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

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Zuständige Behörden:

- **Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)**
- **Umweltbundesamt (UBA)**

Forschungsnehmer:

IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien GmbH
ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)
Prognos AG

Autoren:

Jan Steinbach, Eftim Popovski, Jasmin Henrich, Catrice Christ (IREES)
Sara Ortner, Martin Pehnt, Sebastian Blömer, Andreas Auberger (ifeu)
Markus Fritz, Anna Billerbeck (Fraunhofer ISI)
Nora Langreder, Nils Thamling, Malek Sahnoun, Dominik Rau (Prognos AG)

Inhaltsverzeichnis

A. Executive Summary 8
B. Hintergrund und Zielsetzung 11
I. Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung 14
I.1. Bewertung des jährlichen Wärme- und Kältebedarfs 14
I.1.a. Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte 15
I.1.b. Nutzenergie zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs 16
I.2. Wärme- und Kältebereitstellung 20
I.2.a. Technologien zur Wärme- und Kälteversorgung 20
I.2.b. Anlagen und Potenziale der Abwärme und -kälte 31
I.2.c. Erneuerbare Energien und Abwärme oder -kälte im Fernwärme- und Fernkältesektor 38
I.3. Landkarten Wärme- und Kältekarten für Deutschland 41
I.3.a. Wärme- und Kältebedarfsgebiete 42
I.3.b. Bestehende Wärme- und Kälteversorgungspunkte und Fernwärmeübertragungsanlagen 45
I.3.c. Geplante Wärme- und Kälteversorgungspunkte und Fernwärmeübertragungsanlagen 49
I.4. Prognose der Trends für den Wärme- und Kältebedarf 51
II. Ziele, Strategien und politische Maßnahmen 57
II.1. Geplanter Beitrag des Mitgliedstaates zu seinen nationalen Zielen, Vorgaben und Beiträgen 57
II.1.a. Dimension Dekarbonisierung 57
II.1.b. Dimension Energieeffizienz 59
II.1.c. Dimension Sicherheit der Energieversorgung 60
II.1.d. Dimension Energiebinnenmarkt 61
II.1.e. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit 62
II.2. Überblick über die bestehenden Politiken und Maßnahmen 62
II.2.a. Dimension Dekarbonisierung 63
II.2.b. Dimension Energieeffizienz 65
II.2.c. Dimension Sicherheit der Energieversorgung 68
II.2.d. Dimension Energiebinnenmarkt 70
II.2.e. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit 71
III. Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung 73
III.1. Überblick Vorgehensweise 73
III.2. Geografische Grenzen und Systemgrenzen 74

III.3. Grundlagenszenario 76
III.3.a. Nutz- und Endenergiebedarf nach Sektoren 76
III.3.b. Derzeitiger und künftiger Mix der Wärme- und Kälteversorgung und der damit verbundenen Austauschrate 79
III.3.c. Räumliche Disaggregation des Wärme- und Kältebedarfs 81
III.3.c.i. Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen 82
III.3.c.ii. Sektor Industrie 84
III.3.c.iii. Kältebedarf 88
III.4. Ermittlung geeigneter technischer Lösungen 88
III.4.a. Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials 90
III.5. Ermittlung der technischen Potenziale 96
III.5.a. Industrielle Abwärme 96
III.5.b. Thermische Abfallbehandlungsanlagen 99
III.5.c. Hocheffiziente KWK 100
III.5.d. Tiefengeothermie 101
III.5.e. Solarthermische Großanlagen 102
III.5.f. Biomasse 109
III.5.g. Energie aus Abwasser, Kläranlagen 110
III.5.h. Großwärmepumpen 115
III.5.i. Ermittlung der Fernwärmepotenziale 117
III.5.j. Ermittlung der Fernwärme-Verteilkosten 119
III.5.k. Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale 119
III.6. Erstellung der alternativen Szenarien 121
III.6.a. Vorgehen 121
III.6.a.i. Vorgehen zur Ermittlung der alternativen Szenarien im Jahr 2030 122
III.6.a.ii. Vorgehen zur Ermittlung der dezentralen Optionen 132
III.6.b. Ergebnisse 135
III.6.b.i. Zentrale Versorgung im Jahr 2030 135
III.6.b.ii. Zentrale Versorgung im Jahr 2050 142
III.6.b.iii. Zentrale Kältebereitstellung 145
III.6.b.iv. Dezentrale Wärme-Versorgungsoptionen – Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen 145
III.6.b.v. Dezentrale Kälteversorgung in Gebäuden 151
III.6.b.vi. Dezentrale Wärme- und Kälteversorgung in der Industrie: Industrielle KWK-Anlagen 151
III.7. Kosten-Nutzen-Analyse entsprechend Anhang VIII 153
III.7.a. Zentrale Rahmendaten für die Kosten-Nutzen-Analyse 155
III.7.b. Vorgehensweise zur Ermittlung der Kostenwirkung 155

III.7.c. Berechnung der Gestehungskosten des Grundlagenszenarios 157
III.7.d. Ergebnisse 158
III.7.d.i. Endenergiebereitstellung der Fernwärme 158
III.7.d.ii. Wirtschaftliches Potenzial in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung 160
III.7.d.iii. Wirtschaftliches Potenzial in einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive 169
III.7.d.iv. THG-Emissionen und Primärenergieeinsparungen 170
III.7.d.v. Energieversorgungssicherheit 173
III.7.d.vi. Arbeitsplatzeffekte 174
III.8. Sensitivitätsanalyse 174
III.8.a. Rahmendaten 175
III.8.b. Ergebnisse 176
III.9. Erkenntnisse der Kosten-Nutzen-Analyse und der Sensitivitätsanalyse 183
IV. Potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen 186
IV.1. Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (BEW) 190
IV.2. Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale 195
IV.3. Kommunale Wärmeplanung 198
IV.4. Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel des Bundesprogrammes effiziente Wärmenetze: Wärmeumlage 206
C. Literaturverzeichnis 213
D. Abbildungsverzeichnis 223
E. Tabellenverzeichnis 229
F. Anhang 233
I. Anhang Teil I.3 234
I.1. Daten zu Teil I.3.a 234
I.2. Daten zu Teil I.3.b und Teil I.3.c 254
II. Anhang Teil II.1 293
III. Anhang Teil II.2 294
IV. Anhang Teil III – Rahmendaten 313
IV.1. Entwicklung der Energiepreise 315
IV.2. Gesamtwirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Diskontrate 322
IV.3. Bewertung von Klimaschäden 325
V. Anhang Teil III – Technologiesteckbriefe 326
V.1. Heizwerk Tankkessel 327

V.2. Heizwerk Wasserrohrkessel 328
V.3. Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel 329
V.4. Geothermie 330
V.5. Zentrale Solarthermie 331
V.6. Zentrale Luft/Wasser Wärmepumpe 332
V.7. Seewasser Wärmepumpe 334
V.8. Wärmepumpe Abwärme 336
V.9. KWK Anlagen: Dampfturbine 338
V.10. KWK Anlagen: Gasturbine 339
V.11. KWK Anlage: Blockheizkraftwerke 340
V.12. Brennstoffzelle 342
V.13. Abwärme 344
V.14. Wärmenetz 346
V.15. Wärmespeicher 348
V.16. Fernwärme Hausstation 350
V.17. Dezentraler Erdgasbrennwertkessel 351
V.18. Dezentraler Ölbrennwertkessel 352
V.19. Dezentraler Brennwert-Pelletkessel 353
V.20. Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe 354
V.21. Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe 355
V.22. Dezentrale Solarthermie 356
V.23. Quellenüberblick Technologiesteckbriefe 357
VI. Anhang Teil III – Dezentrale Versorgungsoptionen 360
VI.1. Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert 360
VI.2. Annuitätische Vollkosten für EFH saniert 361
VI.3. Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert 361
VI.4. Annuitätische Vollkosten MFH saniert 363
VI.5. Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert 364
VI.6. Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert 364
VI.7. Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert 365
VI.8. Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert 365

Abkürzungsverzeichnis

11. BImSchV	Elfte Bundes-Immissionsschutzverordnung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
AS	Alternative Szenarien
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
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)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnEff-RL	Energieeffizienz-Richtlinie
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
E-PRTR	European Pollutant Release and Transfer Register
ESB	Energieeffizientes Bauen und Sanieren
EU	Europäische Union
EUA	European Union Allowances
EZFH	Ein- und Zweifamilienwohngebäude
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung Energiewende
GEG	Gebäudeenergiegesetz
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
HZO	Förderprogramm Heizungsoptimierung
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH

JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWSB	Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung
LTRS	Long-term renovation strategy (Langfristige Renovierungsstrategien)
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MVA	Müllverbrennungsanlagen
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
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)
RED II	Renewables Energy Directive (Erneuerbare-Energien Richtlinie der europäischen Union)
RL	Richtlinie
SoS-VO	Verordnung über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung
T_Rein	Reinjektionstemperatur Geothermie
T_Res	Reservoirtemperatur Geothermie
THG	Treibhausgasemissionen
UBA	Umweltbundesamt
VBH	Vollbenutzungsstunden
WP	Wärmepumpe

A. Executive Summary

Die Mitgliedsstaaten sind nach Artikel 14 der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (EED)[1] dazu verpflichtet, alle fünf Jahre eine Bewertung zur Effizienz der Wärme- und Kälteversorgung der Europäischen Kommission vorzulegen. Mit diesem Bericht wird diese *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* für Deutschland vorgelegt. Ziel des Berichtes ist es den Status quo des Wärme- und Kältebereichs detailliert zu analysieren und das wirtschaftliche Potenzial für die Umstellung auf eine effiziente und erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung zu ermitteln sowie Ziele, Strategien und Maßnahmen aufzuzeigen, die die Umsetzung der Potenziale befördern. 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

Der Wärme- und Kältebereich umfasst den Endenergieverbrauch für die thermische Konditionierung von Gebäude – Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung sowie die Endenergieverbräuche der Wärme- und Kälteprozesse in Industrie und dem GHD Sektor. Im Rahmen der *Umfassenden Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* erfolgt dabei die Unterscheidung in die Bereiche „Wohngebäude“ (Private Haushalte), „Dienstleistungen“ (GHD) und „Industrie“ (Industriesektor). Der Endenergieverbrauch im Wärme- und Kältebereich in Deutschland betrug im Jahr 2018 rund 1.321 TWh und hatte damit einen Anteil von 56 % am gesamten Endenergiebedarf in Deutschland bzw. rund 80 % am Endenergiebedarf der Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie. Der höchste Anteil des Wärme- und Kälteendenergieverbrauchs wird für Raumwärme verwendet. Mit Bezug auf die eingesetzten Energieträger erfolgt die Versorgung zu 81 % durch fossile Brennstoffe und zu rund 13 % durch erneuerbare Energien, der Rest ist Strom. In der Fernwärme bzw. -kälte betrugt der Anteil erneuerbarer Energien 20 % im Jahr 2018, 72 % der Nettowärmeerzeugung erfolgte über KWK-Anlagen. Der Anteil von Abwärme aus industriellen Prozessen an der Wärmenetzeinspeisung betrug 1,7 % (Teil I). Neben dem Status quo erfolgt die Darstellung der Prognose des Wärme- und Kältebereichs aus dem Nationalen Energie- und Klimaschutzplan bis zum Jahr 2050 (Teil II). In dem Referenzszenario, welches die derzeitigen politischen Maßnahmen abdeckt, reduziert sich der Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälte im Zeitraum von 2018 bis 2030 um 17 % und bis zum Jahr 2050 um 41 %.

[1] RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG zuletzt geändert durch RICHTLINIE (EU) 2018/2002 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz

Bei der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung (Teil III) werden alternative Szenarien entwickelt und einem Grundlagenszenario gegenübergestellt. Um speziell bei der Analyse der effizienten Fernwärmeversorgung lokale Unterschiede hinsichtlich Wärmequellen und -senken analysieren zu können, wird ein kleinräumiger Ansatz entwickelt, in dem auf Gemeindeebene in einem ersten Schritt mögliche Fernwärmepotenziale anhand der Wärmedichte identifiziert werden. Anschließend werden auf Basis der ermittelten technischen Potenziale verschiedener erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme der optimale Energieträgermix für eine effiziente Fernwärmeversorgung bestimmt. Für die Analysen in den alternativen Szenarien wird analog zum Grundlagenszenario ein Anteil von erneuerbaren Energien und Abwärme in Höhe von 40 % im bundesweiten Schnitt unterstellt, um den Zielen der Verordnung (EU) 2018/1999 Rechnung zu tragen.

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 Einsparung von 2,35 Mio. Tonnen CO_2äq. im Jahr 2030 führt. Die jährlichen Einsparungen hinsichtlich der Wärmegestehungskosten betragen im Jahr 2030 aus einzelwirtschaftlicher Perspektive 0,75 Mrd. Euro, 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. In der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse werden darüber hinaus die Effekte auf den Primärenergieeinsatz, die Energieversorgungssicherheit und die Arbeitsplätze aufgezeigt.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden Änderungen der Investitions- und Betriebskosten, der Diskontrate sowie Variationen der Brennstoff- und Strompreise und Klimaschadenskosten analysiert. 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.

Die Einsparungen sind primär auf den optimierten lokalen Einsatz von erneuerbaren Energien und Abwärme in der Fernwärmeversorgung zurückzuführen, da in den Analysen auf Gemeindeebene die kleinräumig bestimmten technischen Potenziale verschiedener Wärmequellen mit möglichen Fernwärmegebieten im Jahr 2030 abgeglichen werden.

Auf Basis dieser Erkenntnisse werden folgende potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen abgeleitet (Teil IV).

- Bundesprogramm für effiziente Wärmenetze
- Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale
- Kommunale Wärmeplanung
- Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel des Bundesprogrammes für effiziente Wärmenetze: Modernisierungsumlage

Alle Vorschläge und Strategien dieses Berichts stehen unter dem Vorbehalt einer tiefergehenden Prüfung und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung unter geeigneter Berücksichtigung volkwirtschaftlicher Kosten des Klimaschutzes und des Erreichens der Langfristziele sowie ggf. der Bereitstellung von Mitteln durch den Haushaltsgesetzgeber.

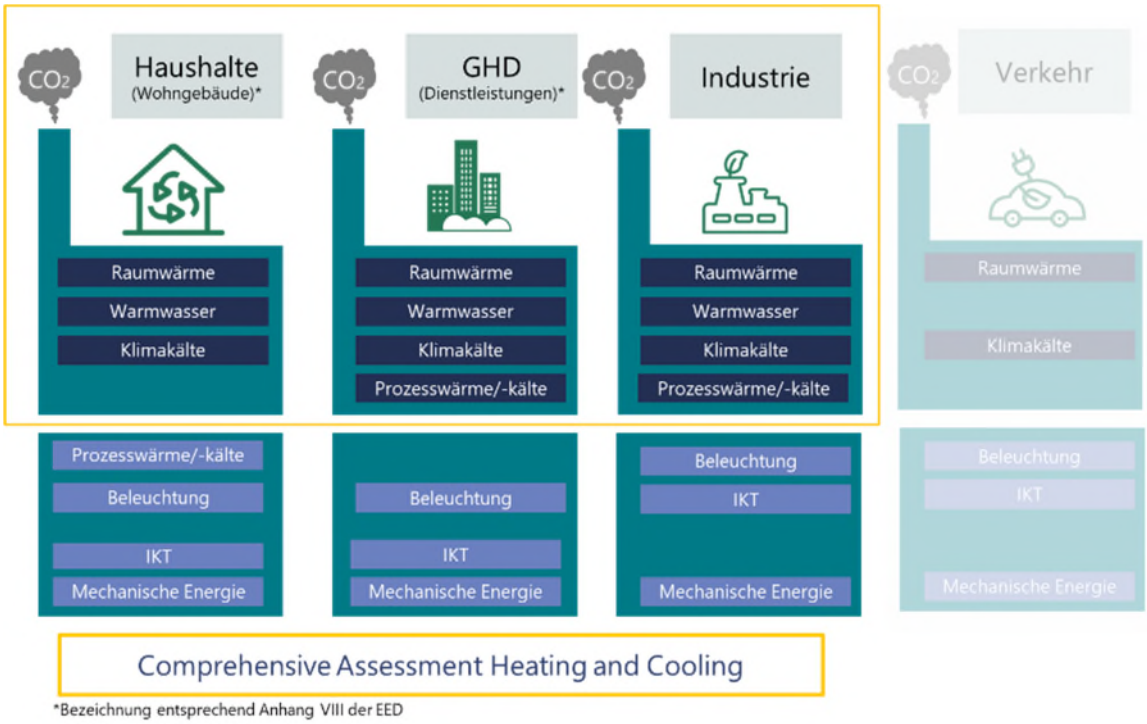
Die *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* im Rahmen der EED zeigt, dass umfassende Potenziale im Bereich der erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung – vor allem in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung – bestehen und mit welchen Maßnahmen die Potenziale gehoben werden können.

B. Hintergrund und Zielsetzung

Die Mitgliedsstaaten sind nach Artikel 14 der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU (EED)[2] dazu verpflichtet, alle fünf Jahre eine Bewertung zur Effizienz der Wärme- und Kälteversorgung der Europäischen Kommission vorzulegen. Mit diesem Bericht wird diese *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* für Deutschland vorgelegt. Ziel des Berichtes ist es den Status quo des Wärme- und Kältebereichs detailliert zu analysieren und das wirtschaftliche Potenzial für die Umstellung auf eine effiziente und erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung zu ermitteln sowie Ziele, Strategien und Maßnahmen aufzuzeigen, die die Umsetzung der Potenziale befördern.

Eine genaue Definition des Wärme- und Kältebereich ist durch die EED nicht vorgegeben. Abbildung 1 skizziert die für dieses Vorhaben angewendete Abgrenzung des Wärme- und Kältebereichs auf Ebene der Anwendungsbilanzen der Energiebilanz. Damit umfasst der Wärme- und Kältebereich die Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte in den Nachfragesektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie. Zudem werden Prozesswärme und -kälte in GHD und Industrie berücksichtigt. Für den Haushaltssektor werden somit nur die Anwendungen berücksichtigt, die der thermischen Konditionierung von Gebäuden dienen. Grund dafür ist, dass Prozesswärme und -kälte im Haushaltssektor den Energieverbrauch für Kochen und Kühlschränke erfasst, der dem Bereich der Haushaltgeräte zugeordnet werden kann und mit Bezug auf die hier untersuchten Technologien und Maßnahmen nicht adressiert wird. Im Gegensatz zur Abgrenzung der Sektoren im Rahmen des Klimaschutzplans 2050 werden alle Energieträger, die zur Deckung der Wärme- und Kältenachfrage eingesetzt werden, berücksichtig. Neben der Untersuchung auf Ebene der Nachfragesektoren wird die Fernwärme und -kälte als Umwandlungssektor detailliert in die Analyse einbezogen.

[2] RICHTLINIE 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG zuletzt geändert durch RICHTLINIE (EU) 2018/2002 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz



Quelle: Eigene Abbildung IREES

Abbildung 1: Abgrenzung des Wärme- und Kältebereichs

Der Aufbau und die Inhalte des Berichts[3] werden entsprechend der Vorgaben in Artikel 14 der EED und dem dazugehörige Anhang VIII (Europäische Kommission, 2019a) strukturiert. Zudem werden die Empfehlungen der EU-Kommissionen zur Umsetzung der EED bei der Erstellung des Berichts berücksichtigt (Europäische Kommission, 2019b; Jakubcionis et al., 2015). Die Nummerierung der einzelnen Kapitel erfolgt entsprechend der Nummerierung der inhaltlichen Punkte im Anhang VIII der EED. Die von der Richtlinie geforderten Inhalte werden sofern möglich, um weitere relevante Analysen ergänzt, die für die Ableitung von technischen Lösungen und politischen Maßnahmen relevant sind. Dies umfasst beispielsweise eine detailliertere Darstellung der verwendeten Wärme- und Kälteversorgungstechnologien, die Differenzierung der Prozesswärme und –kälte nach Temperaturniveaus sowie die Analyse der bestehenden Netztemperaturen in der Fernwärme und -kälte.

Teil I des Berichts zeigt den Status quo des Wärme- und Kältebereichs, mit der Darstellung der Nachfrage differenziert nach relevanten Energieanwendungen und Nachfragesektoren auf End- und Nutzenergieebene. Ebenso werden die verwendeten Technologien zur Wärme- und Kälteversorgung dargestellt und die Potenziale zur Nutzung von Abwärme und -kälte. Neben der aggregierten Darstellung auf nationaler Analyse, wird eine räumlich hochaufgelöste Analyse der Wärme- und Kältebedarfsgebiete, der bestehenden und geplanten Versorgungspunkte sowie der Fernwärmeübertragungsanlagen durchgeführt und in Landkaten dargestellt. Zusätzlich zu diesem Bericht werden die Ergebnisse der räumlichen Analysen auch in einer interaktiven Webplattform zu Verfügung gestellt, mit der individuelle Auswertungen auf Gemeindeebene ermöglicht werden. Neben der Analyse des Status quo beinhaltet Teil I auch eine Prognose der Entwicklung

[3] Zu der umfassenden Bewertung des nationalen Wärme- und Kälteversorgungspotenzials, gemäß Artikel 14 Absatz 1

des Wärme- und Kältebereichs bis zum Jahr 2050, unter der Annahme einer Fortführung der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen (Referenzszenario).

Teil II des Berichts stellt die für den Wärme- und Kältebereich relevanten Ziele, Strategien und politische Maßnahmen dar und ordnet diese den fünf Dimensionen der Energieunion – Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Energieversorgungsicherheit, Energiebinnenmarkt sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit – zu.

Teil III umfasst die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Dabei werden räumlich aufgelöst die Potenziale für eine effiziente und erneuerbare Wärme- und Kälteversorgung in Abhängigkeit der lokalen Wärme- und Kältenachfrage analysiert und alternative Szenarien für die Wärme- und Kälteversorgung entwickelt. Diese werden mit Bezug auf die Kosten- und Nutzenwirkungen aus einzel- und betriebswirtschaftlicher Perspektive gegenüber einem Grundlagenszenario bewertet.

Teil IV beinhaltet Vorschläge für neue Strategien und politische Maßnahmen und eine Abschätzung wie diese zur Zielerreichung bzw. der Erschließung der identifizierten Potenziale beitragen könnten.

Dieser Bericht adressiert damit alle relevanten Aspekte des Wärme- und Kältebereichs und stellt damit eine wichtige Grundlage für Politik, Wissenschaft und wirtschaftliche Akteure dar, die konkrete Projekte im Bereich der effizienten und erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung planen.

I. Übersicht über die Wärme- und Kälteversorgung

In Teil I des *Comprehensive Assessment Heating and Cooling* wird der Status quo des Wärme- und Kältebereichs in Deutschland dargestellt. Ziel ist es dabei, sowohl die relevante Energienachfrage differenziert nach Sektoren und Energieanwendungen als auch die Energiebereitstellung differenziert nach Technologien aufzuschlüsseln. Mit dieser detaillierten Darstellung kann die Relevanz einzelner Bereiche innerhalb des Wärme- und Kältebereichs beurteilt werden. Die Analyse dient zudem als Ausgangsbasis zur Ermittlung der Potenziale zur Umstellung auf eine erneuerbare und effiziente Wärme- und Kältebereitstellung und an welchen Stellen spezifische Politikinstrumente ansetzen müssen.

Die Darstellung des Status quo erfolgt dabei für das Jahr 2018, für das die jüngsten Zahlen aus der Energiestatistik vorliegen.

I.1. Bewertung des jährlichen Wärme- und Kältebedarfs

Der derzeitige Wärme- und Kältebedarf wird auf Ebene der Endenergie und der Nutzenergie in der geforderten Differenzierung gemäß dem Anhang VIII der EED quantifiziert. Tabelle 1 zeigt die sektorale Abgrenzung entsprechend der Richtlinie und die jeweilige Zuordnung zu den Endenergiesektoren nach Energiebilanz in Deutschland.

Tabelle 1: Sektorale Differenzierung des Wärme- und Kältebedarfs

	Anhang VIII - Richtlinie 2012/27/EU	**AGEB Endenergiesektoren**
A	Wohngebäude	Haushalte
B	Dienstleistungen	GHD
C	Industrie	Industrie
D	Alle sonstigen Sektoren mit jeweils mehr als 5 % des gesamten nationalen Nutzwärme- und Nutzkältebedarfs	

Der Bereich Dienstleistungen umfasst den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)[4], so dass alle Nachfragebereiche für Wärme- und Kältebedarfe erfasst sind und der Bereich sonstige Sektoren (D) nicht relevant ist. Eine weitere Ausdifferenzierung des GHD Sektors nach Dienstleistungen und anderen sonstigen Branchen lässt die Energiebilanz in Deutschland nicht zu.

Zusätzlich zu der sektoralen Differenzierung erfolgt eine Differenzierung nach den verschiedenen Anwendungsbereichen für Wärme- und Kältebedarf (Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte).

[4] Der GHD Sektor umfasst entsprechend der Abgrenzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen die Betriebe des verarbeitenden und produzierenden Gewerbes bis 19 Mitarbeiter, alle Betriebe des Handel- und Dienstleistungsbereichs, die Land- und Forstwirtschaft, Gartenbau sowie militärische Dienstleistungen und den stationären Energieverbrauch der Deutschen Bahn und der Flughäfen (Schlomann et al., 2013).

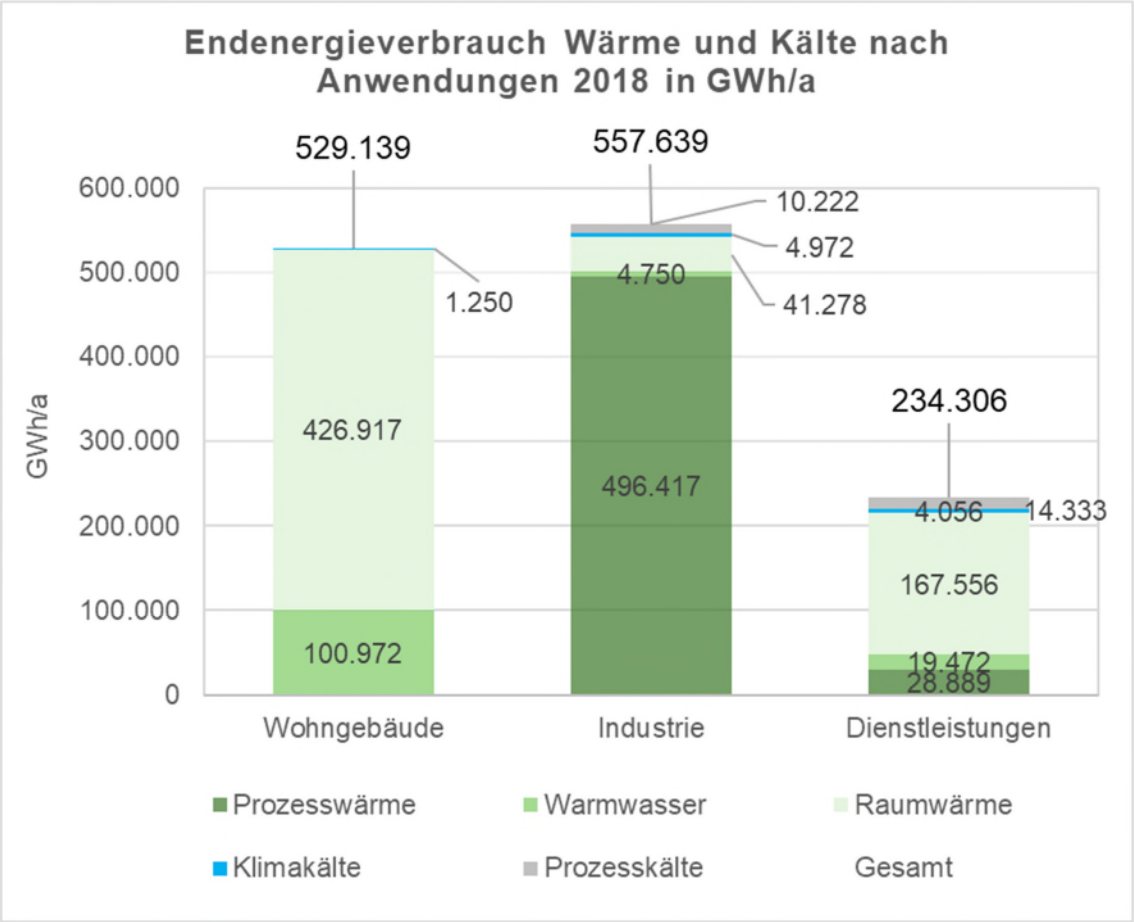
I.1.a. Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte

Die Übersicht zum Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte der einzelnen Sektoren wird basierend auf den Anwendungsbilanzen für Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) erstellt. In Abbildung 2 ist der Endenergieverbrauch von Wärme- und Kälteanwendungen in Deutschland in den verschiedenen Sektoren dargestellt. In Summe beträgt dieser ca. 1.321 TWh/a. Der gesamtdeutsche Endenergieverbrauch lag im Jahr 2018 bei ca. 2.499 TWh/a. Dies bedeutet, dass die Wärme- und Kälteanwendungen für ca. 53 % des gesamtdeutschen Endenergieverbrauchs verantwortlich sind. In Abbildung 2 ist erkennbar, dass in den Sektoren der Wohngebäude (529 TWh/a) und der Industrie (558 TWh/a) der Endenergieverbrauch jeweils etwa doppelt so hoch ist wie im Dienstleistungssektor (234 TWh/a).

Im Sektor **Wohngebäude** beträgt der gesamtdeutsche Endenergiebedarf ca. 636 TWh/a. Damit ist der Bereich der Wärme- und Kälteanwendungen (inkl. Prozesswärme- und Prozesskälteanwendungen, welche in den weiteren Darstellungen keine Berücksichtigung finden) für ca. 94 % des Endenergiebedarfs in Wohngebäuden verantwortlich. In Wohngebäuden ist vor allem der Endenergieverbrauch zur Deckung der Raumwärme mit 427 TWh/a relevant. Ein kleinerer Anteil des Endenergieverbrauchs entfällt mit ca. 100 TWh/a auf die Bereitstellung von Warmwasser. Prozesswärme- und Prozesskälteanwendungen sind in Summe für etwa 69 TWh/a verantwortlich. Die restlichen Anwendungen spielen im Wohngebäudesektor nur eine untergeordnete Rolle.

Im Sektor **Industrie** beträgt der gesamtdeutsche Endenergiebedarf ca. 736 TWh/a. Damit ist der Bereich der Wärme- und Kälteanwendungen für ca. 76 % des Endenergiebedarfs in der Industrie verantwortlich. Im Industriesektor ist vor allem der Bedarf an Prozesswärme relevant. Dieser beträgt in der Industrie ca. 496 TWh/a und somit fast 90 % des Endenergiebedarfs für Wärme und Kälte. Unter Prozesswärme versteht man alle Anwendungen, welche für Prozesse notwendige Temperaturen bereitstellen, beispielsweise Dampferzeuger oder Industrieöfen. Ein kleinerer Anteil des Endenergieverbrauchs entfällt im Industriesektor mit ca. 41 TWh/a auf die Raumwärme. Kälteanwendungen spielen eher eine untergeordnete Rolle.

Im Sektor **Dienstleistungen** beträgt der gesamtdeutsche Endenergiebedarf ca. 375 TWh/a. Damit ist der Bereich der Wärme- und Kälteanwendungen für ca. 62 % und somit ca. 234 TWh/a des Endenergiebedarfs im Dienstleistungssektor verantwortlich. Im Dienstleistungssektor ist, wie bei den Wohngebäuden, vor allem der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme mit ca. 168TWh/a relevant. Ebenfalls gibt es im Dienstleistungssektor einen kleineren Bedarf an Warmwasser, Prozesswärme und Kälteanwendungen.



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEB (2020a)

Abbildung 2: Endenergieverbrauch Wärme- und Kälteanwendungen im Jahr 2018 in GWh/a

I.1.b. Nutzenergie zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs

Für den Nutzenergiebedarf sind in Deutschland keine offiziellen Statistiken vorhanden. Aus diesem Grund wird der Nutzenergiebedarf auf Basis des Endenergieverbrauchs, den eingesetzten Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien (vgl. I.2) sowie den einzelnen Prozessen und eingesetzten Erzeugungstechnologien ermittelt. Die Ergebnisse des Teils I.1.b. stellen somit die aggregierten Ergebnisse des Teils I.2.a dar. Eine detaillierte Darstellung zum Status quo der eingesetzten Wärme- und Kälteerzeugungstechnologien in den einzelnen Anwendungen und Sektoren ist in Teil I.2.a zu finden.

Für die Nutzenergieermittlung im Bereich der industriellen Prozesswärme- und Kältebereitstellung ist ein einheitlicher Ansatz mit pauschalen Faktoren schwierig. Daher wird für die Prozesswärme und -kälte die Nutzenergie basierend auf dem Energienachfragemodell FORECAST[5] des Fraunhofer ISI berechnet, welches unterschiedliche statistische Erhebungen zu Technologien und Prozessen als Datengrundlage verwendet. Anhand der in diesem Modell hinterlegten Energienachfragen einzelner Prozesse und Erzeugungstechnologien wird der Nutzenergiebedarf auf Basis der jeweiligen Referenznutzungsgrade ermittelt. Für Niedertemperatur Wärme- und Kälteprozesse zur thermischen

[5] https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php

Konditionierung von Gebäuden werden durchschnittliche Wirkungsgrade auf Technologieebene verwendet. Als Datengrundlage dienen die Ergebnisse der Gebäudemodellierung, die in den Szenarien des Nationalen Energie- und Klimaschutzplans zum Ansatz gebracht werden (Kemmler et al., 2020).

Tabelle 2 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Referenznutzungsgrade der einzelnen Wärme- und Kälteversorgungstechnologien, die sich für das Jahr 2018 aus der Struktur der Prozesse und installierten Technologien in den einzelnen Sektoren ergeben und zur Umrechnung von End- auf Nutzenergie gebraucht werden.

Tabelle 2: Referenznutzungsgrade zur Ermittlung der Nutzenergie

Technologie	Jahresnutzungsgrad [%]		
	Raumwärme/ -kälte	Warmwasser	Prozesswärme /-kälte
Erdgas Zentralheizung	91	78	
Heizöl Zentralheizung	85	69	
Kohle Zentralheizung	74	55	
Erdgas Einzelofenheizung / dezentrale WWS	70	77	
Heizöl Einzelofenheizung / dezentrale WWS	70	40	
Kohle Einzelofenheizung / dezentrale WWS	65	40	
Strom-Zentralheizung	98	92	
Strom Einzelofenheizung / dezentrale WWS	98	92	
Biomasse-Zentralheizung	83	62	
Biomasse Einzelofenheizung / dezentrale WWS	65	40	
Solarthermie	100	100	
BHKW	91	78	
Wärmepumpe	309	225	
Fernwärmebezug	96	80	
Kompressionskälteanlagen	500		
Absorptionskälteanlage	70		
Öfen 500-1000°C			62
Öfen >1000°C			60
Dampfturbinen			74
Gasturbinen			61
Erdgas Kessel (Prozesswärme)			76
Heizöl Kessel (Prozesswärme)			73
Strom Kessel (Prozesswärme)			78
Prozesskälte <-30°C			1
Prozesskälte -30°C - 0°C			168
Prozesskälte 0°C - 15°C			347

Dezentrale WWS = dezentrale Warmwasserbereitung

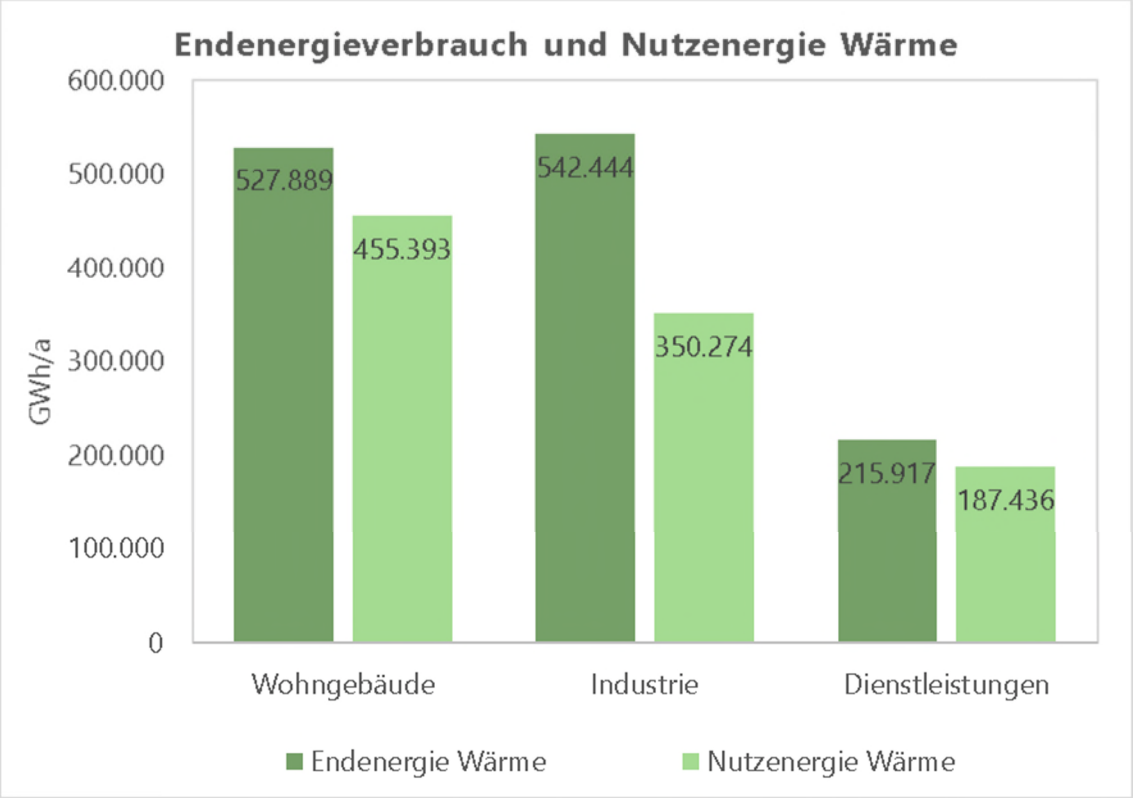
Quelle: Eigene Berechnung Fraunhofer ISI, Kemmler et al. (2020)

Die Abgrenzung zwischen Nutz- und Endenergie erfolgt somit einheitlich für alle Anwendungen und Sektoren[6]. Mit dem Ansatz über Referenznutzungsgrade kann aus dem Vergleich zwischen End- und Nutzenergie eine Aussage über die Effizienz der jeweiligen

[6] Im Sinne der Energiebilanz auf Gebäudeebene nach (DIN V 18599-2, 2011) stellt der hier verwendete Begriff Nutzenergie korrekterweise die „Erzeugernutzwärme an das Heizsystem“ bzw. „die Erzeugernutzkälteabgabe an das Kühlsystem“ dar.

Anlagentechnik abgeleitet werden. Inwieweit die Wärme- und Kältenachfrage durch alternative Prozesse oder Effizienzmaßnahmen an Gebäuden gesenkt werden kann, kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden.

Abbildung 3 stellt die Ergebnisse für den Nutzenergiebedarf der Wärme dar. Die Ergebnisse zeigen, dass die Effizienz der Energienutzung in den verschiedenen Sektoren unterschiedlich ist. Im Bereich der Wohngebäude liegt der Nutzenergiebedarf bei ca. 455 TWh/a und die Effizienz der Energienutzung liegt bei ca. 86,3 %. Dies wird vor allem durch die hohe Effizienz der Raumwärmebereitstellung erreicht. Vor allem Erdgas Zentralheizungen haben hierbei einen großen Anteil und weisen mit einem Jahresnutzungsgrad von 91 % eine hohe Effizienz auf. Der Dienstleistungssektor weist einen Nutzenergiebedarf der Wärme von 187 TWh/a mit einer Effizienz von ca. 87,8 % und damit ebenfalls eine hohe Effizienz auf. Das zeigt, dass in den Sektoren Wohngebäude und Dienstleistungen bereits eine hohe Effizienz erreicht wird. Für eine Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung sind in diesen Sektoren also vor allem eine Reduktion des Nutzenergieverbrauchs (und damit des Endenergieverbrauchs) und ein Brennstoffwechsel gute Möglichkeiten. In der Industrie beträgt der Nutzenergiebedarf der Wärme 350 TWh/a und die Effizienz ca. 64,6 %. Dies resultiert vor allem aus dem hohen Bedarf an Prozesswärme. Relevant sind hierbei vor allem die Industrieöfen, welche eine Effizienz von durchschnittlich 61 % aufweisen.

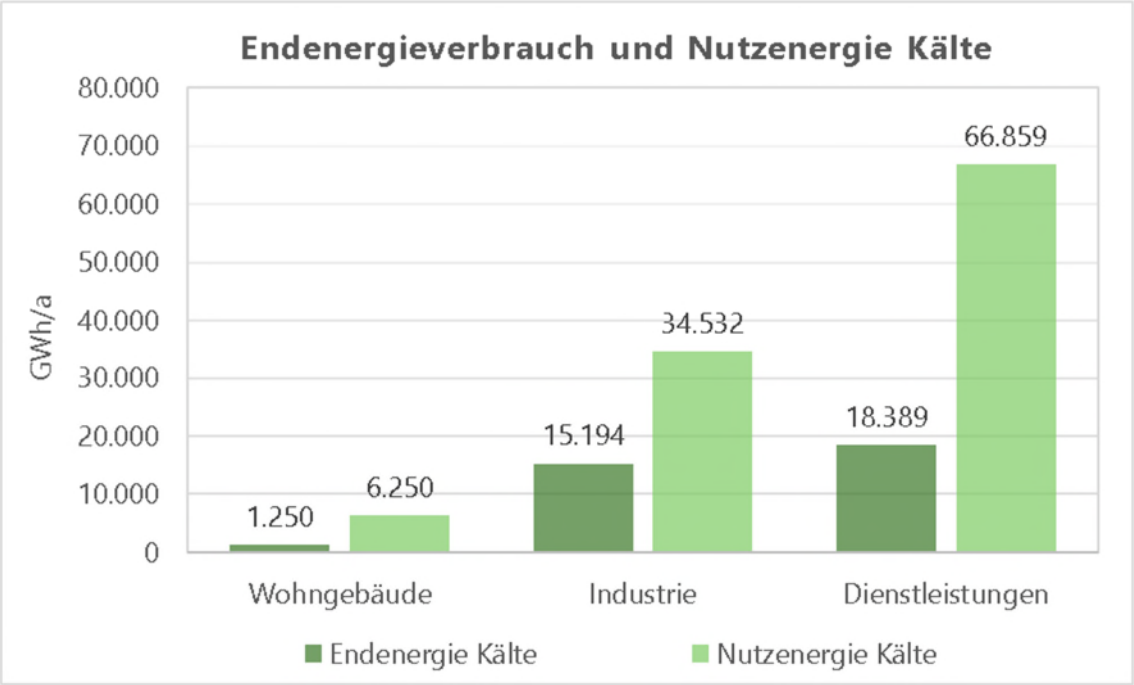


Quelle: AGEB (2020); Statistisches Bundesamt 066, 064; AGEE-Stat (2020); Statistisches Bundesamt – Mikrozensus Zusatzerhebung; IWU (2018); PROGNOS (2020); eigene Berechnung; Modell Forecast Industry

Abbildung 3: Endenergie- und Nutzenergieverbrauch Wärme im Jahr 2018

Abbildung 4 stellt die Ergebnisse der Nutzenergie im Kältebereich dar. Im Bereich der Kälteanwendungen sind vor allem Kompressionskältemaschinen im Gebrauch. Bei

Kompressionskältemaschinen wird (ähnlich wie bei Wärmepumpen) ein großer Teil der benötigten Energie der Umgebung entzogen. Um den Prozess in Gang zu setzen wird allerdings Energie, in Form von Strom, benötigt. Dieser eingesetzte Strom entspricht dem Endenergiebedarf. Der Nutzenergieverbrauch der Kälteanwendung besteht aus dem eingesetzten Strom und der nutzbaren Umgebungsenergie. Aus diesem Grund ist für die meisten Anwendungsfälle der Nutzenergieverbrauch höher als der eingesetzte Endenergieverbrauch, da die Umgebungskälte bilanziell im Endenergieverbrauch nicht erfasst wird. Vor allem im Sektor Wohngebäude weisen die Kälteanwendungen eine sehr hohe Effizienz auf (500 %). Dies resultiert daraus, dass hier die Energie vor allem zur Raumkühlung eingesetzt wird und hierbei keine sehr niedrigen Temperaturen benötigt werden. Im Dienstleistungssektor ist die Effizienz der Kälteanwendungen etwas geringer (364 %), da hierbei ebenfalls ein Teil der Energie für Prozesskälteanwendungen, wie Gefrierschränke o. ä., benötigt werden. Im Industriesektor wird ebenfalls ein großer Teil der Energie für Prozesskälte verwendet. In der Industrie weisen die Kälteanwendungen im Schnitt eine Effizienz von ca. 227 % auf.



Quelle: AGEB (2020); Statistisches Bundesamt 066, 064; AGEE-Stat (2020); Statistisches Bundesamt – Mikrozensus Zusatzerhebung; IWU (2018); PROGNOS (2020); eigene Berechnung; Modell Forecast

Abbildung 4: Nutzenergie Kälte im Jahr 2018

I.2. Wärme- und Kältebereitstellung

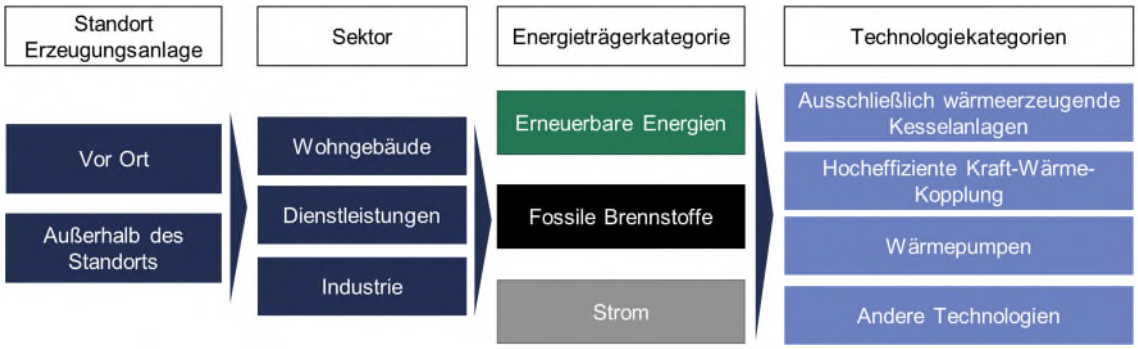
I.2.a. Technologien zur Wärme- und Kälteversorgung

Entsprechend der Definition der Richtlinie erfolgt eine Differenzierung der Wärme- und Kälteversorgung in die folgenden Technologiebereiche (Tabelle 3). Zum besseren Verständnis wird die in Anhang VII der EED verwendeten Benennung der Technologiekategorien in die gängige Unterscheidung nach dezentralen und zentralen Versorgungstechnologien übersetzt.

Tabelle 3: Differenzierung der Technologien zu Wärme- und Kälteversorgung

Anhang VIII - Richtlinie 2012/27/EU	**Technologiezuordnung**
Bereitstellung vor Ort in Wohngebäuden und an Dienstleistungsstandorten	Dezentrale Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien in Wohn- und Nichtwohngebäuden (GHD)
Bereitstellung vor Ort an anderen Standorten	Dezentrale Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien in der Industrie und sonstigen Sektoren
Bereitstellung außerhalb des Standorts	Zentrale Wärme- und Kältebereitstellungstechnologien in Wärmenetzen

Zusätzlich zu dieser Differenzierung wird für alle Bereitstellungen unterschieden, ob es sich um erneuerbare Energien, fossile Energieträger oder Strom[7] handelt und welche Technologiekategorien eingesetzt werden (Abbildung 5). Im Rahmen der Analyse wird darüber hinaus noch eine weitere Differenzierung der Erzeugungstechnologien (vgl. Tabelle 2) durchgeführt. Die Anwendungen Prozesswärme und Prozesskälte werden zudem auch nach Temperaturniveau unterschieden. Die in Teil I.2. vorgenommene Differenzierung nach Technologien bietet die Grundlage für die Berechnung der Nutzenergie in den einzelnen Sektoren.



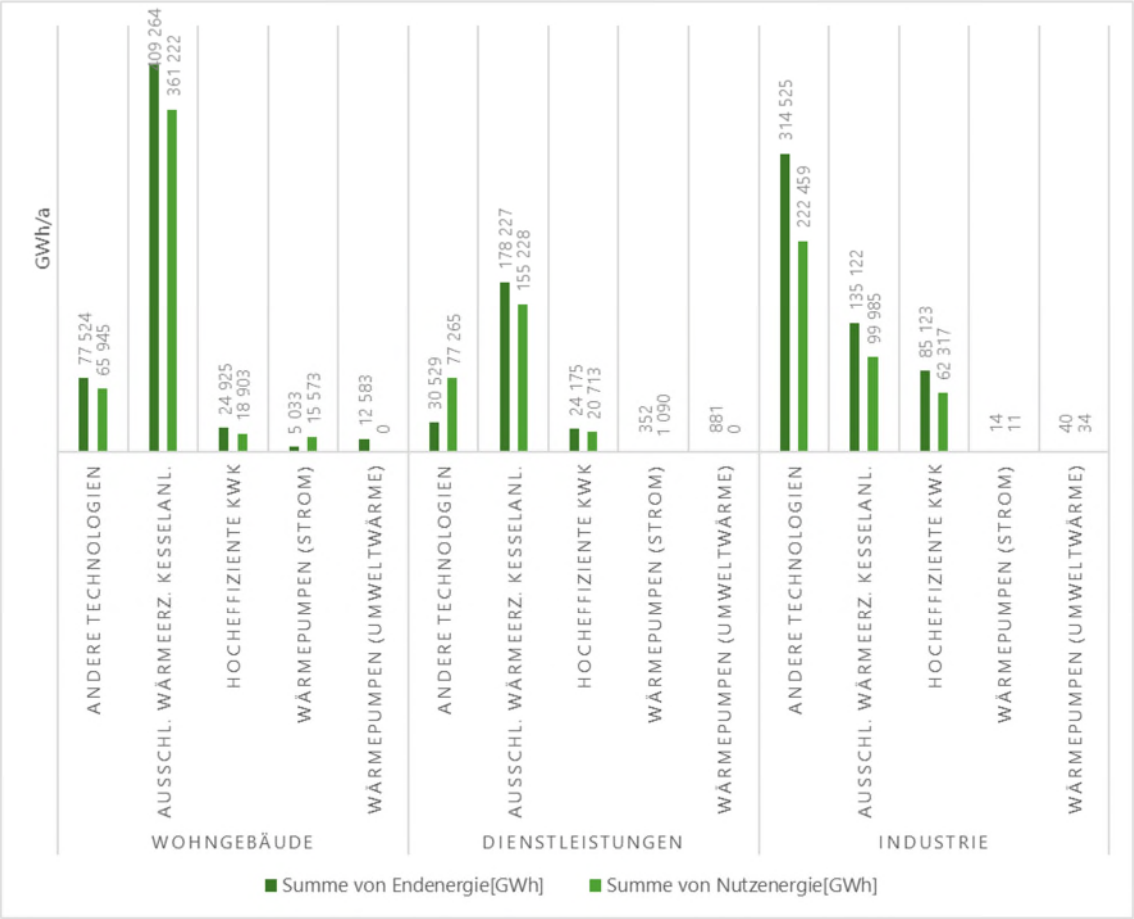
Quelle: Eigene Abbildung IREES

Abbildung 5: Differenzierung der Wärme- und Kältebereitstellung nach Anhang VIII EED

In Abbildung 6 ist der End- und Nutzenergieverbrauch der einzelnen Sektoren, aufgeteilt in die durch die Richtlinie geforderten Technologiekategorien, dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in den Sektoren Wohngebäude und Dienstleistungen vor allem die wärmeerzeugenden Kesselanlagen einen großen Teil des Energiebedarfs ausmachen. Das steht im Einklang zu den eingangs dargestellten Energiebedarfen der einzelnen Sektoren. In den Sektoren Wohngebäude und Dienstleistungen ist vor allem der Raumwärme- und Warmwasserverbrauch relevant, welcher wiederum durch wärmeerzeugende Kesselanlagen bereitgestellt wird. In Wohngebäuden werden ca. 409 TWh/a Endenergie in ausschl. wärmeerzeugenden Kesselanlagen verwendet. Dies entspricht im Technologiemix ca. 77 % des Endenergieverbrauchs. Im Dienstleistungssektor werden ca. 178 TWh/a Endenergie in ausschl. wärmeerzeugenden Kesselanlagen verwendet. Dies

[7] Die Bilanzierung erfolgt hier auf Ebene der Endenergie für den Wärme- und Kältebereich. Strom wird somit als Energieträger dargestellt. Der Anteil erneuerbarer Energien im Strombereich wird hier nicht bilanziert, da diese dem Stromsektor bzw. Umwandlungssektor zuzuordnen sind. Wärme- und Kälteversorgung über Wärmepumpen wird nach Strom und Umweltwärme aufgegliedert.

entspricht im Technologiemix ca. 76 % des Endenergieverbrauchs. In der Industrie ist vor allem die Kategorie der anderen Technologien relevant. Diese enthält vor allem Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme, wie beispielsweise Industrieöfen oder nicht-hocheffiziente KWK-Anlagen. Im Industriesektor werden ca. 315 TWh/a Endenergie in der Kategorie andere Technologien verwendet. Dies entspricht im Technologiemix ca. 59 % des Endenergieverbrauchs. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse der einzelnen Sektoren ist in den weiteren Kapiteln aufgeführt.



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020a); AGEE-Stat (2020); Cischinsky & Diefenbach (2018); StaBuA (2020a, 2020b); Statische Ämter des Bundes und der Länder (2019); Wünsch et al. (2019); Modell Forecast

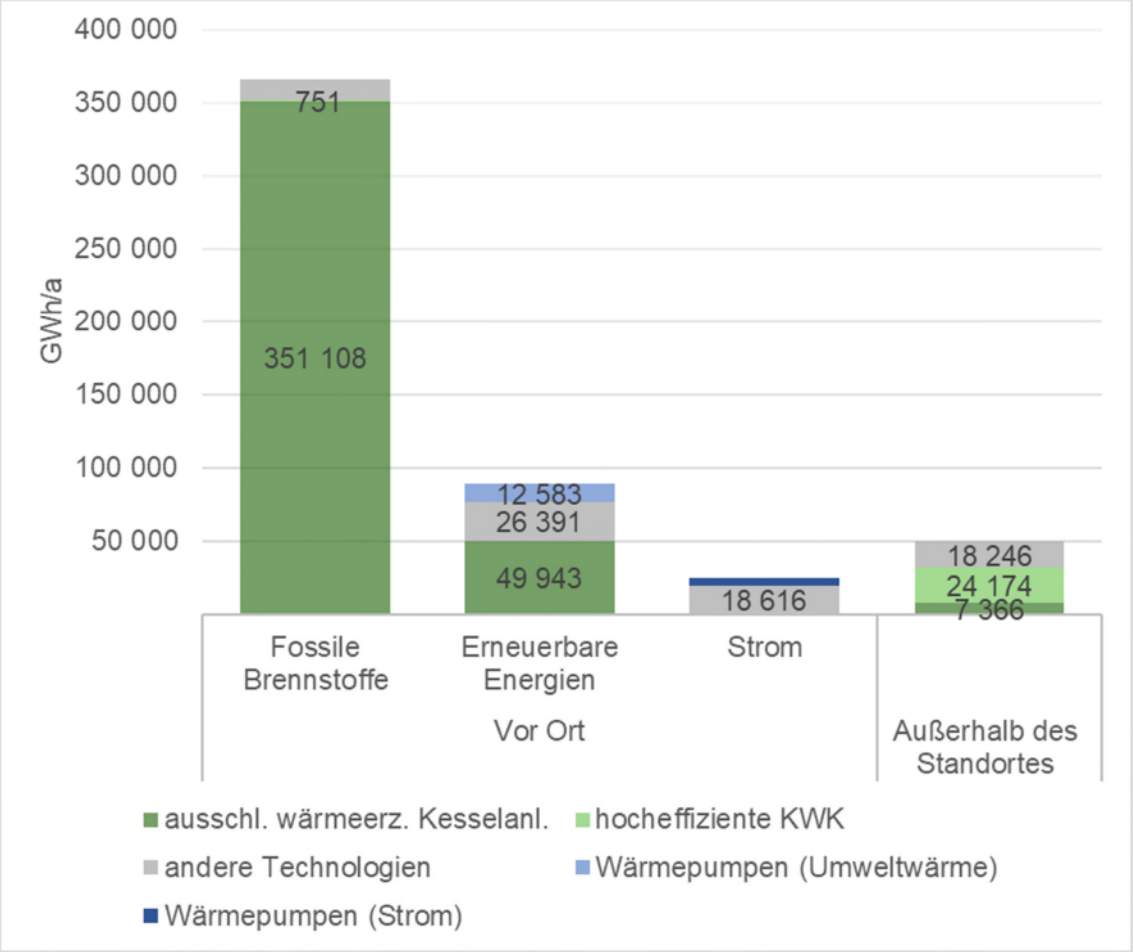
Abbildung 6: End- und Nutzenergieverbrauch nach Technologiekategorien

Wärme- und Kälteversorgung Wohngebäude

Die Datengrundlage für die Ermittlung der Wärme- und Kälteversorgung in Wohngebäuden stellen neben der Anwendungsbilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2020a), die Mikrozensus Zusatzerhebung – Wohnen in Deutschland, die Studie Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016, die Neubaustatistik sowie Daten aus der aktuellen Evaluierung des KWGK dar.

Abbildung 7 zeigt den Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälte von Wohngebäuden auf Ebene der Technologiekategorien, in der durch Anhang VIII der EED vorgegebenen Differenzierung. Wie bereits in der Gesamtübersicht zum Endenergieverbrauch dargestellt, hat die Kälteversorgung derzeit einen sehr geringen Anteil, so dass die Darstellung auf Technologieebene durch die Wärmeversorgungssysteme dominiert wird. Dabei sind

brennstoffbasierte Kesselanalgen sowohl bei den fossilen als auch bei den erneuerbaren Energieträgern dominierend. Dezentrale hocheffiziente KWK-Anlagen[8] haben einen sehr geringen Anteil am Bestand der installierten Wärmeerzeuger. In die Kategorie „andere Technologien“ fallen im Wohngebäudebereich brennstoffbetriebene Einzelraumöfen und dezentrale Warmwasserbereitung sowie elektrische Einzelraumheizgeräte und Solarthermie. Unter der Bereitstellung „Außerhalb des Standorts“ sind die verwendeten Erzeugungstechnologien im Fernwärmemix dargestellt, auf die am Ende dieses Abschnitts für die gesamte Fernwärmebereitstellung über alle Nachfragesektoren näher eingegangen wird.

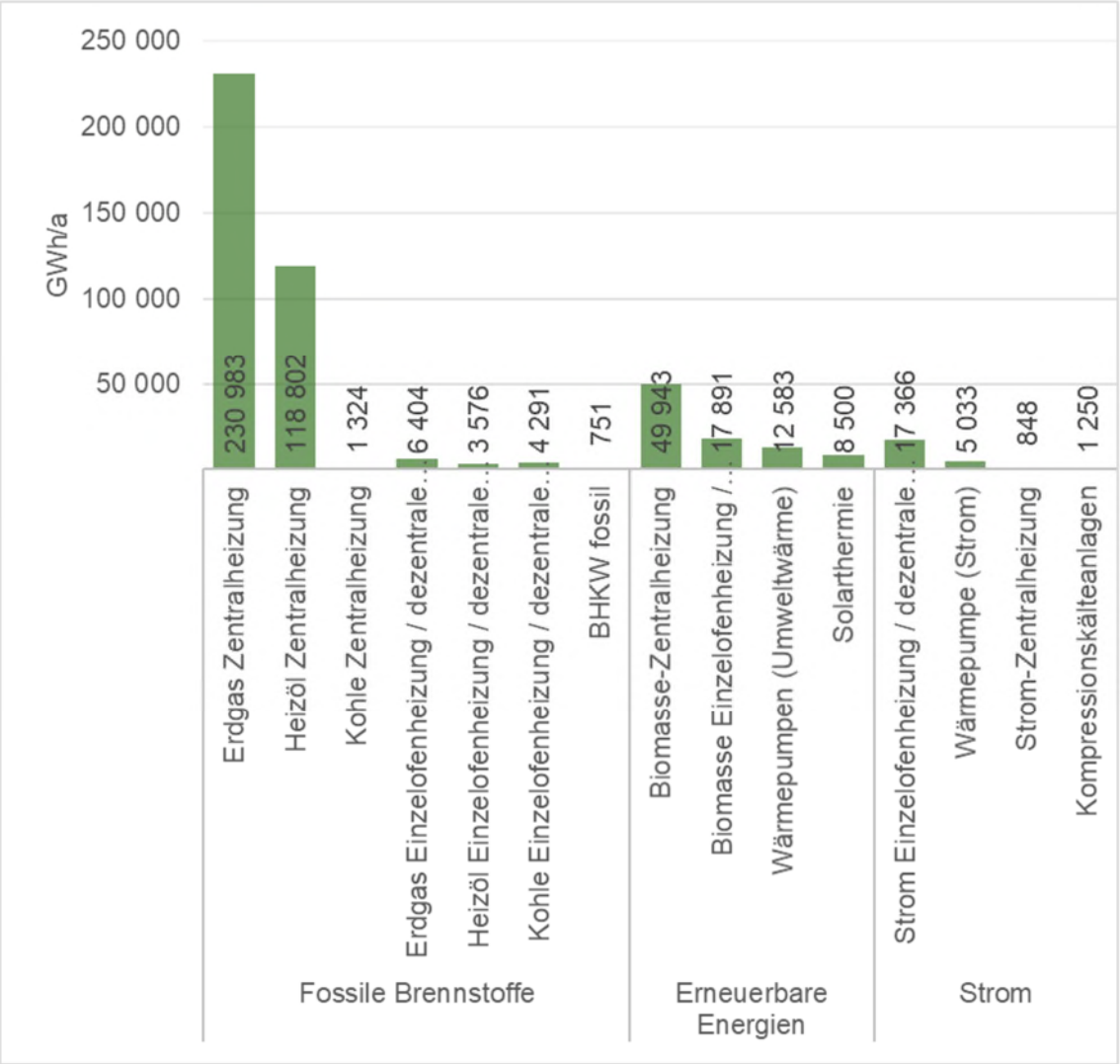


Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020a); AGEE-Stat (2020); Cischinsky & Diefenbach (2018); StaBuA (2020a, 2020b); Statische Ämter des Bundes und der Länder (2019); Wünsch et al. (2019)

Abbildung 7: Wärme- und Kälteversorgung im Bereich Wohngebäude im Jahr 2018

Um einen Überblick zu den installierten dezentralen Versorgungstechnologien, die in den EED Technologiekategorien jeweils aufsummiert sind, zu erhalten, zeigt Abbildung 8 eine noch detaillierte Aufschlüsslung des Endenergieverbrauchs auf Technologieebene.

[8] Die installierten KWK-Anlagen in Wohngebäuden sind in der Leistungsklasse bis 20 kWel (40 – 58 kWth) einzuordnen. Das Segment wird von Herstellern auch als Mini-BHKW bzw. in der Leistungsklasse bis 2,4 kWel auch als Nano-BHKWs bezeichnet.

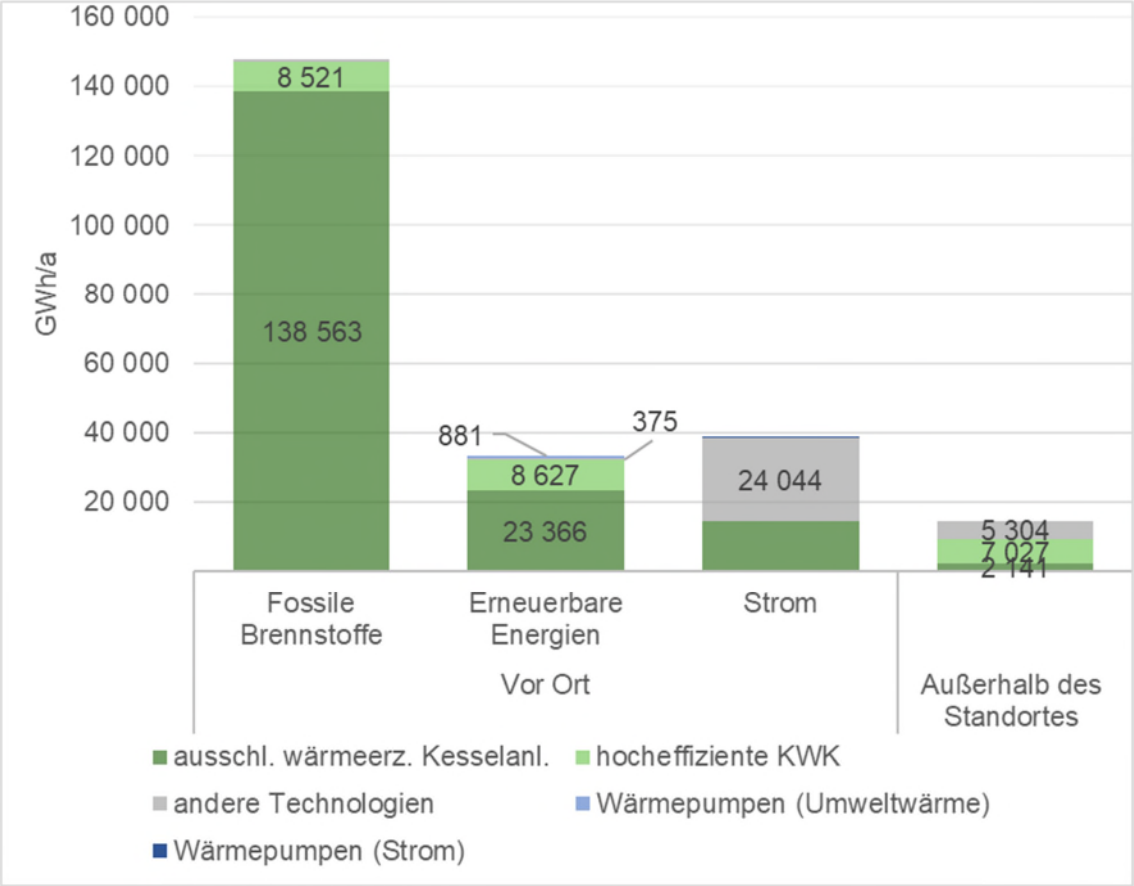


Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020a); AGEE-Stat (2020); Cischinsky & Diefenbach (2018); StaBuA (2020a, 2020b); Statische Ämter des Bundes und der Länder (2019); Wünsch et al. (2019)

Abbildung 8: Detailliertere Darstellung der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien im Bereich Wohngebäude im Jahr 2018

Wärme- und Kälteversorgung Dienstleistungen

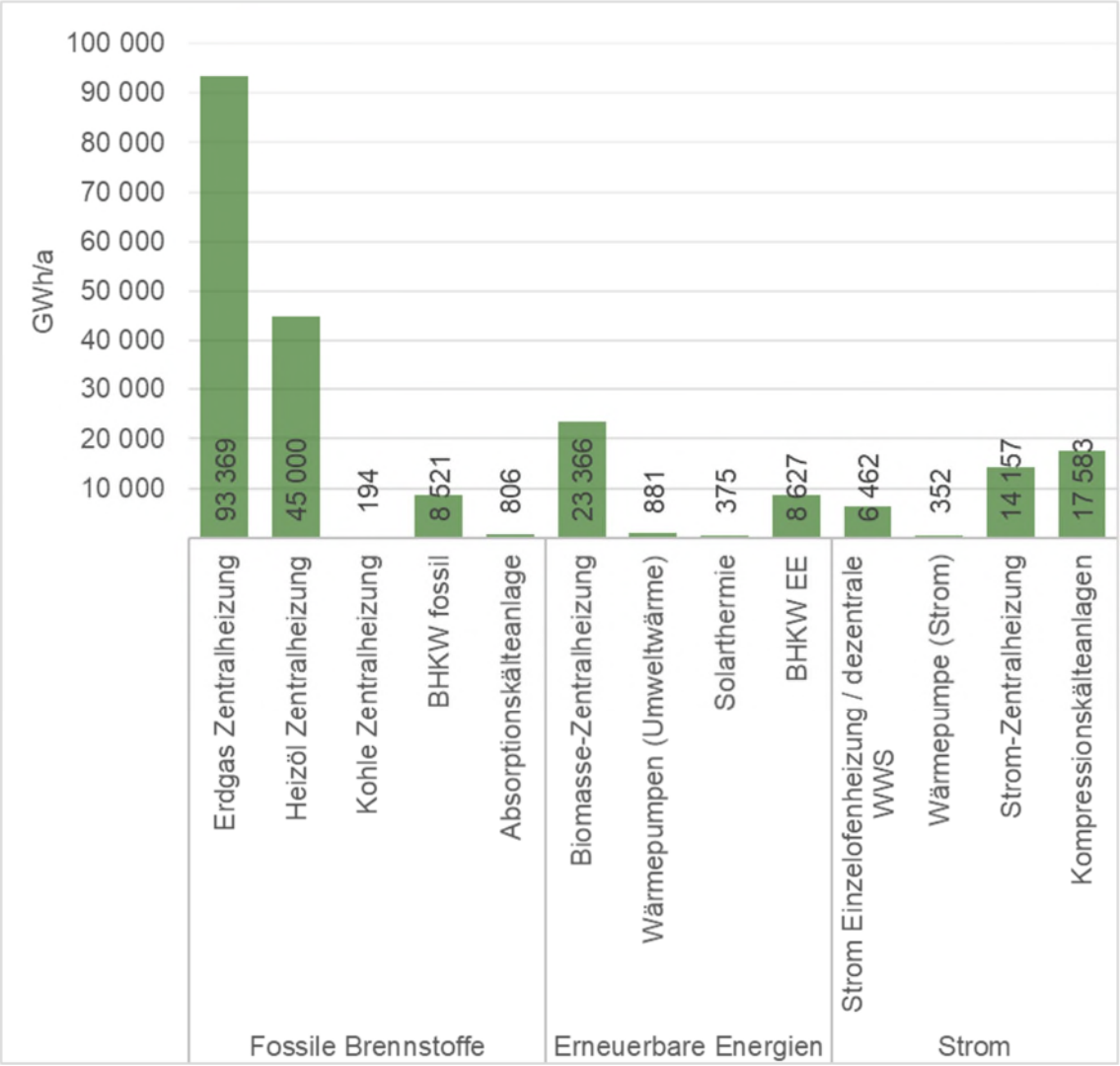
Abbildung 9 zeigt den Endenergieverbrauch der Wärme- und Kälteversorgung auf Ebene der Energieträger- und Technologienkategorien für den Bereich Dienstleistungen. Hinsichtlich der Technologieaufteilung zeigt sich ein ähnliches Bild wie im Wohngebäudebereich. Unterschiede gibt es insbesondere bei der Nutzung von Wärmepumpen und Solarthermie, die im Nichtwohngebäudebestand bisher nur zu sehr geringen Anteilen zur Anwendung kommen. Auch ist die Nutzung von Strom insgesamt höher als bei Wohngebäuden, was insbesondere auf den höheren Anteil von Klimatisierung zurückzuführen ist.



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020a); AGEE-Stat (2020); Cischinsky & Diefenbach (2018); StaBuA (2020a, 2020b); Statische Ämter des Bundes und der Länder (2019); Wünsch et al. (2019)

Abbildung 9: Wärme- und Kälteversorgung im Bereich Dienstleistungen im Jahr 2018

Analog zur Darstellung für den Bereich Wohngebäude zeigt Abbildung 10 eine detaillier-tere Aufteilung der dezentralen Versorgungstechnologien, die über die Kategorisierung der EED hinausgeht.



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020); Statistisches Bundesamt 066, 064; AGEE-Stat (2020); Statistisches Bundesamt – Mikrozensus Zusatzerhebung; IWU (2018); PROGNOS (2020); eigene Berechnung; Modell Forecast

Abbildung 10: Detailliertere Darstellung der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien im Bereich Dienstleistungen im Jahr 2018

Wärme- und Kälteversorgung Industrie

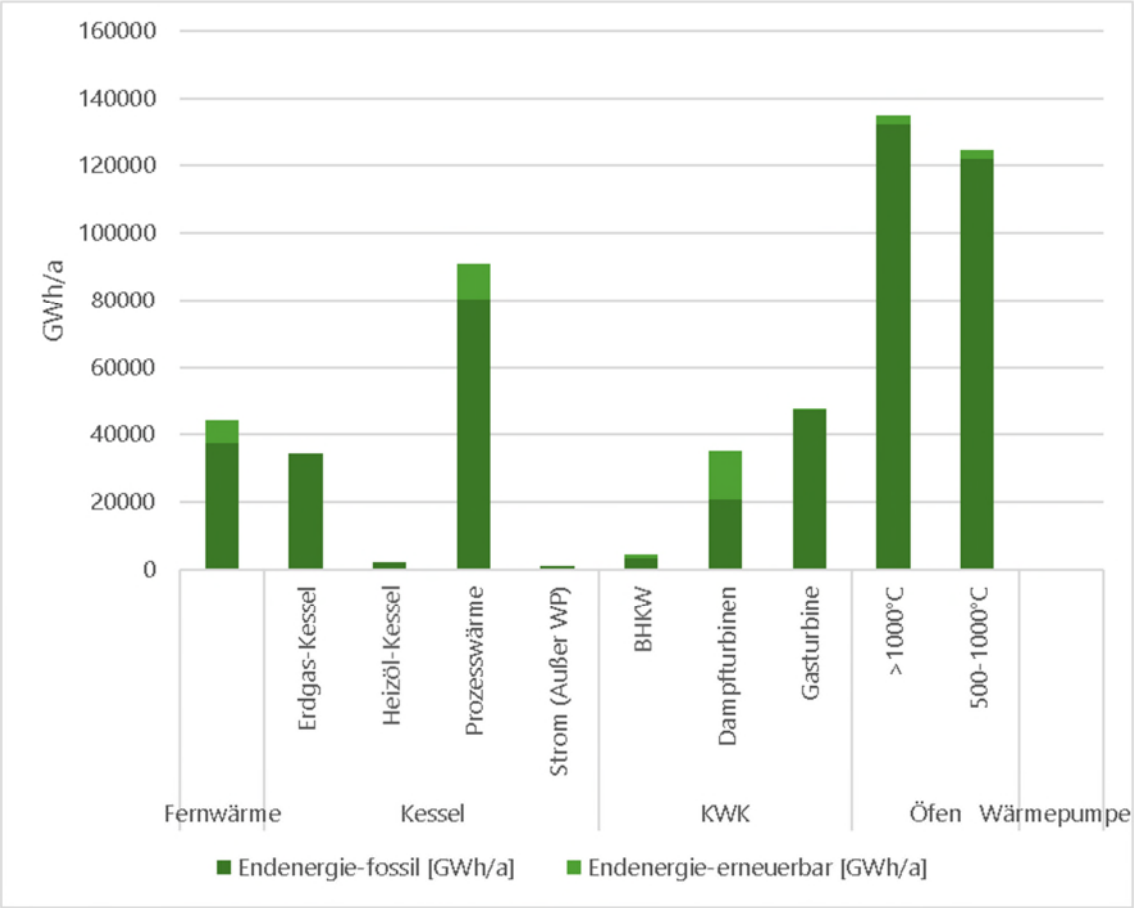
Für die Industrie wird, wie in Teil I.1 erläutert, das Energienachfragemodell FORECAST des Fraunhofer ISI verwendet, welches über einen Bottom-up Ansatz den Energiebedarf in der Industrie auf Produktebene aus unterschiedlichen Prozessen (bspw. Hochofenstahl, Flachglas, Klinker), Temperaturniveaus und Erzeugungstechnologien disaggregiert. Aus der Literatur und sektorspezifischen Datenbanken (World steel organization, CEPI, Cembureau, Eurochlor, etc.) wird für die Produkte die jeweilige Produktionsmenge berechnet, wodurch sich die sektorenspezifischen Prozessenergiebedarfe ermitteln lassen. Zum Abgleich der jeweiligen Daten werden verschiedene Datenquellen herangezogen, wie beispielsweise Unternehmensgrößen oder die Prodcom-Datenbank[9] (Fraunhofer ISI, 2020). Für den Raumwärmebedarf in der Industrie wird äquivalent zu den Ergebnissen der AGEB auf Basis der spezifischen Energiebedarfe je Quadratmeter

[9] https://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php

und Gebäudeflächen gerechnet. Die so erstellten Ergebnisse bilden damit eine Übersicht über die in der Industrie verwendete Endenergie nach Unterscheidung in Temperaturniveau, Technologiebereiche und Technologien. Zur Sicherstellung der Konsistenz der Daten werden diese in aggregierter Form mit der Energiestatistik (AGEB, 2020a) der AGEB abgeglichen.

In Abbildung 11 ist der Endenergieverbrauch für Wärme in der Industrie im Jahr 2018 dargestellt. Dieser beträgt in Summe ca. 519 TWh[10]. Die hier dargestellten Technologien bieten eine höhere Aufschlüsselung als die Richtlinie fordert. Aus diesem Grund werden die Technologien in die vorgegebenen Kategorien aggregiert. In der Kategorie KWK werden alle KWK Anlagen (hocheffizient und nicht-hocheffizient) dargestellt. Der Endenergieverbrauch durch hocheffiziente KWK-Anlagen beträgt insgesamt ca. 63.650 GWh. Es ist erkennbar, dass der größte Teil des Endenergiebedarfs in der Industrie im Wärmebereich für die Bereitstellung von Prozesswärme in Öfen benötigt wird. Hierfür fallen allein ca. 254 TWh und damit ca. 49 % der benötigten Endenergie an. Zusätzlich wird zwischen der erneuerbaren und fossilen Bereitstellung der Endenergie unterschieden. In der Industrie dominiert noch immer die Bereitstellung durch fossile Energieträger. Die Wärmebereitstellung in der Industrie wird bis auf die Fernwärme ausschließlich der Kategorie "Bereitstellung vor Ort an anderen Standorten" zugeordnet. Die Fernwärme wird der Kategorie "Bereitstellung außerhalb des Standorts" zugeordnet.

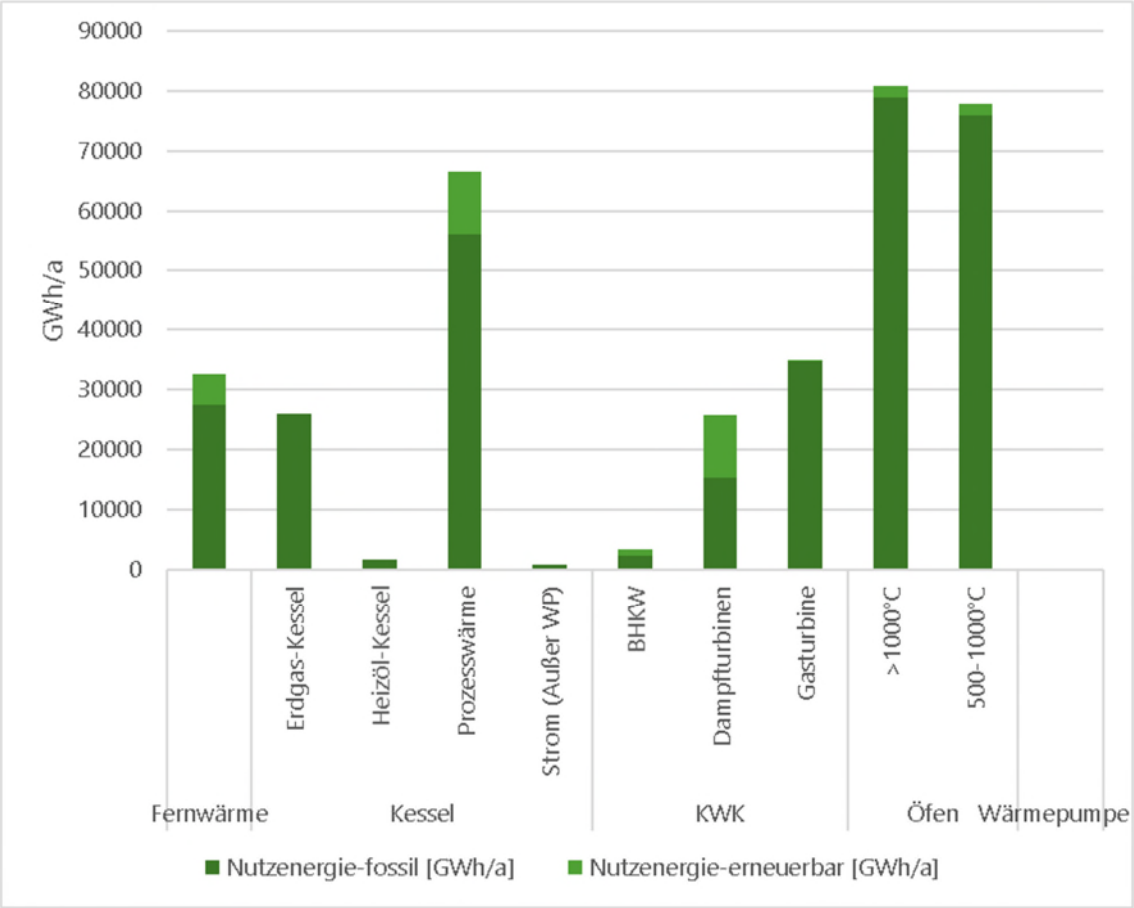
[10] Die hier minimalen Abweichungen von ~3% des in Teil I.1.Wertes des Endenergiebedarfs basiert auf der Disaggregation auf Einzeltechnologieebene der Energiebilanz der AGEB (2020). Das Fraunhofer ISI ist auch für die Erstellung der Anwendungsbilanzen der Industrie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen verantwortlich. Für die hier dargestellten Berechnungen der Nutzenergiebedarfe wurde eine aktualisierte Technologieaufteilung im Energienachfragemodell FORECAST verwendet.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 11: Endenergieverbrauch Wärme in der Industrie im Jahr 2018

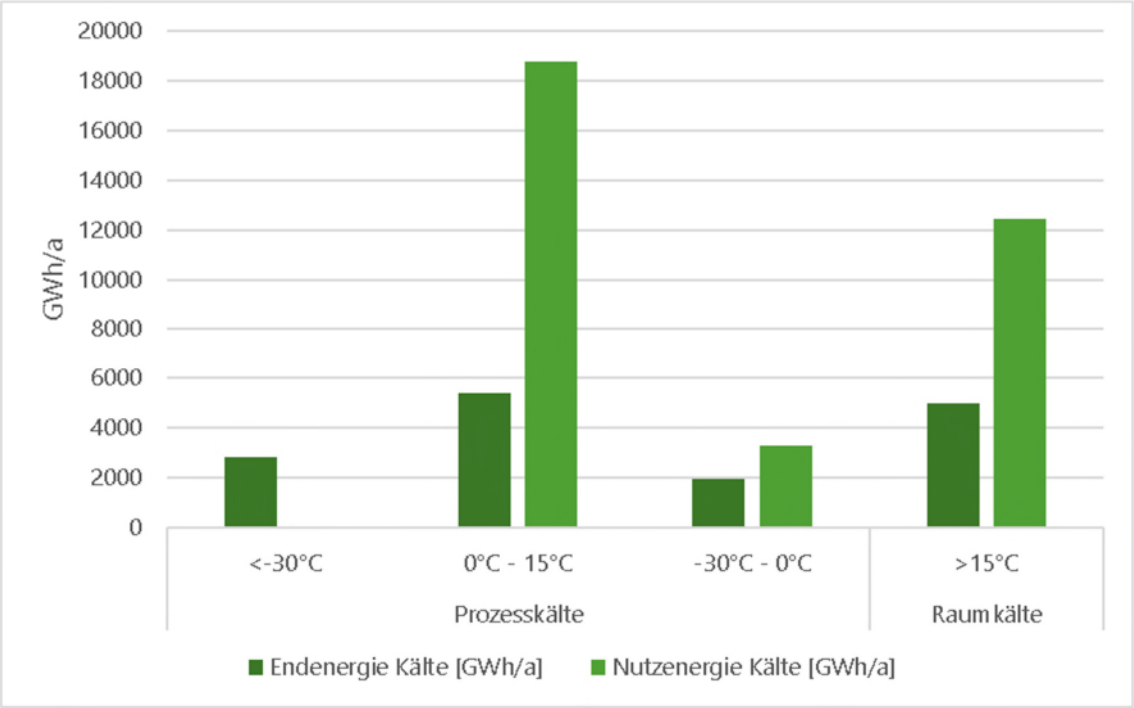
In Abbildung 12 ist die berechnete Nutzenergie für die Bereitstellung von Wärme in der Industrie dargestellt. Die hier dargestellten Technologien bieten eine höhere Aufschlüsselung als die Richtlinie fordert. Aus diesem Grund werden die Technologien in die vorgegebenen Kategorien aggregiert. In der Kategorie KWK werden alle KWK Anlagen (hocheffizient und nicht-hocheffizient) dargestellt. Der Nutzenergieverbrauch durch hocheffiziente KWK-Anlagen beträgt insgesamt ca. 46.626 GWh. Für die Berechnung der Nutzenergie werden, wie weiter oben beschrieben, Referenzwirkungsgrade für die einzelnen Technologien hinterlegt, wodurch sich der Nutzenergiebedarf berechnen lässt. Wie bei den Ergebnissen zum Endenergieverbrauch, werden auch hier die Anforderungen der Richtlinie übererfüllt und die Technologien werden den geforderten Kategorien zugeordnet.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 12: Nutzenergie Wärme in der Industrie im Jahr 2018

In Abbildung 13 sind die End- und Nutzenergieverbräuche für Kälteanwendungen in der Industrie für das Jahr 2018 dargestellt. Die Technologien zur Bereitstellung von Prozesskälte von Temperaturen unter - 30°C weisen sehr geringe Wirkungsgrade von im Schnitt nur ca. 1 % auf. Die Technologien zur Bereitstellung von Prozesskälte über - 30°C weisen Wirkungsgrade von über 100 % auf. Aus diesem Grund ist bei diesen Technologien die Nutzenergie größer als die Endenergie.



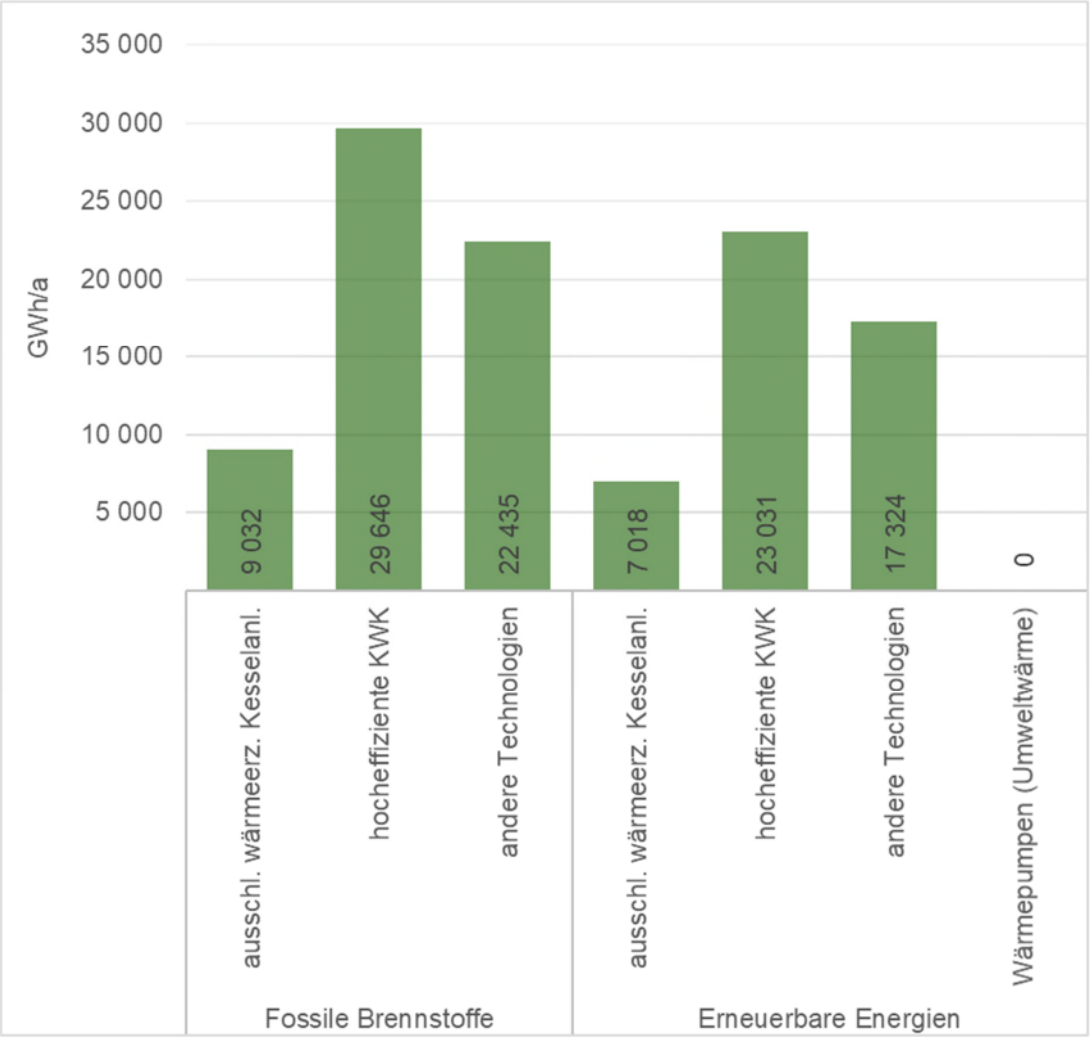
Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 13: End- und Nutzenergieverbrauch Kälte in der Industrie im Jahr 2018

Wärme- und Kälteversorgung außerhalb des Standortes (Fernwärme)

Die Wärme- und Kälteversorgung außerhalb des Standortes umfasst die Wärme- und Kältelieferung über Wärmenetze. Abbildung 14 stellt die Energieträger- und Technologiekategorien für diesen Bereich dar. Inwieweit sich die Bereitstellung zwischen den Nachfragesektoren möglicherweise unterscheidet ist statistisch nicht erfasst. Die in der folgenden Abbildung dargestellte Bilanzierungsebene ist die Endenergie, d.h. die Wärme- und Kältemenge, die jeweils von den Nachfragesektoren bei der Übergabe aus dem Wärmenetz bezogen wird.[11]

[11] In Teil I.2.c wird hingegen auf die Nettowärmeerzeugung im Bereich der Fernwärme auf Ebene des Umwandlungssektors eingegangen.



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGEB (2020); Statistisches Bundesamt 066, 064; AGEE-Stat (2020)

Abbildung 14: Wärme- und Kälteversorgung außerhalb des Standortes (Fernwärme)

I.2.b. Anlagen und Potenziale der Abwärme und -kälte

Die Richtlinie sieht eine Übersicht über Anlagen und Potenziale zur Nutzung von Abwärme und -kälte vor. Diese Übersicht beinhaltet die Ermittlung von Anlagen, die Abwärme oder -kälte erzeugen, und ihres Potenzials für die Wärme- und Kälteversorgung in GWh pro Jahr:

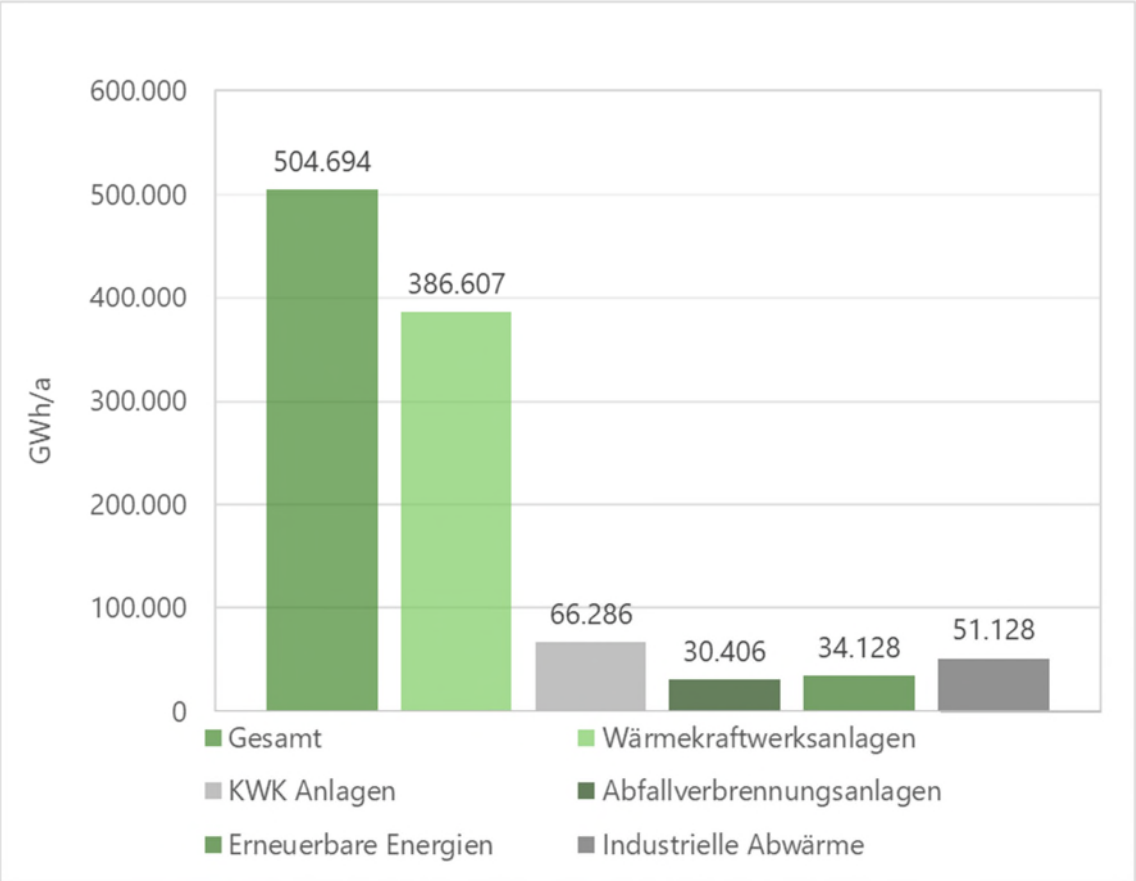
a) Wärmekraftwerksanlagen, die Abwärme mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 50 MW liefern oder dafür nachgerüstet werden können;
b) KWK-Anlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die in Anhang I Teil II genannte Technologien nutzen;
c) Abfallverbrennungsanlagen;
d) Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr 20 MW, die aus erneuerbaren Energiequellen Wärme oder Kälte erzeugen, mit Ausnahme der unter Nummer 2 Buchstabe b Ziffern i und ii genannten Anlagen;
e) Industrieanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die Abwärme erzeugen können;

Aus technischer Sicht kann Überschusswärme als "unerwünschte", durch einen Prozess erzeugte, Wärme beschrieben werden (Pehnt, 2010). Aus gesellschaftlicher Sicht kann sie als Wärme beschrieben werden, die ein Nebenprodukt von Prozessen ist und gegenwärtig nicht genutzt wird, die aber in Zukunft von Gesellschaft und Industrie genutzt werden könnte (Viklund & Johansson, 2014). Sie wird entweder als kommunale Abwärme in nicht-industriellen Prozessen (z.B. Rechenzentren oder Kläranlagen) oder in industriellen Prozessen unter Nutzung von Prozesswärme erzeugt.

Während in Deutschland die Abwärmepotenziale in der Regel mit Bezug auf die mögliche Nutzung von Abwärme aus industriellen Prozessen untersucht und diskutiert werden, umfasst die Definition in der Richtlinie auch die Potenziale aus Anlagen zur Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung (Wärmekraftwerksanlagen und KWK). Die Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung aus erneuerbaren Energien umfassen Wärmekraftwerksanlagen, KWK-Anlagen und Abfallverbrennungsanlagen, welche erneuerbare Energieträger verwenden. Für die Wärmekraftwerksanlagen, KWK-Anlagen und Abfallverbrennungsanlagen wird das theoretische Abwärmepotenzial ausgewiesen. Für die Abwärme aus industriellen Prozessen wird das technische Potenzial (Angebotspotenzial), sowie als Zusatz das technische Potenzial zur Nutzung in Wärmenetzen angegeben (Nachfragepotenzial).

Die Unterscheidung der Anlagentypen erfolgt in Anlehnung an die EU-Richtlinie 2012/27/EU. Demnach sind Wärmekraftwerksanlagen Kraftwerke zur Stromerzeugung ohne eine eigene Wärmeauskopplung. Als Anlagen mit Kraftwärmekopplung werden alle Kraftwerke mit einer Wärmeauskopplung berücksichtigt. Unter Abfallverbrennungsanlagen fallen Müllverbrennungsanlagen (MVA) und Ersatzbrennstoff (EBS) Kraftwerke.

