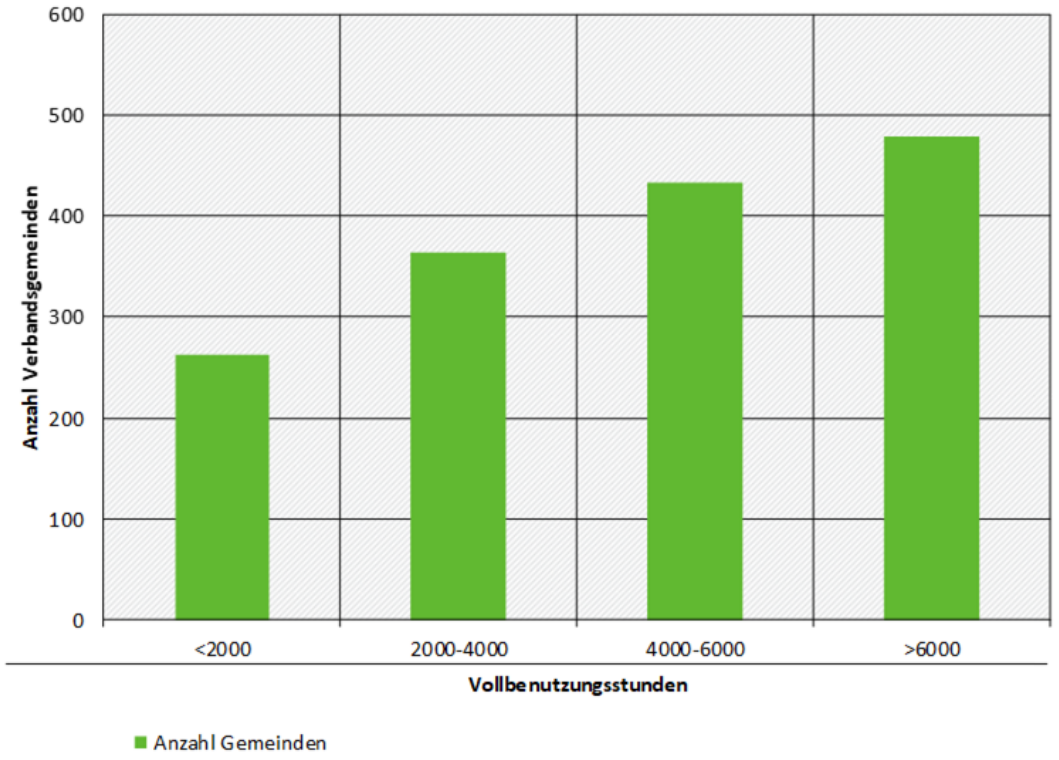
Abbildung 23: Darstellung der ermittelten technischen Potenziale industrieller Abwärme



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Aufgrund der vorhandenen Informationen in den Daten der 11. BImSchV erfolgt die Ermittlung der Potenziale industrieller Abwärme für die zentrale Versorgung von Raumwärme und Warmwasser auf Basis der durchschnittlichen Betriebsstunden. Diese können somit je Verbandsgemeinde für die in der Gemeinde vorliegenden potenziellen Standorte gemittelt werden. Ein Überblick über die Vollbenutzungsstunden jener Gemeinden, die über ein technisches Abwärmepotenzial verfügen, ist in Abbildung 24 dargestellt. Der gewichtete Mittelwert über alle Gemeinden, die über Abwärmepotenzial verfügen können, beträgt rd. 4.700 Vollbenutzungsstunden. Die gemeindescharfe Angabe der Vollbenutzungsstunden geht in die Analyse der alternativen Szenarien ein.

Abbildung 24: Verbandsgemeinden, für die ein technisches Abwärmepotenzial ermittelt werden konnte, differenziert nach Vollbenutzungsstunden



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis der Daten der 11. BImSchV

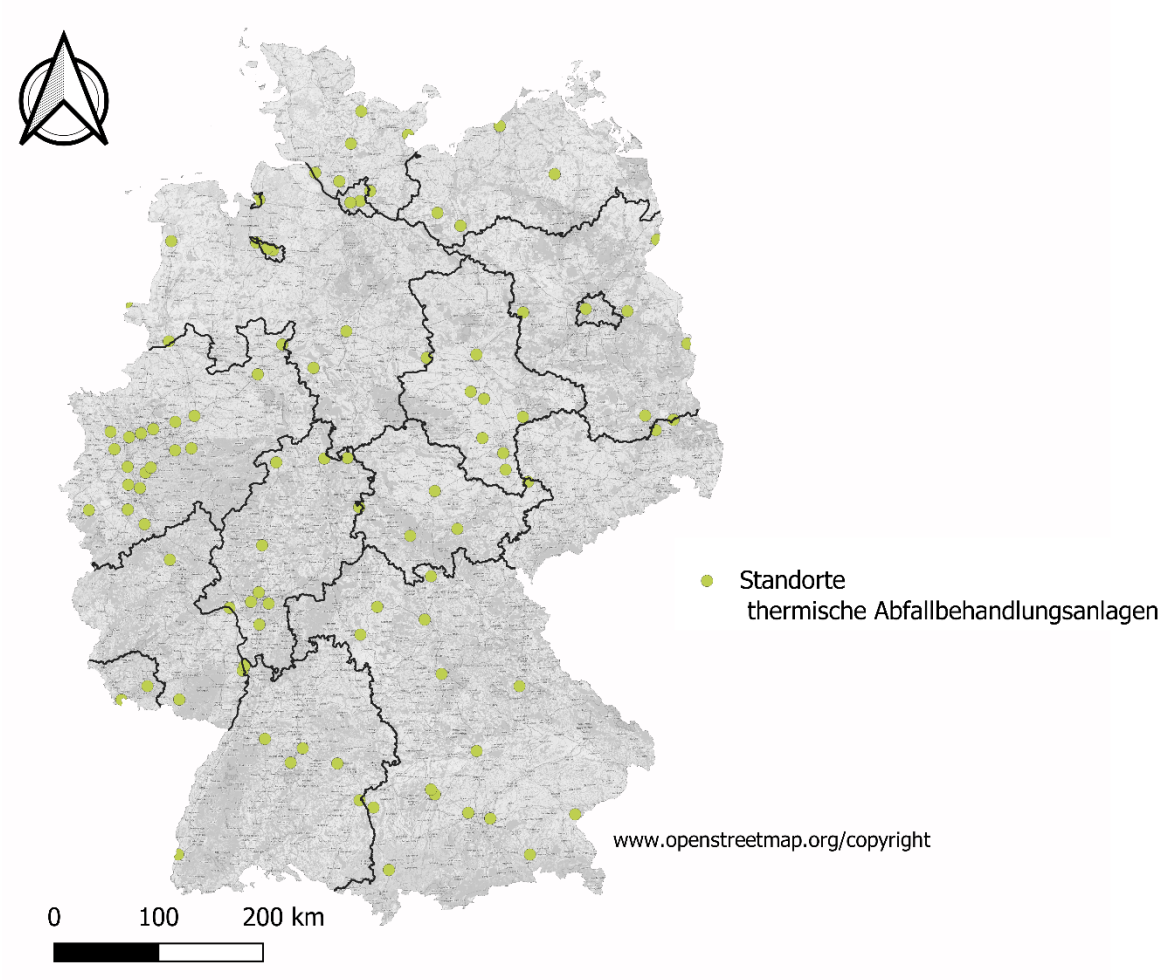
3.3.2 Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Für thermische Abfallbehandlungsanlagen wird die Annahme getroffen, dass die aktuell in Betrieb befindlichen Anlagen auch im Jahr 2030 noch in Betrieb sein werden[25]. So wurden die im Parallelvorhaben der BfEE zum gesamten Comprehensive Assessment Heating & Cooling (Steinbach et al., 2020) ermittelten Standorte von Müllverbrennungsanlagen (MVA) und Ersatzbrennstoffkraftwerken (EBS-KW) aus Flamme et al. (2018) gewählt. Diese wurden mit den entsprechenden Wärmemengen des Jahres 2018 des Statistischen Bundesamtes verknüpft. Somit ergibt sich für die Nettowärmeerzeugung für Energie aus Industrieabfall und Abfällen ein Potenzial in Höhe von rd. 25 TWh. Bis 2030 wird in Flamme et al. (2018) davon ausgegangen, dass sich der Wärmeoutput in Müllverbrennungsanlagen und EBS-KW bis 2030 um 9 % reduziert. **Das Potenzial im Jahr 2030 beträgt somit rd. 24 TWh.**

Die Nettowärmeerzeugung wurde entsprechend der in Flamme et al. (2018) ausgewiesenen Kapazitäten der einzelnen Anlagen disaggregiert. Die Standorte sind in Abbildung 25 dargestellt.

[25] In Fritz & Pehnt (2018b) wurde aufgezeigt, dass das Potenzial von thermischen Abfallbehandlungsanlagen, die noch nicht ans Netz angeschlossen sind, nahezu ausgeschöpft ist. Lediglich zwei Anlagen verfügen noch über keine Wärmeauskopplung.

Abbildung 25: Darstellung der Standorte von MVA und EBS-KW



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von Flamme et al. (2018)

3.3.3 Hocheffiziente KWK

Für die Kraft-Wärme-Kopplung wurden keine lokalen Potenziale zugrunde gelegt, da diese prinzipiell überall eingesetzt werden kann. Alle bekannten Klimaschutzszenarien gehen von einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und brennstofffreien Technologien im Strommix aus, wodurch der Anteil der KWK an der Stromerzeugung langfristig begrenzt wird.

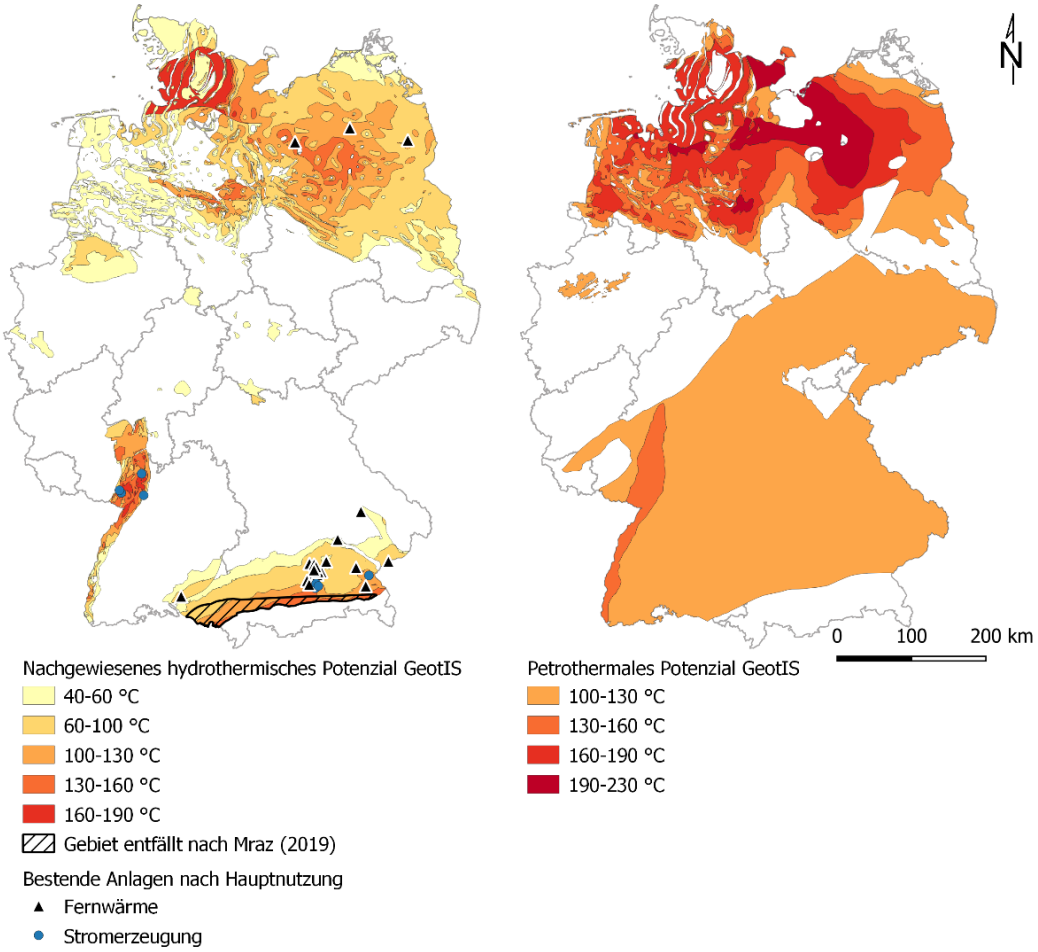
Bis 2030 ist noch mit einem leichten Ausbau der KWK zu rechnen: Die aktuelle Evaluierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes geht von 110 TWh Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in 2020 und 120 TWh in 2025 aus Fraunhofer IFAM et al. (2019). Auch die RESCUE-Studie des Umweltbundesamtes zeigt einen Zubau von KWK-Anlagen bis 2030 und anschließend in der Perspektive bis 2050 eine deutliche Reduzierung der Kapazitäten sowie der Vollbenutzungsstunden von Gas-KWK. In 2030 wird demnach von einer leitungsgebundenen Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen von rund 35 TWh ausgegangen (Purr et al., 2019).

Im NECP wird für das Jahr 2030 von einer leitungsgebundenen Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen von rund 70 TWh (59 TWh Gas-KWK und 11 TWh Kohle-KWK) ausgegangen, was als obere Grenze für die Analyse der wirtschaftlichen Potenziale herangezogen wird.

3.3.4 Tiefengeothermie

Um das technische Angebotspotenzial von Geothermie räumlich zuordnen zu können, wird auf die Information des geothermischen Informationssystem GeotIS[26] zurückgegriffen, in dem nachgewiesene hydrothermale[27] und petrothermale[28] Reservoire nach Temperaturniveau kleinräumig dargestellt sind (Agemar et al., 2014; LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften, 2020). Die Datengrundlage basiert neben Messdaten auf abgeleiteten Untergrundmodellen zur räumlichen Interpolation der geologischen Parameter und wird fortlaufend aktualisiert. 2019 wurde die hydrothermale Potenzialzone im süddeutschen Molassebecken basierend auf geologischen Erkenntnissen nach Mraz (2019) reduziert, was bei der Bewertung bestehender Potenzialstudien berücksichtigt wird. Eine Darstellung der Gebiete ist in Abbildung 26 gegeben.

Abbildung 26: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoire (links) und petrothermaler Reservoire (rechts) nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) nach (Agemar et al., 2014; LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften, 2020)

[26] https://www.geotis.de/

[27] Heißwasser vorhanden

[28] Kein Heißwasser vorhanden, sondern Injektion von Wasser als Wärmeträgermedium aber theoretisch möglich.

Da die Verfahren zur Nutzung petrothermaler Reservoire noch wenig erprobt und erheblich aufwendiger in der Erschließung sind (Plenefisch et al., 2015), werden im Rahmen dieses Forschungsvorhaben ausschließlich die hydrothermalen Potenziale bei der Analyse der Versorgungsoptionen berücksichtigt (nachgewiesene hydrothermale Ressourcen).

Bei der standortscharfen Berechnung werden jene Potenziale in Wasserschutzgebieten[29], Naturschutzgebieten und Nationalpark nicht berücksichtigt.

Für das geothermische Entzugspotenzial aller Gebiete mit einer Temperatur des Heißwassers T_{res} > 65 °C kann aus dem Massenstrom des Reservoirs $\dot{m}$ [kg/s], der spezifischen Wärmekapazität von Wasser c_p [kJ/kg*K][30] und der Temperaturspreizung des Förderwassers T_{Res} und der Reinjektionstemperatur T_{Rein} folgender Zusammenhang hergestellt werden.

$$\dot{Q}_{geo} = \dot{m} * c_p * (T_{Res} - T_{Rein})$$

Dieses theoretische Potenzial wird verringert um einen Abschlagsfaktor für nicht erfolgreiche Bohrungen (25 % nach Sandrock et al. (2020)).

Des Weiteren wird ein Mindestabstand zwischen der Förder- und Re-Injektionsbohrung bezogen auf die Erdoberfläche von 2 km zugrunde gelegt und weitere Annahmen getroffen, die insgesamt zu einer konservativen Abschätzung führen.

Insgesamt resultiert ein technisches Angebotspotenzial in Höhe von rd. 47 GW in Deutschland bezogen auf eine Reinjektionstemperatur von 65 °C. Im Falle einer aktiven Nutzung der Geothermie durch Temperaturanhebung mittels Wärmepumpen unter Berücksichtigung einer Reinjektionstemperatur von 35 °C erhöht sich das technische Angebotspotenzial auf 98 GW.

3.3.5 Solarthermische Großanlagen

Die Berechnung des Potenzials für solarthermische Kollektorflächen zur Einspeisung ins Fernwärmenetz erfolgt mit einem GIS-basierten Pythonmodell von IREES, in dem potenzielle Freiflächen und geeignete Wärmesenkengebiete zusammengeführt werden.

Da beim Einsatz von zentraler Solarthermie in Fernwärmeregionen die räumliche Nähe der Wärmequelle und -senke einen entscheidenden Faktor darstellt, ist das Ziel des GIS-Modells, geeignete Gebiete für große solarthermische Freiflächenanlagen in unmittelbarer Nähe zu passenden Wärmesenken zu identifizieren. Geeignete Wärmenachfrageregionen für die Versorgung mit Wärmenetzen werden über die Mindestwärmedichte von 15 GWh/km² bestimmt (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2). Als maximaler Abstand zwischen Kollektorfreiflächen und Punkt der Wärmenetzeinspeisung werden im GIS-Modell 1000 m angesetzt, um die Wärmeverluste zwischen Solarsystem und Wärmequelle zu reduzieren[31]. Das Solarthermie-GIS-Modell wird in vier Schritten aufgebaut:

3. Im ersten Schritt werden mögliche Freiflächen identifiziert, auf denen solarthermische Kollektorflächen errichtet werden können. Grundlage dafür stellen die Daten aus CORINE Land Cover aus dem Jahr 2018 dar (Copernicus, 2018).

[29] Hier werden alle Wasserschutzgebiete ausgeschlossen. Das ist darauf zurück zu führen, dass die Datenbasis keine Klassifizierung der Schutzstufen I, II und III beinhaltet.

[30] Der Massenstrom wird regional differenziert auf Ebene der drei übergeordneten Zonen Norddeutsches Becken, Oberrheingraben und süddeutsches Molassebecken aus dem Mittelwert bestehender Anlagen nach GeotIS. (Norddeutsches Becken: 35 kg/s, Oberrheingraben 90 kg/s, süddeutsche Molassebecken 125 kg/s). Die spezifische Wärmekapazität des geförderten Thermalwassers wird unter Annahme einer geringen Salinität auf 4,0 kJ/kg*K festgelegt.

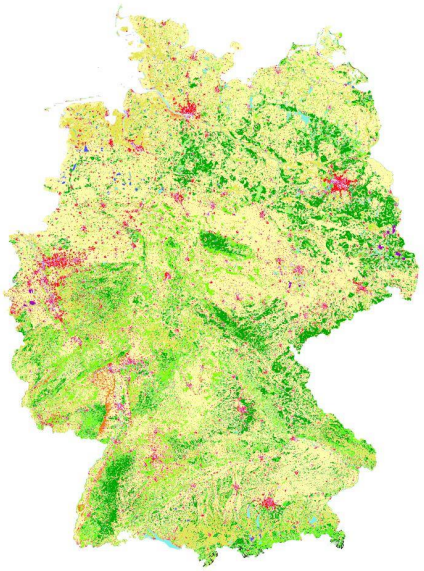
[31] Für größere Kollektorflächen über 20.000 m² kann auch ein Abstand von bis zu 2 km angewendet werden (Vergleiche dazu (*Solar district heating guidelines*, 2012)), was jedoch in dieser bundesweiten Potenzialanalyse vernachlässigt wird.

4. Im zweiten Schritt wird der potenzielle monatliche Solarkollektorertrag anhand von räumlich aufgelösten Wetterdaten zur Solareinstrahlung und Oberflächentemperatur aus den Daten des Deutschen Wetterdienstes (Deutsche Wetterdienst - Außentemperatur, n.d.; Deutsche Wetterdienst - Solarstrahlung, 2020; Deutsche Wetterdienst - Sonnenscheindauer, 2018) auf einer 1 km² Rasterebene für Deutschland ermittelt.
5. Im dritten Schritt werden geeignete Wärmebedarfsregionen für die Wärmenetzversorgungen ermittelt. Datengrundlage ist dabei die Hotmaps Wärmedichtekarte (HOTMAPS Project, 2020b), skaliert um den vorliegenden Nutzenergiebedarf für das Jahr 2018 des Grundlagenszenario auf Gemeindeebene (siehe hierzu Abschnitt 3.2).
6. Im letzten Schritt werden die geeigneten Standorte für Freiflächen und passenden Wärmebedarfsregionen zusammengeführt. Dazu erfolgt im Python-Modell auf Rasterzellenebene eine Umkreissuche mit dem definierten Maximalabstand zwischen geeigneten Wärmebedarfsregionen und potenziellen Flächen für solarthermische Kollektorfelder. Für die Potenzialberechnung werden nur jene Flächen berücksichtigt, die sich in der Nähe einer entsprechenden Wärmebedarfsregion befinden.

1 Ermittlung geeigneter Freiflächen

Im ersten Schritt erfolgt eine Analyse der CORINE Land Cover Daten. Der CLC-2018-Datensatz klassifiziert die Landnutzung in 44 verschiedene Landnutzungskategorien mit einer Mindestkartierungseinheit von 25 Hektar. Er wird von der Europäischen Umweltagentur (EEA) auf der Grundlage der Bildinterpretation von Satellitenbildern entwickelt. Als mögliche Flächen für solarthermische Kollektorflächen werden zehn Kategorien berücksichtigt, die verschiedene Arten von landwirtschaftlichen Flächen repräsentieren. In Anlehnung an die Untersuchung von Pfluger et al. (2017) zur Ermittlung von Photovoltaik-Freiflächenpotenzialen wird ein Landnutzungsfaktor von 2 % angesetzt. Dieser gibt an, wieviel der landwirtschaftlichen Fläche als Solarpotenzialfläche (Asol) theoretisch genutzt werden können. Um Abschattungseffekte zu vermeiden, wird die Bruttokollektorfläche berechnet, indem die identifizierten Solarflächen (Asol) mit dem Faktor 3,5 geteilt werden (Solar district heating guideline, 2012). Die Daten von CORINE Land Cover sind in Abbildung 27 dargestellt.

Abbildung 27: CORINE Land Cover Daten für Deutschland



Symbol	Value	Legend
☑	111	Continuous urban fabric
☑	112	Discontinuous urban fabric
☑	121	Industrial or commercial units
☑	122	Road and rail networks and associated land
☑	123	Port areas
☑	124	Airports
☑	131	Mineral extraction sites
☑	132	Dump sites
☑	133	Construction sites
☑	141	Green urban areas
☑	142	Sport and leisure facilities
☑	211	Non-irrigated arable land
☑	212	Permanently irrigated land
☑	213	Rice fields
☑	221	Vineyards
☑	222	Fruit trees and berry plantations
☑	223	Olive groves
☑	231	Pastures
☑	241	Annual crops associated with permanent crops
☑	242	Complex cultivation patterns
☑	243	Land principally occupied by agriculture with significant areas of natural vegetation

Landnutzungsfaktor 2%

(Quelle: FhG-ISI Langfristszszenarien – Berichtsmodul 2 (2017)

Ergebnis:

- **Asol** = 2% von Flächen mit dem CLC_Code 211-243 [m²]
- **Abk** = Asol / 3,5 [m²]

Quelle: Corine Landcover

2 Berechnung des potenziellen Solarertrags

Im zweiten Schritt werden die Datensätze des Deutschen Wetterdiensts (DWD) zur Berechnung des Solarkollektorertrags analysiert und aufbereitet. Die Datensätze des DWD-Klimadatenzentrums beschreiben auf Rasterebene eine mittlere Summe der einfallenden kurzwelligen horizontalen Solarstrahlung (Globalstrahlung) für Deutschland. Die Daten werden aus qualitätsgeprüften Bodenmessungen an den DWD-Stationen und von Satelliten abgeleiteten Strahlungswerten generiert. Zur Berechnung des potenziellen Kollektorertrags auf 1 km² Rasterebene werden auch die durchschnittlichen monatlichen Außentemperaturen und die durchschnittliche monatliche Sonnenscheindauer verwendet. In Abbildung 28 ist der berechnete Kollektorertrag im Jahr 2018 basierend auf den verwendeten Datensätzen und kollektorspezifischen, technischen Daten dargestellt.

Kollektorertrag pro Monat:

$$q_{sys,\,m} = g_{s,m} * \left[\eta - A_1 \frac{T_K - t_{u,m}}{\frac{g_{s,m}}{h_{s,m}}} - A_2 \frac{(T_K - t_{u,m})^2}{\frac{g_{s,m}}{h_{s,m}}}\right]^2$$

Standortspezifische Parameter aus DWD GIS-Daten

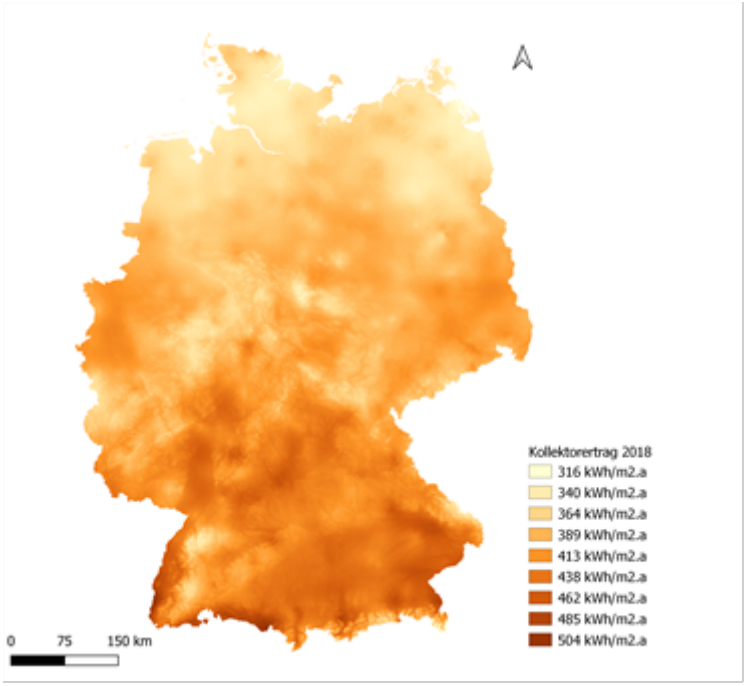
- $g_{s,m}$: Monatliche Globalstrahlung [kWh/m²]
- $t_{u,m}$: Durchschnittliche monatliche Temperatur [C°]
- $h_{s,m}$: Monatliche Sonnenscheindauern [h]

Solarkollektor technische Daten:

- Optischer Wirkungsgrad (η) = 0,8
- Verlustkennwert (A_1) = 3,8

- Verlustkennwert (A_2) = 0,009
- Kollektortemperatur (T_k) = 75 °C

Abbildung 28: Berechnete Kollektorertrag auf 1km² Rasterebene im Jahr 2018



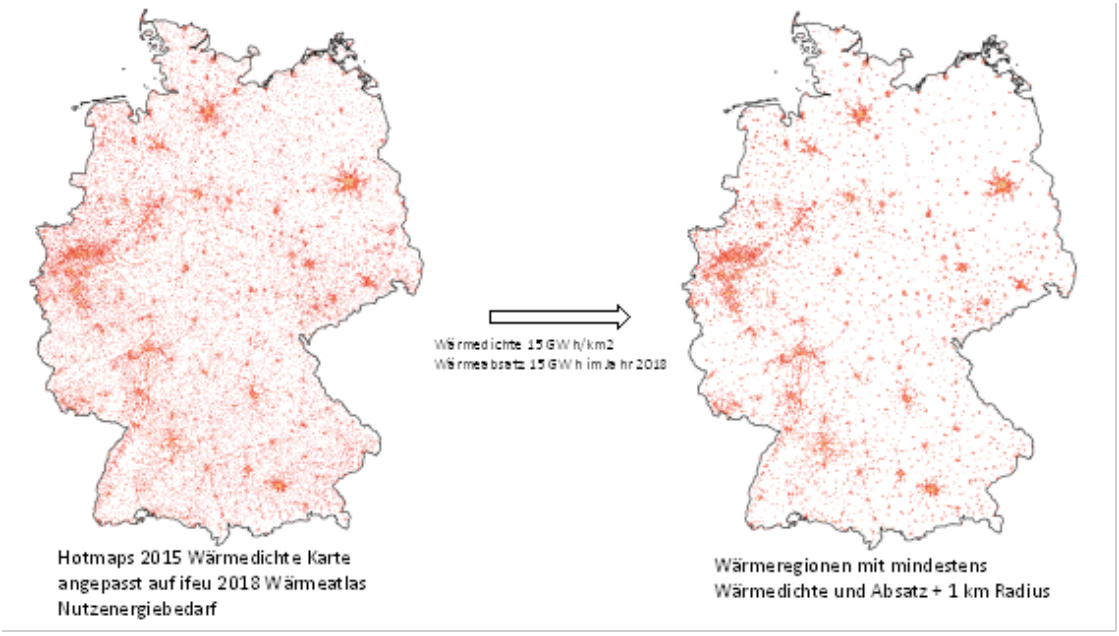
Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

3 Ermittlung geeigneter Wärmebedarfsregionen

Im dritten Schritt werden die geeigneten Wärmebedarfsregionen ermittelt. Als geeignete Regionen für große Solarthermieanlagen werden in diesem Vorhaben diejenigen mit einer Mindestwärmedichte von 15 GWh/km² und einem Jahreswärmebedarf von mehr als 15 GWh definiert.

Für diese Analyse werden die Wärmedichtekarte des Hotmaps-Projekts angewendet, die für das Jahr 2015 ist auf der Grundlage des Grundlagenszenarios für den Nutzenergiebedarf im Jahr 2018 auf Verwaltungsgemeinschaftsebene skaliert wurde. In Abbildung 29 sind die angepasste Wärmedichtekarte und die identifizierten Wärmeregionen dargestellt.

Abbildung 29: Angepasste Hotmaps Wärmedichtekarte (links) und identifizierte Wärmeregionen (rechts)

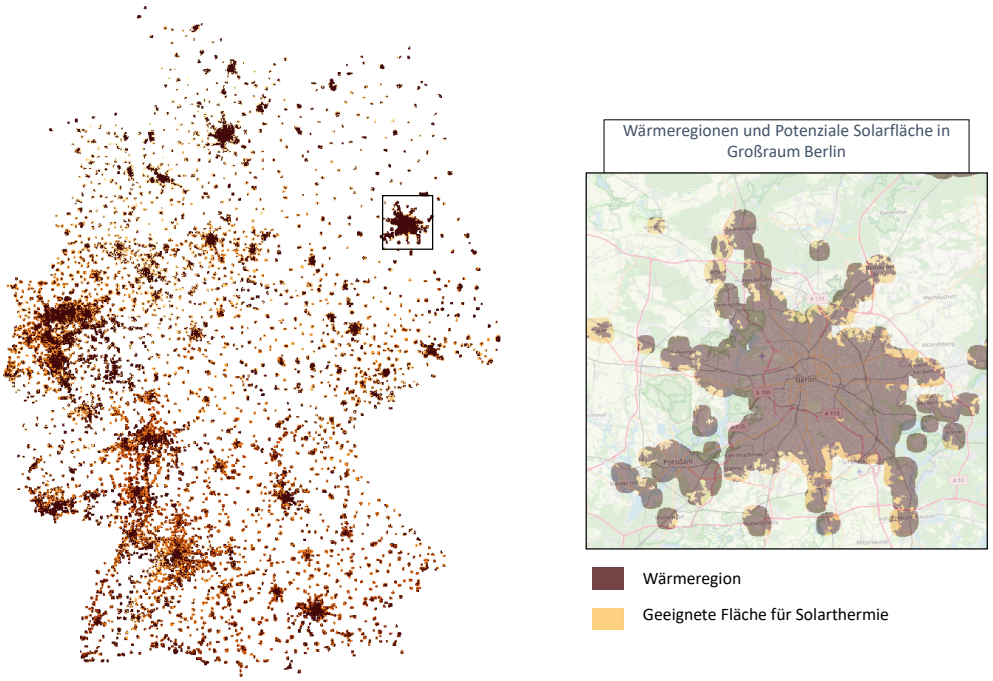


Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis von Hotmaps

4 Ermittlung des Potenzials für solare Wärmenetzeinspeisung

Im letzten Schritt werden die potenziellen Freiflächen für solare Wärmenetzeinspeisung auf Basis der identifizierten Wärmeregionen ermittelt. Das entwickelte Python Modell ermittelt jene Regionen, die bis zu 1 km Distanz von der Wärmeregion entfernt sind. Falls es sich bei den identifizierten Regionen um landwirtschaftliche Gebiete entsprechend des CLC Codes handelt, werden die entsprechende Regionen als geeignetes Solargebiete interpretiert. In Abbildung 30 sind die identifizierten Gebiete mit einem technischen Potenzial für Deutschland (links) und für Großraum Berlin (rechts) dargestellt.

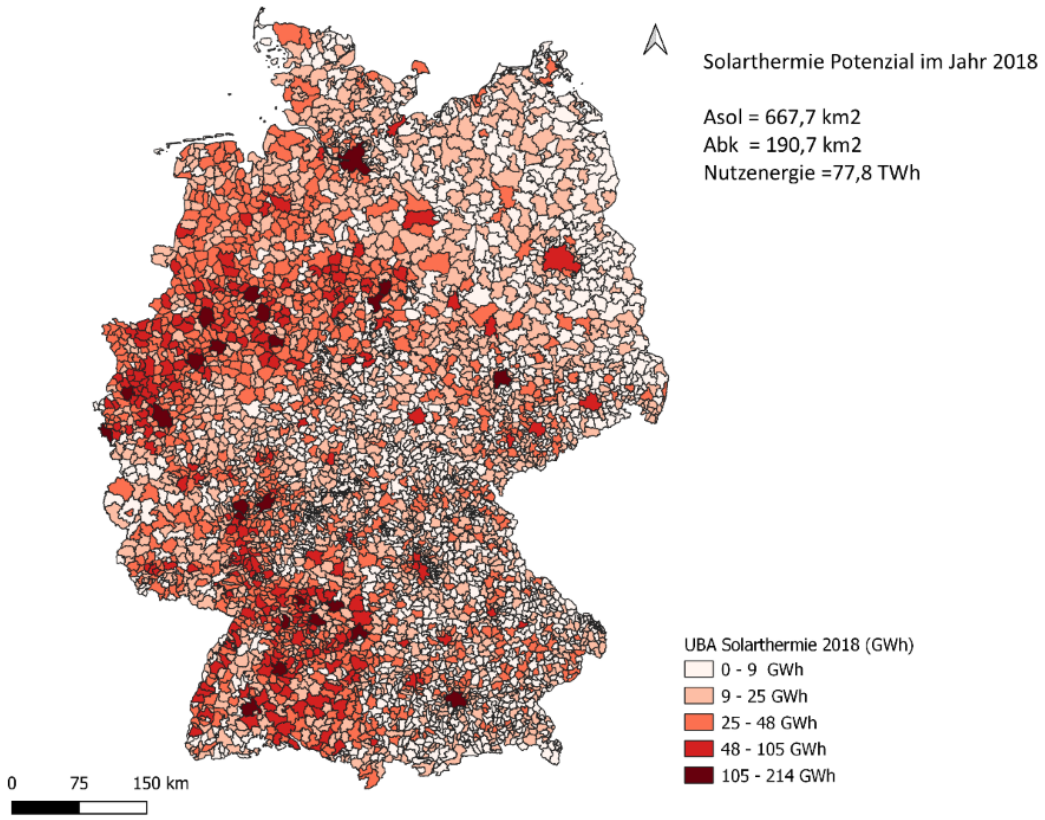
Abbildung 30: Identifizierte Gebiete mit technischen Potenzialen für Deutschland (links) und Großraum Berlin (rechts)



Quelle: Eigene Darstellung (IEES)

In Abbildung 31 sind die resultierenden technischen Potenziale für Deutschland auf Verbandsgemeindeebene für das Jahr 2018 dargestellt. Die gesamte identifizierte solarthermische Bruttokollektorfläche zur potenziellen Nutzung in geeigneten Wärmebedarfsgebieten beträgt rund 190 km^2. Dies entspricht in etwa 0,05 % der Gesamtfläche Deutschlands. **Das technische Potenzial der damit erzeugten Solarwärme beträgt rd. 80 TWh.**

Abbildung 31: Solarthermische (Freiflächenanlagen) Potenziale auf Verwaltungsgemeinden Ebene für Deutschland im Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Die aus der Potenzialanalyse resultierenden Ergebnisse haben aufgrund der unterstellten Annahmen jedoch einige große Unsicherheiten. Zunächst wird überall der Landnutzungsfaktor von 2 % angenommen und angewendet. Die tatsächliche Landnutzung kann je nach örtlichen Gegebenheiten jedoch niedriger oder höher ausfallen. Des Weiteren werden mit Bezug auf die potenzielle Solarertragsberechnung einheitliche technische Daten für den Kollektor angenommen. In der Praxis werden große Kollektorfelder aus zwei Kollektortypen bestehen, um einerseits den optimalen Auslegungspunkt zur Nutzung der Sonnenstrahlung für niedrigere Vorlauf- und Rücklauftemperaturen zu erreichen und anderseits die Wassertemperatur auf das erforderliche Fernwärmetemperaturniveau anzuheben. Zusätzlich können Bodenpreise aufgrund der verfügbaren Daten nicht direkt als wesentliche Potenzialrestriktion berücksichtigt werden.

3.3.6 Biomasse

Aktuell dominiert Biomasse die erneuerbare Wärme und Kälte: Im Jahr 2019 wurden in Deutschland rd. 152 TWh Wärme aus Biomasse bereitgestellt und damit 86 % der erneuerbaren Wärme und Kälte (AGEE-Stat, 2020). Die energetische Nutzung von Biomasse, speziell die Nutzung von Anbaubiomasse, ist jedoch umstritten, da Nutzungskonflikte sowie Luftbelastungen (Feinstaub, PAKs, etc.) damit einhergehen.

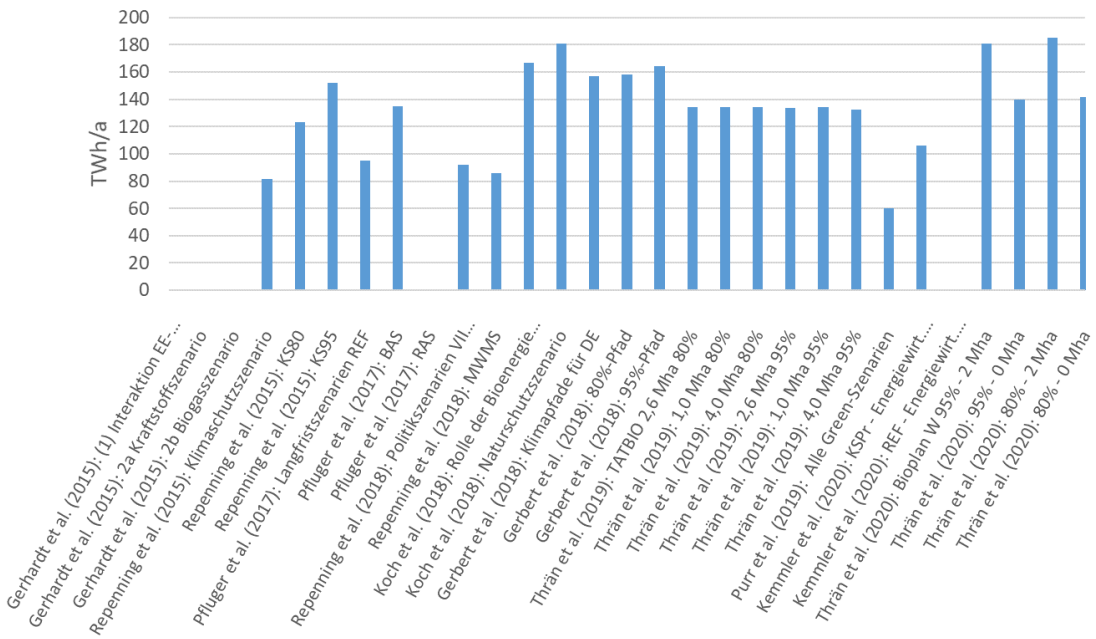
Für die zugrunde liegende Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung werden keine lokalen Biomassepotenziale zugrunde gelegt. Biomasse im Wärmemärkt sollte also besonders dort eingesetzt werden, wo sie nach Ausschöpfung der

Effizienzpotenziale einen energiewirtschaftlichen Mehrwert bietet und wenig andere Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung stehen.

Eine Recherche zu den in Energiesystemmodellen allokierten wirtschaftlichen Potenzialen aus Biomasse für das Jahr 2030 wurde in der Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Abbildung 32 dargestellt und zeigen für 2030 eine Bandbreite der meisten Studien zwischen 80 und 160 TWh pro Jahr für die Nutzung von Biomasse in der gesamten Wärme- und Kälteerzeugung (zentral und dezentral in allen Sektoren). Somit ist angesichts der heutigen Nutzung nicht von einer Steigerung des zukünftigen Potenzials auszugehen, und 150 TWh stellt eine obere Grenze für die Nutzung von Biomasse im gesamten Wärme- und Kältemarkt für das Jahr 2030 dar.

Im NECP wurden je nach Szenario rund 25 TWh Biomasse in der Fernwärme eingesetzt, was als Grundlage für die nachfolgenden Berechnungen herangezogen wird.

Abbildung 32: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 in unterschiedlichen Energieszenarien



Quelle: Ortner et al. (lfd)

3.3.7 Energie aus Abwasser, Kläranlagen

Der Schwerpunkt des GIS-Abwasser-Modells liegt auf der Ermittlung des technischen Potenzials der Nutzung von Abwasser aus Kläranlagen als Wärmequelle für Großwärmepumpen. Obwohl die Kläranlagen in der Regel mit räumlichem Abstand zu Siedlungskörpern errichtet werden, sind viele Wärmeabnehmer (Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen) mit mindestens 15 GWh/km^2 in unmittelbarer Nähe (weniger als 1 km) vorhanden. Ziel des Modells ist es, das technische Potenzial zu identifizieren. Alle verwendeten Datensätze sind in Abbildung 20 dargestellt. Das Abwasser GIS-Modell ist in drei Schritten aufgebaut:

7. Festlegung der Standorte und technischen Parametern von Kläranlagen.
   a. Identifikation der technische Potenziale für Abwasser.

   b. Verwendung der Hotmaps 2015 Wärmedichtekarte skaliert mit den Werten des ifeu – Wärmeatlas für Gemeinden für das Jahr 2018.
8. Max. 1 km Abstand zwischen Kläranlagen und möglichen Wärmesenken
9. Definition der Eigenschaften von Wärmepumpen,
   a. Annahmen aus ifeu-Kurzstudie „Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende“ im Auftrag des BMU zur zeitlichen Verfügbarkeit und zum Niederschlagswasserfaktor (Fritz & Pehnt, 2018)
   b. Technische Daten von Wärmepumpen (JAZ, Vor- und Rücklauftemperatur, WP Effizienz, Kapazitätsfaktor)

Tabelle 21: Verwendete Datensätze und Datenformate im Abwasser-GIS-Modell

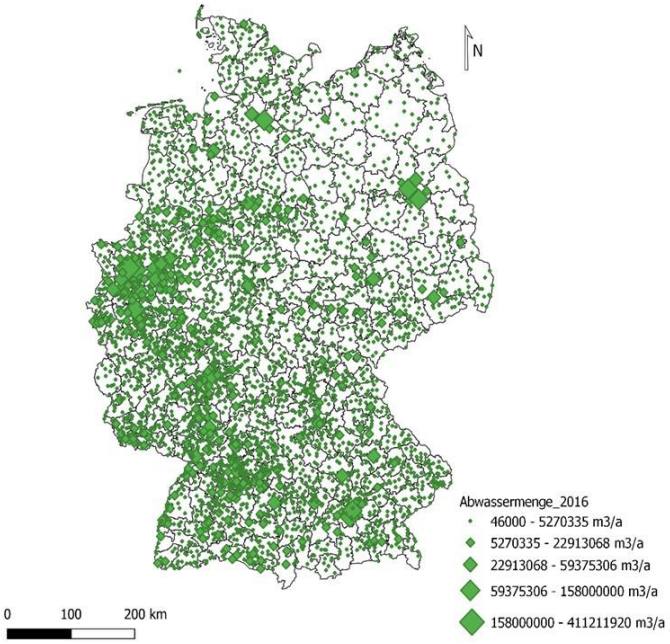
Datensatz	Datenformat	Quelle
EU-Kommunalabwasser Richtlinie	Vektor	EU-Kommunalwasserrichtlinie Karte,Umwelt Bundesamt (2016)
Hotmaps Wärmedichtekarte 2015	100 m Raster	Hotmaps Project (2020a)
Wärmeatlas Nutzenergiebedarf 2018	csv	Grundlagenszenario, disaggregiert auf Basis des ifeu-Wärmeatlas

Zur Identifizierung der Standorte und der technischen Parameter von Kläranlagen wurde im ersten Schritt ein aus der europäischen Kommunalabwasser-Richtlinie stammender Datensatz verwendet (Umweltbundesamt, 2016). Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, der EU-Kommission regelmäßig über den Stand zur Umsetzung der Anforderungen aus der Richtlinie zu berichten. In dem Datensatz sind die Informationen zu allen berichtspflichtigen kommunalen Kläranlagen, die Deutschland an die EU-Kommission berichtet, enthalten.

Die Berichterstattung erfasst Informationen zu den Siedlungsgebieten (Agglomerationen) mit mehr als 2.000 Einwohner sowie den Kläranlagen, die das Abwasser aus den Siedlungsgebieten reinigen, und deren Einleitstellen (Übergang des gereinigten Abwassers in bspw. Oberflächengewässer). Aufgrund der schwierigen Abgrenzung der Siedlungsgebiete berichtet Deutschland die Siedlungsgebiete als Kläranlage (1:1). Das bedeutet, ein Siedlungsgebiet entspricht dem Einzugsgebiet einer Kläranlage.

Für die Siedlungsgebiete muss entsprechend den Anforderungen der Richtlinie berichtet werden, in welchem Umfang das anfallende Abwasser in Kanalisationssystemen gesammelt und einer Behandlung zugeführt wird. Die kommunalen Kläranlagen reinigen das in Haushalten anfallende Abwasser, industrielles und gewerbliches Abwasser, das in die öffentliche Kanalisation oder die Kläranlage eingeleitet wird, sowie Regen- und Fremdwasser, das zusätzlich in die Kanalisation gelangt. In Abbildung 33 sind die betrachtenden Kläranlagen dargestellt.

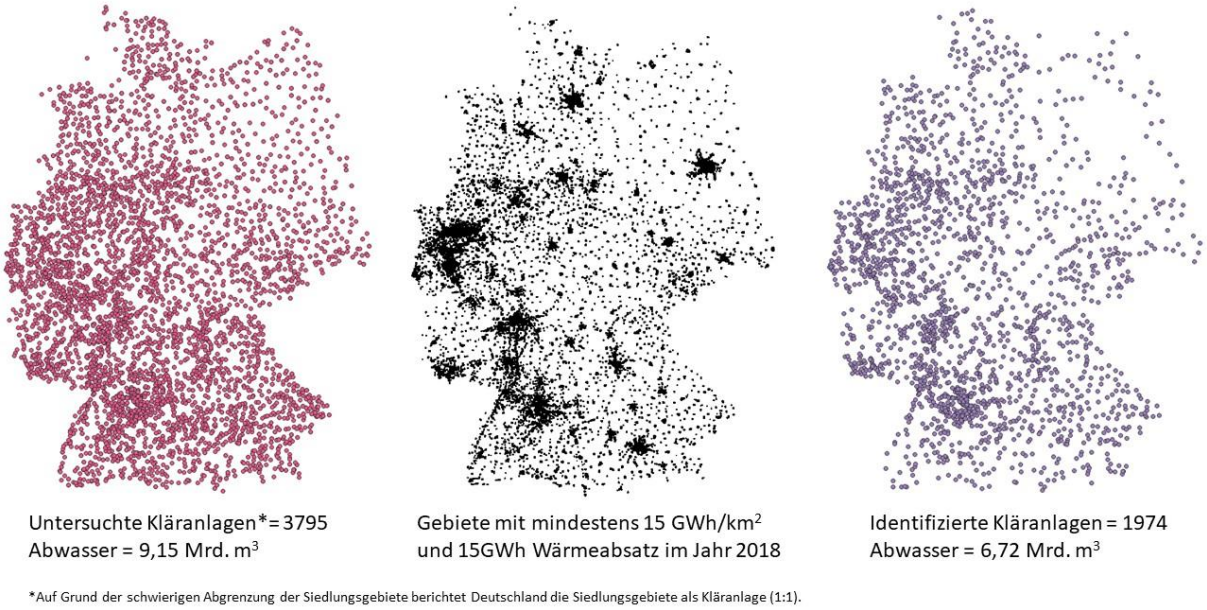
Abbildung 33 Kläranlagen und Abwassermenge in Jahr 2016



Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis (Umweltbundesamt, 2016)

Im zweiten Schritt wurden die Anlagen identifiziert, die innerhalb eines Radius von 1 km um Wärmesenken mit mindestens 15 GWh/km² liegen. Von 3.795 bestehenden Kläranlagen befinden sich 1.974 innerhalb 1 km von Wärmegebieten. Abbildung 34 zeigt die Standorte der bestehenden 3.795 Kläranlagen (links), die Gebiete mit mindestens 15 GWh/km² (mittel) und die identifizierten Anlagen (rechts).

Abbildung 34 Identifizierung von Kläranlagen, die innerhalb 1 km von den Wärmeregionen liegen

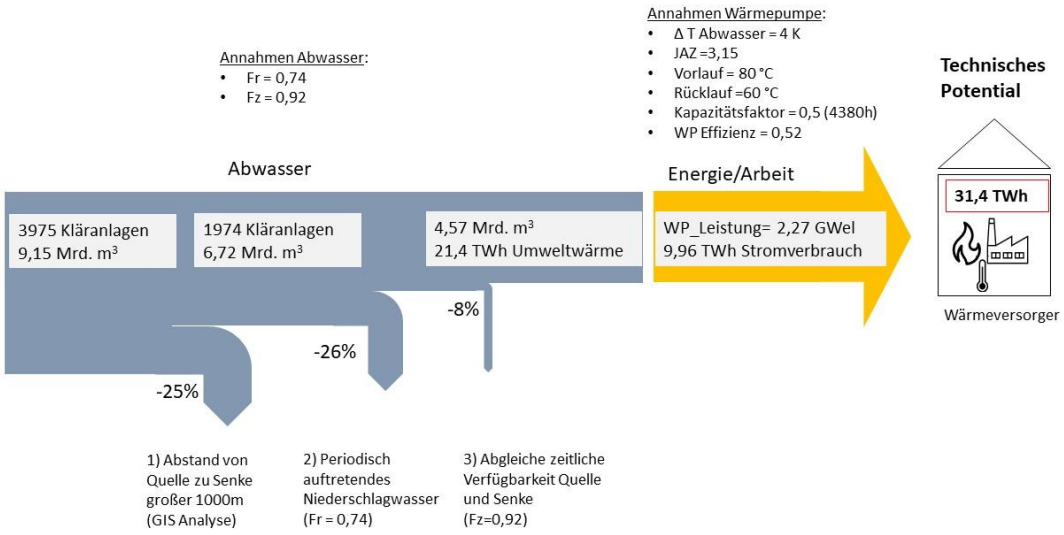


Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis von HOTMAPS Project (2020b) und Umweltbundesamt (2016)

Im dritten Schritt wurden Annahmen aus dem ifeu-Bericht von Fritz & Pehnt (2018) verwendet, um nur nicht fluktuierendes Abwasser zu berücksichtigen[32]. Zwei Faktoren beeinflussen die erfasste Gesamtabwassermenge, die von den Kläranlagen behandelt wird. Der erste Faktor stellt den Niederschlagsfaktor (Fr) dar, der die Gesamtwassermenge um 26 % reduziert, während der zweite Faktor den zeitlichen Verfügbarkeitsfaktor (Fz) zwischen der Menge des behandelten Abwassers und dem verfügbaren Wärmebedarf darstellt und die Gesamtabwassermenge um weitere 8 % reduziert.

Die Annahmen liefern neben der Quantifizierung des Anteils des Nutzwärmebedarfs durch die Entnahme der Abwasserwärme vor der Kläranlage aus dem Kanal wertvolle Erkenntnisse über das gemeldete Abwasser und dessen zeitliche Verfügbarkeit.

Abbildung 35: Verluste des Energiepotenzials aus Abwasser ausgehend von dem jährlichen Abwasseraufkommen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Fritz & Pehnt (2018)

Für die Berechnung der technischen Potenziale und installierten Leistungen der benötigten Wärmepumpen wurden die in Tabelle 22 dargestellten Formeln verwendet. Aus den Ergebnissen in Abbildung 35 ist zu erkennen, dass die **Nutzwärme aus Abwasserpotenzialen im Jahr 2018 bei ca. 31 TWh liegt.** Die für die Erschließung erforderliche installierte Wärmepumpenleistung beträgt bei einem Leistungsfaktor von 0,5 (bezogen auf Volllaststunden von 4.380 h) rund 2,27 GW. Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe wird berechnet für Vor- und Rücklauftemperaturen von 80 °C/60 °C und Abwassertemperaturen von 15 °C/11 °C. Der angewendete Lorentz-Wirkungsgrad der Wärmepumpe ist auf 52 % festgelegt und basiert auf Informationen zu bestehenden Großwärmepumpen in Helsinki, Finnland (Foster et al., 2016).

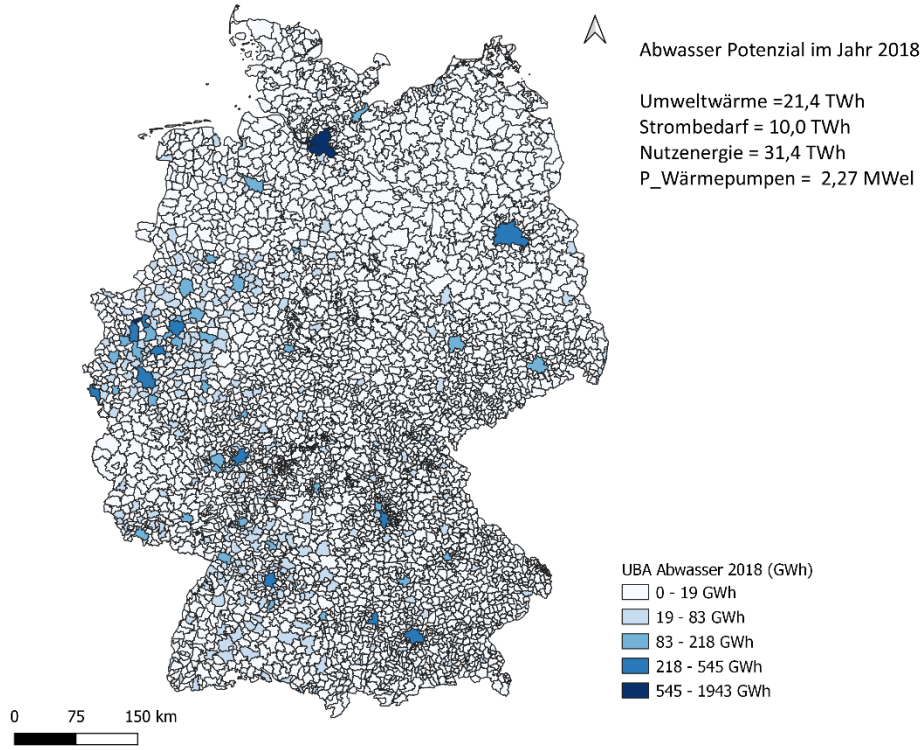
[32] Die Abwassermenge wird um das Niederschlagswasser und das zeitlich fluktuierende Restwasser reduziert.

Tabelle 22: Grundlage der Berechnung des technischen Potenzials

Symbol	Beschreibung	Einheit	Wert/ Formeln
$Q_{abwasser}$	Abwasser Wärmemenge	GWh	$Q_{abwasser} = \dot{m} * Fr * Fz * c_p * \Delta T * 8760$
m	Abwassermenge	[kg]	
Fr	Niederschlagswasserfaktor		0,74
Fz	Zeitliche Verfügbarkeitsfaktor		0,92
Cp	Spezif. Wärmekapazität Wasser	[Wh/kg*K]	-
ΔT	Genutzte Abwasser-Temperaturdifferenz	[K]	-
Q_{strom}	Wärmemenge aus dem Verdichter der Wärmepumpe	GWh	$Q_{strom} = Q_{abwasser}/(JAZ - 1)$
JAZ	Wärmepumpe Jahresarbeitszahl für: · Vorlauf/ Rucklauftemperaturen 80/60 °C · Wärmequelle (Abwasser) Temperaturen 15/11 °C · Wärmepumpe Lorentz Effizienz = 52 %	-	3,15
Q_{nutz}	Nutzwärme	GWh	$Q_{nutz} = Q_{abwasser} + Q_{strom}$
$P_{verdichter}$	Installierte Stromleistung der Wärmepumpe	GWel	$P_{verdichter}$
t_{VBH}	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.380

Die Limitierung des Modells liegt darin, dass die Annahmen zur zeitlichen Verfügbarkeit und zum Niederschlagwasserfaktor aus dem ifeu-Bericht gleichbleibend angewendet werden. Die zeitliche Verfügbarkeit und der Niederschlagwasserfaktor können jedoch nach Standort variieren und damit die mögliche Nutzenergie, die durch Energie aus Abwasser gedeckt werden kann, direkt beeinflussen. Eine zusätzliche Einschränkung des Modells ist die Annahme, dass alle Kläranlagen, die sich im Umkreis von 1 km um eine Region mit mindestens 15 GWh/km^2 befinden, an bestehende oder neue Fernwärmenetze angeschlossen werden können.

Abbildung 36: Abwasser-Potenziale auf Gemeindeebene für Deutschland im Jahr 2018 bezogen auf den Kläranlagen-Abwassermenge im Jahr 2018



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

3.3.8 Großwärmepumpen

Für den Einsatz von zentralen Großwärmepumpen (Flusswärmepumpen, Seewärmepumpen und Luft-Wasser-Wärmepumpen sowie Sole-Wasser-Wärmepumpen) können nur bedingt lokale theoretische und technische Potenziale ausgewiesen werden, da es hier noch an deutschlandweiten Studien mangelt.

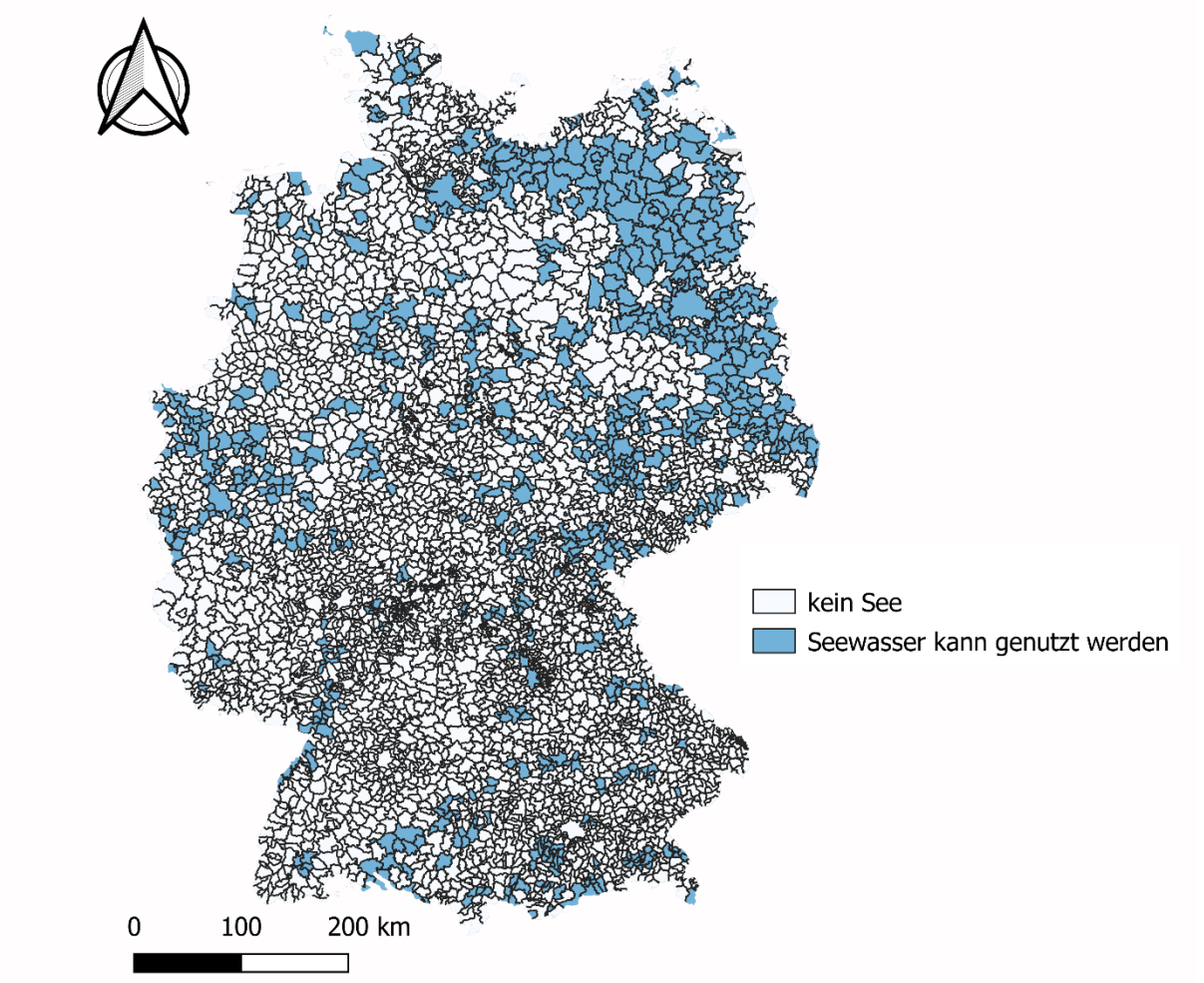
In Gerhardt et al. (2019) wurde das Potenzial von Flusswärmepumpen bis zum Jahr 2030 für die vier größten deutschen Flüsse (Rhein, Weser, Elbe, Donau) und deren Zuflüsse analysiert. Auf Basis von langjährigen Mittelwerten zu Abflussmengen und Temperaturen wurde das theoretische Potenzial und mögliche Wärmesenken im Abstand von 1, 2 und 3 km zu den Flüssen und Zuflüssen ermittelt. **Für das Jahr 2030 wurde ein Potenzial in Höhe von 50 TWh bei einem COP von 2,2 ausgewiesen.**

In bereits genannter Quelle wurde ähnlich zu den Potenzialen von Flusswärmepumpen das Potenzial für Wärmepumpen in Seen ermittelt. Für alle deutschen Seen, die größer als 50 ha sind, wurde der Wärmebedarf der Einwohner im Abstand von 1 km ermittelt und ein Abgleich von Angebot und Nachfrage durchgeführt. **Für das Jahr 2030 konnten somit 28,5 TWh Potenzial inklusive der Berücksichtigung von Strom bei einem COP von 2,65 ermittelt werden.** Um den Einsatz von Flusswärmepumpen für die administrativen Gebiete der Verbandsgemeinden bewerten zu können, wurden jene Gemeinden identifiziert, deren Wärmebedarfsgebiete innerhalb von 1 km Umkreis zu Seen ab 50 ha liegen. Dies betrifft 752 der 4.764 Verbandsgemeinden. Die entsprechende räumliche Verteilung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Für die Berechnung der alternativen Szenarien wurde das gesamte Potenzial von 28,5 TWh gleichmäßig auf alle Gemeinden verteilt. Dadurch ergibt sich ein Potenzial von 13 MW je Gemeinde.

Das Potenzial zentraler Luftwärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen, die oberflächennahe Geothermie nutzen, ist vorrangig durch die Einbindung in Wärmenetze beschränkt, da das technische Angebotspotenzial eigentlich keinen Einschränkungen unterliegt. Platzrestriktionen oder lokale Anforderungen bezüglich Schallemissionen und weiterer Aspekte werden an dieser Stelle vernachlässigt, da keine robuste Quelle hinsichtlich der deutschlandweiten Potenziale vorliegt.

Abbildung 37: Darstellung der Verbandsgemeinde entsprechend der Information, ob Seewasser innerhalb von 1 km zu den Wärmebedarfsgebieten genutzt werden kann



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

3.3.9 Ermittlung der Fernwärmepotenziale

Die Ermittlung der Fernwärmepotenziale wird anhand der Wärmedichte der einzelnen Gemeinden durchgeführt (siehe auch 3.2). Der Anteil je Gemeinde, der eine Wärmedichte von mindestens 15 GWh/km² aufweist, wird für eine Versorgung über Fernwärme als potenziell geeignet eingestuft und der Wärmebedarf in den entsprechenden Wärmedichtenklassen summiert. Unter der Annahme eines Anschlussgrades von 100 % in den geeigneten Gebieten ergibt sich auf Basis des räumlich disaggregierten Grundlagenszenarios ein theoretisches

Fernwärmepotenzial von 4,66 TWh/a im Jahr 2030 in Gebäuden, welches den Raumwärme- und Warmwasserbedarf sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebäuden (GHD inkl. Industriegebäude) umfasst. Hinzu kommt der Fernwärmeverbrauch in der Industrie für Prozesswärme, welcher 2016 bei etwa 50 TWh/a liegt und als konstant angenommen wird. Insgesamt liegt das theoretische Fernwärmepotenzial somit bei rund 516 TWh/a. Der Anteil des Wärmebedarfs, welcher aufgrund der Wärmedichte theoretisch für eine Versorgung mit Fernwärme geeignet ist, entspricht somit rund 47 % des gesamten Wärmeverbrauchs in 2030.

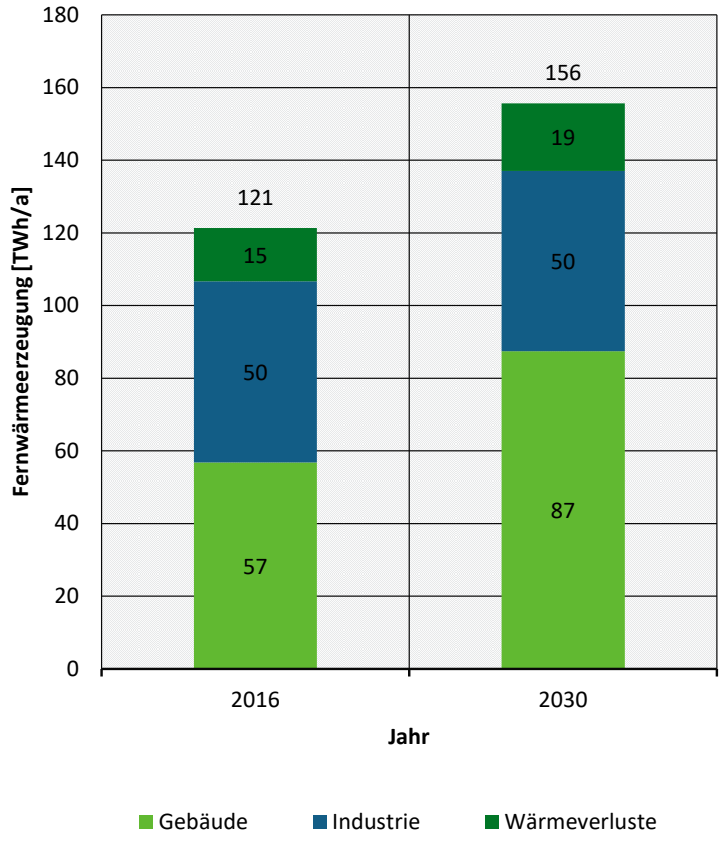
Für die Ableitung eines realistischen Nachfragepotenzials in 2030 wurden über die Wärmedichte hinaus folgende Annahmen zum Anschlussgrad an die Fernwärme getroffen:

- Gebäude: Ausbau und Neubau der Fernwärme in Gebieten mit einer Wärmedichte von mindestens 15 GWh/km²;
- In Gemeinden mit vorhandener Fernwärme: Erhöhung des Anschlussgrades um 50 % (max. 100 % je Gemeinde);
- Gemeinden ohne Fernwärme: Neuanschluss von ca. 100 Gemeinden, die den Großteil des Wärmebedarfs mit einer Wärmedichte von mindestens 15 GWh/km² aufweisen, Anschluss mit 15 % Fernwärmeanteil 2030;
- Industrie und GHD: Deckung von 12 % des gesamten Prozesswärmebedarfs über Fernwärme konstant bis 2030 (Kemmler et al., 2020);
- 12 % Wärmeverluste (AGFW, 2019).

Für jede Gemeinde wurde so ein spezifischer Fernwärmebedarf und eine Wärmelast für 2030 berechnet. Diese liegen der Bewertung der alternativen Szenarien zugrunde. Zusätzlich zur Wärmedichte wurde bei der Eignung für Fernwärme auch ein minimaler absoluter Wärmeabsatz je Gemeinde von 1 GWh sowie Mindestleistungen je Technologie berücksichtigt.

Für das Jahr 2030 ergibt sich damit ein Nachfragepotenzial von 137 TWh/a Fernwärme. Das Potenzial der Fernwärmeerzeugung zzgl. Wärmeverlusten liegt somit bei 156 TWh/a. Insgesamt wird auf Basis der getroffenen Annahmen davon ausgegangen, dass 2030 rund 1.640 Gemeinden an eine Fern- oder Nahwärme angeschlossen sind, die in die Analyse der zentralen Szenarien einbezogen werden.

