

ANSWER-Kommunal:

Entwicklung eines standardisierten Analyse- und
Ergebnisrasters für Wärmepläne zur Umsetzung der
Energiewende im kommunalen Bereich

Wissenschaftlicher Ergebnisbericht (FKZ 03ET4050A)

KEA-BW (Karlsruhe):

Helmut Böhnisch, Dr. Max Peters, Thomas Steidle

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

*Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (Oberpfaffenhofen):

Ariane Droin, Dr. Michael Wurm

*Institut für Vernetzte Energiesysteme (Stuttgart):

Dr. Christoph Schillings, Evelyn Sperber

24.06.2022

Impressum

ZUWENDUNGSEMPFÄNGERIN

KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

FÖRDERKENNZEICHEN (FKZ)

03ET4050A

HERAUSGEBERIN

KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH

Kaiserstraße 94a, 76133 Karlsruhe

www.kea-bw.de

REDAKTION

KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH

GESTALTUNG

KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

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

Karlsruhe, den 24.06.2022

Danksagung

Dieser Abschlussbericht fasst die wissenschaftlichen Ergebnisse des Projekts „ANSWER-Kommunal: Entwicklung eines standardisierten Analyse- und Ergebnistrasters für Wärmepläne zur Umsetzung der Energiewende im kommunalen Bereich“ zusammen.

Das Projekt wurde von der KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), mit seinen Einrichtungen dem Deutschen Fernerkundungsdatenzentrum (DFD) und dem Institut für Vernetzte Energiesysteme, unter der Leitung der KEA-BW von Januar 2018 bis Dezember 2021 bearbeitet.

Das Forschungsvorhaben ANSWER-Kommunal wurde im Rahmen des 6. Energieforschungsprogrammes der Bundesregierung (Förderkennzeichen 03ET4050A) großzügig vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Dafür sei hier als erstes herzlich den Verantwortlichen gedankt.

Die Autorinnen und Autoren möchten sich insbesondere bei den folgenden Personen und Institutionen herzlich für ihre Unterstützung über die Projektdauer hinweg bedanken:

Herrn Dr. Thorsten Fröhlich und den Kolleginnen und Kollegen vom Projektträger Jülich (PtJ) sei herzlich für die reibungslose Abwicklung des Projekts gedankt.

Die Forschung innerhalb dieses Projekts wurde durch eine konstruktive und kollegiale Zusammenarbeit mit einem Projektbeirat unterstützt. Den folgenden Beirätinnen und Beiräten sei an dieser Stelle ebenfalls herzlich gedankt:

Florian Noll (IZES), Konrad Raab und Fabian Nagel (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg), Michael Nast (ehemals DLR), Markus Toepfer (ehemals Stadt Radolfzell und Gemeinde Gottmadingen), Nils Dering (LANUV), Per Alex Sörensen (PlanEnergi), Prof. Dr.-Ing. Stefan Siedentop (ILS), Susanne Ochse (GEF Ingenieur AG) und Tobias Nusser (Steinbeis Innovationszentrum EGS).

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	2
Danksagung	3
Inhaltsverzeichnis.....	4
Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	17
Zusammenfassung.....	19
Graphical Abstract.....	22
1 Einleitung.....	23
1.1 Projektstruktur	24
2 Mindestanforderungskatalog für standardisierte und wirksame Wärmepläne (AP 3).....	25
2.1 Einstieg in das Thema.....	25
2.1.1 Ausgangssituation	25
2.1.2 Schrittweise Annäherung an den Mindestanforderungskatalog	25
2.1.3 Prämissen und Rahmenbedingungen für die kommunale Wärmeplanung.....	27
2.1.4 Erste Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen.....	28
2.2 Operative Schritte der kommunalen Wärmeplanung.....	29
2.2.1 Wärmebedarf der Kommune – heutiger Wärmebedarf	29
2.2.2 Wärmebedarf der Kommune – Zukünftige Entwicklung.....	30
2.2.3 Zukünftige Entwicklung des Strombedarfs.....	31
2.2.4 Analyse der bestehenden Infrastruktur	31
2.2.5 Potenziale erneuerbarer Energien	32
2.2.6 Erhebung der Einzelpotenziale erneuerbarer Energien	32
2.2.7 Entwicklung von Eignungsgebieten für Wärmenetze	34
2.2.8 Entwicklung der lokalen Wärmewendestrategie	35
2.3 Kommunale Wärmeplanung in Dänemark.....	38
2.3.1 Einleitung.....	38
2.3.2 Heutiger Stand der Fernwärme in Dänemark	39
2.3.3 Wärmeversorgungsgesetz und Einstieg in die Wärmeplanung	41
2.3.4 Strategische Planung auf nationaler Ebene	45
2.3.5 Die zweite Runde – Wärmeplanung heute	47
2.3.6 Schlussfolgerungen – Warum ist Wärmeplanung wichtig?.....	50

2.4	Leitfaden Kommunale Wärmeplanung	50
3	Metaanalyse Energiezielsysteme (AP 3, AP 5).....	52
3.1	Hintergrund und Ziele der Metaanalyse	52
3.2	Auswahl von Studien	52
3.3	Studienauswertung	54
3.3.1	Betrachtete Indikatoren	54
3.3.2	Korrelationsanalyse	55
3.4	Ergebnisse.....	55
3.4.1	Szenarienvergleich nach Indikatoren	55
3.4.2	Korrelationen.....	64
3.5	Schlussfolgerungen.....	65
4	Weiterentwicklung von GIS-Methoden für die Bestands- und Potenzialanalyse mit Methoden der Fernerkundung (AP 4)	67
4.1	Herstellen der Primärgeoinformation: Landbedeckung	67
4.2	Ableitung der Sekundärinformation.....	70
4.2.1	Datengrundlagen	70
4.2.2	Aufbereitung der Gebäudemodelle	71
4.2.3	Ableitung des Gebäudetyps	72
4.2.4	Ableitung des Gebäudealters	74
4.2.5	Ableitung der Geschossfläche	75
4.2.6	Ableitung der Gradtagszahlen	76
4.3	Wärmebedarfsmodellierung	78
4.3.1	Kennwertverfahren	78
4.3.2	Bauteilverfahren.....	81
4.3.3	Vergleich der beiden Methoden zur Wärmebedarfsmodellierung.....	84
4.3.4	Vergleich mit Wärmeatlas 2.0	85
4.3.5	Raumkonzept für konsistente Wärmeplanung und Methoden zur Extrapolation.....	86
5	Entwicklung einer Methodik für optimierte Konzepte zur Wärmebereitstellung (AP 5, AP 7).....	88
5.1	Auswahl der Modellkommunen	88
5.1.1	Modellkommunen in Baden-Württemberg.....	88
5.1.2	Kommunen in Rheinland-Pfalz	89
5.1.3	Definition zusammenhängender Siedlungsgebiete	90

5.2	Wärmebedarf und Wärmedichte	94
5.2.1	Summe des Wärmebedarfs der Siedlungsgebiete	94
5.2.2	Wärmedichtekarten	97
5.2.3	Häufigkeitsverteilung der Wärmedichte	100
5.2.4	Definition von Teilgebieten mit Hilfe von Wärmedichte-Schwellwerten	104
5.2.5	Berechnung des Wärmebedarfs mit lokalen Parametern.....	106
5.3	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten.....	119
5.3.1	Das Konzept Effektive Breite	120
5.3.2	Ergebnisse der Berechnungen der Wärmeverteilungskosten	122
5.3.3	Berechnung von Wärmenetztrassen mit GIS-Methoden	129
5.3.4	Analyse der Häufigkeitsverteilungen der Trassenlängen	132
5.3.5	GIS-Karten zur räumlichen Verteilung von Trassenlänge und Liniendichte.....	139
5.3.6	Einordnung der Vorgehensweise in den Gesamtzusammenhang	141
5.4	Vergleich verschiedener Methoden zur Trassenlängenberechnung	142
5.4.1	Ausführliche Beschreibung des Konzepts der Effektiven Breite (EB).....	142
5.4.2	Vergleich der GIS-Trassenlängen mit Effektiver Breite 1 und 2	146
5.4.3	Berechnung der Leitungslängen mittels Machine Learning (DFD):.....	151
5.4.4	Vergleichende Bewertung der Methoden zur Trassenlängenberechnung	153
5.5	Zonierung der Siedlungsgebiete.....	161
5.5.1	Berechnung der Wärmebereitstellungskosten	162
5.5.2	Berechnung der Vollkosten für Einzelheizungen	175
5.5.3	Ermittlung der Ausdehnung der Eignungsgebiete (Zonierung).....	178
5.5.4	Zonierung des Siedlungsgebiets in sehr kleinen Gemeinden.....	190
5.5.5	Zusammenfassung und Bewertung.....	192
5.6	Ergebnisse für die Modellkommunen in Rheinland-Pfalz	195
5.6.1	Siedlungsgebiete	195
5.6.2	Wärmebedarf und Wärmedichte	197
5.6.3	Häufigkeitsverteilung der Wärmedichte und Wärmedichte-Schwellwerte.....	202
5.6.4	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten.....	204
5.6.5	Mit GIS-Methoden berechnete Netztrassen	208
5.6.6	GIS-Karten zur räumlichen Verteilung von Trassenlänge und Liniendichte.....	212
5.6.7	Ausdehnung der Eignungsgebiete.....	214
5.6.8	Zusammenfassung und Gesamtfazit	219

6	Visualisierung der Ergebnisse des Planungsprozesses (AP 6).....	220
7	Diskussion	221
7.1	Die Rolle der Wärmenetze in der Metaanalyse der Energiezielsysteme	221
7.1.1	Systemdienstleistungen von Wärmenetzen.....	222
7.1.2	Reduzierung der Stromerzeugung aus EE durch Wärmenetze	227
7.1.3	Grenzen der Modellierung des Wärmesektors in den Langfristszenarien.....	229
7.2	Wärmenetzpotenziale in Baden-Württemberg.....	229
7.3	Weiterer Forschungsbedarf – Zusammenfassung.....	235
7.3.1	Datenquellen und Verfahren zur Wärmebedarfsberechnung	235
7.3.2	Ermittlung von Trassenlängen während der Wärmeplanung	236
7.3.3	Systematische Entwicklung von Kennwerten für Wärmenetztrassen	237
7.3.4	Multivalente Systeme zur Wärmeerzeugung und Bereitstellungskosten.....	237
8	Literaturverzeichnis	239

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Überblick auf die Projektstruktur von ANSWER-Kommunal	24
Abbildung 2:	Mindmap zur Beschreibung der Inhalte und der Struktur der kommunalen Wärmeplanung. Stand Oktober 2018.....	26
Abbildung 3:	Iterative Vorgehensweise bei der Entwicklung der Wärmewendestrategie. Bildnachweis: Umweltministerium Baden-Württemberg (2020).....	37
Abbildung 4:	Entwicklung der räumlichen Verteilung der KWK-Anlagen zwischen 1985 und 2009. Quelle: Ole Odgaard, Danish Energy Agency.	39
Abbildung 5:	Übersicht über den Fernwärmeverbund im Großraum Kopenhagen. Quelle: Morten Duedahl, DBDH.	40
Abbildung 6:	Entwicklung des Brennstoff- bzw. Energiemix in der Fernwärmeversorgung Dänemarks im Zeitraum von 1990 bis heute. Quelle: Ole Odgaard, Danish Energy Agency.....	41
Abbildung 7:	Entwicklung des Anteils der Fernwärme an der Wärmeversorgung von Gebäuden.	44
Abbildung 8:	Nationaler Rahmen und die verschiedenen Ebenen bei der Prüfung von Projektvorschlägen für die Fernwärmeversorgung (Quelle: Patrizia Renoth, DEA).....	46
Abbildung 9:	Leitlinien für die neue strategische Energieplanung.....	48
Abbildung 10:	EEV für Raumwärme und Warmwasser im Szenarienvergleich,.....	56
Abbildung 11:	Anteile der Schlüsseltechnologien Wärmepumpen und Nah-/Fernwärme am EEV für Raumwärme und Warmwasser.	57
Abbildung 12:	Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern im Szenarienvergleich. Quelle für IST-Daten von 2020: (Statistisches Bundesamt, 2021a, 2021b).....	58
Abbildung 13:	Stromerzeugung nach Energieträgern im Szenarienvergleich.	59
Abbildung 14:	Anteile der Energieträgergruppen an der Stromerzeugung.....	64
Abbildung 15:	Korrelationen zwischen EEV Umweltwärme und Windstromerzeugung (links) sowie EEV Nah- und Fernwärme und EEV Raumwärme und Warmwasser. Farbliche Markierungen: Klimaschutz-Zielniveau der zugrunde liegenden Szenarien.	65
Abbildung 16:	Sentinel-Abdeckung des Bundeslandgebietes von Baden-Württemberg. Dunkle Gebiete entsprechen häufigeren Überlappungen zwischen den 100x100 km Kacheln. Die Aufnahme-richtung und -bahn des Satelliten ist in der Mitte des Bildes als breiter (290 km) diagonaler Streifen gut zu erkennen. ...	68
Abbildung 17:	Sentinel-2 Mosaik von Baden-Württemberg (links) mit einem Ausschnitt von Stuttgart (rechts).	69
Abbildung 18:	Klassifikationsergebnis für Stuttgart	70
Abbildung 19:	Darstellung eines Gebäudes in einem Gebäudemodell in unterschiedlichen Levels of Detail.	71
Abbildung 20:	Schema der Umwandlungen aus dem GML-Format in ein Geodatenformat mit den Gebäudegrundflächen als Polygonen. Die mit * gekennzeichneten Objekte repräsentieren die LoD1-Umwandlung, das ganze Schema die LoD2-Umwandlung.	72

Abbildung 21:	Beispiel für die Ausprägung des Formmerkmals "Cohesion" für verschiedene Gebäudetypen.	73
Abbildung 22:	Beispiele für Gebäudetypen innerhalb einer Zensuskachel.	74
Abbildung 23:	Ausschnitt des Klassifikationsergebnisses für Gebäudetyp.	74
Abbildung 24:	Einteilung der Baualtersklassen, um eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen Zensus und IWU zu erzielen.	75
Abbildung 25:	Ausschnitt aus dem Ergebnis der Gebäudealtersklassifikation.	75
Abbildung 26:	Regressionsgerade für Flachdächer in Baden-Württemberg.	76
Abbildung 27:	Flächendeckend modellierte Gradtagszahlen. Die roten Punkte entsprechen den Stationen mit den bekannten Gradtagszahlen.	77
Abbildung 28:	Umwandlungsfunktionen zwischen den verschiedenen Heizgrenztemperaturen der Gradtagszahlen.	78
Abbildung 29:	Ausschnitt aus der gebäudescharfen Wärmebedarfsberechnung des Kennwertverfahrens.	80
Abbildung 30:	Wärmebedarf für Baden-Württemberg je nach Gebäudetyp und Sanierungsszenario für das Kennwertverfahren.	80
Abbildung 31:	Wärmebedarf je nach Bauperiode unterschieden in Gebäudetyp und Sanierungsszenario (logarithmisch skaliert).	81
Abbildung 32:	Ausschnitt aus der gebäudescharfen Wärmebedarfsberechnung des Bauteilverfahrens.	83
Abbildung 33:	Wärmebedarf für Baden-Württemberg je nach Gebäudetyp und Sanierungsszenario für das Bauteilverfahren.	83
Abbildung 34:	Wärmebedarf je nach Bauperiode unterschieden in Gebäudetyp und Sanierungsszenario.	84
Abbildung 35:	Gebäudescharfer Vergleich zwischen Bauteilverfahren und Kennwertverfahren je nach Gebäudetyp.	85
Abbildung 36:	Vergleich zwischen Wärmebedarf Wärmeatlas 2.0 und Kennwertverfahren auf Gebäudeebene.	86
Abbildung 37:	Vergleich zwischen Wärmebedarf Wärmeatlas 2.0 und Bauteilverfahren auf Gebäudeebene.	86
Abbildung 38:	Wärmebedarf aggregiert auf 100x100 m Kacheln.	87
Abbildung 39:	Lage der ausgesuchten Modellkommunen in Baden-Württemberg.	88
Abbildung 40:	Lage der beiden Kommunen in Rheinland-Pfalz.	90
Abbildung 41:	Gemarkung der Stadt Aalen mit Kernstadt und eingemeindeten Teilorten.	91
Abbildung 42:	Karte des räumlich zusammenhängenden Siedlungsgebiets in Aalen ausgehend vom Zentrum der Stadt.	91
Abbildung 43:	Zusammenhängendes Siedlungsgebiet der Stadt Fellbach.	92
Abbildung 44:	Räumlich verteilte Siedlungsgebiete der Stadt Ostfildern.	92
Abbildung 45:	Siedlungsgebiet des Kommunenverbands „SchwetzingerPlus“.	93
Abbildung 46:	Siedlungsgebiet des Stadtteils Radolfzell-Böhringen (links) und des Stadtteils Frankenthal-Mörsch (rechts).	93
Abbildung 47:	Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG und Einwohnerzahl in den zusammenhängenden Siedlungsgebieten für alle Kommunen und Verbände.	95

Abbildung 48:	Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG in zusammenhängenden Siedlungsgebieten mit weniger als 500 GWh/a.	96
Abbildung 49:	Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG sowie Einwohnerzahlen für die Stadtteile der Stadt Ostfildern.....	96
Abbildung 50:	Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle Hotmaps.	97
Abbildung 51:	Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle PETA.....	97
Abbildung 52:	Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle WAD 2.0.....	98
Abbildung 53:	Wärmedichtekarte von Nellingen (Stadt Ostfildern) mit Hotmaps-Daten.....	99
Abbildung 54:	Wärmedichtekarte von Nellingen (Stadt Ostfildern) mit PETA-Daten.....	99
Abbildung 55:	Wärmedichtekarte von Radolfzell-Böhringen mit Hotmaps-Daten.....	100
Abbildung 56:	Wärmedichtekarte des Stadtteils Böhringen der Stadt Radolfzell mit WAD-Daten.....	100
Abbildung 57:	Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Freiburg. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab null.....	101
Abbildung 58:	Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Freiburg. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.....	102
Abbildung 59:	Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Rastatt. Vergleich von Hotmaps-, PETA- und WAD-Werten für alle Wärmedichten ab null.....	102
Abbildung 60:	Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Wärmedichten für die Städte Bruchsal, Freiburg, Baden-Baden und Fellbach (ohne außen liegende Teilorte).	103
Abbildung 61:	Vergleich der Häufigkeitsverteilungen für Ostfildern, Balingen und Kornwestheim.	103
Abbildung 62:	Vergleich der unteren, mittleren und oberen Schwellwerte der Wärmedichte für alle Kommunen in BW und RLP.	104
Abbildung 63:	Kornwestheim: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte. ...	105
Abbildung 64:	Böblingen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.	105
Abbildung 65:	Balingen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.....	106
Abbildung 66:	Auswertung der LoD2-Werte für Freiburg.	107
Abbildung 67:	Anzahl der berechneten Stockwerksanzahl über der LoD2-Gebäudehöhe	109
Abbildung 68:	Vergleich der LoD1 und LoD2-Höhen für Freiburg.....	109
Abbildung 69:	Räumliche Darstellung der Baualtersklassen in Freiburg	111
Abbildung 70:	Darstellung der prozentualen Häufigkeit der Wärmekennwerte im Gebäudebestand Baden-Baden je Gebäudetyp für die IWU-Infas-Daten.....	112
Abbildung 71:	Darstellung der prozentualen Häufigkeit der Wärmekennwerte im Gebäudebestand Baden-Baden je Gebäudetyp gemäß der DFD-Methode.....	112
Abbildung 72:	Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Wärmekennwerte für drei untersuchte Methoden.	113
Abbildung 73:	Vergleich der gebäudescharfen Bedarfswerte für drei untersuchte Methoden.	114
Abbildung 74:	Vergleich der gebäudescharfen Bedarfswerte für die drei untersuchten Methoden in Bezug auf die WAD 2.0-Daten	114
Abbildung 75:	Wärmekennwerte für EFH und MFH nach Altersgruppen.	115

Abbildung 76:	Berechneter gebäudescharfer Nutzwärmebedarf und Verteilung der Wärmekennwerte in Freiburg.	115
Abbildung 77:	Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis IWU-infas-Daten.	116
Abbildung 78:	Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis der DFD-Methode.	116
Abbildung 79:	Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis der WAD 2.0-Daten	117
Abbildung 80:	Wärmedichtekarte Freiburg auf Basis der IWU-infas-Daten.	117
Abbildung 81:	Wärmedichtekarte Freiburg auf Basis der DFD-Methode.	118
Abbildung 82:	Vergleich der berechneten Wärmebedarfswerte aus Kennwerten (VDI 3807 und Bundesanzeiger) und WAD 2.0-Daten.	119
Abbildung 83:	Effektive Breite in Abhängigkeit der plot ratio (pr).	120
Abbildung 84:	Berechnungsmodul District heating potential – economic assessment in der Hotmaps-Toolbox.	121
Abbildung 85:	Vergleich der Wärmenachfrage und des absoluten Fernwärmepotenzials in den durch die Wärmedichte definierten Teilgebieten in Freiburg.	123
Abbildung 86:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Kornwestheim.	123
Abbildung 87:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Bruchsal.	124
Abbildung 88:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Balingen.	124
Abbildung 89:	Übersicht über die Bandbreite der berechneten Trassenlängen.	125
Abbildung 90:	Übersicht über die Bandbreite der berechneten Wärmeverteilungskosten.	126
Abbildung 91:	Vergleich der berechneten Trassenlängen und Wärmeverteilungskosten bei Nutzung von Hotmaps- und WAD-Daten für Konstanz.	127
Abbildung 92:	Vergleich der Trassenlängen und Wärmeverteilungskosten zwischen Hotmaps- und WAD-Daten für 45 Fallbetrachtungen in fünf Kommunen.	127
Abbildung 93:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für den Teilort Opfingen von Freiburg.	128
Abbildung 94:	Übersicht über Trassenlänge und Wärmeverteilungskosten in vier Teilorten verschiedener Kommunen in Baden-Württemberg.	129
Abbildung 95:	Beheizte Gebäude und Trassenverlauf der Hauptleitungen in der Kernstadt von Radolfzell.	130
Abbildung 96:	Beheizte Gebäude und Trassenverlauf der Hauptleitungen in Rastatt-Ottersdorf.	130
Abbildung 97:	Verlauf der Hausanschlussleitungen in einem Teilbereich des Netzes in Rastatt-Ottersdorf.	131
Abbildung 98:	Aufsummierte GIS-Trassenlängen der Netze in Baden-Württemberg.	131
Abbildung 99:	Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für Freiburg-Zentrum und Fellbach.	132
Abbildung 100:	Vergleich der Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für die zusammenhängenden Siedlungsgebiete von vier Städten.	132
Abbildung 101:	Vergleich der Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für drei Teilorte.	133

Abbildung 102:	Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen auf der Grundlage von 12 Netzen in Baden-Württemberg.	133
Abbildung 103:	Vergleich der Mittelwerte der Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassenlänge der Hauptleitungen pro Kachel.	134
Abbildung 104:	Absolute und relative Häufigkeit der Kacheln ohne Hauptleitungen.....	134
Abbildung 105:	Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen von Haupt- und Hausanschlussleitungen am Beispiel der Stadt Bruchsal.	135
Abbildung 106:	Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der aufsummierten GIS-Trassenlängen aus Haupt- und Hausanschlussleitungen für vier Städte.....	135
Abbildung 107:	Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen von Haupt- und Hausanschlussleitungen auf der Grundlage von 12 Netzen in Baden-Württemberg	136
Abbildung 108:	Absolute und relative Häufigkeiten der Kacheln ohne Gesamttrasse.....	136
Abbildung 109:	Häufigkeitsverteilung der Länge der Hausanschlussleitungen.....	137
Abbildung 110:	Häufigkeitsverteilung der Anzahl der Hausanschlüsse pro Kachel.....	138
Abbildung 111:	Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Gesamttrasse pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.	139
Abbildung 112:	Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.	140
Abbildung 113:	Räumliche Verteilung der Liniendichten der GIS-Trassen pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.	140
Abbildung 114:	Wärmeverteilungskosten als Funktion der Liniendichte berechnet auf der Basis von Hotmaps-Daten (TL ermittelt mit effektiver Breite).....	142
Abbildung 115:	Vergleich der relativen Häufigkeiten der Trassenlänge zwischen der Berechnung mit effektiver Breite und der mit GIS-Methodenermittelten Trasse.....	144
Abbildung 116:	Effektive Breite als Funktion der plot ratio für die Hauptleitungen (links) und die Hausanschlussleitungen (rechts).	145
Abbildung 117:	Effektive Breite 2: Grafische Darstellung des Zusammenhangs zwischen w und p_r (linkes Diagramm) sowie Trassenlänge und plot ratio (rechtes Diagramm).	146
Abbildung 118:	Vergleich der berechneten Trassenlängen zwischen GIS-Trassen und EB1.	147
Abbildung 119:	Vergleich der Zunahme der Trassenlängen bei Erhöhung des Anschlussgrades zwischen Effektive Breite 1 und den GIS-Trassen.	149
Abbildung 120:	Vergleich von EB2-Trassenlängen und GIS-Trassen für die Hauptleitungen.....	150
Abbildung 121:	Vergleich von EB2-Trassenlängen und GIS-Trassen für die Hausanschlussleitungen.	150
Abbildung 122:	Vergleich der berechneten Trassenlängen zwischen GIS-Trassen, EB1 und EB2.....	151
Abbildung 123:	Berechnete Attribute für die Leitungslängen.	152
Abbildung 124:	Direkter Vergleich der vorhergesagten Trassenlängen (Pred) zu den bekannten ArcGIS Trassenlängen (Truth) pro Kachel.....	153

Abbildung 125:	Vergleich der aufsummierten beheizten Flächen zwischen Hotmaps und WAD 2.0 für fünf Kommunen	154
Abbildung 126:	Vergleich der berechneten Flächen für einzelne Raster zwischen Hotmaps und WAD 2.0 für Konstanz	155
Abbildung 127:	Vergleich der berechneten effektiven Breiten aus der Plot-Ratio zwischen Hotmaps- und WAD-Daten für Konstanz	155
Abbildung 128:	Vergleich der berechneten Netzlängen zwischen DLR-Methode und KEA-BW-GIS-Methode	156
Abbildung 129:	Vergleich der berechneten Netzlängen zwischen DLR-Methode und KEA-BW-GIS-Methode für 12 Kommunen in Baden-Württemberg	156
Abbildung 130:	Vergleich der mit der KEA-BW-GIS-Methode bestimmten Netzlängen mit zwei Regressionsmodellen nach Person et al	157
Abbildung 131:	Häufigkeitsverteilung der Plot-Ratios im untersuchten Datenbestand	157
Abbildung 132:	Vergleich der nach Person/Werner berechneten Netzlängen mit den Netzlängen nach der KEA-BW-GIS-Methode	158
Abbildung 133:	Vergleich der Punktwolken für EB1 (modifiziert), EB2 und DFD-Verfahren.....	159
Abbildung 134:	Häufigkeitsverteilung der Netzlängen für KEA-BW-GIS-Methode und DLR-Methode	159
Abbildung 135:	Mittlere Abweichung der mit der DFD-Methode berechneten Längen von der KEA-BW-GIS-Methode aufgeteilt nach Längenklassen	160
Abbildung 136:	Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der GIS-Trassen und der DFD-Methode	160
Abbildung 137:	Bandbreite der Abweichungen der mit der DFD-Methode vorhergesagten Netzlängen zu den Netzlängen der KEA-BW-GIS-Methode.....	161
Abbildung 138:	Fiktives Beispiel für den Kostenvergleich zwischen Wärmenetzoptionen und der Wärmeversorgung mit Einzelheizungen (Wärmepumpen).	162
Abbildung 139:	Wärmebedarf der 48 Teilgebiete der Modellkommunen in Baden-Württemberg der Größe nach sortiert.	164
Abbildung 140:	80 GWh_V2: Jahresganglinie zur Beladung des Langzeitwärmespeichers.....	168
Abbildung 141:	80 GWh_V2: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter.....	169
Abbildung 142:	80 GWh_V2: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.	170
Abbildung 143:	Jahresganglinie für das System der Wärmebedarfsstufe 150 GWh.....	170
Abbildung 144:	150 GWh: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter.	171
Abbildung 145:	150 GWh: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.....	171
Abbildung 146:	Jahresganglinie für das System der Wärmebedarfsstufe 900 GWh.....	172
Abbildung 147:	Jahresdauerlinie für das System der Wärmebedarfsstufe 900 GWh.	172
Abbildung 148:	Überblick über die aufsummierten und spezifischen Investitionskosten der verschiedenen Systeme	173
Abbildung 149:	Verteilung der Investitionskosten auf die verschiedenen Komponenten.....	173
Abbildung 150:	Berechnete Wärmebereitstellungskosten ausgesuchter Varianten.	174
Abbildung 151:	Wärmekosten (Levelized cost of heat) einzelner Komponenten.	175
Abbildung 152:	Wärmevollkosten für Einzelheizungen mit Wärmepumpen.....	178

Abbildung 153:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten am Beispiel der Zahlen für die Stadt Baden-Baden.	179
Abbildung 154:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der Stadt Baden-Baden.	181
Abbildung 155:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Fellbach....	181
Abbildung 156:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Stadtteil Nellingen der Stadt Ostfildern.	182
Abbildung 157:	Aalen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.....	182
Abbildung 158:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten in Aalen für zwei Teilgebiete mit unterschiedlichem Wärmedichte-Schwellwert.....	183
Abbildung 159:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Aalen ausgehend vom Wärmedichte-Schwellwert von 300 MWh/ha.	184
Abbildung 160:	Ausdehnung der Eignungsgebiete im Teilort Opfingen der Stadt Freiburg.	184
Abbildung 161:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit verschiedener Werte der Wärmebereitstellungskosten.....	185
Abbildung 162:	Ausdehnung der Eignungsgebiete beim niedrigen Spielraum der Wärmeverteilungskosten in der Stadt Bad Rappenau.....	186
Abbildung 163:	Ausdehnung der Eignungsgebiete beim hohen Spielraum der Wärmeverteilungskosten in der Stadt Bad Rappenau.....	186
Abbildung 164:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Kommunerverbund Schwetzingen-Plankstadt-Oftersheim (42.000 EW).....	187
Abbildung 165:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Kommunerverbund Böblingen-Sindelfingen (114.000 EW).	188
Abbildung 166:	Ausdehnung der Eignungsgebiete in Konstanz mit Wärmebedarfsberechnung auf der Basis von Hotmaps-Daten.	188
Abbildung 167:	Ausdehnung der Eignungsgebiete in Konstanz mit Wärmebedarfsberechnung auf Basis des Wärmetlas Deutschland 2.0.....	189
Abbildung 168:	Hektarraster aus der Hotmaps-Toolbox für die Ortsgemeinde Dierbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern (550 EW).	191
Abbildung 169:	Ausdehnung und Grenzen der Eignungsgebiete für die Ortsgemeinde Oberotterbach (Verbandsgemeinde Bad Bergzabern).....	191
Abbildung 170:	Relativer Anteil des Fernwärmepotenzials am reduzierten Wärmebedarf zum Ende des Investitionszeitraums (2050).	193
Abbildung 171:	Vergleich der abgeschätzten Investitionskosten für Wärmenetze und Wärmebereitstellung für drei Siedlungsgebiete.	194
Abbildung 172:	Zusammenhängendes Siedlungsgebiet ausgehend vom Stadtzentrum der Stadt Frankenthal.	196
Abbildung 173:	Zusammenhängendes Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern.....	196
Abbildung 174:	Siedlungsgebiet der Ortsgemeinde Oberotterbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern.....	197
Abbildung 175:	Siedlungsgebiet der Ortsgemeinde Dierbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern.....	197
Abbildung 176:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: DFD-Methode.....	199

Abbildung 177:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: IWU-infas Daten.	199
Abbildung 178:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: Hotmaps-Daten.	200
Abbildung 179:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: DFD-Methode.	200
Abbildung 180:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: IWU-infas Daten.....	201
Abbildung 181:	Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: Hotmaps-Daten.....	201
Abbildung 182:	Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für Frankenthal. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.....	202
Abbildung 183:	Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Bad Bergzabern. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.....	203
Abbildung 184:	Frankenthal: Ausdehnung der Teilgebiete in Abhängigkeit der gewählten Wärmedichte-Schwellwerte.	203
Abbildung 185:	Stadt Bad Bergzabern: Ausdehnung der Teilgebiete in Abhängigkeit der gewählten Wärmedichte-Schwellwerte.	204
Abbildung 186:	Vergleich der Wärmenachfrage und des absoluten Fernwärmepotenzials in den durch die Wärmedichte definierten Teilgebieten in Frankenthal.....	205
Abbildung 187:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete in Frankenthal.	206
Abbildung 188:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Bad Bergzabern.	206
Abbildung 189:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für Frankenthal-Mörsch...	207
Abbildung 190:	Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die Ortsgemeinde Oberotterbach.	207
Abbildung 191:	Mit GIS-Methoden berechnete Netztrassen und beheizte Gebäude in der Stadt Bad Bergzabern.	208
Abbildung 192:	Aufsummierte Trassenlängen der mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen in Frankenthal und Bad Bergzabern.	209
Abbildung 193:	Häufigkeitsverteilung der Trassenlängen der Hauptleitungen für Frankenthal und die Stadt Bad Bergzabern.	209
Abbildung 194:	Häufigkeitsverteilung der Trassenlängen der Hauptleitungen für FT-Mörsch und die Ortsgemeinde Oberotterbach.	210
Abbildung 195:	Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen der Gesamttrasse auf der Grundlage von fünf Netzen in Rheinland-Pfalz.	210
Abbildung 196:	Mittelwerte der Trassenlängen der Gesamttrasse nach Siedlungsgebieten.	211
Abbildung 197:	Häufigkeitsverteilung der Länge der Hausanschlussleitungen.....	211
Abbildung 198:	Häufigkeitsverteilung der Anzahl der Hausanschlüsse.....	212
Abbildung 199:	Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Gesamttrasse pro Hektarzelle am Beispiel des Siedlungsgebiets in Frankenthal.....	213
Abbildung 200:	Räumliche Verteilung der Liniendichten der GIS-Trassen pro Hektarzelle am Beispiel des Siedlungsgebiets in Frankenthal.....	213
Abbildung 201:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten für das zusammen- hängende Siedlungsgebiet in Frankenthal.	214