In Abbildung 15 ist eine Übersicht über die Abwärmepotenziale in Deutschland dargestellt. Es ist sehr deutlich zu erkennen, dass vor allem im Bereich der Wärmekraftwerksanlagen und KWK-Anlagen ein großes Potenzial besteht. Hierbei sei noch einmal erwähnt, dass es sich bei den Potenzialen der Wärmekraftwerksanlagen, KWK-Anlagen, Abfallverbrennungsanlagen und erneuerbaren Energien um das rein theoretische Potenzial handelt.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 15: Potenziale der Abwärmenutzung in Deutschland

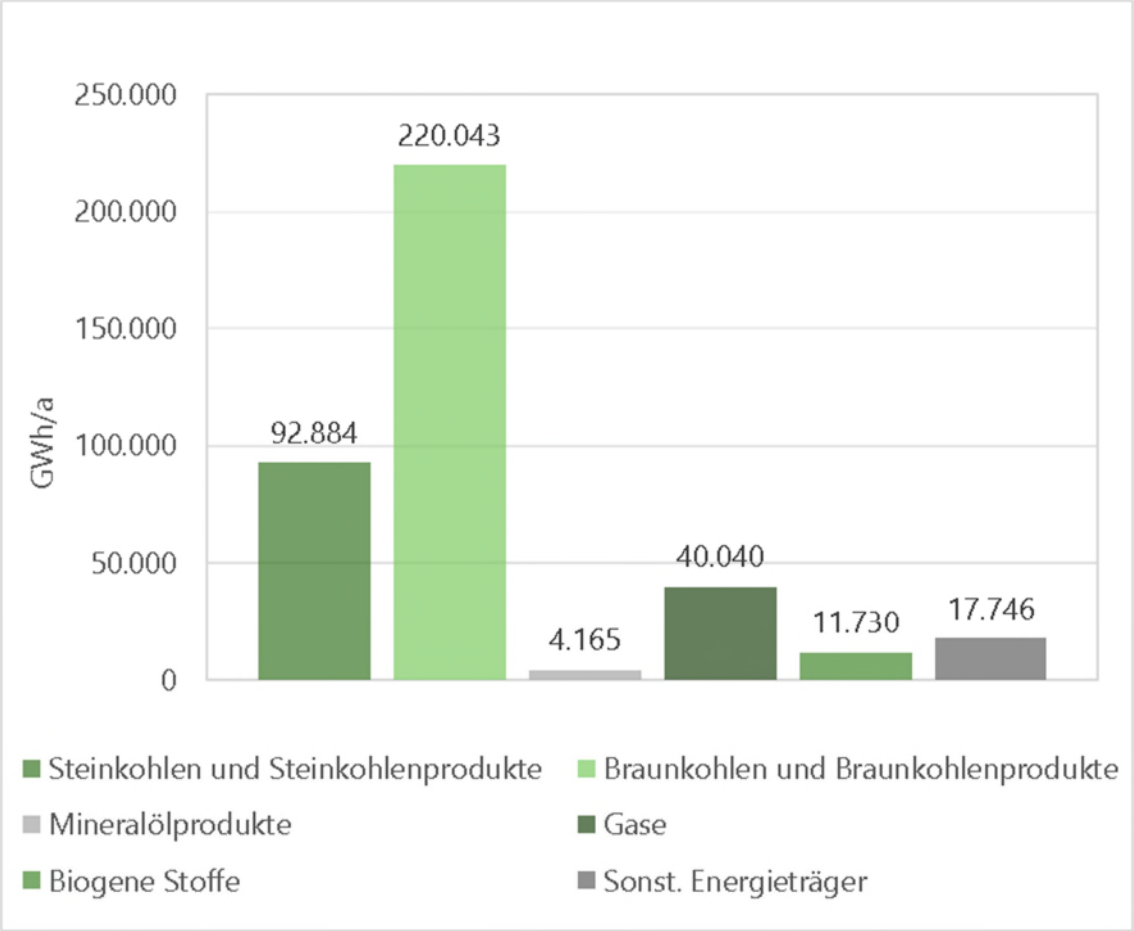
Die Richtlinie sieht neben der Betrachtung der Abwärme auch die Betrachtung der Abkälte vor. In Deutschland ist insgesamt der Bedarf an Kälte im Vergleich zum Wärmebedarf sehr gering. Insgesamt macht der Kältebedarf weniger als 5 % des thermischen Energiebedarfs in Deutschland aus. Diese tritt meist als diffuse Kälte bei Kühlprozessen auf und kann somit nur schwer zurückgewonnen werden. Abwärme beispielsweise tritt oft gebündelt in Rauchgasen auf und kann somit leichter nutzbar gemacht werden. Aufgrund der oben genannten Gründe und der sehr geringen Rolle von Kälte im deutschen Energiesystem, wird auf eine detailliertere Betrachtung der Abkälte im Rahmen dieses Berichts verzichtet.

Wärmekraftwerksanlagen

Für die Bestimmung der potenziellen Abwärmemenge der Wärmekraftwerksanlagen wird auf Daten nach § 3 des Energiestatistikgesetzes (EnStatG) zurückgegriffen. In diesen Daten sind die Leistung, die Energieerzeugung und der Energieträgereinsatz differenziert nach unterschiedlichen Energieträgern aufgeführt. Erfasst werden hier Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung, welche eine elektrische Leistung größer 1 MW besitzen. Die Gesamtheit dieser Anlagen wird zur Auswertung des Potenzials der Abwärmenutzung verwendet. Dies bedeutet, dass hier eine Übererfüllung der geforderten Anforderungen erfolgt.

Zur Ermittlung des Potenzials der vorhandenen Abwärme wird davon ausgegangen, dass sich die erzeugte Energie, in Form von Strom, und die Menge der eingesetzten

Energieträger nicht ändert. Das bedeutet, dass durch die Nachrüstung zur Abwärmenutzung der bisherige Betrieb der Wärmekraftwerksanlagen nicht verändert wird. Aus diesem Grund wird hier das theoretische Potenzial zur Abwärmeerzeugung ausgewiesen. Theoretisch wird die gesamte Energiemenge, welche in den Energieträgern vorhanden ist, bei der Verbrennung der Energieträger freigesetzt. Ein Teil dieser Energie wird in Wärmekraftwerksanlagen in Strom umgewandelt und der restliche Teil fällt als Wärme, bzw. Abwärme an. In Abbildung 16 ist das theoretische Potenzial der Abwärmenutzung der bestehenden Wärmekraftwerksanlagen in Deutschland dargestellt.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 16: Potenzial der Abwärmenutzung Wärmekraftwerksanlagen

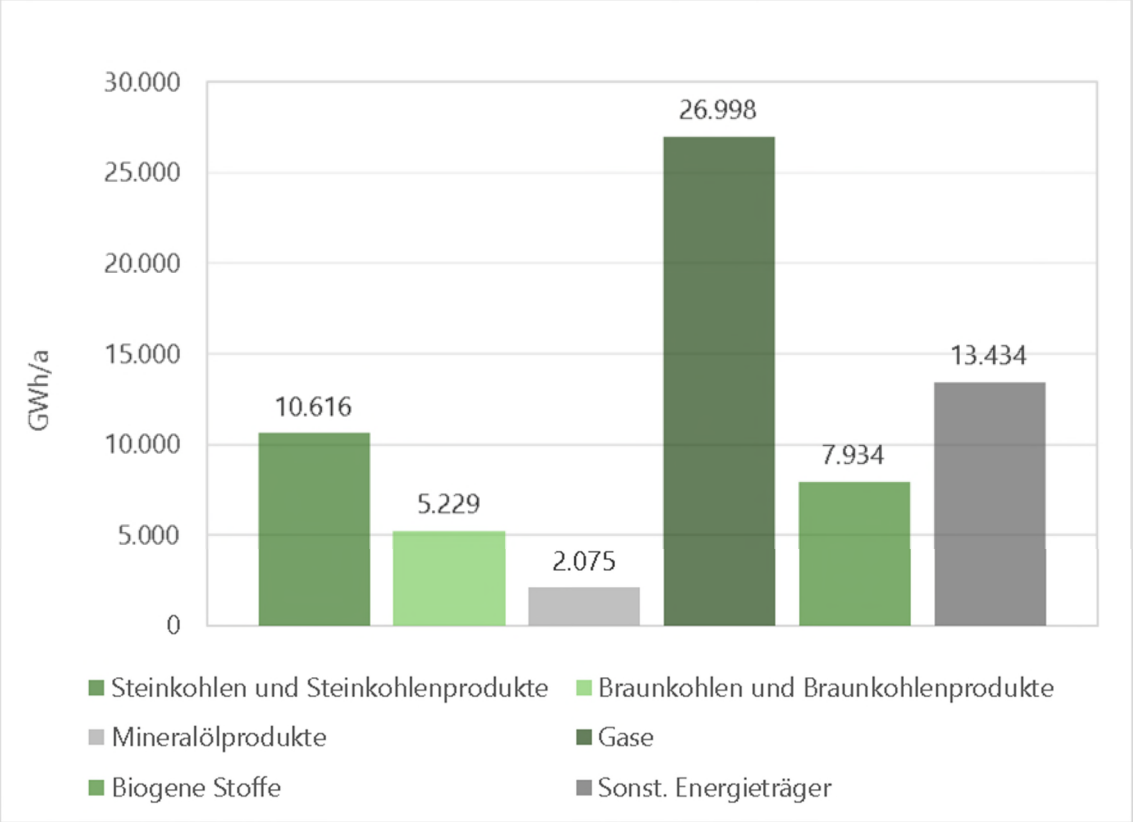
Als Gase werden in der oben dargestellten Abbildung Erdgas, Erdölgas, Grubengas, Kokereigas, Hochofengas, Konvertergas, Wasserstoff und sonstige hergestellte Gase klassifiziert. Als biogene Stoffe werden feste biogene Stoffe, flüssige biogene Stoffe, Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas und Klärschlamm klassifiziert.

Insgesamt ergibt sich für die Wärmekraftwerksanlagen somit ein Potenzial von rund 386 TWh. Darüber hinaus besteht noch ein theoretisches Potenzial für die Abwärmenutzung von Kernenergieanlagen. Dieses wird in der Darstellung nicht mit einbezogen, da die noch betriebenen Kernkraftwerke bis spätestens Ende 2022 vom Netz genommen

werden[12]. Zur Vollständigkeit sei aber erwähnt, dass das Abwärmepotenzial der Kernkraftwerke in Deutschland im Jahr 2018 ca. 154 TWh betrug.

KWK-Anlagen

Zur Bestimmung der potenziell nutzbaren Abwärme aus KWK-Anlagen wird, wie für die Wärmekraftwerksanlagen, das theoretische Potenzial ausgewiesen. Hierfür werden ebenfalls die Daten nach § 3 EnStatG verwendet. In Abbildung 17 ist das Potenzial der Abwärmenutzung der bestehenden KWK-Anlagen dargestellt. Im Vergleich zum Potenzial aus den Wärmekraftwerksanlagen wird deutlich, dass bei KWK-Anlagen vor allem Erdgas als Energieträger eingesetzt wird. Ebenfalls wird in KWK-Anlagen auch ein signifikanter Anteil an Abfällen als Energieträger verwendet, welcher sich in der Kategorie "Sonst. Energieträger" wiederfindet.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 17: Potenzial der Abwärmenutzung KWK-Anlagen

Abfallverbrennungsanlagen

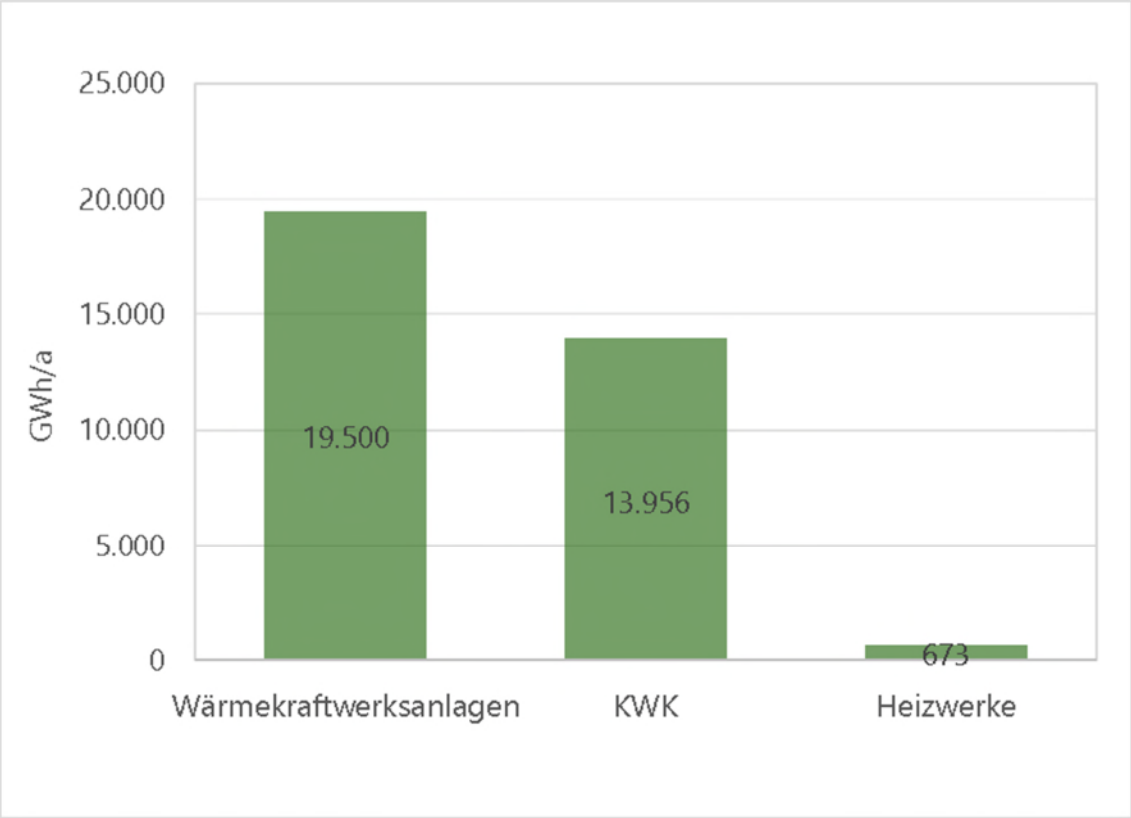
Zur Ermittlung des Abwärmepotenzials der Abfallverbrennungsanlagen werden, zusätzlich zu den in Teil I.3.b erhobenen Daten, die Daten nach § 3 und § 5 EnStatG verwendet. In den Daten nach § 3 EnStatG sind Kraftwerke zur allgemeinen Versorgung und der Industrie aufgeführt, welche durch Abfall betrieben werden. In den Daten nach § 5 EnStatG sind Heizwerke aufgeführt, welche mit Abfall betrieben werden. Diese bilden

[12] Vgl. §7 des „Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren“

allerdings nur einen sehr geringen Teil der Wärmeerzeugung durch Abfall, da der Großteil der Anlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung verwendet wird. Methodisch wird für die Ermittlung des Potenzials der Abwärmemenge ebenfalls das theoretische Potenzial ausgewiesen. Das theoretische Abwärmepotenzial ist hierbei ca. **30 TWh**. Dieses Potenzial ist teilweise innerhalb der Abschnitte Wärmekraftwerksanlagen und KWK-Anlagen ebenfalls erfasst, da in Wärmekraftwerksanlagen und KWK-Anlagen auch Abfall als Energieträger zum Einsatz kommt. In den Abschnitten Wärmekraftwerksanlagen und KWK-Anlagen sind über 29 TWh des Abwärmepotenzials aus Abfall enthalten.

Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Als Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien werden im Folgenden die Wärmekraftwerksanlagen, KWK-Anlagen und Heizwerke bezeichnet, welche erneuerbare Energien als Energieträger nutzen. Energieerzeugungsanlagen wie Solaranlagen und Windanlagen, welche im klassischen Sinne als erneuerbare Energien bezeichnet werden, erzeugen keine nutzbare Abwärme. In Abbildung 18 ist das Abwärmepotenzial der Anlagen mit erneuerbaren Energien als Energieträger dargestellt. Hier zeigt sich ebenfalls, dass in den bestehenden Wärmekraftwerksanlagen ein höheres Potenzial zur Abwärmenutzung vorhanden ist als in KWK-Anlagen oder Heizwerken. Die hier dargestellten Potenziale sind in den zuvor dargestellten allgemeinen Abwärmepotenzialen der Wärmekraftwerksanlagen und KWK-Anlagen enthalten.

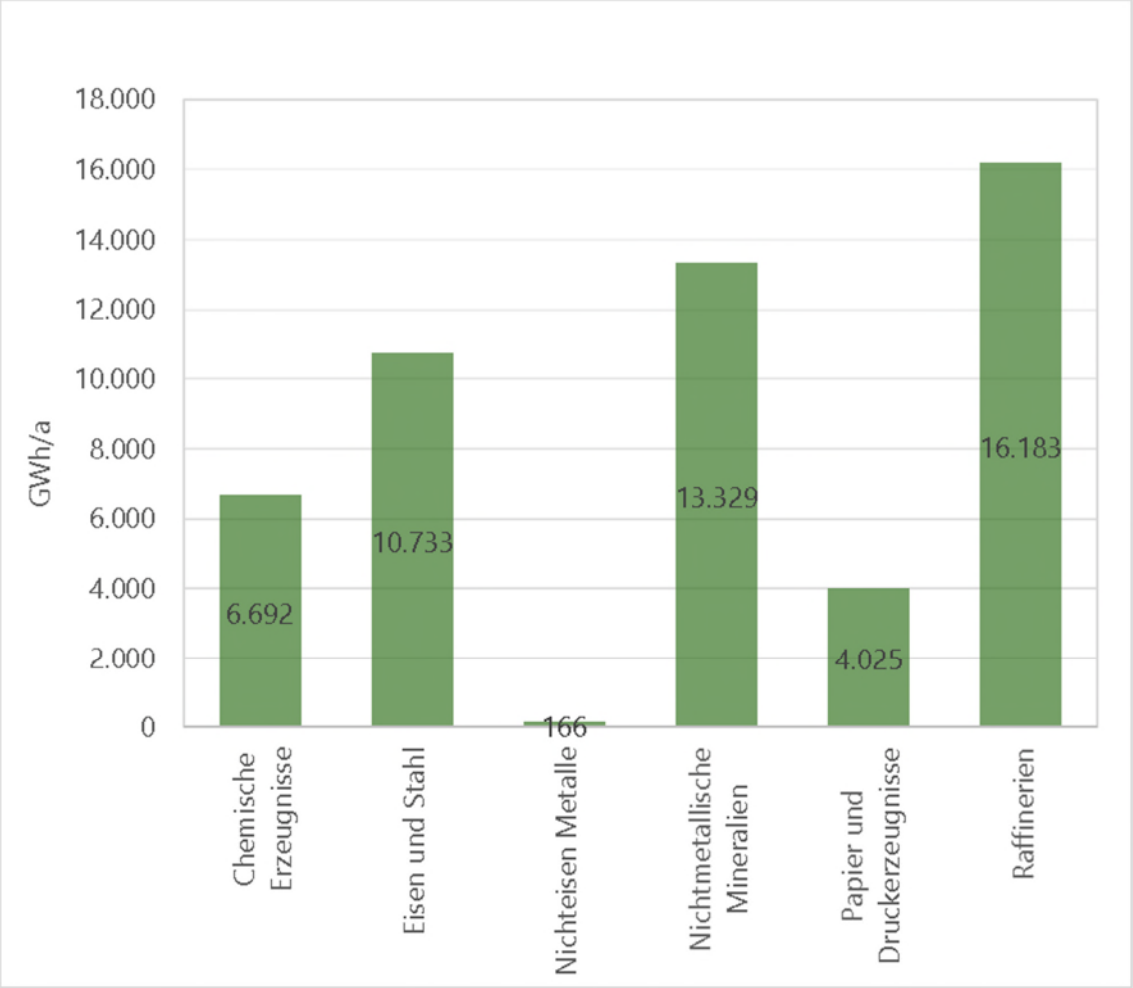


Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 18: Abwärmepotenzial in Anlagen mit erneuerbaren Energien als Energieträger

Industrieanlagen

Abbildung 19 stellt das Potenzial der industriellen Abwärmenutzung in Deutschland dar. Datengrundlage hierfür bildet die Standortdatenbank des Fraunhofer ISI, in der Industriestandorte mit ihren Produktionsmengen und eingesetzten Technologien abgebildet sind. Diese Datenbank wurde innerhalb des EU finanzierten Projekts *sEEnergies* erweitert und ergänzt[13]. Daraus wird, anhand der berechneten Energieträgerinputs und Wirkungsgraden, die Abwärmemenge berechnet. Die demnach gesamte Abwärmemenge der Industrie beträgt in Deutschland ca. 51 TWh. Hierfür wird eine Referenztemperatur von 25°C zur Berechnung verwendet. Die in Wärmenetzen nutzbare Abwärme aus Industrieanlagen beträgt dabei ca. 8 TWh. Dafür wird analysiert, welche Abwärmequellen in einem Umkreis von höchstens 10 km von einem bestehenden Wärmenetz entfernt liegen[14]. Die Referenztemperatur hierbei liegt bei 95°C, damit die Abwärme direkt im Wärmenetz genutzt werden kann.



Quelle: Eigene Berechnung

Abbildung 19: Potenzial für industrielle Abwärme in Deutschland

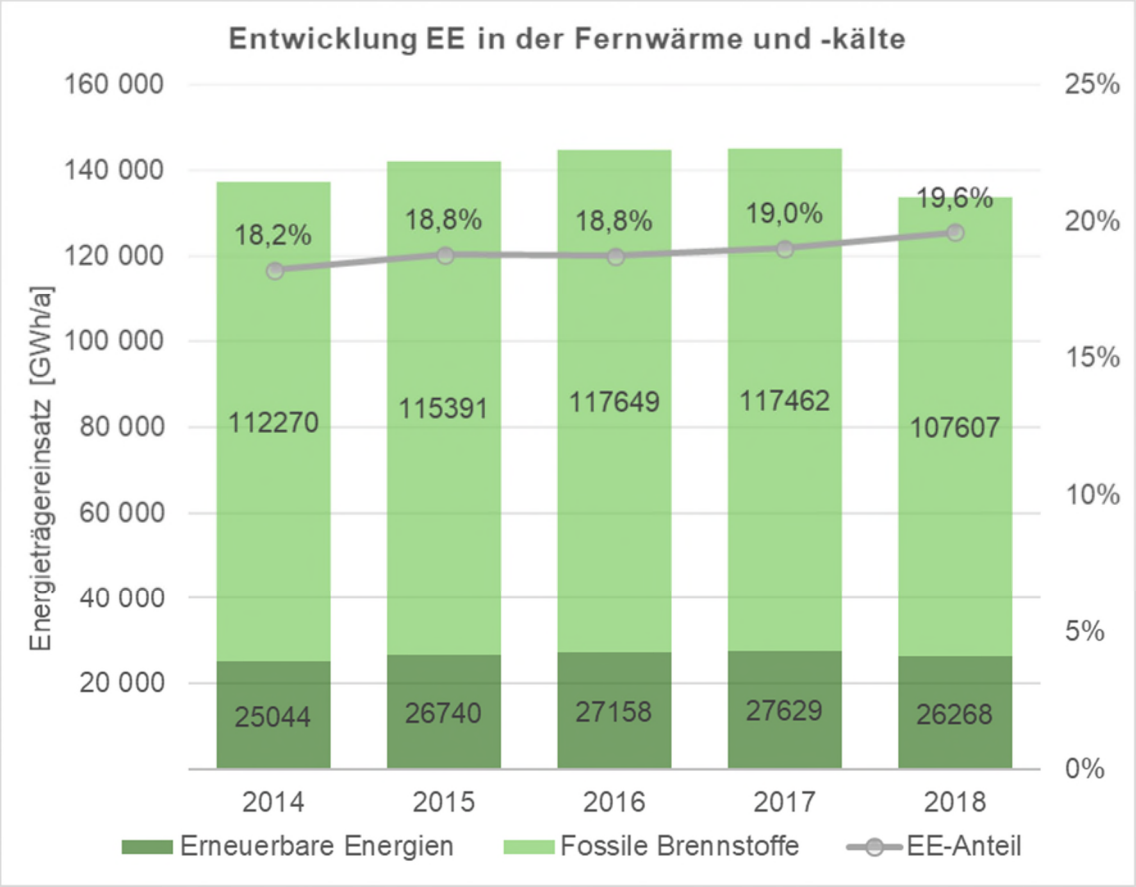
[13] https://www.seenergies.eu/

[14] https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2020/presseinfo-12-industrielle-abwaerme-fernwaerme.html

I.2.c. Erneuerbare Energien und Abwärme oder -kälte im Fernwärme- und Fernkältesektor

Neben der Darstellung der Potenziale für Abwärme und -kälte sieht Anhang VIII der EED die Darstellung des gemeldeten Anteils erneuerbarer Energien sowie aus Abwärme oder -kälte am Endenergieverbrauch im Fernwärme- und Fernkältesektor während der letzten fünf Jahre vor.

Abbildung 20 zeigt den gemeldeten Anteil erneuerbarer Energien am Energieträgereinsatz an der Fernwärme und -kälte Bereitstellung gemäß der Auswertungstabellen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen[15]. Der Anteil der erneuerbaren Energien war im Zeitraum 2014 bis 2019 relativ konstant und ist von 18,2 % auf 19,6 % gestiegen.

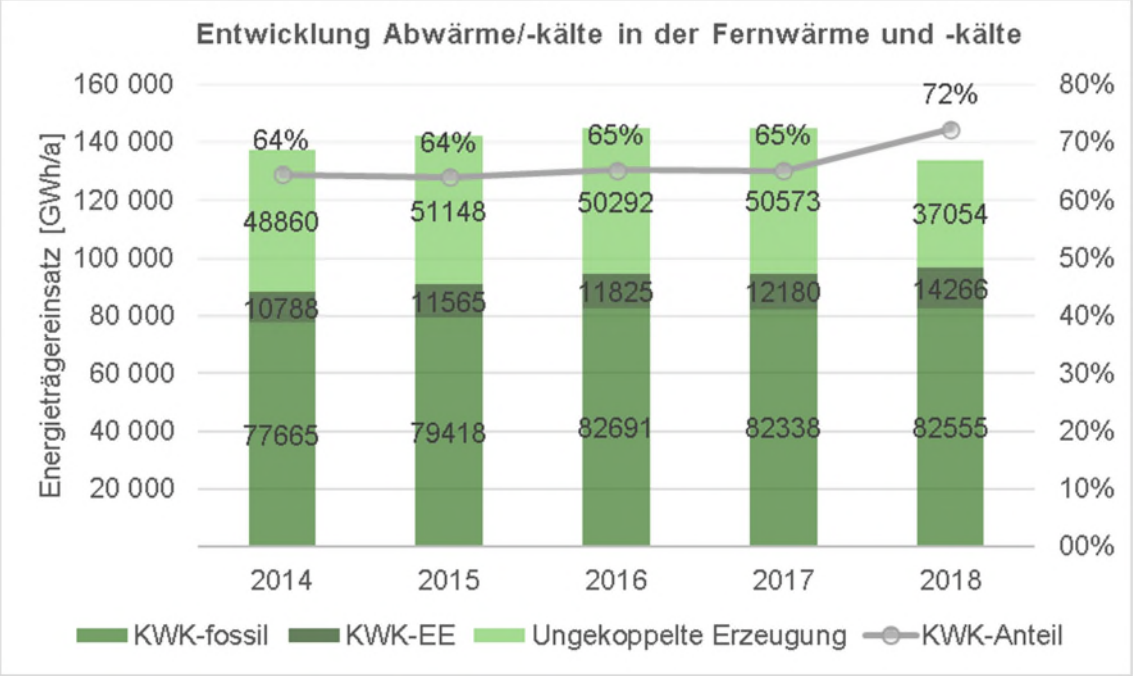


Quelle: AGEB (2020b).Inklusive Eigenverbrauch von Wärme aus Klärgas und Klärschlamm in Kläranlagen ohne Einspeisung von Abwärme aus industriellen Prozessen

Abbildung 20: Energieträgereinsatz für die Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme- und -kälte und Anteil erneuerbarer Energien

[15] Zwischen den Daten der AG Energiebilanz zu den erneuerbaren Energien in der Fernwärme und der Summe der erneuerbaren Energien aus den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes - „Jahreserhebung über Erzeugung und Verwendung von Wärme sowie über den Betrieb von Wärmenetzen“ und der „Monatserhebung über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur allgemeinen Versorgung“, gibt es für das Jahr 2018 eine Abweichung. Die Daten der AG Energiebilanzen liegen um 4 399 GWh höher. Teilweise ist das dadurch zu erklären, dass die Eigennutzung von Wärme aus Klärgas und Klärschlamm in Kläranlagen von 2 158 GWh in der Fernwärmebilanz der AG Energiebilanzen enthalten ist.

Bei der Definition der relevanten Energieträger wird Bezug genommen auf die Neufassung der Erneuerbaren-Energien Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001). Wie bereits unter Abschnitt I.2.b darstellt umfasst der Begriff „Abwärme und -kälte“ demnach nicht nur die Abwärme aus industriellen Prozessen, sondern auch aus Stromerzeugungs- bzw. KWK-Anlagen. Abbildung 21 zeigt dementsprechend den Anteil von Wärme aus KWK-Anlagen in der Fernwärme und -kälte im Zeitraum 2014 bis 2018.



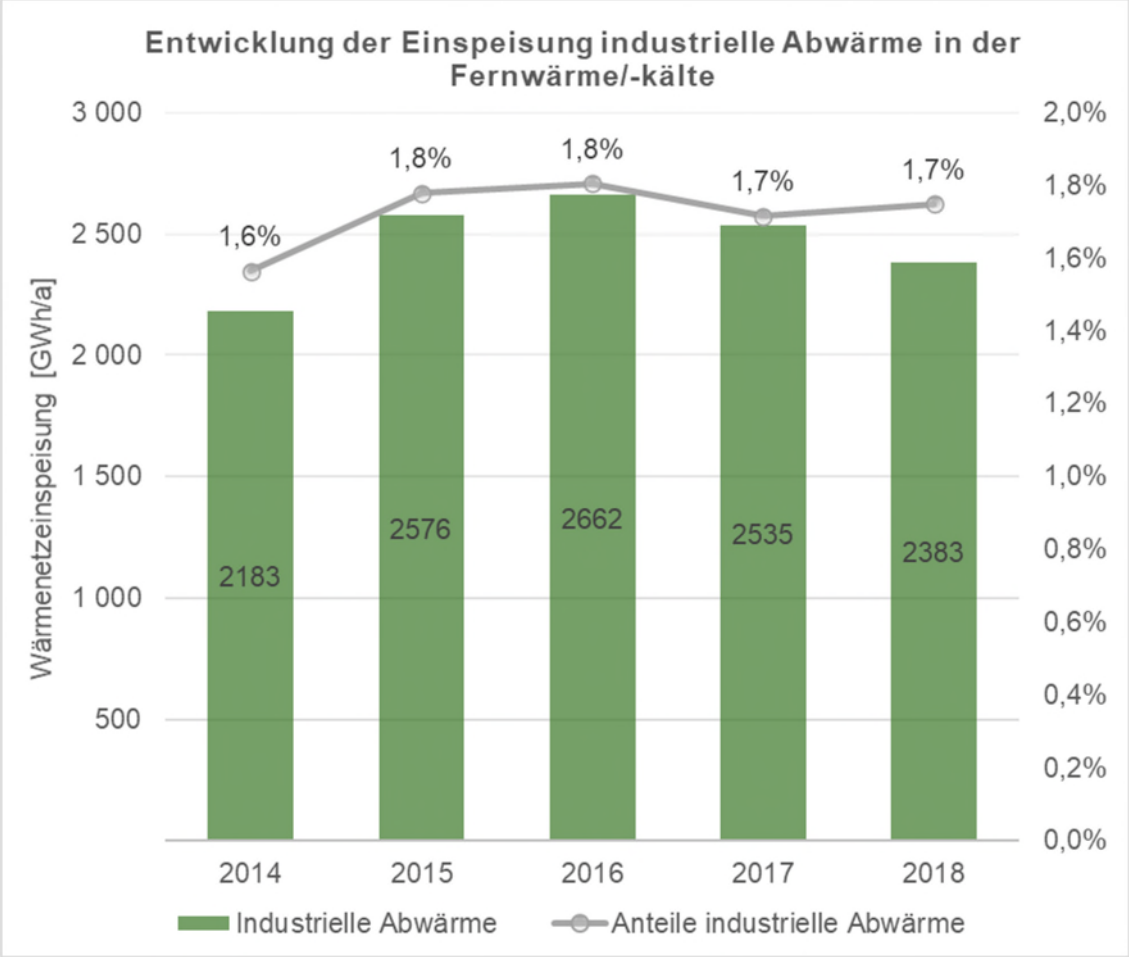
Quelle: AGEB, (2020b).Inklusive Eigenverbrauch von Wärme aus Klärgas und Klärschlamm in Kläranlagen ohne Einspeisung von Abwärme aus industriellen Prozessen

Abbildung 21: Energieträgereinsatz für die Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme- und -kälte und Anteil Abwärme/ -kälte aus KWK-Anlagen

Um die Einspeisung industrieller Abwärme in der Fernwärme zu ermitteln, wird die Erfassung zum Wärmebezug aus der „Erhebung bei den Wärmenetzbetreibern“ des Statistischen Bundesamtes (StaBuA, 2020a) herangezogen. Die Erhebung ist erstmals für das Jahr 2018 durchgeführt worden und liefert somit keine Informationen zu den zurückliegenden Zeiträumen seit 2014. Daher werden zusätzlich noch die Erhebungen der AGFW verwendet, die in den jährlichen Hauptberichten veröffentlicht werden (AGFW, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019). Aus der Erhebung des Statistischen Bundesamtes geht hervor, dass 2.383 GWh der Wärmenetzeinspeisung in Deutschland im Jahr 2018 durch Fremdbezug aus der Industrie bereitgestellt wird, was als Nutzung industrieller Abwärme in der Fernwärme angesetzt werden kann. Der Wert ist auch im Vergleich zu den erhobenen Verbandsdaten der AGFW plausibel, wenn die in den AGFW Hauptberichten ausgewiesene Abwärmenutzung mit dem Erfassungsgrad der AGFW Statistik skaliert wird[16].

[16] In den AGFW Hauptberichten werden Fernwärmebezug und die Fernwärmeerzeugung der Mitgliedsunternehmen, die an der jährlichen Erhebung teilnehmen veröffentlicht inklusive der Einspeisung industrieller Abwärme, die mit 1.298 GWh für das Jahr 2018 ausgewiesen wird. Aus dem Vergleich der erfassten Nettowärmeerzeugung der Wärmenetzeinspeisung mit der Energiestatistik lässt sich für die AGFW Daten insgesamt eine Erfassungsgrad von 57 Prozent ableiten. Unter der Annahme, dass die Einspeisung von Abwärme in Wärmenetzen den gleichen Erfassungsgrad hat ergibt sich aus der Skalierung der Abwärme aus industriellen Prozessen aus den AGFW Hauptberichten ebenfalls ein Wert von rund 2300 GWh.

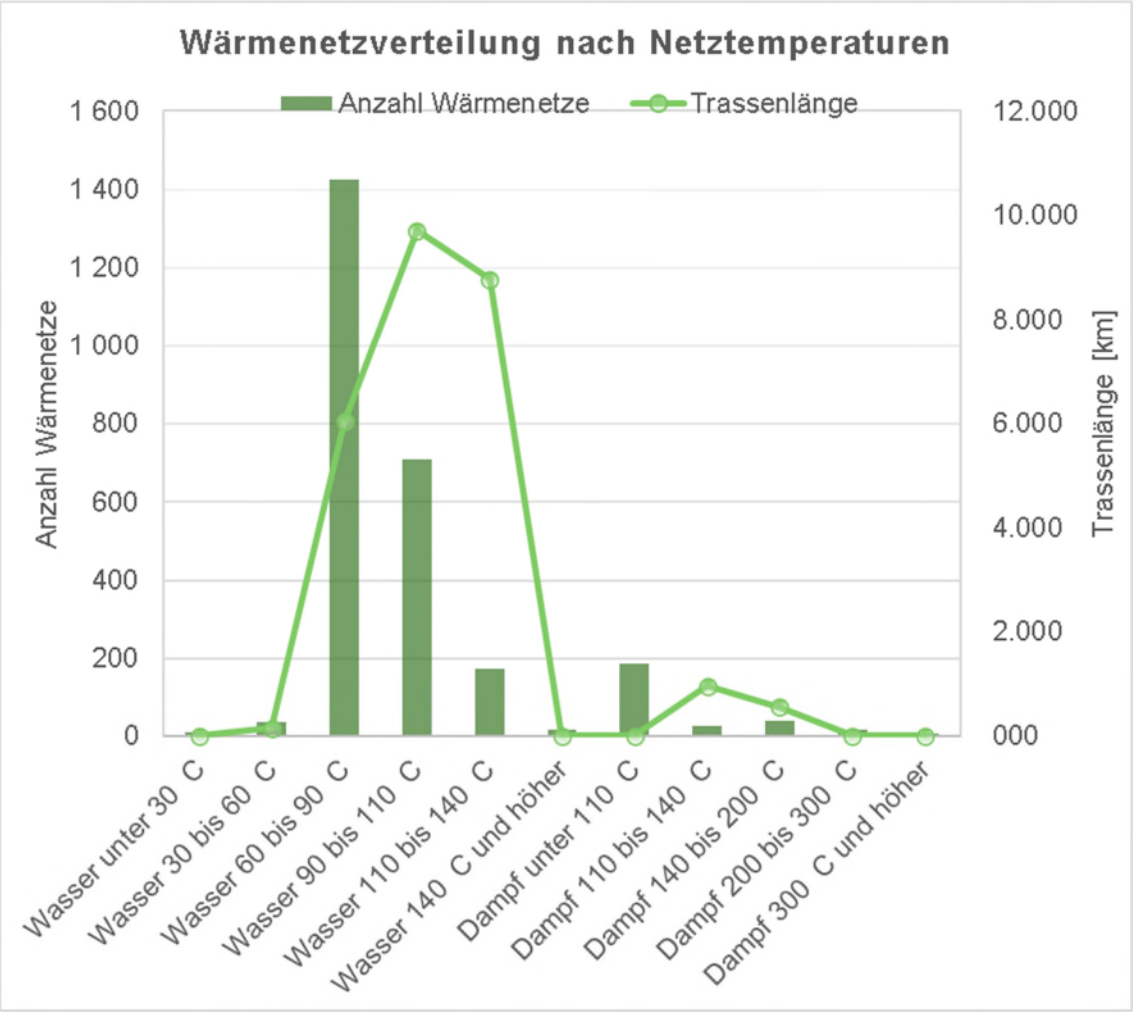
Da die Erhebung zum Wärmenetzbezug des Statistischen Bundesamtes nur für das Jahr 2018 vorliegt, werden für die zurückliegenden Jahre seit 2014 die Anteile industrieller Abwärme in der Fernwärme aus den AGFW-Hauptberichten mit dem ermittelten Erfassungsgrad skaliert. Abbildung 22 zeigt die resultierende Wärmenetzeinspeisung von Abwärme aus industriellen Prozessen im Zeitraum 2014 bis 2018 sowie den Anteil an der Nettowärmeerzeugung der Fernwärme /-kälte (inklusive Abwärme).



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AGFW (2015, 2016, 2017, 2018, 2019); StaBuA (2020a)

Abbildung 22: Anteil industrieller Abwärme in der Fernwärme und -kälte

Um zukünftig den Anteil erneuerbarer Energien in der Fernwärme /-kälte zu erhöhen, sind insbesondere auch niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen in den Wärmenetzen erforderlich. Als Wärmenetze der dritten Generation werden Netze bezeichnet, deren Vorlauftemperaturen unter 100°C betragen. Netze der vierten Generation werden mit Vorlauftemperaturen von unter 70 °C betrieben (Lund et al., 2014). Daher sind für die Beurteilung des Status quo auch die derzeitigen Netztemperaturen in den Wärmenetzen relevant. Abbildung 23 zeigt die Verteilung der Netztemperaturen in den Wärmenetzen in Deutschland. Mit Bezug auf die Trassenlänge haben die meisten Netze Wasser als Wärmeträgermedium und Vorlauftemperaturen im Bereich von 90°C bis 140°C. Allerdings gibt es auch schon eine Vielzahl von Wärmenetzen mit Vorlauftemperaturen unter 90 °C.



Quelle: StaBuA (2020a). Trassenlänge ist aufgrund von Geheimhaltung nicht für alle Wärmenetze ausgewiesen

Abbildung 23: Netztemperaturen der Wärmenetze in Deutschland im Jahr 2018

I.3. Landkarten Wärme- und Kältekarten für Deutschland

Teil I, 3 von Anhang VIII sieht die Erstellung von Landkarten des gesamten Hoheitsgebiets mit ermittelten bestehenden Wärme- und Kälteversorgungspunkten und Fernwärmeübertragungsanlagen, gemäß Nummer 2 Buchstabe b vor.

Die digitalen Karten können unter folgenden Links abgerufen werden:

- Darstellung der Wärme- und Kältebedarfsgebiete unter: https://ubagdi.maps.arcgis.com/apps/opsdashboard/index.html#/52d1b140fd38412ca3c854952f5ed8e5
- Darstellung der bestehenden und geplanten Wärme- und Kälteversorgungspunkte und Fernwärmeübertragungsanlagen unter: https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Monitoring/Potential_effiziente_Waerme-_Kaeltenutzung/potential_effiziente_waerme-_kaeltenutzung_node.htm

I.3.a. Wärme- und Kältebedarfsgebiete

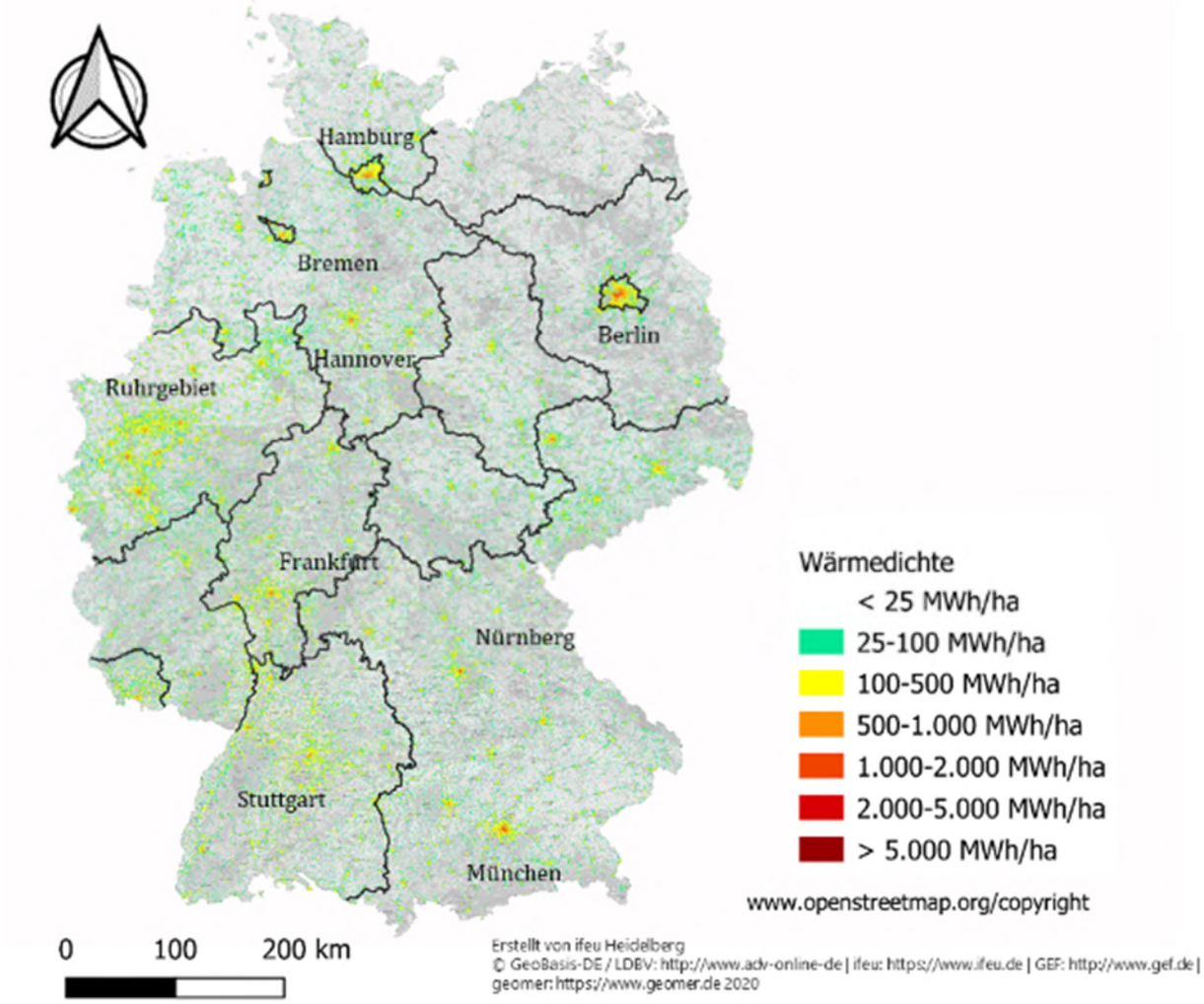
Die Landkarten der Wärme- und Kältebedarfsgebiete in Deutschland werden auf Basis der räumlich disaggregierten Daten dargestellt, die im Rahmen der Analyse des wirtschaftlichen Potenzials aufbereitet werden. Für Details zur Datengenerierung wird auf Abschnitt III.1 verwiesen. Die Darstellungen werden differenziert nach Nutz- und Endenergiebedarf dargestellt sowie für die Sektoren Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie. Darüber hinaus erfolgt die Darstellung differenziert nach den Anwendung Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte.

Im Folgenden wird jeweils eine Landkarte zur Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme- und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen, eine Landkarte zur Darstellung des Endenergiebedarfs im Sektor Industrie und eine Karte zur Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Klimakälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen dargestellt. Weitere kleinräumige Karten sowie eine Übersichtsgrafik sind in der entwickelten Webdarstellung dargestellt. Diese kann unter folgendem Link aufgerufen werden: https://ubagdi.maps.arcgis.com/apps/opsdashboard/index.html#/52d1b140fd38412ca3c854952f5ed8e5

Bei der Darstellung des Energiebedarfs in Wohngebäuden und Haushalten basiert die Darstellung auf einzelnen Rasterzellen mit einer Kantenlänge von 500 m x 500 m, wobei für die Berechnung ein gebäudescharfer Wärmeatlas[17] verwendet wird. Von dieser kleinräumigen Darstellung muss bei der Darstellung im Bereich Industrie abgesehen werden, da im Sinne des Datenschutzes und zur Wahrung wirtschaftlich sensibler Informationen überprüft werden muss, ob mindestens drei Objekte innerhalb einer räumlichen Einheit vorhanden sind, um keine Rückschlüsse auf einzelne Industriestandorte zu ermöglichen. Die gewählte Darstellung auf Kreisebene (NUTS-3) erlaubt es, dass mehr als 95 % des Energiebedarfs in der Industrie kartiert werden kann.

Abbildung 24 zeigt den Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen. Eine Konzentration des Wärmebedarfs in den urbanen Gegenden Berlin, Hamburg, Bremen, Hannover, Frankfurt, Nürnberg, Stuttgart und München ist ersichtlich. Des Weiteren ist auch im Ruhrgebiet aufgrund der dichten Besiedelung ein hoher Wärmebedarf ersichtlich.

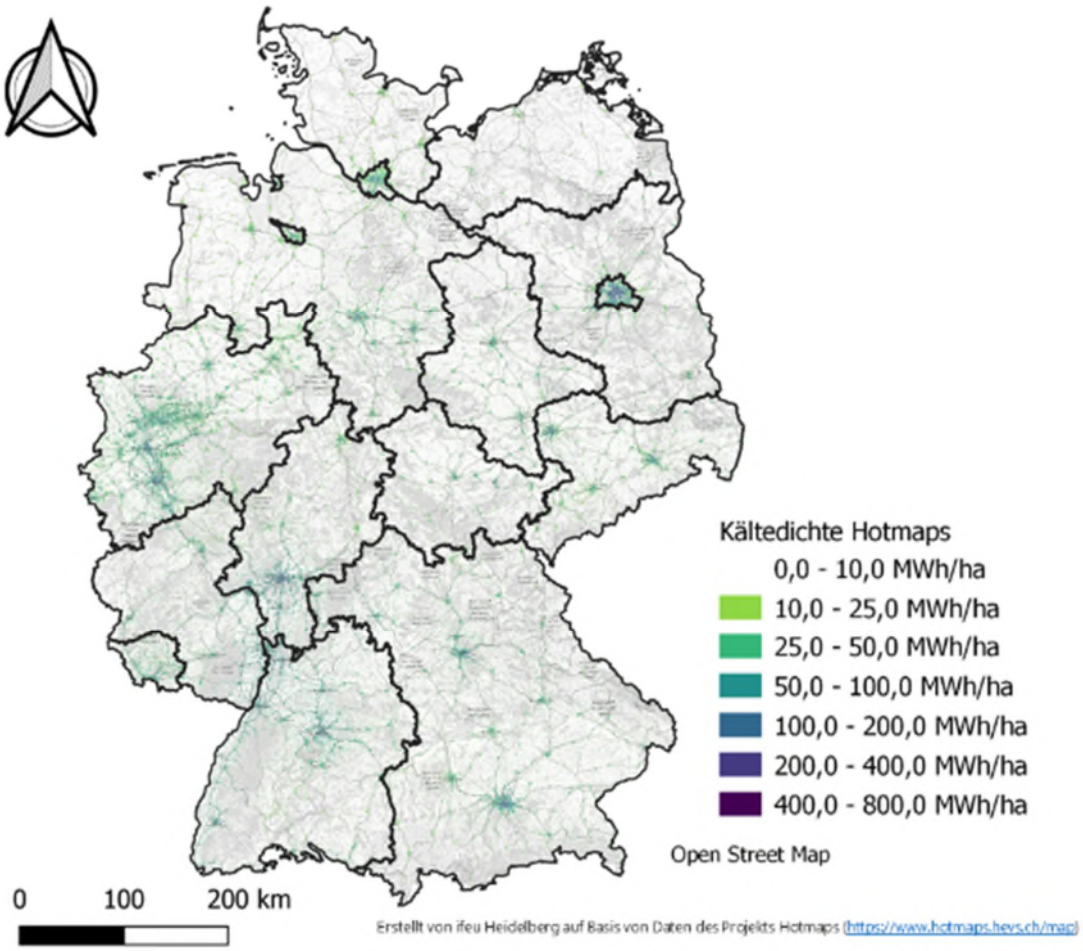
[17] Siehe auch https://www.ifeu.de/methoden/modelle/waermeatlas/



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Abbildung 24: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen

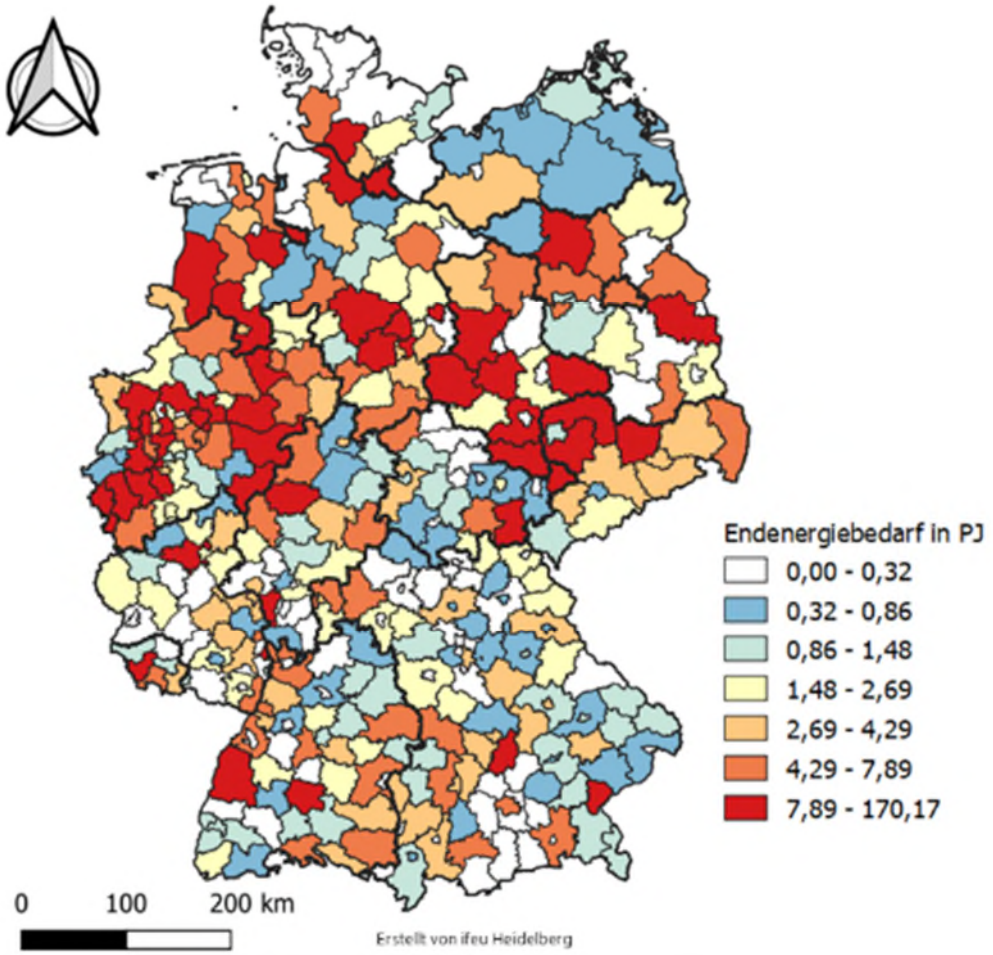
Abbildung 25 stellt auf Basis der Daten des Open-Source-Projekts Hotmaps den Nutzenergiebedarf für Kälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen dar (HOTMAPS Project, 2020). Auch hier ist die Konzentration in den oben genannten urbanen Zonen ersichtlich.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von Hotmaps (HOTMAPS Project, 2020)

Abbildung 25: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Kälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen.

Abbildung 26 zeigt den Endenergiebedarf in der Industrie für das Jahr 2018 auf Kreisebene. Die energieintensiven Regionen in Deutschland befinden sich im Westen im Ruhrgebiet, im Osten in Sachsen und Sachsen-Anhalt sowie in Niedersachsen.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis des Grundlagenszenarios

Abbildung 26: Darstellung des Endenergiebedarfs in der Industrie für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios für NUTS-3

Die den Karten zugrundeliegenden Daten auf Kreisebene für Nutz- und Energie sind in Anhang I.1 dargestellt.

I.3.b. Bestehende Wärme- und Kälteversorgungspunkte und Fernwärmeübertragungsanlagen

Die EED sieht gemäß ihrem Anhang VIII eine Landkarte des gesamten Hoheitsgebietes für bestehende Wärme- und Kälteversorgungspunkte vor. Diese Kartierung beinhaltet die Ermittlung von Anlagen, die Abwärme oder - kälte erzeugen, und ihres Potenzials für die Wärme- und Kälteversorgung in GWh pro Jahr:

a) Wärmekraftwerksanlagen, die Abwärme mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 50 MW liefern oder dafür nachgerüstet werden können;
b) KWK-Anlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die in Anhang I Teil II genannte Technologien nutzen;
c) Abfallverbrennungsanlagen;

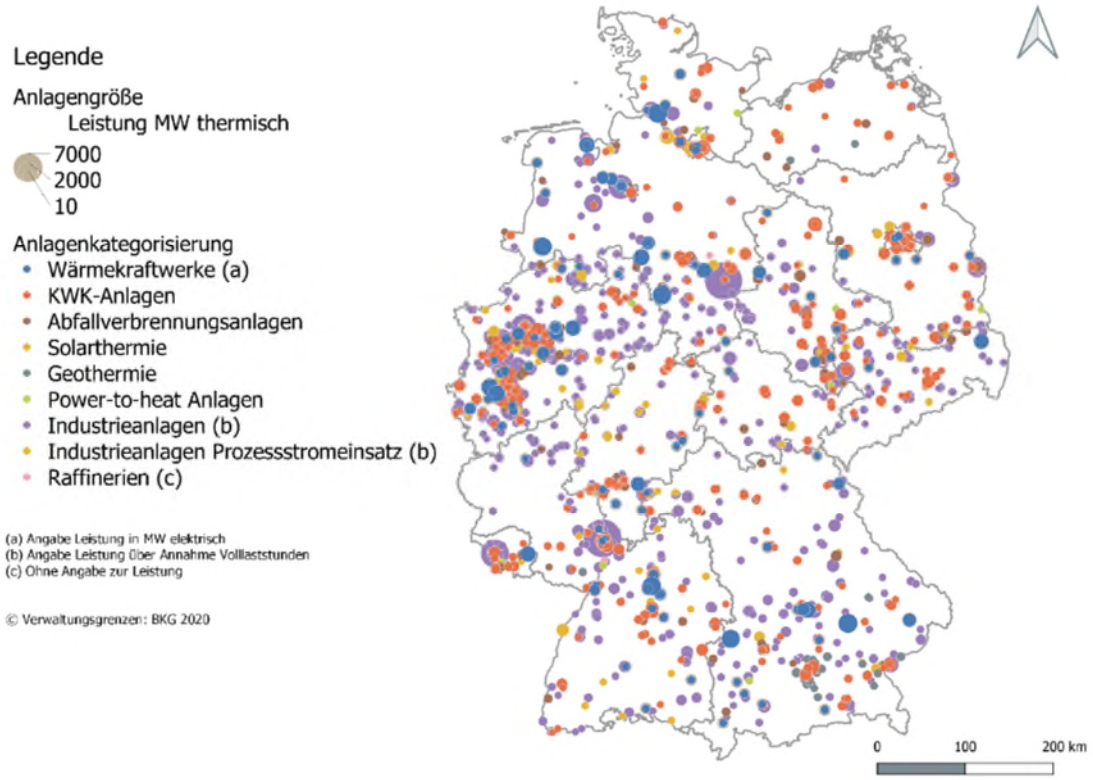
d) Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die aus erneuerbaren Energiequellen Wärme oder Kälte erzeugen, mit Ausnahme der unter Nummer 2 Buchstabe b Ziffern i und ii genannten Anlagen;
e) Industrieanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die Abwärme erzeugen können;

Die Unterscheidung erfolgt analog zu dem Vorgehen in Teil I.2.b (vgl. hierzu auch I.2.b).

Für den Bereich der Kälteversorgungspunkte sind vor allem Kältenetze und Kälteanwendungen in der Industrie relevant. In der Industrie werden Kälteanwendungen hauptsächlich in den Wirtschaftszweigen der Ernährungs- und Tabakindustrie und in der Grundstoffchemie verwendet. Dort werden diese aber hauptsächlich innerhalb des Standorts und nicht für die Versorgung öffentlicher Infrastrukturen verwendet.

Kartierung der Anlagen

Das Ergebnis der Kartierung der bestehenden Anlagen zur Wärme- und Kälteversorgung ist in Abbildung 27 dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung nach UBA (2020); Bundesnetzagentur (2020a); Hermann & Bracker (2018); Flamme et al. (2018); LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften (2020); Bundesverband Geothermie (2019); Agentur Enerchange (2020) und Energy (2020); SDH - solar district heating (2017); Solites (2019); BSW-Solar (2019); AGFW (2020); Wünsch et al. (2019); Blömer et al. (2019); E-PRTR (2020); HOTMAPS Project (2020)

Abbildung 27: Darstellung technologieübergreifende Gesamtübersicht bisher ermittelter Standorte zur Wärme- und Kälteerzeugung

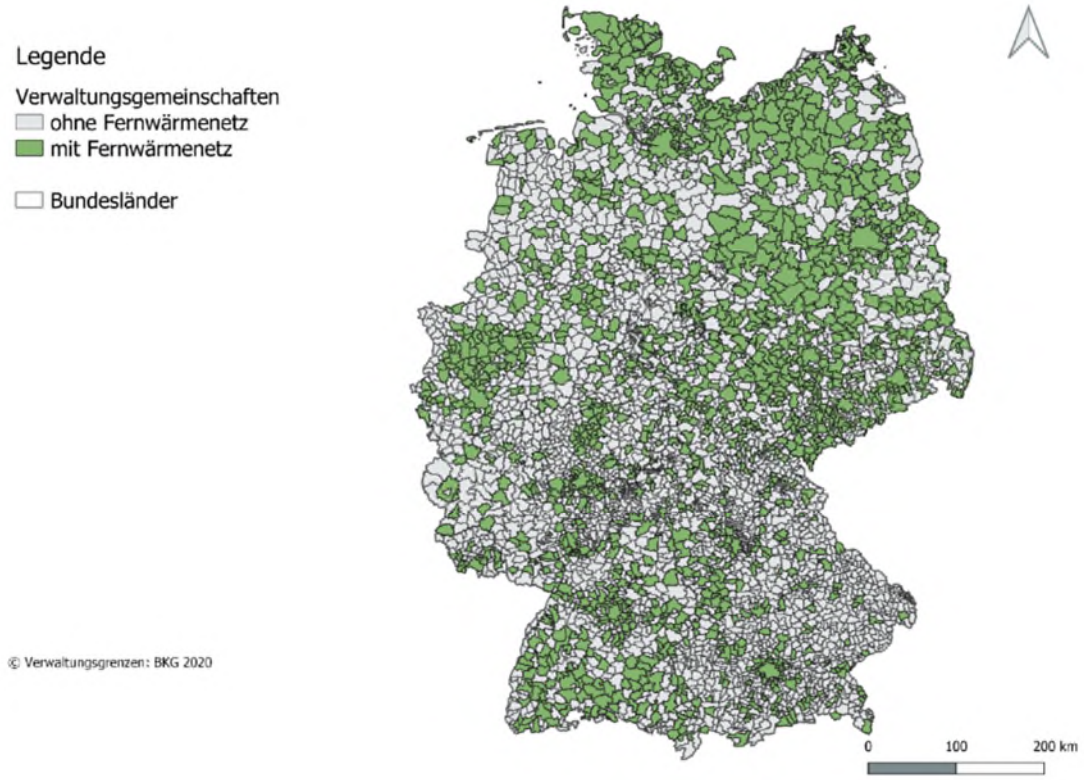
Die Kartendarstellung verdeutlicht, dass Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen nicht gleichförmig in Deutschland verteilt sind, sondern räumlich konzentriert installiert sind.

Bevölkerungsreiche Gebiete wie in Nordrhein-Westfalen und insbesondere das Ruhrgebiet mit erhöhtem Aufkommen an Industrie, stellen Ballungsgebiete dar. Nicht zuletzt wirtschaftshistorisch bedingt ist hier ein Schwerpunkt für Industrie und, aufgrund der Kohlelagerstätten – wie auch in der Lausitz zu erkennen –, der Energieerzeugung. Darüber hinaus werden punktuelle Hotspots in den Bevölkerungsschwerpunkten Deutschlands veranschaulicht. Deutlich zu erkennen ist eine Konzentration der Erzeugungsanlagen in den Großräumen von Großstädten. Beispiele dafür sind die Großräume in Berlin, Hamburg, Bremen, München oder Mannheim.

Die Wahl der Standorte für erneuerbare Energien ist direkt an die vorhandenen Potenziale vor Ort geknüpft, sodass diese einer eigenen räumlichen Verteilung folgen. Hier zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen Nord- und Süddeutschland. In den südlicheren Bundesländern ist aufgrund der geografischen Lage ein höheres Potenzial vorhanden: einerseits eine höhere Strahlungsintensität für Solarthermie, andererseits auch ein höheres Potenzial für Geothermie durch hydrothermale Tiefenwasser im süddeutschen Molassebecken.

Für die Darstellung der Fernwärmeübertragungsanlagen werden jene Gemeinden in Deutschland kartiert, in denen ein Fernwärmenetz für die zentrale Versorgung von Raumwärme und Brauchwarmwasser in Gebäuden vorhanden ist, die Ergebnisse sind in Abbildung 28 dargestellt. Dies erfolgt auf Ebene der Verbandsgemeinden. Eine höhere Differenzierung auf Ebene von Straßenzügen ist aufgrund der beschränkten Datenlage in Deutschland nicht möglich. Die Darstellung erlaubt jedoch die Gegenüberstellung von verfügbaren Wärmequellen und energieintensiven Gebieten (siehe auch Abschnitt I.3) und den Bestandsanlagen zur Wärme- und Kälteversorgung.

Eine Übersichtsgrafik für die bestehenden Anlagen sowie die geplanten Anlagen aus I.3.c ist online unter folgenden Link verfügbar: https://www.bfee-online.de/BfEE/DE/Monitoring/Potential_effiziente_Waerme-_Kaeltenutzung/potential_effiziente_waerme-_kaeltenutzung_node.htm
Eine umfangreiche tabellarische Darstellung der den Karten zugrunde liegenden Daten findet sich im Anhang in I.1 und I.2.



Quelle: Eigene Darstellung nach Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2018).

Abbildung 28: Übersicht über Gemeinden mit und ohne Fernwärme

Die Kartendarstellung veranschaulicht, dass Fernwärmenetze in Deutschland nicht gleichförmig im Raum vorhanden sind. In Westdeutschland orientieren sich die vorhandenen Netzstrukturen meist an bevölkerungsreichen Ballungsgebieten wie in Nordrhein-Westfalen, in Baden-Württemberg, in Schleswig-Holstein und auch in Städten wie München und Hamburg. Wirtschaftshistorisch bedingt sind die Fernwärmenetze im Osten Deutschlands großräumiger verteilt. In Zeiten der Deutschen Demokratischen Republik (DDR) wurde verstärkt die zentrale Infrastruktur zur Wärmeversorgung ausgebaut, insbesondere aus dem Mangel an Gas und Erdöl.

I.3.c. Geplante Wärme- und Kälteversorgungspunkte und Fernwärmeübertragungsanlagen

Die Richtlinie sieht (gemäß Anhang VIII der EED Anlagen) eine Landkarte des gesamten Hoheitsgebietes für geplante Wärme- und Kälteversorgungspunkte vor. Diese Kartierung beinhaltet die Ermittlung von Anlagen, die Abwärme oder -kälte erzeugen, und ihres Potenzials für die Wärme- und Kälteversorgung in GWh pro Jahr:

a) Wärmekraftwerksanlagen, die Abwärme mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 50 MW liefern oder dafür nachgerüstet werden können;
b) KWK-Anlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die in Anhang I Teil II genannte Technologien nutzen;
c) Abfallverbrennungsanlagen;
d) Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die aus erneuerbaren Energiequellen Wärme oder Kälte erzeugen, mit Ausnahme der unter Nummer 2 Buchstabe b Ziffern i und ii genannten Anlagen;
e) Industrieanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, die Abwärme erzeugen können;

Für Wärmekraftwerksanlagen (a) sowie die KWK-Anlagen (b) wird auf die veröffentlichte Zu- und Rückbauliste der Bundesnetzagentur zurückgegriffen (Bundesnetzagentur, 2020b). Die Darstellung für Abfallverbrennungsanlagen (c), welche im Projektrahmen die Müllverbrennungsanlagen (MVA) sowie Ersatzbrennstoffkraftwerke (EBS) beinhaltet, erfolgt auf Basis von Flamme et al. (2018). Die Standorte dieser Studie werden mit den abgefragten Daten der 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) abgeglichen und um einen weiteren Standort (Jänschwalde) ergänzt.

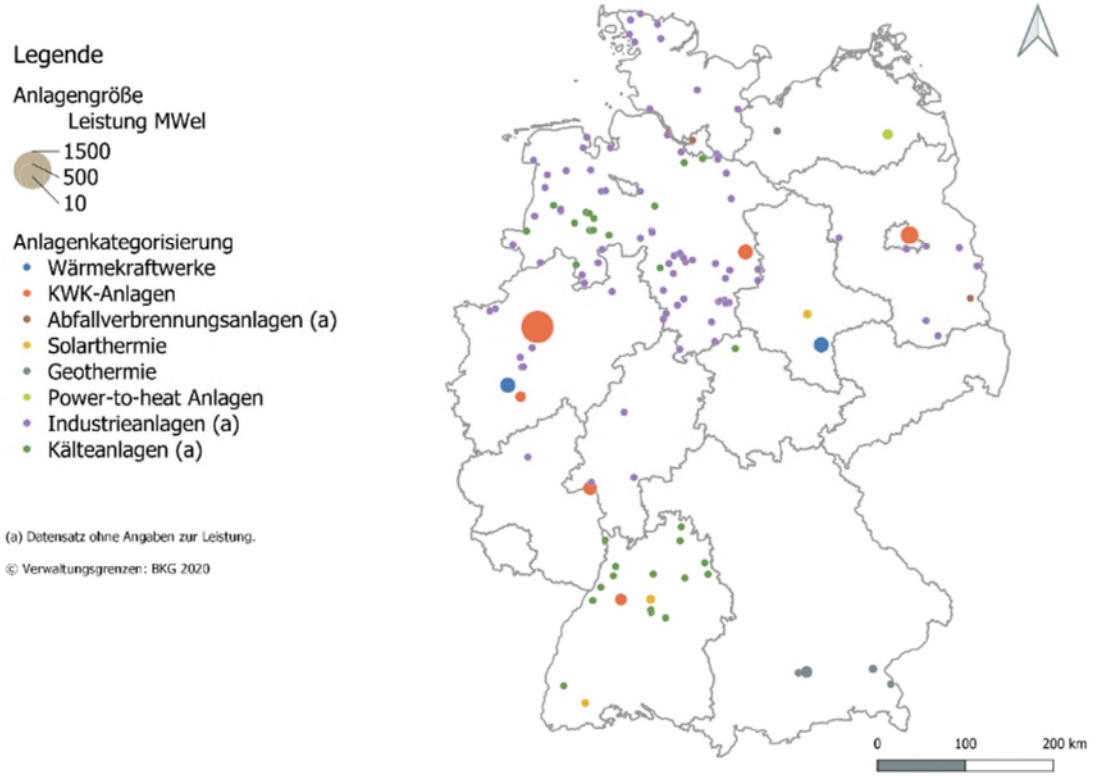
Um die Datenlücke im Bereich von Industrieanlagen (e) sowie für Kälteanlagen zu schließen, werden die Daten der 4. BImSchV als mögliche Datenquelle identifiziert. Die 4. BImSchV fordert eine Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von definierten Anlagen ab einer bestimmten Leistungsgrenze oder Anlagengröße. Darunter fallen neben Anlagen zur Wärmeerzeugung, Bergbau und Energie auch verschiedene Industrieanlagen.

Dazu wurden die entsprechenden Landesämter zur Datenübermittlung kontaktiert. In bilateralen Gesprächen wurde die jeweilige Abgrenzung der benötigten Daten definiert und diese den Forschungsnehmenden zur Verfügung gestellt. Durch die föderalen Strukturen sind die Kompetenzen in den Bundesländern unterschiedlich organisiert. Beispielsweise ist die Zuständigkeit für die Genehmigungen in Bayern den Kreisverwaltungsbehörden, Kommunen sowie den Bergämtern zugeordnet. Durch die sich dadurch ergebende hohe Anzahl mit über 100 Kontaktstellen bestand keine Möglichkeit die Daten bei allen Stellen abzufragen. Für alle weiteren Bundesländer erfolgte eine Datenübergabe.

Die Darstellung der erneuerbaren Energien (d) basiert auf denselben Datenquellen wie bereits die Darstellung der bestehenden Anlagen unter Teil I.3.b. Die gewählten Datenbanken weisen neben den bestehenden Anlagen auch geplante bzw. sich in Bau befindliche Anlagen aus.

Kartierung der Anlagen

Das Ergebnis der Kartierung der geplanten Anlagen zur Wärme- und Kälteversorgung ist in Abbildung 29 dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur (2020b); Flamme et al. (2018); LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften (2020); Bundesverband Geothermie (2019); Agentur Enerchange (2020) und Energy (2020); BSW-Solar (2019)

Abbildung 29: Darstellung technologieübergreifende Gesamtübersicht bisher ermittelter geplanter Standorte zur Wärme- und Kälteerzeugung

Derzeit werden acht größere KWK-Anlagen unter anderem in Nordrhein-Westfalen, Berlin oder Wolfsburg (Standort eines Automobilherstellers) geplant. Weiterhin sind zwei Wärmekraftwerksanlagen an den Standorten Köln und Halle/Saale geplant.

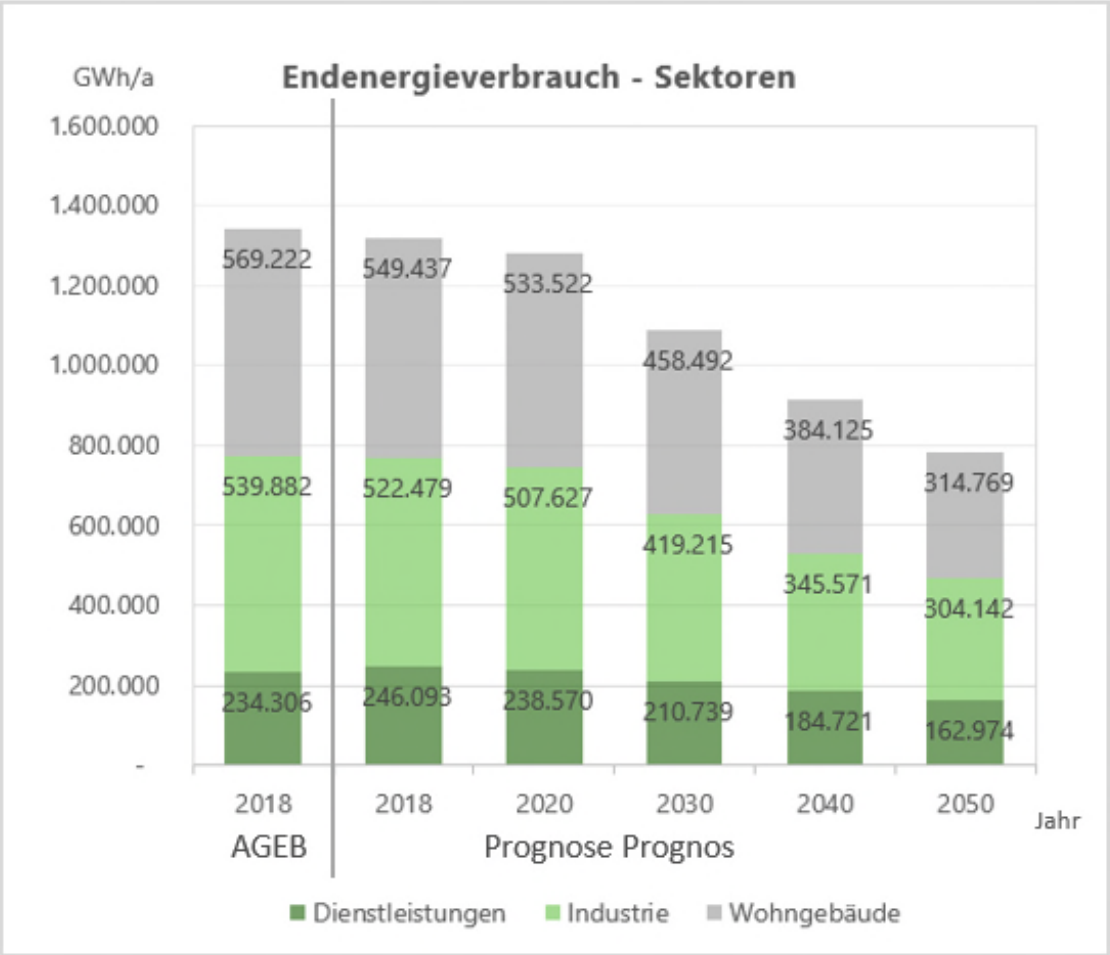
Geplante Anlagen zur Nutzung von Geothermie und Solarthermie finden sich vor allem in den beiden süddeutschen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern wieder, die auch ein hohes geothermisches Potenzial aufweisen. Ein nördlich gelegener Standort ist in Schwerin für geothermische Anlagen und Bernburg (Saale) für die Solarthermie zu finden.

Industrieanlagen zur Wärmeerzeugung sowie Kälteerzeugungsanlagen finden sich im Nordwesten bzw. Südwesten Deutschlands wieder. Hier sei allerdings nochmals auf die eingeschränkte Aussagekraft hinzuweisen, da aufgrund der unterschiedlichen Datenqualität der jeweiligen Landesämter sowie der bereits dargestellten Problematik mit den Anlagendaten aus der 4. BImSchV nicht für alle Bundesländer Daten vorliegen.

I.4. Prognose der Trends für den Wärme- und Kältebedarf

Im Folgenden wird die Prognose der Trends für den Wärme- und Kältebedarf im Hinblick auf die nächsten 30 Jahre, insbesondere unter Berücksichtigung der Projektionen für die nächsten zehn Jahre, dargestellt. Diese beruht auf der Szenarienanalyse, die zur Vorbereitung des integrierten Nationalen Energie- und Klimaplans (NECP) erstellt wurde (BMWi, 2020; Kemmler et al., 2020). Diese berücksichtigt bereits die Wirkung der bestehenden Politikinstrumente sowie der Beschlüsse aus dem Klimaschutzprogramm 2030 (vgl. I.4).

In der folgenden Abbildung 30 ist die Entwicklung des Wärme- und Kälteendenergieverbrauchs in dem Referenzszenario mit Klimaschutzprogramm 2030 (KSP-Referenzszenario) dargestellt. Da es sich bei dem Szenario um modellierte Daten handelt, die auf den klimabereinigten Werten des Szenariostartjahres 2016 aufsetzen, ergibt sich eine Differenz zu den realen Verbrauchsdaten des Jahres 2018. Diese werden zur Information ebenfalls in Abbildung 30 dargestellt.



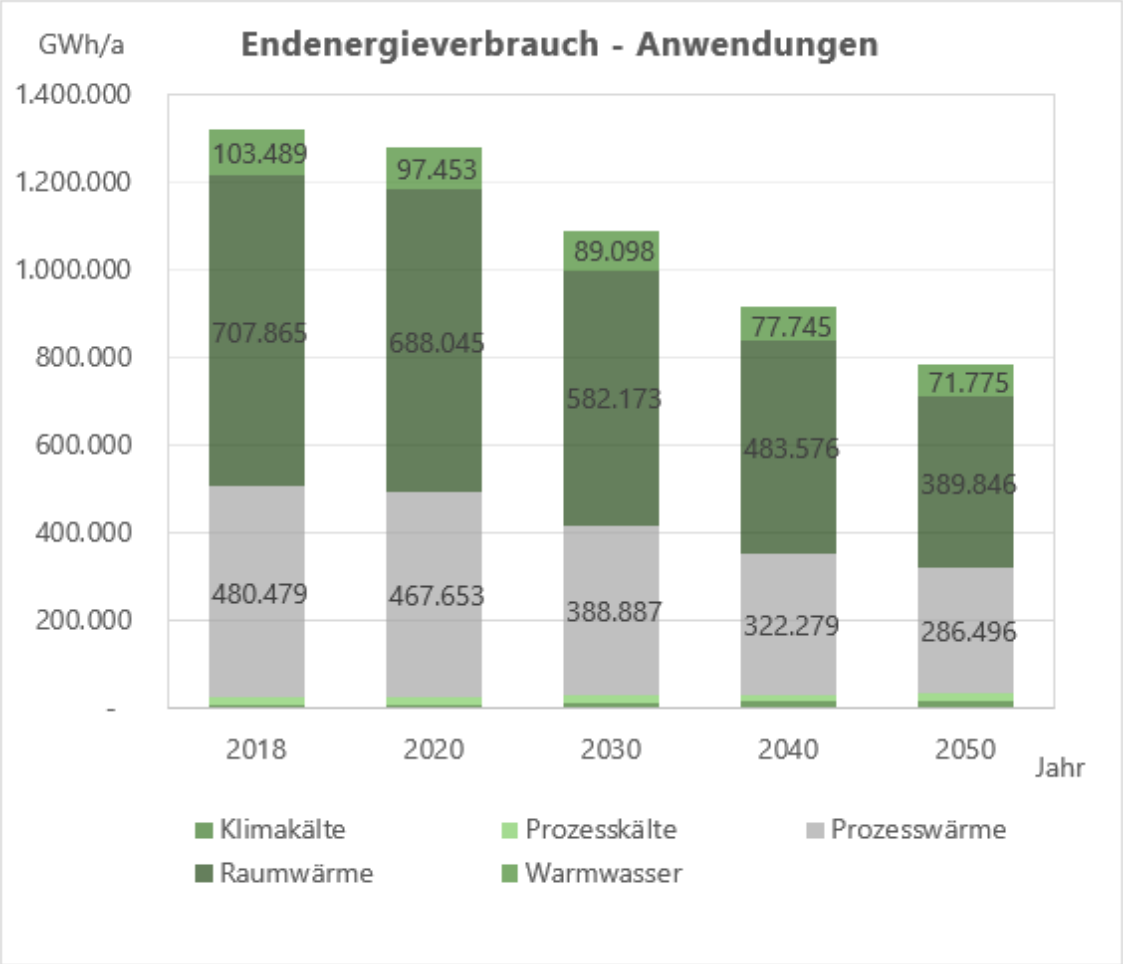
Quelle: AGEB (2020a); Kemmler et al. (2020)

Abbildung 30: Vergleich der Prognose des Energieverbrauchs in den Sektoren Dienstleistungen, Industrie und Wohngebäude

Im KSP-Referenzszenario sinkt der Endenergieverbrauch im Wärme- und Kältebereich vom Jahr 2018 bis zum Jahr 2030 um 17 % und bis zum Jahr 2050 um 41 % (Abbildung

30). Die Anteile der Sektoren am Wärme- und Kälteenergieverbrauch im Jahr 2018 betragen in der Industrie 40%, im Wohngebäudesektor 42 % und im Dienstleistungssektor 19 %. Mit Bezug auf die einzelnen Sektoren sind die Reduktionen im Wohngebäudesektor und im Industriesektor auf einem ähnlichen Reduktionspfad. Der Wohngebäudesektor verzeichnet einen Rückgang um 17 % bis zum Jahr 2030 bzw. um 43 % bis zum Jahr 2050. Im Industriesektor beträgt die Reduktion 20 % bis zum Jahr 2030 und 42 % bis zum Jahr 2050, während im Dienstleistungssektor der Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälte um 14 % bis zum Jahr 2030 und 34 % bis zum Jahr 2050 zurückgeht.

In Abbildung 31 werden die Endenergieverbrauchsdaten im Wärme- und Kältebereich nach Anwendungen aufgeschlüsselt und gegenübergestellt. Im Jahr 2018 fielen ca. zwei Fünftel des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor an. Zu dem Gebäudesektor gehören die Anwendungen Raumwärme mit 54 %, Warmwasser mit 8 % und Klimakälte mit 1 % (Gebäudesektor gesamt 62 %). Etwas mehr als ein Drittel des Endenergieverbrauchs entfällt auf Prozesswärme mit 36 % und Prozesskälte mit 1 % im Industrie- und Dienstleistungssektor. Der Rückgang in den einzelnen Anwendungen im Bereich der Wärmeanwendungen (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) beträgt im Durchschnitt 17 % (18 % Raumwärme, 14 % Warmwasser, 19 % Prozesswärme) bis 2030 bzw. 39 % (45 %, 31 %, 40 %) bis 2050.



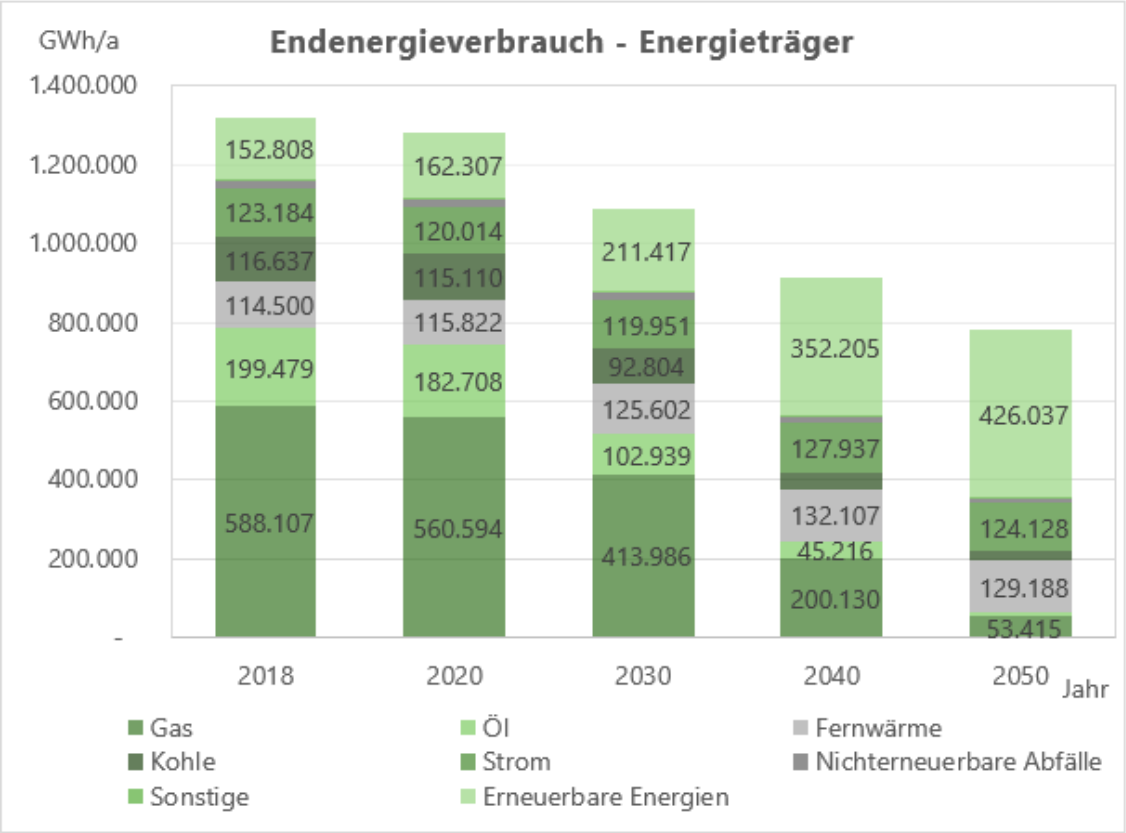
Quelle: Kemmler et al. (2020)

Abbildung 31: Prognose des Endenergieverbrauchs nach Anwendungen

Bei den Kälteanwendungen zeigt sich ein differenziertes Bild. Die Prozesskälte weist einen geringeren Rückgang als Prozesswärme mit 7 % bis 2030 und 13 % bis 2050 auf, während der Energieverbrauch für Klimakälte um 37 % bis 2030 und sogar um 113 % bis 2050 steigt. In der Szenariomodellierung sind steigende Temperaturen aufgrund des Klimawandels berücksichtigt worden. Allerdings liegt der Anteil des Energieverbrauchs für Kälte auch im Jahr 2050 nur bei 4 % des Wärme- und Kältebereichs, so dass trotz steigender Temperaturen und Klimatisierungsbedarf der Fokus in Deutschland auch perspektivisch in den nächsten 30 Jahren auf dem Wärmebereich liegen wird.

Mit Bezug auf den Beitrag des Wärme- und Kältebereichs zur Erreichung der Klimaschutzziele, ist neben der Reduktion des Energiebedarfs in den einzelnen Anwendungen durch Effizienzmaßnahmen, die Entwicklung der Wärme- und Kältebereitstellung relevant (siehe auch Teil II.5). Hierbei stellt sich insbesondere die Frage, inwieweit fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energien sowohl in der dezentralen Versorgung als auch in der zentralen wärmenetzbasierten Versorgung über Wärmenetze ersetzt werden können.

In Abbildung 32 ist der Endenergieverbrauch des Wärme- und Kältebereichs aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Energieträgern abgebildet. Im Jahr 2018 wurden 45 % des Endenergieverbrauchs für Wärme- und Kälte durch Gas erzeugt, 15 % durch Heizöl, 12 % durch dezentrale Erneuerbare Energien, 1 % durch nicht erneuerbare Abfälle und je 9 % durch Fernwärme, Kohle und Strom. Der Hauptenergieerzeuger Gas wird um 30 % bis 2030 und um 91 % bis 2050 reduziert. Die Energieerzeugung durch Öl wird um 48 % bis 2030 und um 94 % bis 2050 reduziert. Der Einsatz von Kohle wird um 20 % bis 2030 und um 80 % bis 2050 reduziert. Der Einsatz von nicht erneuerbaren Abfällen wird um 6 % bis 2030 und um 43 % bis 2050 reduziert. Die Wärmeerzeugung durch Strom wird erst um 3 % bis 2030 sinken, aber dann bis 2050 um 4 % ansteigen. Der Bestand der ineffizienten Wärmeerzeugung durch Strom wird zurückgehen, währenddessen die Nutzung von Wärmepumpen steigen wird. Der Anteil erneuerbarer Energien steigt in dem Szenario um 38 % bis 2030 und um 179 % bis 2050, während der Anteil der Fernwärme um 10 % bis 2030 und um 13 % bis 2050 steigt. Daraus ergibt sich im Jahr 2050 ein Anteil der dezentralen erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Wärme- und Kältebereichs von 54 %.

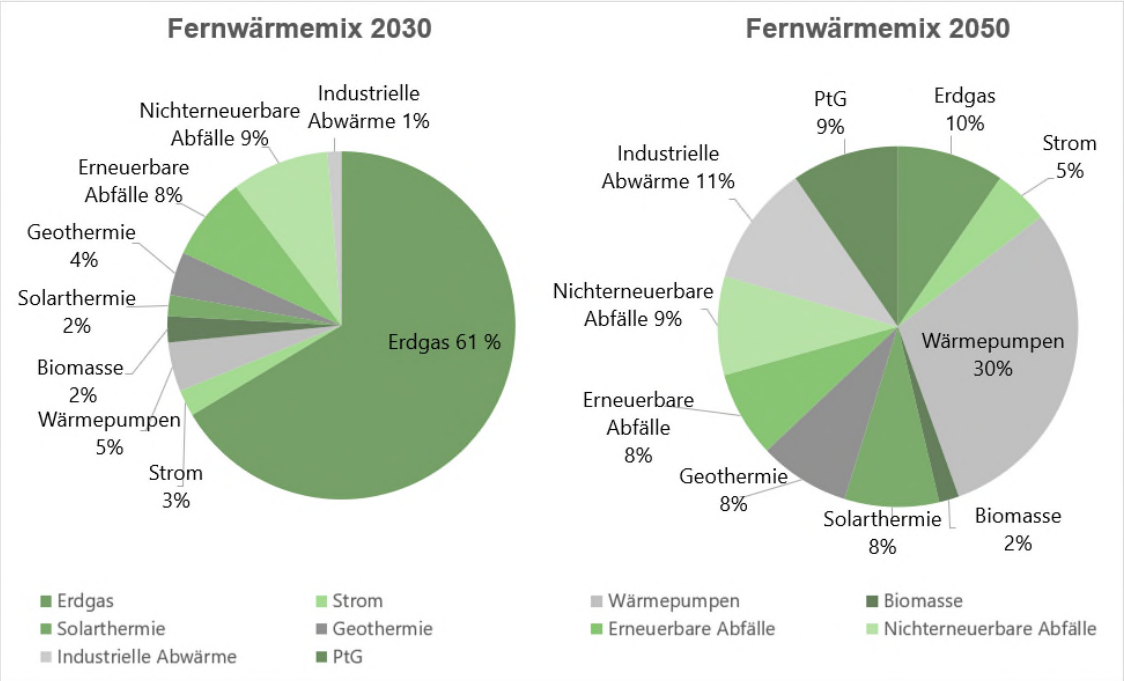


Quelle: Kemmler et al. (2020)

Abbildung 32: Prognose des Endenergieverbrauchs nach Energieträger

Um die Entwicklung des Energieträgermix in der Fernwärmeerzeugung näher zu beleuchten, wurde die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2030 und 2050 nach den Energieträgern aufgeschlüsselt dargestellt (Abbildung 32). Im Jahr 2030 werden in dem Szenario 21 % der Fernwärmeerzeugung durch erneuerbare Energien bereitgestellt. Hinzu kommt die industrielle Abwärme mit 1 %. Die erneuerbare Fernwärme wird anteilig durch Wärmepumpen mit 4 %, Biomasse mit 2 %, Biogas mit 1 %, Solarthermie mit 2 %, Geothermie mit 4 % und erneuerbare Abfälle mit 7 % erzeugt. Die verbleibenden 78 % der Fernwärme werden von fossilen Quellen und Strom bereitgestellt. Darunter sind Erdgas mit 61 %, Kohle mit 6 %, nichterneuerbare Abfälle mit 9 % und Strom mit 2 %.

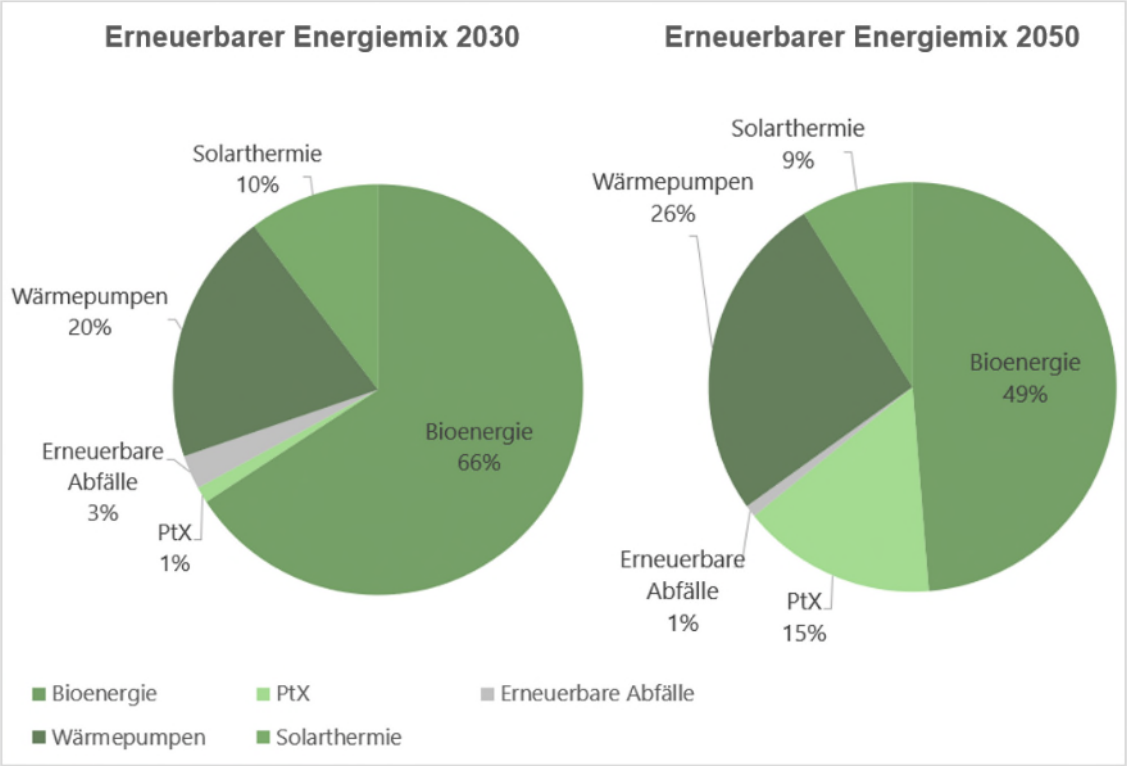
Im Vergleich zum Jahr 2030 zeigt sich bis zum Jahr 2050 in dem Szenario eine signifikante Veränderung der verwendeten Energieträger für die Fernwärmeerzeugung. Der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht sich auf 66 %, zusätzlich wird 11 % durch industrielle Abwärme bereitgestellt. Die Verwendung fossilen Energieträger und Strom sinkt entsprechend auf einen Anteil von 23 %. Der Energiemix der erneuerbaren Energien besteht hauptsächlich aus Wärmepumpen mit 30 %, wobei dies nicht nur die Umweltwärme, sondern auch der Stromanteil beinhaltet. Der restliche Anteil der erneuerbaren Energien wird durch Solarthermie, Geothermie, erneuerbare Abfälle und synthetische Gase (PtG) mit jeweils 8 bis 10 % abgedeckt sowie durch Biomasse mit 2 %. Die verbleibenden 23 % der fossilen Fernwärmeerzeugung werden durch Erdgas mit 10 %, Strom mit 5 % und nicht erneuerbaren Abfällen mit 9 % abgedeckt.



Quelle: Kemmler et al. (2020)

Abbildung 33: Fernwärmeerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträger im Jahr 2030 und 2050

Neben dem Vergleich des Energieträgermix in der Fernwärme wird der Vergleich für 2030 und 2050 im Folgenden noch für die Anteile der dezentralen erneuerbarer Energien dargestellt (Abbildung 34). Im Jahr 2030 liegt der Anteil der erneuerbaren Energien laut dem KSP-Referenzszenario bei 19 % (Fernwärme ausgenommen). Im Jahr 2050 erhöht sich der Anteil der dezentralen erneuerbaren Energien auf 54 % am Endenergieverbrauch für Wärme- und Kältebedarf (Fernwärme ausgenommen). Die Anteile der verschiedenen erneuerbaren Energieträger im Jahr 2030 belaufen sich auf folgende Aufteilung: Bioenergie erzeugt mit 66 % den Hauptteil der erneuerbaren Wärme, danach folgen Wärmepumpen mit 20 %, Solarthermie mit 10 %, erneuerbare Abfälle mit 3 % und PtX mit 1 %. Im Jahr 2050 wird sich der Energiemix voraussichtlich wie folgt verändert haben: Bioenergie ist immer noch der Hauptwärmeerzeuger mit 49 %, danach folgen Wärmepumpen mit 26 %, Solarthermie mit 9 % und erneuerbare Abfälle mit 1 %. PtX macht von 2030 auf 2050 voraussichtlich einen großen Sprung von 1 % auf 15 %.