Abbildung 38: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2030



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

3.3.10 Ermittlung der Fernwärme-Verteilkosten

Die Ermittlung der Kosten für das Verteilnetz der Fernwärme basiert auf den Ansätzen von Persson & Werner (2011) und Persson et al. (2019). In Persson & Werner (2011) werden die Verteilkosten C_d [Euro/GJ] als wesentlicher Kostenbestandteil der Gesamtkosten der Fernwärme identifiziert und als Funktion des *plot ratios e* angegeben. Der *plot ratio* drückt dabei das Verhältnis der Gebäudefläche zur Landfläche aus. Die Kosten können in folgenden Zusammenhang gebracht werden, wobei α dem Annuitätenfaktor entspricht, C_1 und C_2 zwei Kostenkomponenten in Euro/m bzw. Euro/m² darstellen, der für die Verteilung notwendige Durchmesser d_a als logarithmischer Zusammenhang der Bebauungsdichte und q als spezifischer Wärmebedarf [GJ/m²a] und *w* als Funktion der Bebauungsdichte [m]:

$$C_d = \frac{\alpha * (C_1 + C_2 * d_a)}{e * q * w}$$

Entsprechend den Analysen in Persson et al. (2019) wurden für C_1 Kosten in Höhe 212 Euro/m und für C_2 Kosten in Höhe von 4.464 Euro/m² angesetzt.

Gemäß den Rahmenparametern für die wirtschaftliche Analyse wurde ein Zinssatz von 5,5 % angesetzt und die Kosten für eine zugrunde gelegte Abschreibungsdauer von 20 Jahren berechnet. Dabei kann unter Berücksichtigung des gebäudescharfen Wärmeatlasses die Bebauungsdichte für alle 100 m x 100 m Rasterzellen und des spezifischen Wärmebedarfs je Hektar für 2018 und 2030 berechnet und als Mittelwert je Gemeinde ausgewiesen werden. Die ermittelten Verteilkosten variieren je nach Bebauungsdichte zwischen 9,7 Euro/MWh und

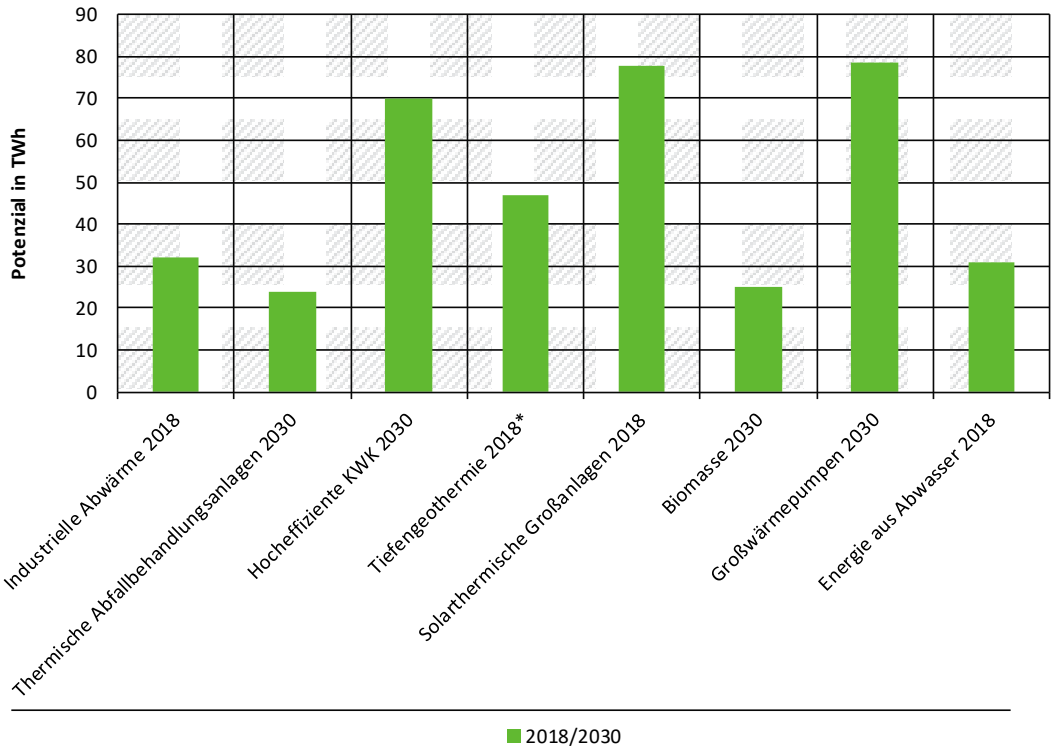
40,3 Euro/MWh im Jahr 2018 und zwischen 11,1 Euro/MWh und 40,7 Euro/MWh im Jahr 2030. Die Ergebnisse fließen gemeindescharf in die Bewertung der Versorgungsoptionen ein.

3.3.11 Zusammenfassung der technischen Potenziale

Die technischen Potenziale, die der wirtschaftlichen Analyse für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zugrunde gelegt werden, sind in Abbildung 39 für das Jahr 2030 dargestellt. Die technischen Potenziale der einzelnen Energieträger bzw. Technologien schwanken zwischen 25 TWh für Biomasse und 117 TWh für die hocheffiziente KWK. Bei Tiefengeothermie beziehen sich die technischen Potenziale auf die Leistung und es werden keine Vollbenutzungsstunden zugrunde gelegt.

Insgesamt belaufen sich die technischen Potenziale der erneuerbaren Energieträger (ohne Tiefengeothermie) und der hocheffizienten KWK auf rd. 385 TWh. Bei den einzelnen Potenzialen muss berücksichtigt werden, dass sich diese räumlich überschneiden können. Inwiefern die wirtschaftlichen Potenziale dadurch eingeschränkt sind, wird im Rahmen der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung auf Basis der alternativen Szenarien unter Vorgabe eines geforderten Anteils an erneuerbaren Energien in Abschnitt 4.1 analysiert. Für jene Potenziale, die auf Basis kleinräumiger Analysen im Rahmen des Forschungsvorhabens ermittelt wurden, wurden die Zahlen für das Jahr 2018 herangezogen. Die technischen Potenziale werden in weiterer Folge im Rahmen der Analyse der wirtschaftlichen Potenziale im nachfolgenden Kapitel unter Berücksichtigung der ermittelten wirtschaftlichen Fernwärmepotenziale auf das Jahr 2030 bezogen und die entsprechenden wirtschaftlichen Potenziale ermittelt. Bei Potenzialen die aus der Literatur (im Wesentlichen dem NECP) übernommen werden, werden die Daten für das Jahr 2030 herangezogen.

Abbildung 39: Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale



*... Potenzial in GW statt TWh

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis der vorangegangenen Analysen

4 Analyse der wirtschaftlichen Potenziale für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

4.1 Analyse der zentralen Versorgungsoptionen

4.1.1 Zentrale Wärmeversorgung im Jahr 2030

Vergleich der fixen und dynamischen Ziele hinsichtlich erneuerbarer Energien und Abwärme

Tabelle 23 zeigt die Häufigkeiten der Vorgabewerte für den Anteil der erneuerbaren Energien und Abwärme an der Fernwärmeerzeugung. Bei der Festlegung der Vorgabe in Abhängigkeit der lokal verfügbaren Potenziale zeigt sich ein heterogenes Bild der 1.640 analysierten Gemeinden, das sich in drei Gruppen aufteilen lässt:

- Bei 316 Gemeinden übersteigen die Potenziale die Nachfrage deutlich – diese Gemeinden können 100 % ihrer Fernwärmenachfrage aus lokal verfügbarer und nicht fluktuierender erneuerbarer Energie decken. Es werden weder Biomasse noch Luft-Wärmepumpen benötigt oder fossile Energien.
- Bei 833 Gemeinden sind die Potenziale deutlich niedriger als die Nachfrage. Für dies Gemeinden wurde eine EE-Vorgabe von 20 % festgelegt, um in Summe aller Gemeinden 40 % erreichen zu können. Diese Gemeinden werden verstärkt auf Biomasse oder Luft-Wärmepumpen setzen müssen, um höhere EE-Wärmeanteile in ihrer Fernwärme zu erzielen.
- Bei 491 Gemeinden liegen die Potenziale lokal verfügbarer und nicht fluktuierender erneuerbarer Energie zwischen 25 und 80 % der nachgefragten Leistung.

Tabelle 23: Häufigkeiten der Vorgaben für EE-Wärme

Quotient	Vorgabe EE- und Abwärmeanteil	Häufigkeit, dyn	Häufigkeit, fix
> 0,00	20 %	833	
> 0,10	25 %	97	
> 0,20	30 %	147	
> 0,40	40 %	107	1.640
> 0,60	60 %	78	
> 0,80	80 %	62	
> 1,00	100 %	316	

Tabelle 24 zeigt Ergebnisse zu den Modelläufen beider Varianten. Das gesamte EE- und Abwärmeziel in Höhe von 40 % wird sowohl in der dynamischen als auch in der fixen Auslegungsvariante erreicht. Die Wärmegestehungskosten sind in der dynamischen Variante geringfügig höher (um 2,3 €/MWh) als in der Variante mit fixem EE-Ziel. Die Unterschiede bezüglich der THG-Emissionen und PE-Faktoren sind vernachlässigbar klein. Nichtdestotrotz sind folgende signifikante Aspekte in der dynamischen Auslegung zu berücksichtigen:

- Die lokal verfügbaren Potenziale werden auf Gemeindeebene effizienter ausgenutzt, sodass Biomasse verdrängt wird. Gegenüber der fixen Auslegung wird ca. 10 TWh Wärmebereitstellung durch Einsatz von Biomasse eingespart.
- Knapp ein Drittel aller Gemeinden sind in der Lage, zum Teil deutlich mehr als 40 % EE-und Abwärmeanteil bereitzustellen. Darüber hinaus erreichen wie bereits beschrieben 316 Gemeinden die EE- und Abwärmevorgabe von 100 %. Die optimale Ausnutzung der Potenziale im Jahr 2030 ist besonders vorteilhaft, um Lock-in-Effekte mit Blick auf 2050 zu vermeiden.
- Aus den Ergebnissen der dynamischen Variante können aussagekräftigere Erkenntnisse gewonnen werden, die in der Kosten-Nutzen-Analyse unter Kapitel 5 ausführlich betrachtet werden.

In Anbetracht der aufgelisteten Aspekte wird im Weiteren ausschließlich auf die dynamische Variante eingegangen. Letztere wird optimiert und ausführlich ausgewertet.

Tabelle 24: Ökonomische und ökologische Bewertung der Varianten mit dynamischem und fixem Ziel hinsichtlich erneuerbarer Energien und Abwärme

Größe	Einheit	dyn	fix
Investitionsstock Anlagen	Mio. Euro	12.021	10.918
Wärmegestehungskosten – gewichtet und inkl. Wärmeverteilkosten	€/MWh	62,8	60,5
THG-Emissionen	g/kWh	138	134
PE Faktor	-	0,62	0,60

Vergleich der alternativen Szenarien zur Erreichung der Ziele für erneuerbare Energien und Abwärme

Für jede der 1.640 Gemeinden, die sich für die leitungsgebundene Wärmeversorgung aufgrund der Wärmedichte und des Wärmeabsatzes qualifizieren, wurden sechs verschiedene Techniksysteme (Kombinationen von Technologien) ermittelt, wodurch sich insgesamt 9.840 alternative Szenarien ergeben. Tabelle 25 zeigt die Ergebnisse der alternativen Szenarien für die verschiedenen Techniksysteme in aggregierter Form über die Gemeinden hinweg. Es erfolgt eine ökonomische und ökologische Bewertung der verschiedenen alternativen Szenarien. Für jede Gemeinde wird das kostengünstigste Techniksystem anhand der Wärmegestehungskosten ausgewählt (vgl. Spalte AS optimiert). In der optimierten Variante ergeben sich insgesamt mittlere Wärmegestehungskosten in Höhe von 62,8 Euro/MWh[33]. Auffällig ist, dass die aggregierten alternativen Szenarien nach Reihung 1 häufig am wirtschaftlichsten sind. In 1.421 Gemeinden ergeben sich hier die niedrigsten Wärmegestehungskosten im Vergleich zu den weiteren Reihungen. Das liegt daran, dass die Wärmegestehungskosten sowohl aus Investitionen als auch aus Betriebs-, Brennstoff-, Anbindungs- und Verteilkosten bestehen. Die

[33] Energiegewichtet und inkl. Verteilkosten

alternativen Szenarien nach Reihung 1 sind die am häufigsten kostengünstigste Variante bezüglich der Summe aus Betriebs- und Brennstoffkosten je Gemeinde. Diese Tendenz lässt sich mit den niedrigeren Betriebs- und Brennstoffkosten der thermischen Abfallbehandlungsanlagen, der Solarthermie und in einem geringeren Umfang der Geothermie (alle drei Technologien werden in Reihung 1 vorrangig eingesetzt) im Vergleich zur WP-Abwärme (in Reihung 2 vorrangig eingesetzt) erklären. Nichtdestotrotz trifft diese Erkenntnis nicht bei jeder Gemeinde zu. In über 200 Gemeinden kommen die alternativen Szenarien nach anderen Reihungen zum Einsatz.

Aus der ökologischen Perspektive unterscheiden sich die mittleren THG-Faktoren und PE-Faktoren nur sehr geringfügig, was in Anbetracht des gleichen Ziels für erneuerbare Energien und Abwärme in Höhe von 40 % zu erwarten ist. Es wird für jede Gemeinde das jeweils günstigste Techniksystem ausgewählt, wodurch das Optimum sich aus einer Mischung von Techniksystemen zusammensetzt.

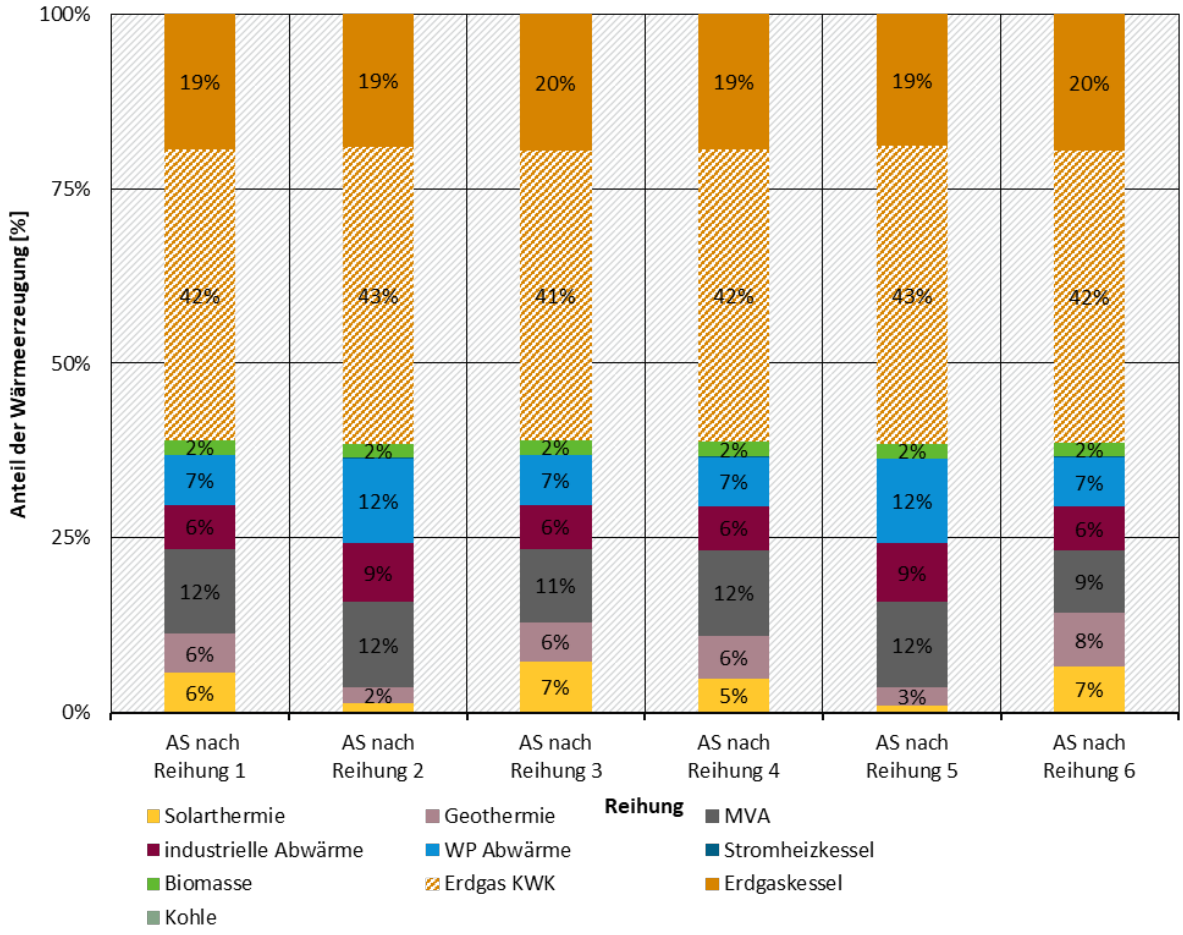
Tabelle 25: Ökonomische und ökologische Bewertung der aggregierten alternativen Szenarien (AS) nach den verschiedenen Reihenfolgen (Rx)

Größe		AS optimiert	AS nach R1	AS nach R2	AS nach R3	AS nach R4	AS nach R5	AS nach R6
Investitionsstock Anlagen	Mio. Euro	12.021	13.518	9.909	14.447	13.080	9.583	14.629
Wärmegestehungskosten / Kostengünstigste Variante	Anzahl Gemeinden	1.640	1.421	159	31	15	6	8
Betriebsgebundene Kosten* / Kostengünstigste Variante	Anzahl Gemeinden	1.640	1.577	1	48	1	1	12
THG-Emissionen	g/kWh	138	136	141	136	137	141	137
PE Faktor		0,62	0,62	0,63	0,61	0,62	0,63	0,62

*Betriebskosten und Brennstoffkosten

Abbildung 40 zeigt die Zusammensetzung der Fernwärmeerzeugung in den sechs durchgeführten Modellläufen. Auffällig ist, dass die lokal begrenzten Potenziale der industriellen Abwärme, Geothermie und Solarthermie in allen Modellvarianten unterschiedlichen Beiträgen je nach Reihung aufweisen, insbesondere in den Varianten 2 und 5 im Vergleich zu den restlichen Reihungen. Demzufolge wird ersichtlich, dass die Einsatzreihenfolge der einzelnen Technologien die Zusammensetzung des Gesamtsystems maßgeblich beeinflusst. Es ist ebenfalls deutlich sichtbar, dass die dynamische Vorgabe des EE- und Abwärmeanteils im Gesamtsystem zu einem EE- und Abwärmeanteil von ebenfalls rund 40 % führt und der fossil befeuerte Sockel in allen sechs Fällen nahezu identisch ist.

Abbildung 40: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung nach den verschiedenen Reihungen für das Jahr 2030, dynamisch



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Für die weitere Betrachtung und die Kosten-Nutzen-Analyse wird für jede Gemeinde das optimale Techniksystem bezogen auf die geringsten Wärmegestehungskosten ausgewählt.

Auswertung der optimalen alternativen Szenarien

Um die Ergebnisse für die einzelnen Gemeinden übersichtlich darstellen zu können, werden die Gemeinden nach den folgenden Kriterien in Cluster unterteilt:

- Gemeindetyp (urban/ländlich)
- Nutzungsstruktur (Verbrauch rein durch Wohngebäude und den Sektor GHD/Dienstleistungen oder auch Verbraucher aus dem Sektor Industrie)
- Anteil an erneuerbaren Energien

Somit ergeben sich die in Tabelle 26 dargestellten acht Cluster.

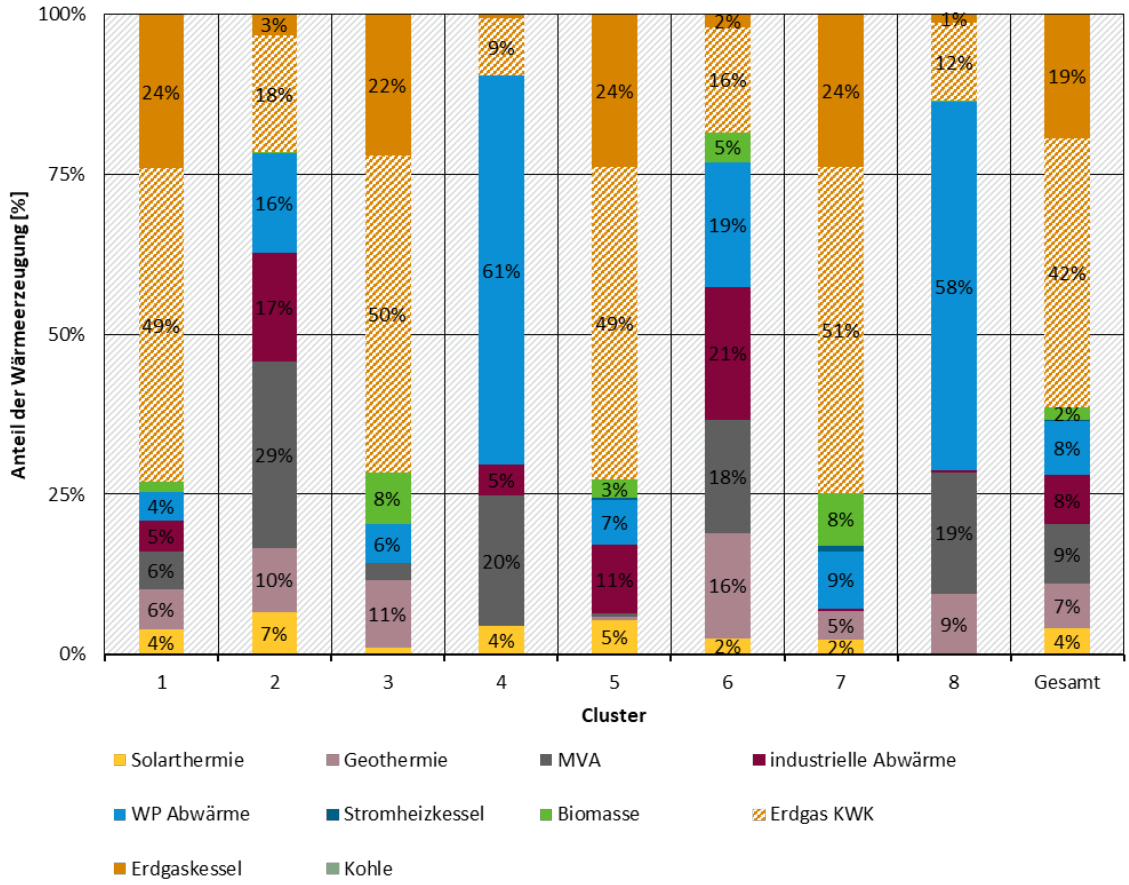
Tabelle 26: Verteilung der Gemeinden nach Cluster

Cluster	Bezeichnung	Anzahl Gemeinden
1	urban, mit Industrie, EE und Abwärme – Ziel bis 40 %	234
2	urban, mit Industrie, EE und Abwärme – Ziel über 40 %	174
3	urban, ohne Industrie, EE und Abwärme – Ziel bis 40 %	272
4	urban, ohne Industrie, EE und Abwärme – Ziel über 40 %	66
5	ländlich, mit Industrie, EE und Abwärme – Ziel bis 40 %	236
6	ländlich, mit Industrie, EE und Abwärme – Ziel über 40 %	144
7	ländlich, ohne Industrie, EE und Abwärme – Ziel bis 40 %	442
8	ländlich, ohne Industrie, EE und Abwärme – Ziel über 40 %	72
Gesamt	alle Cluster	1.640

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Bei der Ausnutzung der Potenziale werden Unterschiede zwischen den einzelnen Clustern deutlich (Abbildung 41). Die Cluster mit Industrie und hohem EE- und Abwärmeanteil (Cluster 2 und 6) weisen deutlich höhere Anteile an industrieller Abwärme und Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen auf als der Durschnitt. In Clustern mit einem hohen Ziel für erneuerbare Energien und Abwärme, die über keine Industrie verfügen (Cluster 4 und 8), werden hohe Anteile des Wärmebedarfs über die Wärmepumpe-Abwärme gedeckt, die unter anderem auch die Nutzung von Kläranlagen und Oberflächengewässer einschließt. In den Gemeinden mit niedrigem EE- und Abwärmeanteil wird mehr Biomasse eingesetzt.

Abbildung 41: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2030, dynamisch



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Im Vergleich zum Grundlagenszenario (NECP, Zielszenario 2) in Tabelle 27 wird deutlich, dass die meisten lokal verfügbaren erneuerbaren Energien (Solarthermie, Geothermie und Abwärme) in den alternativen Szenarien stärker genutzt werden als im Grundlagenszenario. Dadurch wird etwas weniger Biomasse benötigt, um das Ziel von 40 % erneuerbaren Energien und Abwärme an der Fernwärmeerzeugung in 2030 zu erreichen. Auch Abwärme aus der MVA und Stromheizkessel werden weniger eingesetzt als im Grundlagenszenario. Das globale Potenzial von max. 25 TWh Biomasse in der Fernwärme wird nicht ausgeschöpft. Somit sind weitere nicht lokal begrenzte Wärmequellen wie Luft-Wärmepumpen oder oberflächennahe Geothermie, die ebenfalls zur Zielerreichung eingesetzt werden können, zur Erreichung des 40 % Ziels für erneuerbare Energien und Abwärme in 2030 nicht zwingend erforderlich.

Tabelle 27: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2030 im Vergleich zum Grundlagenszenario

Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster	Grundlagenszenario (NECP, Z2)
Solarthermie	6,3	3,5
Geothermie	10,8	5,3
MVA	14,4	13,5

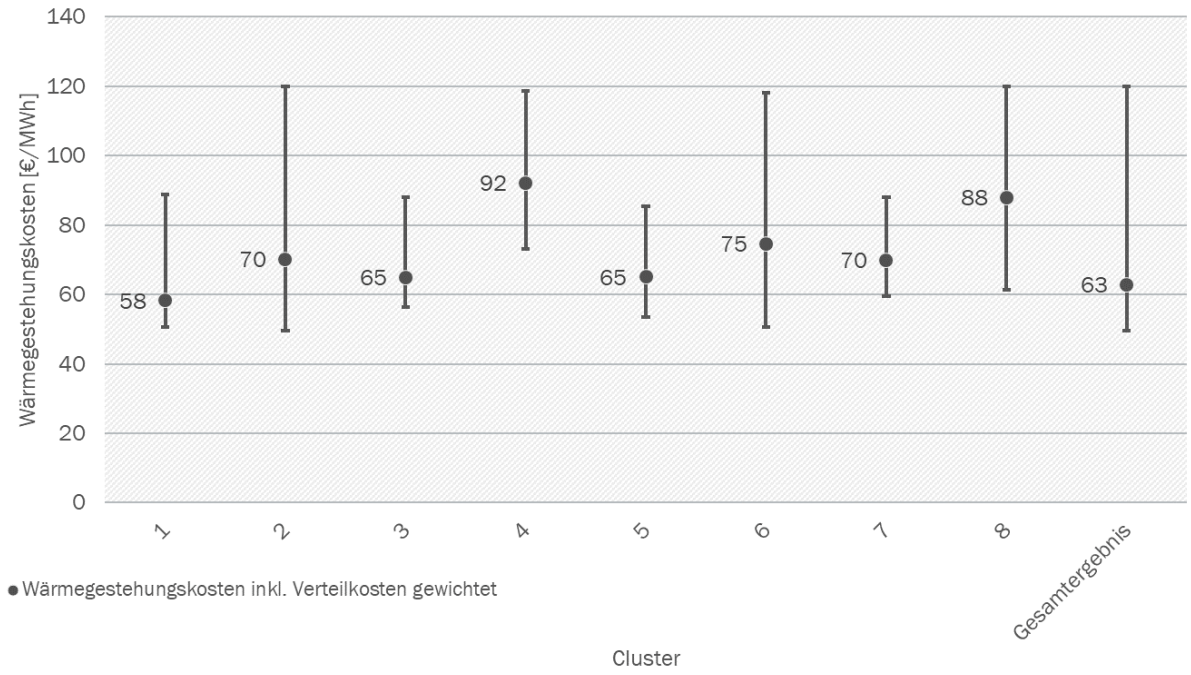
Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster	Grundlagenszenario (NECP, Z2)
Industrielle Abwärme	11,9	4,34
WP Abwärme	13,2	15,8
Stromheizkessel	0,2	4,2
Biomasse	3,2	16,1
Erdgas KWK	65,5	59,2
Erdgaskessel	30,0	21,9
Kohle	-	12,0
Gesamt	**155,5**	**155,8**

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die mittleren gewichteten Wärmegestehungskosten[34], die sich in den einzelnen Clustern durch den spezifischen Technologiemix je Gemeinde ergeben, sind in Abbildung 42 dargestellt. Im Mittel über alle Gemeinden ergeben sich Wärmegestehungskosten von 63 Euro/MWh. In den Clustern mit einem hohen EE- und Abwärmeanteil (Cluster 2, 4, 6 und 8) liegen die Wärmegestehungskosten im Mittel etwas höher als in den Clustern mit einem niedrigen EE- und Abwärmeanteil, in denen höhere Anteile durch kostengünstigere fossile Energie bereitgestellt werden.

[34] Diese berücksichtigen die Kosten für die Anbindungsleitung, die Kosten für die Fernwärmeverteilung sowie Erzeugung. Kosten für die Hausübergabestationen sind nicht berücksichtigt.

Abbildung 42: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach Cluster inkl. Verteilkosten in 2030



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die mittleren gewichteten Wärmegestehungskosten der jeweiligen EE-Technologien können Tabelle 28 entnommen werden. In den einzelnen Gemeinden weichen jedoch die Wärmegestehungskosten auch vom ausgewiesenen Mittelwert ab, da aufgrund des kleinräumigen Ansatzes und der expliziten Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten (v. a. Verfügbarkeit von Wärmequelle und Lastgang der Fernwärme) unterschiedliche Anlagengrößen eingesetzt werden. Die damit verbundenen variablen spezifischen Investitionskosten, die im methodischen Vorgehen unter Abschnitt 2.3.3 bereits beleuchtet werden, variieren demnach. Da Großanlagen deutlich mehr Wärme bereitstellen, liegt der jeweilige energiegewichtete Mittelwert der Wärmegestehungskosten im unteren Bereich der technologiespezifischen Bandbreiten.

Tabelle 28: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach EE- und Abwärmetechnologien ohne Verteilkosten in 2030

Technologie	Mittlere Wärmegestehungskosten, energiegewichtet [Euro/MWh]
Solarthermie	43
Solarthermie mit Saisonalspeicher	59
Geothermie	40
MVA	56
Industrielle Abwärme	32
WP Abwärme	74
Biomasse	44

Technologie	Mittlere Wärmegestehungskosten, energiegewichtet [Euro/MWh]
Stromheizkessel	195

Quelle: Eigene Berechnungen (Prognos)

Verringerung der Netzverluste

Die Netzverluste von Fernwärmenetzen haben sich in den letzten 20 Jahren relativ konstant im Bereich zwischen 11 und 14 % bewegt (AGFW, 2019). Eine Verringerung ist in diesem Zeitraum nicht zu beobachten, weshalb für die Bewertung der alternativen Szenarien auch für 2030 der Wert von 12 % angesetzt ist.

Unter der Annahme, dass bis 2030 ein Anteil von 20 % der Netze modernisiert werden und diese ihre Netzverluste auf 8 % verringern, würden sich die Netzverluste im Mittel auf 11,2 % verringern, was einen um 0,1 % niedrigeren Fernwärmeverbrauch zur Folge hätte. Dies könnte zu einer weiteren Verringerung der Energiekosten beitragen und die Wirtschaftlichkeit der alternativen Szenarien verbessern, wurde jedoch bei der Entwicklung der alternativen Szenarien nicht explizit berücksichtigt.

Wechselwirkungen mit Stromsystem

Mit zunehmenden Anteilen der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland steigt der Bedarf und Nutzen der Flexibilisierung des Stromverbrauchs. Neben dem Verkehrssektor, einzelnen industriellen Anwendungen und dezentralen Wärmepumpen wird auch die Fernwärmeerzeugung dabei eine wichtige Rolle spielen. Ein intelligenter Einsatz von Großwärmepumpen, Elektrokesseln und KWK-Anlagen (mit Wärmespeichern) hilft insbesondere auf folgenden Ebenen:

- Integration von erneuerbarer Stromerzeugung durch eine möglichst hohe Stromabnahme in Zeiten mit einer hohen EE-Stromerzeugung
- Reduktion der Last in Zeiten hoher Residuallast (senkt teure Stromerzeugung in diesen Zeiten und senkt den Bedarf an vorzuhaltender Leistung)
- Reduktion von Netzengpässen und des Netzausbaubedarfs
- Bereitstellung von Regelenergie

Bei der Bewertung und Entscheidungsfindung sollten Kosten und Energieeinsparungen, die sich aus der erhöhten Flexibilität bei der Energieversorgung und aus einem optimierten Betrieb der Elektrizitätsnetze in den analysierten Szenarien ergeben, berücksichtigt werden, einschließlich vermiedener Kosten und Einsparungen durch geringere Infrastrukturinvestitionen. Im Rahmen dieser Berichtspflicht wurden diese Aspekte nicht vertieft untersucht.

4.1.2 Zentrale Wärmversorgung im Jahr 2050

Um einen Ausblick auf 2050 zu geben, wird der Anteil für erneuerbaren Energien und Abwärme an der Wärmeerzeugung in allen Gemeinden auf 100 % gesetzt. Im folgenden Abschnitt sind die Ergebnisse dargestellt.

Für die Analyse ist der Fernwärmebedarf von 2030 zugrunde gelegt, jedoch wird der Rückgang des Endenergiebedarfs bis 2050 durch den steigenden Fernwärmeausbau nahezu ausgeglichen. Im Grundlagenszenario liegt der Fernwärmebedarf in 2050 bei 153 TWh und ist somit nur geringfügig niedriger als der Fernwärmebedarf von 156 TWh in 2030.

In dieser Auswertung sind nur noch die vier Cluster mit einem hohen EE- und Abwärmeziel vorhanden.

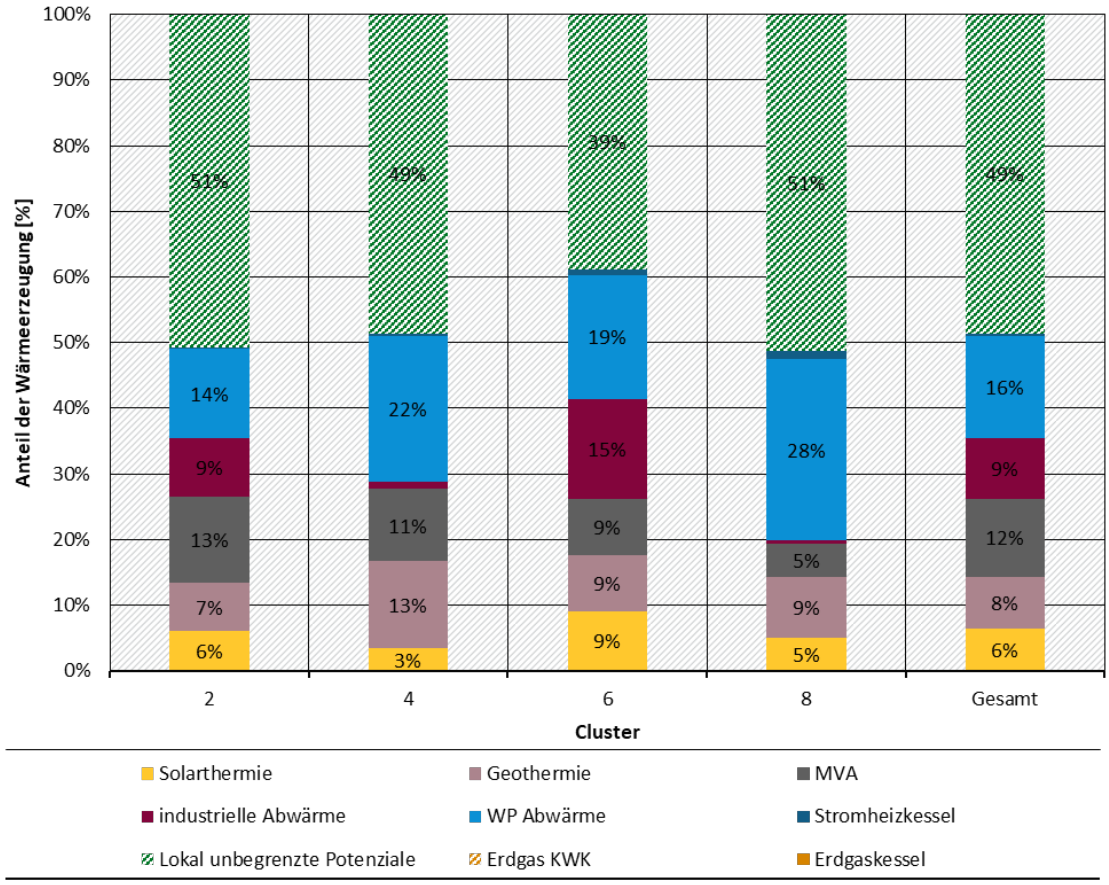
Tabelle 29: Verteilung der Gemeinden nach Cluster in der 100-%-EE-Variante in 2050

Cluster	Beschreibung	Anzahl Gemeinden
2	urban, mit Industrie, EE- und Abwärmeziel über 40 %	408
4	urban, ohne Industrie, EE- und Abwärmeziel über 40 %	338
6	ländlich, mit Industrie, EE- und Abwärmeziel über 40 %	380
8	ländlich, ohne Industrie, EE- und Abwärmeziel über 40 %	514
Gesamt		**1.640**

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Bei der vollständigen Abdeckung der Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien können im Mittel 51 % des Wärmebedarfs über lokal begrenzte Wärmequellen abgedeckt werden (Abbildung 43). Die anderen 49 % können über lokal unbegrenzte Technologien abgedeckt werden, wie Luft-Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie, Biomasse oder synthetische Gase bzw. Wasserstoff.

Abbildung 43: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2050



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die Wärmeerzeugung der einzelnen Technologien ist in Tabelle 30 dargestellt. Rund 76 TWh werden von lokal unbegrenzten Potenzialen abgedeckt. Dabei kommen insbesondere die Biomasse, Luft-Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie in Frage, welche nicht von regionalen Potenzialen abhängig sind sowie niedertemperierte Tiefengeothermie. Daneben können auch synthetische Gase eingesetzt werden. Für die Biomasse wird von einem maximalen Potenzial von 25 TWh in der Fernwärme ausgegangen. Bestehende Potenzialstudien zur Berichtspflicht der RED II zeigen für die Nutzung von zentralen Luft-Wärmepumpen ein wirtschaftliches Potenzial von rund 44–73 TWh in 2030 und für den Einsatz von zentralen Wärmepumpen mit der Wärmequelle oberflächennaher Geothermie von 29–113 TWh/a in 2030 für die Nutzung in der Fernwärme (Ortner et al., 2020). Die niedertemperierte Tiefengeothermie, welche mittels Wärmepumpen genutzt werden kann, weist ein Potenzial von 51 GW auf

In Summe stehen somit auch für die Abdeckung des Anteils der lokal unbegrenzten Potenziale ausrechend Technologien und Wärmequellen zur Verfügung, um eine Versorgung mit 100 % erneuerbarer Wärme in der Fernwärme zu realisieren.

Tabelle 30: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2050

Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster, EE- und Abwärmeziel 100 %
Solarthermie	10,0

Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster, EE- und Abwärmeziel 100 %
Geothermie	12,4
MVA	18,5
Industrielle Abwärme	14,3
WP Abwärme	24,2
Stromheizkessel	0,6
Lokal unbegrenzte Potenziale	75,7
Erdgas KWK	-
Erdgaskessel	-
Gesamt	**155,6**

Quelle: Eigene Berechnungen (Prognos)

Die ökonomische und ökologische Bewertung der Erzeugung über 100 % erneuerbare Wärme ist in Tabelle 31 dargestellt. Hierfür wird die Wärmemenge, die von lokal unbegrenzten Potenzialen bereitgestellt wird, der Biomasse und den Luft-Wärmepumpen jeweils mit 25 % und 75 % zugewiesen. Die Bewertung ist mit den Energiepreisen für 2030 durchgeführt worden und kann daher nicht direkt auf die Bewertung in 2050 angewandt werden. Der Investitionsstock und die Wärmegestehungskosten sind höher als in den 40 % EE- und Abwärmevarianten, aber der ökologische Impact ist erwartungsgemäß niedriger.

Tabelle 31: Ökonomische und ökologische Bewertung der Fernwärmeerzeugung mit 100 % EE- und Abwärmeanteil in 2050

Größe	Einheit	EE3, opt.
Investitionsstock Anlagen	Mio. Euro	30.213
Wärmegestehungskosten – gewichtet und inkl. Wärmegestehungskosten	€/MWh	83,5
EE-Wärmeanteil	%	100 %
THG-Emissionen	g/kWh	60
PE Faktor		0,24

4.1.3 Kältebereitstellung über Fernwärmenetze und leitungsgebundene Kälte

Bei der zentralen Versorgung der Kälte besteht einerseits die Möglichkeit, Wärmenetze in Kombination mit Absorptionskältemaschinen einzusetzen oder ein separates Fernkältenetz zu errichten.

Die Nutzung des Wärmenetzes geht mit dem Vorteil einher, dass bereits bestehende Infrastrukturen genutzt werden können. Jedoch steht die Absorptionskältemaschine in direkter Konkurrenz zu Klimaanlagen, die meist die kostengünstigere Alternative darstellen. In Schöpfer (2015) wurde gezeigt, dass Absorptionskältemaschinen dann wirtschaftlich sind, wenn der Wärmepreis zwischen 2 und 20 Euro/MWh liegt, was klar unter dem durchschnittlichen Wärmepreis in Deutschland liegt.

Demgegenüber stehen die Einsparungen auf Seiten der Energie- und Betriebskosten, da Absorptionskältemaschinen einen viel geringeren Strombedarf aufweisen als dezentrale Klimaanlagen. Aufgrund der geografischen Lage in Deutschland sind die Vollbenutzungsstunden für Klimatisierung jedoch so gering, dass sich dadurch die höheren Investitionskosten zumeist nicht ausgleichen lassen. Typische Vollbenutzungsstunden in Deutschland für Bürogebäude betragen etwa 500 h, für Bildungsgebäude etwa 350 h (Heinrich et al., 2014).

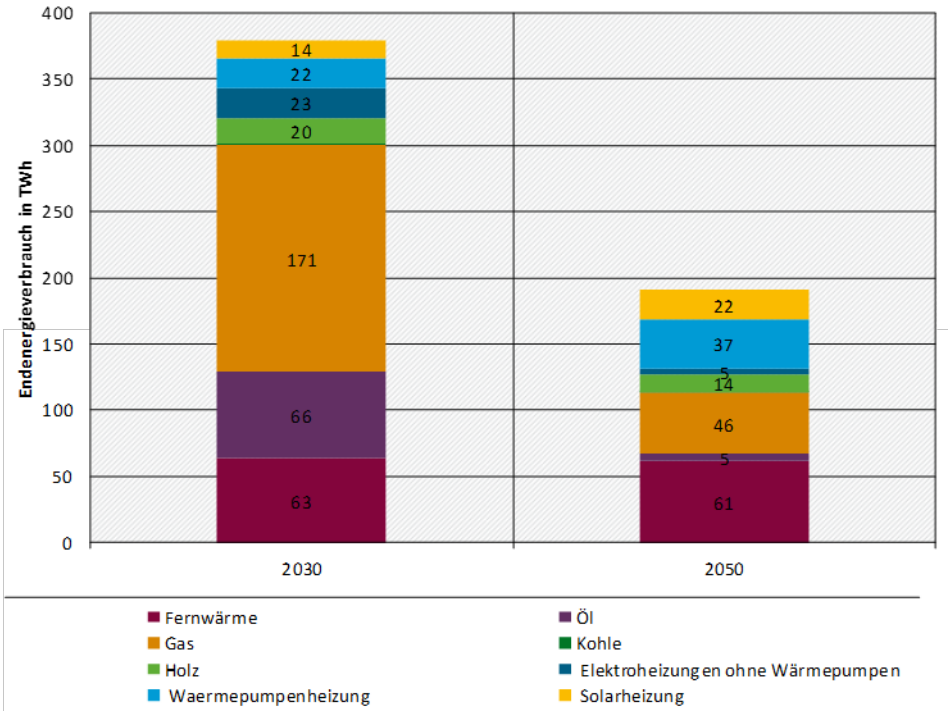
Ein wesentlicher Vorteil der Nutzung von Wärmenetzen für die Kälteversorgung wäre die bessere Ausnutzung von erneuerbaren Energien oder Abwärme, die aufgrund der geringen Last im Sommer sonst nicht vollständig in Netze integriert werden können (insb. Solarthermie, Abwärme von Müllverbrennungsanlagen oder industrielle Abwärme). Die Spitzenlast würde in Deutschland durch die primäre Verwendung der Netze zur Wärmebereitstellung nicht erhöht werden, jedoch könnten die Vollbenutzungsstunden ausgeweitet werden.

Separate Fernkältenetze wurden auch in Deutschland vereinzelt errichtet, z. B. in Chemnitz oder München. Dabei werden meist große Nichtwohngebäude wie Universitäten, Bürogebäude oder Einkaufszentren gekühlt. Auch im Projekt Horizont 2020 Hotmaps wurde ein Konzept aufgezeigt, wie auf Basis von Kältedichtenkarten Fernkältepotenziale bestimmt werden können (Odgaard, 2020). Dabei wird jedoch auch auf die lokalen Charakteristika hingewiesen, die den wirtschaftlichen Einsatz wesentlich beeinflussen (z. B. Vorhandensein von mehreren Nichtwohngebäuden).

4.2 Analysen der dezentralen Versorgungsoptionen

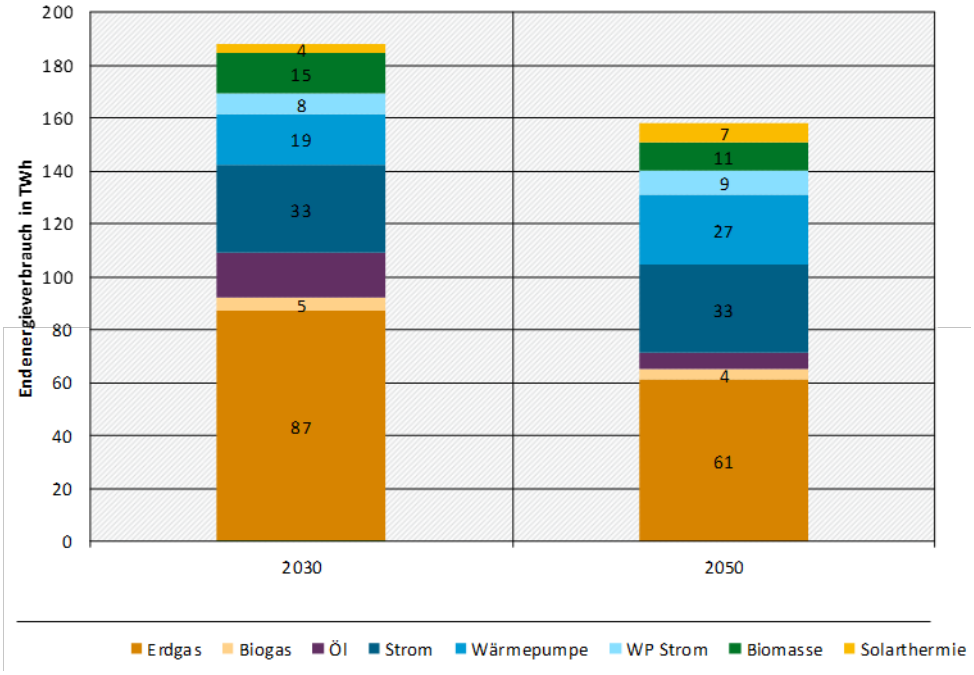
Abbildung 44 und Abbildung 45 zeigen die Verwendung der Energieträger in der dezentralen Versorgung im Grundlagenszenario im Jahr 2030 und im Jahr 2050 für Wohngebäude und den Sektor Dienstleistungen. Der dargestellte Endenergieverbrauch entspricht den wirtschaftlichen Potenzialen der dezentralen Wärmeversorgung in diesen Sektoren. Da im Grundlagenszenario neben den Potenzialen der Energieträger für die dezentrale Nutzung auch die Effizienzentwicklungen im Gebäudebestand unter Berücksichtigung von Lebenszyklen unterstellt sind, ist eine Variation des Energieträgermix nicht zielführend

Abbildung 44: Dezentrale Versorgungsoptionen Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Wohngebäude



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 45: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Dienstleistungen



Quelle: Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

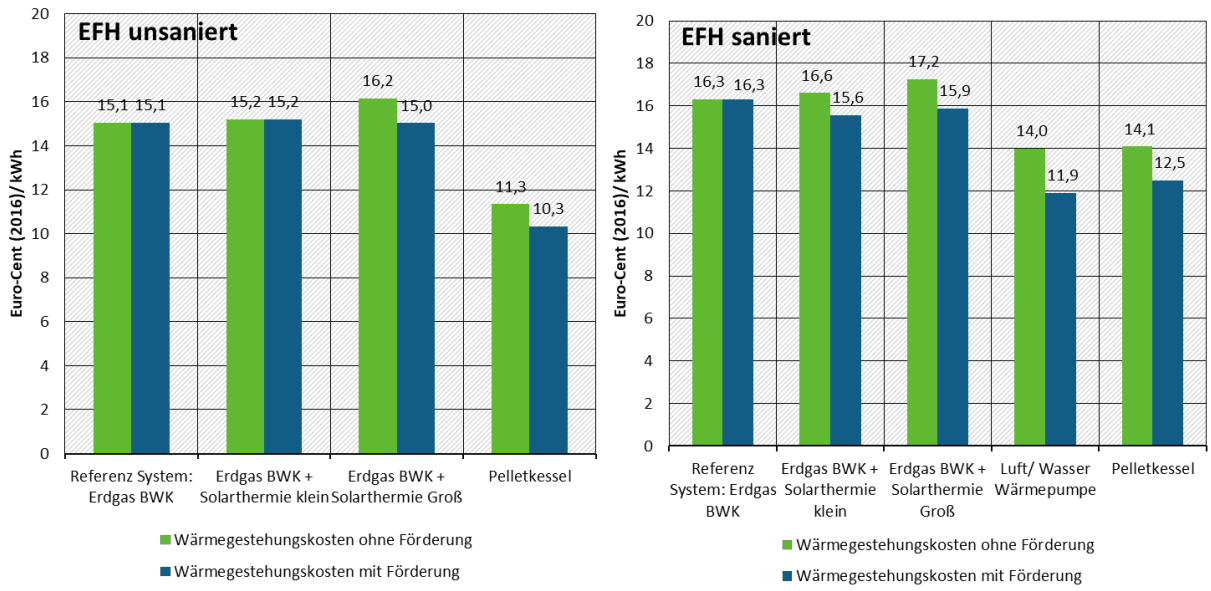
4.2.1 Gebäude – Wohngebäude und Dienstleistungsgebäude

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der untersuchten dezentralen Versorgungsoptionen jeweils für die einzelnen Referenzgebäudetypen im sanierten und

unsanierten Zustand dargestellt. Dargestellt sind immer die spezifischen Wärmebereitstellungskosten. Diese sind im unsanierten Zustand der jeweiligen Gebäude in der Regel niedriger, da der jährliche Wärmebedarf dann höher ist. Die absoluten jährlichen Wärmebereitstellungskosten gleicher Versorgungssysteme liegen jedoch im unsanierten Zustand der Gebäude über denen der sanierten Gebäude, da nicht nur höhere Energiekosten anfallen, sondern die Wärmeerzeuger auch aufgrund der höheren Heizlast größer dimensioniert werden müssen.

Beim unsanierten Einfamilienhaus liegen die spezifischen Wärmebereitstellungskosten im Jahr 2030 (ohne Förderung) zwischen 11,3 Eurocent/kWh und 16,2 Eurocent/kWh (Abbildung 46). Gegenüber dem Erdgas-Brennwertkessel als fossiles Referenzsystem sind das Hybridsystem mit kleiner Solarthermieanlage sowie der Pelletkessel wirtschaftlich. Monovalente Wärmepumpensysteme sind für diesen Gebäudetyp aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen ungeeignet und werden daher nur für den sanierten Zustand berücksichtigt. Hier liegen die Wärmegestehungskosten ohne Förderungen zwischen 14 Eurocent/kWh und 17,2 Eurocent/kWh. Die wirtschaftlichste Option stellt die Luft-Wasser-Wärmepumpe dar. Bei den Referenzversorgungsfällen im sanierten Zustand wird mit Heizkreistemperaturen von 55 °C im Vorlauf und 45 °C im Rücklauf gerechnet, sodass diese auch für den Einsatz von Wärmepumpen geeignet sind.

Abbildung 46: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Einfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030



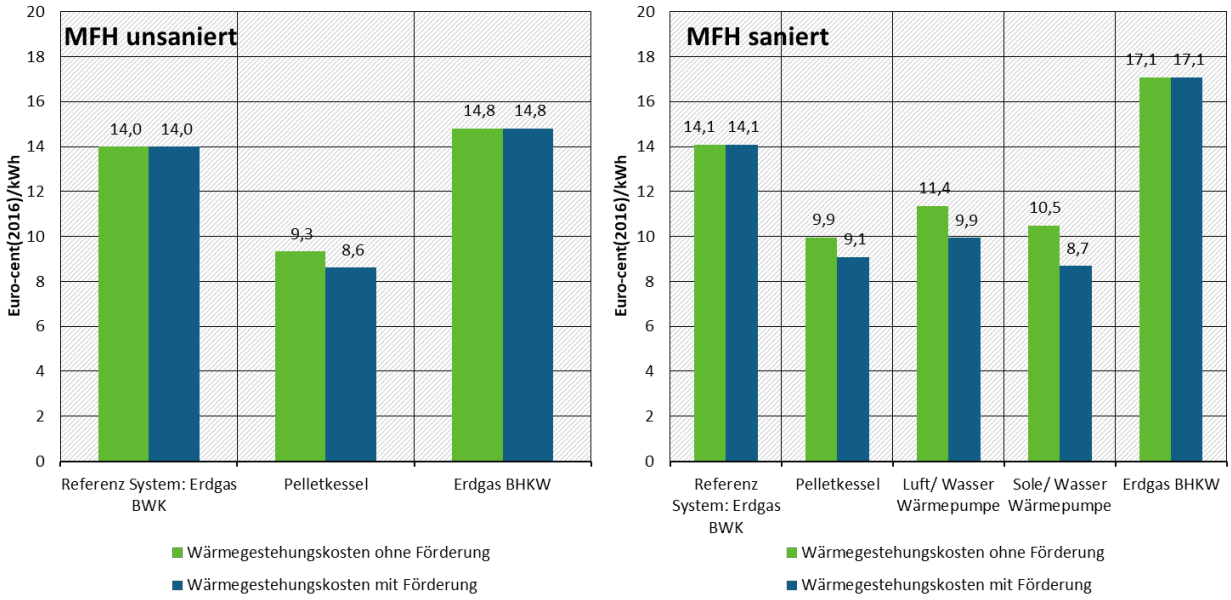
EFH … Einfamilienhaus

Quelle: Eigene Berechnung (IREES)

Die Ergebnisse für die untersuchten Mehrfamilienhäuser sind in Abbildung 47 dargestellt. Im unsanierten Zustand wird neben dem Pelletkessel noch ein dezentrales erdgasbetriebenes BHKW in die Vergleichsuntersuchungen mit aufgenommen. Die Wärmebereitstellungskosten liegen zwischen 9,3 und 14,8 Eurocent/kWh (ohne Förderung). Der Pelletkessel ist auch hier unter den Annahmen zur Energiepreisentwicklung im Jahr 2030 wirtschaftlicher als das fossile Referenzsystem. Das BHKW führt hingegen zu etwas höheren Kosten. Im sanierten Zustand haben die beiden Wärmepumpensysteme ebenfalls deutlich geringere spezifische Wärmebereitstellungskosten als das fossile Referenzsystem. Das BHKW ist hier hingegen die

Option mit den höchsten Kosten. Im Vergleich zu einer Wirtschaftlichkeitsbewertung aus heutiger Sicht ändern sich unter den Annahmen für Jahr 2030 die Rahmenbedingungen für die dezentrale BHKW deutlich, da die Spanne zwischen Gas- und Strompreis abnimmt. Die Brennstoffbezugskosten steigen deutlich, während der Wert des erzeugten Stroms aufgrund sinkendem Strombezugspreis abnimmt.

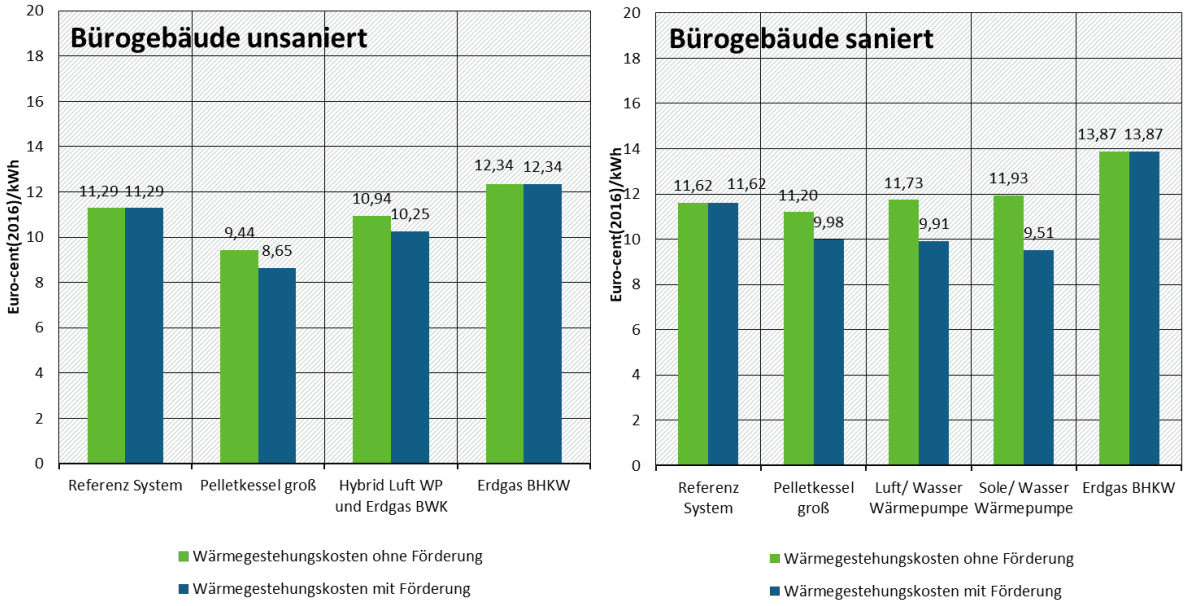
Abbildung 47: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Mehrfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030



MFH …. Mehrfamilienhaus
Quelle: Eigene Berechnung (IREES)

Abbildung 48 zeigt die Ergebnisse für die Bürogebäude als Referenzuntersuchung für den Dienstleistungssektor. Im unsanierten Zustand liegen die Wärmbereitstellungskosten zwischen 9,4 Eurocent/KWh und 12,3 Eurocent/kWh im Jahr 2030. Neben dem Pelletkessel ist hier im unsanierten Zustand auch eine bivalentes Hybridsystem aus Wärmepumpe und Erdgaskessel dargestellt, welches sich auch für höhere Heizkreistemperaturen eignet und in der 2030-Betrachtung wirtschaftlich ist. Im sanierten Zustand liegen die Wärmebereitstellungskosten ohne Förderung bei allen Versorgungsoptionen sehr dicht zwischen 11,2 Eurocent/kWh und 13,9 Eurocent/kWh. Alle untersuchten EE-Wärmeversorgungssysteme sind im Vergleich zum Erdgas-Brennwertkessel wirtschaftlich.

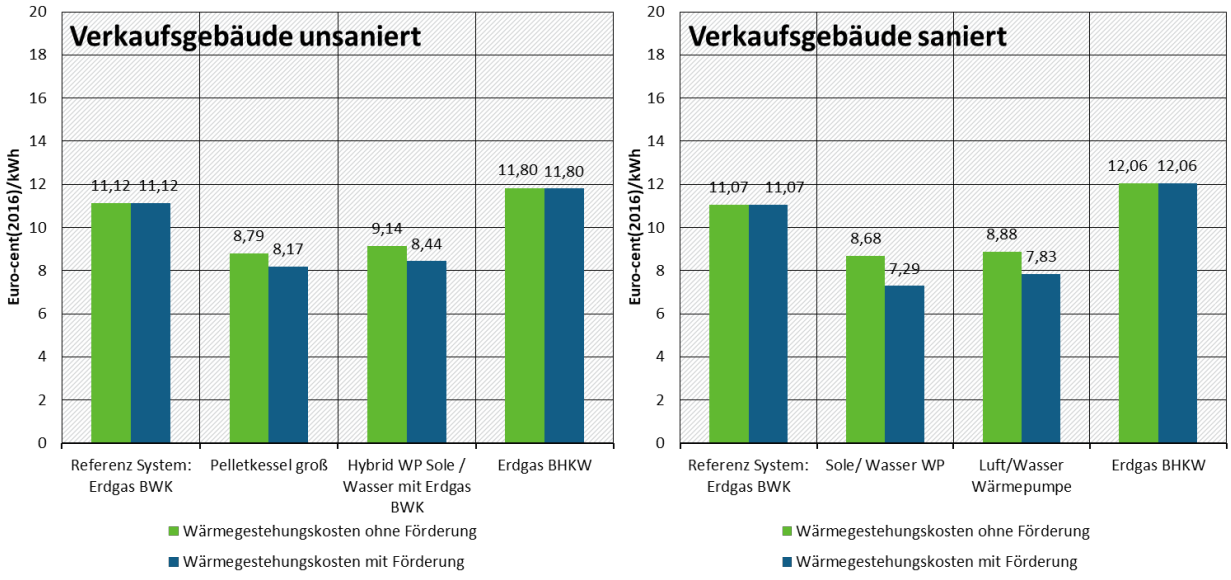
Abbildung 48: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Bürogebäude-Referenzfall im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnung (IREES)

Als zweiten Referenzfall für den Dienstleistungssektor zeigt Abbildung 49 die Wärmebereitstellungskosten für die untersuchten Verkaufsgebäude. Die Ergebnisse mit Bezug auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Systeme sind analog zu den Ergebnissen im Referenzfall Bürogebäude. Die spezifischen Wärmebereitstellungskosten liegen zwischen 8,8 und 11,8 Eurocent/kWh im unsanierten Verkaufsgebäude und zwischen 8,7 und 12,1 Eurocent/kWh im sanierten Zustand.

Abbildung 49: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Vekaufsgebäude-Referenzfall im Jahr 2030



Quelle: Eigene Berechnung (IREES)

Die Untersuchung der dezentralen Wärmeversorgungsoptionen für unterschiedliche Versorgungsreferenzfälle zeigt die Bandbreite der resultierenden Wärmebereitstellungskosten für die verschiedenen effizienten und erneuerbaren Systeme. Einerseits ist ersichtlich, dass die erneuerbaren Wärmetechnologien im Vergleich zu der dezentralen fossilen Referenz mit den hier getroffenen Annahmen zur Energiepreis- und CO_2-Preisentwicklung im Jahr 2030 wirtschaftlich sind. Andererseits zeigt sich auch, dass die Wärmebereitstellungskosten deutlich über den spezifischen Wärmgestehungskosten einer zentralen Versorgung in den geeigneten Wärmenetzregionen (vgl. Kapitel 4.1) liegen, was die Relevanz der zentralen EE-Wärmeversorgung für die identifizierten Gemeinden (siehe Abschnitt 3.3.9 und Kapitel 3) verdeutlicht.

4.2.1.1 Dezentrale Kälteversorgung in Gebäuden

Mit Bezug auf die Kälteversorgung wird kein detaillierter Vergleich von verschiedenen Erzeugungstechnologien durchgeführt. Die Klimakälte spielt trotz hohen Zuwachsraten in allen Szenarien auch im Jahr 2050 mit Bezug auf die Energienachfrage eine untergeordnete Rolle. Allerdings werden aufgrund von steigenden Temperaturen in den Sommermonaten und geänderten Komfortanforderungen der Nutzer immer mehr Klimatisierungsgeräte installiert, auch wenn deren Benutzungsstunden im Vergleich zur Wärmeversorgung weitaus geringer sind. Effizienzmaßnahmen und passive Kühlung können in vielen Fällen eine aktive Klimatisierung ersetzen bzw. hinsichtlich des Leistungsbedarfs und der zu kühlenden Fläche stark reduzieren. Damit ist für die Reduktion der THG-Emissionen im Bereich der Kälteversorgung nicht so sehr der Vergleich verschiedener Erzeugungstechnologien relevant, sondern vielmehr die individuellen Gebäude- und Sanierungskonzepte. Dazu zählen Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle, Maßnahmen zum sommerlichen Wärmeschutz, passive Kühlung und effiziente Kälteverteilsysteme.

4.2.2 Dezentrale Wärme- und Kälteversorgung in der Industrie: Industrielle KWK-Anlagen

In diesem Abschnitt wird auf das Potenzial industrieller, nicht wärmenetzgebundener KWK-Anlagen eingegangen. Die Abschätzung bezieht sich auf Projektionen des Grundlagenszenarios (Kemmler et al., 2020), woraus der industrielle Wärmebedarf nach Temperaturniveaus abgeleitet wurde. Für die Potenzialermittlung wurden die Anwendungen Warmwasser, Klimakälte, Raum-, Prozesswärme und -kälte berücksichtigt, deren Erzeugung auf Basis fossiler oder biogener Brennstoffe erfolgt. Hierbei wurde die Fernwärme nicht als KWK-Potenzial betrachtet, da es sich explizit um das dezentrale Potenzial handelt. Das tatsächliche technische Potenzial für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme aus KWK-Abwärme ist bedingt durch den gleichzeitigen Bedarf an Strom und Wärme auf geeignetem Temperaturniveau an demselben Betriebsstandort. Wie hoch das Temperaturniveau der Wärme ist, das aus der Abwärme des KWK-Prozesses sinnvoll bereitgestellt werden kann, ist stark prozessabhängig, sodass die hier erfolgte pauschale Abschätzung als Obergrenze angesehen werden muss. Grundsätzlich sinkt der Stromwirkungsgrad der KWK-Anlage mit steigendem Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme. Bei dieser Abschätzung wird davon ausgegangen, dass Prozesswärme bis zu einem Temperaturniveau von 200 °C aus dem KWK-Prozess ausgekoppelt werden kann. Es wird davon ausgegangen, dass die Bereitstellung von Prozesswärme auf höherem Temperaturniveau von bis zu 500 °C nur durch die Wärmeauskopplung aus dem Abgas von Gasturbinenprozessen zu realisieren ist, was die Realisierung dieses Potenzials weiter einschränkt. Eine weitere Herausforderung stellt die Flexibilisierung der Lastregulierung industrieller KWK-Anlagen dar, insbesondere mit Blick auf einen höheren Anteil fluktuierender Energiequellen, was hier vernachlässigt wurde.

Die Ergebnisse der Abschätzung können der Tabelle 32 entnommen werden. Ein Rückgang von 40 TWh ist bis 2030 zu verzeichnen, was auf den prognostizierten Ausbau erneuerbarer Wärme zurückzuführen ist. Das abgeschätzte KWK-Potenzial entspricht für 2018 und 2030 jeweils 36 % und 35 % des gesamten industriellen Wärmebedarfs. Da der Wärmebedarf insgesamt zurückgeht, ist der prozentuale Unterschied geringfügig. Ein stärkerer Rückgang ist bis 2050 zu erwarten.

Tabelle 32: Wärmeseitiges KWK-Potenzial in der dezentralen Industrie basierend auf dem Grundlagenszenario

KWK-Potenzial nach Anwendung in [TWh]	2018	2030	2050
Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte	56	43	28
Prozesswärme (<200 °C) und Prozesskälte	140	114	66
Gesamt	**196**	**156**	**94**
Prozesswärme (200–500 °C)[35]	29	24	16
Gesamt, einschl. bedingt nutzbarem Potenzial	**225**	**180**	**110**

[35] Bedingt nutzbares Potenzial

5 Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsrechnung

5.1 Kosten-Nutzen-Analyse entsprechend Anhang VIII

In diesem Kapitel wird die Kosten-Nutzen-Analyse für die entwickelten alternativen Szenarien (vgl. Kapitel 4) durchgeführt. Wie in Kapitel 4 dargestellt, stellen die alternativen Szenarien die Kombination standortspezifischer zentrale Wärmeversorgungssysteme in einzelnen Gemeinden in Deutschland unter Berücksichtigung standortspezifischer Bedingungen wie EE- und Abwärmepotenziale und Wärmebedarfsdichten dar. Um die standortspezifischen Ergebnisse der zentralen Wärmeversorgung aus Kapitel 4 einzuordnen, werden die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien zusätzliche mit standortunabhängigen dezentralen Versorgungstechnologien verglichen. Damit wird gezeigt, in welchen Gemeinden eine zentrale bzw. dezentrale Option vorteilhafter ist.