Abbildung 202:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der Stadt Frankenthal.	215
Abbildung 203:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten für das Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern und Festlegung der Wärmeverteilungskosten.....	216
Abbildung 204:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Bad Bergzabern bei hohen Wärmebereitstellungskosten.....	216
Abbildung 205:	Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten für das Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern bei geringeren Wärmebereitstellungskosten.....	217
Abbildung 206:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Bad Bergzabern bei geringeren Wärmebereitstellungskosten.	217
Abbildung 207:	Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Stadtteil FT-Mörsch.....	218
Abbildung 208:	Vergleich der abgeschätzten Investitionskosten für Wärmenetze und Wärmebereitstellung für Frankenthal und Bad Bergzabern.	218
Abbildung 209:	Struktur des Energiesystems mit 100 % erneuerbaren Energien und einer starken Kopplung zwischen den Sektoren (Smart Energy System).....	221
Abbildung 210:	Einbindung von großer Solarthermie und tiefer Geothermie in Wärmenetze. ...	222
Abbildung 211:	Steigerung der strukturellen Effizienz über Abwärmenutzung mit Hilfe von Wärmenetzen. Zahlenbeispiel: Heat Roadmap Germany (Paardekooper, 2018)-.....	223
Abbildung 212:	Aufbau und Vergleich verschiedener Umwandlungsketten zur Nutzung von erneuerbarem Strom in der Wärmeversorgung.	224
Abbildung 213:	Erzeuge Niedertemperaturwärme bezogen auf den Einsatz von regenerativem Strom im Vergleich der drei Umwandlungsketten.	224
Abbildung 214:	Flexibilitätsoptionen für die Stromerzeugung durch Wärmenetze und große thermische Speicher.	226
Abbildung 215:	Strombedarf aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit des Anteils dezentraler Wärmepumpen und Wärmenetze.....	227
Abbildung 216:	Hotmaps-Toolbox: Ermittlung der Anzahl der Hektarzellen im Siedlungsgebiet einer Kommune am Beispiel der Stadt Fellbach.....	230
Abbildung 217:	Theoretische Wärmenetzpotenziale auf der Ebene der Trassenlängen für 54 Stadtkreise und Große Kreisstädte in Baden-Württemberg.	231
Abbildung 218:	Theoretische Wärmenetzpotenziale auf der Ebene der Trassenlängen für 50 Große Kreisstädte in Baden-Württemberg.	231

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über ausgewertete Studien und Szenarien.....	53
Tabelle 2:	Korrelationsmatrix.....	65
Tabelle 3:	Kennwerte für den Ist-Zustand (kWh/m ² a) (verändert nach: Loga et al. 2015).....	79
Tabelle 4:	Kennwerte für den konventionell sanierten Zustand (kWh/m ² a) (verändert nach: Loga et al. 2015).....	79
Tabelle 5:	Kennwerte für den zukunftsweisend sanierten Zustand (kWh/m ² a) (verändert nach: Loga et al. 2015).....	79
Tabelle 6:	Einwohnerzahlen der Modellkommunen einschließlich der beiden Kommunenverbünde in Baden-Württemberg.	89
Tabelle 7:	Vergleich der Häufigkeiten für sehr kleine Werte der Wärmedichte dargestellt am Beispiel der Stadt Freiburg.	101
Tabelle 8:	Zuordnung von Giebelhöhen und Teilbewohnungsfaktoren zu Dachformen.....	108
Tabelle 9:	Auszug der Gebäudetypen in Geo-Basisdaten	110
Tabelle 10:	Überblick über die gewählten Parameter zur Beschreibung der Szenarien im Berechnungsmodul District Heating Potential – Economic Assessment.....	122
Tabelle 11:	Gegenüberstellung der aus den Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassen abgeleiteten Kennwerte für Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.....	138
Tabelle 12:	Abschätzung der Trassenlängen für die Landeshauptstadt Stuttgart	139
Tabelle 13:	Parameter im Berechnungsmodul District Heating Potential – Economic Assessment der Hotmaps-Toolbox für den Vergleich der Trassenlängen.....	148
Tabelle 14:	Abweichungen der berechneten Trassenlängen zur GIS-Trassenlänge	158
Tabelle 15:	Fünf Wärmebedarfsstufen zur Berechnung der Wärmebereitstellungskosten	163
Tabelle 16:	Übersicht über die berücksichtigten Versorgungsvarianten.....	165
Tabelle 17:	Überblick über die Dimensionierung der einzelnen Komponenten in den verschiedenen Versorgungsvarianten.	166
Tabelle 18:	Überblick über die Wärmelieferung der einzelnen Komponenten sowie die in den Speichern im Jahresverlauf gepufferten Wärmemengen.	166
Tabelle 19:	Relative Anteile der gelieferten Wärmemengen der einzelnen Komponenten sowie der im Jahresverlauf gespeicherten Wärmemengen.	167
Tabelle 20:	Überblick über die jährlichen Volllaststunden der einzelnen Komponenten sowie die Anzahl der Ladezyklen der Wärmespeicher.	168
Tabelle 21:	Randbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung.	174
Tabelle 22:	Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im Einfamilienhaus.....	176
Tabelle 23:	Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im kleinen Mehrfamilienhaus....	176
Tabelle 24:	Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im großen Mehrfamilienhaus. ...	177
Tabelle 25:	Randbedingungen für die Berechnung der Wärmeevollkosten von Einzelheizungen. .	177
Tabelle 26:	Erläuterung der Kurzbezeichnungen für die Wärmequellen zur Wärme- bereitstellung für Wärmenetze.	179
Tabelle 27:	Parameter für die Hotmaps-Toolbox zur GIS-gestützten Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze.....	180
Tabelle 28:	Überblick über die Fernwärmepotenziale für alle Modellkommunen.....	193

Tabelle 29:	Vergleich des Wärmebedarfs in Frankenthal und Bad Bergzabern auf der Basis von Hotmaps- und PETA-Daten.	198
Tabelle 30:	Vergleich der aufsummierten Wärmebedarfswerte für die Wohngebäude.	202
Tabelle 31:	Vergleich der Wärmeverteilungskosten für die hohe Anschlussgradiententwicklung.	206
Tabelle 32:	Aus den Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassen abgeleiteten Kennwerte für die Netze in Rheinland-Pfalz.	212
Tabelle 33:	Abschätzung des theoretischen Potenzials der Wärmenetze auf der Ebene der Trassenlängen. Überblick über die Werte der einzelnen Kommunen (Teil 1).....	233
Tabelle 34:	Abschätzung des theoretischen Potenzials der Wärmenetze auf der Ebene der Trassenlängen. Überblick über die Werte der einzelnen Kommunen (Teil 2).....	234

Zusammenfassung

Im Projekt ANSWER-Kommunal wurden drei Themengebiete betrachtet, die Bestandteil der kommunalen Wärmeplanung sind. Für alle drei Themen wurden neue Lösungswege entwickelt:

- Wärmebedarf und räumliche Verteilung der Wärmedichte
- Abschätzung von Trassenlängen und Liniendichten ohne detaillierte Netzplanung
- Ermittlung der Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen.

Ausgangspunkt für das Thema Wärmebedarf waren die Datenquellen PETA sowie der Wärmeatlas der Hotmaps-Toolbox. Beide Wärmeatlanten wurden nach einem ähnlichen Verfahren entwickelt, in das die jeweiligen nationalen Energiebilanzen sowie eine Vielzahl statistischer Daten einfließen. Die Hotmaps-Daten können für Untersuchungen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung frei genutzt werden, was bei PETA-Daten nicht der Fall ist. Die Genauigkeit der beiden Datensätze ist jedoch eingeschränkt.

Für eine Hand voll Kommunen standen zudem Daten aus dem bundesweiten Wärmeatlas 2.0 zur Verfügung. Da es sich um ein kommerzielles Produkt handelt, mussten die Daten aus Projektmitteln gekauft werden.

Dem gegenüber steht die in ANSWER-Kommunal entwickelte, innovative Berechnungsmethode für den Wärmebedarf von Wohngebäuden. Sie basiert auf der Anwendung von machine learning-Algorithmen (Random Forest). Diese dienen dazu, den Gebäudetyp und das Gebäudealter mit Hilfe zusätzlicher Datensätze zu bestimmen. Die Geometrie der Gebäude wird aus den ALKIS-Daten sowie aus LoD1- bzw. LoD2-Daten ermittelt. Das Ergebnis ist ein offener und flächendeckender Datensatz für den Wärmebedarf der Wohngebäude in Deutschland.

Als weitere Ergänzung erfolgte die Wärmebedarfsberechnung mit lokalen Daten. Die Methode wurde am Beispiel der Testkommunen in AP 7 entwickelt. Sie beruht auf der Anwendung verschiedener Input-Daten: ALKIS, LoD2, infas 360, Tabula, VDI 3807, BMWK-Kennwerte. Sofern es in den offiziellen Geobasisdaten differenzierte Angaben zu den Nutzungsarten gibt, ist es auch möglich, damit den Wärmebedarf der Nichtwohngebäude abzuschätzen.

Die bei der Anwendung der einzelnen Verfahren bzw. Wärmeatlanten sich ergebenden unterschiedlichen Wärmebedarfe wurden anhand von Diagrammen mit Summenwerten, mit Häufigkeitsverteilungen der Wärmedichte sowie mit Wärmedichtekarten aufgezeigt. Eine umfassende und endgültige Bewertung der verschiedenen Ergebnisse war im Rahmen von ANSWER-Kommunal noch nicht möglich.

Die Möglichkeit, die Trassenlänge und die Liniendichte von Wärmenetzen bereits während der Phase der kommunalen Wärmeplanung ohne detaillierte Wärmenetzplanung, hinreichend genau abschätzen zu können, ist eine wichtige Voraussetzung für die Berechnung der Wärmeverteilungskosten. Diese wiederum sind ein wichtiger Parameter bei der Analyse der Ausdehnung der Eignungsgebiete.

Das Konzept der effektiven Breite erlaubt eine Abschätzung der Trassenlänge mit Hilfe von Korrelationskurven, die auf empirisch gewonnenen Daten bestehender Wärmenetze beruhen. Wichtig ist dabei der Zusammenhang zwischen effektiver Breite (w) und plot ratio (pr). Da dieses Verfahren in einem der Berechnungsmodule der Hotmaps-Toolbox implementiert ist, konnten Szenarienanalysen zu Trassenlänge, Liniendichte und zu den Wärmeverteilungskosten für alle Kommunen schnell durchgeführt werden.

In parallel dazu laufenden Untersuchungen wurden die Trassenverläufe für mehrere verschieden große Kommunen mit Hilfe von GIS-Methoden berechnet und analysiert.

Auf der Basis dieser Trassenverläufe, die sich am öffentlichen Straßennetz orientieren, konnten umfangreiche Vergleiche mit dem Verfahren „effektive Breite“ durchgeführt werden. Dabei zeigte sich, dass die auf einzelne Hektarkacheln bezogenen Werte von w einer sehr großen Streuung unterliegen und ab $pr = 0,2$ praktisch nicht mehr ansteigen. Je nachdem welche der beiden mittlerweile vorliegenden Korrelationskurven $w = f(pr)$ zugrunde gelegt wird, erfolgt im Vergleich zu den ArcGIS/QGIS-Analysen eine Unter- oder Überschätzung der Trassenlängen und damit auch der Wärmeverteilungskosten.

Mit Hilfe der durch ArcGIS/QGIS-Werkzeuge berechneten Trassen war es zudem möglich, Kennwerte für die Trassenlängen von Wärmenetzen, aufgeteilt nach Hauptleitung, Hausanschluss und gesamter Trasse, abzuleiten.

Um die Nachteile des GIS-Verfahrens (höherer Zeitaufwand) und des Konzepts der effektive Breite (Ungenauigkeiten) zu überwinden, wurde schließlich ein drittes Verfahren zur Abschätzung der Trassenlänge getestet, das ebenfalls auf machine learning mit dem Random-Forest-Algorithmus beruht. Die ersten Ergebnisse, die sich auf rund 6.200 Hektarkacheln in Baden-Württemberg beziehen, waren sehr vielversprechend. Der große Vorteil dieses Verfahrens ist seine Massentauglichkeit: Mit relativ wenig Input könnte man Trassenlängen für sehr viele Kommunen ermitteln. Diese Daten könnten anschließend bundesweit für die kommunale Wärmeplanung zur Verfügung gestellt werden.

Um die Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze und komplementär dazu für Einzelheizungen zu ermitteln, werden drei Parameter benötigt:

- Wärmeverteilungskosten
- Wärmebereitstellungskosten (erneuerbare Energien, Abwärme)
- Wärmevollkosten für Einzelheizungen mit Wärmepumpen (Referenz)

Die Berechnung der Wärmeverteilungskosten baut auf der möglichst genauen Ermittlung des Wärmebedarfs und der Wärmedichtekarte einer Stadt auf. Zusätzlich muss die zu erwartende Einsparung infolge schrittweiser Wärmedämmung der Gebäude berücksichtigt werden. In ANSWER-Kommunal konnten diese Untersuchungen nur mit Hotmaps- und WAD-Daten durchgeführt werden.

Der zweite wichtige Parameter sind Trassenlängen bzw. Liniendichten. Die Kostenkurven für Wärmenetze basieren auf den Zahlen in der Hotmaps-Toolbox. Sie beruhen auf Daten skandinavischer Netze. Die Höhe der Anschlussgrade in den Wärmenetzen haben einen sehr großen Einfluss auf die Wärmeverteilungskosten.

Zur Berechnung der Wärmebereitstellungskosten müssen mehrere auf die lokalen Verhältnisse zugeschnittene Versorgungsoptionen, die jeweils mehrere Wärmequellen umfassen, analysiert werden. Die entsprechenden Technik- und Kostendaten wurden überwiegend dem dänischen Technikkatalog entnommen. Weitere Bestandteile der Analyse sind Jahresganglinien des Wärmebedarfs, der Solarstrahlung, der Umwelttemperaturen (Außenluft, Flüsse) sowie der Strompreise. Die Untersuchungen in ANSWER-Kommunal erfolgten exemplarisch für fünf verschiedene Wärmebedarfsstufen und ohne vorher durchgeführte Potenzialanalysen zu Erneuerbaren Energien und Abwärme.

Die Vollkosten von Einzelheizungen auf der Basis von Wärmepumpen wurden mit Hilfe der entsprechenden Daten des Technikkatalogs Baden-Württemberg bestimmt. Aus dem Vergleich dieser mit der Summe von Wärmebereitstellungskosten und Kosten für die Netzverluste, wurde der jeweilige Spielraum für die Wärmeverteilungskosten ermittelt.

Darauf aufbauend konnten in einem weiteren Analyseschritt die Grenzen der Eignungsgebiete ermittelt werden. Als Rechenwerkzeug kam die Hotmaps-Toolbox zum Einsatz.

Während der ersten Projektphase in Arbeitspaket 3, der Erarbeitung der Mindestanforderungen für kommunale Wärmepläne, tauchte eine Reihe von Fragen auf, zu denen die Antworten nicht von vornherein auf dem Tisch lagen:

1. Sind Wärmenetze eine robuste Lösung für die Wärmewende?
2. Ist langfristig ein chemischer Energieträger notwendig und in welchem Umfang?
3. Wie entwickeln sich die Gasnetze beim Ausbau der Erneuerbaren Energien auf 100 %?
4. Wie hoch muss die installierte Leistung flexibler KWK sein?
5. In welchem Ausmaß werden Wärmespeicher benötigt?

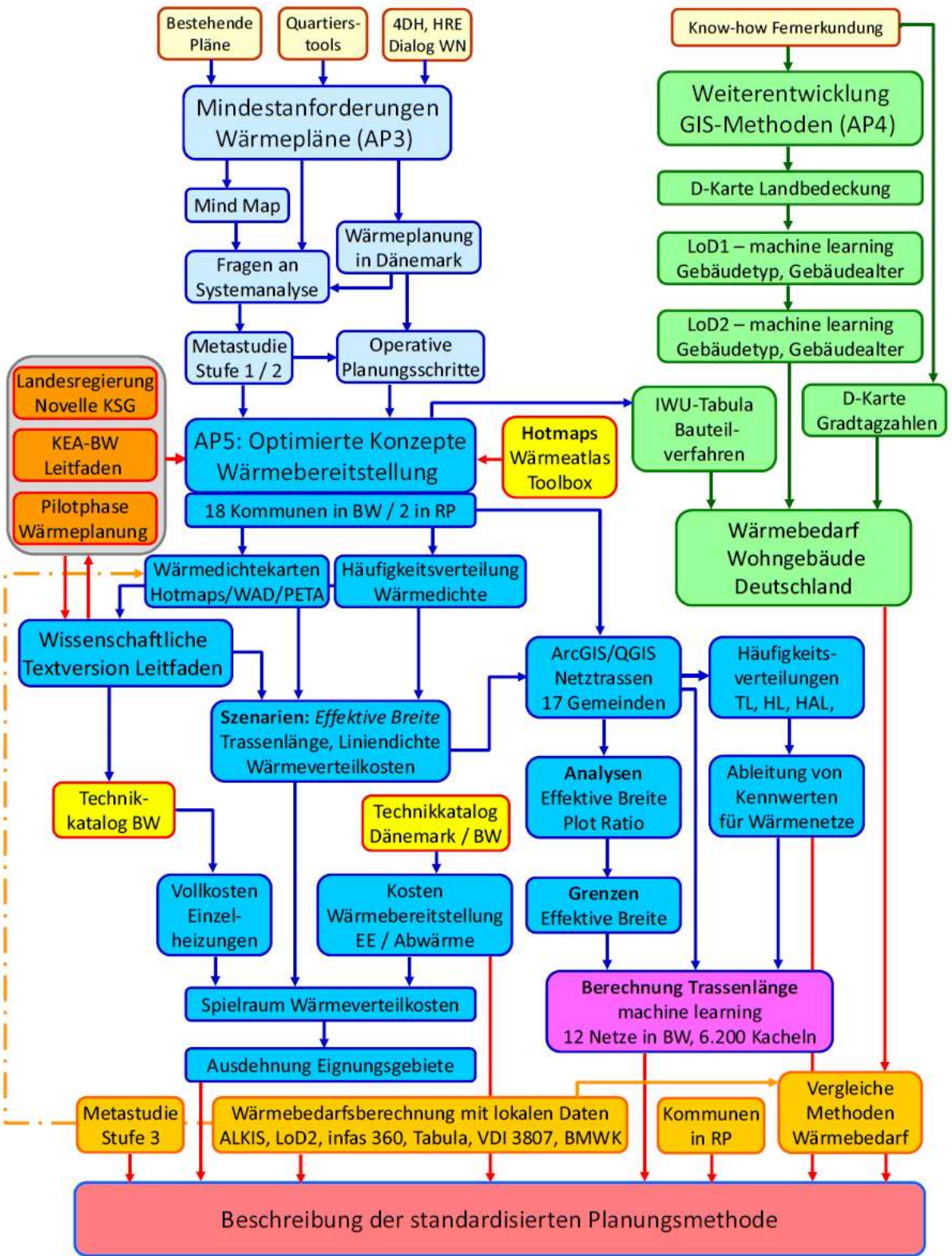
Die hier aufgelisteten Fragen richteten sich an die Energiesystemanalyse. Daraus entwickelte sich schließlich die Aufgabenstellung, mit Hilfe einer Metaanalyse verschiedene langfristig angelegte Energiesystemskennarien zu analysieren und zu vergleichen. Auf diesem Wege wurde versucht, den Antworten auf diese Fragen näher zu kommen.

Zusammenfassend konnte herausgearbeitet werden, dass die Wärmeversorgung zukünftig im Wesentlichen auf Wärmenetze und Wärmepumpen aufbauen wird. Aber wie hoch die jeweiligen Anteile zur Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs sein werden, war aufgrund der starken Streuung der Zahlen nicht herauszulesen. Es zeigte sich, dass die untersuchten Langfristszenarien im Allgemeinen dadurch geprägt sind, dass der Wärmesektor nicht so differenziert abgebildet wird, wie es für belastbarere Ergebnisse mit ausgeprägter Konvergenz notwendig wäre. Ein wichtiges Ergebnis der Metaanalyse ist deshalb, dass entsprechende Untersuchungen auf lokaler Ebene im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung durchgeführt werden müssen.

Die erzielten Ergebnisse in den drei Themenbereichen von ANSWER-Kommunal sowie die Erkenntnisse aus der Metaanalyse bieten die Grundlage für die Beschreibung der Merkmale der standardisierten Planungsmethode.

Die im Zuge von ANSWER-Kommunal angewandte Vorgehensweise und die erarbeitete Methodik können mit Hilfe des Graphical Abstracts auf der folgenden Seite visualisiert werden.

Graphical Abstract



1 Einleitung

Für die Energiewende bedarf es einer nachhaltigen und kostengünstigen Wärmeversorgung. Diese beruht für Kommunen auf dem intelligenten Zusammenspiel von Energieeinsparung, Effizienzsteigerung und erneuerbaren Energien. Eine Herangehensweise für eine konsistente, systematische und räumliche Analyse des Wärmeangebots und der Wärmenachfrage und deren Verknüpfung unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit der Stromversorgung existiert leider noch nicht.

Kommunale Wärmepläne sollen diese Herausforderung erfüllen und zielen darauf ab,

- die energetische Gebäudesanierung und eine effiziente Wärmeversorgung optimal miteinander zu verzahnen,
- Infrastrukturen wie Wärmenetze und Erdgasnetze koordiniert aus- beziehungsweise rückzubauen,
- die Nutzung standortgebundener Energien langfristig zu sichern, sowie
- Investitionssicherheit bei Investoren zu schaffen.

Dass kommunale Wärmepläne Früchte tragen können, zeigen die Erfahrungen aus Dänemark. Dort wurde bereits nach der ersten Ölkrise Ende der 1970er-Jahre flächendeckend mit kommunaler Wärmeplanung begonnen. Dies hat zu einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung an der Wärmeversorgung geführt, besonders in den dort weit verbreiteten Wärmenetzen. Außerdem konnte sich Dänemark auf diese Weise innerhalb von rund 15 Jahren von der Abhängigkeit von Erdölimporten lösen. Es ist erklärtes Ziel der dänischen Regierung, dass bis 2035 die gesamte dänische Wärmeversorgung auf erneuerbaren Energien basieren soll.

Angeregt durch die positiven Erfahrungen in Dänemark sowie Impulse auf EU-Ebene z.B. durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) und die Energieeffizienz-Richtlinie (2012/27/EU) gibt es auch in Deutschland diverse Initiativen zur Einführung von kommunalen Wärmeplänen, so z.B. die Verpflichtung zur Erstellung und Fortschreibung kommunaler Wärmepläne in Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein (siehe insbesondere Bfee, 2022). Vor Projektbeginn haben erste Kommunen bereits auf freiwilliger Basis eine Wärmeplanung initiiert oder zumindest integrierte Wärmenutzungskonzepte für Stadtteile erstellen lassen. Zu Projektbeginn, anders als in Dänemark, mangelt es hierzulande jedoch noch an klaren Vorgaben für diese kommunalen Wärmepläne, so dass sich diese häufig hinsichtlich Qualität und Zielsetzung unterscheiden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung bestimmter Technologien (z.B. regenerativ gespeiste Wärmenetze), der Interdependenzen mit dem Stromsystem sowie der Systemgrenzen bei der Bestands- und Potenzialanalyse (z.B. Allokation überregionaler Biomassebestände, Berücksichtigung der örtlichen Industrie).

An diesem Punkt setzt das hier skizzierte Vorhaben ANSWER-Kommunal an mit dem Ziel der Entwicklung eines übertragbaren, standardisierten Analyse- und Ergebnisrasters für kommunale Wärmepläne. Dieses soll einen raschen Vergleich der Wärmepläne sowohl untereinander als auch mit den Zielen der Bundesregierung ermöglichen.

Damit sind folgende Vorteile verbunden:

- Aufgrund einer einheitlichen Vorgehensweise lassen sich die Klimaschutzbeiträge der einzelnen Wärmepläne zur Landessumme aggregieren, die weder Doppelzählungen noch Lücken enthält;

- Ein raumbezogener Ansatz (z.B. auf einem einheitlichen Raster) ermöglicht auch, die nationalen Ziele zum Klima- und Ressourcenschutz so auf jede einzelne Gemeinde herunterzubrechen, dass eine faire Lastenaufteilung unter Berücksichtigung der örtlich vorliegenden Randbedingungen wie dem lokalen Potenzial erneuerbarer Energien oder den Bebauungs- und Wärmebedarfsstrukturen erfolgen kann;
- Das Raster bietet den Kommunen fachliche Unterstützung bei der Erstellung der Wärmepläne, z.B. hinsichtlich Datenbereitstellung und Konzepterstellung;
- Gegenüber einem individuellen Handeln jeder einzelnen Kommune können Wärmepläne mit Hilfe eines übertragbaren, koordinierten Ansatzes kostengünstiger erstellt werden.

Das zu erstellende Raster soll einerseits die heterogenen örtlichen Gegebenheiten in den Kommunen berücksichtigen und andererseits vergleichende Aussagen zum unterschiedlichen Fortschritt einzelner Kommunen bei der Umsetzung der Energiewende im Wärmebereich zulassen. Zu diesem Zweck sind methodische Weiterentwicklungen für die Wärmebedarfsanalyse sowie für die Erstellung von Wärmeversorgungskonzepten erforderlich. Die Erfahrungen aus Dänemark, die dort im Zusammenhang mit der kommunalen Wärmeplanung gemacht wurden, sollen in die Untersuchung mit einfließen.

1.1 Projektstruktur

Bestandteil der Gesamtvorhabenbeschreibung war eine Projektstruktur, die während der Ausarbeitung des Projektantrags entwickelt wurde. Die wesentlichen inhaltlichen Arbeiten verteilen sich auf die Arbeitspakete 3 bis 7 (siehe Abbildung 1)

Die Überschriften von einigen Hauptkapiteln in diesem Bericht beziehen sich direkt auf die Bezeichnungen der Arbeitspakete.

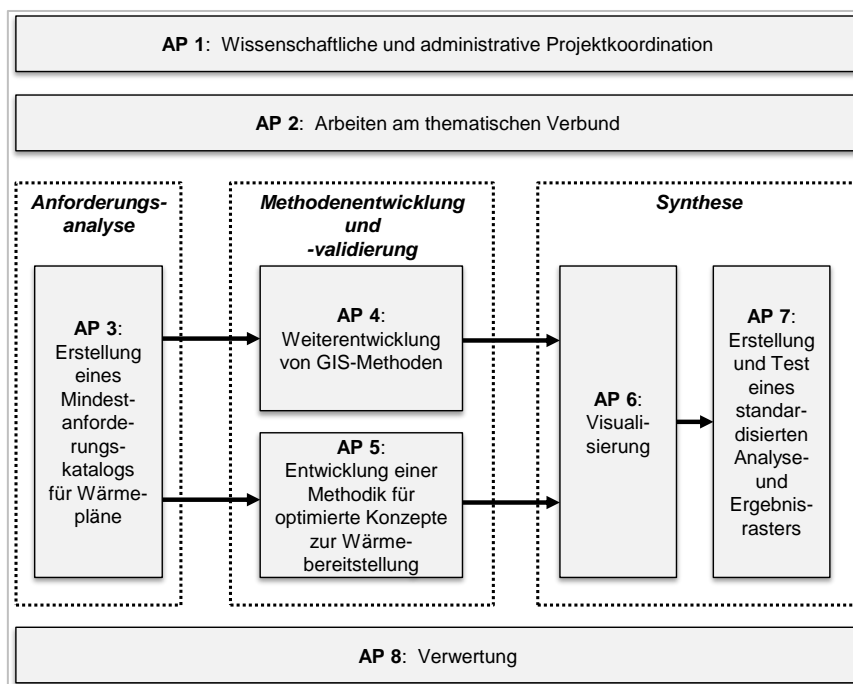


Abbildung 1: Überblick auf die Projektstruktur von ANSWER-Kommunal

2 Mindestanforderungskatalog für standardisierte und wirksame Wärmepläne (AP 3)

2.1 Einstieg in das Thema

2.1.1 Ausgangssituation

Zum Zeitpunkt der Durchführung dieses Arbeitspakets (ab Anfang 2018) war die Datenlage zur kommunalen Wärmeplanung in Deutschland noch sehr dünn. In Baden-Württemberg lagen trotz eines entsprechenden Bausteins im Förderprogramm Effiziente Wärmenetze nur vereinzelt Beispiele kommunaler Wärmepläne vor. Dasselbe war zu diesem Zeitpunkt auch in den meisten anderen Bundesländern zu beobachten. Auch das, was in Bayern seit 2012 als sogenannter Energienutzungsplan aufgrund der attraktiven Förderung des Freistaats von nicht wenigen Gemeinden in Auftrag gegeben worden war, muss unter dem Blickwinkel der Anforderungen an eine strategische Wärmeplanung (Erarbeitung eines umfassenden lokalen Wärmewendeszenarios) als unvollständig bezeichnet werden.

Häufig zu finden waren dagegen die von der KfW geförderten Quartierskonzepte, deren Untersuchungsgebiet sich jedoch nicht auf die komplette Kommune, sondern nur auf ein einzelnes Viertel einer Stadt oder einer kleineren Gemeinde erstreckt. Größe und Umfang der Quartiere fielen dabei jedoch sehr unterschiedlich aus. Von einer umfassenden strategischen kommunalen Wärmeplanung waren diese Quartierskonzepte, allein ihres Ansatzes wegen, ebenfalls weit entfernt.

Ganz anders sah 2018 die Situation in Dänemark aus, wo alle Kommunen seit Ende der 1970er-Jahre zur kommunalen Wärmeplanung verpflichtet sind. Unter diesen Bedingungen wurde in unserem nördlichen Nachbarland ein sehr großer Erfahrungsschatz aufgebaut, der im Rahmen von ANSWER-Kommunal näher analysiert und betrachtet wurde. Dies erfolgte mit dem Ziel, diesen für die gerade beginnende Entwicklung in Deutschland nutzbar zu machen (siehe Kapitel 2.3).

2.1.2 Schrittweise Annäherung an den Mindestanforderungskatalog

Mit der Entwicklung einer Mindmap während der ersten Phase des Projektlaufs, wurde der Versuch unternommen, die Anforderungen an die kommunale Wärmeplanung sowie deren wesentlichen Bestandteile zu strukturieren und in einer Form zu dokumentieren, die leicht geändert werden kann (Abbildung 2).

Insgesamt sechs Hauptstränge wurden zu diesem Zeitpunkt als Bestandteile der Wärmeplanung identifiziert und in die Mindmap aufgenommen:

- „Wärmebedarf“ – Szenario zur zeitlichen Entwicklung des Energiebedarfs und dessen Auswirkungen auf die Bereitstellung mit Wärme-/Kältenetzen
- Ermittlung der Potenziale erneuerbarer Energien
- GIS-System
- Szenario zur zeitlichen Entwicklung der Energieversorgungsstruktur
- Integrierte, energetisch optimierte Stadtplanung
- Szenario zur zeitlichen Entwicklung des übergeordneten regionalen und nationalen Energiesystems.

Dabei spielten die Fragen nach der Struktur und Funktionsweise des zukünftigen Energiesystems, das geprägt ist durch hohe Anteile erneuerbarer Energien, sowie dessen Auswirkungen auf die kommunale Wärmeplanung eine zentrale Rolle. Letztendlich ging es darum, herauszuarbeiten, wie die kommunale Wärmeplanung in diesen übergeordneten Rahmen eingebettet werden muss.

Das heißt, welche Bedingungen müssen von oben her (top-down) für die kommunale Wärmeplanung vorgegeben werden, damit die lokale Transformation den optimalen Beitrag für das dekarbonisierte Energiesystem auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene leistet.

Darüber hinaus stellte sich die Frage, ob es begründete Prämissen gibt, auf denen die kommunale Wärmeplanung jeweils vor Ort aufbauen kann. Die hier skizzierten Diskussionen führten schließlich zum Ausformulieren einer Reihe von Fragen, die an die Energiesystemanalyse gerichtet wurden (siehe Kapitel 2.1.3).

2.1.3 Prämissen und Rahmenbedingungen für die kommunale Wärmeplanung

Prämisse 1: Wärmenetze sind eine robuste Lösung

Diese Prämisse sagt aus, dass Wärmenetze für die Dekarbonisierung des Energiesystems eine unverzichtbare und grundlegend wichtige Lösung in der Entwicklungsperspektive bis 2050 darstellen.

Daraus ergibt sich die logische Schlussfolgerung, dass für die standardisierte kommunale Wärmeplanung eine Methodik bzw. ein Verfahren erarbeitet werden muss, mit dem die für den Bau von Wärmenetzen geeigneten Siedlungsgebiete unter Berücksichtigung technischer, betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Kriterien festgelegt werden können.

Prämisse 2: Langfristig ist ein strombasierter Energieträger notwendig

In einem Energiesystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbaren Energien bzw. einem Energiesystem, das zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert, sind regenerative synthetische Brennstoffe ein unverzichtbarer Bestandteil.

Dies ist z. B. eine zentrale Aussage, die im internationalen Forschungsschwerpunkt 4. Generation Wärmenetze, koordiniert von der Universität Aalborg in Dänemark, herausgearbeitet wurde (Lund, 2012-2018); (Lund, et al., 2018 S. 147-159).

Wie entwickeln sich die Gasnetze bei 100 % Erneuerbarer Energien?

Werden in einem Energiesystem mit 100 % erneuerbaren Energien nur noch die Hoch- und Mitteldruckleitungen für den Transport von synthetischem Methan und Wasserstoff benötigt sowie die bereits vorhandenen großen Speicherkapazitäten? Was passiert mit den Niederdrucknetzen, mit denen bislang die Feinverteilung in die Wohn- und Gewerbegebiete erfolgte?

Flexible KWK-Leistung zur Erzeugung der Residuallast

Grobe Abschätzung für Deutschland: Die aufsummierte KWK-Leistung in den Heizzentralen der Wärmenetze muss ungefähr die heutige Stromhöchstlast von rund 80 GW abdecken können. Das heißt, die KWK wird in Zukunft von den Bedürfnissen des Stromsektors her definiert.

Die Planung der KWK-Leistungen ist deshalb nicht ausschließlich auf lokaler Ebene möglich. Vielmehr benötigt die kommunale Wärmeplanung Vorgaben dafür, die unter dem Blickwinkel der Optimierung des Gesamtsystems gemacht werden.