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

Abbildung 34: Anteil erneuerbare Energien zur dezentralen Wärme- und Kältenutzung im Jahr 2050

Um die Energieversorgung im Jahr 2050 weitestgehend treibhausneutral zu erzeugen, müssen die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden. Der Zielpfad für den Ausbau der erneuerbaren Energien wird in Teil II.5 näher beschrieben. Die einzelnen Politiken und Maßnahmen des Klimaschutzplans 2050 werden im Teil II.6 beleuchtet.

II. Ziele, Strategien und politische Maßnahmen

In Teil II der *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* werden die für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung relevanten Ziele, Strategien und politische Maßnahmen dargestellt. Die Darstellung unterteilt sich dabei in den geplanten Beitrag zu den nationalen Zielen (Teil II.5) und den Überblick über die bestehenden Politiken und Maßnahmen (Teil II.6).

II.1. Geplanter Beitrag des Mitgliedstaates zu seinen nationalen Zielen, Vorgaben und Beiträgen

Durch die Transformation der Wärme- und Kälteversorgung kann ein relevanter Beitrag zur Erreichung der nationalen Energie- und Klimaschutzziele geleistet werden. Die folgende Darstellung des geplanten Beitrags der Wärme- und Kälteversorgung basiert auf dem NECP. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Politiken und Maßnahmen befindet sich in Teil II.6. Der geplante Beitrag wird nach den fünf Dimensionen der Energieunion geordnet:

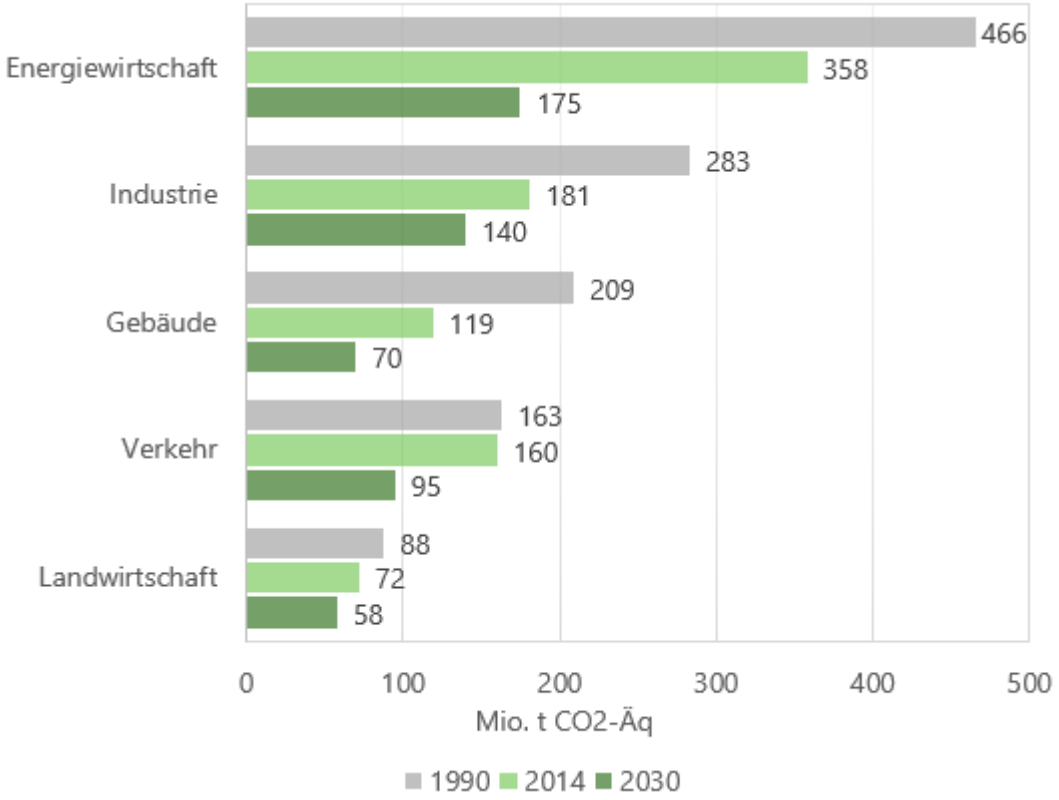
(1) Dekarbonisierung,
(2) Energieeffizienz,
(3) Sicherheit der Energieversorgung,
(4) Energiebinnenmarkt und
(5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Die Zuordnung der geplanten Beiträge in die fünf Dimensionen der Energieunion ist eine Strukturvorgabe, die die Darstellung der Zusammenhänge zwischen den Dimensionen nicht ausführlich veranschaulicht. Die Dimensionen sind eng miteinander verbunden und komplementieren einander. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die geplanten Beiträge ausschließlich den betreffenden Dimensionen zugeordnet, dem Beispiel des NECP folgend.

Im NECP von Deutschland wurde die Gesamtwirkung der Maßnahmen je Sektor dargestellt. Die Energieeinsparwirkungen der Maßnahmen aus der Dimension Energieeffizienz wurden gemäß den Anforderungen der EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz sowie gemäß Artikel 7 der EED berichtet (siehe Anhang des NECPs). Der Beitrag dieser einzelnen Maßnahmen ist im Anhang zu diesem Bericht zu finden.

II.1.a. Dimension Dekarbonisierung

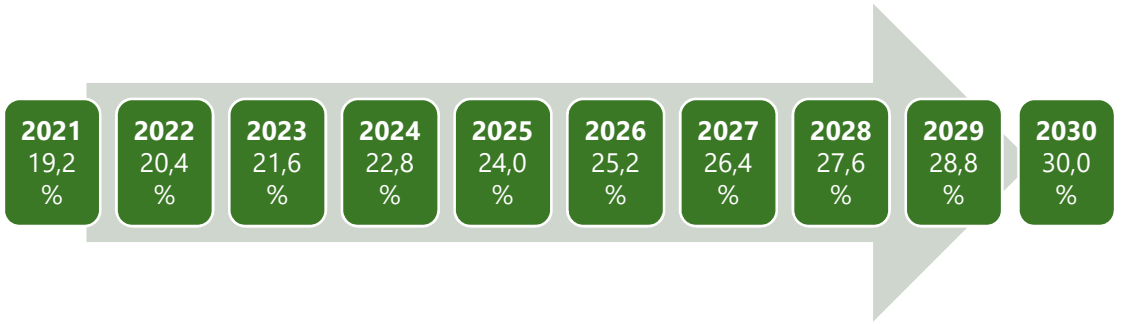
Das nationale Ziel in der Dimension Dekarbonisierung sieht einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % im Jahr 2030 gegenüber 1990 vor. Mit dem Klimaschutzplan 2050, dem Klimaschutzprogramm 2030 und dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) hat Deutschland diese Ziele bestätigt und mit Sektorzielen unterlegt (siehe auch Teil II.6). Die Sektorziele aus dem KSG sind in Abbildung 35 dargestellt. Der Beitrag des Wärme- und Kältebereichs ist dabei insbesondere Teil der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Gebäude.



Quelle: Bundesregierung (2019a)

Abbildung 35: Sektorziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes

Neben dem Treibhausgasminderungsziel wird im NECP in der Dimension Dekarbonisierung zudem ein Zielpfad für den Ausbau der erneuerbaren Energien dargelegt. Für den Gesamtanteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch ist ein jährlicher Anstieg von 1,2 %-Punkte angesetzt. Damit steigt der Anteil von 18 % im Jahr 2020 auf 30 % im Jahr 2030 (siehe Abbildung 36). Der Beitrag des Wärme- und Kältebereichs ist in diesem Zielpfad berücksichtigt und wird durch den Ausbau von erneuerbaren Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen geleistet.



Quelle: BMWi (2020)

Abbildung 36: Indikativer linearer Zielpfad für den Ausbau erneuerbarer Energien gemessen am Bruttoendenergieverbrauch (indikativer Zielpfad basiert auf Energiekonzept)

Der sektorale Zielpfad für den Bereich der Wärme- und Kälteversorgung ordnet sich dem übergeordneten Zielpfad aus Abbildung 36 unter. Für das Jahr 2020 wurde ein Zielwert von 14 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und

Kälte festgelegt. Ausgehend von diesem Zielwert wird für das Jahr 2030 ein Anteil von 27 % angestrebt, welcher sich gemäß RED II aus einer jährlichen Steigung von 1,3 %-Punkten ergibt (siehe Abbildung 37).

Quelle: BMWi (2020)

Abbildung 37: Indikativer sektoraler Zielpfad Wärme und Kälte – Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (indikativer Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie)

Neben dem Anstieg der erneuerbaren Energien im Endenergieverbrauch ist im NECP ein Ausbaupfad für erneuerbare Wärme in Wärmenetzen beschrieben. Laut RED II ist eine Erhöhung des Anteils um jährlich 1 % von 2020 bis 2030 anzustreben. Für Deutschland ergibt sind damit ein Anteil von ca. 21 % im Jahr 2021, 25 % im Jahr 2025 und 30 % im Jahr 2030 (siehe Abbildung 38). Der Aus- und Umbau der Wärmenetze ist ein wichtiges Infrastrukturelement für die zukünftige Wärmeversorgung. Trotz des zukünftig rückläufigen Gebäudewärmebedarfs weisen die Wärmenetze ein beträchtliches Ausbaupotenzial auf.

Quelle: BMWi (2020)

Abbildung 38: Indikativer Ausbaupfad für den Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen (Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie)

Zusammenfassend sollen die beiden beschriebenen Ausbaupfade im Gebäudesektor zu einem Anteil von 24 % bis 32 % erneuerbare Wärme bis zum Jahr 2030 führen.

II.1.b. Dimension Energieeffizienz

Im Juli 2018 haben die Mitgliedsstaaten der EU zusammen mit dem Europäischen Parlament festgelegt, den energetischen Anteil des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2030 um 32,5 % gegenüber dem prognostizierten Verbrauchswert zu senken. Zur Erreichung des Ziels hat Deutschland im Rahmen der nationalen Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) ein Effizienzziel für 2030 von minus 30 % Primärenergieverbrauch (PEV), gegenüber 2008, angesetzt. Dieses Ziel entspricht einem PEV von ca. 240 Mtoe im Jahr 2030, inklusive nicht-energetischem Verbrauch, bzw. einem PEV von ca. 216 Mtoe ohne den nicht-energetischen Verbrauch. Die Maßnahmen aus dem NECP werden laut den Modellierungen der Bundesregierung bis 2030 eine Senkung des EEV um 185 Mtoe erwirken.

Aus Sicht der Bundesregierung ist das nationale Effizienzziel ein angemessener Beitrag zur Erreichung des EU-Energieeffizienzziels für das Jahr 2030. Um das EU-Effizienzziel zu erreichen, muss der aktuelle EU-weite Primärenergieverbrauch im Vergleich zu 2017

um 18,5 % gesenkt werden. Im Vergleich mit der durchschnittlichen EU-weiten Einsparung steht der deutsche Ansatz mit einer Senkung des Energieverbrauchs (im Vergleich zu 2017) um ca. 28 % gut dar.

Das kumulierte Einsparziel der EED für den Zeitraum 2021 bis 2030 beläuft sich auf 1.110,14 TWh bzw. 95,46 Mtoe Endenergie. Das Ziel wird auf Grundlage des Anhangs III der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz mitgeteilt.

Auch der Gebäudebereich muss einen angemessenen Beitrag zum Klimaschutz leisten, um das Langfristziel im Jahr 2050 zu erreichen. Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht für den Gebäudebereich einen Reduktionspfad durch zulässige Jahresemissionsmengen bis 2030 vor, in 2030 dürfen nicht mehr als 70 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalente (gemäß Quellprinzip) ausgestoßen werden.

Als ersten Indikator für die Erreichung der Klimaschutzziele hat Deutschland die Gesamteffizienz festgelegt (siehe Abbildung 39). Ein Meilenstein oder eine Effizienzsteigerung im Bereich Wärme- und Kälte und damit der Beitrag der Wärme- und Kälteversorgung zum Effizienzziel ist zum aktuellen Zeitpunkt auf Basis der Langfristigen Renovierungsstrategie (LTRS) festgelegt (siehe auch Teil II.6). Vor dem Hintergrund von noch ausstehenden Beiträgen einzelner Sektoren zur Treibhausgasminderung in Deutschland, sowie unter Berücksichtigung der europäischen Dynamik, können zum jetzigen Zeitpunkt die indikativen Meilensteile nach 2030 für den Gebäudebereich nicht quantitativ beschrieben werden.

Gesamtenergieeffizienz nicht-erneuerbarer PEV [PJ]	2008 (Basisjahr)	2030
	4.400	2.000

Quelle: BMWi (2020)

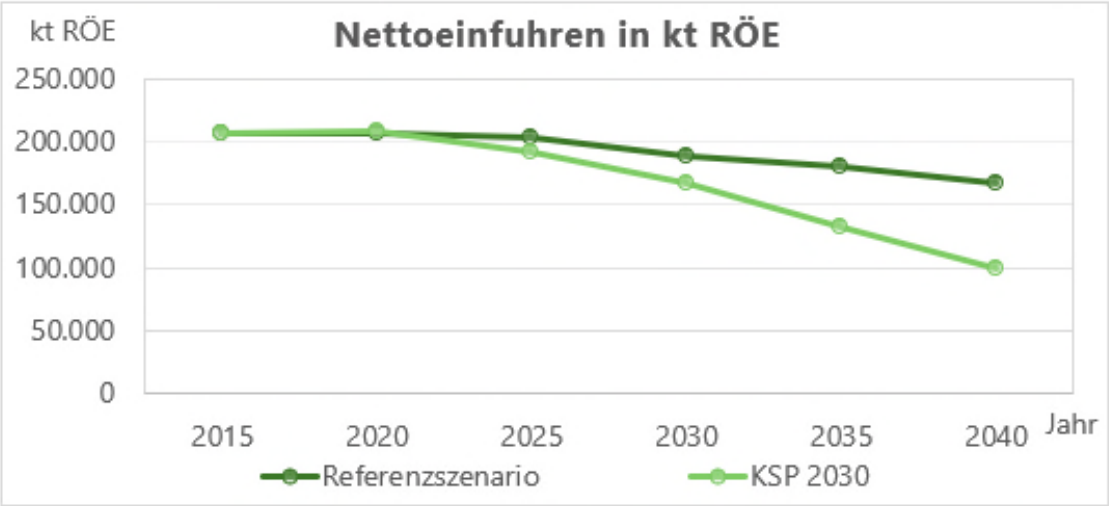
Abbildung 39: Indikativer Meilenstein gemäß der Langfristigen Renovierungsstrategie

II.1.c. Dimension Sicherheit der Energieversorgung

Energieversorgungssicherheit ist ein qualitatives Ziel, weshalb im NECP keine quantitativen Ziele festgelegt wurden. Kernpunkt des Ziels ist es die Energienachfrage in Deutschland in jedem Bereich und zu jeder Zeit zu decken. In diesem Rahmen soll auch die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert werden. Grundsätzlich wirken die Ziele und Vorgaben der Dimensionen Dekarbonisierung und Energieeffizienz stabilisierend auf die Versorgungssicherheit. Durch die nationale Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie durch verbesserte Energieeffizienz kann der Bedarf an importierten und begrenzt vorhandenen fossilen Energieträgern verringert werden.

Um diese Dimension auch mit einem Indikator zu versehen und durch quantitative Größen einen besseren Überblick zu schaffen, können die Nettoeinfuhren von Brennstoffen als Kenngröße herangezogen werden. Laut der Modellrechnung von Eurostat, welche

im Anhang des NECPs aufgeführt wurde, werden die Nettoeinfuhren von festen Brennstoffen, Rohöl, Mineralölerzeugnisse und Gas für den Zeitraum von 2020 bis 2040 um insgesamt 147.093 kt RÖE sinken (siehe Abbildung 40). Mit Bezug auf die Bewertung der Energiesicherheit sind zukünftig jedoch auch die Importe von Wasserstoff und synthetischen erneuerbaren Brennstoffen (PtX) zu berücksichtigen. Im NECP KSPr Szenario beträgt im Jahr 2050 der Anteil von PtX an der Wärme- und Kältebereitstellung rund 8 % (34,5 TWh). Zur Beurteilung der Dimension Energiesicherheit wäre hier jedoch auch die zukünftige Entwicklung von innereuropäischer Produktion und Importen notwendig. Wie hoch der Import-Anteil der EE-Brennstoffe von außerhalb Europas ist, wurde im NECP Szenario nicht explizit untersucht.



Quelle: BMWi (2020)

Abbildung 40: Nettoimporte von festen Brennstoffen, Rohöl, Mineralölerzeugnisse und Gas im Zeitraum von 2015 bis 2040

II.1.d. Dimension Energiebinnenmarkt

In der Dimension Energiebinnenmarkt wird im NECP der Ausbau der Energieübertragungsinfrastruktur für Strom und Gas thematisiert. Der Ausbau der Gasnetze erfolgt dabei im Kontext der Wärmeversorgung. Der Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030 fokussiert sich auf Grüne Gase, deren Integration in die Gasinfrastruktur und auf die zum 1. Oktober 2021 geplante Marktgebietszusammenlegung der beiden deutschen Gasmarktgebiete.

Ein weiterer Aspekt, der mit dem Bereich Wärme- und Kälte in Verbindung steht, ist die Sektorkopplung. Strom aus erneuerbarer Erzeugung wird durch die Sektorkopplung in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie eine zunehmende Rolle spielen und zu deren Dekarbonisierung beitragen. Die Sektorkopplung bringt Synergieeffekte bei der Integration von hohen Anteilen erneuerbarer Energien mit sich und wird dadurch als Schlüsselkonzept der Energiewende betrachtet[18]. Sie erhöht dazu noch die Resilienz

[18] Moderne Wärmepumpen arbeiten in energieeffizienten Gebäuden auch bei niedrigen Temperaturen mit hohen Wirkungsgraden. Die Flexibilisierung durch Integration von Wärme- (in Verbindung mit Wärmepumpen) und Stromspeichern (E-Autos) bringt Chancen für die Integration hoher Anteile EE mit sich, die unseres Erachtens die Risiken z.B. durch unzureichenden Ausbau der Verteilnetze überwiegen.

der Systeme durch eine höhere Redundanz und stärkt damit auch die Versorgungssicherheit. Die Rahmenbedingungen in Deutschland sollen deshalb für die Sektorkopplung im Sinne eines level-playing-field für verschiedene Sektorkopplungstechnologien verbessert werden (siehe hierzu auch Teil II.6).

Als letzter Punkt der Dimension Energiebinnenmarkt wird im NECP das Thema Energiearmut behandelt. Die Energie soll im Zuge der Energiewende bezahlbar bleiben. Zur Sicherstellung der Bezahlbarkeit für alle Bürgerinnen und Bürger gibt es auch eine Reihe von Strategien und Maßnahmen, die in Teil II.6 behandelt werden. Quantitative Ziele und Beiträge sind für diese Dimension im NECP nicht beschrieben.

II.1.e. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

In der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit werden nationale Ziele und Finanzierungsvorgaben für öffentliche und private Forschung und Innovation im Zusammenhang mit der Energieunion adressiert. Die Energieforschung soll bis 2030 gestärkt werden. Dafür werden in den Jahren 2020 bis 2022 rund 1,3 Milliarden Euro pro Jahr für die Forschungsförderung zur Verfügung stehen. Der zentrale forschungspolitische Rahmen der Energieforschungsförderung in Deutschland ist das 7. Energieforschungsprogramm des Bundes welches mehrjährig ausgelegt und als Leitfaden zur Abstimmung der Förderaktivitäten der verschiedenen beteiligten Ministerien gedacht ist. Quantitative Ziele und Beiträge sind für diese Dimension im NECP nicht beschrieben.

II.2. Überblick über die bestehenden Politiken und Maßnahmen

Im Folgenden wird ein allgemeiner Überblick über die Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung, die im NECP beschrieben werden, präsentiert.[19] Im NECP sind die Politiken und Maßnahmen entlang der fünf Dimensionen der Energieunion beschrieben. Der Überblick orientiert sich an dieser Struktur und stellt die relevanten Politiken und Maßnahmen ebenfalls entlang der fünf Energiedimensionen übersichtlich dar. Ein Teil der aufgeführten Politiken und Maßnahmen tragen in mehreren Dimensionen zur Zielerreichung bei und können daher mehreren Dimensionen zugeordnet werden. Um Dopplungen zu vermeiden, wurde die Zuordnung zu einer Dimension entsprechend der Struktur im NECP vorgenommen.

Um die Politiken und Maßnahmen übersichtlich darzustellen wurde zudem eine Sortierung in folgende fünf Maßnahmentypen bzw. -kategorien vorgenommen:

(1) Strategien und Zieldefinitionen
(2) Ökonomische Instrumente
(3) Ordnungsrechtliche Maßnahmen
(4) Förderung
(5) Information und Beratung

[19] Dargestellt werden die Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung, die im letzten Bericht gem. den Artikeln 3, 20 und 21 sowie Artikel 27 (a) der Verordnung (EU) 2018/1999 beschrieben werden, präsentiert. Der Bericht gem. den Artikeln 3, 20 und 21 sowie Artikel 27 (a) der Verordnung (EU) 2018/1999 stellt zum aktuellen Zeitpunkt NECP dar.

Strategien und Zieldefinitionen stellen insbesondere Dokumente dar, die Klima- und Energieziele beschreiben und festlegen, sowie Gesetztestexte, die Ziele rechtlich verankern. Darüber hinaus werden diesem Maßnahmentyp Gremien, die Ziele definieren und kommunizieren, zugeordnet. Ökonomische Instrumente werden als preisbezogene Instrumente verstanden, die Angebot und Nachfrage mittels Preisgestaltung steuern. Hierzu werden im Rahmen dieses Berichtes insbesondere Steuern, Gebühren, Tarife sowie Lizenzen und -zertifikate gezählt. Ordnungsrechtliche Maßnahmen stellen regulative ordnungspolitisch oder administrative Instrumente dar, die Standards, Gebote und Verbote schaffen. Förderung umfasst verbindliche Regeln für die Vergabe von öffentlichen Fördermitteln. Abgrenzend zu den ökonomischen Instrumenten bezieht sich Förderung auf die Höhe der Zahlungsströme/-flüsse, d.h. Förderungen reduzieren in der Regel die Ausgaben, wie dies im Rahmen von Zuschüssen und/oder Subventionen der Fall ist. Der letzte Maßnahmentyp, Information und Beratung, beinhaltet Maßnahmen, die der Informationsbereitstellung und -verbreitung dienen.

Die Zuordnung der Maßnahmen zu den fünf Kategorien ist nicht immer eindeutig. Einzelne Maßnahmen erfüllen Kriterien mehrere Kategorien und können daher mehreren Kategorien zugeordnet werden. Die vorgenommene Einteilung ist deshalb als eine mögliche Sortierung zu verstehen.

Die aufgeführten Politiken und Maßnahmen sind mit den Kapitelnummern aus dem NECP versehen, so dass eine eindeutige Zuordnung zu den Maßnahmen und deren Beschreibungen im NECP möglich ist. Darüber hinaus sind alle im folgenden genannten Maßnahmen im Anhang, jeweils mit kurzer Beschreibung, aufgeführt.

Aufgrund der Anzahl an Maßnahmen und Politiken kann nicht auf alle Maßnahmen je Dimension eingegangen werden. Zentrale Maßnahmen, d.h. neuere sowie umfassend im NECP beschrieben Maßnahmen, werden im Folgenden aufgeführt und beschrieben. Für die Beschreibung der übrigen Maßnahmen wird auf den NECP bzw. den Anhang verwiesen.

II.2.a. Dimension Dekarbonisierung

Die relevanten Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung aus der Dimension Dekarbonisierung sind in Tabelle 4 übersichtlich dargestellt. Diese Maßnahmen leisten einen Beitrag zum Abbau von Treibhausgasen sowie zum Ausbau erneuerbarer Wärme (siehe Teil II.5).

Tabelle 4: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Dekarbonisierung

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
• Klimaschutzplan 2050 • Klimaschutzprogramm 2030 • Bundes-Klimaschutzgesetz (3.1.1.i.1.) • Entwicklung und Umsetzung einer Sustainable Finance Strategie (3.1.1.iii.2.) • Nationale Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/87 durch	• CO_2-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr (3.1.1.i.2. 3.2.iv.1.) • Mindestpreis im EU-Emissionshandel (3.1.1.ii.1.) • Grüne Bundeswertpapiere (3.1.1.iii.4.)	• Regulierungsrahmen für die Entwicklung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (3.1.2.v.6.) • Peer-Review-Prozess im Rahmen der G20 (3.1.3.iv.1.)	• Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gasfassung (3.1.1.i.12.) • Weiterentwicklung und umfassende Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (3.1.2.i.8.) • Europäische Klimaschutzinitiative (3.1.1.ii.2.) • Nationale Klimaschutzinitiative (3.1.1.iii.1.) • Investitionen in Speichertechnologie (3.1.2.iii.2.)	• Informationskampagne „Klimaschutz 2050“ (3.1.1.i.13.) • Subventionsbericht der Bundesregierung (3.1.3.iv.2.) • Umfassende Evaluierung von Steuervergünstigungen (3.1.3.iv.3.)

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungs-rechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
das Treibhaus-gasemissionshan-delsgesetz (3.1.3.i.1.) • Sektorkopplung (3.1.3.ii.1.) • Weiterentwicklung der KfW zur trans-formativen För-derbank (3.1.1.iii.3.) • Meseberg Klima-Arbeitsgruppe (3.1.1.ii.3.)			• KfW-Programm Erneuer-bare Energien (3.1.2.iii.3.) • Wärmenetzsysteme 4.0 (3.1.2.vi.1.) • Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Ab-wärme umstellen (3.1.2.vi.2.) • Förderprogramm Energeti-sche Biomassenutzung (3.1.2.vii.1.) • Förderprogramm Nach-wachsende Rohstoffe (3.1.2.vii.2.) • Auslaufen der Zuschüsse für Steinkohle (3.1.3.iv.4.)	

Quelle: BMWi (2020)

Zentrale Strategien und Zieldefinitionen aus der Dimension Dekarbonisierung sind der **Klimaschutzplan 2050**, das **Klimaschutzprogramm 2030** sowie das **Bundes-Klimaschutzgesetz** (KSG) (BMWi, 2020, S. 73). Der **Klimaschutzplan 2050**, welcher im November 2016 verabschiedet wurde, beschreibt eine Strategie für die notwendige Transformation zu einer kohlestoffarmen Wirtschaft in Deutschland (BMU, 2016). Das **Klimaschutzprogramm 2030** konkretisiert die Strategie des Klimaschutzplan 2050 mit einem ausführlichen Arbeitsplan zur Erreichung der Klimaziele (Bundesregierung, 2019b). Es wurde im Oktober 2019 beschlossen. Gesetzlich verankert wurden die Klimaziele im **Bundes-Klimaschutzgesetz**, das am 18. Dezember 2019 in Kraft getreten ist. Dieses sieht vor, die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 schrittweise zu mindern, dabei um mindestens 55 % bis zum Zieljahr 2030 (§ 3 KSG) (siehe auch Teil II.5). Deutschland hat sich zudem dazu bekannt, Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel zu verfolgen (§ 1 KSG) (siehe auch Teil II.5).

Die Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 dienen zur Zielerreichung und reichen von der Einführung neuer steuerlicher Instrumente über die Verbesserungen der Förderprogramme bis hin zu zusätzlichen öffentlichen Investitionen. Ein zentrales, neues ökonomisches Instrument ist die nationale **CO_2-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr** (BMWi, 2020, S. 73). Ab dem Jahr 2021 müssen Unternehmen, die Heizöl, Erdgas, Benzin oder Diesel in den Verkehr bringen, dafür einen CO_2-Preis bezahlen. Im Sektor Wärme erfasst das neue System damit die Emissionen der Wärmeerzeugung des Gebäudesektors und der Energie- und Industrieanlagen außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems.

Zentrale Förderprogramme für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung aus der Dimension Dekarbonisierung, stellen insbesondere das **KfW-Programm Erneuerbare Energien** sowie das Förderprogramm **Wärmenetzsysteme 4.0** dar (BMWi, 2020, S. 85 und 87). Ersteres dient im Bereich Wärme und Kälte der langfristigen zinsgünstigen Finanzierung von Maßnahmen zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie von Maßnahmen zur Integration von erneuerbaren Energien. Finanziert werden bis zu 100 % der förderfähigen Investitionskosten, maximal 50 Millionen Euro je Vorhaben. Das Programm Wärmenetze 4.0 fördert innovative Wärmenetzsysteme mit überwiegendem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme. Mit dem Förderprogramm wurde in Deutschland erstmals eine systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur eingeführt, mit der nicht nur Einzeltechnologien und -komponenten, sondern

Gesamtsysteme gefördert werden. Das Förderprogramm wurde im Dezember 2019 novelliert.

Daneben wird im NECP die **Weiterentwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung** (KWK) als Maßnahme aufgeführt (BMWi, 2020, S. 83). Diese Maßnahme sieht die zukünftige Modernisierung der KWK-Förderung sowie die Verlängerung der Förderung bis 2030 vor. Gesetzlich verankert ist die Förderung von KWK-Anlagen im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Als weitere neue Maßnahme ist vorgesehen **Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umzustellen** (BMWi, 2020, S. 87). Diese Maßnahme ist noch nicht umgesetzt, wird im NECP jedoch bereits beschrieben. In der 19. Legislaturperiode soll ein Förderprogramm ausgearbeitet werden, welches das Programm Wärmenetzsysteme 4.0 um ein Wärmenetz-Transformationsprogramm, das insbesondere zur Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze beiträgt, ergänzt. Die konkretere Ausgestaltung dieser Maßnahme wird in Teil IV zu potenziellen neuen Strategien und Maßnahmen diskutiert.

Als letztes ist das **Auslaufen der Zuschüsse für die Förderung von Steinkohle** als entscheidende politische Maßnahme hervorzuheben (BMWi, 2020, S. 97). Die Subventionen zum Absatz inländischer Steinkohle wurden letztmalig für das Jahr 2018 gezahlt, der Steinkohlenbergbau wurde daraufhin eingestellt. Nachlaufende Stilllegungsmaßnahmen werden bis einschließlich 2022 bezuschusst. Die Beendigung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Steinkohle leistet einen entscheiden Beitrag zur Transformation der Wärme- und Kälteversorgung hin zu einer effizienten und klimaneutralen Versorgung aus erneuerbaren Energien.

II.2.b. Dimension Energieeffizienz

Die relevanten Politiken und Maßnahmen aus der Dimension Energieeffizienz sind in Tabelle 5 aufgelistet. Die aufgeführten Strategien und Maßnahmen dienen der Steigerung der Energieeffizienz in der Wärme- und Kälteversorgung (siehe Teil II.5).

Tabelle 5: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Energieeffizienz

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
• Energieeffizienzstrategie 2050 (3.2.i.1.) • Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz 2.0 (3.2.i.2.) • Efficiency-First (3.2.i.3.) • Langfristige Renovierungsstrategie (3.2.ii.) • Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien (3.2.viii.1.)	Asset Class Energieeffizienz (3.2.viii.4.)	• Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen (3.2.ii.6.) • Gebäudeenergiegesetz (3.2.ii.7.) • Vorbildfunktion Bundesgebäude (3.2.ii.19. und 3.2.iv.4.) • EU-Ökodesign-Richtlinie – Ausweitung von Mindeststandards (3.2.iv.2.) • Ambitionierte Standards bei Energielabel und Ökodesign (3.2.iv.3.)	• Bundesförderung für Energieberatung Wohngebäude (3.2.ii.3. und 3.2.iv.10.) • Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen (3.2.ii.4. und 3.2.iv.11.) • Bundesförderung für Energieberatung im Mittelstand (3.2.ii.5. und 3.2.iv.12.) • CO_2-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes (EBS) (3.2.ii.8.) • Marktanreizprogramm (MAP) (3.2.ii.9.) • Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) (3.2.ii.10.) • Förderprogramm Heizungsoptimierung (HZO) (3.2.ii.11.) • Bundesförderung für effiziente Gebäude (Zusammenfassung von EBS, MAP, APEE, HZO) (3.2.ii.12.)	• Öffentlichkeitsarbeit - „Deutschland macht's effizient“ (3.2.ii.1.) • Unabhängige Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (3.2.ii.2. und 3.2.iv.9.) • Bund-Länder-Dialog Contracting (3.2.iii.2.) • Information zu Musterverträgen und Leitfäden (3.2.iii.4.) • Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerke von Kommunen (3.2.iii.5.)

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
		• Energieeffiziente Beschaffung durch öffentliche Einrichtungen (3.2.iv.5.) • Beschleunigte Umsetzung von Maßnahmen aus dem Energieaudit und den Energiemanagementsystemen (3.2.iv.6.)	• Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (3.2.ii.13.) • Förderung der seriellen Sanierung (3.2.ii.14.) • Energetische Stadtsanierung (3.2.ii.15.) • Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen (3.2.ii.16.) • Fortentwicklung des Innovationsprogramms Zukunft Bau (3.2.ii.17.) • Energiewendebauen (3.2.ii.18.) • Weiterentwicklung Städtebauförderung (3.2.ii.20.) • Förderung von Beratungen zum Energiespar-Contracting im Rahmen des EBK (3.2.iii.1.) • Modellprojekte zum Energiespar-Contracting (3.2.iii.3.) • Förderung von Energiemanagementsystemen (3.2.iv.7.) • Förderung Ressourceneffizienz (3.2.iv.20.) • Energiesteuerbegünstigungen (3.2.iv.22.) • Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (3.2.viii.2.) • Förderung für Mini-Blockheizkraftwerke (3.2.viii.3.) • Energie- und Stromsteuergesetz (Spitzenlastausgleich) (3.2.viii.5.)	• Anbieterliste der Bundesstelle für Energieeffizienz (3.2.iv.8.) • Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (3.2.iv.13.) • Weiterentwicklung der Effizienznetzwerke (3.2.iv.17.) • Beratung und Information (3.2.iv.19.) • Fortbildung und Berufsausbildung (3.2.iv.21.) • Kommunikation Energieeffizienz (3.2.iv.23.) • Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen (3.2.iv.24.) • Deutsch-Französische Energieplattform (3.2.vii.1.)

Quelle: BMWi (2020)

Die Dimension Energieeffizienz umfasst die größte Anzahl an Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Eine zentrale Strategie in dieser Dimension stellt die sektorübergreifende **Energieeffizienzstrategie 2050** vom Dezember 2019 dar, die wesentliche Ziele und Instrumente für die Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik umfasst (BMWi, 2020, S. 98). Sie legt ein Energieeffizienzziel für 2030 fest sowie ein Maßnahmenpaket zur Senkung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (siehe auch Teil II.5). Darüber hinaus wird mit der Strategie ein breiter Dialogprozess zur Entwicklung eines langfristigen Fahrplans zur Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 gestartet. Die Ziele der Energieeffizienzstrategie 2050 erfordern die Erschließung weiterer Energieeffizienzpotenziale. Der weiterentwickelte **Nationale Aktionsplan Energieeffizienz 2.0** (NAPE 2.0) erweitert vor diesem Hintergrund die bisherige Effizienzpolitik und definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaschutzziele zu erreichen (BMWi, 2020, S. 98). Der NAPE 2.0 und das Klimaschutzprogramm 2030 sind eng miteinander verbunden, da die Mehrheit der Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs auch zur Senkung der Treibhausgasemissionen führen. Neben diesen beiden Strategien ist die **Langfristige Renovierungsstrategie** (LTRS) hervorzuheben (BMWi, 2020, S. 99). Diese muss jeder Mitgliedsstaat gemäß der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vorlegen um damit einen Fahrplan mit Maßnahmen und innerstaatlich festgelegten messbaren Fortschrittsindikatoren zur Erreichung der langfristigen Klimaziele zu er-

stellen und Wege und Anreize zur Renovierung des nationalen Gebäudebestandes aufzuzeigen. Deutschland hat im August 2020 seine LTRS veröffentlicht. Als letzte zentrale Strategie, die im NECP beschrieben wird, ist die **Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien** zu nennen, die ein umfassendes Konzept für eine Reform der Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie von Wärme aus erneuerbaren Energien beinhaltet (BMWi, 2020, S. 110). Im Mai 2017 wurde die Strategie vorgestellt. Ihre Empfehlungen sollen bis 2021 konsequent umgesetzt werden.

Neben den Strategien und Zieldefinitionen umfasst die Dimension Energieeffizienz eine Vielzahl an ordnungsrechtlichen Instrumenten (siehe Tabelle 5). Als zentrale ordnungsrechtliche Maßnahme ist an dieser Stelle das **Gebäudeenergiegesetz** (GEG) zu nennen, das ein neues, einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Neubauten, an Bestandsgebäude und an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden, darstellt (BMWi, 2020, S. 101). Dazu wurden die Energieeinsparverordnung (EnEV), das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) zusammengeführt und vereinheitlicht. Das Gesetz ist seit dem 1. November 2020 in Kraft. Mit dem GEG werden die europäischen Vorgaben zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vollständig umgesetzt.

Zentrale Förderprogramme aus der Dimension Energieeffizienz sind das **CO_2-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes**, das **Marktanreizprogramm** (MAP), das **Anreizprogramm Energieeffizienz** (APEE), das **Förderprogramm Heizungsoptimierung** (HZO) sowie die **Bundesförderung für effiziente Gebäude**, welche die zuvor genannten Programme zusammenfassen wird (BMWi, 2020, S. 101 und 102). Das **CO_2-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes** besteht seit 2006 und fördert über das KfW-Programm Energieeffizient Bauen und Sanieren (EBS) energetische Sanierungen und hocheffiziente Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie Einzelsanierungsmaßnahmen im Bereich Energieeffizienz zur Umsetzung der langfristigen Renovierungsstrategie für Gebäude. Mit dem **MAP** werden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- und Kältebereitstellung sowie bestimmte Wärmespeicher und Nahwärmenetze gefördert. Das MAP umfasst zwei Förderteile. Für kleinere Anlagen werden über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionszuschüsse gewährt. Für größere Anlagen gewährt der Bund im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien – Premium Zuschüsse zur anteiligen Tilgung zinsgünstiger KfW-Darlehen. Im Januar 2020 erfolgte im MAP eine Umstellung der bisherigen Festbetragsförderung auf eine Anteilsfinanzierung sowie eine Anhebung der Fördersätze um zehn Prozentpunkte. Um die Austauschrate von Ölheizungen zu erhöhen, ist zudem eine Austauschprämie mit einem Förderanteil von bis zu 45 % in den BAFA-Teil des MAP integriert worden. Das **APEE** verstärkt die Förderung aus dem MAP durch zusätzliche Mittel und fördert die Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizungen. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschuss für stationäre Brennstoffzellenheizungen mit einer elektrischen Leistung von 0,25 bis 5,0 kW über das KfW-Programm Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle. Das **HZO** soll den Ersatz ineffizienter Heizungs- und Warmwasser-Zirkulationspumpen durch hocheffiziente Pumpen und die Optimierung bestehender Heizungsanlagen durch einen sogenannten hydraulischen Abgleich anreizen. Die Förderung beträgt bis zu 30 % der Nettoinvestitionskosten. Mit der nun neu konzipierten **Bundesförderung für effiziente Gebäude** werden

diese vier bestehenden investiven Förderprogramme im Gebäudebereich zu einem einzigen, umfassenden und modernisierten Förderangebot gebündelt und inhaltlich optimiert (BMWi, 2020, S. 102). Das neue Programm soll im Jahr 2021 starten.

Eine noch nicht umgesetzte, jedoch bereits im NECP genannte Fördermaßnahme, ist der **Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen** (BMWi, 2020, S. 102). Geplant ist die Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen, die Gebäude, Anlagen oder Prozesse mit erneuerbarer Wärme oder Kälte versorgen, in einer neuen Fördersäule zu bündeln (vgl. hierzu auch Teil IV). In diesem Rahmen soll zudem das bereits bestehende Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 erweitert werden (vgl. Dimension Dekarbonisierung).

Neben den bereits beschrieben Förderprogramm werden im NECP zudem die unterschiedlichen **Bundesförderungen für Energieberatung** aufgeführt (BMWi, 2020, S. 100). Energieberatung hilft, Energieeffizienz und erneuerbare Energien in den Planungs- und Entscheidungsprozess einzubeziehen und damit die Effizienzpotenziale vollumfassend auszuschöpfen. Die Bundesförderung für Energieberatung unterteilt sich dabei in die Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude, die Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen sowie die Bundesförderung für Energieberatung im Mittelstand (siehe Tabelle 4).

Als zentrale Maßnahme in der Kategorie Information und Beratung ist die Informationskampagne „**Deutschland macht's effizient**“ hervorzuheben, die Öffentlichkeitsarbeit und Fachkommunikation über konkrete Energieeinsparmöglichkeiten und Fördermöglichkeiten umfasst (BMWi, 2020, S. 99).

II.2.c. Dimension Sicherheit der Energieversorgung

Die relevanten Politiken und Maßnahmen der Dimension Sicherheit der Energieversorgung sind in Tabelle 6 aufgelistet. Diese Maßnahmen leisten einen Beitrag zu Energieversorgungssicherheit und im Kontext einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung zur Sicherung der Versorgung mit Wärme (siehe Teil II.5).

Tabelle 6: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Sicherheit der Energieversorgung

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
• Zukünftige Rolle erneuerbarer Gase und nationale Wasserstoffstrategie (3.3.i.7.) • Solidarität unter EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der SoS-VO (3.3.i.11 und 3.3.ii.1.)		• Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden (3.3.i.1.) • Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen (3.3.i.3.) • (Erdgas-) Speicher (3.3.i.4.) • Energiesicherungsgesetz - Erdgas (3.3.i.8.) • Gassicherungsverordnung (3.3.i.9.) • Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Verfügungen gemäß § 1 GasSV (3.3.i.10.) • Energiesicherungsgesetz - Erdöl (3.3.i.13.)		• Informationsbereitstellung (3.3.i.2.) • Präventionsplan Gas (3.3.i.5.) • Dialogprozess "Gas 2030" (3.3.i.6.) • Notfallplan Gas (3.3.i.12.) • Mineralöldatengesetz (3.3.i.15.) • National Emergency Strategy Organization (3.3.i.21.) • Gas Coordination Group (3.3.ii.2.) • Konsultationen Präventions- und Notfallplan (3.3.ii.3.) • Risikogruppen (3.3.ii.4.) • Pentalaterales Gasforum (3.3.ii.5.)

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
		• Erdölbevorratungsgesetz (3.3.i.14.) • Heizöllieferbeschränkungsverordnung (3.3.i.18.) • Mineralölausgleichsverordnung (3.3.i.19.) • Mineralölbewirtschaftungsverordnung (3.3.i.20.)		• Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke - Gas (3.3.ii.6.) • Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke - Öl (3.3.ii.7.) • Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding (3.3.ii.8.)

Quelle: BMWi (2020)

Eine zentrale Strategie im NECP in der Dimension Energieversorgungssicherheit ist die **Nationale Wasserstoffstrategie**, die sich mit der zukünftigen Rolle erneuerbarer Gase befasst (BMWi, 2020, S. 113). Das Strategiedokument wurde im Juni 2020 veröffentlich (BMWi und Bundesregierung, 2020). Wasserstofftechnologien und darauf aufbauend alternative Energieträger sind integraler Bestandteil der Energiewende und tragen zu ihrem Erfolg bei. Deutschland hat daher eine nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, die einen Maßnahmenplan enthält, um den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien zu stärken.

Neben den Strategien sind insbesondere ordnungsrechtliche Maßnahmen in dieser Dimension entscheidend. Sie regulieren die Sicherstellung der Energieversorgung und damit auch die Sicherstellung eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Ein zentrales ordnungsrechtliches Instrument stellt in diesem Kontext die **Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden** dar (BMWi, 2020, S. 112). Nach Energiewirtschaftsgesetz haben Netzbetreiber zu jeder Zeit die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden zu berücksichtigen. Im Falle der Gefahr von Engpässen in der Gasversorgung müssen der Netzbetrieb sowie die Vergabe und Planung von Kapazitäten einschließlich Transitkapazitäten so durchgeführt werden, dass die Versorgungssicherheit der Haushaltskunden so lange wie möglich gewahrt bleibt. **Speicher** sind dabei zentral für die Absicherung der Erdgasversorgung (BMWi, 2020, S. 112). Entsprechend ihrer Verpflichtungen für die Versorgungssicherheit liegt die Verantwortung für die Nutzung der kommerziellen Speicheranlagen in Deutschland bei den Gashändlern.

Die Sicherstellung der Wärmeversorgung wird darüber hinaus durch das **Energiesicherungsgesetz** getragen (BMWi, 2020, S. 113 und 115). Das Instrumentarium des Energiesicherungsgesetzes in Kombination mit der **Gassicherungsverordnung** kommt nur im Notfall zur Anwendung, um den lebenswichtigen Bedarf an Erdgas für den Fall zu sichern, dass die Erdgasversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört und die Gefährdung oder Störung der Versorgung durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist. Der Anwendungsbereich des Energiesicherungsgesetzes umfasst zudem Erdöl und Erdölerzeugnisse.

Durch die europäische Verordnung über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung[20] (SoS-VO) wurde darüber hinaus ein Mechanismus zur Steigerung der **Solidarität unter den EU-Mitgliedstaate**n eingeführt mit dem Ziel, die Widerstandsfähigkeit des europäischen Gassystems deutlich zu steigern (BMWi, 2020, S. 114).

[20] Verordnung (EU) 2017/1938 vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Deutschland arbeitet intensiv an der Gestaltung des möglichen Ablaufs der solidarischen Gaslieferungen und der damit verbundenen Entschädigungsregelung. Die Entwicklung des Solidaritätsmechanismus ist vom starken Austausch zwischen den Mitgliedsstaaten, insbesondere in der **Gas Coordination Group**, gekennzeichnet (BMWi, 2020, S. 119).

II.2.d. Dimension Energiebinnenmarkt

Die Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung aus der Dimension Energiebinnenmarkt sind in Tabelle 7 aufgelistet. Die aufgelisteten Maßnahmen tragen zur Erhöhung der Verbundfähigkeit bei. Im Kontext einer effizienten Wärme- und Kälteversorgung liegt der Fokus der Maßnahmen vor allem auf dem Ausbau von Gasnetzen und der Steigerung der Flexibilisierung (siehe Teil II.5). Darüber hinaus adressiert ein Teil der Maßnahmen dieser Dimension das Thema Energiearmut.

Tabelle 7: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Energiebinnenmarkt

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
• Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis der Empfehlungen der Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung (3.4.3.i.1.) • Sektorkopplung (3.4.3.i.2.) • Flexible KWK-Anlagen als Übergangstechnologie (3.4.3.ii.8.)	Entgeltanreize und Anreizregulierung (3.4.2.i.6.)	• Maßnahme Nutzen statt Abregeln (3.4.3.ii.7.) • Schutz der Energieverbraucher (3.4.3.iv.1.) • Konzept der Grund- und Ersatzversorgung (3.4.3.iv.2.) • Messstellenbetriebsgesetz (3.4.3.v.4.)	• Änderungen beim Wohngeld, Mietrecht und Energierecht (3.4.3.iv.5.) • Transferleistungen (3.4.3.iv.6.) • Strukturpolitische Begleitmaßnahmen im Zusammenhang mit der schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (3.4.3.iv.7.) • Smart Border Initiative (3.4.3.vi.4.)	• Netzentwicklungsplan - Gas (3.4.2.i.7.) • Monitoring der Netzausbauvorhaben für Gas (3.4.2.i.8.) • Marktstammdatenregisters (3.4.3.v.3.)

Quelle: BMWi (2020)

Eine zentrale Maßnahme aus der Dimension Energiebinnenmarkt ist die **Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis der Empfehlungen der Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung** (KWSB) (BMWi, 2020, S. 125). Die KWSB hat Anfang des Jahres 2019 umfangreiche Empfehlungen vorgelegt, wie der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung im Einklang mit den Klimazielen sozialverträglich umgesetzt und finanziert werden kann. Die zentralen energiepolitischen Empfehlungen der KWSB wurden mit dem **Kohleausstiegsgesetz** umgesetzt, das am 14. August 2020 in Kraft getreten ist. Auch wenn das Gesetz zunächst hauptsächlich die Verstromung von Kohle betrifft, hat es auch Einfluss auf die Wärmeversorgung, da viele Kohlekraftwerke gleichzeitig Wärmeerzeuger sind.

Als weiteres zentrales Ziel bzw. Strategie wird im NECP **Sektorkopplung** aufgeführt (BMWi, 2020, S. 126). Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Bereichen Wärme, Industrie und Verkehr, soll vorangetrieben werden, um fossile Energieträger zu ersetzen. Hierzu soll geprüft werden, wie Hemmnisse für die Sektorkopplung abgebaut werden können. Durch Programme und Demonstrationsprojekte soll Sektorkopplung unterstützt werden. In diesem Kontext seht auch die Nutzung **flexibler KWK-Anlagen als Übergangstechnologie** (BMWi, 2020, S. 129). Neue und modernisierte KWK-Anlagen können bis 2030 einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasminderung leisten

und auch darüber hinaus eine Rolle spielen. Es sollen Pilotprojekte für flexible, innovative KWK-Anlagen geschaffen werden, weshalb diese gemäß KWKG ausgeschrieben werden (vgl. Dimension Dekarbonisierung).

Ein zentrales Förderinstrument, dass im NECP in der Dimension Energiebinnenmarkt genannt wird, sind die **Änderungen beim Wohngeld, Mietrecht und Energierecht** (BMWi, 2020, S. 132). Zur Vermeidung sozialer Härten bei steigenden Heizkosten, insbesondere durch Einführung des CO_2-Preises für den Sektor Wärme, werden die Wohngeldbezieherinnen und -bezieher durch eine Erhöhung des Wohngeldvolumens um 10 % unterstützt. Darüber hinaus sollen Änderungen im Mietrecht und im Energierecht geprüft werden, die eine begrenzte Umlagefähigkeit der CO_2-Bepreisung vorsehen. Dies soll zu einer doppelten Anreizwirkung führen: Für Mieter zu energieeffizientem Verhalten und für Vermieter zu Investitionen in klimaschonende Heizungssysteme bzw. energetische Sanierungen.

II.2.e. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Die Politiken und Maßnahmen für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung aus der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit sind in Tabelle 8 aufgelistet. Die Maßnahmen leisten einen Beitrag zur Forschungsfinanzierung und -förderung im Bereich Wärme und Kälte.

Tabelle 8: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Strategien und Zieldefinitionen	Ökonomische Instrumente	Ordnungsrechtliche Maßnahmen	Förderung	Information und Beratung
Strategic Energy Technology Plan (3.5.ii.1.)		Gesetz zur Digitalisierung Energiewende (3.5.i.14.)	• 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung (3.5.i.1. und 3.5.iii.1.) • Finanzwirtschaft und Klimaschutz (3.5.i.3.) • Zukunft Bau Modellvorhaben für experimentelles Bauen (3.5.i.6.) • Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ (3.5.i.7.) • EU-ETS Innovationsfonds: Weiterentwicklung des NER300-Programms (3.5.i.11.) • Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (3.5.i.13.) • Bessere Teilhabe von Start-ups an der Energieforschung (3.5.i.16.) • Digital Innovation Hub for Climate (3.5.i.19.) • European Research Area Cofund (3.5.ii.2.) • Griechisch-deutsche Forschungskooperation und Förderung von Nachwuchsforschern (3.5.ii.5.) • Französisch-deutsches Fellowship-Programm (3.5.ii.6.) • Französisch-deutsche Forschungsförderung zur Nachhaltigen Energieversorgung Europas (3.5.ii.7.) • EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation - Horizont 2020 (3.5.iii.2.) • Forschungsförderung KMU-innovativ (3.5.iii.5.)	

Quelle: BMWi (2020)

Ein relevantes ordnungsrechtliches Instrument in der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit ist das **Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende**

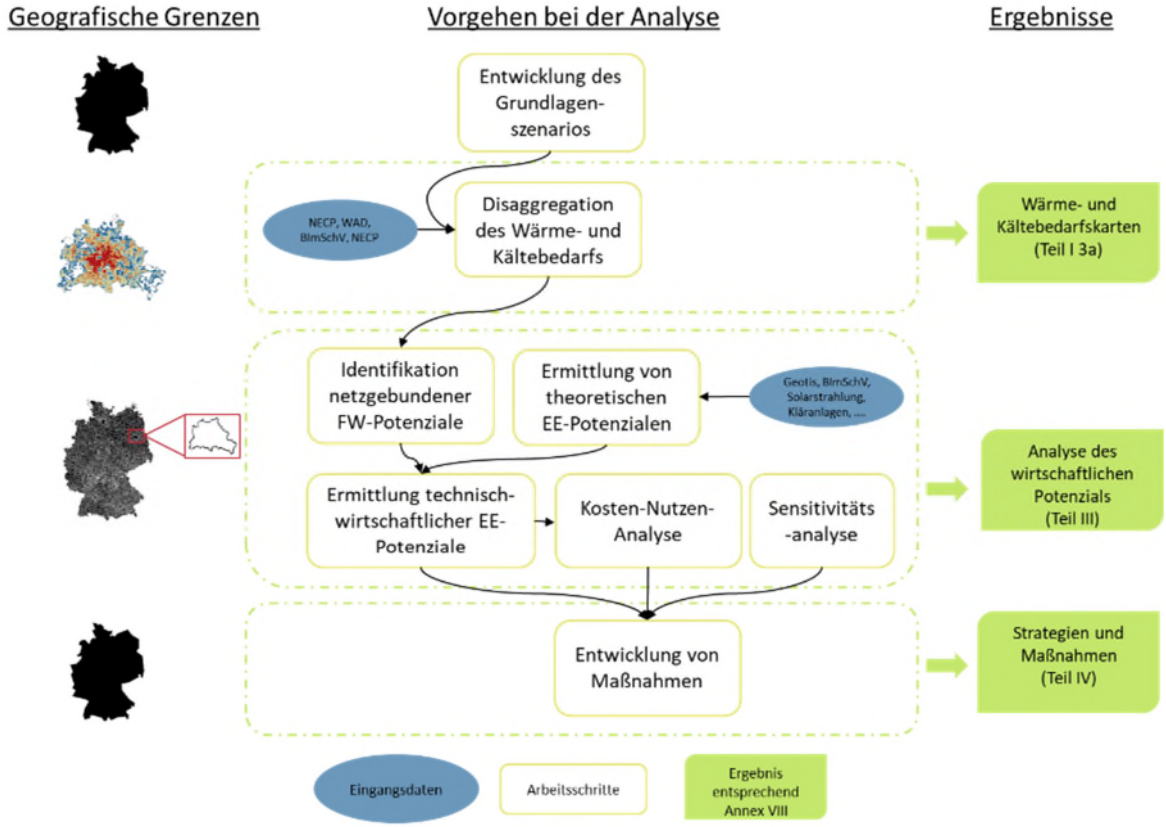
(GDEW), welches die Grundlage für eine sektorenübergreifende Digitalisierung bildet (BMWi, 2020, S. 139). Für die Umsetzung des Gesetzes werden die erforderlichen weiteren Maßnahmen ergriffen, die maßgeblich die Weiterentwicklung der technischen Standards sowie des Regulierungsrahmens, etwa für die bessere Netzintegration erneuerbarer Energien und flexibler Lasten, beeinflussen.

Zudem umfasst die Dimension eine Vielzahl an Programmen zur Förderung der Energieforschung. Das wohl größte Förderprogramm ist das **7. Energieforschungsprogramm** der Bundesregierung (BMWi, 2020, S. 136). Es wurde im September 2018 vom Bundeskabinett verabschiedet. Ein besonderer Fokus des Programms liegt auf der Verbesserung und Beschleunigung des Technologie- und Innovationstransfers. Hierzu werden Reallabore der Energiewende als neue Säule der Forschungsförderung etabliert und finanziell verstärkt. Vier der insgesamt fünf Themenfelder sind dabei relevant für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Das erste Themenfeld fokussiert die Energiewende in den Verbrauchssektoren. Gemäß dem Leitmotiv Efficiency First fokussiert die Projektförderung hier die effiziente Nutzung von Energie und die Verbrauchsreduktion. Im zweiten Themenfeld steht Energieerzeugung und damit im Wärmebereich regenerative und emissionsarme Wärmeerzeugungstechnologien (insbesondere Bioenergie, Geothermie, thermische Kraftwerke) im Mittelpunkt. Das dritte Themenfeld befasst sich mit Systemintegration. Hier liegt der Fokus auf Netzen, Speichern und der Sektorkopplung als neue Forschungsbereiche. Die effiziente und kostengünstige Speicherung erneuerbarer Energien ist ein zentrales Forschungsziel. Das letzte relevante Themenfeld sind systemübergreifende Forschungsthemen. Hierzu zählen Energiesystemanalyse, energierelevante Aspekte der Digitalisierung, Ressourceneffizienz, CO_2-Technologien und Materialforschung sowie gesellschaftliche Aspekte.

III. Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung

III.1. Überblick Vorgehensweise

Die Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung basiert auf einem neu entwickelten quantitativen Ansatz. Ein Überblick über das Vorgehen ist in Abbildung 41 dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Abbildung 41: Überblick über die Datenquellen, die Arbeitsschritte, Ergebnisse entsprechend Annex VIII und der räumlichen Auflösung der Daten

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.

III.2. Geografische Grenzen und Systemgrenzen

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[21]), 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 Kälteverbrauchs in Deutschland, differenziert nach Sektoren (Wohngebäude, Dienstleistungen und Industrie) und Anwendungen (Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme- und Kälte sowie Klimakälte);
- die räumliche Verteilung und Konzentration des Wärme- und Kälteverbrauchs;
- lokale Möglichkeiten der Integration von erneuerbaren Energien und hocheffizienter KWK;
- die Verfügbarkeit von Wärmenetzinfrastruktur.

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 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

[21] Dies entspricht den Bundesländern in Deutschland.

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 III.3.c), 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[22], Thermal Atlas in Heat Roadmap Europe[23]). 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[24] 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/km^2 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 herangezogen. Die entsprechenden Ansätze um aufbauend auf dem Wärmebedarf die notwendige installierte Leistung für die einzelnen Technologien zu identifizieren, wird in Abschnitt III.6.a.i ausgeführt.

---

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

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

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

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.

III.3. Grundlagenszenario

Für die nachfolgenden Analysen der wirtschaftlichen Potenziale verschiedener Wärme- und Kälteversorgungsoptionen und die Entwicklung von alternativen Szenarien ist die Information zu Wärme- und Kältebedarf auf die ermittelte Nutzenergie und den quantifizierten Endenergieverbrauch ebenso erforderlich wie für die Erstellung der Landkarten (siehe I.3), mittels derer die Wärme- und Kältebedarfsgebiete visualisiert werden. Als Grundlagenszenario wird, wie in der Empfehlung der Kommission 2019/1659 angeführt, auf die Ergebnisse des integrierten Energie- und Klimaplans von Deutschland zurückgegriffen (NECP, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, (2020)). Dabei wird das entwickelte Zielszenario II herangezogen, welches die in Deutschland beschlossenen Maßnahmen und Strategien abbildet und zusätzlich die Ziele der Verordnung (EU) 2018/1999 in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien erfüllt (Kemmler et al., 2020).

III.3.a. Nutz- und Endenergiebedarf nach Sektoren

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 9 dargestellt.

Tabelle 9:Übersicht der zugrunde liegenden Annahmen für das Grundlagenszenario im Jahr 2018[25]

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

[25] Die Darstellung des Nutzenergieverbrauchs erfolgt ohne den Kaminholzeinsatz von kleinen, mobilen Stromheizungen. Der Verbrauch liegt bei knapp 42 TWh und geringe Wirkungsgrade werden unterstellt.

Sektor	Anwendung	Nutzenergie [TWh]	Endenergie [TWh]
	Klimakälte		4,3
Wohngebäude	Raumwärme und Warmwasser	456	505
	Kühlung		0,5

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 schließen, wird auf die Ergebnisse aus Abschnitt I.1.b, auf Daten des *Open-source mapping and planning tool for heating and cooling* Hotmaps und auf eigene Berechnung zurückgegriffen, die im Folgenden angeführt werden:

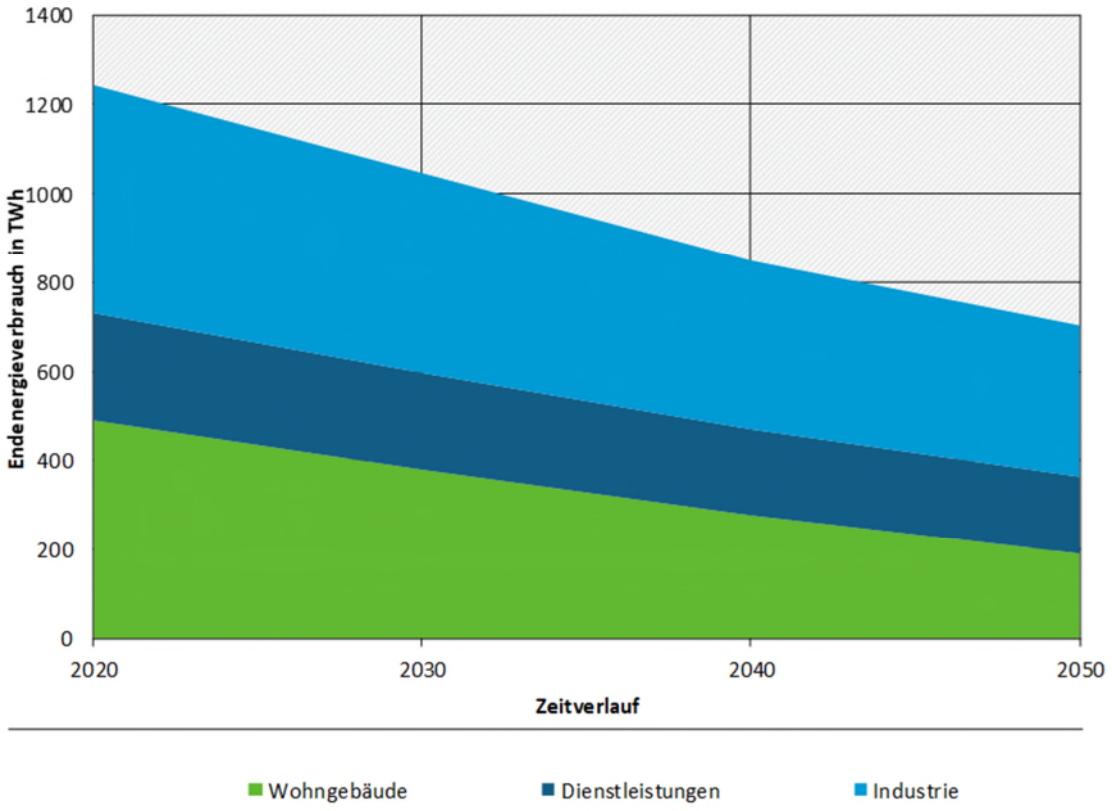
- Nutzenergiebedarf in der Industrie auf Basis des Endenergieverbrauchs: Für die gesamte *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* entsprechend Anhang VIII der delegierten Verordnung (EU) 2019/826 ist in Teil I 1 die Ermittlung des Wärme- und Kältebedarfs in Bezug 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 bis 15 °C und 1,68 für Anwendungen von –30 bis 0 °C). Für Details siehe Abschnitt I.1.b.
- 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 die Berechnung des erschlossenen Nutzenergiebedarfs wird auf die Ergebnisse aus Abschnitt I.1.b zurückgegriffen. Für die Kartierung in Abschnitt I.3.a wird auf die Daten von Hotmaps zurückgegriffen (Pezzutto et al., 2019), da hier auch mögliche weitere Erschließungspotenziale von Interesse sind. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in Abschnitt III.3.c

Die ganzheitliche Darstellung des Nutzenergiebedarfs und Endenergieverbrauch für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios und ergänzender Annahmen ist in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: 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 42 dargestellt.



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

Abbildung 42: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte im Grundlagenszenario

III.3.b. Derzeitiger und künftiger Mix der Wärme- und Kälteversorgung und der damit verbundenen Austauschrate

Sämtliche Rahmenparameter für die Erstellung des Grundlagenszenarios basieren auf dem Zielszenario 2 und nachfolgenden Ausführungen aus den „Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050“ in Kemmler et. al. (2020).

Annahmen zu Sanierungs- und Heizungstauschrate

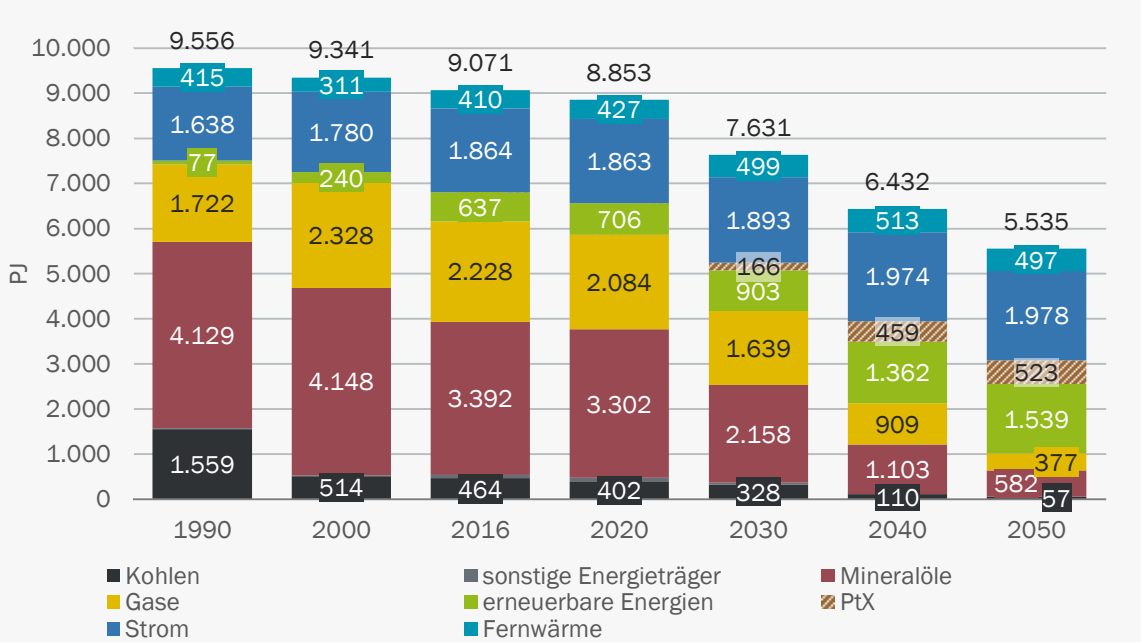
Der mittlere spezifische Verbrauch nach Vollsanierungen verringert sich im Grundlagenszenario bei Ein- und Zweifamilienwohngebäuden (EZFH) bis zum Jahr 2030 auf 70 kWh/m^2 Wohnfläche, bei Mehrfamilienwohngebäuden (MFH) auf 55 kWh/m^2 Wohnfläche. Im Grundlagenszenario sehen die strategischen Setzungen für den Zeitraum 2030 bis 2050 vor, dass sich der mittlere spezifische Verbrauch bei Vollsanierungen bis zum Jahr 2050 auf rund 40 kWh/m^2 Wohnfläche verringert. Berücksichtigt ist bei diesen Werten die Einsparung durch Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung.

Die große Bedeutung der Gebäudeeffizienz zeigt sich auch in der Sanierungsrate. Die Maßnahmen führen ab dem Jahr 2020 zu einem deutlichen Anstieg der Sanierungsrate. Bis zum Jahr 2030 erhöht sich diese aufgrund der eingeführten Maßnahmen auf 1,6 % bei den EZFH und 1,8 % bei den MFH. Langfristig steigt die Sanierungsrate sowohl bei den EZFH als auch bei den MFH auf rund 2 % (bezogen auf den Gesamtgebäudebestand, Teilsanierungen zu Vollsanierungen aggregiert).

Die Struktur der Wärmeversorgung wird im Grundlagenszenario bis zum Jahr 2030 stark beeinflusst durch den CO_2-Preis im nationalen Emissionshandelssystem für Wärme, die Förderprogramme inklusive der Förderung der Wärmenetze sowie die gesetzlichen „Flottenanforderungen“ für Wärmeerzeuger. Die Absätze an fossilen Gas- und Ölheizungen gehen bis 2030 deutlich zurück. Der Anteil der Gasheizungen sinkt bis zum Jahr 2030 auf unter 20 %, derjenige der Ölheizungen auf 1 %. Nach 2030 setzt sich der Rückgang fort. Im Gegenzug steigt der Anteil der elektrischen Wärmepumpen an; im Jahr 2050 liegt deren Anteil an den jährlich abgesetzten Anlagen bei knapp 80 % (2030: 65 %). Der restliche Absatz entfällt auf Biomasseheizungen, Wärmenetze und solarthermische Anlagen (zur Heizungsunterstützung). Der Heizungstausch findet etwa alle 25 Jahre statt.

Energieträgermix nach Sektoren und Fernwärmeerzeugung

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs über alle Sektoren ist in der folgenden Abbildung 43 dargestellt. Der Endenergieverbrauch verringert sich im Grundlagenszenario bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2016 um 13 % auf 2.120 TWh.



Quelle: Kemmler et al. (2020)

PtX umfasst PtL und PtG

Abbildung 43: Endenergieverbrauch nach Energieträgern über alle Sektoren

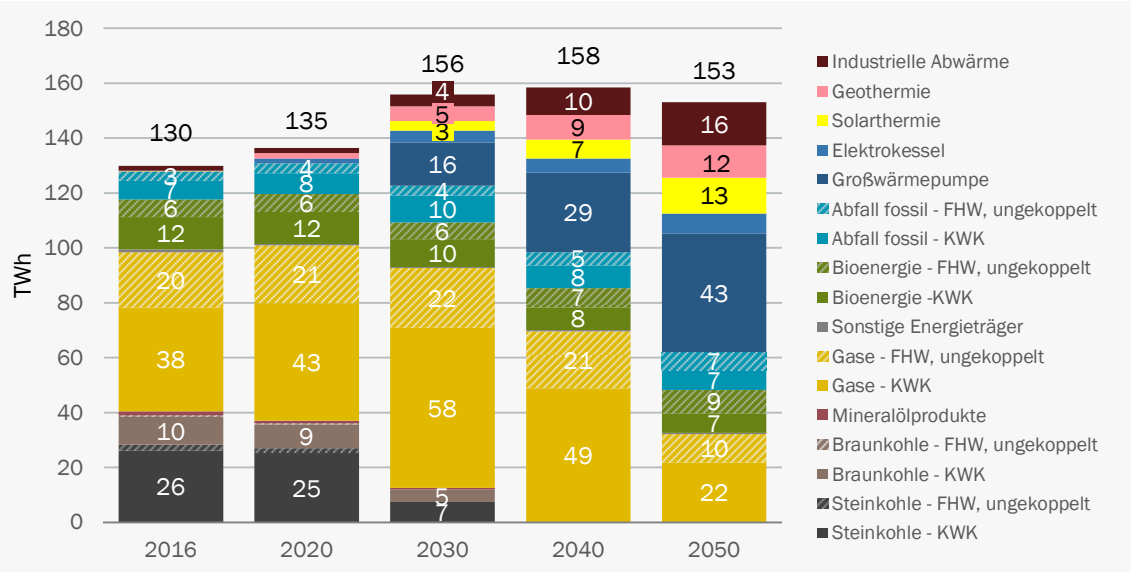
Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte verringert sich im Grundlagenszenario bis zum Jahr 2030 auf 542 TWh. Der Anteil der fossilen Energieträger Heizöl, Erdgas und Kohle am Endenergieverbrauch der Haushalte ist rückläufig. Der Anteil verringert sich von 59 % im Jahr 2016 auf 41 % im Jahr 2030. Im Jahr 2050 beträgt der Verbrauchsanteil der fossilen Energieträger im Grundlagenszenario noch 13 %. Der Verbrauch an erneuerbaren Energien steigt im Zeitverlauf erheblich, bis zum Jahr 2030 erhöht er sich auf 127 TWh, bis zum Jahr 2050 auf 164 TWh. Gegenüber 2016 entspricht dies einer Zunahme um 86 % bis 2050. Dieser Anstieg hängt eng zusammen mit dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und der damit genutzten Umweltwärme. Der Verbrauch an Biomasse in privaten Haushalten nimmt hingegen deutlich ab, um über 40 % im Jahr 2050 gegenüber 2016. Der Verbrauch der Fernwärme erhöht sich von rund

51 TWh im Jahr 2016 auf 64 TWh im Jahr 2030. Nach 2030 erhöht sich der Verbrauch nicht mehr wesentlich, die weitere Zunahme an Wohnungsanschlüssen wird kompensiert durch Effizienzgewinne im Bereich der Gebäudehülle.

Der Endenergieverbrauch in den Sektoren GHD und Landwirtschaft sinkt von 388 TWh im Jahr 2016 auf 354 TWh (–8,7 %) im Jahr 2030. Der Verbrauch von fossilen Energieträgern sinkt bis 2030 auf 485 PJ ab, wohingegen der Stromverbrauch auf 151 TWh ansteigt. Der Fernwärmeverbrauch im GHD Sektor nimmt stetig zu von 13 TWh in 2016 über 29 TWh (2030) auf 34 TWh (2050).

Der Endenergieverbrauch in der Industrie verringert sich im Grundlagenszenario zwischen 2016 und 2030 um 18 % auf dann 597 TWh und bis 2050 um weitere 20 % auf dann 446 TWh. In der Industrie wird zunehmend Strom und Biomasse eingesetzt. Der Fernwärmeverbrauch sinkt leicht ab von 48 TWh in 2020 auf 43 TWh in 2030.

Durch den Ausbau der Fernwärmenetze steigt die Fernwärmeerzeugung bis zum Jahr 2040 kontinuierlich (vgl. Abbildung 44). Nach 2040 sinkt die Fernwärmeerzeugung leicht, da die Effizienzgewinne in den Gebäuden nicht mehr vollständig durch Neuanschlüsse kompensiert werden können. Die Struktur der Fernwärmerzeugung ändert sich im Zeitverlauf bis 2050 deutlich. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis zum Jahr 2030 der Großteil der Fernwärmeerzeugung aus Kohle-KWK-Anlagen wegfallen. Erneuerbare Energie und Abwärme übernehmen kontinuierlich größere Anteile an der Erzeugung, was auch dazu führt, dass die Bedeutung von Erdgas nach 2040 abnimmt. Der Anteil der erneuerbaren Energien und Abwärme an der Fernwärme liegt im Jahr 2030 bei rund 40 %.



Quelle: Kemmler et al. (2020)

Abbildung 44: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern

Weitere Ausführungen zum Grundlagenszenario finden sich auch in Abschnitt III.7.

III.3.c. Räumliche Disaggregation 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 (siehe hierzu Abschnitte III.3.c.i und III.3.c.ii). Des Weiteren ist aufgrund von Datenlücken ein gesondertes Vorgehen der Klassifizierung von Klimakälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen erforderlich (III.3.c.iii).

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 (siehe hierzu auch Abschnitt I.3).

III.3.c.i. Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen

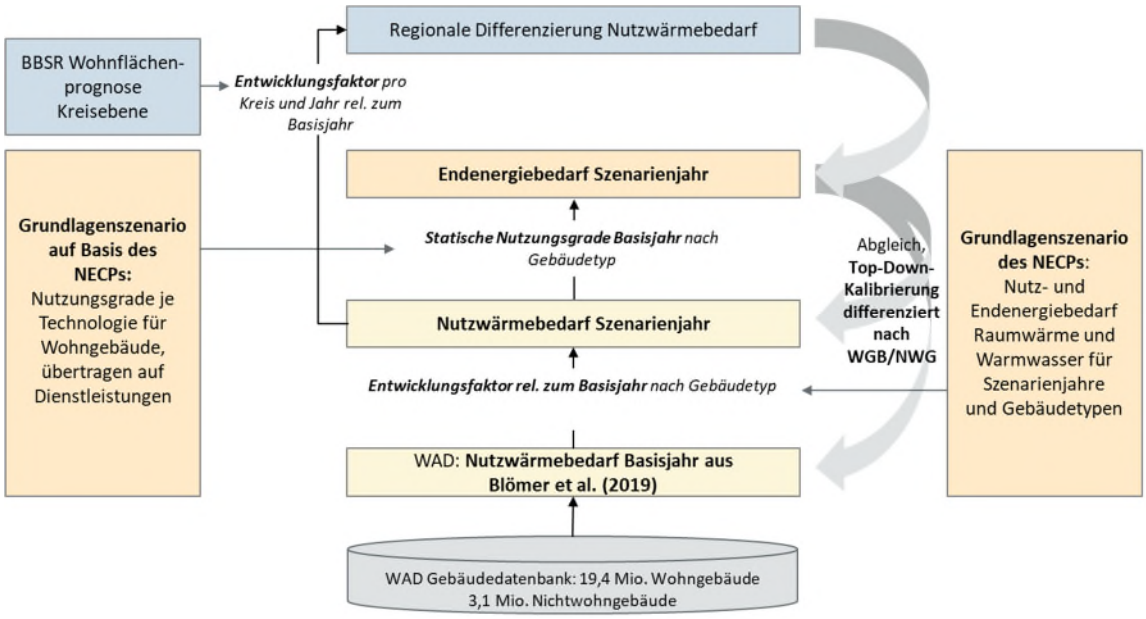
Bei der räumlichen Differenzierung des Wärmebedarfs in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen kann auf den am ifeu in Zusammenarbeit mit der Geomer GmbH und der GEF Ingenieur AG entwickelte Wärmeatlas zurückgegriffen werden (Ifeu et al., o. J.). Das Modell basiert auf rund 50 Mio. 3D-Gebäudegeometrien 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.[26]

Für die räumliche Disaggregation des Grundlagenszenarios werden die bundesweit vorliegenden Ergebnisse des Grundlagenszenarios für das Basisjahr 2018 differenziert nach Wohngebäuden und Gebäuden 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. Die verschiedenen Klimazonen in Deutschland können über die Standorte der Gebäude berücksichtigt werden.

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.

[26] 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)

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 45 dargestellt.



Quelle: Zwischenbericht 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.)

Abbildung 45: Schematische Darstellung der Modellkopplung zur Regionalisierung der Daten des Grundlagenszenario im Gebäudesektor auf Basis des Wärmeatlas

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 III.1).

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/km^2, 5–15 GWh/km^2, 15–30 GWh/km^2 und >30 GWh/km^2);
- Relative Wohnflächenentwicklung bis 2030, bezogen auf das Jahr 2018;
- Durchschnittliche Wärmedichte in GWh/km^2.

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

Eine zusammenfassende Darstellung der Datenbearbeitung ist in Abbildung 46 dargestellt.

Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Abbildung 46: Darstellung der Datenbearbeitung und der unterschiedlichen administrativen und räumlichen Grenzen

III.3.c.ii. 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 werden auch für die nachfolgenden Analysen übernommen.

Folgende Schritte werden 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.

<u>Datenaufbereitung Standortdatenbank (1):</u> 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, wird das Vorgehen im Rahmen dieses Berichts 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 11 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 38 TWh thermischen Stromeinsatzes in der Prozesswärme abgebildet werden. Insgesamt können 379 TWh des gesamten Prozesswärmebedarfs in Höhe von 454 TWh standortscharf verortet werden.

Tabelle 11:Übersicht über Brennstoffeinsätze der erarbeiteten Standortdatenbank

Datenquelle	**Anzahl Standorte**	**Brennstoffeinsatz [TWh]**
11. BImSchV ohne C.20	4.771	208
Ergänzende E-PRTR Standorte ohne C.20	29	44
Thermische Stromeinsätze	116	31
Chemiestandorte	40	97
Ergebnis	4.956	379

<u>Disaggregation der bundesweiten Ergebnisse des Grundlagenszenarios (2):</u> 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 12 – 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 12: Zuordnung der Wirtschaftszweige des Grundlagenszenarios basierend auf dem Grundlagenszenario 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 auf Basis von Kemmler et al. (2020)

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.

III.3.c.iii. 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 Abbildung 43 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[27], 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 in 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, 2020). Demnach beträgt der theoretische Nutzenergiebedarf in Deutschland 85,4 TWh (im Vergleich zu 730 TWh Wärmebedarf).

III.4. 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:

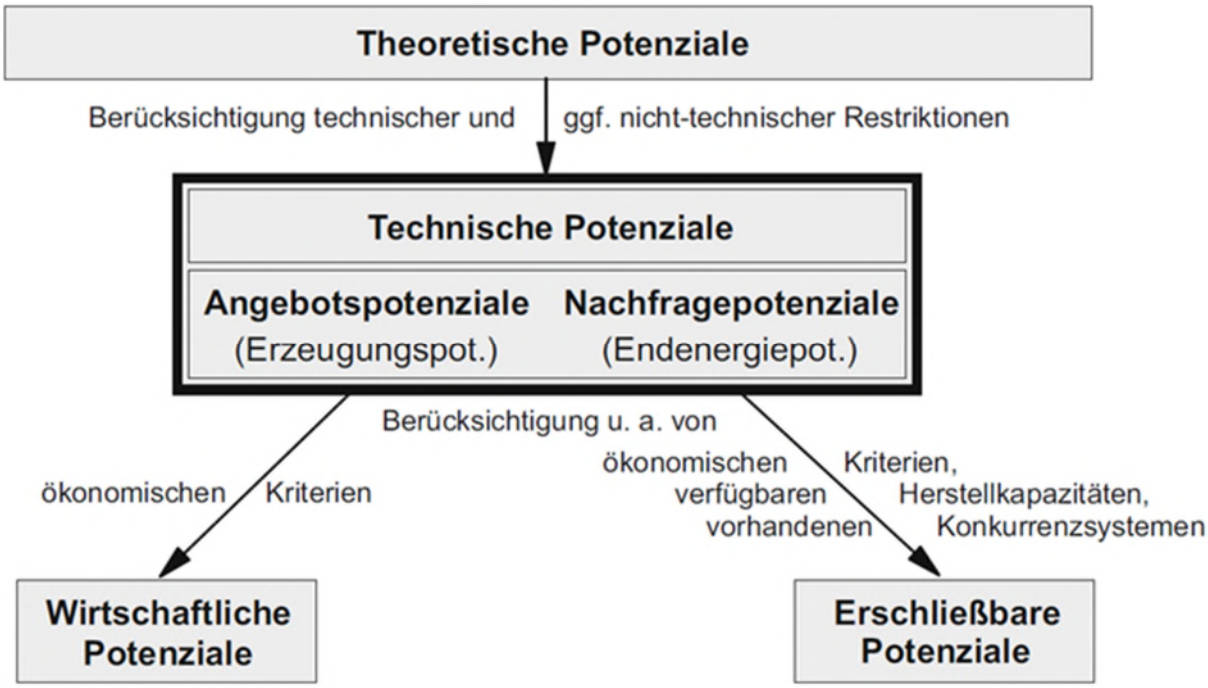
- Industrieabwärme und -kälte;
- Abfallverbrennung;
- Hocheffiziente KWK;
- Erneuerbare Energiequellen, die nicht für die hocheffiziente KWK genutzt werden;
- Wärmepumpe;
- Verringerung der Wärme- und Kälteverluste bestehender Fernwärme- und -kältenetze.

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

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

Ermittlung von Potenzialen für erneuerbare Energien und Abwärme: 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 47 zeigt eine Abgrenzung des Potenzialbegriffs nach Kaltschmitt et al. (2013) und wird im Folgenden entsprechend ausgeführt.



Quelle: Kaltschmitt et al. (2013)

Abbildung 47: Einordnung des Potenzialbegriffs von erneuerbaren Energien nach 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 III.6.a. Die Einschränkung auf das tatsächliche wirtschaftliche Potenzial erfolgt in der anschließenden Bewertung der alternativen Szenarien (siehe Abschnitt III.6). Dabei werden auch mögliche Vollbenutzungsstunden und Kombinationen verschiedener Technologien bzw. Techniksysteme auf regionaler Ebene (Verbandsgemeinden) explizit berücksichtigt und analysiert.

III.4.a. Berücksichtigte Technologien und Rahmendaten für die Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials

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

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

Darüber hinaus werden fossile Heizwerke berücksichtigt sowie die Verringerung der Netzverluste adressiert (siehe auch III.6.b).

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

Nachfolgend werden die technischen und wirtschaftlichen Annahmen zu den Technologien dargestellt, die als Grundlage für die Bewertung der alternativen Szenarien dienen.

Die technischen und wirtschaftlichen Parameter der jeweiligen Technologien beruhen auf den Technologiesteckbriefen und sind in Tabelle 13 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 m³ 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 AbschnittIII.6.a.i), vorgesehen. Der Speicher wird mit einer Kapazität von 3.000 m³ 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[28]. Der Wärmepreis wird über eine Anlegbarkeit an den Gaspreis bestimmt.

[28] 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 III.5.b). 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.

Tabelle 13: Übersicht der betrachteten Parameter und Technologien, beispielhaft für 10 MW

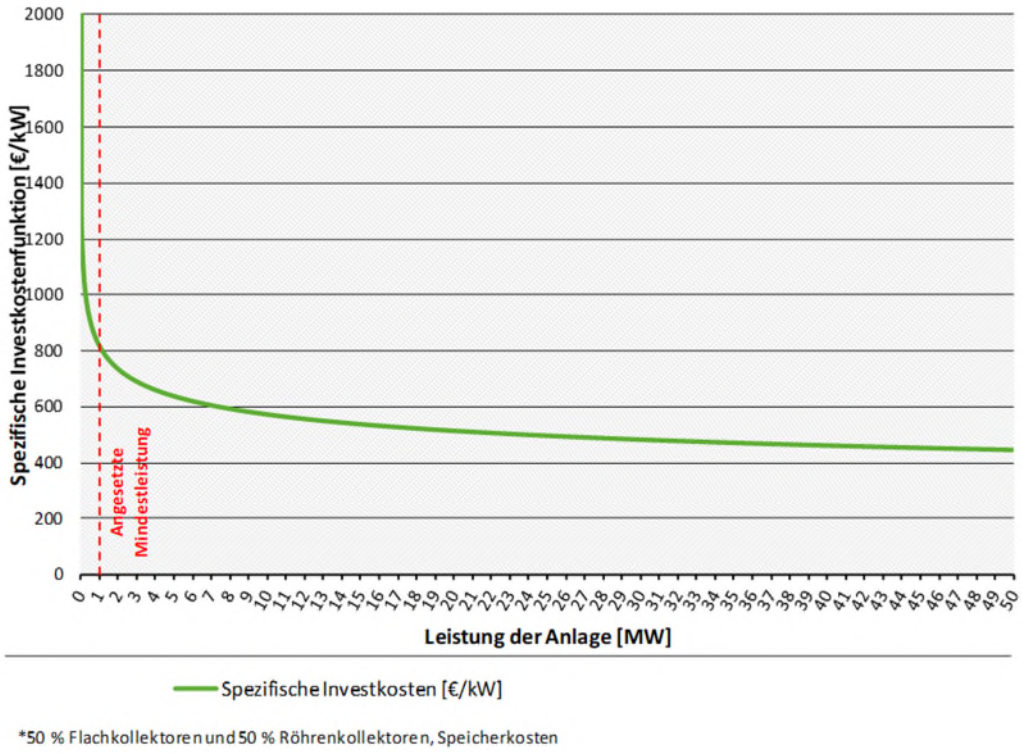
Technologie	Investitionskosten [EUR/kW$_{th}$]	Fixe Betriebskosten [EUR/kW$_{th}$]	Variable Betriebskosten [EUR/MWh]	Nutzungsgrad	Mindestleistung [MW$_{th}$]	Technologiesteckbrief
Industrielle Abwärme	409	8,2	-	JAZ: 9	0,2	V.13
Erdgas-KWK[1]	126	9	7	50 %	0,01	V.11
Geothermie[2]	2.885	27	-	JAZ: 9,5	5	V.4
Solarthermie mit Tagesspeicher	659	-	1,5	100 %	1	V.15
Solarthermie mit Saisonalspeichern	762	-	1,5	87 %	2,5	V.15
Biomassekessel	505	4	0,2	84 %	0,01	V.2
Wärmepumpe Abwärme	631	2	2,4	JAZ: 3	0,4	V.8
Wärmepumpe Luft	799	2	2,4	JAZ: 2,7	0,4	V.6
Stromheizkessel	111	1	0,2	98 %	0,01	V.3
Erdgaskessel	120	3-4	0,5	90 %	0,01	V.1 V.2

[1]Kosten bezogen ausschl. auf Fernwärme zugeordnete Nutzung
[2]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 13 entnommen werden. Zur Verdeutlichung der Vorgehensweise wird die Kostenfunktion für Solarthermie beispielhaft in Abbildung

48 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos) auf Basis der Technologiesteckbriefe

Abbildung 48: Spezifische Investitionskostenfunktion der Solarthermie ohne Speicherkosten

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 (Freiflächen, Industriestandorte, Flüsse, geothermische Lagerstätten) 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 14). Für Technologien, die nicht abhängig von lokal anfallenden Potenzialen sind (Biomasse-Heizwerke, KWK-Anlagen, fossile Kessel), wurden keine Anbindungsleitungen berücksichtigt.

Tabelle 14: Länge der Anbindungsleitung nach Technologie

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

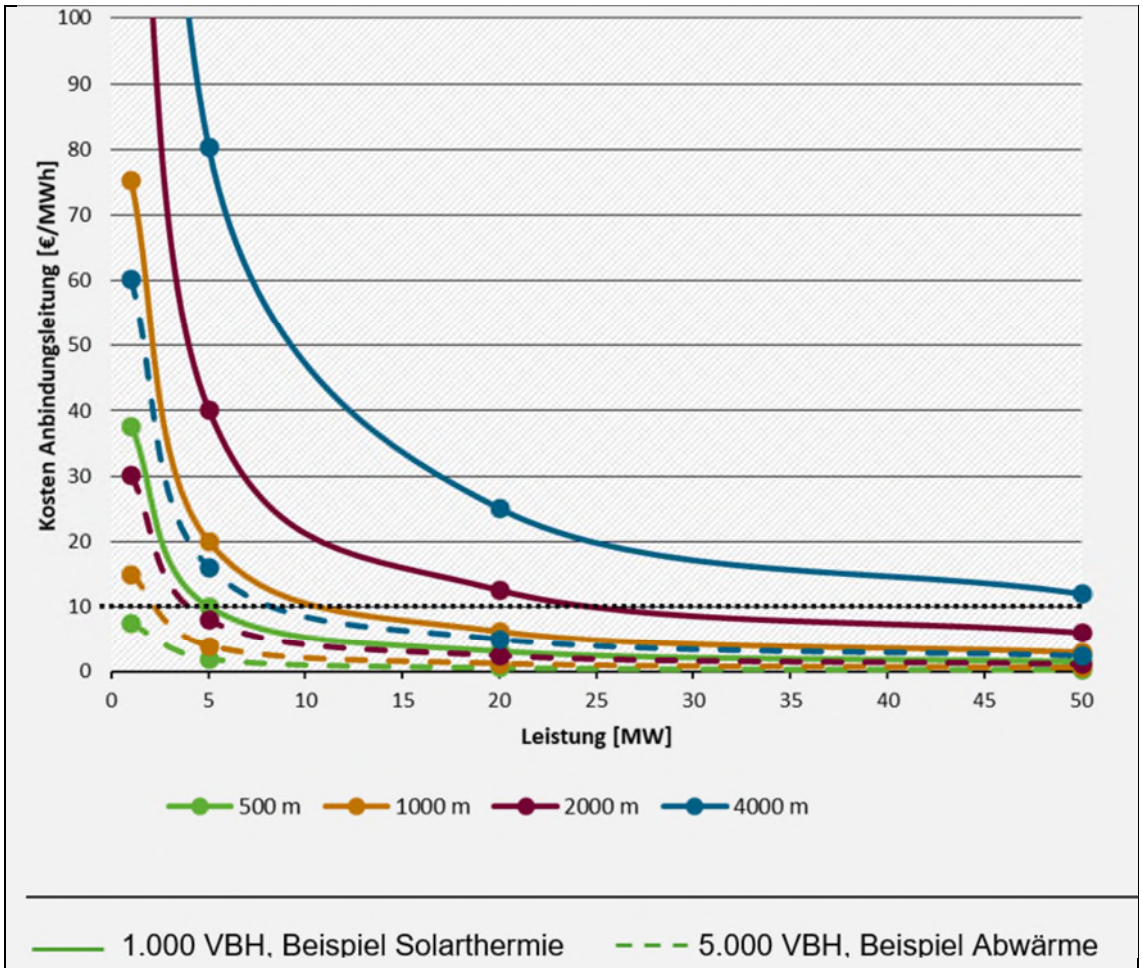
Die Kosten der Anbindungsleitung sind abhängig von der Nennweite und somit der angebundenen thermischen Leistung. Die angesetzten Kosten in Tabelle 15 basieren auf aktuelle Kosten von realisierten Projekten und stellen den Mittelwert zwischen den Kosten im Innenstadt- und im Neubaugebiet dar.

Tabelle 15: Kosten der Anbindungsleitung

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

Exkurs: mögliche Länge der Fernwärme-Anbindungsleitung

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 49 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 49: Anbindungskosten in Abhängigkeit von Leistung und Leitungslänge

Die der Analyse zugrundeliegenden THG- und Primärenergiefaktoren sind in Tabelle 16 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)).[29] Als Allokationsmethode für die Bewertung der KWK wird analog zum Grundlagenszenario des NECP die finnische Methode verwendet.

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

Tabelle 16: 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

[1]bezogen auf 2030, eigene Berechnung auf Basis des Grundlagenszenarios

III.5. Ermittlung der technischen Potenziale

In den folgenden Abschnitten wird dargestellt, welche Restriktionen hinsichtlich der technischen Potenziale bei der anschließenden Bewertung der verschiedenen Technologien für die administrativen Grenzen der Verbandsgemeinden einzuhalten sind. Dabei werden sowohl die methodischen Ansätze als auch die Ergebnisse dokumentiert.

III.5.a. 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 werden (siehe hierzu auch III.3.c), 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 [m^3/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[30] 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;

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

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.

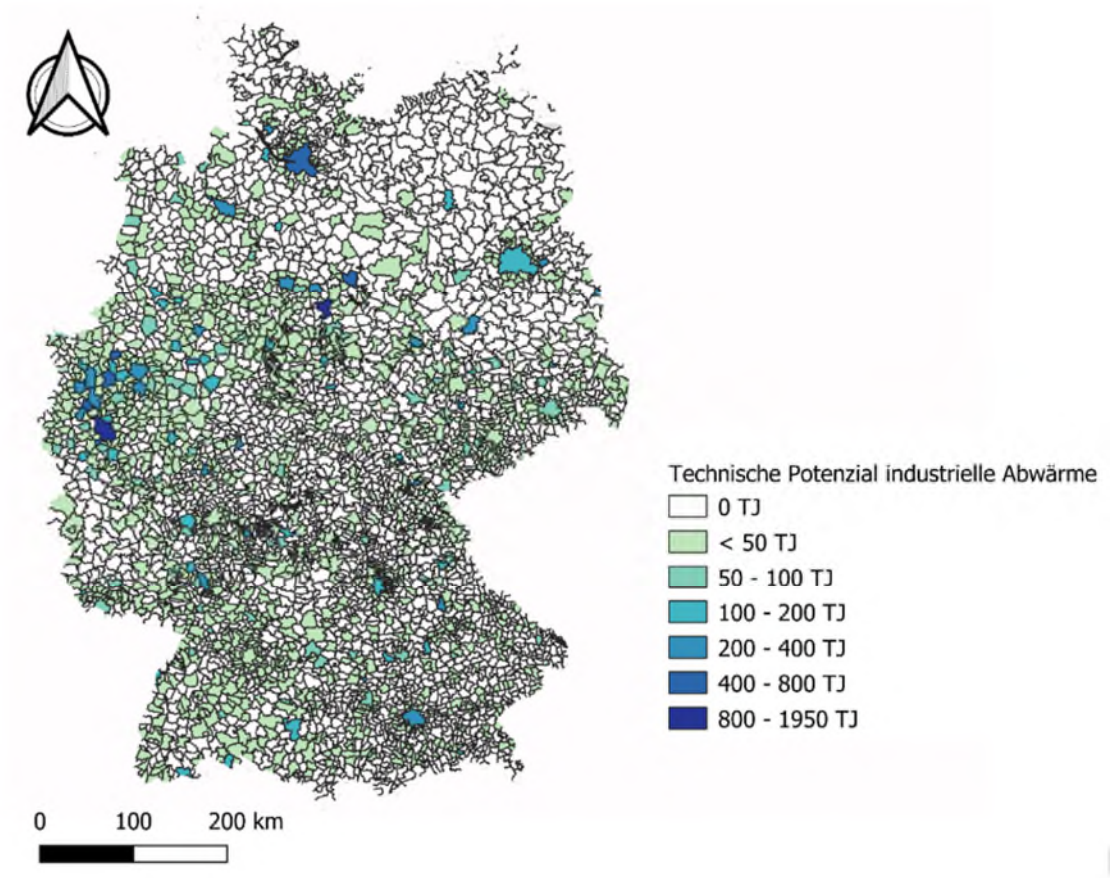
Ermittlung des theoretischen Potenzials: Die Aufbereitung der Emissionsdaten der 11. BImSchV erfolgt analog zu Blömer et al., (2019, Seite 53 ff). Anschließend zur Georeferenzierung der Daten werden Emissionsvorgänge am gleichen Standort mit identischen Abgasparametern, Betriebsstunden, Volumenstrom und Temperatur gefiltert. Fehlende Daten bezüglich der Abgasparameter oder Nullwerte werden durch sektorspezifische Parameter ergänzt, um die sensiblen Wärmemengen ableiten zu können. Die theoretischen Potenziale auf Basis der Daten aus dem Jahr 2016 belaufen sich auf 135 PJ bezogen auf eine Referenztemperatur von 35 °C. Um bei der Bewertung der alternativen Szenarien für die Wärme- und Kälteversorgung den Einfluss der Senkentemperatur auf die entsprechenden Potenziale berücksichtigen zu können, wird die Referenztemperatur angepasst:

- Jenes theoretische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Bestandswärmenetzen genutzt werden kann (Tref >= 125 °C), beträgt 26 TWh.
- Jenes theoretische Abwärmepotenzial, welches ohne zusätzliche Aufwertung mittels Wärmepumpen in Nahwärmenetzen bzw. Niedertemperaturnetzen genutzt werden kann (75 °C <= Tref < 125 °C), beträgt 7,5 TWh.
- Jenes theoretische Abwärmepotenzial, welches mittels Wärmepumpen in Wärmenetzen genutzt werden kann (30 °C <= Tref < 75 °C), beträgt 3,9 TWh.