Die Kosten-Nutzen-Analyse stellt die Bewertung der alternativen Szenarien gegenüber dem Grundlagenszenario dar. In allen alternativen Szenarien wird damit das gleiche Effizienzniveau der Verbrauchssektoren angenommen. Der Unterschied besteht in den eingesetzten Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien. Wie bereits dargestellt, sind die alternativen Szenarien primär als alternative Versorgungsoption in der zentralen Versorgung für die Gemeinden entwickelt worden, welche als Wärmenetz geeignete Regionen identifiziert werden[36]. Für die Kosten-Nutzen-Analyse bedeutet das, dass der Unterschied zwischen Grundlagenszenario und alternativem Szenario in der Bewertung der zentralen wärmnetzbasierten Versorgung liegt. Für eine Bewertung dezentraler Versorgungsoptionen für verschiedene Versorgungsfälle sei auf Kapitel 4.2 verwiesen. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse dienen dazu, die veränderte Erzeugungsstruktur mit Bezug auf die Differenzkosten und den Differenznutzen zum Grundlagenszenario zu bewerten. Dabei werden die einzelwirtschaftlichen Kosten- und Nutzenwirkungen ebenso quantifiziert wie die gesamtwirtschaftlichen Kosten und die vermiedenen externen Kosten. Abschließend erfolgt eine indikative Bewertung der Arbeitsplatzeffekte, der Energiesicherheit und eine qualitative Bewertung der Wettbewerbssteigerung.

Die Kosten-Nutzen-Analyse umfasst die Bewertung der alternativen Szenarien aus gesamt- und einzelwirtschaftlicher Perspektive. Die gesamtwirtschaftliche Analyse wird im Anhang VIII der EED als wirtschaftliche Analyse und die Einzelwirtschaftliche als finanzielle Analyse bezeichnet.[37]

Die gesamtwirtschaftliche (wirtschaftliche) Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt sozioökonomische Faktoren und Umweltfaktoren, um das Wohlergehen der Gesellschaft insgesamt zu bewerten, und dient damit der Politikgestaltung. Die einzelwirtschaftliche (finanzielle) Kosten-Nutzen-Analyse nimmt die Sichtweise eines privaten Investors ein.

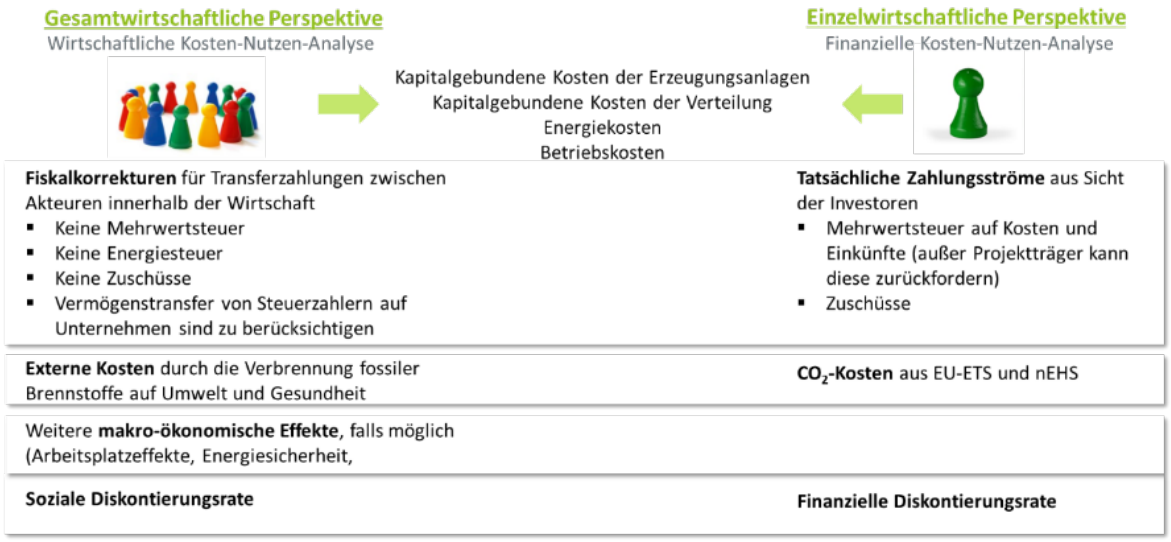
Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert dabei auf der Methode des abgezinsten Zahlungsstroms, wobei jährliche Wärmegestehungskosten betrachtet werden. Zur Erfüllung der Richtlinien werden in der Analyse die Kosten und Nutzen aus Grundlagen- und alternativen Szenarien quantifiziert, bewertet und verglichen (Abbildung 50). Kostenseitig werden in beiden Analysen kapitalgebundene Kosten der Erzeugungsanlagen und der Verteilungsinfrastruktur, die bedarfsgebunden Kosten (Energiekosten) und betriebsbedingten Kosten berücksichtigt. Der

[36] Bei der Analyse des Grundlagenszenarios hinsichtlich der zentralen Versorgungsoptionen wurden bereits alle für die Analyse relevanten Einflussgrößen berücksichtigt, weswegen eine Variation der Parameter nicht zielführend erscheint.

[37] Im Folgenden werden die Begriffe „gesamtwirtschaftlich“ und „einzelwirtschaftlich“ verwendet

Unterschied zwischen gesamtwirtschaftlicher- und einzelwirtschaftlicher Perspektive ergibt sich durch die unterschiedlichen Zinssätze sowie die zu berücksichtigenden Preiskomponenten.

Abbildung 50: Abgrenzung gesamtwirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse



Quelle: Eigene Abbildung (IREES)

Im Vergleich zur einzelwirtschaftlichen Perspektive werden in der gesamtwirtschaftlichen Fiskalkorrekturen von Transferzahlung zwischen Akteuren vorgenommen, die volkswirtschaftlich keine Auswirkungen haben. So werden in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive keine Steuern und Zuschüsse berücksichtigt. Dagegen werden Externalitäten wie die Auswirkung der Verbrennung fossiler Brennstoffe auf Umwelt und Gesundheit monetisiert berücksichtigt. Weitere makroökonomische Auswirkungen von Investition in das Energiesystem sollen, falls möglich, ebenfalls quantifiziert werden. Bei der Berücksichtigung zukünftiger Zahlungsströme und Preisänderungen wird eine soziale Diskontierungsrate in Ansatz gebracht, welche die Haltung der Gesellschaft widerspiegelt und angibt, wie künftige Nutzen bzw. Kosten bewertet werden. In die einzelwirtschaftlichen Perspektive fließt hingegen die Projektbewertung aus Sicht des Investors in die Diskontierungsrate ein, die Risiko- und Renditeerwartung der Investition berücksichtigt.

Die Kosten- und Nutzenwirkungen der alternativen Szenarien werden als Differenzbetrachtung gegenüber dem Grundlagenszenario ermittelt, wobei der Energieträgermix des Grundlagenszenarios vorgegeben ist. Die in dieser Studie untersuchten alternativen Szenarien stellen einen regional optimierten Versorgungsmix unter Berücksichtigung der lokal vorhandenen Potenziale für verschiedene zentrale Versorgungsoptionen in der Wärmenetzversorgung dar. Somit werden mit der Kosten-Nutzen-Analyse die Wirkungen des veränderten Energieträgermix, der sich in den alternativen Szenarien der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ergibt, gegenüber der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario untersucht.

5.1.1 Zentrale Rahmendaten für die Kosten-Nutzen-Analyse

Die ausführliche Beschreibung der verwendeten Rahmendaten ist in Abschnitt 2.4 zu finden. Für die Kosten-Nutzen-Analyse sind insbesondere die kalkulatorischen Zinssätze sowie die Kostensätze zur Bewertung der Klimaschäden relevant, die entsprechend der

Methodenkonvention des Umweltbundesamtes angesetzt werden, siehe Tabelle 33. Darüber hinaus sind für die Energiekostenbewertung in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive die entsprechenden Preiskomponenten zu Energie- und Stromsteuern sowie Abgaben wie dem EU-ETS als reine Transferzahlungen herauszurechnen (siehe Tabelle 34).

Tabelle 33: Übersicht der Rahmendaten für die Berechnung der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung

	Einzelwirtschaftliche Perspektive	Gesamtwirtschaftliche Perspektive
Zinssatz	5,5 %	2 %
Abschreibungsdauer	20 Jahre	20 Jahre
Bewertung von Klimafolgeschäden [Euro/t CO_2äq.]		222,50

Quelle: Eigene Darstellung (IREES) entsprechend Methodenkonvention 2.0 (UBA, 2012) und Methodenkonvention 3.0 (Matthey & Bünger, 2019)

Tabelle 34: Eingabedaten zu Steuern und Abgaben der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung

Steuern			Emissionsfaktoren		
Energiesteuer Erdgas	0,55	ct/kWh	**Emissionsfaktor Erdgas**	0,24	t/MWh
Energiesteuer Kohle	0,12	ct/kWh	**Emissionsfaktor Steinkohle**	0,34	t/MWh
Stromsteuer	2,05	ct/kWh			

Quellen: BMJV (2006); Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019)

5.1.2 Vorgehensweise zur Ermittlung der Kostenwirkung

In der Kosten-Nutzen-Analyse werden die alternativen Szenarien mit dem Grundlagenszenario verglichen. Eine detaillierte Erläuterung zur Zusammenstellung des Grundlagenszenarios findet sich in Abschnitt 3.1.

Die Richtlinie gibt vor, dass die Bewertung der Szenarien anhand der dynamischen Investitionsrechnung mittels Kapitalwert- bzw. Annuitätenmethode erfolgen soll. Die Wärmegestehungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Energiekosten der Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen zusammen. Darüber hinaus werden die Verteilkosten für Fernwärme pro Gemeinde in Abhängigkeit der Wärmedichte berücksichtigt. Für die alternativen Szenarien werden die Wärmegestehungskosten für jede Gemeinde und Technologie berechnet. Da für das Grundlagenszenario keine Kostenbewertung aus dem NECP-Gutachten vorliegt, wird dieses ebenfalls bewertet. Das Grundlagenszenario stellt im Gegensatz zu den alternativen Szenarien keinen regional auf Gemeindeebene optimierten Versorgungsmix dar, sondern gibt den Erzeugungsmix aggregiert für ganz Deutschland vor. Die Kostenbewertung erfolgt dabei anhand der spezifischen Wärmgestehungskosten der jeweiligen Erzeugungstechnologien im Energieträgermix der alternativen Szenarien.

Energiekosten

Zur Berechnung der Energiekosten wird angenommen, dass die Investitionen im Jahr 2030 getätigt werden, sodass für die Berechnung der Energiekosten die Energiepreisentwicklung von 2030 bis zum Jahr 2050 entsprechend des unterstellten Preispfades relevant ist. Die Energiepreise werden über einen Zeitraum von 20 Jahren abgezinst.

Für die Abzinsung der zukünftigen Zahlungsströme auf das Betrachtungsjahr 2030 ist die Berechnung des Annuitätenfaktors (ANFn,i) mit der Laufzeit (n) und Diskontrate (i) entsprechend Formel 1 erforderlich.

Formel 1: Berechnung des Annuitätenfaktors

$$ANF_{n,i} = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

Für die Berücksichtigung der zukünftigen Energiepreisänderungen entsprechend des angenommen Energiepreispfades werden preisdynamische Annuitätenfaktoren (AF) aus der Annuität der jeweiligen Energiepreisänderungen im Zeitraum 2030 bis 2050 (M) (Formel 2) berechnet.

Formel 2: Berechnung des Abzinsungsfaktor

$$AF_j = \frac{1 - \left(\frac{1+M_j}{i}\right)^n}{i - M} * ANF$$

für jeden Energieträger j

Quelle: VDI 2067-1 (2012)

Der anzusetzende Energiepreis wird schließlich berechnet, indem der Abzinsungsfaktor mit dem Energiepreis im Jahr der Investition multipliziert wird.

Da in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive aufgrund der Fiskalkorrekturen keine Steuern und Abgaben berücksichtigt werden, müssen in beiden Varianten gesonderte Energiepreise berechnet werden.

Betriebskosten (Instandsetzung und Wartung)

Die jährlichen Betriebskosten werden als konstant über den Betrachtungszeitraum angenommen.

Kapitalkosten

Die Kapitalkosten ergeben sich aus der Annuität (a) der kapitalgebundenen Auszahlung (C_0) im Jahr der Investition, mit der diese auf konstante Zahlungsflüsse über die Abschreibungsdauer der Anlagen verteilt wird (Formel 3).

Formel 3: Berechnung der Annuität

$$a = C_0 * ANF_{n,i}$$

Quelle: VDI 2067-1 (2012)

Für die alternativen Szenarien findet eine separate Betrachtung der einzel- und gesamtwirtschaftlichen Perspektive statt. In beiden Perspektiven werden Kapital-, Betriebs- und Energiekosten für jede Gemeinde und Technologie berechnet. Aus dem Vergleich der Gesamtkosten der Wärmeversorgung aus den alternativen Szenarien mit dem

Grundlagenszenario ergeben sich die Differenzkosten. Für die Ermittlung der Nutzenwirkungen werden der Primärenergieeinsatz, die THG-Emissionen und daraus resultierende externen Kosten von alternativen Szenarien und Grundlagenszenario verglichen.

5.1.3 Berechnung der Gestehungskosten des Grundlagenszenarios

Zum Vergleich mit den alternativen Szenarien müssen für das Grundlagenszenario ebenfalls Wärmegestehungskosten berechnet werden. Für den Energieträgermix des Grundlagenszenarios werden Referenztechnologien für die Investitionen unterstellt und daraus resultierende Kapitalkosten sowie Energie- und Betriebskosten ermittelt. Tabelle 35 zeigt die Zusammenstellung der Energieträger in der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios mit Angabe der bereitgestellten Endenergie in TWh in den Jahren 2020 und 2030 sowie die unterstellten Referenztechnologien als Grundlage für die Ermittlung der damit verbundenen Investitionen.

Tabelle 35: Energieträgermix und eingesetzte Referenztechnologien in der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios

Referenz zentral (TWh)	2020	2030	Referenztechnologien für die Berechnung der Investitionen
Erdgas	63,8	80,2	75 % KWK, 25 % Heizwerk
Kohle	36,1	12,0	75 % KWK, 25 % Heizwerk
Strom	1,7	4,2	100 % Heizwerk
Wärmepumpen*	-	15,8	100 % Wasser - Wärmepumpe
Bioenergie	18,2	16,1	75 % KWK, 25 % Heizwerk
Solarthermie	-	3,5	90 % Flachkollektor, 10 % Vakuum
Geothermie	2,0	5,3	100 % Geothermie-direkt
Nicht erneuerbare Abfälle	11,2	13,5	75 % KWK, 25 % Heizwerk
Industrielle Abwärme	0,5	4,4	90 % direkt (WT), 10 % Abwärme-Wärmepumpe
Sonstige	1,4	0,9	Wird auf restliche Energieträger aufgeteilt
Summe	**134,9**	**155,8**	

*Bei der Bilanzierung von Wärmepumpen wird sowohl die genutzte Umgebungsenergie als auch der eingesetzte Strom angegeben.

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Kemmler et al. (2020)

Zur Berechnung der Wärmegestehungskosten des Technologiemix des Grundlagenszenarios werden die energiegewichteten Gestehungskosten für jede Technologie aus den alternativen Szenarien für die leitungsgebundene Wärmeversorgung herangezogen. Da im Grundlagenszenario Kohle als Energieträger im Jahr 2030 noch einen relevanten Anteil hat im Vergleich zu den alternativen Szenarien, wird dieser ebenfalls mit einer Referenztechnologie und den damit verbundenen Kosten bewertet. Zur Berechnung der Investitionen bzw. der daraus resultierenden Kapitalkosten werden die Investitionen für eine KWK-Dampfturbine aus den Technologiesteckbriefen herangezogen (siehe Anhang A.2.9). Wie in den alternativen

Szenarien wird von einer Investition im Jahr 2030 ausgegangen. Für die Anlagen wird eine Betriebsdauer von jeweils 4.000 Volllaststunden angesetzt. Für das Kohle-KWK wird ein Nutzungsgrad von 38 % unterstellt sowie Allokationsfaktoren für die thermische Leistung von 35 % für die Primärenergie und THG-Emissionen und 20 % für die Wärmekosten (siehe auch Erdgas-KWK in Tabelle 2). Die Allokation beruht wie für die anderen KWK-Technologien auf der finnischen Methode. Für das Kohle-Heizwerk wird ein Nutzungsgrad von 70 % unterstellt. Neben Kapital- und Energiekosten werden fixe Betriebskosten von 40.000 Euro/MW sowie variable Betriebskosten von Kosten von 1 Euro/MWh berücksichtigt (siehe Technologiesteckbrief A.2.9).

Tabelle 36 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der Wärmegestehungskosten zur Bewertung des Energieträgers Kohle im Grundlagenszenario in der einzelwirtschaftlichen Perspektive. Für die Kohle-KWK-Referenztechnologie resultieren spezifische Wärmegestehungskosten von 36 Euro/MWh, für das Kohle-Heizwerk 37 Euro/MWh.

Tabelle 36: Berechnung der Wärmegestehungskosten für den Energieträger Kohle aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive

	Kohle-KWK	Kohle-HW
Kostenfunktion Kohle [Mio. Euro/MW]	1,00	1,12
Investitionskosten 2020 [Mio. Euro]	2.263	842
Spez. Investitionskosten [Mio. Euro/MW]	1	1,1
Spez. Kapitalkosten [Euro/MWh]	7	8
Betriebskosten 2030 [Mio. Euro]	99	33
Spez. Betriebskosten [Euro/MW]	44.000	44.000
Spez. Betriebskosten [Euro/MWh]	11	11
Energiekosten [Euro/MWh]	18	18
Spez. Wärmegestehungskosten [Euro/MWh]	36	36,8

Quelle: Eigene Darstellung (IREES) mit Daten von Kemmler et al. (2020)

Die Berechnung in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive erfolgt analog zur einzelwirtschaftlichen mit entsprechenden Korrekturen der Energiepreise um Steuern und CO_2-Abgaben und der Berücksichtigung einer sozialen Diskontrate von 2 %.

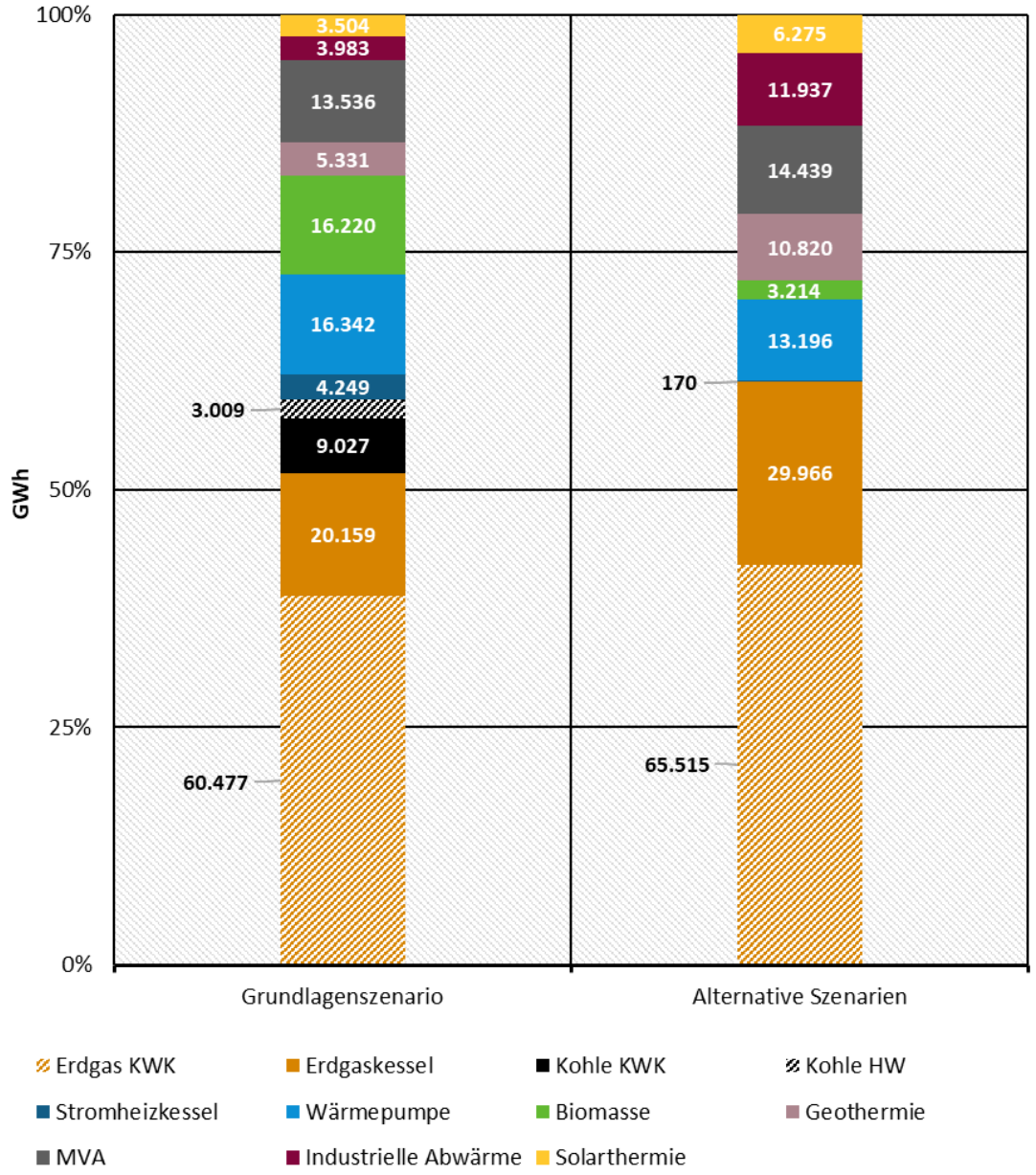
5.1.4 Ergebnisse

5.1.4.1 Endenergiebereitstellung der Fernwärme

Abbildung 51 vergleicht die in den alternativen Szenarien und im Grundlagenszenario bereitgestellte Endenergie über Fernwärme nach Erzeugungstechnologie. Der Wegfall des Energieträgers Kohle in den alternativen Szenarien wird durch größere Mengen an Erdgas ausgeglichen. Weitere Unterschiede zeigen sich im Einsatz von Stromheizkesseln, die im Grundlagenszenario deutlich höhere Anteile im Erzeugungsmix der Fernwärme aufweisen. In den alternativen Szenarien liegt eine detaillierte regional hochaufgelöste Potenzialanalyse für erneuerbare Energien in der zentralen Versorgung zugrunde, so dass hier gegenüber dem Grundlagenszenario eine Optimierung herbeigeführt werden konnte. Folglich werden in den

alternativen Szenarien direkte und indirekte Abwärme, Geothermie und Solarthermie stärker genutzt, während die Biomassenutzung geringer ist.

Abbildung 51: Jährlich bereitgestellte Endenergie der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien in GWh



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

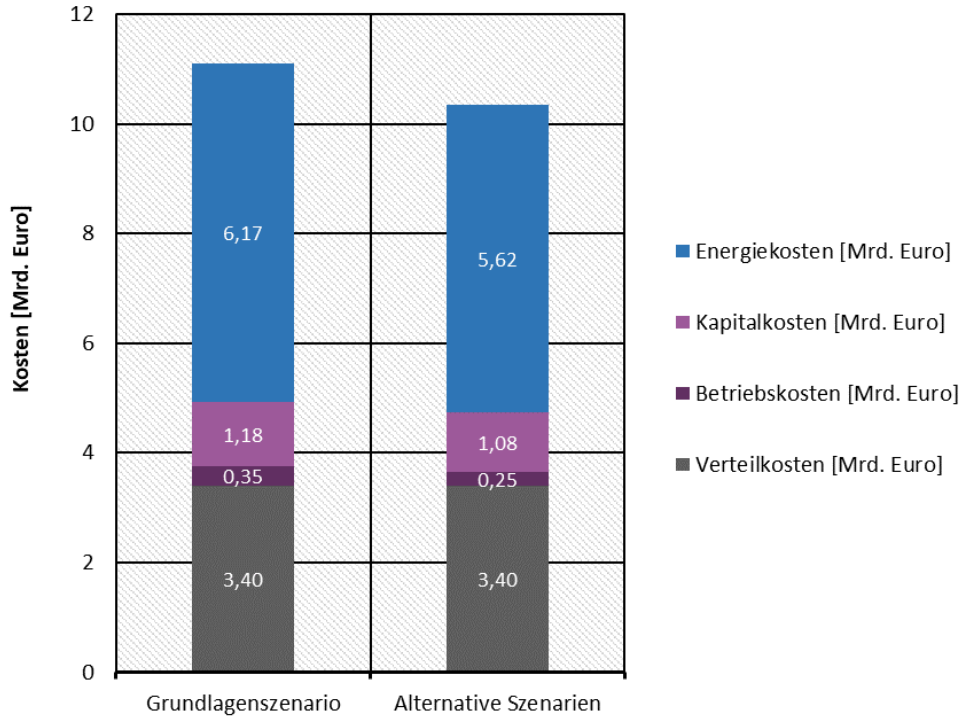
5.1.4.2 Wirtschaftliches Potenzial in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung

Für die alternativen Szenarien ergeben sich durchschnittliche energiegewichtete Wärmegestehungskosten von 67 Euro/MWh[38] und durchschnittliche THG-Emissionen von 138 g/kWh. Für das Grundlagenszenario resultieren aus der Analyse durchschnittliche energiegewichtete Wärmegestehungskosten von 71 Euro/MWh und THG-Emissionen von

[38] Die durchschnittliche Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien aus der Kosten-Nutzen Analyse sind höher als die in Kapitel 4.1 dargestellte, da hier nicht die Energiepreise den Jahres 2030 angesetzt werden, sondern die Energiepreisentwicklung im Zeitraum 2030 bis 2050 berücksichtigt werden.

153 g/kWh. Die Differenzkosten zwischen Grundlagenszenario und alternativen Szenarien ergeben sich aus der Differenz der Jahresvollkosten (absolute Wärmegestehungskosten) in den beiden Szenarien (Abbildung 52). In der einzelwirtschaftlichen Betrachtung ergeben sich im Jahr 2030 negative Differenzkosten von 0,75 Mrd. Euro. Die alternativen Szenarien sind somit unter den getroffenen Annahmen kosteneffizienter als das Grundlagenszenario und führen zu einer jährlichen Kostenersparnis von 0,75 Mrd. Euro im Jahr 2030. Unterschiede ergeben sich vor allem bei den Energiekosten. Niedrigere Energiekosten ergeben sich in den alternativen Szenarien durch den Einsatz von Erdgas anstatt Kohle, durch einen geringeren Einsatz von Biomasse und Stromheizkesseln und den vermehrten Einsatz von Solarthermie. Da es sich in beiden Fällen um ambitionierte Szenarien handelt, liegen die Gesamtkosten nah beieinander. Allerdings zeigt sich, dass durch die Optimierung und Nutzung lokal verfügbarer EE- und Abwärme-Potenziale ein wirtschaftlicherer Versorgungsmix individuell auf Gemeindeebene erreicht werden kann.

Abbildung 52: Einzelwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der eingesetzten Technologien in den alternativen Szenarien

In Abbildung 53 werden Kosten und Nutzen auf Technologieebene dargestellt, indem spezifische Wärmegestehungskosten in der einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise und spezifische THG-Emissionen in Verhältnis gebracht werden[39]. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass in der Abbildung die Kosten als Mittelwert über alle Gemeinden gerechnet werden und somit unterschiedliche Anlagendimensionierungen und Vollbenutzungsstunden in die Darstellung einfließen. Ein direkter Vergleich der Kosten auf Anlagenebene ist somit nicht möglich. Der

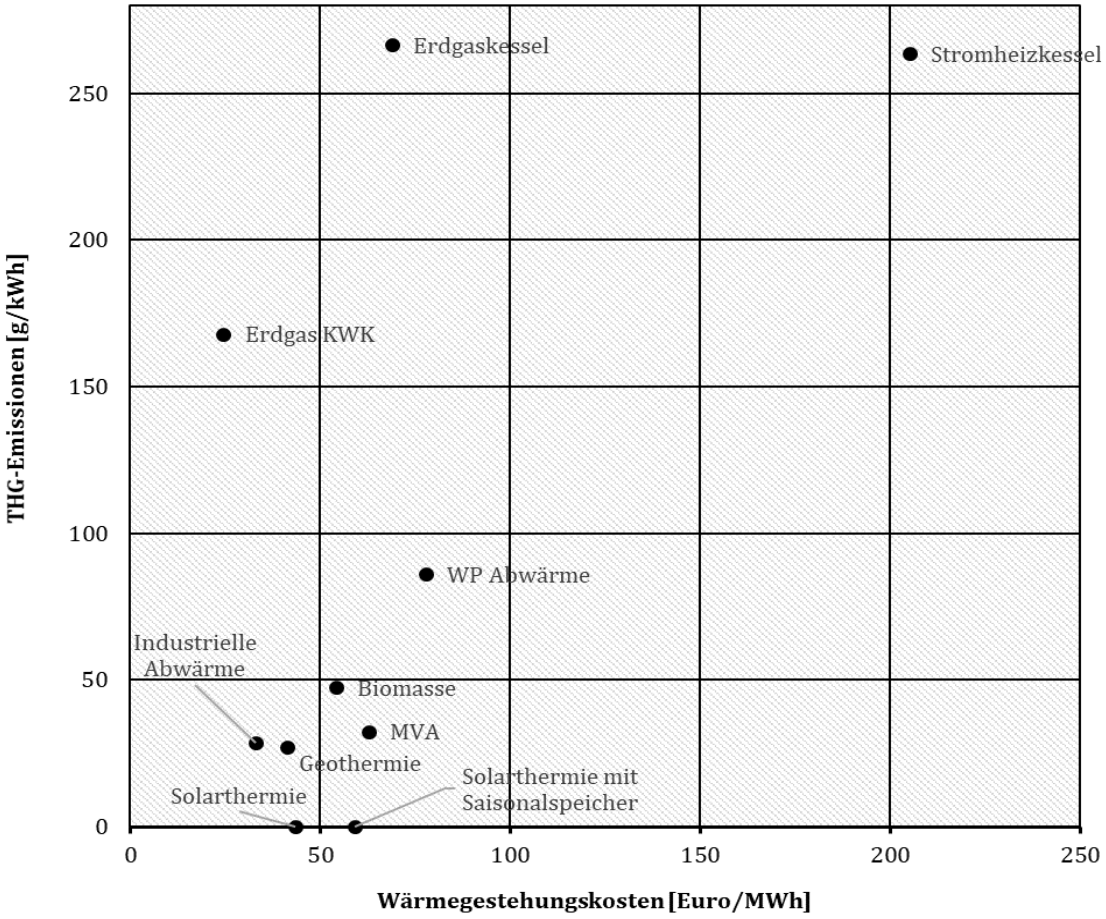
[39] In dieser Darstellung ohne Verteilkosten

Stromheizkessel weist so z. B. im Vergleich der Technologien in den alternativen Szenarien die höchsten Wärmgestehungskosten auf, da dieser mit hohen Energiekosten und nur sehr geringen Betriebsstunden zum Einsatz kommt[40]. Bei der Bewertung der spezifischen THG-Emissionen wird der durchschnittliche Emissionsfaktor für Strom im Jahr 2030 angesetzt[41]. Mögliche Kosten und Nutzenaspekte, die sich aus Anreizen der Sektorkopplung und einem Strommarkt getriebenen Betrieb in Stunden mit sehr niedrigen bzw. negativen Strompreisen bei hoher EE-Strom Einspeisung und damit auch niedrigen THG-Emissionen ergeben, werden hier nicht betrachtet. Im realen Betrieb kann sich eine strombasierte Wärmeversorgung in der Fernwärme somit auch in der unteren linken Ecke von Abbildung 53 – niedrige Wärmegestehungskosten und niedrige THG-Emissionen – einordnen. Da die Analyse den Ausbau der Erneuerbaren und von Abwärme im Jahr 2030 in dem angesetzten Szenario berücksichtigt, liegen die spezifischen THG-Emissionen des Erdgaskessels mit denen des Stromheizkessel – bei Annahme des durchschnittlichen Emissionsfaktors für Strom im Jahr 2030 – in gleicher Größenordnung. Die effiziente Erdgas-KWK schneidet im Vergleich zum Erdgaskessel unter Bilanzierung von Strom und Wärme nach der Finnischen Methode sowohl kosten- als auch nutzenseitig besser ab. In der linken unteren Hälfte der Grafik finden sich die erneuerbaren Technologien sowie die Abwärmenutzung und Müllverbrennungsanlagen. Unter den erneuerbaren Technologien hat die Wärmepumpe die höchsten Wärmegestehungskosten. Wie bei der Analyse des Stromheizkessels sind hier auch Vorteile, die sich aus strommarktgetriebene Betriebsweise ergeben, nicht quantifiziert worden. Bei den Müllverbrennungsanlagen werden keine Kapitalkosten für die Anlage und Anbindung berücksichtigt, da nur von Bestandsanlagen ausgegangen wird, die bereits in Wärmenetze eingebunden sind. Des Weiteren werden die Betriebskosten (Personal, Instandsetzung, Wartung) nicht der Wärmeerzeugung zugrechnet, da diese durch die vergütete Abnahme der Verwertungsstoffe gedeckt sind. Somit fallen nur Hilfsenergiekosten an.

[40] Stromheizkessel werden nachrangig als EE-Option eingesetzt, um die vorgegebenen EE- und Abwärmeanteile in der Gemeinde zu erreichen. Siehe hierzu Tabelle 9 und nachfolgende Abschnitte.

[41] Die Kombination mit Pufferspeichern und die monetären Vorteile durch die Sektorkopplung werden in der Analyse nicht explizit berücksichtigt und könnten die Kosten reduzieren.

Abbildung 53: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien im Jahr 2030[42]



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen nach Versorgungsgebietscluster der alternativen Szenarien

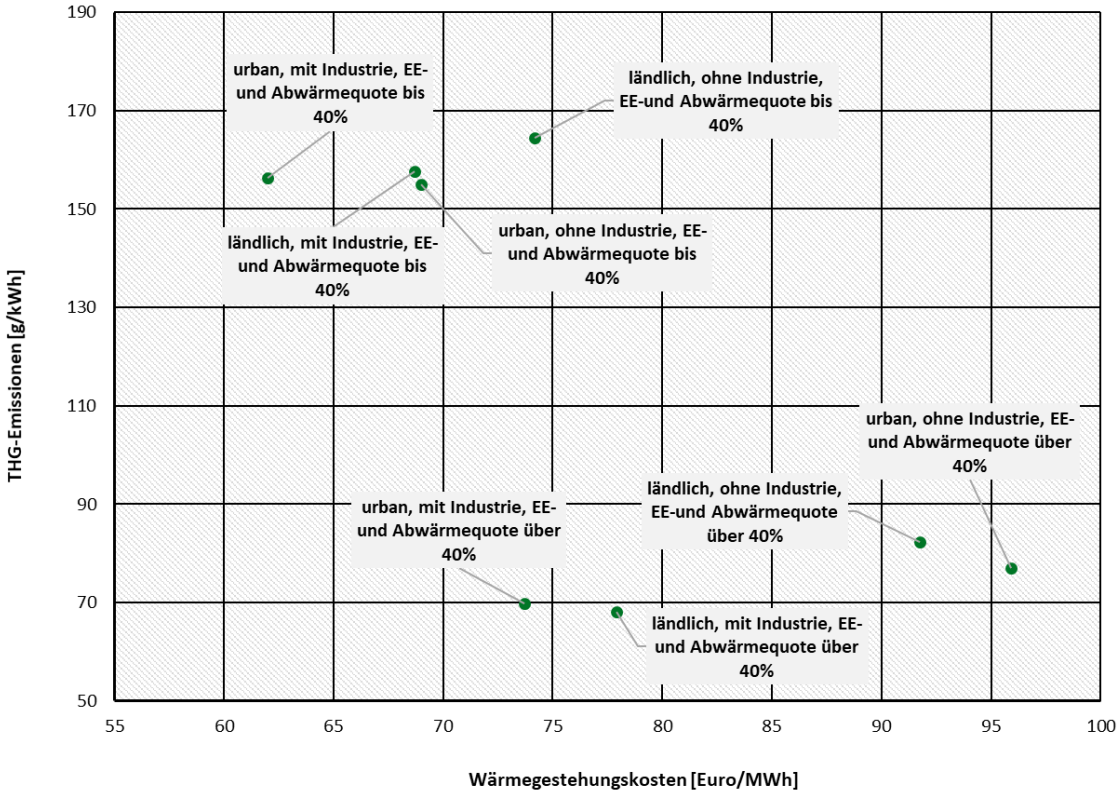
Abbildung 54 zeigt die spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der in Abschnitt 4.1 abgeleiteten Cluster, die Gemeinden mit ähnlichen Strukturen hinsichtlich Anteil von Erneuerbaren und Abwärme sowie Bebauungsdichte zusammenfassen. Es ist ersichtlich, dass die Kosten in urbanen Gebieten aufgrund der höheren Wärmedichte und des hohen Wärmeabsatzes in den meisten Fällen geringer sind als jene in ländlichen Gebieten. Ausnahmen bilden hier der ländliche Cluster mit Industrie und einer hohen EE- und Abwärmequote, wo in größerem Umfang günstige industrielle Abwärme eingebunden werden kann. Dafür ist die Versorgung des urbanen Clusters ohne Industrie und einer EE- und Abwärmequote über 40 % teurer als die von ländlichen Gebieten.

Die günstigsten spezifischen Wärmegestehungskosten finden sich im Cluster „urban, mit Industrie, EE- und Abwärmequote bis 40 %“. Dies liegt vor allem am Einsatz der günstigen industriellen Abwärme und dem Einsatz von Erdgas-KWK und Erdgaskessel. Aufgrund des vermehrten Einsatzes fossiler Brennstoffe sind die THG-Emissionen in diesem Cluster jedoch vergleichsweise hoch. Die geringsten spezifischen THG-Emissionen sind im Cluster „ländlich, mit

[42] Die Kostenunterschiede zur Darstellung in den vorangegangenen Analysen in Kapitel 4 ergeben sich durch die Berücksichtigung abgezinster Zinssätze.

Industrie, EE- und Abwärmequote über 40 %“ zu finden. Der Einsatz der Technologien ist in diesem Cluster sehr divers. Neben dem Einsatz von Erdgas-KWK, MVA und Geothermie ermöglicht die Industrie die Nutzung von direkter industrieller Abwärme und der indirekten Nutzung durch Wärmepumpen.

Abbildung 54: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien nach Versorgungsgebietscluster im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen auf Gemeindeebene unter Berücksichtigung der dezentralen Versorgungsoptionen

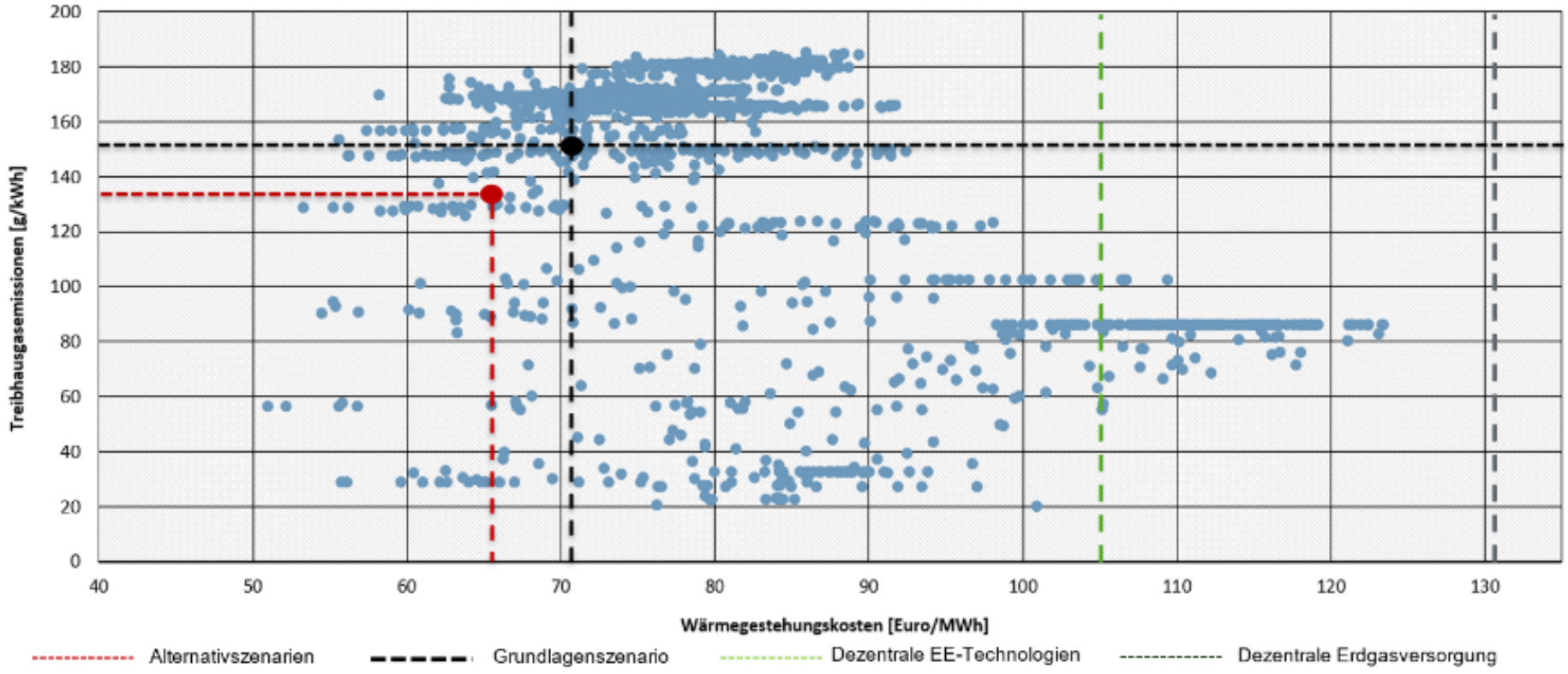
Die folgenden Abbildungen stellen die Techniksysteme in den alternativen Szenarien in den für eine Wärmenetzversorgung geeigneten 1.640 Gemeinden dar (vgl. Abschnitt 4.1). Die Darstellungen dienen dazu, die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse einzuordnen, und liefern darüber hinaus wichtige Erkenntnisse für die Planung von Dekarbonisierungsstrategien auf Ebene der Städte und Gemeinden.

In Abbildung 55 stellt jede der Gemeinden einen Punkt dar, mit den resultierenden spezifischen Wärmegestehungskosten[43] des jeweiligen Techniksystems in den alternativen Szenarien auf der x-Achse und den resultierenden spezifischen THG-Emissionen auf der y-Achse. Aus den energiegewichteten Werten der einzelnen Gemeinden ergibt sich das Resultat für ganz Deutschland für die alternativen Szenarien (roter Punkt). Um die Ergebnisse der alternativen Szenarien auf Gemeindeebene und im Ganzen einzuordnen, enthält die Abbildung auch die Darstellung der spezifischen Wärmgestehungskosten und THG-Emissionen des Grundlagenszenarios (schwarzer Punkt). Neben dem Vergleich der zentralen Versorgungsoptionen sind auch die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten der dezentralen EE-Technologien (in Grün) und der dezentralen Erdgasversorgung mit Brennwertkessel (in Grau) für das Jahr 2030 als Linien dargestellt (vgl. Abschnitt 4.2).

Es wird deutlich, dass alle Gemeinden, die für eine zentrale Wärmenetzversorgung geeignet sind, mit den optimierten Techniksysteme deutlich günstigere Wärmegestehungskosten aufweisen als der Erdgas-Brennwertkessel als dezentrale fossile Referenztechnologien im Jahr 2030. Auch im Vergleich zu den dezentralen EE-Wärmetechnologien stellen die zentralen Techniksysteme in fast allen identifizierten Wärmenetzpotenzial-Gemeinden die günstigere Option dar. Der Vergleich zeigt die Relevanz der zentralen Wärmenetzversorgung für eine effiziente und klimaschonende Wärmeversorgung. Die Analyse verdeutlicht jedoch auch die großen Unterschiede zwischen den Gemeinden, die sich aufgrund der regionalen Gegebenheiten mit Bezug auf die Wärmebedarfe und der regionalen EE- und Abwärmepotenziale ergeben. So liegen 1.197 Gemeinden über dem durchschnittlichen Wert bezogen auf die Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios.

[43] Die Verteilkosten für die leitungsgebundene Wärmeversorgung sind ebenfalls berücksichtigt.

Abbildung 55: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien im Vergleich zu durchschnittlichen Werten des Grundlagenszenarios sowie Kosten dezentraler Versorgungsoptionen

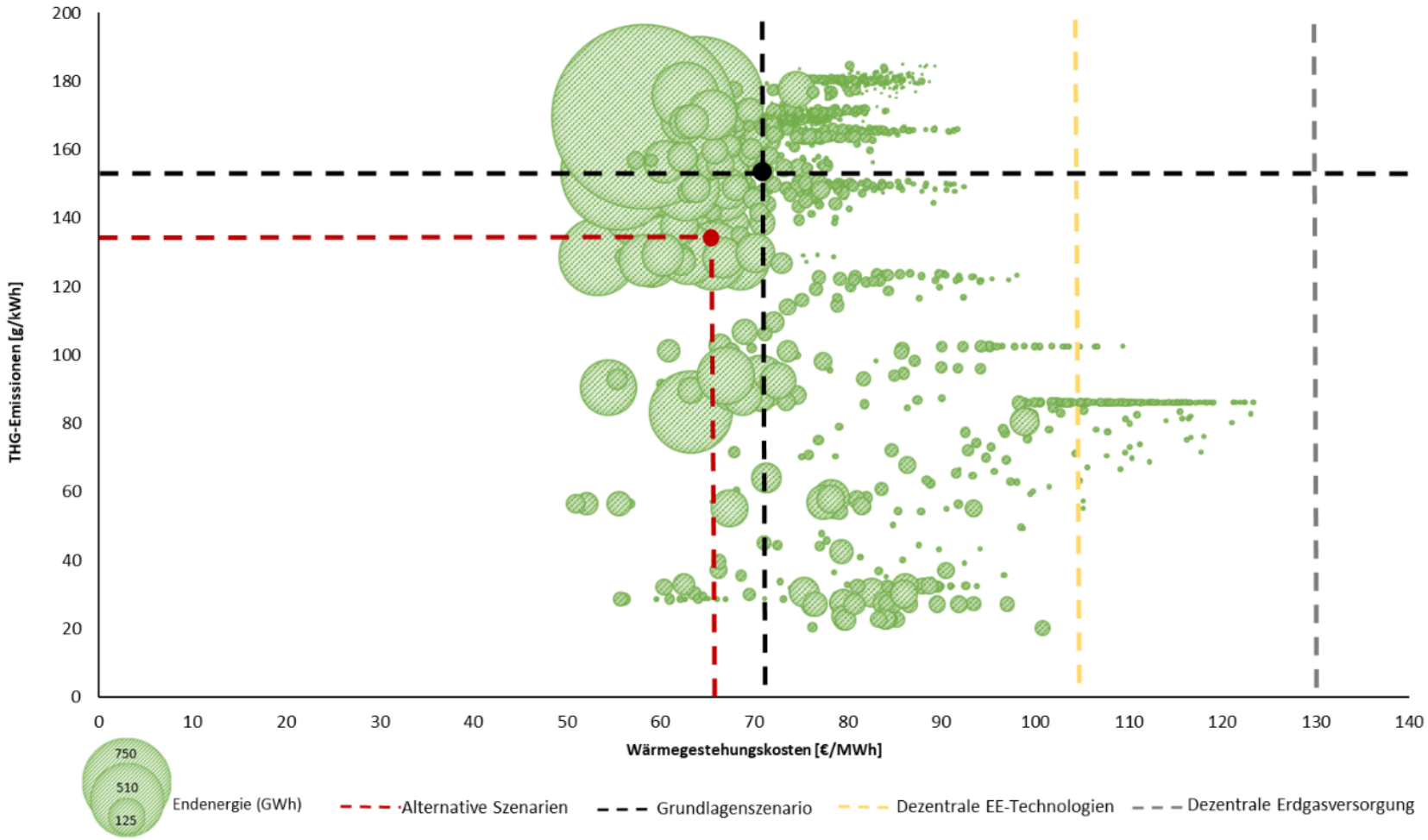


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Um die Relevanz dieser Gemeinden für die Gesamtergebnisse einzuordnen, wird in Abbildung 56 die Analyse um die Dimension der jährlichen Fernwärmebereitstellung in GWh ergänzt (in Grün dargestellt).

Es wird ersichtlich, dass höhere spezifischen Kosten und THG-Emissionen für die zentralen Wärmeversorgungsysteme mit geringerer Fernwärmebereitstellung verbunden sind. Dies liegt zum einen daran, dass die durchschnittlichen Wärmeverteilkosten in Gebieten mit einer hohen Wärmedichte (urbane Gebiete) im Durchschnitt geringer sind als in Gebieten mit einer insgesamt geringeren Wärmedichte (ländliche Gebiete). Allerdings gibt es auch Gemeinden mit einer absoluten geringen Fernwärmebereitstellung bei gleichzeitig geringen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen, so dass weitere Faktoren mit Bezug auf die Wärmeerzeugung relevant sind. Gemeinden, die höhere spezifischen THG-Emissionen und höhere Wärmegestehungskosten als die Durchschnittswerte aus dem Grundlagenszenario und den alternativen Szenarien aufweisen, haben überwiegend nur einen geringe Fernwärmebereitstellung. Jedoch verdeutlich das Diagramm, dass die Höhe der spezifischen Emissionen nicht mit der Größe der Wärmenetzversorgung korreliert. Entscheidend ist die Erschließung lokaler Potenziale an erneuerbaren Energien und Abwärme. In Gemeinden mit einem sehr hohen Endenergiebedarf können diese z. B. aufgrund von Flächenverfügbarkeit eingeschränkt sein. Es ist anzumerken, dass kein vollständiger Vergleich zwischen Grundlagenszenario und alternativen Szenarien möglich ist, da für das Grundlagenszenario keine räumliche Analyse vorhanden ist und deshalb keine Werte auf Ebene der Gemeinden vorliegen.

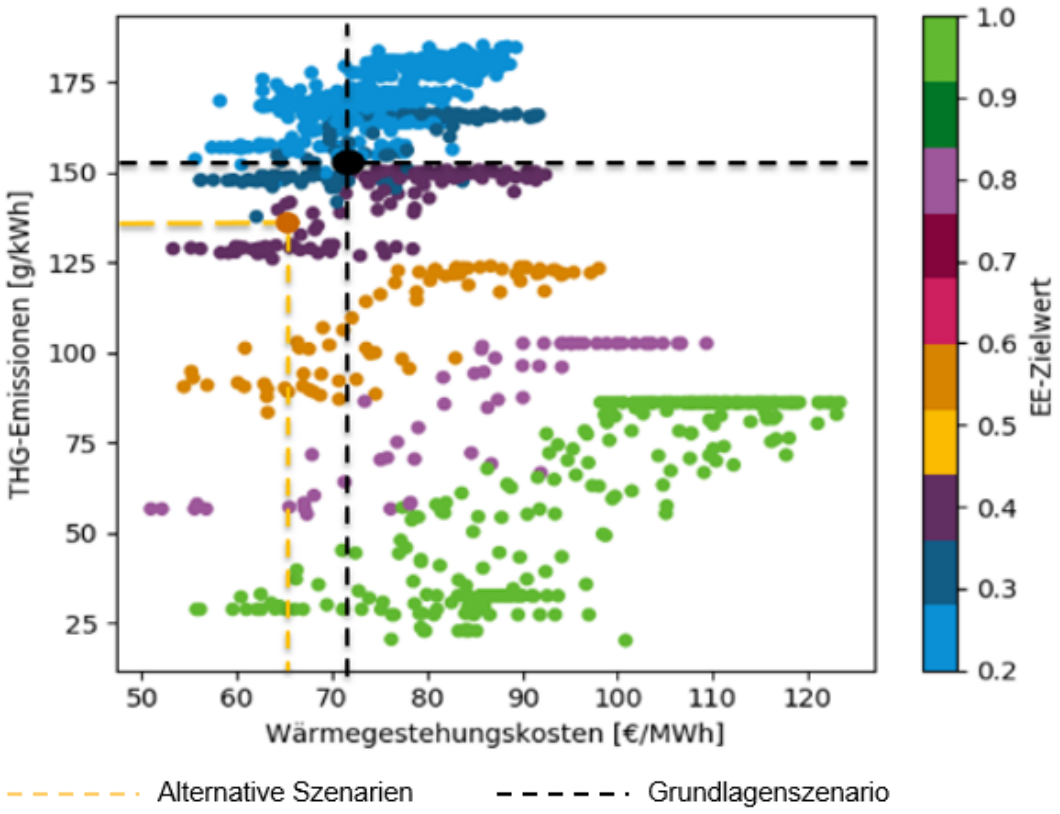
Abbildung 56: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien mit Vergleich zum Grundlagenszenario und den alternativen Szenarien mit Darstellung der mittels Fernwärme bereitgestellten Endenergie im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Um den Einfluss der Erschließung der lokalen EE-Potenziale darzustellen, ergänzt Abbildung 57 die beiden vorherigen Darstellungen um den in den Analysen resultierenden Zielwert für erneuerbare Energien und Abwärme am jeweiligen Fernwärmemix (vgl. Kapitel 4.1). Es wird ersichtlich, dass Gemeinden mit spezifischen THG-Emissionen in der zentralen Wärmeversorgung über dem Grundlagenszenario einen Anteil von EE- und Abwärme von 20 bis 30 % haben und somit nur eingeschränkt über lokale Potenziale für die zentrale Wärmeversorgung verfügen. Die Anstrengungen hinsichtlich einer Transformation der Wärmeversorgung hin zu erneuerbaren Energien sind in diesen Gemeinden deshalb als besonders hoch einzuschätzen.

Abbildung 57: Spezifische Treibhausgasemissionen und Wärmegestehungskosten der Gemeinden mit Vergleich zum Grundlagenszenario und alternativen Szenarien mit dem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme am Endenergieverbrauch in der Wärmenetzversorgung entsprechend Tabelle 7



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Dagegen haben diejenigen Gemeinden mit einem Zielwert für Erneuerbare und Abwärme von mindestens 80 % deutlich höhere spezifische Wärmegestehungskosten als das Grundlagenszenario. Wie zuvor herausgestellt, gibt es in diesen Gemeinden ein großes lokales Potenzial an erneuerbaren Energien, es werden Technologien wie Geothermie, industrielle Abwärme und MVA genutzt. Abbildung 57 macht deutlich, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen spezifischen THG-Emissionen sowie Wärmegestehungskosten und dem Zielwert für Erneuerbare und Abwärme besteht. Abbildung 56 zeigt darüber hinaus, dass auch der Endenergiebedarf über die Höhe der spezifischen Wärmegestehungskosten entscheidet.

Mit Blick auf die Zielsetzung 2050 sind entsprechend Strategien sowohl für die dezentrale als auch die zentrale Wärmeversorgung zu entwickeln, die eine vollständige Dekarbonisierung

ermöglichen. Wie in Abschnitt 4.1 dargestellt, sind für die zentrale Versorgung neben der konsequenten Erschließung der lokalen EE-Potenzialen wie Geothermie, Solarthermie und Abwasser sowie Abwärme insbesondere auch Großwärmepumpen, PtH sowie biogene und synthetische Brennstoffe erforderlich. Während die Vorteilhaftigkeit einer Wärmenetzversorgung bisher insbesondere anhand der Wärmedichten und damit an den Kosten der Verteilung beurteilt wurde, zeigt die Analyse, dass vielmehr die kosteneffiziente Erschließung und Bereitstellung von klimaneutraler Wärme das entscheidende Kriterium darstellen sollten. Vor dem Hintergrund, dass lokale Potenziale unterschiedlich sind, ist es notwendig integrierte Konzepte auf lokaler Ebene zu entwickeln und umzusetzen. Diese sollten nicht nur die Balance zwischen dezentraler und zentraler Wärmeversorgung untersuchen, sondern auch das notwendige Ambitionsniveau für Energieeffizienzmaßnahmen beleuchten. So kann es in Gemeinden trotz relevanter Wärmedichten, aber ohne ausreichend lokaler EE-Wärme oder Abwärmepotenzial für die Zielerreichung sinnvoller sein, stärker auf Energieeffizienz und dezentrale Technologien zu setzen.

5.1.4.3 Wirtschaftliches Potenzial in einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive

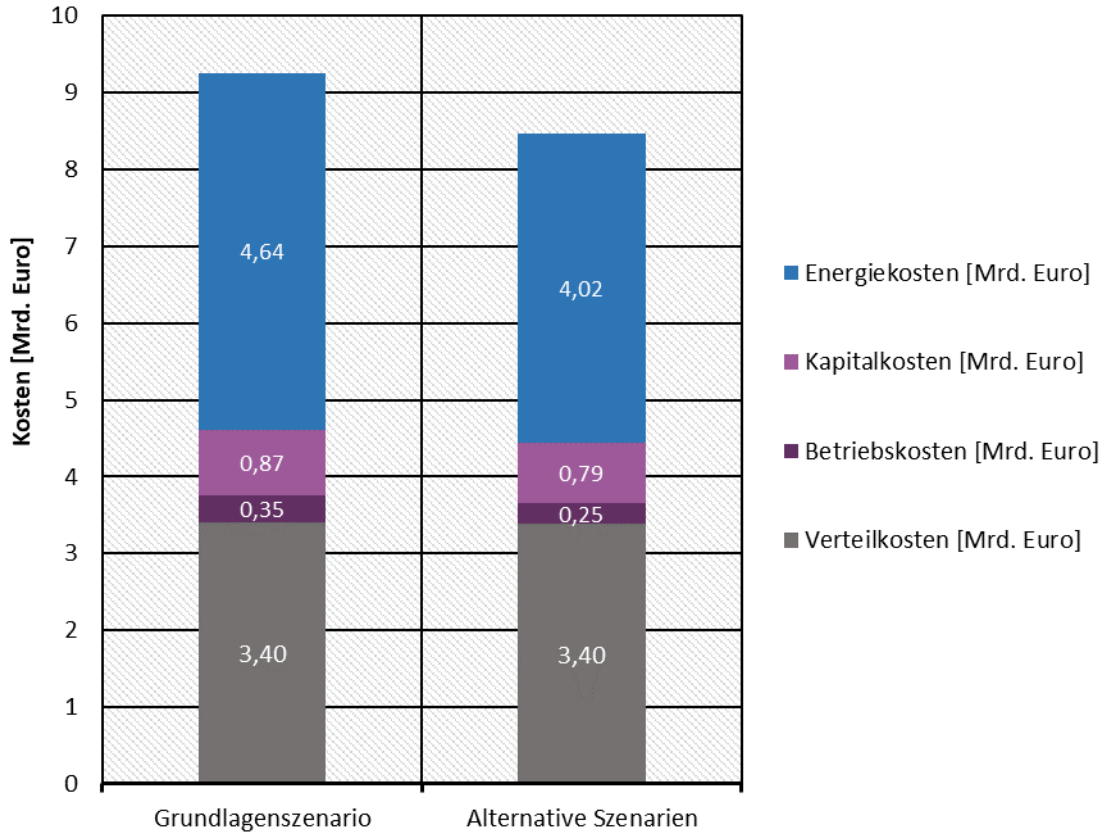
Tabelle 37 zeigt die Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien in einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive. In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ergeben sich aufgrund der Fiskalkorrekturen geringere absolute Kosten, da dies vorrangig Steuern und Abgaben in den Energiekosten betreffen. Aufgrund der angesetzten Diskontrate von 2 % sind darüber hinaus die Kapitalkosten in beiden Szenarien geringer. In den kosteneffizienten alternativen Szenarien resultieren pro Jahr geringere absolute Kosten von rund 0,79 Mrd. Euro im Jahr 2030 gegenüber dem Grundlagenszenario. Dies entspricht in etwa den Differenzkosten der einzelwirtschaftlichen Betrachtung, vgl. Abbildung 52. Die Einsparungen verteilen sich zu rund 0,09 Mrd. Euro auf die Betriebskosten, zu rund 0,07 Mrd. Euro auf die Kapitalkosten und zu rund 0,62 Mrd. Euro auf die Energiekosten.

Tabelle 37: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Jährliche Differenzkosten für die zentrale Fernwärmeversorgung

Kosten [Mrd. Euro]	Grundlagenszenario	Alternative Szenarien	Differenzenkosten [Mrd. Euro]
Verteilkosten	3,40	3,40	
Betriebskosten	0,35	0,25	- 0,09
Kapitalkosten	0,87	0,79	- 0,07
Energiekosten	4,64	4,02	- 0,62
Wärmegestehungskosten	**9,26**	**8,47**	**- 0,79**

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 58: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Annuisierte Vollkosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

5.1.4.4 THG-Emissionen und Primärenergieeinsparungen

Tabelle 38 zeigt die vermiedenen THG-Emissionen und die resultierende Einsparung externer Kosten aufgrund von vermiedenen Klimaschäden der alternativen Szenarien gegenüber dem Grundlagenszenario. Die spezifischen THG-Emissionen der alternativen Szenarien sind insgesamt um 15 g/kWh geringer als die des Grundlagenszenarios. Absolut werden pro Jahr Emissionen von 2,35 Mio. Tonnen CO_2äq. vermieden. Mit dem angesetzten Klimakostensatz von 222,5 Euro pro Tonne CO_2äq. (vgl. 5.2.1) resultieren vermiedene jährliche Klimakosten in Höhe von rund 522 Mio. Euro.

Tabelle 38: Jährliche THG-Emissionen und Klimaschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien

	Grundlagenszenario	Alternative Szenarien	Vermiedene Emissionen [Mio. Tonnen CO_2äq.]	Vermiedene Kosten für Klimafolgeschäden [Mio. Euro]
Spezifische THG-Emissionen [g/kWh]	153	138		
THG-Emissionen [Mio. Tonnen CO_2äq.]	23,8	21,4	2,4	

	Grundlagenszenario	Alternative Szenarien	Vermiedene Emissionen [Mio. Tonnen CO_2äq.]	Vermiedene Kosten für Klimafolgeschäden [Mio. Euro]
Klimaschäden [Mio. Euro]	5.292	4.769		522

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Tabelle 39 zeigt den jährlichen Primärenergieeinsatz und die ermittelten Primärenergie-Faktoren der eingesetzten Technologien im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien. Letztere benötigen pro Jahr insgesamt einen geringeren Primärenergieeinsatz von 4.742 GWh (4,7 %).

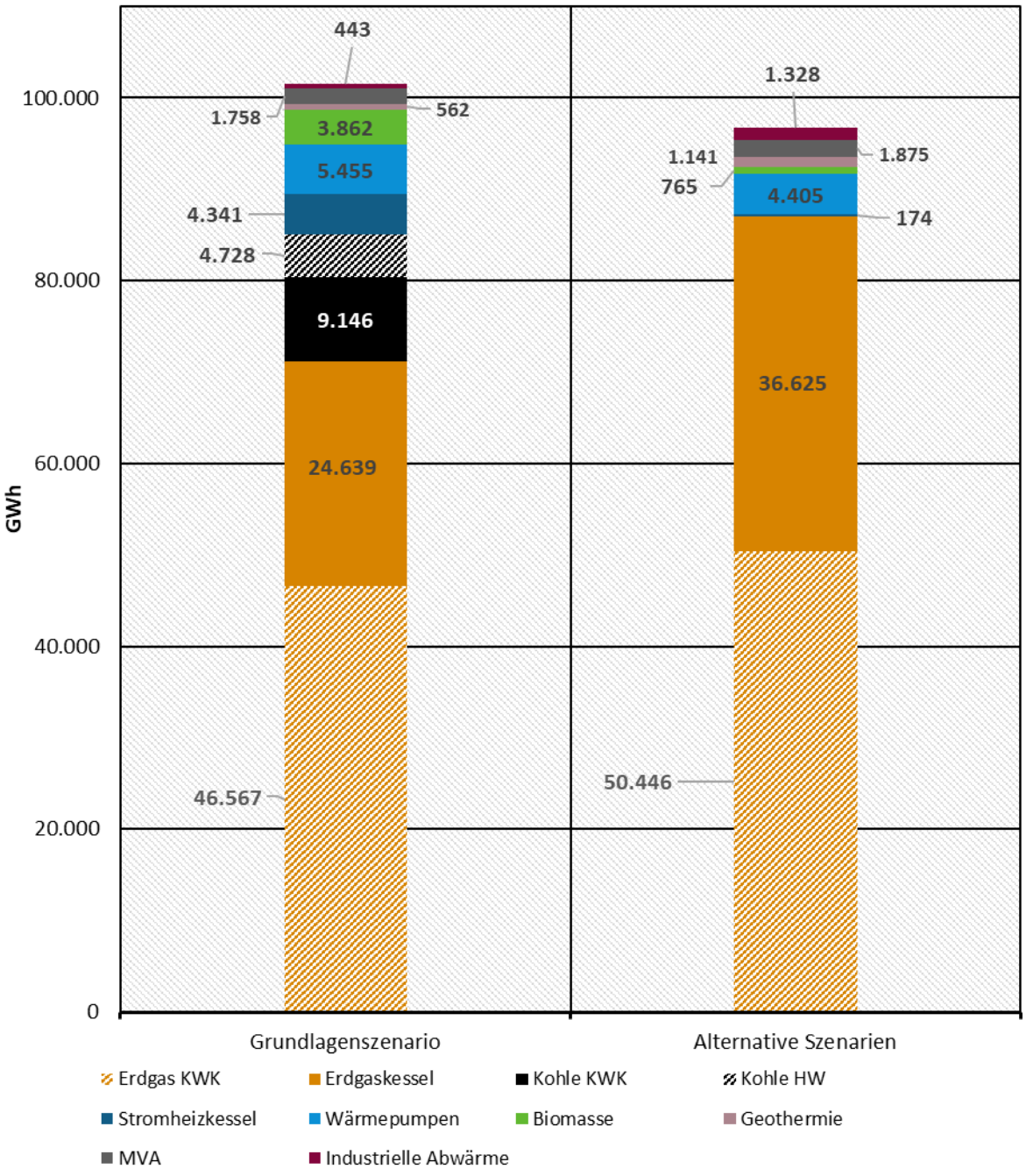
Tabelle 39: Jährlicher Primärenergieeinsatz und PE-Faktoren der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien

	Primärenergieeinsatz		PE-Faktor	
	Grundlagen-szenario	Alternative Szenarien	Grundlagen-szenario	Alternative Szenarien
Erdgas-KWK	46.567	50.446	0,77	0,770
Erdgas-HW	24.639	36.625	1,22	1,222
Kohle-KWK	9.146		1,01	
Kohle-HW	4.728		1,57	
Strom-HW	4.341	174	1,02	1,022
Wärmepumpe (Strom und Umweltwärme/Abwärme)	5.455	4.405	0,33	0,334
Bioenergie KWK/HW	3.862	765	0,234	0,238
Geothermie	562	1.141	0,10	0,105
Abfälle KWK/HW	1.758	1.875	0,13	0,130
Abwärme direkt	443	1.328	0,11	0,111
Summen	**101.501**	**96.759**		

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 59 zeigt anschaulich den jährlichen Primärenergieeinsatz, aufgeschlüsselt nach Technologien und Energieträger. Dabei wird deutlich, dass in den alternativen Szenarien der Energieträger Erdgas den Primärenergieeinsatz dominiert. Daneben hat die Wärmepumpe den größten Anteil am Primärenergieeinsatz. Im Grundlagenszenario ist neben dem Einsatz von Erdgas auch derjenige von Kohle bedeutend für den Primärenergieverbrauch des Szenarios. Daneben sind auch der Einsatz von Strom im Strom-Heizwerk und der Wärmepumpe sowie von Biomasse bedeutend.

Abbildung 59: Jährlicher Primärenergieeinsatz der Fernwärmeversorgung nach Technologien für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien

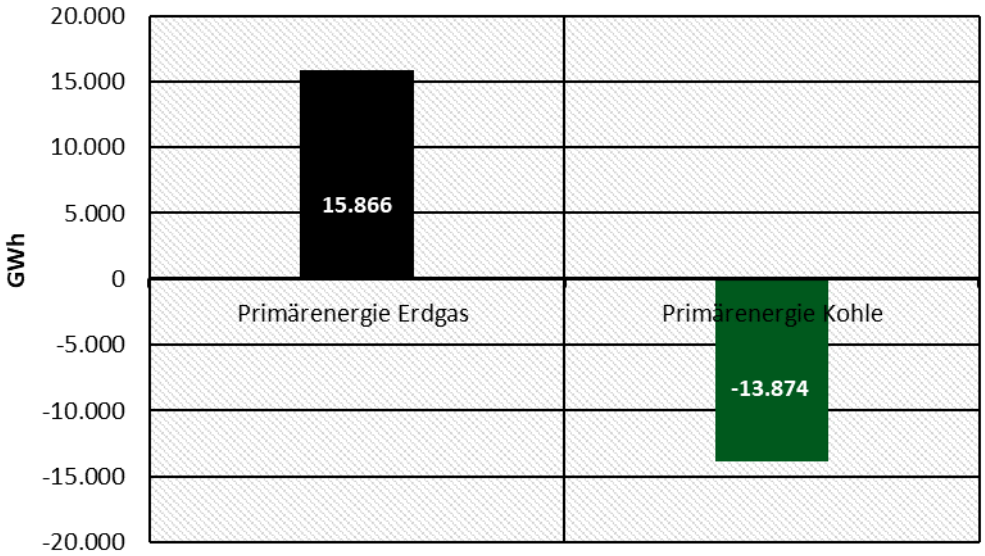


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

5.1.4.5 Energieversorgungssicherheit

Die Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit durch die alternativen Szenarien unterliegen einem qualitativen Ansatz. Indikator für die Energiesicherheit ist die Reduktion der außereuropäischen Importe von Energieträgern. Von Importen betroffene Energieträger im Alternativ- und Grundlagenszenario sind vor allem Erdgas und Kohle, da erneuerbare Energien und Abwärme lokal verfügbar sind. Abbildung 60 zeigt die Differenz des Primärenergieeinsatzes dieser Energieträger zwischen alternativen Szenarien und Grundlagenszenario.