Frage: Wie kommen wir zu diesen Vorgaben? Ist es möglich, diese Vorgaben durch Anwendung von Verfahren der Energiesystemanalyse zu erarbeiten?

Ausreichende Kapazität der Wärmespeicher

Ein kurzer Blick auf die Vorgehensweise in Dänemark: Die Bandbreite der Kapazitäten der Wärmespeicher, die in Wärmenetze integriert sind, erstreckt sich von 3 Stunden bis 5 Tage bezogen auf den Wärmebedarf im Netz. Saisonale Speicher werden dann gebaut, wenn hohe solare Deckungsgrade von mehr als 40% des jährlichen Wärmebedarfs erreicht werden sollen. Die Langzeitspeicher werden dann jedoch nicht nur mit solarer Wärme geladen, sondern meistens multivalent aus verschiedenen Wärmequellen gespeist.

Die Summe des thermischen Speichervolumens sollte deshalb so groß sein, dass Wind- und Solarstrom in ausreichenden Mengen über Power-to-heat im Wärmesektor genutzt werden kann (Einsatz von Großwärmepumpen und Elektroboilern in Wärmenetzen).

Der Speicher für das lokale Fernwärmesystem wird zwar aufgrund der lokalen Erfordernisse und Randbedingungen dimensioniert, allerdings ist die Summe des thermischen Speichervolumens eine übergeordnete Planungsgröße, die aus den Erfordernissen des Gesamtsystems abgeleitet werden muss. Die Frage lautet deshalb, wie viele thermische Speicher und welches Speichervolumen werden insgesamt benötigt.

2.1.4 Erste Schlussfolgerungen und weiteres Vorgehen

Die hier skizzierten Prämissen und Fragen waren die Motivation dafür, verschiedene Studien zur Entwicklung des Energiesystems zu analysieren und miteinander zu vergleichen, um damit Antworten auf die Fragen zu finden. Dieser Arbeitsschritt erhielt die Bezeichnung Metaanalyse von Energieziel-systemen. Die Durchführung der Metaanalyse erfolgte ab Frühjahr 2019 in drei verschiedenen, zeitlich aufeinander folgenden Stufen (siehe Kapitel 3).

Die Ergebnisse der ersten Stufe der Metaanalyse, die im April 2019 vorlagen, lieferten hinsichtlich der beiden zu Beginn dieses Abschnitts formulierten Prämissen keine eindeutigen Aussagen:

- Prämisse 1 „Wärmenetze sind eine robuste Lösung“ → War über die Bandbreite der Studien hinweg nicht eindeutig belegbar
- Prämisse 2 „Chemischer Energieträger langfristig notwendig“ → war aus den Studien nicht verifizierbar, zumindest nicht für den Wärmesektor

Aufgrund der fehlenden Eindeutigkeit der verschiedenen Langfristenergieszenarien für Deutschland, war es nicht möglich, klare und eindeutige Antworten auf die oben formulierten Fragen zu geben. Eine weitergehende Diskussion dieses Spannungsfeldes vor dem Hintergrund der in ANSWER-Kommunal erzielten Ergebnisse ist Bestandteil des Kapitels 7.1.

Während der an die erste Stufe der Metaanalyse im Projektverlauf anknüpfenden inhaltlichen Diskussion wurde schließlich entschieden, die Aussagen der Metaanalyse zunächst im Raum stehen zu lassen und eine weitere Annäherung an den Mindestanforderungskatalog von einer anderen Seite her zu verfolgen. Das führte dazu, die Anforderungen an die kommunale Wärmeplanung aus dem Blickwinkel der operativen Planungsschritte zu beschreiben, wobei Wärmenetze als wichtige Infrastruktur einbezogen wurden (siehe Kapitel 2.2).

2.2 Operative Schritte der kommunalen Wärmeplanung

Der Inhalt dieses Kapitels basiert auf einer während des Projektverlaufs erstellten Zwischendokumentation aus dem Zeitraum Juni/Juli 2019. Alle innerhalb des Textes vorkommenden zeitlichen Bezüge sind deshalb in Relation zum Zeitpunkt der Entstehung dieser Ausarbeitung zu betrachten.

2.2.1 Wärmebedarf der Kommune – heutiger Wärmebedarf

Festlegung des Untersuchungsgebiets

Wärmeplanung wird prinzipiell für die gesamte Kommune erstellt. Gewerbegebiete müssen enthalten sein. Bei Kommunen, die aus mehreren Teilorten bestehen, werden die Teilorte (räumlich getrennte geschlossene Siedlungsgebiete) einzeln analysiert.

Es ist sinnvoll, Siedlungsgebiete von Großstädten in sinnvolle Teilgebiete aufzuteilen und die Ergebnisse am Ende zusammenzufassen. Verwaltungseinheiten die räumlich zusammenhängen, sollten gemeinsam betrachtet werden.

Datenquellen für den Wärmebedarf

Welcher Wärmeatlas ist für die Analyse vor Ort der richtige? Für Deutschland gibt es derzeit folgende einheitliche Datenquellen:

- PETA 4.3
- Wärmeatlas Deutschland 2.0 (kostenpflichtig)
- Hotmaps (Entwicklung im Juli 2019 noch nicht abgeschlossen)
- Sonstige (Ergebnisse HeizCheck CO₂-Online; J. Hengstenberg; 200.000 MFH und EFH für Baden-Württemberg)

In Baden-Württemberg kommt hinzu:

- Energieatlas BW (LUBW)

Entwicklung in ANSWER-Kommunal: Ausarbeitung einer Methode zur Bestimmung des räumlich aufgelösten Wärmebedarfs mit Hilfe von **hochaufgelösten Geodaten**, die in kurzen Zeitabständen aktualisiert werden können (Arbeitspaket 4).

Lokaler Wärmeatlas

Durch Zusammenführen der Daten aus dem Liegenschaftskataster (ALK) und den oben genannten Wärmebedarfsdaten kann die erste Version des lokalen Wärmeatlas erstellt werden.

Prüfen der Vollständigkeit: Wurden alle Wärmesenken vor Ort erfasst?

Ergänzung der vorhandenen Datenlücken (z.B. NWG im Energieatlas BW). Nutzung lokal erhobener Verbrauchsdaten.

Wenn lokale Verbrauchswerte vorhanden sind, sollten berechnete Werte aus Version 1 ersetzt werden. Mögliche Quellen für konkrete Verbrauchswerte:

- Gasversorger, Stromversorger
- Stadt (eigene Liegenschaften)
- Wohnungsbaugesellschaften
- Größere Gewerbe sollten auf jeden Fall angefragt werden.

Umfragen zu Verbrauchswerten sind vor allem in großen Kommunen aufwändig und liefern unter Umständen nicht ausreichend genaue Ergebnisse.

Zusätzlicher Bestandteil des lokalen Wärmeatlas sind die Abwärmequellen aller Art. Klären, ob dieser Punkt unter Potenzialermittlung extra bearbeitet werden soll!

Bei der Überarbeitung kommunaler Wärmepläne zu einem späteren Zeitpunkt, ist es sinnvoll die lokalen Wärmebedarfsdaten weiter zu präzisieren. Dafür werden in der Regel andere Datenquellen und Methoden als großflächige Wärmeatlanten notwendig sein.

Wärmebedarfsdichte oder Wärmedichte

Definition: Auf die Bodenfläche bezogener Wärmebedarf. Mögliche Bezugsgrößen können sein:

- Gemarkung
- Siedlungs- und Verkehrsfläche der gesamten Kommune oder von Teilgebieten
- Grundstücksfläche
- Baublöcke
- Flächen eines definierten Rasters
- Benachbarte Flächen in einem definierten Umkreis mit konstantem Radius

Anschließend wird die Wärmebedarfsdichte für die gewählte Bezugsgröße berechnet.

Darstellung der lokalen Wärmedichte in einer GIS-Karte als ein Layer des kommunalen Wärmeatlas.

Zusätzliche Karten ergeben sich, wenn Wärmebedarfsszenarien für die zukünftige Entwicklung betrachtet werden.

Farbskala der Karten: Die Intervallgrenzen sollten sich an der Eignung des Teilgebiets für den Bau von Wärmenetzen orientieren. Mindestens drei Intervalle sollten definiert werden:

- Höchstwahrscheinlich nicht geeignet
- Möglicherweise geeignet
- Sehr wahrscheinlich geeignet

Zusätzliche Darstellung wie hoch der mögliche Anteil von Wärmenetzen in einer Kommune sein kann (Beispiel: PETA 4.3 „Recommended DH Levels“).

2.2.2 Wärmebedarf der Kommune – Zukünftige Entwicklung

Die Entwicklung des Wärmebedarfs hat ggf. einen großen Einfluss auf Ausdehnung und Wirtschaftlichkeit geplanter Wärmenetze.

Parameter, die Einfluss auf den Wärmebedarf haben:

- Gebäudesanierung
- Änderungen am Gebäudebestand (Neubau, Nachverdichtung)
- Nutzergewohnheiten
- Neuansiedlung oder Abwanderung von Betrieben; Schwankungen beim Energiebedarf in Betrieben durch Effizienzmaßnahmen, Produktionsschwankungen, etc.
- Klimawandel

Berechnung der Szenarien in Abhängigkeit der lokalen Randbedingungen über einen Zeitraum von 20 Jahren (siehe unten). Dabei müssen Änderungen im Wohngebäudebestand und bei Betrieben berücksichtigt werden.

Das neue Klimaschutzgesetz in BW sieht vor, dass ein Zielszenario für das Jahr 2050 erstellt werden muss. Das Szenario zur zukünftigen Entwicklung und zur Deckung des Wärmebedarfs muss denselben Zeitraum erfassen.

Eine Prüfung und Überarbeitung der Wärmebedarfsszenarien in regelmäßigen Abständen (z. B. alle drei bis fünf Jahre) ist notwendig.

2.2.3 Zukünftige Entwicklung des Strombedarfs

Über die Sektorkopplung Strom – Wärme steht die kommunale Wärmeplanung in enger Wechselwirkung zum Strommarkt. Demzufolge ist die Entwicklung des Strombedarfs eine wichtige Größe bei der lokalen Energieplanung.

Bei der Ermittlung des zukünftigen Strombedarfs muss zwischen den heute üblichen Anwendungsbereichen Antriebe, Licht, Prozesswärme, IT und den zukünftig zusätzlichen Anwendungen in Verkehr und Wärmeversorgung unterschieden werden.

Je nach Sektor (Industrie, GHD, Haushalte, Verkehr) können unterschiedliche Einsparpotenziale realisiert werden. Demgegenüber sind im Verkehr, in der Wärmeversorgung durch Power to Heat sowie durch die Herstellung synthetischer Energieträger (PtX) erhebliche Steigerungen des Stromverbrauchs zu erwarten.

Die Einsparpotenziale können auf lokaler Ebene ermittelt werden, während für die Entwicklung des zusätzlichen Strombedarfs auf Planungen und Szenarien auf regionaler und nationaler Ebene zurückgegriffen werden muss.

2.2.4 Analyse der bestehenden Infrastruktur

Zur Definition von Vorranggebieten für Wärmenetze ist das Wissen über die bestehende Infrastruktur hilfreich.

Aufgabenstellung: Wie wird der Wärmebedarf heute bereitgestellt?

Erfasst werden müssen:

- Wärmenetze (Nah- und Fernwärme)
- Heizzentralen
- Thermische Speicher
- Einzelheizungen in großen Objekten (inkl. KWK)
- Gasnetze (auch für Flüssiggas)
- Gasspeicher
- Gebiete mit Stromheizungen
- Bestehende größere Erzeugungsanlagen (Biogas, Holz, Müll, etc.)
- Große thermische Solaranlagen
- Bereits erschlossene Abwärmequellen (Industrie, Abwasser)
- Art und räumliche Verteilung der Einzelheizungen (Zensusdaten, Schornsteinfegerdaten)

Neben den Informationen über Lage und Trassenverlauf sind auch technische Daten (Leistung, Trassenlänge, Dimensionierung, etc.) sinnvoll.

Grafische Darstellung der bestehenden lokalen Infrastruktur in GIS-Karten als ein Layer des kommunalen Wärmeatlas.

Verfügbare Informationen im Energieatlas BW dazu sind bei weitem nicht ausreichend.

Datenquellen für die Erfassung der bestehenden Infrastruktur sind Energieversorger, Stadtwerke, Netzbetreiber und Anlagenbetreiber.

Im Entwurf des Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg vom 31.07.2019 ist eine entsprechende Verpflichtung zur Bereitstellung der Daten vorgesehen (z.B. Energieversorger, Schornsteinfeger).

2.2.5 Potenziale erneuerbarer Energien

Überblick

Grundsätzlich sollen alle lokalen Potenziale erhoben werden. Je nach Energiequelle wird sich die für die Energieplanung erforderliche Genauigkeit unterscheiden:

- Große Solarthermie (Freiland)
- Solarthermie auf Dächern
- Biomasse (nachwachsende Rohstoffe, organische Abfälle, Deponiegas, Klärgas)
- Tiefe Geothermie
- Oberflächennahe Geothermie (Erdwärme, Erdsonden, Brunnen, Grundwasser)
- Umweltwärme (Oberflächengewässer, Außenluft, Tunnelwärme etc.)
- Abwärme (Industrie, Gewerbe, Abwasser)
- Windkraft
- PV (Freiflächen, Dach- und Fassadenflächen)
- Wasserkraft

2.2.6 Erhebung der Einzelpotenziale erneuerbarer Energien

Im Rahmen der lokalen Wärmeplanung müssen folgende Energiequellen genauer analysiert werden:

Freiflächen-Solarthermie

Die Anlagen liefern einen hohen Flächenertrag, müssen aber, im Gegensatz zu PV-Freiflächen, möglichst siedlungsnah errichtet werden. Bei richtiger Dimensionierung und Planung liefern die Anlagen langfristig preisgünstige Wärme.

Auf dem Markt werden überwiegend Flachkollektoren und Röhrenkollektoren angeboten. Vereinzelt gibt es auch System mit konzentrierenden Absorbern (Parabolrinnen). Die Auswahl hängt von der erforderlichen Netztemperatur ab.

Oft werden Freiflächenanlagen mit großen saisonalen Speichern kombiniert, die ebenfalls einen nicht unerheblichen Flächenbedarf aufweisen.

Abwärme (Industrie, Gewerbe, Abwasser)

Abwärme ist in vielen Fällen eine sehr kostengünstige Wärmequelle.

Als erstes müssen alle Abwärmequellen oder geeignete Abschnitte von Abwasserkanälen punktgenau (georeferenziert) identifiziert werden. Festgestellt werden müssen das Temperaturniveau, Kosten der Erschließung und die Entfernung zu möglichen Wärmenetzen oder Einzelabnehmern.

Bei industrieller und gewerblicher Abwärme muss beachtet werden, dass unternehmerische Entscheidungen die Verfügbarkeit der Wärmequelle kurzfristig beeinflussen können. Bei der Planung sollte deshalb schon frühzeitig an alternative Möglichkeiten gedacht werden.

Geothermie

Für tiefe und oberflächennahe Geothermie liegen verschiedene Potenzialstudien vor. Für oberflächennahe Geothermie können aufgrund der Studien Risikogebiete ausgeschlossen werden. Die Nutzung tiefer Geothermie muss vor Ort durch Probebohrungen verifiziert werden.

Umweltwärme

Die Eignung von Oberflächengewässern als primäre Wärmequelle von Großwärmepumpen muss in Abstimmung mit den einschlägigen Behörden geklärt werden.

Bei den folgenden Energiequellen genügt für die Energieplanung eine eher überschlägige Abschätzung der lokalen Potenziale.

PV-Freiflächen

Für die PV stehen einerseits die Dächer und Fassaden von Gebäuden zur Verfügung. Betrachtet man verschiedene Langfristszenarien zur Energieversorgung, wird in Deutschland zukünftig eine installierte PV-Leistung von 200 GW oder sogar bis zu 300 GW erforderlich sein. In Relation zu den insgesamt rund 20 Millionen Gebäude bedeutet das, dass auf bzw. an jedem Gebäude mindestens 10 kWp oder bis 15 kWp installiert werden müssen.

Aus diesen Zahlen lässt sich leicht ableiten, dass auch eine Reihe von PV-Freilandanlagen errichtet werden müssen, wofür Standorte erforderlich sind (allerdings nicht unbedingt in Siedlungsnähe).

Dachflächen

Die für solare Nutzung geeigneten Dachflächen sind aus einschlägigen Dachflächenkatastern verfügbar. Eine getrennte Erhebung nach Solarthermie und PV ist nicht notwendig.

Bei Gebäuden, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, ist eine Solarthermieanlage auf dem Dach nicht sinnvoll. Aufgrund der erforderlichen hohen PV-Leistungen (siehe Abschnitt PV-Freiflächen) gibt es auf den Dachflächen von Gebäuden, die nicht über Wärmenetze versorgt werden, eine Konkurrenz zwischen PV und Solarthermie.

Wenn Solarthermie auf dem Dach für die Warmwasserbereitung eine Option darstellt, wird der Flächenbedarf für die Anlage aufgrund der Personenzahl im Haus festgelegt.

Holz

Die Gewinnung von Energieholz aus dem Wald ist eine von mehreren Nutzungen im Rahmen der Waldbewirtschaftung. Die Potenzialermittlung kann sich auf eine überschlägige Erfassung von Waldrestholz beschränken. Die bereits bestehende Gewinnung von Brennholz und Hackschnitzeln ist zu berücksichtigen.

Bei einer überschlägigen Potenzialermittlung für Energieholz auf der Grundlage der Waldfläche in der Gemarkung ist zu berücksichtigen, dass strukturelle Faktoren, wie z. B. mangelnde Bewirtschaftung im Kleinprivatwald, die Zahlen stark beeinflussen können.

Die Potenziale für Landschaftspflegeholz und Straßenbegleitgrün spielen aufgrund der geringen verfügbaren Mengen keine große Rolle bei der Wärmeplanung.

Anbaubiomasse

Die Gewinnung von Anbaubiomasse steht in Konkurrenz zu Nahrung und Rohstoffen. Zur Abschätzung des Energiepflanzenpotenzials ist eine ganz grobe Abschätzung in Form eines Anteils der landwirtschaftlichen Flächen (10% - 20%) ausreichend. Mais und Kurzumtriebsplantagen liefern z. B. ca. 50 MWh/ha.

Windenergie

Die Flächeneignung wurde bereits in diversen Windatlanten dokumentiert (z.B. neuer Windatlas Baden-Württemberg). Für die Energieplanung ist aber eher eine Abschätzung der tatsächlich realisierbaren Anlagen in der Kommune durchzuführen.

Wasserkraft

Das Potenzial ist in der Regel ausgeschöpft. Durch die Erneuerung alter bestehender Anlagen können 10% bis 20% Leistungssteigerung erzielt werden.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nimmt zurzeit ab, da die Schüttung der Flüsse nachlässt. Die neu zu erschließenden Mengen sind für die langfristige Energieplanung nicht von Bedeutung. Deshalb reicht eine überschlägige Abschätzung.

2.2.7 Entwicklung von Eignungsgebieten für Wärmenetze

Welche Arbeitsschritte sind dabei von Bedeutung?

- Ökonomische Absicherung der Netze über hohe Anschlussgrade
- Deshalb Eignungsgebiete festlegen.
- Man darf es nicht dem Zufall überlassen, dass irgendwo lediglich suboptimale Wärmenetze entstehen
- Konkurrenz zu Gasnetzen berücksichtigen.
- Wenn ein Eignungsgebiet festgelegt wurde, hat die Kommune das Recht eine Fernwärmesatzung zu verabschieden (Anschluss- und Benutzungszwang; Transparenz).
- Erster Schritt: Festlegung von Eignungsgebieten landesweit oder regional mit einheitlichem Verfahren.
- Übergabe der Ergebnisse des ersten Schritts an die Kommunen als Grundlage für die weitere kommunale Planung.

Anmerkungen zur Begründung für den Bau von Wärmenetzen

- Ausgangspunkt: Wärmenetze können wirtschaftlich Wärme liefern
- Abwärmenutzung nur über Netze; trägt zur strukturellen Effizienz bei
- Effiziente KWK nur über Netze (Biomasse, synthetische Brennstoffe)
- Große Solarthermie und Geothermie nur über Netze möglich
- Große thermische Speicher (kostengünstiger als Stromspeicher) nur als Teil von Wärmenetzen realisierbar
- Weitere Argumente?

Vorgehensweise bei der Identifikation von Eignungsgebieten

Die Festlegung von Eignungsgebieten für Wärmenetze sollte ohne Berücksichtigung der derzeit vorhandenen Versorgungsinfrastruktur erfolgen.

Die erste Grundlage dafür sind die vorher erstellten Wärmedichtekarten aus dem lokalen Wärmealas (siehe Abschnitt „Wärmedichte“).

Aus den Wärmebedarfsdichten und den Verlegekosten ergeben sich die Wärmeverteilungskosten von Wärmenetzen bezogen auf die Wärmemenge [z. B. in €/GJ oder €/MWh]. Ein Ansatz für durchschnittliche Verlegekosten wurde z. B. im EU-Projekt Heat Roadmap Europe entwickelt.

Diese durchschnittlichen Verlegekosten sollten überprüft und ggf. durch lokal gültige Werte ersetzt werden (Erfahrungswerte aus bestehenden Netzen, etc.).

Als nächster Schritt wird eine GIS-Karte mit den Wärmeverteilungskosten erstellt. Als Bezugsflächen können dieselben Parameter wie im Abschnitt „Wärmedichte“ verwendet werden.

Für die Festlegung von Vorranggebieten müssen Kostenkriterien definiert werden. Durch Anwendung der Kostenkriterien kann anschließend eine GIS-Karte der Wärmeverteilungskosten erstellt werden.

Anhand der Karte können anschließend die Prioritäten für die schrittweise Entwicklung von Wärmenetzen in der Kommune festgelegt werden. Dabei müssen städtebauliche Planungen und lokale Faktoren berücksichtigt werden. Beispielsweise Koordination des Baus von Wärmenetzen mit anderen Bauvorhaben (Straßenbau, Quartierssanierung, Neubaugebiete, Stadtkernsanierung, Budgetrestriktionen).

2.2.8 Entwicklung der lokalen Wärmewendestrategie

Ziel und Zweck der Wärmewendestrategie

Die lokale Wärmewendestrategie muss die Voraussetzungen dafür schaffen, fossile Energien durch erneuerbare Energien zu ersetzen, um damit die Treibhausgasemissionen zu reduzieren (Vollständige Dekarbonisierung).

Eine wichtige Herangehensweise ist, immer vom Ende her zu denken. Also einen Endzustand zu definieren, der erreicht werden soll.

Die Strategie muss konkrete Aussagen darüber machen, wie der zu erwartende Bedarf für Wärme und Kühlung gedeckt werden kann und welche Infrastruktur und welche Energiequellen dafür benötigt werden. Dabei werden lokale Möglichkeiten der Effizienzsteigerung berücksichtigt.

Die Ausarbeitung der Strategie ist ein iterativer Prozess. Die Wärmewendestrategie muss in regelmäßigen Abständen überprüft und an neue Entwicklungen angepasst werden.

Die Wärmewendestrategie beinhaltet auch weiche Maßnahmen, z. B. Anreize zur Steigerung von Energieeinsparung und Energieeffizienz durch Information, Motivation, Beratung.

Vorgehensweise

Erste Beschreibung der Vorgehensweise bei der Ausarbeitung der Wärmewendestrategie in Stichworten.

Eine Überarbeitung erfolgt aufgrund der Ergebnisse des Tests in den Modellkommunen im Verlauf von Arbeitspaket 7.

- Entwicklung von Szenarien für zukünftige Energieversorgung
- Beschreibung des Zielfotos 2050, gekennzeichnet durch vollständige Dekarbonisierung bzw. CO₂-Neutralität.
- Festlegung von Prioritäten für die Umsetzung
- Entwicklung eines groben Zeitplans; Ausarbeitung von Zwischenschritten in definierten Zeitabschnitten
- Kostenschätzung für notwendige Investitionen; Berechnung der jährlichen Investitionskosten für die Implementierung der Strategie

Arbeitspunkte:

- Rückbau von Gasnetzen; Zeitplan für den Umstieg von Gas- auf Wärmenetze, aufgeteilt nach Quartieren
- mögliche Standorte für Heizzentrale(n)
- Abstimmung des Trassenverlaufs der Netze
- Zusammenführung von Teilnetzen zu einem großen Netz
- Nutzung lokaler und regionaler erneuerbarer Brennstoffe und Energiequellen für die Fernwärme und für Einzelversorgung
- Technische Optionen für die Einzelversorgung in den Quartieren ohne Wärmenetz
- Überprüfung Grad der Zielerreichung der verschiedenen Strategien (Bilanzierung)

Randbedingungen für Gasnetzbau:

- Redundanz und Spitzendeckung in Energiezentralen
- Industrielle Chemie- und Hochtemperaturprozesse (Größenordnung prüfen)
- Effiziente Nutzung in flexibel betriebenen KWK-Anlagen (Strommarktorientiert)
- Gasnetz als Speicher für überschüssigen erneuerbaren Strom

Iteratives Vorgehen zur Überarbeitung der Wärmewendestrategie

Die lokale Wärmewendestrategie muss in regelmäßigen Abständen an die Entwicklung angepasst werden.

- Nejustierung an den Stellen wo notwendig
- Neue Schritte definieren und beschreiben
- Erweiterung und Ergänzung vorhandener Systeme
- Anpassung an technologischen Fortschritt
- Anpassung an neue Ziele und Rahmenbedingungen
- Anpassung an kontinuierliche Stadtentwicklung

Beschreibung des iterativen Prozesses in grafischer Form (Abbildung 3):

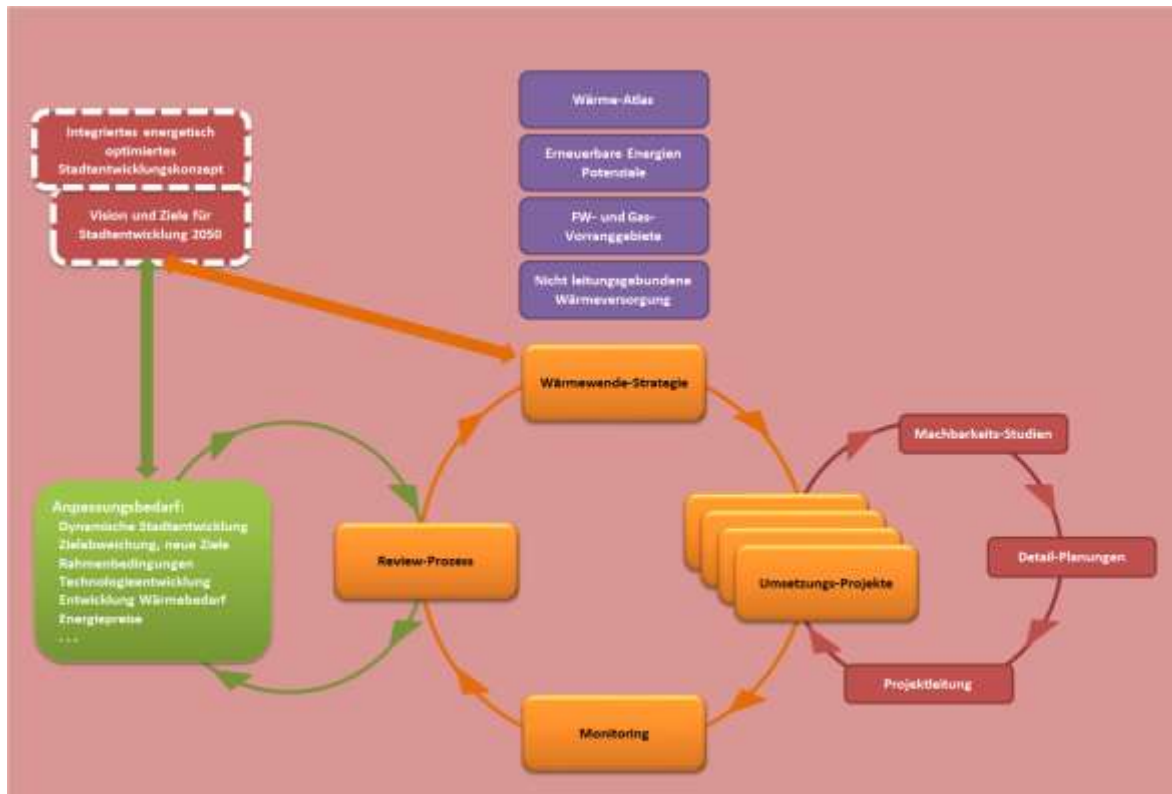


Abbildung 3: Iterative Vorgehensweise bei der Entwicklung der Wärmewendestrategie. Bildnachweis: Umweltministerium Baden-Württemberg (2020).

Umsetzung der Wärmewendestrategie

Bei der Umsetzung erfolgt der Übergang von der Strategie in die Planung (Machbarkeit und Detailplanung) konkreter Projekte. Es ist sinnvoll dabei gebietsweise vorzugehen und die sonstigen Anforderungen der Stadtentwicklung einzubinden.

Dazu müssen einzelne Projekte definiert werden. Dabei werden „weiche“ Maßnahmen ebenso wichtig sein wie Infrastrukturmaßnahmen (Aufbau Wärmenetze, Gasnetzoptimierung, Versorgung von Einzelgebäuden).

Ansatzpunkte sind: Quartierskonzepte, Gebäudesanierung und Aufbau von Wärmenetzen, Optimierung des Gasnetzes (Verdichtung, BHKW, PtG), Umstellung der Gebäude-Einzelversorgung etc.

Ein wesentlicher Punkt ist die Erstellung von Wärmenetz-Teilkonzepten. Folgende Aspekte spielen dabei eine wichtige Rolle:

- Zeitplan für den Aufbau von Wärmenetzen aufgeteilt nach Quartieren
- Berücksichtigung der Gasinfrastrukturen
- Zusammenwachsen von Teilnetzen zu einem Gesamtnetz
- Welche erneuerbaren Energien kommen in den Wärmenetzen zum Einsatz?
- Entwicklung einer Strategie für thermische Speicher (Tages-, Wochen-, saisonale Speicher)
- Berücksichtigung der nationalen und regionalen Systemanforderungen, z. B. flexibel betriebene KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Residuallast für die Stromversorgung
- Berechnung der jährlichen Investitionskosten für die Implementierung der Wärmenetz-Strategie
- Iterative Entwicklung des strategischen Plans für den Ausbau der Wärmenetze

Monitoring der Strategieumsetzung

Monitoring ist ein Schritt im Rahmen der iterativen Optimierung des Wärmeplans. Dabei müssen die Ergebnisse der Umsetzungsprojekte erfasst werden. Was wurde im zurückliegenden Zeitraum erreicht?

Ein Bestandteil des Monitorings ist die Erstellung einer Energie- und CO₂-Bilanz. Die Bilanzierung erfolgt dabei nach einem einheitlichen System (z. B. BSKO-Standard). Damit kann eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen Kommunen gewährleistet werden.

Zur Beurteilung der Entwicklung sollten Kennwerte gebildet werden (THG-Emissionen pro Kopf, etc.), mit denen Entwicklungen und Zielabweichungen erkannt werden können.

Review-Prozess

Der Review-Prozess schließt sich an das Monitoring an. Dabei geht es um die Bewertung der Entwicklung in Bezug auf die Zielerreichung und die Auswirkungen auf die Stadt.

Dabei müssen folgende Punkte berücksichtigt werden, die eine Anpassung der Wärmewendestrategie erforderlich machen können:

- Dynamische Stadtentwicklung
- Zielabweichung, neue Ziele
- Gesetzliche Rahmenbedingungen
- Technologieentwicklung
- Entwicklung Wärmebedarf
- Energiepreise

Der Review-Prozess liefert Input zur Weiterentwicklung der Wärmewende-Strategie. Beispielsweise:

- Erweiterung von Wärmenetzen
- Technologiewechsel in Heizzentralen
- Ergänzung der Anlagentechnik in Heizzentralen um neue EE-Optionen
- Verknüpfung bisher getrennter Netze
- Anpassung der Gasnetzinfrastruktur
- Anpassung an Energiepreisentwicklung und gesetzliche Rahmenbedingungen
- Anpassung an neue Konzepte der Stadtentwicklung
- Mangelhafte Effizienzgewinne bei Gebäuden und Prozesswärme, (Stromanwendungen und Mobilität)

2.3 Kommunale Wärmeplanung in Dänemark

2.3.1 Einleitung

Aufgrund der Kontakte zur Dänischen Energieagentur, die sich im Rahmen des Deutsch-Dänischen Dialogs Wärmenetze Baden-Württemberg entwickelten, konnte am 12. November 2018, im Anschluss an eine Besichtigungsreise in Dänemark, ein Fachgespräch mit Vertretern der Dänischen Energieagentur in Kopenhagen organisiert werden. Gesprächspartner waren Patrizia Renoth, die von dänischer Seite aktiv am Deutsch-Dänischen-Dialog beteiligt ist und Ole Odgaard, langjähriger Mitarbeiter der Dänischen Energieagentur und ausgewiesener Experte zum Thema Wärmeplanung.

Im zweiten Teil des Fachgesprächs berichteten zwei Mitarbeiter der Ingenieurfirma Rambøll (Pernille M. Overbye und John Flørning) über Erfahrungen aus der Praxis der kommunalen Wärmeplanung und über die konkrete Vorgehensweise aus der Sicht von Rambøll.

Der Bericht zur kommunalen Wärmeplanung in Dänemark, Bestandteil des Arbeitspakets 3, wurde im Dezember 2018 verfasst. Alle im Text verwendeten Angaben zu zeitlichen Abläufen beziehen sich deshalb auf den Zeitpunkt der Ausarbeitung.

2.3.2 Heutiger Stand der Fernwärme in Dänemark

Zahlen, Daten, Fakten

Der aktuelle Entwicklungsstand der Fernwärme kann mit einigen Eckdaten beschrieben werden:

- 5,6 Mio. Einwohner
- 33.000 km Trassenlänge aufsummiert über alle Fernwärmesysteme des Landes
- 64 % aller Gebäude werden mit Fernwärme beheizt
- 8,3 MWh mittlerer Wärmeverbrauch pro Einwohner und Jahr
- Fernwärme deckt 17 % des gesamten Endenergiebedarfs in allen Sektoren

Die Strom- und Wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, die sich Anfang der 80er-Jahre auf die Großstädte mit großen Kohleheizkraftwerken konzentrierte, wurde in den folgenden 25 Jahren in starkem Maße dezentralisiert. Damit einher ging auch eine weitgehende Dezentralisierung der Stromerzeugung (Abbildung 4:).