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 III.5.g) und den Potenziale für zentrale Solarthermie (siehe Abschnitt III.5.e) werden auf Basis des disaggregierten Grundlagenszenarios Wärmebedarfsgebiete identifiziert, deren Wärmedichte über >15 GWh/km^2 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.

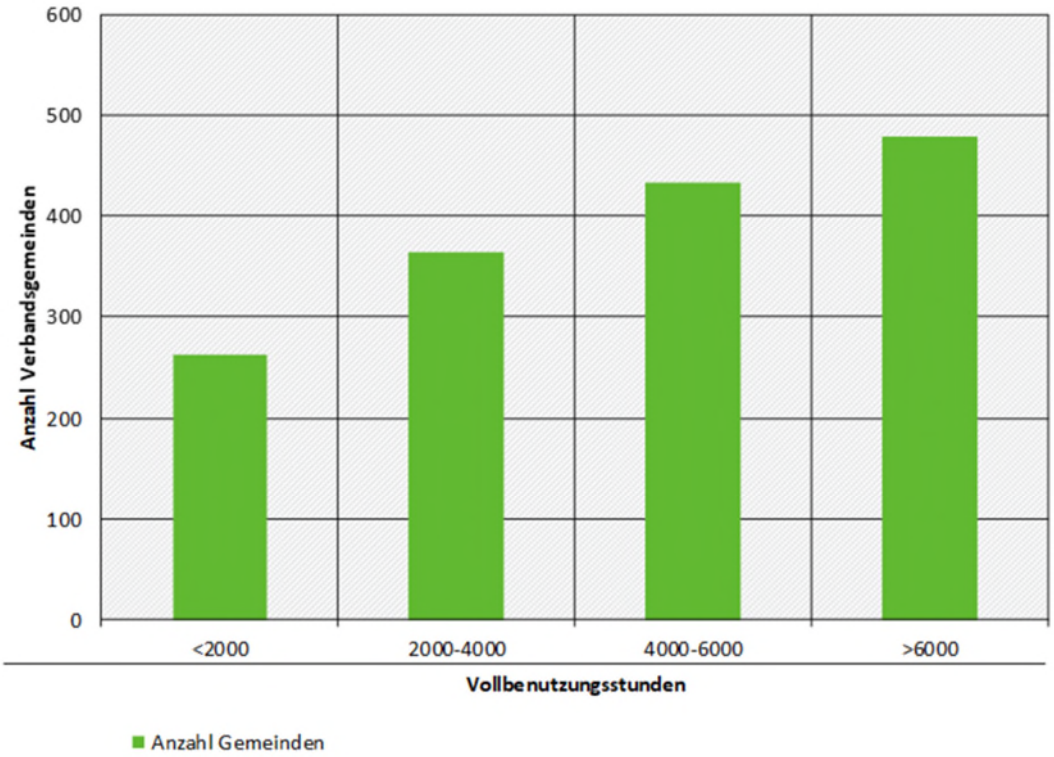
Einen Überblick über die räumliche Verteilung der technischen Abwärmepotenziale für die einzelnen Verbandsgemeinden ist in Abbildung 50 dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu)

Abbildung 50: Darstellung der ermittelten technischen Potenziale industrieller Abwärme

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 51 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.



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

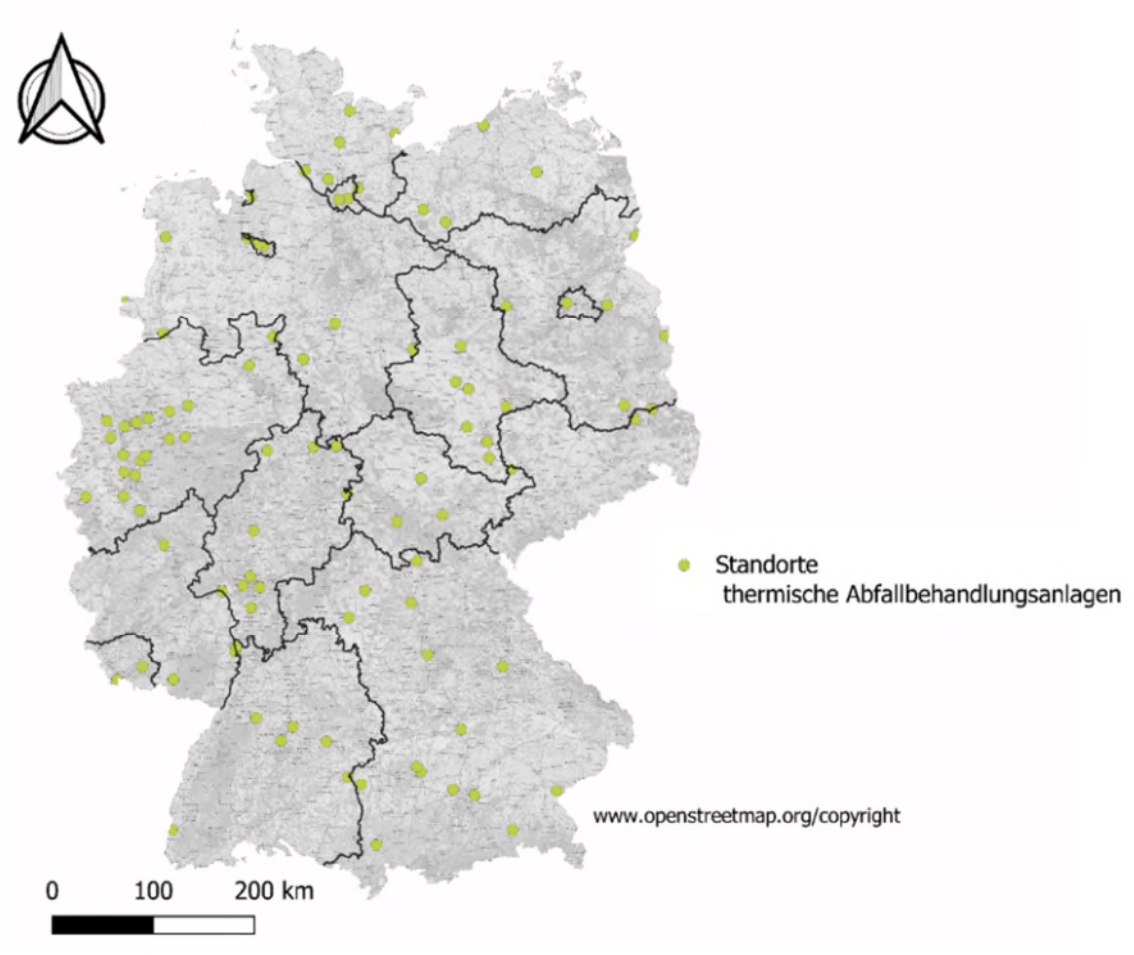
Abbildung 51: Verbandsgemeinden, für die ein technisches Abwärmepotenzial ermittelt werden konnte, differenziert nach Vollbenutzungsstunden

III.5.b. 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[31]. So werden die im Abschnitt I.3.b kartierten Anlagen aus Flamme et al. (2018) gewählt. Diese werden 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 wird entsprechend der in Flamme et al. (2018) ausgewiesenen Kapazitäten der einzelnen Anlagen disaggregiert. Die Standorte sind in Abbildung 52 dargestellt.

[31] 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.



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

Abbildung 52: Darstellung der Standorte von MVA und EBS-KW

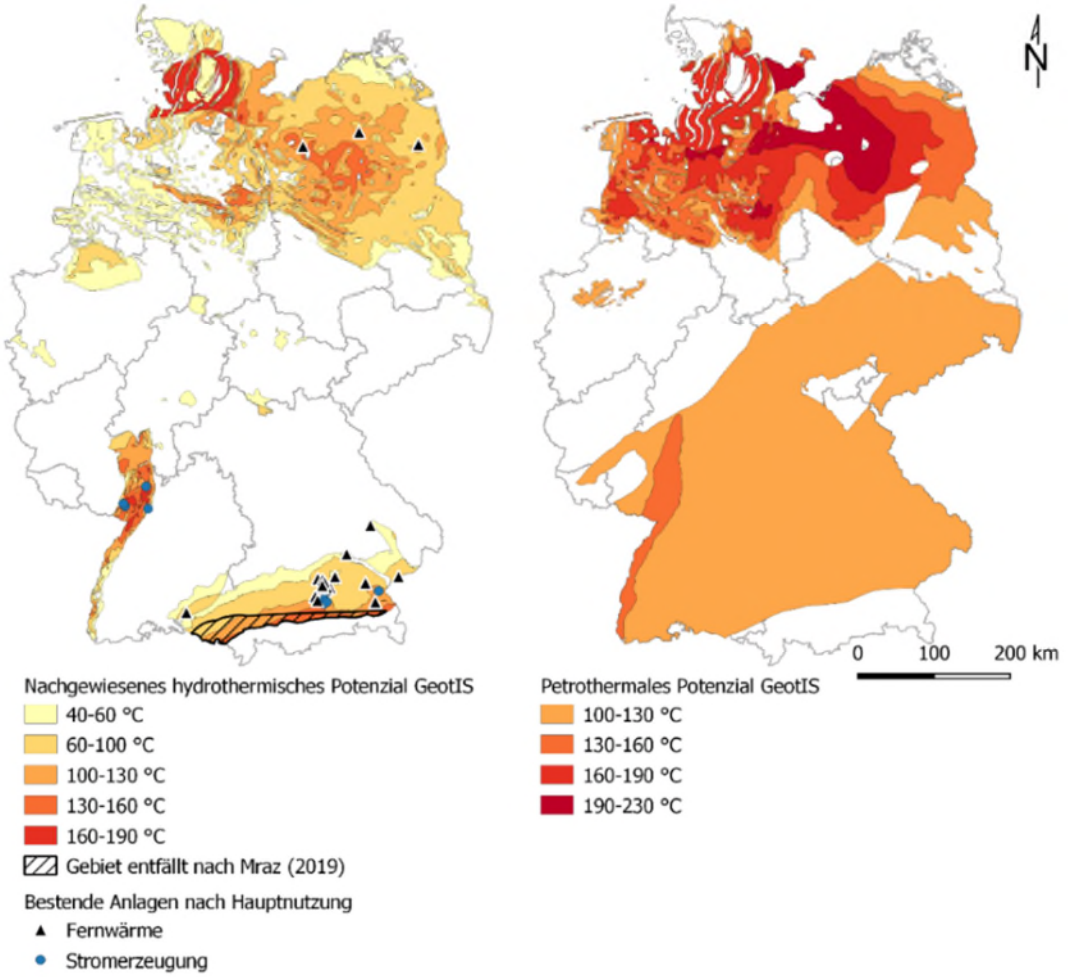
III.5.c. Hocheffiziente KWK

Für die Kraft-Wärme-Kopplung werden 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 Strom aus KWK in 2020 und 120 TWh in 2025 aus, im Vergleich zu 117 TWh in 2017 (Wünsch et al., 2019). 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).

III.5.d. Tiefengeothermie

Um das technische Angebotspotenzial von Geothermie räumlich zuordnen zu können, wird auf die Information des geothermischen Informationssystem GeotIS[32] zurückgegriffen, in dem nachgewiesene hydrothermale[33] und petrothermale[34] 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 53 gegeben.



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

Abbildung 53: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoire (links) und petrothermaler Reservoire (rechts) nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS.

---

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

[33] Heißwasser vorhanden

[34] 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 alternativen Szenarien berücksichtigt (nachgewiesene hydrothermale Ressourcen).

Bei der standortscharfen Berechnung werden die Potenziale in Wasserschutzgebieten[35], 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][36] 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.

III.5.e. Solarthermische Großanlagen

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

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 III.2). Als maximaler Abstand zwischen Kollektorfreiflächen und Punkt der Wärmenetzeinspeisung werden im GIS-Modell

[35] Hier werden alle Wasserschutzgebiete ausgeschlossen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Datenbasis keine Klassifizierung der Schutzstufen I, II und III beinhaltet. Quelle: (BfG - Bundesanstalt für Gewässerkunde, 2009)

[36] 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.

1000 m angesetzt, um die Wärmeverluste zwischen Solarsystem und Wärmequelle zu reduzieren[37]. Das Solarthermie-GIS-Modell wird in vier Schritten aufgebaut:

1. 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).
2. 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 km^2 Rasterebene für Deutschland ermittelt.
3. Im dritten Schritt werden geeignete Wärmebedarfsregionen für die Wärmenetzversorgungen ermittelt. Datengrundlage ist dabei die Hotmaps Wärmedichtekarte (HOTMAPS Project, 2020), skaliert um den vorliegenden Nutzenergiebedarf für das Jahr 2018 des Grundlagenszenario auf Gemeindeebene (siehe hierzu Abschnitt III.3.c).
4. 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 verschiedenen 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 54 dargestellt.

[37] 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.

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 Langfristszsenarien – Berichtsmodul 2 (2017)

Ergebnis:

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

Quelle: Corine Landcover

Abbildung 54: CORINE Land Cover Daten für Deutschland

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 55 ist der berechnete Kollektorertrag im Jahr 2018 basierend auf den verwendeten Datensätzen und kollektorspezifischen technischen Daten dargestellt.

Kollektorertrag pro Monat:

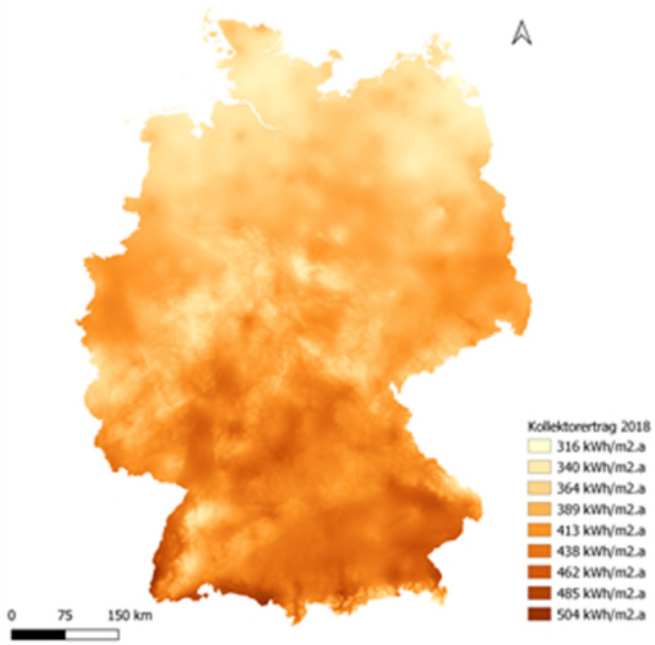
$$q_{sys,m} = g_{s,m} * \left[\eta - A_1 \frac{T_K - t_{u,m}}{\frac{g_{s,m}}{h_{s,m}}} - A_2 \frac{(T_K - t_{u,m})^2}{\frac{g_{s,m}}{h_{s,m}}}\right]^2$$

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

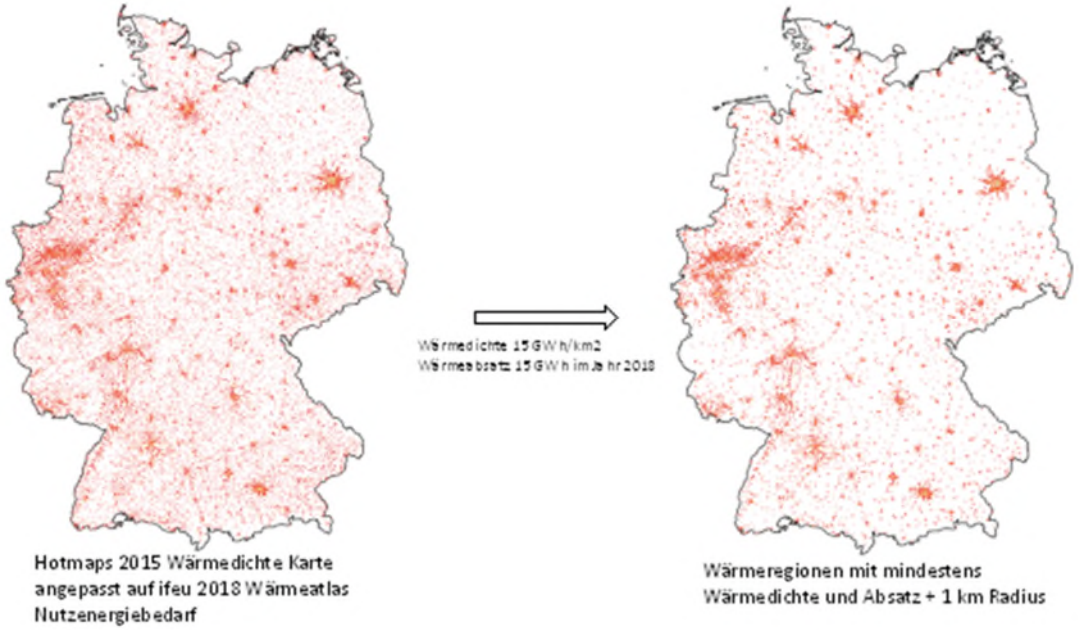


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 55: Berechneter Kollektorertrag auf 1km² Rasterebene im Jahr 2018

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.

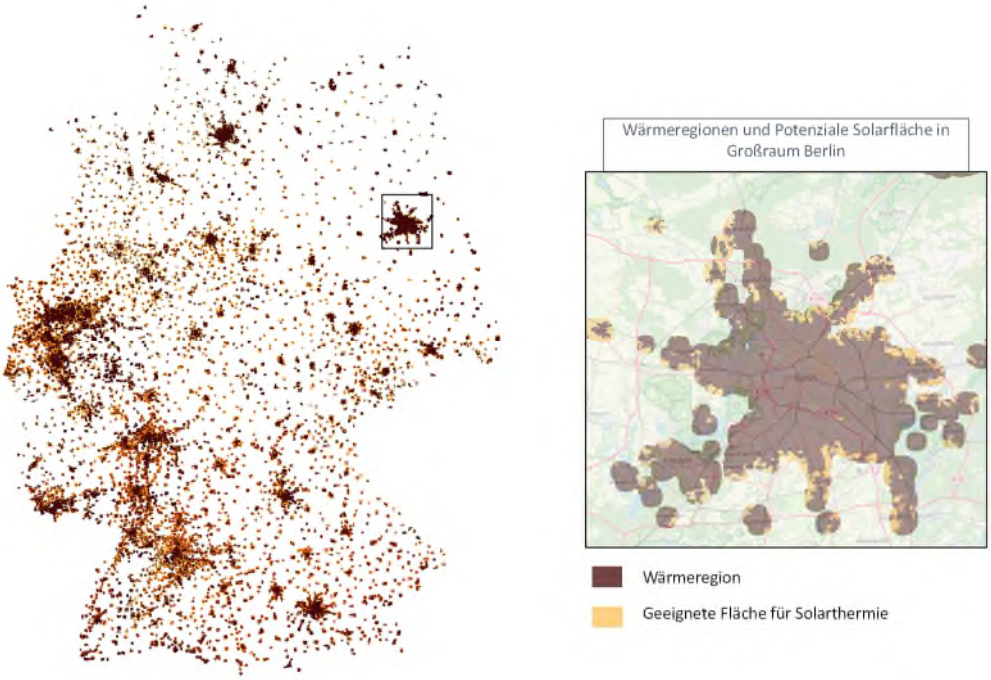
Für diese Analyse werden die Wärmedichtekarte des Hotmaps-Projekts angewendet, die für das Jahr 2015 ist auf der Grundlage des Grundlagenszenarios für den Nutzenergiebedarf im Jahr 2018 auf Verwaltungsgemeinschaftsebene skaliert wurde. In Abbildung 56 sind die angepasste Wärmedichtekarte und die identifizierten Wärmeregionen dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis von Hotmaps

Abbildung 56: Angepasste Hotmaps-Wärmedichtekarte (links) und identifizierte Wärmeregionen (rechts)

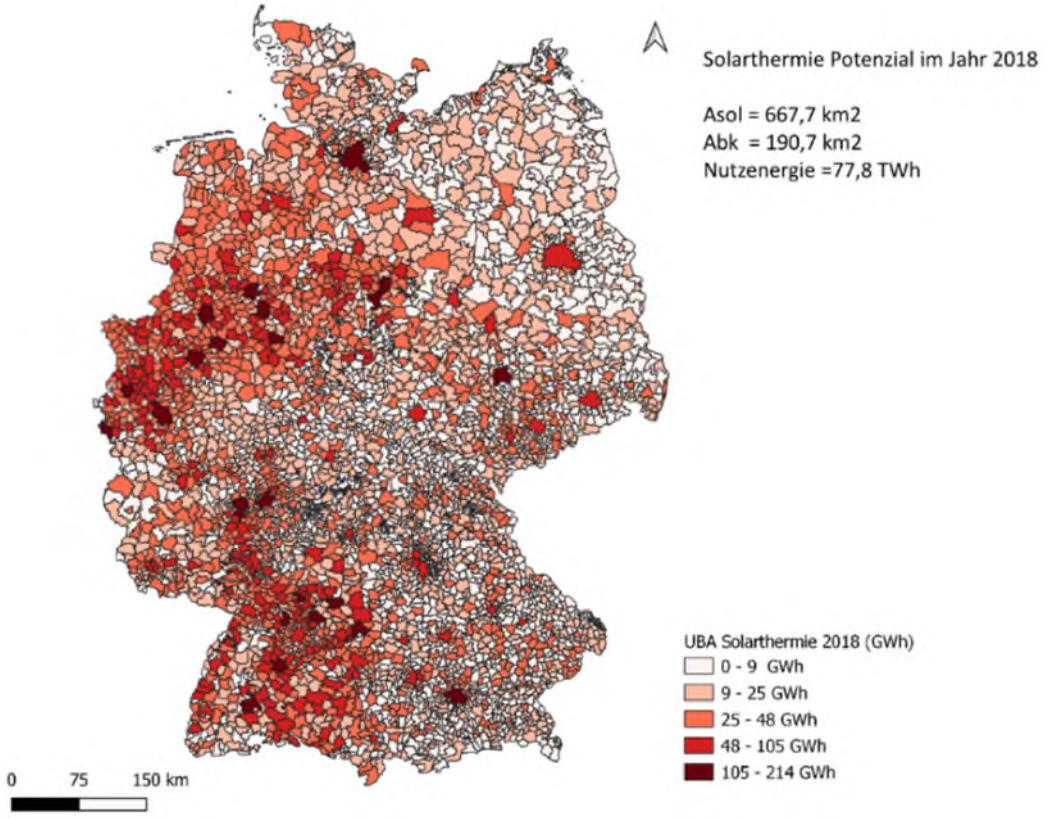
4 Ermittlung des Potenzials für solare Wärmenetzeinspeisung: **Im letzten Schritt** werden die potenziellen Freiflächen für solare Wärmenetzeinspeisung auf Basis der identifizierten Wärmeregionen ermittelt. Das entwickelte Python Modell ermittelt jene Regionen, die bis zu 1 km Distanz von der Wärmeregion 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 57 sind die identifizierten Gebiete mit einem technischen Potenzial für Deutschland (links) und für den Großraum Berlin (rechts) dargestellt.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 57: Identifizierte Gebiete mit technischen Potenzialen für Deutschland (links) und für den Großraum Berlin (rechts)

In Abbildung 58 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 km². Dies entspricht in etwa 0,05 % der Gesamtfläche Deutschlands. Das technische Potenzial der damit erzeugten Solarwärme beträgt rd. 80 TWh.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 58: Solarthermische (Freiflächenanlagen) Potenziale auf Verwaltungsgemeinden-Ebene für Deutschland im Jahr 2018

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.

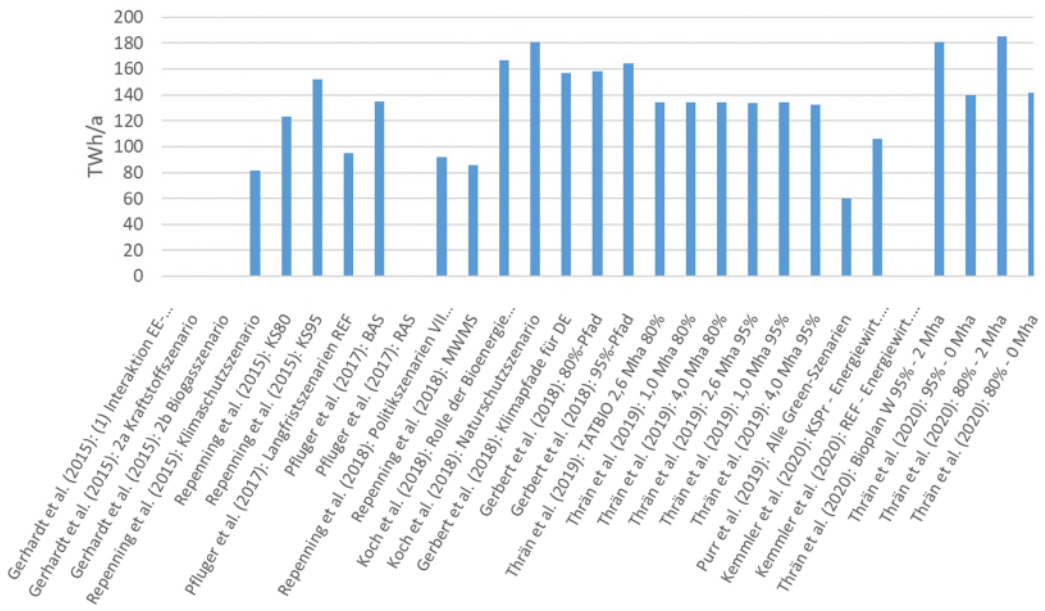
III.5.f. Biomasse

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). Bei der energetischen Nutzung von Biomasse, speziell jener von Anbaubiomasse, sind zukünftig verstärkt Potenzialgrenzen von nachhaltig erzeugter und verfügbarer Biomasse, Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen, die aus Klimaschutzsicht optimale sektorale Verteilung der Biomasse und die Luftreinhaltung zu berücksichtigen.

Da Biomasse transportabel ist, werden für die zugrundeliegende Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung keine lokal aufgelösten Biomassepotenziale auf Gemeindeebene, sondern ein Potenzial für Gesamtdeutschland zugrunde gelegt. Biomasse im Wärmemärkt sollte 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 59 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. Der in aktuellen Studien erwartete Maximalwert für die Nutzung von Biomasse im gesamten Wärme- und Kältemarkt für das Jahr 2030 liegt bei rund 185 TWh.

Im NECP wurden je nach Szenario rund 25 TWh Biomasse in der Fernwärme eingesetzt.



Quelle: Ortner et al. (lfd)

Abbildung 59: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 in unterschiedlichen Energieszenarien

III.5.g. 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. Ziel des Modells ist es, das technische Potenzial zu identifizieren. Alle verwendeten Datensätze sind in Tabelle 17 dargestellt. Das Abwasser GIS-Modell ist in drei Schritten aufgebaut:

1. Festlegung der Standorte und technischen Parametern von Kläranlagen.
2. Identifikation der technische Potenziale für Abwasser.
   a) Verwendung der Hotmaps 2015 Wärmedichtekarte skaliert mit den Werten des ifeu – Wärmeatlas für Gemeinden für das Jahr 2018.
   b) Max. 1 km Abstand zwischen Kläranlagen und möglichen Wärmesenken
3. Definition der Eigenschaften von Wärmepumpen,
   a) Annahmen aus ifeu-Kurzstudie „Kommunale Abwässer als Potenzial für die Wärmewende“ im Auftrag des BMU (Fritz & Pehnt, 2018) (Zeitliche Verfügbarkeitsfaktor, Niederschlagswasserfaktor)
   b) Technische Daten von Wärmepumpen (JAZ, Vor- und Rücklauftemperatur, WP Effizienz, Kapazitätsfaktor)

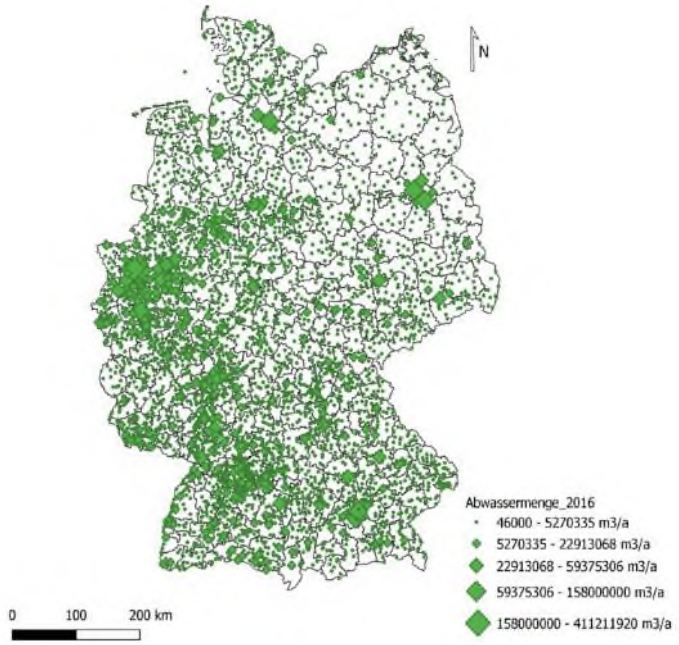
Tabelle 17: Verwendete Datensätze und Datenformate im Abwasser GIS-Modell

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 wird im ersten Schritt ein aus der europäischen Kommunalabwasser-Richtlinie stammender Datensatz verwendet (Umwelt Bundesamt, 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 2000 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.

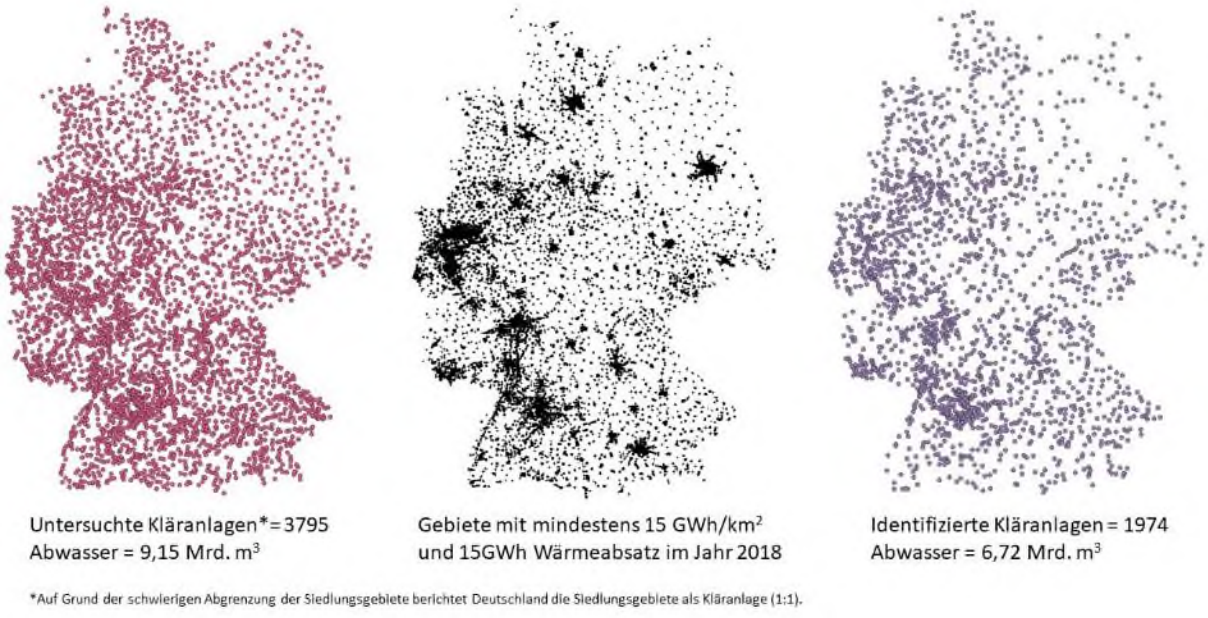
Für die Siedlungsgebiete muss entsprechend den Anforderungen der Richtlinie berichtet werden, in welchem Umfang das anfallende Abwasser in Kanalisationssystemen gesammelt und einer Behandlung zugeführt wird. Die kommunalen Kläranlagen reinigen das in Haushalten anfallende Abwasser, industrielles und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



Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis (Umwelt Bundesamt, 2016)

Abbildung 60 Kläranlagen und Abwassermenge in Jahr 2016

Im zweiten Schritt werden die Anlagen identifiziert, die innerhalb eines Radius von 1 km von Wärmesenken mit mindestens 15 GWh/km^2 entfernt liegen. Von 3.795 bestehenden Kläranlagen befinden sich 1.974 innerhalb 1 km von Wärmegebieten. Abbildung 61 zeigt die Standorte der bestehenden 3.795 Kläranlagen (links), die Gebiete mit mindestens 15 GWh/km^2 (mittel) und die identifizierten Anlagen (rechts).



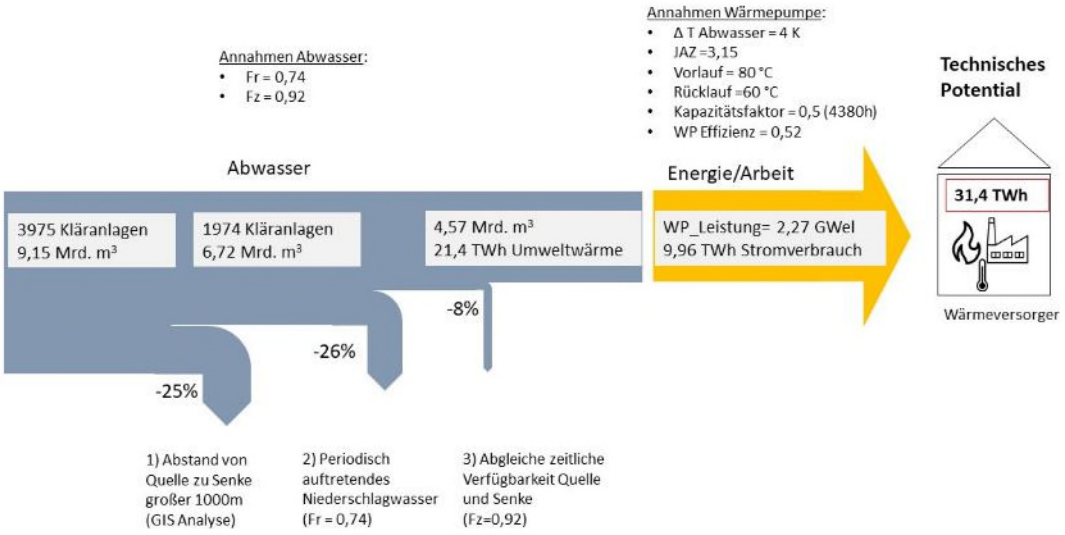
Quelle: Eigene Darstellung (IREES) auf Basis von (HOTMAPS Project, 2020; Umwelt Bundesamt, 2016)

Abbildung 61 Identifizierung von Kläranlagen, die innerhalb 1 km von den Wärmeregionen liegen

Im dritten Schritt werden Annahmen aus dem ifeu-Bericht von Fritz & Pehnt (2018) verwendet, um nur nicht fluktuierendes Abwasser zu berücksichtigen[38]. 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 zeitlicher Verfügbarkeit.

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



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

Abbildung 62: Verluste des Energiepotenzials aus Abwasser ausgehend vom jährlichen Abwasseraufkommen

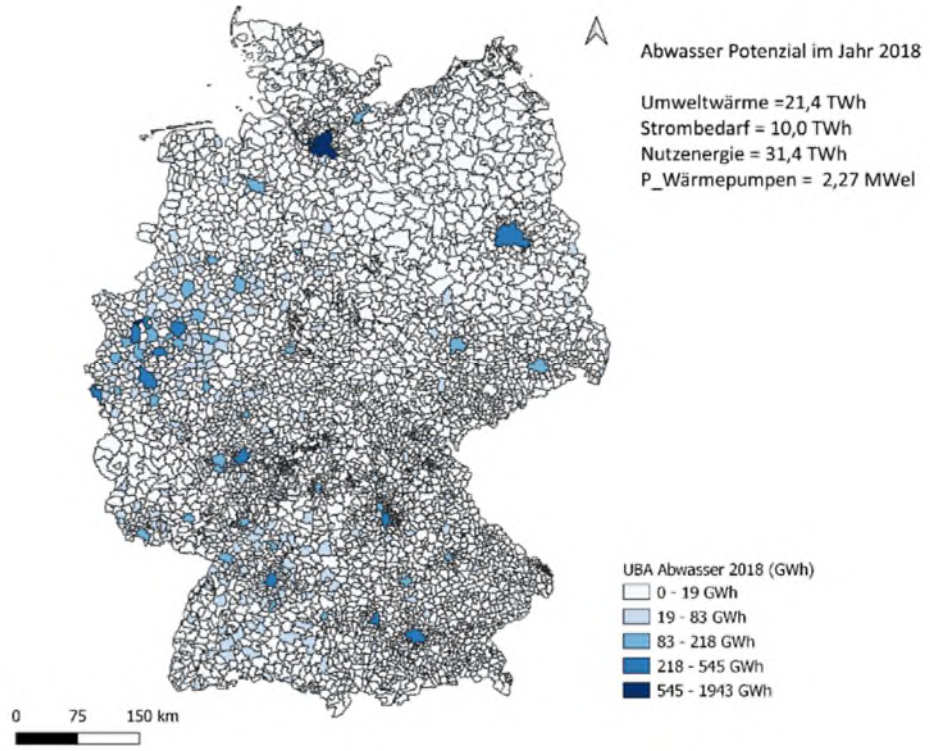
Für die Berechnung der technischen Potenziale und installierten Leistungen der benötigten Wärmepumpen werden die in Tabelle 18 dargestellten Formeln verwendet. Aus den Ergebnissen in Abbildung 62 ist zu erkennen, dass die Nutzwärme aus Abwasserpotenzialen im Jahr 2018 bei ca. 31 TWh liegt. Die für die 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).

Tabelle 18: 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	Spezifische Wärmekapazität Wasser	[Wh/kg*K]	-
ΔT	Genutzte Abwasser-Temperaturdifferenz	[K]	-

Symbol	Beschreibung	Einheit	Wert/ Formeln
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	$P_{verdichter} = Q_{verdichter}/t_{VBH}$
t_{VBH}	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	4.380

Die Limitierung des Modells liegt darin, dass die Annahmen zur zeitlichen Verfügbarkeit und dem 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/km² befinden, an bestehende oder neue Fernwärmenetze angeschlossen werden können.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 63: Abwasser-Potenziale auf Gemeindeebene für Deutschland im Jahr 2018 bezogen auf die Kläranlagen-Abwassermenge im Jahr 2018

III.5.h. Großwärmepumpen

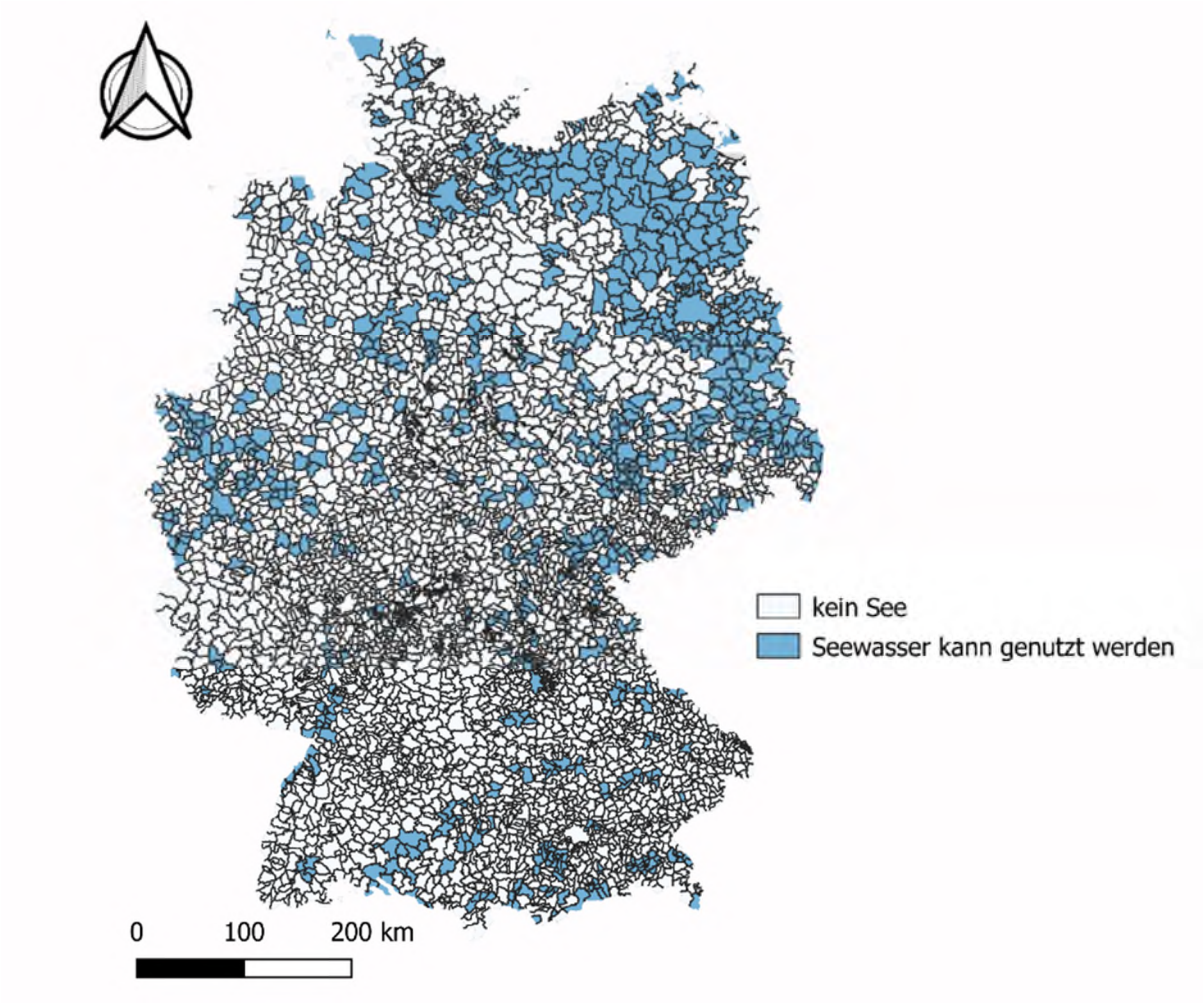
Für den Einsatz von zentralen Großwärmepumpen (Flusswärmepumpen, Seewärmepumpen und Luft-Wasser-Wärmepumpen sowie Sole-Wasser-Wärmepumpen) können nur bedingt lokale theoretische und technische Potenziale ausgewiesen werden, da es hier noch an deutschlandweiten Studien mangelt.

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 mit größer 50 ha 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 entsprechend räumliche Verteilung ist in Abbildung 64 dargestellt.

Für die Berechnung der alternativen Szenarien wird 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.



Quelle: Eigene Darstellung (ifeu) auf Basis von Gerhardt et al. (2019)

Abbildung 64: Darstellung der Verbandsgemeinde entsprechend der Information, ob Seewasser innerhalb von 1 km zu den Wärmebedarfsgebieten genutzt werden kann

III.5.i. Ermittlung der Fernwärmepotenziale

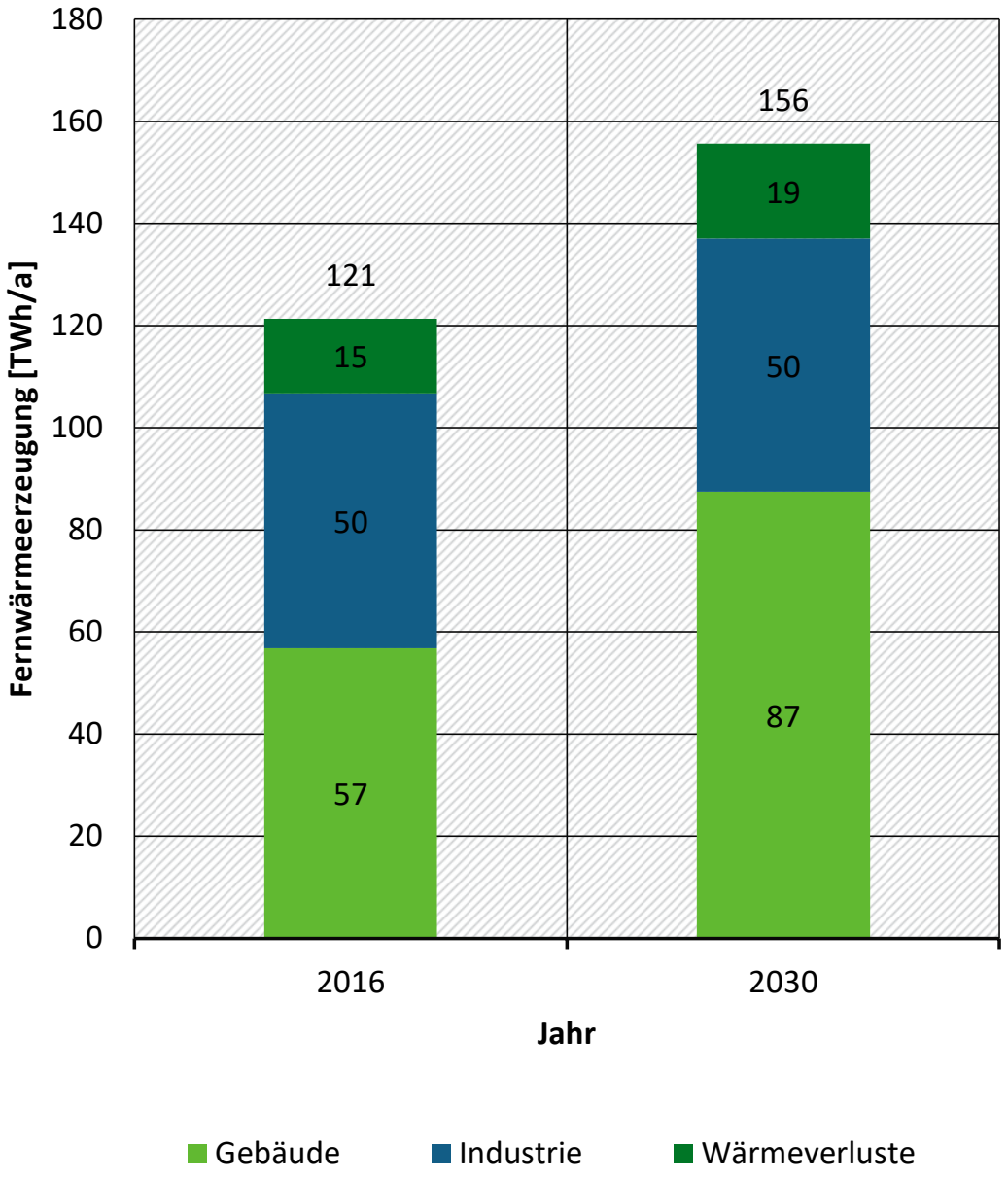
Die Ermittlung der Fernwärmepotenziale wird anhand der Wärmedichte der einzelnen Gemeinden durchgeführt (siehe auch III.3.c). Der Anteil je Gemeinde, der eine Wärmedichte von mindestens 15 GWh/km^2 aufweist, wird für eine Versorgung über Fernwärme als potenziell geeignet eingestuft und der Wärmebedarf 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 466 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 werden 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/km^2;
- 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/km^2 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 wird so ein spezifischer Fernwärmebedarf und eine Wärmelast für 2030 berechnet. Diese liegen der Bewertung der alternativen Szenarien zugrunde. Zusätzlich zur Wärmedichte wird 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 65: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2030

III.5.j. 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/m^2 darstellen, der für die Verteilung notwendige Durchmesser d_a als logarithmischer Zusammenhang der Bebauungsdichte und q als spezifischer Wärmebedarf [GJ/m^{2}a] und *w* als Funktion der Bebauungsdichte [m]:

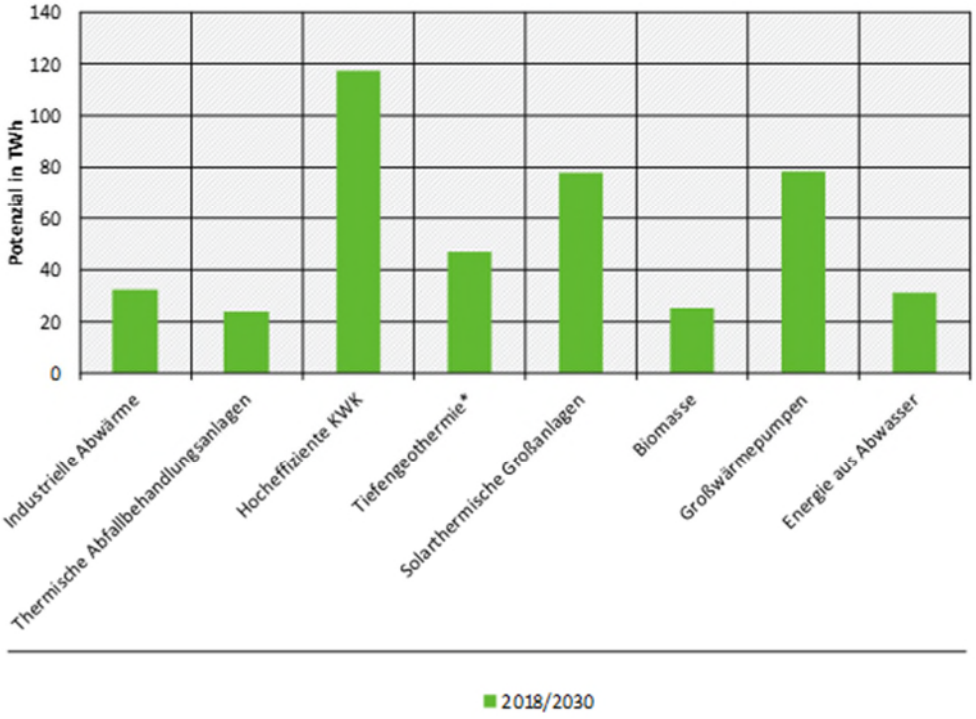
$$C_d = \frac{\alpha * (C_1 + C_2 * d_a)}{e * q * w}$$

Entsprechend den Analysen in Persson et al. (2019) werden für C_1 Kosten in Höhe 212 Euro/m und für C_2 Kosten in Höhe von 4.464 Euro/m^2 angesetzt.

Entsprechend den Rahmenparametern für die wirtschaftliche Analyse wird 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.

III.5.k. Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale

Die technischen Potenziale, die der wirtschaftlichen Analyse für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung zugrunde gelegt werden, sind in Abbildung 66 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 auf rd. 385 TWh. Bei den einzelnen Potenzialen muss berücksichtigt werden, dass sich diese räumlich überschneiden können. In wie fern 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 III.6 analysiert.



*… Potenzial in GW

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

Abbildung 66: Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale

III.6. Erstellung der alternativen Szenarien

III.6.a. 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 19 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 (siehe Abschnitte III.6.b.i, III.6.b.ii).

Bei der Analyse der dezentralen Versorgungsoptionen werden die Kosten für verschiedene Anwendungsfälle (v. a. verschiedenen 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 (siehe Abschnitte III.6.b.iv bis III.6.b.vi). Die Beleuchtung der zentralen Kälteversorgung erfolgt in einem separaten Abschnitt (siehe Abschnitt III.6.b.v).

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 19: 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	
…				

III.6.a.i. 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 (siehe auch Abschnitt III.3.c und III.5).

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.

Bestimmung des Fernwärmepotenzials

Für jede Gemeinde wird das Fernwärmepotenzial für 2030 bestimmt wie in Abschnitt III.5.i beschrieben.

Bestimmung der räumlich begrenzt verfügbaren EE-Wärmepotenziale

Für jede Gemeinde liegen Informationen zu den technischen Angebotspotenzialen vor. Diese werden in Abschnitt III.5 erläutert.

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

- 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 13.
- 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).

Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien und 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 wird. 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 20). 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.

Die Ergebnisse der Modelläufe in einer Voranalyse zeigten, dass die Wärmegestehungskosten in der dynamischen Variante nur geringfügig höher sind als in der Variante mit fixem Ziel für erneuerbare Energien und Abwärme. Die Unterschiede bezüglich der THG-Emissionen und PE-Faktoren sind vernachlässigbar klein. Nichtdestotrotz sind folgende signifikante Aspekte in der dynamischen Auslegung hervorzuheben:

- Die lokal verfügbaren Potenziale werden auf Gemeindeebene effizienter ausgenutzt, sodass Biomasse verdrängt wird. Gegenüber der fixen Auslegung werden ca. 10 TWh Wärmebereitstellung durch Einsatz von Biomasse eingespart.
- Knapp ein Drittel aller Gemeinden ist in der Lage, zum Teil deutlich mehr als 40 % EE-Wärme bereitzustellen (siehe Tabelle 20). Bei 316 Gemeinden übersteigen die Potenziale die Nachfrage deutlich – diese Gemeinden können 100 % ihrer Fernwärmenachfrage aus lokal verfügbarer und nicht fluktuierender erneuerbarer Energie decken. In diesen Fällen werden weder Biomasse noch standortunabhängige Wärmepumpen oder fossile Energien benötigt. Dementsprechend ist die optimale Ausnutzung dieser Potenziale im Jahr 2030 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 ausführlich betrachtet werden.

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

Tabelle 20: Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmerzeugung in der dynamischen Variante und Anzahl der jeweiligen Gemeinden von insgesamt 1.640

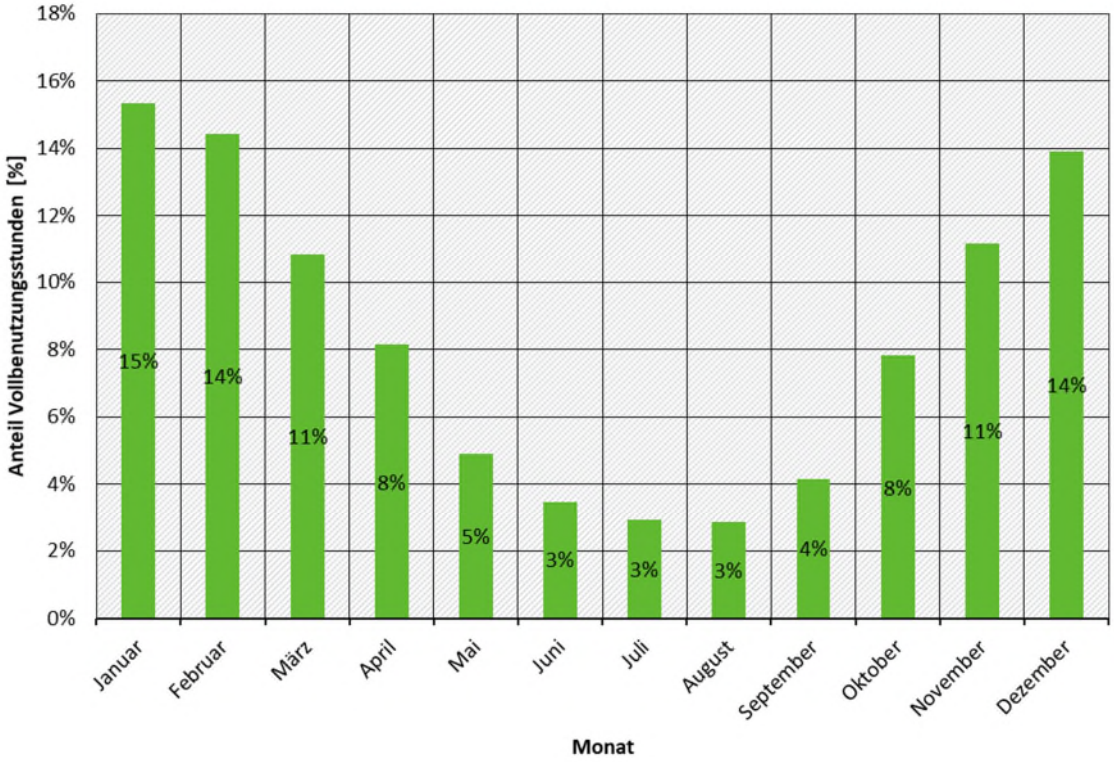
Quotient der Leistung der nicht fluktuierenden, lokal verfügbaren Potenziale und der Wärmelast	**Vorgabe für den Anteil erneuerbarer Energien**	**Häufigkeit**
> 0,00	20 %	833
> 0,10	25 %	97
> 0,20	30 %	147
> 0,40	40 %	107
> 0,60	60 %	78
> 0,80	80 %	62
> 1,00	100 %	316

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.

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 67). Im Vergleich zum Lastgang eines Wohngebäudes bezieht dieser mit rund 2.900 Vollbenutzungsstunden und einer Sommerlast auch den Wärmebedarf durch Prozesswärme mit ein.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 67: Lastgang Fernwärme

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 21, basierend auf der Potenzialerhebung in III.5.e). 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 wird. Für den Stromheizkessel werden 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 21: 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.

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 68 und Abbildung 69) verdeutlicht.

Es werden insgesamt sechs Reihungen untersucht, die in Tabelle 22 dargestellt sind. Allen Reihungen ist gemein, dass zunächst die lokal begrenzten Potenziale (MVA, Solarthermie, Geothermie, industrielle Abwärme und WP Abwärme[39]) 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 22: 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 Saisonalspeicher	WP Abwärme	MVA	Solarthermie	WP Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher
Geothermie	Solarthermie	Geothermie	Solarthermie mit Saisonalspeicher	Geothermie	MVA
Industrielle Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher	Industrielle Abwärme	industrielle Abwärme	Solarthermie	Industrielle Abwärme
WP Abwärme	Geothermie	WP Abwärme	WP Abwärme	Solarthermie mit Saisonalspeicher	WP Abwärme

[39] 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).

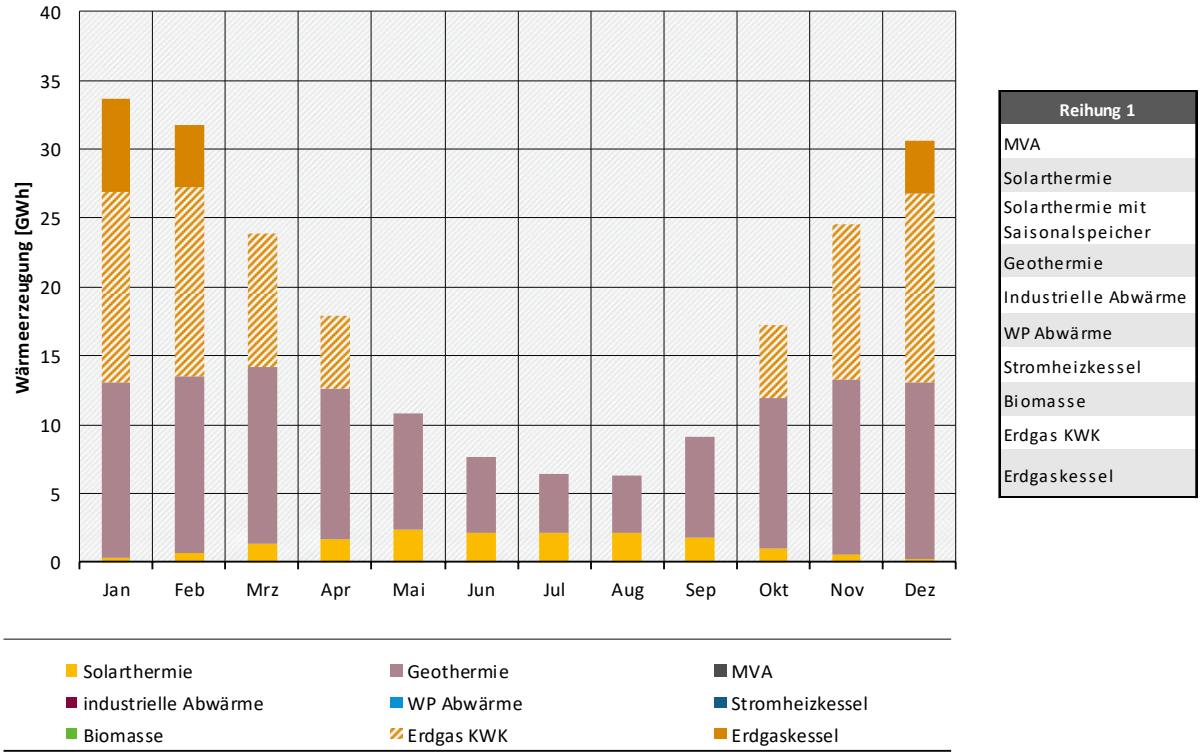
Reihung 1	Reihung 2	Reihung 3	Reihung 4	Reihung 5	Reihung 6
Stromheiz-kessel	Stromheiz-kessel	Stromheiz-kessel	Stromheiz-kessel	Stromheiz-kessel	Stromheiz-kessel
Biomasse und WP	Biomasse und WP	Biomasse und WP	Biomasse und WP	Biomasse und WP	Biomasse und WP
Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK	Erdgas KWK
Erdgaskes-sel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

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 68 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 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 68: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 1 und das sich daraus ergebende Techniksystem

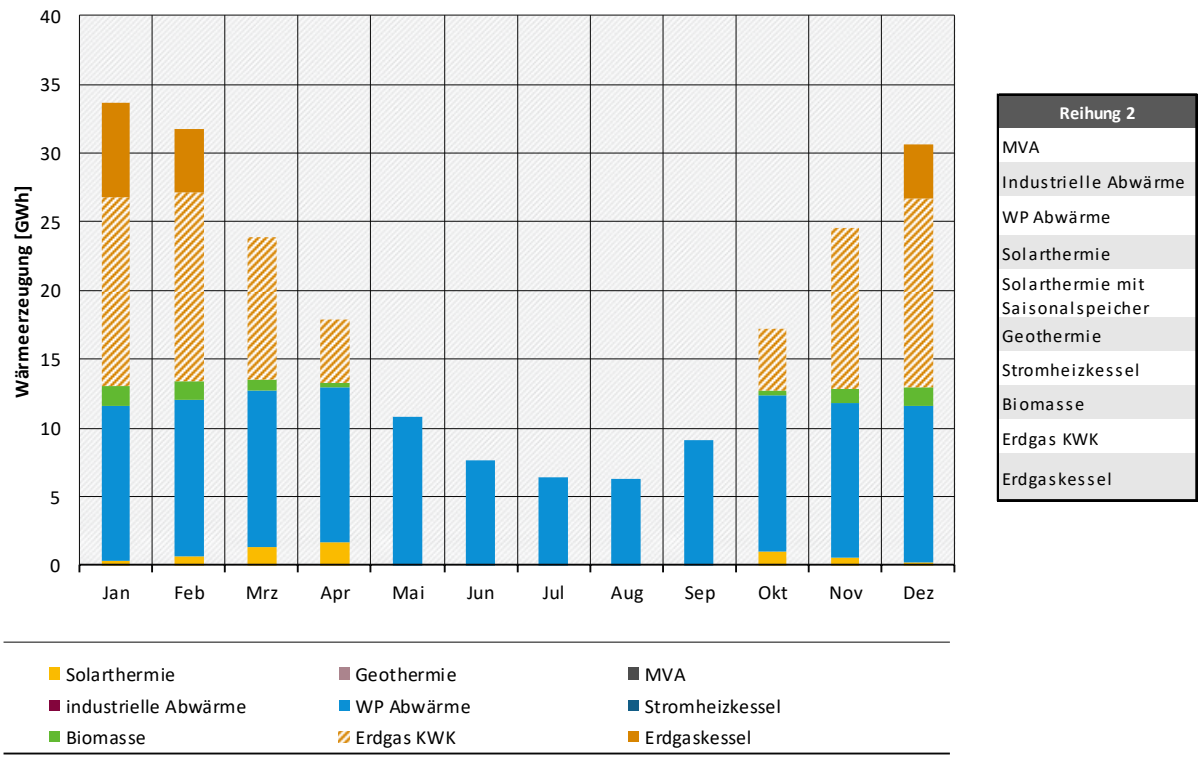
Die Potenziale und die sich ergebende Ausnutzung nach Technologie für die gleiche Beispielgemeinde (EE-Wärme- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 1) sind in Tabelle 23 dargestellt. Die Beispielgemeinde weist folgende Potenziale auf: Potenzial Solarthermie von 15 MW, Geothermie 30 MW sowie WP Abwärme 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 Technologien 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 Abschnitt III.7 sowie zur Bewertung der Ausschöpfung der lokal begrenzten EE-Wärmepotenziale genutzt.

Tabelle 23: 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 %**

Je nach Reihenfolge der Technologien ergibt sich für die Gemeinde ein anderes Techniksystem. Die folgende Abbildung 69 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 69: Monatliche Wärmeerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 2 und das sich daraus ergebende Techniksystem

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 werden 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.

Ökonomische und ökologische Bewertung der alternativen Szenarien

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 III.4.a dargestellten Rahmendaten sowie den Technologiesteckbriefen (vgl. Anhang V). Die der Analyse zugrundeliegenden Energiepreise und Zinssätze sind ebenfalls im Anhang in Abschnitt IV dargestellt.

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

Für die Investitionskosten in Anlagen und Anbindungsleitungen wird der Kapitalwert in Bezug auf das Jahr 2030 und einen Zinssatz in Höhe von 5,5 % kalkuliert. Hierfür wird ein Abschreibungszeitraum von 20 Jahren angenommen. Es werden 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 Abschnitt III.4.a dargestellten Emissionsfaktoren. Die Ergebnisse dienen als Eingangsdaten für die Kosten-Nutzen-Analyse. Die Auswahl der bevorzugten Techniksysteme je Gemeinde erfolgt anhand der Wärmegestehungskosten und wird unter Abschnitt III.6.b.i genauer beschrieben.

III.6.a.ii. 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[40].

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 dezentralen 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 dezentrale Technologien werden je nach Relevanz für den jeweiligen Versorgungsfall einbezogen:

- Sole-Wasser-Wärmepumpe
- Luft-Wasser-Wärmepumpe
- Holzpelletkessel

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

- 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 verschiedenen Versorgungsfälle durchgeführt. Für den Wohngebäudebereich ist 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 wird 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)[41]. Eine Übersicht der Referenzversorgungsfälle ist in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Übersicht der Referenz-Versorgungsfälle

Referenzgebäude	**Nutz-/Nettogrundfläche gemäß GEG* [m²]**	**Gebäudeheizlast[42] [kW]**	**Erzeugernutzenergie Raumwärme und Warmwasser[43] [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

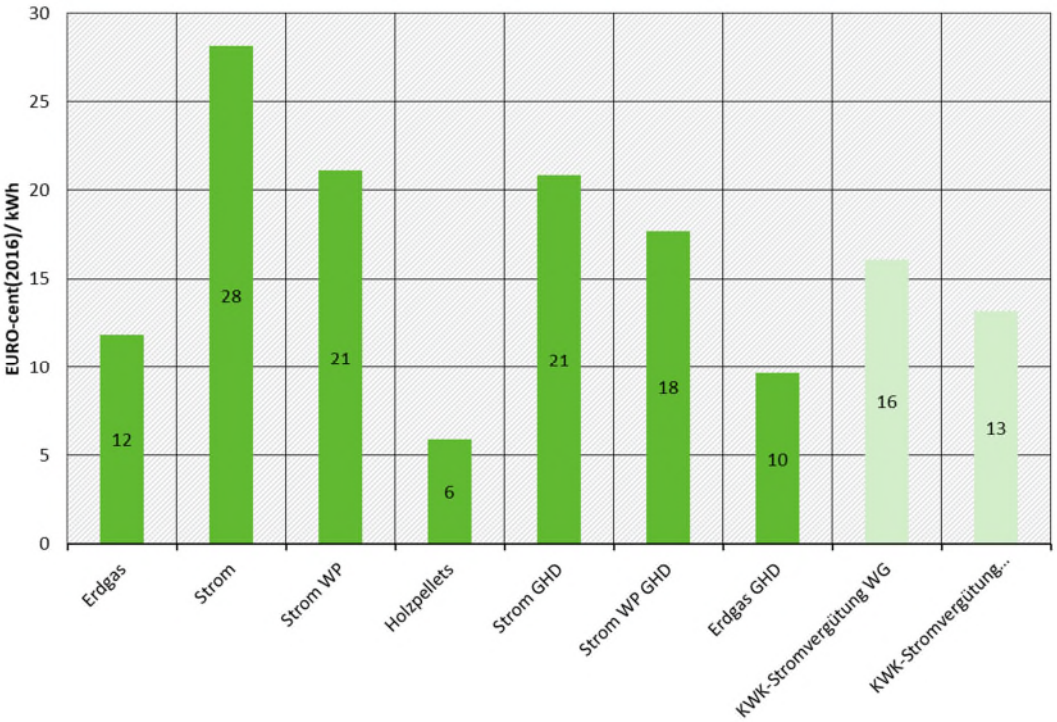
*GEG: Gebäude-Energie-Gesetz; Quelle: Eigene Darstellung

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

[42] Berechnet nach DIN EN 12831

[43] 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 V 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. Abschnitt IV.1)[44]. Abbildung 70 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.



*Strom- und Erdgaspreisentwicklung basierend auf Annahmen des Grundlagenszenarios.

Eigene Annahmen: Wärmepumpentarif 25 % Abschlag auf regulären Strompreis; Holzpelletpreisentwicklung entsprechend Preisprojektionen aus Politikszenarien IX (Harthan et al., 2020); KWK-Stromvergütung sind die kalukatorischen 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 Eigentstrom 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)

Abbildung 70: Energiepreise Wohngebäude (WG) und Dienstleistungssektor (GHD) im Jahr 2030

[44] In der Kosten-Nutzen-Analyse in Abschnitt III.7 werden die Energiekosten über den Zeitraum 2030 bis 2050 abgezinst.

Die Berechnung der Wärmebereitstellungskosten wird jeweils mit und ohne Förderung durch das Marktanreizprogramm[45] ermittelt. Da die Perspektive das Jahr 2030 ist, wird in der Förderung der Heizölkesselaustauschbonus jedoch nicht berücksichtig.

Tabelle 25: 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

III.6.b. Ergebnisse

III.6.b.i. Zentrale Versorgung im Jahr 2030

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

Für jede der 1.640 Gemeinden, die sich für die leitungsgebundenen Wärmeversorgung aufgrund der Wärmedichte und des Wärmeabsatzes qualifizieren, werden sechs verschiedene Techniksysteme (Kombinationen von Technologien) ermittelt, wodurch sich insgesamt 9.840 alternative Szenarien ergeben (vgl. Abschnitt III.6.a.i). Tabelle 26 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[46]. Auffällig ist, dass die aggregierten

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

[46] Energiegewichtet und inkl. Verteilkosten

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 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.

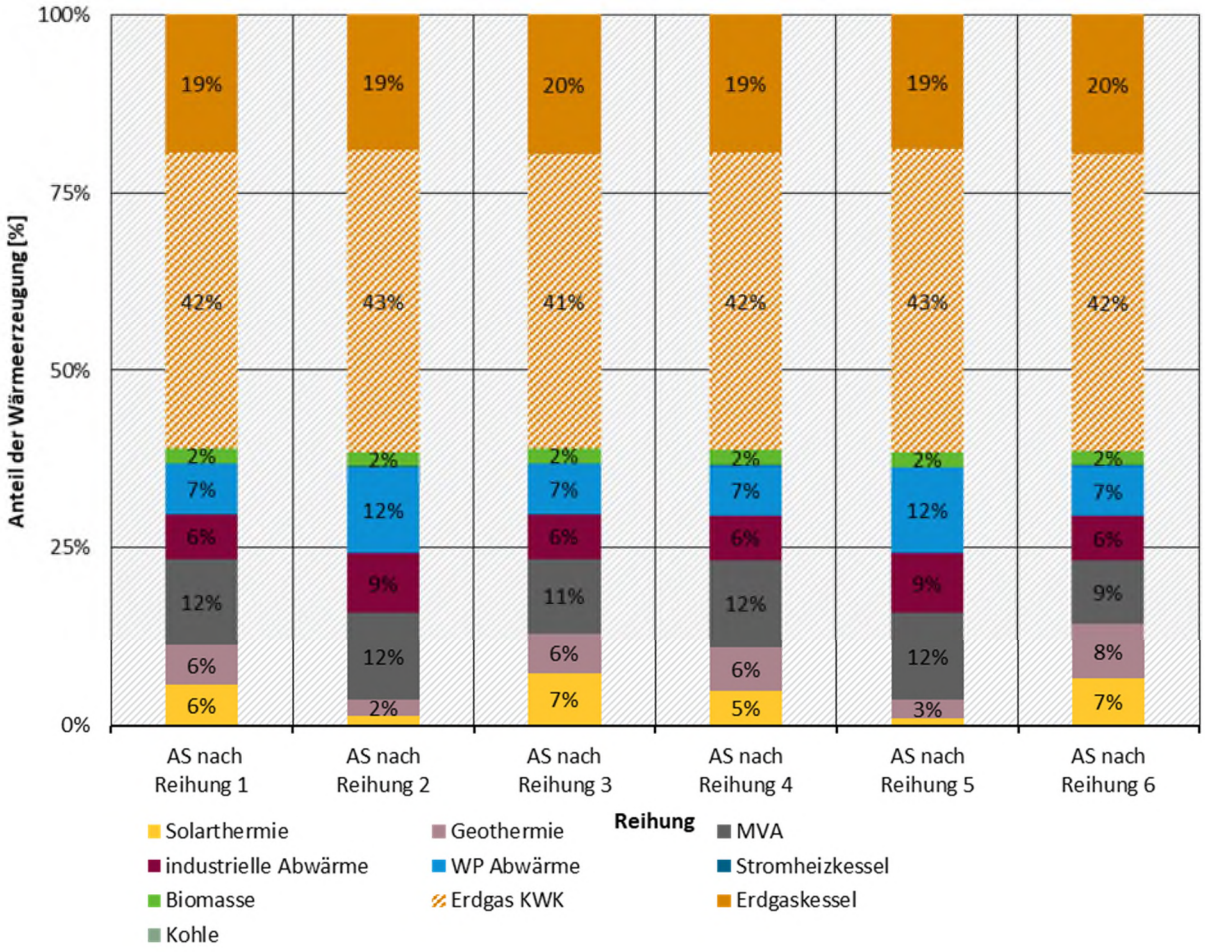
Tabelle 26: Ökonomische und ökologische Bewertung der aggregierten alternativen Szenarien (AS) nach den verschiedenen Reihenfolgen (Rx)

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

Im Folgenden wird auf die technischen Ergebnisse der einzelnen Reihungen näher eingegangen.

Abbildung 71 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 71: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung nach den verschiedenen Reihungen für das Jahr 2030

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:

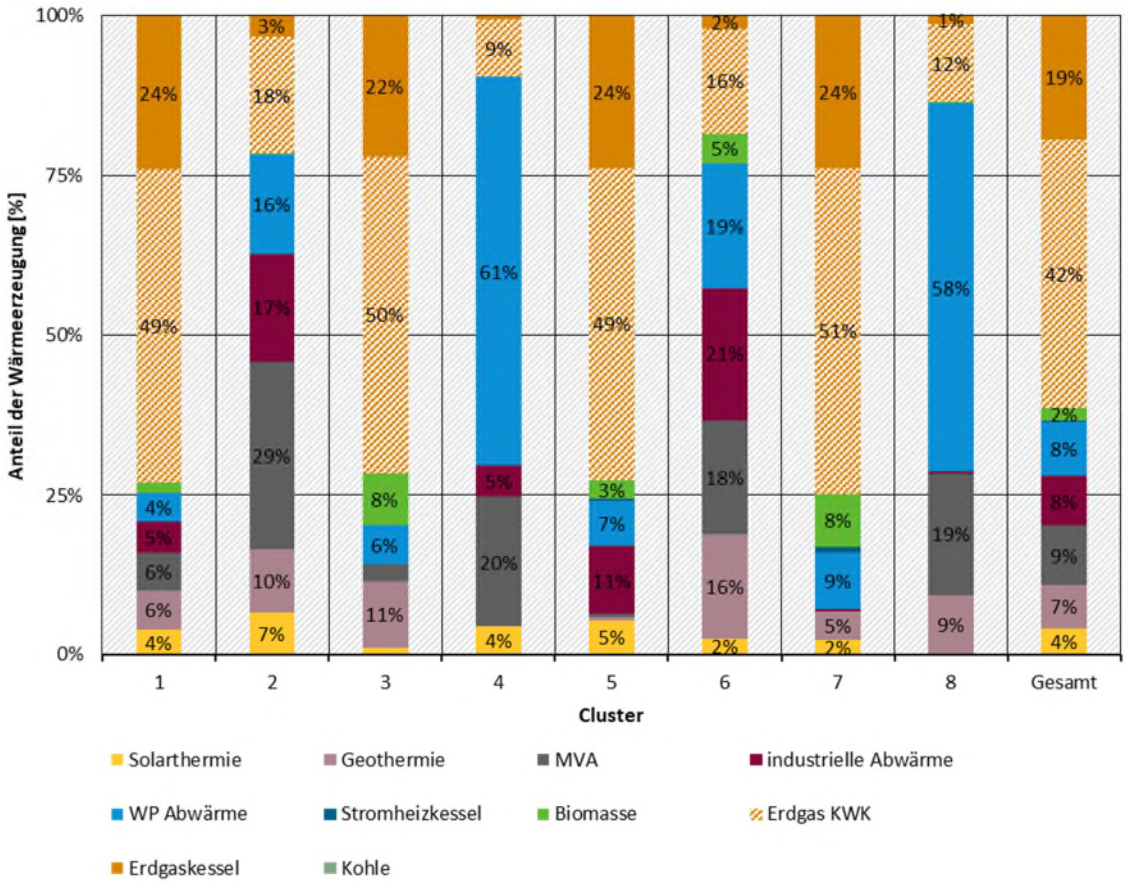
- Gemeindetyp (urban/ländlich)
- Nutzungsstruktur (Verbrauch rein durch Wohngebäude und den Sektor GHD/Dienstleistungen oder auch Verbraucher aus dem Sektor Industrie)
- Anteil an erneuerbaren Energien

Somit ergeben sich die in Tabelle 27 dargestellten acht Cluster.

Tabelle 27: 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**

Bei der Ausnutzung der Potenziale werden Unterschiede zwischen den einzelnen Clustern deutlich (Abbildung 72). 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 72: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2030, dynamisch

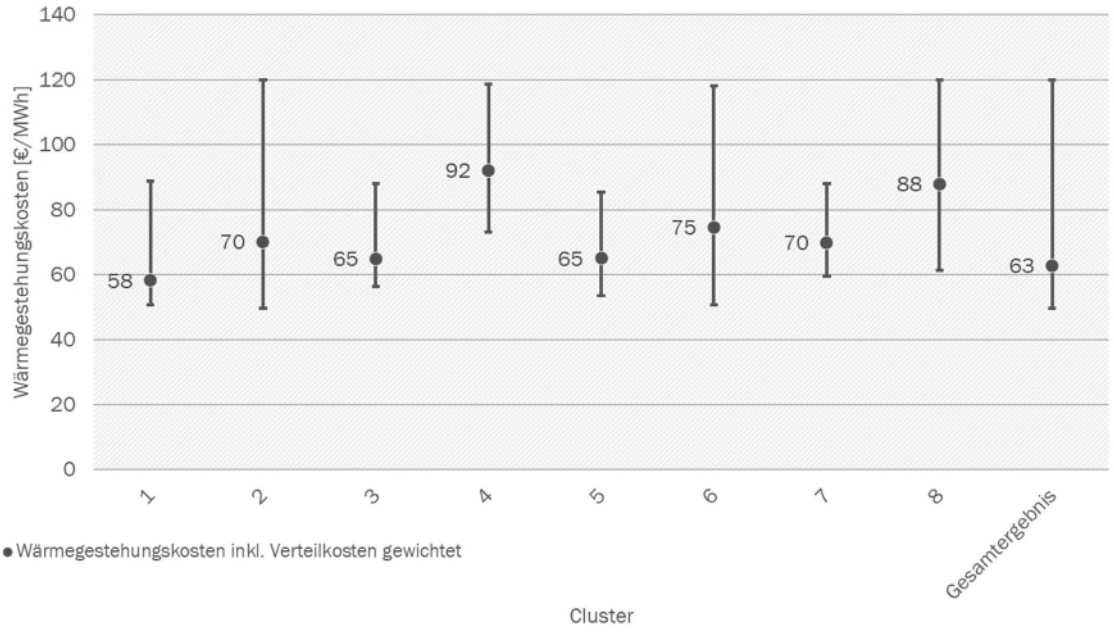
Im Vergleich zum Grundlagenszenario in Tabelle 28 wird deutlich, dass die meisten lokal verfügbaren erneuerbaren Energien (Solarthermie, Geothermie und Abwärme) in den alternativen Szenarien stärker genutzt werden als im Grundlagenszenario. Dadurch wird etwas weniger Biomasse benötigt, um das Ziel von 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 28: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2030 im Vergleich zum Grundlagenszenario

Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster	Grundlagenszenario
Solarthermie	6,3	3,5
Geothermie	10,8	5,3
MVA	14,4	13,5
Industrielle Abwärme	11,9	4,34

Wärmemenge [TWh]	Alle Cluster	Grundlagenszenario
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**

Die mittleren gewichteten Wärmegestehungskosten[47], die sich in den einzelnen Clustern durch den spezifischen Technologiemix je Gemeinde ergeben, sind in Abbildung 73 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.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 73: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach Cluster inkl. Verteilkosten in 2030

Die mittleren gewichteten Wärmegestehungskosten der jeweiligen EE- und Abwärmetechnologien können Tabelle 29 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

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

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 III.6.a 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 29: 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
Stromheizkessel	195

Quelle: Eigene Darstellung (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 sind.

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, wird 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 werden diese Aspekte nicht vertieft untersucht.

III.6.b.ii. Zentrale Versorgung 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.

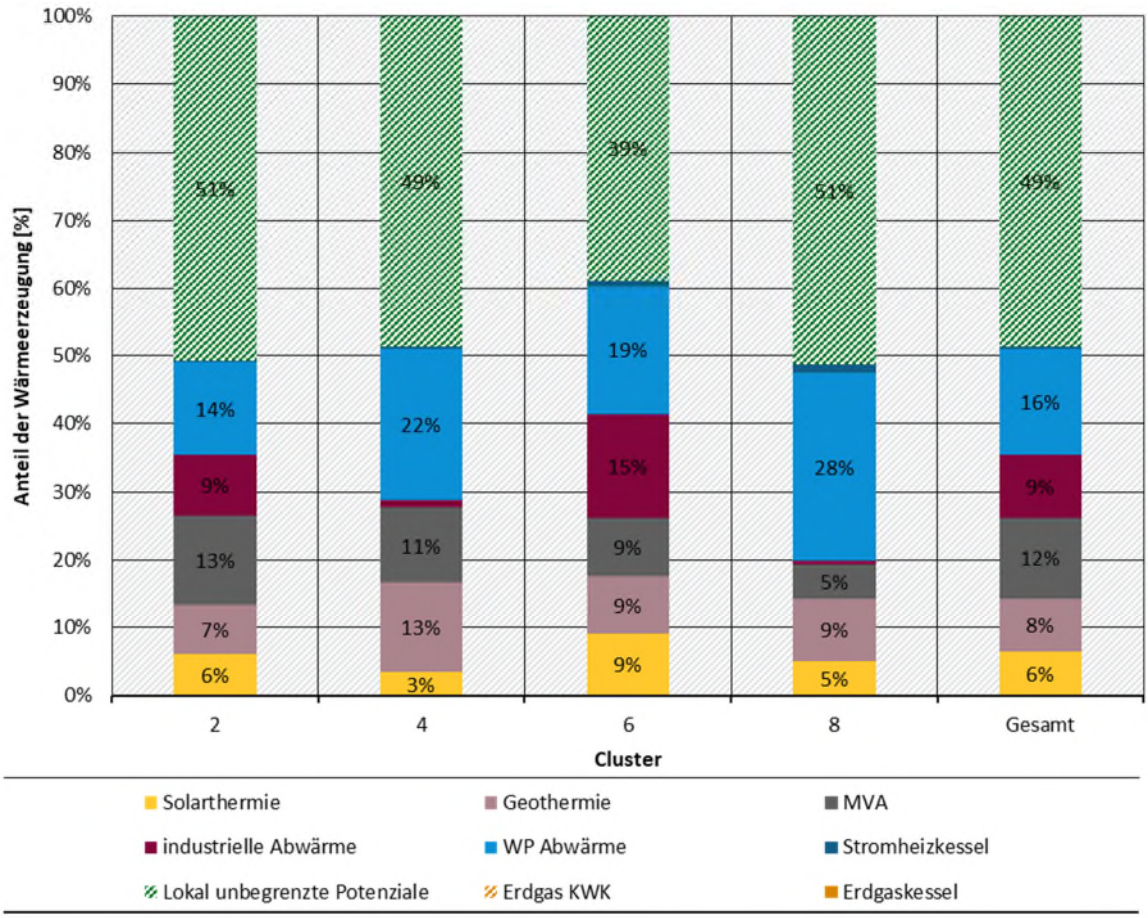
Für die Analyse ist der Fernwärmebedarf von 2030 zugrunde gelegt, jedoch wird der Rückgang des Endenergiebedarfs bis 2050 durch den steigenden Fernwärmeausbau nahezu ausgeglichen. Im Grundlagenszenario liegt der Fernwärmebedarf in 2050 bei 153 TWh und ist somit nur geringfügig niedriger als der Fernwärmebedarf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

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

Tabelle 30: 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**

Bei der vollständigen Abdeckung der Wärmeerzeugung über erneuerbare Energien und Abwärme können im Mittel 51 % des Wärmebedarfs über lokal begrenzte Wärmequellen abgedeckt werden (Abbildung 74). Die anderen 49 % können über lokal unbegrenzte Technologien abgedeckt werden, wie Luft-Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie, Biomasse oder synthetische Gase bzw. Wasserstoff.



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 74: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2050

Die Wärmeerzeugung der einzelnen Technologien ist in Tabelle 31 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 (siehe auch Abschnitt III.5.d).

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

Tabelle 31: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2050

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

Die ökonomische und ökologische Bewertung der Erzeugung über 100 % erneuerbare Wärme ist in Tabelle 32 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 32: Ökonomische und ökologische Bewertung der Fernwärmeerzeugung mit 100 % EE-Anteil in 2050

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

III.6.b.iii. Zentrale Kältebereitstellung

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 geringen 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).

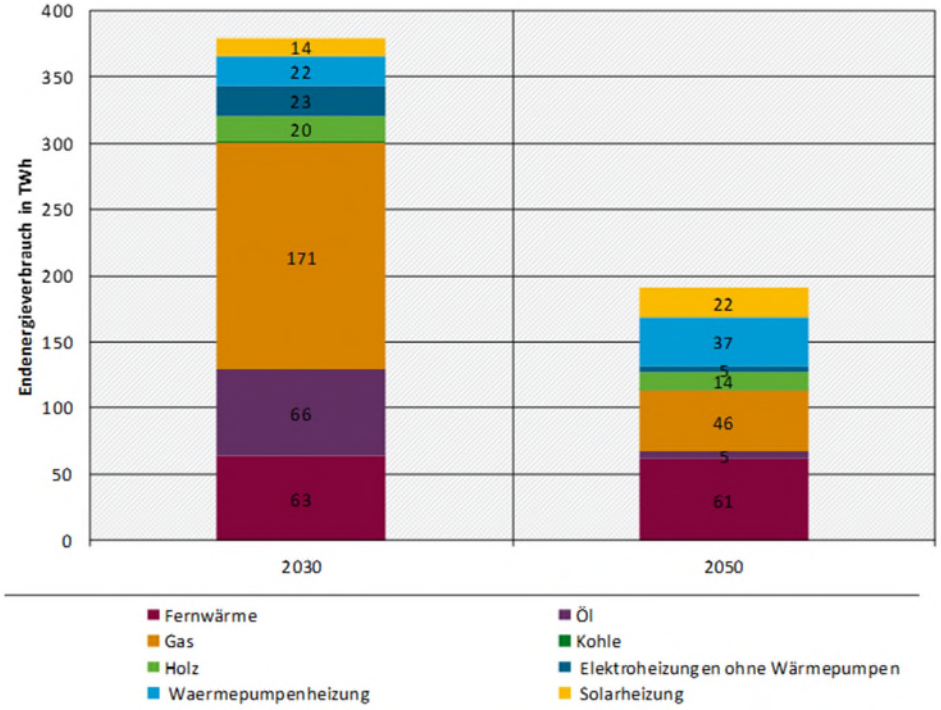
Ein wesentlicher Vorteil der Nutzung von Wärmenetzen für die Kälteversorgung wäre die bessere Ausnutzung von erneuerbaren Energien oder Abwärme, die aufgrund der geringen Last im Sommer sonst nicht vollständig in Netze integriert werden können (insb. Solarthermie, Abwärme von Müllverbrennungsanlagen 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).

III.6.b.iv. Dezentrale Wärme-Versorgungsoptionen – Wohngebäude und Sektor Dienstleistungen

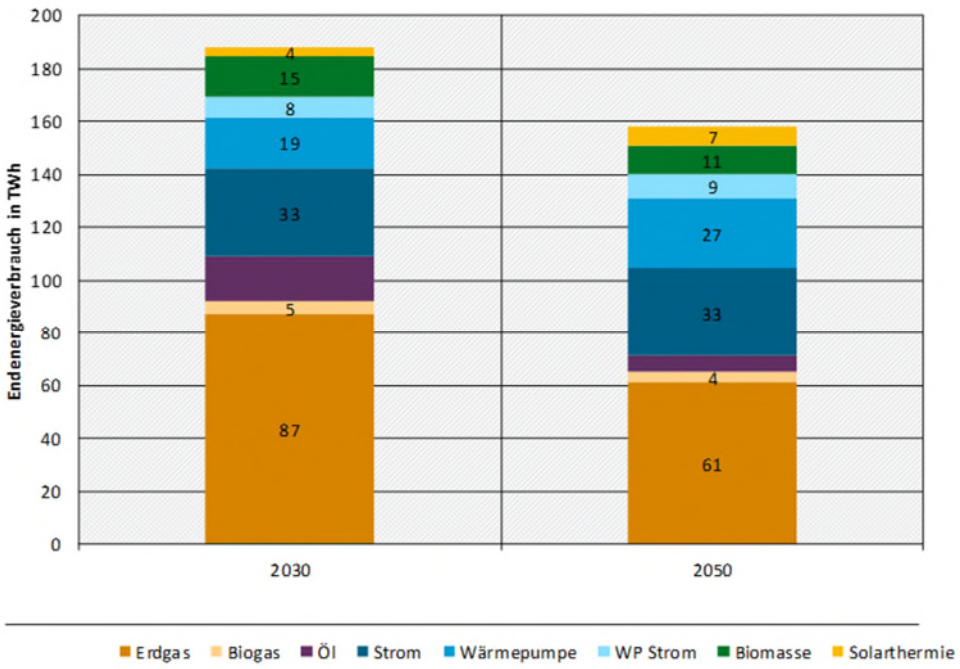
Abbildung 75 und Abbildung 76 zeigen die Verwendung der Energieträger in der dezentralen Versorgung im Grundlagenszenario im Jahr 2030 und im Jahr 2050 für Wohngebäude und den Sektor Dienstleistungen. Der dargestellte Endenergieverbrauch entspricht den wirtschaftlichen Potenzialen der dezentralen Wärmeversorgung 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 (siehe auch Abschnitt III.6.a.ii).



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 75: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Wohngebäude

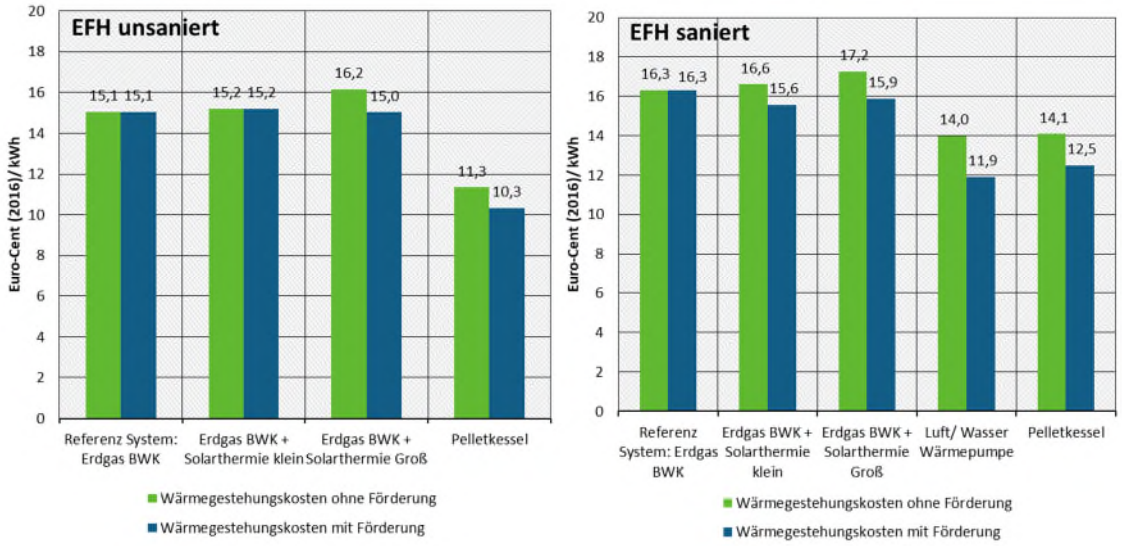


Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Abbildung 76: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Dienstleistungen

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 77). 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.

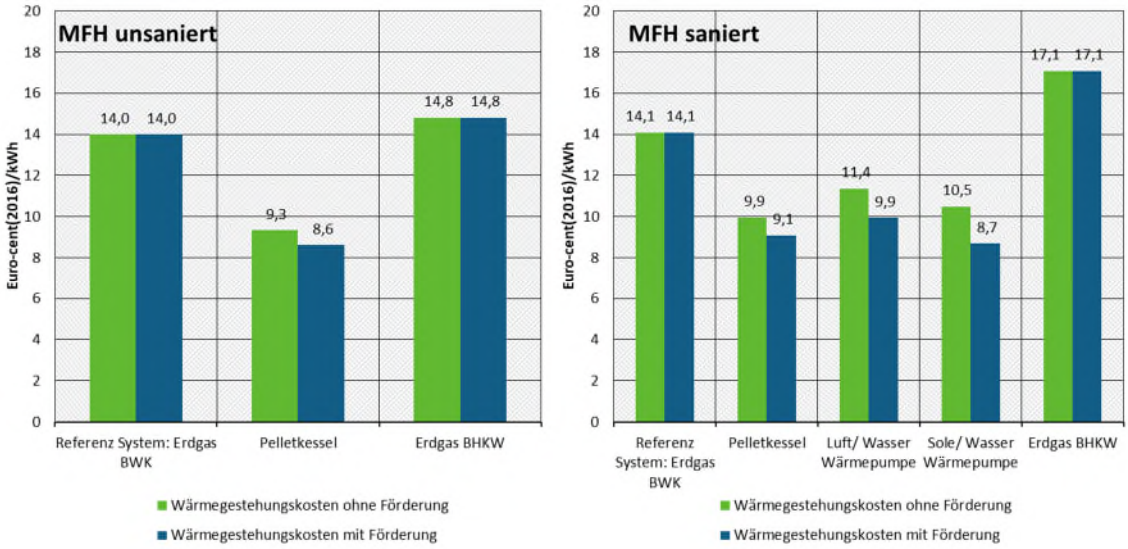


EFH … Einfamilienhaus

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 77: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Einfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030

Die Ergebnisse für die untersuchten Mehrfamilienhäuser sind in Abbildung 78 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.