Abbildung 60: Jährliche Differenz des Primärenergieeinsatzes der Energieträger Erdgas und Kohle in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und in alternativen Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

In den alternativen Szenarien werden insgesamt 13.874 GWh weniger Kohle eingesetzt, was einem geringeren Import von 7.631 GWh Steinkohle entspricht. Dieser Wert ergibt sich aus einer Betrachtung des Primärenergieverbrauchs von Kohle im Jahr 2030. Laut dem Grundlagenszenario werden im Jahr 2030 345 TWh Steinkohle benötigt sowie 282 TWh Braunkohle, was einer Aufteilung von 55 % Stein- zu 45 % Braunkohle entspricht. Für Steinkohle besteht seit 2019 eine vollständige Importabhängigkeit (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Ein geringerer Import von 7.631 GWh ergibt sich durch Anwendung des Anteils von 55 % für Steinkohle aus dem Grundlagenszenario auf den insgesamt geringeren Einsatz von 13.874 GWh in den alternativen Szenarien, wenn man davon ausgeht, dass der restliche Primärenergiebedarf durch Braunkohle gedeckt wird, die vollständig in Deutschland abgebaut wird. Des Weiteren wird in den alternativen Szenarien 15.866 GWh mehr Erdgas eingesetzt als im Grundlagenszenario. Bei einer 97-%-Importabhängigkeit von Erdgas im Jahr 2030 entspricht dies höheren Importen von Erdgas von 15.390 GWh im Vergleich zum Grundlagenszenario.

Rein rechnerisch ist der Anteil der importierten Energieträger in Summe in den alternativen Szenarien etwas höher als im Grundlagenszenario. Da die Unterschiede gemessen am gesamten Primärenergieeinsatz der Wärme- und Kältebereitstellung jedoch marginal sind und auch mit Bezug auf die Fernwärmebereitstellung unter 2 % betragen, lässt sich aus dem Indikator kein relevanter Einfluss auf die Veränderungen der Energiesicherheit schließen.

5.1.4.6 Arbeitsplatzeffekte

Die Bewertung von möglichen Effekten auf Arbeitsplätze kann nur qualitativ diskutiert werden. Mögliche makroökonomische Effekte durch eine veränderte Energieversorgung ergeben nach Fleiter et al. (2017) durch zusätzliche Investitionen in Wärme- und Kältetechnologie entsprechende ökonomische Impulse in bestimmten Sektoren mit einem hohen Anteil an der Wertschöpfung der Technologien. Ein weiterer möglicher Impuls ergibt sich durch eine Verringerung der Energiekosten, die zwar zu einer geringeren Nachfrage im Energiesektor führt, jedoch aufgrund des frei gewordenen Kapitals eine höhere Nachfrage in anderen Sektoren induzieren kann, was wiederum zu einer strukturellen Änderung von Konsumausgaben führt.

Als dritter Effekt kann die Veränderung der Energieimporte angeführt werden. Diese führt zu einer Änderung des Handelsbilanzsaldos und damit zu einer höheren Gesamtnachfrage. Nach Fleiter et al. (2016) haben ein Anstieg der Gesamtinvestitionen sowie eine Reduktion der Gesamtenergiekosten und Gesamtenergieimporte durch Effizienzmaßnahmen und den Anstieg der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung eine positive Wirkung auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) bzw. die Arbeitsplätze.

In der Kosten-Nutzen-Analyse sind jedoch zwei Szenarien miteinander verglichen worden, die hinsichtlich dieser Indikatoren sehr nahe beieinanderliegen, sodass mit Bezug auf eine positive makroökonomische Wirkung zwischen Grundlagenszenario und alternative Szenarien keine Aussage getroffen werden kann.

5.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse hat zum Ziel die Unsicherheiten bzw. Bandbreiten der Ergebnisse zu untersuchen. Dazu werden die zentralen techno-ökonomischen Annahmen variiert und deren Auswirkungen auf die Kosten-Nutzen-Analyse aus einzel- und gesamtwirtschaftlicher Perspektive untersucht. Insgesamt werden zehn Sensitivitätsrechnungen durchgeführt (vgl. Tabelle 40). Neben den Auswirkungen auf den Kapitalwert werden auch die Änderungen der Klimakosten berücksichtigt. Die Sensitivitätsanalyse eruiert damit, wie robust die alternativen Szenarien hinsichtlich der Änderungen bestimmter Parameter sind. Mit den Ergebnissen lassen sich einerseits die absoluten Änderungen durch die Änderung von Parametern innerhalb der jeweiligen Szenarien bewerten, anderseits auch inwieweit sich die relativen Vorteilhaftig zwischen den alternativen Szenarien möglicherweise verändert und damit wie robust ein Szenario in Bezug auf die unsicheren Rahmenbedingungen ist.

Abbildung 61 fasst die Unsicherheiten zusammen, die sich aus den zentralen Annahmen für die Kosten-Nutzen-Analyse ergeben und zeigt, wie diese in der Sensitivitätsanalyse parametrisiert werden können. Das Joint Research Centre (JRC) der EU-Kommission empfiehlt für die Durchführung der Sensitivitätsanalyse im *Comprehensive Assessment* ebenfalls eine Variation der Investitions- und Betriebskosten, ein Hoch- und Niedrigpreisvariante für Strom- und Brennstoffe sowie einen hohen und niedrigen Wert für die Bewertung der Klimafolgeschäden (Jakubcionis et al., 2015).

Abbildung 61: Unsicherheiten in den Annahmen und Parameter in der Sensitivitätsanalyse

	Unsicherheit	Parameter in der Sensitivitätsanalyse
	Technologieentwicklung/tech-nologisches Lernen	▪ Spezifische Investitionen in Wärme und Kälteversorgungstechnologien ▪ Spezifische Betriebskosten
	Regulatorischer Rahmen	▪ Strom- und Brennstoffpreise aufgrund veränderter Umlagen, Steuern, CO_2-Preise, etc.
	Weltmarktpreise fossiler Brennstoffe	▪ Strom- und Brennstoffpreise
	Risikobewertung und Marktzinsveränderung	▪ Diskontierungsrate
	Bewertung der Klimafolge-schäden	▪ Spezifische Klimakosten

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

5.2.1 Rahmendaten

Die vorgeschlagene Bandbreite der Parameter wird in Tabelle 40 dargestellt. Bei der Variation der Investitions- und Betriebskosten wird den Empfehlungen des JRC gefolgt (Jakubcionis et al., 2015). Mit Bezug auf die Variation der fossilen Brennstoffpreise liefert die Annahme zur Entwicklung der CO_2-Bepreisung im NECP einen Indikator zu den möglichen Bandbreiten. Der für das Jahr 2026 angestrebte maximale Preis von 65 Euro/Tonne CO_2äq. führt im Jahr 2026 zu einer Erhöhung der Brennstoffpreise um 12 % bei Erdgas und 13 % bei Heizöl gegenüber der angenommenen Preispfadentwicklung ohne CO_2-Bepreisung. Für die untere Variante der Brennstoffpreise in der Sensitivitätsberechnung wird angenommen, dass der CO_2-Preis im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) konstant bei 65 Euro/Tonne CO_2äq. bleibt[44]. Für den EU-ETS wird als untere Variante der Preis des Jahres 2020 von 15,5 Euro/Tonne CO_2äq. als konstant angenommen. Die im NECP unterstellte CO_2-Bespreisung des nEHS mit einem Anstieg auf 285 Euro/Tonne im Jahr 2035 wird bereits als sehr hoch eingeschätzt. Um die Auswirkungen einer weiteren Preissteigerung fossiler Brennstoffpreise auf die Wirtschaftlichkeit innovativer Wärmesysteme zu analysieren, wird für die Sensitivitätsrechnung eine Steigerung der fossilen Brennstoffpreise angenommen. Da die Unterschiede zwischen Grundlagen- und alternativen Szenarien nur im Bereich der Wärmbereitstellung in der Fernwärme liegen, ist für die Sensitivitätsrechnung nur die Annahmen zum EU-ETS-Preis relevant. Für diesen wird eine zusätzliche Steigerung des CO_2-Preises angenommen mit dem dieser im Jahr 2035 auf 56 Euro/GJ steigt.

Für die Bewertung der Klimafolgeschäden werden entsprechend der Empfehlungen des UBA (Matthey & Bünger, 2019) die Kostensätze für Zeitpräferenzrate von 0 % als obere Variante

[44] Zur besseren Einordnung werden hier die nominalen Preise aufgeführt, da diese mit Bezug auf das nationale Emissionshandelssystem kommuniziert wurden. In der Analyse erfolgt die Umrechnung auf reale Preise mit Preisbasis 2016.

angenommen. Wie in Anhang 2.4.1.3 dargestellt, erfolgt auch hier eine Mittelwertbildung aus den angegebenen Sätzen für das Jahr 2030 und das Jahr 2050. Dies resultiert in einem Kostensatz in der oberen Variante von 700 Euro/Tonne CO_2äq. Für die untere Variante in der Sensitivitätsanalyse wird ein Mittelwert aus den Kostensätzen zwischen 2020 und 2030 angesetzt[45].

Bei den etablierten Technologien, wie beispielsweise Erdgas-KWK, werden keine Technologieentwicklungen und somit Kostendegressionen angenommen. In der Sensitivitätsanalyse werden niedrigere spezifische Investitions- und Betriebskosten deshalb nur für EE-Technologien und die Technologie Industrielle Abwärme berechnet.

Tabelle 40: Parametrisierung Sensitivitätsanalyse

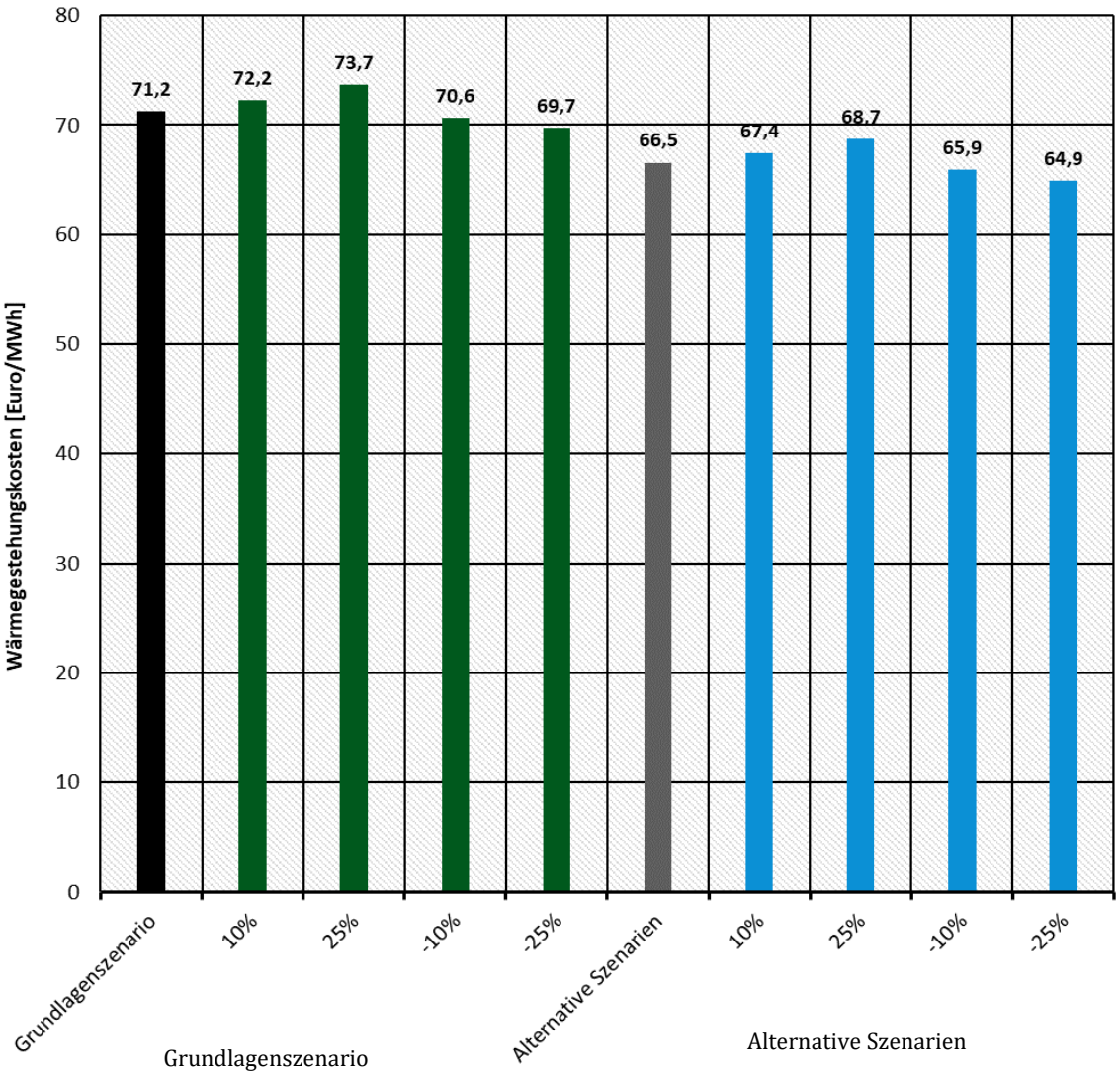
Parameter	Obere Variante	Untere Variante
Spezifische Investitions- und Betriebskosten	+ 25 %, + 10 %	- 25 %, - 10 %
Fossile Brennstoffpreise	EU-ETS: 2025: 31 Euro/EUA 2030: 45 Euro/EUA 2035: 56 Euro/EUA	EU-ETS: 2025: 16 Euro/EUA 2030: 16 Euro/EUA 2035: 16 Euro/EUA
Diskontrate	10 %	1 %
Klimafolgeschäden	700 Euro/tCO_2äq.	196 Euro/tCO_2äq.

5.2.2 Ergebnisse

Abbildung 62 zeigt die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien und des Grundlagenszenarios bei einer Variation der spezifischen Betriebs- und Investitionskosten in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung. Wie in Abschnitt 2.3.2 dargestellt, wird eine Reduktion dieser Kosten um 10 bzw. 25 % nur für die EE-Technologien und industrielle Abwärme berechnet, da bei diesen Technologien von weiteren Lern- und Skaleneffekten ausgegangen werden kann, eine Erhöhung um 10 bzw. 25 % findet dagegen bei allen anderen Technologien Anwendung. Aufgrund dieser Annahmen ist die Veränderung der spezifischen Wärmegestehungskosten auch nicht linear. Es zeigt sich, dass die Erhöhung bzw. die Reduktion der Investitionskosten nur geringe Auswirkung auf die Wärmegestehungskosten haben (Erhöhung bzw. Reduktion um max. 2,5 Euro/MWh).

[45] In Matthey & Bünger, (2019a) sind Kostensätze für das Jahr 2016, 2030 und 2050 angegeben. Für die Zwischenjahre ist eine Interpolation vorgesehen, aus der für das Jahr 2020 ein Kostensatz von 187 Euro/Tonne CO_2äq. resultiert. Daraus ergibt sich der Mittelwert zwischen 2020 und 2030 von 196 Euro/Tonne CO_2äq.

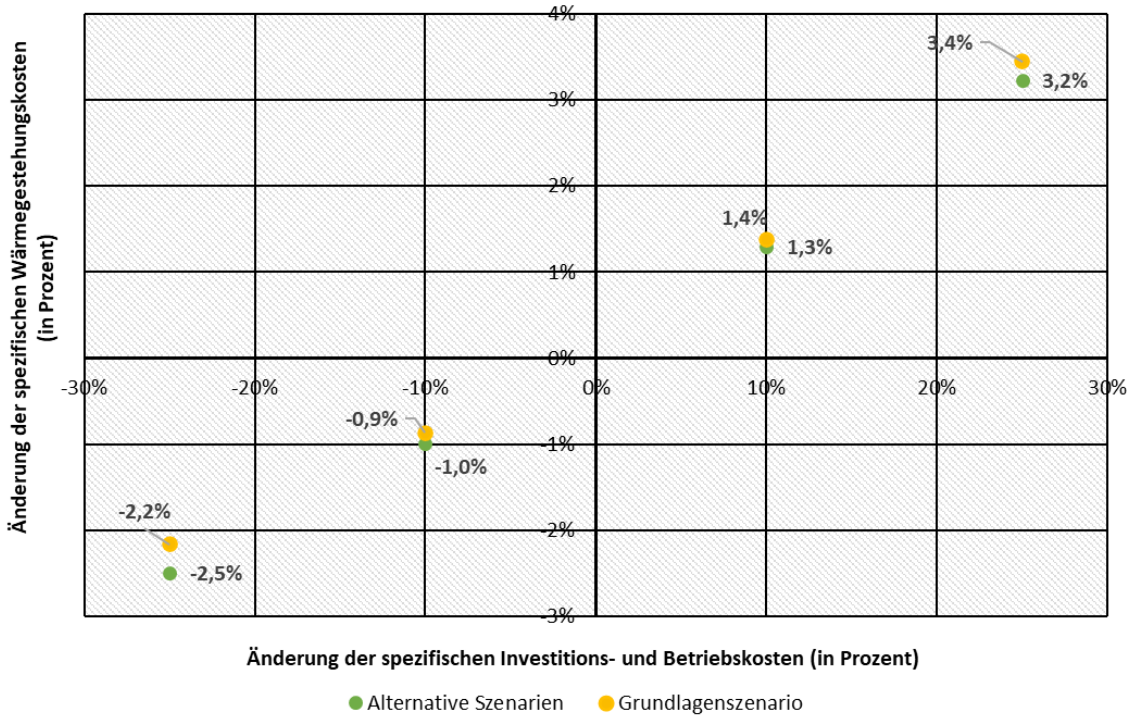
Abbildung 62: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

In Abbildung 63 wird ersichtlich, dass sich bei einer Erhöhung der Betriebs- und Investitionskosten um 10 % die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien um 1,3 % verändern, bei einer Erhöhung um 25 % um rund 3,2 %. Bei einer Reduktion der Betriebs- und Investitionskosten um 10 % sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten um 1 %, bei einer Reduktion um 25 % um 2,5 %. Im Grundlagenszenario verändern sich die spezifischen Wärmegestehungskosten bei einer Erhöhung der Betriebs- und Investitionskosten um 10 % um 1,4 %, bei einer Erhöhung um 25 % um 3,4 %. Bei einer Reduktion der Betriebs- und Investitionskosten von 10 % reduzieren sich die spezifischen Wärmegestehungskosten um 0,9 %, bei einer Reduktion von 25 % um 2,2 %. Insgesamt lässt sich sagen, dass die Wärmegestehungskosten aller Szenarien in Bezug auf die Betriebs- und Investitionskosten sehr belastbar sind.

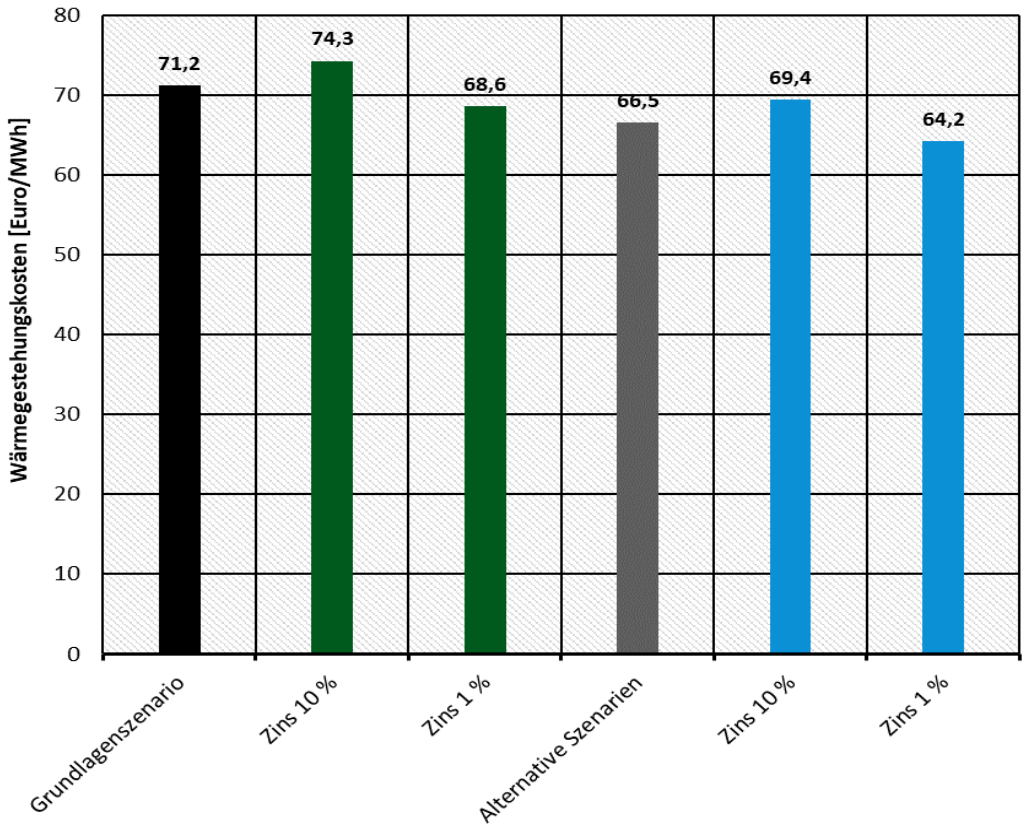
Abbildung 63: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

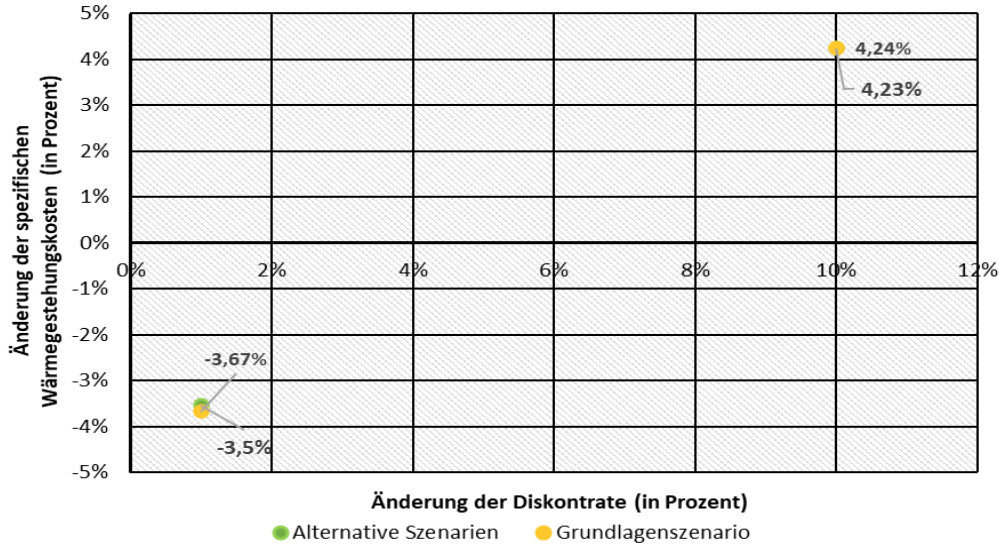
Abbildung 64 zeigt die Höhe der spezifischen Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung. Abbildung 65 zeigt wiederum die prozentuale Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten bei einer Anpassung der Diskontrate. Bei einer Anpassung der Diskontrate um 10 % resultiert eine Erhöhung der Wärmegestehungskosten in den alternativen Szenarien um rund 4,2 % auf 69 Euro/MWh. Bei einer Diskontrate von 1 % sinken die Wärmegestehungskosten dagegen um 3,5 % auf 64 Euro/MWh. Bei einer Erhöhung der Diskontrate verändern sich die spezifischen Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios beinahe im gleichen Maße wie die der alternativen Szenarien. Bei einer niedrigen Diskontrate sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten dagegen um rund 3,7 %.

Abbildung 64: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Diskontrate im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 65: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate im Jahr 2030

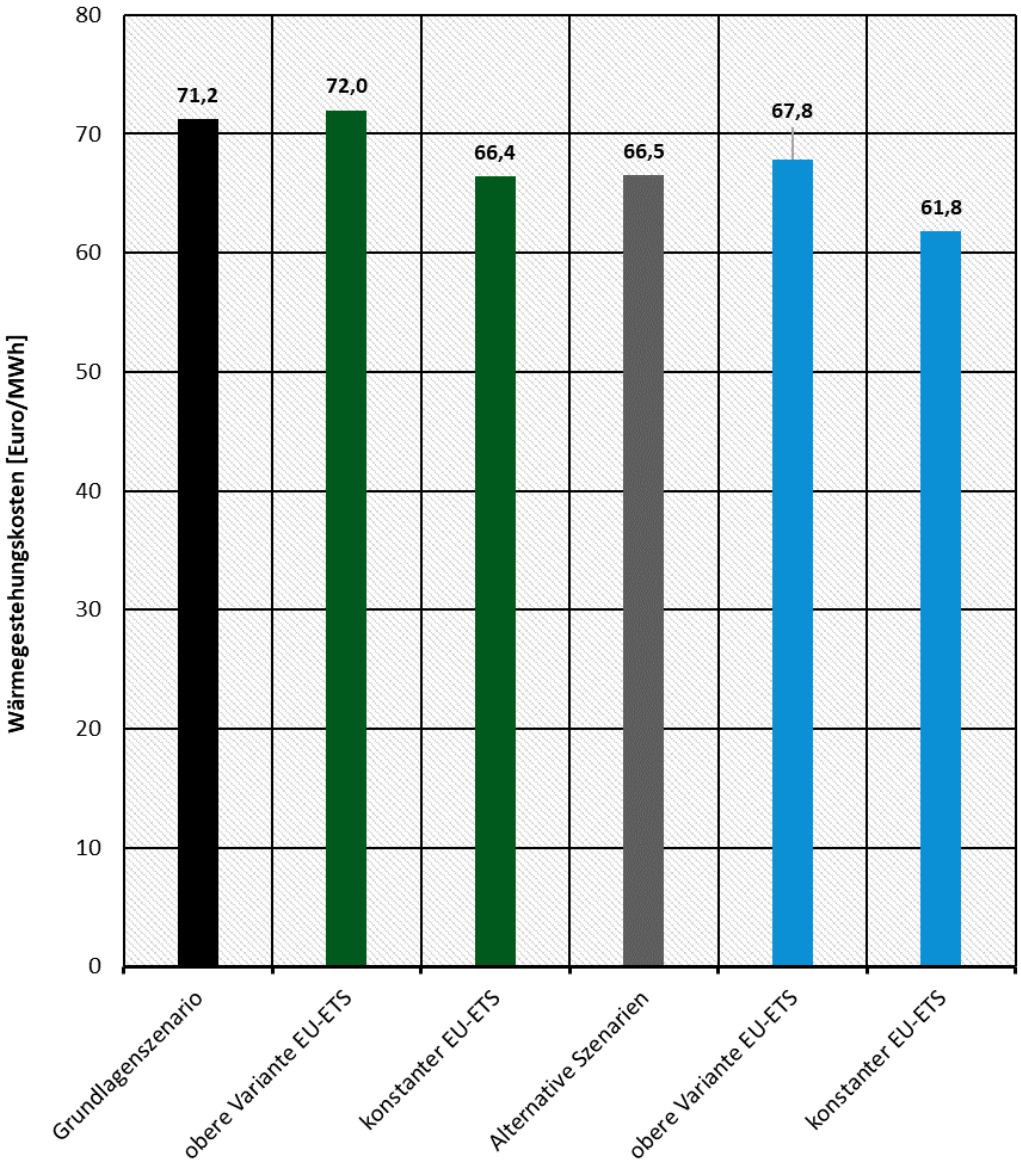


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

In Abbildung 66 ist die Höhe der spezifischen Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung des EU-ETS

dargestellt. Die niedrigere Variante entspricht einem konstanten Preis von 15,65 Euro/Tonne CO_2äq. Die höhere Variante entspricht einer Steigerung des Preises von 16 Euro/Tonne CO_2äq. im Jahr 2020, auf 45 Euro/Tonne CO_2äq. im Jahr 2030 und auf 56 Euro/Tonne im Jahr 2035. Ab dem Jahr 2035 wird angenommen, dass die höhere Variante des EU-ETS konstant 12,5 Euro über der Preisprojektion des tatsächlichen EU-ETS liegt, die den vorangegangenen Analysen unterstellt ist.

Abbildung 66: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einem hohen und konstanten EU-ETS im Jahr 2030

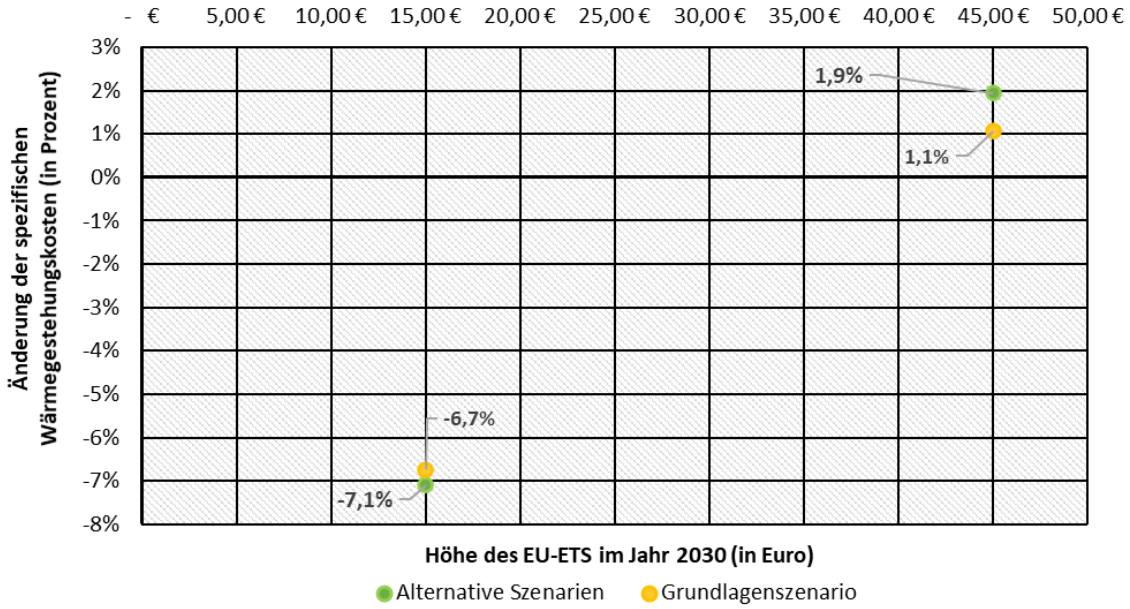


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Bei der erhöhten Variante des EU-ETS erhöhen sich die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien, wie in Abbildung 67 zu sehen, um rund 2 %. Bei einem konstanten EU-ETS von 15,5 Euro/Tonne sinken die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien um rund 7 %. Im Grundlagenszenario steigen die spezifischen

Wärmegestehungskosten bei einem erhöhten EU-ETS um rund 1 %, bei einem konstanten EU-ETS sinken sie dagegen um 6,7 %.

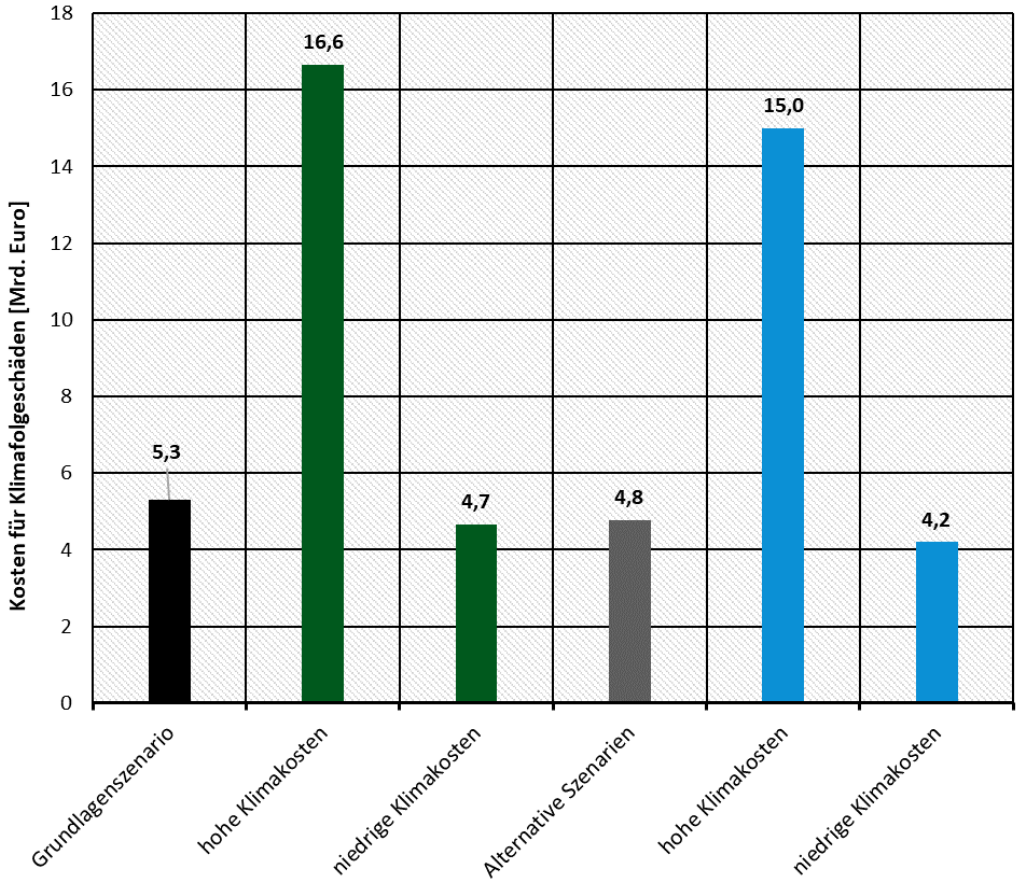
Abbildung 67: Änderung der spezifischen jährlichen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien einem erhöhten und konstanten EU-ETS im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

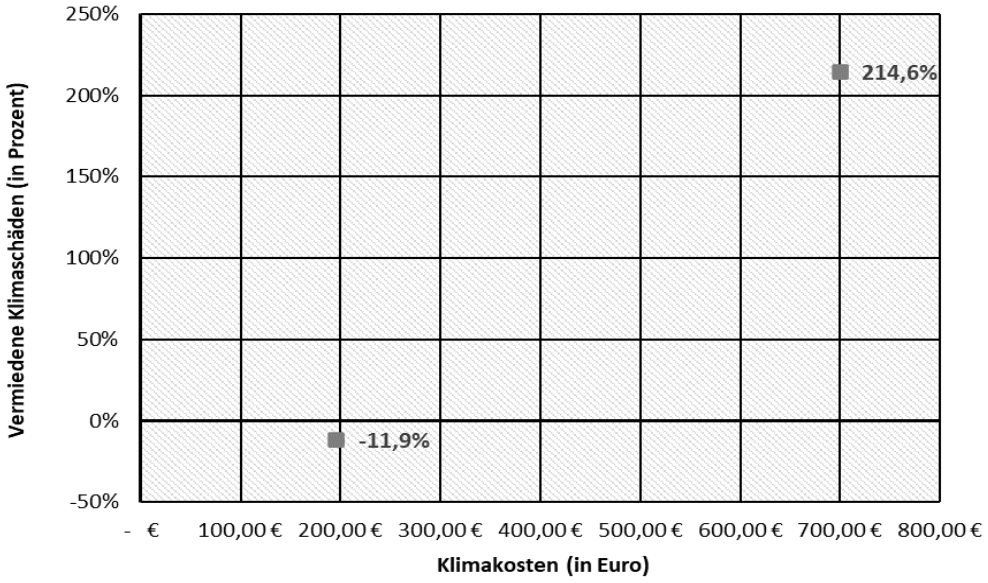
Die Berechnung der Kosten für Klimafolgeschäden findet auf gesamtwirtschaftlicher Ebene statt. In der Kosten-Nutzen-Analyse wird mit Klimakosten von 222,5 Euro/Tonne CO_2äq. gerechnet. Abbildung 68 zeigt die absoluten Kosten für Klimafolgeschäden des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Variation von 700 Euro/Tonne und bzw. 196 Euro/Tonne. Bei einer Veränderung auf 700 Euro/Tonne steigen die Kosten im Grundlagenszenario und den alternativen Szenarien gleichermaßen um rund 215 % auf 16,6 bzw. 15 Mrd. Euro pro Jahr. Bei einer Reduktion auf 196 Euro/Tonne reduzieren sich die Kosten im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien um jeweils rund 12 % auf 4,7 bzw. 4,2 Mrd. Euro (siehe Abbildung 69).

Abbildung 68: Jährliche Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 69: Änderung der jährlichen Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Erkenntnisse der Kosten-Nutzen-Analyse und der Sensitivitätsanalyse

Die alternativen Szenarien im Jahr 2030 zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass im Vergleich zum Grundlagenszenario lokal verfügbaren EE-Potenziale bzw. Abwärme besser genutzt werden, weniger Biomasse zum Einsatz kommt und Kohle durch Erdgas ersetzt wird.

Unter den für die Berechnung getroffenen Annahmen weisen die alternativen Szenarien insgesamt geringere Kosten auf. Zudem zeigen die Ergebnisse der regional hochaufgelösten Untersuchung im Rahmen dieses Berichts ein robusteres Bild als das Grundlagenszenario mit Bezug auf die Transformation der Wärme- und Kältebereitstellung auf Gemeindeebene auf. Der Vergleich der Kosten-Nutzen-Wirkungen in Form von spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen auf Gemeindeebene verdeutlicht die Unterschiede und damit die Relevanz der durchgeführten Analyse und der Verwendung der gewonnenen Erkenntnisse für die Entwicklung von klimaneutralen Wärmeversorgungsstrategien auf lokaler Ebene. Mit Blick auf die Erreichung der Klimaschutzziele für 2030 und 2050 wird deutlich, dass die bisherige Praxis der Beurteilung zentraler Wärmeversorgungsoptionen anhand der lokalen Wärmenachfrage und Wärmedichten nicht ausreichend ist und für die Kosten-Nutzen-Bewertung insbesondere auch die lokalen Dekarbonisierungspotenziale über EE und Abwärme berücksichtig werden sollten. Es zeigt sich zwar, dass hohe Wärmgestehungskosten in der zentralen Versorgung in Gemeinden mit geringeren Wärmedichten resultieren können. Allerdings liegen sie auch bei ausreichend hohen Wärmedichten in diesen Fällen unter den Kosten einer dezentralen fossilen Versorgung im Jahr 2030. Sofern günstige lokale EE- und Abwärmepotenziale zu Verfügung stehen, resultieren auch für kleinere Gemeinden mit geringem Fernwärmebereitstellung geringere Wärmgestehungskosten als der Durchschnitt im Grundlagenszenario.

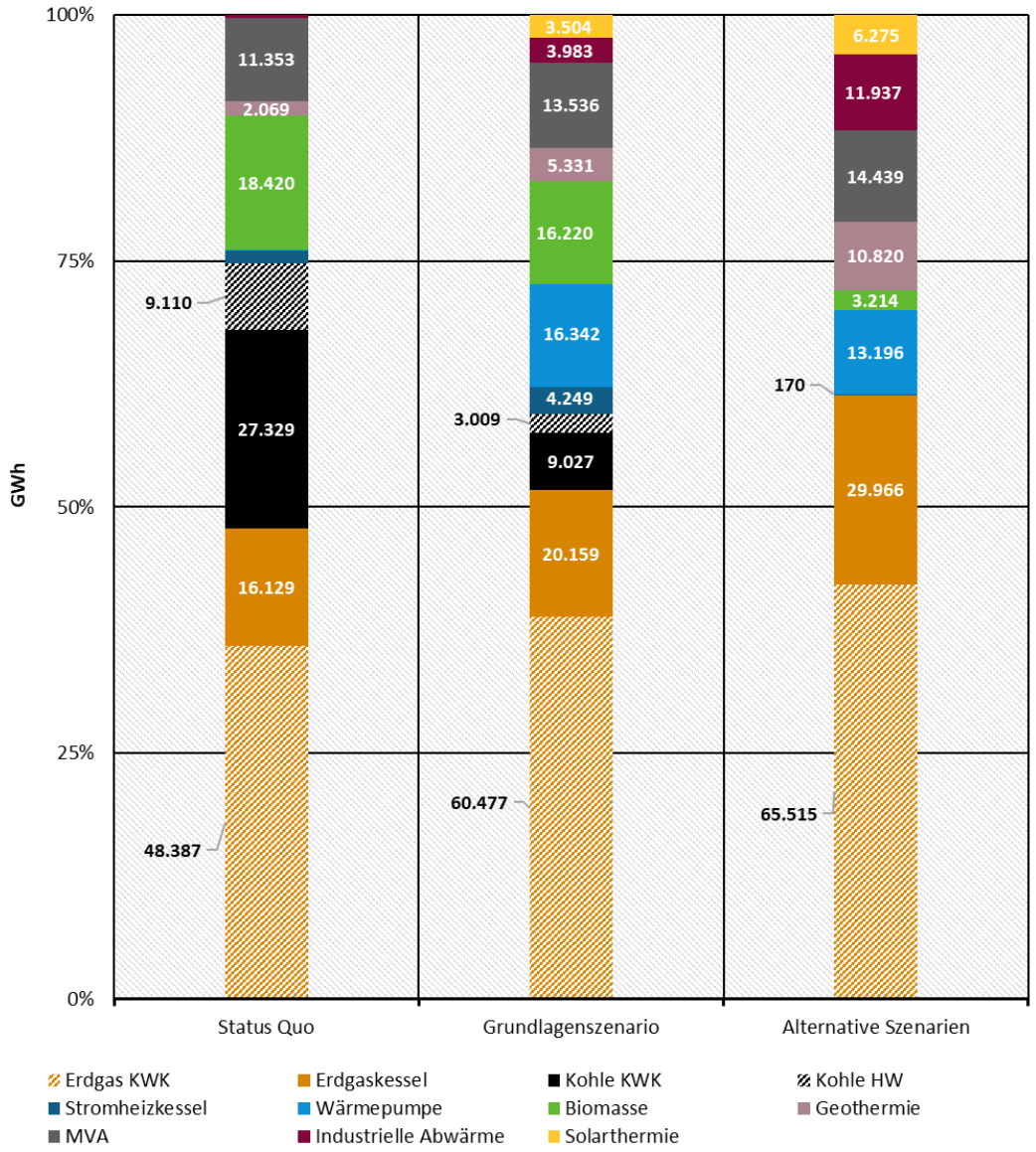
Darüber hinaus bieten die alternativen Szenarien vielfach geringere jährliche THG-Emissionen, auch wenn auf räumlicher Ebene in den alternativen Szenarien die Emissionen mancher Gemeinden über dem durchschnittlichen Wert des Grundlagenszenarios liegen. Dabei ist jedoch hervorzuheben, dass dort die lokal verfügbaren EE- und Abwärmepotenziale gering sind und für geringe spezifische THG-Emissionen mehr EE erschlossen werden müssten, was mittelfristig

durch einen vermehrten Einsatz biogener bzw. synthetischer EE-Brennstoffen oder standortunabhängiger Wärmepumpen realisiert werden könnte.

Insgesamt ist zu betonen, dass die hier durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse ein Vergleich zwischen zwei ambitionierten klimapolitischen Szenarien darstellt. Wird der Vergleich hingegen zum Status quo bzw. zu einer klimapolitisch weniger ambitionierten Referenzentwicklung der Wärme- und Kältebereitstellung durchgeführt, wird die positive Nutzenwirkung der effizienten und erneuerbaren Versorgung deutlicher. Daher werden im Folgenden die Veränderungen der alternativen Szenarien zur Wärme- und Kältebereitstellung des Grundlagenszenarios zusätzlich für das Jahr 2020 analysiert (siehe auch Tabelle 35).

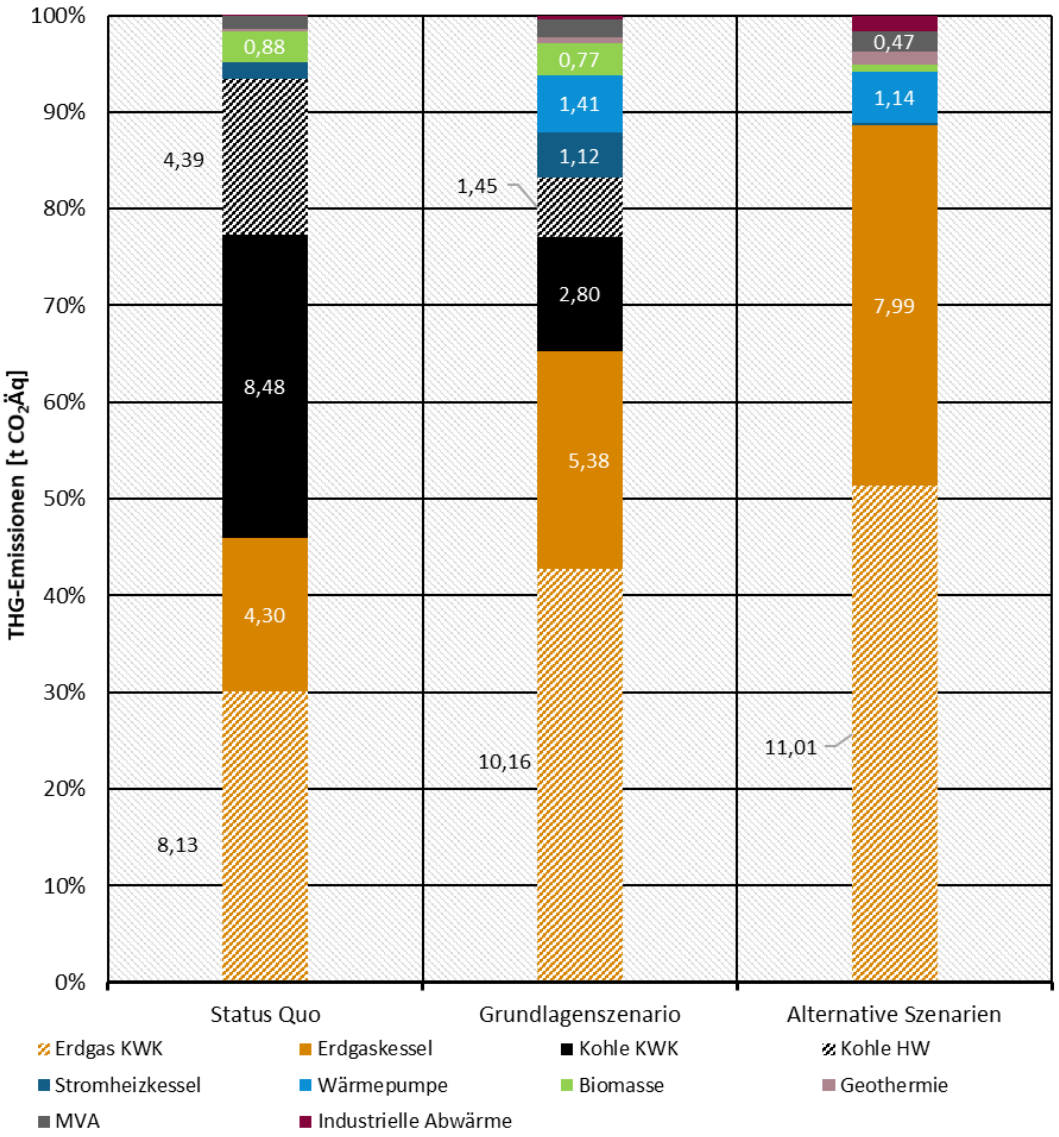
Abbildung 70 vergleicht den Energieträgermix der alternativen Szenarien mit der Wärme- und Kältebereitstellung des Grundlagenszenarios im Jahr 2020 als „Status quo Referenzentwicklung“. Zum Vergleich ist auch das Grundlagenszenario im Jahr 2030 abgebildet. Abbildung 71 zeigt zusätzlich die THG-Emissionen (in Mio. Tonnen) dieser Szenarien. Im Vergleich zur „Status quo Referenzentwicklung“ mit spezifischen THG-Emissionen von 201 g/kWh werden in den Alternativszenarien jährlich rund 6 Mio. Tonnen CO_2äq. eingespart. Die Einsparung der Alternativszenarien im Vergleich zum Grundlagenszenario im Jahr 2030 beträgt 2,4 Mio. Tonnen CO_2äq. Die hohen THG-Emissionen des Status quo resultieren aus einem Einsatz von vorrangig fossilen Energieträgern. Im Status quo haben die Energieträger Erdgas und Kohle einen Anteil von rund 75 %, der Anteil an erneuerbaren Energien (ohne Stromheizkessel) und Nutzung von Abwärme beläuft sich auf 24 %. Sowohl das Grundlagenszenario im Jahr 2030 als auch die alternativen Szenarien haben einen deutlich höheren Anteil an erneuerbaren Energien am Energieträgermix. Das Grundlagenszenario nutzt knapp 38 % erneuerbare Energien (ohne Stromheizkessel) und Abwärme. Die alternativen Szenarien nutzen knapp 40 % erneuerbare Energien (ohne Stromheizkessel) und Abwärme.

Abbildung 70: Energieträgermix der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 71: THG-Emissionen (in Mio. Tonnen) der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

6 Entwicklung potenzieller Strategien und Maßnahmen

Im Projekt ist die Entwicklung von mindestens fünf neuen gesetzgeberischen oder anderen Maßnahmen vorzusehen, mit denen das ermittelte wirtschaftliche Potenzial in Kapitel 4.1 erschlossen werden soll.

In Anlehnung an die Anforderung der Richtlinie sind dabei die Erwartungen für

1. die Verringerung der Treibhausgasemissionen
2. die Primärenergieeinsparung in GWh pro Jahr,
3. die Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK,
4. die Auswirkungen auf den Anteil der erneuerbaren Energiequellen am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor,
5. Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer sowie
6. etwaige öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt und der Ermittlung eines möglichen Beihilfeelements

darzustellen.

Im Rahmen des Projekts wird eine dreistufige Vorgehensweise verfolgt.

Im **ersten Schritt** wird ein Screening sämtlicher Vorschläge der politischen Diskussionen der vergangenen Jahre aufgearbeitet und zusammengestellt. Auf Basis einer Kurzbewertung und durch einen intensiven Austauschprozess mit dem UBA und dem BMWi werden im ersten Schritt 8 Maßnahmen beschrieben.

Zweitens erfolgt eine Konkretisierung der Ausgestaltung von sechs neuen Instrumenten in einem Detaillierungsgrad, der eine anschließende Bewertung zulässt. Diese Ausgestaltung wird mit dem Auftraggeber abgestimmt.

Für diese sechs neuen Instrumente wird **drittens** eine Bewertung mit den o. g. Auswirkungen vorgenommen.

6.1 Screening der Maßnahmenvorschläge

Für das Screening der diskutierten Maßnahmenvorschläge der letzten Jahre wurden zuerst Maßnahmenkategorien abgeleitet, um eine strukturierte Maßnahmensammlung zu erhalten. Dabei wurden folgende Maßnahmenkategorien berücksichtigt:

1. Ordnungsrechtliche Maßnahmen
2. Ökonomische Instrumente
3. Förderung
4. Mietrecht
5. Information und Beratung

Somit konnten rd. 60 Maßnahmen aus der Erarbeitung der Effizienzstrategie Gebäude, des Klimaschutzplans und des Klimaschutzprogramms 2030, der Diskussion um das GEG, der Concerted Action EED, der Vorschläge im Rahmen des European Council for an Energy Efficient Economy und der geplanten Wärmenetzdialog Formate berücksichtigt werden. Eine vollständige Liste der gesammelten Maßnahmen ist in A.3 dargestellt.

Auf Basis der umfangreichen Ausarbeitung wurde gemeinsam mit dem Auftraggeber die Ausarbeitung folgender sechs Maßnahmen festgelegt:

1. Flächenverpflichtung
2. Bundesprogramm effiziente Wärmenetze

3. Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale
4. Kommunale Wärmeplanung
5. Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel BEW
6. Neuentwurf für das System der Modernisierungsumlage für sozial-ökologische Gebäudemodernisierung.

Eine Ausgestaltung der Maßnahmen erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

6.2 Bundesprogramm effiziente Wärmenetze

6.2.1 Beschreibung der Maßnahme

6.2.1.1 Hintergrund

Wärmenetze sind in vielen Energieszenarien ein bedeutendes Strukturelement. Wärmenetze tragen dazu bei, erneuerbare Energieträger und Abwärmepotenziale zu optimierten volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten zu erschließen und auch verdichtete Räume oder Wärmesenken in der Nähe größerer klimaschonender Wärmequellen nachhaltig versorgen zu können.

Allerdings sind Wärmenetze in Deutschland derzeit noch überwiegend fossil geprägt: Temperaturniveau, hydraulische Konzepte und Netzkonzepte sind vielfach auf die zentrale Einspeisung von Wärme aus Großkraftwerken orientiert. Für eine effiziente Nutzung erneuerbarer Energien sind daher erhebliche Umbaumaßnahmen erforderlich. Rund drei Viertel der Fernwärmeerzeugung entfallen auf die direkte Nutzung fossiler Energieträger, insbesondere Kohle- und Gas-Heizkraftwerke. Ein Umbau hin zu effizienten Netzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme erfordert aber Maßnahmen in verschiedener Hinsicht:

- Für die effiziente Einkopplung von erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme sind meist niedrige Temperaturen in den Wärmenetzen erforderlich und damit bei den nachfragenden Kunden eine förderliche Voraussetzung. Für eine energie- und kosteneffiziente Wärmevollversorgung (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme im Gewerbe- und Industriegebiet) auf dem heutigen Temperaturniveau der Fernwärmeversorgung und der Heizkreise in den Gebäuden stehen nicht genügend brennstofffreie Wärmeenergiequellen zur Verfügung. Daher muss ein Transformationsprozess hin zu niedrigen Temperaturen durch Investitionen in Netz und Wärmesenken (v. a. Gebäudehülle, Wärmeverteilung) angestoßen werden, der auch aus Gründen des effizienten Energieeinsatzes erforderlich ist.

- Fossile Wärmeerzeuger-Kapazitäten müssen in erheblichem Ausmaß durch erneuerbare Energieträger oder unvermeidbare Abwärme ersetzt werden. Diese haben heute aber oftmals deutlich höhere Wärmeerzeugungskosten als die fossilen Vergleichstechnologien, trotz der CO_2-Bepreisung über das BEHG bzw. den Emissionshandel oder unterliegen sonstigen Hemmnissen.

- Die heutige Förderlandschaft fördert zwar Wärmeerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien, jedoch lückenhaft und unzureichend. So erweisen sich Förderobergrenzen bei Großwärmepumpen als deutlich zu niedrig; bedingt durch die hohen Abgaben und Umlagen auf Strom ist zudem die Förderung von Investitionen bei Großwärmepumpen nicht ausreichend. Bei Geothermie hingegen ist die Förderung insgesamt als zu niedrig einzustufen (Dublettenbegrenzung, niedrige Bohrkostenförderung) und in der Einsatzreihenfolge am Markt konkurriert sie mit fossilen KWK-Anlagen, die eine höhere Förderung erhalten. Andere Maßnahmen der Systemtransformation, etwa eine Digitalisierung der Hausübergabestationen, werden derzeit gar nicht gefördert.

- Zugleich ist dieser Transformationsprozess langfristiger und erstreckt sich, oftmals schrittweise, über Jahre bis Jahrzehnte, u. a. bedingt durch die historische Entwicklung der Netze und eine vielfältige Erzeugerstruktur (ifeu et al., 2020).

Das Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) setzt an diesen Schwachstellen an.

6.2.1.2 Konkretisierung des Vorschlags

Die oben genannten Hemmnisse werden durch ein mehrstufiges Förderkonzept aufgehoben oder abgepuffert. Der Grundansatz des Förderprogramms ist es, zum einen neue Netze mit hohen Anteilen klimaschonender Energieträger besserzustellen und zum anderen für Netzbetreiber von Bestandsnetzen eine langfristige Perspektive zu schaffen. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass im Rahmen des Bundesprogramm effiziente Gebäude eine Förderung von sogenannten Gebäudenetzen, d. h. gebäudeverbindenden Wärmeleitungen, erfolgt, allerdings nur unter restriktiven Bedingungen (gemäß Entwurfsstand 10.10.2020: nur wenn das Grundstück demselben Eigentümer gehört). Eine ausführliche Abgrenzung dieses Vorschlags von anderen Förderinstrumenten, insbesondere dem KWK, erfolgt in ifeu et al. (2020).

Im Mittelpunkt des Konzeptes stehen sogenannte „Wärmenetz-Transformationspläne", mit denen sich Netzbetreiber eine sehr konkrete Strategie erarbeiten, welche Transformationsschritte für eine Defossilisierung erforderlich sind.

Das Förderprogramm in seinem von ifeu et al. (2020) erarbeiteten Grundkonzept setzt auf folgenden Fördersäulen auf[46]:

- **Förderung der vorbereitenden Konzeptionierung** der Wärmenetze entweder in Form von Machbarkeitsstudien für Neubaunetze und Transformationsplänen für Bestandsnetze. „Der Wärmenetz-Transformationsplan zeigt einen Entwicklungspfad bestehender Wärmenetze mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen für die nächsten 30 Jahre bis zu einem Zielzustand eines dekarbonisierten Wärmenetzes auf. Hierzu analysiert der Transformationsplan, wie und mit welchen konkreten Maßnahmen eine beschleunigte Dekarbonisierung sowie ggf. ein Aus- oder Umbau des Fernwärmenetzes erfolgen kann und wie das Netz optimal in das Gesamtenergiesystem eingebunden werden kann. (…) Die Transformationspläne müssen den Weg zu einem Zielzustand bis im Jahr 2050 aufzeigen, mit dem ein konkretes Wärmenetz vollständig mit Wärme aus klimaschonenden Energieträgern versorgt wird. Der Dekarbonisierungspfad sollte weitest möglich auf lokal verfügbare klimaschonende Energieträger, im Wesentlichen erneuerbare Energien, Abwärme und Energieeffizienz zurückgreifen. Neue gasgefeuerte KWK ist nicht grundsätzlich ausgeschlossen, allerdings ist ein realistischer Ausstiegspfad aus der fossilen KWK, der nicht ausschließlich aus einem Umstieg auf synthetische Brennstoffe besteht, von vornherein vorzuzeichnen." (ifeu et al., 2020)
  In ifeu et al. (2020) werden die Wechselbeziehungen zur kommunalen Wärmeplanung ausführlich erläutert. Im besten Fall kann der Transformationsplan die übergeordnete strategische Planung, die Potenzialanalyse für Erneuerbare und Abwärme und weitere Elemente vollständig übernehmen und auf die Konkretisierung der Maßnahmenpakete für das Wärmenetz fokussieren.

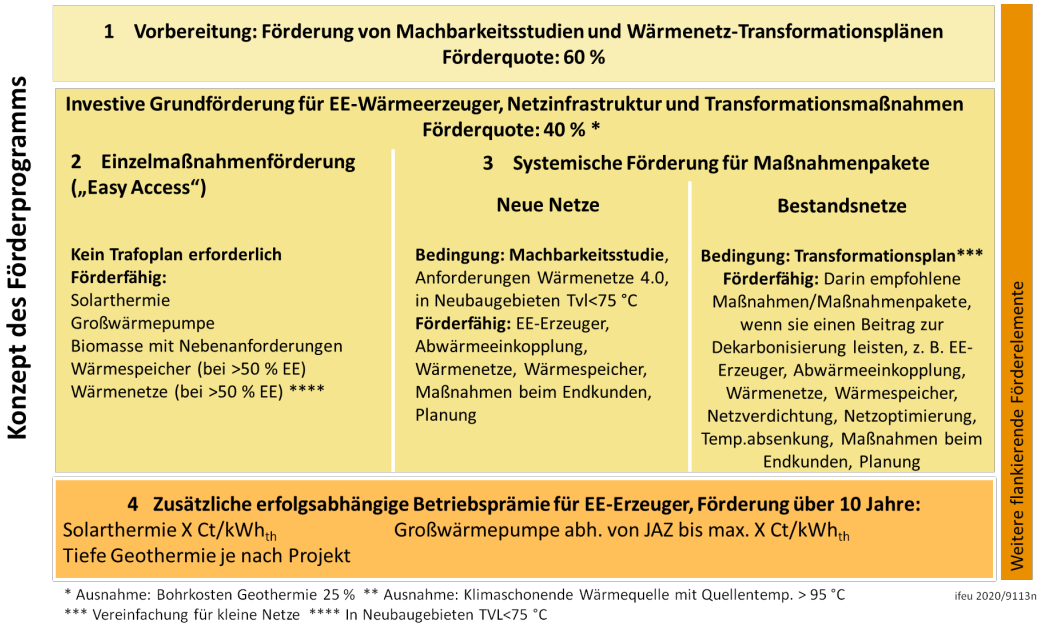
- **Einzelmaßnahmen-Förderung** von Anlagen der Solarthermie, Großwärmepumpen, Biomassekessel (Voraussetzungen: Emissionsgrenzwerte, Nachweis der Nutzung nachhaltiger Brennstoffe, große Kessel über 10 MW oder Netze über 50 km Trassenlänge gemäß Planungskonzept: Beschränkung der Betriebsstunden zum Einsatz in energiewirtschaftlich optimierten Fällen), Wärmenetze und Wärmespeicher unter bestimmten Voraussetzungen mit 40 % der förderfähigen Investitionsgesamtkosten. Der Fördersatz wurde auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsberechnung im Vergleich zur fossilen Referenz berechnet und zugleich mit den Fördersätzen anderer Förderprogramme abgeglichen. Diese Einzelmaßnahmenförderung ist konzipiert beispielsweise für kleinere

[46] Die folgende Beschreibung fußt auf ifeu et al. (2020)

Netze oder für Fälle, in denen ein unkomplizierter schneller Zugang zur Förderung entscheidend ist.

- **Systemische Förderung**: Auf Basis des o. g. Transformationsplans, der die Maßnahmen in Bestandswärmenetzen zu sinnvollen Maßnahmenpaketen bündelt, werden Maßnahmen gefördert, die für die Defossilisierung der Netze erforderlich sind. Dies betrifft beispielsweise Investitionen in Wärmeerzeuger, Ausbau, Neubau, Optimierung und Nachverdichtung von Wärmenetzen, Maßnahmen der Effizienzsteigerung und Digitalisierung, Wärmespeicher, Maßnahmen bei Endkunden usw. Auch diese Maßnahmenpakete erhalten 40 % der förderfähigen Investitionskosten. Die geförderten systemischen Maßnahmen folgen der Logik von Maßnahmenpaketen, die im Transformationsplan dargelegt werden. Dies können ggf. auch Einzelmaßnahmen sein, wenn sie einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Netzes leisten, die jedoch nicht in der Einzelmaßnahmenförderung gelistet sind.
- Um die auch nach Abzug der Investförderung noch vorhandene Wirtschaftlichkeitslücke zu vermindern bzw. um einen erfolgsabhängigen Anreiz zur möglichst hohen Einspeisung von EE-Wärme zu leisten, wird zudem eine Einspeisevergütung bzw. Betriebsprämie für Solarthermie, Großwärmepumpen und ggf. Geothermie geleistet.

Abbildung 72: Grundkonzept des Bundesprogramms Effiziente Wärmenetze



Quelle: ifeu et al. (2020)

Details der Ausgestaltung werden derzeit in einem Gutachten erarbeitet (ifeu et al., 2020)

6.2.2 Maßnahmenbewertung

6.2.2.1 Qualitative Bewertung

Durch die Kombination aus Investitions- und Betriebsbeihilfe ist das BEW in der Lage, drei Hemmnisse abzumildern: die mangelnde Wirtschaftlichkeit aus Gesamtkostenperspektive, die Investitionshürde und die Konkurrenzsituation zu KWKG-geförderter (meist fossiler) Wärme aus KWK in der Einsatzreihenfolge.

Eine Alternative zu diesem Förderprogramm – insbesondere zur Förderung der Wärmeerzeuger – wäre eine systematische Optimierung des regulatorischen Rahmens, etwa im Hinblick auf die staatlich induzierten Strompreisbestandteile, die auf Wärmepumpen- und Geothermie-Pumpstrom liegen, aber auch eine stärker an Schadenskosten orientierte (und damit deutlich höhere) CO_2-Bepreisung. Perspektivisch sollten die letztgenannten beiden Ansätze unbedingt weiterverfolgt werden. Da aber kurz- und mittelfristig eine Umsetzung politisch fraglich scheint, ist die dargestellte Förderung erforderlich, um auf einen zügigen Ausbaupfad für klimaschonende Fernwärme zu gelangen.

Mit der Betriebsbeihilfe wird zudem für den Wärmebereich erstmalig ein erfolgsabhängiges Förderelement eingeführt, das die eingespeiste kWh Wärme vergütet und damit einen effizienten und ertragsorientierten Betrieb belohnt.

Ob es gelingt, mit diesem Instrument die fossile KWK zu „überflügeln", hängt allerdings gleichermaßen von den Förderrandbedingungen des KWKG ab, die in Zukunft deutlich abschmelzen sollte, um nicht zu einer internen Förderkonkurrenzsituation zu führen.

6.2.2.2 Quantitative Bewertung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung, Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Für die quantitative Bewertung dieses Instrumentes wird auf eine Schätzung eines möglichen Ausbaupfades zurückgegriffen, die in ifeu et al. (2020) vorgenommen wurde. Diese Schätzung legt insgesamt optimistische Entwicklungen zugrunde, also beispielsweise vereinfachte Rahmenbedingungen vor allem durch kommunale Wärmeplanung (siehe auch Maßnahme 4). In dieser Abschätzung werden, maßgeblich getriggert durch das BEW, ausgehend von einer Analyse des gegenwärtigen Marktes und der Ausbaupotenziale und Marktkapazitäten rund 1.300 MW Solarthermie, 2.100 MW Geothermie, 1.975 MW Großwärmepumpen, 1.050 MW Biomassekessel und 766 MW Abwärmeanlagen bis zum Jahr 2030 installiert. Hinzu kommen Wärmenetze und Speicher sowie andere Optimierungsmaßnahmen, jeweils mit ansteigendem Zubaupfad. Insgesamt werden rund 12 Mrd. Euro bis 2030 investiert.[47]

Damit kann es gelingen, mit dem BEW einen Ausbau der EE-Fernwärmeerzeugung bis 2030 auf rund 23 TWh Bereitstellung zu erwirken. Dies ist mehr als die Anforderung einer einprozentigen Steigerung des EE-Wärmeanteils, welche in der Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) vorgesehen ist, an der Fernwärme erfordern würde.

Mit der genannten EE-Wärmeerzeugung geht eine Treibhausgas-Einsparung von rund 4,15 Mio. Tonnen und ca. 28 TWh eingesparte Primärenergie im Jahr 2030 einher. Hocheffiziente fossile KWK wird durch dieses Instrument nicht gefördert

Würde ein solches Programm auch nach 2030 fortgeführt, könnte die zusätzliche EE-Einspeisung von 23 TWh im Jahr 2030 auch weiter hochgefahren werden. Das Ziel ist es, Wärmenetze bis 2050 komplett defossilisiert zu haben.

[47] Es könnte erwogen werden, die Biomasse-Förderung zeitlich zu begrenzen.

Tabelle 41: Abschätzung des Zubaus an EE-Wärmeeinspeisung in Wärmenetze durch das BEW

EE-Wärme oder Abwärme		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Gesamt	TWh	0,1	0,7	1,7	2,9	4,4	7,1	10,8	14,9	19,1	23,1
Solar	GWh	10	35	110	210	360	510	710	910	1110	1310
Tiefe Geothermie	GWh	0	0	0	0	0	800	2400	4400	6400	8400
Wärmepumpe	GWh	100	300	700	1300	2100	3100	4300	5500	6700	7900
Biomassekessel	GWh	0	150	450	750	1050	1500	1950	2400	2850	3150
Abwärme	GWh	0	210	429	657	897	1152	1419	1698	1992	2298

Quelle: ifeu et al. (2020)

Tabelle 42: Fördermitteleinsatz (dem Jahr der Installation zugeordnet)

Fördermittelbedarf über die Förderdauer		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
der in die Förderung kommenden Anlagen											
Gesamtförderung	Mio. Euro	76	307	498	659	845	1251	1662	1785	1790	1779
Solar	Mio. Euro	5	12	37	49	73	73	98	98	98	98
Tiefe Geothermie	Mio. Euro	0	0	0	0	0	240	480	600	600	600
Wärmepumpe	Mio. Euro	71	142	284	426	568	710	852	852	852	852
Biomassekessel	Mio. Euro	0	16	32	32	32	48	48	48	48	32
Abwärme	Mio. Euro	0	14	15	15	16	17	18	19	20	20
Wärmenetze	Mio. Euro	0	64	64	64	80	80	80	80	80	80
Wärmespeicher	Mio. Euro	0	54	57	59	62	64	68	72	76	80
Andere Optimierungsmaßnahmen	Mio. Euro	0	4	8	12	12	16	16	16	16	16
Machbarkeitsstudien und Trafopläne	Mio. Euro	0	1	2	2	2	2	2	1	1	1

Quelle: ifeu et al. (2020)

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Fördermaßnahmen: Grundlegend ist, dass es keine Doppelförderung durch andere Bundesprogramme geben darf. Das EEG und KWKG fördern EE-Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung Wärme einspeisen. Diese Anlagen werden nicht im BEW gefördert. Eine ähnliche Abgrenzung findet zum Programm Effizienz in der Wirtschaft (Abwärme) und zum neuen Bundesprogramm effiziente Gebäude (BEG) (Hausübergabestationen, Hausnetze) statt.