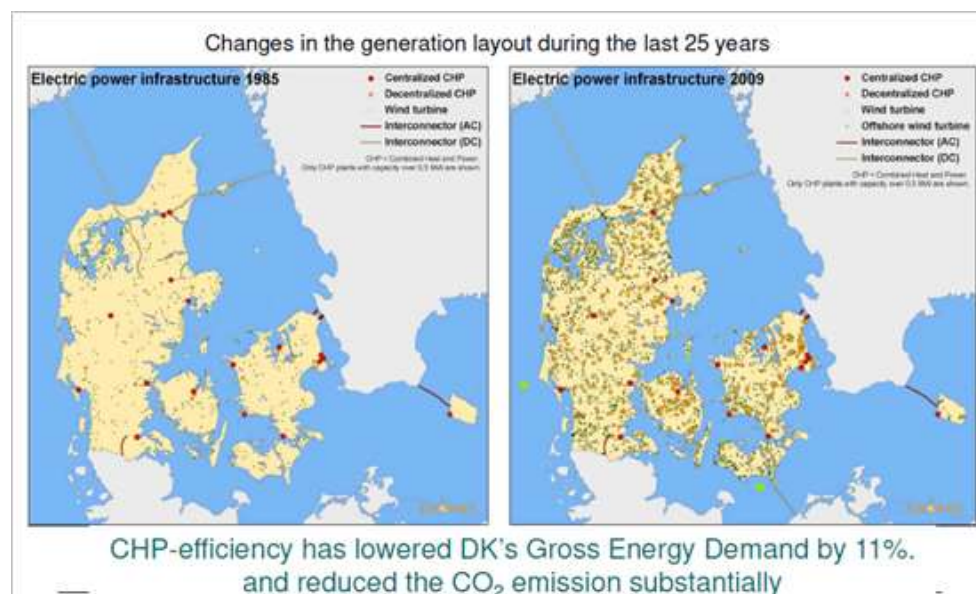


Abbildung 4: Entwicklung der räumlichen Verteilung der KWK-Anlagen zwischen 1985 und 2009.
Quelle: Ole Odgaard, Danish Energy Agency.

Das Spektrum der Anlagengröße reicht dabei von kleinen BHKW zur Versorgung einzelner Dörfer bis zum riesigen Fernwärmeverbund im Großraum Kopenhagen, der als einer der größten der Welt gilt. Ein Beispiel für ein sehr kleines System befindet sich in der Gemeinde Mellerup. Es weist folgende Eckdaten auf:

- Thermische Leistung des Erdgas-BHKW: 3,7 MW
- Gas-Spitzenlastkessel
- Versorgung von 185 Haushalten

Im Großraum Kopenhagen werden dagegen 500.000 Haushalte über das Fernwärmenetz versorgt (Abbildung 5).

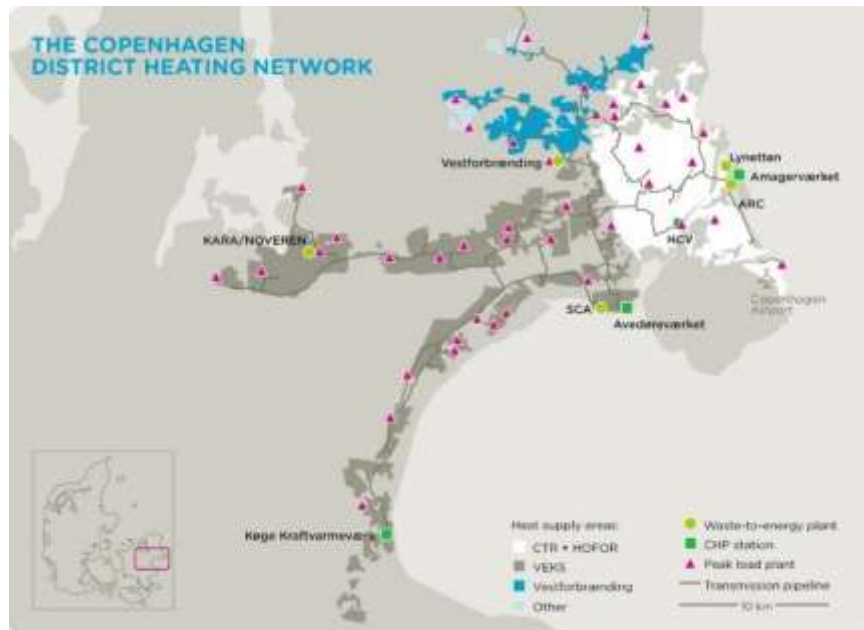


Abbildung 5: Übersicht über den Fernwärmeverbund im Großraum Kopenhagen.
Quelle: Morten Duedahl, DBDH.

Die wichtigsten Merkmale des Fernwärmeverbunds:

- Versorgung von 19 Kommunen
- 4 integrierte Fernwärmesysteme
- 160 km Transportleitungen; ca. 6.000 km Verteilungen
- 25 verschiedene Fernwärmegesellschaften
- 500.000 angeschlossene Wärmekunden
- 34.500 TJ oder 9.600 GWh Wärmelieferung pro Jahr
- Das Verbundsystem im Großraum Kopenhagen deckt 20 % des Wärmebedarfs in Dänemark

Die vier großen Heizkraftwerke gehören teilweise den Kommunen und teilweise kommerziellen Versorgungsunternehmen, während die fünf Müllverbrennungsanlagen ausschließlich in der Hand der Kommunen sind.

Zahlreiche öl- und gasgefeuerte Spitzenlastkessel zur Stabilisierung des Systems befinden sich räumlich nahezu gleichmäßig verteilt im gesamten Verbundgebiet. An einigen Standorten wurden zudem große Wärmespeicher errichtet (Abbildung 5).

Die Zusammensetzung des Brennstoff- bzw. Energieeinsatzes in der Fernwärme hat sich im Zeitraum von 1990 bis 2016 stark gewandelt. Der Kohleanteil ist deutlich zurückgegangen, während sich die erneuerbaren Energien, bislang zum überwiegenden Teil Biomasse, erheblich ausgeweitet haben (Abbildung 6).

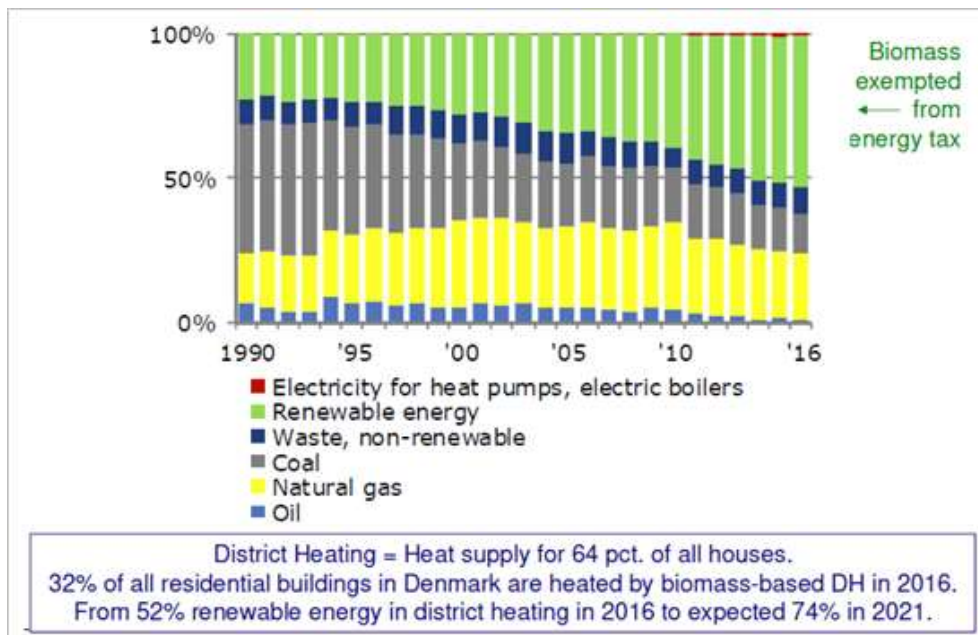


Abbildung 6: Entwicklung des Brennstoff- bzw. Energiemix in der Fernwärmeversorgung Dänemarks im Zeitraum von 1990 bis heute. Quelle: Ole Odgaard, Danish Energy Agency.

Die drei Schlüsselemente der Fernwärme

1. **Kosteneffiziente Wärmeplanung**, die auf zentral ausgearbeiteten Richtlinien zur Bewertung von Wärmeversorgungsprojekten auf kommunaler Ebene basiert. Die Verpflichtung zur Durchführung einer Machbarkeitsstudie sorgt dafür, dass die ökonomische Tragfähigkeit von KWK oder erneuerbaren Energien mit verlässlicher Qualität geprüft und gewährleistet wird.
2. **Investorenschutz**: Eine wichtige Grundlage des Investorenschutzes ist die Möglichkeit, einen Anschluss- und Benutzungszwang festzulegen. Darüber hinaus können zinsgünstige Kommunalkredite in Anspruch genommen werden. Die Möglichkeit, einen Teil der Wärmekosten über einen Grundpreis mit dem Kunden abzurechnen, über den alle Darlehen und Kredite bedient werden können, ist ebenfalls von großer Bedeutung.
3. **Verbraucherschutz**: Bei allen Fernwärmeprojekten gibt es eine obligatorische öffentliche Anhörung. Die Fernwärmepreise unterliegen einer hohen Transparenz und müssen ohne Gewinne kalkuliert werden. Alle Wärmekunden haben das Recht, sich bei einer unabhängigen staatlichen Behörde über Unregelmäßigkeiten bei der Preisgestaltung oder über Missbrauch des Liefermonopols zu beschweren.

2.3.3 Wärmeversorgungsgesetz und Einstieg in die Wärmeplanung

Gesetzliche Regelungen

Im Jahr 1979 wurde in Dänemark das erste Wärmeversorgungsgesetz verabschiedet. Die Motivation dafür ergab sich aus den Ölkrisen während der 70er-Jahre.

Die Zielsetzung des Gesetzes war, die beste sozioökonomische und umweltfreundlichste Form der Energieversorgung für die Raumheizung von Gebäuden und die Bereitstellung von Warmwasser voranzubringen und gleichzeitig die Abhängigkeit von importiertem Heizöl zu reduzieren. Nach den beiden Ölkrisen der 1970-er Jahre, die Dänemark sehr hart trafen, war dies ein sehr wichtiger Punkt.

Gleichzeitig wurde beschlossen, möglichst viel Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen.

Die von Anfang an erforderliche Anwendung sozioökonomischer Kriterien bei der Bewertung neuer Konzepte bedeutet, diejenige Lösung zu wählen, die für alle Beteiligten die meisten Vorteile bringt, das heißt gleichzeitig:

- Vorteile für die Wärmekunden zu gewährleisten,
- das wirtschaftlich günstigste System für den Wärmenetzbetreiber zu finden,
- sowie einen Nutzen für die Gesellschaft zu stiften.

Die Kriterien zur Bewertung der Sozioökonomie wurden von der Dänischen Energieagentur in Zusammenarbeit mit Forschungsinstituten entwickelt und müssen bei allen Konzept- und Machbarkeitsstudien angewendet werden.

Bestandteil des Gesetzes zur Wärmeversorgung war auch Wärmeplanung auf nationaler Ebene. Dabei wurden in ganz Dänemark Vorranggebiete für Gasnetze und Wärmenetze festgelegt. Damit verfolgte man das Ziel, die Konkurrenz zwischen Gas- und Fernwärmeversorgung zu vermeiden. Die damit einhergehende Zonierung der Siedlungsgebiete aller Kommunen wurde auf nationaler Ebene initiiert und auf kommunaler Ebene umgesetzt (siehe Kapitel 5.5).

Im Anschluss an die Verabschiedung des ersten Wärmeversorgungsgesetzes wurde der erste nationale Wärmeplan entwickelt. Er beinhaltete folgende wesentlichen Merkmale:

- Zusammenarbeit verschiedener Verwaltungsebenen: Staat, Verwaltungsbezirke, Kommunen
- Kooperation zwischen den staatlichen Stellen und wichtigen Interessenvertretern: Energieversorger, Industrie, Landwirte, großen Institutionen
- Einrichtung von Aktionsgruppen (Unterausschüssen), die auf der Ebene der Verwaltungsbezirke arbeiteten, um den Planungsprozess zu unterstützen und den Austausch von Erfahrungen zu organisieren.
Sie bestanden aus lokalen Interessenvertretern wie Mitarbeiter der Verwaltungsbezirke, Stromversorger, Wärmeversorger, Vertreter der Gemeinden, Universitäten, ansässige Industrie sowie Landwirte.
- Von den Kommunen vor Ort organisierte Hearings und öffentliche Versammlungen
- Festlegung der Vorgehensweise bei der kommunalen Wärmeplanung

Vorgehensweise bei der Wärmeplanung ab 1980

Vorbemerkung

Bei der Einführung der kommunalen Wärmeplanung in Dänemark ab Anfang der 80er-Jahre ging es noch nicht in erster Linie um den Umstieg auf erneuerbare Energien oder um das Einhalten von Klimaschutzzielen. Das stand zu dieser Zeit nicht im Vordergrund. Vielmehr ging es darum, wie im Wärmeversorgungsgesetz formuliert, die Wärmeversorgung umweltfreundlicher zu gestalten, die Effizienz zu steigern und unabhängiger von Ölimporten zu werden.

Trotzdem oder gerade deshalb wurde von Anfang in starkem Maße auf die Infrastruktur Wärmenetze gesetzt. Dazu kam das in der Nord- und Ostsee gefundene eigene Erdgas, das zu dieser Zeit in zunehmendem Maße in die Energieversorgung des Landes integriert wurde.

Grundlagen der Wärmeplanung

Im nationalen Wärmeplan wurden die Grundlagen der Wärmeplanung wie folgt definiert:

- Gegenwärtige Wärmeversorgung und Höhe des Wärmebedarfs
- Lokal vorhandene Wärmequellen
- Zu erwartender zukünftiger Wärmebedarf und mögliche Wärmeerzeugung (fossile Energien, Abfall, Abwärme von Kraftwerken und der Industrie vor Ort)

Daten für die Wärmeplanung

Eine der zentralen Fragen zu Anfang der 80er-Jahre war, wo die für die Wärmeplanung geeigneten Daten herkommen. Um überhaupt Daten zu erhalten, wurde auf nationaler Ebene Daten für jede Kommune abgeschätzt und die Datensätze anschließend den Unterausschüssen in den Verwaltungsbezirken zur Verfügung gestellt.

Planungsprozess

Die Wärmeplanung wurde in insgesamt drei Phasen aufgeteilt.

In der ersten Phase mussten die Kommunen Berichte erstellen, in denen der aktuelle Wärmebedarf und die Wärmeversorgung dokumentiert wurden. Diese Informationen wurden gesammelt und den Verwaltungsbezirken zur Verfügung gestellt.

Die Verwaltungen in den Bezirken erstellten anschließend auf der Grundlage der ihnen zur Verfügung gestellten Daten eine Zusammenfassung der aktuellen Situation der regionalen Wärmeversorgung.

In der zweiten Phase hatten die Kommunalverwaltungen die Aufgabe, einen Entwurf für die zukünftige Wärmeversorgung auszuarbeiten. Gleichzeitig entwickelten die Verwaltungsbezirke eine regionale Zusammenfassung zur zukünftigen Wärmeversorgung.

Diese vorläufigen Wärmepläne wurden einem öffentlichen Anhörungs- und Diskussionsprozess unterzogen. Unter Berücksichtigung der dabei gesammelten Anregungen, wurden die endgültigen regionalen Wärmepläne formuliert.

Damit begann ab 1990 die dritte Phase der Wärmeplanung. Die endgültigen Pläne mussten folgende Inhalte aufweisen:

- In welchen Gebieten den verschiedenen Formen der Wärmeversorgung Vorrang eingeräumt wurde,
- Welche Brennstoffe oder welche Abwärmequellen für die Fernwärme bevorzugt werden sollen,
- Den Standort der Heizzentrale und den Trassenverlauf des Wärmenetzes.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass einige Gegenden Dänemarks nie an das Gasnetz angeschlossen wurden, da besser geeignete einheimische Wärmequellen wie z. B. Biomasse und Industrieabwärme zur Verfügung standen. In diesen Regionen wurden dann häufig Biomasseheizwerke errichtet.

Fachliche Unterstützung für die Kommunen

In den 1980er-Jahren war die Dänische Energieagentur für die fachliche Unterstützung der planenden Kommunen verantwortlich. Es gab sogenannte travelling teams (Mitarbeiter der DEA oder Mitarbeiter von beauftragten Planungsbüros), deren Hilfe von den Kommunen in Anspruch genommen werden konnte.

Verwaltungstechnische Maßnahmen zur Unterstützung des Fernwärmeausbaus

In diesem Zusammenhang sind vor allem zwei Maßnahmen zu nennen:

- Kommunen haben das Recht einen Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme festzulegen (seit 1982).
- Bei bestehenden Gebäuden wird dabei eine Übergangszeit von neun Jahren eingeräumt.
- In Fernwärmeverrangsgebieten war es ab einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr möglich, Stromheizungen (Direktheizungen) einzubauen und zu betreiben. Diese Regele war für neue Gebäude ab 1988 gültig, in Bestandsgebäuden ab 1994.

Ausbau der dänischen Fernwärme ab 1980

Bis zum Jahr 1980 konzentrierte sich der weitaus größte Anteil der bestehenden Fernwärme in den großen Städten des Landes.

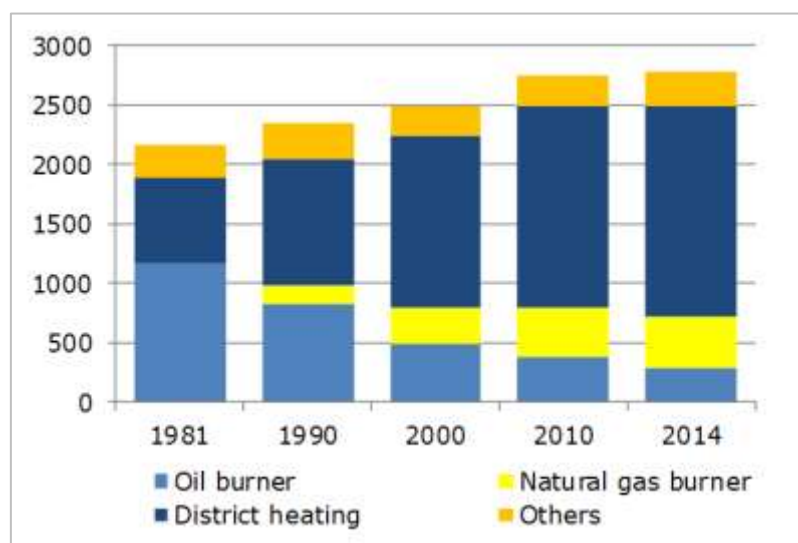


Abbildung 7: Entwicklung des Anteils der Fernwärme an der Wärmeversorgung von Gebäuden.

Ab dieser Zeit bis in die 90er-Jahre hinein begann schließlich eine Entwicklung, während der in immer mehr kleinen und mittleren Städten Fernwärmesysteme aufgebaut wurden (Abbildung 7).

Der Anteil der Fernwärme verdoppelte sich im Zuge dieser Entwicklung im Zeitraum von 30 Jahren. In den Jahren von 1975 bis 1988 wurden 15 Mrd. US\$ allein in den Ausbau der Fernwärme investiert.

Die kommunale Wärmeplanung und die sozioökonomische Bewertung von Konzepten waren sehr wichtige Werkzeuge bei der Verdopplung des Fernwärmeanteils.

Nach der Verabschiedung des ersten Wärmeversorgungsgesetzes änderten sich auch die Eigentums- und Besitzverhältnisse in der Fernwärme grundlegend. Die großen Heizkraftwerke in den Großstädten waren im Besitz großer Energieversorgungsunternehmen. Der davon entkoppelte Transport sowie die Verteilungsnetze waren typischerweise im Besitz der Kommunen. Die vielen in der Folgezeit entstehenden Fernwärmesysteme in den kleinen und mittleren Städten sind dagegen so organisiert, dass Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung gemeinsam betrieben werden, und zwar von Kommunen oder Genossenschaften. Als Ergebnis dieser Entwicklung, befinden sich heute 340 von 400 Wärmenetzen (häufig inkl. der Wärmeerzeugung) in der Hand der Wärmekunden.

Erstes Fazit und Schlussfolgerungen

- Die Einbindung von Interessenvertretern von Beginn der Planung an ist für den Erfolg des Planungsprozesses von sehr hoher Bedeutung.
- Die Leitlinien der Wärmeplanung entfalten sehr viel mehr Wirkung, wenn sie durch ein Gesetz unterstützt werden. Die Leitlinien sollten in Zusammenarbeit mit den Kommunalverwaltungen entwickelt werden, damit sie den größten Nutzen entfalten.
- Der gesamte Prozess benötigt Zeit. Fünf Jahre oder sogar mehr. Trotzdem können von Beginn an einzelne Dinge Schritt für Schritt durchgeführt werden.
- Die Erfahrungen zeigen, dass die niedrigsten Wärmepreise, gemittelt über einen Zeitraum von 20 Jahren, dann erreicht werden, wenn Wärmeleitungen mit hoher Qualität verlegt, energieeffiziente Anlagen gebaut und gut gedämmte Häuser versorgt werden.

Wirkungsvolle Wärmeplanung entwickelt sich am besten mit Hilfe klar strukturierter und stabiler politischer Ziele. Dabei muss die strategische Einbindung der verschiedenen Ebenen öffentlicher Verwaltung berücksichtigt werden. Dabei ist jedoch zu beachten:

- Die Einbindung der Kommunalverwaltungen sollte durch verwaltungstechnische Maßnahmen begleitet werden, die jedoch nicht notwendigerweise in Anspruch genommen werden müssen.
- Die Einbindung der Kommunalverwaltungen erfordert den Aufbau und die Pflege entsprechender Kompetenzen.
- Letzteres bekommt man nicht umsonst. Je dezentraler der Kompetenzaufbau erfolgt, desto höher der Aufwand.
- Zentrale Leitlinien reduzieren die Kosten und erhöhen die Qualität.
- Planung über kommunale Grenzen hinweg reduziert ebenfalls die Kosten und hilft, suboptimales Vorgehen zu vermeiden.

2.3.4 Strategische Planung auf nationaler Ebene

Einteilung in Vorranggebiete für die Wärmeversorgung

Mit der Verabschiedung des ersten Gesetzes zur Wärmeversorgung im Jahr 1979 wurden die Siedlungsgebiete der dänischen Kommunen in verschiedene Zonen zur Fernwärme- und Gasversorgung eingeteilt. Der erste Entwurf für die Einteilung erfolgte auf nationaler Ebene durch Mitarbeiter der Dänischen Energieagentur.

Die Zielsetzung dabei war, die Wirtschaftlichkeit der leitungsgebundenen Wärmeversorgung durch richtige Skalierung zu optimieren und die vorhandenen Kapazitäten optimal einzusetzen.

Bei den durch die DEA festgelegten Zonen handelte es sich zunächst um eine vorläufige Einteilung, die im Verlauf der 1980er-Jahre vor Ort weiterentwickelt und verfeinert wurde. Die Kommunen wurden dabei durch Vertreter der Energieagentur unterstützt, die zu diesem Zweck im ganzen Land unterwegs waren (travelling teams).

Die endgültige Einteilung erfolgte in den Jahren ab 1990. Im Zeitraum von 1990 und 1998 wurden Verwaltungsvorschriften erlassen, mit denen die Dezentralisierung der Kraft-Wärme-Kopplung vorangetrieben wurde. Im Einzelnen war das mit folgenden Änderungen verbunden:

- Übergang von den Brennstoffen Öl und Kohle auf Erdgas und Biomasse
- Übergang von reinen Heizwerken auf Kraft-Wärme-Kopplung, sofern die Leistungen über einem Megawatt lagen.

Die Kommunen als verantwortliche Verwaltungsstelle für die Wärmeplanung änderten im Verlauf der 90er-Jahre teilweise die bisherige Zoneneinteilung, ein Vorgang, der auch bis heute immer wieder zu beobachten ist.

Regeln zur Bewertung von Projektvorschlägen

Unabhängig davon, ob es sich um reine Heizwerke oder KWK-Anlagen handelt, die in Wärmenetze einspeisen, müssen die Kommunen seit 1990 Machbarkeitsstudien in Auftrag geben bzw. von Versorgern in Eigeninitiative erstellte Studien prüfen. Eine Zustimmung zum vorgeschlagenen Fernwärmeprojekt kann nur erfolgen, wenn

- vorteilhafte Verbraucherpreise für die Wärme erzielt werden,
- eine robuste und belastbare Wirtschaftlichkeit für den Fernwärmebetreiber gegeben ist
- und die sozioökonomische Kosten-Nutzen-Rechnung positiv ausfällt.

Bei der Durchführung der Machbarkeitsstudie müssen die vorgegebenen Methoden angewandt werden und die von der Regierung vorgegebenen Preisregime zur Anwendung kommen.

Dazu zählen:

- Brennstoffpreise der Internationalen Energieagentur
- Kalkulationszinsfuß von 4 % für die sozioökonomische Berechnung
- Abschreibung über einen Zeitraum von 20 Jahren
- Verwendung des von der Dänischen Energieagentur ausgearbeiteten Technologiekatalogs

Nationale Regeln für die kommunale Planung

Der nationale Rahmen für die kommunale Planung kann mit Hilfe einer grafischen Darstellung wie folgt beschrieben werden (Abbildung 8):

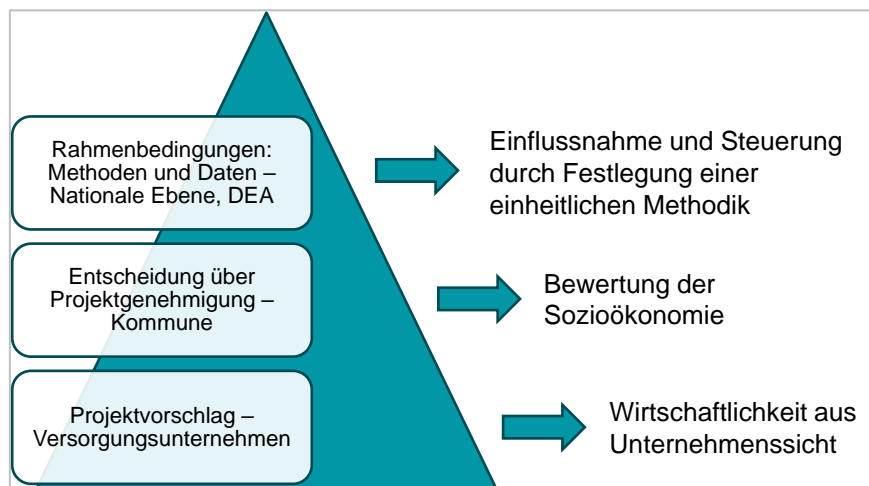


Abbildung 8: Nationaler Rahmen und die verschiedenen Ebenen bei der Prüfung von Projektvorschlägen für die Fernwärmeversorgung (Quelle: Patrizia Renoth, DEA).

Qualitätssicherung von Wärmeplänen und Konzeptstudien

Es wurden Regeln entwickelt und verabschiedet, mit denen die Qualität von Projektvorschlägen für die Fernwärmeversorgung bewertet und ggf. verbessert werden können. Damit sollen Mitnahmeeffekte vermieden werden, die teure oder ineffiziente Wärmeversorgungen zur Folge haben.

Auf der Grundlage dieser Regeln haben alle Interessenvertreter die Möglichkeit

- entsprechende Projektvorschläge zu kommentieren, bevor die Kommunalverwaltung ihre Entscheidung fällt und
- Entscheidungen zur Bewilligung von Projektvorschlägen innerhalb eines Zeitraums von vier Wochen anzufechten.

Diese festgelegte Vorgehensweise dient letztendlich dazu, die Sicherheit des Investors zu erhöhen.

2.3.5 Die zweite Runde – Wärmeplanung heute

Mittlerweile sind es auf der lokalen Ebene vor allem die Städte, die die Entwicklung vorantreiben. Unter dem Motto grüne Stadt gibt es in den drei größten Städten des Landes ein starkes Interesse daran, auf erneuerbare Energien umzusteigen und die Treibhausgasemissionen zu senken. So will beispielsweise Kopenhagen bis 2025 die erste Hauptstadt der Welt sein, die ohne fossile Energien bei der Wärme- und Stromversorgung auskommt. Der Einsatz von Biomasse-Heizkraftwerken soll dabei eine große Rolle spielen.

Der derzeit stark steigende Anteil von Windenergie in der Stromversorgung (bis 2021 werden 63 % erwartet), bietet die Möglichkeit große Wärmepumpen (und ergänzend Elektroboiler) in großem Maßstab in der Fernwärme einzusetzen.

In den kleinen und mittleren Städten werden außerdem große solarthermische Anlagen und entsprechende Wärmespeicher in starkem Maße ausgebaut. Diese Entwicklung erstreckt sich allerdings nicht auf die großen Städte.

Gebiete die bislang mit Erdgas versorgt wurden, werden seit 2012 zunehmend an die Fernwärme angeschlossen.

Neuer energiepolitischer Rahmen bis 2030

Auf der nationalen Ebene wurde am 29. Juni 2018 eine neue Zielsetzung zur Energie- und Wärmepolitik verabschiedet. Die wesentlichen Inhalte sind:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch soll bis 2030 auf 55 % steigen
- Dänemark will bis 2050 komplett unabhängig von fossilen Energien sein
- Der Einsatz von Kohle wird bis 2030 beendet
- Es gibt kein neues nationales Ziel für mehr Fernwärme, nachdem fast zwei Drittel aller Gebäude über Fernwärme versorgt werden. Jedoch soll der Anteil erneuerbarer Energien deutlich gesteigert werden. Die Planung sieht vor, dass bis 2030 90 % der Fernwärme aus erneuerbaren Energien und aus Abfall kommen.
- Stromerzeugung aus EE soll bis 2030 auf mehr als 100 % des heutigen Bedarfs ansteigen. In diesem Zusammenhang wird die Stromsteuer beim Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung halbiert, um den Ausbau von großen Wärmepumpen und Elektroboilern zu unterstützen.
- Bei der Fernwärme soll die Regulierung reduziert werden: Es wird nicht mehr gefordert, Fernwärme in kleinen und mittelgroßen Netzen auf der Basis von KWK-Anlagen bereitzustellen, auch wenn sie in einem KWK-Vorranggebiet liegen.
- Es soll in Zukunft mehr Wettbewerb geben, deshalb gibt es keinen neuen Anschluss- und Benutzungszwang an Fernwärmenetze

Neue strategische Energieplanung

Die neue strategische Energieplanung ist durch ein ganzheitliches Verfahren gekennzeichnet. Es werden alle Formen des Energiebedarfs und der Energiebereitstellung integriert. Damit geht einher, dass alle Sektoren (Wärme, Strom und Mobilität) berücksichtigt werden.

Der Zeithorizont ist mittel- und langfristig ausgerichtet: 2020, 2035 und 2050. Dadurch erhalten die Kommunen einen besseren Überblick über verschiedene strategische Alternativen und über die Bereiche, die einen größeren Aufwand erfordern. So wird es möglich, die Prioritäten auf lokaler Ebene während der nächsten Jahre besser festzulegen.

Die neue strategische Energieplanung umfasst eine intensive Zusammenarbeit auf lokaler und regionaler Ebene. Involviert sind die öffentliche Verwaltung, Versorgungsunternehmen, Industrie und andere Interessenvertreter.

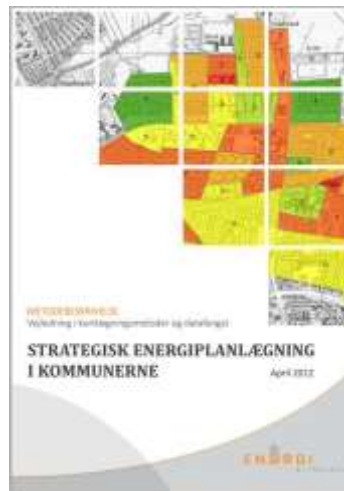


Abbildung 9: Leitlinien für die neue strategische Energieplanung.

Für die Kommunen wurden neue Hilfsmittel und Leitfäden entwickelt, die die Methoden beschreiben und eine Anleitung zu den einzelnen Planungsschritten vermitteln. Sie enthalten eine Reihe von Empfehlungen (Abbildung 9):

- Kartierung von Energiequellen
- Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs mit Hilfe von Szenarien
- Kartierung der Potenziale erneuerbarer Energien
- Die Umsetzung der regionalen und nationalen Richtlinien und des politischen Rahmens

Hilfsmittel und Werkzeuge für die Wärmeplanung heute

Auf nationaler Ebene werden eine Reihe von Hilfsmitteln und Werkzeugen für die lokale Wärmeplanung vor Ort bereitgestellt:

- Eine landesweite Gebäudedatenbank, in der jedes Gebäude mit einer Reihe von Parametern beschrieben wird. Im Einzelnen sind das:
 - ✓ der genaue Standort
 - ✓ Informationen zum Grundstück und zum Gebäude
 - ✓ Einschätzung des Werts
 - ✓ Eigentümerstrukturen
 - ✓ Energieeinsatz
 - ✓ Informationen aus dem Flächenkataster.

- Eine jährliche umfassende Energiestatistik für Dänemark, die von der Energieagentur erstellt wird.
- Szenarien zum zukünftigen Energieeinsatz und zur Energieerzeugung auf der nationalen Ebene (Danish Energy Outlook).
- Leitlinien und Voraussetzungen für die sozio-ökonomische Bewertung von Projekten.
- Ein nationaler Katalog der Energietechniken, der von der Dänischen Energieagentur erarbeitet und alle zwei Jahre aktualisiert wird. Davon abweichende Werte werden dann akzeptiert, wenn sie nachweislich den aktuellen Stand der Technik beschreiben.
- Verbindliche Dämmstandards für neu errichtete Gebäude.

Ablauf und einzelne Schritte der strategischen Energieplanung

Die Ermittlung des Wärmebedarfs erfolgt in zwei Schritten. Einerseits für den Ist-Zustand heute und zweitens für die zukünftige Entwicklung.