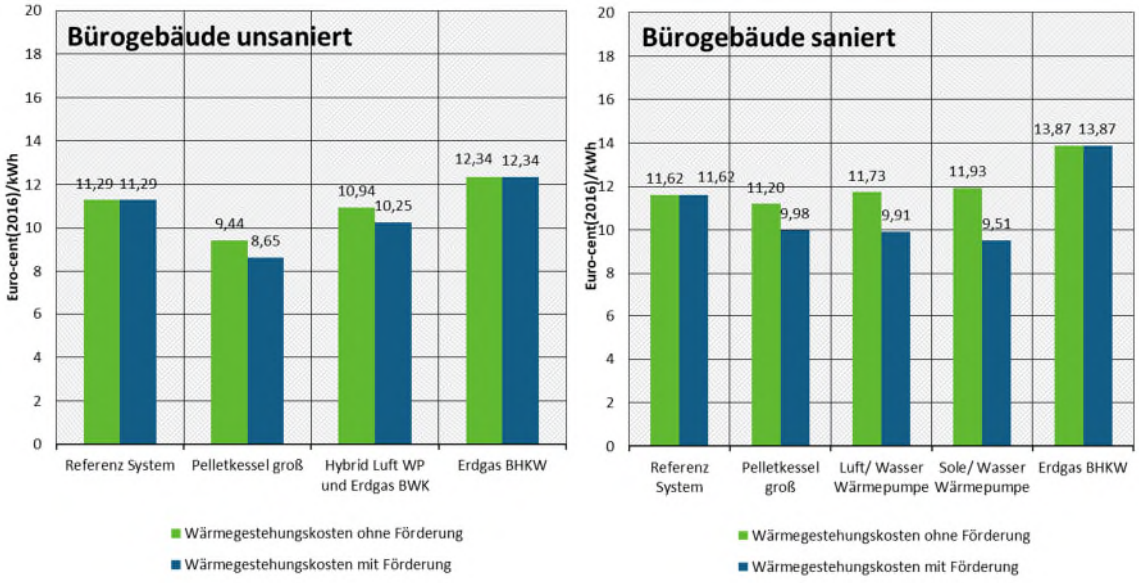


MFH …. Mehrfamilienhaus

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 78: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Mehrfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030

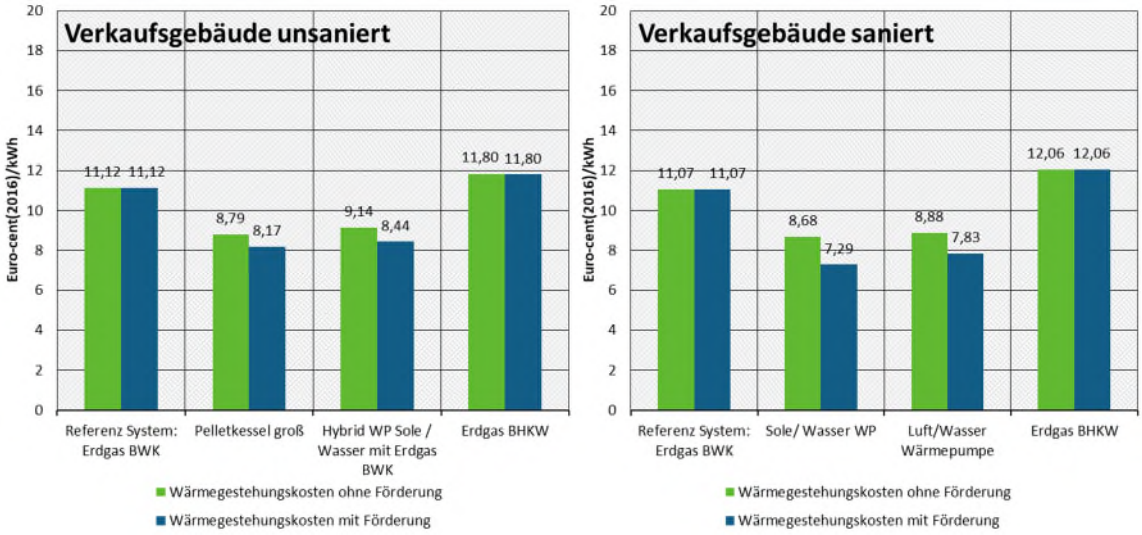
Abbildung 79 zeigt die Ergebnisse für die Bürogebäude als Referenzuntersuchung für den Dienstleistungssektor. Im unsanierten Zustand liegen die Wärmbereitstellungskosten zwischen 9,4 Eurocent/KWh und 12,3 Eurocent/kWh im Jahr 2030. Neben dem Pelletkessel ist hier im unsanierten Zustand auch eine bivalentes 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 79: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Bürogebäude-Referenzfall im Jahr 2030

Als zweiter Referenzfall für den Dienstleistungssektor zeigt Abbildung 80 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 80: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Vekaufsgebäude-Referenzfall im Jahr 2030

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. Abschnitt III.6.b) liegen, was die Relevanz der zentralen EE-Wärmeversorgung für die identifizierten Gemeinden (siehe Abschnitt III.5.i und Abschnitt III.6.b.i) verdeutlicht.

III.6.b.v. 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.

III.6.b.vi. 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 werden die Anwendungen Warmwasser, Klimakälte, Raum-, Prozesswärme und -kälte berücksichtigt, deren Erzeugung auf Basis fossiler oder biogener Brennstoffe erfolgt. Hierbei wird 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 wird.

Die Ergebnisse der Abschätzung können der Tabelle 33 entnommen werden. Ein Rückgang von 143 PJ 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 33: Wärmeseitiges KWK-Potential 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)[48]	29	24	16
Gesamt, einschl. bedingt nutzbarem Potenzial	**225**	**180**	**110**

[48] Bedingt nutzbares Potenzial

III.7. Kosten-Nutzen-Analyse entsprechend Anhang VIII

In diesem Abschnitt wird die Kosten-Nutzen-Analyse für die entwickelten alternativen Szenarien (vgl. III.6) durchgeführt. Wie in Abschnitt III.6 dargestellt, stellen die alternativen Szenarien die Kombination standortspezifischer zentraler Wärmeversorgungssysteme in einzelnen Gemeinden in Deutschland unter Berücksichtigung standortspezifischer Bedingungen wie EE- und Abwärmepotenziale und Wärmebedarfsdichten dar. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Investitionen im Jahr 2030 getätigt werden und eine Laufzeit von 20 Jahren haben. Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt deshalb jährliche Ergebnisse. Um die standortspezifischen Ergebnisse der zentralen Wärmeversorgung aus Abschnitt III.6 einzuordnen, werden die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien zusätzlich 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[49]. Für Kosten-Nutzen-Analyse bedeutet das, dass der Unterschied zwischen Grundlagenszenario und alternativen Szenario in der Bewertung der zentralen wärmenetzbasierten Versorgung liegt. Für eine Bewertung dezentraler Versorgungsoptionen für verschiedene Versorgungsfälle sei auf Abschnitt III.6.b.iv 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.[50]

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.

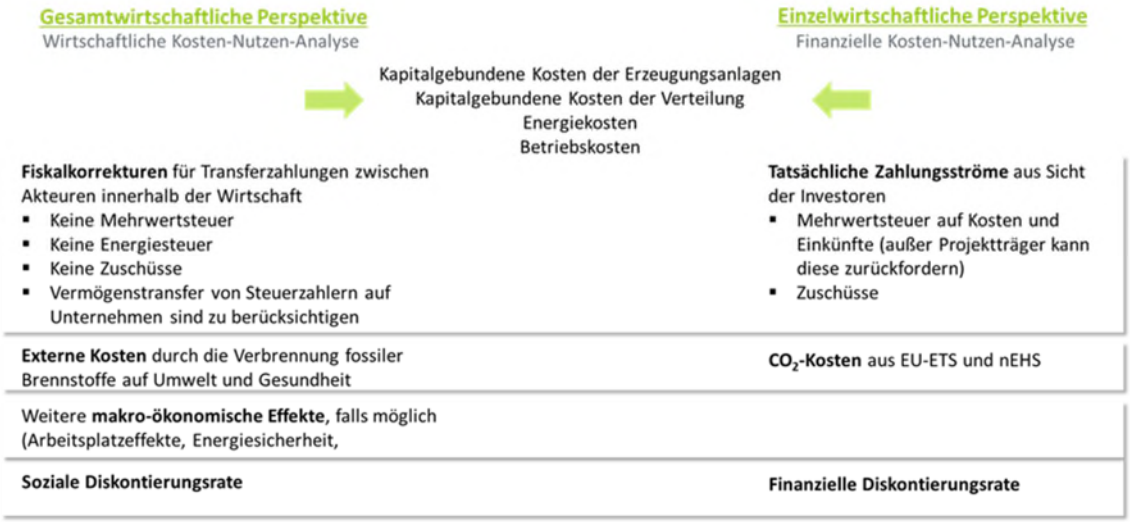
Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert dabei auf der Methode des abgezinsten Zahlungsstroms, wobei jährliche Wärmegestehungskosten betrachtet werden. Zur Erfüllung der Richtlinien werden in der Analyse die Kosten und Nutzen aus Grundlagen- und alterna-

---

[49] 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.

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

tiven Szenarien quantifiziert, bewertet und verglichen (Abbildung 81). 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.



Quelle: Eigene Abbildung (IREES)

Abbildung 81: Abgrenzung der gesamt- und einzelwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse

Im Vergleich zur einzelwirtschaftlichen Perspektive werden in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive 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.

III.7.a. Zentrale Rahmendaten für die Kosten-Nutzen-Analyse

Die ausführliche Beschreibung der verwendeten Rahmendaten ist in Anhang IV 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 34). 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 35).

Tabelle 34: 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/tCO_2äq.]		222,50

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

Tabelle 35: 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)

III.7.b. 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 III.3.

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 ($ANF_{n,i}$) 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.

III.7.c. 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 36 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 36: 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 V.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 13). 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 KWK Dampfturbine in Abschnitt V.9).

Tabelle 37 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 37: 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)

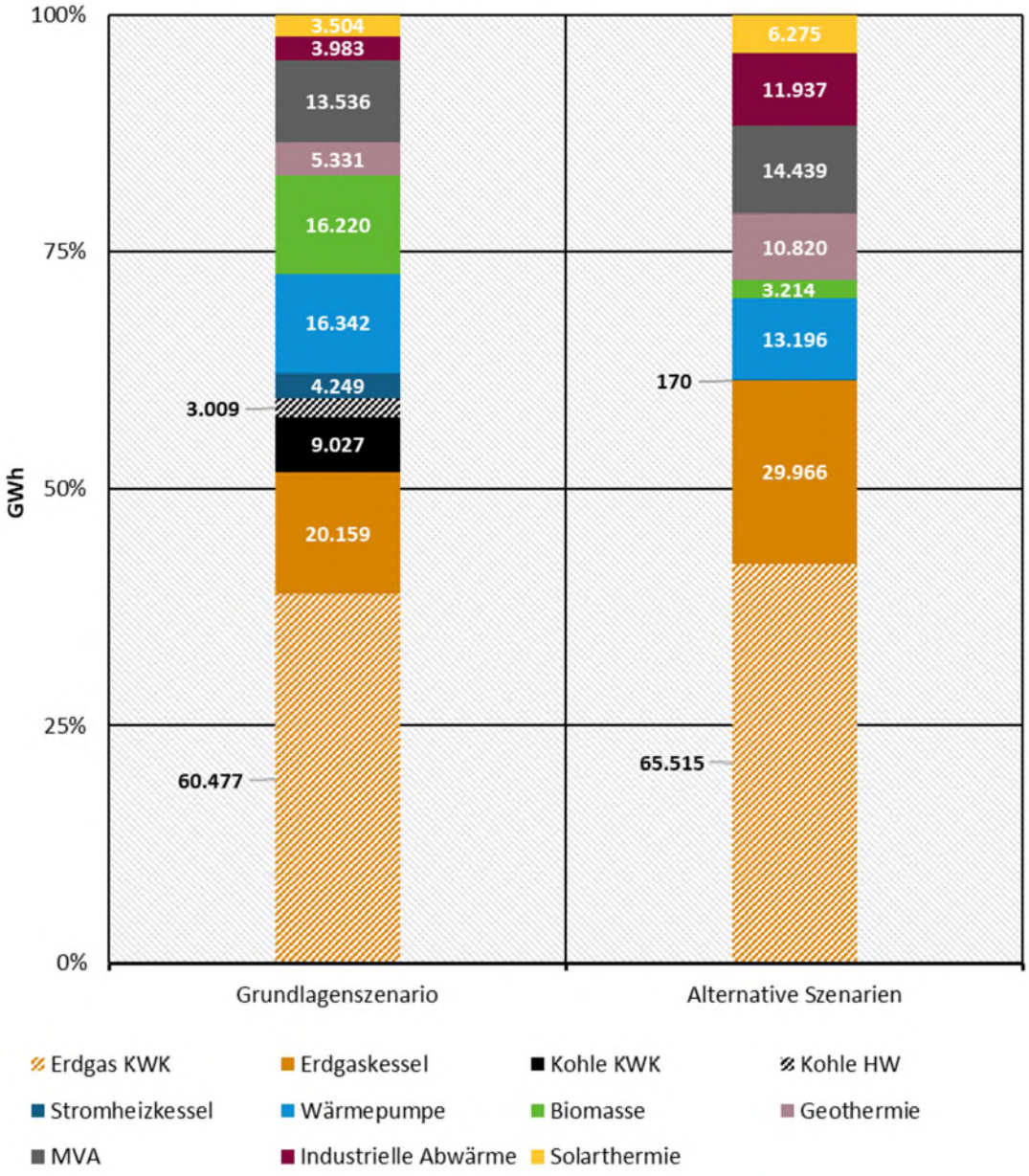
Die Berechnung in der gesamtwirtschaftlichen Perspektive erfolgt analog zur einzelwirtschaftlichen mit entsprechenden Korrekturen der Energiepreise um Steuern und CO_2-Abgaben und der Berücksichtigung einer sozialen Diskontrate von 2 %.

III.7.d. Ergebnisse

III.7.d.i. Endenergiebereitstellung der Fernwärme

Abbildung 82 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.

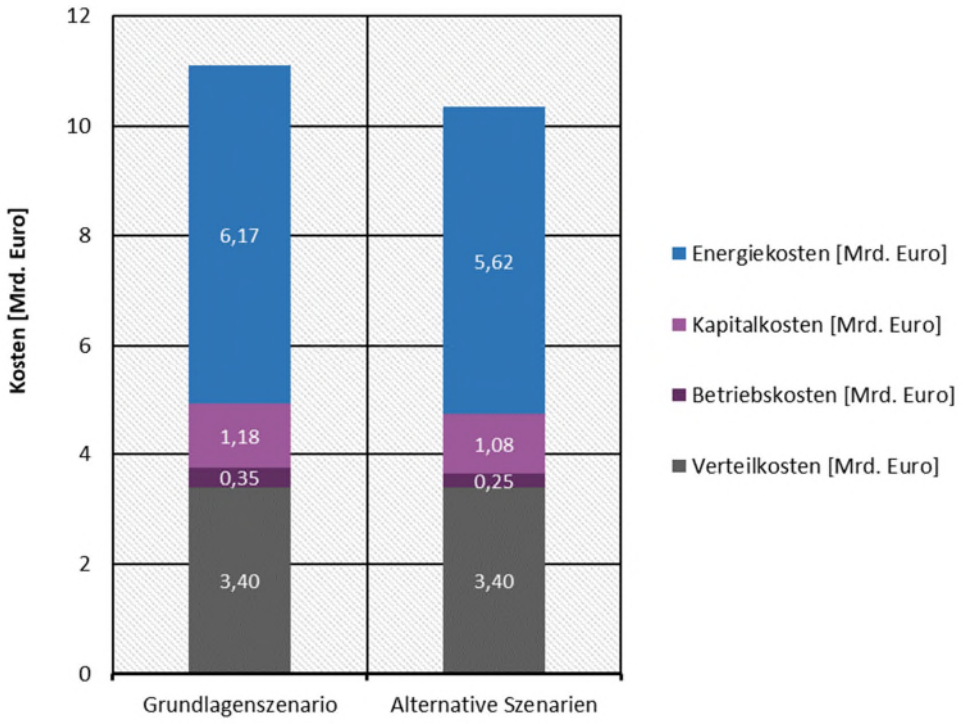


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 82: Jährlich bereitgestellte Endenergie der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien in GWh

III.7.d.ii. Wirtschaftliches Potenzial in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung

Für die alternativen Szenarien ergeben sich durchschnittliche, energiegewichtete Wärmegestehungskosten von 67 Euro/MWh[51] 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 153 g/kWh. Die Differenzkosten zwischen Grundlagenszenario und alternativen Szenarien ergeben sich aus der Differenz der Jahresvollkosten (absolute Wärmegestehungskosten) in den beiden Szenarien (Abbildung 83). In der einzelwirtschaftlichen Betrachtung ergeben sich jährliche 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. 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 83: Einzelwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien

[51] Die durchschnittliche Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien aus der Kosten-Nutzen Analyse sind höher als die in Abschnitt III.6 dargestellte, da hier nicht die Energiepreise den Jahres 2030 angesetzt werden, sondern die Energiepreisentwicklung im Zeitraum 2030 bis 2050 berücksichtigt werden.

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

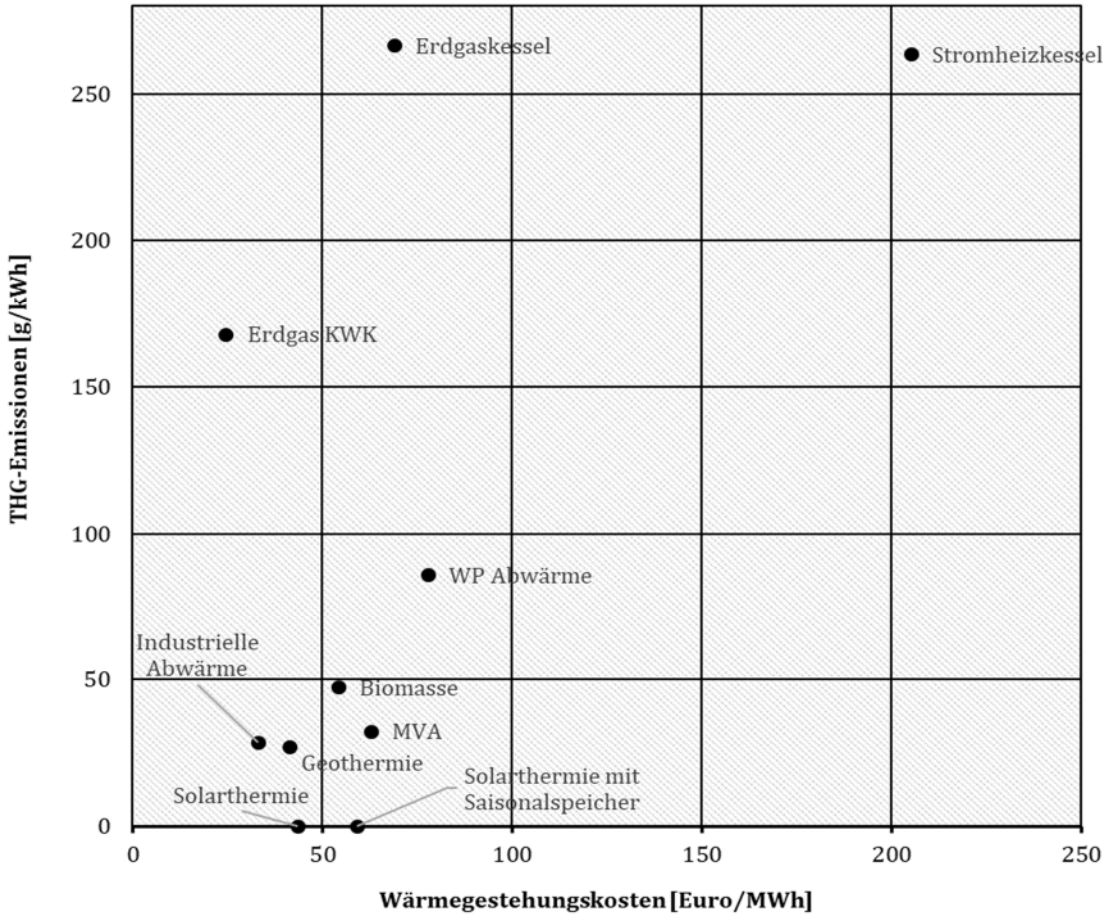
In Abbildung 84 werden Kosten und Nutzen auf Technologieebene dargestellt, indem spezifische Wärmegestehungskosten in der einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise und spezifische THG-Emissionen in Verhältnis gebracht werden[52]. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass in der Abbildung die Kosten als Mittelwert 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 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[53]. Bei der Bewertung der spezifischen THG-Emissionen wird der durchschnittliche Emissionsfaktor für Strom im Jahr 2030 angesetzt[54]. 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 eine strombasierte Wärmeversorgung in der Fernwärme sich somit auch in der unteren linken Ecke von Abbildung 84 – 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.

---

[52] In dieser Darstellung ohne Verteilkosten

[53] Stromheizkessel werden nachrangig als EE-Option eingesetzt, um die vorgegebenen EE- und Abwärmeanteile in der Gemeinde zu erreichen. Siehe hierzu Tabelle 22 und nachfolgende Abschnitte.

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



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 84: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der Technologien in der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien im Jahr 2030[55]

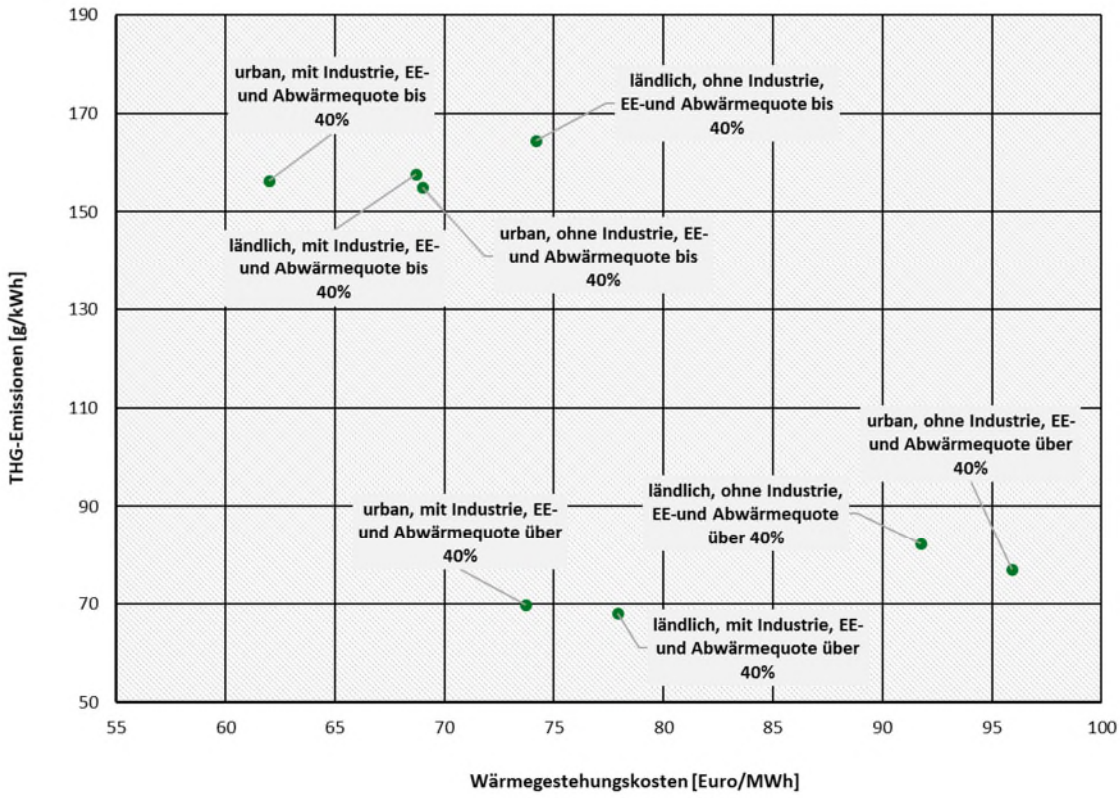
Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen nach Versorgungsgebietscluster der alternativen Szenarien

Abbildung 85 zeigt die spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der in Abschnitt III.6.b.i abgeleiteten Cluster, die Gemeinden mit ähnlichem 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 das 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. Auf-

[55] Die Kostenunterschiede zur Darstellung in den vorangegangenen Analysen in Abschnitt III.6 ergeben sich durch die Berücksichtigung abgezinster Zinssätze

grund 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 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.



Quelle: Eigene Darstellung(IREES)

Abbildung 85: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien nach Versorgungsgebietscluster im Jahr 2030

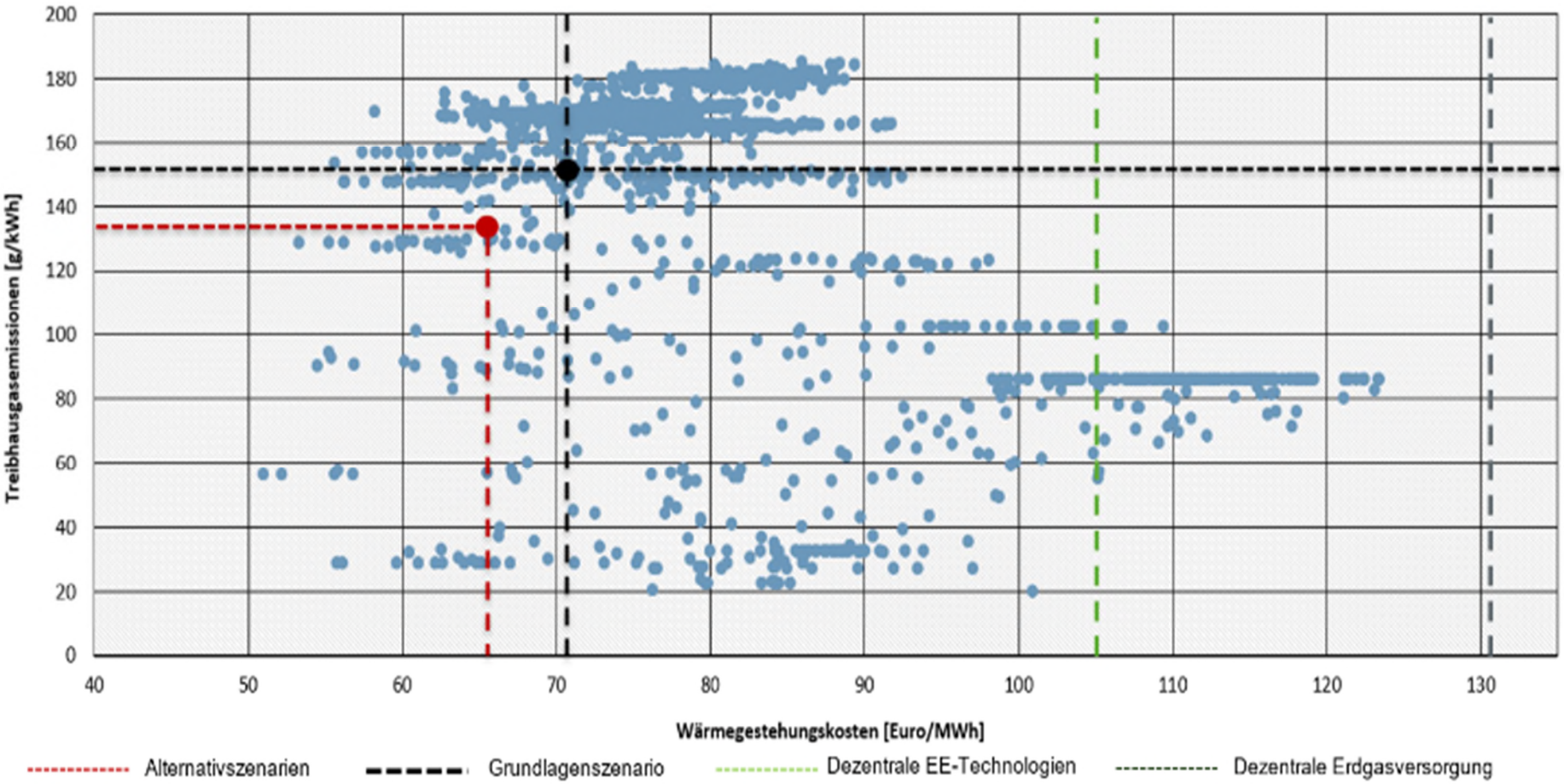
Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen auf Gemeindeebene unter Berücksichtigung der dezentralen Versorgungsoptionen

Die folgenden Abbildungen stellen die Techniksysteme in den alternativen Szenarien in den für eine Wärmenetzversorgung geeigneten 1.640 Gemeinden dar (vgl. III.6). 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 86 stellt jede der Gemeinden einen Punkt dar, mit den resultierenden spezifischen Wärmegestehungskosten[56] 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. III.6.b.iv).

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 Techniksystemen 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 des Grundlagenszenarios.

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

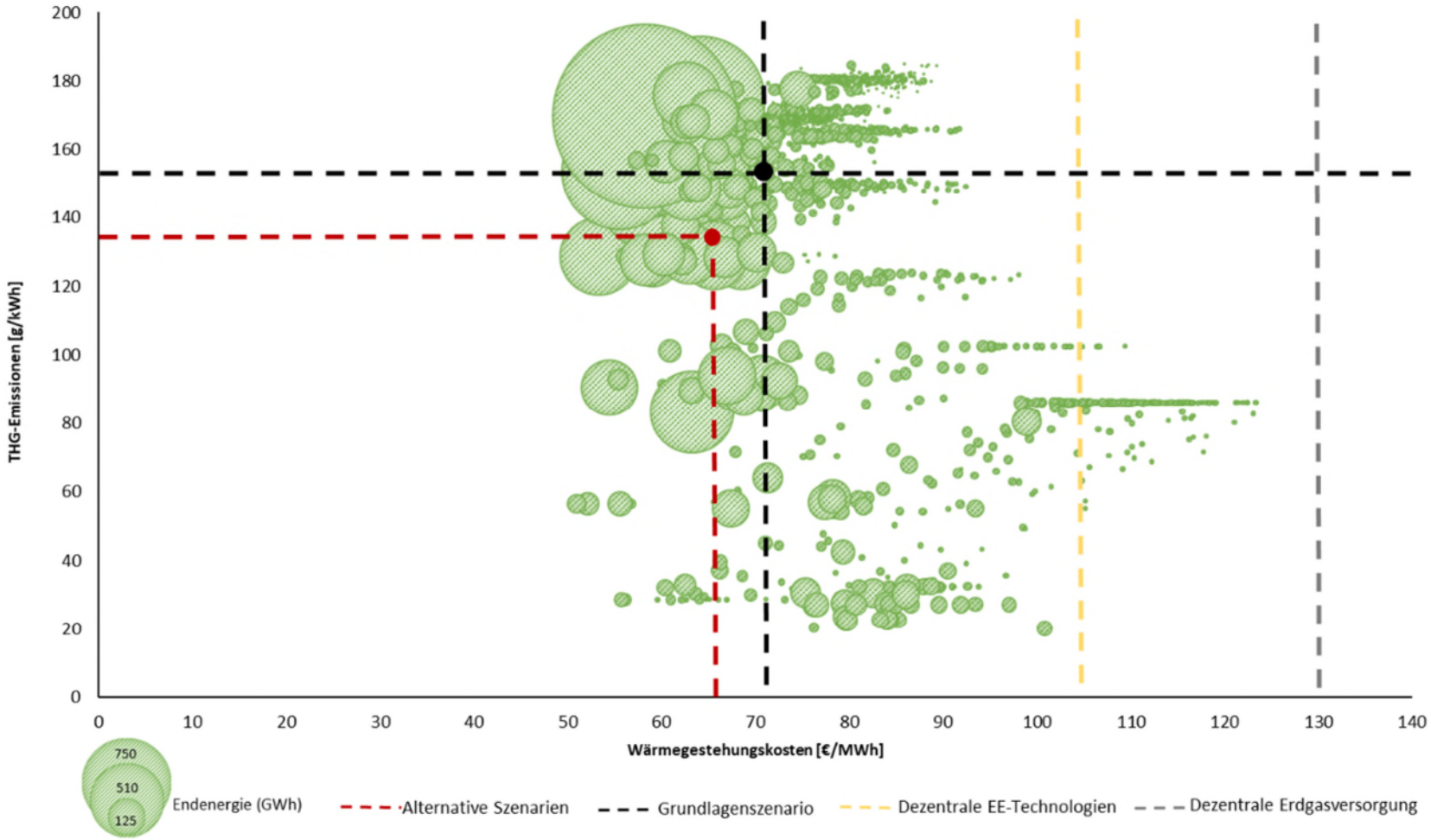


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 86: Spezifische THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien im Vergleich zu durchschnittlichen Werten des Grundlagenszenarios, sowie Kosten dezentraler Versorgungsoptionen im Jahr 2030

Um die Relevanz dieser Gemeinden für die Gesamtergebnisse einzuordnen, wird in Abbildung 87 die Analyse um die Dimension der jährlichen Fernwärmebereitstellung in GWh ergänzt (in Grün dargestellt).

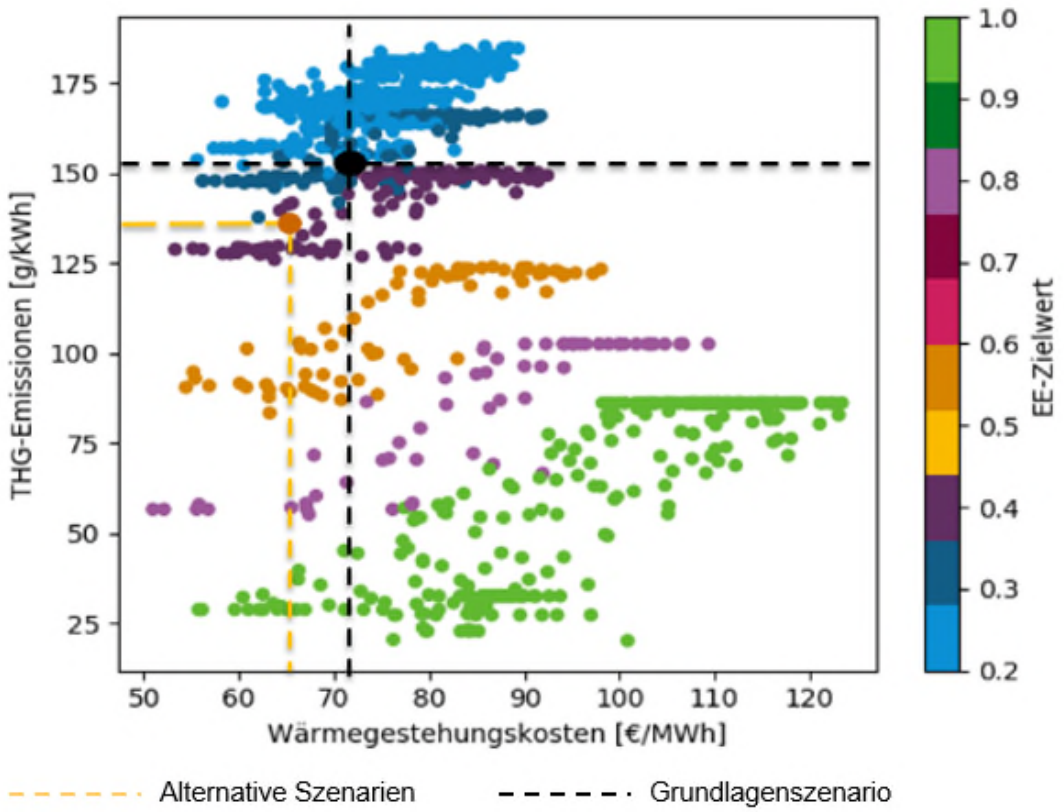
Es wird ersichtlich, dass höhere spezifischen Kosten und THG-Emissionen für die zentralen Wärmeversorgungsysteme mit geringerer Fernwärmebereitstellung verbunden sind. Dies liegt zum einen daran, dass die durchschnittlichen Wärmeverteilkosten in Gebieten mit einer hohen Wärmedichte (urbane Gebiete) im 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 87: Spezifische THG-Emissionen 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

Um den Einfluss der Erschließung der lokalen EE-Potenziale darzustellen, ergänzt Abbildung 88 die beiden vorherigen Darstellungen um den in den Analysen resultierenden Zielwert für erneuerbare Energien und Abwärme am jeweiligen Fernwärmemix (vgl. Abschnitt III.6.a.i). 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 88: Spezifische THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Gemeinden mit Vergleich zum Grundlagenszenario und alternativen Szenarien im Jahr 2030 mit dem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme am Endenergieverbrauch in der Wärmenetzversorgung entsprechend Tabelle 20

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 88 macht deutlich, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen spezifischen THG-Emissionen sowie Wärmegestehungskosten und dem Zielwert für Erneuerbare und Abwärme besteht. Abbildung 87 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 und als auch die zentrale Wärmeversorgung zu entwickeln, die eine vollständige Dekarbonisierung ermöglichen. Wie in Abschnitt III.6.b.ii 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 wird, zeigt die Analyse, dass vielmehr die kosteneffiziente Erschließung und Bereitstellung von klimaneutraler Wärme das entscheidenden Kriterium darstellen sollte. Vor dem Hintergrund, dass lokale Potenziale unterschiedlich sind, ist es notwendig integrierte Konzepte auf lokaler Ebene zu entwickeln und umzusetzen. Diese sollten die in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten, 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.

III.7.d.iii. Wirtschaftliches Potenzial in einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive

Tabelle 38 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 diese 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 gegenüber dem Grundlagenszenario. Dies entspricht in etwa den Differenzkosten der einzelwirtschaftlichen Betrachtung (vgl. Abbildung 83). 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 38: 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)

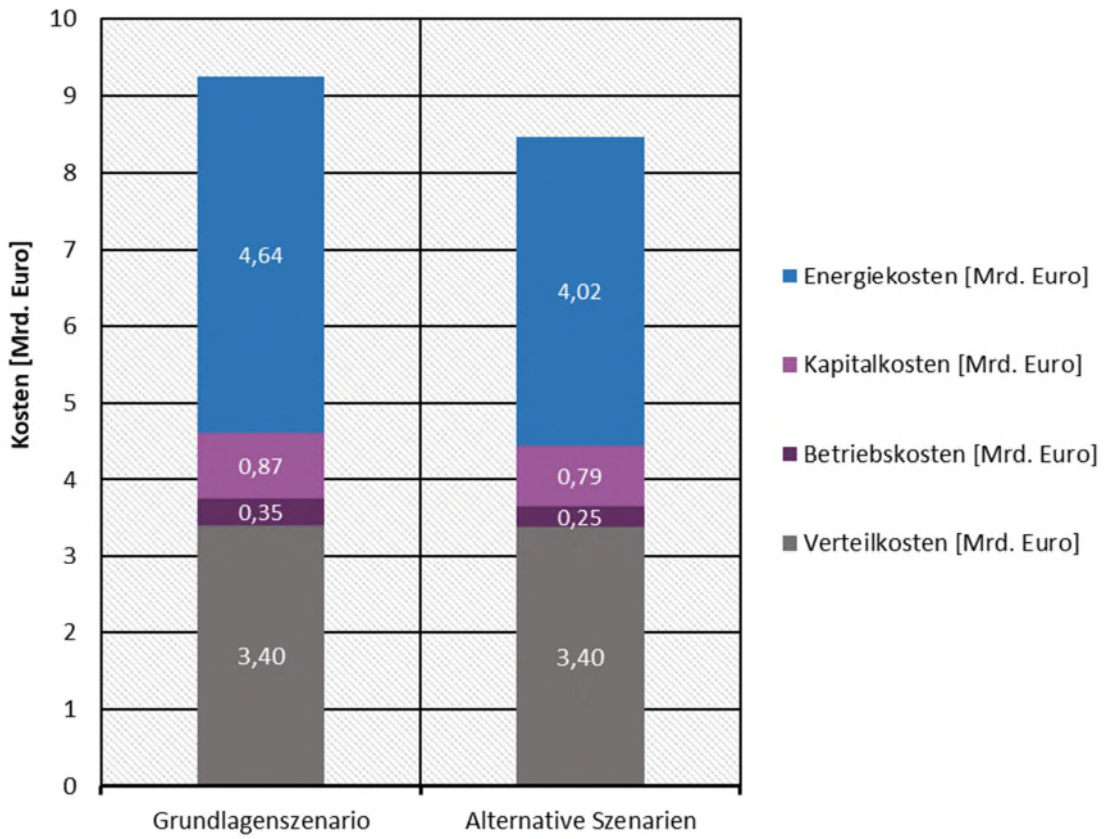


Abbildung 89: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

III.7.d.iv. THG-Emissionen und Primärenergieeinsparungen

Tabelle 39 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. III.8.a) resultieren vermiedene jährliche Klimakosten in Höhe von rund 522 Mio. Euro.

Tabelle 39: Jährliche THG-Emissionen und Klimaschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien

	Grundlagen-szenario	**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	
Klimaschäden [Mio. Euro]	5.292	4.769		522

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Tabelle 40 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 %).

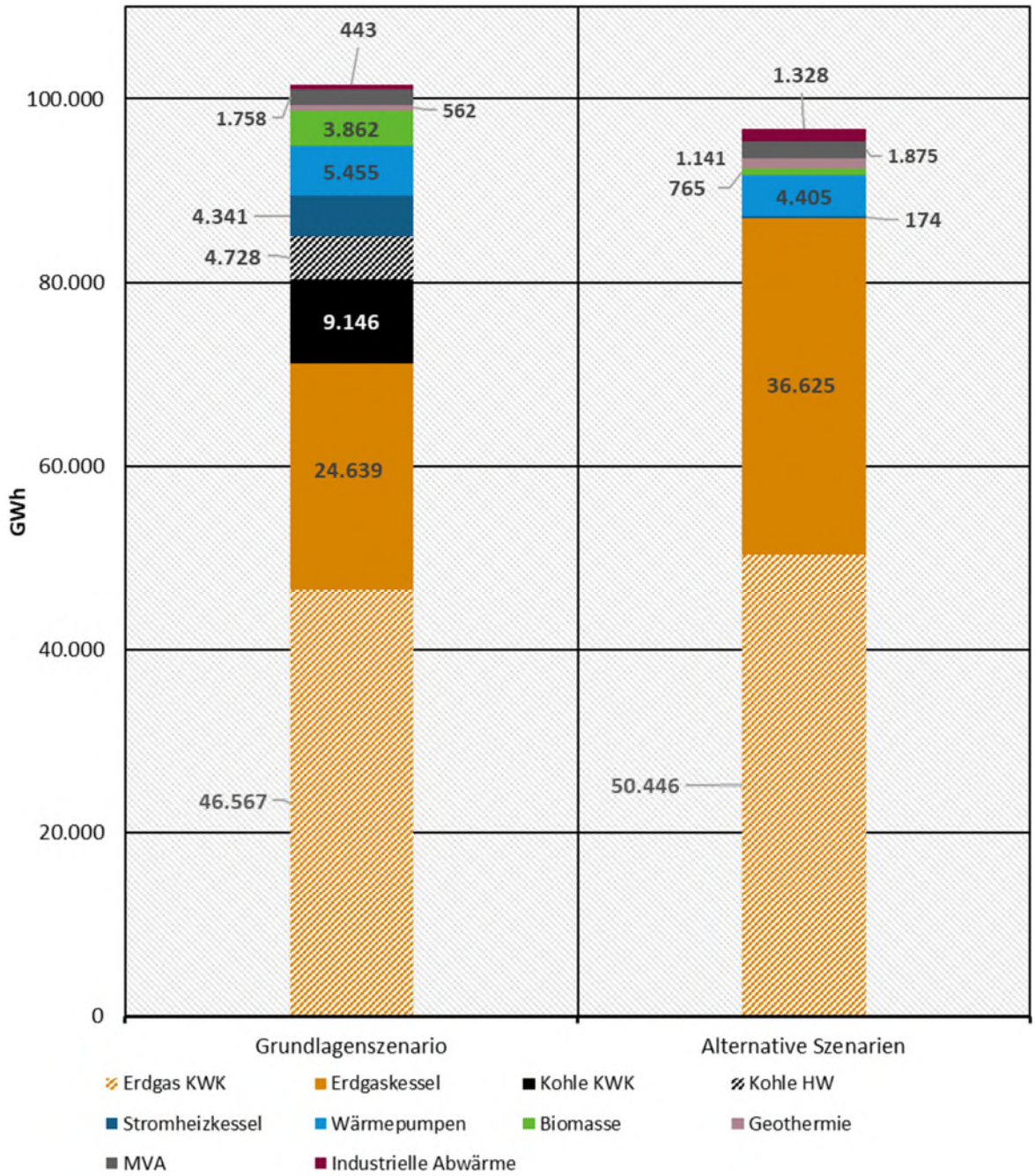
Tabelle 40: Jährlicher Primärenergieeinsatz und PE-Faktoren der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien

	Primärenergieeinsatz		**PE-Faktor**	
Technologien	**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 90 zeigt anschaulich den jährlichen Primärenergieeinsatz, aufgeschlüsselt nach Technologien und Energieträger. Dabei wird deutlich, dass in den alternativen Szenarien

der Energieträger Erdgas den Primärenergieeinsatz dominiert wird. 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.

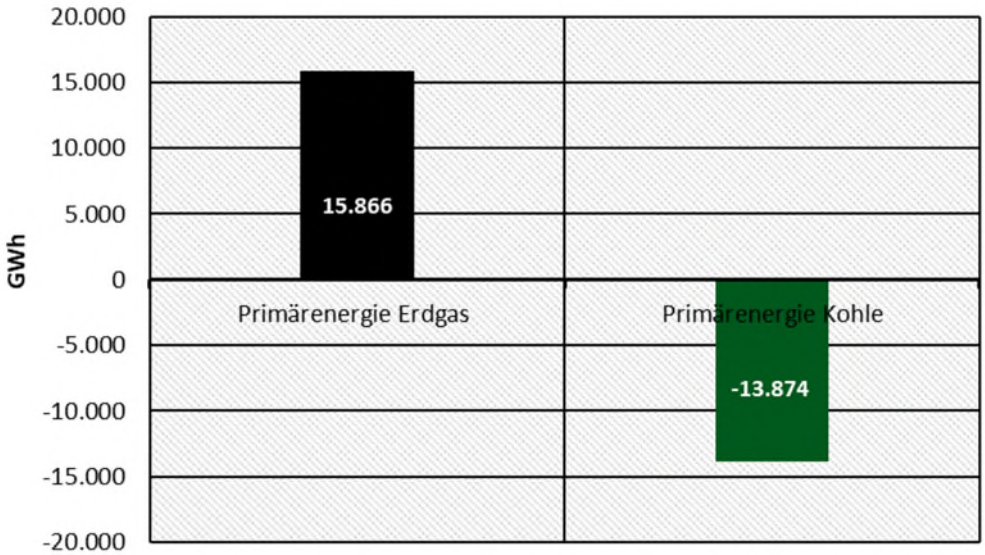


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 90: Jährlicher Primärenergieeinsatz der Fernwärmeversorgung nach Technologien für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien

III.7.d.v. 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 91 zeigt die Differenz des Primärenergieeinsatzes dieser Energieträger zwischen alternativen Szenarien und Grundlagenszenario.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 91: Jährliche Differenz des Primärenergieeinsatzes der Energieträger Erdgas und Kohle in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und alternativen Szenarien

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.

III.7.d.vi. 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.

III.8. 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 41). 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 92 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 in der *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* 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).

Unsicherheit	Parameter in der Sensitivitätsanalyse
Technologieentwicklung/technologisches 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 Klimafolgeschäden	▪ Spezifische Klimakosten

Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 92: Unsicherheiten in den Annahmen und Parameter in der Sensitivitätsanalyse

III.8.a. Rahmendaten

Die vorgeschlagene Bandbreite der Parameter wird in Tabelle 41 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[57]. 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

[57] 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.

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 angenommen. Wie in Anhang 0 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[58].

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.

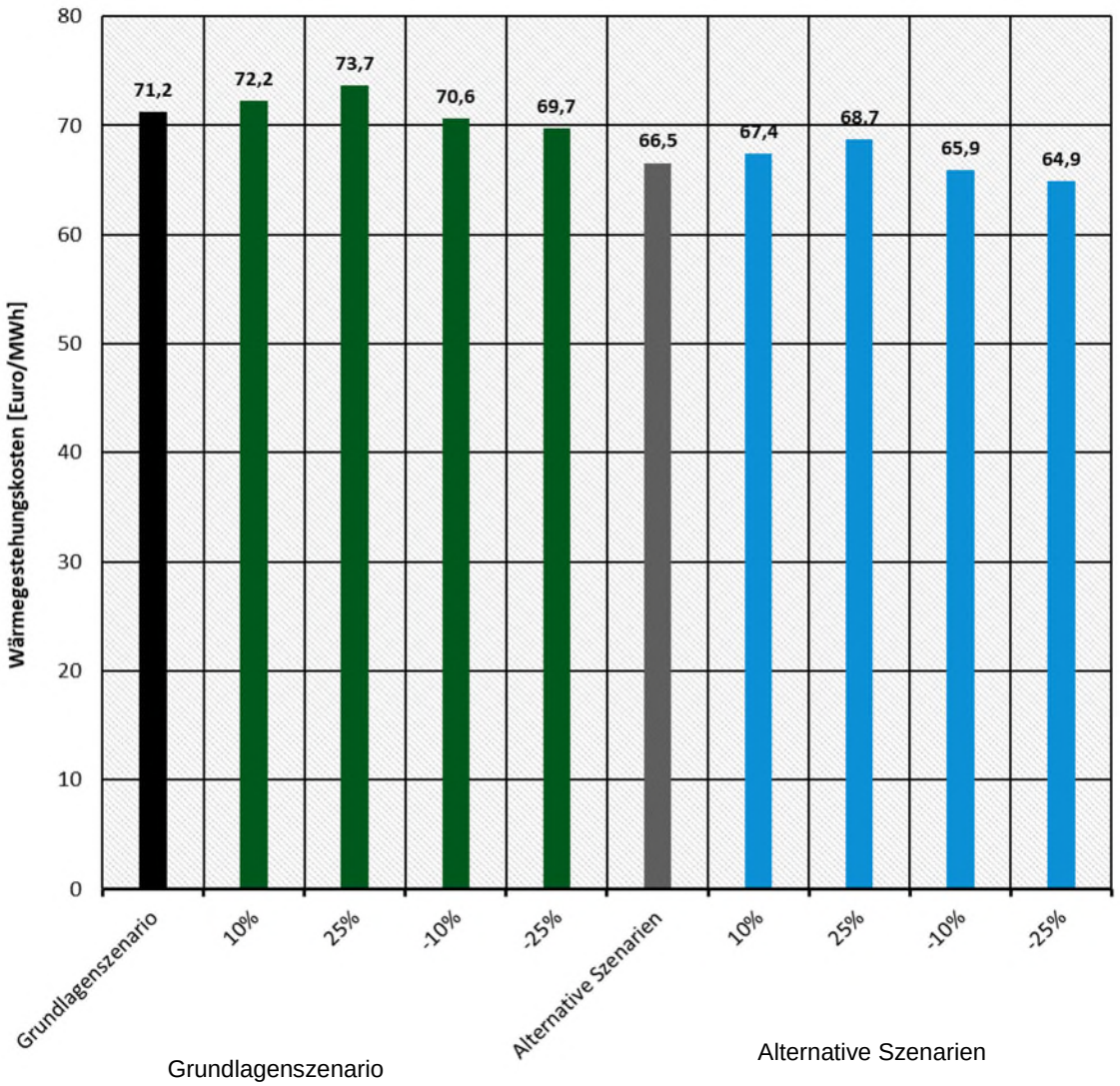
Tabelle 41: Parametrisierung Sensitivitätsanalyse

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.

III.8.b. Ergebnisse

Abbildung 93 zeigt die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien und des Grundlagenszenarios bei einer Variation der spezifischen Betriebs- und Investitionskosten in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung. Wie in Anhang IV 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 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).

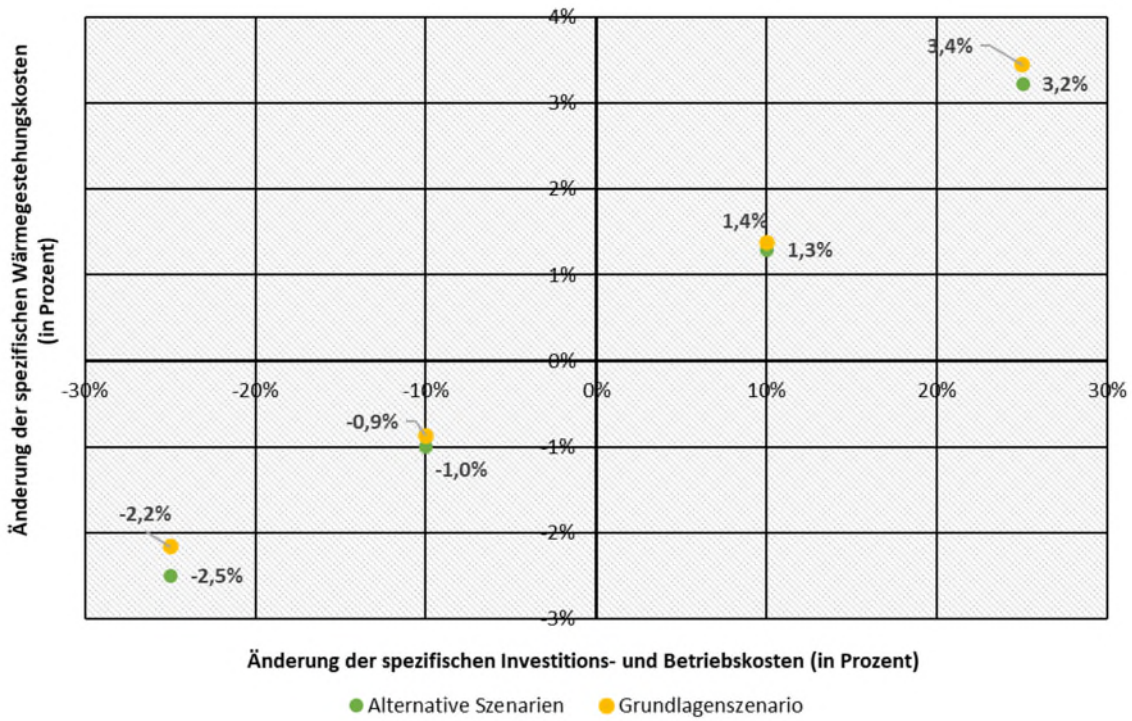
[58] In (Matthey & Bünger, 2019) sind Kostensätze für das Jahr 2016, 2030 und 2050 angegeben. Für die Zwischenjahre ist eine Interpolation vorgesehen, aus der für das Jahr 2020 ein Kostensatz von 187 Euro/Tonne CO_2äq. resultiert. Daraus ergibt sich der Mittelwert zwischen 2020 und 2030 von 196 Euro/Tonne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



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 93: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030

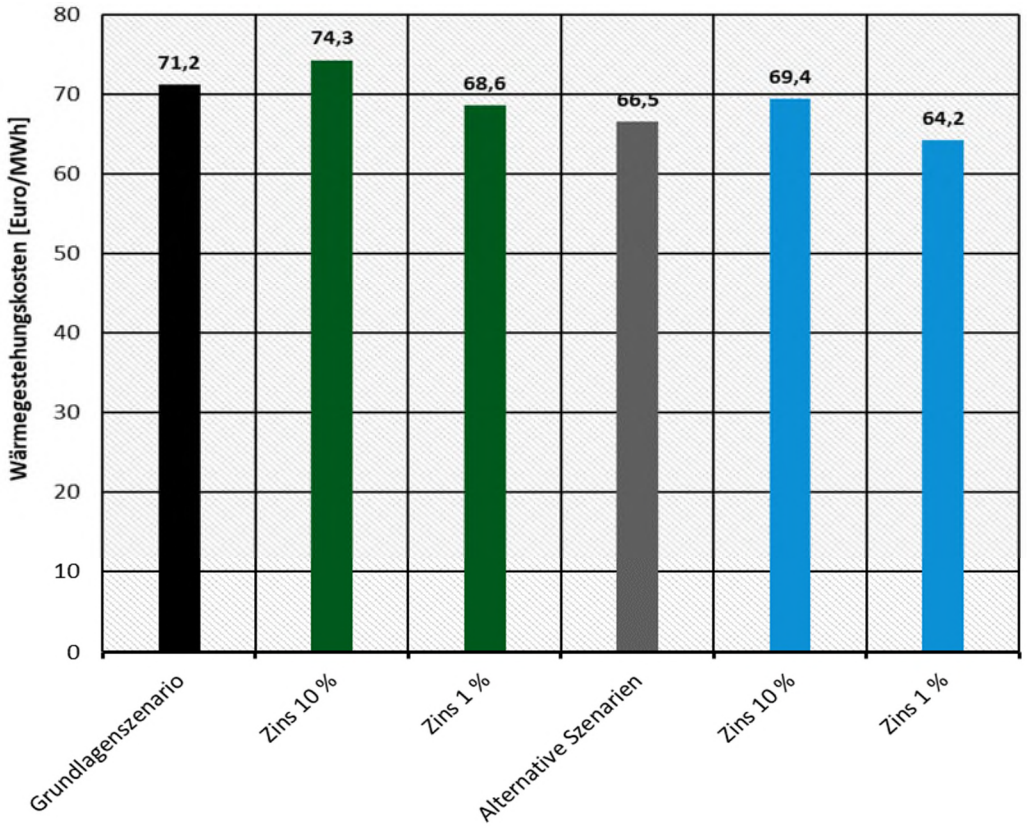
In Abbildung 94 wird ersichtlich, dass sich bei einer Erhöhung der Betriebs- und Investitionskosten um 10 % die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien um 1,3 % verändern, bei einer Erhöhung um 25 % um rund 3,2 %. Bei einer Reduktion der Betriebs- und Investitionskosten um 10 % 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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

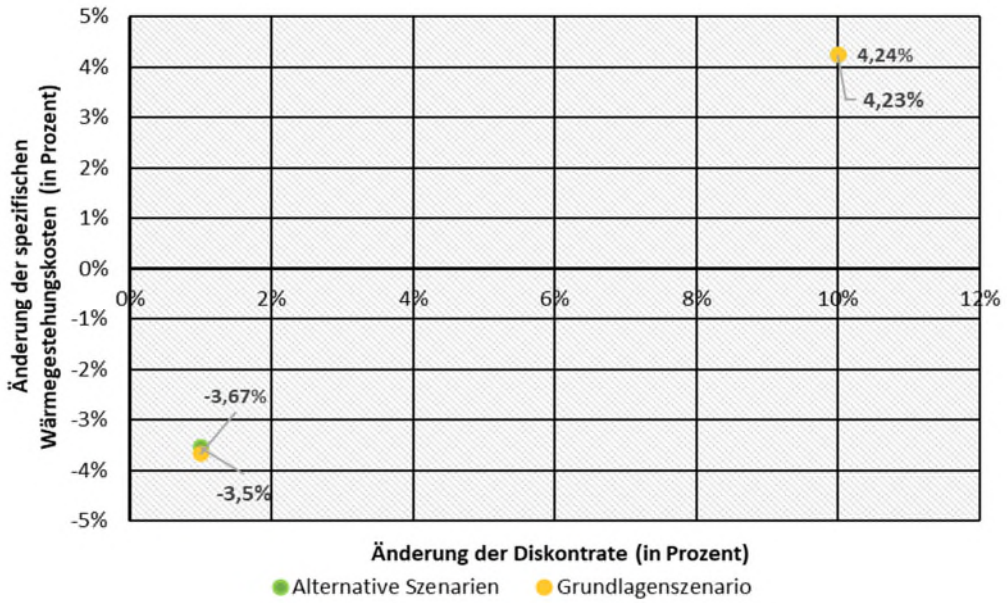
Abbildung 94: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030

Abbildung 95 zeigt die Höhe der spezifischen Wärmegestehungskosten des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate in einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung. Abbildung 96 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 %.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

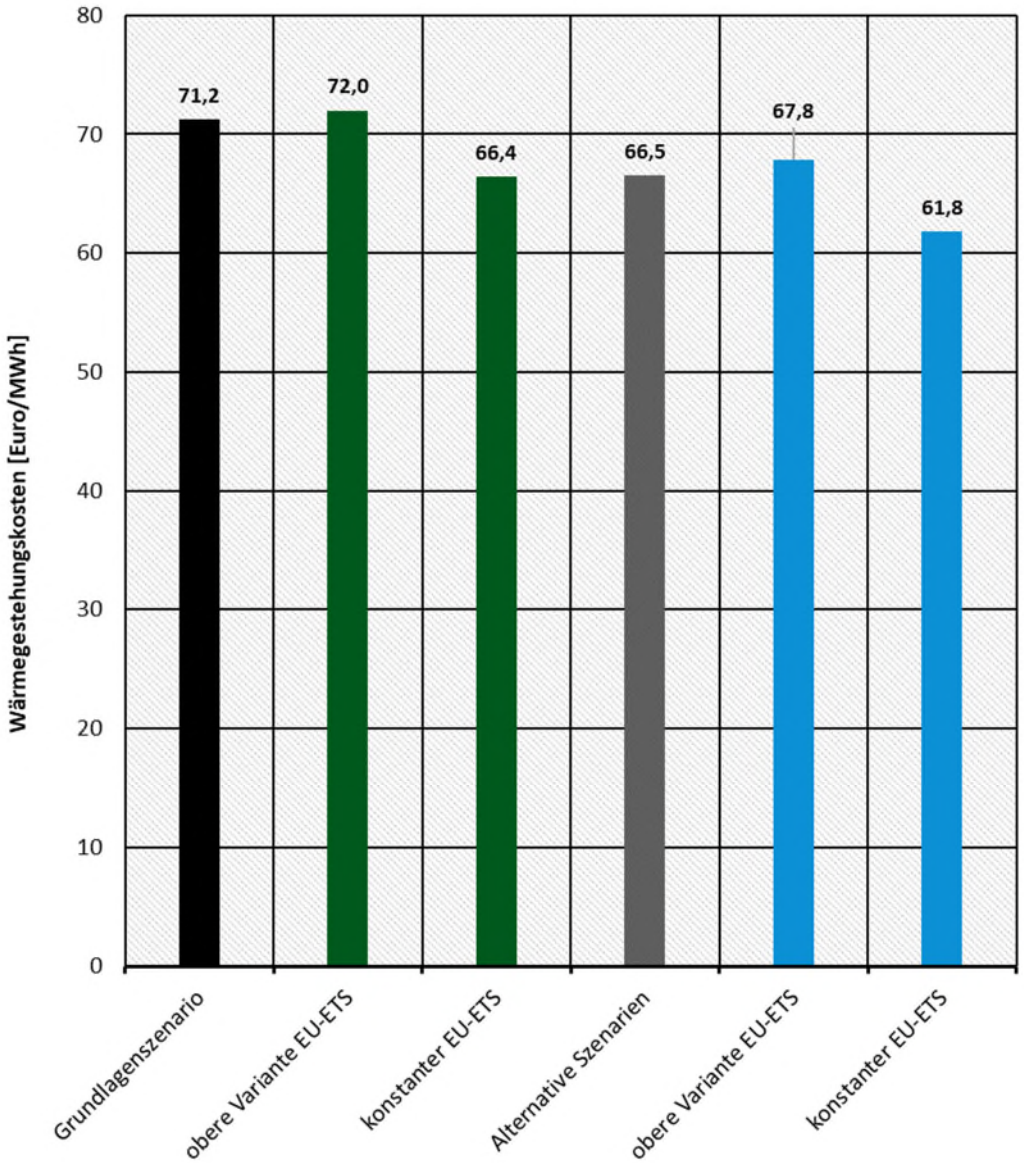
Abbildung 95: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Diskontrate im Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 96: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate im Jahr 2030

In Abbildung 97 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.

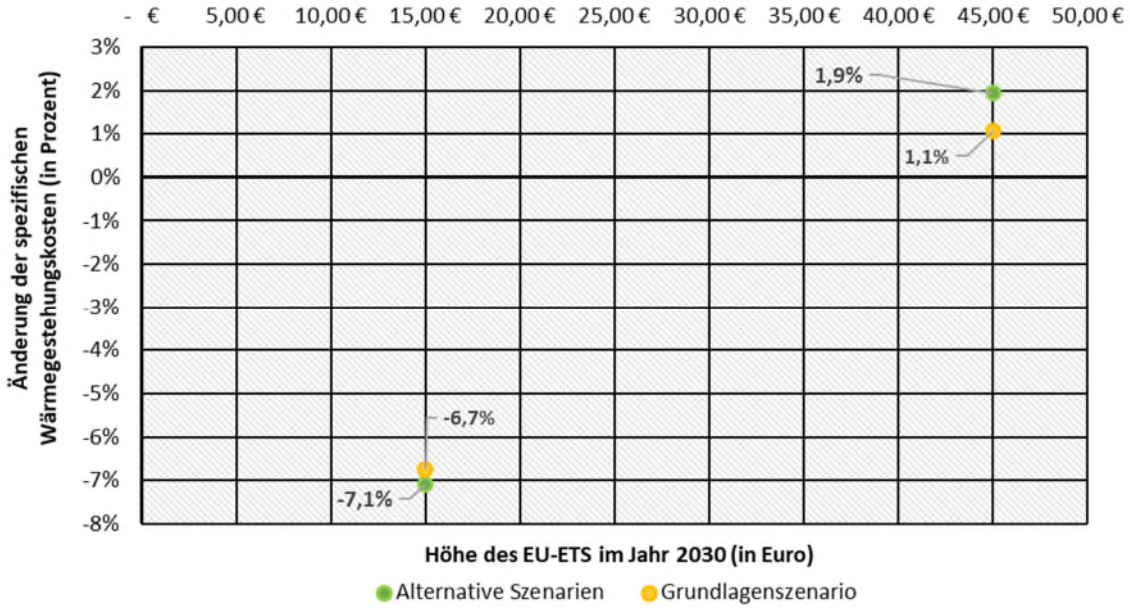


Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 97: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einem hohen und konstanten EU-ETS im Jahr 2030

Bei der erhöhten Variante des EU-ETS erhöhen sich die spezifischen Wärmegestehungskosten der alternativen Szenarien, wie in Abbildung 98 zu sehen, um rund 2 %. Bei einem konstanten EU-ETS von 15,5 Euro/Tonne sinken die spezifischen Wärmegestehungskos-

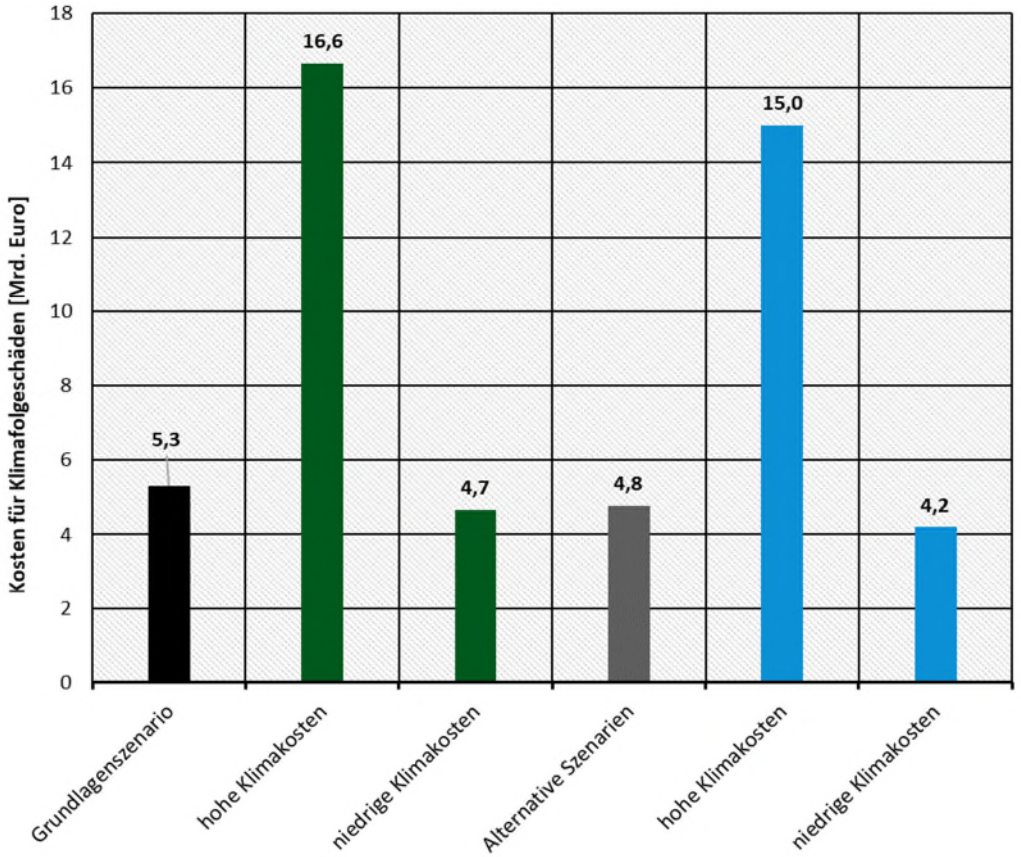
ten der alternativen Szenarien um rund 7 %. Im Grundlagenszenario steigen die spezifischen Wärmegestehungskosten bei einem erhöhten EU-ETS um rund 1 %, bei einem konstanten EU-ETS sinken sie dagegen um 6,7 %.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

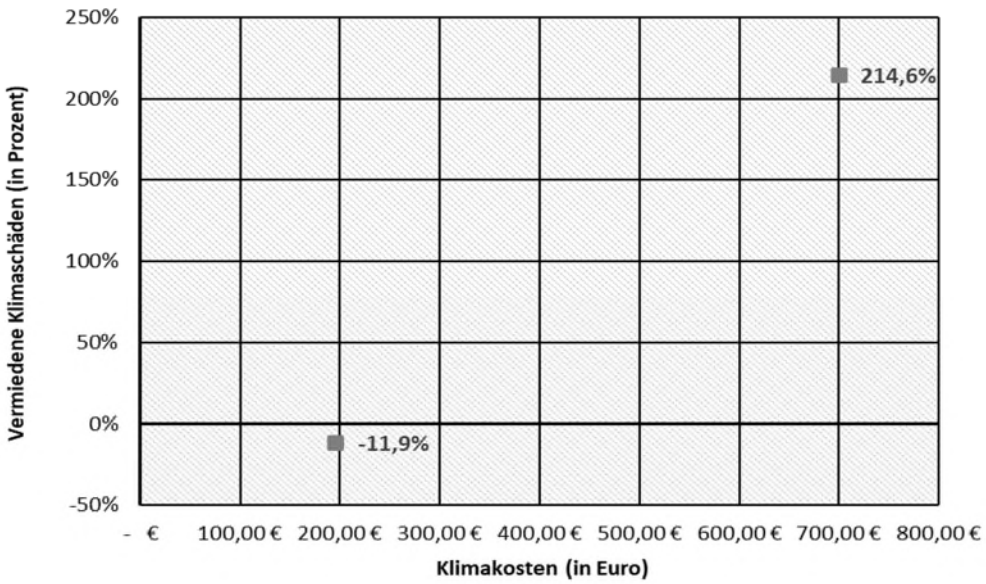
Abbildung 98: Änderung der spezifischen jährlichen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien einem erhöhten und konstanten EU-ETS im Jahr 2030

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 99 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 100).



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 99: Jährliche Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 100: Änderung der jährlichen Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten

III.9. 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 verfügbare EE-Potenziale bzw. Abwärme besser genutzt werden, weniger Biomasse zum Einsatz kommt und Kohle durch Erdgas ersetzt wird.

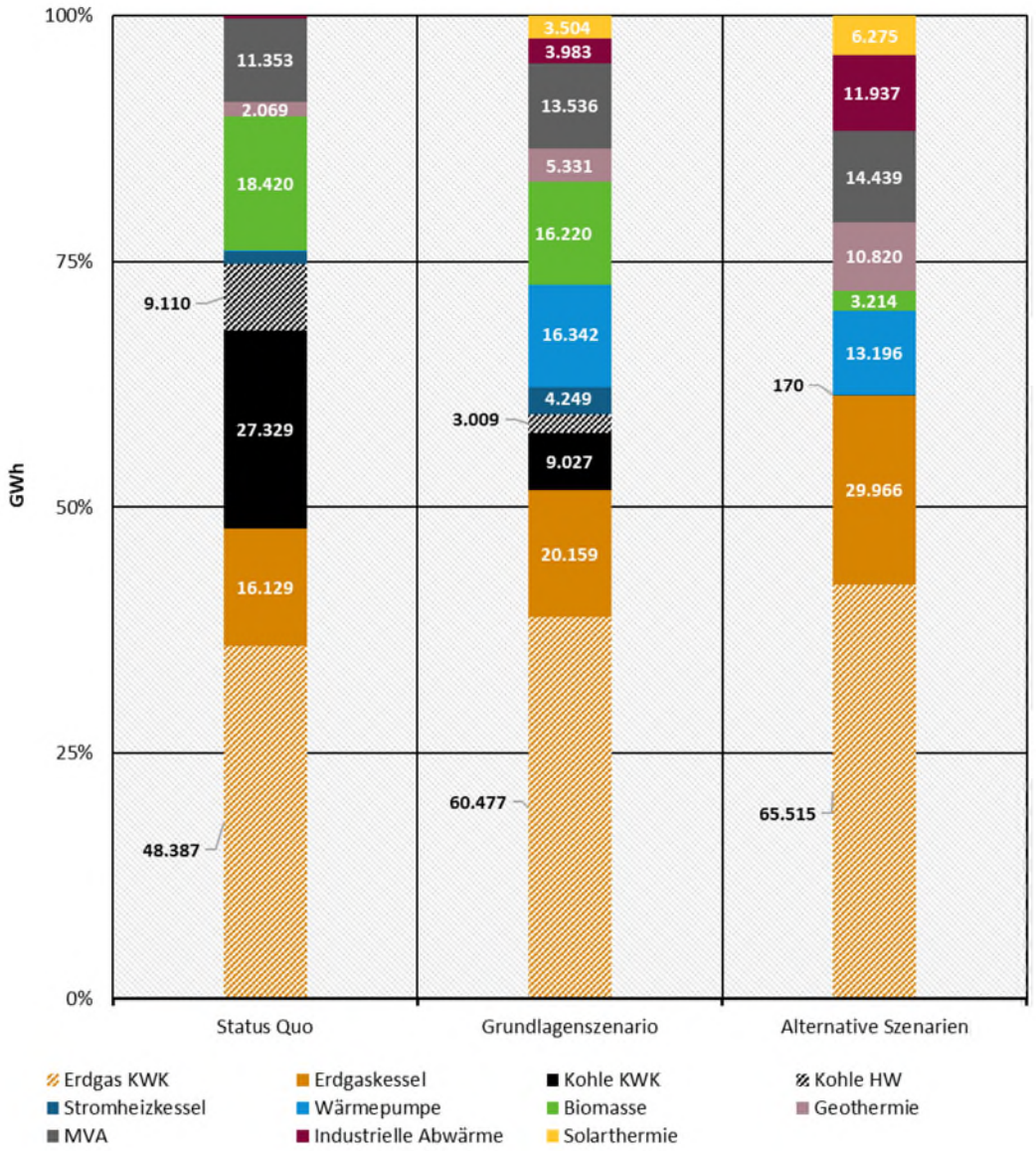
Unter den für die Berechnung getroffenen Annahmen weisen die alternativen Szenarien insgesamt geringere Kosten auf. Zudem zeigen die Ergebnisse der regional hochaufgelösten Untersuchung im Rahmen dieses Berichts ein robusteres Bild als das Grundlagenszenario mit Bezug auf die Transformation der Wärme- und Kältebereitstellung auf Gemeindeebene auf. Der Vergleich der Kosten-Nutzenwirkungen 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-Brennstoffe 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 36).

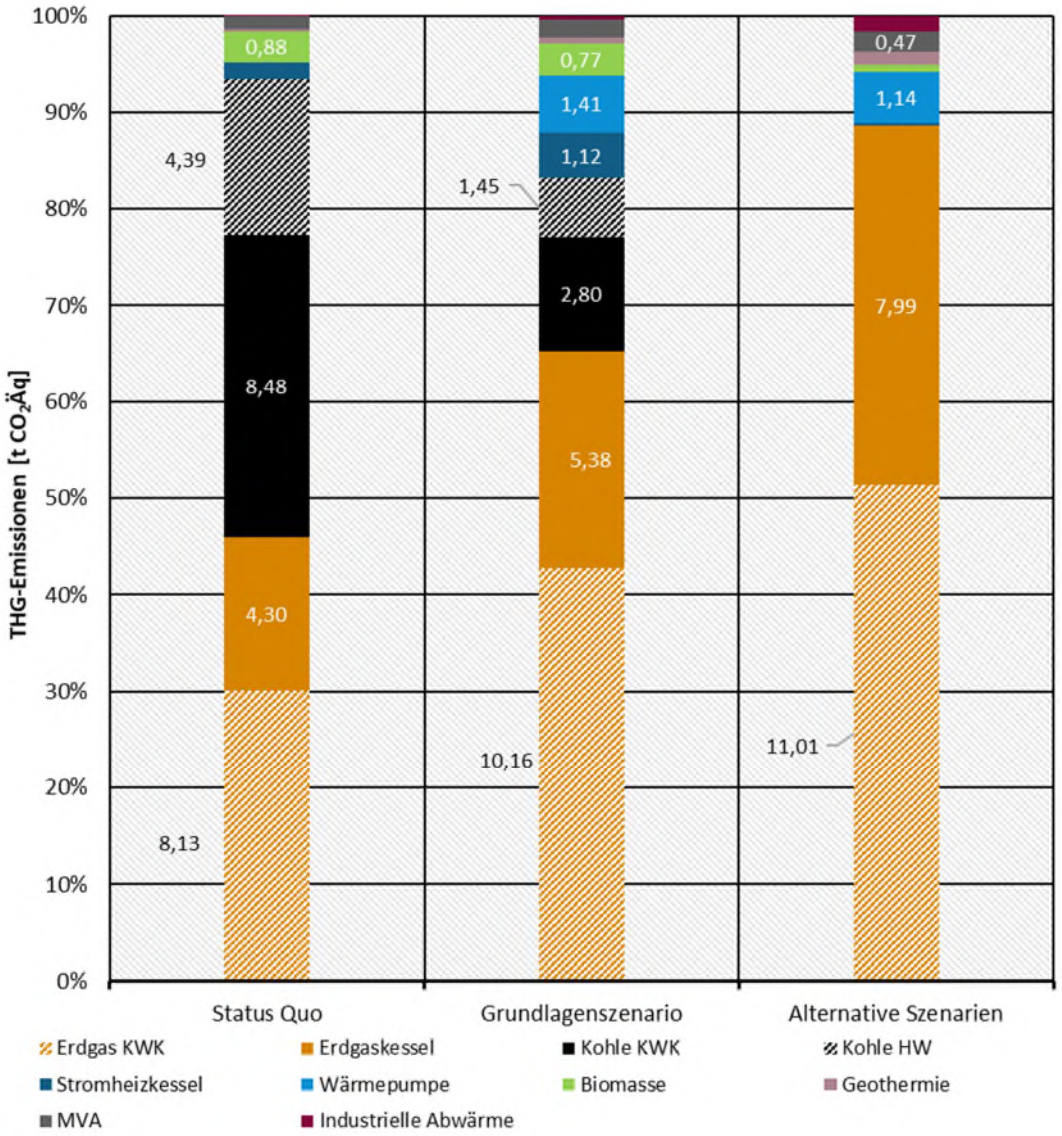
Abbildung 101 vergleicht den Energieträgermix der alternativen Szenarien mit der Wärme- und Kältebereitstellung des Grundlagenszenarios im Jahr 2020 als „Status quo Referenzentwicklung“. Zum Vergleich ist auch das Grundlagenszenario im Jahr 2030 abgebildet. Abbildung 102 zeigt zusätzlich die THG-Emissionen (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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 101: Energieträgermix der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien 2030



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 102: THG-Emissionen (in Mio. Tonnen) der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien 2030

IV. Potenzielle neue Strategien und strategische Maßnahmen

Anhang VII Teil IV 9 sieht einen Überblick über neue gesetzgeberische und andere strategische Maßnahmen vor, mit denen das ermittelte wirtschaftliche Potenzial in den Abschnitten III.6 und III.7 erschlossen werden soll (Europäische Kommission, 2019a). Die Maßnahmen sollen zusammen mit den Erwartungen hinsichtlich folgender Kenngrößen bewertet werden:

- Verringerung der Treibhausgasemissionen
- Primärenergieeinsparungen in GWh pro Jahr
- Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK
- Auswirkungen auf den Anteil der erneuerbaren Energiequellen am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor
- Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen für den öffentlichen Haushalt und die Marktteilnehmer
- Etwaige öffentliche Fördermaßnahmen mit ihrem jährlichen Haushalt und der Ermittlung eines möglichen Beihilfeelements

Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 hat die Bundesregierung bereits 2019 ein umfangreiches Maßnahmenpaket beschlossen, das nun rechtlich implementiert wird und daher in den Referenzrechnungen für den NECP und das Grundlagenszenario und somit in den Analysen des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung bereits enthalten ist. Details zu den verabschiedeten Maßnahmen finden sich auch in Abschnitt II.

Im Rahmen des Berichts werden Maßnahmen identifiziert, die ergänzend und zusätzlich zu diesen bereits sehr umfangreichen Maßnahmen wirken könnten. Kriterien für die Identifikation waren vor allem:

- Potenzielle Relevanz
- Kompatibilität mit den Langfristzielen
- Neuigkeitsgrad
- Abdeckung des Gegenstandsbereichs
- Kosteneffizienz

In Tabelle 42 sind die erarbeiteten Maßnahmen mit den entsprechenden Einsparwirkungen entsprechend der Formatvorlage der Empfehlungen der Kommission 2019/1659 zusammengefasst. Die Maßnahmen werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

Bei den Maßnahmen handelt es sich um Vorschläge, die im Rahmen der Erstellung dieses Berichts entwickelt werden. Sie stehen unter dem Vorbehalt einer tiefergehenden Prüfung und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung unter geeigneter Berücksichtigung volkwirtschaftlicher Kosten des Klimaschutzes und des Erreichens der Langfristziele sowie ggf. der Bereitstellung von Mitteln durch den Haushaltsgesetzgeber. Die Bundesregierung macht sich diese an dieser Stelle nicht zu eigen.

Tabelle 42: 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)**	**Primärenergieeinsparungen [GWh/a] (2030)**	**Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK**	**Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor**	**Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen 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. Zwischen 2020 und 2024 stehen derzeit 1,15 Mrd. € zur Verfügung, Beihilferechtliche Prüfung erfolgt, Zulassung über UEBLL

Kurze Beschreibung der möglichen neuen Strategie oder politischen Maßnahme	**Hauptziel der neuen Strategie oder politischen Maßnahme**	**Erwartete Verringerung der THG-Emissionen (2030)**	**Primärenergieeinsparungen [GWh/a] (2030)**	**Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK**	**Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor**	**Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen 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 eine Abwärmenutzungsverordnung nach BImSchG	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)	Primärenergieeinsparungen [GWh/a] (2030)	Auswirkungen auf den Anteil der hocheffizienten KWK	Auswirkungen auf den Anteil der EE am nationalen Energieversorgungsmix und am Wärme- und Kälteversorgungssektor	Zusammenhänge mit nationalen Finanzprogrammen und Kosteneinsparungen 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 hinausgehenden Effekte.	Keine über BEW und BEHG hinausgehenden Effekte.	Mittelfristige Entlastung des Bundeshaushalts, da eingeplante Fördermittel nicht mehr nötig wären.	Keine.

IV.1. Bundesprogramm effiziente Wärmenetze (BEW)

Beschreibung der Maßnahme

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:

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

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[59]:

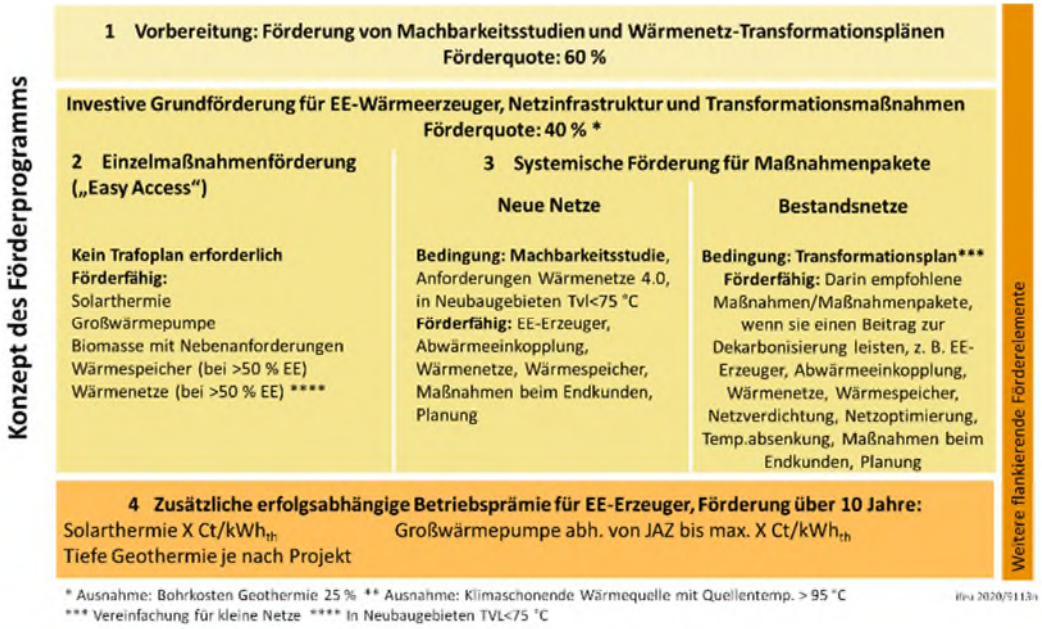
- **Förderung der vorbereitenden Konzeptionierung** der Wärmenetze entweder in Form von Machbarkeitsstudien für Neubaunetze und Transformationsplänen für Bestandsnetze. „Der Wärmenetz-Transformationsplan zeigt einen Entwicklungspfad bestehender Wärmenetze mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen für die nächsten 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

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

zum Einsatz in energiewirtschaftlich optimierten Fällen), Wärmenetze und Wärmespeicher unter bestimmten Voraussetzungen mit 40 % der förderfähigen Investitionsgesamtkosten. Der Fördersatz wird 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 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.



Quelle: ifeu et al. (2020)

Abbildung 103: Grundkonzept des Bundesprogramms Effiziente Wärmenetze

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

Maßnahmenbewertung

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.

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung, Auswirkung auf den Anteil hocheffizienter KWK und erneuerbarer Energien: Für die quantitative Bewertung dieses Instrumentes wird auf eine Schätzung eines möglichen Ausbaupfades zurückgegriffen, die in ifeu et al. (2020) vorgenommen wird. 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.[60]

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.

---

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

Tabelle 43: 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	1.110	1.310
Tiefe Geothermie	GWh	0	0	0	0	0	800	2.400	4.400	6.400	8.400
Wärmepumpe	GWh	100	300	700	1.300	2.100	3.100	4.300	5.500	6.700	7.900
Biomasse-kessel	GWh	0	150	450	750	1.050	1.500	1.950	2.400	2.850	3.150
Abwärme	GWh	0	210	429	657	897	1.152	1.419	1.698	1.992	2.298

Quelle: ifeu et al. 2020

Tabelle 44: 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**	**1.251**	**1.662**	**1.785**	**1.790**	**1.779**
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 Transformationspläne	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 zur neuen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) (Hausübergabestationen, Hausnetze) statt.

IV.2. Abwärmenutzungsverordnung bzw. Verpflichtung zur Nutzung wirtschaftlicher industrieller Abwärmepotenziale

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 werden 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 immisionsschutzrechtliche 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. [61]

Maßnahmenbewertung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung: Als potenziell adressierbares technisches Potenzial werden die oben genannten 76 TWh aus (Papapetrou et al., 2018) angesetzt. Darüber hinaus wird 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

[61] Alternativ zu der hier geschilderten Einführung einer Abwärmenutzungs-VO basierend auf BImSchG als Ermächtigungsgrundlage besteht grundsätzlich auch die Option, Abwärmenutzungspflichten für Begünstigte von Ausnahmetatbeständen bei Abgaben, Umlagen und Steuern als energie- und klimapolitisch wirksame Gegenleistungen einzuführen.

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 wird.

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 45 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 45: Abgeschätzte Primärenergie- und THG-Einsparung im Jahr 2030 durch die Maßnahme Abwärmenutzungsverordnung

	Adressiertes Abwärme-potenzial [TWh]	**Eingesparte Primärenergie [TWh]**	**Vermiedene CO_2-Emissionen 2030 [Mio. Tonnen CO_2äq.]**
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.

IV.3. Kommunale Wärmeplanung

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.

Status quo der Wärmeplanung in Deutschland

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 (A. 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 des Baden-Württembergischem Klimaschutzgesetze 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).

Status quo der kommunalen Wärmeplanung im Ausland

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, o. J.).

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; F. Nagel, 2019a).

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, S. 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., 2019a). 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 (UBA, 2015), wobei ihr Selbstverwaltungsrecht laut Gesetz bis zu einem bestimmten Grad beschützt werden muss (Deutscher 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; F. Nagel, 2019b).

Rechtliche Verankerung der Wärmeplanung

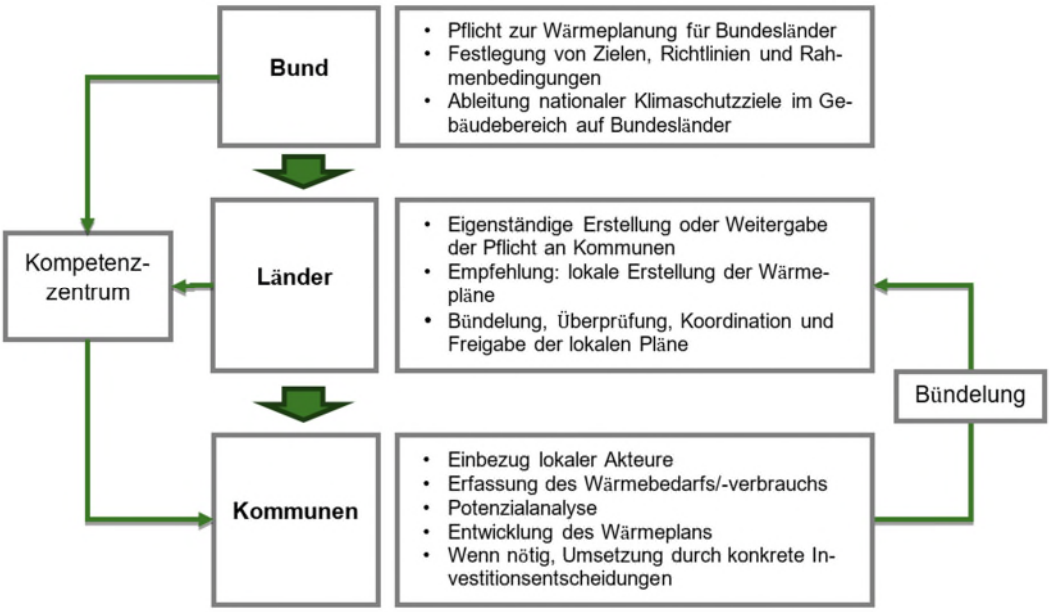
Aufgrund des Durchgriffsverbots (Art. 84 Abs. 1 S. 7 GG) ist es dem Bund nicht erlaubt, Aufgaben unmittelbar an Gemeinden zu übertragen. In Ausnahmefällen besteht dennoch die Möglichkeit, Pflichtaufgaben für Kommunen als Gesetz festzuschreiben. Da durch das Auferlegen einer Pflichtaufgabe jedoch das 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 (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 (Bundestag, 2011).

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.



Quelle: Eigene Darstellung (IREES)

Abbildung 104: Mögliches Umsetzungskonzept für eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung in Deutschland

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 betreffen 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 werden 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.

Maßnahmenbewertung

Qualitative Bewertung: Die Maßnahme kommunale Wärmeplanung flankiert bestehende und zukünftige ökonomische Anreize durch eine strategische Komponente. Eine verpflichtende Erstellung eines strategischen Wärmeplans wäre ein klares Bekenntnis zu den genannten Zielen für den Gebäudebereich im Klimaschutzgesetz und würde dessen Umsetzung forcieren.

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))

IV.4. Haushaltsunabhängige Finanzierung von Förderprogrammen am Beispiel des Bundesprogrammes effiziente Wärmenetze: Wärmeumlage

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 IV.1), 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 46). 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 werden einem laufenden Forschungsvorhaben entnommen (ifeu et al., 2020). Die Zahlen werden 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 werden der Publikation „CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“ des Umweltbundesamtes entnommen (Juhrich, 2016).

Tabelle 46: Übersicht über die Grundlagen für die Herleitung

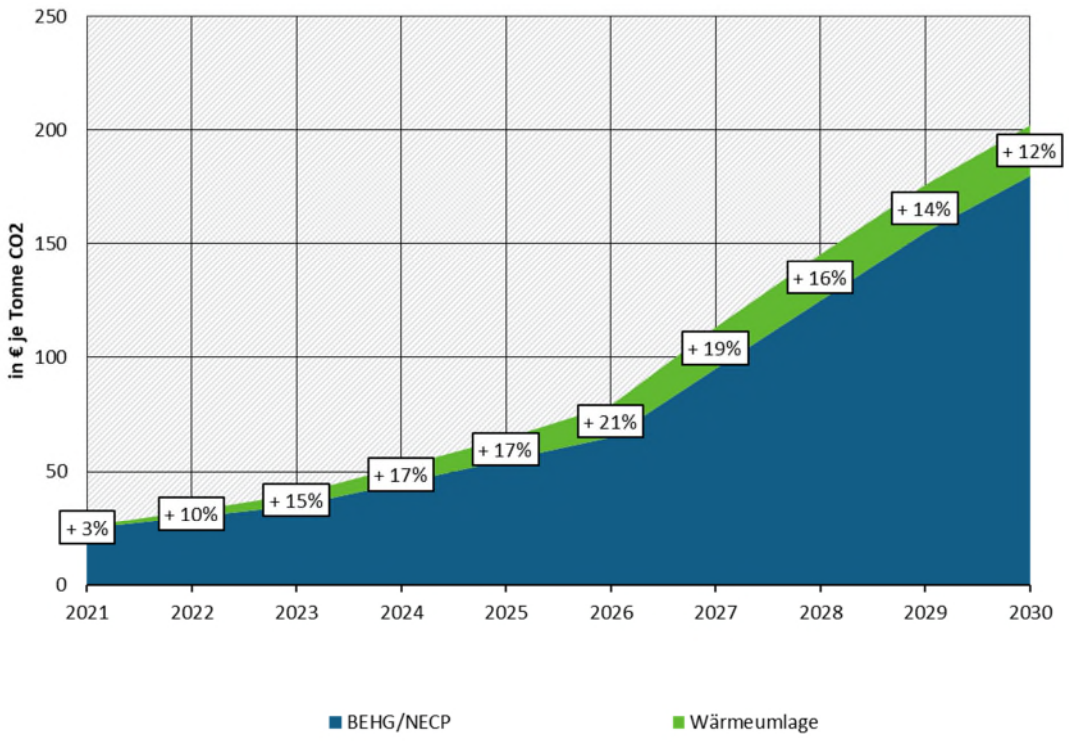
	CO_2-Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser in Mio. t CO_2	**Aktuell prognostizierter Mittelbedarf für die "Bundesförderung für effiziente Wärmenetze" in Mio. Euro**	**Resultierende Umlage in Euro/t CO_2**	**Zum Vergleich: Brennstoffaufschlag durch das BEHG (bis 2026) sowie die prognostizierten Werte aus dem NECP (ab 2027) in Euro/t CO_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

Maßnahmenbewertung

In Abbildung 105 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.



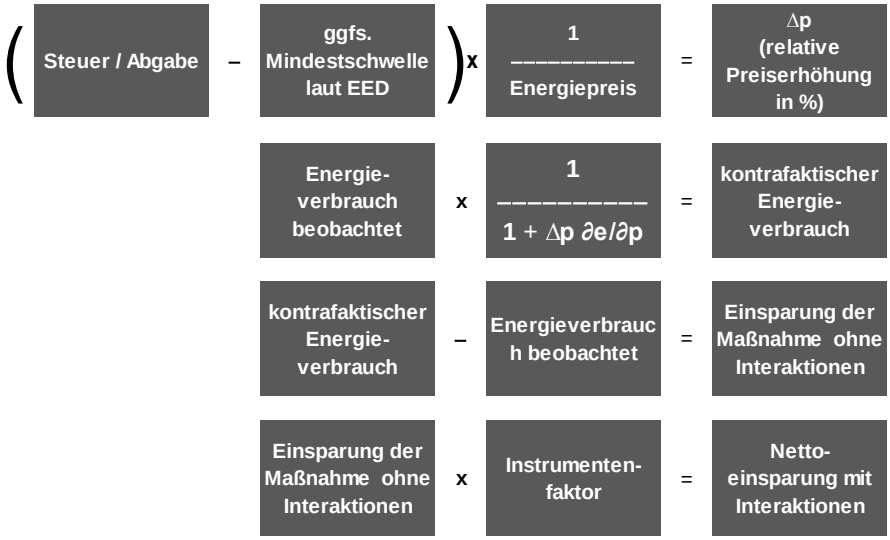
Quelle: Kemmler et al. (2020), eigene Berechnungen (Prognos)

Abbildung 105: Vergleich der betrachteten Umlage mit dem Preispfad des BEHG

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 106 gibt einen Überblick über das Berechnungsschema.