6.3 Verpflichtung öffentlicher Flächeneigentümer zur Zurverfügungstellung von Energieflächen

6.3.1 Beschreibung der Maßnahme

6.3.1.1 Hintergrund

Viele erneuerbare Energieträger erfordern geeignete Flächen, da sie direkt oder indirekt Solarenergie nutzen. Besonders davon betroffen sind die Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien („EE-Wärme"), beispielsweise mit Solarthermie (inklusive Flächen für saisonale Speicherung), und die Nutzung des Untergrunds für Geothermie und Wärmespeicherung, da deren Einsatz für die effiziente Einbindung in Wärmenetzen auf eine geringe Distanz zwischen Kollektorfeld und Wärmesenken angewiesen ist. Etwas abgeschwächter gilt die Identifikation geeigneter Flächen auch für Photovoltaik. Da eine Einbindung in Stromnetze jedoch einfacher ist, können dafür auch Flächen beansprucht werden, deren räumliche Nähe zu Siedlungsflächen nicht unmittelbar gegeben ist. Die hohen eingereichten Gebotsmengen bei den Ausschreibungen für Freiflächen-PV weisen ebenfalls darauf hin, dass hier die Begrenzung weniger virulent ist.

Da gerade bei wärmenetznahen Solarthermieanlagen vielfach nicht landwirtschaftliche, sondern siedlungsnahe Flächen mit höheren Bodenpreisen eingesetzt werden müssen, können Flächenkosten in einer Größenordnung zwischen 50 und 150 Euro/m² liegen (entsprechend 100 bis 300 Euro/m² Solarkollektorfläche). Die Investitionskosten einer Solaranlage, die aufgrund der Brennstofffreiheit der Solarthermie maßgeblich für die Wärmegestehungskosten sind, werden um 30 bis 100 % erhöht und damit wird eine Vielzahl von Projekten in die Unwirtschaftlichkeit getrieben. Realisiert werden derzeit allerdings auch Flächenpachtmodelle, die i. d. R. günstiger sind.

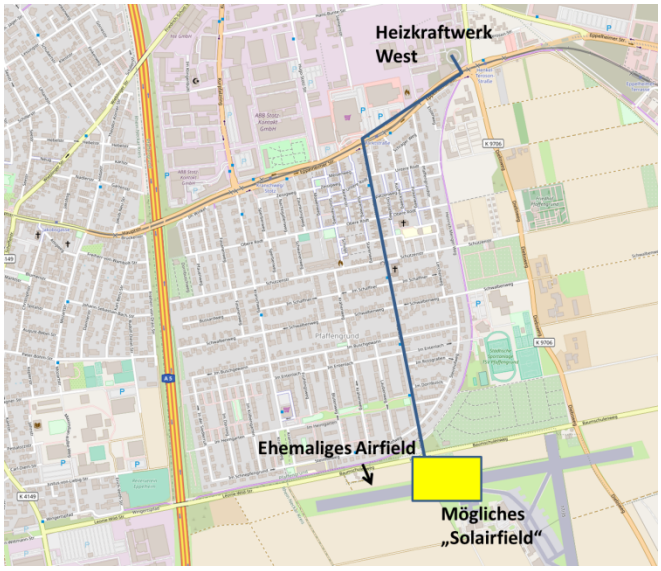
Neben den hohen Kosten sind diese Flächen oftmals schlichtweg nicht zugänglich oder die Informationsbeschaffung, Flächenerwerb usw. sind mit hohen, teilweise prohibitiven Transaktionskosten versehen, da die Flächenakquise mit vielen Recherchen, Gesprächen mit einzelnen Eigentümern, Verkaufsverhandlungen mit oftmals mehreren Flächeneigentümern usw. verbunden ist.

Die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen ist für die Realisierung von EE-Wärme- und hier insbesondere für die Realisierung von Solar(thermie)-Anlagen eines der wesentlichen Hemmnisse. Eine Möglichkeit dieser Problematik zu begegnen wäre, bestimmte öffentliche Flächeneigentümer (Bund, Land, Kommunen) zur kostenlosen oder sehr kostengünstigen Bereitstellung von Energieflächen (z. B. in Erbpacht) zu verpflichten (Pehnt, 2020). Bei der Photovoltaik zeigt sich an der Überzeichnung des EEG-Ausschreibungsvolumens, dass es nicht an geeigneten Flächen mangelt, da hier im Unterschied zur Solarthermie auch keine Nähe zu Wärmesenken erforderlich ist, die meist in urbanen Gebieten vorhanden sind. Daher bezieht sich die Diskussion im Folgenden ausschließlich auf EE-Wärme mit besonderem Fokus auf Solar- und Geothermie.

Eine solche Flächenbereitstellung würde die Kostendifferenz für flächenbezogene EE-Wärmebereitstellung gegenüber einer fossilen Wärmebereitstellung deutlich senken.

Beispiel: Die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) besitzt das Airfield in Heidelberg, das sich aufgrund der Nähe zum Heizwerk und der bestehenden Fernwärmetrassenführung hervorragend für ein Solarfeld eignen würde. Prohibitiv für die Umsetzung sind die in Heidelberg abgerufenen Flächenkosten von bis zu 150 €/m² für solche Flächen.

Abbildung 73 Das Airfield in Heidelberg: Beispiel für eine Bundesfläche, die für erneuerbare Fernwärme geeignet wäre.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von OpenStreetMap

6.3.1.2 Verfügbarkeit öffentlicher Bundesflächen

Nach Recherchen des ifeu gibt es keine Zusammenstellung aller Flächen, die im Besitz des Bundes sind. Grundsätzlich wäre bei der Ausgestaltung des Instruments zu klären, welche Liegenschaften einbezogen werden bzw. ausgeschlossen werden müssen, wie beispielsweise solche der Bundeswehr, die auf Grund der militärischen Nutzung einem Alleinstellungsmerkmal unterliegen.

Nachfolgend ist eine Auswahl von Institutionen angeführt, die Flächen unterschiedlicher Größenordnung verwalten, die für dieses Instrument in Betracht gezogen werden können.

Die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) hat das Eigentum an den meisten inländischen Grundstücken des Bundes. „Die BImA betreut und verwaltet etwa 18.000 Liegenschaften. In ihrem Eigentum befinden sich knapp 470.000 Hektar Grundstücksfläche und rund 36.000 Wohnungen. Das Spektrum reicht von Wohn-, Industrie- und Gewerbeimmobilien über militärische und ehemals militärische Flächen bis hin zu Forst und landwirtschaftlichen Arealen.“ (Bundesanastalt für Immobilienaufgaben, 2020) Eine genauere Aufteilung für Nutzungskategorien und Flächenbelegungen ist öffentlich nicht verfügbar. Bereits heute bietet die BImA Liegenschaften in Form von Gestattungs- oder Kaufverträgen für die Nutzung von EE-Vorhaben an. Die BImA hat auf ihrer Webseite Angebote für Potenzialflächen für die Entwicklung von erneuerbaren Energieprojekten veröffentlicht. Sie bietet zurzeit Gestattungsverträge zur Nutzung von Landflächen oder Dachflächen für Photovoltaik an.[48] Daneben gibt es Konversionsliegenschaften, von denen viele für Wohn- und Gewerbenutzung geeignet sind, aber die z. T. auch versiegelte oder vorbelastete Freiflächen umfassen. Zudem verfügt die BImA über ein großes Portfolio an Grundstücken entlang von Straßen- und Schienenwegen.

[48] https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/150376/angebote-potenzialflachen 15.11.19

Im Rahmen einer GIS-Analyse des BBSR wurde eine Erhebung der Potenziale der BImA-Flächen für die Nutzung erneuerbarer Energien durchgeführt (Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, 2020). Die der Studie zugrundeliegende Datenbank ist jedoch nicht öffentlich verfügbar. Diese Analyse kommt für Freiflächen-PV zu dem Ergebnis, dass 13.391 ha Wirtschaftseinheiten und 24.189 ha Flurstücke restriktionsarme Flächen sind. Eine ähnliche Analyse müsste auch für Freiflächen-Solarthermie, Geothermie, Wärmespeicherung und weitere erneuerbare Wärmeerzeugungstechniken und weitere erneuerbare Wärmeerzeugungstechniken durchgeführt werden, bei der einerseits keine Restriktion bezüglich des Abstands von Verkehrstrassen o.ä. besteht, andererseits aber zusätzliche Begrenzungen bezüglich der Nähe zu bestehenden und potenziellen Wärmenetzen eingeführt werden müssten.

Eine weitere Flächenkategorie, die für den Einsatz von Freiflächensolarthermie geeignet scheint, sind Lärmschutzanlagen an Verkehrstrassen. Die Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST) hat in 2015 ein „Standortkataster für Lärmschutzanlagen mit Ertragsprognose für potenzielle Photovoltaik-Anwendungen“ erstellt und darauf aufbauend eine potenzielle Leistung von Photovoltaik-Lärmschutzwände von 1.647 MW ermittelt (Gündra et al., 2015).

Weitere potenzielle Flächen könnten sich über die Bodenverwertungs-und-Verwaltung GmbH (BVVG) ergeben, die den Auftrag erfüllt, in den neuen Bundesländern ehemals volkseigene land- und forstwirtschaftliche Flächen zu privatisieren (Kauf oder Pacht).[49] Sie bieten auch Flächen zur Verpachtung an (derzeit 200 ha). Ein Gesamtüberblick über die Flächenmengen ist nicht verfügbar. Potenzielle Flächen könnten auch bei der GESA (Gesellschaft zur Entwicklung und Sanierung von Altstandorten mbH, Tochtergesellschaft des BImA) zu finden sein. Neben der BVVG beschäftigt sich die GESA mit der Sanierung und Entwicklung von ehemaligen Industriearealen und mit dem Verkauf von Grundstücken aus eigenem Bestand, die als problembehaftete Grundstücke nach dem Jahr 2000 aus dem Bundesumfeld und dem Treuhandnachfolgebereich in deren Zuständigkeit überführt wurden. Die dort verwaltete Gesamtfläche beträgt 2.042 ha.[50]

Die Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH (LMBV) saniert und gestaltet die Nachfolgelandschaften des Braunkohlebergbaus in der Lausitz und in Mitteldeutschland. Das Unternehmen gehört vollständig der Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesfinanzministerium. Die LMBV war bei ihrer Gründung im Jahr 1995 Eigentümerin von 96.872 Hektar aktiver und stillgelegter Bergbauflächen. Ende 2018 befanden sich noch 31.666 Hektar im wirtschaftlichen Eigentum der LMBV (Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH, 2019).

Auch die Deutsche Bahn AG bzw. DB Immobilien besitzt zahlreiche Flächen; dies sind zwar keine Flächen im Bundeseigentum, sie sind aber über den Besitzer der DB über Bundesmaßnahmen adressierbar. Die Gesamtfläche der im Besitz der Bahn befindlichen Flächen beläuft sich auf 120.000 ha.

Geeignete Flächen beispielsweise entlang von Autobahnen bzw. in Autobahnkreuzen verwaltet die kürzlich gegründete bundeseigene **Autobahn GmbH**. Könnte 1 % des 13.000 km langen Autobahnnetzes (Statista, 2020) mit Energieflächen von 20 m Breite in das Flächenprogramm eingebracht werden, wären dies 260 ha. 0,5 % der Bahnfläche würden weiteren 600 ha entsprechen.

[49] https://www.bvvg.de/INTERNET/internet.nsf/HTMLST/UNTERNEHMEN

[50] https://www.gesa-info.de/informationen/unser-unternehmen

6.3.1.3 Konkretisierung des Vorschlags

Konkret wird vorgeschlagen, in einem dreistufigen Prozess eine Flächenverpflichtung auszugestalten:

1. Bundesweite Potenzialanalyse: Die Bundesregierung stellt alle Flächen, die in ihrem Besitz sind, zusammen und überprüft die Eignung für eine Nutzung als Fläche für EE-Wärme Energienutzung (insbesondere: Windnutzung, Freiflächen-Solarthermie, Freiflächen-Photovoltaik sowie tiefe und oberflächennahe Geothermie) mittels eines geografischen Informationssystems (GIS) und berücksichtigt dabei auch die räumliche Nähe zu energiedichten Siedlungsflächen (Letzteres ist nur für Wärmeanwendungen relevant)
2. Ein festzulegender Prozentsatz der geeigneten Flächen, beispielsweise 1 %, wird auf einer Flächenbörse zur Verfügung gestellt. Bewerben können sich potentielle Anlagenbetreiber mit einem Flächennutzungskonzept, das nach einem geeigneten Punktesystem bewertet und anschließend die Vergabe erteilt wird. Mögliche Kriterien sind beispielsweise: Beitrag zur Energiewende, THG-Einsparung, alternative Nutzungsmöglichkeiten oder Realisierungswahrscheinlichkeit sowie Nutzen für Biodiversität. Die Flächen werden für die Dauer des Anlagenbetriebs, beispielsweise 30 Jahre, kostenlos in Erbpacht (oder einer anderen geeigneten juristischen Konstruktion) zur Verfügung gestellt. Ein geeigneter Regulierungsansatz müsste je nach Flächeneigentümer gewählt werden. Mit Bezug auf die BImA wäre dies beispielsweise das Gesetz über die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImAG).
3. Perspektivisch ist zu prüfen, ob auch weitere Flächen, beispielsweise Landesflächen, integriert werden könnten.

6.3.2 Maßnahmenbewertung

6.3.2.1 Qualitative Bewertung

Die Maßnahme setzt gezielt an einem Flaschenhals der EE-Wärmeentwicklung an, nämlich der Flächenverfügbarkeit. Damit dürfte sie in Kombination mit dem Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) gezielter in Richtung einer Anlagenrealisierung wirken als eine (dann entsprechend erhöhte) Förderung alleine.

Durch ein entsprechendes Kriterien-Set können vorab Flächen herausgesucht werden, die nicht in Konkurrenz mit Wohnraum- oder Gewerbe- und Industrieflächen, militärischen Strukturen oder ökologisch bzw. landwirtschaftlich bedeutenden Flächen stehen.

Aus juristischer Perspektive ist dabei der Grundsatz der Wirtschaftlichkeit gemäß Bundeshaushaltsordnung zu beachten. Durch eine entsprechende Änderung muss die Nutzung zu Klimaschutzzwecken zugelassen werden.

6.3.2.2 Quantitative Bewertung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung, Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Für die überschlägige THG- und Primärenergieeinsparung kann nur eine Wenn-Dann-Abschätzung vorgenommen werden, da aktuell noch kein Bundesflächenkataster vorliegt. Dabei wird auf die Flächen der BImA fokussiert, da deren verfügbare Flächen deutlich größer als diejenigen der anderen erwähnten Eigentümergruppen sind, und diese durch punktuelle Abschätzungen ergänzt.

Für die Quantifizierung wird die BImA-eigene GIS-Potenzialabschätzung zugrunde gelegt, nach der rd. 37.580 ha geeignet sind (siehe oben). Es wird unterstellt, dass als grobe Expertenschätzung zwischen 1 und 3 % davon für EE-Wärmezwecke geeignet sind, also

beispielsweise Solarthermie oder PV für Wärmepumpenanlagen.[51] Für eine detailliertere Analyse müsste nach Vorliegen räumlich hoch aufgelöster Flächendaten zusätzlich eine Verschneidung mit einem Wärmeatlas erfolgen, um die Distanz zwischen Wärmequelle und -senke explizit berücksichtigen zu können. Diese Größenordnung passt aber auch zu Marktabschätzungen, die im Umfeld des Bundesprogramm effiziente Wärmenetze getätigt werden und die Zubauraten und Herstellerkapazitäten berücksichtigen.

Unter dieser Voraussetzung wären knapp 188 bis 560 ha Solarkollektor-Fläche realisierbar, die zwischen 0,8 und 2,3 TWh an EE-Wärme jährlich bereitstellen und damit den Anteil der erneuerbaren Energien am nationalen Wärmemix erhöhen würden. Damit werden zwischen 0,1 und 0,2 Mt Treibhausgase jährlich eingespart, wenn man einen typischen, in Übereinstimmung mit FW 309 Teil 6 mit der Carnot-Methode berechneten Fernwärmefaktor eines Kohlekraftwerks von 180 g/kWh zugrunde legt.

Allerdings ist diese zusätzliche Einsparung nicht komplett dem Flächenprogramm zuzuordnen, sondern eine etwaige einschlägige finanzielle Förderung, z. B. aus einem Bundesprogramm effiziente Wärmenetze, trägt ebenfalls hierzu bei. Im Sinne einer heuristischen Abgrenzung ordnen wir hier die Initiierungswirkung der Programme zu 50 % dem Flächenprogramm und zu 50 % der finanziellen Förderung zu. Damit halbieren sich die diesem Instrument zuzuordnenden Einsparwirkungen. Eine Zusammenfassung ist in Tabelle 43 dargestellt.

Tabelle 43: Abschätzung der Einsparwirkung bei der Annahme, dass 1–3 % der restriktionsarmen BImA-Flächen für EE-Wärme genutzt werden

BImA: Restriktionsarme Flächen für Gesamt BImA-Fläche	**470.000 ha**
Annahme: 1-3 % davon für EE-Wärme geeignet	375,8 bis 1.127 ha
Solarkollektorfläche auf geeigneten Flächen	1.879.000 bis 5.637.000 m^2 Annahme: Realisierung einer Solarthermieanlage mit 2 m^2 Fläche pro m^2 Kollektor
Energieertrag pro Jahr	0,75 bis 2,25 TWh/a Annahme: Energieertrag 0,4 MWh/m^2a
PEF-Einsparung	0,83 bis 2,48 TWh/a
THG-Einsparung	0,14 bis 0,41 Mt/a Annahme: eingesparte Emissionen: 180 g/kWh
Insturmentefaktor	0,5
Energieertrag pro Jahr	0,38 bis 1,13 TWh/a
PEF-Einsparung	0,41 bis 1,2 TWh/a
THG Einsparung	0,07 bis 0,20 Mt/a
Reduzierte Fördererfordernis bei 1 ct/kWh Betriebsbeihilfe über 10 Jahre	75 bis 225 Mio. €

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen, Kosteneinsparung und Fördermaßnahmen: Die Maßnahme ist nur sinnvoll in Verbindung mit einem finanziellen Unterstützungsrahmen beispielsweise im Rahmen des Bundesprogramms effiziente

[51] Eine abgesicherte Abschätzung könnte in einer ausführlichen Analyse durch Verschneidung der GIS-Karten der BImA mit einem -Wärmeatlas erstellt werden.

Wärmenetze. Diese Maßnahme senkt den Förderbedarf für die Technologien durch kostenlose Bereitstellung der Flächen. Geht man in einer groben Abschätzung von einer eingesparten Betriebsbeihilfe von 1 Ct/kWhth für eingesparte Flächenkosten aus (dies würde über eine Betriebsdauer von 10 Jahren abdiskontiert etwa günstigen Flächenkosten von rd. 20 Euro/m^2 entsprechen), so würde dies eingesparte Förderung in Höhe von rd. 750 Mio. Euro über 10 Jahre bedeuten.

6.4 Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale

6.4.1 Maßnahmenbeschreibung

Bundesweit liegt ein beträchtliches Abwärmepotenzial im verarbeitenden Gewerbe brach. So geben Papapetrou et al. (2018) das gesamte technisch nutzbare Abwärmepotenzial für die deutsche Industrie mit 76 TWh an. In diesem Vorhaben wurde für die netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme ein technisches Nachfragepotenzial von 115,6 PJ (32,1 TWh) ermittelt.

Die Hemmnisse, die einer Nutzung industrieller Abwärme im Wege stehen, sind vielfältig. Oftmals wird der Thematik nur wenig Aufmerksamkeit geschenkt, da es keine Kernaufgabe der Geschäftstätigkeit ist. Eine Abwärmenutzungsverordnung könnte die genutzten Abwärmemengen deutlich erhöhen. Sie könnte dabei an die in §5 Abs. 1 Nr. 4 definierte Betreibergrundpflicht zur sparsamen und effizienten Energieverwendung („Energieeffizienzgebot“) für genehmigungspflichtige Anlagen anknüpfen. Die konkrete Umsetzung des Energieeffizienzgebotes scheitert in der Praxis des Vollzugs häufig an einer fehlenden Konkretisierung für die Vollzugsbehörden. Hier könnte eine Abwärmenutzungsverordnung Abhilfe schaffen. Die externe Nutzung industrieller Abwärme in Wärmenetzen wird explizit im Klimaschutzprogramm 2030 genannt:

„Abwärme aus Industrieunternehmen sollte insbesondere einen wesentlichen Beitrag zur klimafreundlichen Versorgung durch kommunale Fernwärmenetze leisten“.

Vor diesem Hintergrund wäre ein weiterer Vorschlag, Unternehmen, die über Abwärme oberhalb zu definierender Schwellenwerte (GWh, Volllaststunden und Temperatur) verfügen, zur Erstellung eines Abwärmenutzungskonzepts und zur Umsetzung von Maßnahmen zu verpflichten. Das Abwärmenutzungskonzept kann auf bestehenden Energiemanagementsystemen und Ergebnissen von Audits aufbauen und fließt seinerseits in die Controlling- und Verbesserungsprozesse des Energiemanagements ein. Es enthält eine Auflistung aller technisch durchführbaren Maßnahmen zur internen und externen Nutzung unter Berücksichtigung der georäumlichen Gegebenheiten (vorhandene interne und externe Abwärmesenken in akzeptabler räumlicher Nähe, sonstige hemmende und fördernde Faktoren). Die identifizierten möglichen Maßnahmen, deren Energieeinsparpotenziale und Wirtschaftlichkeit sind im Rahmen einer Rezertifizierung des Energiemanagements zu bescheinigen.

Da die Abwärmenutzungsverordnung als Rechtsverordnung nach §7 Abs. 1 Nr. 2(a) BImSchG zu erlassen wäre und dort nicht nur auf die Errichtung, sondern auch auf den Betrieb von Anlagen Bezug genommen wird, ist davon auszugehen, dass auch Bestandsanlagen die bereits die immissionsschutzrechtliche Genehmigung erhalten haben, von einer Abwärmenutzungsverordnung erfasst werden könnten.

Die Verordnung enthält für Bestandsanlagen die Verpflichtung, innerhalb eines angemessenen Realisierungszeitraums all diejenigen Effizienzverbesserungsmaßnahmen durchzuführen, die nach maximal 80 % der für die jeweilige Anlagenart typischen Nutzungsdauer einen positiven Kapitalwert aufweisen. Dieser Wirtschaftlichkeitsmaßstab trägt den notwendigen Verhältnismäßigkeitserwägungen Rechnung und schafft damit Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Vollzugsbehörden. Zur Ermittlung des Kapitalwerts ist ein geeigneter kalkulatorischer Zinssatz für einzelwirtschaftliche Betrachtung zu wählen, bei der derzeitigen Niedrigzinsphase erscheinen 8 % angemessen.

Für Neuanlagen oder Ersatzinvestitionen ist nachzuweisen, dass alle wirtschaftlichen Abwärmevermeidungsoptionen ausgeschöpft wurden und verbleibende nicht zu vermeidende Abwärmemengen ebenso wie bei Bestandsanlagen genutzt werden, sofern die Maßnahmen das Wirtschaftlichkeitskriterium erfüllen. Die Abwärmenutzungsverordnung wird mit einer entsprechenden Anlaufphase für alle Anlagenbetreiber bindend. Die Verordnung wird insoweit periodisiert, als dass jeweils im Abstand von fünf Jahren ein Nachweis über die Erfüllung der Pflicht zur wirtschaftlichen Nutzung von industriellen Abwärmepotenzialen zu erbringen ist.

Es ist jedoch zu beachten, dass für eine Umsetzung einer Abwärmenutzungsverordnung in Anknüpfung an §5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG für Anlagen, die am ETS teilnehmen, zusätzliche verpflichtende Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ausgeschlossen sind (sogenannte Sperrklausel, §5 Abs. 2 S.2 BImSchG). Insofern wäre eine Änderung des BImSchG mit Streichung dieser Sperrklausel erforderlich.

Alternative Umsetzung als energie- und klimapolitische Gegenleistung für eine zukünftige Ausgestaltung des sogenannten Spitzenausgleichs

Alternativ zur Einführung einer Abwärmenutzungsverordnung als Betreiberpflicht für als genehmigungsbedürftigen Anlagen besteht die Option einer Verknüpfung mit bestehenden Vergünstigungen für das verarbeitende Gewerbe. Eine besonders relevante Vergünstigung ist der sogenannte Spitzenausgleich.

Die Evaluierung des Spitzenausgleichs durch Prognos im Jahr 2018 hat klar gezeigt, dass das derzeit bestehende System für den Spitzenausgleich nicht geeignet ist, tatsächliche energie- und klimapolitische Gegenleistungen der begünstigten Unternehmen für die erhebliche Subventionierung (laut Subventionsbericht der Bundesregierung 1,8 Mrd. Euro (2016), wie von der EU-Energiesteuerrichtlinie gefordert) sicherzustellen.

Das derzeit bestehende System läuft nur noch bis einschließlich 2020 (Bezugsjahr, d. h. für dieses Jahr müssen die Kriterien erfüllt sein) bzw. 2022 (Antragsjahr – das Jahr, in dem der Antrag auf die Entlastung für das Bezugsjahr gestellt wird). Ein neues Spitzenausgleich-System, sofern der Spitzenausgleich grundsätzlich erhalten werden soll, greift administrativ dann zwar erst ab 2023, allerdings wäre das erste Bezugsjahr bereits 2021. Daher ist ein Beschluss über den Spitzenausgleich und seine zukünftige Ausgestaltung bereits kurzfristig erforderlich.

Grundsätzlich wäre ein betriebsindividueller Ansatz zur Gewährleistung der Gegenleistung der Unternehmen sinnvoll, da bei einer unternehmens- oder sogar branchenübergreifenden Indikatorik (wie derzeit) strukturelle Effekte, konjunkturelle Schwankungen, sowie Mitnahme-/Trittbrettfahrereffekte dazu führen, dass die tatsächliche Realisierung zusätzlicher Gegenleistungen nicht sichergestellt ist.

Insofern könnte die Umsetzung identifizierter und betriebsindividueller Maßnahmen zur Abwärmenutzung einen zielführenden Ansatz für eine Novellierung des Spitzenausgleichs darstellen. Energiemanagementsysteme sind als weitere Voraussetzung zur Gewährung des Spitzenausgleichs bereits vorhanden, diese würde dann um eine Verpflichtung zur Aufstellung eines Abwärmenutzungskonzepts ergänzt. Die Umsetzung würde ebenfalls an Wirtschaftlichkeitskriterien knüpfen, wie oben dargestellt. Zusätzlich bestünde die Option, festzulegen, dass nur maximal die zu erwartende oder in den Vorjahren realisierte Entlastungssumme in Maßnahmen zur Abwärmenutzung zu investieren wären. Insofern bestünde für die Unternehmen keinerlei zusätzliche Belastung, sondern es handelt sich lediglich um eine Pflicht, bestimmte wirtschaftliche Maßnahmen auch umzusetzen.

6.4.2 Maßnahmenbewertung

6.4.2.1 Quantitative Bewertung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung: Als potenziell adressierbares technisches Potenzial werden die oben genannten 76 TWh aus (Papapetrou et al., 2018) angesetzt. Darüber hinaus wurde in diesem Vorhaben basierend auf der Ermittlung regionaler Wärmebedarfe und unter Berücksichtigung eines unteren Schwellenwertes, ein technisches Nachfragepotenzial für die netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme von 32 TWh ermittelt.

Da es sich hierbei um technische und nicht um wirtschaftliche Potenziale handelt, und da darüber hinaus davon auszugehen ist, dass auch das wirtschaftliche Potenzial nicht durch eine Maßnahme allein adressiert wird, ist eine Annahme bzgl. des durch diese Maßnahme zu hebenden Gesamtpotenzials zu treffen. Bis zum Vorliegen weiterer Abschätzungen zum wirtschaftlichen Potenzial wird davon ausgegangen, dass insgesamt 25 % der genannten Potenziale, also 19 TWh, durch die Maßnahme „Abwärmenutzungsverordnung /-verpflichtung“ gehoben werden könnten. Insbesondere bei der netzgebundenen Nutzung gibt es Hemmnisse, da eine Verpflichtung zur Bereitstellung der Wärme durch das abgebende Unternehmen nur dann Erfolg haben kann, wenn die potenziellen Abnehmer die Wärme auch abnehmen. Die Abschätzung der Maßnahmenwirkung mit 25 % des Gesamtpotenzials ist daher, da es sich um Ordnungsrecht handelt, konservativ angesetzt.

Für die netzgebundene Versorgung ergibt sich somit ein durch diese Maßnahme zu hebendes Potenzial von 8 TWh. Für die betriebsindividuelle Abwärmenutzung ergibt sich ein verbleibendes Potenzial von 11 TWh.

Vor der Nutzung von Abwärme sollte grundsätzlich, an bestehenden Anlagen soweit technisch möglich, zunächst die Vermeidung der Entstehung von Abwärme geprüft und wo wirtschaftlich entsprechende Maßnahmen ergriffen werden. Die technischen Optionen zur betriebsindividuellen Abwärmenutzung sind sehr vielfältig (Beispiele: Wärmerückgewinnung z. B. zur Vorwärmung von Produkten, betriebsinterne Nutzung z. B. als Wärme für Prozesse vor Ort, Verstromung), die Ermittlung der THG- und Primärenergieträgereinsparung hängt jedoch hiermit zusammen, da die substituierte Energieversorgung und somit deren Primärenergie- und Emissionsfaktoren von den genutzten technischen Optionen abhängt. Daher müssen auch hier vereinfachende Annahmen getroffen werden. Grundsätzlich ist die thermische Nutzung von industrieller Abwärme gegenüber einer Verstromung wegen des höheren Wirkungsgrads der Nutzung der Wärme zu präferieren. Oftmals sind Optionen zur Verstromung auch nicht wirtschaftlich. Es wird daher angenommen, dass 80 % des Potenzials thermisch genutzt und die verbleibenden 20 % verstromt werden. Um die Substitutionswirkung zu bestimmen, wird für den thermisch genutzten Anteil die Endenergiestruktur (ohne Strom) der Energiebilanz 2017 herangezogen (wie zitiert in Energieeffizienz in Zahlen, BMWi 2019) und vereinfachend angenommen, dass die thermisch genutzten Abwärmemengen entsprechend dieser Struktur die genutzten Energieträger anteilig ersetzen. Dabei werden nur die beiden relevantesten fossilen Energieträger, Steinkohle mit 13,8 % und Gase (Annahme: Erdgas) mit 34,9 % des Endenergieeinsatzes, berücksichtigt. Dies wird dann entsprechend skaliert, sodass die Annahme getroffen wird, dass 28,35 % des adressierten Abwärmepotenzials Steinkohle und 71,65 % Erdgas als Energieträger ersetzen. Für den verstromten Anteil wird angenommen, dass der Fremdstrombezug mit dem Primärenergie- und Emissionsfaktor des deutschen Strommixes 2030 substituiert wird, wobei hier der Emissionsfaktor aus den Langfristszenarien des BMWi angesetzt wurde.

Für die substituierte Energieträgerstruktur durch die netzgebundenen Potenziale wird auf den AGFW Hauptbericht 2018 zurückgegriffen (AGFW, 2019). Es wird wieder angenommen, dass

nur fossile Energieträger substituiert werden. Hier dominieren Erdgas (45 %), Steinkohle (27 %) und Braunkohle (10 %). Diese Werte werden wieder auf 100 % skaliert.

Die thermisch genutzte Abwärme substituiert Nutzenergie. Die Umrechnung zunächst in eingesparte Endenergie geschieht mit Nutzenergiefaktoren, hier wird nach Prozesswärme und Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken, nicht aber nach Energieträgern unterschieden. Für die Substitution von Fremdstrom durch Verstromung von Abwärme wird ein Wirkungsgrad von 20 % unterstellt. Schließlich werden die substituierten Endenergiemengen noch mit Primärenergiefaktoren in eingesparte Primärenergiemengen umgerechnet und mit Emissionsfaktoren für die jeweiligen Energieträger in THG-Einsparungen umgerechnet. Als Quellen werden hier die UBA-Publikation CO_2-Emissionen für fossile Brennstoffe (Juhrich, 2016), eine aktuelle Schätzung des UBA zum Emissionsfaktor 2019 des deutschen Strommixes (UBA 2020), sowie der AGFW Hauptbericht 2018 (AGFW, 2019) und eigene Schätzungen herangezogen.

Der beschriebene Bewertungsansatz führt zu einer Primärenergieeinsparung von 31 TWh im Jahr 2030, hiervon rd. 20 TWh durch betriebsindividuelle Abwärmenutzung und rd. 11 TWh netzgebundene Abwärmenutzung. Durch die hiermit verbundenen Substitutions- und Vermeidungseffekte können in Summe THG-Einsparungen von 7,7 Mio. Tonnen CO_2 erwartet werden, hiervon 4,8 Mio. Tonnen CO_2 bei der betriebsindividuellen Nutzung und 2,9 Mio. Tonnen CO_2 bei der netzgebundenen Nutzung. Tabelle 44 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 44: Abgeschätzte Primärenergie- und THG-Einsparung im Jahr 2030 durch die Maßnahme Abwärmenutzungsverordnung

	Adressiertes Abwärmepotenzial [TWh]	Eingesparte Primärenergie [TWh]	Vermiedene CO_2-Emissionen 2030 [Mio. t CO_2]
Betriebsindividuelle Nutzung	11	19,8	4,8
Netzgebundene Nutzung	8	10,8	2,9
Summen	19	30,6	7,7

Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Es werden keine direkten Auswirkungen einer Abwärmenutzungsverordnung auf den Anteil hocheffizienter KWK oder erneuerbarer Energien gesehen. Im Hinblick auf eine mögliche Substitution von einspeisenden KWK ist das Substitutionspotenzial zu gering, sodass wegen der hohen Anteile fossiler KWK davon ausgegangen werden kann, dass nur diese ersetzt werden, und auch nur dann, wenn die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung industrieller Abwärme höher ist als diejenige der fossilen KWK. Daher ist davon auszugehen, dass nur weniger effiziente fossile KWK ersetzt werden.

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen, Kosteneinsparung und Fördermaßnahmen: Bei einer Ausgestaltung der Maßnahme als Ordnungsrecht gibt es keine direkten, jedoch indirekten Zusammenhänge mit nationalen Förderprogrammen. Soweit eine Verpflichtung zur Umsetzung von Einzelmaßnahmen zur Abwärmenutzung besteht, können diese nicht durch Investitionsförderprogramme gefördert werden. Da allerdings nur wirtschaftliche Maßnahmen umzusetzen sind, ist dies positiv zu bewerten, da so tendenziell Finanzmittel beispielsweise für eine Förderung des Markteintritts bislang noch nicht wirtschaftlicher, aber sehr effizienter Technologien frei werden könnten.

6.5 Kommunale Wärmeplanung

6.5.1 Maßnahmenbeschreibung

Die Energiewende wird derzeit vor allem im Stromsektor umgesetzt. Zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung im Gebäudebestand bis 2050 sind noch erhebliche Anstrengungen zu leisten. Zur Identifikation von Potenzialen und Strategien in der Wärme- und Kälteversorgung stellt die kommunale Wärmeplanung neben den bestehenden ökonomischen Anreizen ein strategisches flankierendes Instrument dar.

Die kommunale Wärmeplanung ermöglicht ein auf die lokalen Bedingungen abgestimmtes, ganzheitliches Vorgehen zur Wärmewende vor Ort. Ziel ist es, langfristig tragfähige, kosteneffiziente Wärmeversorgungs-Lösungen für die jeweilige Kommune zu finden. Im Vergleich zu bestehenden spezifischen Förderprogrammen ist die Wärmeplanung ein Instrument zum Einstieg in die Gestaltung der Wärmeversorgung. Als Planungsinstrument ermöglicht die kommunale Wärmeplanung eine frühzeitige Entwicklung von Zielpfaden, Strategien und Investitionen auf Basis des Plans (Maaß, 2020). Dabei ist anzumerken, dass Wärmepläne verschiedene Strategien beinhalten können. Welche Schwerpunkte bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung gelegt werden, hängt von den lokalen Gegebenheiten ab und kann sich hinsichtlich der Intensität und dem Ambitionsniveau unterscheiden. Kommunale Wärmeplanung muss daher sowohl die Möglichkeit zur Reduktion des Wärmebedarfs durch Effizienzmaßnahmen als auch leitungsgebundene Wärmeinfrastrukturen sowie zentrale und dezentrale Potenziale zur Nutzung erneuerbare Energien und unvermeidbarer Abwärme berücksichtigen. Darüber hinaus sind neben den technischen Voraussetzungen – vorhandene Gas- und Wärmenetzinfrastruktur – der Gebäudebestand und lokale Erzeugungspotenziale sowie die Akteure vor Ort bzw. Bürgerbelange zu berücksichtigen. Aufgrund der langen Reinvestitionszyklen im Gebäudebestand sowie bei Wärmenetzinfrastruktur und des Flächenbedarfs für die Erzeugungsanlagen, sind entsprechende Strategien und konkrete Umsetzungsschritte rechtzeitig zu definieren. Darüber hinaus ermöglicht kommunale Wärmeplanung die Rentabilität langfristiger Investitionen in kostenintensive Infrastrukturen wie Wärmenetze. Durch die strategische Gestaltung der Wärmeversorgung werden die Erzeugungstechnologien kosteneffizient gewählt und langfristig umgesetzt. Bei einer Ausstattung der Kommunen mit erweiterten Handlungsmöglichkeiten kann der Wärmeplan als Steuerungsinstrument für die langfristige Wärmeversorgung fungieren (Steinbach, Popovski & Fleiter, 2017).

Die Elemente der kommunalen Wärmeplanung umfassen:

1. Eine Bestandsanalyse mit einer systematischen und qualifizierten Erhebung des aktuellen Wärmebedarfs oder -verbrauchs, die vorhandene Wärmeinfrastruktur für Erzeugung und Verteilung sowie Informationen zu vorhandenen Gebäudetypen und Baualtersklassen.
2. Eine Potenzialanalyse zur Ermittlung vorhandener Potenziale zur klimaneutralen Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien, Abwärme, den Einsatz von KWK und möglicher Wärmenetzgebiete in der Kommune.
3. Entwicklung eines klimaneutralen Szenarios für das Jahr 2050 mit Zwischenzielen für das Jahr 2030 zur zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs und der Versorgungsstruktur.
4. Konzeptentwicklung mit Handlungsmöglichkeiten für eine effiziente und dekarbonisierte Wärmeversorgung (Staatsministerium Baden-Württemberg, 2020).

Für eine verpflichtende Wärmeplanung in Deutschland ist das Schaffen von rechtlichen Voraussetzungen nötig. Für die Maßnahmenausgestaltung ist entscheidend, welche Elemente

die kommunale Wärmeplanung beinhalten sollte, um eine entsprechende Wirkung zu erzielen und wie diese rechtlich verankert werden könnte.

6.5.1.1 Status quo in Deutschland und im Ausland

In Deutschland werden Wärmepläne derzeit als informelles Planungsinstrument der Kommunen zur langfristigen Gestaltung der Wärmeversorgung erstellt, insbesondere durch eine Förderung im Rahmen der Kommunalrichtlinie als Teil der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI).

Bis einschließlich 2018 wurden innerhalb der Kommunalrichtlinie 13.941 Maßnahmen finanziert, die meisten davon (2739) in Baden-Württemberg (Nagel, 2018). Wärmepläne finden sich in der Kommunalrichtlinie unter der Kategorie Klimaschutzkonzepte. Seit 2011 ist der Anteil der Klimaschutzkonzepte an der Gesamtzahl der Bewilligungen jedoch rückläufig (Nationale Klimaschutzinitiative, 2020). Bis einschließlich 2017 wurden vor allem investive Maßnahmen gefördert. In Baden-Württemberg wurden bis einschließlich 2017 insgesamt 95 Klimaschutzteilkonzepte bewilligt, davon 10 Projekte im Bereich der Integrierten Wärmenutzung (Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, 2018). Eine verpflichtende Wärmeplanung für Kommunen hat die baden-württembergische Landesregierung mit der diesjährigen Novelle ihres Klimaschutzgesetzes verabschiedet. Der Gesetzestext vom 14. Oktober 2020 lautet:

„Paragraf 7 c: Kommunale Wärmeplanung

Die kommunale Wärmeplanung ist für Gemeinden ein wichtiger Prozess, um die Klimaschutzziele im Wärmebereich zu erreichen. Durch die kommunale Wärmeplanung entwickeln die Gemeinden eine Strategie zur Verwirklichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung und tragen damit zur Erreichung des Ziels eines klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 bei. (Landtag von Baden-Württemberg, 2020)

Im baden-württembergischen Klimaschutzgesetz werden Stadtkreise und Große Kreisstädte zu einer Wärmeplanung verpflichtet. Das entspricht 10 % der Kommunen und 50 % der Einwohner im Bundesland. Stadtkreise und Große Kreisstädte sind verpflichtet, die Pläne bis Ende des Jahres 2023 zu erstellen und in Datenbanken des Landes und im Internet zu veröffentlichen. Im Gegenzug erhalten diese eine pauschale Zuweisung sowie eine Zuwendung in Abhängigkeit der Anzahl an Einwohnern. Die kommunalen Wärmepläne sind spätestens alle sieben Jahre fortzuschreiben, eine Pflicht zur Umsetzung gibt es jedoch nicht. (Energiezukunft, 2020; Landtag von Baden-Württemberg, 2020)

Die Erfassung von Daten über die Infrastruktur, Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur und Potenziale ist für eine vollständige Wärmeplanung unerlässlich. Durch eine Ermächtigungsnorm werden in Baden-Württemberg deshalb Energieversorger, Schornsteinfeger und Unternehmen zur Erhebung und Bereitstellung von Daten zu Wärmeverbrauch und Potenzialen zur Abwärmenutzung verpflichtet (Staatsministerium Baden-Württemberg, 2020).

Bei der Erstellung der Wärmepläne erhalten die Kommunen Unterstützung durch ein neu gegründetes Kompetenzzentrum der Klimaschutz- und Energieagentur des Landes (KEA) in Form von Beratung und Leitfäden (Zeitung für Kommunalwirtschaft, 2020).

<u>Kommunale Wärmeplanung im Ausland</u>

Weltweiter Vorreiter in der kommunalen Wärmeplanung bzw. leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist Dänemark. Die Umsetzung der Wärmeplanung findet dort sowohl auf nationaler als auch auf kommunaler Ebene statt. Auf nationaler Ebene ist überwiegend das dänische Ministerium für Klima, Energie und Gebäude verantwortlich, welches die nationale Energieagentur (DEA) beaufsichtigt. Als Regulierungsbehörde und zentrale Organisation für

Energiepolitik in Dänemark definiert die DEA in der kommunalen Wärmeplanung die Rahmenbedingungen der Wärmeplanung für die Kommunen wie Datenerfassung und Einteilung des Gebiets in Versorgungszonen. Darüber hinaus werden verpflichtende Richtlinien für die Kommunen verfasst sowie ein Technologiekatalog mit möglichen Erzeugungstechnologien sowie Informationen für die Kosten-Nutzen-Analyse vorgegeben.

Für die Umsetzung der Wärmeplanung sind die Kommunen verantwortlich. Vor Ort findet die Datenerfassung für eine optimale Wärmeversorgung und der Bau von Anlagen statt. Kommunen können dem Bau von Anlagen zustimmen oder ihn ablehnen und haben sogar die Befugnis, Grundstückseigentümer zu enteignen. Darüber hinaus wird von den Kommunen eine Einteilung des Gebiets in sogenannte Wärmeversorgungszonen vorgenommen, wobei auf Basis der Siedlungsstruktur festgelegt wird, welche Infrastruktur in welchen Gebieten zum Einsatz kommt.

Das ursprüngliche Vorgehen der Wärmeplanung in Dänemark war wie folgt:

1. Erfassung des lokalen Wärmebedarfs und eingesetzter Technologien sowie Identifikation alternativer, lokaler und kosteneffizienter Möglichkeiten vor Ort und Zusammenfassung auf regionaler Ebene
2. Erstellung von Zukunftsszenarien zum lokalen Wärmeverbrauch und Zusammenfassung auf regionaler Ebene
3. Lokalisierung der Technologien, Anlagenstandorte und Leitungen in regionalen Plänen
4. Lokale Erstellung von Wärmeplänen auf Basis regionaler Pläne mit konkreten Projekten
5. Freigabe durch die dänische Energieagentur (Chittum & Alberg Ostergaard, 2014).

In **Österreich** werden die kommunale Wärmeplanung bzw. die räumliche Energieplanung derzeit als Pilotprojekt in den drei Regionen Steiermark, Wien und Salzburg mit zahlreichen Projektpartnern erprobt. Ziel des Projektes ist das Beschleunigen der Wärmewende, in dem die Grundlagen für die Einführung räumlicher Energieplanung in den Verwaltungsprozessen der Pilotregionen entwickelt werden. Dazu gehören gebäudescharfe Daten, ein Wärmeatlas für die Identifikation der Erneuerbaren-Potenziale und die WÄRMEApp als Kern des Projektes. Diese stellt die urbanen Zusammenhänge, wie die Potenziale erneuerbarer Energiequellen, den Bedarf an Infrastruktur und Energie dar und ermöglicht somit eine langfristige Energie- und Infrastrukturplanung für die Kommunen (Green Energy Lab, n.d.).

Im Rahmen des Projektes wurde in Wien eine Verordnungsermächtigung für Energieraumpläne erlassen, ähnlich den Wärmeversorgungszonen in Dänemark (siehe oben). Die Energieraumpläne definieren Gebiete, in denen ein Anschluss an die Fernwärme verpflichtend wird oder ausschließlich die Nutzung hocheffizienter Lösungen zulässig ist. Sofern ein Bauprojekt in einer Energieraumplan-Zone liegt, ist die Nutzung fossiler Energieträger ausgeschlossen. Eine erste analytische Studie von Energiezonen für Wien wurde in Fritz (2016) durchgeführt.

<u>Gründe für die Einführung einer verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung</u>

Eine Wärme- und Kälteversorgung auf Basis erneuerbarer Energien für das ganze Land ist nicht mit einer universellen Lösung möglich. Der Einsatz lokal individueller, zentraler und dezentraler Technologien setzen dagegen eine umfassende Datengrundlage sowie Aktivitäten auf lokaler Ebene voraus. Mithilfe von Wärmeplänen können einzelne, individuelle und kosteneffiziente Konzepte auf Gemeindeebene auf Basis der lokalen Gegebenheiten, Potenziale, infrastrukturellen Voraussetzungen und Bedürfnisse der Bürger entwickelt werden. So ist die Einführung der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung im Klimaschutzgesetz Baden-

Württemberg damit begründet, dass erst auf Basis einer umfassenden Strategie ein effizientes und planvolles Vorgehen möglich ist (Energiezukunft, 2020; Nagel, 2019).

Für die bisher erstellten Konzepte im Rahmen der Kommunalrichtlinie gelten zwar Mindestvoraussetzungen für die inhaltliche Ausgestaltung. Allerdings können sich diese im Detail stark unterscheiden, da es für die einzelnen Berichtsteile keine Standards gibt (BMU, 2020, p. 31ff). Die unterschiedlichen Ambitionsniveaus und Ziele ermöglichen aus diesem Grund nur eine bedingte Vergleichbarkeit zwischen den Wärmeplänen. Eine Verpflichtung zur Wärme- und Kälteplanung ermöglicht ein koordiniertes, gemeinsames und standardisiertes Planungsinstrument. Darüber hinaus können nationale Klimaschutzziele auf die Länder und Kommunen abgeleitet und die einzelnen Wärmepläne schließlich zu einem großen gesamten System zusammengesetzt werden.

Ein standardisiertes Vorgehen ist auch für die Erfassung der zwingend benötigten Daten für die Potenzialanalyse von Vorteil. Zur Erlangung der Informationen benötigen Kommunen einen Auskunftsanspruch gegenüber Stadtwerken und Energieversorgern, öffentlichen Stellen und Schornsteinfegern (Jugel et al., 2019). Eine Standardisierung unterstützt dabei, die Anforderungen an die Daten und den Datenschutz zu harmonisieren, um gleiche Voraussetzungen in der Potenzialanalyse zu schaffen und die Datenerhebung zu vereinfachen (vgl. Maaß, 2020b). Das Instrument einer verpflichtenden Wärmeplanung ist nicht als ordnungsrechtliches Förderinstrument einzuordnen, welches private Akteure zu mehr bestimmten Maßnahmen verpflichtet, sondern stellt ein Planungs- und Informationsinstrument auf kommunaler Ebene dar. Allerdings überträgt die Maßnahme zusätzliche Aufgaben an die kommunale Verwaltung, was vor dem Hintergrund der kommunalen Selbstverwaltung juristisch kritisch gesehen werden kann, insbesondere wenn es um die konkrete Durchführung einer pflichtigen Selbstverwaltungsaufgabe geht. Durch die Bekämpfung des Klimawandels und seinen Folgen kommen eine Reihe neuer Aufgaben auf die Kommunen zu (Umweltbundesamt, 2015), wobei ihr Selbstverwaltungsrecht laut Gesetz bis zu einem bestimmten Grad beschützt werden muss (Bundestag, 2011). Vertreter des Deutschen Städtetags kritisieren in diesem Zusammenhang die stetige Aushöhlung der kommunalen Selbstverwaltung. Die kommunale Ebene sei den Bürgern am nächsten, jedoch können aufgrund steigender Ausgaben und Pflichtaufgaben diejenigen Aufgaben, die das Leben vor Ort prägen, nur noch unzureichend ausgeführt werden. (Landsberg et al., 2010). Diese Argumente sprechen jedoch nicht grundsätzlich gegen die Einführung einer verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung, da eine solche Aufgabe ebenfalls im Interessengebiet der Bürger liegt sowie eine Möglichkeit zur Mitgestaltung bietet. Die Planung der Wärmeversorgung lässt sich am besten lokal, durch Einbeziehung der Akteure und Bürgerbelange und die Datenverfügbarkeit gestalten. Würde die Wärmeplanung auf Landesebene erfolgen, wäre die Einbeziehung der Bürger vor Ort nicht oder nur bedingt möglich. Darüber hinaus ist eine kommunale Wärmeplanung aufgrund der durchzuführenden Aufgaben bereits stark mit bestehenden kommunalen Aufgaben, wie beispielsweise der Bauleitplanung, verbunden. Als ganzheitliche Aufgabe koordiniert und verbindet sie die bestehenden Aktivitäten und ergänzt sie um die fehlenden Bestandteile (Jugel et al., 2019).

Die kommunale Wärmeplanung wurde in Baden-Württemberg auch deshalb verpflichtend eingeführt, da dadurch das Konnexitätsprinzip ausgelöst wird, welches das Land zur Kostenübernahme verpflichtet. Trotz bestehender Förderprogramme der NKI und des Landes kommt die Wärmewende in den Kommunen bisher nur schleppend voran. Das Konnexitätsprinzip geht über die Möglichkeiten einer Förderung der NKI hinaus und unterstützt die Kommunen in allen Aufgaben, welche die kommunale Wärmeplanung beinhaltet. Sofern eine

Übernahme der Kosten geregelt ist, ist diese einer Förderung vorzuziehen (Energiezukunft, 2020; Nagel, 2019).

6.5.1.2 Rechtliche Verankerung der Wärmeplanung

Aufgrund des Durchgriffsverbots (Art. 84 Abs. 1 S. 7 GG) ist es dem Bund nicht erlaubt, Aufgaben unmittelbar an Gemeinden zu übertragen. In Ausnahmefällen besteht dennoch die Möglichkeit, Pflichtaufgaben für Kommunen als Gesetz festzuschreiben. Da durch das Auferlegen einer Pflichtaufgabe jedoch das Selbstverwaltungsrecht der Kommunen eingeschränkt wird, wird vorausgesetzt, dass die Pflichtaufgabe auf Gründen des Gemeinwohls beruht und ein höheres Gewicht als die Einschränkung des Selbstverwaltungsrecht hat. Für die kommunale Wärmeplanung liegen diese Voraussetzungen nicht vor. Darüber hinaus kann der Staat den Gemeinden Auftragsangelegenheiten übertragen. Dazu zählen verwaltende Aufgaben, die Kommune agiert hier als unterste Ebene. Die Absicht von Auftragsangelegenheiten ist die staatliche Verlagerung von Aufgaben zu Kommunen und eine daraus resultierende Nutzung der Ortskenntnis und lokale Verankerung der Kommune. Da die kommunale Wärmeplanung keine Verwaltungsaufgabe ist, trifft diese Möglichkeit nicht zu. Weiterhin können vom Bund Pflichtaufgaben zur Erfüllung nach Weisung erlassen werden. Diese werden eingesetzt, sofern eine einheitliche Aufgabenerfüllung gewünscht ist, da hierbei das Ob und Wie der Aufgabenstellung vorgegeben ist (Deutscher Bundestag, 2011).

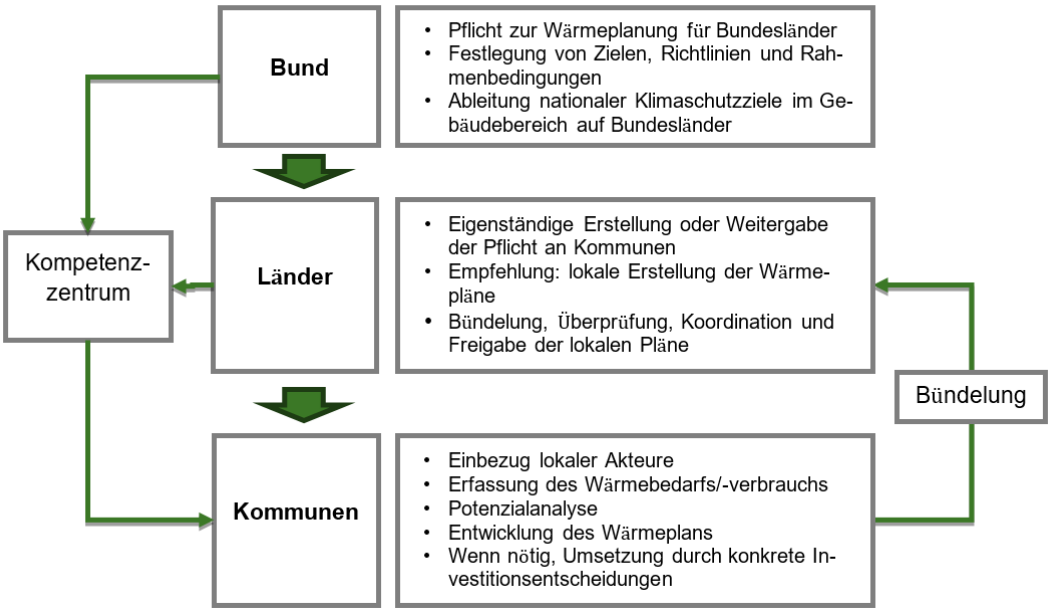
Es wird deshalb vorgeschlagen, die Wärmeplanung auf nationaler Ebene als Pflichtaufgabe für den Hoheitsbereich der Länder zu etablieren. Demnach müssen die Länder für ihren Hoheitsbereich den bundesgesetzlichen Vorgaben entsprechende Wärmepläne erstellen. Die Länder können dieser Pflicht durch eigene Planungen nachkommen oder die Pflicht durch eigenes Landesrecht auf die Kommunen oder regionale Planungsverbände übertragen, müssen dabei jedoch wegen des in den Landesverfassungen geregelten Konnexitätsprinzip den Kommunen entsprechende Mittel zur Verfügung stellen (Deutscher Bundestag, 2011).

6.5.1.3 Vorschlag für das Umsetzungskonzept

Aufgrund der lokalen Verankerung und räumlichen Nähe und einer daraus resultierenden besseren Datenverfügbarkeit zu Bedarfs- und Verbrauchsdaten sollte eine Wärmeplanung auf kommunaler Ebene stattfinden. Auf Basis der Daten können für die örtlichen Begebenheiten und Strukturen individuelle und für die Kommune kosteneffiziente Lösungen entwickelt werden. Durch die Flächen- und Bauleitplanung haben die Kommunen bereits Erfahrung in der Wärmeversorgung von Gebäuden und werden als verantwortliche Planungsträger somit in ihren Kompetenzen gestärkt. Fehlende Kompetenzen zur Erstellung von Wärmeplänen von Gemeinden können durch ein Kompetenzzentrum auf nationaler Ebene oder mehrere Zentren in den Bundesländern ausgeglichen werden.

Bei Erstellung der Wärmepläne auf kommunaler Ebene ist es allerdings möglich, dass für das gesamte Bundesland betrachtet eine einzelne individuelle Wärmeplanung nicht optimal ist. Nach dem Vorbild Dänemarks wird deshalb empfohlen, die Pläne lokal zu erstellen und regional zu bündeln. Auf einer höheren Instanz werden die Pläne überprüft, koordiniert und freigegeben. Auf diese Weise ist auch die Abstimmung benachbarter Gebiete möglich, in denen eine gemeinsame Erstellung der Wärmepläne und die Installation übergreifender Infrastrukturen sinnvoll sind.

Abbildung 74: Mögliches Umsetzungskonzept für eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis von Chittum & Alberg Ostergaard (2014) und Maaß (2020)

Durch die Verpflichtung zur kommunalen Wärmeplanung sollte sich ein formelles Planungsinstrument und ein abgestimmtes Vorgehen zwischen nationaler und kommunaler Ebene ergeben. Die Wärmepläne sollten anwendungsorientiert erstellt werden. Eine Umsetzung sollte gegeben sein, indem konkrete Entscheidungen, nicht nur Investitionsentscheidungen, auf Basis des Wärmeplans getroffen werden.

Für eine einheitliche Wärmeplanung ist die Vorgabe von zentralen Richtlinien, Rahmenbedingungen und Zielen auf nationaler Ebene erforderlich. Die auf Bundesebene festgelegten Klimaschutzziele betreffend die Wärmeversorgung für 2030 und 2050 sollten dafür auf die Bundesländer und Kommunen abgeleitet werden. Konkrete und langfristige (Zwischen-)Ziele gelten als Grundlage für die Wärmeplanung. Darüber hinaus sollte ein standardisiertes Vorgehen zur Erstellung des Wärmeplans erstellt werden. Es sollten zudem Qualitätsanforderungen für die einzelnen Schritte bestehend u. a. aus Datenerhebung, die Erfassung des Wärmebedarfs und -verbrauchs, Identifikation von Potenzialen und Erstellung des Umsetzungskonzepts festgelegt werden.

Darüber hinaus müssen auch gemeinsame Richtlinien gelten, wie beispielsweise die verpflichtende Erstellung eines Wärmekatasters wie in Hamburg (Bürgschaft der Freien Hansestadt Hamburg, 2018), die Einteilung von Wärmeversorgungsgebieten wie in Dänemark, die Gestaltung der Wärmeversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien oder die Beschränkung des Einsatzes von fossilen Energien. Zur Unterstützung der Kommunen sollten Informationen und Instrumente bereitgestellt und in den vorgeschlagenen Kompetenzzentren Methoden vermittelt werden. Zudem sollte ein technisches Regelwerk vorliegen, in welchem Informationen zu möglichen Versorgungsoptionen und Erzeugungsanlagen inklusive Flächenbedarf, Effizienzpotenziale sowie eine Beurteilung der sozioökonomischen Kosten enthalten sind. Zur Prüfung der kommunalen Wärmepläne und Unterstützung der Kommunen sollten die Kompetenzzentren mit entsprechenden Mitteln ausgestattet werden.

Bei einer lokalen Erstellung der Wärmepläne und um die Umsetzung der Wärmepläne zu gewährleisten, ist die Handlungsfähigkeit der Kommunen auszuweiten. So ist denkbar, den Kommunen wie in Dänemark eine erweiterte Befugnis zur Flächennutzung zu geben und dafür – soweit verfassungsrechtlich zulässig – gegebenenfalls Enteignungen vorzunehmen. Für die konkrete Umsetzung der Wärmepläne und Orientierung an den Langfriststrategien ist den Kommunen darüber hinaus ein Zustimmungsvorbehalt beim Bau neuer Anlagen zu gewähren. Die Kommunen müssen die Befugnis erhalten, technische Daten von den Energieerzeugern, Netzbetreibern und Schornsteinfegern zu erheben, um eine korrekte Planung zu ermöglichen. Zur Unterstützung der Kommunen bei der Erstellung der Pläne ist zudem über eine finanzielle Förderung nachzudenken (Jochum et al., 2017; Steinbach et al., 2017; Maaß, 2020). Eine solche Förderung kann über die Zerlegung der Maßnahme Kommunale Wärmeplanung und die Förderung einzelner Bestandteile erfolgen. Indirekt kann eine Förderung auch über die Kompetenzzentren stattfinden, welche die Kommunen verstärkt unterstützen.

6.5.2 Maßnahmenbewertung

6.5.2.1 Qualitative Bewertung

Die Maßnahme kommunale Wärmeplanung flankiert bestehende und zukünftige ökonomische Anreize durch eine strategische Komponente. Eine verpflichtende Erstellung eines strategischen Wärmeplans ist ein klares Bekenntnis zu den genannten Zielen für den Gebäudebereich im Klimaschutzgesetz und forciert dessen Umsetzung.

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparungen: Als flankierende Maßnahme hat die kommunale Wärmeplanung keinen direkten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgas- und Primärenergieeinsparung.

Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Kommunale Wärmepläne, die den Einsatz und Ausbau erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme vorsehen, erhöhen den national genutzten Anteil an erneuerbaren Energien.

Der Bau neuer Wärmenetze ermöglicht eine Zunahme zum Einsatz von KWK-Anlagen. Mittelfristig können allerdings durch einen steigenden Ausbau erneuerbarer Energien in bestehenden Wärmenetzen fossile KWK-Anlagen verdrängt werden.

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen, Kosteneinsparung und Fördermaßnahmen: Durch die verpflichtende kommunale Wärmeplanung sind die Kommunen damit konfrontiert, sich mit einer langfristigen Wärmeversorgung auseinanderzusetzen und ggf. rechtzeitig Investitionen u. a. in Infrastruktur, Sanierungsmaßnahmen sowie Informations- und Sensibilisierungsmaßnahmen vorzunehmen. Dies wiederum erhöht den Abruf von Fördermitteln.

Für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung sind sowohl regulatorische als auch finanzielle Anreize notwendig.

Abschätzung der Kosten für den Haushalt: In Anlehnung an das neu gegründete Kompetenzzentrum für die Wärmeplanung in Baden-Württemberg wird angenommen, dass etwa 2,75 Mio. Euro an Kosten für den Haushalt anfallen.

In Baden-Württemberg sind 103 kreisfreie Städte verpflichtet, die Wärmeplanung durchzuführen, insgesamt gibt es 1.100 Gemeinden. Die Kosten setzen sich zusammen aus angenommenen Personalkosten mit jeweils zwei Beschäftigten der Stufen EG 13 und EG 14 und Sachkosten in Höhe von 30.000 Euro für diese 1.200 Gemeinden. Skaliert auf insgesamt 11.000 Gemeinden in Deutschland ergeben sich Kosten von 2,75 Mio. Euro. (FernUniversität-Hagen 2019; KEA (n.d.); Zeitung für Kommunalwirtschaft, 2020)

6.6 Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel BEW: Wärmeumlage[52]

6.6.1 Maßnahmenbeschreibung

Zur stetigen, haushaltsunabhängigen Finanzierung von Wärme-Infrastrukturumbaumaßnahmen könnte ergänzend zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eine verursachergerechte Wärmeumlage auf Energieträger zur Erzeugung von Wärme eingeführt werden. Eine solche Umlage könnte den Vorteil haben, dass sie langfristig stabile Finanzierungsmöglichkeiten schafft, die insbesondere im Wärmenetzbereich erforderlich sind. Dabei ist die Frage der Verpflichteten (z. B. die Inverkehrbringer fossiler Brennstoffe) und der Administrierbarkeit genauso wesentlich wie die Frage der damit verbundenen Zusatzbelastungen, der zusätzlichen Komplexität und der Kongruenz zum BEHG.

Analog zum BEHG ist im Rahmen dieser Analyse keine Dopplung zum Europäischen Emissionshandel (ETS) vorgesehen, und die Bepreisung wird beim Inverkehrbringen von fossilen Brennstoffen abhängig vom CO_2-Gehalt aufgeschlagen. Das Instrument sollte ausschließlich fossile Wärmeerzeugung bepreisen, um damit Maßnahmen und Förderungen im Wärmesektor finanzieren zu können. Eine Belastung der Brennstoffe für stoffliche Nutzung sowie im Verkehrssektor ist in diesem Instrument explizit nicht vorgesehen.

Mittelfristig ist ein Übergang größerer Teile des Förderregimes im Gebäude- und Wärmebereich grundsätzlich denkbar. In einem ersten Schritt fokussiert die hier vorgeschlagene Maßnahme auf die Finanzierung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW, siehe auch die zugehörige Maßnahme in Abschnitt 6.2), in dem eine stabile und haushaltspolitisch unabhängige Finanzierung aufgrund der langen Investitionszeiträume in höherem Maße notwendig ist. Die prinzipielle Möglichkeit, das Fördervolumen haushaltsunabhängig zu machen, muss aus beihilferechtlicher Sicht noch geprüft werden.

Vorgeschlagen wird eine vollständige Finanzierung des Aufkommens für die Förderung von Wärmenetzen durch alle Betreiber von fossilen Wärmeerzeugern, die nicht vom ETS erfasst werden. Der für die Förderung nötige Betrag steigt in den kommenden Jahren stetig an, wohin gegen die Verbreitung fossiler Wärmeerzeuger im Wärmebereich langsam abnimmt (siehe Tabelle 45). Zusammen führt dies zu einem Preispfad, der auf sehr geringem Niveau einsteigt, dann unter den getroffenen Annahmen bis 2030 auf ähnliche Größenordnungen wie das BEHG im Jahr 2021 anstiegen.

Die Zahlen für das aktuell abschätzbare Fördervolumen für das BEW in der Zeit von 2021 bis 2030 wurden einem laufenden Forschungsvorhaben entnommen (ifeu et al., 2020). Die Zahlen wurden auf der Grundlage des Dokuments gerundet. Die prognostizierten Öl- und Gasbedarfe im Gebäudebereich stammen aus der Bewertung des Klimaschutzprogramms im NECP, das die Beschlüsse des Klimaschutzprogramms aus den vergangenen zwölf Monaten beinhaltet (Kemmler et al., 2020). Die CO_2-Faktoren der Brennstoffe wurden der Publikation „CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“ des Umweltbundesamtes entnommen (Juhrich, 2016).

[52] Alternative Bezeichnungsmöglichkeiten: z. B. Wärmebeitrag, Wärmenetzzuschuss, Dekarbonisierung-Abgabe

Tabelle 45: Übersicht über die Grundlagen für die Herleitung

	CO_2-Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser in Mio. t CO_2	Aktuell prognostizierter Mittelbedarf für die "Bundesförderung für effiziente Wärmenetze" in Mio. €	Resultierende Umlage in €/tCO_2	Zum Vergleich: Brennstoffaufschlag durch das BEHG (bis 2026) sowie die prognostizierten Werte aus dem NECP (ab 2027) in €/tCO_2
2021	105	80	1	25
2022	101	300	3	30
2023	97	500	5	35
2024	93	700	8	45
2025	90	850	9	55
2026	86	1.200	14	65
2027	83	1.500	18	95
2028	79	1.600	20	125
2029	76	1.600	21	155
2030	73	1.600	22	180

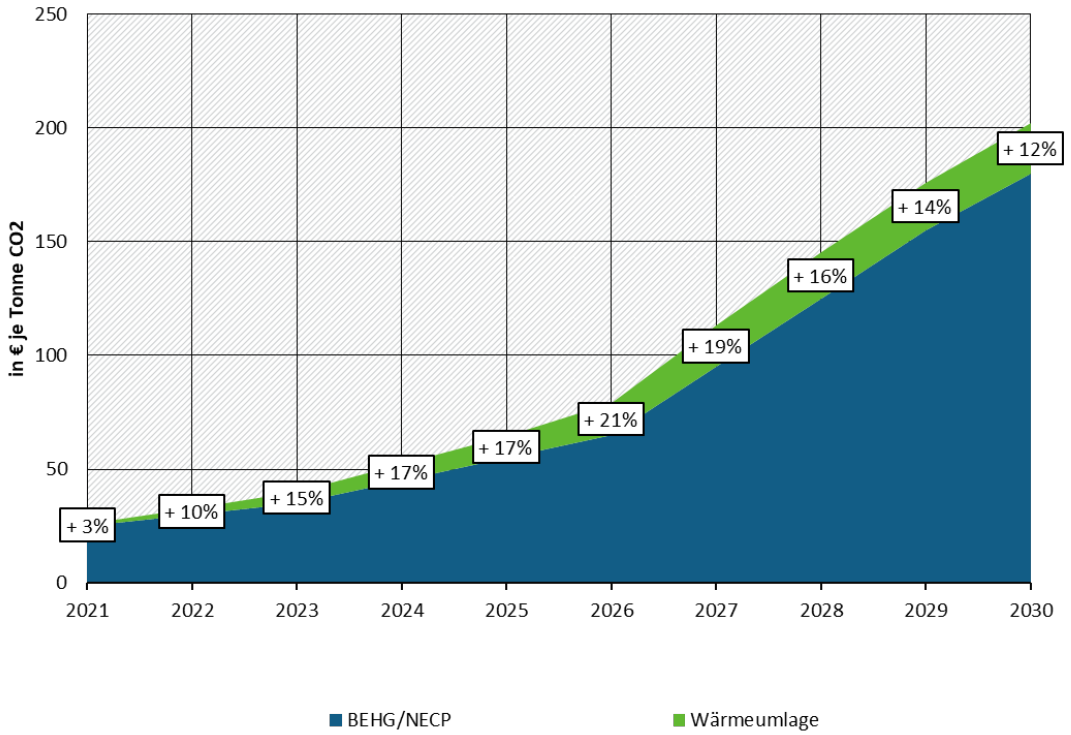
6.6.2 Maßnahmenbewertung

In Abbildung 75 sind die Ergebnisse der Bewertung und der Vergleich mit dem BEHG grafisch dargestellt. Relativ zu den bereits beschlossenen, bzw. ab 2026 zu erwartenden, CO_2-Preisen ist die zusätzliche Belastung gering und bewegt sich zwischen 3 und 21 Prozent des BEHG.