- Ist-Zustand: Verwendung aktueller Daten in Kombination mit nationalen Richtlinien zur Abschätzung des Wärmebedarfs in Haushalten.
- Sind nur wenige Daten verfügbar, können Annahmen auf der Grundlage vorgegebener Standards getroffen werden.
- Prognosen für 2020, 2025, 2040: Hier fließen Parameter wie Bevölkerungsentwicklung, Wachstum von Städten und Ansiedlung neuer Industrien in die Szenarien ein.
- Eine wichtige Rolle spielen dabei nationale, regionale und/oder lokale Leitlinien zur Prognose der Steigerung der Energieeffizienz bei der Fernwärme, in Haushalten und in der Industrie.

Im nächsten Schritt erfolgt die Bestimmung der Wärmequellen vor Ort. Auch in diesem Fall erfolgt die Aufteilung auf Ist-Zustand und zukünftige Optionen.

- Ist-Zustand: Die Anteile und der Einsatz von Abwärme, Wärme aus KWK, Erdgaskesseln, Biomasse (direkte Verbrennung, Zufeuerung in fossilen Kraftwerken und Pyrolyse), Biogas, solarthermischen Anlagen, Überschussstrom (Wärmepumpen, Elektroboiler), Geothermie, Müllverbrennung, Wärmespeichern werden quantifiziert.
- Zukünftige Wärmebereitstellung 2020, 2025, 2040: Nationale, regionale und lokale Prognosen zu neuen KWK-Anlagen, Heizwerken, Gasnetzen, Wind- und Solarstrom, Biogas, Biomasse oder weitere Änderungen entsprechend neuen gesetzlichen Regelungen, neuer Fördermittel oder neuer Richtlinien spielen hierbei eine Rolle.

Auf der Grundlage der oben genannten Schritte, erfolgen die Bewertung und der Vergleich verschiedener Lösungsansätze mit Hilfe von Machbarkeitsstudien.

Alle möglichen Lösungsansätze werden durchleuchtet und bewertet. Dies erfolgt nach technischen, ökonomischen und sozio-ökonomischen Kriterien sowie unter Umweltgesichtspunkten. Unverzichtbarer Bestandteil der Studien ist darüber hinaus eine Risikoanalyse.

Die resultierenden Wärmekosten werden auf der Grundlage aktueller und tatsächliche auftretender Kosten berechnet.

Nach den Regeln des Wärmeversorgungsgesetzes muss die unter sozio-ökonomischen Gesichtspunkten beste Lösung gewählt werden.

2.3.6 Schlussfolgerungen – Warum ist Wärmeplanung wichtig?

In seinem Impulsvortrag zur Beiratssitzung von ANSWER-Kommunal am 29. November 2018 in Stuttgart hat Per Alex Sørensen, der Gründer der Firma PlanEnergi, eine Reihe von Gründen aufgezählt, warum Wärmeplanung für eine erfolgreiche Wärmewende wichtig ist:

- Um die möglichen Vorranggebiete für Wärmenetze unter ökonomischen, umweltrelevanten und sozialen Gesichtspunkten festlegen zu können.
- Um die zukünftige Wärmeversorgung für die Endverbraucher transparent zu gestalten.
- Um die Grundlagen für den Umstieg auf 100 % erneuerbare Energien in Fernwärmegebieten und außerhalb zu legen.
- Um Fernwärmemärkte abzusichern.
- Um sicher zu stellen, dass lokale Lösungen im Einklang mit den optimalen Lösungen auf nationaler Ebene sind.
- Um Abwärme aller Art nutzen zu können.
- Um einen Markt für Power-to-heat zu gewährleisten.

Wenn in Deutschland bzw. in Baden-Württemberg im Jahr 2019 oder 2020 mit verpflichtender kommunaler Wärmeplanung auf lokaler Ebene begonnen wird, besteht in der jetzigen Situation ein fundamentaler Unterschied zu der Zeit, als vor fast 40 Jahren die kommunale Wärmeplanung in Dänemark Fahrt aufnahm.

Deutschland hat jetzt nur noch gut 30 Jahre Zeit, die hochgesteckten Klimaschutzziele zu erreichen. Das heißt, bei uns müssen Dekarbonisierung und damit der Umstieg auf erneuerbare Energien von Anfang an eine zentrale Rolle spielen. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zum Dänemark der 1980er-Jahre sind die in Deutschland weit verbreiteten und ausgedehnten Erdgasverteilnetze. Deshalb benötigen wir eine stringente und von Anfang an auf ein Ziel ausgerichtete Wärmeplanung sowie eine konsequente Umsetzung der einzelnen Planungsschritte.

2.4 Leitfaden Kommunale Wärmeplanung

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft beauftragte die KEA-BW den Leitfaden Kommunale Wärmeplanung auszuarbeiten. Die inhaltlichen Arbeiten begannen im Oktober 2019 und im Januar 2021 wurde der Leitfaden der Öffentlichkeit vorgestellt.

Da die Arbeit am Leitfaden und die Durchführung von ANSWER-Kommunal in diesem Zeitraum parallel erfolgten, waren starke inhaltliche Wechselwirkungen die Folge (siehe Graphical Abstract auf Seite 24 des Berichts).

Mit dem Leitfaden wird systematisch das methodische Vorgehen vorgestellt, mit dem ein robuster kommunaler Wärmeplan und eine Wärmewendestrategie mit umsetzungsorientierten Maßnahmen aufgestellt werden können. Bundesweit wird der Leitfaden des Landes Baden-Württemberg als Referenzmodell zur Erstellung eines kommunalen Wärmeplans betrachtet (z.B. Riechel und Walter, 2022).

Der Leitfaden richtet sich an alle Kommunen im Land Baden-Württemberg, zugleich an alle weiteren Kommunen im Bundesgebiet, die freiwillig kommunale Wärmepläne erarbeiten wollen. Angesprochen sind einerseits die politischen Entscheidungsträgerinnen und -träger in den Städten und Gemeinden, andererseits die mit der kommunalen Wärmeplanung befassten Fachabteilungen innerhalb der Verwaltungen. Das methodische Kapitel 3 „Erstellung eines kommunalen Wärmeplans“ dient der Unterstützung der fachlichen Erarbeitung des kommunalen Wärmeplans und beruht hauptsächlich auf den in ANSWER-Kommunal erarbeiteten operativen Planungsschritten und musterhaft ausgearbeiteten Karten von ausgewählten Modellkommunen in Baden-Württemberg (Kapitel 2).

Eine wissenschaftliche Textversion des Leitfadens entstand als Projektprodukt von ANSWER-Kommunal und diente dem Leitfaden als Grundlage. Kapitel 2 fasst die „Hintergründe der kommunalen Wärmeplanung“ zusammen. Kapitel 4 „Ausarbeitung kommunale Wärmewendestrategie“, Kapitel 5 „Prozessbeschreibung der kommunalen Wärmeplanung“ und Kapitel 6 „Umsetzung des kommunalen Wärmeplans“ wenden sich an die Hauptakteure der kommunalen Wärmeplanung. Weiterhin sollen Planungsbüros, die im Auftrag der Kommunen Wärmepläne erstellen, durch den vorliegenden Handlungsleitfaden in ihrer fachlichen Arbeit unterstützt werden. Als Schnittstelle zwischen Fach- und Wärmeplanung dient Kapitel 4. Eine Anlage mit dem „Leistungsumfang kommunaler Wärmeplan“ sowie „Angaben zum Datenschutz“ sind am Ende dieses Leitfadens aufgeführt.

3 Metaanalyse Energiezielsysteme (AP 3, AP 5)

3.1 Hintergrund und Ziele der Metaanalyse

Die kommunale Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument, um die Klimaschutzziele im Wärmebereich zu erreichen. Diese Klimaschutzziele werden auf den übergeordneten politischen Ebenen (Bund, Land) definiert. Ebenso werden von unterschiedlichen Institutionen Szenarien zur Transformation der bundes- oder landesweiten Energieversorgung erstellt, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Heruntergebrochen auf alle Kommunen gibt es von übergeordneter Stelle bis dato dagegen keine Szenarien, um die Wärmewende basierend auf den örtlichen Gegebenheiten klimazielf kompatibel umzusetzen. Stattdessen ist es Bestandteil der Wärmeplanung, dass jede Kommune eigene Szenarien zur Transformation des lokalen Wärmesystems entwirft und entsprechende Maßnahmen einleitet.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern nationale Szenarien als Hilfestellung für einzelne Kommunen herangezogen werden können, um daraus „Leitplanken“ für die zukünftige Wärmeversorgung abzuleiten. Die vorliegende Metaanalyse soll hierzu einen Beitrag leisten, indem aktuelle Szenarien-Studien systematisch ausgewertet und vergleichend gegenübergestellt werden. Ziel ist es, das Spektrum an technischen Lösungen für die Transformation des Gebäude-Wärmesektors aus „Systemsicht“ zu bestimmen, und Mindestanforderungen an den Ausbau von Schlüsseltechnologien abzuleiten. Zusätzlich werden szenarienübergreifend Faktoren identifiziert, welche den Durchdringungsgrad dieser Schlüsseltechnologien beeinflussen.

3.2 Auswahl von Studien

Zunächst werden Studien recherchiert, welche geeignete Szenarien für die Metaanalyse enthalten. Dazu sollen die Szenario-Studien folgende Kriterien erfüllen:

- Die den Szenarien zugrundeliegende Modellierungen müssen das **gesamte Energiesystem in Deutschland** abdecken, also die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Studien, die nur den Gebäudesektor betrachten, werden nicht berücksichtigt, da diese wichtige Wechselwirkungen mit dem Strommarkt nicht hinreichend berücksichtigen können.
- Die Studie muss mindestens ein **ambitioniertes Langfrist-Klimaschutz-Zielszenario** enthalten, hier definiert als eine Verminderung von Treibhausgasen (THG) in Höhe von mindestens 80% bis 2050¹.
- Den Szenarien zugrunde liegende Daten müssen in **ausreichender Granularität** verfügbar sein. Dies betrifft insbesondere die energieträgerspezifische Wärmebereitstellung.
- Die Studie darf **frühestens 2015 veröffentlicht** worden sein. Damit soll gewährleistet werden, dass aktuelle Rahmenbedingungen berücksichtigt werden und dass das Energiesystem nicht anhand veralteter Annahmen fortgeschrieben wird.

Die Recherche der Studien erfolgt:

- Auf Basis einer Szenarienrecherche im Rahmen des BMWi-geförderten Projektes „InNOSys“ (FKZ 03ET4058)
- Durch Rückgriff auf bestehende Metaanalysen und Szenarienvergleiche (Fraunhofer I-WES/IBP, 2017; Kunz and Maier, 2017)

¹ Die Studien wurden weitestgehend vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes im Juni 2021, welches das Ziel der Klimaneutralität um fünf Jahre auf 2045 vorzieht, erstellt. Der Horizont für das Langfrist-Klimaschutzziel ist demnach in den betrachteten Studien 2050.

- Durch eine Anfrage in der „Strommarktgruppe“²
- Durch eine ergänzende allgemeine Internet-Recherche.

Es werden alle Studien erfasst, die zum Zeitpunkt der Bearbeitung – im August 2021 – veröffentlicht waren.

Auf diese Weise wurden 12 Studien mit insgesamt 43 Szenarien (davon 36 Zielszenarien und 7 Referenzszenarien) ermittelt. Eine Übersicht zu den ausgewählten Studien und Szenarien findet sich in Tabelle 1:

Tabelle 1: Übersicht über ausgewertete Studien und Szenarien.

Referenz	Auftraggeber	Jahr	Betrachtete Szenarien	Szenario Abkürzung	THG-Reduktionsziel bis 2050
(Repenning et al., 2015)	BMUB	2015	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario Klimaschutzszenario 80 Klimaschutzszenario 95	BMUB15-AMS BMUB15-KSSz80 BMUB15-KSSz95	kein Ziel 80% 95%
(Nitsch, 2017)	-	2017	Trendszenario 2017 Mittlere Effizienz-Szenario 2017 Hohe Effizienz-Szenario 2017	Nitsch17-TREND17 Nitsch17-KLIMA17-MEFF Nitsch17-KLIMA17-HEFF	kein Ziel 95% 95%
(Pfluger et al., 2017)	BMWi	2017	Referenzszenario Basisszenario Altern. Regionale EE Verteilung Restriktionsarmes Szenario Geringer Ausbau der Ü-Netze	BMWi17-REF BMWi17-Basis BMWi17-altEE BMWi17-restarm BMWi17-gNetz	kein Ziel 82% 82% 82% 82%
(Gerbert et al., 2018)	BDI	2018	Referenzpfad 80 % Pfad Global 95 % Pfad Global	BDI18-REF BDI18-80G BDI18-95G	kein Ziel 80% 95%
(dena, 2018)	dena	2018	Referenzszenario Elektrifizierung 80 % Elektrifizierung 95 % Technologiemix 80 % Technologiemix 95 %	dena18-REF dena18-EL80 dena18-EL95 dena18-TM80 dena18-TM95	kein Ziel 80% 95% 80% 95%
(Nitsch, 2019)	-	2019	TREND-19 KLIMA-19 PLAN KLIMA -19 OPT	Nitsch19-TREND19 Nitsch19-KLIMA19-PLAN Nitsch19-KLIMA19-OPT	kein Ziel 80% 95%
(Purr et al., 2019)	-	2019	GreenEe1 GreenLate GreenEe2 GreenMe GreenLife GreenSupreme	UBA19-GreenEe1 UBA19-GreenLate UBA19-GreenEe2 UBA19-GreenMe UBA19-GreenLife UBA19-GreenSupreme	95% 95% 95% 95% 95% 95%
(Robinius et al., 2020)	-	2020	Szenario 80 Szenario 95	FZJ20_80 FZJ20_95	80% 95%
(Sterchele et al., 2020)	-	2020	Referenz Beharrung	ISE20_REF ISE20_BEH	95% 95%

² Siehe <https://www.strommarkttreffen.org/>

			Inakzeptanz Suffizienz	ISE20_INAKZ ISE20_SUFF	95% 95%
(Kemmler et al., 2021)	BMWi	2021	Referenzentwicklung Zielszenario 1 Zielszenario 2 Zielszenario 3 / KSP	BMWi21a_REF BMWi21a_Ziel1 BMWi21a_Ziel2 BMWi21a_KSP	kein Ziel 85% 86% 87%
(Dambeck et al., 2021)	Agora / Stiftung Klima- neutralität	2021	Klimaneutral 2050 Knmin	Agora21_KN Agora21_Knmin	100% 100%
(Sensfuß et al., 2021)	BMWi	2021	TN-Strom TN-PtG/PtL TN-H2-G	BMWi21b_TN-Strom BMWi21b_TN-PtG/PtL BMWi21b_TN-H2-G	100% 100% 100%

Die nachfolgenden Analysen konzentrieren sich auf die Zielszenarien, d.h. Referenzszenarien und Prognosen werden nicht weiter berücksichtigt.

3.3 Studienauswertung

3.3.1 Betrachtete Indikatoren

Zur vergleichenden Gegenüberstellung von Szenarien werden Indikatoren ausgewählt, die einerseits von Relevanz für die kommunale Wärmeplanung sind und andererseits datenseitig durch möglichst viele Studien abgedeckt werden. Entsprechend werden Daten zu den folgenden Indikatoren den Studien entnommen:

Endenergieverbrauch (EEV) für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern

Dieser Indikator ist zentral, um die Relevanz von Technologien zur dezentralen Wärmebereitstellung einzuschätzen. Anders als beispielsweise Durchdringungsraten von einzelnen Technologien in Gebäuden wird dieser Indikator in fast allen betrachteten Szenarien angegeben. Sektoral werden in allen Szenarien unter diesem Indikator mindestens der EEV für Raumwärme und Warmwasser nur der Gebäudesektor von Privaten Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) berücksichtigt; in manchen Studien ist hier zusätzlich der Verbrauch im Sektor Industrie enthalten. Die Daten aus den Studien sind damit nicht direkt vergleichbar. Da jedoch der EEV für Raumwärme und Warmwasser im Industriesektor lediglich knapp 6% des heutigen gesamten EEV für Raumwärme und Warmwasser ausmacht (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021), sind die daraus resultierenden Unterschiede nicht besonders groß. Der EEV für Raumwärme wird in den wenigsten Studien angegeben und daher für diese Metaanalyse nicht betrachtet.

Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern

Dieser Indikator dient der Beurteilung der zukünftigen Relevanz der netzbasierten Wärmebereitstellung sowie entsprechender Energieträger. Er umfasst nicht nur die Fernwärmeerzeugung für Raumwärme und Warmwasser, sondern auch für industrielle Prozesswärme. Dieser Indikator wird nur in einem Teil der Studien angegeben.

Stromerzeugung nach Energieträgern

Aufgrund der zunehmenden Relevanz von Technologien zur Integration von Wärme- und Stromsektor wird ergänzend die energieträgerspezifische Stromerzeugung ausgewiesen. Je nach Studie wird hier entweder die Brutto- oder die Nettostromerzeugung ausgewiesen; zudem unterscheidet sich die Bilanzierung von Strom, der durch Speicher ins Stromnetz eingespeist wird.

Die ausgewerteten Daten sind damit nur begrenzt vergleichbar, bieten aber eine hinreichende Indikation zum Zusammenspiel von Strom- und Wärmeversorgung.

3.3.2 Korrelationsanalyse

Mit Hilfe einer Korrelationsanalyse soll anschließend geprüft werden, ob ein linearer Zusammenhang zwischen ausgewählten Variablen aus der Szenarienauswertung besteht. Ziel dieser Analyse ist es, szenarienübergreifend Faktoren zu identifizieren, die den Ausbau von Schlüsseltechnologien im Wärmesektor beeinflussen. Dazu werden die Daten zu den ausgewerteten Indikatoren untereinander in Verbindung gesetzt und der Korrelationskoeffizient „ r “ nach Bravais-Pearson bestimmt. Dieser kann wie folgt interpretiert werden:

- $-1 \leq r \leq -0,8$: Starker negativer Zusammenhang
- $-0,8 \leq r \leq -0,3$: Mittlerer negativer Zusammenhang
- $-0,3 \leq r \leq -0,1$: Schwacher negativer Zusammenhang
- $-0,1 \leq r \leq 0,1$: Kein Zusammenhang
- $0,1 \leq r \leq 0,3$: Schwacher positiver Zusammenhang
- $0,3 \leq r \leq 0,8$: Mittlerer positiver Zusammenhang
- $0,8 \leq r \leq 1$: Starker positiver Zusammenhang

Der Berechnung der Korrelation geht eine Prüfung der Datensätze auf Normalverteilung mit dem Kolmogorov-Smirnov-Test voraus. Die berechneten Korrelationskoeffizienten werden anschließend auf Signifikanz geprüft.

3.4 Ergebnisse

3.4.1 Szenarienvergleich nach Indikatoren

EEV für Raumwärme und Warmwasser

Abbildung 10 zeigt den EEV für Raumwärme und Warmwasser nach Energieträgern für das Jahr 2050 vergleichend für die untersuchten Szenarien. Zusätzlich wird im linken Teil der Abbildung die heutige Struktur des EEV für Raumwärme und Warmwasser gezeigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021).

Gegenüber einem Verbrauch in Höhe von 789 TWh im Jahr 2019 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021) erfolgt in den Szenarien im Mittel eine Halbierung des gesamten EEV für Raumwärme und Warmwasser bis zum Jahr 2050.

Die Spannweiten der Reduktion sind allerdings erheblich und schwanken zwischen -17 % und -69 %. Ein Zusammenhang mit dem THG-Minderungsziel, das den Szenarien unterliegt, lässt sich dabei nicht feststellen.

Bezüglich der Energieträger zeigt sich eine hohe Varianz in den Szenarien. Generell liegt mit zunehmender Ambition der THG-Minderung eine stärkere Dekarbonisierung des EEV vor: während in einigen Szenarien mit „lediglich“ 80 - 87%iger THG-Minderung noch Erdgas und in geringerem Maße auch Erdöl im Jahr 2050 zum Einsatz kommt, basiert der EEV für Raumwärme und Warmwasser für die sehr ambitionierten Szenarien weitgehend auf erneuerbaren Energieträgern und ggf. Power-to-Gas (PtG).

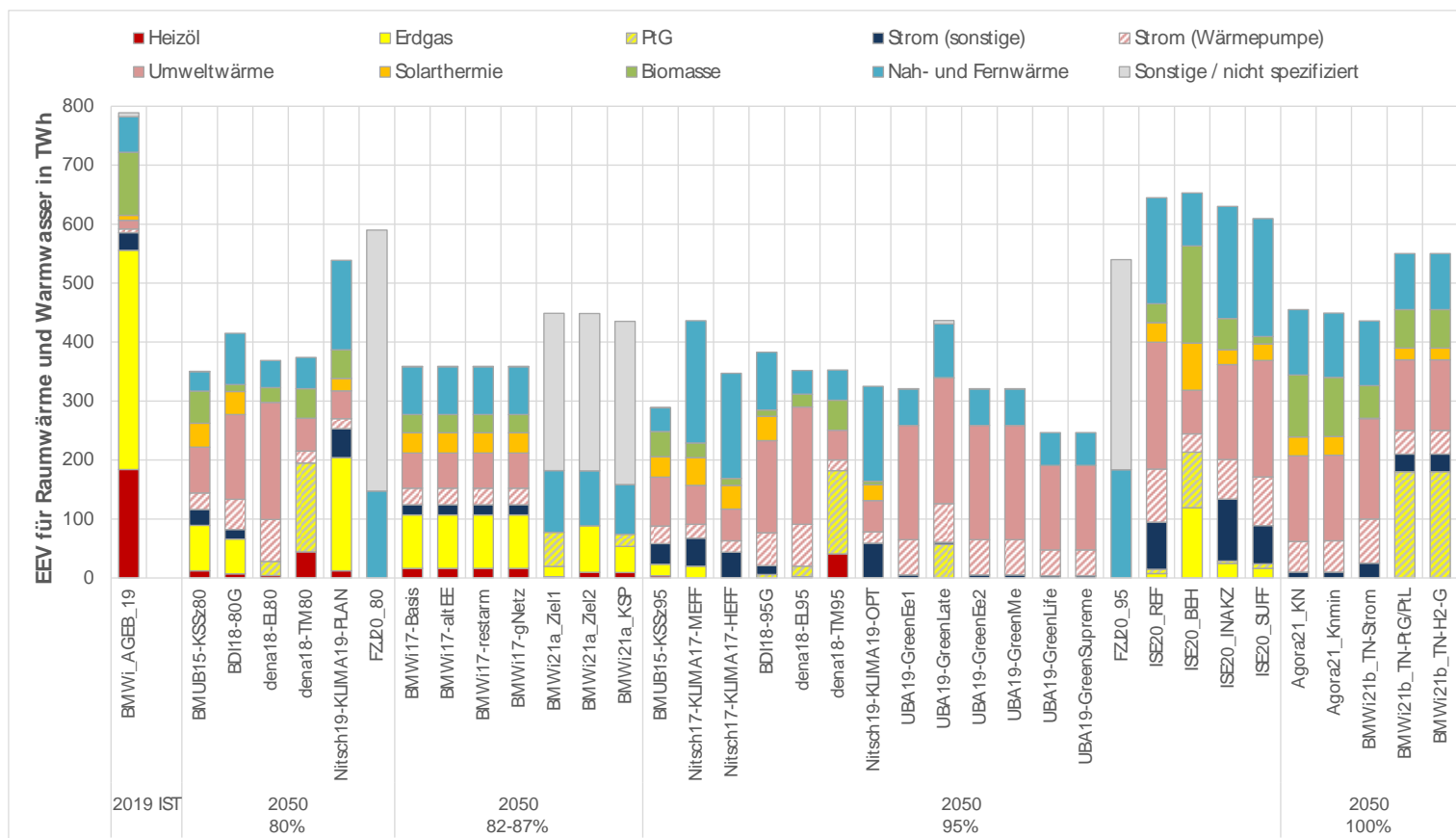


Abbildung 10: EEV für Raumwärme und Warmwasser im Szenarienvergleich^{3,4}.

³ Sofern in der Studie nicht explizit ausgewiesen, wurde der Verbrauch von Umweltwärme von Wärmepumpen mit einer mittleren Jahresarbeitszahl von 3,8 aus dem gesamten EEV für Raumwärme und Warmwasser von Wärmepumpen abgeleitet.

⁴ Die dena-Szenarien dena (2018) sind nur bedingt mit den anderen Szenarien vergleichbar, da hier Solarthermie im Gebäudesektor als verbrauchsreduzierende Maßnahme bilanziert wird und daher im EEV nicht enthalten ist.

Zentrale Technologien sind in den meisten Szenarien Wärmepumpen und Wärmenetze. Abbildung 11 zeigt die jeweiligen Anteile am EEV für Raumwärme und Warmwasser (bei Wärmepumpen sind sowohl Strom als auch Umweltwärme enthalten). Insbesondere Wärmepumpen erfahren eine Steigerung von etwa 3 % in 2019 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021) auf 43 % in 2050 im Mittel über alle Zielszenarien. Auf Nah- und Fernwärme entfallen im Jahr 2050 ca. 24 % des EEV für Raumwärme und Warmwasser (Beitrag 2019: 8 % (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021)).

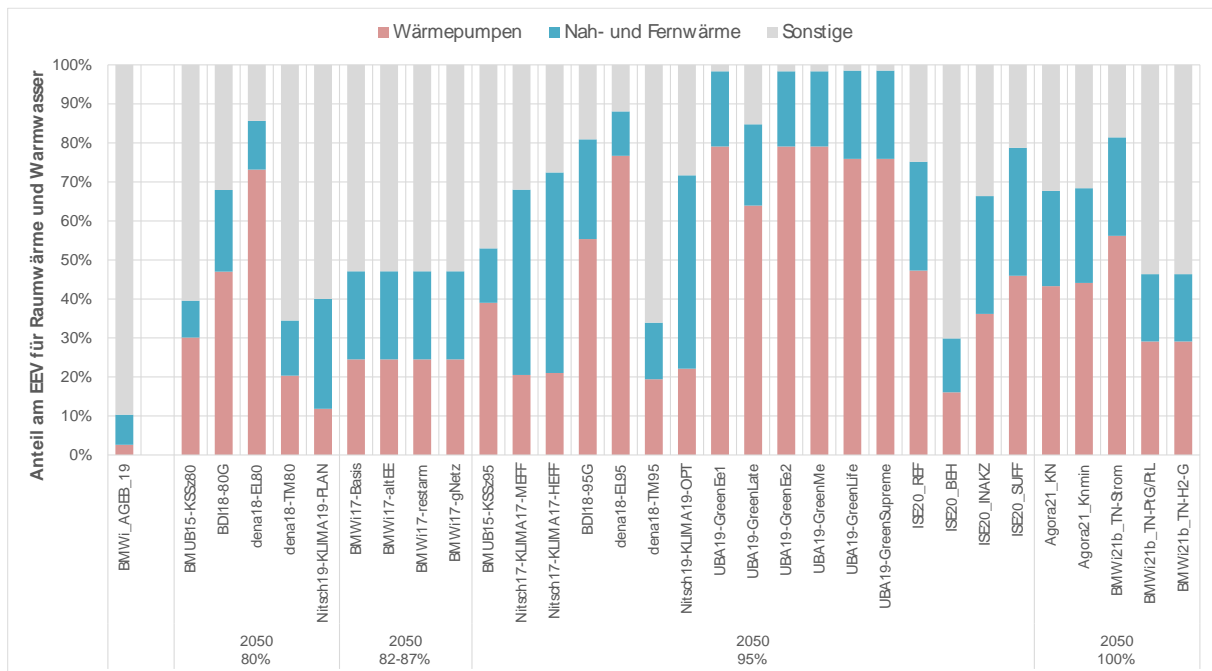


Abbildung 11: Anteile der Schlüsseltechnologien Wärmepumpen und Nah-/Fernwärme am EEV für Raumwärme und Warmwasser⁵.

Die Relevanz von Biomasse im Gebäude-Wärmebereich nimmt gemäß den meisten Zielszenarien ab (Abbildung 10). Solarthermie kommt in fast allen Szenarien im Jahr 2050 stärker als heute zum Einsatz, jedoch ist ihr Anteil am EEV für Raumwärme und Warmwasser auf durchschnittlich 5 % begrenzt. PtG spielt nur in manchen Szenarien eine Rolle im Gebäudesektor, dort jedoch mit teilweise deutlichen Beiträgen von bis zu 40 % (z.B. (dena, 2018; Sensfuß et al., 2021)).

Fernwärmeerzeugung

Bezüglich der Fernwärmeerzeugung zeigt die Studienauswertung ein diverses Bild (Abbildung 12:). Während manche Studien von einer Verdoppelung bis nahezu Verdreifachung der erzeugten Fernwärme bis zum Jahr 2050 ausgehen (Nitsch, 2017, 2019), zeigt sich in anderen Studien eine entsprechende Halbierung (Purr et al., 2019). Auch hinsichtlich der Energieträger weichen die Szenarien stark voneinander ab. Einige Szenarien setzen auf einen verstärkten Einsatz von Biomasse, während andere vorwiegend Wärmepumpen oder gasbasierte Brennstoffe als wesentliche Energieträger sehen. Die Wärmebereitstellung erfolgt bei festen und gasförmigen Brennstoffen überwiegend via Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Nitsch, 2017, 2019; Purr et al., 2019).

⁵ ohne Szenarien aus Robinius et al. (2020); Kemmler et al. (2021), da dort der EEV von Wärmepumpen sowie Nah- und Fernwärme bereits in "Sonstige" enthalten ist

Damit zeigt sich insgesamt im Fernwärmesektor eine starke Rolle der Sektorenintegration über KWK und Wärmepumpen; geringe Wärmemengen werden zudem direktelektrisch erzeugt.

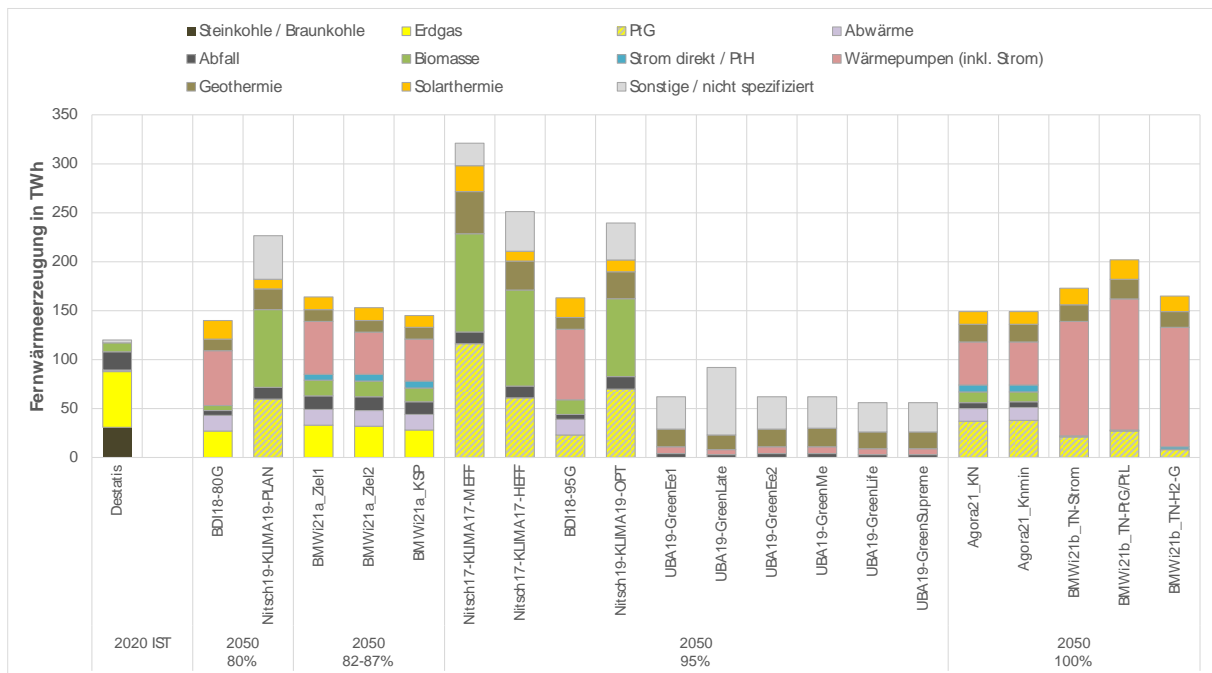


Abbildung 12: Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern im Szenarienvergleich. Quelle für IST-Daten von 2020: (Statistisches Bundesamt, 2021a, 2021b).

Stromerzeugung

Die zunehmende Relevanz der Sektorenintegration im dezentralen Bereich via Wärmepumpe als auch in der Fernwärmeerzeugung via KWK und Wärmepumpe stellt entsprechende Anforderungen an den Strommix, um den Klimazielen gerecht zu werden. Dazu wird die Art der Stromerzeugung im Jahr 2050 für die Zielszenarien vergleichend gegenübergestellt. In fast allen Szenarien wird ausgehend von einer (Brutto-)Stromerzeugung in Höhe von 572 TWh im Jahr 2020 eine deutliche Steigerung auf teilweise 1.000 TWh und mehr angenommen (teilweise Nettostromerzeugung, s.o.), um der verstärkten Stromnachfrage aus dem Wärmesektor, aber auch aus dem Bereich Mobilität gerecht zu werden.