© Prognos AG / Fraunhofer ISI, 2020

Abbildung 106: Berechnungsschema Preisinstrument, kurzfristige Wirkung

Als kurzfristige Preiselastizitäten werden 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 47 dargestellt.

Tabelle 47: Verhaltensbedingte Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW

GWh netto	HEL	Erdgas	Gesamt
2021	28	56	112
2022	112	194	278
2023	167	306	472
2024	250	444	694
2025	250	472	750
2026	361	722	1.083
2027	444	833	1,278
2028	444	833	1,278
2029	417	806	1.222
2030	417	778	1.194
jährliche Endenergie-einsparung (GWh/a) in 2030 addiert brutto	417	778	1.194
Endenergie-einsparung (GWh) im Zeitraum 2021 bis 2030 kumuliert brutto	2.778	5.556	8.333

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Prognos und GWS, (2012)

Zusammen mit den Esmissionsfaktoren 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.

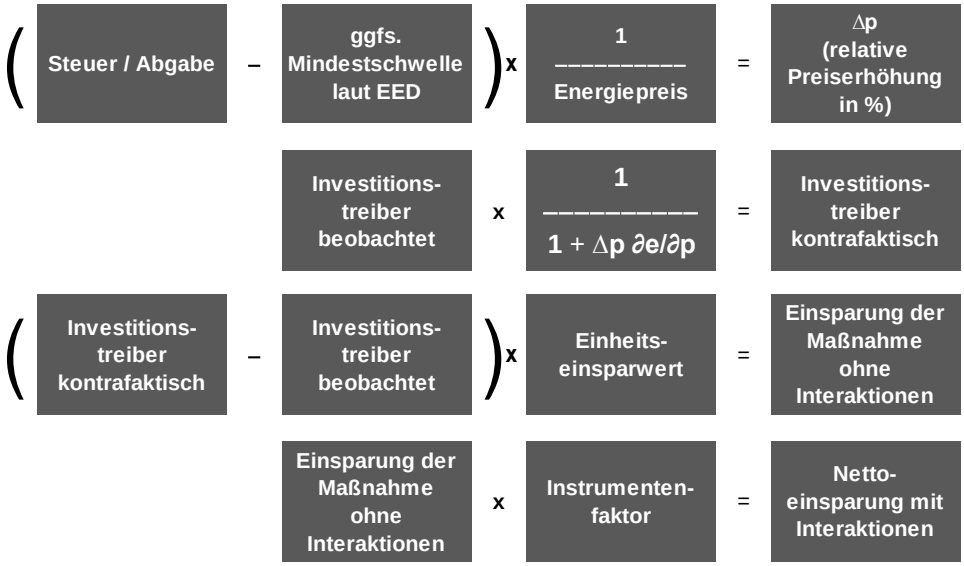
Zusätzliche Betrachtung langfristiger Elastizitäten zur Abschätzung der angestoßenen Investitionsentscheidungen

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.



© Prognos AG / Fraunhofer ISI, 2020

Abbildung 107: Berechnungsschema Preisinstrument, langfristige Wirkung

Die so ermittelten Einsparungen sind in der folgenden Tabelle 48 dargestellt.

Tabelle 48: Zusätzliche Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW durch geändertes Investitionsverhalten bzgl. energetischer Sanierung der Außenhülle

	Einsparung Gesamt in GWh Netto
2021	28
2022	28
2023	28
2024	28
2025	28
2026	28
2027	28
2028	56
2029	56
2030	56
jährliche Endenergieeinsparung (PJ/a) in 2030 addiert netto	417
Endenergie-Einsparung (PJ) im Zeitraum 2021 bis 2030 kumuliert netto	1.806

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Prognos und 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 49). 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 49: Mittlerer Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung im Betrachtungszeitraum

	2021	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Emissions-faktor (g/kWh)	80	78	75	73	70	67	65	62	59	57

Quelle: Effizienzstrategie Gebäude und eigene Berechnungen

Einordnung

Bewertung der THG- und Primärenergieeinsparung: Im Ergebnis legt der hier dargestellte Ansatz nahe, dass im Jahr 2030 durch eine haushaltsneutrale Finanzierung des BEW insgesamt 1.583 GWh/a eingespart werden; hiervon sind 1.194 GWh/a verhaltens-

basierte Einsparungen und 389 GWh/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 46, 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.

C. Literaturverzeichnis

AGEB. (2020a). *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html

AGEB. (2020b). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre 1990 bis 2018. Stand September 2020*. https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html

AGEE-Stat. (2020). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2019*. 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*, 129–144.

Agentur Enerchange. (2020). *Informationsportal Tiefe Geothermie*. https://www.tiefegeothermie.de/projekte/

AGFW. (2015). AGFW Hauptbericht 2014. *AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

AGFW. (2016). AGFW Hauptbericht 2015. *AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

AGFW. (2017). AGFW Hauptberichte 2016. *AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

AGFW. (2018). AGFW Hauptbericht 2017. *AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

AGFW. (2019). AGFW Hauptbericht 2018. *AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.* https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/

AGFW. (2020). *Übersichtstabelle Power-to-Heat Anlagen. Auf Anfrage und nicht öffentlich verfügbar.*

ASUE. (2018). *Innovative Wärmenezte - ASUE-Vortragsreihe auf den Berliner Energietagen am 9. Mai 2018*.

BBSR. (2015). *Wohnungsmarktprognose 2030*.

Benjamin Pfluger et al. (o. J.). *Zweiter Zwischenbericht*.

Berliner Mieterverein e.V. (BMV). (2017). *Mieterhöhungen nach Modernisierung und Energieeinsparung. Empirische Kurzstudie über 200 Maßnahmen im Berliner Mietwohngebäudebestand*.

BfG - Bundesanstalt für Gewässerkunde. (2009). *WasserBLIck. Trinkwasser- und Heilwasserschutzgebiete nach EU-Wasserrahmenrichtlinie, Milestone 2009*.

Blömer, S., Götz, C., Pehnt, M., Hering, D., Ochse, S., Hespeler, S., Richter, S., Thomassen, P., Grytsch, G., Zopff, C., Jäger, S., & Huber, B. (2019). *EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA)*. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf

BMJV. (2006). *EnergieStG - Energiesteuergesetz*.

BMU. (2016). Klimaschutzplan 2050. *Klimaschutzplan 2050*, 1–96. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

BMU. (2020). *Hinweisblatt für strategische Förderschwerpunkte*. https://foerderportal.bund.de/easyonline/

BMWi. (2019). *Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

BMWi. (2020). *Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan*. *663*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BMWi und Bundesregierung. (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. In *Energiewende*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html

BNetzA. (2017). *Ermittlung der Netzkosten*. Bundesnetzagentur. 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.

Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. (2020). *Potenziale für Erneuerbare Energien - Forschungsprojekt zur Eignung von Flächenf ür Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen*.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). *Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan*. *663*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesnetzagentur. (2020a). *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 01.04.2020)*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesnetzagentur. (2020b). *Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau von Kraftwerken 2020 bis 2022 (Stand 01.04.2020)*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Veroeff_ZuUndRueck-bau_2020_1.xlsx;jsessionid=4DF2E63C62A7C3C521D75DA478C0C442?__blob=publi

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)*.

Bundesregierung. (2019a). Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). *Bundesministerium der Justiz*, 1–9. https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf

Bundesregierung, D. (2019b). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundeseregierung zur Umsetzungs des Klimaschutzplans 2050*. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1

Bundesverband Geothermie. (2019). *Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland (Stand: Januar 2019)*.

https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Geothermie/Geothermie_in_Zahlen/Projektliste_Tiefe_Geothermie_Januar_2019.pdf

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)*. 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*. C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. 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*.

Cischinsky, H., & Diefenbach, N. (2018). *Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand (1. Auflage)*.

Copernicus. (2018). *CLC 2018 — Copernicus Land Monitoring Service*. 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*. https://www.powerfuels.org/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaeudereport_dena_kompakt_2018.pdf

Deutsche Bundesbank. (2020). *Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere*. 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*. https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/air_temperature_mean/

Deutscher Wetterdienst. (2018b). *Monthly Summs of Global Radiation*. https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/radiation_global/

Deutscher Wetterdienst. (2018c). *Monthly Total Sunshine Duration*. https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/monthly/sunshine_duration/

DIN V 18599-2. (2011). Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 2: Nutzenergiebedarf für Heizen und Kühlen von Gebäudezonen. *Deutsches Institut für Normung (Hrsg.); Beuth Verlag, Berlin*.

Dirich, S., Gruhler, K., Deilman, C., Petereit, R., Petereit, K., Kunz, C., Hemple, A., & Markfort, D. (2011). *Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland* (BMVBS-Online-Publikation 16/2011, Nummer 16).

E-PRTR. (2020). *European Pollutant Release and Transfer Register*. European Pollutant Release

and Transfer Register

Energiezukunft. (2020). *Baden-Württemberg zwingt Städte zur Wärmeplanung*. 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)*. https://www.fernuni-hagen.de/arbeiten/personalthemen/bezahlung/pksaetze_bat200603.shtml

Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P., & Weber, K. (2018). Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. In *Texte 51/2018*. UBA. 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., Elsland, R., Ragwitz, M., Rehfeldt, M., Reuter, M., Steinbach, J., Dengler, J., Köhler, B., Dinkel, A., Bonato, P., Azam, N., Kalz, D., Reitze, F., Chacon, F. A. T., … 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* (Nummer Februar).

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.* 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*.

Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, IREES, Overv'ER, TU Wien - Energy Economics Group, T. E. G. (2016). *Mapping and analyses of the current and future (2020-2030) heating/cooling fuel deployment (fossile/renewables)*.

Fraunhofer ISI. (2020). *FORECAST - FORecastingEnergy Consumption Analysis and Simulation Tool*. https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php

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* (Nummer September).

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*.

Green Energy Lab. (o. J.). *Projekt Spatial Energy Planning Green Energy Lab*. Abgerufen 28. September 2020, von https://greenenergylab.at/projects/spatial-energy-planning/

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. In *Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen, Verkehrstechnik* (Bd. 252).

Harthan, R. O., Repenning, J., Blanck, R., Böttcher, H., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jörß, W., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Scheffler, M., Wiegmann, K., Brugger, H., Fleiter, T., Mandel, T., … Steinbach, J. (2020). *Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung*. Umweltbundesamt Climate Change | 33/2020. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/abschaetzung-der-treibhausgasminderungswirkung-des

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.

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*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_25_2014_nachhaltige_kaelteversorgung_in_deutschland_1.pdf

Hermann, H., & Bracker, J. (2018). *Aktueller Stand der Steinkohle-KWK-Erzeugung in Deutschland*. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stand-Steinkohle-KWK-Erzeugung-DE.pdf

Hertle, H., Pehnt, M., Gugel, B., Miriam, D., & Müller, K. (2015). *Wärmewende in Kommunen Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung*. Heinrich-Böö-Stiftung.

HOTMAPS Project. (2020). *HOTMAPS - The open source mapping and planning tool for heating and cooling*. https://www.hotmaps-project.eu/

ifeu et al. (2020). *Wissenschaftliche Unterstützungsleistung und Wirkungsabschätzung für ein Basisförder-programm zur Transformation von Wärmenetzen*.

Ifeu, GEF, & geomer. (o. J.). *Wärmeatlas 2.0*. https://www.ifeu.de/methoden/modelle/gebaeude-modell/.

Infrastruktur & Umwelt. (2015). *Modellprojekt im Kreis Groß-Gerau - Möglichkeiten einer innovativen, netzgebundenen Wärmeversorgung in kleinen und mittleren Kommunen* (Nummer August).

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., Pehnt, M., von Oehsen, A., Blömer, S., & Hertle, H. (2017). *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich*.

Jugel, C., Schmelcher, S., Czernie, M., Siegemund, S., Schenkluhn, M., Triebelhorn, M., Massow, C., Müller, M., Zinnecker, V., Horneber, D., Lorenz, L., Schäfer, J., Wilms, S., Schäfer-Stradowsky, S., Blümel, H., Nowack, F., Borger, J., Knoll, F., Pfeifer, F., … Taubert, G. (2019a). *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende*. www.dena.de

Jugel, C., Schmelcher, S., Czernie, M., Siegemund, S., Schenkluhn, M., Triebelhorn, M., Massow, C., Müller, M., Zinnecker, V., Horneber, D., Lorenz, L., Schäfer, J., Wilms, S., Schäfer-Stradowsky, S., Blümel, H., Nowack, F., Borger, J., Knoll, F., Pfeifer, F., … Taubert, G. (2019b). *Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende*.

Juhrich, K. (2016). CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. In *Climate Change 27/2016* (S. 1–48). Umweltbundesamt. https://doi.org/10.1016/j.jns.2003.09.014

Kaltschmitt/Streicher et al. (2013). *Erneuerbare Energien* (M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese (Hrsg.); 5. Aufl.). Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-03249-3

KEA. (o. J.). *Das Team*. https://www.kea-bw.de/waermewende/team

Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piégsa, A., Spillmann, T., Wünsch, M., & Ziegenhagen, I. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030*. 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*. 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*. 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*.

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*. https://www.lmbv.de/files/LMBV/Publikationen/Publikationen Zentrale/Sanierungsberichte/Sanierungsbericht_2018.pdf

LIAG - Leibnitz Institut für angewandte Geowissenschaften. (2020). *Geothermisches Informationssystem GeotIS*. 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 –*.

Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F., & Mathiesen, B. V. (2014). 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, *68*, 1–11. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089

Maaß, C. (2020). *Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung*. https://www.eex.com/blob/9060/

Matthey, A., & Bünger, B. (2019). *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten – Kostensätze*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf

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*. https://www.kreis-stormarn.de/lvw/forms/5/55/Kommunalrichtlinie_Nagel.pdf

Nagel, F. (2019a). *Die Bedeutung kommunaler Wärmepläne aus Sicht eines Landesministeriums.* https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/12/Stiftung-Umweltenergierecht_Expertenworkshop_Sozialverträgliche-Wärmewende_Fabian-Nagel_2019-11-26-1.pdf

Nagel, F. (2019b). *Die Bedeutung kommunaler Wärmepläne aus Sicht eines Landesministeriums.*

Nationale Klimaschutzinitiative. (2020). *Zahlen und Fakten*. https://www.klimaschutz.de/zahlen-und-fakten

Odgaard, A. M. (2020). *Concept for using Hotmaps for district cooling in Hotmaps-Wiki*. https://wiki.hotmaps.hevs.ch/en/District-Cooling

Öko-Institut, Prognos, & Fraunhofer ISI. (2018). *Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Kli- maschutzplan 2050 Inhaltsverzeichnis*.

Ortner, S., Mellwig, P., Blömer, S., Rettenmaier, N., Pehnt, M., Möhring, P., & Sandrock, Matthias, Akram, P. (o. J.). *Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der 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. (o. J.). *Politikinstrumente zur Dekarbonisierung der Fernwärme*.

Pehnt, M. (2010). *Energieeffizienz: Ein Lehr- und Handbuch*. Springer Berlin Heidelberg.

Pehnt, M., Mellwig, P., Blömer, S., Hertle, H., Nast, M., von Oehsen, A., Lempik, J., Langreder, N., Thamling, N., Hermelink, A., Offermann, M., Pannier, P., & Müller, M. (2018). *Untersuchung zu Primärenergiefaktoren* (Nummer April).

Pehnt, M., Nast, M., Götz, C., Blömer, S., Barckhausen, A., Schröder, D., Miljes, R., Nabe, C., Lindner, S., & Dannemann, B. (2017). *Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen"*. *49*(April).

Persson, U., & Werner, S. (2011). 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., Haas, F., Lucchi, E., Valle, N. Della, Eurac, A. Z., Müller, A., Hartner, M., Fleiter, T., Klingler, A., Kühnbach, M., Manz, P., Marwitz, S., Rehfeldt, M., Steinbach, J., … 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., Deac, G., Elsland, R., Fleiter, T., Kühn, A., Pfluger, B., Ragwitz, M., Rehfeldt, M., Sensfuß, F.,

Steinbach, J., Cronenberg, A., Ladermann, A., Linke, C., Maurer, C., … Reiter, U. (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 2:Modelle und Modellverbund*.

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. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf

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., Baisch, C., Kreuter, H., & Reyer, D. (o. J.). *Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen (Endbericht)* (Nummer 2020).

Schlomann, B., Steinbach, J., Kleeberger, H., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., Mai, M., Gerspacher, A., & Schiller, W. (2013). *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010*. Fraunhofer-Verl. http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/GHD-Erhebung_Bericht_Energieverbrauch_2006-2010.pdf

Schlomann, B., Wohlfahrt, K., Kleeberger, H., Hardi, L., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., Gerspacher, A., Holländer, E., & 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*.

Schöpfer, M. D. (2015). *Absorptions chillers: their feasibility in district heating networks and comparision to alternative technologie*. Tecnico Lisboa.

SDH - solar district heating. (2017). *Solar District Heating Plant Database*. https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/

Silenos Energy. (2020). *Geothermie Projekt Garching-Alz*. https://www.silenos-energy.com/databases/internet/_public/content30.nsf/web30?Openagent&id=DE_SILENOSENERGY_DE_Geothermie_Garching_Alz&men1=4&sid=400

Solar district heating guidelines. (2012).

Solites, S. F. (2019). *Versorger erwärmen sich für Solarthermie*. https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/07/Solnet_4_0_Energiekommune_2019_07.pdf

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. http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf

Staatsministerium Baden-Württemberg. (2020). *Novelle zum Klimaschutzgesetz zur Anhörung freigegeben*. https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/novelle-zum-klimaschutzgesetz-zur-anhoerung-freigegeben/

StaBuA. (2020a). *Jahreserhebung über Erzeugung und Verwendung von Wärme sowie über den Betrieb von Wärmenetzen*.

StaBuA. (2020b). *Monatserhebung über die Elektrizitäts-und Wärmeerzeugung zur allgemeinen*

Versorgung.

Statische Ämter des Bundes und der Länder. (2019). *Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018*. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.html

Statista. (2020). *Gesamtlänger der Autobahnen in Deutschland von 1995-2019*. 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*. https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html

Statistisches Bundesamt. (2019). *Wohnen in Deutschland - Zusatzprogramm des Mirkozensus 2018*. 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, & Staniaszek, D. (2015). *Discount rates in energy system analysis Discussion Paper*. http://bpie.eu/uploads/lib/document/attachment/142/Discount_rates_in_energy_system-discussion_paper_2015_ISI_BPIE.pdf

T. Plenefisch, L. Brückner, L. Ceranna, N. Gestermann, G. H. (2015). *Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen*.

Techem. (2019). *Techem Energiekennwerte 2019*.

UBA. (2012). *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden - Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten*.

UBA. (2015, Mai 8). *Welche Aufgaben kommen auf Ihre Kommune zu? | Umweltbundesamt*. https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimafolgen-anpassung/werkzeuge-der-anpassung/klimalotse/1-klimawandel/14-welche-aufgaben-kommen-auf-ihre-kommune-zu

Umwelt Bundesamt. (2016). *EU-Kommunalabwasserrichtlinie - Karte*. https://kommunales-abwasser.de/

VDI 2067-1. (2012). *VDI Richtlinie: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. Beuth Verlag. http://www-fr.redi-bw.de/db/perinorm/

Viklund, S. B., & Johansson, M. T. (2014). Technologies for utilization of industrial excess heat: Potentials for energy recovery and CO2 emission reduction. *Energy Conversion and Management*, *77*, 369–379.

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. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Wünsch, M., Klotz, E.-M., Koepp, M., Peter, F., Thamling, _Nils, Ziegenhagen, I., Eikmeier, B., Fette, M., Janßen, K., Jochem, E., Reitze, F., Schön, M., Toro, F., & Gailfuß, M. (2014). *Potenzial- und Kosten-Nutzen-analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-*

Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014.

Zeitung für Kommunalwirtschaft. (2020). *Baden-Württemberg - neues Kompetenzzentrum Wärmewende*. https://www.zfk.de/energie/waerme/artikel/8fc809b9cff8479ef9fca4e461e85105/baden-wuerttemberg-neues-kompetenzzentrum-waermewende-2020-07-09/

D. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abgrenzung des Wärme- und Kältebereichs 12

Abbildung 2: Endenergieverbrauch Wärme- und Kälteanwendungen im Jahr 2018 in GWh/a ... 16

Abbildung 3: Endenergie- und Nutzenergieverbrauch Wärme im Jahr 2018 19

Abbildung 4: Nutzenergie Kälte im Jahr 2018 20

Abbildung 5: Differenzierung der Wärme- und Kältebereitstellung nach Anhang VIII EED 21

Abbildung 6: End- und Nutzenergieverbrauch nach Technologiekategorien 22

Abbildung 7: Wärme- und Kälteversorgung im Bereich Wohngebäude im Jahr 2018 23

Abbildung 8: Detailliertere Darstellung der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien im Bereich Wohngebäude im Jahr 2018 24

Abbildung 9: Wärme- und Kälteversorgung im Bereich Dienstleistungen im Jahr 2018 25

Abbildung 10: Detailliertere Darstellung der Wärme- und Kälteversorgungstechnologien im Bereich Dienstleistungen im Jahr 2018 26

Abbildung 11: Endenergieverbrauch Wärme in der Industrie im Jahr 2018 28

Abbildung 12: Nutzenergie Wärme in der Industrie im Jahr 2018 29

Abbildung 13: End- und Nutzenergieverbrauch Kälte in der Industrie im Jahr 2018 30

Abbildung 14: Wärme- und Kälteversorgung außerhalb des Standortes (Fernwärme) 31

Abbildung 15: Potenziale der Abwärmenutzung in Deutschland 33

Abbildung 16: Potenzial der Abwärmenutzung Wärmekraftwerksanlagen 34

Abbildung 17: Potenzial der Abwärmenutzung KWK-Anlagen 35

Abbildung 18: Abwärmepotenzial in Anlagen mit erneuerbaren Energien als Energieträger 36

Abbildung 19: Potenzial für industrielle Abwärme in Deutschland 37

Abbildung 20: Energieträgereinsatz für die Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme- und -kälte und Anteil erneuerbarer Energien 38

Abbildung 21: Energieträgereinsatz für die Nettowärmeerzeugung in der Fernwärme- und -kälte und Anteil Abwärme/ -kälte aus KWK-Anlagen 39

Abbildung 22: Anteil industrieller Abwärme in der Fernwärme und -kälte 40

Abbildung 23: Netztemperaturen der Wärmenetze in Deutschland im Jahr 2018 41

Abbildung 24: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen 43

Abbildung 25: Darstellung des Nutzenergiebedarfs für Kälte in Wohngebäuden und im Sektor Dienstleistungen. 44

Abbildung 26: Darstellung des Endenergiebedarfs in der Industrie für das Jahr 2018 auf Basis des Grundlagenszenarios für NUTS-3 45

Abbildung 27: Darstellung technologieübergreifende Gesamtübersicht bisher ermittelter Standorte zur Wärme- und Kälteerzeugung 46

Abbildung 28: Übersicht über Gemeinden mit und ohne Fernwärme 48

Abbildung 29: Darstellung technologieübergreifende Gesamtübersicht bisher ermittelter geplanter Standorte zur Wärme- und Kälteerzeugung 50

Abbildung 30: Vergleich der Prognose des Energieverbrauchs in den Sektoren Dienstleistungen, Industrie und Wohngebäude 51

Abbildung 31: Prognose des Endenergieverbrauchs nach Anwendungen 52

Abbildung 32: Prognose des Endenergieverbrauchs nach Energieträger 54

Abbildung 33: Fernwärmeerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträger im Jahr 2030 und 2050 55

Abbildung 34: Anteil erneuerbare Energien zur dezentralen Wärme- und Kältenutzung im Jahr 2050 56

Abbildung 35: Sektorziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes 58

Abbildung 36: Indikativer linearer Zielpfad für den Ausbau erneuerbarer Energien gemessen am Bruttoendenergieverbrauch (indikativer Zielpfad basiert auf Energiekonzept) 58

Abbildung 37: Indikativer sektoraler Zielpfad Wärme und Kälte – Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (indikativer Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie) 59

Abbildung 38: Indikativer Ausbaupfad für den Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen (Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie) 59

Abbildung 39: Indikativer Meilenstein gemäß der Langfristigen Renovierungsstrategie 60

Abbildung 40: Nettoimporte von festen Brennstoffen, Rohöl, Mineralölerzeugnisse und Gas im Zeitraum von 2015 bis 2040 61

Abbildung 41: Überblick über die Datenquellen, die Arbeitsschritte, Ergebnisse entsprechend Annex VIII und der räumlichen Auflösung der Daten 73

Abbildung 42: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte sowie Klimakälte im Grundlagenszenario 79

Abbildung 43: Endenergieverbrauch nach Energieträgern über alle Sektoren 80

Abbildung 44: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern 81

Abbildung 45: Schematische Darstellung der Modellkopplung zur Regionalisierung der Daten des Grundlagenszenario im Gebäudesektor auf Basis des Wärmeatlas 83

Abbildung 46: Darstellung der Datenbearbeitung und der unterschiedlichen administrativen und räumlichen Grenzen 84

Abbildung 47: Einordnung des Potenzialbegriffs von erneuerbaren Energien nach Kaltschmitt et al. (2013) 89

Abbildung 48: Spezifische Investitionskostenfunktion der Solarthermie ohne Speicherkosten ... 93

Abbildung 49: Anbindungskosten in Abhängigkeit von Leistung und Leitungslänge 95

Abbildung 50: Darstellung der ermittelten technischen Potenziale industrieller Abwärme 98

Abbildung 51: Verbandsgemeinden, für die ein technisches Abwärmepotenzial ermittelt werden konnte, differenziert nach Vollbenutzungsstunden 99

Abbildung 52: Darstellung der Standorte von MVA und EBS-KW 100

Abbildung 53: Lage nachgewiesener hydrothermaler Reservoire (links) und petrothermaler Reservoire (rechts) nach Temperaturniveau im geothermischen Informationssystem GeotIS 101

Abbildung 54: CORINE Land Cover Daten für Deutschland 104

Abbildung 55: Berechneter Kollektorertrag auf 1km² Rasterebene im Jahr 2018 105

Abbildung 56: Angepasste Hotmaps-Wärmedichtekarte (links) und identifizierte Wärmeregionen (rechts) 106

Abbildung 57: Identifizierte Gebiete mit technischen Potenzialen für Deutschland (links) und für den Großraum Berlin (rechts) 107

Abbildung 58: Solarthermische (Freiflächenanlagen) Potenziale auf Verwaltungsgemeinden-Ebene für Deutschland im Jahr 2018 108

Abbildung 59: Wirtschaftliche Potenziale für Wärme aus Biomasse für 2030 in unterschiedlichen Energieszenarien 109

Abbildung 60 Kläranlagen und Abwassermenge in Jahr 2016 111

Abbildung 61 Identifizierung von Kläranlagen, die innerhalb 1 km von den Wärmeregionen liegen 112

Abbildung 62: Verluste des Energiepotenzials aus Abwasser ausgehend vom jährlichen Abwasseraufkommen 113

Abbildung 63: Abwasser-Potenziale auf Gemeindeebene für Deutschland im Jahr 2018 bezogen auf die Kläranlagen-Abwassermenge im Jahr 2018 115

Abbildung 64: Darstellung der Verbandsgemeinde entsprechend der Information, ob Seewasser innerhalb von 1 km zu den Wärmebedarfsgebieten genutzt werden kann 116

Abbildung 65: Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis 2030 118

Abbildung 66: Zusammenfassung der ermittelten technischen Potenziale 120

Abbildung 67: Lastgang Fernwärme 125

Abbildung 68: Monatliche Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 1 und das sich daraus ergebende Techniksystem 129

Abbildung 69: Monatliche Wärmeerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem EE- und Abwärmeanteil von 60 %, Reihung 2 und das sich daraus ergebende Techniksystem 131

Abbildung 70: Energiepreise Wohngebäude (WG) und Dienstleistungssektor (GHD) im Jahr 2030 134

Abbildung 71: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung nach den verschiedenen Reihungen für das Jahr 2030 137

Abbildung 72: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2030, dynamisch 139

Abbildung 73: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach Cluster inkl. Verteilkosten in 2030 140

Abbildung 74: Anteile der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Fernwärmeversorgung in den Clustern in 2050 143

Abbildung 75: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Wohngebäude 146

Abbildung 76: Dezentrale Versorgungsoptionen im Jahr 2030 und 2050 für den Sektor Dienstleistungen 147

Abbildung 77: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Einfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030 148

Abbildung 78: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Mehrfamilienhäuser-Referenzfall im Jahr 2030 149

Abbildung 79: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Bürogebäude-Referenzfall im Jahr 2030 150

Abbildung 80: Wärmebereitstellungskosten dezentraler Technologien im Vekaufsgebäude-Referenzfall im Jahr 2030 150

Abbildung 81: Abgrenzung der gesamt- und einzelwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse ... 154

Abbildung 82: Jährlich bereitgestellte Endenergie der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien in GWh 159

Abbildung 83: Einzelwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien 160

Abbildung 84: Vergleich der spezifischen Wärmegestehungskosten und THG-Emissionen der Technologien in der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien im Jahr 2030 162

Abbildung 85: Vergleich der spezifischen THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der alternativen Szenarien nach Versorgungsgebietscluster im Jahr 2030 163

Abbildung 86: Spezifische THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung der betrachteten Gemeinden in den alternativen Szenarien im Vergleich zu durchschnittlichen Werten des Grundlagenszenarios, sowie Kosten dezentraler Versorgungsoptionen im Jahr 2030 165

Abbildung 87: Spezifische THG-Emissionen 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 167

Abbildung 88: Spezifische THG-Emissionen und Wärmegestehungskosten der Gemeinden mit Vergleich zum Grundlagenszenario und alternativen Szenarien im Jahr 2030 mit dem Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme am Endenergieverbrauch in der Wärmenetzversorgung entsprechend Tabelle 20 168

Abbildung 89: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Jahresvollkosten der Fernwärmeversorgung für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien 170

Abbildung 90: Jährlicher Primärenergieeinsatz der Fernwärmeversorgung nach Technologien für das Grundlagenszenario und die alternativen Szenarien 172

Abbildung 91: Jährliche Differenz des Primärenergieeinsatzes der Energieträger Erdgas und Kohle in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und alternativen Szenarien 173

Abbildung 92: Unsicherheiten in den Annahmen und Parameter in der Sensitivitätsanalyse ... 175

Abbildung 93: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030 177

Abbildung 94: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der spezifischen Investitions- und Betriebskosten im Jahr 2030 178

Abbildung 95: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Diskontrate im Jahr 2030 179

Abbildung 96: Änderung der spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Veränderung der Diskontrate im Jahr 2030 179

Abbildung 97: Spezifische Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einem hohen und konstanten EU-ETS im Jahr 2030 180

Abbildung 98: Änderung der spezifischen jährlichen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien einem erhöhten und konstanten EU-ETS im Jahr 2030 181

Abbildung 99: Jährliche Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten 182

Abbildung 100: Änderung der jährlichen Kosten für Klimafolgeschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien bei einer Anpassung der Klimakosten 182

Abbildung 101: Energieträgermix der Fernwärme im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien 2030 184

Abbildung 102: THG-Emissionen (in Mio. Tonnen) der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario 2020 (Status quo), im Grundlagenszenario 2030 und in den alternativen Szenarien 2030 185

Abbildung 103: Grundkonzept des Bundesprogramms Effiziente Wärmenetze 192

Abbildung 104: Mögliches Umsetzungskonzept für eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung in Deutschland 204

Abbildung 105: Vergleich der betrachteten Umlage mit dem Preispfad des BEHG 208

Abbildung 106: Berechnungsschema Preisinstrument, kurzfristige Wirkung 209

Abbildung 107: Berechnungsschema Preisinstrument, langfristige Wirkung 210

Abbildung 108: Preisindex Lebenshaltung für die Umrechnung auf die reale Preisbasis 316

Abbildung 109: Angenommene Entwicklung der CO_2-Bepreisung im nationalen Emissionshandelssystem 318

Abbildung 110: Energiepreise Haushalte im Jahr 2018 mit realer Preisbasis 2016 319

Abbildung 111: Entwicklung Endverbraucherstrompreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm 320

Abbildung 112: Entwicklung der Gasendverbraucherpreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm 321

Abbildung 113: Entwicklung der Preise für feste Brennstoffe (Kohle und Holzhackschnitzel) .. 322

Abbildung 114: Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert 360

Abbildung 115: Annuitätische Vollkosten für EFH saniert 361

Abbildung 116: Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert 362

Abbildung 117: Annuitätische Vollkosten MFH saniert 363

Abbildung 118: Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert 364

Abbildung 119: Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert 364

Abbildung 120: Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert 365

Abbildung 121: Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert 365

E. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Sektorale Differenzierung des Wärme- und Kältebedarfs 14

Tabelle 2: Referenznutzungsgrade zur Ermittlung der Nutzenergie 18

Tabelle 3: Differenzierung der Technologien zu Wärme- und Kälteversorgung 21

Tabelle 4: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Dekarbonisierung 63

Tabelle 5: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Energieeffizienz 65

Tabelle 6: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Sicherheit der Energieversorgung 68

Tabelle 7: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Energiebinnenmarkt 70

Tabelle 8: Überblick über die Maßnahmen in der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit 71

Tabelle 9: Übersicht der zugrunde liegenden Annahmen für das Grundlagenszenario im Jahr 2018 76

Tabelle 10: 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 78

Tabelle 11: Übersicht über Brennstoffeinsätze der erarbeiteten Standortdatenbank 86

Tabelle 12: Zuordnung der Wirtschaftszweige des Grundlagenszenarios basierend auf dem Grundlagenszenario zu den Wirtschaftszweigen entsprechend der NACE-Klassifizierung in der Standortdatenbank 87

Tabelle 13: Übersicht der betrachteten Parameter und Technologien, beispielhaft für 10 MW .. 92

Tabelle 14: Länge der Anbindungsleitung nach Technologie 94

Tabelle 15: Kosten der Anbindungsleitung 94

Tabelle 16: THG- und Primärenergiefaktoren 96

Tabelle 17: Verwendete Datensätze und Datenformate im Abwasser GIS-Modell 110

Tabelle 18: Grundlage der Berechnung des technischen Potenzials 113

Tabelle 19: Vorgehen bei der Erstellung der alternativen Szenarien 121

Tabelle 20: Vorgabe des Anteils erneuerbarer Energien an der Fernwärmerzeugung in der dynamischen Variante und Anzahl der jeweiligen Gemeinden von insgesamt 1.640 124

Tabelle 21: Maximal verfügbare monatliche Vollbenutzungsstunden nach Technologie 126

Tabelle 22: Reihung der Technologien in den Varianten 1 bis 6 127

Tabelle 23: Jahreswerte der Wärmepotenziale und der tatsächlichen Wärmerzeugungsstruktur einer Beispielgemeinde mit einem auf 60 % begrenzten EE- und Abwärmeanteil, Reihung 1 130

Tabelle 24: Übersicht der Referenz-Versorgungsfälle 133

Tabelle 25: Derzeitige Investitionsförderungen durch das Marktanreizprogramm für dezentrale Wärmeversorgungstechnologien 135

Tabelle 26: Ökonomische und ökologische Bewertung der aggregierten alternativen Szenarien (AS) nach den verschiedenen Reihenfolgen (Rx) 136

Tabelle 27: Verteilung der Gemeinden nach Cluster 138

Tabelle 28: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2030 im Vergleich zum Grundlagenszenario 139

Tabelle 29: Wärmegestehungskosten der Fernwärme nach EE- und Abwärmetechnologien ohne Verteilkosten in 2030 141

Tabelle 30: Verteilung der Gemeinden nach Cluster in der 100-%-EE-Variante in 2050 142

Tabelle 31: Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeugungstechnologien in der Fernwärme in 2050 144

Tabelle 32: Ökonomische und ökologische Bewertung der Fernwärmeerzeugung mit 100 % EE-Anteil in 2050 144

Tabelle 33: Wärmeseitiges KWK-Potential in der dezentralen Industrie basierend auf dem Grundlagenszenario 152

Tabelle 34: Übersicht der Rahmendaten für die Berechnung der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung 155

Tabelle 35: Eingabedaten zu Steuern und Abgaben der Kosten-Nutzen-Analyse und Sensitivitätsberechnung 155

Tabelle 36: Energieträgermix und eingesetzte Referenztechnologien in der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios 157

Tabelle 37: Berechnung der Wärmegestehungskosten für den Energieträger Kohle aus einer einzelwirtschaftlichen Perspektive 158

Tabelle 38: Gesamtwirtschaftliche Perspektive: Jährliche Differenzkosten für die zentrale Fernwärmeversorgung 169

Tabelle 39: Jährliche THG-Emissionen und Klimaschäden der Fernwärmeversorgung des Grundlagenszenarios und der alternativen Szenarien 171

Tabelle 40: Jährlicher Primärenergieeinsatz und PE-Faktoren der eingesetzten Technologien in der Fernwärmeversorgung im Grundlagenszenario und in den alternativen Szenarien 171

Tabelle 41: Parametrisierung Sensitivitätsanalyse 176

Tabelle 42: Übersicht über die Maßnahmen und die entsprechenden Einsparwirkungen 187

Tabelle 43: Abschätzung des Zubaus an EE-Wärmeeinspeisung in Wärmenetze durch das BEW 194

Tabelle 44: Fördermitteleinsatz (dem Jahr der Installation zugeordnet) 194

Tabelle 45: Abgeschätzte Primärenergie- und THG-Einsparung im Jahr 2030 durch die Maßnahme Abwärmenutzungsverordnung 198

Tabelle 46: Übersicht über die Grundlagen für die Herleitung 207

Tabelle 47: Verhaltensbedingte Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW 209

Tabelle 48: Zusätzliche Endenergieeinsparungen in Wohngebäuden durch die haushaltsneutrale Finanzierung des BEW durch geändertes Investitionsverhalten bzgl. energetischer Sanierung der Außenhülle 211

Tabelle 49: Mittlerer Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung im Betrachtungszeitraum 211

Tabelle 50: Übersicht ermittelte Wärmekraftwerke 254

Tabelle 51: Übersicht ermittelte KWK-Anlagen 261

Tabelle 52: Übersicht ermittelte Abfallverbrennungsanlagen 288

Tabelle 53: Übersicht ermittelte Geothermieanlagen 290

Tabelle 54: Übersicht ermittelte Solarthermieanlagen 291

Tabelle 55: Übersicht ermittelte Power-to-heat Anlagen 291

Tabelle 56: Indikativer Beitrag zum nationalen Energieeffizienzziel 293

Tabelle 57: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Dekarbonisierung 294

Tabelle 58: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Energieeffizienz 297

Tabelle 59: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Sicherheit der Energieversorgung ... 304

Tabelle 60: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Energiebinnenmarkt 308

Tabelle 61: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit 310

Tabelle 62: Entwicklung der fossilen Primärenergiepreise 316

Tabelle 63: Entwicklung der Preise für EUA 317

Tabelle 64: Diskontraten für die einzelwirtschaftliche Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse 324

Tabelle 65: Technologiesteckbrief Heizwerk Tankkessel 327

Tabelle 66: Technologiesteckbrief Heizwerk Wasserrohrkessel 328

Tabelle 67: Technologiesteckbrief Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel 329

Tabelle 68: Technologiesteckbrief Zentrale Solarthermie 331

Tabelle 69: Technologiesteckbriefe Zentrale Luft/Wasserwärmepumpe 332

Tabelle 70: Technologiesteckbrief, Seewasserwärmepumpe 334

Tabelle 71: Technologiesteckbrief Wärmepumpe Abwärme 336

Tabelle 72: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Dampfturbine 338

Tabelle 73: Technologiesteckbrief KWK Anlage: Gasturbine 339

Tabelle 74: Technologiesteckbrief KWK-Anlage: Blockheizkraftwerke (BHWK) 340
Tabelle 75: Technologiesteckbrief Brennstoffzelle 342
Tabelle 76: Technologiesteckbrief Abwärme 344
Tabelle 77: Technologiesteckbrief Wärmenetze 346
Tabelle 78: Technologiesteckbriefe Wärmespeicher 348
Tabelle 79: Technologiesteckbriefe Fernwärmeübergabestation 350
Tabelle 80: Technologiesteckbrief dezentraler Erdgasbrennwertkessel 351
Tabelle 81: Technologiesteckbrief dezentraler Ölbrennwertkessel 352
Tabelle 82: Technologiesteckbrief dezentraler Pelletkessel 353
Tabelle 83: Technologiesteckbrief Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe 354
Tabelle 84: Technologiesteckbrief Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe 355
Tabelle 85: Technologiesteckbrief dezentrale Solarthermie 356

F. Anhang

I. Anhang Teil I.3

I.1. Daten zu Teil I.3.a

Nutzenergie

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
DE22A	943,97	292,62	120,81
DE22B	779,54	158,04	104,42
DE22C	689,96	219,67	810,93
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	Dienstleistungen*	Industrie**
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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
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
DEA41	1.921,65	804,40	805,23

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	Dienstleistungen*	Industrie**
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
DEE09	1.406,35	584,15	1542,80
DEE0A	947,82	344,48	287,57
DEE0B	1.116,01	495,03	2340,42
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
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

	Nutzenergie 2018 [GWh]		
	Wohngebäude*	**Dienstleistungen***	**Industrie****
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**		
	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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
DE408	1060,0	704,4	302,1	368,3	355,6	264,7	1455,4	1241,1	986,0
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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
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
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

	Endenergie [GWh]								
	Wohngebäude			Dienstleistungen			Industrie		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
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

I.2. Daten zu Teil I.3.b und Teil I.3.c

Tabelle 50: Übersicht ermittelte Wärmekraftwerke

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bundesland	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energieträger
1	Arzberg 6	Uniper SE	Arzberg	BY	258.3	Kaltreserve	Erdgas
2	Barby	Cargill Deutschland GmbH	Barby	ST	20	Betrieb	Erdgas
3	Bergheim K2/TG2	Martinswerk GmbH	Bergheim	NW	10	Betrieb	Braunkohle
4	Berlin-Charlottenburg GT-6	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	68	Betrieb	Erdgas
5	Bexbach	Steag Power Saar GmbH	Bexbach	SL	780	Betrieb	Steinkohle
6	Biberach 1	Boehringer Ingelheim Pharma GmbH	Biberach	BW	4.1	Betrieb	Erdgas
7	Biberach 2	Boehringer Ingelheim Pharma GmbH	Biberach	BW	4.3	Betrieb	Erdgas
8	Biberach 3	Boehringer Ingelheim Pharma GmbH	Biberach	BW	4.1	Betrieb	Erdgas
9	Bischofferode / Holungen	StW Leipzig	Bischofferode	TH	20	Betrieb	Biomasse fest
10	Sigmundshall 1	K+S KALI GmbH	Bokeloh	NI	4	Betrieb	Erdgas
11	Sigmundshall 2	K+S KALI GmbH	Bokeloh	NI	10	Betrieb	Erdgas
12	Sigmundshall 3	K+S KALI GmbH	Bokeloh	NI	5	Betrieb	Erdgas
13	Boxberg R	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Boxberg	SN	675	Betrieb	Braunkohle
14	Kirchmöser	Uniper SE	Brandenburg	BB	207	Betrieb	Erdgas

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bundesland	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energieträger
15	Bremen-Mittelsbüren (GKB)	Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG (GKB) / swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	460	Betrieb	Erdgas
16	Bremen-Mittelsbüren 4	swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	160	Betrieb	Gichtgas
17	Bremen-Mittelsbüren GT 3	swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	88	Betrieb	HEL
18	Breuberg/Odenwald	IKW Breuberg GmbH (Pirelli Deutschland GmbH)	Breuberg	HE	11.4	Betrieb	Erdgas
19	Brokdorf (KBR)	E.ON Kernkraft GmbH	Brokdorf	SH	1480	Betrieb	Uran
20	Brunnenthal-Köditz I	Papierfabrik Carl Macher GmbH	Brunnenthal	BY	4.8	Betrieb	Erdgas
21	Brunnenthal-Köditz II	Papierfabrik Carl Macher GmbH	Brunnenthal	BY	5.2	Betrieb	Erdgas
22	Brunsbüttel	Sasol Germany GmbH	Brunsbüttel	SH	10	Betrieb	Erdgas
23	Castrop-Rauxel 2	Evonik New Energies GmbH	Castrop-Rauxel	NW	1	Betrieb	Erdgas
24	Darmstadt	Entega AG	Darmstadt	HE	100	Netzreserve	Erdgas
25	Darmstadt I	Merck KGaA	Darmstadt	HE	10.6	Betrieb	Erdgas
26	Dotternhausen 2	Holcim GmbH	Dotternhausen	BW	8	Betrieb	HS
27	Dotternhausen 3	Holcim GmbH	Dotternhausen	BW	8	Betrieb	HS
28	Düsseldorf	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	10	Betrieb	Erdgas
29	Düsseldorf-Lausward E (Emil) GT-1	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	67	Betrieb	Erdgas
30	Düsseldorf-Lausward E (Emil) GT-2	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	67	Betrieb	Erdgas
31	Düsseldorf-Lausward E GT	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	74	Betrieb	HEL
32	Elsdorf	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	Elsdorf	NW	13	Betrieb	Braunkohle
33	Huntorf CAES	Uniper SE	Elsfleth	NI	321	Betrieb	Erdgas
34	Emden 4 GT	Statkraft Markets GmbH	Emden	NI	50	Betrieb	Erdgas
35	Grohnde (KWG)	GKK Grohnde GmbH & Co. OHG	Emmerthal	NI	1430	Betrieb	Uran
36	Weisweiler E (4)	RWE Power AG	Eschweiler	NW	363	Betrieb	Braunkohle
37	Weisweiler F (5)	RWE Power AG	Eschweiler	NW	340	Betrieb	Braunkohle
38	Weisweiler G (6) - GT	RWE Generation SE	Eschweiler	NW	274	Kaltreserve	Erdgas
39	Weisweiler H (7) - GT	RWE Generation SE	Eschweiler	NW	274	Kaltreserve	Erdgas
40	Isar 2 - Essenbach (KKI) (Ohu)	E.ON Kernkraft GmbH	Essenbach	BY	1485	Betrieb	Uran
41	Euskirchen	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	Euskirchen	NW	14.5	Betrieb	Braunkohle
42	Frankfurt / Oder GT	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH	Frankfurt / Oder	BB	25	Betrieb	Erdgas
43	Frimmersdorf Q	RWE Power AG	Frimmersdorf	NW	310	Sicherheitsbereitschaft	Braunkohle
44	Fulda ("Moritz 3+4")	RhönEnergie Fulda GmbH	Fulda	HE	12	Betrieb	Diesel
45	Gelsenkirchen-Scholven B	Uniper SE	Gelsenkirchen	NW	370	Betrieb	Steinkohle

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bun-des-land	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energie-träger
46	Gelsenkirchen-Scholven C	Uniper SE	Gelsenkir-chen	NW	370	Betrieb	Stein-kohle
47	Sermuth	envia THERM GmbH	Großbothen Sermuth	SN	17	Betrieb	Erdgas
48	Großkayna	envia THERM GmbH	Großkayna	ST	129	Betrieb	HEL
49	Staudinger 4 (Großkrot-zenburg)	Uniper SE	Großkrot-zenburg	HE	637.6	Betrieb	Erdgas
50	Ingolstadt 3 - Großmeh-ring	Uniper SE	Großmeh-ring	BY	420	Betrieb	HS
51	Ingolstadt 4 - Großmeh-ring	Uniper SE	Großmeh-ring	BY	420	Betrieb	HS
52	Gundremmingen C (KRB)	Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH	Gundrem-mingen	BY	1344	Betrieb	Uran
53	Hamburg VERA	VERA Klärschlammverbrennung GmbH	Hamburg	HH	12.4	Betrieb	Erdgas
54	Hamburg	ADM Hamburg AG (Ölmühle)	Hamburg	HH	22.5	Betrieb	Erdgas
55	Hamburg-Harburg	Nynas GmbH & Co. KG / Deutsche Shell AG	Hamburg	HH	38.3	Betrieb	Raffine-riegas
56	Hamm-Uentrop 10	Trianel Power Kraftwerk H.-U. GmbH	Hamm	NW	425	Betrieb	Erdgas
57	Hamm-Uentrop 20	Trianel Power Kraftwerk H.-U. GmbH	Hamm	NW	425	Betrieb	Erdgas
58	Westfalen E (Hamm-Uentrop)	RWE Generation SE	Hamm-Uentrop	NW	820	Betrieb	Stein-kohle
59	Hausham GT 2	Peißenberger Kraftwerks GmbH (PKG)	Hausham	BY	26.8	Betrieb	HEL
60	Hausham GT 3	Peißenberger Kraftwerks GmbH (PKG)	Hausham	BY	26.8	Betrieb	HEL
61	Hausham GT 4	Peißenberger Kraftwerks GmbH (PKG)	Hausham	BY	26.8	Betrieb	HEL
62	Buschhaus (Helmstedt)	Helmstedter Revier GmbH (MIBRAG)	Helmstedt	NI	405	Sicherheitsbe-reitschaft	Braun-kohle
63	Herdecke H3 (Cuno)	Mark-E AG / Statkraft Markets GmbH	Herdecke	NW	424	Betrieb	Erdgas
64	Ibbenbüren	RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Ibbenbüren	NW	30	Betrieb	Gruben-gas
65	Ingolstadt	Audi AG	Ingolstadt	BY	10	Betrieb	Erdgas
66	Karlsruhe	Stora Ensa Maxau GmbH	Karlsruhe	BW	24.6	Betrieb	Erdgas
67	Karlsruhe-RDK 6 (West 6)	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	Karlsruhe	BW	180	Kaltreserve	HS
68	Kirchlengern 2	Energieservice Westfalen-Weser GmbH (EWW)	Kirchlen-gern	NW	23	Betrieb	Erdgas
69	Kirchlengern 3	Energieservice Westfalen-Weser GmbH (EWW)	Kirchlen-gern	NW	19	Betrieb	Erdgas
70	Kirchlengern 4	Energieservice Westfalen-Weser GmbH (EWW)	Kirchlen-gern	NW	13	Betrieb	Erdgas
71	Krefeld GuD (GT)	Cargill Deutschland GmbH	Krefeld	NW	25.8	Betrieb	Erdgas
72	Krefeld GuD (VM)	Cargill Deutschland GmbH	Krefeld	NW	14	Betrieb	Erdgas
73	Landesbergen, Robert Frank 4 DT	Statkraft Markets GmbH	Landesber-gen	NI	450	Kaltreserve	Erdgas
74	Landesbergen, Robert Frank 4 GT	Statkraft Markets GmbH	Landesber-gen	NI	60	Betrieb	Erdgas
75	Leuna GuD-HKW I-1	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	38.3	Betrieb	Erdgas
76	Leuna GuD-HKW I-2	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	38.3	Betrieb	Erdgas

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bun-des-land	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energie-träger
77	Leuna GuD-HKW I-3	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	38.3	Betrieb	Erdgas
78	Leuna GuD-HKW I-5 EKT	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	22.1	Betrieb	Erdgas
79	Leuna GuD-HKW I-5 KT1	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	25	Betrieb	Erdgas
80	Leuna GuD-HKW II	envia THERM GmbH / InfraLeuna GmbH	Leuna	ST	56	Betrieb	Erdgas
81	Emsland-Lingen (KLE)	KKW Lippe-Ems GmbH (RWE / E.ON)	Lingen	NI	1406	Betrieb	Uran
82	Ludwigshafen FHKW T1	Techn. Werke Ludwigshafen AG	Ludwigsha-fen	RP	1.8	Betrieb	Erdgas
83	Ludwigshafen FHKW T3	Techn. Werke Ludwigshafen AG	Ludwigsha-fen	RP	2.8	Betrieb	Erdgas
84	Ludwigshafen FHKW T4	Techn. Werke Ludwigshafen AG	Ludwigsha-fen	RP	5	Betrieb	Erdgas
85	Ludwigshafen I (GT)	Techn. Werke Ludwigshafen AG / Y-ounicos AG / KNS mbH	Ludwigsha-fen	RP	5	Betrieb	Erdgas
86	Marbach II	EnBW Kraftwerke AG	Marbach	BW	77.8	Netzreserve	HEL
87	Marbach III DT	EnBW Kraftwerke AG	Marbach	BW	270	Netzreserve	HEL
88	Marbach III GT	EnBW Kraftwerke AG	Marbach	BW	90	Netzreserve	HEL
89	Mayen 2	Moritz J. Weig GmbH	Mayen	RP	3.6	Betrieb	Erdgas
90	Mühlhausen-Grabe 1	Uniper SE	Mühlhau-sen-Grabe	TH	5	Betrieb	Erdgas
91	Mühlhausen-Grabe 2	Uniper SE	Mühlhau-sen-Grabe	TH	5	Betrieb	Erdgas
92	Neckarwestheim 2 GKN	EnBW Kernkraft GmbH (EnKK)	Neckar-westheim	BW	1400	Betrieb	Uran
93	Neuhof-Ellers 1	K+S KALI GmbH	Neuhof	TH	5	Betrieb	Erdgas
94	Neuhof-Ellers 2	K+S KALI GmbH	Neuhof	TH	1.5	Betrieb	Erdgas
95	Neuhof-Ellers 3	K+S KALI GmbH	Neuhof	TH	4.5	Betrieb	Erdgas
96	Neurath A - Greven-broich	RWE Power AG	Neurath	NW	312	Betrieb	Braun-kohle
97	Neurath B - Greven-broich	RWE Power AG	Neurath	NW	312	Betrieb	Braun-kohle
98	Neurath C - Greven-broich	RWE Power AG	Neurath	NW	312	Sicherheitsbe-reitschaft	Braun-kohle
99	Neurath F - Greven-broich (BoA 2)	RWE Power AG	Neurath	NW	1100	Betrieb	Braun-kohle
100	Neurath G - Greven-broich (BoA 3)	RWE Power AG	Neurath	NW	1100	Betrieb	Braun-kohle
101	Niederaußem C	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	335	Betrieb	Braun-kohle
102	Niederaußem D	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	320	Betrieb	Braun-kohle
103	Niederaußem E	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	315	Sicherheitsbe-reitschaft	Braun-kohle
104	Niederaußem F	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	320	Sicherheitsbe-reitschaft	Braun-kohle

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bun-des-land	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energie-träger
105	Niederaußem H	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	687	Betrieb	Braun-kohle
106	Niederaußem K (BoA 1)	RWE Power AG	Niederau-ßem	NW	1012	Betrieb	Braun-kohle
107	Franken I-GT (Nürnberg)	Uniper SE	Nürnberg	BY	53	Betrieb	Erdgas
108	Oberhausen-Holten	Oxea GmbH (Ruhrchemie)	Oberhausen	NW	69	Betrieb	Erdgas
109	Itzehoe	Uniper SE	Oldendorf	SH	89.6	Betrieb	HEL
110	Osnabrück T6	Kämmerer Papierfabrik GmbH	Osnabrück	NI	10	Betrieb	Braun-kohle
111	Audorf	Uniper SE	Oster-rönfeld	NI	89.6	Betrieb	HEL
112	Heyden	Uniper SE	Petersha-gen	NW	923	Betrieb	Stein-kohle
113	Leinau	Vereinigte Wertach-Elektrizitäts-werke (VWEW)	Pforzen	BY	13.2	Betrieb	Diesel
114	Salzwedel	Uniper SE	Salzwedel	ST	10.3	Betrieb	Deponie-gas
115	Sandersdorf	Eco Strom Plus GmbH	Sanders-dorf-Brehna	ST	12	Betrieb	Biomasse
116	Sehnde (Bergmannsse-gen-Hugo DT1)	K+S KALI GmbH	Sehnde	NI	14	Betrieb	Erdgas
117	Sehnde (Bergmannsse-gen-Hugo GT2)	K+S KALI GmbH	Sehnde	NI	1	Betrieb	Erdgas
118	Sipplinger Berg	Bodensee-Wasserversorgung (ZVBWV)	Sipplingen	BW	15.3	Betrieb	Diesel
119	Stuttgart-Münster GT16	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	25	Betrieb	HEL
120	Stuttgart-Münster GT17	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	25	Betrieb	HEL
121	Stuttgart-Münster GT18	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	25	Betrieb	HEL
122	Thyrow A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)	Trebbin-Thyrow	BB	37	Netzreserve	Erdgas
123	Thyrow B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)	Trebbin-Thyrow	BB	37	Netzreserve	Erdgas
124	Thyrow C	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)	Trebbin-Thyrow	BB	37	Netzreserve	Erdgas
125	Thyrow D	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)	Trebbin-Thyrow	BB	37	Netzreserve	Erdgas

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bun-des-land	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energie-träger
126	Thyrow E	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG)	Trebbin-Thyrow	BB	38	Netzreserve	Erdgas
127	Unterbreizbach DT-2	K+S KALI GmbH	Unterbreiz-bach	TH	6	Betrieb	Erdgas
128	Unterbreizbach DT-3	K+S KALI GmbH	Unterbreiz-bach	TH	13	Betrieb	HEL
129	Unterbreizbach GT-1	K+S KALI GmbH	Unterbreiz-bach	TH	5	Betrieb	Erdgas
130	Unterbreizbach GT-2	K+S KALI GmbH	Unterbreiz-bach	TH	5	Betrieb	Erdgas
131	Pleinting 1	Uniper SE	Vilshofen	BY	300	Kaltreserve	HEL
132	Pleinting 2	Uniper SE	Vilshofen	BY	425	Kaltreserve	HEL
133	Irsching 2	Uniper SE	Vohburg	BY	330	Kaltreserve	HEL
134	Irsching 4 ("Ulrich Hart-mann")	Uniper SE / Siemens	Vohburg	BY	578	Netzreserve	Erdgas
135	Irsching 5	Uniper SE, N-Ergie, Mainova, Entega AG	Vohburg	BY	876	Netzreserve	Erdgas
136	Walheim 1	EnBW Kraftwerke AG	Walheim	BW	107	Betrieb	Stein-kohle
137	Walheim 2	EnBW Kraftwerke AG	Walheim	BW	160	Betrieb	Stein-kohle
138	Waltenhofen SKW I	Allgäuer Überlandwerk GmbH	Waltenh-ofen	BY	26	Betrieb	HEL
139	Waltenhofen SKW II	Allgäuer Überlandwerk GmbH	Waltenh-ofen	BY	12	Betrieb	Diesel
140	Wedel A	Vattenfall Hamburg Wärme GmbH	Wedel	SH	51	Betrieb	HEL
141	Wedel B	Vattenfall Hamburg Wärme GmbH	Wedel	SH	51	Betrieb	HEL
142	Werdohl-Elverlingsen 1/2	Mark-E AG	Werdohl	NW	220	Sicherheitsbe-reitschaft	Erdgas
143	Gersteinwerk F1 GT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	55	Betrieb	Erdgas
144	Gersteinwerk F2 DT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	372	Kaltreserve	Erdgas
145	Gersteinwerk G1 GT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	55	Betrieb	Erdgas
146	Gersteinwerk G2 DT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	372	Kaltreserve	Erdgas

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bun-des-land	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energie-träger
147	Gersteinwerk I1 GT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	55	Betrieb	Erdgas
148	Gersteinwerk I2 DT (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	372	Kaltreserve	Erdgas
149	Gersteinwerk K1 (GT) (Werne)	RWE Power AG	Werne	NW	112	Betrieb	Erdgas
150	Wesseling (Rheinland-Raffinerie Süd) (Kessel 6) D209	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	Wesseling	NW	53	Betrieb	Erdgas
151	Wesseling (Rheinland-Raffinerie Süd) (Kessel 7)	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	Wesseling	NW	42	Betrieb	HS
152	Wesseling (Rheinland-Raffinerie Süd) (Kessel 8)	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	Wesseling	NW	53	Betrieb	Erdgas
153	Wilhelmshaven	Uniper SE	Wilhelms-haven	NI	788.1	Betrieb	Stein-kohle
154	Wilhelmshaven (Rüster-sieler Groden)	Riverstone Holdings LLC / BKW FMB Energie / WSW Energie und Wasser AG	Wilhelms-haven	NI	830	Betrieb	Stein-kohle
155	Wilhelmshaven GT	Uniper SE	Wilhelms-haven	NI	57.7	Betrieb	HEL
156	Worms	Grace GmbH	Worms	RP	12.4	Betrieb	Erdgas
157	Wuppertal-Barmen 2	WSW Energie und Wasser AG	Wuppertal	NW	61	Betrieb	HEL
158	Zolling-Leininger GT-1	Riverstone Holdings LLC	Zolling	BY	25.8	Betrieb	HEL
159	Zolling-Leininger GT-2	Riverstone Holdings LLC	Zolling	BY	25.8	Betrieb	HEL
zusätzliche Standorte Kraftwerksliste Bundesnetzagentur							
	Kraftwerksname	**Betreiber**	**Ort**	**Bun-des-land**	**Leistung MW elektrisch**	**Betriebsstatus**	**Energie-träger**
160	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Altbach	BW	81	in Betrieb	Erdgas
161	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Altbach	BW	57	in Betrieb	Erdgas
162	Heizkraftwerk Alt-bach/Deizisau	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Altbach	BW	50	in Betrieb	Erdgas
163	HKW Altenstadt	Heizkraftwerk Altenstadt GmbH & Co. KG	Altenstadt	BY	9.8	in Betrieb	Biomasse
164	Notstromdiesel	DS Smith Paper Deutschland GmbH	Aschaffen-burg	BY	0.5	in Betrieb	Mineralöl-produkte
165	Bergkamen	STEAG GmbH	Bergkamen	NW	717	Saisonale Kon-servierung	Stein-kohle

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bundesland	Leistung MW elektr.	Betriebs-status	Energieträger
166	Moabit	Vattenfall Wärme Berlin AG	Berlin	BE	34	in Betrieb	Mineralölprodukte
167	Farge	ENGIE Deutschland AG	Bremen	HB	350	in Betrieb	Steinkohle
168	GT	Stadtwerke Düsseldorf AG	Düsseldorf	NW	86.2	in Betrieb	Mineralölprodukte
169	BMKW Flörsheim Wicker	MVV Energie AG	Flörsheim Wicker	HE	12.6	in Betrieb	Biomasse
170	Enertec Hameln	Enertec Hameln GmbH	Hameln	NI	14.5	in Betrieb	Biomasse
171	Heizkraftwerk Heilbronn	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Heilbronn	BW	125	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Steinkohle
172	Heizkraftwerk Heilbronn	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Heilbronn	BW	125	gesetzlich an Stilllegung gehindert	Steinkohle
173	KWM	Kraftwerk Mehrum GmbH	Hohenhameln OT Mehrum	NI	690	in Betrieb	Steinkohle
174	Werk Kalscheuren	Orion Engineered Carbons GmbH	Köln	NW	26.5	in Betrieb	Sonstige Energieträger
175	BMKW Königs Wusterhausen	MVV Energie AG	Königs Wusterhausen	BB	17.1	in Betrieb	Biomasse
176	BMKW Mannheim	MVV Energie AG	Mannheim	BW	17.9	in Betrieb	Biomasse
177	DKW Nord	Vereinigte Wertach-Elektrizitätswerke GmbH	Mindelheim	BY	11.4	in Betrieb	Mineralölprodukte
178	Biomasse-HKW	B+S Papenburg Energie GmbH	Papenburg	NI	20	in Betrieb	Biomasse

Tabelle 51: Übersicht ermittelte KWK-Anlagen

	Kraftwerksname	Betreiber	Ort	Bundesland	Leistung MW elektrisch	Leistung MW thermisch Fernwärme	Betriebsstatus	Energieträger
1	Aachen-Melaten	STAWAG Energie GmbH	Aachen	NW	10.1	10.8	Betrieb	Erdgas
2	Aachen	STAWAG Energie GmbH	Aachen	NW	16	6	Betrieb	Erdgas
3	Aachen-Seffent	STAWAG Energie GmbH	Aachen	NW	10	0	Betrieb	Biomasse
4	Alfeld (Leine)	SAPPI Papierfabrik Alfeld GmbH	Alfeld (Leine)	NI	20	0	Betrieb	Erdgas
5	Alfeld (Leine) Block 5	SAPPI Papierfabrik Alfeld GmbH	Alfeld (Leine)	NI	16.8	0	Betrieb	Biomasse fest
6	Altbach/Deizisau HKW 1	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	476	280	Netzreserve	Steinkohle
7	Altbach/Deizisau HKW 2 (DT)	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	379	280	Betrieb	Steinkohle
8	Altbach/Deizisau 4 (Kombiblock)	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	250	180	Kaltreserve	Erdgas

9	Altbach/Deizisau GT C	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	95	0	Betrieb	Erdgas
10	Altbach/Deizisau GT B	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	75	0	Betrieb	Erdgas
11	Altbach/Deizisau GT E	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	69	0	Betrieb	Erdgas
12	Altbach/Deizisau GT A	EnBW Kraftwerke AG	Altbach	BW	66	0	Betrieb	Erdgas
13	Schongau-Altenstadt	BMHKW Altenstadt GmbH	Altenstadt	BY	11.6	19	Betrieb	Biomasse fest
14	Anklam	Suiker Unie GmbH & Co. KG	Anklam	MV	15.1	0	Betrieb	HEL
15	Annweiler	Kartonfabrik Buchmann GmbH	Annweiler	RP	29	0	Betrieb	Erdgas
16	Arneburg	Zellstoff Stendal GmbH	Arneburg	ST	100	600	Betrieb	Biomasse fest
17	Arneburg	Zellstoff Stendal GmbH	Arneburg	ST	47	0	Betrieb	Biomasse fest
18	Arnsberg	Reno De Medici Arnsberg GmbH	Arnsberg	NW	20.5	0	Betrieb	Steinkohle
19	Aschaffenburg	DS Smith Paper Deutschland GmbH / Aschaffenburger Versorgungs GmbH	Aschaffenburg	BY	49	0	Betrieb	Erdgas
20	Augsburg-Lechhausen	StW Augsburg	Augsburg	BY	30.8	41.3	Betrieb	Erdgas
21	Augsburg DT	StW Augsburg / UPM GmbH	Augsburg	BY	32	0	Kaltreserve	Erdgas
22	Augsburg T2	StW Augsburg	Augsburg	BY	20.4	0	Betrieb	Erdgas
23	Bad Kreuznach	Evonik New Energies GmbH / Michelin Reifenwerke	Bad Kreuznach	RP	11.7	0	Betrieb	Erdgas
24	Grabe	Thüringer Energie AG (TEAG) / Uniper SE	Bad Salzungen	TH	10	57	Betrieb	Erdgas
25	Baruth	Unitherm Baruth GmbH	Baruth	BB	20	73	Betrieb	Biomasse fest
26	Kassel Baunatal	VW Kraftwerk GmbH	Baunatal	HE	78	85	Betrieb	Erdgas
27	Beeskow	Sonae Arauco Beeskow GmbH	Beeskow	BB	18.3	66	Betrieb	Biomasse fest
28	Bergheim K1/TG1	Martinswerk GmbH	Bergheim	NW	10	0	Kaltreserve	Braunkohle
29	Bergkamen A	Steag GmbH	Bergkamen	NW	780	20	Betrieb	Steinkohle
30	Bergkamen Biomasse-HKW	RWE Innogy Cogen GmbH	Bergkamen	NW	20	20	Betrieb	Biomasse fest
31	Berlin-Mitte HKW GT 1	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	178	1210	Betrieb	Erdgas
32	Berlin-Klingenberg (Rummelsburg)	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	188	590	Betrieb	Erdgas
33	Berlin-Reuter-West D	Vattenfall Europe Wärme AG	Berlin	BE	300	363	Betrieb	Steinkohle
34	Berlin-Reuter-West E	Vattenfall Europe Wärme AG	Berlin	BE	300	363	Betrieb	Steinkohle
35	Berlin-Lichterfelde	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	315	230	Betrieb	Erdgas
36	Berlin-Charlottenburg GT-4	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	73	150	Betrieb	Erdgas
37	Berlin-Charlottenburg GT-5	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	73	150	Betrieb	Erdgas

38	Berlin-Moabit 1-1 (A)	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	100	136	Betrieb	Stein-kohle
39	Berlin-Buch 1	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	5.3	130	Betrieb	Erdgas
40	Berlin-Wilmers-dorf 3	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	96	110	Betrieb	HEL
41	Berlin-Wilmers-dorf 1	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	92	110	Betrieb	HEL
42	Berlin-Wilmers-dorf 2	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	92	110	Betrieb	HEL
43	Berlin-Moabit 1-2 (GT 5-7)	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	51	104	Betrieb	HEL
44	Berlin-Adlershof 1	BTB GmbH	Berlin	BE	14	96	Betrieb	Erdgas
45	Berlin-Neu-kölln/Gropius-stadt (Rudow)	Harpen AG / RWE Innogy Cogen GmbH	Berlin	BE	20	66	Betrieb	Bio-masse fest
46	Berlin-Köpenick	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	11	50	Betrieb	Erdgas
47	Berlin-Scharn-horststraße	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	12	40	Betrieb	Erdgas
48	Berlin-Neukölln	FHW Neukölln AG	Berlin	BE	10	11.5	Betrieb	Erdgas
49	Berlin-Adlershof 3	BTB GmbH	Berlin	BE	8	8	Betrieb	Erdgas
50	Berlin-Mitte HKW GT 2	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	178	0	Betrieb	Erdgas
51	Berlin-Mitte HKW DT	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	112	0	Betrieb	Erdgas
52	Berlin-Wedding	Bayer Pharma AG / Energieversorgung Wedding	Berlin	BE	10	0	Betrieb	Erdgas
53	Berlin-Buch 2	Vattenfall Europe GmbH	Berlin	BE	7.5	0	Betrieb	Erdgas
54	Berlin-Adlershof 2	BTB GmbH	Berlin	BE	6.8	0	Betrieb	Erdgas
55	Bernburg	Solvay Chemicals GmbH	Bernburg	ST	155	232	Betrieb	Erdgas
56	Bielefeld HKW 1 Schildescher Straße	Stadtwerke Bielefeld GmbH	Bielefeld	NW	28.6	160	Betrieb	Erdgas
57	Bielefeld-Hillego-ssen GuD	Stadtwerke Bielefeld GmbH / MPB	Bielefeld	NW	39	0	Betrieb	Erdgas
58	Bitterfeld Che-miepark	envia THERM GmbH	Bitterfeld	ST	114	110	Betrieb	Erdgas
59	Blankenstein	Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	Blanken-stein	TH	57.2	0	Betrieb	Bio-masse fest
60	Hiltrop	Stadtwerke Bochum GmbH	Bochum	NW	44	120	Betrieb	Erdgas
61	Lippendorf S	EnBW Kraftwerke AG	Böhlen	SN	933.6	230	Betrieb	Braun-kohle
62	Lippendorf R	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Böhlen	SN	933.6	230	Betrieb	Braun-kohle
63	Bomlitz	EnBW Kraftwerke AG / Dow Wolff Cel-lulosics GmbH	Bomlitz	NI	22.7	117	Betrieb	Erdgas
64	Bonn HKW Nord (Karlstraße)	Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH	Bonn	NW	25	110	Betrieb	Erdgas
65	Bonn HKW Nord (Karlstraße) GuD	Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH	Bonn	NW	74	70	Betrieb	Erdgas
66	Bopfingen	RWE Power AG	Bopfingen	BW	20	0	Betrieb	Bio-masse
67	Borken	Borchers Biomassekraftwerk GmbH	Borken	NW	11.4	0	Betrieb	Bio-masse
68	Boxberg Q	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Boxberg	SN	907	65	Betrieb	Braun-kohle

69	Boxberg N	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Boxberg	SN	500	60	Betrieb	Braun-kohle
70	Boxberg P	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Boxberg	SN	500	0	Betrieb	Braun-kohle
71	Brandenburg a.d. Havel (Upstall-straße)	StW Brandenburg	Branden-burg	BB	39	80	Betrieb	Erdgas
72	Braunschweig HKW Mitte	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	Braun-schweig	NI	78	330	Betrieb	Stein-kohle
73	Braunschweig HKW Nord	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	Braun-schweig	NI	26.5	80	Betrieb	Erdgas
74	Braunschweig HKW Mitte Block 12 (DT)	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	Braun-schweig	NI	28.2	67.2	Betrieb	Erdgas
75	Braunschweig	VW Kraftwerk GmbH	Braun-schweig	NI	11	0	Betrieb	Erdgas
76	Braunschweig HKW Mitte GuD	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	Braun-schweig	NI	77		Betrieb	Erdgas
77	Bremen-Hastedt (HyReK)	swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	15	210	Betrieb	Batterie-speicher
78	Bremen-Hastedt 15	swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	130	150	Betrieb	Stein-kohle
79	Bremen-Hafen 6, (Elfi)	swb Erzeugung GmbH	Bremen	HB	337	39	Betrieb	Stein-kohle
80	Bremen-Farge	Riverstone Holdings LLC	Bremen	HB	397	26	Betrieb	Stein-kohle
81	Brilon GT	Egger Kraftwerk Brilon GmbH	Brilon	NW	14.7	48	Betrieb	Erdgas
82	Brilon HKW	Egger Kraftwerk Brilon GmbH	Brilon	NW	19.8	30	Betrieb	Bio-masse fest
83	Burghausen 1	Kraftwerk Burghausen GmbH	Burghau-sen	BY	124	350	Betrieb	Erdgas
84	Burghausen 2	Kraftwerk Burghausen GmbH	Burghau-sen	BY	54	0	Betrieb	Erdgas
85	Calbe	ACR Biokraftwerk Calbe Invest GmbH & Co. KG	Calbe	ST	10.2	0	Betrieb	Bio-masse fest
86	Castrop-Rauxel 1	Evonik New Energies GmbH	Castrop-Rauxel	NW	11.4	0	Betrieb	Erdgas
87	Chemnitz Nord II B/20	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	Chemnitz	SN	67	165	Betrieb	Braun-kohle
88	Chemnitz Nord II C/30	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	Chemnitz	SN	100	140	Betrieb	Braun-kohle
89	Cottbus	HKW Cottbus GmbH / StW Cottbus	Cottbus	BB	81.7	120	Betrieb	Braun-kohlen-staub
90	Darmstadt II	Merck KGaA / 2G Energy	Darm-stadt	HE	3.1	3.2	Betrieb	Erdgas
91	Datteln 4	Uniper SE	Datteln	NW	1100	380	Testbe-trieb	Stein-kohle
92	Ruselkraftwerk Maxhofen	Kraftwerksgesellschaft Rusel GmbH	Deggen-dorf	BY	25	0	Betrieb	Diesel
93	Delitzsch	BMK Delitzsch GmbH (Danpower GmbH)	Delitzsch	SN	20	0	Betrieb	Bio-masse fest
94	Delitzsch	Knock on Wood GmbH	Delitzsch	SN	20	0	Betrieb	Bio-masse fest
95	Dessau GuD	DVV mbH	Dessau	ST	59	258	Betrieb	Erdgas
96	Dillingen (Dillin-ger Hütte)	Steag New Energies GmbH / VSE AG / ROGESA	Dillingen	SL	95.5	230	Betrieb	Gichtgas
97	Dingolfing GT1	GHD Bayernwerk Natur GmbH	Dingolfing	BY	7	10	Betrieb	Erdgas

98	Dingolfing GT2	GHD Bayernwerk Natur GmbH	Dingolfing	BY	7	10	Betrieb	Erdgas
99	Dormagen (Bayer)	RWE Power AG / Currenta GmbH	Dormagen	NW	597.1	480	Betrieb	Erdgas
100	Dortmund	Wärme- und Stromerzeugung Dortmund GmbH (RWE / DEW21)	Dortmund	NW	26.5	300	Betrieb	Erdgas
101	Dortmund	Deutsche Gasrußwerke GmbH & Co. KG	Dortmund	NW	25	0	Betrieb	Synthesegas
102	Dresden Nossener Brücke DT	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	75	455	Betrieb	Erdgas
103	Dresden-Nord	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	11	70	Betrieb	Erdgas
104	Dresden Nossener Brücke GT1	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	65		Betrieb	Erdgas
105	Dresden Nossener Brücke GT2	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	65		Betrieb	Erdgas
106	Dresden Nossener Brücke GT3	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	65		Betrieb	Erdgas
107	Dresden Nossener Brücke GT4	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	10		Betrieb	Erdgas
108	Duisburg-Walsum 9	Steag GmbH	Duisburg	NW	410	295	Betrieb	Steinkohle
109	Duisburg-Wanheim HKW III B	StW Duisburg	Duisburg	NW	245	167	Betrieb	Erdgas
110	Duisburg-Wanheim HKW III A	StW Duisburg	Duisburg	NW	41	88	Betrieb	Erdgas
111	Duisburg-Walsum 10	Steag GmbH (51%) / EVN (49%)	Duisburg	NW	790	0	Betrieb	Steinkohle
112	Duisburg-Ruhrort 4 ("Hermann Wenzel")	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Duisburg	NW	180	0	Betrieb	Gichtgas
113	Duisburg-Ruhrort 3 ("Hermann Wenzel")	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Duisburg	NW	100	0	Betrieb	Gichtgas
114	Duisburg-Ruhrort 2 ("Hermann Wenzel")	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Duisburg	NW	64	0	Betrieb	Gichtgas
115	Duisburg-Homberg (HKW Sachtleben)	Venator Materials Corporation	Duisburg	NW	29.5	0	Betrieb	Braunkohlenstaub
116	Duisburg	DK Recycling und Roheisen GmbH	Duisburg	NW	22	0	Betrieb	Gichtgas
117	Düren	Metsä Tissue GmbH Düren	Düren	NW	14	0	Betrieb	Erdgas
118	Düren 4	Papierfabrik Schoellershammer GmbH	Düren	NW	9.9	0	Betrieb	Braunkohle
119	Düren 2	Papierfabrik Schoellershammer GmbH	Düren	NW	3	0	Betrieb	Erdgas

120	Düsseldorf-Lausward F ("Block Fortuna")	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	595	300	Betrieb	Erdgas
121	Düsseldorf-Lausward E (Emil) DT-1	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	324	140	Betrieb	Erdgas
122	Düsseldorf-Lausward A (Anton)	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	114	75	Betrieb	Erdgas
123	Garath	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	11	75	Betrieb	Erdgas
124	Düsseldorf-Flingern GT	StW Düsseldorf AG (SWD AG)	Düsseldorf	NW	90	0	Betrieb	HEL
125	Düsseldorf-Holthausen	Henkel AG & Co. KGaA	Düsseldorf	NW	89	0	Betrieb	Erdgas
126	Düsseldorf	Daimler AG	Düsseldorf	NW	21.6	0	Betrieb	Erdgas
127	Eberswalde-Finow	Barnimer Energiegesellschaft GmbH (BEG)	Eberswalde	BB	20	0	Betrieb	Biomasse fest
128	Ehingen T5	SAPPI Papierfabrik Ehingen GmbH	Ehingen	BW	13.2	0	Betrieb	Biomasse fest
129	Ehingen T3	SAPPI Papierfabrik Ehingen GmbH	Ehingen	BW	8	0	Betrieb	Biomasse fest
130	Ehingen T4	SAPPI Papierfabrik Ehingen GmbH	Ehingen	BW	4	0	Betrieb	Erdgas
131	Eilenburg	Stora Enso Sachsen GmbH	Eilenburg	SN	47.2	40	Betrieb	Erdgas
132	Eisenach-Wiesengrund	Adam Opel AG	Eisenach	TH	24	79.5	Betrieb	Erdgas
133	Eisenach	Eisenacher Versorgungsbetriebe GmbH	Eisenach	TH	10	9	Betrieb	Erdgas
134	Eisenhüttenstadt	Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH (Arcelor Mittal Eisenhüttenstadt GmbH)	Eisenhüttenstadt	BB	60	80	Betrieb	Konvertergas
135	Eisenhüttenstadt ("Block 7")	Vulkan Energiewirtschaft Oderbrücke GmbH	Eisenhüttenstadt	BB	56	0	Betrieb	Konvertergas
136	Elsterwerda Biomasse	Danpower GmbH	Elsterwerda	BB	12.6	12	Betrieb	Biomasse fest
137	Eltmann	Palm Power GmbH & Co. KG (Papierfabrik)	Eltmann	BY	58	90	Betrieb	Erdgas
138	Emden BMKW	StW Emden / Statkraft Markets GmbH	Emden	NI	22	30	Betrieb	Biomasse fest
139	Emden 4 DT	Statkraft Markets GmbH	Emden	NI	400	0	Kaltreserve	Erdgas
140	Emlichheim	PN Biomasseheizkraftwerk Emlichheim GmbH / RWE Innogy GmbH	Emlichheim	NI	23	67	Betrieb	Biomasse fest
141	Emlichheim	BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH / RWE Innogy GmbH	Emlichheim	NI	13	0	Betrieb	Biomasse fest

142	Erfurt-Ost 1	SWE Energie GmbH	Erfurt	TH	86	224	Betrieb	Erdgas
143	Erfurt-Iderhoffstr.	SWE Energie GmbH	Erfurt	TH	12	80	Betrieb	Erdgas
144	Erfurt-Ost 2	SWE Energie GmbH	Erfurt	TH	32.6	47	Betrieb	Erdgas
145	Erkrath	StW Erkrath	Erkrath	NW	10.2	10.7	Betrieb	Erdgas
146	Erlangen GuD 1	Erlanger Stadtwerke AG	Erlangen	BY	24	21.1	Betrieb	Erdgas
147	Erlangen HKW	Erlanger Stadtwerke AG	Erlangen	BY	18	0	Betrieb	Stein-kohle
148	Erlangen GT	Erlanger Stadtwerke AG	Erlangen	BY	7.4	0	Betrieb	Erdgas
149	Weisweiler G (6)	RWE Power AG	Eschwei-ler	NW	663	91.5	Betrieb	Braun-kohle
150	Weisweiler H (7)	RWE Power AG	Eschwei-ler	NW	656	91.5	Betrieb	Braun-kohle
151	Flensburg K12	StW Flensburg	Flensburg	SH	77	75	Betrieb	Erdgas
152	Flensburg K09	StW Flensburg	Flensburg	SH	36	72	Betrieb	Stein-kohle
153	Flensburg K10	StW Flensburg	Flensburg	SH	33	72	Betrieb	Stein-kohle
154	Flensburg K11	StW Flensburg	Flensburg	SH	31	72	Betrieb	Stein-kohle
155	Flörsheim-Wicker	Biomasse Rhein-Main GmbH / MVV O&M GmbH	Flörsheim	HE	18.9	0	Betrieb	Bio-masse fest
156	Frankfurt-West 4	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	100	150	Betrieb	Erdgas
157	Frankfurt-Nieder-rad 1 GuD	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	76	120	Betrieb	Erdgas
158	Frankfurt-West 2	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	72	105	Betrieb	Stein-kohle
159	Frankfurt-West 3	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	72	105	Betrieb	Stein-kohle
160	Frankfurt Fechen-heim	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	12.4	43.6	Betrieb	Bio-masse fest
161	Frankfurt-West 5	Mainova AG	Frankfurt / M.	HE	40	0	Betrieb	Erdgas
162	Frankfurt Fechen-heim 1+2	AlessaChemie GmbH / GETEC AG	Frankfurt / M.	HE	20	0	Betrieb	Braun-kohlen-staub
163	Frankfurt Fechen-heim 3	AlessaChemie GmbH / GETEC AG	Frankfurt / M.	HE	20	0	Betrieb	Erdgas

164	Frankfurt-Griesheim	WeylChem Griesheim GmbH / Getec Heat&Power AG	Frankfurt / M.	HE	19.5	0	Betrieb	Braunkohlenstaub
165	Frankfurt / Oder DT	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH	Frankfurt / Oder	BB	24	80	Betrieb	Braunkohlenstaub
166	Frechen / Wachtberg	RWE Power AG	Frechen	NW	201	251	Betrieb	Braunkohle
167	Freiberg	Stadtwerke Freiberg AG / Freiberger Erdgas GmbH	Freiberg	SN	13.4	9	Betrieb	Erdgas
168	Freiburg Uni-HKW	Universitätsklinikum Freiburg	Freiburg	BW	27	0	Betrieb	Erdgas
169	Freiburg GuD ("Rhodia")	Wärmeverbundkraftwerk Freiburg GmbH (Solvay Acetow GmbH)	Freiburg i. Br.	BW	67.9	200	Betrieb	Erdgas
170	Ebersdorf-Friesau	Mercer Inernational Inc. / Klausner Holz Thüringen GmbH	Friesau	TH	13	36.5	Betrieb	Biomasse fest
171	Frimmersdorf P	RWE Power AG	Frimmersdorf	NW	325	30	Sicherheitsbereitschaft	Braunkohle
172	Fulda 3	Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	HE	27.4	0	Betrieb	Erdgas
173	Fulda (3A, 3B, 3C)	RhönEnergie Fulda GmbH	Fulda	HE	12.8	0	Betrieb	Diesel
174	Fulda 2	Papierfabrik Adolf Jass GmbH & Co. KG	Fulda	HE	8.6	0	Betrieb	Erdgas
175	Buer FWK	Uniper SE	Gelsenkirchen	NW	73.9	244	Betrieb	Steinkohle
176	Gelsenkirchen-Ueckendorf (Joarin)	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Gelsenkirchen	NW	10.4	0	Betrieb	Grubengas
177	Gelsenkirchen-Resse	Emscher Lippe Energie GmbH	Gelsenkirchen	NW	10.2	0	Betrieb	Diesel
178	Gendorf / Burgkirchen II	InfraServ Gendorf	Gendorf	BY	62.9	0	Betrieb	Erdgas
179	Gendorf / Burgkirchen I	InfraServ Gendorf	Gendorf	BY	10	0	Betrieb	Erdgas
180	Gera-Nord (Tinz)	Energieversorgung Gera GmbH / Kraftwerke Gera GmbH / Engie Deutschland AG	Gera	TH	22.5	21	Betrieb	Erdgas
181	Gera-Lusan	Energieversorgung Gera GmbH / Kraftwerke Gera GmbH / Engie Deutschland AG	Gera	TH	18	18.4	Betrieb	Erdgas
182	Göttingen	Uniper SE / Georg-August-Universität Göttingen	Göttingen	NI	23	32.8	Betrieb	Erdgas
183	Greifswald Helmshäger Berg	Stadtwerke Greifswald GmbH	Greifswald	MV	15	27.3	Betrieb	Erdgas
184	Grenzach-Wyhlen GuD	KGW Kraftwerk GmbH (BASF)	Grenzach-Wyhlen	BW	30	0	Betrieb	Erdgas

185	Großenkneten	ExxonMobil Production Deutschland GmbH (EMPG)	Großen-kneten	NI	30.5	0	Betrieb	Erdgas
186	Staudinger 5 (Großkrotzen-burg)	Uniper SE	Großkrot-zenburg	HE	553	300	Betrieb	Stein-kohle
187	Freienhufen (Großräschen) / HKW Sonne	HKW Sonne GmbH	Groß-räschen	BB	14	24	Betrieb	Bio-masse fest
188	Güstrow-Sarm-storf	Nawaro Bioenergie AG	Güstrow	MV	20	0	Betrieb	Bio-masse
189	Gütersloh Mohn-druck	StW Gütersloh / Mohndruck GmbH	Gütersloh	NW	23	59	Betrieb	Erdgas
190	Gütersloh	Pfleiderer Holzwerke AG	Gütersloh	NW	13.3	40	Betrieb	Bio-masse fest
191	Hagen-Kabel GuD	Mark-E AG	Hagen	NW	251	108	Betrieb	Erdgas
192	Hagen-Kabel Bio	Mark-E AG / Stora Enso Kabel GmbH	Hagen	NW	20	86	Betrieb	Bio-masse fest
193	Halle-Diesel-straße A	StW Halle GmbH	Halle	ST	49.2	55	Betrieb	Erdgas
194	Halle-Diesel-straße B	StW Halle GmbH	Halle	ST	49.2	55	Betrieb	Erdgas
195	Halle-Trotha GuD	Heizkraftwerk Halle-Trotha GmbH	Halle	ST	58.1	50	Betrieb	Erdgas
196	Hallstadt II	Michelin Reifenwerke	Hallstadt	BY	6.3	12.6	Betrieb	Erdgas
197	Hallstadt I	Michelin Reifenwerke	Hallstadt	BY	3.8	0	Betrieb	Erdgas
198	Duisburg-Ham-born 5	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Hamborn	NW	240.7	150	Betrieb	Gichtgas
199	Duisburg-Ham-born 4	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Hamborn	NW	108	0	Betrieb	Gichtgas
200	Duisburg-Ham-born 3	ThyssenKrupp Stahl AG (TKS)	Hamborn	NW	64	0	Betrieb	Gichtgas
201	Hamburg-Tiefs-tack HKW	Vattenfall Europe GmbH	Hamburg	HH	205	785	Betrieb	Stein-kohle
202	Hamburg-Tiefs-tack GuD	Vattenfall Europe GmbH	Hamburg	HH	142	170	Betrieb	Erdgas
203	Hamburg-Moor-burg A	Vattenfall Europe GmbH	Hamburg	HH	827	120	Betrieb	Stein-kohle
204	Hamburg-Moor-burg B	Vattenfall Europe GmbH	Hamburg	HH	827	120	Betrieb	Stein-kohle
205	Hamburg Bill-brook (Bio)	Müllverwertung Borsigstraße GmbH	Hamburg	HH	20	63	Betrieb	Bio-masse fest
206	Hameln-Afferde Biomasse	Enertec Hameln GmbH	Hameln	NI	20	62	Betrieb	Bio-masse fest

207	Hannover-Stöcken 1, GKW	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	Hannover	NI	150	212.5	Betrieb	Steinkohle
208	Hannover-Stöcken 2, GKW	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	Hannover	NI	150	212.5	Betrieb	Steinkohle
209	Hannover-Linden (GKL) DT 1	Enercity (StW Hannover, 90%) / Uniper SE (10%)	Hannover	NI	97	185	Betrieb	Erdgas
210	Hannover	Exxon Mobil Deutschland GmbH	Hannover	NI	31	0	Betrieb	Erdgas
211	Hannover-Linden (GKL) GT 1	Enercity (StW Hannover, 90%) / Uniper SE (10%)	Hannover	NI	79		Betrieb	Erdgas
212	Hannover-Linden (GKL) GT 2	Enercity (StW Hannover, 90%) / Uniper SE (10%)	Hannover	NI	79		Betrieb	Erdgas
213	Hausham GT 1	Peißenberger Kraftwerks GmbH (PKG)	Hausham	BY	26.8	25	Betrieb	HEL
214	Heidelberg Universitätsklinikum	RWE Innogy Cogen GmbH	Heidelberg	BW	14.3	197.6	Betrieb	Erdgas
215	Heidenheim a.d. Brenz HKW 2	IHKW Heidenheim GmbH	Heidenheim	BW	24.3	145	Betrieb	Erdgas
216	Heidenheim a.d. Brenz HKW 1	IHKW Heidenheim GmbH	Heidenheim	BW	13.7	145	Betrieb	Erdgas
217	Heilbronn 7	EnBW Kraftwerke AG	Heilbronn	BW	816	550	Betrieb	Steinkohle
218	Heilbronn 3	EnBW Kraftwerke AG	Heilbronn	BW	110	285	Kaltreserve	Steinkohle
219	Heilbronn 4	EnBW Kraftwerke AG	Heilbronn	BW	110	285	Kaltreserve	Steinkohle
220	Heilbronn 5	EnBW Kraftwerke AG	Heilbronn	BW	125	28	Betrieb	Steinkohle
221	Heilbronn 6	EnBW Kraftwerke AG	Heilbronn	BW	125	28	Betrieb	Steinkohle
222	Heiligenberg DTKW Prototyp	Rosenkranz GmbH	Heiligenberg	BW	10	0	Betrieb	Biomasse fest
223	Heiligengrabe I	SWISS KRONO GmbH	Heiligengrabe	BB	5	37	Betrieb	Biomasse fest
224	Heiligengrabe II	SWISS KRONO GmbH	Heiligengrabe	BB	19.7	10	Betrieb	Biomasse fest
225	Heiligengrabe III	SWISS KRONO GmbH	Heiligengrabe	BB	19.9	0	Betrieb	Biomasse fest
226	Heinsberg/Industriepark Oberbruch	NUON AG	Heinsberg	NW	21	260	Betrieb	Erdgas
227	Hemmingstedt (Raffinerie Heide)	Raffinerie Heide GmbH	Hemmingstedt	SH	48.5	0	Betrieb	Mineralölprodukte
228	Herbrechtingen	Biomasse-Heizkraftwerk-Herbrechtingen GmbH	Herbrechtingen-Giengen	BW	16	25	Betrieb	Biomasse fest

229	Wintershall	K+S KALI GmbH	Heringen	HE	110	299	Betrieb	Erdgas
230	Herne 4	Steag GmbH / StW Herne	Herne	NW	511	550	Betrieb	Stein-kohle
231	Herzberg	Smurfit Kappa Herzberger Papierfabrik GmbH	Herzberg	NI	20	0	Betrieb	Erdgas
232	Frankfurt-Hoechst B1	InfraServ GmbH Hoechst KG	Höchst	HE	45	284	Betrieb	Stein-kohle
233	Frankfurt-Hoechst A	InfraServ GmbH Hoechst KG	Höchst	HE	89	204	Betrieb	Erdgas
234	Frankfurt-Hoechst C	InfraServ GmbH Hoechst KG	Höchst	HE	105.7	126	Betrieb	Erdgas
235	Frankfurt-Hoechst B2	InfraServ GmbH Hoechst KG	Höchst	HE	28.2		Betrieb	Erdgas
236	Mehrum 3 (C)	Kraftwerk Mehrum GmbH (KWM) / Energetický a Pr?myslový Holding (EPH)	Hohenha-meln	NI	750	0	Betrieb	Stein-kohle
237	Clauen	Nordzucker AG	Hohenha-meln	NI	18.6	0	Betrieb	Erdgas
238	Horn-Bad Mein-berg	B+T Horn Energie GmbH	Horn-Bad Meinberg	NW	20	94	Betrieb	Bio-masse fest
239	Huckingen A	RWE Power AG / Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (HKM)	Huckin-gen	NW	320	34	Betrieb	Gichtgas
240	Huckingen B	RWE Power AG / Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (HKM)	Huckin-gen	NW	320	34	Betrieb	Gichtgas
241	Ville / Berrenrath (Hürth)	RWE Power AG	Hürth	NW	107	0	Betrieb	Braun-kohle
242	Goldenberg K1	RWE Power AG	Hürth	NW	47	0	Betrieb	Braun-kohle
243	Ibbenbüren	RWE Power AG	Ibbenbü-ren	NW	838	20	Betrieb	Stein-kohle
244	Ingelheim	Boehringer Ingelheim Pharma GmbH & Co. KG	Ingelheim	RP	11	0	Betrieb	Bio-masse fest
245	Jena-Süd I	Thüringer Energie AG (TEAG) / Uniper SE	Jena	TH	204	225	Betrieb	Erdgas
246	Jülich HKW	Pfeifer & Langen KG (Zuckerfabrik Jü-lich)	Jülich	NW	25	120	Betrieb	Braun-kohle
247	Kaiserslautern HKW Karcher-straße	StW Kaiserslautern	Kaisers-lautern	RP	15	81	Betrieb	Stein-kohle
248	Kaiserslautern HKW Karcher-straße	StW Kaiserslautern	Kaisers-lautern	RP	12.5	12	Betrieb	Erdgas
249	Kalkar-Appeldorn	Pfeifer & Langen KG (Zuckerfabrik Ap-peldorn)	Kalkar-Ap-peldorn	NW	11.7	0	Betrieb	Erdgas
250	Karlsruhe HKW West (Turbine 3)	StW Karlsruhe	Karlsruhe	BW	42	350	Betrieb	Erdgas

251	Karlsruhe-RDK 8	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	Karlsruhe	BW	912	220	Betrieb	Stein-kohle
252	Karlsruhe-RDK 7 (West 7)	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	Karlsruhe	BW	550	220	Betrieb	Stein-kohle
253	Karlsruhe KW MiRO 1	MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH	Karlsruhe	BW	51	40	Betrieb	Erdgas
254	Karlsruhe KW MiRO 2	MiRO Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH	Karlsruhe	BW	31	40	Betrieb	Erdgas
255	Karlsruhe-Wald-stadt	StW Karlsruhe	Karlsruhe	BW	24	40	Kaltre-serve	Erdgas
256	Karlsruhe-RDK 4 (West 4s)	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	Karlsruhe	BW	363	0	Betrieb	Erdgas
257	Maxau I	Stora Enso Maxau GmbH	Karlsruhe	BW	85	0	Betrieb	Bio-masse fest
258	Kassel 2 HKW	Kasseler Fernwärme GmbH	Kassel	HE	38	80	Betrieb	Braun-kohle
259	Kassel 1 HKW	Städtische Werke Energie + Wärme GmbH	Kassel	HE	29	45	Betrieb	Erdgas
260	Kassel-Mittelfeld	Kasseler Fernwärme GmbH	Kassel	HE	12	30	Betrieb	Bio-masse fest
261	Kassel 1 HKW - Er-weiterung	Städtische Werke Energie + Wärme GmbH	Kassel	HE	30	0	Betrieb	Erdgas
262	Kempen	StW Kempen GmbH	Kempen	NW	14.4	45	Betrieb	Erdgas
263	Kiel-Ost	Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH	Kiel	SH	200	192	Betrieb	Erdgas
264	Kiel HKW Hum-boldtstraße (GT 5/6, DT1)	Stadtwerke Kiel AG	Kiel	SH	32	40	Betrieb	Erdgas
265	Kiel GT 1+2	Stadtwerke Kiel AG	Kiel	SH	11	0	Betrieb	Erdgas
266	Kiel GT 3+4	Stadtwerke Kiel AG	Kiel	SH	10.4	0	Betrieb	Erdgas
267	Kirchlengern 1	Energieservice Westfalen-Weser GmbH (EWW)	Kirchlen-gern	NW	184.5	0	Betrieb	Erdgas
268	Klein Wanzleben	Nordzucker AG	Klein Wanzle-ben	ST	24	0	Betrieb	Erdgas
269	Köln-Niehl II	RheinEnergie AG	Köln	NW	421	370	Betrieb	Erdgas
270	Köln-Niehl III	RheinEnergie AG	Köln	NW	453	265	Betrieb	Erdgas
271	Köln-Godorf (Rheinland-Raffi-nerie Nord)	Shell Deutschland Oil GmbH	Köln	NW	215	235	Betrieb	HVR, Erdgas
272	Köln-Merkenich 4	RheinEnergie AG	Köln	NW	18	90	Betrieb	Erdgas