Es entstünde als sekundärer Effekt ein Preisimpuls auf fossile Energieträger, aufgrund dessen zum einen das kurzfristige Energieverbrauchsverhalten, zum anderen das langfristige Investitionsverhalten bzgl. energetische Gebäudesanierung und Heizsysteme beeinflusst wird.

Im Folgenden werden die Größenordnungen der kurzfristigen Preisimpuls-Effekte abgeschätzt und die Ergebnisse eingeordnet. Hierbei wird auf Arbeiten aus dem Projekt „Harmonisiertes Monitoring von Energieeinsparungen deutscher Effizienzmaßnahmen sowie kontinuierliche Prüfung/Aktualisierung der prognostizierten Einsparziele der Maßnahmen für das Jahr 2030“ (BfEE 16/2017) zurückgegriffen. Gegenstand der Überlegungen hier ist jedoch ausschließlich der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte und (vorerst) lediglich die kurzfristigen Verhaltenseffekte.

Abbildung 75: Vergleich der betrachteten Umlage mit dem Preispfad des BEHG



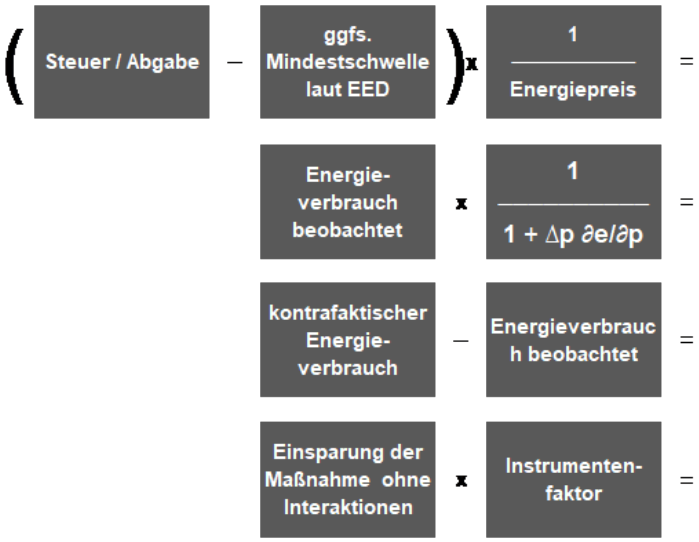
Quelle: Kemmler et al. (2020), eigene Berechnungen (Prognos)

6.6.2.1 Kurzfristige Elastizitäten zur Abschätzung der angestoßenen Verhaltensänderungen

Zur Bestimmung des Effektes des Preisimpulses auf das Verbrauchsverhalten wird ein Ansatz mit kurzfristigen Elastizitäten verwendet. Wesentliche Eingangsgrößen sind hierbei der beobachtete Energieverbrauch, die (relative) Preiserhöhung aufgrund des Aufschlags der BEW auf die CO_2-Abgabe und die angenommene kurzfristige Preiselastizität. Bei dem Ansatz werden zwei Pfade des Energieverbrauchs hergeleitet: ein Pfad, der lediglich die erwartete Preisentwicklung für Energieträger bis zum Jahr 2030 anlegt, sowie ein Pfad, der zusätzlich Annahmen zur Preiserhöhung aufgrund der CO_2-Abgabe trifft. Dabei wird unterstellt, dass das kurzfristige Verbrauchsverhalten der Konsumenten durch den Preis beeinflusst wird – modelliert durch kurzfristige Preiselastizitäten – und somit der Energieverbrauch im Pfad mit CO_2-Abgabe niedriger ausfällt als im Referenzfall. Die Differenz wird als Einsparung ausgewiesen.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über das Berechnungsschema.

Abbildung 76: Berechnungsschema Preisinstrument, kurzfristige Wirkung



© Prognos AG / Fraunhofer ISI, 2020

Als kurzfristige Preiselastizitäten wurden die Werte aus den vergangenen Mitteilungen der Bundesregierung gemäß Art. 7 EED 2012 (Bundesregierung, 2012) bzw. aus vorhergehenden Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplänen verwendet. Sie wurden in einer Studie von Prognos und GWS (2012) hergeleitet und sind sowohl nach Verbrauchssegment wie auch nach Anwendung differenziert. Die so ermittelten Einsparungen sind in der folgenden Tabelle 46 dargestellt.

Tabelle 46: Verhaltensbedingte Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW

PJ netto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	jährliche Endenergie-einsparung (PJ/a) in 2030 addiert brutto	Endenergie-einsparung (PJ) im Zeitraum 2021 bis 2030 kumuliert brutto
HEL	0,1	0,4	0,6	0,9	0,9	1,3	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	10
Erdgas	0,2	0,7	1,1	1,6	1,7	2,6	3,0	3,0	2,9	2,8	2,8	20
Gesamt	0,4	1,0	1,7	2,5	2,7	3,9	4,6	4,6	4,4	4,3	4,3	30

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Prognos und GWS (2012)

Zusammen mit den Emissionsfaktoren für Erdgas (203 g/kWh) und Heizöl (267 g/kWh) ergeben sich hieraus kumulierte THG-Einsparungen bis zum Jahr 2030 von 1,87 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalenten. Beide Energieträger weisen einen Primärenergiefaktor von 1,1 auf, was eine jährliche Primärenergieeinsparung im Jahr 2030 von 4,7 PJ/a oder 1.314 GWh/a ergibt.

6.6.2.2 Zusätzliche Betrachtung langfristiger Elastizitäten zur Abschätzungen der angestoßenen Investitionsentscheidungen

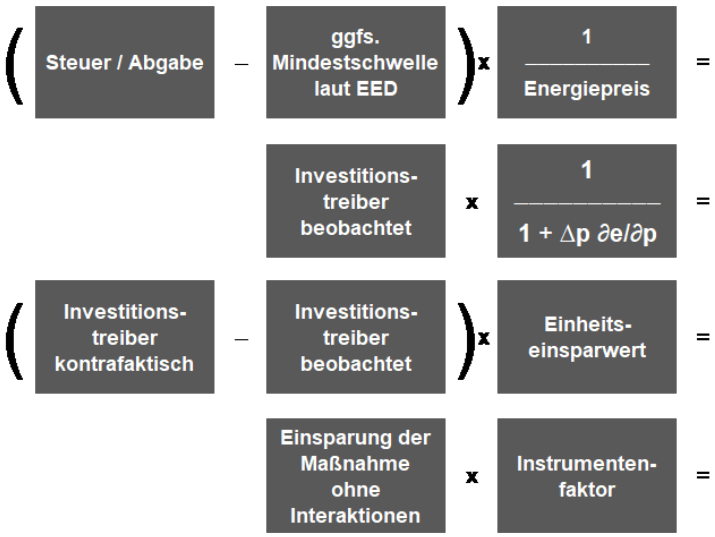
Ein zweiter möglicher Berechnungsansatz trifft zusätzliche Annahmen und Aussagen zu durch die CO_2-Abgabe veränderte Investitionsentscheidungen. Hierbei werden mittels Kreuzpreiselastizitäten Preise in Zusammenhang mit dem Investitionsverhalten beschreibenden Treibervariablen gesetzt, in diesem Fall auf die Vollsanierungsäquivalente im Gebäudebestand.

Bei dem Ansatz werden wie beim ersten zwei Entwicklungspfade in Abhängigkeit von zwei verschiedenen Preisentwicklungen berechnet. Hierbei wird jedoch nicht auf den Energieverbrauch abgestellt, sondern Aussagen für die das Investitionsverhalten beschreibende Treibervariablen hergeleitet. Die Einsparung bestimmt sich dann aus der Differenz der Treibervariablen, multipliziert mit einem Einheitseinsparwert.

Die mit diesem Ansatz ermittelten Einsparungen ergeben sich zusätzlich zu dem geänderten kurzfristigen Verbrauchsverhalten. Die Einsparungen können also addiert werden. Im Gegensatz zur kurzfristigen Verhaltensänderung beträgt die Lebensdauer der hier betrachteten Maßnahmen mehr als ein Jahr – entsprechend der Empfehlungen der EU-Kommission in den Guidance Notes zu Art. 7 EED kann eine Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt werden.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über das Berechnungsschema.

Abbildung 77: Berechnungsschema Preisinstrument, langfristige Wirkung



© Prognos AG / Fraunhofer ISI, 2020

Die so ermittelten Einsparungen sind in der folgenden Tabelle 47 dargestellt.

Tabelle 47: Zusätzliche Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW durch geändertes Investitionsverhalten bzgl. energetischer Sanierung der Außenhülle

PJ netto	Gesamt
2021	0,1
2022	0,1
2023	0,1

PJ netto	Gesamt
2024	0,1
2025	0,1
2026	0,1
2027	0,1
2028	0,2
2029	0,2
2030	0,2
jährliche Endenergieeinsparung (PJ/a) in 2030 addiert netto	1,4
Endenergie-Einsparung (PJ) im Zeitraum 2021 bis 2030 kumuliert netto	6,5

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von [Prognos /GWS 2009]

Analog zum letzten Abschnitt werden unter Berücksichtigung eines mittleren Emissionsfaktors für die Wärmeversorgung auf der Basis des Effizienz-Szenarios der Effizienzstrategie Gebäude die THG-Einsparungen berechnet (siehe Tabelle 48). Die kumulierten Einsparungen betragen somit 0,02 Mio. Tonnen CO_2äq. Mit einem mittleren Primärenergiefaktor von 0,8 ergibt sich weiterhin eine Primärenergieeinsparung von 1,1 PJ/a oder 311 GWh/a.

Tabelle 48: Mittlerer Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung im Betrachtungszeitraum (Quelle: Effizienzstrategie Gebäude und eigene Berechnungen)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emissionsfaktor (g/kWh)	80	78	75	73	70	67	65	62	59	57

6.6.2.3 Quantitative Bewertung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung: Im Ergebnis legt der hier dargestellte Ansatz nahe, dass im Jahr 2030 durch eine haushaltsneutrale Finanzierung des BEW insgesamt 5,7 PJ/a eingespart werden; hiervon sind 4,3 PJ verhaltensbasierte Einsparungen und 1,4 PJ/a Einsparungen durch geändertes Investitionsverhalten bei der energetischen Gebäudesanierung (Sanierung Außenwände) in den Jahren 2021 bis 2030. Die THG-Einsparungen betragen in Summe 1,9 Mio. Tonnen (kumuliert von 2021 bis 2030).

Eine (erhöhte) CO_2-Abgabe könnte noch weitere Lenkungswirkung entfalten, die jedoch bei der Betrachtung hier aus verschiedenen Gründen nicht berücksichtigt werden. Dies sind u. a.

- Anreiz hin zu mehr Wärmepumpen, mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Heizungssystemen oder Fernwärme.
- Wirkung im Neubau. Denkbar ist eine verstärkte Nutzung von Wärmepumpen und eine Verringerung des Heizwärmebedarfs in Neubauten.

Diese Effekte sind in der vorliegenden Analyse jedoch nicht quantifiziert.

Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Die Effekte auf die weitere Entwicklung der KWK und den Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeuger sind ebenfalls primär durch das BEHG und das BEW gegeben und durch die zusätzliche geringe Bepreisung wird kein darüber hinaus gehender Effekt erwartet.

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Förderprogrammen: Die langfristigen Effekte könnten aus genannten Gründen für Investitionssicherheit und mittelfristige Haushaltsunabhängigkeit der Förderinstrumente sein. Die Einsparungen im öffentlichen Haushalt sind den Mittelbedarfen in Tabelle 45, Spalte 2 zu entnehmen. Die Mittel sind aktuell als Förderprogramm eingeplant und würden durch Umsetzung dieser Maßnahme haushaltsunabhängig werden. Die genannten Effekte wären abzuwägen gegen den Verwaltungsmehraufwand und die mit der Maßnahme einhergehende zusätzliche Erhöhung der Komplexität der Energiebepreisung, deren Reduktion auch ein intensiv diskutiertes politisches Ziel darstellt.

Rechtliche Einschätzung

Im Rahmen einer Ausgestaltung dieser Maßnahme wird dringend eine eingehende rechtliche Prüfung insbesondere des EU- und finanzverfassungsrechtlichen Rahmens empfohlen. Aus dieser Prüfung, die sich in einzelnen Argumenten auch eng an anderen Beispielen (Kohlepfennig, BEHG) orientieren kann, können Grundsätze abgeleitet werden, die für die Weiterentwicklung der Maßnahme im Detail wertvolle Leitplanken bilden. Im Hinblick auf den bisherigen Vorschlag ist eine stärkere Konturierung der adressierten Gruppe anzustreben, um die Gruppennützigkeit sowie Gruppenhomogenität nachweisen zu können. Potenziell sind hier verfassungsrechtliche Risiken gegeben, die jedoch maßgeblich durch die Ausgestaltung im Detail adressiert und beseitigt werden können. Die sachliche Rechtfertigung und Unterscheidung zum nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetz liegt maßgeblich durch die verstärkte Wirkung vor, die insbesondere mit dem aktuellen Preispfad bis 2026 nicht ausgeprägt erwartet wird. Eine ausführliche rechtliche Prüfung kann leider im Rahmen dieses Vorhabens nicht durchgeführt werden. Sollte diese Maßnahme aus rechtlichen Gründen nicht weiterverfolgt werden, so ist das vorgeschlagene System doch ein Beispiel für die insgesamt erforderliche Neustrukturierung des Systems von Umlagen und Steuern im Energiesektor.

6.7 Neuentwurf für das System der Modernisierungsumlage für sozial-ökologische Gebäudemodernisierungen

6.7.1 Maßnahmenbeschreibung

Die Modernisierungsumlage nach § 595 BGB ist eine entscheidende wirtschaftliche Voraussetzung für das Ergreifen energetischer Modernisierungsmaßnahmen im Mietwohnungsbestand. Gleichzeitig gilt es, die Akzeptanz und Sozialverträglichkeit der Mieterhöhungen durch Modernisierungen für Mieter sicherzustellen (Stichwort: Warmmietenneutralität).

Die hier vorgeschlagene Maßnahme kombiniert die Absenkung der Modernisierungsumlage mit der Möglichkeit im Gegenzug, dass die Sanierungsförderung beim Vermieter verbleiben kann. Hinzu kommt eine Pufferregelung für Härtefälle: Wenn eine energetische Modernisierung eine unzumutbare Härte für Mieter verursacht, wird ihnen die entstehende Warmmietenerhöhung aus öffentlichen Mitteln bezahlt. Ziel ist ein starker energetischer Sanierungsanreiz, bei gleichzeitig weiter angemessenen Mietkosten. Gewerbeimmobilien sowie die Liegenschaften der Länder und des Bundes sind nicht im Fokus dieser Maßnahme, da die Inanspruchnahme von Förderung hier nicht grundsätzlich voraussetzbar ist.

Die Durchführung von energetischen und damit langfristig klimafreundlichen Modernisierungen von vermieteten Bestandsgebäuden setzt jedoch zunächst einmal voraus, dass Sanierungsmaßnahmen bei Mietern und Vermietern auf grundsätzliche Zustimmung stoßen. Die mietrechtlichen Bestimmungen beeinflussen die Investitionsbereitschaft der Vermieter und die Akzeptanz der Mieter für energieeffizienzgetriebene Sanierungen dabei in wesentlichem Maße.

In Deutschland lebt die Mehrheit der Haushalte zur Miete, somit kommt der Modernisierung des vermieteten Gebäudebestands eine wichtige Rolle bei der angestrebten Emissionsreduktion zu. Dafür sind Rahmenbedingungen notwendig, die Vermieter, Mieter und Staat angemessen an den Kosten und Erträgen energetischer Sanierungen beteiligen.

Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen ist deshalb ein Abbau existierender Sanierungshemmnisse erforderlich: Neben finanziellen Investitionshürden und der Komplexität der vielschichtigen Entscheidungsprozesse aufgrund von großer Akteursvielfalt spielen insbesondere „geteilte Anreize“ in Gestalt des Mieter-Vermieter-Dilemmas (allgemein: Nutzer-Investor-Dilemma) eine zentrale Rolle (Klinski 2009, S.76). Dieses beschreibt den mangelnden Anreiz für Vermieter, energetische Sanierungen durchzuführen, da die eingesparten Energiekosten allein den Mietern zugutekommen.

In Fällen, bei denen sich energetische Modernisierungsmaßnahmen nicht über die eingesparten Energiekosten amortisieren lassen, liegt die Vermutung nahe, dass der Vermieter die Maßnahme ohne Gegenfinanzierung durch den Mieter (etwa bei Selbstnutzung) gemäß dem Wirtschaftlichkeitsgrundsatz nicht durchgeführt hätte (BMV, 2017, S.3). Wird die mögliche Energieeinsparung einer energetischen Modernisierungsmaßnahme überschätzt bzw. die Amortisationszeit unterschätzt, kann für die Sanierungsmaßnahme aus Mietersicht ein Legitimationsdefizit vorliegen.

Gleichzeitig wird mieterseitig angemahnt, dass die jetzigen Rahmenbedingungen den Vermietern umfangreiche, kostenintensive und nur in geringem Maße energiesparende Maßnahmen ermöglichen, die nur zu einer begrenzten Einsparung von „warmen Betriebskosten“ für den Mieter führen und bei hohen umlagefähigen Kosten finanzielle Härten mit sich bringen können (BMV, 2017, S.3). Anders als bei reinen Wohnwertsteigerungen, etwa durch eine Aufwertung der sanitären Anlagen oder einen Balkonanbau, sollte bei energetischen

Modernisierungsmaßnahmen aus Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten eine Warmmietenneutralität die Zielstellung sein. Im Ergebnis sollte der Mieter im Anschluss an die energetische Modernisierung zwar eine höhere Kaltmiete zahlen, die warmen Betriebskosten aber in gleichem Maße sinken.

Im Sinne des Klimaschutzes und der Sozialverträglichkeit müssen für eine stärkere energetische Sanierungstätigkeit deshalb Wege aus dem Investor-Nutzer-Dilemma im Mietwohnungsbestand gefunden werden. Eine Weiterentwicklung des Mietrechts in diesem Sinne kann beispielsweise durch eine Anpassung der Regelungen zu der so genannten Modernisierungsumlage nach § 559 BGB erzielt werden.

Bei einem hohen Anteil an einkommensschwachen Haushalten in bestimmten Regionen sind energetische Sanierungen sowohl für Mieter als auch Vermieter unattraktiv. Einerseits für die Mieter, weil ihre Mietbelastung durch die Modernisierungsumlage deutlich über die ortsübliche Vergleichsmiete steigen kann. Andererseits für die Vermieter, weil die Modernisierungskosten nicht vollständig refinanziert werden können, wenn ein Großteil der Mieterschaft durch die Härtefallregelung die Modernisierungsumlage nicht oder nur teilweise zahlt. Durch die erforderliche Einzelfallentscheidung besteht für beide Seiten ein schwer zu kalkulierendes Risiko.

Hierfür wird zusätzlich vorgeschlagen, die bestehende Härtefallregelung nach § 559 Abs. 4 BGB zu ergänzen: Wenn nach einer ambitionierten Modernisierung finanzielle Härtefälle vorliegen, die nicht nach § 559 Abs. 4 BGB zu einem Ausschluss der Mieterhöhung führen, zahlt die öffentliche Hand die Differenz zwischen der alten und der neuen Bruttowarmmiete. Eine Finanzierung dieser Maßnahmen könnte beispielsweise durch die Bundesebene erfolgen. Hier könnten weiterführende Regelungen im Rahmen des Sozialgesetzbuchs oder im Bereich der Gebäudeförderprogramme des Bundeswirtschaftsministeriums getroffen werden. Dies entspricht für Mieter und Mieterinnen einer warmmietenneutralen Modernisierung (Mellwig & Pehnt, 2020)

Konkret besteht das Maßnahmenpaket also aus den folgenden Punkten:

- Absenkung der Modernisierungsumlage nach §559 BGB von 8 % auf 4 % (unabhängig von der Inanspruchnahme von Fördermitteln) für vermieteten Wohnraum im Privateigentum sowie im Eigentum von kommunalen Wohnungsbaugesellschaften. Gewerbeimmobilien sowie die Immobilien der Länder und des Bundes sind explizit ausgenommen.
- Erweiterung der Härtefallregelung für sozial schwache Mieter und Mieterinnen: Übernahme der Differenzkosten zwischen alter und neuer Bruttowarmmiete durch den Staat.
- Es erfolgt kein Abzug des Förderbetrages von der für die Berechnung der Modernisierungsumlage notwendigen Investitionssumme mehr.
- Darüber hinaus wird eine Umstellung der Förderung auf Investitionsförderung für alle Fördernehmer empfohlen, hier jedoch noch nicht berücksichtigt.

6.7.2 Maßnahmenbewertung

Hinsichtlich des Wirkungsmechanismus von Modernisierungsmieterhöhungen für die energetische Modernisierungsrate sind die wirtschaftlichen Erwägungen des Vermieters entscheidend: Die Investition in bereits bestehende Mietwohnungen soll sich für den Vermieter lohnen. Dies wurde auch schon in anderen Vorschlägen zur Reform der Modernisierungsumlage herausgearbeitet (siehe bspw. Kossmann et al. (2016)), die hier aber nicht näher bewertet werden. Insbesondere in Gebieten mit hoher Nachfrage und hohem Preisdruck können die

Sanierungstätigkeiten durch die Maßnahme auch leicht abnehmen. Der Großteil der Vermieter und Investierenden profitiert allerdings durch das geringere Kapitalrisiko, das mit den geringeren Mietsteigerungen einhergeht. Bei höheren Mietsteigerungen ist das Risiko von Mietausfällen insbesondere in sozial schwächeren Gebieten ohne hohe Nachfrage zu beachten.

Die Effekte für Mieter und Mieterinnen sind wie schon beschrieben besonders in Ballungszentren mit ohnehin höherem Kostendruck und insbesondere in Wohnungen von Eigentumsparteien mit großer Anzahl von Immobilien im Einzelbesitz spürbar. Die größte Wirkung von Veränderungen in den finanziellen Rahmenbedingungen ist ebenfalls in dieser Akteursgruppe zu erwarten. Der Fokus dieser Bewertung liegt daher bei den Effekten im Bestand der Wohnungswirtschaft. Ca. 9 % der Wohnungen in Deutschland sind im Eigentum der Wohnungswirtschaft, was ca. 7 % der Wohnfläche entspricht (Bundeszentrale für politische Bildung (bpb), 2018; Dena, 2018).

Die Möglichkeit der Refinanzierung von Investitionen bleibt auch durch die vorgeschlagene Anpassung der Modernisierungsmieterhöhung gewahrt. Die Umsetzung von Modernisierungsmaßnahmen erlaubt weiterhin höhere Kaltmieten zur Refinanzierung der relevanten Investitionen. Durch den niedrigeren Umlagesatz kommt es jedoch zu längeren Amortisationszeiten. Bei statischer Betrachtung wird sich eine Investition mit dem reduzierten Umlagesatz von 4 % nach spätestens 25 Jahren amortisieren. Zuvor waren es 12,5 Jahre. Der erwartete Amortisationszeitraum liegt für den weit überwiegenden Teil der Modernisierungen innerhalb der Lebensdauer der Maßnahme und ist somit wirtschaftlich tragbar.

Gleichzeitig wird durch die deutlich geringere Umlage eine höhere Akzeptanz von Seite der Mietenden erwartet, da viele Modernisierungen dadurch warmmietenneutral sein können: Für Mehrfamilienhäuser finden sich in der Literatur je nach Ambitionsgrad energiebedingte Modernisierungskosten von 100 bis 250 Euro/m^2 bei einer Vollsanierung. Die Modernisierungsumlage beträgt damit monatlich ca. 0,3 bis 0,9 Euro/m^2. Bei jährlichen Heizkosten von 8 bis 14 Euro/m^2 (Techem, 2019) und Einsparungen durch die Vollsanierung von ca. 50% liegen die Einsparungen bei 0,3 bis 1,2 Euro/m^2 und damit zu großen Teilen deckungsgleich zur Modernisierungsumlage.

Die Umstellung der aktuellen Darlehensbasierten Förderlandschaft bei Mehrfamilienhäusern auf Investitionsförderung würde die Dynamik noch unterstützen und aus Investorensicht die Maßnahme dämpfen. Aktuell besteht nur Investitionsförderung bei Förderanträgen von bis zu zwei Wohneinheiten. Die Ausweitung auf alle Wohngebäude mit drei oder mehr Wohneinheiten wird empfohlen, wurde hier aber nicht explizit berücksichtigt.

Der Effekt von vereinfachter Warmmietenneutralität und direkterer finanzieller Anreize für Eigentümer ist ein Anstieg der Sanierungstätigkeit insbesondere im Bereich der Wohnungswirtschaft. Dieser Anstieg wird im Rahmen dieser Bewertung mit 20 % gegenüber der Referenz-Sanierungsrate angenommen und nur auf die Flächen der Wohnungswirtschaft angewendet.

Der Effekt von vereinfachter Warmmietenneutralität und direkterer finanzieller Anreize für Eigentümer ist ein Anstieg der Sanierungstätigkeit insbesondere im Bereich der Wohnungswirtschaft. Dieser Anstieg wird im Rahmen dieser Bewertung mit 20 % gegenüber der Referenz-Sanierungsrate angenommen und nur auf die Flächen der Wohnungswirtschaft angewendet.

Aus der Bewertung des Klimaschutzprogramms 2030 des NECP (2019), in dem bereits die beschlossenen Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzprogramms vom August 2019 enthalten

sind, wurden die jährlichen gesamten Wohnflächen und die jeweils energetisch sanierten Flächen als Grundlage entnommen.

Der proportional äquivalente Teil der Flächen der Wohnungswirtschaft, der jährlich als energetisch modernisiert angenommen wird, wurde um 20 % erhöht. Dieser Effekt wurde mit dem Status ohne Erhöhung verglichen und die Einsparungen von Treibhausgasen sowie Primärenergie ebenfalls aus den NECP-Szenarien entnommen und entsprechend auf die dargestellten Annahmen skaliert.

Tabelle 49 gibt einen Überblick über die Ergebnisse und die zugrundeliegenden Zahlen für das Jahr 2030. Die Einsparungen sind jeweils kumuliert für die Jahre 2021 bis 2030 dargestellt.

Tabelle 49: Ergebnisse der Maßnahmenbewertung (Quelle: Eigene Berechnungen)

	2030
Wohnfläche 2030 (NECP KSP2030)	4.177 Mio. m²
Modernisierte Fläche 2030 (NECP KSP2030)	59 Mio. m²
Fläche im Eigentum der Wohnungswirtschaft im Jahr 2030	280 Mio. m²
Modernisierung der Wohnungswirtschaft 2030	4 Mio. m²
Zusätzliche Modernisierung durch Maßnahme	0,8 Mio. m²
Kumulierte Primärenergie-Einsparung (Basis: KSP2030)	0,14 TWh / 0,5 PJ
Kumulierte CO_2-Einsparung durch Maßnahme (Basis: KSP2030)	0,2 Mio. t

Auswirkung auf Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbaren Energien: Die Effekte auf KWK und erneuerbare Energien sind eher indirekt und daher nicht Teil dieser Quantifizierung. Durch diese Maßnahme werden einige Modernisierungen auch mit gleichzeitigem Einbau von KWK oder erneuerbaren Wärmeerzeugern vorgezogen, was aber kaum zum verstärkten Einbau der beschriebenen Anlagentechnik führen kann. Im Vergleich zu direkter Förderung von KWK und Erneuerbarer Energien sind diese Effekte nachrangig.

Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Förderprogrammen: Der Großteil der Maßnahme fokussiert auf Änderungen der finanziellen Rahmenbedingungen zwischen Vermietern und Mietern und hat keine Auswirkungen auf den Haushalt des Bundes oder einzelne Förderprogramme. Jedoch hat die empfohlene Härtefallregelung (zur weiteren Akzeptanzsteigerung auch bei einkommensschwachen Haushalten) Rückwirkungen auf den Bundeshaushalt. Nach Schätzungen des ifeu (2020b) beträgt die dafür nötige Summe selbst unter ungünstigen Umständen maximal 80 Mio. Euro je Jahr. Dies könnte sowohl wie andere Hilfszahlungen im Rahmen des Sozialgesetzbuchs (SGB II/IV, Wohngeld o. ä.) geleistet werden oder auch als Sonderzahlungen im Rahmen der Förderung für Gebäudemodernisierung durch das Bundeswirtschaftsministerium.

6.8 Gesamtbewertung

Die nachfolgende Tabelle 50 fasst die Maßnahmen entsprechend der vorgeschlagenen Darstellung der Guidance Note zu Artikel 14 zusammen.

Tabelle 50: Übersicht über die Maßnahmen und die entsprechenden Einsparwirkungen

Kurze Beschreibung der möglichen neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Hauptziel der neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Erwartete Verringerung der THG-Emissionen (2030)	Primärenergie-einsparungen [GWh/a] (2030)	Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK	Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungs mix und am Wärme- und Kälteversorgungs-sektor	Zusammenhänge mit nationalen Finanz-programmen und Kosten-einsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer	Etwaige öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt und der Ermittlung eines möglichen Beihilfeelements
Bundesprogramm effiziente Wärmenetze	Steigerung des Wärmenetzaus- und Umbaus zu defossilisierten Wärmenetzen	Bei insgesamt positiven Rahmenbedingungen 4,1 Mio. Tonnen CO_2äq.	Bei insgesamt positiven Rahmenbedingungen 28 TWh	Verdrängt fossile KWK; positive Förderwirkung auf KWK und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie und Biomasse	Steigert den Anteil beträchtlich um bis zu 23 TWh im Jahr 2030	Keine Kosteneinsparungen für den öffentlichen Haushalt	Fördermittelbedarf in den Jahren 2020-2030 rund 10,5 Mrd. Euro. Beihilferechtliche Prüfung erfolgt, Zulassung über UEBLL
Kostenlose Flächenbereitstellung auf Bundesflächen für EE-Wärme-bereitstellung	Neue Energie-flächenstrategie für öffentliche Flächen	Stark abhängig von Flächenkulisse, bei Annahme eines Instrumentenfaktors von 0,5: 0,07 bis 0,20 Mio. Tonnen CO_2äq. im Jahr 2030	0,8 bis 2,5 TWh/a, bei Annahme eines Instrumentenfaktors von 0,5: 0,41 bis 1,2 TWh/a	Keine, eher leichte Reduktion durch Verminderung der Volllaststunden von fossiler KWK	Erhöht die EE-Wärmebereitstellung signifikant (Grobschätzung: 0,8 bis 2,3 TWh/a)	Eng verzahnt mit dem Bundesprogramm effiziente Wärmenetze; reduziert die Fördernotwendigkeit	Nur entgangene Erlöse

Kurze Beschreibung der möglichen neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Hauptziel der neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Erwartete Verringerung der THG-Emissionen (2030)	Primärenergie-einsparungen [GWh/a] (2030)	Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK	Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungs mix und am Wärme- und Kälteversorgungs-sektor	Zusammenhänge mit nationalen Finanz-programmen und Kosten-einsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer	Etwaige öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt und der Ermittlung eines möglichen Beihilfeelements
Umsetzung wirtschaftlicher Maßnahmen zur Nutzung industrieller Abwärme durch A) eine Abwärmenutzungsverordnung nach BImSchG, oder B) durch Abwärmenutzungsverpflichtung als Gegenleistung beim Spitzenausgleich	Heben eines relevanten Teils der wirtschaftlichen Abwärmenutzungspotenziale in der Industrie, auch durch Einspeisung in Wärmenetze.	In Summe ca. 7,7 Mio Tonnen. CO_2äq. in 2030, hiervon 4,8 Mio. Tonnen CO_2äq. betriebsindividuell und 2,9 Mio. Tonnen CO_2äq. durch netzgebundene Nutzung.	In Summe 30,6 TWh, hiervon 19,8 TWh betriebsindividuell und 10,8 TWh durch die netzgebundene Nutzung.	Derzeit nicht erkennbar.	Derzeit nicht erkennbar.	Reduziert die Inanspruchnahme von vorhandenen Förderprogrammen für wirtschaftliche Maßnahmen, Mittel werden frei, um andere Maßnahmen in die Wirtschaftlichkeit hineinzufördern.	Keine Fördermaßnahme.
Kommunale Wärmepläne für die langfristige Gestaltung der Wärmeversorgung	Umsetzung der Wärmewende, Zieleerreichung Klimaschutzziele im Gebäudebereich.	Als flankierende Maßnahme keinen direkten Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen.	Als flankierende Maßnahme keinen direkten Beitrag zur Primärenergieeinsparung.	Einsatz von KWK durch Sektorkopplung, mittelfristig möglicherweise Verdrängung von KWK durch EE und Abwärme.	Große Auswirkungen, da Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung ein primäres Ziel ist.	Großes Potenzial zu erhöhtem Abruf von Fördermitteln.	Konnexitätsprinzip

Kurze Beschreibung der möglichen neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Hauptziel der neuen Strategie oder politischen Maßnahme	Erwartete Verringerung der THG-Emissionen (2030)	Primärenergie-einsparungen [GWh/a] (2030)	Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK	Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungs mix und am Wärme- und Kälteversorgungs-sektor	Zusammenhänge mit nationalen Finanz-programmen und Kosten-einsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer	Etwaige öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt und der Ermittlung eines möglichen Beihilfeelements
Bepreisung von fossilen Brennstoffen für Wärmeerzeugung, die nicht bereits durch das ETS belastet wird.	Umstellung von Teilen der Finanzierung der Bundesförderung effiziente Wärmenetze auf haushaltsunabhängige Mittel.	1,9 Mio. Tonnen CO_2äq.	1.625 GWh	Keine über BEW und BEHG hinausgehende Effekte.	Keine über BEW und BEHG hinausgehenden Effekte.	Mittelfristige Entlastung des Bundeshaushalts, da eingeplante Fördermittel nicht mehr nötig wären.	Keine.
Absenkung der Modernisierungsumlage, Verbleib der Gebäudeförderung beim Investor, Einführung einer Härtefallregelung	Steigerung der Akzeptanz von Modernisierungsmaßnahmen ohne Benachteiligung von Investoren.	0,2 Mio. Tonnen CO_2äq.	140 GWh	Geringfügiger Anstieg des Anteils aufgrund von umfassenden Sanierungen mit Umstellung des Wärmeerzeugers.	Geringfügiger Anstieg des Anteils aufgrund von umfassenden Sanierungen mit Umstellung des Wärmeerzeugers.	Keine.	Nur durch die Härtefallregelung: Maximal 80 Mio. Euro jährlich.

7 Quellenverzeichnis

AGEE-Stat. (2020). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2019*. Retrieved from https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019.pdf;jsessionid=DCF81E0907E5C03B1F76066AD839C468?__blob=publicationFile&v=26

Agemar, T., Alten, J.-A., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., & Schulz, R. (2014). The Geothermal Information System for Germany - GeotIS. *Zeitschrift Der Deutschen Gesellschaft Für Geowissenschaften 165*, pp. 129–144.

AGFW. (2019). AGFW Hauptbericht 2018. *AGFW | Der Energieeffizienzverband Für Wärme, Kälte Und KWK e. V.* Retrieved from https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

ASUE. (2018). *Innovative Wärmenezte - ASUE-Vortragsreihe auf den Berliner Energietagen am 9. Mai 2018*.

BBSR. (2015). *Wohnungsmarktprognose 2030*.

Benjamin Pfluger et al. (n.d.). *Zweiter Zwischenbericht*.

Berliner Mieterverein e.V. (BMV). (2017). *Mieterhöhungen nach Modernisierung und Energieeinsparung. Empirische Kurzstudie über 200 Maßnahmen im Berliner Mietwohngebäudebestand*. Berlin.

Blömer, S., Götz, C., Pehnt, M., Hering, D., Ochse, S., Hespeler, S., … Huber, B. (2019). *EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA)*. Retrieved from https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf

BMJV. (2006). EnergieStG - Energiesteuergesetz.

BMU. (2020). *Hinweisblatt für strategische Förderschwerpunkte*.

BMWi. (2019). *Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung*. Retrieved from https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

BNetzA. (2017). Ermittlung der Netzkosten. Retrieved April 16, 2020, from https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2019). Merkblatt zu den CO2 Faktoren, 3.

Bundesanastalt für Immobilienaufgaben. (2020). Bundesimmobilien - Immobiliendienstleistungen aus einer Hand.

Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. (2020). *Potenziale für Erneuerbare Energien - Forschungsprojekt zur Eignung von Flächenf ür Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen*.

Bundesministerium fuer Umwelt Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). (2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bmu*. Retrieved from https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan, (663).

Bundesregierung. (2012). *Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission gemäß Artikel 7 der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieef-fizienz (2012/27/EU)*.

Bundestag, D. (2011). *Klimaschutz als kommunale Pflichtaufgabe Ausarbeitung Wissenschaftliche Dienste*.

Bundeszentrale für politische Bildung (bpb). (2018). Datenreport 2018 Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland.

Bürgschaft der Freien Hansestadt Hamburg. (2018). Aufbau und Pflege eines Wärmekatasters für die Freie und Hansestadt Hamburg – Hamburgisches Wärmekatastergesetz (HmbWktG). Retrieved from https://www.buergerschaft-hh.de/ParlDok/dokument/62445/aufbau-und-pflege-eines-wärmekatasters-für-die-freie-und-hansestadt-hamburg-–-hamburgisches-wärmekatastergesetz-hmbwktg-.pdf

C.A.R.M.E.N. (2020). Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte. Retrieved April 16, 2020, from https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte

Chittum, A., & Alberg Ostergaard, P. (2014). How Danish communal heat planning empowers municipalities and benefits individual consumers.

Copernicus. (2018). CLC 2018 — Copernicus Land Monitoring Service. Retrieved July 20, 2020, from https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc2018?tab=download

Dena. (2018). Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. *Dena-Gebäudereport Kompakt 2018*. Retrieved from https://www.powerfuels.org/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaeudereport_dena_kompakt_2018.pdf

Deutsche Bundesbank. (2020). Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere. Retrieved April 16, 2020, from https://www.bundesbank.de/de/statistiken/die-deutsche-wirtschaft-auf-einen-blick/11-umlaufrendite-festverzinslicher-wertpapiere-767240

Deutscher Bundestag. (2011). *Klimaschutz als kommunale Pflichtaufgabe Ausarbeitung Wissenschaftliche Dienste*.

Deutscher Wetterdienst. (2018a). Monthly Average Air Temperature. Retrieved July 20, 2020, from https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/air_temperature_mean/

Deutscher Wetterdienst. (2018b). Monthly Summs of Global Radiation. Retrieved July 20, 2020, from https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/radiation_global/

Deutscher Wetterdienst. (2018c). Monthly Total Sunshine Duration. Retrieved July 20, 2020, from https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/sunshine_duration/

Dirich, S., Gruhler, K., Deilman, C., Petereit, R., Petereit, K., Kunz, C., … Markfort, D. (2011). *Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland* (BMVBS-Online-Publikation 16/2011).

Energiezukunft. (2020). Baden-Württemberg zwingt Städte zur Wärmeplanung. Retrieved from https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/waerme/baden-wuerttemberg-zwingt-staedte-zu-waermeplanung/

Europäische Kommission. (2019a). *Delegierte Verordnung (EU) 2019/826 der Kommission vom 4. März 2019 zur Änderung der Anhänge VIII und IX der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich des Inhalts der umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effizie*.

Europäische Kommission. (2019b). Empfehlung (EU) 2019/1659 der Kommission vom 25. September 2019 zum Inhalt der umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2012/27/EU. *Amtsblatt Der Europäischen Union*.

FernUniversität-Hagen. (2019). Personalkosten (Pauschalsätze).

Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P., & Weber, K. (2018). *Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. Texte 51/2018*. Dessau: UBA. Retrieved from https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf

Fleiter, T., Herbst, A., Hirzel, S., Krail, M., Frassine, C., Aydemir, A., … Naegeli, C. (2017). *Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables) - Work package 3: Scenarios for heating & cooling demand and supply until 2020 and 2030 - Work package 4: Economic Analysis*.

Fleiter, T., Steinbach, J., & Ragwitz, M. (2016). *Mapping and analyses of the current and future (2020-2030) heating/cooling fuel deployment (fossile/renewables)*.

Fleiter, T., Steinbach, J., Ragwitz, M., Arens, M., Aydemir, A., & Elsland, R. (2016). *Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). Work package 1: Final energy consumption for the year 2012.* Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/en/studies/mapping-and-analyses-current-and-future-2020-2030-heatingcooling-fuel-deployment

Foster, S., Love, J., Walker, I., & Crane, M. (2016). *Heat pumps in District Heating: Case studies*.

Fritz, S. (2016). *Economic assessment of the long-term development of buildings' heat demand and grid-bound supply - A case study for Vienna*. Technische Universität Wien.

Fritz, S., & Pehnt, M. (2018). *Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende? Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit*. Heidelberg.

Gerhardt, N., Ganal, I., Jentsch, M., Rodriguez, J., Stroh, K., & Buchmann, E. K. (2019). *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkoplung mit dem Energiesystem -95 % THG- Klimaszenarien Teilbericht im Rahmen des Projektes : Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung UND RÜCKKOP*. Leipzig.

Green Energy Lab. (n.d.). Projekt Spatial Energy Planning Green Energy Lab.

Gündra, H.; Barron, C.; Henrichs, T.; Jäger, S.; Höfle, B.; Marx, S.; Peters, R.; Reimer, A.; Zipf, A. (2015). *Standortkataster für Lärmschutzanlagen mit Ertragsprognose für potenzielle Photovoltaik-Anwendungen*. *Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen, Verkehrstechnik* (Vol. 252).

Hausladen, G., & Hamacher, T. (2011). *Leitfaden Energienutzungsplan*. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesaundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Oberste Baubehrde im Bayerischen Staatsministerium des Inneren. Retrieved from https://www.bestellen.bayern.de/application/eshop_app000009?SID=1388310026&ACTIONxSESSxSHOWPIC(BILDxKEY:%27stmug_klima_00003%27,BILDxCLASS:%27Artikel%27,BILDxTYPE:%27PDF%27)

Heinrich, C., Wittig, S., Albring, P., Richter, L., Safarik, M., Böhm, U., & Hantsch, A. (2014). *Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie*. Retrieved from https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_25_2014_nachhaltige_kaelteversorgung_in_deutschland_1.pdf

Hertle, H., Pehnt, M., Gugel, B., Miriam, D., & Müller, K. (2015). *Wärmewende in Kommunen Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung*. Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung.

HOTMAPS Project. (2020a). HOTMAPS - The open source mapping and planning tool for heating and cooling. Retrieved July 20, 2020, from https://www.hotmaps-project.eu/

HOTMAPS Project. (2020b). HOTMAPS - The open source mapping and planning tool for heating and cooling.

ifeu et al. (2020). *Wissenschaftliche Unterstützungsleistung und Wirkungsabschätzung für ein Basisförder-programm zur Transformation von Wärmenetzen*.

ifeu, GEF, & geomer. (n.d.). *Wärmeatlas 2.0*. Retrieved from https://www.ifeu.de/methoden/modelle/gebaeudemodell/.

Infrastruktur & Umwelt. (2015). *Modellprojekt im Kreis Groß-Gerau - Möglichkeiten einer innovativen, netzgebundenen Wärmeversorgung in kleinen und mittleren Kommunen*. Darmstadt.

Jakubcionis, M., Santamaria, M., Kavvadias, K., Raveschoot, R. P. de, Moles, C., & Carlsson, J. (2015). *Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level*. https://doi.org/10.2790/79453

Jochum, P., Lempik, J., Böttcher, S., Stelter, D., Kranz, T., Mellwig, P., … Hertle, H. (2017a). *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich*.

Jochum, P., Lempik, J., Böttcher, S., Stelter, D., Kranz, T., Mellwig, P., … Hertle, H. (2017b). *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich*. Retrieved from https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/BeuthHS_ifeu_Anlagenpotenzial_Endbericht_2017.pdf

Jugel, C., Schmelcher, S., Czernie, M., Siegemund, S., Schenkluhn, M., Triebelhorn, M., … Taubert, G. (2019). *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende*.

Juhrich, K. (2016). CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. *Climate Change 27/2016*. Dessau: Umweltbundesamt. https://doi.org/10.1016/j.jns.2003.09.014

Kaltschmitt, M., Streicher, W., & Wiese, A. (2013). *Erneuerbare Energien* (5th ed.). (M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, Eds.). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-03249-3

KEA. (n.d.). Das Team.

Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piégsa, A., … Ziegenhagen, I. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030*. Berlin. Retrieved from https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Klauß, S. (2010). *Entwicklung einer Datenbank mit Modellgebäuden für energiebezogene Untersuchungen, insbesondere der Wirtschaftlichkeit*. Kassel, Deutschland: im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) sowie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumentwicklung (BBR).

Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg. (2018). *Statusbericht Kommunaler Klimaschutz*. Retrieved from https://www.status-kommunaler-klimaschutz-bw.de/fileadmin/user_upload/skk_bw/Statusbericht_kommunaler_Klimaschutz_2018-08.pdf

Klinski, S. (2009). *Rechtskonzepte zur Beseitigung des Staus energetischer Sanierungen im Gebäudebestand*.

Kossmann et al. (2016). *Wege aus dem Vermieter-Mieter-Dilemma bei der energetischen Modernisierung: Einspar-abhängige statt kostenabhängige Refinanzierung.*

Landsberg, G., Articus, S., Thöne, M., Junkernheinrich, M., Rosenfeld, M. T. W., & Deubel, I. (2010). Kommunen in der Krise. *Wirtschaftsdienst*, *90*(5), 283–308. https://doi.org/10.1007/s10273-010-1072-y

Landtag von Baden-Württemberg. (2020). Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg.

Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH. (2019). *Sanierungsbericht 2018 - Daten, Fakten und Informationen zur Begbausanierung und Verwahrung in der Lausitz und Mitteldeutschland im Jahr 2018*. Retrieved from https://www.lmbv.de/files/LMBV/Publikationen/Publikationen Zentrale/Sanierungsberichte/Sanierungsbericht_2018.pdf

LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften. (2020). Geothermisches Informationssystem GeotIS. Retrieved May 15, 2020, from https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage

Loga, T., Stein, B., Diefenbach, N., & Born, R. (2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden – zweite erweiterte Auflage –* . Darmstadt.

Maaß, C. (2020). *Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung*. Hamburg. Retrieved from https://www.eex.com/blob/9060/

Matthey, A., & Bünger, B. (2019). *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze Stand 02/2019*. Dessau-Roßlau. Retrieved from https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf

Mellwig, P., & Pehnt, M. (2020). *Sozialer Klimaschutz in Mietwohnungen*. Heidelberg.

Mraz, E. (2019). *): Reservoir characterization to improve exploration concepts of the Upper Jurassic in the southern Bavarian Molasse Basin*. Technische Universität München.

Nagel, A. (2018). Die Kommunalrichtlinie. Retrieved from https://www.kreis-stormarn.de/lvw/forms/5/55/Kommunalrichtlinie_Nagel.pdf

Nagel, F. (2019). *Die Bedeutung kommunaler Wärmepläne aus Sicht eines Landesministeriums.* Retrieved from https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/12/Stiftung-Umweltenergierecht_Expertenworkshop_Sozialverträgliche-Wärmewende_Fabian-Nagel_2019-11-26-1.pdf

Nationale Klimaschutzinitiative. (2020). Zahlen und Fakten. Retrieved from https://www.klimaschutz.de/zahlen-und-fakten

Odgaard, A. M. (2020). Concept for using Hotmaps for district cooling in Hotmaps-Wiki. Retrieved September 24, 2020, from https://wiki.hotmaps.hevs.ch/en/District-Cooling

Öko-Institut, Prognos, & Fraunhofer ISI. (2018). *Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050 Inhaltsverzeichnis*.

Ortner, S., Mellwig, P., Blömer, S., Rettenmaier, N., Pehnt, M., Möhring, P., & Sandrock, Matthias, Akram, P. (2020). *Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen - Dritter Zwischenbericht*.

Papapetrou, M., Kosmadakis, G., Cipollina, A., Com-mare, U. La, & Micale, G. (2018). Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per indus-trial sector, temperature level and country. *Applied Thermal Engineering*, *April*.

Pehnt, M. (2020). *Politikinstrumente zur Dekarbonisierung der Fernwärme*.

Pehnt, M., Mellwig, P., Blömer, S., Hertle, H., Nast, M., von Oehsen, A., … Müller, M. (2018). *Untersuchung zu Primärenergiefaktoren*.

Pehnt, M., Nast, M., Götz, C., Blömer, S., Barckhausen, A., Schröder, D., … Dannemann, B. (2017). Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen", *49*(April).

Persson, U., & Werner, S. (2011a). Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*, *88*(3), 568–576. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020

Persson, U., & Werner, S. (2011b). Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*, *88*(3), 568–576. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020

Persson, U., Wiechers, E., Möller, B., & Werner, S. (2019). Heat Roadmap Europe: Heat distribution costs. *Energy*, *176*, 604–622. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.189

Pezzutto, S., Zambotti, S., Croce, S., Zambelli, P., Scaramuzzino, C., Pascuas, R. P., … Fritz, S. (2019). D2.3 WP 2 Report - Open Data Set for the EU28.

Pfluger, B., Testeegen, B., Franke, B., Deckblatt, H., Bernath, C., Bossmann, T., … Reiter, U. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 2:Modelle und Modellverbund*.

Plenefisch, T., Brückner, L., Ceranna, L., Gestermann, N., Houben, G., Tischner, T., … Bönnemann, C. (2015). *Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen*.

Prognos, & GWS. (2012). *Analyse und Modellierung der Energieverbrauchsentwicklung*.

Purr, K., Günther, J., Lehmann, H., Nuss, P., & et al. (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie - Climate Change 36/2019, 444. Retrieved from https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf

Ralph O. Harthan, Julia Repenning, Ruth Blanck, Hannes Böttcher, Veit Bürger, Vanessa Cook, Lukas Emele, Wolf Kristian Görz, Klaus Hennenberg, Wolfram Jörß, Sylvie Ludig, Felix Chr. Matthes, Roman Mendelevitch, Lorenz Moosmann, Margarethe Scheffler, Kirst, J. S. (2020). Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Retrieved November 10, 2020, from https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/abschaetzung-der-treibhausgasminderungswirkung-des

Repenning, J., Schumacher, K., & Nissen, C. (2018). *Rahmendaten für den Projektionsbericht 2019 - Erarbeitet im Projekt „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Pro-jektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX“)“*.

Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Westholm, H., Schulz, W., Löschan, G., … Köhle, C. (2020). *Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen, Climate Change 31/2020*.

Schlomann, B., Wohlfahrt, K., Kleeberger, H., Hardi, L., Geiger, B., Pich, A., … Roser, A. (2015). *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013 - Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Karlsruhe, München, Nürnberg.

Schöpfer, M. D. (2015). *Absorptions chillers: their feasibility in district heating networks and comparision to alternative technologie*. Tecnico Lisboa.

Solar district heating guidelines. (2012).

Sørensen, P. A., Nielsen, J. E., Battisti, R., Schmidt, T., & Trier, D. (2012). Solar district heating guidelines: Collection of fact sheets. *Solar Distric Heating*, (August), 152. Retrieved from http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf

Staatsministerium Baden-Württemberg. (2020). Novelle zum Klimaschutzgesetz zur Anhörung freigegeben. Retrieved from https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/novelle-zum-klimaschutzgesetz-zur-anhoerung-freigegeben/

Statista. (2020). Gesamtlänger der Autobahnen in Deutschland von 1995-2019. Retrieved September 28, 2020, from https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2972/umfrage/entwicklung-der-gesamtlaenge-des-autobahnnetzes/

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2018). Wohnungen und Gebäude je Hektar: Ergebnisse des Zensus am 9. Mai 2011 in Gitterzellen. Retrieved July 29, 2020, from https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (2020). *Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mikrozensus*.

Statistisches Bundesamt. (2019). *Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mirkozensus 2018*. Retrieved from https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/_inhalt.html#sprg233558

Steinbach, J, Popovski, E., & Fleiter, T. (2017). Policy recommendations to decarbonise European heating and cooling systems. https://doi.org/http://www.progressheat.eu/IMG/pdf/progressheat_d5.5_inclannex_forupload_2017-12-06.pdf.

Steinbach, Jan, Henrich, J., Christ, C., Fritz, M., Billerbeck, A., Ortner, S., & Auberger, A. (2020). *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland (Comprehensive Assessment Heating and Cooling Germany] Gemäß Artikel 14 Absatz 1 und Anhang vIII der Richtlinie 2012/27/EU*.

Steinbach, Jan, & Staniaszek, D. (2015). *Discount rates in energy system analysis Discussion Paper*. Brussels, Karlsruhe. Retrieved from http://bpie.eu/uploads/lib/document/attachment/142/Discount_rates_in_energy_system-discussion_paper_2015_ISI_BPIE.pdf

Techem. (2019). *Techem Energiekennwerte 2019*. Eschborn.

UBA (Hrsg.). (2013). *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden - Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten*. (Umweltbundesamt, Ed.). Retrieved from https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf

Umwelt Bundesamt. (2016). EU-Kommunalabwasserrichtlinie - Karte. Retrieved July 20, 2020, from https://kommunales-abwasser.de/

Umweltbundesamt. (2015, May). Welche Aufgaben kommen auf Ihre Kommune zu?

Umweltbundesamt. (2016). EU-Kommunalabwasserrichtlinie - Karte.

VDI 2067-1. (2012a). *VDI Richtlinie: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. Berlin: Beuth Verlag. Retrieved from http://www-fr.redi-bw.de/db/perinorm/

VDI 2067-1. (2012b). *VDI Richtlinie: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. Berlin: Beuth Verlag.

Wünsch, M., Eikmeier, B., Gores, S., Gailfuß, M., & Antoni, O. (2019). Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung - Analysen zur Enwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. *PROGNOS, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut e.V., Stiftung Umweltenergierecht, BHKW-Infozentrum Im Auftrag Des BMWi*, (April 2019), 1–12. Retrieved from https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Zeitung für Kommunalwirtschaft. (2020). Baden-Württemberg - neues Kompetenzzentrum Wärmewende. Retrieved from https://www.zfk.de/energie/waerme/artikel/8fc809b9cff8479ef9fca4e461e85105/baden-wuerttemberg-neues-kompetenzzentrum-waermewende-2020-07-09/

A Anhang

A.1 Daten zu Teil I.3.a

Die zugrundeliegende Datenbasis wird in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Nutzenergie

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
NUTS Region	**Wohngebäude***	**Dienstleistungen***	**Industrie****
DE111	2.117,22	1100,37	245,07
DE112	2.082,63	645,46	1319,56
DE113	2.793,28	749,31	644,98
DE114	1.596,57	451,66	341,02
DE115	2.391,88	633,19	311,72
DE116	2.347,48	613,38	208,67
DE117	537,78	192,95	26,24
DE118	1.927,81	543,51	127,11
DE119	746,83	299,53	217,95
DE11A	1.294,35	585,70	167,47
DE11B	1.004,88	415,54	148,42
DE11C	911,19	281,01	259,22
DE11D	2.129,42	679,35	1387,29
DE121	340,94	119,72	0,00
DE122	1.178,45	516,10	914,26
DE123	2.634,78	585,42	762,22
DE124	1.319,18	316,77	1155,82
DE125	630,50	275,02	10,74
DE126	1.145,36	523,47	1037,29
DE127	1.052,92	286,87	52,03
DE128	2.782,87	612,44	1437,76
DE129	606,45	212,73	14,88
DE12A	1.109,96	316,81	0,00

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE12B	1.353,50	293,91	74,35
DE12C	925,18	258,03	345,00
DE131	848,41	358,92	244,69
DE132	1.487,40	418,81	180,38
DE133	868,22	241,64	0,00
DE134	2.401,33	658,23	2617,34
DE135	1.101,41	308,51	152,55
DE136	1.463,24	433,28	63,09
DE137	1.019,36	296,97	0,00
DE138	1.567,71	484,46	792,40
DE139	1.146,85	323,39	450,90
DE13A	1.065,12	323,87	135,12
DE141	1.763,00	532,06	442,86
DE142	1.243,88	368,72	53,06
DE143	1.523,87	416,27	1698,50
DE144	589,88	296,22	0,00
DE145	1.352,20	442,08	1509,40
DE146	1.364,26	509,53	833,22
DE147	1.249,09	409,89	0,00
DE148	1.719,57	686,67	1408,83
DE149	943,52	352,90	192,21
DE211	652,01	285,25	562,07
DE212	5.598,89	2850,67	1004,07
DE213	273,75	158,90	0,00
DE214	708,95	263,63	2448,20
DE215	593,16	293,10	188,02
DE216	656,51	243,76	21,66
DE217	788,75	267,93	0,00

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE218	676,84	232,46	44,16
DE219	923,82	238,52	125,87
DE21A	736,04	281,69	153,58
DE21B	902,26	346,92	58,27
DE21C	985,69	290,92	0,00
DE21D	562,34	236,71	0,00
DE21E	694,84	188,44	107,75
DE21F	594,98	219,79	55,47
DE21G	716,17	223,85	312,34
DE21H	1.501,55	857,43	13,94
DE21I	678,31	174,33	779,45
DE21J	860,80	263,69	1822,37
DE21K	1.472,27	545,06	1533,55
DE21L	766,92	237,47	0,00
DE21M	1.144,89	397,22	269,73
DE21N	789,38	270,83	1235,22
DE221	365,74	184,53	152,12
DE222	333,96	203,36	0,00
DE223	260,04	158,49	221,98
DE224	826,92	300,66	195,23
DE225	802,96	195,69	244,31
DE226	843,90	246,10	847,43
DE227	1.044,99	311,16	268,93
DE228	1.511,88	510,16	75,33
DE229	722,76	181,04	214,72
DE22A	943,97	292,62	120,81
DE22B	779,54	158,04	104,42
DE22C	689,96	219,67	810,93

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE231	261,68	134,34	204,07
DE232	697,26	504,71	572,09
DE233	255,16	153,90	84,97
DE234	812,86	207,98	76,58
DE235	1.186,96	299,84	56,46
DE236	936,92	284,80	793,62
DE237	797,24	209,71	761,04
DE238	1.286,34	296,83	358,12
DE239	1.157,37	363,69	516,41
DE23A	637,31	199,18	356,27
DE241	408,33	223,17	104,26
DE242	400,23	256,03	128,65
DE243	240,82	139,01	0,00
DE244	302,46	153,77	10,99
DE245	1.052,92	185,73	525,07
DE246	880,14	200,04	37,10
DE247	624,32	145,15	57,44
DE248	837,34	175,92	99,87
DE249	842,42	216,79	410,14
DE24A	616,38	136,09	485,86
DE24B	578,38	201,80	85,74
DE24C	522,00	173,01	38,81
DE24D	622,73	208,94	303,35
DE251	260,33	132,74	0,00
DE252	519,84	312,77	0,00
DE253	535,98	197,97	48,96
DE254	2.202,61	1288,74	611,64
DE255	229,72	69,09	0,00

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE256	1.322,85	345,95	434,86
DE257	879,19	183,00	33,79
DE258	721,83	147,39	110,00
DE259	1.111,94	271,62	67,10
DE25A	751,02	230,03	262,35
DE25B	860,95	238,73	14,83
DE25C	699,66	200,48	356,23
DE261	290,34	160,72	752,84
DE262	290,68	194,44	0,00
DE263	687,62	493,60	42,22
DE264	1.066,82	217,39	1373,55
DE265	869,01	254,89	0,00
DE266	653,64	199,42	0,00
DE267	672,21	166,94	59,25
DE268	668,68	243,55	386,23
DE269	796,46	185,38	502,28
DE26A	1.044,15	248,41	1070,82
DE26B	836,23	175,44	49,88
DE26C	1.157,21	208,89	536,69
DE271	1.154,03	651,57	680,43
DE272	235,15	123,02	95,12
DE273	314,99	198,61	67,50
DE274	238,75	123,57	16,08
DE275	853,13	302,43	742,59
DE276	1.494,86	405,90	1198,04
DE277	692,53	299,73	242,48
DE278	841,24	280,01	176,73
DE279	977,99	322,36	754,94

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE27A	437,45	193,92	48,75
DE27B	971,22	330,16	671,74
DE27C	946,59	359,51	677,54
DE27D	996,12	379,38	1476,34
DE27E	1.019,22	425,60	274,02
DE300	13.856,62	7466,06	1269,30
DE401	377,34	169,24	1171,20
DE402	471,46	253,63	0,00
DE403	281,31	205,20	79,47
DE404	717,51	445,13	0,00
DE405	1.046,84	402,50	16,63
DE406	1.090,00	359,80	16,78
DE407	867,10	352,89	36,92
DE408	958,69	316,14	949,01
DE409	1.239,35	399,82	1478,03
DE40A	1.235,51	355,31	896,39
DE40B	756,73	326,45	1353,47
DE40C	1.094,89	437,65	3322,91
DE40D	712,92	304,39	2101,56
DE40E	1.329,50	479,22	275,88
DE40F	558,26	216,76	173,44
DE40G	863,35	350,12	347,67
DE40H	1.038,43	447,74	349,67
DE40I	838,16	378,58	480,05
DE501	2.430,18	1340,84	6200,12
DE502	511,69	217,69	101,91
DE600	7.028,41	3607,32	8971,45
DE711	546,09	450,17	0,22

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE712	2.132,64	1622,11	212,84
DE713	370,69	186,43	0,00
DE714	1.037,73	530,36	563,72
DE715	1.449,57	442,58	93,60
DE716	1.510,62	413,90	15,21
DE717	1.034,09	461,40	1893,49
DE718	1.194,70	407,30	10,39
DE719	2.066,33	742,39	365,43
DE71A	1.036,50	373,11	0,00
DE71B	688,51	224,77	0,00
DE71C	1.384,79	444,82	413,36
DE71D	999,26	332,58	0,00
DE71E	1.455,74	526,97	218,23
DE721	1.436,35	623,53	198,98
DE722	1.680,00	623,41	1381,07
DE723	1.145,47	379,93	327,24
DE724	1.354,55	654,49	1717,12
DE725	711,06	334,88	624,80
DE731	937,80	603,24	831,44
DE732	1.355,79	716,91	958,17
DE733	834,33	388,96	231,36
DE734	1.575,27	472,57	167,42
DE735	1.220,82	533,08	87,57
DE736	1.108,68	633,18	856,86
DE737	742,63	292,49	204,17
DE803	703,74	362,15	167,86
DE804	381,25	225,70	0,00
DE80J	1.338,10	591,72	80,69

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE80K	1.035,00	439,09	75,16
DE80L	1.154,14	523,95	266,44
DE80M	603,96	185,30	194,21
DE80N	1.178,86	544,42	156,06
DE80O	1.176,75	439,44	546,19
DE911	1.212,86	546,77	320,83
DE912	569,65	303,41	11877,82
DE913	676,38	251,14	2641,07
DE914	1.110,06	353,06	329,07
DE916	1.063,11	483,78	623,47
DE917	653,83	217,85	9,62
DE918	995,42	428,89	526,49
DE91A	844,69	264,02	1812,11
DE91B	735,86	251,55	719,27
DE91C	2.205,52	879,45	1217,91
DE922	1.324,82	798,23	134,45
DE923	1.101,88	404,58	200,17
DE925	1.764,81	651,84	3322,93
DE926	580,47	217,74	870,90
DE927	851,16	471,24	1017,48
DE928	1.111,49	402,65	556,15
DE929	6.419,09	2242,14	1857,18
DE931	1.244,13	370,50	0,00
DE932	1.306,84	572,86	44,69
DE933	1.420,02	471,22	86,22
DE934	399,57	230,24	114,25
DE935	998,62	369,99	425,74
DE936	732,45	244,75	0,37

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DE937	1.075,40	650,86	745,73
DE938	960,68	444,16	350,71
DE939	1.167,42	487,18	4224,98
DE93A	674,34	316,79	1474,45
DE93B	852,21	343,76	202,83
DE941	411,57	119,25	206,90
DE942	286,82	154,38	49,98
DE943	872,81	355,62	0,00
DE944	823,95	428,83	690,71
DE945	386,41	182,28	495,23
DE946	757,27	368,41	770,17
DE947	1.571,84	424,72	26,79
DE948	952,33	732,86	1167,55
DE949	2.063,45	1274,93	3125,69
DE94A	612,94	278,71	1421,35
DE94B	799,07	422,32	711,61
DE94C	1.254,35	388,91	63,79
DE94D	818,58	419,64	3524,80
DE94E	2.433,56	1137,08	2891,39
DE94F	869,28	567,11	485,99
DE94G	565,99	292,97	1452,70
DE94H	451,20	169,39	0,00
DEA11	2.645,28	1123,73	1213,30
DEA12	1.930,28	706,51	30596,57
DEA13	2.586,41	857,34	3165,45
DEA14	960,48	413,76	4490,31
DEA15	1.134,73	373,48	110,47
DEA16	729,04	228,60	544,34

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEA17	832,17	262,41	550,78
DEA18	629,76	251,20	216,44
DEA19	758,78	241,88	196,21
DEA1A	1.825,95	715,82	313,51
DEA1B	1.608,70	725,38	1001,96
DEA1C	2.123,52	768,77	1783,33
DEA1D	1.945,51	731,37	8079,69
DEA1E	1.433,68	534,09	235,27
DEA1F	2.164,77	766,27	4344,25
DEA22	1.382,64	501,34	373,43
DEA23	3.925,77	1915,26	8501,70
DEA24	678,07	237,85	604,09
DEA26	1.421,88	571,45	2278,60
DEA27	2.166,82	573,02	9207,78
DEA28	1.338,59	393,97	1372,71
DEA29	1.374,58	322,08	91,80
DEA2A	1.870,04	586,21	222,92
DEA2B	1.656,10	393,39	440,50
DEA2C	2.799,38	716,13	492,70
DEA2D	2.851,74	1114,12	1741,14
DEA31	490,79	159,64	0,00
DEA32	1.040,28	398,77	448,80
DEA33	1.440,27	556,39	196,43
DEA34	1.835,61	860,64	391,25
DEA35	1.079,69	341,05	303,24
DEA36	2.871,03	786,95	8614,06
DEA37	2.409,04	901,03	1379,62
DEA38	1.380,07	774,10	1328,31

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEA41	1.921,65	804,40	805,23
DEA42	1.842,50	664,30	2522,39
DEA43	1.693,50	483,21	345,43
DEA44	1.250,38	521,98	570,40
DEA45	2.447,03	777,57	1656,08
DEA46	1.976,07	679,08	338,62
DEA47	1.909,27	871,15	1105,03
DEA51	1.576,32	569,93	499,95
DEA52	2.433,02	854,07	1607,89
DEA53	1.067,68	377,02	1333,57
DEA54	759,67	278,95	498,53
DEA55	646,81	171,51	321,54
DEA56	1.782,69	538,61	1147,46
DEA57	2.103,52	942,80	2796,41
DEA58	2.707,05	1052,66	1252,12
DEA59	1.058,44	325,58	137,45
DEA5A	2.088,25	660,93	1509,47
DEA5B	1.821,84	598,42	2228,77
DEA5C	1.943,47	562,65	3935,01
DEB11	615,20	245,92	443,91
DEB12	949,44	218,72	165,51
DEB13	1.074,36	254,43	65,30
DEB14	1.033,94	265,01	618,01
DEB15	776,19	223,00	0,00
DEB17	1.419,61	380,61	1662,65
DEB18	1.227,10	324,33	508,44
DEB1A	874,00	210,14	385,12
DEB1B	1.619,22	459,92	641,22

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEB1C	561,74	148,16	61,46
DEB1D	856,44	266,05	31,33
DEB21	591,74	237,67	6,23
DEB22	941,81	249,79	388,91
DEB23	898,57	356,18	586,71
DEB24	600,98	168,51	245,71
DEB25	1.121,69	219,61	50,21
DEB31	215,65	64,30	0,00
DEB32	694,58	270,06	119,04
DEB34	673,75	362,37	20962,10
DEB35	834,23	351,33	793,86
DEB36	320,52	74,53	0,00
DEB37	334,53	110,89	0,00
DEB38	228,81	118,20	191,61
DEB39	380,35	118,93	1258,13
DEB3A	279,71	85,94	0,00
DEB3B	727,24	157,78	88,08
DEB3C	889,83	184,30	785,63
DEB3D	609,24	132,49	680,94
DEB3E	690,00	149,06	858,09
DEB3F	1.059,12	192,07	0,00
DEB3G	699,49	111,09	17,20
DEB3H	1.060,45	273,56	0,00
DEB3I	827,65	131,04	0,00
DEB3J	1.121,50	235,63	588,31
DEB3K	947,50	178,92	0,00
DEC01	2.326,02	693,90	806,12
DEC02	925,18	199,72	240,20