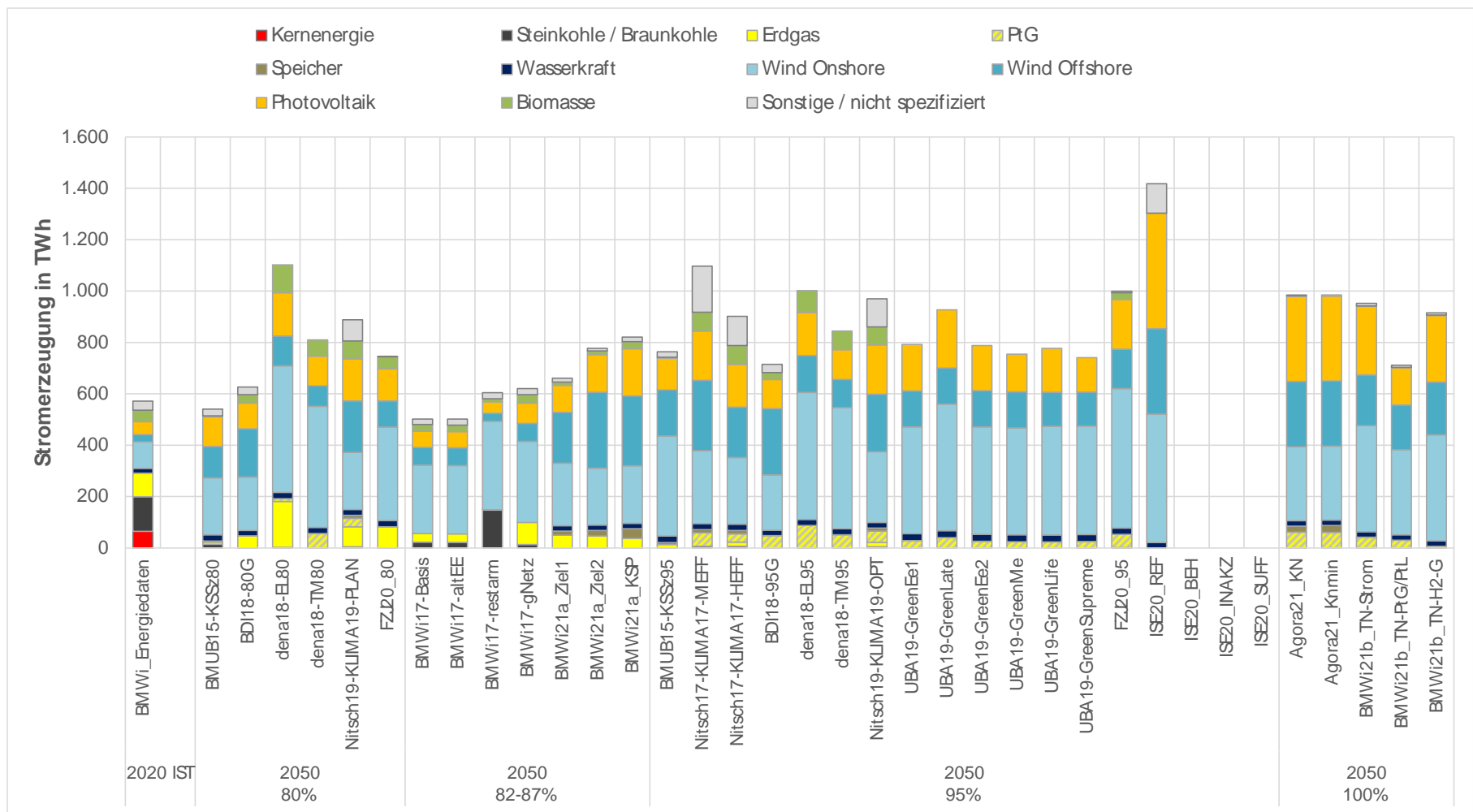


Abbildung 13: Stromerzeugung nach Energieträgern im Szenarienvergleich⁶.

⁶ Für die Szenarien ISE20_BEH, ISE20_INAKZ sowie ISE20_SUFF sind keine Daten verfügbar.

Dominiert wird die Stromerzeugung in fast allen Zielszenarien von Windkraftanlagen (On- und Offshore). Insbesondere in den hochambitionierten Zielszenarien (THG-Minderung $\geq 95\%$) entfallen zudem relevante Stromerzeugungsmengen auf Photovoltaik. Damit stellen fluktuierende erneuerbare Energien den Löwenanteil der Stromerzeugung, während die Erzeugung aus regelbaren Kraftwerken zurückgeht – auch im Zuge des Netzausbaus, der verstärkten Speichernutzung, Flexibilisierung der Nachfrage sowie weiteren Flexibilisierungsmaßnahmen. Zusammen mit anderen erneuerbaren Energieträgern (Biomasse, Wasserkraft und „grünes“ PtG) werden im Mittel über alle Szenarien im Jahr 2050 etwa 91 % des Stroms regenerativ erzeugt (Abbildung 13). Erdgas und andere fossile Brennstoffe kommen nur noch in weniger ambitionierten Zielszenarien für die Stromerzeugung zum Einsatz.

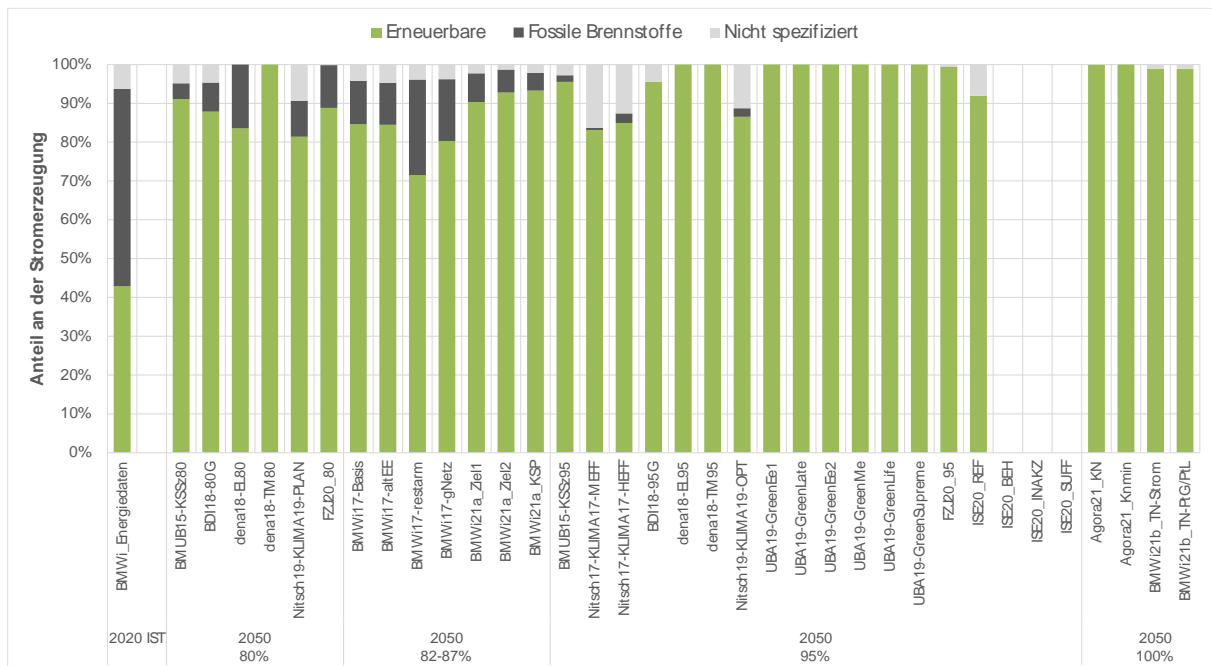


Abbildung 14: Anteile der Energieträgergruppen an der Stromerzeugung.

3.4.2 Korrelationen

Da Wärmepumpen sowie Nah- und Fernwärme als wesentliche Energieträger im Wärmesektor identifiziert wurden (Kapitel 3.4.1), konzentriert sich die Korrelationsanalyse auf die entsprechend zugehörigen Daten aus der Szenarienübersicht. Zusätzlich werden die Daten zum EEV von Umweltwärme und Nah-/Fernwärme mit den Daten zur Windstromerzeugung (Summe On- und Offshore) in Verbindung gesetzt. Der Fokus auf Windstrom ergibt sich aufgrund der zeitlichen Korrelation der Windstromerzeugung mit dem Wärmebedarf, welche z.B. für Photovoltaik weniger stark ausgeprägt ist.

Die berechneten Korrelationskoeffizienten sind in Tabelle 2: angeordnet. Signifikante Korrelationen ergeben sich lediglich zwischen der Windstromerzeugung und dem EEV Umweltwärme, sowie für den EEV Nah-/Fernwärme und dem gesamten EEV für Raumwärme und Warmwasser. Für beide ergibt sich ein mittlerer positiver Zusammenhang. Diese signifikanten Korrelationen werden im Folgenden näher betrachtet.

Tabelle 2: Korrelationsmatrix.

	Windstrom-erzeugung	EEV Umweltwärme	EEV Nah-/ Fernwärme	EEV Raumwärme und Warmwasser
Windstrom-erzeugung	1	0,645***	0,182	0,293
EEV Umweltwärme	0,645***	1	-0,030	0,145
EEV Nah-/ Fernwärme	0,182	-0,030	1	0,630***
EEV Raumwärme und Warmwasser	0,293	0,145	0,630***	1

Der EEV für Umweltwärme ist in allen betrachteten Szenarien größer, je höher die Windstromerzeugung ausfällt (Abbildung 15: links). Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom betrieben werden müssen, um zum Klimaschutz beizutragen. Windkraft eignet sich aufgrund der stärkeren Verfügbarkeit in der Heizperiode hierzu besonders gut. Der positive Zusammenhang zwischen Windstromerzeugung und Umweltwärme wird weitgehend unabhängig vom Zielniveau des Szenarios beobachtet.

Der EEV an Nah- und Fernwärme korreliert positiv mit dem gesamten EEV für Raumwärme und Warmwasser (Abbildung 15: rechts). Eine sichere Begründung dieses Zusammenhangs kann die Szenarienübersicht nicht liefern. Möglicherweise ist es einfacher, bei hohem Gesamt-Wärmeverbrauch im Gebäudesektor und einhergehend vergleichsweise niedrigerem Dämmstandard die Klimaschutzziele mit (dekarbonisierter) Nah- und Fernwärme zu erreichen statt mit anderen Technologien wie Wärmepumpen, welche höhere Anforderungen an die Gebäudehülle stellen.

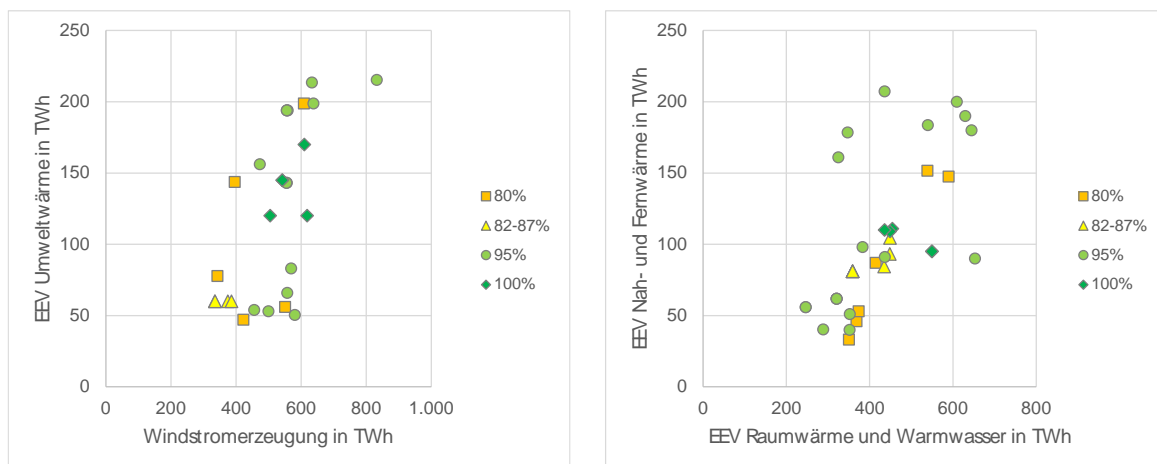


Abbildung 15: Korrelationen zwischen EEV Umweltwärme und Windstromerzeugung (links) sowie EEV Nah- und Fernwärme und EEV Raumwärme und Warmwasser. Farbliche Markierungen: Klimaschutzzielniveau der zugrunde liegenden Szenarien.

Die Korrelationsanalyse liefert vorsichtige Hinweise auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Szenarien, kann letztlich aber die Varianz der Ergebnisse nicht erklären.

3.5 Schlussfolgerungen

Für diese Metaanalyse wurden Daten zur Transformation des Gebäude-Wärmesektors aus 36 Klimaschutzzielszenarien ermittelt und miteinander in Verbindung gesetzt. Da die betrachteten Szenarien

die deutschlandweite Perspektive einnehmen, können sie nicht für einzelne Kommunen herangezogen werden. Es ist jedoch möglich, auf Basis der Analyse folgende allgemeine Schlussfolgerungen für einen klimazielkompatiblen Wärmesektor abzuleiten:

- Die Reduktion des Wärmeverbrauchs im Gebäudesektor ist wesentlich. Diese kann durch eine CO₂-arme Wärmeversorgung teilweise kompensiert werden.
- Wärmepumpen und Wärmenetze sind Schlüsseltechnologien für Klimaschutz im Gebäude-Wärmesektor. PtG kann nachrangig auch im Gebäudesektor eine Rolle spielen.
- Fossile Energieträger müssen aus der Wärmeversorgung verdrängt werden.
- Die Integration von Strom- und Wärmesektor wird zunehmen. Hierzu muss die Stromversorgung deutlich von erneuerbaren Energien dominiert werden.

Die Metaanalyse zeigt, dass der Lösungsraum zur Erreichung der Klimaschutzziele sehr groß ist und insbesondere der gesamte Endenergieverbrauch sowie die Relevanz einzelner Technologien im Wärmesektor sehr stark variieren kann. Daher ist es notwendig, dass Kommunen ihr jeweiliges Leitbild für die langfristige, klimazielkompatible Wärmeversorgung an ihre jeweiligen Voraussetzungen knüpfen. Dazu gehören die Analysen der lokalen Potentiale, der Bedarfe sowie individuelle Bedingungen (z.B. Siedlungsstrukturen, Umland und Topologie). Genau dies ist die Aufgabe der kommunalen Wärmeplanung.

4 Weiterentwicklung von GIS-Methoden für die Bestands- und Potenzialanalyse mit Methoden der Fernerkundung (AP 4)

Zur Planung und Umsetzung von Strategien im Bereich des Wärme- und Energiesektors fehlt es oftmals an flächendeckenden und gleichzeitig hochauflösenden Informationen. Die Fernerkundung und Geoinformation können hier ansetzen und großflächig Informationen ableiten, die in weiteren Planungsprozessen mit eingebunden werden können. Im Zuge von Arbeitspaket 4 werden entsprechende Geodaten verwendet, um mit Hilfe von maschinellen Lernverfahren Informationen, die für die Wärmebedarfsmodellierung benötigt werden, flächendeckend abzuleiten und in weitere Folge für die Wärmebedarfsmodellierung genutzt. Die Modellierung erfolgt gebäudescharf, jedoch ist die Ausgabe und Darstellung der Wärmebedarfe aufgrund von Datenschutzbestimmungen auf Hektar-rasterebene aggregiert.

4.1 Herstellen der Primärgeoinformation: Landbedeckung

Task 4.1. beinhaltet die Erstellung der Primärinformation „Landbedeckung“ mittels Satellitendaten, welche auf Gemeindeebene Informationen zur Verteilung der verschiedenen Landbedeckungsklassen liefern kann. Die Datenbasis für die Klassifikation bilden Sentinel-2 Satelliten der Copernicus-Mission. Die Sentinel-2 Satelliten (Sentinel-2A und Sentinel-2B) kreisen um 180° versetzt und mit einer Schwadbreite von 290 km um die Erde und haben somit eine temporale Auflösung von 5 Tagen – ein Gebiet auf der Erde wird somit alle 5 Tage einmal aufgenommen. Des Weiteren haben die frei verfügbaren Daten der Sentinel-Mission eine hohe räumliche Auflösung mit 10 Meter im optischen Bereich. Durch diese Eigenschaften der zeitgleich hohen räumlichen und temporalen Auflösung ist es möglich verschiedenste Informationen für großflächige Gebiete abzuleiten (ESA 2019).

Für das Gebiet des Bundeslands von Baden-Württemberg wurde ein Mosaik aus mehreren Sentinel-2 Aufnahmen erstellt. Hierbei wurden die spektralen Kanäle Rot, Grün, Blau und Nahes Infrarot ausgewählt. Die aufgenommenen Daten wurden in 100x100 km große Kacheln geteilt und so zur Verfügung gestellt. Des Weiteren bedeckt eine Schwadbreite nicht das ganze Bundeslandgebiet (siehe Abbildung 16:), weshalb die Aufnahmen aus verschiedenen Aufnahmezeitpunkten kombiniert werden mussten.

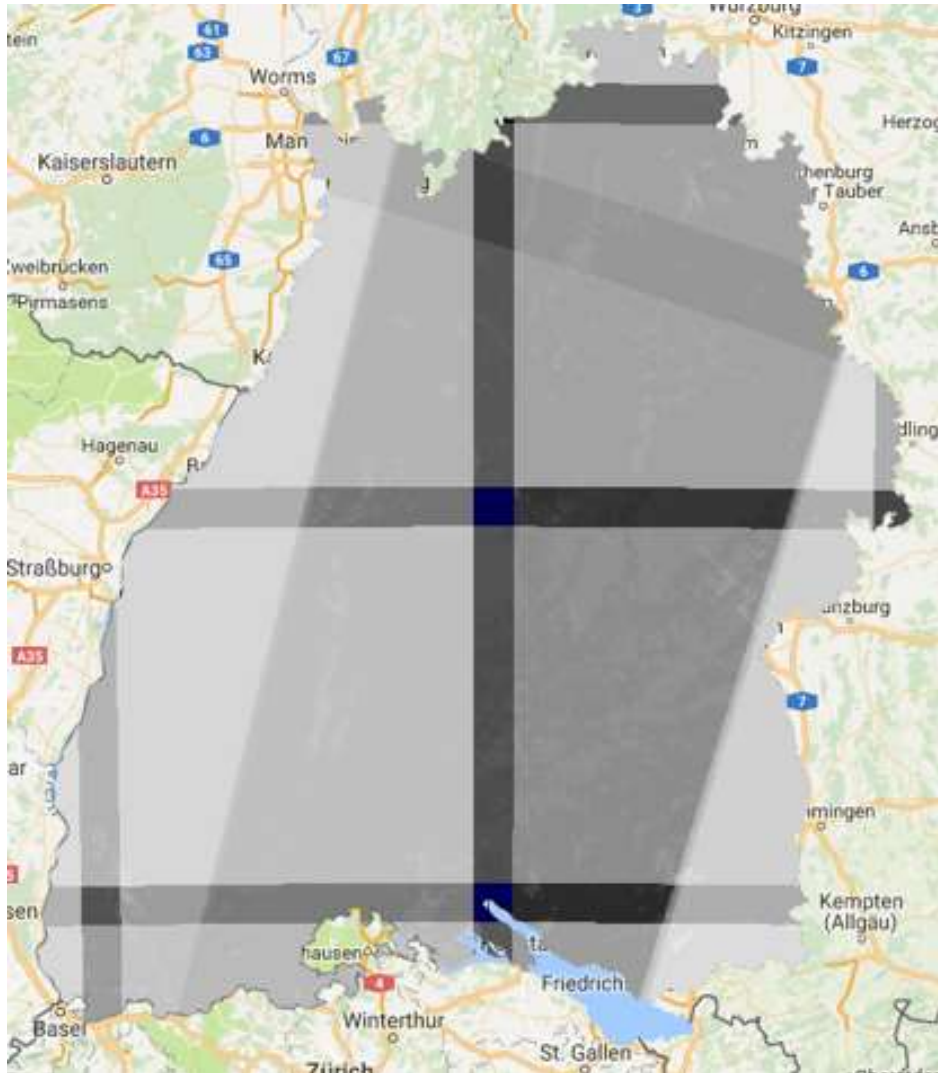


Abbildung 16: Sentinel-Abdeckung des Bundeslandgebietes von Baden-Württemberg. Dunkle Gebiete entsprechen häufigeren Überlappungen zwischen den 100x100 km Kacheln. Die Aufnahmerichtung und -bahn des Satelliten ist in der Mitte des Bildes als breiter (290 km) diagonaler Streifen gut zu erkennen.

Die Auswahl der Aufnahmezeitpunkte richtet sich zum einen nach der Thematik und zum anderen nach der Verfügbarkeit von möglichst wolkenfreien Aufnahmen. Wolkenfreie Aufnahmen, die das ganze Bundeslandgebiet abdecken, gab es für die zwei Zeitpunkte 22.9.2016 und 29.09.2016. Um ein ganzheitliches Mosaik aus diesen Daten zu erstellen, wurde für die Überlappungsbereiche zwischen den Kacheln der Mittelwert zwischen den sich überlagernden Pixeln gerechnet. Das mosaikierte Ergebnis, als auch ein genauerer Ausschnitt von Stuttgart, sind Abbildung 17 zu entnehmen.

Neben den vier ausgewählten Bändern wurden, bevor die Klassifikation durchgeführt wurde, zusätzliche Texturmerkmale berechnet. Texturmerkmale verbessern die Genauigkeit von Landbedeckungsklassifikationen signifikant (Khatami, Mountrakis, und Stehman 2016), da sie die Umgebung der einzelnen Pixel mit in Betracht ziehen und somit einzelne Flächen, wie beispielsweise heterogene Flächen wie Städte, besser zur Geltung kommen. Hierfür wurde die Gray Level Co-Occurrence Matrix (GLCM) berechnet (Haralick et al. 1973). Durch die vier originalen Bänder und den berechneten Texturmerkmalen wurden somit für die anschließende Klassifikation 40 Informationsbänder verwendet.

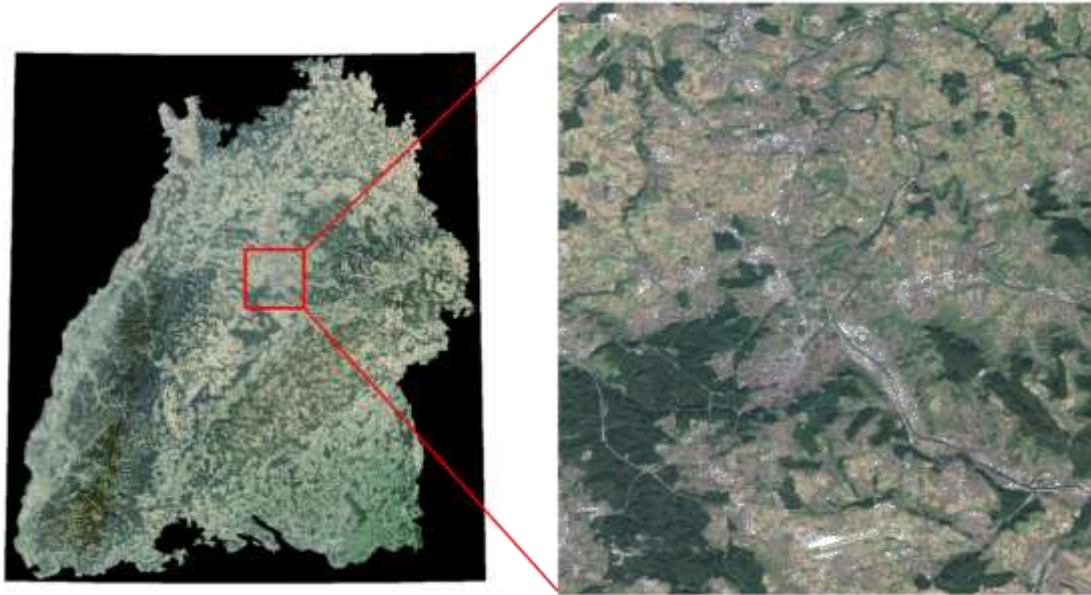
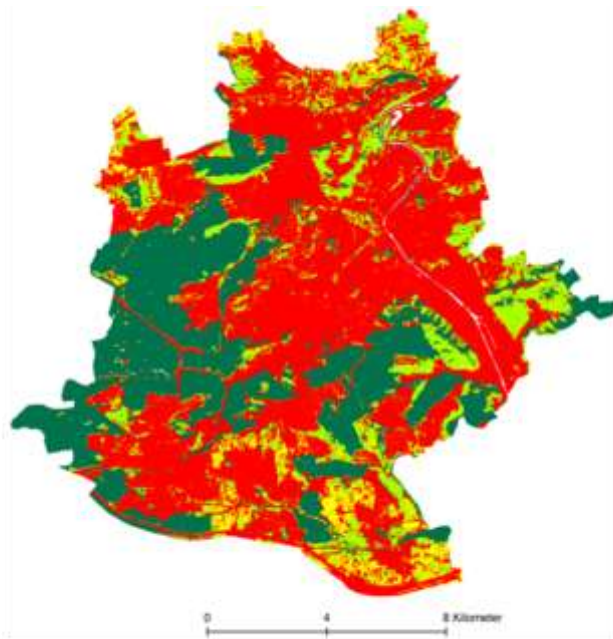


Abbildung 17: Sentinel-2 Mosaik von Baden-Württemberg (links) mit einem Ausschnitt von Stuttgart (rechts).

Die anschließende Landbedeckungsklassifikation wurde mittels Machine-Learning durchgeführt. Machine-Learning Klassifikationsalgorithmen bedienen sich künstlicher Intelligenz, um unterschiedliche Muster zu erkennen die z.B. eine Klasse repräsentieren. Für die Klassifikation der Landbedeckung wurden 5 Klassen definiert: Ackerflächen, Brachflächen, versiegelte Flächen, Wasserflächen und Wald. Damit der Machine-Learning Algorithmus die Muster erlernen kann benötigt er Trainingsdaten. Die Trainingsgebiete wurden manuell erstellt und analysiert, um möglichst wenig Überlappungen zwischen den Merkmalen der einzelnen Klassen zu haben damit eine gute Differenzierung stattfinden kann. Die Klassifikation wurde mit dem Algorithmus Random Forests durchgeführt (Breiman 2001). Der Random-Forest Algorithmus wird gerne für Klassifikationsaufgaben verwendet, da dieser nicht sehr komplex aufgebaut ist und trotzdem sehr gute Ergebnisse erzielt (Fernández-Delgado et al. 2014). Anhand der Trainingsdaten wird eine Vielzahl von Entscheidungsbäumen erstellt. Die zu klassifizierenden Elemente, z.B. Pixel, werden von jedem erstellten Entscheidungsbaum klassifiziert, wodurch ein Pixel mehreren Klassen zugewiesen werden kann. Mittels des Majority Votes wird die am häufigsten vorkommende Klasse dem Pixel als finale Klasse zugewiesen. Ein finales Klassifikationsergebnis für die Stadt Stuttgart kann Abbildung 18 entnommen werden.

Um die Güte einer Klassifikation erfassen zu können wird ein sogenanntes Accuracy Assessment durchgeführt. Hierfür werden Daten zur Überprüfung der Klassifikationsgüte benötigt. Dafür wird im Rahmen des Klassifikationsverfahrens ein Anteil der Trainingsdaten nicht für die Modellbildung genutzt, sondern ausschließlich für die Validierung verwendet. Für den vorliegenden Fall wurden für jede Klasse 50% der Trainingsdaten zum Trainieren des Random-Forest Algorithmus verwendet und die restlichen 50%, um die Güte der durchgeführten Klassifikation zu berechnen.



Legende

■ Wasser
 ■ Versiegelt
 ■ Brachland
 ■ Grünflächen
 ■ Wald

Abbildung 18: Klassifikationsergebnis für Stuttgart

Im Rahmen der Gütebewertung wird für jede Klasse auf Pixelebene ein Abgleich mit dem Referenzdatensatz anhand einer Konfusionsmatrix durchgeführt. Darauf basierend werden Genauigkeitswerte, wie die Gesamtgenauigkeit oder der Kappa-Koeffizient, berechnet. Diese belaufen sich bei der vorliegenden Klassifikation auf 99% und 0,99, was einer sehr hohen Klassifikationsgüte entspricht.

4.2 Ableitung der Sekundärinformation

Die in Task 4.2. durchgeführte Ableitung von Sekundärinformation ist ein wichtiger Schritt für die nachfolgende Wärmebedarfsberechnung. In Task 4.3. wurden zwei verschiedene Verfahren zur Berechnung des Wärmebedarfs getestet, die auf die gleiche Datengrundlage zurückgreifen: Gebäudetyp und Bauperiode eines Gebäudes. Da diese Informationen in der notwendigen räumlichen Granularität nicht flächendeckend vorhanden ist werden hier Ansätze entwickelt, um diese benötigte Information großflächig abzuleiten. Des Weiteren werden Klimadaten benötigt, die in vorliegendem Task ebenfalls flächendeckend abgeleitet wurden. Hierfür wird in Kapitel 4.2.1 die Datengrundlage und, in den Kapiteln 4.2.3-4.2.6, die Verfahren zur Ableitung der benötigten Gebäudeinformationen detailliert erläutert und dargestellt.

Da im Projektverlauf hochdetaillierte Geodaten zum individuellen Gebäudebestand in Deutschland in Fläche und Höhe über das Bundesamt für Kartographie und Geodäsie verfügbar gemacht wurden, entfiel die Erstellung von Gebäudemodellen aus Satellitendaten.

4.2.1 Datengrundlagen

Die Wärmebedarfsberechnung in Task 4.3. erfolgt auf Gebäudeebene. Hierfür sind vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) die digitalen Gebäudemodelle Level-of-Detail (LoD)1 und LoD2 für das Bundeslandgebiet von Baden-Württemberg bezogen worden. Das LoD1 beinhaltet Informationen über die Höhe, und den Gebäudegrundriss.

Das LoD1-Modell stellt Gebäude als Klötzchen dar, indem für die Höhe ein einheitlicher Höhenwert vorhanden ist (siehe Abbildung 19: links).

Die Genauigkeit der Höhe ist auf eine Genauigkeit von 5m definiert und wird errechnet aus dem Unterschied zwischen dem höchsten- und tiefsten Bezugspunkt des Gebäudes (Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung 2019). Werden zur Höhe noch zusätzlich Informationen über die Dachstrukturen eingebunden, so handelt es sich um ein LoD2-Modell (siehe Abbildung 19: rechts) welche aus einer Auswahl von mehreren Standarddächern annotiert werden (Aringer und Hümmer 2011). Die Genauigkeit der Höhe beträgt hier durch häufigere Verwendung von genaueren Messmethoden 1m. Der Bezugspunkt der Höhenmessung ist derselbe wie bei LoD1 (Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung 2019).



Abbildung 19: Darstellung eines Gebäudes in einem Gebäudemodell in unterschiedlichen Levels of Detail.

Zusätzlich zu den Gebäudemodellen wurden Daten aus dem Zensus für die Wärmebedarfsmodellierung genutzt. Die Zensusdaten werden auf INSPIRE-konformen Gitterebenen mit einer Maschenweite von 100m zur Verfügung gestellt. Thematisch sind für die feingranulierte Ebene Informationen zur Einwohnerzahl und die Anzahl an Gebäuden je nach „Gebäudetypgröße“ verfügbar: Freistehendes Einfamilienhaus, Einfamilienhaus: Doppelhaushälfte, Einfamilienhaus: Reihenhauses, Freistehendes Zweifamilienhaus, Zweifamilienhaus: Doppelhaushälfte, Zweifamilienhaus: Reihenhauses, Mehrfamilienhaus: 3-6 Wohnungen, Mehrfamilienhaus: 7-12 Wohnungen, Mehrfamilienhaus: 13 und mehr Wohnungen, Anderer Gebäudetyp.

Darüber hinaus beinhaltet der Zensus auch Angaben zum Baujahr: vor 1919, 1919-1948, 1949-1978, 1979-1986, 1987-1990, 1991-1995, 1996-2000, 2001-2004, 2005-2008, 2009 und später. Diese beiden Informationen werden für die Modellierung der beiden benötigten Attribute Gebäudetyp und Bauperiode für die Wärmebedarfsberechnung, wie in Kapitel 4.2.3 und 4.2.4 beschrieben, verwendet (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2015).

Um die klimatische Komponente bei der Wärmebedarfsberechnung mit einzubeziehen, wurden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) die [Gradtagszahlen der letzten 10 Jahre](#) für jede Station in Deutschland bezogen. Die hierbei vom DWD bereitgestellten Gradtagszahlen beziehen sich auf eine Heizgrenztemperatur von 15°C, da aber bei der Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden (siehe Kapitel 4.2.6) auch die Gradtagszahlen mit einer Heizgrenztemperatur von 12° und 10°C benötigt werden, wurde auf eine [Excel-Tabelle](#), erstellt vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU), zurückgegriffen, welche ebenfalls die Gradtagszahlen für die unterschiedlichen Heizgrenztemperaturen zur Verfügung stellt.

4.2.2 Aufbereitung der Gebäudemodelle

Die LoD-Daten liegen im Format GML (Geography Markup Language) vor, in welchem Daten zu einzelnen Gebäudeteilen pro Gebäude hierarchisch mit ihren Attributen und Koordinaten abgespeichert sind. Für die Wärmebedarfsmodellierung wurden die LoD-Gebäude in Geodaten umgewandelt.

Hierbei wird der Grundriss eines Gebäudes als Polygon dargestellt sowie dessen zusätzliche Eigenschaften wie Höhe, Grundfläche, Wandfläche, etc. als zugehörige Attribute. Dies wurde sowohl für die LoD1 Gebäudemolldaten als auch die LoD2 Gebäudemolldaten durchgeführt. Bei der Umwandlung wurde jedoch bei den LoD2 Daten ein zusätzlicher Arbeitsschritt eingeführt: Da beim Wärmebedarfsberechnungsverfahren, welches auf den LoD2 Daten basiert, die Fläche der Außenwand ein ausschlaggebender Parameter für die Wärmebedarfsmodellierung ist, wurden im Zuge der Umwandlung Verschneidungen der Wandflächen zwischen den Gebäuden berechnet und somit die Fläche der Wandüberlappungen zwischen zwei Gebäuden noch als zusätzliches Attribut extrahiert. Ein Schema der durchgeführten Umwandlungen ist in Abbildung 20: zu sehen.