273	Köln-Merkenich GuD	RheinEnergie AG	Köln	NW	110	80	Betrieb	Erdgas
274	Köln-Merkenich 6	RheinEnergie AG	Köln	NW	85	78	Betrieb	Braun-kohle
275	Köln Südstadt	RheinEnergie AG	Köln	NW	37	75	Betrieb	Erdgas
276	Köln-Merheim I	RheinEnergie AG	Köln	NW	17	29	Betrieb	Erdgas
277	Köln T31	Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	Köln	NW	35	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
278	Köln T21	Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	Köln	NW	20.5	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
279	Köln T22	Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	Köln	NW	20.5	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
280	Köln T23	Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	Köln	NW	20.5	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
281	Köln T24	Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	Köln	NW	10	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
282	Knapsack - Hürth I	Statkraft Markets GmbH	Köln-Hürth	NW	812	0	Betrieb	Erdgas
283	Knapsack - Hürth II	Statkraft Markets GmbH	Köln-Hürth	NW	450	0	Betrieb	Erdgas
284	Königs Wuster-hausen	MVV O&M GmbH	Königs Wuster-hausen	BB	20	54.6	Betrieb	Bio-masse fest
285	Königsbrunn	Lechwerke AG	Königs-brunn	BY	10.6	8	Betrieb	Erdgas
286	Könnern	Pfeifer & Langen KG (Diamant Zucker KG)	Könnern	ST	29	149.6	Betrieb	Braun-kohle
287	Kösching	BinderHolz Deutschland GmbH	Kösching	BY	15.1	35	Betrieb	Bio-masse fest
288	Kösching	Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH	Kösching	BY	24	0	Betrieb	Raffine-riegas
289	Uckermark	ENERTRAG AG	Krackow	BB	21	0	Betrieb	Bio-masse fest
290	Klarsee	Geno Bioenergie GmbH & Co. KG	Krackow	MV	20	0	Betrieb	Bio-masse
291	Penkun-Klarsee	Nawaro Bioenergie Park Klarsee GmbH	Krackow	MV	20	0	Betrieb	Bio-masse
292	Krefeld-Uerdin-gen N 230	Currenta GmbH & Co. OHG	Krefeld	NW	116	460	Betrieb	Stein-kohle
293	Krefeld-Uerdin-gen L 57	Currenta GmbH & Co. OHG	Krefeld	NW	27	155	Betrieb	Stein-kohle
294	Krefeld	SWK Energie GmbH	Krefeld	NW	13	0	Betrieb	Erdgas

295	Kriebstein-Kriebethal	Kübler & Niethammer Papierfabrik Kriebstein AG	Kriebstein	SN	12.8	0	Betrieb	Erdgas
296	Kühbach-Unterbernbach	Anton Heggenstaller GmbH	Kühbach	BY	12.2	0	Betrieb	Biomasse fest
297	Lachendorf 1	Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	NI	13.3	0	Betrieb	Erdgas
298	Lachendorf 2	Drewsen Spezialpapiere GmbH & Co. KG	Lachendorf	NI	9	0	Betrieb	Biomasse fest
299	Lage	Pfeifer & Langen KG (Zuckerfabrik Lage)	Lage	NW	10.2	0	Betrieb	HS
300	Landesbergen, Robert Frank 5 (Bio)	BMKW Landesbergen GmbH	Landesbergen	NI	22	30	Betrieb	Biomasse fest
301	Landshut III (BMW-Werk)	Bayerische Motorenwerke AG	Landshut	BY	7.2	5.4	Betrieb	Erdgas
302	Landshut I (BMW-Werk)	Bayerische Motorenwerke AG	Landshut	BY	2.8	2.7	Betrieb	Erdgas
303	Landshut II (BMW-Werk)	Bayerische Motorenwerke AG	Landshut	BY	2.7	2.4	Betrieb	Erdgas
304	Leipzig-Nord DT 1	StW Leipzig	Leipzig	SN	46	200	Betrieb	Erdgas
305	Leipzig-Nord GT 1	StW Leipzig	Leipzig	SN	64		Betrieb	Erdgas
306	Leipzig-Nord GT 2	StW Leipzig	Leipzig	SN	64		Betrieb	Erdgas
307	Lemgo GuD (HKW West)	StW Lemgo	Lemgo	NW	13.1	14.8	Betrieb	Erdgas
308	Lemgo Bruchweg (HKW Mitte)	StW Lemgo	Lemgo	NW	11.3	2.5	Betrieb	Erdgas
309	Leppersdorf	Sachsenmilch AG (Müller Sachsen GmbH)	Leppersdorf	SN	36	0	Betrieb	Erdgas
310	Leuna	Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH	Leuna	ST	162	208	Betrieb	Raffineriegas
311	Leuna GuD-HKW I-4	InfraLeuna GmbH / TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland GmbH	Leuna	ST	16	0	Betrieb	Erdgas
312	Leverkusen G15 Nord - K2	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	25.1	555	Betrieb	Erdgas
313	Leverkusen X50	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	29	156	Betrieb	Erdgas
314	Leverkusen	KRONOS Titan GmbH	Leverkusen	NW	14.9	0	Betrieb	Erdgas
315	Leverkusen G15 Nord - K4	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	31		Betrieb	Erdgas
316	Leverkusen G15 Nord - K3	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	25.1		Betrieb	Erdgas

317	Leverkusen G22 Süd - WSK 1	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	13.4		Betrieb	Steinkohle
318	Leverkusen G22 Süd - WSK 2	Currenta GmbH & Co. OHG	Leverkusen	NW	13.4		Betrieb	Steinkohle
319	Liebenscheid (Siegerland Flughafen)	BHKW Siegerland GmbH & Co. KG	Liebenscheid	RP	20	20	Betrieb	Biomasse fest
320	Emsland D (Lingen) DT	RWE Power AG	Lingen	NI	326	50	Betrieb	Erdgas
321	Emsland B (Lingen) DT	RWE Power AG	Lingen	NI	372	37	Betrieb	Erdgas
322	Emsland C (Lingen) DT	RWE Power AG	Lingen	NI	372	37	Betrieb	Erdgas
323	Emsland D (Lingen) GT 1	RWE Power AG	Lingen	NI	281	0	Betrieb	Erdgas
324	Emsland D (Lingen) GT 2	RWE Power AG	Lingen	NI	281	0	Betrieb	Erdgas
325	Lingen	BP Europa SE	Lingen	NI	68	0	Betrieb	Erdgas
326	Emsland B (Lingen) GT 1	RWE Power AG	Lingen	NI	58	0	Betrieb	Erdgas
327	Emsland B (Lingen) GT 2	RWE Power AG	Lingen	NI	58	0	Betrieb	Erdgas
328	Emsland C (Lingen) GT 1	RWE Power AG	Lingen	NI	58	0	Betrieb	Erdgas
329	Emsland C (Lingen) GT 2	RWE Power AG	Lingen	NI	58	0	Betrieb	Erdgas
330	Lubmin (Lubminer Heide)	Industriekraftwerke Greifswald GmbH (E.ON Energy Projects / WINGAS AG)	Lubmin	MV	39	47	Betrieb	Erdgas
331	Ludwigshafen-Mitte GuD	BASF SE	Ludwigshafen	RP	510	540	Betrieb	Erdgas
332	Ludwigshafen-Süd	BASF SE	Ludwigshafen	RP	410	420	Betrieb	Erdgas
333	Ludwigshafen-Nord	BASF SE	Ludwigshafen	RP	127	280	Betrieb	Erdgas
334	Ludwigshafen FHKW T2	Techn. Werke Ludwigshafen AG	Ludwigshafen	RP	13.8	40	Betrieb	Erdgas
335	Ludwigshafen Industriepark Süd 1	MVV Energie AG	Ludwigshafen	RP	12.5	40	Betrieb	Erdgas
336	Ludwigshafen FHKW T5	Techn. Werke Ludwigshafen AG	Ludwigshafen	RP	10	30	Betrieb	Erdgas
337	Ludwigshafen Industriepark Süd 2	MVV Energie AG	Ludwigshafen	RP	12.9	21	Betrieb	Erdgas
338	Ludwigshafen-Mitte GT	BASF SE	Ludwigshafen	RP	48	0	Betrieb	Erdgas

339	Lünen, Biomasse-HKW	BMK Biomassekraftwerk Lünen GmbH	Lünen	NW	20	67	Betrieb	Biomasse fest
340	Lünen-Stummhafen	Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH (Steag)	Lünen	NW	820	35	Betrieb	Steinkohle
341	Mainz-Wiesbaden 3-1	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Mainz	RP	417	115	Betrieb	Erdgas
342	Mainz-Wiesbaden 2-1	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Mainz	RP	350	45	Betrieb	Erdgas
343	Malchin	envia THERM GmbH	Malchin	MV	10.6	17	Betrieb	Biomasse fest
344	Mannheim 9	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	Mannheim	BW	911	500	Betrieb	Steinkohle
345	Mannheim 8	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	Mannheim	BW	480	500	Betrieb	Steinkohle
346	Mannheim 7	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	Mannheim	BW	475	500	Betrieb	Steinkohle
347	Mannheim - Roche Diagnostic	Roche Diagnostics GmbH / EnBW / Energie- und Medienversorgung Sandhofer Straße GmbH & Co. KG	Mannheim	BW	20	22	Betrieb	Erdgas
348	Mannheim BMKW - Friesenheimer Insel	MVV O&M GmbH	Mannheim	BW	20	20	Betrieb	Biomasse fest
349	Mannheim 6	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	Mannheim	BW	280	0	Betrieb	Steinkohle
350	Mannheim	SCA Hygiene Products GmbH	Mannheim	BW	19.9	0	Betrieb	Biomasse fest
351	Marl I-5	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	74.9	262	Betrieb	Steinkohle
352	Marl I-4	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	61	199	Betrieb	Steinkohle
353	Marl III-312	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	79	195	Betrieb	Erdgas
354	Marl III-311	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	71	195	Betrieb	Erdgas
355	Marl II-3	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	62	100	Betrieb	Erdgas
356	Marl III 310	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	Marl	NW	36	0	Betrieb	Erdgas
357	Mayen 1	Moritz J. Weig GmbH	Mayen	RP	42	0	Betrieb	Erdgas
358	Mindelheim	Vereinigte Wertach-Elektrizitätswerke (VWEW)	Mindelheim	BY	11.4	0	Betrieb	Diesel
359	Moers	INEOS Solvents Germany GmbH	Moers	NW	24	0	Betrieb	Erdgas
360	Moritzburg 1	Energieversorgungscenter Dresden-Wilschdorf GmbH & Co. KG (EVC)	Moritzburg	SN	35.1	62.1	Betrieb	Erdgas

361	Moritzburg 2	Zweite Energieversorgungscenter Dresden-Wilschdorf/Reichenberg GmbH & Co. KG (EVC)	Moritz-burg	SN	35	0	Betrieb	Erdgas
362	Brottewitz	Südzucker AG	Mühl-berg/Elbe	BB	26	0	Betrieb	Braun-kohle
363	München-Süd GuD 2 (DT60)	SWM Services GmbH	München	BY	139	463	Betrieb	Erdgas
364	München-Süd GuD 1 (DT1)	SWM Services GmbH	München	BY	82.7	255	Betrieb	Erdgas
365	München-Frei-mann GT 1	SWM Services GmbH	München	BY	53.1	62.5	Betrieb	Erdgas
366	München-Frei-mann GT 2	SWM Services GmbH	München	BY	53.1	62.5	Betrieb	Erdgas
367	München Airport 1-7	Flughafen München GmbH	München	BY	11.2	12.6	Betrieb	Erdgas
368	München Airport 8-9	Flughafen München GmbH	München	BY	7.4	9.2	Betrieb	Erdgas
369	München Airport ("Energiezentrale 2016")	Flughafen München GmbH	München	BY	18	0	Betrieb	Erdgas
370	München-Süd GuD 2 (GT60)	SWM Services GmbH	München	BY	139		Betrieb	Erdgas
371	München-Süd GuD 2 (GT62)	SWM Services GmbH	München	BY	139		Betrieb	Erdgas
372	München-Süd GuD 1 (GT2)	SWM Services GmbH	München	BY	98.9		Betrieb	Erdgas
373	München-Süd GuD 1 (GT3)	SWM Services GmbH	München	BY	98.9		Betrieb	Erdgas
374	Münster/Hafen I	StW Münster	Münster	NW	104	120	Betrieb	Erdgas
375	Neubrandenburg	StW Neubrandenburg	Neubran-denburg	MV	77	90	Betrieb	Erdgas
376	Neumarkt	Pfleiderer Holzwerke AG	Neumarkt	BY	19.9	41.5	Betrieb	Bio-masse fest
377	Neumünster HKW/TEV (T3/5)	SWN StW Neumünster GmbH	Neumüns-ter	SH	53.4	230	Betrieb	Stein-kohle
378	Neumünster HKW/TEV (T6)	SWN StW Neumünster GmbH	Neumüns-ter	SH	25	0	Betrieb	Diesel
379	Neurath D - Gre-venbroich	RWE Power AG	Neurath	NW	644	4.5	Betrieb	Braun-kohle
380	Neurath E - Gre-venbroich	RWE Power AG	Neurath	NW	644	4.5	Betrieb	Braun-kohle
381	Neuss	Hummel Energie Systeme GmbH	Neuss	NW	11.1	11.1	Betrieb	Bio-masse
382	Neuss	FS-Karton GmbH	Neuss	NW	22	0	Betrieb	Erdgas

383	Neustadt a.d. Donau	Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Neustadt a.d. Donau	BY	25.8	0	Betrieb	Erdgas
384	Nidda	Glatfelter Ober-Schmitten GmbH	Nidda	HE	10.6	11	Betrieb	Erdgas
385	Niederaußem G	RWE Power AG	Niederaußem	NW	687	245	Betrieb	Braunkohle
386	Niederaußem Fortuna-Nord	RWE Power AG	Niederaußem	NW	93	0	Betrieb	Braunkohle
387	Nordenham	Kronos Titan GmbH	Nordenham	NI	17.1	0	Betrieb	Erdgas
388	Nordstemmen	Nordzucker AG	Nordstemmen	NI	36	0	Betrieb	Erdgas
389	Nortrup GT1	Delkeskamp Verpackungswerke GmbH	Nortrup	NI	4.8	0	Betrieb	Erdgas
390	Nortrup GT3	Delkeskamp Verpackungswerke GmbH	Nortrup	NI	4.7	0	Betrieb	Erdgas
391	Nortrup GT2	Delkeskamp Verpackungswerke GmbH	Nortrup	NI	4.3	0	Betrieb	Erdgas
392	Nortrup GT4	Delkeskamp Verpackungswerke GmbH	Nortrup	NI	4.3	0	Betrieb	Erdgas
393	Nürnberg - HKW Sandreuth 1	N-ERGIE AG	Nürnberg	BY	112.5	160	Betrieb	Erdgas
394	Nürnberg - HKW Sandreuth 2	N-ERGIE AG	Nürnberg	BY	112.5	160	Betrieb	Erdgas
395	Franken I-1 (Nürnberg)	Uniper SE	Nürnberg	BY	395	30	Betrieb	Erdgas
396	Nürnberg GT5+6	Prinovis GmbH & Co. KG	Nürnberg	BY	9.2	0	Betrieb	Erdgas
397	Nürnberg GT3	Prinovis GmbH & Co. KG	Nürnberg	BY	5.2	0	Betrieb	Erdgas
398	Nürnberg GT4	Prinovis GmbH & Co. KG	Nürnberg	BY	5.2	0	Betrieb	Erdgas
399	Nürnberg GT1	Prinovis GmbH & Co. KG	Nürnberg	BY	4.3	0	Betrieb	Erdgas
400	Nürnberg GT2	Prinovis GmbH & Co. KG	Nürnberg	BY	4.3	0	Betrieb	Erdgas
401	Franken I-2 (Nürnberg)	Uniper SE	Nürnberg	BY	448		Betrieb	Erdgas
402	Oberhausen II (Sterkrade)	Energieversorgung Oberhausen AG	Oberhausen	NW	25	250	Betrieb	Erdgas
403	Oberhausen I	Energieversorgung Oberhausen AG	Oberhausen	NW	26	0	Betrieb	Erdgas
404	Oberkirch	Papierfabrik August Koehler SE	Oberkirch	BW	20	0	Betrieb	Steinkohle

405	Obernburg DT	Kraftwerk Obernburg GmbH (KWO)	Obern-burg	BY	44.5	112	Betrieb	Erdgas
406	Obernburg GT	Kraftwerk Obernburg GmbH (KWO)	Obern-burg	BY	65.5		Betrieb	Erdgas
407	Oberrot	EnBW Klenk Holzenergie GmbH	Oberrot	BW	18.8	40	Betrieb	Bio-masse fest
408	Offstein	Südzucker AG	Obrig-heim	RP	31	0	Betrieb	Erdgas
409	Obrigheim (Off-stein)	Südzucker AG	Obrig-heim/Pfal z	RP	26	42	Betrieb	Erdgas
410	Oerlinghausen 1	StW Oerlinghausen	Oerlin-ghausen	NW	8.3	0	Betrieb	Erdgas
411	Oerlinghausen 2	StW Oerlinghausen	Oerlin-ghausen	NW	4.8	0	Betrieb	Erdgas
412	Offenbach Andréstraße	Energieversorgung Offenbach AG (EVO)	Offenbach	HE	60	100	Betrieb	Stein-kohle
413	Osnabrück T5	Kämmerer Papierfabrik GmbH	Osnab-rück	NI	10.5	0	Betrieb	HS
414	Osnabrück T4	Kämmerer Papierfabrik GmbH	Osnab-rück	NI	10	0	Betrieb	HS
415	Ottersberg	Benas GmbH	Otters-berg	NI	11.4	0	Betrieb	Bio-masse
416	Papenburg	B+S Papenburg Energie GmbH	Papen-burg	NI	20	0	Betrieb	Bio-masse fest
417	Jänschwalde A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Betrieb	Braun-kohle
418	Jänschwalde B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Betrieb	Braun-kohle
419	Jänschwalde C	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Betrieb	Braun-kohle
420	Jänschwalde D	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Betrieb	Braun-kohle
421	Jänschwalde E	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Sicher-heitsbe-reit-schaft	Braun-kohle
422	Jänschwalde F	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Peitz	BB	535	76.3	Sicher-heitsbe-reit-schaft	Braun-kohle
423	Pforzheim 2 Spit-zenlastkessel	HKW Pforzheim GmbH (74,9% StW Pforzheim / 25,1% Thüga)	Pforzheim	BW	11.1	60	Betrieb	Erdgas
424	Pforzheim 2 GuD	HKW Pforzheim GmbH (74,9% StW Pforzheim / 25,1% Thüga)	Pforzheim	BW	41.9	47.5	Betrieb	Erdgas
425	Pforzheim 2 HKW	HKW Pforzheim GmbH (74,9% StW Pforzheim / 25,1% Thüga)	Pforzheim	BW	29.7	42	Betrieb	Stein-kohle

426	Pforzheim 2 Biomasse	HKW Pforzheim GmbH (74,9% StW Pforzheim / 25,1% Thüga)	Pforzheim	BW	13.3	25	Betrieb	Biomasse fest
427	Philippsthal - Hattorf 2	K+S KALI GmbH / Uniper SE	Philipsthal	HE	32	60	Betrieb	Erdgas
428	Philippsthal - Hattorf 1	K+S KALI GmbH	Philipsthal	HE	36	0	Betrieb	Erdgas
429	Plattling	Kraftwerk Plattling GmbH/ Daimler AG	Plattling	BY	125	150	Betrieb	Erdgas
430	Potsdam-Süd	Energie und Wasser Potsdam GmbH	Potsdam	BB	88	275	Betrieb	Erdgas
431	Quierschied-Weiher 3	Steag Power Saar GmbH	Quierschied	SL	724	30	Netzreserve	Steinkohle
432	Ramstein Airbase	Fernwärmeversorgung Flugplatz Ramstein GmbH (FFR)	Ramstein	RP	14	13.2	Betrieb	Erdgas
433	Raubling GuD	HBB Heizkraftwerk Bauernfeind Betreiberges. mbh	Raubling	BY	27.6	70	Betrieb	Erdgas
434	Recklinghausen Biomasse-HKW	Ökotech Sundermann GmbH	Recklinghausen	NW	16.5	50	Betrieb	Biomasse fest
435	Recklinghausen	Betr.-Ges.	Recklinghausen	NW	14	0.6	Betrieb	Erdgas
436	Regensburg I	Bayerische Motorenwerke AG	Regensburg	BY	10.8	0	Betrieb	Erdgas
437	Regensburg II	Bayerische Motorenwerke AG	Regensburg	BY	2.8	0	Betrieb	Erdgas
438	Reutlingen	FairEnergie GmbH	Reutlingen	BW	10.1	11.9	Betrieb	Erdgas
439	Rheinberg DT	Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	NW	79	0	Betrieb	Steinkohle
440	Rheinberg GT 1+2	Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	NW	54	0	Betrieb	Erdgas
441	Rheinberg GT 3	Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	NW	6	0	Betrieb	Erdgas
442	Rheinfelden	Evonik Degussa GmbH	Rheinfelden	BW	20	0	Betrieb	Erdgas
443	Rosenheim GT 4 (Schönfeldstraße)	StW Rosenheim	Rosenheim	BY	10.4	9.5	Betrieb	Erdgas
444	Rosenheim GT 1-3	StW Rosenheim	Rosenheim	BY	10	0	Betrieb	Erdgas
445	Rostock	KNG Kraftwerks- und Netzgesellschaft Rostock	Rostock	MV	553	150	Betrieb	Steinkohle
446	Rostock-Marienehe I-III	StW Rostock AG	Rostock	MV	114	120	Betrieb	Erdgas
447	Rudolstadt-Schwarza	Energie- u. Medienversorgung Schwarza GmbH	Rudolstadt	TH	40	202	Betrieb	Erdgas

448	Rüsselsheim	Energieversorgung Opel OHG (KEO)	Rüssels-heim	HE	113.9	88	Betrieb	Erdgas
449	Saarbrücken-Rö-merbrücke DT	Energie SaarLorLux (ESLL)	Saarbrü-cken	SL	90	235	Betrieb	Stein-kohle
450	Saarbrücken-Rö-merbrücke GT	Energie SaarLorLux (ESLL)	Saarbrü-cken	SL	42	187	Betrieb	Erdgas
451	Saarbrücken HKW Süd	VVS GmbH / StW Saarbrücken	Saarbrü-cken	SL	42.5	34	Betrieb	Erdgas
452	Saarlouis	Steag New Energies GmbH / Ford-Werke GmbH	Saarlouis	SL	22	20	Betrieb	Erdgas
453	Saerbeck 1 (Bio-energiepark)	Energie für Saerbeck eG	Saerbeck	NW	1.1	1	Betrieb	Bio-masse
454	Salzgitter-Hallen-dorf 1	Salzgitter Flachstahl GmbH	Salzgitter	NI	110	0	Betrieb	Konver-tergas
455	Salzgitter-Hallen-dorf 2	Salzgitter Flachstahl GmbH	Salzgitter	NI	110	0	Betrieb	Konver-tergas
456	Salzgitter-Hallen-dorf AB	Salzgitter Flachstahl GmbH	Salzgitter	NI	105	0	Betrieb	Konver-tergas
457	Salzgitter-Hallen-dorf HO A	Salzgitter Flachstahl GmbH	Salzgitter	NI	12	0	Betrieb	Konver-tergas
458	Salzwedel	Avacon AG	Salzwedel	ST	10	6	Betrieb	Erdgas
459	Schkopau A	Uniper SE / Saale Energie GmbH	Schkopau	ST	490	100	Betrieb	Braun-kohle
460	Schkopau B	Uniper SE / Saale Energie GmbH	Schkopau	ST	490	100	Betrieb	Braun-kohle
461	Schongau HKW 3 Neu	UPM-Kymmene GmbH & Co. KG	Schongau	BY	84	0	Betrieb	Erdgas
462	Schongau DKW	UPM-Kymmene GmbH & Co. KG	Schongau	BY	46.5	0	Netzre-serve	Erdgas
463	Schwarzheide	BASF Schwarzheide AG	Schwarz-heide	BB	124	209	Betrieb	Erdgas
464	Schwedt 1	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	BB	117	132	Betrieb	Ölrück-stand
465	Schwedt-Vierra-den	UPM-Kymmene GmbH & Co. KG / Leipa Georg Leinfelder GmbH	Schwedt	BB	13.3	54	Betrieb	Bio-masse fest
466	Schwedt	MVV Energie AG	Schwedt	BB	12.4	25	Betrieb	Bio-masse fest
467	Schwedt 2	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	BB	117		Betrieb	Ölrück-stand
468	Schwedt 4	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	BB	75		Betrieb	Ölrück-stand
469	Schwedt 6	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	BB	36.5		Betrieb	Ölrück-stand

470	Schwedt 5	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	BB	30		Betrieb	Ölrück-stand
471	Schweinfurt 1	GKS Gemeinschaftskraftwerk Schwein-furt GmbH	Schwein-furt	BY	29	60	Betrieb	Stein-kohle
472	Schwerin-Süd	StW Schwerin	Schwerin	MV	54.5	60	Betrieb	Erdgas
473	Schwerin-Lankow	StW Schwerin	Schwerin	MV	24.1	31.6	Betrieb	Erdgas
474	Amsdorf	ROMONTA GmbH	Seegebiet Mansfel-der Land	ST	54.8	189	Betrieb	Braun-kohle
475	Sindelfingen 1	Daimler AG	Sindelfin-gen	BW	71	60	Betrieb	Erdgas
476	Sindelfingen 2	Daimler AG	Sindelfin-gen	BW	31	42	Betrieb	Erdgas
477	Schwarze Pumpe A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Sprem-berg	BB	800	60	Betrieb	Braun-kohle
478	Schwarze Pumpe B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	Sprem-berg	BB	800	60	Betrieb	Braun-kohle
479	Schwarze Pumpe	Vattenfall Europe GmbH	Sprem-berg	BB	40	0	Betrieb	Erdgas
480	St. Wendel 1+2	Fresenius Medical Care Deutschland GmbH	St. Wen-del	SL	15.6	0	Betrieb	Erdgas
481	Bützfleth (Stade) 1-3	Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Stade	NI	173	0	Betrieb	Erdgas
482	Bützfleth (Stade) GT1/2	Aluminium Oxid Stade GmbH (AOS)	Stade	NI	30.7	0	Betrieb	Erdgas
483	Stapelfeld	HanseWerk Natur GmbH	Stapelfeld	SH	10	9.7	Betrieb	Erdgas
484	Staßfurt 1 u. 2	CIECH Energy Deutschland GmbH	Staßfurt	ST	125	160	Betrieb	Erdgas
485	Steinitz	Engie Deutschland AG	Steinitz	ST	11.4	0	Betrieb	Erdgas
486	Stendal	StW Stendal / VASA Kraftwerke-Pool GmbH	Stendal	ST	13.5	13.5	Betrieb	Erdgas
487	Stephanskirchen I	Hamberger Industriewerke GmbH	Stephans-kirchen	BY	7.6	27	Betrieb	Bio-masse fest
488	Stephanskirchen II	Hamberger Industriewerke GmbH	Stephans-kirchen	BY	6.3	0	Betrieb	Bio-masse fest
489	Stockstadt I	SAPPI Stockstadt GmbH	Stock-stadt	BY	26	0	Betrieb	Stein-kohle
490	Stockstadt II	SAPPI Stockstadt GmbH	Stock-stadt	BY	18.9	0	Betrieb	Bio-masse fest
491	Stuttgart-Müns-ter DT12	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	48.2	447	Betrieb	Stein-kohle

492	Stuttgart-Gaisburg HKW 3	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	31.2	205	Betrieb	Erdgas
493	Stuttgart-Pfaffenwald 40	Universität Stuttgart	Stuttgart	BW	13.5	92.7	Betrieb	Erdgas
494	Stuttgart-Münster DT15	EnBW Kraftwerke AG	Stuttgart	BW	48.2		Betrieb	Steinkohle
495	Stuttgart-Pfaffenwald 60	Universität Stuttgart	Stuttgart	BW	12.8		Betrieb	Erdgas
496	Stuttgart-Pfaffenwald 50	Universität Stuttgart	Stuttgart	BW	12.5		Betrieb	Erdgas
497	Sulzberg Au	Allgäuer Überlandwerk GmbH	Sulzberg	BY	18		Betrieb	Erdgas
498	Tacherting-Schalchen	BioMa Energie AG	Tacherting	BY	20	100	Betrieb	Biomasse
499	Deuben	MIBRAG IKW GmbH	Teuchern	ST	86	100	Betrieb	Braunkohle
500	Torgau	Holzindustrie Torgau OHG	Torgau	SN	10.6	0	Betrieb	Biomasse fest
501	Trebsen	Papierfabrik Julius Schulte GmbH & Co. KG / Getec heat & power AG	Trebsen/Mulde	SN	10	0	Betrieb	Erdgas
502	Tübingen GKK	StW Tübingen	Tübingen	BW	10	27.1	Betrieb	Erdgas
503	Tübingen Obere Viehweide	StW Tübingen	Tübingen	BW	14	12.1	Betrieb	Erdgas
504	Uelzen	Nordzucker AG	Uelzen	NI	47.1	0	Betrieb	Steinkohle
505	Ulm (Magirusstraße)	Fernwärme Ulm GmbH	Ulm	BW	27	294	Betrieb	Steinkohle
506	München-Nord 2	SWM Services GmbH	Unterföhring	BY	365	550	Betrieb	Steinkohle
507	Varel	Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG	Varel	NI	58.1	0	Betrieb	Erdgas
508	Irsching 3	Uniper SE	Vohburg	BY	440	25	Netzreserve	Erdgas
509	Völklingen-Fenne MKV	Steag Power Saar GmbH	Völklingen-Fenne	SL	233	210	Betrieb	Steinkohle
510	Völklingen-Fenne HKV	Steag Power Saar GmbH	Völklingen-Fenne	SL	233	185	Betrieb	Steinkohle
511	Völklingen Fenne MHK (1-14)	Mingas-Power GmbH (Steag New Energies GmbH)	Völklingen-Fenne	SL	42.7	42.7	Betrieb	Grubengas
512	Wählitz	MIBRAG IKW GmbH	Wählitz	ST	37.4	40	Betrieb	Braunkohle
513	Walheim GT D	EnBW Kraftwerke AG	Walheim	BW	143	0	Betrieb	HEL

514	Wasserburg (Reitmehring)	Molkerei Meggle Wasserburg GmbH & Co. KG / Uniper SE	Wasserburg	BY	15.5	33.5	Betrieb	Erdgas
515	Wedel 1	Vattenfall Europe GmbH	Wedel	SH	151	423	Betrieb	Steinkohle
516	Wedel 2	Vattenfall Europe GmbH	Wedel	SH	138.7		Betrieb	Steinkohle
517	Weißenborn	Felix Schöller Spezialpapiere GmbH	Weißenborn	SN	14	0	Betrieb	Erdgas
518	Wesseling (Rheinland-Raffinerie Süd) (Kessel 5)	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	Wesseling	NW	20	0	Betrieb	Braunkohle
519	Wiesbaden-Biebrich 2	InfraServ Wiesbaden GmbH	Wiesbaden	HE	7	42	Betrieb	Biomasse fest
520	Wiesbaden-Biebrich (Dyckerhoffbruch)	ESWE BioEnergie AG	Wiesbaden	HE	10.5	24	Betrieb	Biomasse fest
521	Wiesbaden-Biebrich 1	InfraServ Wiesbaden GmbH	Wiesbaden	HE	25	0	Betrieb	Erdgas
522	Wiesbaden (Industriepark Kalle Albert)	InfraServ Wiesbaden GmbH	Wiesbaden	HE	20	0	Betrieb	Erdgas
523	Wismar	EGGER Holzwerkstoffe Wismar GmbH & Co. KG	Wismar	MV	10	0	Betrieb	Erdgas
524	Lutherstadt Wittenberg-Piesteritz Chemiepark	StW Leipzig	Wittenberg	ST	20	11.3	Betrieb	Biomasse fest
525	Witzenhausen	SCA Deutschland GmbH / B+T Energie GmbH	Witzenhausen	HE	13.2	0	Betrieb	Erdgas
526	Wolfen	envia THERM GmbH	Wolfen	ST	40	0	Betrieb	Erdgas
527	Wolfsburg Nord A	VW Kraftwerk GmbH	Wolfsburg	NI	70	377.5	Betrieb	Steinkohle
528	Wolfsburg Nord B	VW Kraftwerk GmbH	Wolfsburg	NI	70	377.5	Betrieb	Steinkohle
529	Wolfsburg West 10	VW Kraftwerk GmbH	Wolfsburg	NI	153	130	Betrieb	Steinkohle
530	Wolfsburg West 20	VW Kraftwerk GmbH	Wolfsburg	NI	153	130	Betrieb	Steinkohle
531	Worms	Röhm GmbH	Worms	RP	11	90	Betrieb	Raffineriegas
532	Wörth	Palm Power GmbH & Co. KG	Wörth	RP	62	55	Betrieb	Erdgas
533	Wörth	Daimler AG (Mercedes-Benz-Werk Wörth)	Wörth	RP	13.3	11.4	Betrieb	Erdgas
534	Wunsiedel-Holenbrunn	WUN Pellets GmbH	Wunsiedel	BY	13.5	15.6	Betrieb	Erdgas
535	Wuppertal-Barmen 1	WSW Energie und Wasser AG	Wuppertal	NW	85	80	Betrieb	Erdgas

536	Würzburg GuD I (GT I)	Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Würzburg	BY	46	125	Betrieb	Erdgas
537	Würzburg GuD II (TS II)	Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Würzburg	BY	26	90	Betrieb	Erdgas
538	Würzburg GuD I (GT II)	Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Würzburg	BY	31		Betrieb	Erdgas
539	Würzburg GuD II (TS III)	Heizkraftwerk Würzburg GmbH	Würzburg	BY	24		Betrieb	Erdgas
540	Zeitz	Südzucker AG Mannheim	Zeitz	ST	23.3	0	Betrieb	Braun-kohle
541	Zeitz	Südzucker AG Mannheim	Zeitz	ST	23.3	0	Betrieb	Mineral-ölpro-dukte
542	Zeitz	Südzucker Bioethanol GmbH (Crop Energies)	Zeitz	ST	20	0	Betrieb	Braun-kohle
543	Zielitz DT	K+S KALI GmbH	Zielitz	ST	31	0	Betrieb	Erdgas
544	Zielitz GT 1	K+S KALI GmbH	Zielitz	ST	10	0	Betrieb	Erdgas
545	Zielitz GuD 1	K+S KALI GmbH	Zielitz	ST	5	0	Betrieb	Erdgas
546	Zielitz GuD 2	K+S KALI GmbH	Zielitz	ST	5	0	Betrieb	Erdgas
547	Zielitz GT 2	K+S KALI GmbH	Zielitz	ST	1.5	0	Betrieb	Erdgas
548	Zolling-Leininger 5	Riverstone Holdings LLC	Zolling	BY	474	150	Betrieb	Stein-kohle
549	Zolling-Leininger	Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH / Engie Deutschland AG	Zolling	BY	20	30	Betrieb	Bio-masse fest
550	Zülpich	Smurfit Kappa Zülpich Papier	Zülpich	NW	19.5	0	Betrieb	Erdgas
551	Zülpich GT 1	Smurfit Kappa Zülpich Papier	Zülpich	NW	5.5	0	Betrieb	Erdgas
552	Zülpich GT 2	Smurfit Kappa Zülpich Papier	Zülpich	NW	5.5	0	Betrieb	Erdgas
553	Zülpich GT 3	Smurfit Kappa Zülpich Papier	Zülpich	NW	5.5	0	Betrieb	Erdgas
554	Zwickau	Volkswagen Sachsen GmbH	Zwickau	SN	12.9	12	Betrieb	Erdgas
zusätzliche Standorte Kraftwerksliste Bundesnetzagentur								
	Kraftwerksname	**Betreiber**	**Ort**	**Bun des-land**	**Leistung MW elektrisch**	**Leistung MW thermisch Fernwärme**	**Be-triebs-status**	**Energie-träger**

556	KWK-Anlage Neukochen	Papierfabrik Palm GmbH & Co. KG	Aalen	BW	15		in Betrieb	Erdgas
557	KWK-Anlage Barby	Cargill Deutschland GmbH	Barby	ST	17.8		in Betrieb	Erdgas
558	Lippendorf	Lausitz Energie Kraftwerke AG	Böhlen	SN	875		in Betrieb	Braunkohle
559	Industriekraftwerk Breuberg	Pirelli Deutschland GmbH	Breuberg	HE	11.4		in Betrieb	Erdgas
560	HKW Chemnitz Nord II	eins - energie in sachsen GmbH & Co. KG	Chemnitz	SN	90.8		in Betrieb	Braunkohle
561	HKW Dresden-Nossener Brücke	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	Dresden	SN	260		in Betrieb	Erdgas
562	P&L Werk Euskirchen	Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	Euskirchen	NW	14.5		in Betrieb	Braunkohle
563	HKW West M5	Mainova AG	Frankfurt am Main	HE	38.7		in Betrieb	Erdgas
564	Dampfturbine 5	Mainova AG	Frankfurt am Main	HE	38.7		in Betrieb	Erdgas
565	HKW Tinz	ENGIE Deutschland GmbH	Gera	TH	22.05		in Betrieb	Erdgas
566	Energiezentrum Mohn Media	Mohn Media Mohndruck GmbH	Gütersloh	NW	25		in Betrieb	Erdgas
567	HKW Halle Trotha	EVH GmbH	Halle	ST	97		in Betrieb	Erdgas
568	HKW Halle Trotha	Heizkraftwerk Halle-Trotha GmbH	Halle	ST	56.14		in Betrieb	Erdgas
569	Heizkraftwerk	ADM Hamburg Aktiengesellschaft	Hamburg	HH	22.5		in Betrieb	Erdgas
570	HKW Jena	TEAG Thüringer Energie AG	Jena	TH	182		in Betrieb	Erdgas
571	KWK-Anlage Krefeld DT	Cargill Deutschland GmbH	Krefeld	NW	25.8		in Betrieb	Erdgas
572	KWK-Anlage Krefeld VM	Cargill Deutschland GmbH	Krefeld	NW	14		in Betrieb	Erdgas
573	Emsland	RWE Generation SE	Lingen	NI	887		in Betrieb	Erdgas
574	Emsland	RWE Generation SE	Lingen	NI	359		in Betrieb	Erdgas
575	Emsland	RWE Generation SE	Lingen	NI	359		in Betrieb	Erdgas
576	Emsland	RWE Generation SE	Lingen	NI	116		in Betrieb	Erdgas
577	Emsland	RWE Generation SE	Lingen	NI	116		in Betrieb	Erdgas

578	Werk 1.5	BMW AG	München	BY	13.6		in Betrieb	Erdgas
579	Werk 1.1	BMW AG	München	BY	13.5		in Betrieb	Erdgas
580	Heizkraftwerk Hafen	Stadtwerke Münster GmbH	Münster	NW	104.14		in Betrieb	Erdgas
581	Oxea GmbH	OXEA Produktion GmbH & Co.KG	Oberhausen	NW	38		in Betrieb	Sonstige Energieträger
582	Turbine 5	KÄMMERER Energie GmbH	Osnabrück	NI	9.8		in Betrieb	Mehrere Energieträger
583	Turbine 4	KÄMMERER Energie GmbH	Osnabrück	NI	9.5		in Betrieb	Mehrere Energieträger
584	Gasmotor 5	Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	Rosenheim	BY	4.3		in Betrieb	Erdgas
585	HKW 3 Stuttgart-Gaisburg	EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Stuttgart	BW	29.15		in Betrieb	Erdgas
586	HKW Bohrhügel	Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH	Suhl	TH	13.5		in Betrieb	Erdgas
587	BHKW Obere Viehweide	Stadtwerke Tübingen GmbH	Tübingen	BW	13.4		in Betrieb	Erdgas
588	Unterbreizbach	K+S AG	Unterbreizbach	TH	20		in Betrieb	Erdgas
589	Sigmundshall	K+S AG	Wunstorf	NI	11		in Betrieb	Erdgas

Tabelle 52: Übersicht ermittelte Abfallverbrennungsanlagen

	Anlagen-Typ	Gemeinde	Inbetriebnahme	Energieabgabe	FWL [MW]	Kapazität [Mg/a]
1	MVA	Augsburg	1994	KWK	75	255000
2	MVA	Bamberg	1978	KWK	53	145000
3	MVA	Berlin	1967	KWK		550000
4	MVA	Bielefeld	1981	KWK	180	400000
5	MVA	Böblingen	1999	KWK	58	157000
6	MVA	Bonn	1992	KWK	86	315000
7	MVA	Bremen	1969	KWK	221	550000
8	MVA	Bremerhaven	1977	KWK		401500
9	MVA	Burgkirchen	1994	KWK		230000
10	MVA	Coburg	1988	KWK	53.4	142000
11	MVA	Darmstadt	1967	KWK	77	212000
12	MVA	Düsseldorf	1965	KWK	137	450000
13	MVA	Emlichheim (Laar)	2008	S		454176
14	MVA	Essen	1987	KWK		745000
15	MVA	Frankfurt	1965	KWK		525300
16	MVA	Freiburg | Eschbach	2005	KWK	61.1	185000
17	MVA	Göppingen	1975	KWK	57.75	157680
18	MVA	Hagen	1966	KWK		144000
19	MVA	Hamburg MVB	1994	KWK	116	320000
20	MVA	Hamburg MVR	1999	KWK	120	320000
21	MVA	Hameln	1977	KWK	141	300000
22	MVA	Hamm	1985	KWK		295000
23	MVA	Hannover	2005	S	105	280000
24	MVA	Helmstedt | Buschhaus	1998	S	172.5	525000
25	MVA	Herten	1982	KWK	208.4	600000
26	MVA	Ingolstadt	1977	KWK	99	255000
27	MVA	Iserlohn	1970	KWK	102	295000
28	MVA	Kamp-Lintfort	1997	KWK	99	270000
29	MVA	Kassel	1968	KWK	30.8	200000
30	MVA	Kempten	1996	KWK	52	160000
31	MVA	Kiel	1996	KWK	43.75	140000
32	MVA	Köln	1998	KWK	241	780000
33	MVA	Krefeld	1975	KWK	162	375000
34	MVA	Lauta	2004	KWK	87	225000
35	MVA	Leuna	2005	KWK	152.78	420000
36	MVA	Leverkusen	1970	KWK	83.69	280320
37	MVA	Ludwigshafen	1967	KWK	86.7	210000
38	MVA	Ludwigslust	2005	S	16	50000
39	MVA	Magdeburg | Rothensee	2006	KWK	267	650000
40	MVA	Mainz	2004	KWK		350000
41	MVA	Mannheim	1965	KWK	263	650000
42	MVA	München	1983	KWK	172	685000

43	MVA	Neunkirchen	1969	KWK	55.6	150000
44	MVA	Neustadt	1984	KWK		56000
45	MVA	Nürnberg	2001	KWK	105	230000
46	MVA	Oberhausen | Niederhein	1972	KWK	267	700000
47	MVA	Offenbach	1970	KWK	84.3	250000
48	MVA	Olching | Geiselbullach	1975	KWK		120000
49	MVA	Pirmasens	1998	KWK		180000
50	MVA	Rosenheim	1964	KWK	27.7	100000
51	MVA	Salzbergen	2004	KWK	47	130000
52	MVA	Schwandorf	1982	KWK	205	450000
53	MVA	Schweinfurt	1994	KWK	62.4	196806
54	MVA	Solingen	1969	KWK	63	175000
55	MVA	Stapelfeld	1979	KWK	58.2	350000
56	MVA	Staßfurt	2007	KWK	111	380000
57	MVA	Stuttgart	1965	KWK	192.6	420000
58	MVA	Tornesch-Ahrenlohe	1974	KWK	29	80000
59	MVA	Ulm	1997	KWK		165000
60	MVA	Velsen | Saarbrücken	1997	S	83.3	255000
61	MVA	Weißenhorn	1991	S	48	116000
62	MVA	Weisweiler | Eschweiler	1996	KWK		360000
63	MVA	Wuppertal	1976	KWK	186	400000
64	MVA	Würzburg	1984	KWK		219000
65	MVA	Zella-Mehlis	2008	KWK	60	160000
66	MVA	Zorbau	2005	KWK	75	338000
67	EBS-KW	Amsdorf	2004	KWK		120000
68	EBS-KW	Andernach	2008	KWK		114000
69	EBS-KW	Bernburg	2009	KWK	214	552000
70	EBS-KW	Bitterfeld-Wolfen	2010	KWK	56	130000
71	EBS-KW	Bremen Blumenthal	2005	KWK	31	60000
72	EBS-KW	Bremen MKK	2009	KWK	110	330000
73	EBS-KW	Eisenhüttenstadt	2011	KWK	150	340000
74	EBS-KW	Erfurt Ost	2006	KWK	26	63900
75	EBS-KW	Essen	2010	KWK	12	26500
76	EBS-KW	Frankfurt (T2C)	2012	KWK		700000
77	EBS-KW	Gersthofen | Augsburg	2009	KWK	35	90000
78	EBS-KW	Gießen	2009	KWK	10	25000
79	EBS-KW	Glückstadt	2009	KWK		250000
80	EBS-KW	Großräschen	2008	KWK	102	258750
81	EBS-KW	Hagenow	2009	KWK	35	80000
82	EBS-KW	Heringen	2010	KWK	117	297600
83	EBS-KW	Hürth | Knapsack	2008	KWK	130	320000
84	EBS-KW	Korbach	2008	KWK	36	75000
85	EBS-KW	Lünen	1982	KWK		165000
86	EBS-KW	Meuselwitz-Lucka	2005			50000

87	EBS-KW	Minden	2002	KWK	15	35000
88	EBS-KW	Neumünster	2005	KWK	83	150000
89	EBS-KW	Pforzheim	1990	KWK		50000
90	EBS-KW	Premnitz	2001	KWK	106	270000
91	EBS-KW	Rostock	2010	KWK	87	230000
92	EBS-KW	Rudolstadt | Pößneck | Schwarza	2007	D	29	80000
93	EBS-KW	Rüdersdorf	2008	S	110	226000
94	EBS-KW	Schwedt	2011	KWK		442000
95	EBS-KW	Spremberg | Schwarze Pumpe	2012	KWK	110	240000
96	EBS-KW	Stavenhagen	2007	KWK	49	90000
97	EBS-KW	Weener | Leer	2008	KWK		120000
98	EBS-KW	Witzenhausen	2009	KWK	124	330000

Tabelle 53: Übersicht ermittelte Geothermieanlagen

	Name	Bundesland	Betriebsstatus	MWth Anteil geothermische Leistung	MWth gesamt	Mwel gesamt
1	München-Sendling	Bayern	Bau	50		
2	Grünwald (Laufzorn)	Bayern	Betrieb	40	73	4.3
3	Taufkirchen	Bayern	Betrieb	40	40	4.3
4	Unterhaching	Bayern	Betrieb	38	83	
5	Kirchweidach	Bayern	Betrieb	30.6	30.6	0.68
6	Holzkirchen	Bayern	Betrieb	24	24	3.6
7	Pullach	Bayern	Betrieb	16	33.5	
8	Waldkraiburg	Bayern	Betrieb	14	18.5	
9	Freiham	Bayern	Betrieb	13	78	
10	München Riem	Bayern	Betrieb	13	51	
11	Traunreut	Bayern	Betrieb	12	13.9	5.5
12	Unterföhring II	Bayern	Betrieb	11.3	31.3	
13	Aschheim	Bayern	Betrieb	10.7	44.5	
14	Erding	Bayern	Betrieb	10.2	48.8	
15	Unterföhring	Bayern	Betrieb	10	30	
16	Poing	Bayern	Betrieb	9	39	
17	Simbach-Braunau	Bayern	Betrieb	9	46.2	
18	Unterschleißheim	Bayern	Betrieb	8	33.4	
19	Garching	Bayern	Betrieb	7.95	27.95	
20	Ismaning	Bayern	Betrieb	7.2	22	
21	Garching a.d. Alz (I)	Bayern	Bau	6.2		3.5
22	Bruchsal	Baden-Württemberg	Betrieb	5.7		0.44
23	Landau in der Pfalz	Rheinland-Pfalz	Betrieb	5	33	1.8

24	Neustadt-Glewe	Mecklenburg-Vorpom-mern	Betrieb	4	14	
25	Sauerlach	Bayern	Betrieb	4	4	5
26	Neuruppin	Brandenburg	Betrieb	2.1		
27	Straubing	Bayern	Betrieb	2.1	7.33	
28	Gräfelfing	Bayern	Planung			
29	Schwerin	Mecklenburg-Vorpom-mern	Bau			
30	Pfullendorf	Baden-Württemberg	Betrieb			
31	Rupertiwinkel	Bayern	Planung			
32	Neubrandenburg	Mecklenburg-Vorpom-mern	Betrieb			
	Summe			403.05	826.98	29.12

Tabelle 54: Übersicht ermittelte Solarthermieanlagen

	Ort	Bundesland	Betriebsstatus	Kollektorfläche m^2	Leistung kW	Wärmespeicher m3
1	Ludwigsburg	Baden-Württemberg	in Realisierung/Planung	14800	9600	2000
2	Senftenberg	Brandenburg	in Betrieb	8300	5800	
3	Bernburg	Sachsen-Anhalt	in Realisierung/Planung	8603	5600	
4	Crailsheim	Baden-Württemberg	in Betrieb	7500	5110	37500
5	Neckarsulm	Baden-Württemberg	in Betrieb	5670	3969	
6	Halle	Sachsen-Anhalt	in Betrieb	5091	3300	
7	Potsdam	Brandenburg	in Betrieb	5000	3100	
8	Friedrichshafen	Baden-Württemberg	in Betrieb	4050	2835	
9	Hamburg-Bramfeld	Hamburg	in Betrieb	3000	2100	
10	Schluchsee	Baden-Württemberg	in Realisierung/Planung	3000	2068	
11	Mengsberg	Hessen	in Betrieb	2950	2033	300
12	München	Bayern	in Betrieb	2900	2030	
	Summe			70864	47545	

Tabelle 55: Übersicht ermittelte Power-to-heat Anlagen

	Betreiber	Ort	Betriebsstatus	Mwel	MWth
1	Vattenfall	Berlin	in Betrieb	120	108
2	EnBW	Stuttgart	in Betrieb	100	90
3	EnBW	Heilbronn	in Betrieb	60	54
4	Uniper	Herne	in Betrieb	60	54
5	N-ERGIE	Nürnberg	in Betrieb	50	45
6	Wärme Hamburg GmbH	Hamburg	in Betrieb	45	40.5
7	DREWAG - Stadtwerke Dresden	Dresden	in Betrieb	40	36
8	Stadtwerke Flensburg	Flensburg	in Betrieb	30	27
9	Stadtwerke Kiel	Kiel	in Betrieb	30	27
10	Stadtwerke Neubrandenburg / 50Hertz	Neubrandenburg	in Bau	30	27

11	Stadtwerke Münster	Münster	in Betrieb	22	19.8
12	EEW Premnitz	Premnitz	in Betrieb	20	18
13	Energie und Wasser Potsdam	Potsdam	in Betrieb	20	18
14	Stadtwerke Bielefeld	Bielefeld	in Betrieb	20	18
15	Stadtwerke Neumünster i.V.m. Enerstorage	Neumünster	in Betrieb	20	18
16	STEAG GmbH	Völkingen Fenne	in Betrieb	20	18
17	swb	Bremen	in Betrieb	18	16.2
18	ENRO Ludwigsfelde	Ludwigsfelde	in Betrieb	15	13.5
19	Stadtwerke Schwerin	Schwerin	in Betrieb	15	13.5
20	Zielitz	Zielitz	in Betrieb	15	13.5
21	Energieversorgung Offenbach	Offenbach am Main	in Betrieb	10	9
22	FHW Neukölln AG	Berlin	in Betrieb	10	9
23	Heizkraftwerke Mainz	Mainz	in Betrieb	10	9
24	Stadtwerke Augsburg	Augsburg	in Betrieb	10	9
25	Stadtwerke München	München	in Betrieb	10	9
26	Techn. Werke Ludwigshafen	Ludwigshafen	in Betrieb	10	9
27	VVS Saarbrücken	Saarbrücken	in Betrieb	10	9
28	Südzucker, Standort Zeitz	Zeitz	in Betrieb	10	9
29	Mainova	Frankfurt	in Betrieb	8	7.2
30	BioEnergie Taufkirchen	Taufkirchen	in Betrieb	6.1	5.49
31	Avacon Natur	Salzwedel	in Betrieb	6	5.4
32	BTB Berlin	Berlin	in Betrieb	6	5.4
33	Kraftwerke Dessau	Dessau	in Betrieb	5	4.5
34	Kraftwerke Philippsburg	Philippsburg	in Betrieb	5	4.5
35	Stadtwerke Detmold	Detmold	in Betrieb	5	4.5
36	Stadtwerke Lemgo	Lemgo	in Betrieb	5	4.5
37	Stadtwerke Tübingen	Tübingen	in Betrieb	5	4.5
38	Vattenfall	Berlin	in Betrieb	5	4.5
39	Stadtwerke Jena	Jena	in Betrieb	4	3.6
40	Stadtwerke Lübeck	Lübeck	in Betrieb	2.5	2.25
41	Stadtwerke Norderstedt	Norderstedt	in Betrieb	2.4	2.16
	Summe			895	805.5

II. Anhang Teil II.1

Tabelle 56: Indikativer Beitrag zum nationalen Energieeffizienzziel

Bezeichnung der Maßnahme, der Strategie oder des Ziels	Notifikations-Nr.	Kumulative Endenergieeinsparung im Zeitraum 2021 bis 2030
CO_2-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr	M16	198 TWh
Bundesförderung für Energieberatung Wohngebäude und Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen	M21	7,5 TWh
Bundesförderung für Energieberatung im Mittelstand	M22	13,7 TWh
Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen	M27	5,2 TWh
Gebäudeenergiegesetz	M10, M11	168 TWh
Bundesförderung für effiziente Gebäude	M03	84,8 TWh
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung	M18	35,3 TWh
Förderung der seriellen Sanierung	M07	3,1 TWh
Beschleunigte Umsetzung von Maßnahmen aus dem Energieaudit und den Energiemanagementsystemen	M14	5,3 TWh
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz	M24	2,8 TWh
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	M01, M02	149 TWh
Energie- und Stromsteuergesetz	M15	159 TWj

Quelle: BMWi (2020)

III. Anhang Teil II.2

Tabelle 57: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Dekarbonisierung

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Klimaschutzplan 2050	Der Klimaschutzplan 2050 fasst die klimaschutzpolitischen Grundsätze und Ziele zusammen und beschreibt den Weg zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Deutschland bis zum Jahr 2050. Er konkretisiert das bestehende deutsche Klimaschutzziel für 2050 und die vereinbarten Zwischenziele und beschreibt Maßnahmen, um das Pariser Klimaschutzabkommen umzusetzen. Das Bundeskabinett hat den Klimaschutzplan 2050 am 14. November 2016 beschlossen
Klimaschutzprogramm 2030	Mit dem Klimaschutzprogramm 2030 verfolgt Deutschland, mit einem breiten Maßnahmenbündel aus Innovationen, Förderung, gesetzlichen Standards und Anforderungen sowie mit einer Bepreisung von Treibhausgasen die vorgegebenen Klimaschutzziele zu erreichen. Das Klimaschutzprogramm 2030 wurde im Oktober 2019 beschlossen. Die einzelnen Maßnahmen werden nun Schritt für Schritt mit Gesetzen und Förderprogrammen umgesetzt.
Bundes-Klimaschutzgesetz (3.1.1.i.1.)	Im Klimaschutzgesetz hat Deutschland sein Ziel für THG-Minderung 2030 gesetzlich verankert. Bis 2030 werden die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % verringert. Deutschland hat sich zudem dazu bekannt, Treibhausgasneutralität bis 2050 als langfristiges Ziel zu verfolgen. Im Jahr 2025 werden für weitere Zeiträume nach 2030 jährliche Emissionsmengen festgelegt. Diese müssen im Einklang mit den Klimaschutzzielen des Gesetzes und mit europäischen Anforderungen stehen. Dafür werden im Gesetz jährliche Emissionsmengen für die Sektoren Energie, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft festgesetzt.
CO_2-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr (3.1.1.i.2. und 3.2.iv.1.)	Mit dem Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz, BEHG) wird ab 2021 ein nationales Emissionshandelssystem für Sektoren, die nicht vom europäischen Emissionshandelssystem erfasst sind, eingeführt und damit die Grundlage für eine CO_2-Bepreisung in diesen Sektoren geschaffen. Dabei umfasst das System im Sektor Wärme die Emissionen der Wärmeerzeugung des Gebäudesektors und der Energie- und Industrieanlagen außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems. In den ersten beiden Jahren werden zunächst die wesentliche Hauptbrennstoffe Benzin, Gasöl, Heizöl, Erdgas und Flüssiggas einbezogen.
Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gasfassung (3.1.1.i.12.)	Das Förderprogramm zur Ausweitung der Deponiebelüftung und Optimierung der Gasfassung eine Kernmaßnahme dar fokussiert die Förderung von Deponiebelüftung, wodurch ansonsten entstehendes Methan in auf biogenen Kohlenstoff basierendes Kohlendioxid und damit treibhausgasneutral umgewandelt wird und die Optimierung der Gasfassung.
Informationskampagne „Klimaschutz 2050“ (3.1.1.i.13.)	Im Rahmen der Kampagne wird ein Informationsportal bereitgestellt, in dem Bürgerinnen und Bürger und Unternehmen über Handlungsmöglichkeiten zum Klimaschutz informiert werden. Ergänzend wird eine umfassende Informationskampagne über alle relevanten Medien mit zielgruppenspezifisch gestalteten Informationen zur Erklärung der Klimaschutzpolitik aufgelegt.
Mindestpreis im EU-Emissionshandel (3.1.1.ii.1.)	Deutschland wird sich in enger Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission dafür einsetzen, einen europaweiten übergreifenden Zertifikatehandel für alle Sektoren einzuführen. In einem ersten Schritt soll der bestehende europäische Emissionshandel um einen moderaten europäischen Mindestpreis ergänzt werden.
Europäische Klimaschutzinitiative (3.1.1.ii.2.)	Um die grenzüberschreitende Zusammenarbeit und den Erfahrungstransfer im Bereich der Treibhausgasminderung auf nichtstaatlicher Ebene zu intensivieren, wurde die europäische Klimaschutzinitiative ins Leben gerufen. Hierbei werden Projekte gefördert, die den Austausch guter Praktiken zwischen substaatlichen Akteuren, Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft unterstützen.
Meseberg Klima-Arbeitsgruppe (3.1.1.ii.3.)	Mit der Meseberg-Erklärung vereinbarten Deutschland und Frankreich, eine ressortübergreifende hochrangige Klima-Arbeitsgruppe (Klima-AG) einzurichten. Die Klima-

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	AG unterstützt die Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens. Darunter fällt die Entwicklung gemeinsamer Ansichten zur Energiewende und zu Instrumenten der nachhaltigen Finanzierung sowie zu wirtschaftlichen Anreizen, einschließlich Aspekten der CO_2-Bepreisung.
Nationale Klimaschutzinitiative (3.1.1.iii.1.)	Mit der Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) werden zahlreiche Klimaschutzprojekte initiiert und gefördert. Ihre Programme und Projekte decken ein breites Spektrum an Klimaschutzaktivitäten ab: Mit der Entwicklung langfristiger Strategien, der Unterstützung von professionellem Klimaschutzmanagement und investiven Fördermaßnahmen trägt die NKI zu einer Verankerung des Klimaschutzes vor Ort bei. Hauptzielgruppen der NKI sind Kommunen, die Wirtschaft und Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Schulen und Bildungseinrichtungen.
Entwicklung und Umsetzung einer Sustainable Finance Strategie (3.1.1.iii.2.)	Die Entwicklung einer Sustainable Finance-Strategie verfolgt den Zweck, Deutschland zu einem führenden Sustainable Finance-Standort weiterzuentwickeln, die Diskussions- und Umsetzungs-prozesse auf nationaler, europäischer und globaler Ebene zu unterstützen und einen Beitrag für einen strukturierten, gebündelten Stakeholder-Dialog zu leisten.
Weiterentwicklung der KfW zur transformativen Förderbank (3.1.1.iii.3.)	Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wird als nachhaltige Förderbank zur Unterstützung der Transformation von Wirtschaftssektoren und Finanzmarkt für eine treibhausgasneutrale Zukunft weiterentwickelt. Vorschläge zur konkreten Umsetzung erfolgen unter Berücksichtigung der Sustainable Finance-Strategie, im Rahmen der gegebenen Eigenkapitalausstattung der KfW und im Einklang mit dem strategischen Zielsystem der KfW. Gleichzeitig werden entsprechende Transformationsprozesse in multilateralen Entwicklungsbanken über ihren Einfluss auf die zuständigen Gremien der Banken vorantreiben.
Grüne Bundeswertpapiere (3.1.1.iii.4.)	Der Bund wird zukünftig grüne Bundeswertpapiere im Kontext der zu entwickelnden Sustainable Finance-Strategie emittieren und somit die Entwicklung nachhaltiger Finanzmärkte unterstützen. Durch die Emission wird Transparenz über die grünen Ausgaben des Bundes geschaffen.
Weiterentwicklung und umfassende Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (3.1.2.i.8.)	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird kompatibel zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf der Strom- und der Wärmeseite gefördert. Moderne KWK-Systeme unter Einbindung von Wärme aus Erneuerbaren Energien und Nutzung des Abwärmepotenzials ersetzen perspektivisch fossile KWK-Anlagen, sichern die Strom- und Wärmeversorgung ab und unterstützen durch eine flexible und systemdienliche Fahrweise die Integration erneuerbarer Energien. Die KWK-Förderung wird weiterentwickelt und bis 2030 verlängert.
Investitionen in Speichertechnologie (3.1.2.iii.2.)	Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode verankert, in Speichertechnologien und intelligente Vermarktungskonzepte investieren zu wollen, um die Versorgungssicherheit in allen Teilen Deutschlands weiterhin sicherzustellen und die EEG- und Systemkosten so gering wie möglich zu halten.
KfW-Programm Erneuerbare Energien (3.1.2.iii.3.)	Das Programm dient der langfristigen zinsgünstigen Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie von Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Finanziert werden bis zu 100 % der förderfähigen Investitionskosten, maximal 50 Millionen Euro je Vorhaben.
Regulierungsrahmen für die Entwicklung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (3.1.2.v.6.)	Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften haben großes Potenzial für den erfolgreichen Ausbau von Erneuerbaren Energien auf nationaler und europäischer Ebene. Auch für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften hat Deutschland einen Regulierungsrahmen geschaffen, der die Entwicklung solcher Gemeinschaften unterstützt und voranbringt. Dieser Regulierungsrahmen beinhaltet bisher folgende Kernaspekte: Der Zugang zu Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften ist Letztverbrauchern in Deutschland ebenso diskriminierungsfrei eröffnet wie der Zugang der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften zu den bestehenden Förderregelungen. Darüber hinaus hat Deutschland Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen für die Förderung im Bereich Windenergie Onshore besonders privilegiert. Die Bundesregierung prüft, ob zur Umsetzung der

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	Richtlinie 2018/2001 im bestehenden Regulierungsrahmen Änderungen erforderlich sind.
Wärmenetzsysteme 4.0 (3.1.2.vi.1.)	Mit dem Förderprogramm Wärmenetze 4.0 wurde in Deutschland erstmals eine systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur eingeführt, mit der nicht nur Einzeltechnologien und -komponenten, sondern Gesamtsysteme gefördert werden. Das Förderprogramm wurde novelliert und wird bis mindesten 2030 fortgeführt.
Wärmenetze zunehmend auf erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme umstellen (3.1.2.vi.2.)	Diese Maßnahme beinhaltet die Ergänzung des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 um ein Wärmenetz-Transformationsprogramm, das zur Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze beitragen soll. Als flankierende Maßnahmen bzw. unterstützend für die Transformation hin zu einer CO_2-armen Wärmeversorgung wirken: umlagebasierte, marktwirtschaftlich orientierte Förderung, CO_2-Bepreisung, daneben ggf. Anpassung des Rechtsrahmens für Ausbau und Optimierung von Wärmenetzen mit hohen EE-Anteilen, begleitender Stakeholder-Dialog „Wärmenetze im Kontext der Wärmewende“.
Förderprogramm Energetische Biomassenutzung (3.1.2.vii.1.)	Das Förderprogramm sieht insbesondere die Förderung von praxisorientierten Lösungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter vor, die zur Flexibilisierung der Strom und Wärmeerzeugung aus Biomasse beitragen. Zur Verbesserung der nachhaltigen energetischen Nutzung im Wärme- und Strombereich sollen vor allem Biomasseresstoff- und Abfallpotenziale erschlossen werden.
Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe (3.1.2.vii.2.)	Dieses Programm hat zum Ziel, Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zur energetischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen zu fördern. Neben Forschungs- und Entwicklungsvorhaben stehen insbesondere Verfahrens- und Prozessoptimierungen mit praxisnahem Demonstrations- und Pilotcharakter im Fokus.
Nationale Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/87 durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (3.1.3.i.1.)	Nationale Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzplans 2050 in den Sektoren des Europäischen Emissionshandels (EHS) reduzieren EU-weit effektiv CO_2-Emissionen, wenn ungenutzte Emissionszertifikate nicht zu Emissionen in anderen Mitgliedstaaten führen (sogenannter Wasserbetteffekt). Ob und wie lange ein solcher Wasserbetteffekt existiert, hängt unter anderem von der Wirkung mit der Marktstabilitätsreserve (MSR) im EHS ab.
Sektorkopplung (3.1.3.ii.1.)	Durch den direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien können Effizienzpotenziale erschlossen und der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert werden. Auch bei den Anwendungen, bei denen andere Optionen zur THG-Reduktion nur schwer durch die direkte Nutzung von Strom umzusetzen sind, sind strombasierte Technologien, auf Basis erneuerbarer Energien, eine wichtige Option, um Energie- und Klimaziele zu erreichen. Sektorkopplung ist Gegenstand vielfältiger Fördermaßnahmen, Projekte und Programme (siehe andere Dimensionen).
Peer-Review-Prozess im Rahmen der G20 (3.1.3.iv.1.)	Die G20-Staaten haben sich 2009 auf eine mittelfristige Abschaffung ineffizienter Subventionen für fossile Energieträger geeinigt. Zur Umsetzung haben sich die Staaten auf einen freiwilligen Peer-Review-Prozess verständigt. Deutschland hat im September 2016 einen Report zu den einschlägigen deutschen Subventionen vorgelegt.
Subventionsbericht der Bundesregierung (3.1.3.iv.2.)	Im Rahmen der Subventionsberichtserstattung findet alle zwei Jahre eine regelmäßige Nachhaltigkeitsprüfung aller Subventionen statt. Dabei werden die langfristigen ökonomischen, ökologischen und sozialen Wirkungen der jeweiligen Subvention, etwa in Bezug auf wirtschaftlichen Wohlstand und Zukunftsvorsorge, Klimaschutz und Ressourcenschonung oder Beschäftigungssicherung untersucht und die Ergebnisse im Subventionsbericht dokumentiert.
Umfassende Evaluierung von Steuervergünstigungen (3.1.3.iv.3.)	Insgesamt 33 im Subventionsbericht aufgeführte Steuervergünstigungen wurden in einer systematischen Evaluierung im Rahmen eines Forschungsgutachtens insbesondere im Hinblick auf Zielerreichung, Effizienz, instrumentelle Eignung sowie erstmals auch auf ihre Nachhaltigkeit untersucht. Die Ergebnisse des Gutachtens werden nun hinsichtlich des Handlungs- bzw. Optimierungsbedarfs bei den einzelnen Maßnahmen geprüft.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Auslaufen der Zuschüsse für Steinkohle (3.1.3.iv.4.)	Die derzeit wichtigste Maßnahme in Deutschland zum Abbau von Subventionen für fossile Energieträger ist das Auslaufen der Zuschüsse für die Förderung von Steinkohle. Die Subventionen zum Absatz inländischer Steinkohle wurden letztmalig für das Jahr 2018 gezahlt, der Steinkohlenbergbau wurde daraufhin eingestellt. Nachlaufende Stilllegungsmaßnahmen werden bis einschließlich 2022 bezuschusst.

Quelle: BMWi (2020)

Tabelle 58: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Energieeffizienz

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Energieeffizienzstrategie 2050 (3.2.i.1.)	Die sektorübergreifenden Energieeffizienzstrategie 2050 (EffSTRA) definiert wesentliche Ziele und Instrumente für die Weiterentwicklung der Energieeffizienzpolitik. Sie legt ein Energieeffizienzziel 2030 fest sowie ein Maßnahmenpaket zur Senkung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Darüber hinaus wird mit der Strategie ein breiter Dialogprozess zur Entwicklung eines langfristigen Fahrplans zur Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 gestartet.
Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz 2.0 (3.2.i.2.)	Der Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaschutzziele zu erreichen. Die wichtigsten Handlungsfelder der Energieeffizienzpolitik sind: Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich sowie in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell sowie Erhöhung der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz. Die Maßnahmen des NAPE wurden überarbeitet und in einen NAPE 2.0 überführt, um einer möglichen Lücke zur Erreichung der Effizienzziele mit einem effektiven Maßnahmenset zu begegnen.
Efficiency-First (3.2.i.3.)	In allen Sektoren gilt als oberstes Prinzip Efficiency First. Aus Sicht der Bundesregierung muss erstens der Energiebedarf deutlich und dauerhaft verringert werden, zweitens, soweit möglich, eine direkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren stattfinden und drittens Strom aus erneuerbaren Quellen für Wärme, Verkehr und Industrie im Zuge der Sektorkopplung effizient eingesetzt werden.
Langfristige Renovierungsstrategie (3.2.ii.)	Die Bundesregierung muss nach Artikel 2a der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden der EU-Kommission eine Langfristige Renovierungsstrategie (Long-Term Renovation Strategy, LTRS) vorlegen. Mit der LTRS soll jeder Mitgliedstaat einen Fahrplan mit Maßnahmen und innerstaatlich festgelegten messbaren Fortschrittsindikatoren zur Erreichung der langfristigen Klimaziele erstellen und Wege und Anreize zur Renovierung des nationalen Gebäudebestandes aufzeigen. Deutschland hat im August 2020 seine LTRS für die Unterstützung der Renovierung des nationalen Bestands an öffentlichen und privaten Wohn- und Nichtwohngebäuden, einschließlich Politiken und Maßnahmen zur Förderung kosteneffizienter umfassender Renovierungen sowie Politiken und Maßnahmen, die auf die Segmente des nationalen Gebäudebestands mit der schlechtesten Leistung abzielen, veröffentlicht.
Öffentlichkeitsarbeit - „Deutschland macht's effizient" (3.2.ii.1.)	Im Rahmen der Informationskampagne des BMWi „Deutschland macht's effizient" werden Informationen künftig noch fachspezifischer und zielgruppenschärfer erfolgen.
Unabhängige Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (3.2.ii.2. und 3.2.iv.9.)	Erst- und Kurzberatungen werden mit der unabhängigen Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) durchgeführt und finanziell unterstützt. Die bundesweit durchgeführten Beratungen sollen helfen, Vorurteile und Hemmnisse für energetische Sanierungsmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien abzubauen. Sie sind zudem ein niedrigschwelliger Einstieg für eine gebäudebezogene Beratung.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Bundesförderung für Energieberatung Wohngebäude (3.2.ii.3. und 3.2.iv.10.)	Die Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (EBW) richtet sich an Eigentümer von Wohngebäuden. Im Rahmen der Beratung untersucht ein qualifizierter Energieberater die gesamte Immobilie und erstellt einen umfassenden Energieberatungsbericht (u.a. individuellen Sanierungsfahrplan). Neben Energieeinsparpotenzialen werden auch Einsatzmöglichkeiten für erneuerbare Energien und die dafür notwendigen Investitionen abgeschätzt sowie die Heizkosten- und CO_2-Einsparungen ausgewiesen. Im Einzelnen wurde die Energieberatung durch folgende Maßnahmen weiter gestärkt: Erhöhung der Förderung auf bis zu 80 % Zuschuss (bislang 60 %), Modernisierungsempfehlungen durch eine geförderte Energieberatung für die Erstellung eines Energieausweises, Energieberatung anknüpfend an Immissionsmessungen durch qualifizierte Schornsteinfeger und weitere qualifizierte Beratung (z.B. Heizungsaustausch).
Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen (3.2.ii.4. und 3.2.iv.11.)	Die Bundesförderung für Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen (EBK) unterstützt seit 2016 Kommunen, kommunale Unternehmen und gemeinnützige Organisationen bei der energetischen Sanierung ihres Gebäudebestandes und der Errichtung energieeffizienter Neubauten. Dank einer qualifizierten und geförderten Energieberatung bekommen die Eigentümer dieser Gebäude einen guten Überblick, wo in ihren Gebäuden die meiste Energie verschwendet wird, welche Investitionen wirtschaftlich sinnvoll sind, welche Einsparpotenziale sie haben und wie Fehlinvestitionen vermieden werden. Das bereits in der Energieberatung Wohngebäude implementierte Konzept des individuellen Sanierungsfahrplans soll in einem nächsten Schritt für kommunale Gebäude weiterentwickelt werden. Kommunen kommen dementsprechend auch ihrer Pflicht zur Vorbildfunktion der öffentlichen Hand nach.
Bundesförderung für Energieberatung im Mittelstand (3.2.ii.5. und 3.2.iv.12.)	Im Rahmen der Bundesförderung für Energieberatung im Mittelstand (EBM) werden Sanierungskonzepte für gewerbliche Gebäude von kleinen und mittleren Unternehmen gefördert. Hierbei werden energetische Schwachstellen im Unternehmen untersucht und eine Betriebsbesichtigung durchgeführt. Es wird eine vertiefende Energieanalyse durchgeführt, welche klare Informationen über potenzielle Einsparungen und einen konkreten Maßnahmenplan enthält. Im Rahmen der Förderstrategie ist vorgesehen, dass die Förderprogramme EBM und EBK zusammengeführt und angeglichen werden, da Unternehmen und Kommunen oft einen sehr ähnlichen Beratungsbedarf haben. Dabei wird gleichzeitig der notwendige Spielraum erhalten, um zielgruppenspezifisch differenzieren zu können.
Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen (3.2.ii.6.)	Mit dem Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen vergeben die Installateure seit 2016 und die Bezirksschornsteinfeger seit 2017 schrittweise, beginnend mit den ältesten Heizkesseln, das Effizienzlabel. Ziel der Maßnahme ist, die Austauschrate alter Heizgeräte um 20 % auf 3,7 % pro Jahr zu steigern und über den Kesseltausch Energieeinsparungen anzureizen. Über sieben Jahre sollen insgesamt ca. 13 Millionen Heizkessel gelabelt werden.
Gebäudeenergiegesetz (3.2.ii.7.)	Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) schafft ein neues, einheitliches, aufeinander abgestimmtes Regelwerk für die energetischen Anforderungen an Neubauten, an Bestandsgebäude und an den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Dazu wurden die separaten Regelwerke zur Gebäudeenergieeffizienz (EnEG, EnEV) und zur Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien (EEWärmeG) zusammengeführt und vereinheitlicht. Mit dem GEG werden die Regelung des Niedrigstenergiegebäudes in das vereinheitlichte Energieeinsparrecht integriert. Für Gebäude wird die Überprüfung der energetischen Anforderungen für Neubau und Bestand im Jahr 2023 festgelegt, eine Regelung zum Einbau von Ölheizungen ab dem Jahr 2026 vorgelegt und im Falle des Verkaufs oder einer größeren Renovierung eines Ein- oder Zweifamilienhauses die Beratung des Käufers bzw. des Eigentümers verankert.
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes (3.2.ii.8.)	Das Programm besteht seit 2006 und fördert über die von der KfW administrierten Programme „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ (EBS) energetische Sanierungen und

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	hocheffiziente Neubauten von Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie Einzelsanierungsmaßnahmen im Bereich Energieeffizienz zur Umsetzung der langfristigen Renovierungsstrategie für Gebäude. Es ist im Effizienzbereich das volumenstärkste Förderinstrument. Als Mittel der Förderung dienen zinsvergünstigte Darlehen in Verbindung zum Teil mit Tilgungszuschüssen oder alternativ Investitionszuschüsse. Antragsberechtigt sind private Haus-/Wohnungseigentümer, Wohnungseigentümergemeinschaften, Wohnungsunternehmen und -genossenschaften, Bauträger und Gewerbe, private und kommunale Unternehmen sowie Kommunen und gemeinnützige Organisationen. Im Januar 2020 sind im CO_2-Gebäudesanierungsprogramm die Fördersätze für Sanierungsmaßnahmen an Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie die Förderquoten für energetisch hochwertige Neubauvorhaben im Wohngebäudebereich um zehn Prozentpunkte angehoben worden.
Marktanreizprogramm (3.2.ii.9.)	Mit dem Marktanreizprogramm (MAP) werden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- und Kältebereitstellung sowie bestimmte Wärmespeicher und Nahwärmenetze gefördert, sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebäuden. Dabei sind fast ausschließlich Anlagen im Gebäudebestand förderfähig, Anlagen in Neubauten nur in Ausnahmefällen. Das Programm umfasst zwei Förderteile. Für kleinere Anlagen werden über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionszuschüsse gewährt. Förderfähig sind hier Solarkollektoranlagen, Biomasseanlagen, effiziente Wärmepumpen und seit Januar 2020 auch Gashybridheizungen, die anteilig Erneuerbare Energien einbinden. Für größere Anlagen gewährt der Bund im Rahmen des KfW-Programms „Erneuerbare Energien – Premium“ Zuschüsse zur anteiligen Tilgung zinsgünstiger KfW-Darlehen. In diesem Teil sind große Solarthermieanlagen, Biomasseheiz(kraft)werke, große effiziente Wärmepumpen, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen, Nahwärmenetze für Wärme aus erneuerbaren Energien und große Wärmespeicher für Wärme aus erneuerbaren Energien förderfähig. Im Januar 2020 erfolgte im MAP eine Umstellung der bisherigen Festbetragsförderung auf eine Anteilsfinanzierung sowie eine Anhebung der Fördersätze um zehn Prozentpunkte. Um die Austauschrate von Ölheizungen zu erhöhen, ist zudem eine „Austauschprämie“ mit einem Förderanteil von bis zu 45 % in den BAFA-Teil des MAP integriert worden. Ziel dieser Prämie ist es, für alle derzeit mit Heizöl betriebenen Heizungen einen attraktiven Anreiz zur Umstellung auf erneuerbare Wärme oder effiziente hybride Gasheizungen mit anteiliger EE-Einbindung zu geben.
Anreizprogramm Energieeffizienz (3.2.ii.10.)	Das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) verstärkt die Förderung aus dem Marktanreizprogramm durch zusätzliche Mittel. Daneben wird aus dem APEE die Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizungen in Neubauten und Bestandsgebäuden gefördert. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschuss für stationäre Brennstoffzellenheizungen mit einer elektrischen Leistung von 0,25 bis 5,0 Kilowatt über das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“.
Förderprogramm Heizungsoptimierung (3.2.ii.11.)	Das Förderprogramm Heizungsoptimierung soll den Ersatz ineffizienter Heizungs- und Warmwasser-Zirkulationspumpen durch hocheffiziente Pumpen und die Optimierung bestehender Heizungsanlagen durch einen sogenannten hydraulischen Abgleich anreizen. Die Förderung beträgt bis zu 30 % der Nettoinvestitionskosten. Das Programm dient als Einstieg zur Durchführung umfassenderer Maßnahmen zur Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz.
Bundesförderung für effiziente Gebäude (3.2.ii.12.)	Mit der neu konzipierten Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) werden die bestehenden investiven Förderprogramme im Gebäudebereich zu einem einzigen, umfassenden und modernisierten Förderangebot gebündelt und inhaltlich optimiert. Folgende Maßnahmen werden zusammengeführt: • Marktanreizprogramm (MAP), • Energieeffizient Bauen und Sanieren (EBS), • Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE), • Heizungsoptimierung (HZO).

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	Damit werden die Adressatenfreundlichkeit und Attraktivität der Förderung deutlich gesteigert, diese noch stärker auf ambitioniertere Maßnahmen gelenkt und die Antragsverfahren deutlich vereinfacht. Es wird nur noch ein Antrag für die Förderung von Effizienzmaßnahmen und Erneuerbare Energien bei Sanierungs- oder Neubauvorhaben genügen. Im Rahmen der BEG einschließlich der KfW-Förderung wird dafür gesorgt, dass die Investitionen weiterer Adressaten durch Zuschüsse gefördert werden können. Die Umsetzung der neuen BEG erfolgt voraussichtlich in 2020.
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (3.2.ii.13.)	Als eine zentrale Maßnahme im Gebäudebereich ist zum 1. Januar 2020 die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung eingeführt worden. Das neue Instrument ergänzt die bestehende Förderkulisse im Gebäudebereich und kann alternativ zu den investiven Förderprogrammen in Anspruch genommen werden. Durch einen Abzug von der Steuerschuld wird gewährleistet, dass möglichst viele Wohngebäudeeigentümer von der Maßnahme profitieren. Gefördert werden Einzelsanierungsmaßnahmen an selbstgenutztem Wohneigentum, die auch in den bestehenden Programmen der Gebäudeförderung als förderwürdig eingestuft sind. Förderfähig sind 20 % der Investitionskosten. Die Förderung erfolgt über einen Abzug von der Steuerschuld verteilt über drei Jahre.
Förderung der seriellen Sanierung (3.2.ii.14.)	Die im Rahmen der durchgeführten Modellprojekte erarbeiteten Ansätze zur seriellen Sanierung werden mit Hilfe eines neu aufgelegten Förderprogramms in die Praxis überführt, mit dem Ziel, die industrielle Vorfertigung von Fassaden- und Dachelementen und eine standardisierte Installation von Anlagentechnik, inkl. der Versorgung mit eigenerzeugtem Strom in Verbindung mit neuen Investitions- und Vertragsmodellen zu unterstützen. Gebäude sollen dadurch qualitativ hochwertig saniert und die Sanierungszeiten verkürzt werden.
Energetische Stadtsanierung (3.2.ii.15.)	Mit der Energetische Stadtsanierung werden im Quartier umfassende Maßnahmen in die Energieeffizienz der Gebäude und der Versorgungsinfrastruktur konzeptionell und investiv umgesetzt. Neben der planmäßigen Fortführung des Programms wurden im Jahr 2020 neue Fördertatbestände entwickelt bzw. bestehende Fördertatbestände weiterentwickelt. Im Zuschussprogramm werden insbesondere umweltfreundliche Mobilitätskonzepte, interkommunale Konzepte, Maßnahmen der Wärmenetzplanung in den Konzepten und bei der Tätigkeit des Sanierungsmanagements sowie Konzepte, die sich auf gemischte Quartiere beziehen, stärker berücksichtigt.
Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen (3.2.ii.16.)	Die Bundesregierung plant Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen, die Gebäude, Anlagen oder Prozesse mit Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien versorgen, in einer neuen Fördersäule zu bündeln.
Fortentwicklung des Innovationsprogramms Zukunft Bau (3.2.ii.17.)	Das Innovationsprogramm Zukunft Bau fördert aktiv den Klimaschutz, die Energie- und Ressourceneffizienz, das bezahlbare Bauen, die Gestaltungsqualitäten im (städte-) baulichen Kontext sowie die Bewältigung des demografischen Wandels. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf dem Erkenntniszuwachs und dem Wissenstransfer von technischen, baukulturellen und organisatorischen Innovationen. Das Innovationsprogramm setzt die 2006 gegründete Forschungsinitiative Zukunft Bau fort.
Energiewendebauen (3.2.ii.18.)	Die Forschungsinitiative Energiewendebauen bündelt die breit gefächerten Forschungsförderthemen im Gebäudesektor und dient dabei der besseren Wahrnehmung von Energieinnovationen durch gezielte Forschungskommunikation. Sie ist ein zentrales Element des 7. Energieforschungsprogramms und vernetzt inhaltlich die Forschungsfelder energieoptimierte und klimaneutrale Gebäude, Energiewende im Quartier und Versorgung mit Wärme und Kälte, thermische Energiespeicher und die Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050. Mit der Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050 werden Leuchtturmprojekte gefördert, die mit innovativen Technologien und Konzepten breitenwirksame Lösungen für klimaneutrale Gebäude und Quartiere demonstrieren und damit eine Markteinführung oder breite Umsetzung voranbringen.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Vorbildfunktion Bundesgebäude (3.2.ii.19. und 3.2.iv.4.)	Die Gebäude des Bundes müssen in den Bereichen Energieeffizienz, Klimaschutz und Nachhaltiges Bauen für den gesamten Gebäudebestand vorbildhaft sein und demonstrieren, dass die klimapolitischen Ziele im Einklang mit Kosteneffizienz und Funktionalität von Baumaßnahmen umgesetzt werden können. Neue Gebäude des Bundes sollen ab 2022 mindestens EH 40 entsprechen, für Sondernutzungen sind analoge Zielvorgaben zu entwickeln. In einem zweiten Schritt werden auch für den vorhandenen Gebäudebestand des Bundes Sanierungsziele für 2030 und 2050 in diesem Erlass verbindlich vorgegeben. Dazu ist es erforderlich, dass bei allen neuen großen Sanierungs- und Modernisierungsbauvorhaben ab einem noch zu definierenden Stichtag mindestens ein EH 55 -Standard zu Grunde gelegt wird. Für Sonderbauten sind analoge Zielvorgaben zu entwickeln und Ausnahmetatbestände (Denkmalschutz etc.) zu berücksichtigen.
Weiterentwicklung Städtebauförderung (3.2.ii.20.)	Die Städtebauförderung (StBauF) ist das erfolgreichste Instrument der Stadtentwicklungspolitik des Bundes. Seit 1971 unterstützt das Bund-Länder-Programm die Städte und Gemeinde dabei, städtebauliche Missstände zu beseitigen und sie damit nachhaltig als Wirtschafts- und Wohnstandorte zu stärken. Dabei müssen auch Lösungsstrategien im Umgang mit den Herausforderungen des Klimawandels bedacht werden. Im Zuge der Weiterentwicklung der Städtebauförderung 2020 sind daher Maßnahmen des Klimaschutzes bzw. zur Anpassung an den Klimawandel besser adressiert worden. Sie sind künftig zwingende Fördervoraussetzung und gleichzeitig in allen Teilprogrammen der Städtebauförderung förderfähig.
Förderung von Beratungen zum Energiespar-Contracting im Rahmen des EBK (3.2.iii.1.)	Im Rahmen des Beratungsprogramms Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen (EBK) wird unter anderem für Kommunen und gemeinnützige Organisationen ein Contracting-Check mitgefördert (mit bis zu 80% des Nettoberatungshonorars). Hierbei wird von einem qualifizierten Energieberater geprüft, ob und wie sich die in einem vorherigen (ebenfalls geförderten) Energieaudit bzw. einer Energieberatung (Sanierungsfahrplan) vorgeschlagenen Maßnahmen durch ein geeignetes Contracting-Modell umsetzen lassen. Die Kommunen sollen so auf die oftmals wenig bekannten Möglichkeiten verschiedener Contracting-Modelle aufmerksam gemacht werden, um so eine größere Verbreitung insbesondere des Energiespar-Contracting zu fördern.
Bund-Länder-Dialog Contracting (3.2.iii.2.)	Im Rahmen des Projekts wird eine Plattform zum intensiven Austausch zum Energiespar-Contracting zwischen Vertretern aus Bund und Ländern geboten. Das Projekt zielt darauf, Hemmnisse zur Umsetzung von Energiespar-Contracting zu beseitigen und regionale Kompetenzen in diesem Bereich aufzubauen.
Modellprojekte zum Energiespar-Contracting (3.2.iii.3.)	Im Rahmen des Bund-Länder-Dialogs Energiespar-Contracting (ESC) wird die konkrete Umsetzung von ca. 10–15 ambitionierten Energiespar-Contracting-Modellprojekten in repräsentativen Liegenschaften in Kommunen und auf Landesebene gefördert, die vorbildhaft das Potenzial von Contracting aufzeigen und so die Etablierung eines funktionierenden ESC-Markts in Deutschland anstoßen sollen.
Information zu Musterverträgen und Leitfäden (3.2.iii.4.)	Die Bundesstelle für Energieeffizienz bietet auf ihrer Internetseite Informationen zu kostenfrei verfügbaren Contracting-Musterverträgen und Leitfäden zum Energiespar-Contracting. Hierunter befinden sich auch Angebote speziell für öffentliche Liegenschaften oder Kommunen.
Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerke von Kommunen (3.2.iii.5.)	Kommunen können sich im Rahmen dieses Förderprogramms zu einem Netzwerk zusammenschließen, um ihre Energie- und/oder Ressourceneffizienz zu verbessern. Gemeinsam können sie durch die Unterstützung eines Netzwerkteams Einsparmöglichkeiten erkennen und umsetzen.
EU-Ökodesign-Richtlinie – Ausweitung von Mindeststandards (3.2.iv.2.)	Es erfolgt eine Ausweitung von Mindeststandards für gewisse Produktgruppen, um das Effizienzniveau von Technologien zu regulieren. Ebenfalls wird die Weiterentwicklung der Instrumente bei geeigneten Produktgruppen in Richtung eines Systemansatzes anregt. Für die Industrie sind dabei besonders Querschnittstechnologien relevant.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Ambitionierte Standards bei Energielabel und Ökodesign (3.2.iv.3.)	Die Bundesregierung wird bei den europäischen Verhandlungen von Produktverordnungen im Rahmen von Energielabel und Ökodesgin weiterhin ambitionierte Standards fordern und sich gegenüber der europäischen Kommission für die Aufnahme weiterer Produktgruppen in der Regulierung einsetzen.
Energieeffiziente Beschaffung durch öffentliche Einrichtungen (3.2.iv.5.)	Der größte Nachfrager nach Gütern und Dienstleistungen in Deutschland ist die öffentliche Hand. In den vergangenen Jahren wurden Regelungen und Gesetze erlassen, die die energieeffiziente Beschaffung fordern und fördern. Die Vergabeverordnung (VgV), die von allen öffentlichen Auftraggebern bei europaweiten Ausschreibungen zu beachten ist, schreibt beispielsweise fest, dass das höchste Leistungsniveau an Energieeffizienz und, soweit vorhanden, die höchste Energieeffizienzklasse eingefordert werden sollen, wenn energieverbrauchsrelevante Waren beschafft werden oder sie wesentliche Voraussetzung zur Ausführung einer Dienstleistung sind. Die Energieeffizienz muss auch bei der Ermittlung des wirtschaftlichsten Angebots als Bewertungskriterium berücksichtigt werden. Für die Vergabe von Bauleistungen enthält die VgV für Bauleistungen eine inhaltsgleiche Vorschrift. Die Bundesstelle für Energieeffizienz veröffentlicht zudem Listen mit Energieeffizienzkriterien für verschiedene Produktkategorien als ergänzende Hilfestellung für Auftraggeber.
Beschleunigte Umsetzung von Maßnahmen aus dem Energieaudit und den Energiemanagementsystemen (3.2.iv.6.)	Große Unternehmen (Nicht-KMU) sind verpflichtet Energieaudits durchzuführen. Wenn Unternehmen ein Energiemanagementsystem (EMS) oder ein Umweltmanagementsystem eingeführt haben, sind sie von dieser Verpflichtung befreit. Mit der Novelle des Energiedienstleistungsgesetzes wird eine verpflichtende Online-Meldung zur Durchführung des Energieaudits eingeführt. Im Gegenzug erhalten die Unternehmen eine sogenannte Management-Übersicht, die ihnen nicht nur eine Gesamtschau auf ihren Auditbericht ermöglicht, sondern auch hilfreiche weiterführende Informationen und Best-Practice Beispiele enthält.
Förderung von Energiemanagementsystemen (3.2.iv.7.)	Im Rahmen des Förderprogramms „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ wird der Erwerb und die Installation von Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Sensorik zum Monitoring und zur effizienten Regelung von Energieströmen zur Einbindung in ein Energiemanagementsystem gefördert. Auch der Erwerb und die Installation von Energiemanagement-Software sowie die Schulung des Personals durch Dritte im Umgang mit der Software werden gefördert. Darüber hinaus wird im Rahmen der Energieberatung Mittelstand eine Beratung zur Einführung und Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems in KMU gefördert.
Anbieterliste der Bundesstelle für Energieeffizienz (3.2.iv.8.)	Die Bundesstelle für Energieeffizienz führt eine kostenlose öffentliche Liste mit deutschlandweit tätigen Anbietern für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen. In der Anbieterliste können Endkunden nach Anbietern bestimmter Energieeffizienzdienstleistungen in ihrem Postleitzahlengebiet suchen und die Anbieter anhand verschiedener Kriterien miteinander vergleichen. Anbieter können in der Anbieterliste ihr Energiedienstleistungsangebot präsentieren.
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz (3.2.iv.13.)	Die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz verfolgt das Ziel, kleine und mittlere Unternehmen mit Themen zur Verbesserung der Energieeffizienz und der Minderung von Treibhausgasemissionen vertraut zu machen. Im Rahmen der Initiative werden gewerkspezifische Materialien zu diesen Themen erstellt und an die Unternehmen herangetragen. Außerdem sollen handwerksgerechte Erfahrungsaustausche zu praktischen Energiethemen durch die Schaffung von Energieeffizienzstammtischen organisiert und durchgeführt werden.
Weiterentwicklung der Effizienznetzwerke (3.2.iv.17.)	Die Gründung von Energieeffizienz-Netzwerken soll forciert werden. Dazu wird die Initiative Energieeffizienz-Netzwerke fortgeführt. Ziel ist es den Know-how Transfer zwischen Unternehmen zu steigern.
Beratung und Information (3.2.iv.19.)	Unternehmen sollen zusätzlich zum Thema Energieeffizienz Informations- und Beratungsangebote zur Entwicklung und Erschließung von Innovationen mit dem Fokus Ressourceneffizienz und -substitution

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	erhalten. Die Beratung sollte auf die bereits vorhandenen Angebote des Zentrums für Ressourceneffizienz aufbauen und soweit möglich mit einer Beratung im Bereich Energieeffizienz verknüpft werden.
Förderung (3.2.iv.20.)	Finanzielle Mittel sind notwendig, damit Unternehmen vor allem umfassendere investive Maßnahmen umsetzen können, um Ressourceneffizienz innerhalb und entlang der Wertschöpfungsketten durch Digitalisierung und Industrie 4.0 erfolgreich zu integrieren und zu steigern. Schwerpunkt der Förderung soll der Einsatz ressourceneffizienter Verfahren und Materialien sowie Ressourcensubstitution für den Leichtbau sein.
Fortbildung und Berufsausbildung (3.2.iv.21.)	Um Innovationen anzureizen und Investitionen geeignet umzusetzen, bedarf es auch einer spezifischen Weiterbildung von Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen. Die Weiterbildung sollte auf bereits vorhandene Angebote aufbauen. Für die Beratungen kann auf den bereits etablierten bundesweiten Pool von qualifizierten Beraterinnen und Beratern zurückgegriffen werden
Energiesteuerbegünstigungen (3.2.iv.22.)	Die Bundesregierung wird im Einzelfall prüfen, inwieweit die bestehenden Energiesteuerbegünstigungen für fossile Energieträger stärker an den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung ausgerichtet werden können.
Kommunikation Energieeffizienz (3.2.iv.23.)	Die Kommunikations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient" wird fortgeführt und weiterentwickelt. Die Gewichtung wird zunehmend von allgemeiner Öffentlichkeitsarbeit auf Fachkommunikation und gezielte Verbraucheraufklärung verschoben. Ziel ist eine stärkere Aktivierung der Energieverbraucher durch eine bedarfsgerechtere und möglichst direkte Ansprache. Daneben sorgt eine bundesweit kontinuierliche Kommunikation zu Energiewendethemen im Allgemeinen sowie von Effizienzthemen im Speziellen für eine allgemeine Verbraucherinformation und dauerhafte Präsenz des Themas in der Öffentlichkeit. Darüber hinaus erfolgt die Kommunikation der Energieeffizienzstrategie 2050 und ggf. Monitoring im Rahmen der allgemeinen Energiewendekommunikation sowie der einzelnen Maßnahmen über die federführenden Ministerien.
Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen (3.2.iv.24.)	Das Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen (IKzB) fördert den Wissenstransfer und den gesamtgesellschaftlichen Dialog zur Weiterentwicklung des energieeffizienten Bauens der Zukunft.
Deutsch-Französische Energieplattform (3.2.vii.1.)	Die in Deutsch-Französische Energieplattform von dena (Deutsche Energieagentur) und ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) umfasst zwei Effizienzprojekte. Die Projekte zielen einerseits auf die Aufbereitung und den länderübergreifenden Austausch von „Best-Practice"-Beispielen im Bereich Gebäudesanierung und andererseits auf die Zusammenarbeit zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie ab. Die Deutsch-Französische Energieplattform wird durch Zuwendungen des BMWi gefördert.
Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien (3.2.viii.1.)	Mit der Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien wurde ein umfassendes Konzept für eine Reform der Förderung erarbeitet. Wichtig für die Erreichung der Klimaziele sind die Beratungs- und Investitionsförderprogramme im Bereich Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien. Hierfür stehen im Durchschnitt für die nächsten 4 Jahre jährlich Bundesmittel in Höhe von ca. 4,3 Mrd. Euro zur Verfügung. Um die Wirksamkeit und Effizienz sowie die Servicequalität der Förderprogramme zu erhöhen, wurde im Mai 2017 ein Konzept mit Handlungsempfehlungen zur grundlegenden Neuordnung der Programme vorgestellt. Diese Empfehlungen werden bis 2021 konsequent umgesetzt.
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (3.2.viii.2.)	Im Rahmen der Förderstrategie wurden die bestehenden sechs Förderprogramme für Effizienzsteigerungen in der Wirtschaft evaluiert und zusammengefasst. Dabei wurden die bestehenden Förderinstrumente auf den Prüfstand gestellt, bewährte Elemente übernommen und notwendige Optimierungen sowohl zur Steigerung der Fördereffektivität als auch der Fördereffizienz vorgenommen. Zukünftig wird die Förderung von

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	Investitionen in Anlagen- und Prozessoptimierungen sowie in erneuerbare Prozesswärmetechnologie gebündelt in zwei Programmen: 1. Klassische Zuschussförderung im Programm „Bundesförderung für Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ mit den Modulen: Modul 1: Querschnittstechnologien; Modul 2: Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien; Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software; Modul 4: Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen 2. Wettbewerbliche Förderung im Programm „Bundesförderung für Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Förderwettbewerb“.
Förderung für Mini-Blockheizkraftwerke (3.2.viii.3.)	Bis Ende 2020 werden Blockheizkraftwerke (BHKW) bis 20 kW gefördert, die besonders effizient Energie in Wohn- und Nichtwohngebäuden bereitstellen.
Asset Class Energieeffizienz (3.2.viii.4.)	Das Projekt Asset Class Energieeffizienz (ACE) erarbeitet Lösungsansätze, um Energieeffizienzmaßnahmen attraktiver für externe Finanzierer zu gestalten. Es setzt bei zentralen Umsetzungsproblemen für Energieeffizienzinvestitionen an und erarbeitet so eine Assetklasse Energieeffizienz. Dies geschieht insbesondere über Due-Diligence-Verfahren zur standardisierten Bewertung von spezifischen Energieeffizienzmaßnahmen, Bündelungsansätze für Energieeffizienzprojekte, um größere Investitionsvolumina zu erreichen und Vorschläge zur Anpassung der Förderstruktur des Bundes. Die erarbeiteten Ergebnisse und Projekttools sollen in einer zweiten Phase in der Praxis validiert und weiterentwickelt werden, um noch stärker in die Anwendung zu gelangen.
Energie- und Stromsteuergesetz (3.2.viii.5.)	Steuererleichterungen für das produzierende Gewerbe sollen verhindern, dass Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, aufgrund von hohen Energieabgaben Nachteile erfahren. Neben einer allgemeinen Steuerentlastung in Höhe von 25 % für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und dem Spitzenausgleich mit einer Entlastung von bis zu 90 % für energieintensive Unternehmen, existieren vollständige Steuerentlastungen für bestimmte energie- und stromintensive Prozesse. Der Spitzenausgleich wird nur gewährt, wenn das Unternehmen ein Energie- oder ein Umweltmanagementsystem betreibt und das Produzierende Gewerbe als Ganzes den jährlichen Zielwert zur Senkung der Energieintensität erreicht. Alle vorgenannten Steuerbegünstigungen sind auf ihre Zielerreichung und Notwendigkeit evaluiert worden. Die Ergebnisse werden derzeit ausgewertet.