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEC03	1.073,35	221,73	252,70
DEC04	1.670,12	381,82	8353,95
DEC05	1.187,91	337,03	840,27
DEC06	844,36	174,06	213,44
DED21	2.051,03	1326,55	608,52
DED2C	1.976,15	809,31	975,40
DED2D	1.929,16	809,14	904,12
DED2E	1.400,78	689,01	1832,75
DED2F	1.514,21	676,35	500,03
DED41	1.102,00	652,46	99,88
DED42	2.497,13	986,30	291,92
DED43	1.982,11	1146,97	776,18
DED44	1.662,87	724,67	215,06
DED45	1.663,34	1069,98	705,13
DED51	1.905,32	1383,69	264,36
DED52	1.437,35	658,32	4312,12
DED53	1.029,60	701,11	1527,10
DEE01	470,54	241,92	0,00
DEE02	931,68	493,02	11,70
DEE03	1.003,55	541,17	13,10
DEE04	641,90	270,14	587,87
DEE05	1.042,55	453,33	314,93
DEE06	570,51	259,99	16,01
DEE07	1.103,42	483,68	2203,53
DEE08	1.210,44	523,99	3024,67
DEE09	1.406,35	584,15	1542,80
DEE0A	947,82	344,48	287,57
DEE0B	1.116,01	495,03	2340,42

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEE0C	1.136,10	545,32	4449,83
DEE0D	697,85	328,45	1133,24
DEE0E	889,64	350,63	7057,08
DEF01	389,50	149,75	0,00
DEF02	947,48	407,37	0,00
DEF03	940,50	332,20	24,80
DEF04	388,13	122,41	51,48
DEF05	875,27	216,96	1083,22
DEF06	1.091,54	212,79	4,60
DEF07	1.041,75	249,62	13,47
DEF08	1.322,60	362,35	341,12
DEF09	1.421,07	325,92	762,54
DEF0A	718,84	146,54	14,40
DEF0B	1.478,63	330,76	17,32
DEF0C	1.220,86	258,79	0,00
DEF0D	1.352,41	344,43	422,57
DEF0E	762,27	207,08	4532,35
DEF0F	1.227,26	274,31	6,83
DEG01	813,72	437,51	31,60
DEG02	426,93	195,60	18,15
DEG03	391,11	196,63	493,52
DEG04	126,04	60,99	0,00
DEG05	270,17	108,67	3,59
DEG06	449,39	243,08	1129,94
DEG07	423,62	223,78	31,11
DEG09	502,74	276,61	246,79
DEG0A	450,17	229,41	0,00
DEG0B	734,44	319,80	77,71

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
DEG0C	558,05	284,60	316,86
DEG0D	380,60	189,09	12,46
DEG0E	391,82	205,73	152,17
DEG0F	501,86	244,77	220,67
DEG0G	443,15	211,33	84,56
DEG0H	257,66	115,89	444,89
DEG0I	635,20	284,98	1023,77
DEG0J	464,32	228,74	143,14
DEG0K	551,28	295,36	2866,23
DEG0L	598,82	289,07	128,68
DEG0M	536,02	217,88	0,00
DEG0N	200,09	76,01	0,00
DEG0P	739,07	307,41	559,46

*Nur Raumwärme und Warmwasser, **Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte und Prozesskälte

Endenergie

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
Nuts Region	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
DE111	*2342,1*	*1460,1*	*633,1*	*1281,8*	*1158,3*	*843,5*	*318,0*	*261,2*	*198,6*
DE112	*2302,6*	*1442,6*	*605,0*	*751,9*	*685,4*	*499,6*	*1794,5*	*1445,2*	*1057,2*
DE113	*3088,0*	*1934,5*	*807,2*	*872,8*	*793,7*	*575,9*	*940,8*	*780,2*	*552,5*
DE114	*1765,1*	*1085,2*	*452,8*	*526,1*	*468,5*	*341,1*	*465,4*	*392,3*	*309,6*
DE115	*2644,2*	*1667,3*	*702,4*	*737,6*	*672,2*	*489,0*	*448,2*	*372,1*	*282,5*
DE116	*2595,1*	*1610,2*	*670,8*	*714,5*	*642,7*	*466,2*	*298,2*	*239,4*	*176,1*
DE117	*594,7*	*357,4*	*151,1*	*224,8*	*195,2*	*140,9*	*37,3*	*30,7*	*23,1*
DE118	*2131,3*	*1340,5*	*566,0*	*633,1*	*574,6*	*422,2*	*182,3*	*150,7*	*109,1*
DE119	*825,9*	*523,2*	*224,9*	*348,9*	*319,0*	*238,1*	*319,3*	*268,6*	*206,5*

	Endenergie [GWh]								
DE11A	1431,6	916,6	398,2	682,3	630,0	474,4	239,9	205,6	160,5
DE11B	1111,3	688,5	294,5	484,0	433,3	322,3	211,2	178,7	138,6
DE11C	1007,4	596,3	247,8	327,3	280,4	203,3	374,5	322,2	255,4
DE11D	2354,4	1435,5	602,7	791,3	697,8	511,1	1979,7	1626,9	1157,7
DE121	377,0	233,0	98,4	139,5	125,3	90,5	0,0	0,0	0,0
DE122	1303,3	781,1	333,2	601,2	522,0	375,5	1327,9	1115,1	752,8
DE123	2912,4	1855,8	775,2	681,9	628,8	458,5	1084,1	928,0	732,5
DE124	1458,3	920,7	384,5	369,0	337,3	245,6	1627,1	1342,0	957,1
DE125	697,3	410,9	173,6	320,4	274,2	195,7	14,8	12,0	9,0
DE126	1266,8	776,6	335,0	609,8	541,2	392,1	1481,0	1243,8	859,8
DE127	1164,0	725,5	304,5	334,2	301,1	220,8	79,1	67,1	53,0
DE128	3076,1	1941,1	812,3	713,4	651,4	474,8	1976,3	1634,8	1248,7
DE129	670,6	393,9	164,0	247,8	212,0	150,9	21,8	18,2	14,3
DE12A	1227,1	756,4	315,5	369,0	330,0	240,3	0,0	0,0	0,0
DE12B	1496,1	923,9	381,9	342,4	306,2	222,4	109,0	93,2	73,9
DE12C	1022,8	629,2	261,6	300,6	268,0	194,5	487,7	394,3	278,9
DE131	938,3	573,5	242,9	418,1	372,2	266,6	342,7	275,1	204,7
DE132	1644,4	1078,8	458,3	487,9	463,0	341,7	262,1	221,7	154,6
DE133	959,8	619,7	262,6	281,5	262,5	193,0	0,0	0,0	0,0
DE134	2654,7	1694,7	716,4	766,7	706,5	517,9	3978,6	3366,8	2587,8
DE135	1217,6	730,4	303,0	359,4	311,9	226,3	229,1	190,3	145,2
DE136	1617,7	977,5	407,3	504,7	442,5	320,1	81,7	68,8	54,8
DE137	1127,0	683,6	284,6	345,9	303,7	220,7	0,0	0,0	0,0
DE138	1733,3	1092,6	460,2	564,3	516,2	375,7	1195,2	1010,1	797,3
DE139	1267,9	795,8	336,2	376,7	341,6	248,6	655,2	554,7	436,5
DE13A	1177,6	731,6	309,1	377,3	338,7	247,5	198,3	166,2	130,3
DE141	1949,2	1217,7	509,9	619,8	561,7	410,6	613,3	500,7	379,0
DE142	1375,2	856,2	357,1	429,5	388,7	282,1	74,7	61,6	47,6

	Endenergie [GWh]								
DE143	1684,7	1029,0	427,0	484,9	428,9	311,3	2442,7	2086,6	1642,6
DE144	652,5	400,0	170,7	345,1	307,2	222,7	0,0	0,0	0,0
DE145	1495,1	947,3	403,1	515,0	470,9	350,4	2187,0	1862,7	1369,0
DE146	1508,6	962,7	412,8	593,5	546,1	407,3	1128,7	937,2	732,3
DE147	1381,1	875,4	371,3	477,5	438,2	321,9	0,0	0,0	0,0
DE148	1901,6	1226,3	528,8	799,9	744,5	555,5	1754,9	1460,4	1149,5
DE149	1043,3	659,7	282,0	411,1	375,4	279,1	289,1	240,6	183,4
DE211	721,1	459,3	196,5	332,3	306,9	224,5	769,6	617,3	448,0
DE212	6193,3	3917,7	1691,8	3320,6	3063,5	2219,0	1267,1	993,7	726,1
DE213	302,9	196,1	85,8	185,1	174,0	128,8	0,0	0,0	0,0
DE214	783,9	487,9	205,8	307,1	280,3	206,9	3405,4	3074,0	2280,1
DE215	656,1	424,4	183,3	341,4	321,2	237,7	279,7	232,9	178,2
DE216	726,0	471,9	201,2	283,9	269,3	199,1	30,1	24,7	19,1
DE217	872,1	572,4	244,0	312,1	298,1	221,1	0,0	0,0	0,0
DE218	748,4	493,8	210,6	270,8	259,4	191,5	68,0	58,0	46,1
DE219	1021,3	644,1	267,7	277,8	257,3	189,1	182,8	157,4	124,9
DE21A	813,9	534,0	228,7	328,1	315,4	235,9	181,4	152,1	121,3
DE21B	997,7	651,4	277,5	404,1	387,3	288,3	76,0	64,5	51,2
DE21C	1089,8	709,5	299,2	338,9	322,2	236,8	0,0	0,0	0,0
DE21D	621,9	393,5	167,1	275,7	255,0	187,3	0,0	0,0	0,0
DE21E	768,2	499,2	209,5	219,5	209,5	154,9	149,2	122,7	94,7
DE21F	657,9	428,6	182,5	256,0	243,5	179,6	80,8	67,9	45,3
DE21G	791,8	501,4	210,8	260,8	241,3	177,3	355,5	295,7	235,3
DE21H	1661,2	1114,5	488,7	998,8	980,5	740,5	21,1	18,0	14,3
DE21I	749,9	479,2	200,1	203,1	190,9	141,2	1064,9	905,7	689,1
DE21J	951,7	617,0	260,8	307,2	289,8	214,0	2492,6	2207,8	1612,2
DE21K	1628,0	1058,7	451,2	634,9	601,8	445,8	2170,4	1826,6	1366,9
DE21L	847,9	555,8	235,1	276,6	263,8	193,6	0,0	0,0	0,0

	Endenergie [GWh]								
DE21M	1265,9	795,9	335,1	462,7	426,2	313,7	390,2	325,6	228,6
DE21N	872,8	563,7	238,8	315,5	297,8	220,3	1761,1	1476,2	1007,7
DE221	404,6	262,3	113,6	214,9	202,4	148,9	209,5	169,3	124,1
DE222	369,5	227,4	98,7	236,9	211,6	155,3	0,0	0,0	0,0
DE223	287,7	179,2	77,9	184,6	166,5	122,9	249,4	208,5	167,1
DE224	914,4	564,6	236,4	350,2	318,4	235,6	290,2	244,4	170,1
DE225	887,6	524,4	213,2	228,0	198,6	143,5	344,4	287,5	221,8
DE226	933,0	578,6	241,7	286,7	259,2	189,8	1188,5	1046,6	792,2
DE227	1155,3	739,3	311,4	362,5	338,5	250,7	375,3	312,7	239,0
DE228	1671,7	1028,2	431,2	594,3	533,5	391,1	110,2	93,9	73,6
DE229	799,0	471,5	192,0	210,9	184,1	133,6	309,4	260,8	202,9
DE22A	1043,7	652,7	273,2	340,9	314,2	233,0	171,1	144,4	113,3
DE22B	861,6	524,7	214,4	184,1	165,4	120,8	139,8	119,0	94,4
DE22C	762,8	473,9	198,6	255,9	232,1	170,9	1133,2	935,9	705,9
DE231	289,5	177,2	75,9	156,5	138,9	101,4	291,6	241,2	185,5
DE232	771,7	498,9	221,2	587,9	552,1	408,9	789,5	649,3	488,8
DE233	282,3	173,7	75,3	179,3	159,8	117,8	123,2	106,1	84,1
DE234	898,6	518,7	211,6	242,3	205,5	148,9	107,5	89,6	69,8
DE235	1312,1	771,6	315,2	349,3	302,1	218,4	82,3	70,1	55,4
DE236	1035,9	631,4	262,9	331,7	294,9	215,3	1103,5	910,0	703,9
DE237	881,3	507,1	206,5	244,3	206,2	148,8	1095,8	941,5	746,1
DE238	1421,9	876,4	362,1	345,8	311,4	227,0	392,7	326,0	261,0
DE239	1279,6	760,3	315,3	423,6	366,7	266,8	745,8	642,0	509,4
DE23A	704,6	404,4	165,8	232,0	195,3	140,9	487,6	405,1	314,9
DE241	451,7	265,3	113,3	260,0	222,0	160,1	121,3	100,1	78,2
DE242	442,9	241,2	102,2	298,2	235,8	168,8	141,2	117,2	93,9
DE243	266,4	153,7	65,4	161,9	135,4	98,1	0,0	0,0	0,0
DE244	334,6	185,3	77,4	179,1	144,4	102,7	15,6	12,9	10,0

	Endenergie [GWh]								
DE245	1163,7	693,3	281,1	216,3	188,2	135,0	757,1	635,1	487,2
DE246	972,9	566,0	229,8	233,0	198,5	142,4	54,1	46,4	36,8
DE247	690,1	396,5	161,0	169,1	142,2	101,9	81,6	69,1	54,3
DE248	925,5	553,0	225,3	204,9	179,1	128,7	144,0	124,1	98,5
DE249	931,3	519,5	209,9	252,5	206,2	147,1	584,5	487,2	350,8
DE24A	681,3	382,6	153,8	158,5	130,2	92,5	702,0	604,5	479,8
DE24B	639,5	360,6	148,0	235,1	194,1	139,9	105,1	86,9	68,3
DE24C	577,2	342,2	141,9	201,5	173,7	125,6	55,6	47,1	36,8
DE24D	688,5	377,3	153,7	243,4	195,1	139,2	432,3	368,8	291,0
DE251	288,0	183,0	78,9	154,6	142,5	104,8	0,0	0,0	0,0
DE252	575,2	353,3	152,7	364,3	324,9	237,1	0,0	0,0	0,0
DE253	592,7	357,9	150,4	230,6	202,7	145,1	68,3	56,3	43,5
DE254	2436,9	1511,4	655,5	1501,2	1354,5	988,0	869,0	713,6	547,3
DE255	254,0	154,6	64,4	80,5	71,1	51,2	0,0	0,0	0,0
DE256	1462,4	863,5	354,1	403,0	349,1	252,7	593,5	492,5	383,2
DE257	971,8	594,1	243,6	213,2	189,9	136,9	53,6	45,5	35,3
DE258	797,9	484,9	199,0	171,7	151,8	109,2	159,5	137,2	108,7
DE259	1229,2	745,6	307,0	316,4	280,1	202,6	96,1	80,7	62,7
DE25A	830,3	493,7	204,4	268,0	233,4	170,1	369,0	306,0	237,7
DE25B	951,8	581,8	241,6	278,1	247,3	180,1	20,6	17,2	13,3
DE25C	773,5	458,3	188,8	233,5	202,6	146,7	515,2	440,7	347,0
DE261	321,2	191,3	82,8	187,2	161,0	117,2	1085,1	905,5	614,1
DE262	321,7	182,3	78,2	226,5	186,4	134,4	0,0	0,0	0,0
DE263	761,0	444,5	191,9	575,0	487,9	352,7	45,8	38,1	30,6
DE264	1179,2	709,4	292,3	253,2	221,1	159,8	2003,3	1686,1	1139,8
DE265	960,8	552,7	226,1	296,9	250,5	180,1	0,0	0,0	0,0
DE266	722,7	412,7	168,7	232,3	195,0	141,0	0,0	0,0	0,0
DE267	743,1	433,2	176,9	194,5	165,5	119,0	77,5	65,3	48,7

	Endenergie [GWh]								
DE268	739,4	452,2	190,1	283,7	253,0	185,8	568,1	487,9	387,5
DE269	880,4	526,1	217,4	215,9	187,7	136,0	737,5	627,6	468,8
DE26A	1154,2	685,5	280,4	289,4	251,2	181,3	1547,1	1330,4	1055,0
DE26B	924,3	532,2	215,4	204,4	171,6	122,8	71,2	60,7	47,9
DE26C	1279,0	769,1	312,8	243,3	214,5	154,8	582,2	480,3	382,8
DE271	1276,7	798,4	346,2	759,0	690,4	504,6	969,2	795,3	561,2
DE272	260,1	159,3	68,5	143,3	127,4	93,4	138,5	116,6	78,1
DE273	348,5	209,5	90,7	231,4	202,2	147,5	104,6	89,0	70,7
DE274	264,1	160,2	68,7	143,9	126,6	92,6	25,3	21,5	16,7
DE275	943,3	594,3	251,4	352,3	322,6	238,2	1031,4	849,1	656,0
DE276	1652,6	1026,7	427,5	472,8	428,6	313,1	1822,8	1551,3	1229,1
DE277	765,9	477,5	203,5	349,1	317,6	236,1	288,8	242,7	193,6
DE278	930,1	577,2	241,7	326,2	296,8	219,1	243,3	206,6	162,6
DE279	1081,3	676,5	284,6	375,5	342,3	251,0	1068,3	901,8	712,0
DE27A	483,8	301,7	128,2	225,9	206,2	151,5	70,3	59,1	45,3
DE27B	1073,9	669,8	280,9	384,6	352,5	260,1	827,2	690,0	526,6
DE27C	1046,8	657,4	277,7	418,8	385,6	286,6	920,7	768,3	550,5
DE27D	1101,5	674,1	283,9	441,9	394,6	290,6	2007,4	1631,5	1229,6
DE27E	1127,2	701,0	297,3	495,8	451,5	332,3	320,1	266,7	211,1
DE300	15328,9	9626,1	4187,5	8696,9	7961,5	5751,6	1560,3	1267,3	975,5
DE401	417,3	233,2	98,1	197,1	160,1	113,5	1820,9	1549,3	1230,9
DE402	521,5	277,0	115,8	295,4	228,0	159,8	0,0	0,0	0,0
DE403	311,3	163,0	69,6	239,0	181,6	128,5	87,4	72,7	58,3
DE404	793,9	474,3	206,2	518,5	450,3	324,9	0,0	0,0	0,0
DE405	1157,6	743,8	318,4	468,9	437,9	323,0	24,3	20,9	16,5
DE406	1205,2	693,9	287,9	419,1	351,3	253,6	24,2	20,7	16,4
DE407	958,9	504,3	207,1	411,1	312,9	222,3	54,6	46,8	37,1
DE408	1060,0	704,4	302,1	368,3	355,6	264,7	1455,4	1241,1	986,0

	Endenergie [GWh]								
DE409	1370,3	865,1	366,2	465,7	427,2	313,6	2128,4	1831,9	1452,2
DE40A	1365,9	852,1	357,7	413,9	375,5	273,6	1374,2	1166,7	921,5
DE40B	836,9	430,3	176,1	380,3	283,2	199,0	1874,7	1690,8	1257,2
DE40C	1210,8	727,0	307,6	509,8	444,7	324,2	5019,0	4238,3	3347,4
DE40D	788,4	459,2	194,1	354,6	299,0	216,0	2857,9	2348,6	1816,9
DE40E	1470,1	989,4	426,6	558,2	544,1	405,8	327,3	275,5	220,2
DE40F	617,3	340,6	141,5	252,5	201,8	143,8	210,3	177,1	141,0
DE40G	954,8	513,6	212,0	407,8	317,5	225,3	501,1	431,7	342,7
DE40H	1148,5	761,0	331,4	521,6	500,4	374,1	484,9	397,9	304,9
DE40I	927,0	512,4	214,5	441,0	353,6	253,0	685,8	573,0	400,0
DE501	2688,5	1638,5	710,6	1561,9	1377,8	1010,8	9039,9	7601,3	5990,9
DE502	565,9	326,1	137,6	253,6	211,8	151,5	142,0	121,7	96,6
DE600	7774,7	4819,1	2076,4	4202,0	3790,7	2733,4	12038,5	9972,6	7697,1
DE711	604,5	370,8	166,4	524,4	464,0	344,8	0,3	0,3	0,2
DE712	2360,5	1421,0	635,0	1889,5	1644,5	1208,4	239,0	198,3	158,2
DE713	410,0	250,9	108,7	217,2	192,2	139,8	0,0	0,0	0,0
DE714	1147,9	716,0	312,3	617,8	557,8	406,9	812,3	691,3	508,8
DE715	1602,7	998,5	420,5	515,5	465,0	340,8	126,4	106,4	83,1
DE716	1670,0	1052,2	442,1	482,1	439,8	322,9	21,4	17,8	13,6
DE717	1143,7	723,8	313,3	537,5	491,7	366,3	2595,7	2083,0	1512,8
DE718	1321,0	841,8	358,4	474,4	438,1	320,9	15,2	13,1	10,4
DE719	2284,9	1464,3	626,6	864,8	803,9	595,6	528,3	442,5	339,1
DE71A	1146,1	732,5	313,2	434,6	403,8	298,9	0,0	0,0	0,0
DE71B	761,3	466,9	195,2	261,8	233,1	170,1	0,0	0,0	0,0
DE71C	1531,1	965,8	412,0	518,2	471,4	345,9	451,2	374,2	299,0
DE71D	1104,9	696,7	294,7	387,4	354,6	260,3	0,0	0,0	0,0
DE71E	1609,7	1038,8	445,8	613,8	572,2	424,6	306,1	243,9	178,3
DE721	1588,5	941,3	397,1	726,3	628,0	459,3	279,0	236,4	186,5

	Endenergie [GWh]								
DE722	1857,7	1101,7	461,7	726,2	623,8	455,3	2068,0	1761,8	1394,1
DE723	1266,5	755,3	315,2	442,6	383,0	278,5	477,3	409,6	324,5
DE724	1498,3	897,0	381,9	762,4	662,5	487,2	2294,6	1930,0	1532,5
DE725	786,5	459,6	194,8	390,1	330,0	242,2	867,4	712,9	550,2
DE731	1037,7	598,9	258,2	702,7	588,1	425,9	1158,2	913,5	655,7
DE732	1499,8	900,9	386,9	835,1	727,4	537,0	1366,5	1149,8	810,9
DE733	922,8	531,9	224,5	453,1	377,8	276,0	353,8	300,8	238,6
DE734	1741,6	1015,8	420,5	550,5	465,7	336,6	233,7	190,0	140,2
DE735	1350,2	790,3	333,7	621,0	526,0	385,2	118,0	97,0	75,1
DE736	1226,6	728,6	313,1	737,6	634,7	469,7	1215,5	998,7	716,2
DE737	821,2	470,3	196,1	340,7	282,8	204,7	293,3	249,0	191,0
DE803	778,5	433,1	183,7	421,8	341,7	240,7	202,2	163,9	125,9
DE804	421,8	227,0	96,1	262,9	205,8	144,7	0,0	0,0	0,0
DE80J	1479,9	794,6	329,0	689,3	537,5	379,5	106,2	88,8	69,8
DE80K	1144,6	683,2	289,2	511,5	442,3	320,0	118,2	100,6	78,2
DE80L	1276,5	725,9	305,7	610,3	502,8	360,3	343,2	260,1	182,4
DE80M	667,7	391,7	162,7	215,9	183,3	131,2	209,9	174,4	140,0
DE80N	1303,9	722,3	302,9	634,2	508,9	362,9	206,4	155,8	108,1
DE80O	1301,2	749,8	312,7	511,9	428,1	307,6	748,1	640,9	509,7
DE911	1341,4	797,1	339,3	636,9	549,4	395,8	423,8	343,5	256,0
DE912	630,2	369,9	161,6	353,4	297,5	222,2	18271,0	15522,5	12318,5
DE913	747,9	437,1	183,5	292,5	247,8	177,2	3615,7	2900,0	2104,9
DE914	1227,3	727,5	305,1	411,3	353,1	257,1	506,8	430,8	341,3
DE916	1175,8	668,0	280,9	563,5	464,2	336,0	930,8	795,5	627,6
DE917	722,9	413,6	171,7	253,8	210,4	151,4	13,5	11,3	8,7
DE918	1100,9	632,3	267,3	499,6	414,5	301,9	742,4	622,4	481,3
DE91A	933,9	553,9	232,2	307,5	263,3	191,6	2578,6	2183,0	1738,2
DE91B	813,6	477,1	200,2	293,0	248,2	180,2	813,1	675,9	537,5

	Endenergie [GWh]								
DE91C	2439,0	1387,7	580,2	1024,4	846,4	609,4	1778,6	1497,2	1120,1
DE922	1465,8	933,8	415,0	929,8	855,0	651,5	166,1	138,1	109,0
DE923	1218,4	703,9	295,0	471,3	394,1	284,8	283,7	236,0	181,9
DE925	1951,5	1128,6	474,4	759,3	635,1	459,5	3985,4	3320,4	2491,0
DE926	641,9	362,2	151,2	253,6	206,9	149,7	1243,0	1053,1	821,0
DE927	941,6	590,1	259,8	548,9	496,4	373,5	1447,9	1228,0	888,5
DE928	1229,0	745,8	317,3	469,0	410,9	301,5	737,4	629,6	501,3
DE929	7097,8	4268,1	1800,5	2611,8	2280,8	1641,3	2662,1	2244,1	1748,1
DE931	1375,5	823,6	345,1	431,6	373,8	271,3	0,0	0,0	0,0
DE932	1445,3	874,3	377,6	667,3	581,2	432,3	59,4	49,4	38,3
DE933	1570,1	1007,1	433,3	548,9	508,0	378,4	94,4	78,5	62,9
DE934	442,1	269,0	118,2	268,2	235,2	176,2	121,4	100,7	80,9
DE935	1104,3	687,7	293,5	431,0	389,6	286,0	473,0	393,9	315,7
DE936	809,9	494,3	209,5	285,1	251,2	184,1	0,6	0,5	0,4
DE937	1189,9	761,1	339,4	758,2	697,4	530,0	805,7	668,6	535,9
DE938	1062,6	652,9	282,9	517,4	458,8	341,3	376,1	312,2	250,7
DE939	1291,1	826,6	360,1	567,5	523,5	392,7	5554,5	4860,1	3591,8
DE93A	745,9	451,3	195,1	369,0	322,2	238,6	1702,6	1407,3	1115,6
DE93B	942,4	582,7	250,3	400,4	357,8	264,7	220,4	183,3	147,2
DE941	455,0	271,2	113,3	138,9	119,7	86,5	263,1	219,6	171,4
DE942	317,3	193,8	86,1	179,8	156,9	118,9	66,9	53,2	38,7
DE943	965,2	611,9	261,5	414,2	379,9	278,4	0,0	0,0	0,0
DE944	911,4	555,8	241,8	499,5	439,8	323,6	1022,9	861,5	618,9
DE945	427,4	233,5	98,7	212,3	167,9	120,1	676,9	611,5	453,2
DE946	837,6	539,7	236,8	429,1	397,6	299,6	871,2	728,7	583,6
DE947	1737,7	1066,8	448,4	494,7	439,0	319,1	35,9	29,7	23,1
DE948	1054,1	690,7	314,8	853,7	803,5	619,1	1248,2	1035,2	831,2
DE949	2283,1	1474,1	657,9	1485,1	1379,7	1050,4	4284,1	3535,1	2573,4

	Endenergie [GWh]								
DE94A	677,9	413,9	178,5	324,7	285,6	212,6	2052,9	1727,8	1171,2
DE94B	884,0	577,1	256,1	491,9	461,5	351,1	796,4	663,2	529,5
DE94C	1386,8	862,2	365,3	453,0	407,3	299,0	91,5	76,7	56,9
DE94D	905,5	585,1	257,9	488,8	455,0	344,6	4681,7	4198,0	3129,4
DE94E	2691,6	1719,7	749,1	1324,5	1225,0	916,4	3932,5	3320,7	2601,7
DE94F	961,9	629,6	283,5	660,6	621,4	474,1	632,1	527,4	409,8
DE94G	626,1	379,7	165,4	341,3	297,6	222,8	2036,1	1734,3	1329,9
DE94H	498,9	306,3	131,4	197,3	174,4	128,7	0,0	0,0	0,0
DEA11	2925,5	1726,5	736,3	1309,0	1122,7	801,1	1775,5	1471,6	1105,7
DEA12	2134,5	1224,4	515,3	823,0	684,6	487,4	47269,5	40314,6	31934,1
DEA13	2859,7	1646,0	687,4	998,7	835,3	590,2	4895,2	4168,2	3309,7
DEA14	1062,2	639,2	274,9	482,0	419,0	305,2	5419,5	4539,8	3548,5
DEA15	1254,6	737,8	308,9	435,0	370,4	264,5	125,7	104,4	83,2
DEA16	806,0	469,5	196,6	266,3	224,6	160,4	838,4	712,9	566,5
DEA17	920,1	534,4	223,0	305,7	257,0	183,2	760,4	688,2	509,4
DEA18	696,4	396,8	165,6	292,6	242,6	172,8	321,9	264,6	198,6
DEA19	838,9	496,6	207,7	281,7	241,9	173,4	306,3	260,5	206,3
DEA1A	2019,2	1165,9	488,4	833,8	702,1	498,6	452,6	382,8	299,7
DEA1B	1779,2	1116,5	486,5	845,0	761,5	570,3	1150,0	960,8	769,5
DEA1C	2348,1	1412,0	601,6	895,5	777,9	565,2	2488,5	2123,1	1687,0
DEA1D	2151,3	1326,4	568,2	851,9	758,2	558,4	11980,8	10162,7	7984,7
DEA1E	1585,4	978,1	420,6	622,1	551,6	407,7	321,3	271,9	214,8
DEA1F	2393,7	1441,1	613,2	892,6	775,1	568,1	6178,7	5453,5	4100,7
DEA22	1528,9	956,3	409,3	584,0	533,7	378,7	538,7	448,0	345,2
DEA23	4342,3	2638,7	1138,9	2231,0	1968,4	1418,1	11715,3	10574,1	7820,1
DEA24	749,8	453,1	192,4	277,1	242,1	175,1	831,1	752,0	554,7
DEA26	1572,4	998,3	430,1	665,7	610,5	454,1	2823,6	2358,0	1730,9
DEA27	2395,4	1500,9	632,9	667,5	604,8	441,6	12748,1	11536,7	8532,5

	Endenergie [GWh]								
DEA28	1479,9	922,5	386,2	458,9	414,2	302,2	1875,0	1573,9	1117,5
DEA29	1519,5	950,7	398,6	375,2	338,5	246,8	140,1	119,5	93,4
DEA2A	2067,6	1268,9	530,4	682,8	607,7	441,6	334,9	282,7	214,8
DEA2B	1830,7	1112,6	462,3	458,2	403,3	290,9	639,4	542,4	385,7
DEA2C	3094,6	1967,6	832,3	834,2	772,4	556,1	723,2	617,0	487,7
DEA2D	3153,6	1929,1	816,3	1297,8	1156,6	839,8	2450,7	2077,6	1634,4
DEA31	542,6	307,2	127,6	186,0	152,2	108,3	0,0	0,0	0,0
DEA32	1150,4	643,9	269,9	464,5	377,2	267,3	628,3	530,2	391,9
DEA33	1592,7	944,8	399,5	648,1	557,2	398,8	277,1	231,3	179,3
DEA34	2030,3	1271,5	556,8	1002,5	901,2	676,8	565,5	474,0	351,0
DEA35	1193,7	745,0	318,2	397,3	356,6	262,8	366,0	308,1	245,8
DEA36	3174,0	1821,5	755,2	916,7	760,9	543,0	11877,2	10714,1	7963,4
DEA37	2663,9	1662,0	714,1	1049,6	944,0	700,1	1776,8	1507,4	1199,6
DEA38	1526,8	957,7	424,8	901,7	811,5	616,3	1885,0	1587,3	1228,0
DEA41	2125,2	1269,6	536,2	937,0	813,3	587,7	1250,1	1063,7	844,5
DEA42	2037,4	1246,8	530,7	773,8	683,0	500,5	3195,9	2615,6	2010,5
DEA43	1872,3	1109,7	459,9	562,9	483,8	349,2	435,7	360,3	282,4
DEA44	1382,8	806,6	340,3	608,0	512,8	374,0	795,3	658,0	509,8
DEA45	2705,5	1600,7	665,9	905,8	777,4	561,2	2178,0	1784,9	1377,7
DEA46	2185,0	1303,9	549,2	791,0	683,2	495,7	424,2	352,5	276,9
DEA47	2111,7	1294,7	556,2	1014,8	898,6	662,1	1504,3	1238,8	952,2
DEA51	1743,0	993,0	415,7	663,9	548,9	389,1	772,3	657,9	521,3
DEA52	2690,3	1576,0	661,9	994,9	845,4	602,0	2245,0	1781,5	1289,0
DEA53	1180,6	658,2	271,5	439,2	356,8	251,4	2071,9	1759,3	1370,7
DEA54	840,0	500,6	211,5	324,9	279,5	202,0	539,4	447,8	358,8
DEA55	715,0	405,0	167,1	199,8	164,3	115,5	442,3	401,8	295,8
DEA56	1970,9	1131,6	471,0	627,4	522,4	373,9	1749,9	1472,8	1149,6
DEA57	2326,5	1377,8	583,9	1098,2	942,4	690,9	3975,8	3308,9	2477,7

	Endenergie [GWh]								
DEA58	2993,6	1722,5	720,8	1226,2	1023,5	738,5	1893,2	1612,8	1272,6
DEA59	1170,2	684,6	282,6	379,2	321,8	231,2	207,1	174,7	129,1
DEA5A	2308,8	1343,3	553,5	769,9	649,9	466,9	2297,0	1951,8	1543,2
DEA5B	2014,4	1210,2	509,8	697,1	604,6	439,8	3111,3	2656,3	2098,5
DEA5C	2148,6	1276,9	533,2	655,4	563,2	405,3	6194,4	5255,0	4088,3
DEB11	680,3	396,2	167,1	286,5	241,7	172,5	683,8	581,2	453,4
DEB12	1049,5	628,7	259,1	254,8	221,3	159,1	238,6	205,3	162,7
DEB13	1187,6	703,7	288,4	296,4	254,4	183,0	93,0	77,6	57,8
DEB14	1143,0	694,3	289,7	308,7	271,4	196,4	871,7	731,4	558,8
DEB15	858,1	505,7	209,1	259,8	222,6	161,3	0,0	0,0	0,0
DEB17	1569,4	946,1	394,1	443,4	387,1	281,1	2472,1	2085,0	1490,3
DEB18	1356,6	815,7	338,6	377,8	328,6	237,4	713,6	632,5	461,3
DEB1A	966,1	570,8	235,4	244,8	209,2	150,3	560,0	480,9	376,3
DEB1B	1790,1	1077,8	447,4	535,7	466,9	338,9	926,3	797,6	633,1
DEB1C	621,0	370,0	153,0	172,6	148,8	107,2	88,6	74,4	57,1
DEB1D	946,9	568,6	237,1	309,9	269,5	195,9	43,5	35,8	27,4
DEB21	654,4	382,9	160,8	276,9	235,2	168,0	9,0	7,7	6,1
DEB22	1041,2	621,0	257,3	291,0	251,5	181,6	547,7	449,1	339,4
DEB23	993,7	604,0	256,1	414,9	364,9	268,4	654,5	543,5	433,7
DEB24	664,4	392,0	161,9	196,3	167,6	120,9	352,8	303,4	241,0
DEB25	1239,8	751,8	309,3	255,8	224,5	161,5	69,7	57,2	43,9
DEB31	238,4	145,7	61,6	74,9	66,1	47,7	0,0	0,0	0,0
DEB32	768,1	448,2	187,0	314,6	266,9	190,7	172,5	147,8	116,9
DEB34	745,3	472,5	209,7	422,1	385,2	287,5	28839,3	26191,6	19291,3
DEB35	922,6	553,6	236,0	409,3	355,6	255,2	857,8	712,2	568,2
DEB36	354,3	213,7	88,5	86,8	75,8	54,1	0,0	0,0	0,0
DEB37	369,9	207,2	85,2	129,2	105,2	74,5	0,0	0,0	0,0
DEB38	253,1	158,1	69,0	137,7	124,2	91,3	276,2	238,0	189,0

	Endenergie [GWh]								
DEB39	420,5	257,5	108,9	138,5	122,4	88,7	1735,3	1570,5	1158,7
DEB3A	309,2	175,8	72,1	100,1	82,5	58,7	0,0	0,0	0,0
DEB3B	803,9	495,6	207,1	183,8	163,1	118,5	110,5	93,4	74,4
DEB3C	983,6	597,9	247,3	214,7	188,7	136,2	957,1	799,8	604,1
DEB3D	673,4	392,9	160,3	154,3	130,5	93,2	971,8	833,7	662,6
DEB3E	762,7	469,1	196,0	173,6	154,3	112,4	1202,5	999,6	766,2
DEB3F	1170,6	676,9	273,6	223,7	188,0	133,5	0,0	0,0	0,0
DEB3G	773,1	433,7	173,3	129,4	105,5	74,2	23,9	19,8	15,3
DEB3H	1172,3	715,7	297,9	318,7	281,5	203,5	0,0	0,0	0,0
DEB3I	914,7	554,6	228,1	152,6	133,4	95,8	0,0	0,0	0,0
DEB3J	1239,6	768,1	320,6	274,5	245,5	177,9	811,8	700,1	527,9
DEB3K	1047,3	591,2	237,5	208,4	170,6	120,7	0,0	0,0	0,0
DEC01	2571,6	1459,6	595,7	808,3	668,8	474,0	1201,6	1008,8	791,1
DEC02	1022,7	586,1	237,4	232,6	193,6	137,5	342,9	288,6	224,3
DEC03	1186,4	659,1	264,2	258,3	208,8	147,1	385,1	326,7	257,3
DEC04	1846,1	1054,2	426,9	444,8	369,9	263,6	12985,6	11049,5	8779,0
DEC05	1313,3	747,0	305,3	392,6	324,1	231,6	1147,2	962,5	747,2
DEC06	933,3	524,0	210,7	202,8	165,6	117,2	295,4	242,5	187,2
DED21	2269,6	1350,3	588,4	1545,2	1337,8	967,3	829,3	668,7	501,6
DED2C	2185,4	1172,7	481,6	942,7	741,1	525,3	1154,0	950,4	744,9
DED2D	2133,5	1129,0	462,4	942,5	730,0	516,4	1258,9	1046,8	812,0
DED2E	1549,4	920,2	393,1	802,6	692,5	503,5	2741,7	2315,0	1823,0
DED2F	1674,7	1011,0	428,9	787,8	693,6	503,7	750,8	638,2	483,7
DED41	1219,3	636,8	267,9	760,0	577,7	406,0	153,8	130,6	103,4
DED42	2761,5	1450,6	588,6	1148,9	888,9	627,4	442,6	374,6	285,3
DED43	2192,9	1183,0	496,8	1336,0	1053,3	754,7	1120,0	946,4	667,0
DED44	1839,1	991,8	408,5	844,1	665,4	470,1	288,8	237,3	181,5
DED45	1840,6	996,2	420,8	1246,4	992,0	718,5	991,2	822,2	625,0

	Endenergie [GWh]								
DED51	2108,8	1242,0	545,3	1611,8	1380,9	999,0	380,7	315,3	240,8
DED52	1589,8	966,7	413,0	766,8	677,7	495,6	5976,0	5385,4	3976,3
DED53	1139,4	682,2	297,0	816,7	714,0	531,1	2195,0	1858,2	1348,1
DEE01	520,5	259,7	107,2	281,8	203,8	142,4	0,0	0,0	0,0
DEE02	1030,6	547,8	230,2	574,3	444,5	311,9	16,9	14,5	11,5
DEE03	1110,2	598,3	252,4	630,4	494,0	348,7	18,9	16,3	12,9
DEE04	709,9	393,2	164,5	314,7	252,7	179,8	822,0	682,1	529,6
DEE05	1153,0	610,1	252,1	528,1	406,8	288,8	454,7	391,6	310,8
DEE06	631,0	360,3	152,5	302,9	250,4	181,3	23,0	19,0	14,7
DEE07	1220,4	703,4	297,6	563,4	470,0	340,3	2761,9	2339,2	1865,1
DEE08	1338,7	729,8	304,6	610,4	482,3	343,0	3928,4	3423,1	2638,0
DEE09	1555,3	849,0	352,2	680,5	539,2	383,1	2237,2	1909,1	1516,0
DEE0A	1048,1	554,0	226,3	401,3	307,7	216,7	430,2	364,8	288,4
DEE0B	1234,3	703,7	296,6	576,6	476,4	344,8	3231,8	2923,2	2155,6
DEE0C	1256,6	681,1	284,8	635,2	498,6	355,9	5648,2	4909,8	3793,4
DEE0D	771,9	411,8	171,4	382,6	295,7	209,7	1596,3	1340,7	909,3
DEE0E	983,8	530,8	219,1	408,4	319,5	226,4	9699,4	8788,6	6484,7
DEF01	430,7	260,7	110,3	174,4	153,3	109,9	0,0	0,0	0,0
DEF02	1047,9	608,6	256,3	474,5	400,8	284,9	0,0	0,0	0,0
DEF03	1039,9	618,9	259,8	387,0	334,4	239,0	37,1	31,2	24,6
DEF04	429,1	245,8	101,8	142,6	118,4	84,2	59,7	49,6	39,4
DEF05	967,6	573,4	237,6	252,7	217,2	156,9	1490,2	1352,3	996,2
DEF06	1206,5	752,7	312,9	247,9	224,8	162,5	6,4	5,2	4,0
DEF07	1151,6	691,6	285,7	290,8	253,8	182,1	14,3	11,9	9,5
DEF08	1462,2	883,5	367,9	422,1	370,6	267,1	380,6	314,9	250,9
DEF09	1570,8	983,0	411,7	379,7	344,5	249,6	943,5	787,8	578,2
DEF0A	794,6	487,7	201,5	170,7	152,1	109,4	19,9	16,4	12,6
DEF0B	1634,5	995,4	411,9	385,3	341,6	246,6	23,7	19,0	13,8

	Endenergie [GWh]								
DEF0C	1349,5	822,6	339,8	301,4	267,5	192,7	0,0	0,0	0,0
DEF0D	1495,0	942,7	396,6	401,2	367,0	267,3	603,1	505,3	388,4
DEF0E	842,7	505,6	211,3	241,2	209,4	151,6	6367,3	5648,8	4299,6
DEF0F	1356,6	846,5	353,9	319,5	289,3	209,8	9,5	7,8	6,0
DEG01	900,2	508,8	216,9	509,6	418,7	299,0	45,4	38,8	30,6
DEG02	472,2	240,0	98,9	227,8	168,4	116,9	26,2	22,2	17,5
DEG03	432,6	228,7	95,2	229,0	176,0	123,5	709,3	604,7	475,5
DEG04	139,4	71,8	29,5	71,0	53,1	37,4	0,0	0,0	0,0
DEG05	298,8	170,7	71,2	126,6	105,2	74,5	5,2	4,5	3,5
DEG06	497,1	278,7	118,0	283,2	229,3	167,7	1620,7	1393,6	1105,4
DEG07	468,6	259,0	109,6	260,7	208,5	150,7	44,8	38,6	30,6
DEG09	556,2	313,3	133,1	322,2	262,1	190,6	362,0	311,0	247,0
DEG0A	498,0	270,0	113,4	267,2	209,3	151,0	0,0	0,0	0,0
DEG0B	812,3	446,8	184,9	372,5	296,7	212,9	112,7	94,9	65,1
DEG0C	617,3	360,0	152,9	331,5	279,8	205,1	398,8	330,0	258,0
DEG0D	421,0	246,9	105,2	220,3	186,4	136,8	17,9	15,4	12,1
DEG0E	433,4	240,7	101,0	239,6	192,8	139,7	220,3	189,5	150,4
DEG0F	555,1	319,8	134,9	285,1	238,5	173,7	323,7	278,0	220,4
DEG0G	490,2	293,0	124,8	246,2	212,7	156,2	92,3	76,7	61,4
DEG0H	285,0	150,1	61,5	135,0	103,2	73,6	638,2	546,4	432,2
DEG0I	702,5	382,4	158,4	332,0	262,0	187,4	1576,6	1343,6	1067,5
DEG0J	513,6	293,1	124,2	266,5	219,6	160,3	210,0	178,9	141,1
DEG0K	609,9	345,9	146,6	344,1	282,2	206,0	4229,1	3561,9	2521,3
DEG0L	662,4	363,2	152,2	336,7	267,3	193,0	175,1	147,5	108,9
DEG0M	592,8	305,1	125,0	253,8	189,3	133,0	0,0	0,0	0,0
DEG0N	221,3	117,0	48,2	88,5	68,1	47,4	0,0	0,0	0,0
DEG0P	817,3	448,1	185,6	358,1	284,2	204,2	846,4	714,6	563,0

A.2 Technologiesteckbriefe

Folgende Steckbriefe für Wärmenetztechnologien wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens entwickelt:

Wärmenetztechnologien:

1. Heizwerk Tank-Kessel mit Erdgas und Öl
2. Heizwerk Wasserrohrkessel mit Erdgas, Öl, Biomasse, Biogas, Abfall
3. Heizwerk Wiederstandkessel und Elektrodenkessel
4. Direkte und indirekte Nutzung der Geothermie
5. Solarthermie, Flachkollektoren und Vakuumkollektoren
6. Kompressions-, Gas- und Absorptionswärmepumpen
7. KWK Dampfturbine
8. KWK Gasturbine
9. Gas- und Biogasmotor (BHKW)
10. Brennstoffzelle: Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)
11. Abwärme: Rohrbündelwärmetauscher und Plattenwärmetauscher
12. Wärmenetze: Stichleitung und Betriebskosten
13. Wärmespeicher: Behälterspeicher /TTES), Grubenspeicher (PTES), Aquiferspeicher (ATES)
14. FW-Hausstationen

Dezentrale Technologien

1. Erdgas Brennwertkessel
2. Öl Brennwertkessel
3. Pelletkessel
4. Sole/Wasser-Wärmepumpe
5. Luft/Wasser-Wärmepumpe
6. Dezentrale Solarthermie

Die Technologiedaten, die im Folgenden für die einzelnen Technologien angeführt sind, umfassen insbesondere Daten zu:

a) Wirtschaftliche Parameter (Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Energiepreise und –steuern)

b) Technische Parameter (Leistung, Nutzungsgrad, Vollbenutzungsstunden, Lebensdauer)

c) Ökologische Eigenschaften (Emissionen, Primärenergiebedarf)

A.2.1 Heizwerk Tankkessel

Tabelle 51: Technologiesteckbrief Heizwerk Tankkessel

1.1	**Technologie**	**Heizwerk**
1.2	**Technischer Begriff**	**Tank-Kessel**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Diese Kessel sind unterteilt in einen Mantelabschnitt für das heiße Abgas und den Rohrabschnitt, in dem das im Fernwärmenetz eingesetzte Wasser erwärmt oder zu Dampf verdampft wird. Basierend auf der Temperatur der Abgase können diese Kessel weiter in zwei Gruppen unterteilt werden: konventionelle Technik (Abgase > 150°C) und Brennwerttechnik (Abgase < 55°C). Die Brennwerttechnik zeichnet sich durch höhere Wirkungsgrade von ca. 10% aus.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Tankkessel sind im Bereich von 1 bis 20 MW hochverfügbar. Die am häufigsten verwendeten Brennstoffe sind Erdgas und Öl.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	80	300	110	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	50	250	110	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	50	250	110	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,17*x^(-0,15)				

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	1	5	3	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	1	5	3	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	1	5	2	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	0,5				

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	30	25	[1]	
4.2	Abschreibungsdauern	a			15	[12]	Fundstelle: 3.1.1
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	85	98	93	[1]	Bezogen auf den Brennwert

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.2 Heizwerk Wasserrohrkessel

Tabelle 52: Technologiesteckbrief Heizwerk Wasserrohrkessel

1.1	**Technologie**	**Heizwerk**
1.2	**Technischer Begriff**	**Wasserrohrkessel**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Die Grunddefinition eines Wasserrohrkessels ist, dass Wasser in Rohren durch heiße Gase erwärmt wird oder zu Dampf verdampft wird.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Wasserrohrkessel werden auch für höhere thermische Leistungen über 20 MW_{th} eingesetzt und da es viele verschiedene Typen gibt, können diese Kessel für fast alle Brennstoff- bzw. Brennersysteme ausgelegt werden.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	50	600	220	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	50	600	200	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	50	600	180	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,27*x^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Erdgas
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,28*x^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Biogas
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,32*x^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Öl
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,8*x^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Biomasse
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=1,33*x^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Abfall

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	1	20	4	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	1	20	4	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	1	15	3	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	0,2			[1]	

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	50	35	[1]	
4.2	Abschreibungsdauern	a			15	[12]	Fundstelle: 3.1.1
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	85	96	87	[1]	Brennstoff: Erdgas
4.4	Nutzungsgrad thermisch	%	75	93	78	[1]	Brennstoff: Biogas
4.5	Nutzungsgrad thermisch	%	75	95	81	[1]	Brennstoff: Öl
4.6	Nutzungsgrad thermisch	%	75	95	84	[1]	Brennstoff: Biomasse
4.7	Nutzungsgrad thermisch	%	75	95	81	[1]	Brennstoff: Abfall

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.3 Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel

Tabelle 53: Technologiesteckbrief Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel

1.1	**Technologie**	**Heizwerk**
1.2	**Technischer Begriff**	**Elektroden und Widerstandkessel**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Elektrokessel nutzen elektrische Energie direkt um Wärmeenergie zu erzeugen. In der Fernwärmeerzeugung werden entweder elektrische Wiederstandkessel oder Elektrodenkessel eingesetzt.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Typischerweise werden die elektrischen Wiederstandkessel, für kleine und mittlere Anwendungen, von mehreren kW bis hin zu 15 MW eingesetzt. Die Elektrodenkessel liegen im Bereich zwischen 10 und 50 MW.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen(heute):	k€/MW_{th}	60	200	120	[1]	
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/MW_{th}	60	200	120	[1]	
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/MW_{th}	60	200	120	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,20*x^(-0,20)			[1]	

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	0,3	0,7	0,5	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	0,3	0,7	0,5	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	0,3	0,7	0,5	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	0,2				

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	20	20	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			15	[12]	Fundstelle: 3.1.1 / 3.1.9
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	96	99	98	[1]	

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.4 Geothermie

Das im Rahmen des Projekts entwickelte, dynamische Exceltool kann auf Anfrage von den Forschungsnehmern zur Verfügung gestellt werden. Das Excel-Tool erlaubt die Variation einzelner Parameter zur Kostenermittlung.

A.2.5 Zentrale Solarthermie

Tabelle 54: Technologiesteckbrief Zentrale Solarthermie

1.1	**Technologie**	**Solarthermie**
1.2	**Technischer Begriff**	**Flachkollektor oder Röhrenkollektor**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Der Absorber, im Kollektor eingebaut, wandelt die Einstrahlung in Wärme um. Die Beschichtung des Absorberblechs sorgt dafür, dass viel Wärme aufgenommen wird. Der Wärmeverlust wird durch eine Wärmedämmung auf der Rückseite und den Seitenflächen verhindert. Der Transport der Wärme von dem Kollektor erfolgt über die Solarflüssigkeit (meistens Wasser mit Frostschutzmittel versetzt). Der Röhrenkollektor hat geringere Wärmeverluste als ein Flachkollektor. Die Absorberfläche befindet sich in mehreren Vakuumröhren, dadurch wird der Wärmeverlust deutlich reduziert. Mehrere Röhrchen sind über ein Sammelrohr am Rahmen vom Röhrenkollektor mit dem Kollektorkreis verbunden.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Die Kollektorflächen werden auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Solche Anlagen werden solarthermische Großanlagen genannt. Es gibt unterschiedliche Varianten: solar unterstützte Nahwärme zur solaren Vorwärmung, solar unterstützte Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher und solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen(heute):	€/m2	290	560	430	[1]	
2.2	Spez. Investitionen(2030):	€/m2	270	500	380	[1]	
2.3	Spez. Investitionen(2050):	€/m2	260	450	360	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,661*x^(-0,165)			[1]	Flachkollektor
2.5	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x)=0,978*x^(-0,15)			[1]	Röhrenkollektor

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	€/m2	0,7	3,1	1,8	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	€/m2	0,6	2,6	1,5	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	€/m2	0,6	2,1	1,2	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh					

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	35	25	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			10	[12]	Fundstelle: 3.1.7
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	33	43	34	[1]	Flachkollektor
4.4	Nutzungsgrad thermisch	%	37	46	37	[1]	Röhrenkollektor

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Kostensenkungspotenzial vorhanden, vor allem im System (Standardisierung, Projektplanung, Installation etc.).

A.2.6 Zentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 55: Technologiesteckbriefe Zentrale Luft/Wasserwärmepumpe

1.1	**Technologie**	**Luft/Wasser Wärmepumpen (WP) 3 MW bis 10 MW**

1.2	**Technischer Begriff**	**Kompressionswärmepumpe Luft/Wasser**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung in Wärmenetz**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Mittels einer Wärmepumpe wird der Luft Wärme entzogen, auf ein gewünschtes Temperaturniveau angehoben und ins Gebäudeinnere bzw. Wärmenetz übergeben. Die Wärmeübertragung von der Wärmequelle erfolgt mit Hilfe eines Kältemittels, das schon bei niedrigen Temperaturen verdampft. Ein Verdichter erhöht den Druck des Kältemittels, dadurch wird das Kältemittel erhitzt. Die Energie geht dann weiter auf das Heizsystem über und das Kältemittel kühlt sich wieder ab und wird wieder flüssig. Strom, Gas oder Abwärme können als Antriebsenergie dienen.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Großwärmepumpen erreichen nach dem Stand der Technik derzeit Vorlauftemperaturen von etwa 80 °C. Für die Einbindung in konventionelle Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen in der Regel über 100 °C.

	Investitionskosten spezifisch	**Einheit**	**1 MW**	**3 MW**	**10 MW**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen(heute):	k€/M W_{th}	1.400	950	860	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/M W_{th}	1.100	760	680		
	Davon für Installation	k€/M W_{th}	260	170	140		
	Davon für Netzanschluss	k€/M W_{th}	30	20	20		
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/M W_{th}	1.300	860	760	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/M W_{th}	1.000	680	610		
	Davon für Installation	k€/M W_{th}	240	150	140		
	Davon für Netzanschluss	k€/M W_{th}	30	20	20		
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/M W_{th}	1.300	860	760	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	a*ln(x)+b	a	b		Abgeleitet aus dargestellten Werten
		M€/MW_{th}		-231,97	1.332,99		
Anmerkung			Gültig für 1 bis 10 MW				

	Betriebskosten	**Einheit**	**1 MW**	**3 MW**	**10 MW**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/M W_{th}	2	2	2	[15]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/M W_{th}	2	2	2	[15]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/M W_{th}	2	2	2	[15]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	2,7	2,2	2,2	[15]	Kompression WP
3.5	Startup Kosten	EURO/MW/Start	10	10	10		

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	25	25	[15]	
4.2	Abschreibungsdauer	a	14	14	14	[12]	Fundstelle: 3.1.8
4.3	Effizienz Lorenz Prozess 2020	%	47	53	60	[15]	
4.4	Effizienz Lorenz Prozess 2050	%	51	58	62	[15]	
4.5	COP 2020	%	275	311	352		

4.5	COP 2050	%	299	340	363		Siehe 6.1. Bei Fernwärme VL85/RL45,Wärmequelle 9°C, DeltaT = 4°C

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Effizienzsteigerung Die zu erwartende Verbesserung der Effizienz bei großen Luftwärmepumpen im Bereich von 1 bis 10 MW ist technologieseitig mit der Steigerung der "Lorenz-Effizienz" bis 2050 dargestellt (siehe 4.3,4.4). Die Effizienz basiert auf installierten und geplanten Anlagen, die insbesondere in Dänemark und Finnland in Wärmenetzen installiert sind. Da die Gesamteffizienz von den Wärmesenkentemperaturen abhängt, ist auch eine weitere Steigerung des COP durch die Absenkung der durchschnittlichen Wärmenetztemperaturen in Zukunft zu erwarten. Die Absenkung von VL85/RL45 auf VL60/RL35 führt bei gleicher technologieseitiger Effizienz der 1 MW Wärmepumpe zu einem Anstieg des COP von 2.78 auf 4.01. Senkung der Investitionskosten Kompressionswärmepumpen haben ein Potenzial zur Kostensenkung. Im Idealfall könnten sich in Zukunft die Investitionskosten an jene von Geräten für die industrielle Kälteerzeugung annähern. Kompressionswärmepumpen in großem Maßstab stammen aus der industriellen Kältetechnik, wobei die gleichen Prinzipien und viele der gleichen Komponenten verwendet werden. Wärmepumpen erfordern jedoch einen höheren Arbeitsdruck, was bedeutet, dass einige der Hauptkomponenten spezifiziert werden müssen und den Leistungsbereich einschränken. Großwärmepumpen für hohe Vorlauftemperaturen sind immer noch selten, was bedeutet, dass die Produktionszahlen bestimmter Komponenten gering sind. Die meisten Großwärmepumpen, die in Europa und insbesondere in Dänemark und Finnland als Marktführer installiert sind, sind Sonderanfertigungen und erfordern in jedem Fall einen hohen technischen Aufwand. Dies liegt zu einem großen Teil daran, dass die Anwendung noch relativ neu ist. Da immer mehr Anlagen gebaut werden, ist zu erwarten, dass die technischen Prozesse systematisiert und Berechnungswerkzeuge entwickelt werden, um eine schnelle Spezifikation und Konstruktion zu gewährleisten.

6.1	Weitere Anmerkungen: Berechnung des COP	Größere Anlagen erzielen durch den Einsatz komplexerer Systemkomponenten höhere Wirkungsgrade. Im Hinblick auf Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle bestehen die kleineren Anlagen (1 MW) typischerweise aus Luftkühlern auf Glykolbasis und einem einzigen Kondensator, während größere Anlagen (10 MW) Direktverdampfer, mehrere Kondensationsstufen und effizientere Komponenten verwenden. Aus diesem Grund ist es möglich, höhere Wirkungsgrade als die für die kleineren Anlagen angegebenen, zu erreichen. In der Praxis überwiegen jedoch in der Regel die Investitionskosten die Vorteile. Bei größeren Anlagen ist die Optimierung rentabler. Eine genaue Berechnung des COP der Wärmepumpe erfordert die Einbeziehung des jeweiligen Einsatzgebietes. Hierbei sind insbesondere die Vor- und Rücklauftemperaturen (Tin,sink, Tout, sink) des Wärmenetzes und die Temperatur der Wärmequelle (Tin,source) und die Absenkung dieser durch die Wärmepumpe (Tout, source = Tin,sourc - delta T) entscheidend. Der theoretische COP kann als "Carnot COP" oder "Lorenz COP" berechnet werden, der die mechanische Arbeit mit Temperaturunterschieden in der Stromerzeugung, Kälte- und Wärmepumpentechnik in Beziehung setzt. Carnot betrachtet einen einzigen Kältekreislauf mit einem Verflüssiger und einem Verdampfer und setzt die mechanische Arbeit in Beziehung zum Temperaturunterschied zwischen Verflüssiger und Verdampfer. Die Lorenz-Berechnungsmethode ist für "gestufte" Carnot-Zyklen vorzuziehen, bei denen die Erwärmung und/oder Abkühlung in mehreren Schritten erfolgt, was bei Fernwärme mit einem Temperaturanstieg von 30-50 K der Fall ist. Bei solch hohen Temperaturanstiegen umfasst ein Wärmepumpensystem typischerweise mehrere Kondensatoren in Serie, was bedeutet, dass das System aus mehreren Rankine-Zyklen besteht. Der Lorenz-Zyklus ist in diesem Zusammenhang dem Carnot-Zyklus vorzuziehen, da dieser mehr Schritte im Zyklus umfasst. Der reale COP der Wärmepumpe ergibt sich aus dem theoretischen Lorenz COP multipliziert mit der "Lorenz" Effizienz der jeweiligen Wärmepumpe.

A.2.7 Seewasser Wärmepumpe

Tabelle 56: Technologiesteckbrief, Seewasserwärmepumpe

1.1	**Technologie**	**Seewasser-Wärmepumpen (WP) 3MW bis 10 MW**
1.2	**Technischer Begriff**	**Kompressionwärmepumpe Wasser/Wasser**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Mittels einer Wärmepumpe wird Wärme dem Erdreich, Luft oder Wasser entzogen, auf ein gewünschtes Temperaturniveau angehoben und ins Gebäudeinnere bzw. Wärmenetz übergeben. Die Wärmeübertragung von der Wärmequelle erfolgt mit Hilfe eines Kältemittels, das schon bei niedrigen Temperaturen verdampft. Ein Verdichter erhöht den Druck des Kältemittels, dadurch wird das Kältemittel erhitzt. Die Energie geht dann weiter auf das Heizsystem über und das Kältemittel kühlt sich wieder ab und wird wieder flüssig. Strom, Gas oder Abwärme können als Antriebsenergiedienen.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Großwärmepumpen erreichen nach dem Stand der Technik derzeit Vorlauftemperaturen von etwa 80 °C. Für die Einbindung in konventionelle Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen oft über 100 °C. Die hier dargestellten Werte beziehen sich auf eine Seewasser-Wärmepumpe. In Skandinavien kommt diese insbesondere mit Meerwasser zum Einsatz. In Deutschland gibt es erste Planungen für Seewasserwärmepumpen in Baggerseen, die in ehemaligen Braunkohlerevieren entstehen.

	Investitionskosten spezifisch	**Einheit**	**20 MW**			**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen(2020):	k€/M W_{th}	480			[15]	Investment im Jahr 2020-Preisbasis ist 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/M W_{th}	400				
	Davon für Installation	k€/M W_{th}	70				
	Davon für Netzanschluss	k€/M W_{th}	10				
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/M W_{th}	380			[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/M W_{th}	320				
	Davon für Installation	k€/M W_{th}	60				
	Davon für Netzanschluss	k€/M W_{th}	10				
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/M W_{th}	380			[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015

	Betriebskosten	**Einheit**	**20**			**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/M W_{th}	4			[15]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/M W_{th}	4			[15]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/M W_{th}	4			[15]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	1,2			[15]	
3.5	Startup Kosten	EURO/MW/Start	10			[15]	

	Eigenschaft	**Einheit**	**20**			**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25			[15]	
4.2	Abschreibungsdauer	a	14			[12]	Fundstelle: 3.1.8
4.3	Effizienz Lorenz Prozess 2020	%	63			[15]	

4.4	Effizienz Lorenz Prozess 2050	%	65	170	150	[1]	
4.5	COP 2020		340,2				Siehe 6.1. Bei Fernwärme VL85/RL45,Wärmequelle 4°C, DeltaT = 10°C
4.5	COP 2050		351				

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	**Effizienzsteigerung** Die zu erwarteten Verbesserung der Effizienz bei großen Luftwärmepumpe im Bereich 1 bis 10 MW ist technologieseitig mit der Steigerung der "Lorenz-Effizienz" bis 2050 dargestellt (siehe 4.3,4.4). Die Effizienz basiert auf installierten und geplanten Anlagen, die insbesondere in Dänemark und Finnland in Wärmenetze installiert sind. Da die Gesamteffizienz von den Wärmesenkentemperaturen abhängt, ist auch eine weitere Steigerung des COP durch die Absenkung der durchschnittlichen Wärmenetztemperaturen in Zukunft zu erwarten. Die Absenkung von VL85/RL45 auf VL60/RL35 führt bei gleicher technologieseitigen Effizienz der 1MW Wärmepumpe zu einem Anstieg des COP von 278 auf 401. **Senkung der Investitionskosten** Kompressionswärmepumpen haben ein Potenzial zur Kostensenkung. Im Idealfall könnten sich in Zukunft die Investitionskosten an denen von Geräten für die industrielle Kälteerzeugung annähern. Kompressionswärmepumpen in großem Maßstab stammen aus der industriellen Kältetechnik, wobei die gleichen Prinzipien und viele der gleichen Komponenten verwendet werden. Wärmepumpen erfordern jedoch einen höheren Arbeitsdruck, was bedeutet, dass einige der Hauptkomponenten spezifiziert werden müssen und den Leistungsbereich einschränken. Großwärmepumpen für hohe Vorlauftemperaturen sind immer noch selten, was bedeutet, dass die Produktionszahlen bestimmter Komponenten gering sind. Die meisten Großwärmepumpen, die in Europa und insbesondere in Dänemark und Finnland als Marktführer installiert sind, sind Sonderanfertigungen und erfordern in jedem Fall einen hohen technischen Aufwand. Dies liegt zu einem großen Teil daran, dass die Anwendung noch relativ neu ist. Da immer mehr Anlagen gebaut werden, ist zu erwarten, dass die technischen Prozesse systematisiert und Berechnungswerkzeuge entwickelt werden, um eine schnelle Spezifikation und Konstruktion zu gewährleisten.

A.2.8 Wärmepumpe Abwärme

Tabelle 57: Technologiesteckbrief Wärmepumpe Abwärme

1.1	**Technologie**	**Abwärme Wärmepumpen (WP) 3 MW bis 10 MW**
1.2	**Technischer Begriff**	**Kompressionswärmepumpe zur Nutzung industrieller Abwärme**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung in Wärmenetz**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Mittels einer Wärmepumpe wird Wärme dem Erdreich, Luft oder Wasser entzogen, auf ein gewünschtes Temperaturniveau angehoben und ins Gebäudeinnere bzw. Wärmenetz übergeben. Die Wärmeübertragung von der Wärmequelle erfolgt mit Hilfe eines Kältemittels, das schon bei niedrigen Temperaturen verdampft. Ein Verdichter erhöht den Druck des Kältemittels, dadurch wird das Kältemittel erhitzt. Die Energie geht dann weiter auf das Heizsystem über und das Kältemittel kühlt sich wieder ab und wird wieder flüssig. Strom, Gas oder Abwärme können als Antriebsenergie dienen.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Großwärmepumpen erreichen nach dem Stand der Technik derzeit Vorlauftemperaturen von etwa 80 °C. Für die Einbindung in Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen in der Regel über 100 °C.

	Investitionskosten spezifisch	**Einheit**	**1 MW**	**3 MW**	**10 MW**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen(heute):	k€/MW$_{th}$	1.240	860	670	[15]	Investment im Jahr 2020-Preisbasis ist 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW$_{th}$	950	680	535		
	Davon für Installation	k€/MW$_{th}$	260	160	125		
	Davon für Netzanschluss	k€/MW$_{th}$	30	20	10		
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/MW$_{th}$	1.140	760	570	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW$_{th}$	860	605	460		
	Davon für Installation	k€/MW$_{th}$	250	135	100		
	Davon für Netzanschluss	k€/MW$_{th}$	30	20	10		
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/MW$_{th}$	1.140	860		[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
2.4	Kostenfunktion (2020):	M€/MW$_{th}$	a*ln(x)+b	a	b		Abgeleitet aus dargestellten Werten
		M€/MW$_{th}$		-255	1.219		
	Anmerkung		Gültig für 1 bis 10 MW				

	Betriebskosten	**Einheit**	**1 MW**	**3 MW**	**10 MW**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW$_{th}$	2	2	2	[15]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW$_{th}$	2	2	2	[15]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW$_{th}$	2	2	2	[15]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	2,7	2,2	2,2	[15]	Kompression WP
3.5	Startup Kosten	EURO/MW/Start	10	10	10		

	Eigenschaft	**Einheit**	**1 MW**	**3 MW**	**10 MW**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	25	25	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a	14	14	14	[12]	Fundstelle: 3.1.8
4.3	Effizienz Lorenz Prozess 2020	%	40	45	50	[15]	
4.4	Effizienz Lorenz Prozess 2050	%	44	49	54	[15]	
4.5	COP 2020	%	303	341	379		

4.5	COP 2050	%	333	371	409		Siehe 6.1. Bei Fernwärme VL85/RL45,Wärmequelle 25°C, DeltaT = 10°C

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	**Effizienzsteigerung** Die zu erwarteten Verbesserung der Effizienz bei großen Luftwärmepumpe im Bereich 1 bis 10 MW ist technologieseitig mit der Steigerung der "Lorenz-Effizienz" bis 2050 dargestellt (siehe 4.3,4.4). Die Effizienz basiert auf installierten und geplanten Anlagen, die insbesondere in Dänemark und Finnland in Wärmenetze installiert sind. Da die Gesamteffizienz von den Wärmesenkentemperaturen abhängt, ist auch eine weitere Steigerung des COP durch die Absenkung der durchschnittlichen Wärmenetztemperaturen in Zukunft zu erwarten. Die Absenkung von VL85/RL45 auf VL60/RL35 führt bei gleicher technologieseitigen Effizienz der 1MW Wärmepumpe zu einem Anstieg des COP von 278 auf 401. **Senkung der Investitionskosten** Kompressionswärmepumpen haben ein Potenzial zur Kostensenkung. Im Idealfall könnten sich in Zukunft die Investitionskosten an denen von Geräten für die industrielle Kälteerzeugung annähern. Kompressionswärmepumpen in großem Maßstab stammen aus der industriellen Kältetechnik, wobei die gleichen Prinzipien und viele der gleichen Komponenten verwendet werden. Wärmepumpen erfordern jedoch einen höheren Arbeitsdruck, was bedeutet, dass einige der Hauptkomponenten spezifiziert werden müssen und den Leistungsbereich einschränken. Großwärmepumpen für hohe Vorlauftemperaturen sind immer noch selten, was bedeutet, dass die Produktionszahlen bestimmter Komponenten gering sind. Die meisten Großwärmepumpen, die in Europa und insbesondere in Dänemark und Finnland als Marktführer installiert sind, sind Sonderanfertigungen und erfordern in jedem Fall einen hohen technischen Aufwand. Dies liegt zu einem großen Teil daran, dass die Anwendung noch relativ neu ist. Da immer mehr Anlagen gebaut werden, ist zu erwarten, dass die technischen Prozesse systematisiert und Berechnungswerkzeuge entwickelt werden, um eine schnelle Spezifikation und Konstruktion zu gewährleisten.