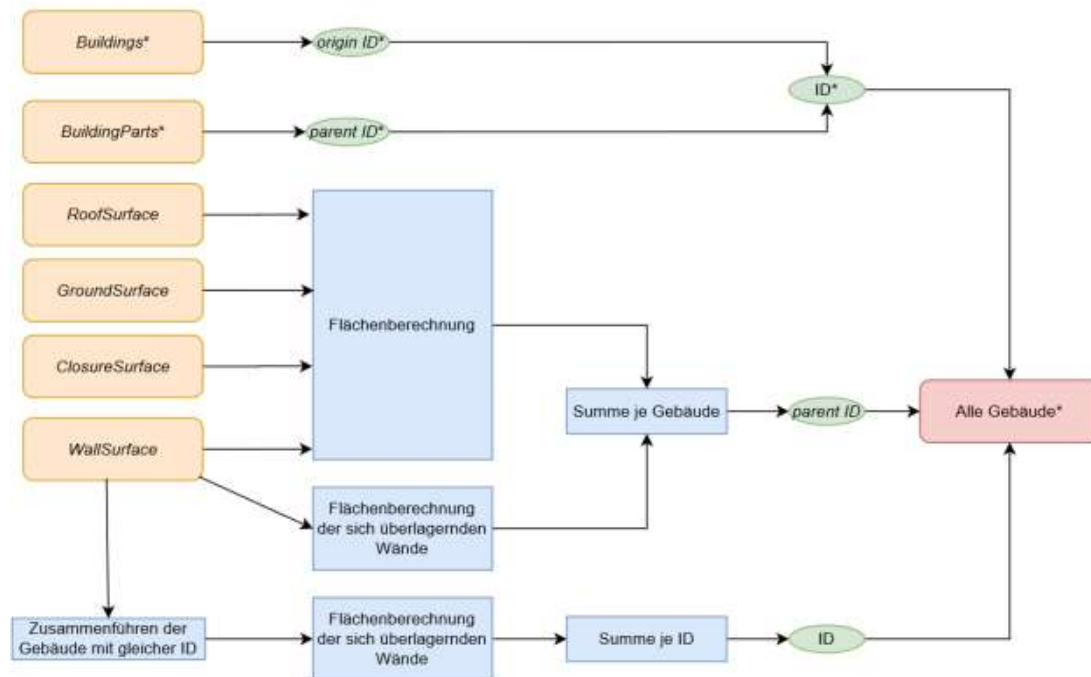


Abbildung 20: Schema der Umwandlungen aus dem GML-Format in ein Geodatenformat mit den Gebäudgrundflächen als Polygonen. Die mit * gekennzeichneten Objekte repräsentieren die LoD1-Umwandlung, das ganze Schema die LoD2-Umwandlung.

4.2.3 Ableitung des Gebäudetyps

Die amtlichen Daten der Gebäudemodelle beinhalten neben den oben erwähnten Attributen zu Höhe, Fläche etc. auch den Gebäudefunktionscode aus dem amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS), als ein weiteres wichtiges Attribut. Dieser beschreibt die Funktion des jeweiligen Gebäudes in vier Hauptkategorien: (a) Wohngebäude, (b) Gebäude für Gewerbe und Industrie, (c) Gebäude für öffentliche Zwecke und (d) nicht spezifizierte Gebäude, zu denen keine Angaben gemacht werden. Die ersten drei Kategorien werden weiter differenziert. Wenn ein Gebäude mehrere Nutzungen hat, wird nur die erste Nutzung genannt (Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung 2019). Mithilfe dieser Information wurden in einem ersten Schritt die Nicht-Wohngebäude von den Wohngebäuden getrennt, denn die darauffolgende Wärmebedarfsberechnung basiert jeweils nur auf Grundlage von Wohngebäuden. Sehr kleine Nebengebäude wie z.B. Garagen werden anhand eines empirisch ermittelten Mindestflächenkriteriums identifiziert: 56,8 m² für allein stehende Gebäude und 30m² für nicht freistehende Gebäude. Gebäude mit einem kleineren Flächenwert wurden aus dem Datensatz entfernt.

Für die Wärmebedarfsberechnung ist der Gebäudetyp des Wohngebäudes eine relevante Information, da z.B. ein Einfamilienhaus höhere Wärmeverluste zu tragen hat als ein Reihenhaus oder ein Mehrfamilienhaus. Als Zielklassen, welche auch vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) als Bedarfsklassen ausgegeben werden (Loga et al. 2015) wurden Einfamilienhäuser (EFH), Doppelhaushälften und Reihenhäuser (RH) sowie Mehrfamilienhäuser (MFH) definiert. Jeder Gebäudetyp hat seine eigenen Eigenschaften und Charakteristika: so hat ein EFH keine direkt anliegenden Nachbarn, ein RH mindestens einen direkt anliegenden Nachbarn und ein MFH entweder keinen oder mehr als einen, dafür aber ein sehr großes Volumen. Da die Gebäudetypen anschließend mit einem maschinellen Lernalgorithmus bestimmt werden sollen ist es wichtig, dass die Gebäude Attribute besitzen, die jeweils einem bestimmten Gebäudetyp zuzuordnen sind. Maschinelle Lernalgorithmen sind in der Lage komplexe Zusammenhänge und Eigenschaften zu erkennen, sodass eine große Anzahl an Attributen für die Beschreibung ihrer Charakteristika genutzt werden kann: z.B. die Anzahl direkt zusammenhängender Nachbarn, der relative Flächenanteil des Einzelgebäude an der Gesamtfläche, der relative Anteil des Umfanges am Gesamtumfang sowie das Flächen zu Höhen Verhältnis. Außerdem haben unterschiedliche Gebäudetypen unterschiedliche Formcharakteristika. Ein EFH ist meist sehr kompakt, während MFH durchaus komplexe Formen aufweisen können (siehe Abbildung 21:). Um diese Formabhängigkeit mit einzubeziehen, wurden für jedes Gebäude sogenannte Formmerkmale berechnet (Angel et al. 2010).

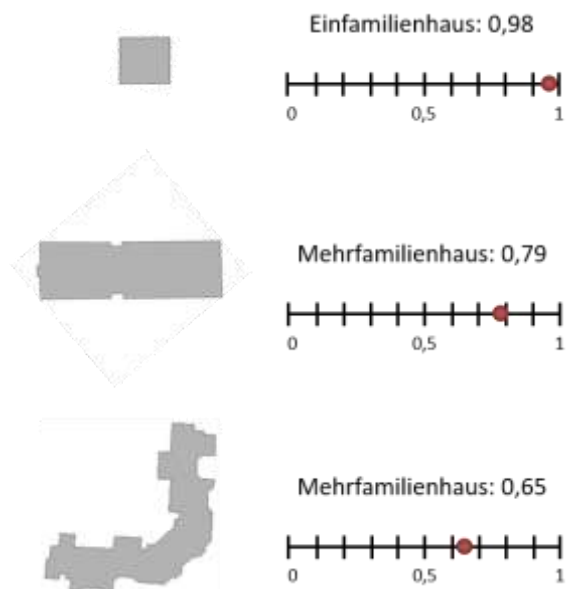


Abbildung 21: Beispiel für die Ausprägung des Formmerkmals "Cohesion" für verschiedene Gebäudetypen.

Im weiteren Verlauf wurden die Gebäude mittels maschinellen Lernalgorithmus in die verschiedenen Gebäudetypen klassifiziert.

Der hierfür verwendete Ansatz ist, wie auch schon in Kapitel 4.1 für die Klassifikation der Sentinel-Daten, der Random Forest Algorithmus von Breiman (2001). Um die Gebäudetypenklassifikation durchführen zu können benötigt der Algorithmus Trainingsdaten für die Modellbildung, welche aus den Zensusdaten generiert werden:

- EFH: Freistehendes Einfamilienhaus, Freistehendes Zweifamilienhaus
- RH: Einfamilienhaus: Doppelhaushälfte, Einfamilienhaus: Reihenhaus, Zweifamilienhaus: Doppelhaushälfte, Zweifamilienhaus: Reihenhaus
- MFH: Mehrfamilienhaus: 3-6 Wohnungen, Mehrfamilienhaus: 7-12 Wohnungen, Mehrfamilienhaus: 13 und mehr Wohnungen

Aus allen Zensuskacheln wurden anschließend die Kacheln gewählt, die nur einen einzelnen Gebäudetyp beinhalten (siehe Abbildung 22:).

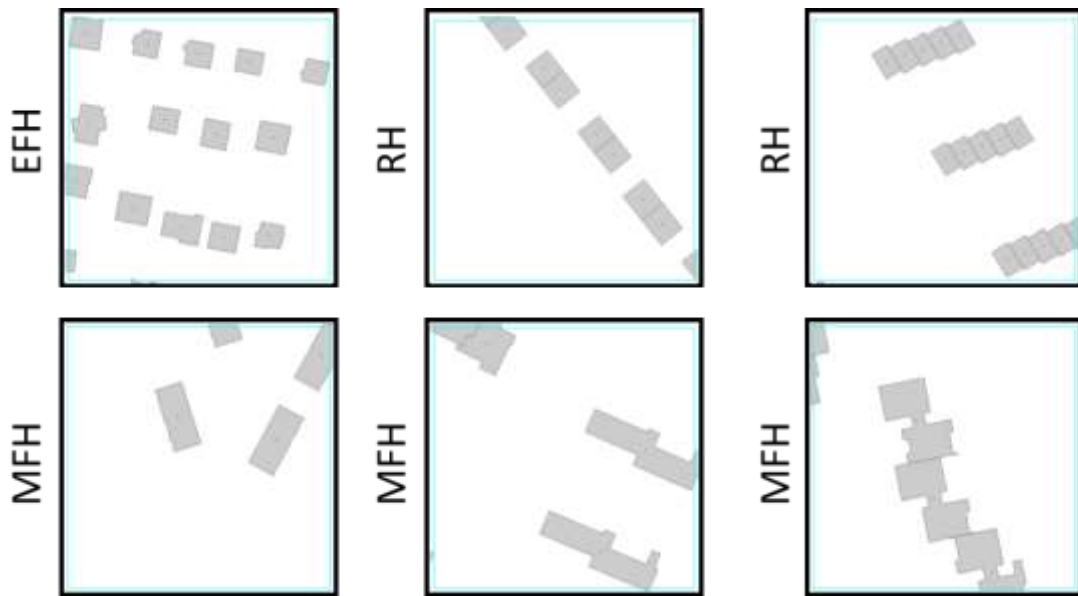


Abbildung 22: Beispiele für Gebäudetypen innerhalb einer Zensuskachel.

Der erstellte Referenzdatensatz zum Gebäudetyp wurde anhand eines Zufallsalgorithmus in zwei gleich große Hälften geteilt, welche einerseits für die Modellbildung und andererseits für die Gütebewertung genutzt wurden. Die Klassifikation selbst wurde mittels Random Forest durchgeführt und sehr hohe Genauigkeiten bei der Klassifikation erzielt (siehe Abbildung 23: für einen Beispielschnitt der Klassifikation): eine Overall Accuracy von 98% und ein Kappa-Wert von 0,93.

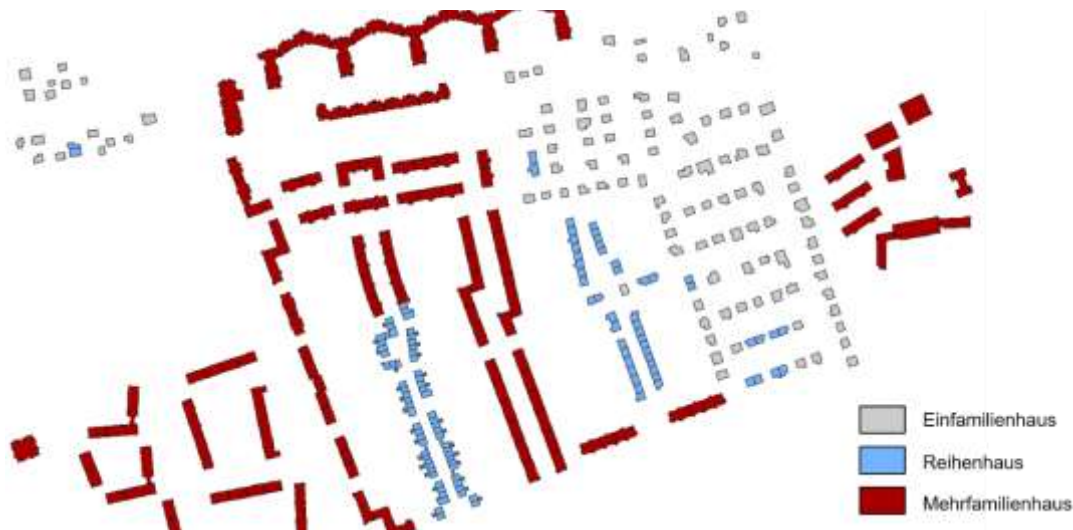


Abbildung 23: Ausschnitt des Klassifikationsergebnisses für Gebäudetyp.

4.2.4 Ableitung des Gebäudealters

Für die Ableitung des Gebäudealters auf Gebäudeebene, wurde im Wesentlichen sehr ähnlich verfahren wie in Kapitel 4.2.3. Es wurden keine zusätzlichen Attribute berechnet und um die Trainingsdaten zu erstellen, wurde auf den Zensus zurückgegriffen. Da aber die Zensus-Baupperioden anders eingeteilt werden als die Bauperioden vom IWU (aus welchem die Kennwerte für die Wärmebedarfsmodellierung extrahiert werden), wurde hier im Vorhinein noch eine Anpassung durchgeführt (siehe Abbildung 24:).

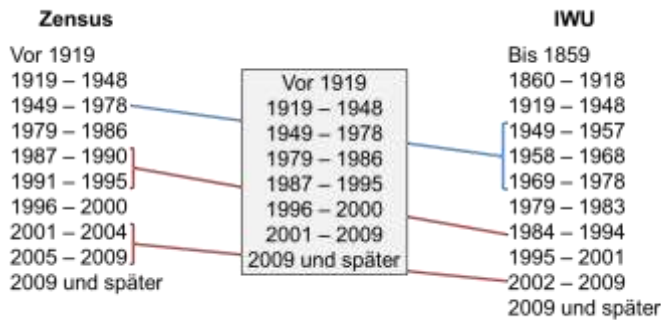


Abbildung 24: Einteilung der Baualtersklassen, um eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen Zensus und IWU zu erzielen.

Die Zensus-Klassen wurden dementsprechend thematisch zusammengefasst. Mittels Random Forest Algorithmus wurden auf Basis von Trainingsdaten Wahrscheinlichkeiten für die Zugehörigkeit einer Bauperiode ermittelt und zusätzlich mit einer a-priori-Klassenwahrscheinlichkeit aufgrund der Häufigkeiten in den Zensusdaten kombiniert.



Abbildung 25: Ausschnitt aus dem Ergebnis der Gebäudealtersklassifikation.

Die Gütebewertung für die ermittelten Bauperioden der Einzelgebäude beläuft sich auf eine Gesamtgenauigkeit von 79%. Eine unabhängige Validierung des Klassifikationsergebnisses mit den kombinierten Wahrscheinlichkeiten ist nicht möglich, da die Zensus-Wahrscheinlichkeiten schon inhärent mit einbezogen werden und somit zu einer Verfälschung der Genauigkeitsstatistik führen würden.

4.2.5 Ableitung der Geschossfläche

Für das Verfahren, dass auf die LoD1 Daten zurückgreift, wird die Geschossfläche eines Gebäudes benötigt. Dies ist eine Information, die nicht in den LoD-Daten beinhaltet ist. Somit wurde ein Verfahren angewendet, um die Geschossfläche für jedes Gebäude automatisch ableiten zu können (Wurm et al. 2014, Wurm et al. 2011). Als Grundlage fungieren hierbei Gebäude aus OpenStreetMap (OSM) welche Informationen zur Stockwerksanzahl beinhalten.

Die Stockwerksanzahl wird mit der Gebäudehöhe aus dem LoD1 in Relation gesetzt (Wurm et al. 2011). Durch unterschiedliche Bauperioden und Bauweisen können Gebäude mit gleicher Höhe teilweise jedoch eine unterschiedliche Stockwerksanzahl besitzen (Gründerzeitliche Blockrandbebauungen haben oft sehr hohe Geschosshöhen).

Um diese Fehlerrate möglichst gering zu halten, wurde die Information der Dachform aus dem LoD2 genutzt, sodass für Gebäude mit Flachdächern empirisch ein linearer Bezug erstellt wurde (siehe Abbildung 26) sowie für Gebäude ohne Flachdach (Satteldach, Giebeldach, etc.). Die Geschossfläche des Gebäudes ergibt sich anschließend aus der Anzahl der Stockwerke multipliziert mit der Grundfläche des Gebäudes (Wurm et al. 2014).

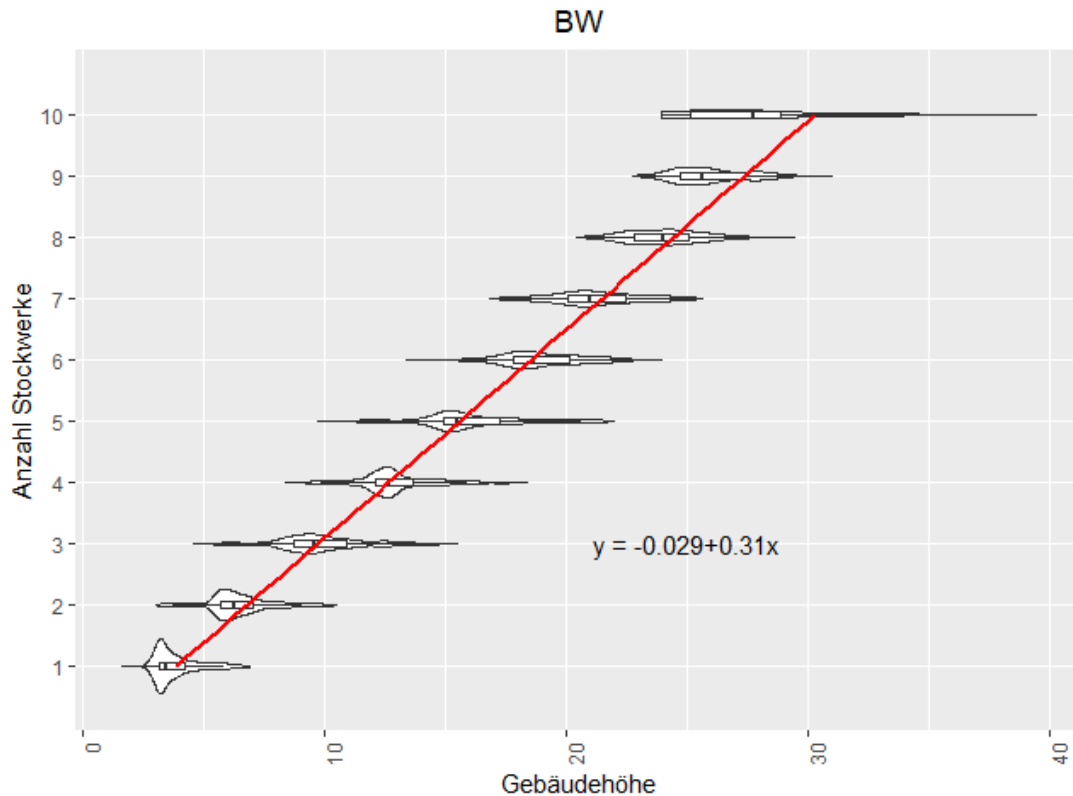


Abbildung 26: Regressionsgerade für Flachdächer in Baden-Württemberg.

4.2.6 Ableitung der Gradtagszahlen

Die Gradtagszahlen des DWD (siehe Kapitel 4.2.1) sind jeweils nur Punkthaft für die einzelnen Stationen verfügbar. Für die Wärmebedarfsberechnung werden jedoch die Gradtagszahl für jedes Gebäude, also flächendeckend, benötigt. Gradtagszahlen sind Klimaindikatoren und somit von gewissen geographischen Komponenten abhängig. Um eine flächendeckende Ableitung der Gradtagszahlen zu erreichen, wurden nach Voß (2009) geographische Variablen berechnet, welche die Gradtagszahlen bestimmen. Diese sind: Geländehöhe über dem Meer (abgeleitet aus einem Digitalen Geländemodell), geographische Länge und geographische Breite, Distanz zum Meer (km) und Versiegelungsgrad (in %). Zusätzlich zu den von Voß (2009) vorgeschlagenen Variablen wurde noch die Solare Einstrahlung in W/m^2 berechnet. Alle Variablen wurden für eine räumliche Granularität von 1×1 km deutschlandweit berechnet.

Mittels eines linearen Regressionsmodelles wurde dann der Zusammenhang zwischen den Gradtagszahlen-Stationenwerten und den jeweiligen Variablen berechnet. Das daraus resultierende Bestimmtheitsmaß erreicht 0,94. Somit konnte jedem Gebäude die dazugehörige Gradtagszahl zugeschrieben werden.

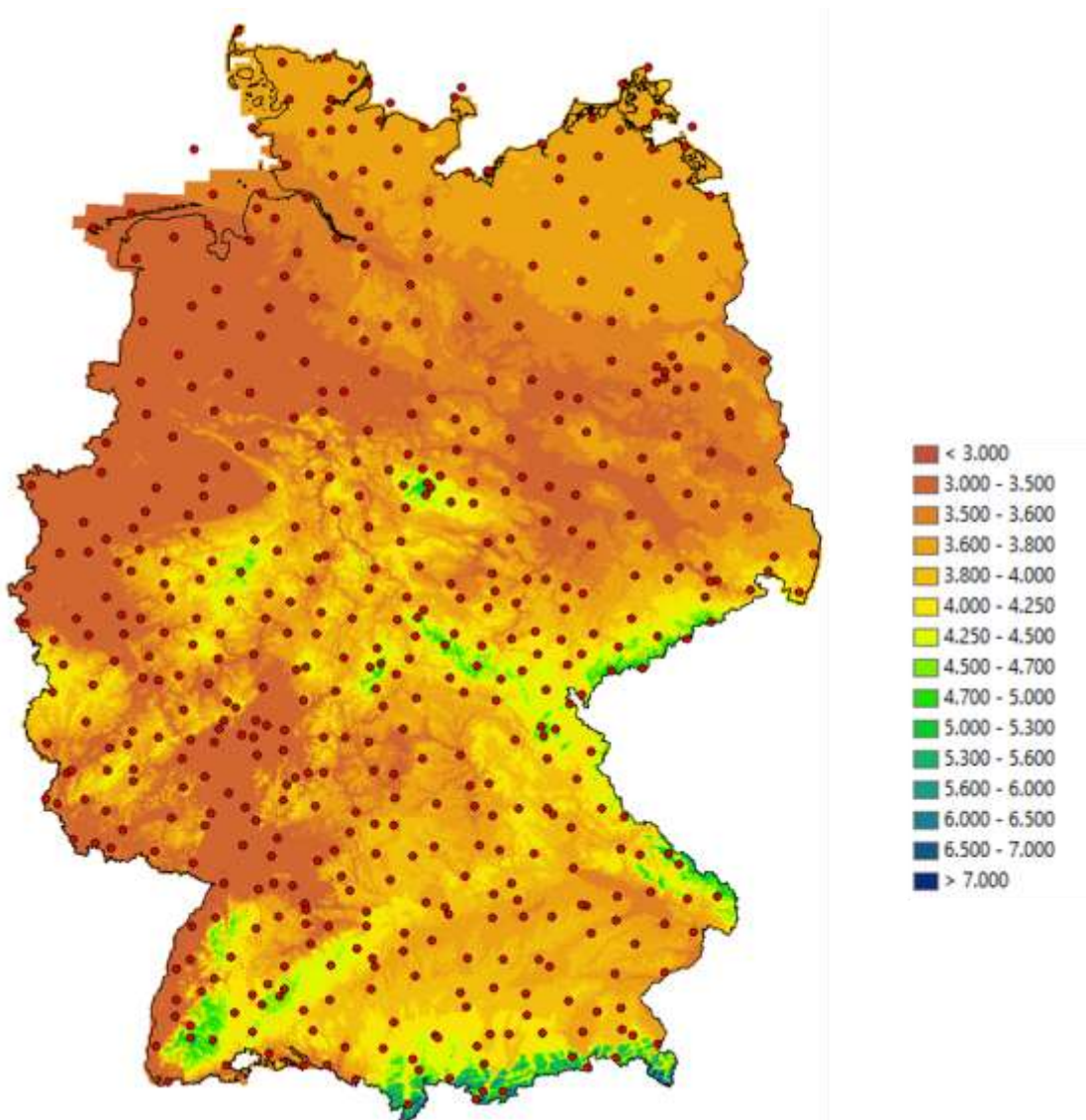


Abbildung 27: Flächendeckend modellierte Gradtagszahlen. Die roten Punkte entsprechen den Stationen mit den bekannten Gradtagszahlen.

Für die Wärmebedarfsberechnung werden jedoch nicht nur die Gradtagszahlen mit einer Heizgrenztemperatur von 15°C benötigt, sondern auch für die Heizgrenztemperaturen von 12°C und 10°C. Für die einzelnen Stationen wurden aus der vom IWU bereitgestellten Tabelle (siehe Kapitel 4.2.1) die Gradtagszahlen für alle 3 Heizgrenztemperaturen herausgeschrieben und über ein Regressionsmodell die Umrechnungsfunktionen berechnet. Die Funktionen wurden auf das 1x1 km Raster für die Heizgrenztemperatur angewandt und somit jeweils nochmals Raster für die beiden niedrigeren Heizgrenztemperaturen erstellt.

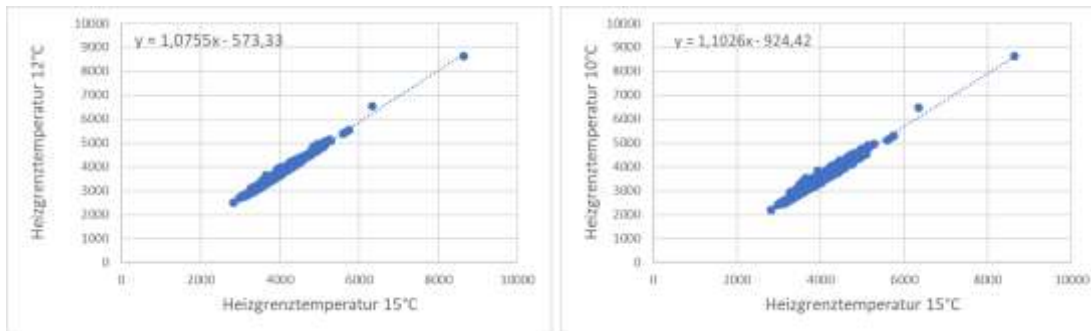


Abbildung 28: Umwandlungsfunktionen zwischen den verschiedenen Heizgrenztemperaturen der Gradtagszahlen.

Aus diesem Task sind im Laufe der Projektlaufzeit insgesamt 3 wissenschaftliche Publikationen entstanden:

- Wurm, M, Droin A, Stark T, Geiß, C, Sulzer, W & Taubenböck, H (2021): *Deep Learning-Based Generation of Building Stock Data from Remote Sensing for Urban Heat Demand Modeling*. ISPRS Int. J. Geo-Inf.2021,10, 23. <https://doi.org/10.3390/ijgi10010023>
- Garbasevschi OM, Estevam Schmiedt J, Verma T, Lefter I, Korthals Altes W, Droin A, Schiricke B & Wurm M (2021): *Spatial factors influencing building age prediction and implications for urban energy modelling*. *Computers, Environment and Urban Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2021.101637>
- Droin, A., Wurm, M., & Sulzer, W. (2020). *Semantic labelling of building types. A comparison of two approaches using Random Forest and Deep Learning*. Wissenschaftlich-Technische Jahrestagung der DGPF, Band 29.

4.3 Wärmebedarfsmodellierung

Die aus Kapitel 4.2 abgeleiteten Informationen werden in diesem Task dazu verwendet, um Wärmebedarfsberechnungen durchzuführen. Für die zwei unterschiedlichen Datengrundlagen werden zwei Verfahren zur Wärmebedarfsberechnung angesetzt. Für die LoD1 Daten wird das Kennwertverfahren (Kapitel 4.3.1) angewendet während für die LoD2 Daten das Bauteilverfahren angewendet wird (Kapitel 4.3.2).

4.3.1 Kennwertverfahren

Für das Kennwertverfahren werden die Attribute Gebäudetyp, Bauperiode sowie Geschossflächenanzahl benötigt. Die verwendeten Kennwertzahlen werden von Loga et al. (2015) entnommen (IWU). Es werden die Kennwerte für das Referenzklima-Deutschland verwendet und die Berechnungen werden für drei unterschiedliche Sanierungsszenarien durchgeführt: ist-Zustand, konventionell saniert und zukunftsweisend saniert. Die Sanierungsszenarien basieren dabei auf unterschiedlichen Dämmstärken: „konventionell sanierte“ Kennwerte beziehen sich darauf, wenn die Standards der Energieeinsparverordnung 2014 eingehalten werden, wo hingegen „zukunftsweisend sanierte“ Kennwerte auf der Annahme von heutzutage realisierbaren Praktiken, also dem Standard von Passivhäusern (Loga et al. 2015) basieren.

Wie in Kapitel 4.2.4 bereits erwähnt, unterscheidet sich die Bauperioden-Einordnung des IWU von jener aus dem Zensus und wurden zusammengefasst (siehe Abbildung 24:), wobei die Kennwerte in diesem Fall gemittelt werden. Die verwendeten Kennwerte beziehen sich auf die Nutzenergie und ergeben sich aus der Addition der Kennwerte der Unterkategorien „Netto Heizwärme“ und „Warmwasser“. Die daraus resultierenden Kennwerte ergeben sich wie folgt:

**Tabelle 3: Kennwerte für den Ist-Zustand (kWh/m²a)
(verändert nach: Loga et al. 2015).**

	EFH	RH	MFH
vor 1919	188,9	162,8	177,75
1919-1948	171	143,1	177,4
1949-1978	178,451	133,535	149,2
1979-1986	128,6	133	128,8
1987-1995	140,8	104,5	132,3
1996-2000	131,4	97,4	115,9
nach 2001	97,3	88,2	80,5

**Tabelle 4: Kennwerte für den konventionell sanierten Zustand (kWh/m²a)
(verändert nach: Loga et al. 2015).**

	EFH	RH	MFH
vor 1919	188,9	162,8	177,75
1919-1948	171	143,1	177,4
1949-1978	178,451	133,535	149,2
1979-1986	128,6	133	128,8
1987-1995	140,8	104,5	132,3
1996-2000	131,4	97,4	115,9
nach 2001	97,3	88,2	80,5

**Tabelle 5: Kennwerte für den zukunftsweisend sanierten Zustand (kWh/m²a)
(verändert nach: Loga et al. 2015).**

	EFH	RH	MFH
vor 1919	48,45	46,8	43,35
1919-1948	45,7	38,1	46,9
1949-1978	60,733	39,93	114,239
1979-1986	39,3	47,2	40,3
1987-1995	53,5	36,7	43
1996-2000	54,9	34,5	43,6
nach 2001	51,1	46,5	40,5

Für jedes Gebäude wurde somit je nach Bauperiode und Gebäudetyp der jeweilige Kennwert mit der Geschossfläche des Gebäudes multipliziert.

Unter der Annahme, dass nicht die ganze Fläche des Gebäudes ständig beheizt wird, wird ein Faktor auf die Geschossfläche angewendet: 0,76, wenn das Gebäude weniger als 3 Stockwerke hat bzw. 0,8, bei mehr als 3 Stockwerken. Ein Ausschnitt aus der Wärmebedarfsberechnung mittels Kennwertverfahren findet sich in Abbildung 29.

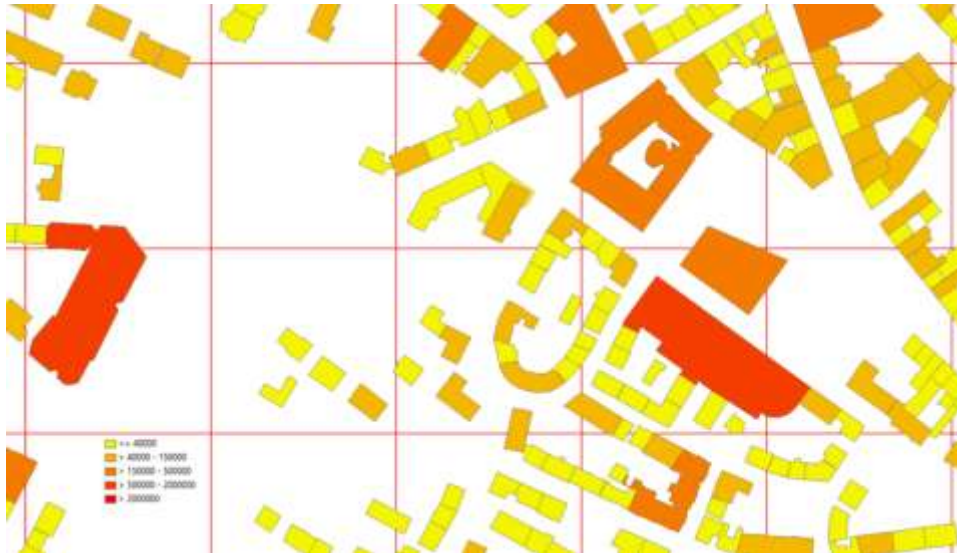


Abbildung 29: Ausschnitt aus der gebäudescharfen Wärmebedarfsberechnung des Kennwertverfahrens.

Für Baden-Württemberg ergibt sich somit folgender modellierter Wärmebedarf je nach Sanierungsszenario und Gebäudetyp (siehe Abbildung 30):

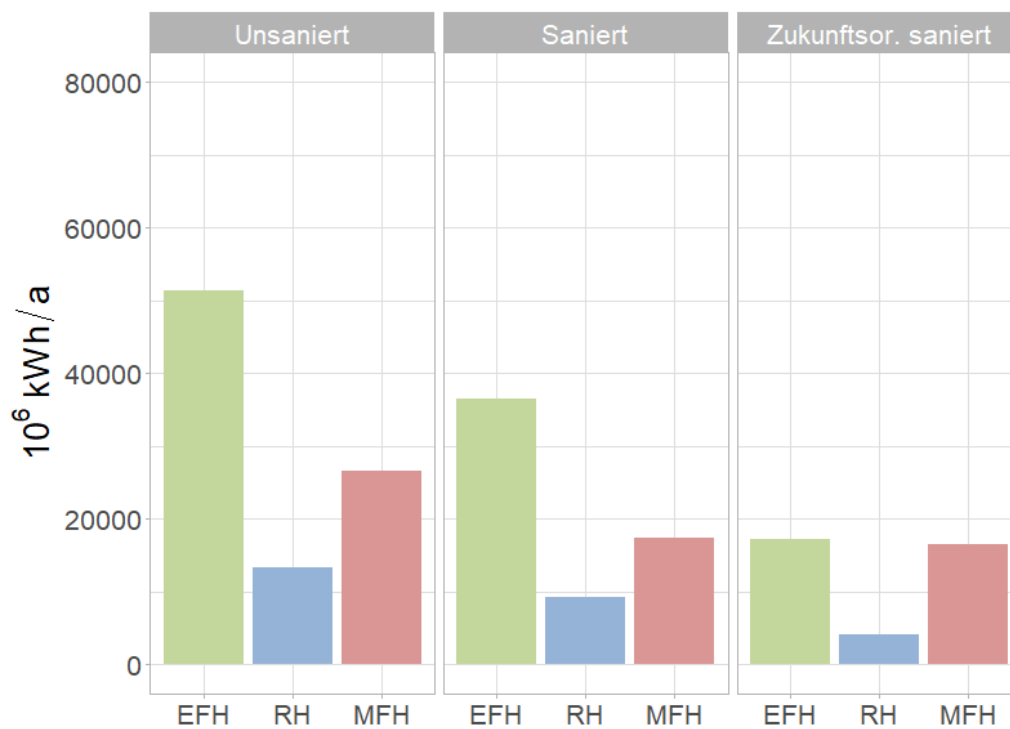


Abbildung 30: Wärmebedarf für Baden-Württemberg je nach Gebäudetyp und Sanierungsszenario für das Kennwertverfahren.