Quelle: BMWi (2020)

Tabelle 59: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Sicherheit der Energieversorgung

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden (3.3.i.1.)	Nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) bei Maßnahmen die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden zu berücksichtigen. Vor allem im Falle der Gefahr von Engpässen in der Gasversorgung müssen der Netzbetrieb sowie die Vergabe und Planung von Kapazitäten einschließlich Transitkapazitäten so durchgeführt werden, dass die Versorgungssicherheit der Haushaltskunden so lange wie möglich gewahrt bleibt.
Informationsbereitstellung (3.3.i.2.)	Zur Sicherstellung der Gasversorgung sind die FNB und VNB gemäß EnWG verpflichtet, jedem anderen Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die mit ihrem eigenen Netz verbunden sind, die notwendigen Informationen bereitzustellen. Die Verpflichtung gilt auch für Betreiber von Speicheranlagen.
Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen (3.3.i.3.)	Die FNB sind zuständig für die Schaffung dauerhafter bidirektionaler Kapazitäten für Lastflüsse in allen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (gemäß europäischer Verordnung über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung). Hier-

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	für kooperieren sie mit dem angrenzenden FNB. Von den insgesamt 29 Grenzübergangspunkten verfügen derzeit sieben Grenzpunkte über bidirektionale physische Lastflusskapazitäten. Diese Kapazitäten stehen dauerhaft zur Verfügung.
(Erdgas-) Speicher (3.3.i.4.)	Zentral für die Absicherung der Erdgasversorgung insbesondere bei Lieferengpässen und die Abdeckung von saisonalen Verbrauchsschwankungen ist die ausreichende Verfügbarkeit von Speicherkapazität mit hoher Ausspeicherleistung. Aktuell werden in Deutschland Untergrundspeicher (UGS) an 51 Standorten kommerziell betrieben. Ihre räumliche Verteilung erstreckt sich nahezu über Gesamtdeutschland, wobei aufgrund der geologischen Gegebenheiten regionale Schwerpunkte im Nordwesten bestehen. Entsprechend ihrer Verpflichtungen für die Versorgungssicherheit liegt die Verantwortung für die Nutzung der kommerziellen Speicheranlagen bei den Händlern, indem sie zur Absicherung der Versorgung ihrer Kunden in den UGS insbesondere über die Kälteperiode hinweg und für den Fall unerwarteter Lieferausfälle ausreichende Mengen vorhalten.
Präventionsplan Gas (3.3.i.5.)	Die Maßnahmen zum Erhalt und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland werden im Präventionsplan Gas beschrieben. Dieser ist gemäß Artikel 8, 9 der europäischen Verordnung über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung zu erstellen. Der Präventionsplan Gas baut auf den Ergebnissen der Risikoanalyse auf. Die Risikoanalyse führt in Deutschland die Bundesnetzagentur zusammen mit dem BMWi und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durch. In dem Präventionsplan werden Maßnahmen zur Vorbeugung eines Versorgungsengpasses im Bereich Erdgas festgehalten, die den Infrastruktur- und Versorgungsstandard erfüllen, die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen senken, regionale Versorgungsengpässe vermeiden und die Widerstandsfähigkeit gegen Versorgungskrisen erhöhen.
Dialogprozess "Gas 2030" (3.3.i.6.)	Im Dialogprozess Gas 2030 werden gemeinsam mit Interessenträgern aus Wirtschaft und Gesellschaft die zukünftige Rolle gasförmiger Energieträger (fossil und erneuerbar) bis 2030 diskutiert. Ein Bericht mit ersten Ergebnissen wurde am im Oktober 2019 vorgestellt. Der Dialogprozess hat gezeigt, dass Erdgas kurz- und mittelfristig ein wichtiger Bestandteil des Energieversorgungssystems bleiben wird.
Zukünftige Rolle erneuerbarer Gase und nationale Wasserstoffstrategie (3.3.i.7.)	Wasserstofftechnologien und darauf aufbauend alternative Energieträger sind integraler Bestandteil der Energiewende und tragen zu ihrem Erfolg bei. Deutschland hat eine nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, die einen Maßnahmenplan enthält, um den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien zu stärken.
Energiesicherungsgesetz - Erdgas (3.3.i.8.)	Das Instrumentarium des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) in Kombination mit der Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise kommt nur im Notfall zur Anwendung, um den lebenswichtigen Bedarf an Erdgas für den Fall zu sichern, dass die Erdgasversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört und die Gefährdung oder Störung der Versorgung durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist. Als lebenswichtig gilt auch der Bedarf zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben und im EnSiG definierter internationaler Verpflichtungen. Das Instrumentarium des EnSiG wird dadurch in Kraft gesetzt, dass die Bundesregierung mittels Rechtsverordnung feststellt, dass eine Gefährdung oder Störung der Energieversorgung vorliegt.
Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise, kurz: Gassicherungsverordnung (3.3.i.9.)	Die Gassicherungsverordnung (GasSV) regelt auf der Basis des EnSiG, nur im Notfall, die Übertragung der Gaslastverteilung an die zuständigen staatlichen Stellen. Wird der Notfall durch die Bundesregierung gemäß EnSiG durch Rechtsverordnung festgestellt, so kann die Bundesnetzagentur Verfügungen als Lastverteiler erlassen und in den Markt eingreifen, wenn ein Eingreifen im überregionalen Interesse, ein Ausgleich von elektrizitäts- und gaswirtschaftlichen Belangen oder der Einsatz von Gasspeichern und sonstigen Gasversorgungsanlagen mit überregionaler Bedeutung zu regeln ist. Verfügungen gemäß § 1 GasSV können beispielsweise folgende Maßnahmen und Anordnungen betreffen: • erhöhte Gasausspeicherung, Substitution von Erdgas durch Erdöl, Substitution von Erdgas durch andere

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	• Brennstoffe, Nutzung von Strom, der nicht mit Gas erzeugt wird, Einschränkung der Stromproduktion in • Gaskraftwerken, Erhöhung des Produktionsniveaus von Erdgas, Reglementierung bei Beheizung • öffentlicher Gebäude, Einschränkung grenzüberschreitender Gasflüsse, Anordnung der Nutzung der • Speicherbestände alternativer Brennstoffe sowie weitere Anordnungen an Endverbraucher, • Großverbraucher oder Industriekunden.
Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Verfügungen gemäß § 1 GasSV (3.3.i.10.)	Verfügungen gemäß GasSV können beispielsweise folgende Maßnahmen und Anordnungen betreffen: erhöhte Gasausspeicherung, Substitution von Erdgas durch Erdöl, Substitution von Erdgas durch andere Brennstoffe, Nutzung von Strom, der nicht mit Gas erzeugt wird, Einschränkung der Stromproduktion in Gaskraftwerken, Erhöhung des Produktionsniveaus von Erdgas, Reglementierung bei Beheizung öffentlicher Gebäude, Einschränkung grenzüberschreitender Gasflüsse, Anordnung der Nutzung der Speicherbestände alternativer Brennstoffe sowie weitere Anordnungen an Endverbraucher, Großverbraucher oder Industriekunden.
Notfallplan Gas (3.3.i.12.)	Die oben aufgeführten Maßnahmen zur Behebung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Erdgasversorgung werden im Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland beschrieben.
Energiesicherungsgesetz - Erdöl (3.3.i.13.)	Der Anwendungsbereich des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) umfasst Erdöl und Erdölerzeugnisse. Per Rechtsverordnung können Vorschriften über die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung und den Bezug von Energieträgern, darunter auch Mineralöl, erlassen werden. Insbesondere können etwaige verbrauchseinschränkende Maßnahmen, wie zum Beispiel Tempolimits oder Fahrverbote, bis hin zu einer möglichen Rationierung der Mineralölversorgung, vorgesehen werden. Im Fall von Ölversorgungsstörungen, die die Marktteilnehmer nicht oder nicht kurzfristig alleine auffangen können, stellt die Freigabe von Ölreserven nach dem Erdölbevorratungsgesetz das erste und vorrangige Mittel dar.
Erdölbevorratungsgesetz (3.3.i.14.)	Seit 1966 gibt es in Deutschland eine gesetzliche Pflicht zur Bevorratung von Erdöl und Erdölerzeugnissen. Eingeführt wurde sie mit dem Ziel, die Energieversorgung angesichts wachsender Abhängigkeit von Erdöleinfuhren zumindest gegen kurzfristige Unterbrechungen des Einfuhrstromes abzusichern. Das Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) wurde seither mehrfach angepasst, nicht zuletzt aufgrund europäischer Vorgaben und internationaler Entwicklungen. Der Erdölbevorratungsverband (EBV) wurde im Rahmen des Gesetzes als eine bundesunmittelbare Körperschaft des öffentlichen Rechts mit Sitz in Hamburg errichtet und mit der lnbevorratung beauftragt. Im Fall einer Versorgungskrise erlässt das BMWi eine Freigabeverordnung, um den Versorgungsausfall durch Bestände des EBV auszugleichen.
Mineralöldatengesetz (3.3.i.15.)	Das Mineralöldatengesetz (MinÖlDatG) stellt die Rechtsgrundlage zur Erhebung von Mineralöldaten von allen wesentlichen mit Mineralöl handelnden Unternehmen dar. Die Mineralöldaten bilden die Grundlage für die regelmäßige Beobachtung der deutschen Mineralölversorgung, aber auch für Maßnahmen im Krisenfall. Das BAFA erhebt hierzu monatlich bei den meldepflichtigen Unternehmen Mineralöldaten zu Ein- und Ausfuhr, Beständen und Inlandsabsatz von Rohöl und Mineralölprodukten.
Heizölliefer-beschränkungsverordnung (3.3.i.18.)	Die Heizöllieferbeschränkungsverordnung (HeizölLBV) regelt eine mögliche Rationierung von leichtem Heizöl auf Basis einer Referenzmenge einer Vorperiode. Grundlage hierfür ist das Energiesicherungsgesetz sowie die Feststellung der Bundesregierung, dass die Energieversorgung gestört ist.
Mineralölausgleichsver-ordnung (3.3.i.19.)	Die Mineralölausgleichsverordnung (MinölAV) ermöglicht einen Versorgungsausgleich zwischen über- und unterversorgten Unternehmen der Mineralölwirtschaft. Dabei sollen die Marktstrukturen soweit möglich aufrechterhalten und das Mineralöl zu Marktpreisen abgegeben werden. Die Verordnung kann in entsprechender Weise zur Erfül-

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	lung internationaler Verpflichtungen aus dem Internationalen Energieprogramm der Internationalen Energieagentur angewendet werden. Rechtsgrundlage ist das Energiesicherungsgesetz sowie die Feststellung der Bundesregierung, dass die Energieversorgung gestört ist.
Mineralölbewirtschaftungsverordnung (3.3.i.20.)	Die Mineralölbewirtschaftungsverordnung (MinölBewV) regelt eine mögliche Rationierung von Kraft- und Heizstoffen sowie deren Produktion, Verteilung und Verwendung zugunsten der Bevölkerung sowie der Bundeswehr.
National Emergency Strategy Organization (3.3.i.21.)	Unter dem Begriff National Emergency Strategy Organization (NESO) werden die Behörden, Institutionen und Unternehmen, die im Falle von Ölkrisen aktiv an ihrer Bewertung, der Entscheidung über Reaktionsmaßnahmen sowie deren Umsetzung mitwirken, zusammengefasst. Die NESO ist getragen von einer engen Kooperation zwischen den Behörden und Unternehmen einschließlich ihrer Verbände. Das NESO-Handbuch, eine Krisenregieanweisung, ist gerade neu bearbeitet worden.
Solidarität unter EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der SoS-VO (3.3.i.11. und 3.3.ii.1.)	Im Rahmen der Krisenvorsorge sind zukünftig, neben den nationalen Strukturen, regionale Strukturen von herausgehobener Bedeutung. Mit der novellierten europäischen Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung wurden auf europäischer Ebene erstmalig Bestimmungen zur Solidarität unter den EU-Mitgliedstaaten eingeführt, um die Gasversorgungssicherheit in Extremsituationen zu gewährleisten. Deutschland verfolgt das Ziel, einen Solidaritätsmechanismus zu entwickeln, der eine rasche und effektive Unterstützung der notleidenden Mitgliedstaaten in einer Gasversorgungskrise ermöglicht. Dabei soll der Beitrag der marktbasierten Maßnahmen zur Gaskrisenbewältigung gestärkt werden, um das Potenzial an freiwilligen nachfrageseitigen Reaktionen der Marktteilnehmer bei der Krisenbewältigung möglichst auszuschöpfen. Die Entwicklung einer robusten Entschädigungsregelung soll Planungssicherheit und Transparenz für die Solidarität ersuchenden Mitgliedstaaten und die betroffenen Marktakteure gewährleisten. Ein intensiver Austausch mit den Nachbarstaaten bei der Entwicklung des Solidaritätsmechanismus ist für Deutschland von prioritärer Bedeutung, damit die aus den jeweiligen nationalen Rechtsrahmen resultierenden Anforderungen identifiziert und berücksichtigt werden können.
Gas Coordination Group (3.3.ii.2.)	Im Sinne der europäischen Verordnung über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung dient die sogenannte Gas Coordination Group als Plattform für alle Themen in Bezug auf Versorgungssicherheit. Sie soll im Falle einer Störung der Versorgungssicherheit mit Erdgas genutzt werden.
Konsultationen Präventions- und Notfallplan (3.3.ii.3.)	Im Rahmen der Krisenvorsorge der SOS-Verordnung sind zukünftig neben der Erstellung von nationalen Risikoanalysen die nationalen Präventionspläne zur Risikovorsorge und nationalen Notfallpläne zur Risikovorsorge erforderlich. Diese werden mit den zuständigen Behörden aller benachbarten EU-Staaten, Italiens, Schwedens, der Schweiz sowie der Slowakei konsultiert.
Pentalaterales Gasforum (3.3.ii.5.)	Seit 2009 tauschen sich die fünf Länder Belgien, Luxemburg, die Niederlande, Frankreich und Deutschland zur Sicherstellung der Gasversorgung und zu aktuellen Gasfragen aus. Die Niederlande hatten bereits vor Jahren angekündigt, dass sie die Förderung niederkalorischen Gases, sogenannten L-Gases, reduzieren werden. In der Folge werden auch die Exporte von L-Gas nach Belgien, Frankreich und Deutschland reduziert. Deshalb wurden in Frankreich, Belgien und Deutschland Marktraumumstellungen, in denen die Gasverbrauchsgeräte auf höherkalorisches Gas umgestellt werden, initiiert.
Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke - Gas (3.3.ii.6.)	Für den Bereich der Gasinfrastruktur gibt es im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke (TENE regional groups) vier vorrangige Energieinfrastrukturkorridore, in denen Deutschland jeweils als betroffener Mitgliedstaat und somit Mitglied der entsprechenden Regionalgruppe aufgelistet ist. Dazu gehören der Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) zu Gas, North South Interconnection (NSI) East Gas und NSI West Gas sowie der Southern Gas Corridor.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke - Öl (3.3.ii.7.)	Für den Bereich der Ölinfrastruktur gibt es im Rahmen der TEN-E regional groups auch einen Energieinfrastrukturkorridor für Öl, den Oil Supply Connections in Central Eastern Europe (OSC), an dem Deutschland als Mitglied beteiligt ist.
Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding (3.3.ii.8.)	Im Rahmen des Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding (ACOMES) organisieren sich Erdölbevorratungsverbände. Sie tauschen sich jährlich zu konkreten, fachspezifischen Themen und neuen Entwicklungen aus.

Quelle: BMWi (2020)

Tabelle 60: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Energiebinnenmarkt

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Entgeltanreize und Anreizregulierung (3.4.2.i.6.)	Ziel der Anreizregulierung ist es, Netzbetreiber zu wettbewerbsanalogem Verhalten anzureizen und zu hohe Renditen („Monopolrenditen“) zu verhindern. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass die Netzbetreiber nur solche Kosten über die Netzentgelte refinanzieren können, die bei einer effizienten Betriebsführung der Netze anfallen würden. Die Anreizregulierung zielt damit auf Kosteneffizienz der Strom- und Gasnetzbetreiber als Monopolanbieter sowie eine Begrenzung von Netzkosten im Interesse aller industriellen, gewerblichen und privaten Kunden ab.
Netzentwicklungsplan - Gas (3.4.2.i.7.)	Die FNB sind gemäß EnWG verpflichtet, im zweijährigen Turnus gemeinsam den Netzentwicklungsplan (NEP) zu erarbeiten. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die VNB stellen hierfür erforderliche Informationen zur Verfügung. Nach Prüfung seitens der BNetzA wird dieser Plan für die FNB verbindlich.
Monitoring der Netzausbauvorhaben für Gas (3.4.2.i.8.)	Im Hinblick auf den Ausbau der Gasfernleitungsinfrastruktur ergibt sich gemäß EnWG die Verpflichtung der FNB, alle zwei Jahre einen Umsetzungsbericht zu erstellen. Dieser Bericht muss Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten NEP, und im Falle von Umsetzungsverzögerungen hinsichtlich einzelner im NEP enthaltener Projekte die dafür maßgeblichen Gründe und mögliche Auswirkungen, z.B. hinsichtlich der Bereitstellung von Kapazitäten, enthalten. Die BNetzA prüft und veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung.
Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung auf Basis der Empfehlungen der Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung (3.4.3.i.1.)	Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ (KWSB) hat Anfang des Jahres 2019 umfangreiche Empfehlungen vorgelegt, wie der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung im Einklang mit den Klimazielen sozialverträglich umgesetzt und finanziert werden kann. Die installierte Erzeugungskapazität aus Kohlekraftwerken soll stetig reduziert werden, sodass die Leistung der Kraftwerke im Markt im Jahr 2022 rund 15 GW Braunkohle und 15 GW Steinkohle, im Jahr 2030 maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle und spätestens zum Ende des Jahres 2038 null GW beträgt.
Sektorkopplung (3.4.3.i.2.)	Die Sektorkopplung, also die effiziente, direkte wie indirekte, Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, soll vorangetrieben werden, um fossile Energieträger in den Bereichen Wärme, Industrie und Verkehr zu ersetzen. Hierzu soll geprüft werden, wie Hemmnisse für die Sektorkopplung abgebaut werden können. Dies wird durch Programme und Demonstrationsprojekte unterstützt, etwa für kostengünstige und schnell realisierbare Optionen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur oder von effizienten Wärmenetzen, die erneuerbare Energien nutzen.
Maßnahme Nutzen statt Abregeln (3.4.3.ii.7.)	Im Rahmen der Maßnahme Nutzen statt Abregeln verpflichten sich KWK-Anlagen nach EnWG in den besonders engpassgefährdeten Netzausbaugebieten gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern, bei Vorliegen eines Engpasses im Übertragungsnetz die

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	Einspeisung von KWK-Strom herunterzuregeln und die benötigte Wärme durch eine Power-to-Heat (PtH)-Anlage zu erzeugen.
Flexible KWK-Anlagen als Übergangstechnologie (3.4.3.ii.8.)	Neue und modernisierte KWK-Anlagen können aus heutiger Sicht bis 2030 einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasminderung leisten und auch darüber hinaus eine Rolle spielen. Dafür müssen sie im Strom- und Wärmemarkt Emissionen einsparen und auf die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien flexibel reagieren. Das BMWi will Pilotprojekte für KWK-Anlagen schaffen und schreibt daher Projekte zu innovativen KWK-Systemen aus.
Schutz der Energieverbraucher (3.4.3.iv.1.)	In Deutschland bestehen vielfältige Maßnahmen zum Verbraucherschutz. Zu nennen sind hier beispielsweise die bestehenden Transparenzvorgaben. Auch die Möglichkeit für Verbraucher, die Schlichtungsstelle Energie anzurufen, um Streitigkeiten über den Anschluss an das Versorgungsnetz, die Belieferung mit Energie sowie die Messung der Energie außergerichtlich gegebenenfalls beilegen zu lassen, ist hier zu erwähnen. Zudem wird seit Juli 2017 der bundesweite Marktwächter Energie durch das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz gefördert.
Konzept der Grund- und Ersatzversorgung (3.4.3.iv.2.)	Dem Schutz der Haushaltskunden dient das bestehende Konzept der Grund- und Ersatzversorgung. Dieses stellt sicher, dass im Grundsatz jeder Haushaltskunde einen gesetzlichen Anspruch darauf hat, mit Strom oder Erdgas von dem jeweiligen Grundversorger zu dessen veröffentlichten Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen beliefert zu werden. Rechtlich geregelt werden die Grundversorgung und die Ersatzversorgung von Haushaltskunden mit Strom bzw. Gas durch die Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und die Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV).
Änderungen beim Wohngeld, Mietrecht und Energierecht (3.4.3.iv.5.)	Zur Vermeidung sozialer Härten bei steigenden Heizkosten (durch CO_2-Preis) werden die Wohngeldbezieherinnen und -bezieher durch eine Erhöhung des Wohngeldvolumens um 10 Prozent unterstützt. Darüber hinaus werden Änderungen im Mietrecht und im Energierecht geprüft, die eine begrenzte Umlagefähigkeit der CO_2-Bepreisung vorsehen. Dies führt zu einer doppelten Anreizwirkung: Für Mieter zu energieeffizientem Verhalten und für Vermieter zu Investitionen in klimaschonende Heizungssysteme bzw. energetische Sanierungen.
Transferleistungen (3.4.3.iv.6.)	Erhöhte Energiekosten werden bei den Transferleistungen bereits nach den festgelegten Verfahren berücksichtigt.
Strukturpolitische Begleitmaßnahmen im Zusammenhang mit der schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (3.4.3.iv.7.)	Die Kommission Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung (KWSB) hat Anfang des Jahres 2019 umfangreiche Empfehlungen vorgelegt, wie der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung im Einklang mit den Klimazielen sozialverträglich umgesetzt und finanziert werden kann. Die installierte Erzeugungskapazität aus Kohlekraftwerken soll stetig reduziert werden, sodass die Leistung der Kraftwerke im Markt im Jahr 2022 rund 15 GW Braunkohle und 15 GW Steinkohle, im Jahr 2030 maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle und spätestens zum Ende des Jahres 2038 null GW beträgt. Die Empfehlungen der KWSB enthalten einen gesellschaftlichen Konsens, wie der Kohleausstieg bis spätestens 2038 erfolgen kann. Im Mai 2019 wurden die Eckpunkte zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlungen der KWSB vom Bundeskabinett beschlossen. Im August 2019 hat das Bundeskabinett den Gesetzentwurf für ein Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen beschlossen. Das Strukturstärkungsgesetz ist ein weiterer wesentlicher Schritt, damit Mittel fließen und konkrete Projekte realisiert werden können. Zur Unterstützung des Strukturwandels erhalten die Braunkohleregionen bis zum Jahr 2038 Finanzhilfen von bis zu 14 Milliarden Euro für besonders bedeutsame Investitionen.
Marktstammdatenregister (3.4.3.v.3.)	Das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur sammelt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank. Rechtsgrundlage für das Marktstammdatenregister ist die Marktstammdatenregisterverordnung.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Messstellenbetriebsgesetz (3.4.3.v.4.)	In Deutschland bildet seit 2016 das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) den Rechtsrahmen für den Einbau und den Betrieb von intelligenten Messsystemen („Smart Meter“) zur Messung des Strom- und Gasverbrauchs. Das MsbG schreibt den Rollout von zertifizierten Geräten mit Zertifikat des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik vor, das IT-Security und Privacy by Design garantiert.
Smart Border Initiative (3.4.3.vi.4.)	Im Rahmen der Deutsch-Französischen Energieplattform arbeiten die Energieagenturen dena auf deutscher Seite und ADEME auf französischer Seite an der Umsetzung eines Schaufensterprojekts zur Systemintegration in Form eines grenzüberschreitenden Smart Grids. Ziel der sogenannten Smart Border Initiative ist insbesondere die Optimierung der Bewirtschaftung der Verteilnetze in der Region Saarland-Lothringen über ein virtuelles Managementtool sowie über eine neue physische Verbindung auf Verteilnetzebene. Das geplante Smart Grid („Modul 1“) soll auch über Schnittpunkte und zusätzliche Module im Bereich Elektromobilität („Modul 2“) und im Bereich Wärme/Energieeffizienz („Modul 3“) verfügen.

Quelle: BMWi (2020)

Tabelle 61: Politiken und Maßnahmen in der Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung (3.5.i.1. und 3.5.iii.1.)	Das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurde im September 2018 vom Bundeskabinett verabschiedet. Das Programm umfasst fünf wesentliche Themenfelder: (1) Energiewende in den Verbrauchssektoren: Gebäude und Quartiere, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Mobilität und Verkehr. Gemäß dem Leitmotiv „Efficiency First“ fokussiert die Projektförderung hier die effiziente Nutzung von Energie sowie die Verbrauchsreduktion. (2) Energieerzeugung: Neben den Hauptthemen Wind- und Solarenergie spielen weitere regenerative Energieerzeugungstechnologien sowie emissionsarme thermische Kraftwerke eine wichtige Rolle. (3) Systemintegration: Hier liegt der Fokus auf Netzen, Speichern und der Sektorkopplung als neue Forschungsbereiche. Im Rahmen der geplanten nationalen Wasserstoffstrategie, wird die Bundesregierung auch einen Fokus auf die Energieforschung legen. Die effiziente und kostengünstige Speicherung erneuerbarer Energien ist ein zentrales Forschungsziel. (4) Systemübergreifende Forschungsthemen: Hierzu zählen Energiesystemanalyse, energierelevante Aspekte der Digitalisierung, Ressourceneffizienz, CO_2-Technologien und Materialforschung sowie gesellschaftliche Aspekte. (5) Die nukleare Sicherheitsforschung findet vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie statt. Ein besonderer Fokus des Programms liegt auf der Verbesserung und Beschleunigung des Technologie- und Innovationstransfers. Hierzu werden „Reallabore der Energiewende“ als neue Säule der Forschungsförderung etabliert und finanziell verstärkt.
Finanzwirtschaft und Klimaschutz (3.5.i.3.)	Kern der Maßnahme ist der Kompetenzaufbau einer starken und aktionsfähigen Forschungscommunity in Deutschland im Themenfeld Finanzwirtschaft und Klimaschutz. Ausgehend von der BMBF-Fördermaßnahme „Ökonomie des Klimawandels“ sollen aktuell wichtige Themen und Debatten aufgegriffen und in einem gemeinsamen Prozess von Wissenschaft, Real-, Finanzwirtschaft und Politik konkrete Themenbereiche und Forschungsfragen identifiziert werden. Diese sollen dann durch die BMBF-Förderung in breit aufgestellten Forschungsverbünden und begleitenden Vernetzungs- und Dialogaktivitäten mittel- bis langfristig bearbeitet werden. Die Maßnahme soll zeitlich gestaffelt in verschiedenen Komponenten realisiert werden.

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
Zukunft Bau Modellvorhaben für experimentelles Bauen (3.5.i.6.)	Die Zukunft Bau Forschungsförderung wurde um ein Modellvorhaben für experimentelles Bauen ergänzt. Technische, baukulturelle und organisatorische Innovationen für das zukunftsgerechte und bezahlbare Bauen sollen praktisch erprobt und damit deren Diffusion in die allgemeine Planungs- und Baupraxis unterstützt werden. In Ergänzung zur Forschungsinitiative Energiewendebauen sowie zur Maßnahme Reallabore der Energiewende weitet das Modellvorhaben für experimentelles Bauen die Betrachtung auf den gesamten Lebenszyklus von Gebäuden sowie auf Themen wie Ressourcen- und Flächeneffizienz, Suffizienz, Generationengerechtigkeit, Umwelt- und Gesundheitsschutz aus.
Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ (3.5.i.7.)	BMWi und BMBF fördern im Rahmen der Forschungsinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ die Energiewende in Gebäuden und Stadtquartieren. Der Fokus liegt hier auf der effizienten, systemischen, sektorübergreifenden Energieversorgung von Quartieren auf der Grundlage von Erneuerbaren Energien. Die Leuchtturmprojekte adressieren dabei sowohl Bestands-, Sanierungs- sowie Neubaugebiete. Die Mitte 2017 gestartete Initiative hat ein Fördervolumen von insgesamt 120 Millionen Euro.
EU-ETS Innovationsfonds: Weiterentwicklung des NER300-Programms (3.5.i.11.)	Im Rahmen des Europäischen Emissionshandels besteht seit 2011 das sogenannte NER300-Programm, das Investitionen in innovative CO_2-arme Demonstrationsprojekte in der Energiewirtschaft fördert. Das Förderbudget wird durch den Verkauf von 300 Mio. EU-ETS-Zertifikaten gespeist. Der Schwerpunkt der Förderung im NER300-Programm liegt auf innovativen Erneuerbare-Energien-Technologien sowie der Carbon Capture and Storage Technologie (CCS). Das bestehende Programm wird weiterentwickelt.
Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (3.5.i.13.)	Mit dem Programm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG) werden in fünf großen Modellregionen mit über 300 Unternehmen und weiteren Akteuren Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen der Energiewende entwickelt und demonstriert. Dabei stehen insbesondere sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte im Fokus.
Gesetz zur Digitalisierung Energiewende (3.5.i.14.)	Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) bietet die passende Grundlage für eine sektorenübergreifende Digitalisierung. Für die Umsetzung dieses Gesetzes werden die erforderlichen weiteren Maßnahmen ergriffen, maßgeblich die Weiterentwicklung der technischen Standards sowie des Regulierungsrahmens, etwa für die bessere Netzintegration erneuerbarer Energien und flexibler Lasten.
Bessere Teilhabe von Start-ups an der Energieforschung (3.5.i.16.)	Start-ups spielen bei der Entwicklung innovativer Ideen und Problemlösungen oft eine entscheidende Rolle. Die klassischen Instrumente und Mechanismen der Projektförderung sind bisher jedoch kaum auf diese Akteure zugeschnitten. Daher wird angestrebt, Startups mit neuen und angepassten Förderformaten im 7.Energieforschungsprogramm besser anzusprechen und ihre Beteiligung in allen Themenfeldern der Energieforschung zu erhöhen. Dafür werden bestehende Hemmnisse sukzessive abgebaut: Einerseits durch die inhaltliche Ausweitung des Programms auf nichttechnische Innovationen mit Bezug zu technischen Neuerungen. Andererseits durch die Anpassung und Beschleunigung der administrativen Verfahren und durch neue, agilere Projektzuschnitte sowie die Vernetzungsplattform Forschungsnetzwerk Startups.
Digital Innovation Hub for Climate (3.5.i.19.)	Die Maßnahme umfasst die Initiierung und Finanzierung eines Digital Innovation Hub for Climate. Sie legt einen Fokus auf Vernetzung von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik sowie auf die Stärkung einer anwendungsorientierten Forschung und Entwicklung im Bereich des Klimaschutzes durch Austausch über digitale Innovationen sowie die Nutzung digitaler Technologien im Klimaschutz und die Entwicklung von Geschäftsmodellen.
Strategic Energy Technology Plan (3.5.ii.1.)	Im Rahmen des europäischen Strategic Energy Technology Plan (EU-SET-Plans) beteiligt sich Deutschland aktiv an der weiteren Ausgestaltung der europäischen Energieforschung. Vertreter aus Deutschland nehmen an den thematischen Arbeitsgruppen

Bezeichnung	Kurzbeschreibung
	teil und formulieren Strategien für die weitere Zusammenarbeit zu verschiedenen Technologien. Die Ergebnisse der relevanten Arbeitsgruppen fließen in die Ausarbeitung und Weiterentwicklung der nationalen Förderschwerpunkte ein und wurden bei der Erstellung des 7. Energieforschungsprogramms berücksichtigt. Die Forschungsthemen des SET-Plans werden in europäischer Zusammenarbeit unter anderem über das „Berliner Modell“ separater Förderanträge bei jeweiligen nationalen Förderstellen und gegebenenfalls über gemeinsame Förderbekanntmachungen bearbeitet.
European Research Area Cofund (3.5.ii.2.)	Deutschland verfolgt mehrere Kooperationsprojekte im Rahmen des European Research Area (ERA-NET) Cofund, einem Förderinstrument unter Horizont 2020 zur Unterstützung von Partnerschaften zwischen Fördereinrichtungen. Spezifisches Ziel ist die strategische Koordinierung nationaler Programme mit der Durchführung einer gemeinsamen Ausschreibung für die Förderung transnationaler Forschungs- bzw. Innovationsprojekte. Im Energiebereich laufen aktuell Kooperationsprojekte in den Bereichen Geothermie, Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS), Netze und erneuerbare Energien.
Griechisch-deutsche Forschungskooperation und Förderung von Nachwuchsforschern (3.5.ii.5.)	Die Energieforschung ist eine von mehreren Säulen der Forschungskooperation zwischen Deutschland und Griechenland und wurde bzw. wird im Rahmen zweier konsekutiver bilateraler Förderbekanntmachungen adressiert. Gefördert werden Vorhaben zur Erzeugung, Speicherung und effizienter Nutzung von erneuerbarer Energie sowie zur nachhaltigen und effizienten Versorgung mit Wärme und Kälte.
Französisch-deutsches Fellowship-Programm (3.5.ii.6.)	Mit dem Fellowship-Programm Make Our Planet Great Again – German Research Initiative (MOPGA–GRI) hat die Bundesregierung ein Förderprogramm parallel zur gleichnamigen französischen Initiative etabliert. Ziel der Maßnahme ist es, renommierten Forscherinnen und Forschern sowie vielversprechenden Nachwuchswissenschaftlern aus dem Ausland die Möglichkeit zu geben, an deutschen Hochschulen und Forschungseinrichtungen zu forschen. Die Energieforschung ist neben der Klima- und Erdsystemforschung ein Schwerpunktbereich der Initiative.
Französisch-deutsche Forschungsförderung zur Nachhaltigen Energieversorgung Europas (3.5.ii.7.)	Entsprechend des Beschlusses des 19. Deutsch-Französischen Ministerrats wurde eine bilaterale Förderbekanntmachung zur Energieumwandlung und -speicherung sowie Smart Grids veröffentlicht. Durch gemeinsame Forschungsprojekte werden seit Oktober 2019 Innovationen für eine effiziente, bezahlbare und umweltfreundliche Energieversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien für Frankreich, Deutschland und Europa entwickelt. Neben technischen Aspekten werden auch ökonomische und gesellschaftliche Herausforderungen der Energiewende in Europa in einem systemischen Ansatz berücksichtigt.
EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation - Horizont 2020 (3.5.iii.2.)	An dem EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation - Horizont 2020 ist kein anderes Land so stark beteiligt wie Deutschland. Über die Nationale Kontaktstelle (NKS) Energie unterstützt die Beteiligung deutscher Forscher an Konsortien und deren Bewerbung um EU-Fördermittel. Informations- und Beratungsaktivitäten der NKS helfen Akteuren aus Forschung und Industrie, die umfassenden und komplexen Möglichkeiten von Horizont 2020 zu Energiethemen angemessen zu nutzen.
Forschungsförderung KMU-innovativ (3.5.iii.5.)	Mit KMU-innovativ bietet das BMBF kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) als Vorreiter des technologischen Fortschritts die Chance, mit neuen Produkten und Prozessen zu Klimaschutz und Energieeffizienz erfolgreich im Markt zu bestehen. Die Förderinitiative wird breit über Deutschland verteilt bei KMU genutzt. Im Hinblick auf die gestiegene Relevanz des Themas Klimaschutz wurde in die Neufassung der Förderrichtlinie zusätzlich ein konkreter Bezug zum Klimaschutzplan 2050 aufgenommen, um KMUs noch stärker für dieses Thema zu mobilisieren.

Quelle: BMWi (2020)

IV. Anhang Teil III – Rahmendaten

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 des kalkulatorischen Zinssatzes 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.**

Rahmendaten

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). 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 gesamtwirtschaftlichen 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 gesamt- 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:

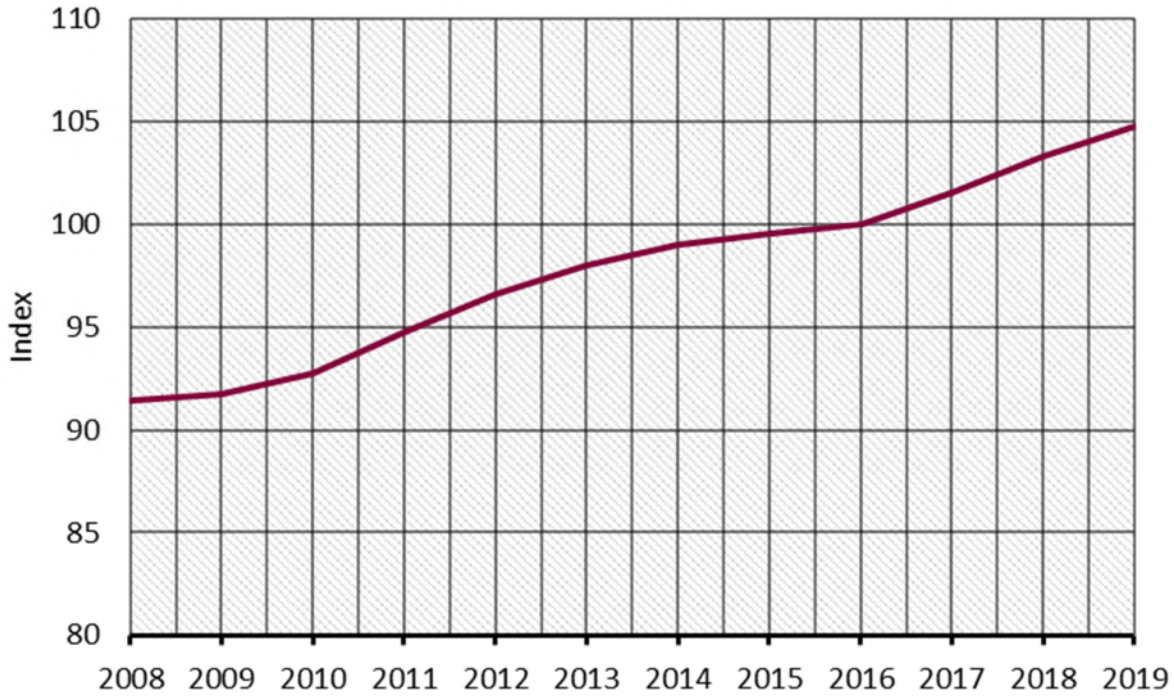
- Kurzbeschreibung der Technologie
- Energieträger
- Spezifische Investitionen in Abhängigkeit der installierten Leistung
- Thermischer Leistungsbereich
- Durchschnittliche Jahresnutzungsgrade
- Technologische Lernraten

IV.1. Entwicklung der Energiepreise

Basisjahr und Preisbasis

Als Basisjahr für die *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* wird 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).



Quelle: BMWi Energiedaten

Abbildung 108: Preisindex Lebenshaltung für die Umrechnung auf die reale Preisbasis

Projektion der Primärenergie- und CO_2-Preise

Entwicklung der Primärenergiepreise

Tabelle 62 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[62].

Tabelle 62: 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 63 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

[62] 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.

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 wird 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.

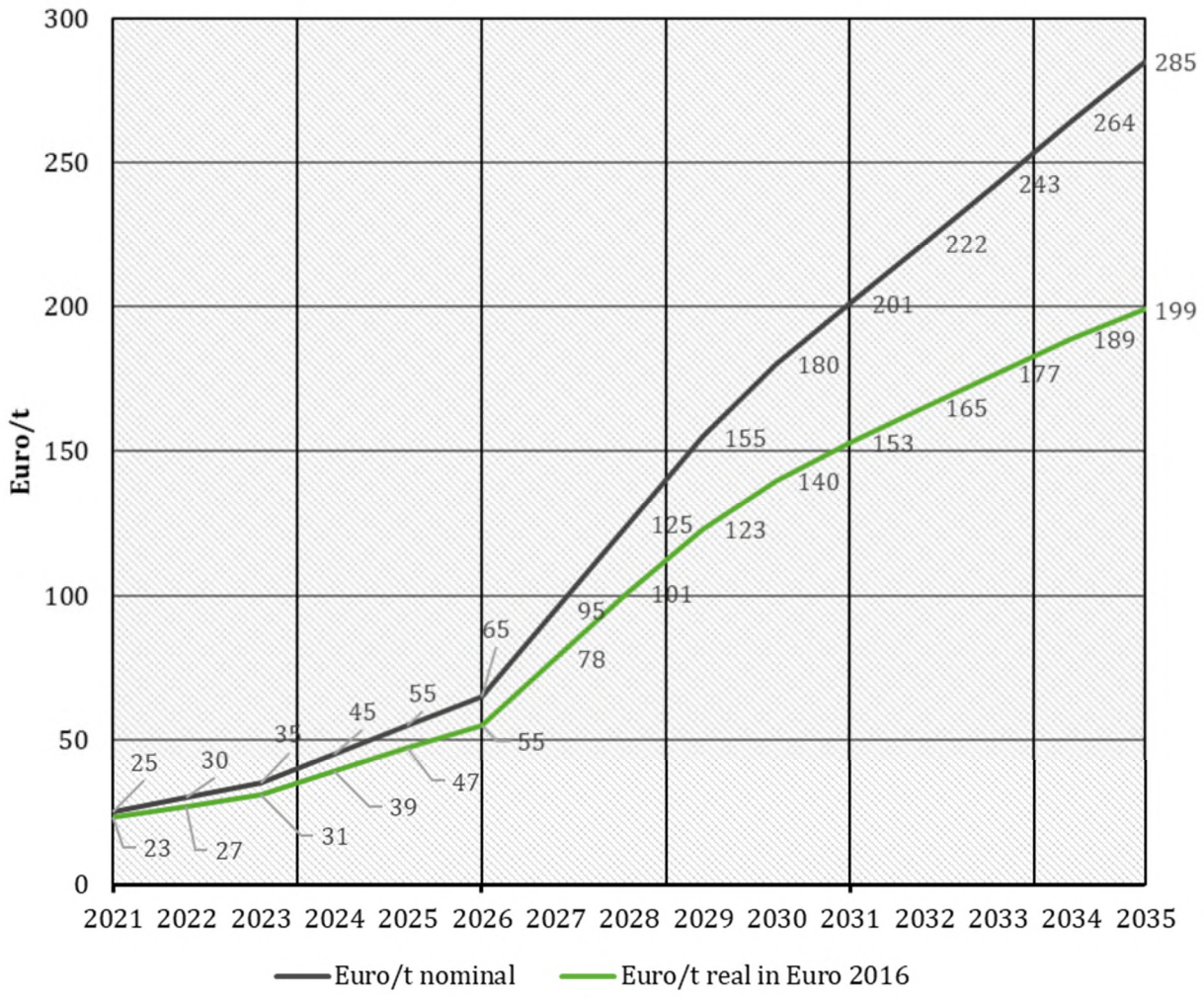
Tabelle 63: Entwicklung der Preise für EUA

Euro(2016)/EUA	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ET-Zertifikats-preise	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 (Bundesregierung, 2019b). 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/t schrittweise auf 55 Euro/t im Jahr 2025 angehoben wird. Für das Jahr 2026 ist ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro/t vorgesehen. Für die Entwicklung ab dem Jahr 2026 werden die Annahmen der NECP Szenarien verwendet, die in Abbildung 109 dargestellt sind.



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

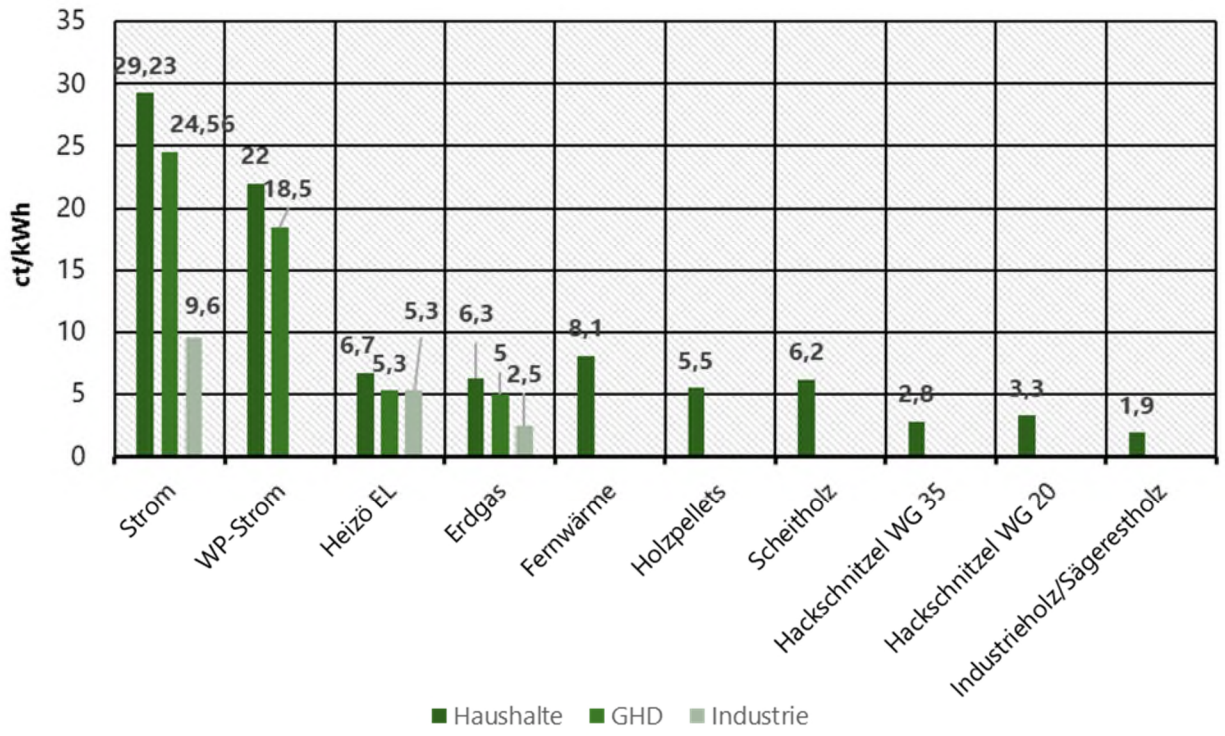
Abbildung 109: Angenommene Entwicklung der CO_2-Bepreisung im nationalen Emissionshandelssystem

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).

<u>Energiepreise für das Basisjahr</u>

Abbildung 110 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.



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

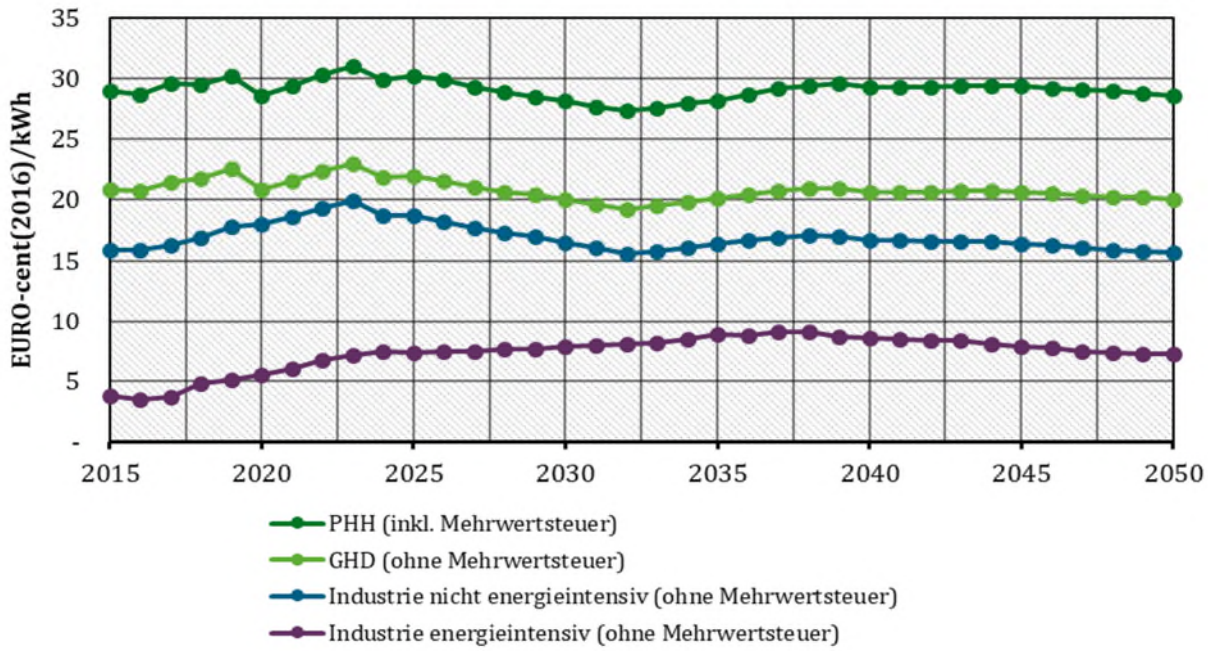
*Wärmepumpentarif entspricht regulärem Stromtarif abzüglich Netzentgelte

Abbildung 110: Energiepreise Haushalte im Jahr 2018 mit realer Preisbasis 2016

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.

<u>Entwicklung der Endverbraucherpreise</u>

Abbildung 111 zeigt die Entwicklung der Strompreise auf Endverbraucherpreisebenen, wie sie auf Basis der abgestimmten Rahmendaten in die Modellierung der NECP Szenarien eingehen.

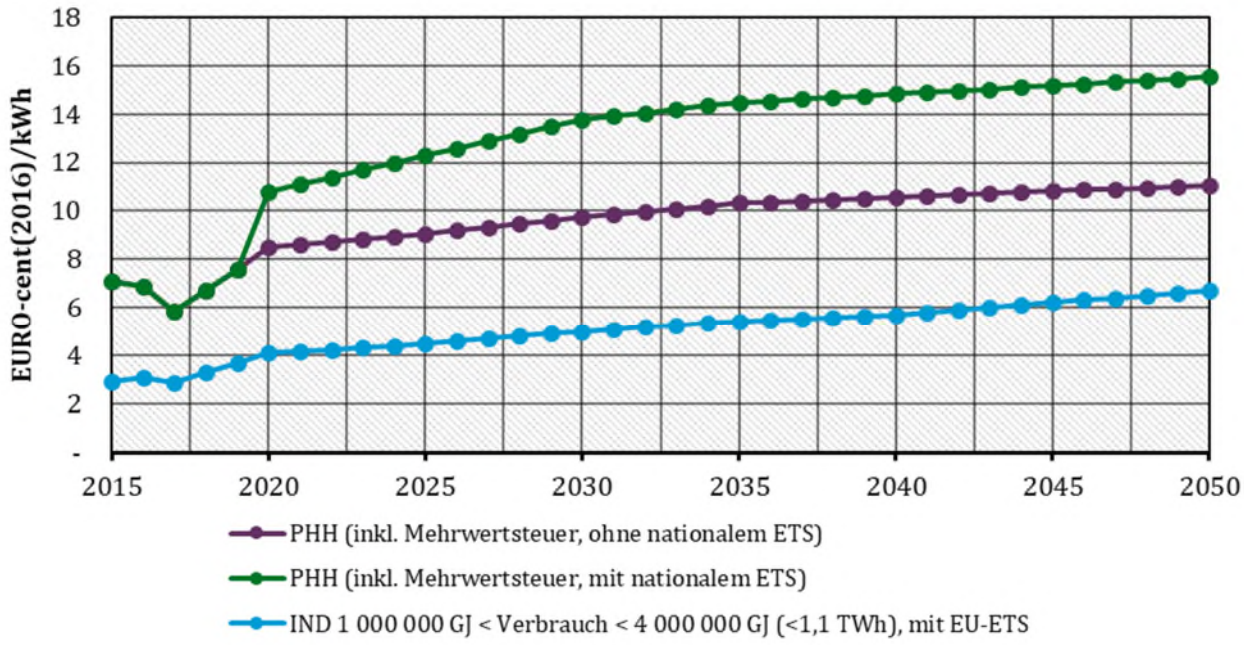


Quelle: PROGNOS Inputdatensatz zu (Kemmler et al., 2020)

Abbildung 111: Entwicklung Endverbraucherstrompreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm

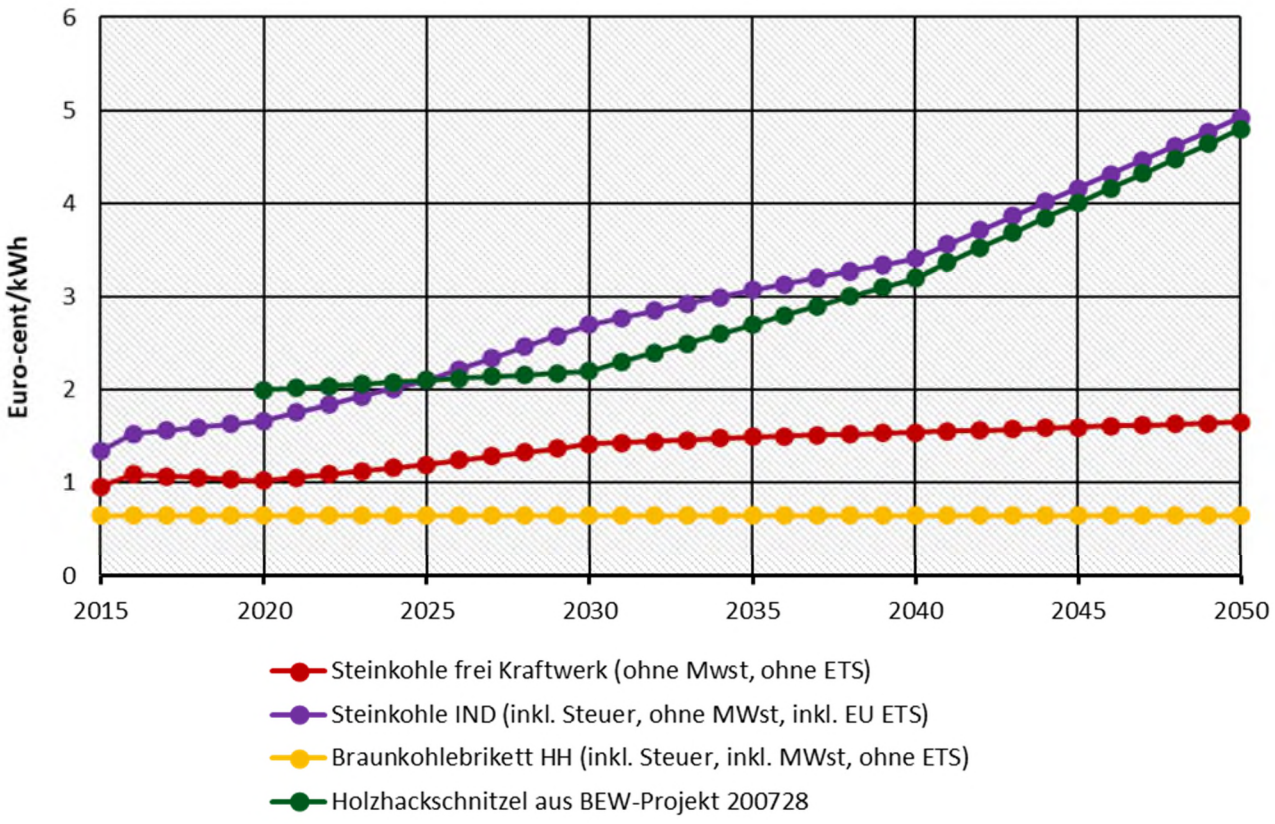
Abbildung 112 zeigt die unterstellte Entwicklung der Endverbraucherpreise für Gas. Für die Haushaltskunden wird die Entwicklung auch ohne die CO_2-Bepreisung aus dem nationalen ETS dargestellt. In den Preisen ist der Kohleausstieg gemäß Kohleausstiegsgesetz sowie das Abschmelzen der EEG-Umlage berücksichtigt[63].

[63] Das Corona-Konjunkturprogramm ist dabei aufgrund des Zeitpunkts der Analysen nicht beürcksichtigt.



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

Abbildung 112: Entwicklung der Gasendverbraucherpreise aus dem NECP Szenario Klimaschutzprogramm



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

Abbildung 113: Entwicklung der Preise für feste Brennstoffe (Kohle und Holzhackschnitzel)

IV.2. Gesamtwirtschaftliche und einzelwirtschaftliche Diskontrate

Gesamtwirtschaftliche Perspektive

Für die gesamtwirtschaftlichen 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, 2012) . 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 (Wünsch et al., 2014):

- 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 Kälteversorgungsanalgen 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 64: Diskontraten für die einzelwirtschaftliche Bewertung der Kosten-Nutzen-Analyse

Sektor	**Diskontrate**
Dezentrale Erzeugung am Standort	
Wohngebäude (Haushalte)	3 %
Dienstleistungen (GHD)	4,5 %
Industrie	8 %

Sektor	**Diskontrate**
Erzeugung außerhalb des Standortes	
Wärme-/Kältenetze und Erzeugungsanlagen (Energiewirtschaft)	5,5 %

IV.3. Bewertung von Klimaschäden

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.[64] 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.

[64] Realer Preis mit Preisbasis 2016

V. Anhang Teil III – Technologiesteckbriefe

Folgende Steckbriefe für Wärmenetztechnologien werden im Rahmen der *Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung* 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:

1. Wirtschaftliche Parameter (Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten, Energiepreise und –steuern)
2. Technische Parameter (Leistung, Nutzungsgrad, Vollbenutzungsstunden, Lebensdauer)
3. Ökologische Eigenschaften (Emissionen, Primärenergiebedarf)

V.1. Heizwerk Tankkessel

Tabelle 65: 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.

V.2. Heizwerk Wasserrohrkessel

Tabelle 66: Technologiesteckbrief Heizwerk Wasserrohrkessel

1.1	**Technologie**	**Heizwerk**
1.2	**Technischer Begriff**	**Wasserrrohrkessel**
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 MWth 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.

V.3. Heizwerk Elektroden und Wiederstandkessel

Tabelle 67: 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.

V.4. Geothermie

Das im Rahmen des Projekts entwickelte, dynamische Exceltool kann auf Anfrage vom Projektteam zur Verfügung gestellt werden.

V.5. Zentrale Solarthermie

Tabelle 68: 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 geneannt. 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.).

V.6. Zentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 69: Technologiesteckbriefe Zentrale Luft/Wasserwärmepumpe

1.1	**Technologie**	**Luft/Wasser Wärmepumpen (WP) 3 MW bis 10 MW**
1.2	**Technischer Begriff**	**Kompressionwärmepumpe 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€/MW$_{th}$	1.400	950	860	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW$_{th}$	1.100	760	680		
	Davon für Installation	k€/MW$_{th}$	260	170	140		
	Davon für Netzanschluss	k€/MW$_{th}$	30	20	20		
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/MW$_{th}$	1.300	860	760	[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW$_{th}$	1.000	680	610		
	Davon für Installation	k€/MW$_{th}$	240	150	140		
	Davon für Netzanschluss	k€/MW$_{th}$	30	20	20		
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/MW$_{th}$	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€/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**	**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		Siehe 6.1. Bei Fernwärme VL85/RL45,Wärmequelle 9°C, DeltaT = 4°C
4.5	COP 2050	%	299	340	363		

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.

V.7. Seewasser Wärmepumpe

Tabelle 70: 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€/MW th	480			[15]	Investment im Jahr 2020-Preisbasis ist 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW th	400				
	Davon für Installation	k€/MW th	70				
	Davon für Netzanschluss	k€/MW th	10				
2.2	Spez. Investitionen(2030):	k€/MW th	380			[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015
	Davon für Anlage und Material	k€/MW th	320				
	Davon für Installation	k€/MW th	60				
	Davon für Netzanschluss	k€/MW th	10				
2.3	Spez. Investitionen(2050):	k€/MW th	380			[15]	Preisbasis ist das Jahr 2015

	Betriebskosten	**Einheit**	**20**			**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/MW th	4			[15]	
3.2	Fixkosten (2030):	k€/MW th	4			[15]	
3.3	Fixkosten (2050):	k€/MW 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.

V.8. Wärmepumpe Abwärme

Tabelle 71: Technologiesteckbrief Wärmepumpe Abwärme

1.1	**Technologie**	**Abwärme Wärmepumpen (WP) 3 MW bis 10 MW**
1.2	**Technischer Begriff**	**Kompressionwärmepumpe 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.

V.9. KWK Anlagen: Dampfturbine

Tabelle 72: 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 MWth (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.

V.10. KWK Anlagen: Gasturbine

Tabelle 73: 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.

V.11. KWK Anlage: Blockheizkraftwerke

Tabelle 74: Technologiesteckbrief KWK-Anlage: Blockheizkraftwerke (BHWK)

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.

V.12. Brennstoffzelle

Tabelle 75: 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 werden 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€/M W_{th}	6.000	20.000	13.000	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/M W_{th}	3.000	15.000	9.000	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/M W_{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€/M W_{th}	n/a	n/a	n/a		
3.2	Fixkosten (2030):	k€/M W_{th}	n/a	n/a	n/a		
3.3	Fixkosten (2050):	k€/M W_{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. Die 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.

V.13. Abwärme

Tabelle 76: 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]	
Anmerkung			ΔT= 20 °C ; Wärmeübertragungskoeffizient = 700 W/m2K (Wasser erzwungene Konvektion)				

	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]	
Anmerkung			1,5 - 3% der Investitionskosten sind auch für den Stromverbrauch des Ventilators zu erwarten, der Umwälzpumpe und die Wartungs- und Instandhaltungskosten. Wartungs- und Instandhaltungskosten (jährlich meist eineinhalb bis zwei Prozent der Investitionskosten, bei Abgaswärmenutzung ca. zwei bis drei Prozent).				

	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]	
Anmerkung			Die technische Lebensdauer ist sehr stark von der Art und Qualität der im Wärmetauscher verwendeten Medien abhängig, z. B. eine Nutzung der Abwärme aus dem Abgas kann zu Korrosion führen.				

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.

V.14. Wärmenetz

Tabelle 77: 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.

V.15. Wärmespeicher

Tabelle 78: Technologiesteckbriefe Wärmespeicher

1.1	**Technologie**	**Wärmespeicher**
1.2	**Technischer Begriff**	**Behälterspeicher (TTES), Grubenspeicher (PTES) , Aquiferspeicher (ATES), und Erdsondenspeicher (BTES)**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**zentrale Einbindung**
1.4	**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.
1.5	**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**
2.1	Spez. Investitionen (heute):	k€/M W_{th}	72	4.000	430	[1]	
2.2	Spez. Investitionen (2030):	k€/M W_{th}	72	3.750	380	[1]	
2.3	Spez. Investitionen (2050):	k€/M W_{th}	72	3.500	340	[1]	
2.4	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=3488,7 * (x)^(-0,311)			[1], [23]	Behälterspeicher (TTES)
2.5	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=1900 * (x)^(-0,33)			[1], [23]	Grubenspeicher (PTES)
2.6	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=9744 * (x)^(-0,57)			[1], [23]	Aquiferspeicher (ATES)
2.7	Kostenfunktion:	€/m³	Invest(x)=2500 * (x)^(-0,35)				Erdsondenspeicher (BTES)

	Betriebskosten	**Einheit**	**Niedrig**	**Hoch**	**Typisch**	**Quellen**	**Erläuterung**
3.1	Fixkosten (heute):	k€/M W_{th}	0,02	4,8	0,05/4,0/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
3.2	Fixkosten (2030):	k€/M W_{th}	0,02	4,15	0,05/3,6/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
3.3	Fixkosten (2050):	k€/M W_{th}	0,02	3,7	0,05/3,2/1,2	[1]	TTES / PTES/ ATES /BTES
3.4	Variable Kosten	EUR/M Wh					
Anmerkung			Die eigentlichen Betriebs- und Instandhaltungskosten von solar unterstützten Nahwärme-anlagen mit saisonalem Wärmespeicher entsprechen denen anderer konventioneller Nahwärmeanlagen [23]. Die Betriebs- und Instandhaltungskosten werden als 0,25% bzw. 1% der Investitionskosten angesehen.				

	Eigenschaft	Ein-heit	Niedrig	Hoch	Typisch	Quellen	Erläuterung
4.1	Technische Lebens-dauer:	a	20	50	30	[1]	
4.2	Abschreibungs-dauer	a			20	[12]	Fundstelle: 2.7.5
4.3	Nutzungsgrad ther-misch	%	91	96	92	[1]	Behälterspeicher (TTES)
4.4	Nutzungsgrad ther-misch	%	50	90	80	[1]	Grubenspeicher (PTES)
4.5	Nutzungsgrad ther-misch	%	40	60	50	[1]	Aquiferspeicher (ATES)
4.6	Nutzungsgrad ther-misch	%	60	70	65	[24]	Erdsondenspei-cher (BTES)

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. 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.

V.16. Fernwärme Hausstation

Tabelle 79: 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.

V.17. Dezentraler Erdgasbrennwertkessel

Tabelle 80: Technologiesteckbrief dezentraler Erdgasbrennwertkessel

1.1	**Technologie**	**Erdgas-Brennwertkessel**
1.2	**Technischer Begriff**	**Brennwerttechnik**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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.
1.5	**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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a			18	[7]	
4.2	Nutzungsgrad thermisch	%	95%	101%	98%	[20]	

5.1	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.

V.18. Dezentraler Ölbrennwertkessel

Tabelle 81: Technologiesteckbrief dezentraler Ölbrennwertkessel

1.1	**Technologie**	**Öl-Brennwertkessel**
1.2	**Technischer Begriff**	**Brennwerttechnik**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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.
1.5	**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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a			20	[20]	Annahmen basierend auf jenen in [20]
4.2	Nutzungsgrad thermisch	%	0,95	0,97	0,96	[7]	

5.1	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.

V.19. Dezentraler Brennwert-Pelletkessel

Tabelle 82: Technologiesteckbrief dezentraler Pelletkessel

1.1	**Technologie**	**Pelletkessel**
1.2	**Technischer Begriff**	**Holzpellet-Zentralheizungskessel**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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.
1.5	**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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a			15	[7]	
4.2	Nutzungsgrad thermisch	%			101%	[20]	

5.1	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.

V.20. Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 83: Technologiesteckbrief Dezentrale Sole/Wasser Wärmepumpe

1.1	**Technologie**	**Sole/Wasser WP**
1.2	**Technischer Begriff**	**Sole-Wärmepumpe**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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].
1.5	**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**
	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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	15	30	25	[1]	
4.2	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
4.3	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
4.4	JAZ gemessen Bestandsgebäude	%	320	460	370	[10]	
4.5	JAZ gemessen Neubau (Fußbodenheizung)		220	520	380	[21]	

5.1	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

6.1	Weitere Anmerkungen:	Die Kosten für die Bohrung sind in den Investitionskosten enthalten.

V.21. Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

Tabelle 84: Technologiesteckbrief Dezentrale Luft/Wasser Wärmepumpe

1.1	**Technologie**	**Luft/Wasser WP**
1.2	**Technischer Begriff**	**Luft-Wärmepumpe**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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].
1.5	**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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	15	30	25	[1]	
4.2	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
4.3	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
4.4	JAZ gemessen Bestandsgebäude	%	270	370	310	[10]	
4.5	JAZ gemessen Neubau (Fußbodenheizung)		180	420	310	[21]	

5.1	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

V.22. Dezentrale Solarthermie

Tabelle 85: Technologiesteckbrief dezentrale Solarthermie

1.1	**Technologie**	**Solarthermie**
1.2	**Technischer Begriff**	**Solarthermie (ST), thermische Solaranlage**
1.3	**Zentrale oder dezentrale Versorgung**	**dezentrale Einbindung**
1.4	**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.
1.5	**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**
4.1	Technische Lebensdauer:	a	20	35	25	[1]	
4.2	Nutzungsgrad thermisch	%	33	43	34	[1]	Flachkollektor
4.3	Nutzungsgrad thermisch	%	37	46	37	[1]	Röhrenkollektor

5.1	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.

V.23. Quellenüberblick Technologiesteckbriefe

Nr.	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
[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

Nr.	Referenz
[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
[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

Nr.	Referenz
[25]	Born, H., Schimpf-Willenbrik, S., Lange, H., Bussmann, G., Bracke, R. (2017): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends -, Hochschule Bochum – Bochum University of Applied Sciences, Bochum.

VI. Anhang Teil III – Dezentrale Versorgungsoptionen

VI.1. Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert

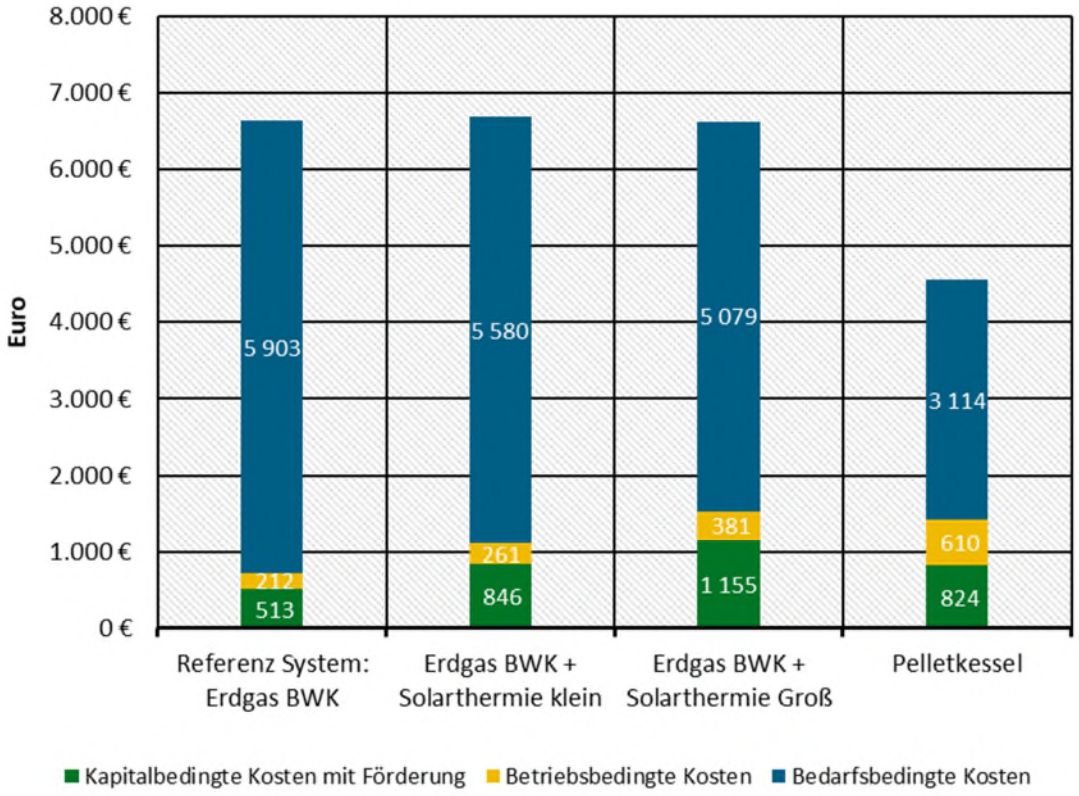


Abbildung 114: Annuitätische Vollkosten für EFH unsaniert

VI.2. Annuitätische Vollkosten für EFH saniert

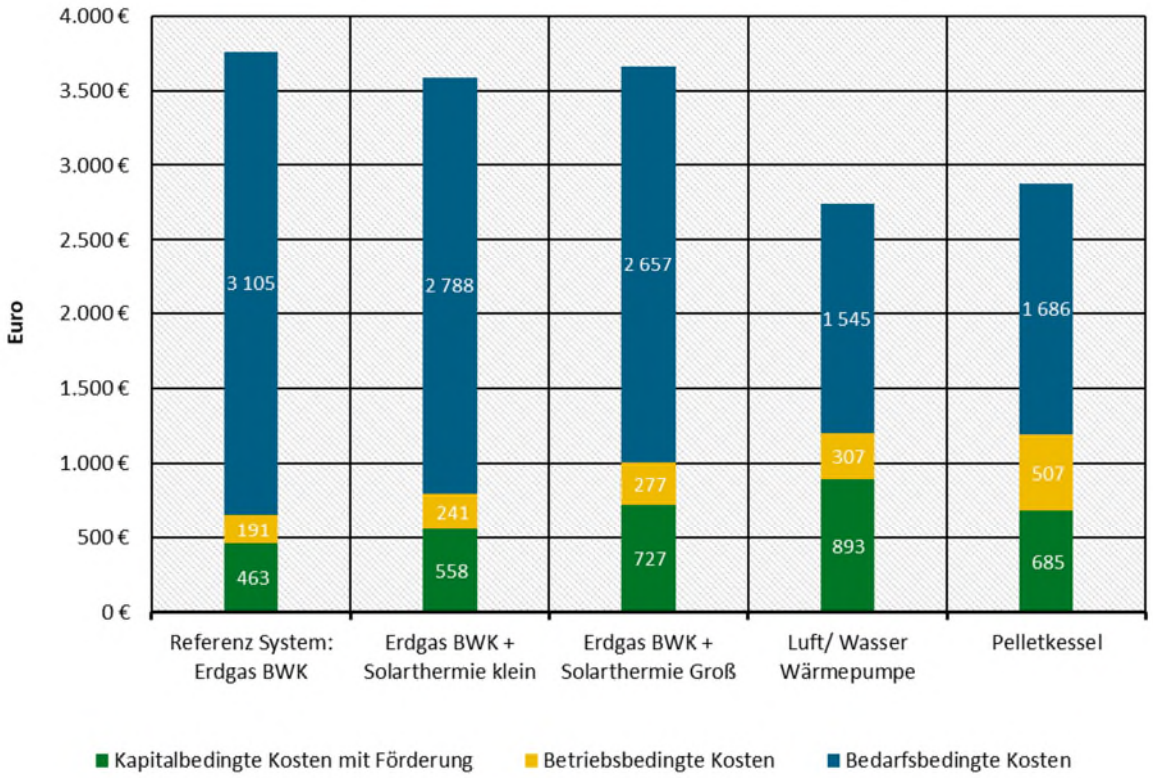


Abbildung 115: Annuitätische Vollkosten für EFH saniert

VI.3. Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert

Die Abbildung zeigt analog Abbildung 78 die annuitätischen Vollkosten für unsanierte Mehrfamilienhäuser in Euro. In einem Säulendiagramm wird ersichtlich, dass bedarfsbedingte bzw. Energiekosten den größten Anteil haben. Die Kapital- und betriebsbedingten Kosten sind insgesamt gering, bei erneuerbaren Energien jedoch höher. Das Referenzsystem Erdgas-Brennwertkessel hat Energiekosten in Höhe 76.644, kapitalbedingte Kosten in Höhe 1860 und betriebsbedingte Kosten von 830 Euro. Das Erdgas-Blockheizkraftwerk hat Energiekosten in Höhe 38.108, kapitalbedingte Kosten in Höhe 7640 und betriebsbedingte Kosten von 3060 Euro. Der Pelletkessel hat Energiekosten in Höhe 70751, kapitalbedingte Kosten in Höhe 9028 und

betriebsbedingte Kosten von 4262 Euro.

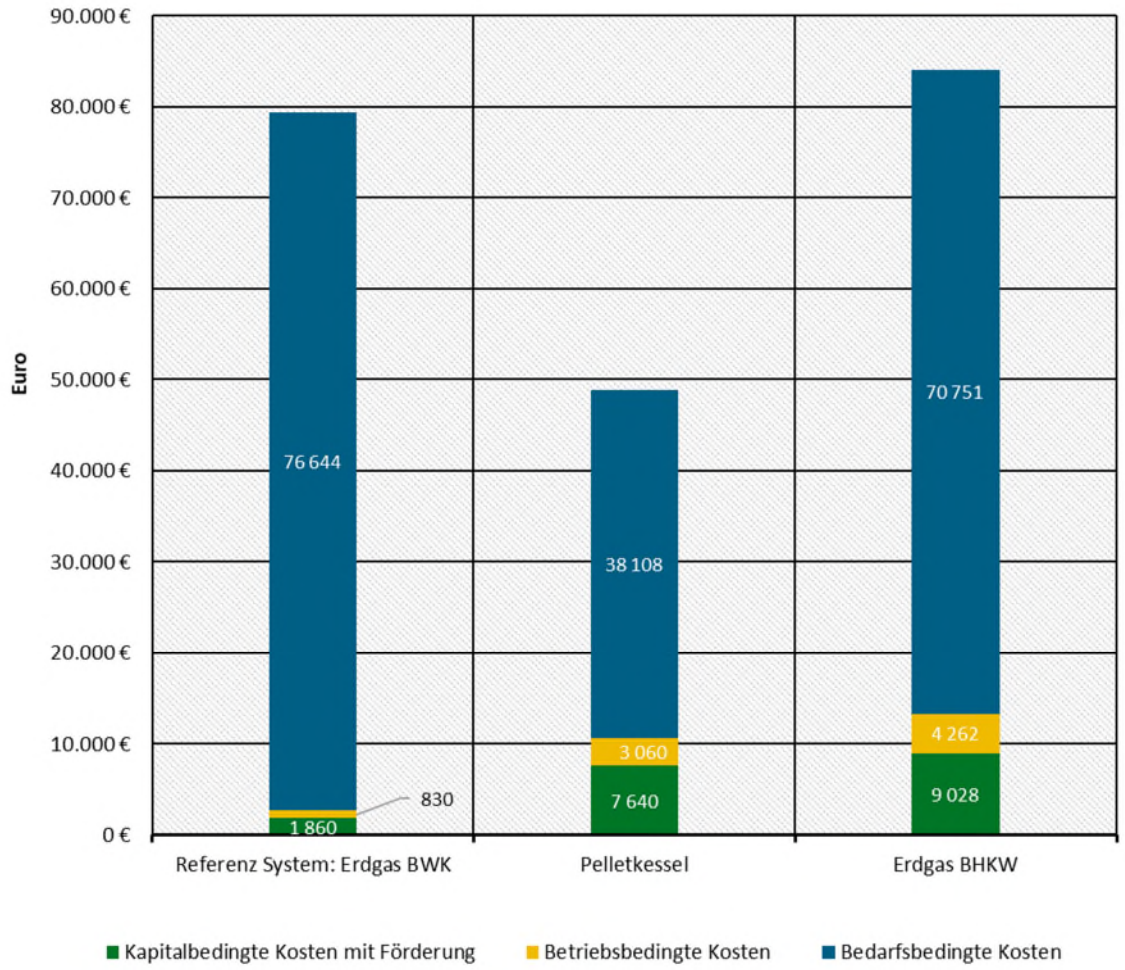


Abbildung 116: Annuitätische Vollkosten MFH unsaniert

VI.4. Annuitätische Vollkosten MFH saniert

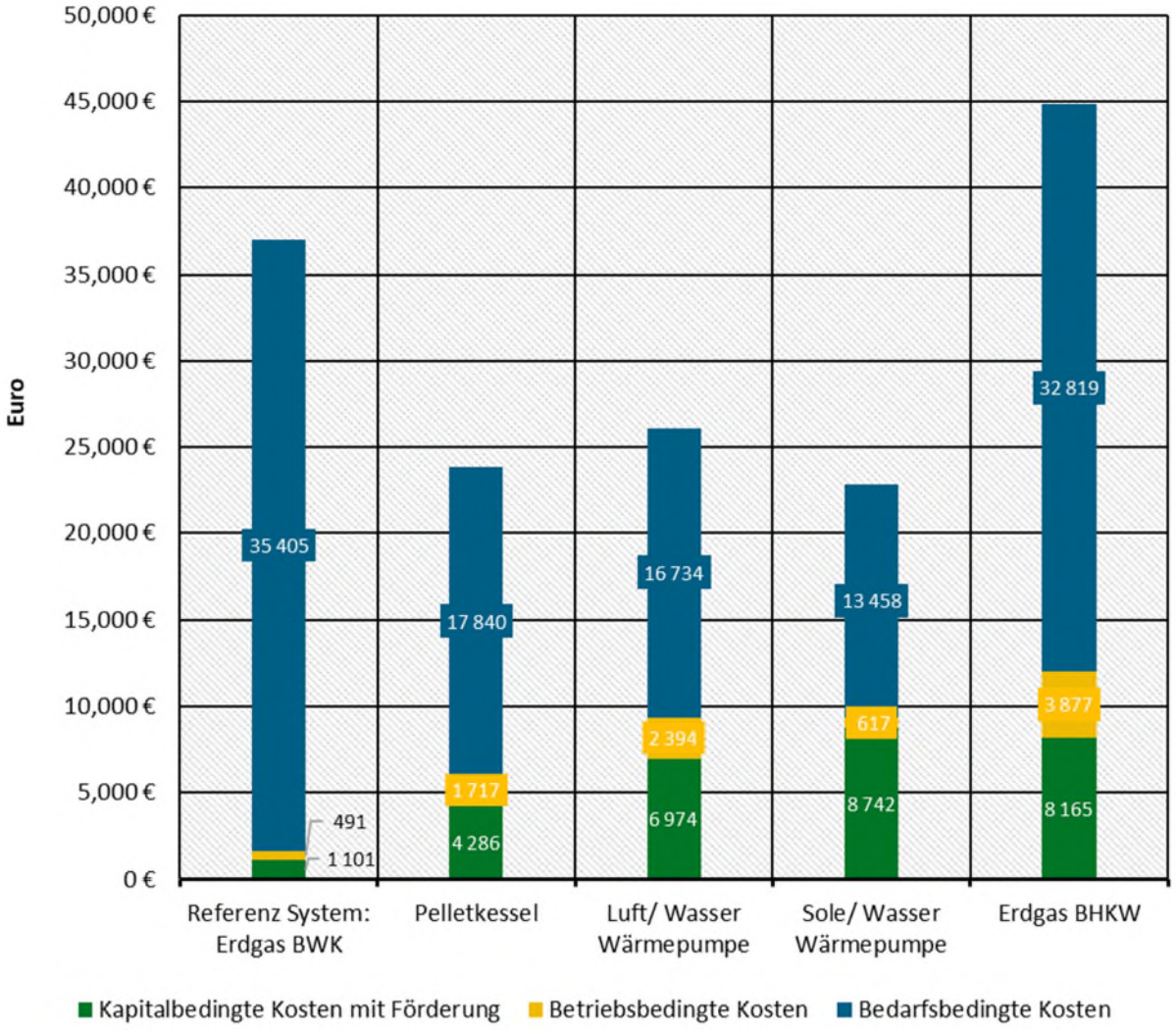


Abbildung 117: Annuitätische Vollkosten MFH saniert

VI.5. Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert

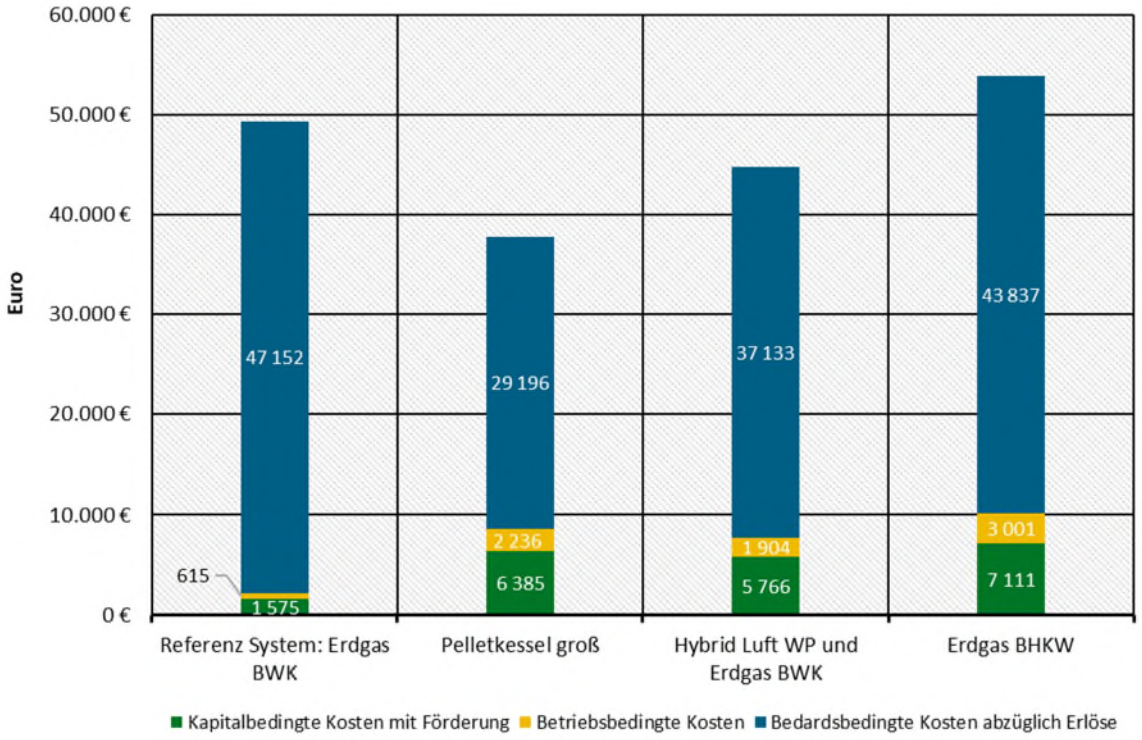


Abbildung 118: Annuitätische Vollkosten Bürogebäude unsaniert

VI.6. Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert

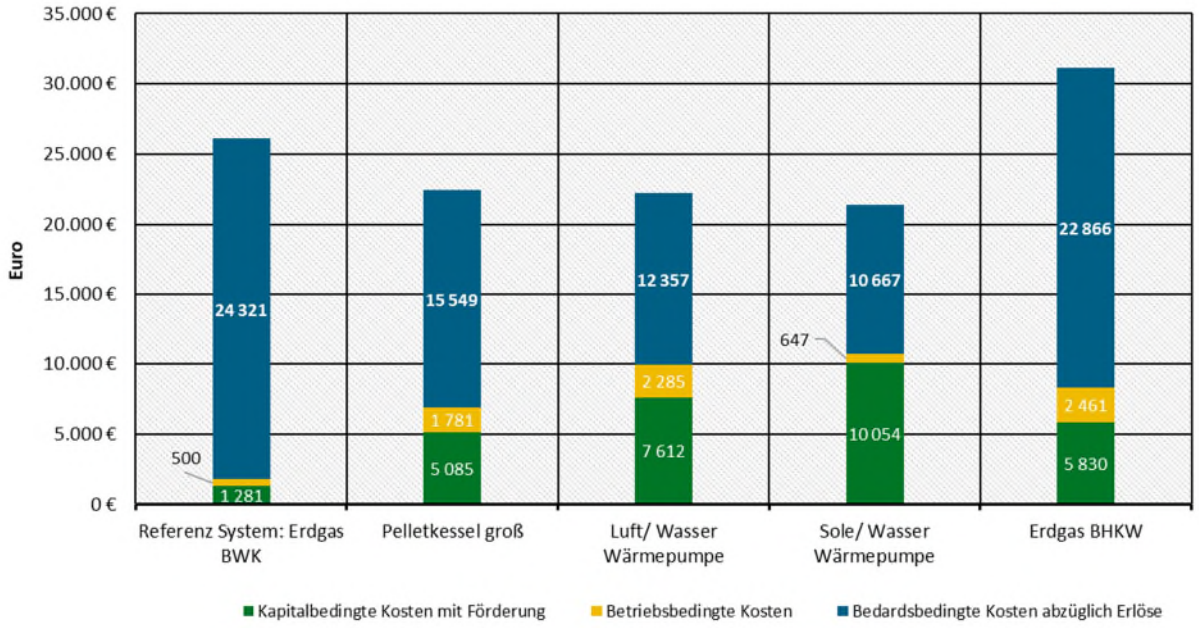


Abbildung 119: Annuitätische Vollkosten Bürogebäude saniert

VI.7. Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert

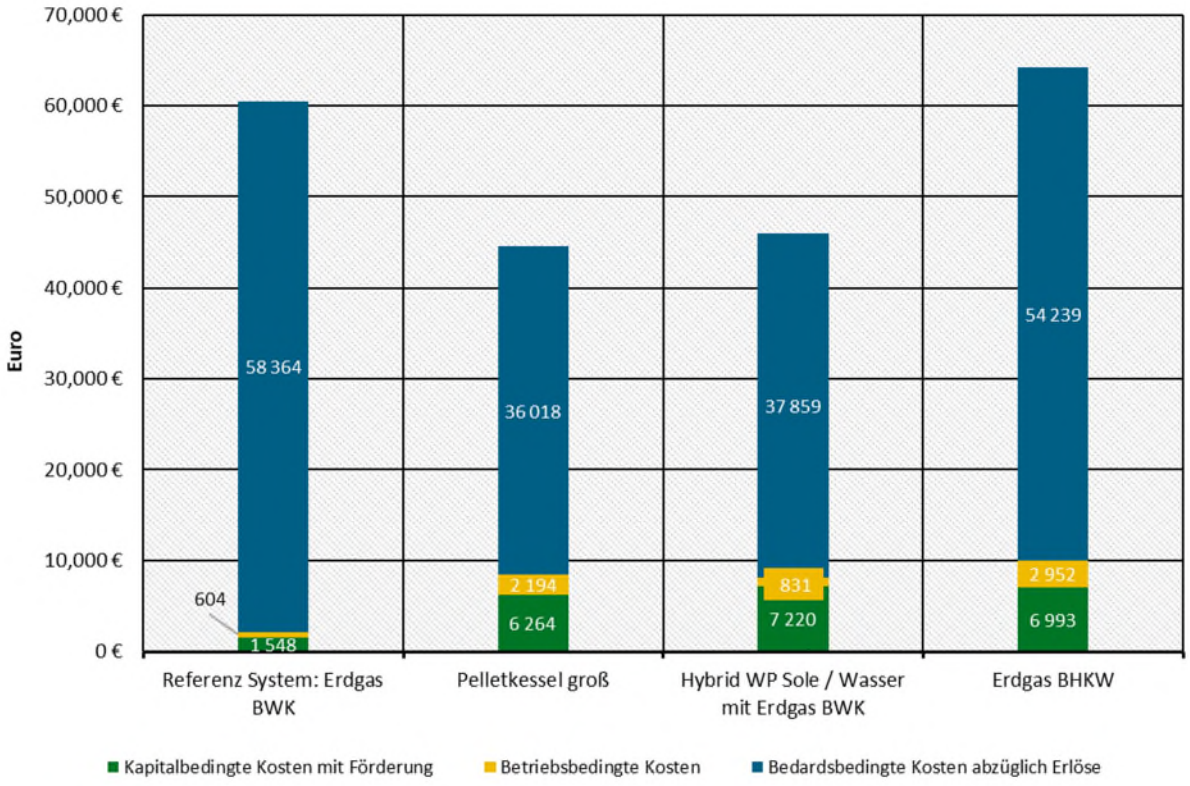


Abbildung 120: Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude unsaniert

VI.8. Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert

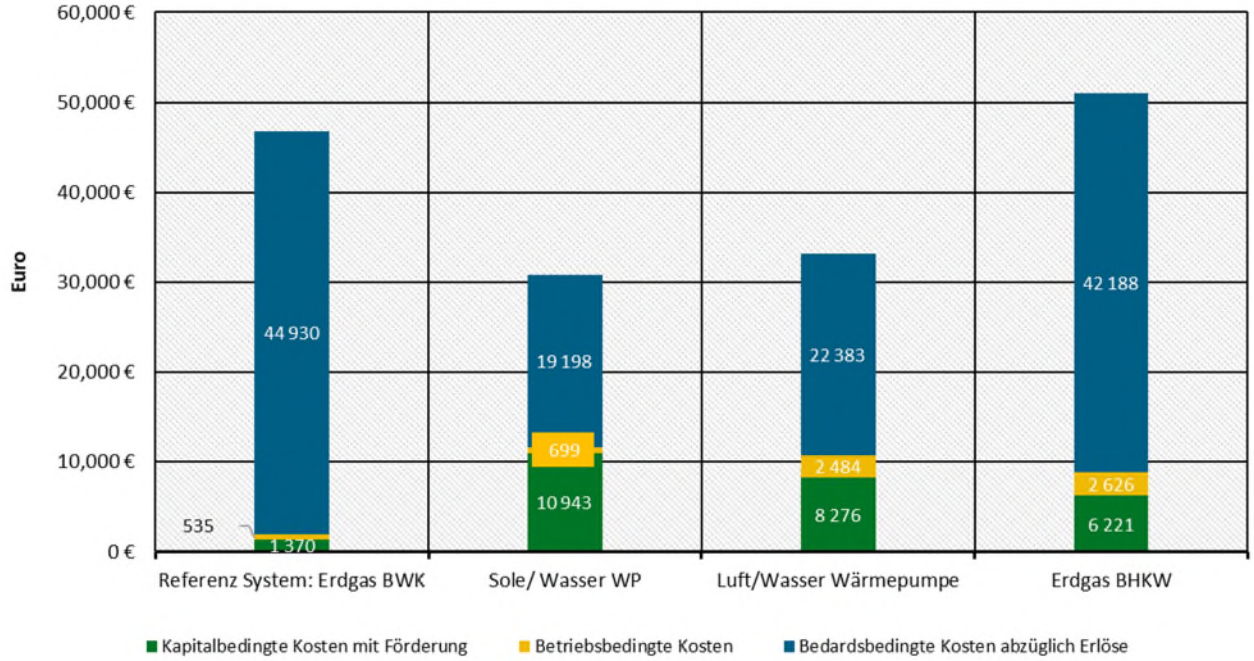


Abbildung 121: Annuitätische Vollkosten Verkaufsgebäude saniert