6.1	Weitere Anmerkungen:	Größere Anlagen erzielen durch den Einsatz komplexerer Systemkomponenten höhere Wirkungsgrade. In der Praxis überwiegen jedoch in der Regel die Investitionskosten die Vorteile. Bei größeren Anlagen ist die Optimierung rentabler. Eine genaue Berechnung des COP der Wärmepumpe erfordert die Einbeziehung des jeweiligen Einsatzgebietes. Hierbei sind insbesondere die Vor- und Rücklauftemperaturen (Tin,sink, Tout, sink) des ,Wärmenetzes und die Temperatur der Wärmequelle (Tin,source) und die Absenkung dieser durch die Wärmepumpe (Tout, source = Tin,sourc - delta T) entscheidend. Der theoretische COP kann als "Carnot COP" oder "Lorenz COP" berechnet werden, der die mechanische Arbeit mit Temperaturunterschieden in der Stromerzeugung, Kälte- und Wärmepumpentechnik in Beziehung setzt. Carnot betrachtet einen einzigen Kältekreislauf mit einem Verflüssiger und einem Verdampfer und setzt die mechanische Arbeit in Beziehung zum Temperaturunterschied zwischen Verflüssiger und Verdampfer. Die Lorenz-Berechnungsmethode ist für "gestufte" Carnot-Zyklen vorzuziehen, bei denen die Erwärmung und/oder Abkühlung in mehreren Schritten erfolgt, was bei Fernwärme mit einem Temperaturanstieg von 30-50 K der Fall ist. Bei solch hohen Temperaturanstiegen umfasst ein Wärmepumpensystem typischerweise mehrere Kondensatoren in Serie, was bedeutet, dass das System aus mehreren Rankine-Zyklen besteht. Der Lorenz-Zyklus ist in diesem Zusammenhang dem Carnot-Zyklus vorzuziehen, da dieser mehr Schritte im Zyklus umfasst. Der reale COP der Wärmepumpe ergibt sich aus dem theoretischen Lorenz COP multipliziert mit der "Lorenz" Effizienz der jeweiligen Wärmepumpe.

A.2.9 KWK Anlagen: Dampfturbine

Tabelle 58: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Dampfturbine

1.1	**Technologie**	**KWK Anlagen**
1.2	**Technischer Begriff**	**Dampfturbinen**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Mit Kraft-Wärme-Kopplung werden Wärme und Strom parallel erzeugt. Für den Betrieb kommen unterschiedliche Brennstoffe in Frage (flüssige, feste, gasförmige, fossile und erneuerbare). Bei Biomassen-KWK kommen als Brennstoff Holz in Form von Pellets, Hackschnitzel oder Restholz aus der Holzverarbeitenden Industrie zum Einsatz. Meistens handelt es sich bei den Anlagen um Dampfturbinenanlagen.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Zwischen 20 und 250 MW_{th} (unterkritischer Dampfzustand).

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	900	8.900	1.700	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	850	8.500	1.600	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	800	8.000	1.400	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 4,59*(x)^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Erdgas
2.5	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 5,31*(x)^(-0,20)			[1]	Brennstoff: Öl
2.6	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 10*(x)^(-0,25)			[1]	Brennstoff: Biomasse
2.7	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 2,17*(x)^(-0,10)			[1]	Brennstoff: Kohle
2.8	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 20*(x)^(-0,30)			[1]	Brennstoff: Abfall

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	5	268	9/50/200	[1]	Erdgas, Öl/ Biomasse, Kohle/ Abfall
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	5	257	9/40/190	[1]	Erdgas, Öl/ Biomasse, Kohle/ Abfall
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	5	246	7/30/180	[1]	Erdgas, Öl/ Biomasse, Kohle/ Abfall
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	1,0			[1]	

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	40	30	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			19	[12]	Fundstelle: 3.1.2
4.3	Nutzungsgrad thermisch (Erdgas)	%	71	73	72	[1]	Fernwärme zugeordnete Brennstoffnutzung
4.4	Nutzungsgrad thermisch (Öl)	%	71	73	72	[1]	
4.5	Nutzungsgrad thermisch (Biomasse)	%	70	73	71	[1]	
4.6	Nutzungsgrad thermisch (Kohle)	%	66	70	68	[1]	
4.7	Nutzungsgrad thermisch (Abfall)	%	76	78	77	[1]	

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.10 KWK Anlagen: Gasturbine

Tabelle 59: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Gasturbine

1.1	**Technologie**	**KWK Anlagen**
1.2	**Technischer Begriff**	**Gasturbinen**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Eine Gasturbine ist eine Wärmekraftmaschine. In der Brennkammer einer Gasturbine wird angesaugte Luft verdichtet und dann mit einem Treibstoff vermischt. Diese Mischung wird gezündet und verbrannt. Es entsteht ein bis zu 1.500 Grad heißes Gas, ein angeschlossener Turbinenteil wandelt diese thermische Energie in kinetische Energie/Bewegung um. Ein Generator erzeugt daraus elektrische Energie. Als Brennstoffe kommen verschiedene flüssige oder gasförmige Treibstoffe zum Einsatz, vor allem Erdgas. Beim Einsatz in einem Heizkraftwerk wird die Wärme als heißer Dampf aus der Turbine entnommen und anschließend über Wärmetauscher in ein Verteilsystem/Wärmenetz übertragen. Bei einem Gas- und Dampf-Kraftwerk (GuD) werden beide Prinzipien kombiniert. Die Gasturbine stellt die nötige Wärme für den nachgeschalteten Abhitzekessel her, der wiederum erzeugt den für die Dampfturbine notwendigen Dampf.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Kleine Gasturbinen haben eine Kapazität von 0.5 - 30 MWel bzw. 1 - 50 MWth. Mittlere Gasturbinen haben eine Kapazität von 30 - 250 MWel bzw. 50 - 300 MWth und die Große Gasturbinen von >250 MWel bzw. > 300 MWth. Die Kapazität bei GuD Turbinen liegt zwischen 50 - 500 MWel bzw. 50 - 500 MWth. Einsatzbereich ist sehr vielfältig (Kommunen, Stadtwerke, EVU und Industrie mit hohem Energiebedarf).

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	370	1.300	800	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	350	1.200	800	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	310	1.200	800	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 3,05(x)^(-0,35)			[1]	Gasturbine-Klein
2.5	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 1,64(x)^(-0,25)			[1]	Gasturbine-Mittel
2.6	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 0,94(x)^(-0,15)			[1]	Gasturbine-Groß
2.7	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 3,75(x)^(-0,2)			[1]	Gasturbine-GuD

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	4	14	6	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	4	12	5	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	3	11	5	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	8,0			[1]	Gasturbine-Klein
3.5	Variable Kosten	EUR/MWh	7,0			[1]	Gasturbine-Mittel
3.6	Variable Kosten	EUR/MWh	5,0			[1]	Gasturbine-Groß und GuD

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	25	40	35	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			19	[12]	Fundstelle: 3.1.2
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	50	65	60	[1]	Fernwärme zugeordnete Brennstoffnutzung

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.11 KWK Anlage: Blockheizkraftwerke

Tabelle 60: Technologiesteckbrief KWK-Anlage: Blockheizkraftwerke

1.1	**Technologie**	**KWK Anlagen**
1.2	**Technischer Begriff**	**Blockheizkraftwerke (BHKW)**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine modular aufgebaute Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme. Ein BHKW besteht im Wesentlichen aus Verbrennungsmotor, Synchrongenerator und Wärmetauscher. Dadurch kann das Blockheizkraftwerk mit Öl, Gas, Heizöl oder Biogas betrieben werden. Die Gasmotoren können mit unterschiedlichen Gasen wie beispielsweise Erdgas, Schiefergas, Grubengas, Biogas, Deponiegas, Klärgas und Synthesegas betrieben werden.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Gasmotor, stationäre Anwendung, kommen u.a. bei KWK-Anlagen und Gas-Wärmepumpen vor. Die Einsatzgebiete sind vielfältig. Nach AGFW Hauptbericht in 2018, sind von den 1.400 KWK Anlagen die an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind, sind 1.218 BHKW.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	500	1.200	700	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	450	1.100	600	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	400	1.100	600	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 1,11(x)^(-0,3)			[1]	Gasmotor
2.5	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	Invest(x) = 1,27(x)^(-0,3)			[1]	Biogasmotor

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	7	12	9	[1]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	7	12	9	[1]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	7	12	9	[1]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	7,0			[1]	Gasmotor
3.5	Variable Kosten	EUR/MWh	13,0			[1]	Biogasmotor

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	30	25	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			10	[12]	Fundstelle: 3.1.4
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	45	57	50	[1]	Fernwärme zugeordnete Brennstoffnutzung

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

6.1	Weitere Anmerkungen:	Prinzipiell können BHKW-Anlagen mehr als 20 Jahre im Betrieb sein werden. Die Lebensdauer eines BHKW ist von vielen Faktoren abhängig, wie z.B. Vor- und Rücklauftemperatur, Start/Stoppanzahl und die Fahrweise der Anlage, Brennstoffqualität, fachgerechte Wartung, etc. Im Regelfall wird die Betriebsdauer der Verbrennungsmotoren auf 15 Jahren festgelegt (VDI-Richtlinie 2067). Nach 30.000 bis 60.000 Betriebsstunden wird eine Grundrevision des Motors fällig. Anschließend erreicht die BHKW-Anlage noch einmal die gleiche Betriebsstundenanzahl. Einige Anlagen ersetzen den Motor als zentrales Element des Blockheizkraftwerkes mehrmals. Daher kommt es in der Praxis vor, dass Anlagen mehr als 20-25 Jahre in Betrieb sind.

A.2.12 Brennstoffzelle

Tabelle 61: Technologiesteckbrief Brennstoffzelle

1.1	**Technologie**	**Brennstoffzelle**
1.2	**Technischer Begriff**	**Polymerelektrolytbrennstoffzelle (PEM) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Die Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle (auch als Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle bezeichnet) ist eine Niedertemperatur-Brennstoffzelle (70-90 °C). Eine sehr dünne Kunststoffmembran ist das Kernstück dieser Brennstoffzelle. PEM-Brennstoffzelle haben eine hohe Betriebsdynamik, d.h. Strom und Wärme werde flexibel ohne lange Anlaufphasen erzeugt. SOFC-Brennstoffzellen (solid oxide fuel cell) sind Hochtemperatur-Brennstoffzellen. Der feste Elektrolyt (Oxidkeramik) leitet ab einer Betriebstemperatur von 650 °C (bis 1,000 °C) Wasserstoffionen durch. Die entstehende el. Energie und Wärme können den Haushalt mit Strom und Wärme (mittels Wärmetauscher) versorgen. Wasserstoff kann mit einer Reihe verschiedener Verfahren hergestellt werden. Thermochemische Prozesse nutzen Wärme und chemische Reaktionen, um Wasserstoff aus organischen Materialien wie fossilen Brennstoffen und Biomasse freizusetzen. Wasser (H2O) kann durch Elektrolyse oder Sonnenenergie in Wasserstoff (H2) und Sauerstoff (O2) gespalten werden. Mikroorganismen wie Bakterien und Algen können durch biologische Prozesse Wasserstoff produzieren.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Demonstration, Pilot, Praxis und Forschungsprojekte derzeit in Deutschland. Einsatz findet die Brennstoffzelle u.a. bei der Hausversorgung, BHKW und Stromversorgung.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	6.000	20.000	13.000	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	3.000	15.000	9.000	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	1.500	10.000	4.000	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	n/a				PEM
2.5	Kostenfunktion:	M€/MW_{th}	n/a				SOFC

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	n/a	n/a	n/a		
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	n/a	n/a	n/a		
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	n/a	n/a	n/a		
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	100 (heute) ; 60 (2030); 20 (2050)			[1]	PEM
3.5	Variable Kosten	EUR/MWh	50 (heute) ; 30 (2030); 10 (2050)			[1]	SOFC

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	3	8	5	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			n/a		
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%			52	[1]	PEM (thermische Spitzenlast)
4.4	Nutzungsgrad thermisch	%			32	[1]	SOFC (thermische Spitzenlast)

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Die Wachstumsraten (CAGR) für PEM sind 57% für den Zeitraum zwischen 2020-2030 und 8% für 2030-2050 (Szenarienbereich Min DE_80%). Die IEA projektiert eine Senkung der Investitionskosten um 60% bis 2050. Di Investitionskosten des SOFC-Blockheizkraftwerks sollen bis 2050 um bis zu 80% sinken. Die Prognose basiert auf einer Kostenstudie für die Herstellung von Solid Oxide Fuel Cell Power Systems des Pacific Northwest National Laboratory in 2013, die für das U.S. Department of Energy erstellt wurde.

A.2.13 Abwärme

Tabelle 62: Technologiesteckbrief Abwärme

1.1	**Technologie**	**Abwärme**
1.2	**Technischer Begriff**	**Plattenwärmetauscher (PWT) und Rohrbündelwärmetauscher**

1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Plattenwärmetauscher sind aus mehreren Platten aufgebaut, zwischen denen sich je ein Spalt befindet, durch den die Wärmeträgermedien strömen. Plattenwärmetauscher (PWT) gibt es in verschiedensten Bauformen und Materialien. Die Platten sind je nach Ausführung verlötet oder verschweißt oder werden durch Spannschrauben zusammengehalten. Der Rohrbündel-Wärmetauscher besteht aus einer Vielzahl meist dünner Rohre, auf welche sich die Strömung des Wärmeträgermediums aufteilt. Rohre sind meist zu Rohrbündeln zusammengefasst und werden durch einen Behälter geführt, welcher vom zweiten Wärmeträgermedium durchströmt wird.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Aufgrund der Konstruktion bittet der Plattenwärmetauscher eine sehr große Flexibilität (Anwendungstemperaturen bis 900 °C bei geschweißten Rohrplatten) und Einsatzbereich (von 2 kW bis 400 MW). Rohrbündelwärmetauscher haben vor allem bei flüssig/flüssig Anwendungen eine sehr gute Wärmeübertragung, es können aber auch gasförmige Medien eingesetzt werden. Aufgrund ihrer Bauform können sie sehr druckfest ausgeführt werden. Die Einsatzbereich ist zwischen 2 kW bis 20 MW bei Anwendungstemperaturen bis 300°C.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	200	800	400	[5], [6], [22]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	190	790	390		
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	180	780	380		
2.4	Kostenfunktion:	€/m2	Invest(x)=420*(x)^(-0,011)			[5], [6], [22]	

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW_{th}	4	16	8	[6]	2% der Investitionskosten
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW_{th}	3,8	15,8	7,8		
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW_{th}	3,6	15,6	7,6		
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh	15 bis 20			[22]	

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	30	25		Abschätzung
4.2	Abschreibungsdauer	a			15	[12]	Fundstelle: 3.1.14
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	70	95	90	[6]	

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.14 Wärmenetz

Tabelle 63: Technologiesteckbrief Wärmenetze

1.1	**Technologie**	**Wärmenetz**
1.2	**Technischer Begriff**	**Fernwärme / Nahwärme**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Fernwärme ist Wärme beliebiger Herkunft, die mit Hilfe eines Trägermediums (meistens Heizwasser oder Dampf) gewerblich aufgrund eines Vertrages gegen Entgelt geliefert wird und mit deren Lieferung keine eigenen mietrechtlichen Nebenverpflichtungen erfüllt werden. Auf jede Form der Wärmelieferung ist die AVBFernwärmeV anzuwenden. (Begriff nach AGFW, Topp 2009)
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Obwohl es neben dem Fernwärmebegriff keine weiteren Definitionen gibt, können Wärmenetze weiter hinsichtlich ihrer Temperatur, der Netztopologie oder der Verbraucherstruktur unterschieden werden. Historisch gesehen wurden ursprünglich Wärmenetze als Dampfnetze errichtet, da die hohen Temperaturen die Bereitstellung von großen Nachfragemengen zuließen. Diese werden oft als Wärmenetze der 1. Generation bezeichnet. Vor allem seit 1930, wurden vorrangig Heißwasserwärmenetze errichtet, bei denen das Heizwasser unter Druck steht und

		eine Temperatur > 100°C aufweist (Netze der 2. Generation) oder die Temperatur knapp unter 100°C liegt (Netze der 3. Generation). Bei zukunftsfähigen Netzen handelt es sich um Niedertemperaturnetze, die ein Temperaturniveau bis zu 70° C aufweisen. Diese Netze werden oft auch als LowEx-Netze bezeichnet. (Definition nach Lund 2014) Wenn es sich um kleinere Netze in kleinen und mittelgroßen Städten oder Gemeinden handelt, bei denen Wärme nur über eine vergleichsmäßig geringe Distanz verteilt wird, wird auch oft von Nahwärmenetzen gesprochen. Aus technischer Sicht können die Netze als Strahlen-, Ring- und Maschennetz konstruiert werden, was vor allem durch städtebauliche Gegebenheiten wie Straßenführung oder die räumliche Anordnung der Häuser, beeinflusst wird. Dabei sind bei kleineren und mittleren Fernwärmenetzen Strahlennetze vorzuziehen, da diese die geringste Trassenlänge aufweisen. Maschennetze erlauben die größtmögliche Sicherheit durch Redundanz, sind aber auch mit hohen Investitionen verbunden (Dötsch et al. 1998).

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	€/m	200	1.800	700	[14]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	€/m	200	1.800	700	[14]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	€/m	200	1.800	700	[14]	

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	€/m	4	36	14	[14]	Erfahrungswert: Allgemein können die jährlichen Betriebskosten mit 2 % der Investition angenommen werden.
3.2	Fixkosten (2030):	€/m	4	36	14	[14]	
3.3	Fixkosten (2050):	€/m	4	36	14	[14]	
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh					

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	30	70	50		Abschätzung auf Basis von Expertengesprächen
4.2	Abschreibungsdauer	a			25	[13]	Fundstelle: 3.2.1 Kanalverlegte Leitung
4.3	Abschreibungsdauer	a			20	[13]	Fundstelle: 3.2.2 Erdverlegte Leitung
4.4	Nutzungsgrad thermisch	%	n/a				
Anmerkung			Die eingesetzten Rohrsysteme und Betriebstemperaturen haben einen wesentlichen Einfluss auf die Lebensdauer der Infrastruktur. Bei einer Dauerbetriebstemperatur von unter 115°C wird eine Nutzungsdauer von mindestens 50 Jahren erreicht. (DIN EN 253)				

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine nennenswerten Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Jedoch kann, aufgrund des Voranschreitens der Energiewende, erwartet werden, dass die Netze transformiert werden müssen. Dies bedeutet eine Temperaturabsenkung durch Reduktion des abnehmerseitigen Verbrauchs und ggf. eine Anpassung der erforderlichen Nennweiten.

A.2.15 Wärmespeicher

Tabelle 64: Technologiesteckbriefe Wärmespeicher

1	**Technologie**	**Wärmespeicher**
2	**Technischer Begriff**	**Behälterspeicher (TTES), Grubenspeicher (PTES) , Aquiferspeicher (ATES), und Erdsondenspeicher (BTES)**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Als Wärmespeicher werden am häufigsten große Stahltanks (TTES) eingesetzt, die in der Regel als Tagesspeicher verwendet werden. Die wesentlichen Parameter für die Auslegung von TTES sind der Druck und die Temperatur des Speichermediums. PTES werden in der Regel ohne feste Konstruktion gebaut. Sie werden hauptsächlich durch Ausgrabungen vor Ort gebaut und sind mit einer wärmeisolierenden Abdeckung und einer wasserdichten Folie ausgestattet. Als Wärmemedium ist sowohl Wasser als auch Kies / Sand / Gestein in Kombination mit Wasser möglich. Bei der Speicherung von Warm- und/oder Kaltwasser (ATES) in natürlichen Grundwasserleitern findet ein direkter Wärmeaustausch über vertikale Brunnen statt, typischerweise über einen zentralen Brunnen und eine Reihe von peripheren Brunnen. Bei Erdsondenspeicher (BTES) wird über eine Sonde Überschusswärme in den warmen Sommermonaten ins Erdreich bzw. in natürlichen Gesteinsschichten eingespeichert und bei Bedarf in den kalten Herbst-und Wintermonaten wieder genutzt.
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	TTES sind in der Nähe von großen Produktionsanlagen aufgestellt und können auch für die Druckhaltung im Fernwärmenetz verwendet werden. Wenn es nötig ist, Wärme über mehrere Monate zu speichern oder die Anzahl Stahltanks aufgrund der wenigen Ladezyklen zu hoch und damit zu teuer wird, bieten sich saisonale Speicher bzw. Grubenspeicher (PTES) und Erdsondenspeicher (BTES) an. Oberflächennahe ATES (20 bis 300 m Tiefe) werden in Kombination mit Wärmepumpen für die Temperaturbereiche von Komfortwärme eingesetzt. Bei Tiefenaquiferen (über 1000 m Tiefe) sind für großtechnische Anwendungen die Einsatzgebiete stark von den Eigenschaften des Aquifers abhängig. Das Wasser in dieser Tiefe kann bereits eine Temperatur von über 50 °C aufweisen.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW$_{th}$	72	4.000	430	[1]	
2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW$_{th}$	72	3.750	380	[1]	
3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW$_{th}$	72	3.500	340	[1]	
4	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=3488,7 * (x)^(-0,311)			[1], [23]	Behälterspeicher (TTES)
5	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=1900 * (x)^(-0,33)			[1], [23]	Grubenspeicher (PTES)
6	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=9744 * (x)^(-0,57)			[1], [23]	Aquiferspeicher (ATES)
7	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=2500 * (x)^(-0,35)				Erdsondenspeicher (BTES)

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Fixkosten (heute):	k€/MW$_{th}$	0,02	4,8	0,05/4,0/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
2	Fixkosten (2030):	k€/MW$_{th}$	0,02	4,15	0,05/3,6/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
3	Fixkosten (2050):	k€/MW$_{th}$	0,02	3,7	0,05/3,2/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
4	Variable Kosten	EUR/MWh					

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a	20	50	30	[1]	

2	Abschreibungsdauer	a			20	[12]	Fundstelle: 2.7.5
3	Nutzungsgrad thermisch	%	91	96	92	[1]	Behälterspeicher (TTES)
4	Nutzungsgrad thermisch	%	50	90	80	[1]	Grubenspeicher (PTES)
5	Nutzungsgrad thermisch	%	40	60	50	[1]	Aquiferspeicher (ATES)
6	Nutzungsgrad thermisch	%	60	70	65	[24]	Erdsondenspeicher (BTES)

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden. Wesentliche Entwicklungspotenziale liegen in der verstärkten Standardisierung der Arbeitsabläufe sowie in der Entwicklung von hochtemperaturbeständigen Deckfolie (PTES) zu marktgerechten Preisen, was als Verbesserung bestehender Konstruktionen zu sehen ist.

A.2.16 Fernwärme Hausstation

Tabelle 65: Technologiesteckbriefe Fernwärmeübergabestation

1.1	**Technologie**	**Übergabestation**
1.2	**Technischer Begriff**	**Fernwärmeübergabestation**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**Kurzbeschreibung:**	Die Übergabestation ist das Bindeglied zwischen der Gebäudeanschlussleitung und der Wärmezentrale in den Gebäuden. Sie dient dazu, die Wärme vertragsgemäß, z. B. hinsichtlich Druck, Temperatur und Volumenstrom, an die Hauszentrale zu übergeben.
1.5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Kleine Übergabestationen werden im Leistungsbereich von 10 bis 500 kW als Standardprodukte angeboten. Diese können für den direkten oder indirekten Anschluss mit einem oder mehreren Heizkreisen ausgelegt sein. Temperatur und Druck der Primärnetz bestimmen, ob eine Station direkt oder indirekt betrieben werden soll. Große Übergabestationen sind im Leistungsbereich von 500 kW bis 20 MW angeboten. Diese Übergabestationen sind für Mehrfamilienhäuser / Industriezwecke verwendet.

	Investitionskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/MW_{th}	35 / 85	210 /150	100 / 76	[1]	Klein / Groß
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/MW_{th}	35 / 85	210 / 140	98 / 73	[1]	Klein / Groß
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/MW_{th}	35 / 80	200 / 130	95 / 70	[1]	Klein / Groß
2.4	Kostenfunktion:	€/kWth	Invest(x)=545,47 * (x)^(-0,468)			[19]	von 10-500 kW
2.5	Kostenfunktion:	€/kWth	n/a				über 500 kW

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	€/MW_{th}	100 /300	150 / 700	125 / 500	[1]	Klein / Groß
3.2	Fixkosten (2030):	€/MW_{th}	100 /300	150 / 700	125 / 500	[1]	Klein / Groß
3.3	Fixkosten (2050):	€/MW_{th}	100 /300	150 / 700	125 / 500	[1]	Klein / Groß
3.4	Variable Kosten	EUR/MWh					

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	30	20	[1]	
4.2	Abschreibungsdauer	a			20	[13]	Fundstelle: 3.2.5
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	93	99	95	[1]	Klein
4.4	Nutzungsgrad thermisch	%	95	100	98	[1]	Groß

5.1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist gut etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion nur noch moderat sinken werden.

A.2.17 Dezentraler Erdgasbrennwertkessel

Tabelle 66: Technologiesteckbrief dezentraler Erdgasbrennwertkessel

1	**Technologie**	**Erdgas-Brennwertkessel**
2	**Technischer Begriff**	**Brennwerttechnik**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Ein Erdgas-Brennwertkessel erzeugt Wärme durch Verbrennung von Erdgas. Durch den Einsatz der Brennwerttechnik wird zusätzlich Energie aus den kondensierten Verbrennungsabgasen gewonnen, so dass sich der Wirkungsgrad des eingesetzten Brennstoffs gegenüber dem Gas-Niedertemperaturkessel um rund 11 % erhöht. Um den Brennwerteffekt nutzen zu können, muss das Abgas unter den Taupunkt von ca. 56 °C abgekühlt werden. Die Rücklauftemperatur im Wärmeverteilsystem muss diesen Wert deutlich unterschreiten.
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Brennwertanlangen werden üblicherweise durch Öl- und Gasverbrennung zum Heizen genutzt. Es ist der Standard bei Austausch veralteter Heizkessel im Bestand sowie im Neubau.

	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	**50 kW**	**35 kW**	**20 kW**	**10 kW**	**m**	**b**	**Betriebskosten (€/kWth)**	**Kostenminderung bis 2050**	**Wirkungsgrad / JAZ**	**Quelle**
	Erdgas - Brennwertkessel	167	195	300	544	2.934	-0,75	20	0 %	0,95	[7]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a			18	[7]	
2	Nutzungsgrad thermisch	%	95%	101%	98%	[20]	

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie ist etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion und Optimierung nicht mehr signifikant sinken werden. Potenzial besteht in der Betriebsoptimierung, idealerweise selbsttätig, damit der Brennwerteffekt im Betrieb tatsächlich genutzt wird.

A.2.18 Dezentraler Ölbrennwertkessel

Tabelle 67: Technologiesteckbrief dezentraler Ölbrennwertkessel

1	**Technologie**	**Öl-Brennwertkessel**
2	**Technischer Begriff**	**Brennwerttechnik**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Ein Öl-Brennwertkessel erzeugen Wärme durch Verbrennung von Öl. Durch den Einsatz der Brennwerttechnik wird zusätzlich Energie aus den kondensierten Verbrennungsabgasen gewonnen, so dass sich der Wirkungsgrad des eingesetzten Brennstoffs gegenüber dem Heizöl-Niedertemperaturkessel um rund 6 % erhöht. Um den Brennwerteffekt nutzen zu können, muss das Abgas unter den Taupunkt von ca. 47 °C abgekühlt werden. Die Rücklauftemperatur im Wärmeverteilsystem muss diesen Wert deutlich unterschreiten.
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Brennwertanlangen werden üblicherweise durch Öl- und Gasverbrennung zum Heizen genutzt. Es ist bisher der Standard bei Austausch veralteter Heizöl-Heizkessel im Bestand.

	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	**50 kW**	**35 kW**	**20 kW**	**10 kW**	**m**	**b**	**Betriebskosten (€/kWth)**	**Kostenminderung bis 2050**	**Wirkungsgrad / JAZ**	**Quelle**
	Pelletkessel	317	387	584	848	3.628	-0,62	30	0 %	0,95	[7]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a			20	[20]	Annahmen basierend auf jenen in [20]
2	Nutzungsgrad thermisch	%	0,95	0,97	0,96	[7]	

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Es sind keine Technologiesprünge mit Auswirkungen auf die o.g. Eigenschaften zu erwarten. Die Technologie etabliert und es ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten in Zukunft aufgrund der verbesserten Produktion und Optimierung nicht mehr signifikant sinken werden. Potenzial besteht in der Betriebsoptimierung, idealerweise selbsttätig, damit der Brennwerteffekt im Betrieb tatsächlich genutzt wird.

A.2.19 Dezentraler Brennwert-Pelletkessel

Tabelle 68: Technologiesteckbrief dezentraler Pelletkessel

1	**Technologie**	**Pelletkessel**
2	**Technischer Begriff**	**Holzpellet-Zentralheizungskessel**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Pelletkessel erzeugen Wärme durch das Verbrennen von organischem Material, wie Holzpellets, Strohpellets, etc. Für Zentralheizungskessel in Gebäuden werden in der Regel Holzpellets als Brennstoff benutzt. Einzelne Kessel nutzen Brennwerttechnik.
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Pelletkessel werden als Zentralheizungen insbesondere in Ein- und Zweifamilienhäuser eingesetzt, eignen sich aber auch für Mehrfamilienhäusern oder kleine Nichtwohngebäude.

	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	**50 kW**	**35 kW**	**20 kW**	**10 kW**	**m**	**b**	**Betriebskosten (€/kWth)**	**Kostenminderung bis 2050**	**Wirkungsgrad / JAZ**	**Quelle**
	Pelletkessel	380	500	980	1.200	7.421	-0,77	42	15 %	0,90	[8]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a			15	[7]	
2	Nutzungsgrad thermisch	%			101%	[20]	

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Die heutigen Kleinfeuerungen haben eine hohe technologische Reife und eine zuverlässige Betriebsweise erreicht. Das zeigt sich an den aufwändigen Verbrennungsluftregelungen und den gemessenen Wirkungsgraden, die am Prüfstand durchweg über 90 % liegen [10]. Entwicklungspotenzial besteht in der breiteren Anwendung der Brennwerttechnik (analog Gas- und Ölheizkessel) sowie in der Reduzierung der Luftschadstoffemissionen.

A.2.20 Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 69: Technologiesteckbrief Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe

1	**Technologie**	**Sole/Wasser WP**
2	**Technischer Begriff**	**Sole-Wärmepumpe**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Wärmepumpen nutzen elektrische Energie und Wärme von Wärmequellen auf Niedertemperaturniveau, um Wärme auf höherem Temperaturniveau zu produzieren. Der Temperaturhub wird mittels Kompression vorgenommen. Bei erdgekoppelten Wärmepumpen fließt als Wärmeträgerflüssigkeit in der Regel Sole durch einen Erdwärmekollektor oder eine Erdwärmesonde. Das Erdreich ist bei der Sole-Wärmepumpe die Wärmequelle. Ein effizienter Betrieb wird bei niedrigen Vorlauftemperaturen der Wärmeverteilung von 35°C erreicht, was mit Fußboden- und Flächenheizsystemen in Neubauten und sanierten Bestandsgebäuden erreicht wird. In Bestandsgebäuden werden Wärmepumpen empfohlen, wenn eine Vorlauftemperatur von unter 50°C erreicht werden kann [11].
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Typischerweise werden Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung, Raumheizung und Raumkühlung in Wohn- und Nichtwohngebäuden eingesetzt.

	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	**50 kW**	**35 kW**	**20 kW**	**10 kW**	**m**	**b**	**Betriebs-kosten (€/kWth)**	**Kosten-minderung bis 2050**	**Wirkungsgrad / JAZ**	**Vollbenutzungs-stunden**	**Quelle**
	Sole/Wasser WP	1.593	1.773	2.099	2.586	5.173	-0,30	15	15 %	4,25	1.950	[7,24]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a	15	30	25	[1]	
2	JAZ berechnet VL/RL 35°C/28°C	%	430	550	490	[8]	Monovalente Auslegung, Wärmequellentemperatur von 2°C bei Sonden und 0°C bei Erdkollektoren und Heizkreis VL/RL = 35°C/28°C
3	JAZ berechnet-VL/RL 55°C/47°C	%	370	460	430	[8]	Monovalente Auslegung, Wärmequellentemperatur von 2°C bei Sonden und 0°C bei Erdkollektoren und Heizkreis VL/RL = 35°C/28°C
4	JAZ gemessen Bestandsgebäude	%	320	460	370	[10]	
5	JAZ gemessen Neubau (Fußbodenheizung)		220	520	380	[21]	

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Elektrisch angetriebene Wärmepumpen haben eine hohe technische Reife erreicht. Die Weiterentwicklungen konzentrieren sich nach [10] insbesondere auf folgende Punkte: Kältemittel: Weiterentwicklung/Anpassung von Komponenten für die

		Einführung neuer Kältemittel mit geringem Treibhauspotential und keinem Ozonschädigungspotential, die nicht dem Phase-Down der F-Gase-Verordnung (EU) Nr. 517/2014 unterliegen. Diese neuen Kältemittel sind zum überwiegenden Teil ungesättigte teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFO), die im Gegensatz zu natürlichen Kältemitteln wiederum weitere Umweltprobleme verursachen (persistente Abbauprodukte, ressourcenkritischer Ausgangsstoff). Systemweiterentwicklung: Zunehmende Verbreitung der Leistungsregelung (invertergeregelt). Weiterentwicklung bivalenter Wärmepumpensysteme: Konzepte für den Betrieb getrennter Geräte sowie Entwicklung von Hybridgeräten Einsatzgebiete: Ausarbeitung der Lösungen für Mehrfamilienhäuser, besonders für die WW-Bereitung. Hier liegt der Fokus auf hohen Vorlauftemperaturen. Ausbau des Sortimentes an Wärmepumpen größerer Leistung, z.B. für den Einsatz der Wärmeversorgung in Quartieren, Krankenhäusern, u.a. oder der Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie

1	Weitere Anmerkungen:	Die Kosten für die Bohrung sind in den Investitionskosten enthalten.

A.2.21 Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 70: Technologiesteckbrief Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

1	**Technologie**	**Luft/Wasser WP**
2	**Technischer Begriff**	**Luft-Wärmepumpe**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Wärmepumpen nutzen elektrische Energie und Wärme von Wärmequellen auf Niedertemperaturniveau um Wärme auf höherem Temperaturniveau zu produzieren. Der Temperaturhub wird bei mittels Kompression erreicht. Durch die Wärmepumpe wird Wärme dem Erdreich, der Luft oder Wasser entzogen, auf ein gewünschtes Temperaturniveau angehoben und ins Gebäudeinnere bzw. Wärmenetz übergeben. Als Wärmequelle der Luft-Wärmepumpe dient die Außenluft. Ein effizienter Betrieb wird bei niedrigen Vorlauftemperaturen der Wärmeverteilung von 35°C erreicht, was mit Fußboden- und Flächenheizsysteme in Neubauten und sanierten Bestandsgebäuden erreicht wird. In Bestandsgebäuden werden Wärmepumpen empfohlen, wenn eine Vorlauftemperaturn von unter 50°C erreicht werden kann [11].
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Typischerweise werden Wärmepumpen zur Warmwasserbereitstellung, Raumheizung und Raumkühlung in Wohn- und Nichtwohngebäuden eingesetzt.

	Spezifische Investitionskosten [€/kW]	**50 kW**	**35 kW**	**20 kW**	**10 kW**	**m**	**b**	**Betriebskosten (€/kWth)**	**Kostenminderung bis 2050**	**Wirkungsgrad / JAZ**	**Vollbenutzungsstunden**	**Quelle**
	Luft/Wasser WP	885	985	1.166	1.436	2.871	-0,30	17	15 %	3,60	1.950	[7,8]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a	15	30	25	[1]	
2	JAZ ermittelt VL/RL 35°C/28°C	%	350	480	430	[8]	Monoenergetisch, Wärmequellentemperatur von 2°C und Heizkreis VL/RL = 35°C/28°C
3	JAZ ermittelt VL/RL 55°C/47°C	%	300	420	360	[8]	Monoenergetisch, Wärmequellentemperatur von 2°C und Heizkreis VL/RL = 35°C/28°C
4	JAZ gemessen Bestandsgebäude	%	270	370	310	[10]	
5	JAZ gemessen Neubau (Fußbodenheizung)		180	420	310	[21]	

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Elektrisch angetriebene Wärmepumpen haben eine hohe technische Reife erreicht. Die Weiterentwicklungen konzentrieren sich nach [10] insbesondere auf folgende Punkte: Kältemittel: Weiterentwicklung/Anpassung von Komponenten für die Einführung neuer Kältemittel mit geringem Treibhauspotential und keinem Ozonschädigungspotential, die nicht dem Phase-Down der F-Gase-Verordnung (EU) Nr. 517/2014 unterliegen. Diese neuen Kältemittel sind zum überwiegenden Teil ungesättigte teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFO), die im Gegensatz zu natürlichen Kältemitteln wiederum weitere Umweltprobleme verursachen (persistente Abbauprodukte, ressourcenkritischer Ausgangsstoff). Schallemissionen: Minderung von Schallemissionen bei Luft/Wasser-Wärmepumpengeräten, bei denen eine der Hauptschallquellen der Ventilator ist. Des Weiteren erfolgen auch Weiterentwicklungen im Bereich der Verdichtertechnik. Die Schallemissionen des Verdichters selbst werden verringert, aber auch die Entkopplung zum Rohrleitungssystem und Gehäuse wird verbessert. Systemweiterentwicklung: Luft/Wasser-Wärmepumpen sind bereits überwiegend leistungsgeregelt, mit steigendem Anteil dieser Technik ist zu rechnen. Weiterentwicklung bivalenter Wärmepumpensysteme: Konzepte für den Betrieb getrennter Geräte sowie Entwicklung von Hybridgeräten

A.2.22 Dezentrale Solarthermie

Tabelle 71: Technologiesteckbrief dezentrale Solarthermie

1	**Technologie**	**Solarthermie**
2	**Technischer Begriff**	**Solarthermie (ST), thermische Solaranlage**
3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
4	**Kurzbeschreibung:**	Der Absorber, im Kollektor eingebaut, wandelt die Sonneneinstrahlung in Wärme um. Die Beschichtung des Absorberblechs sorgt dafür, dass viel Wärme aufgenommen wird. Der Wärmeverlust wird durch eine Wärmedämmung auf der Rückseite und den Seitenflächen verhindert. Der Transport der Wärme von dem Kollektor erfolgt über die Solarflüssigkeit (meistens Wasser mit Frostschutzmittel versetzt). Der Vakuum-Röhrenkollektor hat geringere Wärmeverluste als ein Flachkollektor. Die Absorberfläche befindet sich in mehreren Vakuumröhren, dadurch wird der Wärmeverlust deutlich reduziert. Mehrere Röhrchen sind über ein Sammelrohr am Rahmen vom Röhrenkollektor mit dem Kollektorkreis verbunden.
5	**Einsatzgebiet/Struktur**	Typische Einsatzgebiet für Solarthermieanlagen sind Ein- und Zweifamilienhäuser im Neubau und Gebäudebestand. Der Einsatz ist aber auch für Mehrfamilienhäuser mit entsprechender Dachfläche und Nichtwohngebäude mit entsprechender Warmwassernachfrage geeignet.

	Spezifische Investitionskosten [€/m²]	**50 m²**	**35 m²**	**20 m²**	**10 m²**	**m**	**b**	**Betriebskosten (€/kWh)**	**Kostenminderung bis 2050**	**Ertrag (MWh/m²*a)**	**Quelle**
	Solarthermie		595	690	765	1.221	0		0	350	[8]

	Eigenschaft	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
1	Technische Lebensdauer:	a	20	35	25	[1]	
2	Nutzungsgrad thermisch	%	33	43	34	[1]	Flachkollektor
3	Nutzungsgrad thermisch	%	37	46	37	[1]	Röhrenkollektor

1	Technologische Dynamik bzw. technologisches Potential	Die Technologie ist ausgereift und seit vielen Jahren etabliert. Technische Entwicklungen sind in Detailaspekten wie integrierter Regelungstechnik zu erwarten, aber auch in der Kombination von Photovoltaik und Solarthermie. In 2018 ist ein solcher neuartiger photovoltaisch-thermischer (PVT) Kollektor auf den Markt gekommen. Der Markt dezentraler Solarthermieanlagen ist seit Jahren rückläufig.

A.2.23 Quellenüberblick Technologiesteckbriefe

Quellennr.	Referenz
[1]	Grosse, R., Christopher, B., Stefan, W., Geyer, R. and Robbi, S.: Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU, EUR28859, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017, ISBN 978-92-79-75771-6, doi:10.2760/24422, JRC109006
[2]	Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 (Band 1) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
[3]	Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 (Band 2) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.
[4]	Danish Energy Agency, Energinet (2016, Update 2020): Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation.
[5]	Österreichische Energieagentur (2015): Leitfaden für Energieaudits für Betriebliche Abwärmenutzung
[6]	Bayerisches Landesamt für Umwelt (2012): Abwärmenutzung im Betrieb
[7]	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) (Hrsg.): EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen. BBSR-Online-Publikation 16/2017, Bonn, September 2017
[8]	Fichtner et al. (2019). Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018 -Förderjahr 2018
[9]	AGFW Fernwärme -Preisübersicht (Stichtag 01.10.2019)
[10]	Fraunhofer ISE (2019). WP Smart im Bestand

Quellennr.	Referenz
[11]	KEA, Hochschule Heilbronn, Öko-Institut, IREES, ifeu, Fraunhofer ISE, Hochschule Bieberrach (2019). Grundlegende Empfehlungen für Sanierung und Erneuerung von Heizungsanlagen
[12]	AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter
[13]	AfA-Tabelle Energie- und Wasserversorgung
[14]	ifeu, adelphi, PwC, Ecofys, Agentur für Erneuerbare Energien e.V.: Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen"., Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi, April 2017
[15]	Danish Energy Agency (2020). Technology Data -Generation of Electricity and District Heating
[16]	Schlagermann [2014). Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens. Dissertation Technische Universität München
[17]	Weiler (2018). Technisch-ökonomische Analyse der Energiegewinnung aus Tiefengeothermie in Deutschland. Dissertation Universität Stuttgart
[18]	Erdwerk und Hochschule München (2014). Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefengeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb. Forschungsvorhaben „Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland -Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze“.
[19]	Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; UBA 2016
[20]	Kjell Bettgenhäuser, Thomas Boermans (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland, im Auftrag des Umweltbundesamtes, Februar 2011
[21]	Umweltbundesamt (2018): Umgebungswärme und Wärmepumpen, Online Beitrag https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme; letzter Zugriff am 29.06.2020

Quellennr.	Referenz
[22]	Rink, M.: Nutzung industrieller Abwärme durch die Stadwerke Karlsruhe zur Wärmeversorgung der Stadt Karlsruhe, BMU Abschlussbericht 70441-1/13
[23]	Mangold D., Miedaner O., Tziggili E., Schmidt T., Unterverger M., Zeh B., Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung, Solites 2012
[24]	Fraunhofer UMSICHT (2013), Speicher für die Energiewende

A.3 Screening der diskutierten Maßnahmen

Nr.	Kategorie	Unterkategorie	Maßnahmenbezeichnung	Kurzbeschreibung
1		Fortschreibung GEG		
2			Verschärfung Neubaustandard	Anhebung NstEH auf EH 55 oder mehr
3			Weiterentwicklung GEG für Bestandsgebäude	Kesselbetriebsverbot, OGD, jüngere Gebäude
4			Verpflichtung zur Dekarbonisierung der Wärmenetze	Verpflichtung zur Dekarbonisierung der Wärmenetze
5			Erweiterung Kesselaustauschpflicht	Abschaffung von Ausnahmen, Abkehr vom 30 Jahr-Kriterium
6			THG-Anpassung Primärenergiefaktor	Berücksichtigung der THG-Intensität bei Gebäudebewertung
7			Nutzungspflicht EE-Wärme	Ausweitung EE-Pflicht auf Bestandsgebäude wie in BaWü
8	Ordnungsrechtliche Maßnahmen		Weiterentwicklung vereinfachte Gebäudebewertung	Vereinfachte Gebäudeanforderungen, z. B. mit Hamburger Formel

Nr.	Kategorie	Unterkategorie	Maßnahmenbezeichnung	Kurzbeschreibung
9			Temperaturanforderung im GEG (NT ready)	Verpflichtung, bei stattfindenden Sanierungen oder bis zu einem Zeitpunkt Heizungsverteilung und WW-Versorgung NT-fähig zu machen (öffnet Türen für NT-Wärmenetze und steigert Effizienz von EE)
10			PV-/Solar-Pflicht bei Neubau von Gebäuden und Parkplätzen	
11			Messpflicht ("Effizienzcockpit") für Heizungen und Gebäude	
			Sanierungsverpflichtungen für vermietete Gebäude	
		Mengensteuerung		
12			Quote für grüne Gase oder Wasserstoff	
13			EE-Quote oder CO_2-Grenzwert für Wärmenetze	s.o.
14			"Flottengrenzwert" für Heizungsbranche	
15			Handwerker-Quote zum Einbau von EE-Heizungen	
		Wärmenetze und Ordnungsrecht		
16			Eigenstromprivileg für FW-Versorger	Vom FW-Versorger selbst erzeugter EE-Strom, der nicht durch das öffentliche Netz zu den Anlagen der Wärmeerzeugung, -verteilung und –übergabegeleitet wird, soll Eigenstromprivilegien genießen.
17			Transparenzpflicht Wärmenetzbetreiber	Anforderungen an Preis- und Umweltdaten aus den Wärmenetzen
18			Verpflichtende kommunale Wärmeplanung	
19			Abwärmenutzungsgebot im BImschG	Für Unternehmen mit hohen wirtschaftlichen Abwärmemengen Nutzungsgebot im Rahmen von §5 BImschG
20			Öffnung Wärmenetze für Dritteinspeiser	

Nr.	Kategorie	Unterkategorie	Maßnahmenbezeichnung	Kurzbeschreibung
21			EE-Quote oder CO_2-Grenzwert für Wärmenetze	s.o.
22			Ökowärmetarif	
		Bauplanungsrecht und Flächenpolitik		
23			Städtebauliche Verträge mit EE-Bedingungen	
24			Gebietsfestsetzungen mit EE	
25			Öffentliche Flächen für EE-Wärme	Verpflichtung für öffentliche Gebäudeeigentümer, z. B. BImA, Grundstücke in kostenloser Erbpacht für Erneuerbare bereitzustellen
		Produktanforderungen		
26			Ökodesignanforderungen an Kessel und Kältemaschinen	
27			Ökologische Anpassung Baukindergeld/Eigenheimzulage	
28			Grunderwerbssteuer mit ökologischer Komponente	
29			Green public procurement	Öffentliche Ausschreibungen z. B. von Industriegütern z. B. nach CO_2-Kriterien
30			Steigerung der Wirkung des Emissionshandels im Prozesswärmebereich	
31			Weiterentwicklung des BEHG	
32			Effizienz/EE-Verpflichtung mit Zertifikatehandel	
33	Ökonomische Instrumente		Steueränderungen für Gewerbeimmobilien	Änderungen im Einkommens- und Gewerbesteuerrecht zur Anreizschaffung von Sanierungen in Gewerbeimmobilien
34			Änderung des Straßen- und Wegerechtes	Regelungen für EE-abhängige Fernwärme-Konzessionsabgaben

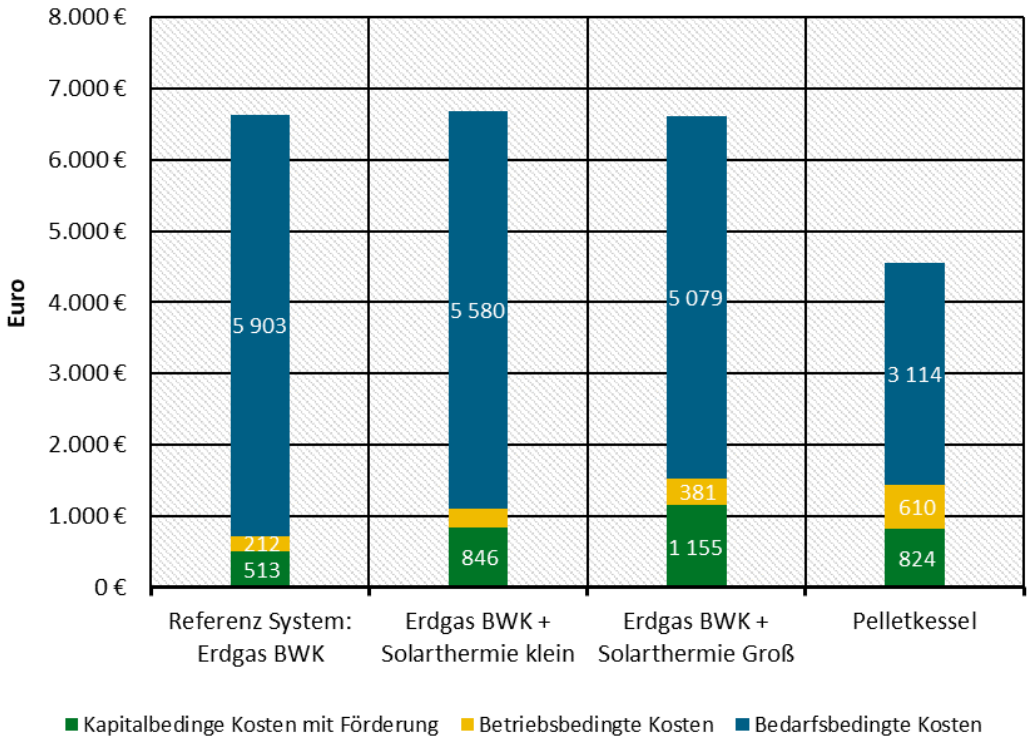
Nr.	Kategorie	Unterkategorie	Maßnahmenbezeichnung	Kurzbeschreibung
35			Abschaffung EEG-Umlage/Stromsteuer	für Sektorkopplungstechnologien
36			Entwicklung eines EE-orientierten Stromtarifs für Wärmepumpen	
37			Basisprogramm Wärmenetze	Transformationsprogramm Bestandsfernwärme
38			KWKG	Weiterentwicklung des KWK
39			Saisonal/solarabhängiger KWK-Bonus	Beschränkung des KWK-Bonus auf Heizperiode oder auf 2.500 h/a
40			Wärmeumlage	Umlagefinanzierte Förderung von Maßnahmen der Wärmewende
41			Verbesserte Förderung Gebäude in schwierigen Lagen	
42			Spezif. Wärme-Förderpakete für einkommensschwache Haushalte	Bsp. Spanien, wo PV+WP an einkommensschwache Haushalte gegeben werden
43			EE-Anreize für Handwerker	
44			Beschleunigte AfA für EE-Prozesswärme	
45			Energetische Sanierung öffentliche Liegenschaften	
46	Förderung		Maßnahmen zur Wärmenetzverdichtung	
47			Abwärme-Ausfallsicherungen und Bürgschaften	
48			Abschaffung der Kostenneutralität BGB §556c	Kostenneutralität von alternativen Wärmelösungen, WärmeLV
49			Abschaffung/Reform der Modernisierungsumlage und Verbleib von Fördermitteln beim Vermieter (BGB § 559a)	
50	Mietrecht		Klimakomponente im Wohngeld und Grundsicherung	

Nr.	Kategorie	Unterkategorie	Maßnahmenbezeichnung	Kurzbeschreibung
51	Information und Beratung		Aktivierung von Handwerkern und Intermediären	Regionale Sanierungsnetzwerke, Architektenschulung,

A.4 Dezentrale Versorgungsoptionen

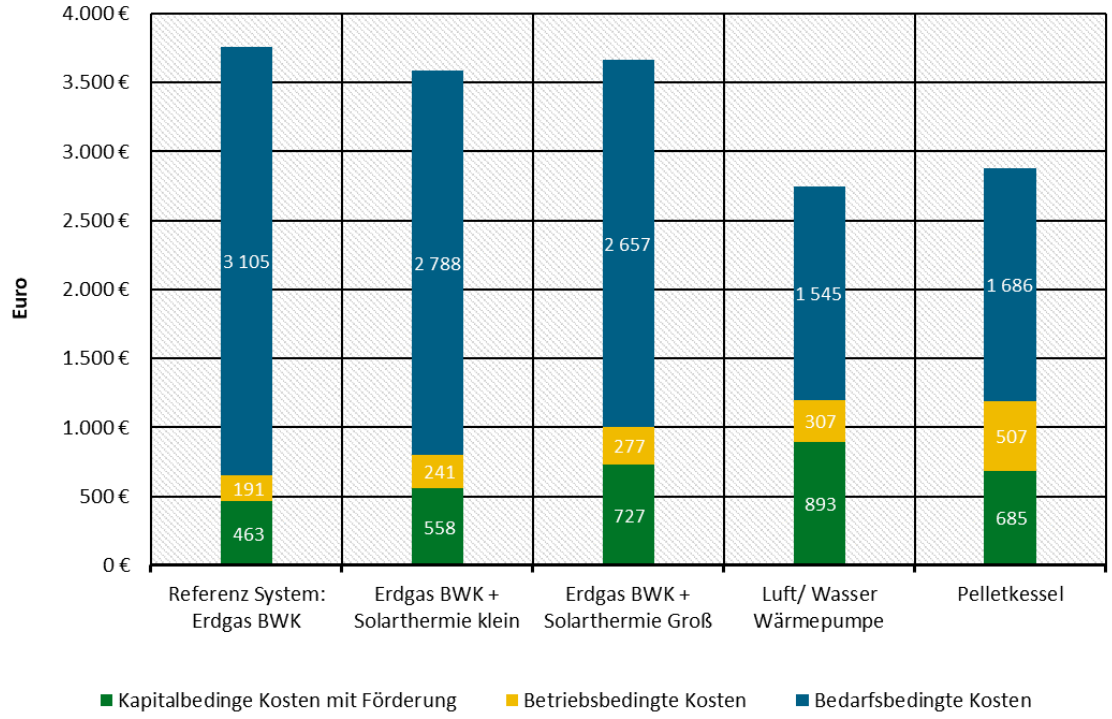
A.4.1 Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert

Abbildung 78: Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert 2030



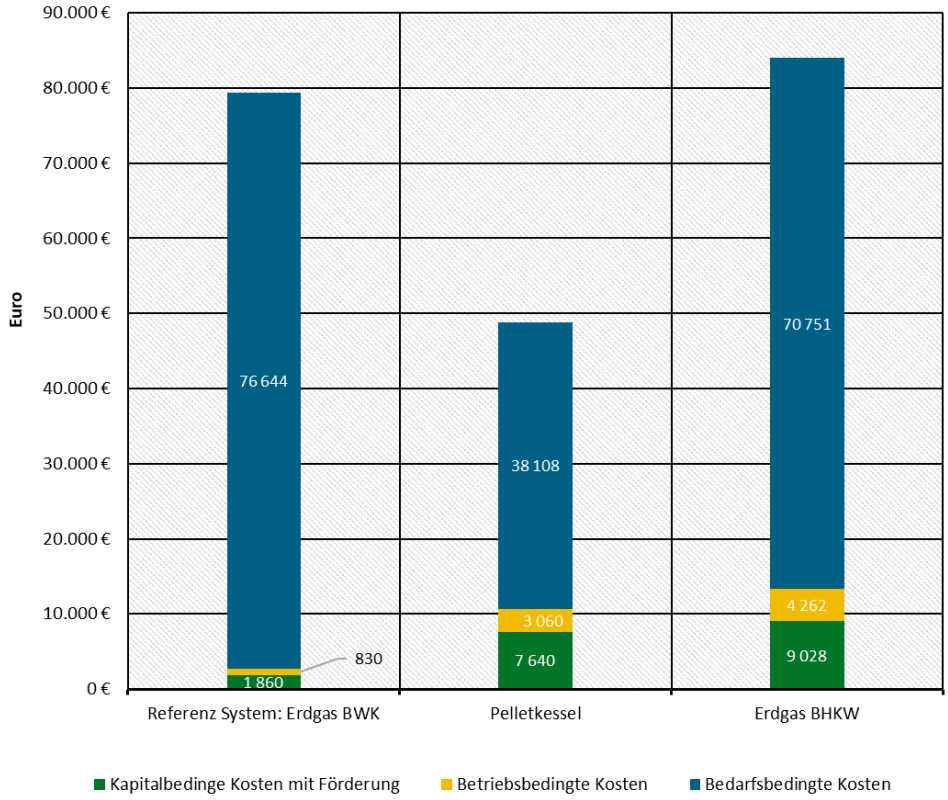
A.4.2 Annuitätische Vollkosten für EFH saniert

Abbildung 79: Annuitätische Vollkosten für EFH saniert 2030



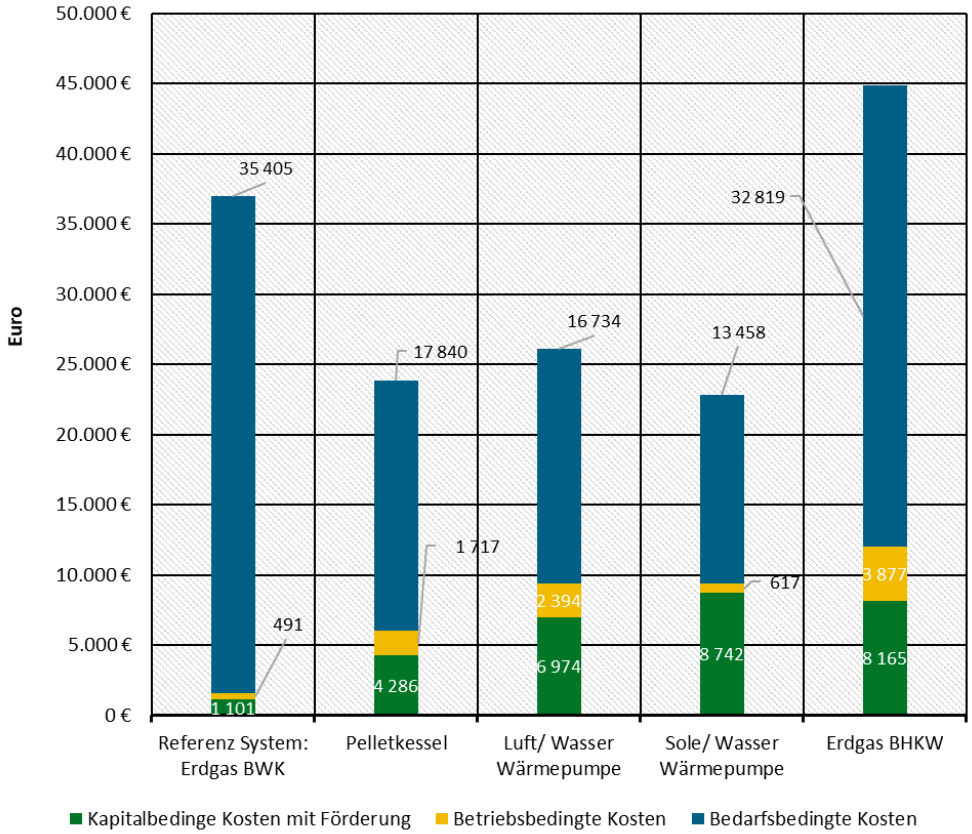
A.4.3 Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert

Abbildung 80: Annuitätische Vollkosten für MFH unsaniert 2030



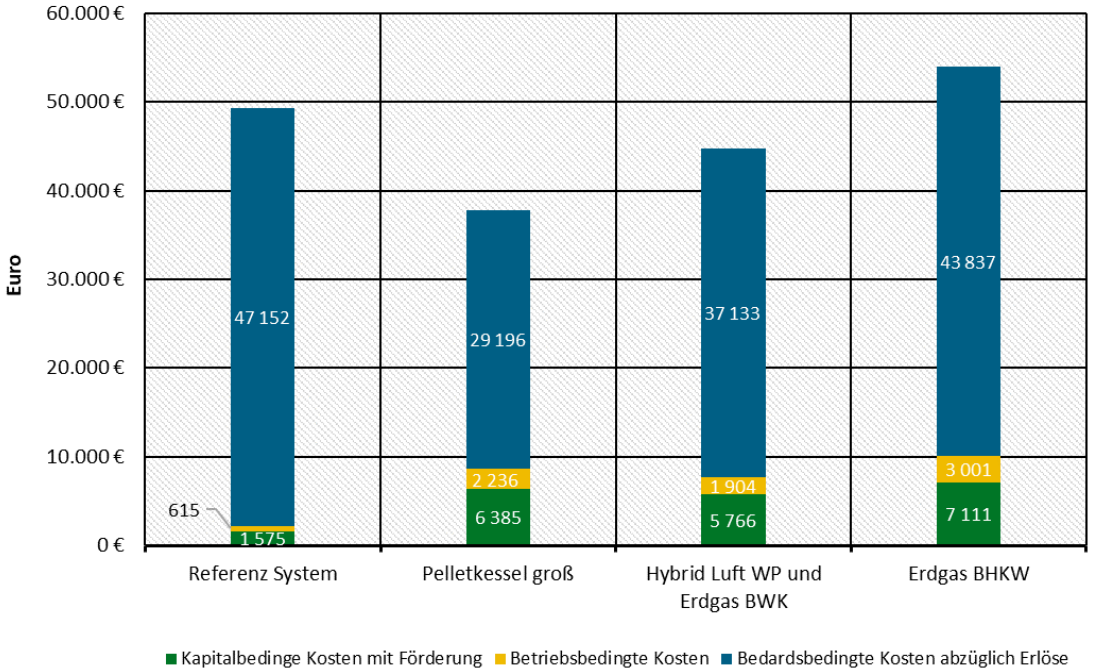
A.4.4 Annuitätische Vollkosten MFH saniert

Abbildung 81: Annuitätische Vollkosten für MFH saniert 2030



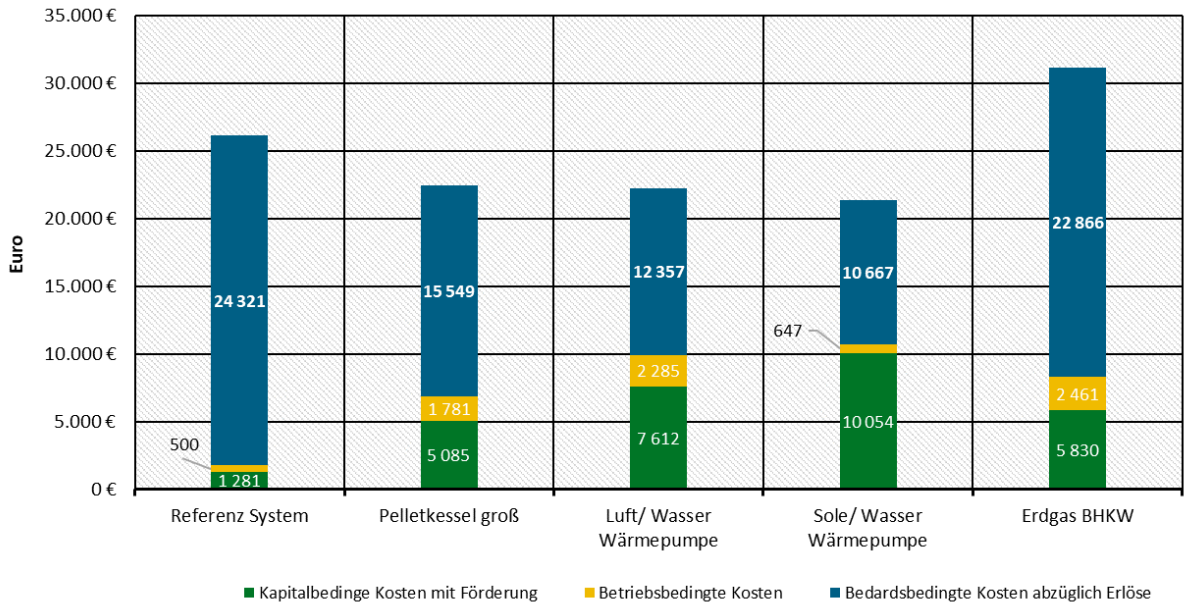
A.4.5 Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert

Abbildung 82: Annuitätische Vollkosten für Bürogebäude unsaniert 2030



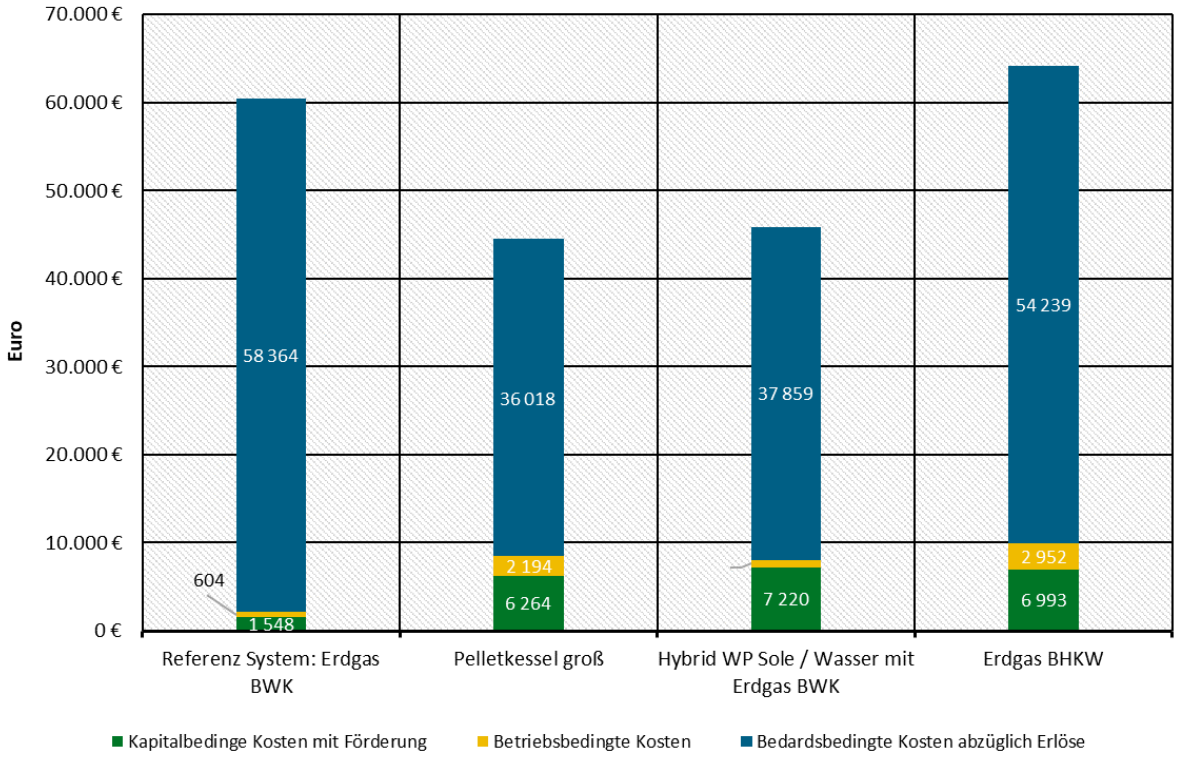
A.4.6 Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert

Abbildung 83: Annuitätische Vollkosten für Bürogebäude saniert 2030



A.4.7 Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert

Abbildung 84: Annuitätische Vollkosten für Verkaufsgebäude unsaniert 2030



A.4.8 Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert

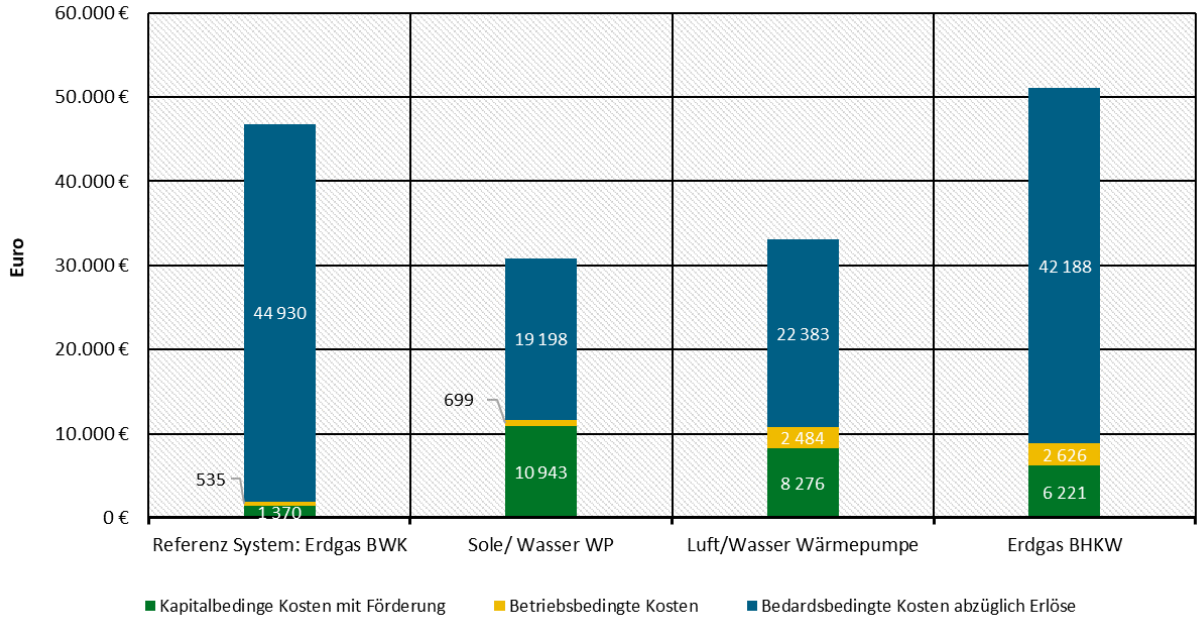



Abbildung 85: Annuitätische Vollkosten für Verkaufsgebäude saniert 2030