Teilt man den Wärmebedarf je nach Bauperiode und Sanierungsverfahren je Gebäudetyp, so ergibt sich folgender Wärmebedarf:

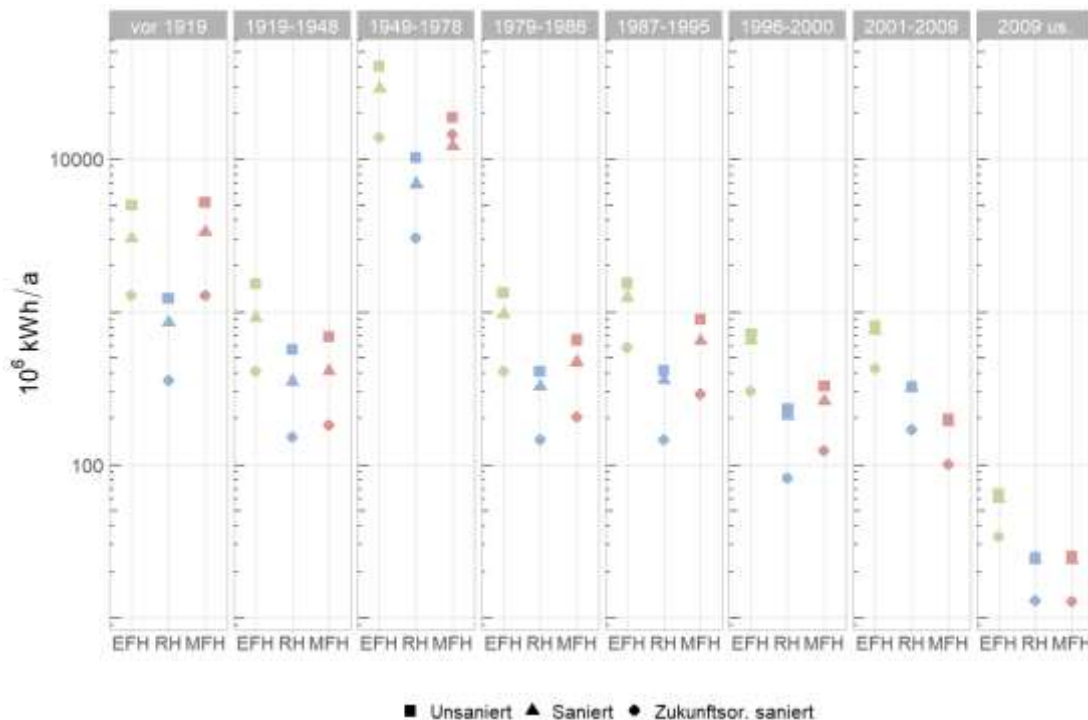


Abbildung 31: Wärmebedarf je nach Bauperiode unterschieden in Gebäudetyp und Sanierungsszenario (logarithmisch skaliert).

4.3.2 Bauteilverfahren

Beim Bauteilverfahren werden die LoD2 Daten sowie die Gradtagszahlen verwendet. Die U-Werte sind, wie beim Kennwertverfahren, aus Loga et al. (2015) entnommen. Beim Bauteilverfahren werden verschiedene Komponenten des Wärmebedarfs berechnet und anschließend daraus resultierend der gesamte Wärmebedarf.

In einem ersten Schritt werden die Fensteranteile der Gebäude berechnet. Der Fensterflächenanteil wird aus den von Loga et al. (2015) typischen Flächenwerten je nach Bauperiode und Gebäudetyp berechnet. Die Außenwandfläche der Gebäude wird dann mit dem jeweils zugehörigen Fensterflächenanteil multipliziert, um die ungefähre Fensterfläche zu erhalten.

Die verschiedenen Komponenten rechnen sich wie folgt:

- Transmissionswärmeverluste: Die Transmissionswärmeverluste werden aus den Bauteilspezifischen U-Werten, je nach Bauperiode und Gebäudetyp, multipliziert mit der jeweiligen Fläche, berechnet.

$$\text{Transmissionswärmeverluste} = \text{Außenwand-Fensterfläche} * \text{Außenwand-U-Wert} + \text{Dachfläche} * \text{Dachflächen-U-Wert} + \text{Grundfläche} * \text{Grundflächen-U-Wert} * 0,6 + \text{Fensterfläche} * \text{Fensterflächen-U-Wert}.$$
- Lüftungsverluste: Die Lüftungsverluste ergeben sich aus der Luftwechselrate (0,34), der Wärmekapazität der Luft (0,7) sowie dem beheizten Luftvolumen.

$$\text{Lüftungsverluste} = 0,34 * 0,7 * \text{Volumen} * 0,8$$
- Wärmebrückenverluste: Der Wärmebrückenverlust ergibt sich, je nach Bauperiode und Gebäudetyp, aus nach außen gerichteten Wandflächen multipliziert mit dem Wärmebrückenzuschlag.

$$\text{Wärmebrückenverluste} = (\text{Außenwand} + \text{Dachfläche}) * \text{Wärmebrückenzuschlag}$$

- Energetische Standard: Der energetische Standard des Gebäudes ergibt sich aus der Addition von Transmissionswärmeverlusten, Lüftungsverlusten und Wärmebrückenverlusten durch die Gebäudenutzfläche.

$$\text{Energetischer Standard} = (\text{Transmissionswärmeverlusten} + \text{Lüftungsverlusten} + \text{Wärmebrückenverluste}) / (\text{Volumen} * 0,32)$$

- Gradtagszahlfaktor: Der Gradtagszahlfaktor hängt stark vom energetischen Standard des Gebäude ab, sowie der Gradtagszahl selbst und dem Faktor der Nachtabsenkung (0,95)

$$\text{Gradtagszahlfaktor} =$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} \leq 0,7 \text{ dann Gradtagszahl(HGT } 15^\circ) * 24 / 1000 * 0,95$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 0,7 \text{ und } \leq 1,5 \text{ dann } (\text{Gradtagszahl(HGT } 15^\circ) + \text{Gradtagszahl(HGT } 12^\circ) - \text{Gradtagszahl(HGT } 15^\circ)) / 0,8 * (\text{energetischer_Standard} - 0,7) * 24 / 1000 * 0,95$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 1,5 \text{ und } \leq 3 \text{ dann } (\text{Gradtagszahl(HGT } 12^\circ) + \text{Gradtagszahl(HGT } 10^\circ) - \text{Gradtagszahl(HGT } 12^\circ)) / 1,5 * (\text{energetischer_Standard} - 1,5) * 24 / 1000 * 0,95$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 3 \text{ dann Gradtagszahl(HGT } 10^\circ) * 24 / 1000 * 0,95$$

- Transmissionswärmeverluste, Lüftungsverluste und Wärmebrückenverluste werden jeweils mit dem dazugehörigen Gradtagszahlfaktor multipliziert
- Heizperiode: Die Heizperiode ist ebenfalls abhängig vom energetischen Standard des Gebäudes.

$$\text{Heizperiode} =$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} \leq 0,7 \text{ dann } 185$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 0,7 \text{ und } \leq 1,5 \text{ dann } 185 + (220 - 185) / 0,8 * (\text{energetischer Standard} - 0,7),$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 1,5 \text{ und } \leq 3 \text{ dann } 220 + (275 - 220) / 1,5 * (\text{energetischer Standard} - 1,5)$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 3 \text{ dann } 275$$

- Innere Wärmegewinne: Die inneren Wärmegewinne berechnen sich aus der jeweiligen Heizperiode multipliziert mit der Leistung (5), einem Faktor (0,024) und dem beheizten Gebäudevolumen.

$$\text{Innere Wärmegewinne} = -(\text{Heizperiode} * 5 * 0,024 * 0,32 * \text{Volumen})$$

- Globalstrahlung: Die Globalstrahlung ergibt sich ebenfalls aus dem energetischen Standard des Gebäudes.

$$\text{Globalstrahlung} =$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} \leq 0,7 \text{ dann } 155$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 0,7 \text{ und } \leq 1,5 \text{ dann } 155 + (300 - 155) / 0,8 * (\text{energetischer Standard} - 0,7),$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 1,5 \text{ und } \leq 3 \text{ dann } 300 + (480 - 300) / 1,5 * (\text{energetischer Standard} - 1,5)$$

$$\text{Wenn energetischer Standard} > 3 \text{ dann } 480$$

- Solare Gewinne: die solaren Gewinne ergeben sich aus der Globalstrahlung, der Fensterfläche und einem Faktor (0,29)

$$\text{Solare Gewinne} = -(0,29 * \text{Globalstrahlung} * \text{Fensterfläche})$$

- Warmwasser: ergibt sich, je nach Bauperiode und Gebäudetyp, aus dem beheizten Luftvolumen und der Nutzwärme

$$\text{Warmwasser} = 0,32 * \text{Volumen} * \text{Nutzwärme}$$

Um den Wärmebedarf zu erhalten werden alle Komponenten (Lüftungsverluste, Wärmebrückenverluste und Transmissionswärmeverluste, welche mit den Gradtagszahlen klimatisch angepasst wurden) addiert:

$Wärmebedarf = Transmissionswärmeverluste + Lüftungsverluste + Wärmebrückenverluste + Solare Gewinne + Warmwasser$

Einen Ausschnitt aus der Wärmebedarfsberechnung mittels Kennwertverfahren zeigt Abbildung 32.

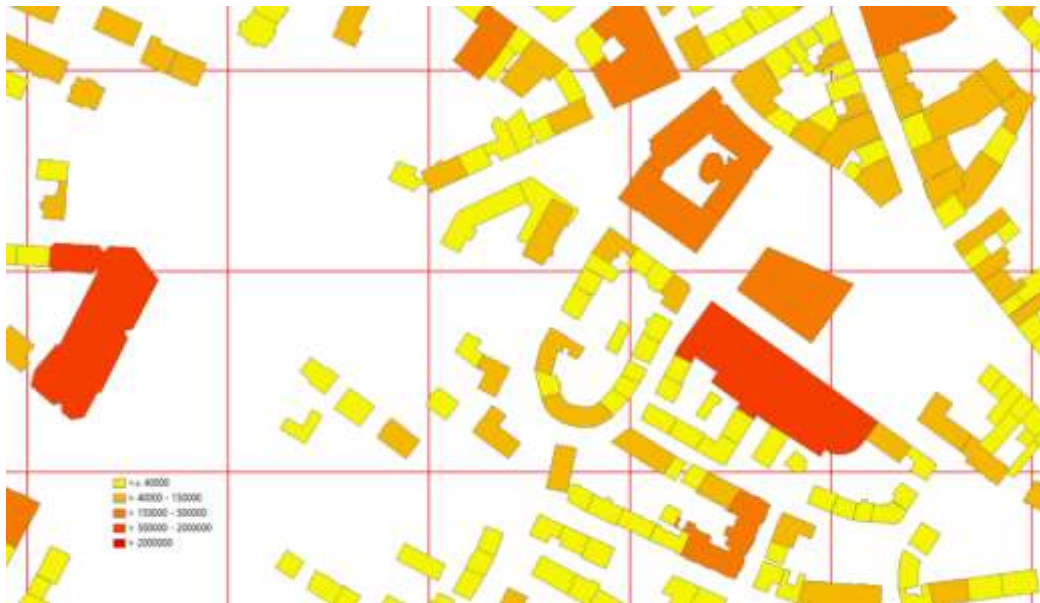


Abbildung 32: Ausschnitt aus der gebäudescharfen Wärmebedarfsberechnung des Bauteilverfahrens.

Für Baden-Württemberg ergibt sich, anhand des Bauteilverfahrens, somit folgender modellierter Wärmebedarf je nach Sanierungsszenario:

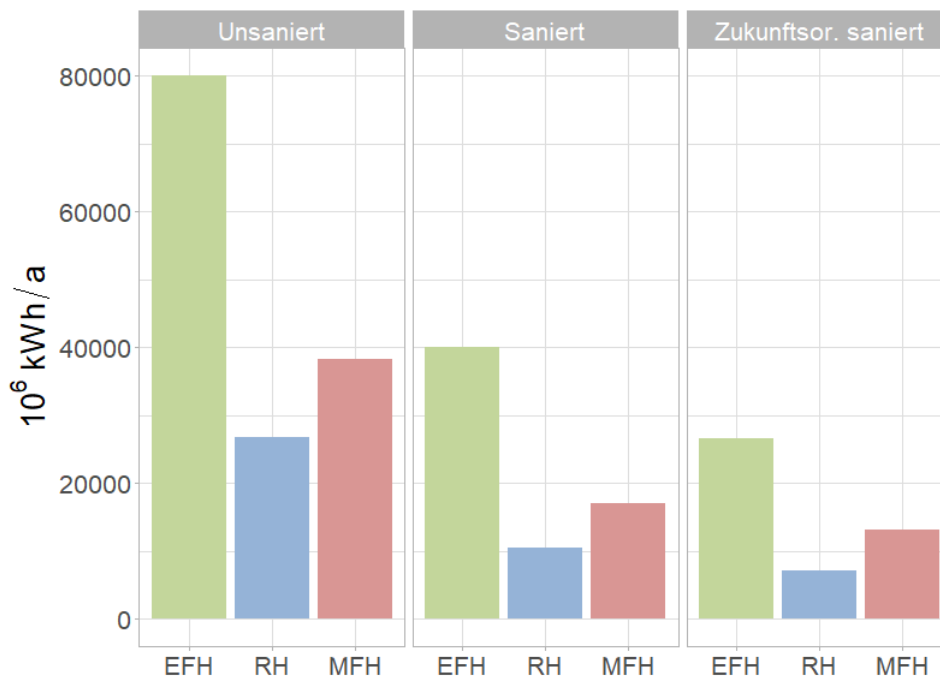


Abbildung 33: Wärmebedarf für Baden-Württemberg je nach Gebäudetyp und Sanierungsszenario für das Bauteilverfahren.

Teilt man den Wärmebedarf je nach Bauperiode und Sanierungsverfahren je Gebäudetyp, so ergibt sich folgender Wärmebedarf:

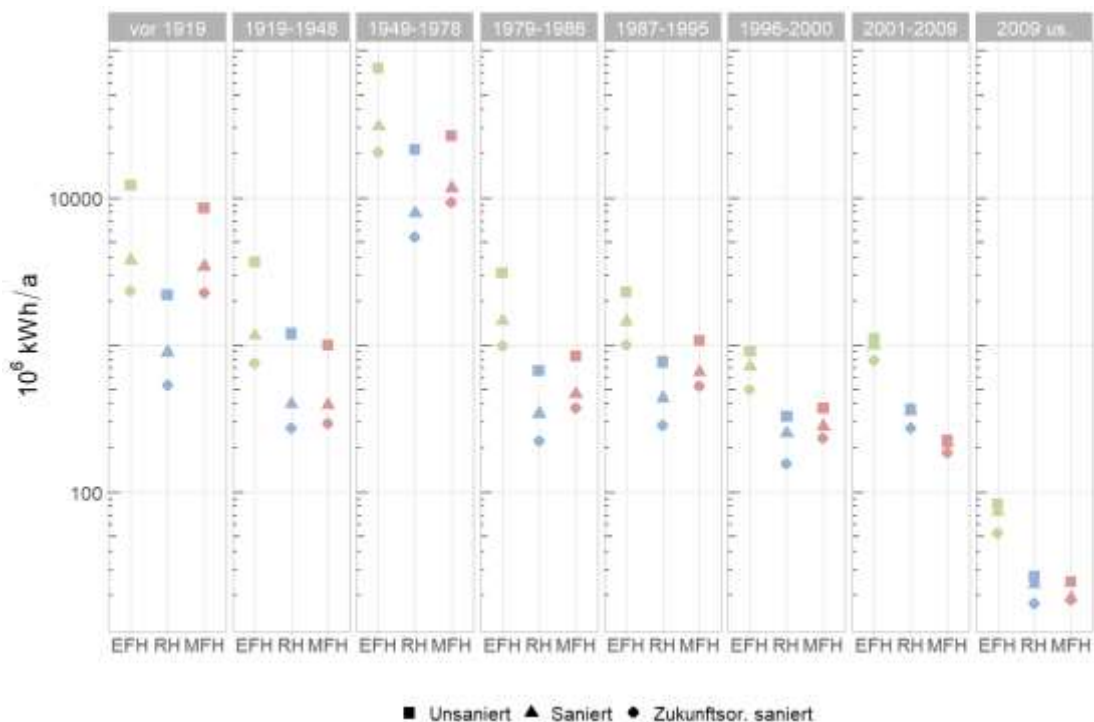


Abbildung 34: Wärmebedarf je nach Bauperiode unterschieden in Gebäudetyp und Sanierungsszenario.

4.3.3 Vergleich der beiden Methoden zur Wärmebedarfsmodellierung

Wie in Abbildung 30 und Abbildung 33 ersichtlich ist, bewegen sich die Wärmebedarfswerte für den konventionell sanierten Zustand im gleichen Wertebereich. Dies ist auch der in der realen Welt am ehesten anzunehmende Zustand von Sanierungen. Während der Wärmebedarf für RH und MFH annähernd gleich ist, ist der Wärmebedarf für EFH beim Bauteilverfahren wesentlich höher. Dieser Unterschied ist auf die unterschiedlichen Berechnungsweisen, bzw. vor allem auf die verwendeten Variablen zurückzuführen. Während beim Bauteilverfahren dem Gebäude inhärente Attribute verwendet werden muss beim Kennwertverfahren die Stockwerksanzahl berechnet werden, was vor allem bei EFH zu einer Diskrepanz führen kann, da aufgrund der Dachform immer ein Unsicherheitsfaktor existieren kann. Dies lässt auch darauf schließen, wieso die Übereinstimmung bei den MFH und RH höher ist, weil diese meist nur aus Flachdächern bestehen und somit nicht so eine starke Variation zwischen Volumen und Geschossflächen entstehen kann.

Die Werte zwischen den verschiedenen Sanierungsszenarien Urzustand und zukunftsorientiert saniert variieren stark zwischen den verschiedenen Berechnungsverfahren (siehe Abbildung 30 und Abbildung 33). Wenn man diesen Sachverhalt noch einmal genauer beobachtet unter einer Aufteilung in die unterschiedlichen Bauperioden (siehe Abbildung 31 und Abbildung 34), dann ist erkenntlich, dass beim Kennwertverfahren die Differenz zwischen zukunftsorientiertem Sanierungsszenario und dem konventionell sanierten Szenario viel größer ist als beim Bauteilverfahren.

Vergleicht man die Wärmebedarfswerte auf Gebäudeebene für den konventionell sanierten Zustand dann stellt sich auch hier heraus, dass die größte Übereinstimmung bei den MFH anzutreffen ist (siehe Abbildung 35). Deutlich zeigt sich auch, dass der Wärmebedarf bei den MFH erst viel höher einsetzt, was mit der Realität in Einklang zu bringen ist, da MFH im Grunde ein größeres Volumen und somit einen höheren Wärmebedarf vorweisen. Daraus ist ersichtlich, dass das Bauteilverfahren zwar etwas höhere Wärmebedarfswerte wiedergibt, sich die Werte jedoch nur um einen gewissen Faktor unterscheiden und nicht komplett unterschiedlich sind.

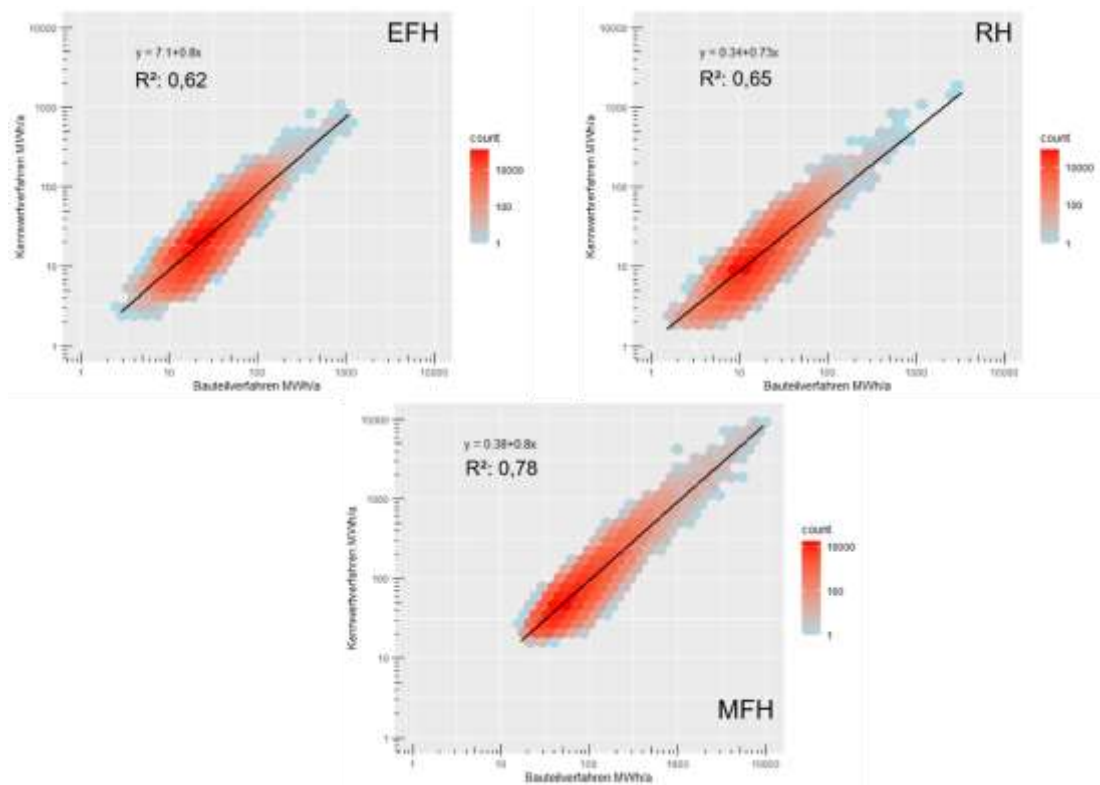


Abbildung 35: Gebäudescharfer Vergleich zwischen Bauteilverfahren und Kennwertverfahren je nach Gebäudetyp.

4.3.4 Vergleich mit Wärmetlas 2.0

Im Zuge des Projektes wurden für 4 Gemeinden in Baden-Württemberg die Daten des Wärmetlas 2.0 erworben. Um einen Vergleich zwischen den Gebäuden durchzuführen, wurden nur jene Gebäude ausgewählt deren Fläche um nicht mehr als 5% abweicht. Eine Gegenüberstellung des Wärmebedarfs des konventionellen Sanierungsszenarios für beide Berechnungsverfahren mit den Wärmebedarfswerten des Wärmetlas 2.0 zeigt auf, dass ein Großteil der berechneten Werte für beide Berechnungsverfahren zwar um einen gewissen Faktor abweichen aber in der Größenordnung übereinstimmen (siehe Abbildung 36 und Abbildung 37). Die Werte des Wärmetlas 2.0 haben mit dem Kennwertverfahren eine höhere Übereinstimmung (die Steigung der Regressionsgerade beträgt 1) (siehe Abbildung 36) als mit dem Bauteilverfahren (siehe Abbildung 37). Da das angewendete Berechnungsverfahren vom Wärmetlas 2.0 methodische Überschneidungen mit dem Kennwertverfahren aufweist, ist auch die größere Übereinstimmung zu erklären.

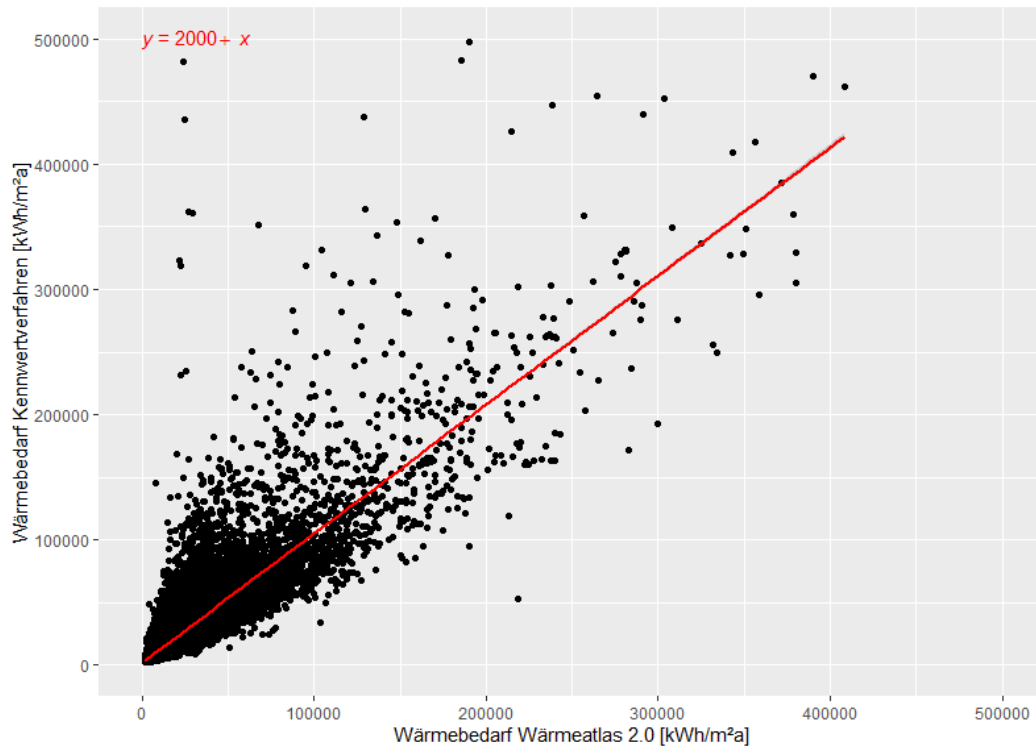


Abbildung 36: Vergleich zwischen Wärmebedarf Wärmeatlas 2.0 und Kennwertverfahren auf Gebäudeebene.

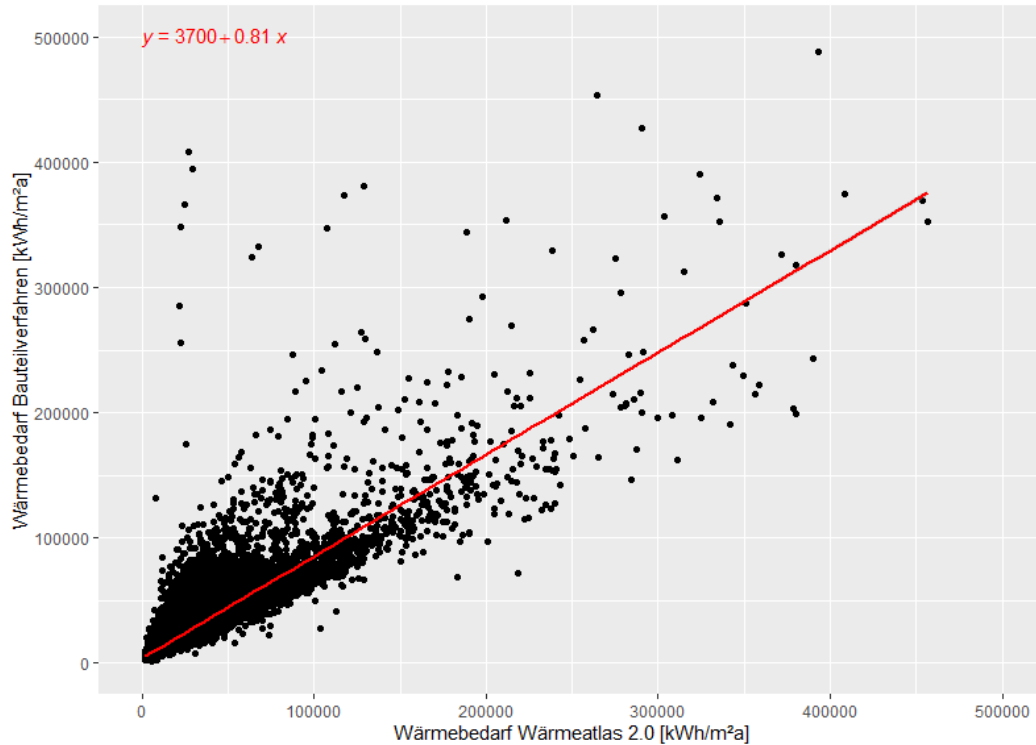


Abbildung 37: Vergleich zwischen Wärmebedarf Wärmeatlas 2.0 und Bauteilverfahren auf Gebäudeebene.

4.3.5 Raumkonzept für konsistente Wärmeplanung und Methoden zur Extrapolation

Die LoD-Daten, sowie gebäudescharfe Informationen, unterliegen bei deren Veröffentlichungen Lizenzbedingungen und können nicht ohne weiteres an Dritte übergeben werden.

Dennoch ist die Information über den möglichen Wärmebedarf für weitere Planungsgrundlagen sehr wichtig. Um hier konsistent und auf einer hohen räumlichen Auflösung Informationen zum Wärmebedarf bereitstellen zu können werden die gebäudescharfen Wärmebedarfe in ein 100x100 m IN-SPIRE-konformes Gitter aggregiert. Da aus Datenschutzgründen jedoch auch hier auf Einzelgebäude geschlossen werden kann (wenn nur ein Gebäude innerhalb einer Kachel liegt), werden nur jene Werte für die Kacheln aufsummiert, wenn zumindest 3 Gebäude(teile) innerhalb einer Kachel liegen. Eine kategorische Darstellung der Aufsummierung findet sich in Abbildung 38, welche dann auch in der Web-GIS Applikation in AP 6 integriert wird (siehe Kapitel 6).

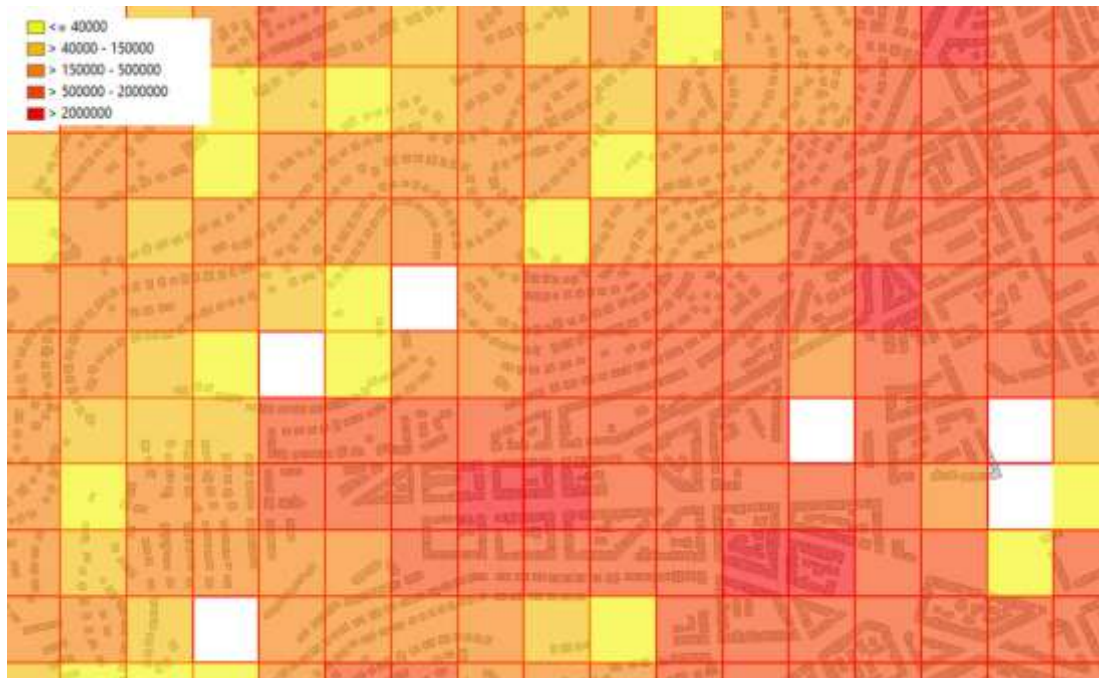


Abbildung 38: Wärmebedarf aggregiert auf 100x100 m Kacheln.

5 Entwicklung einer Methodik für optimierte Konzepte zur Wärmebereitstellung (AP 5, AP 7)

Innerhalb der während der Antragsphase entwickelten Projektstruktur von ANSWER-Kommunal sind die Arbeitspakete 5 (siehe Kapitelüberschrift) und die Arbeitspakete 7 (Erstellung und Test eines standardisierten Analyse- und Ergebnisrasters) zwei separate Einheiten (Abbildung 1). Während der Bearbeitung im Rahmen des Projektverlaufs stellte sich jedoch heraus, dass die beiden Arbeitspakete inhaltlich nicht so scharf getrennt werden konnten wie ursprünglich angenommen. Aus diesem Grund taucht im vorliegenden Ergebnisbericht Arbeitspaket 7 nicht als getrennte Kapitelüberschrift auf. Die Inhalte der beiden Arbeitspakete verteilen sich auf folgende Einzelkapitel:

- Kapitel 5.1: Auswahl der Modellkommunen
- Kapitel 5.2: Wärmebedarf und Wärmedichte
- Kapitel 5.3: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten
- Kapitel 5.4: Vergleich verschiedener Methoden zur Trassenlängenberechnung
- Kapitel 5.5: Zonierung der Siedlungsgebiete
- Kapitel 5.6: Ergebnisse für die Modellkommunen in Rheinland-Pfalz

5.1 Auswahl der Modellkommunen

5.1.1 Modellkommunen in Baden-Württemberg

Von den mittlerweile 104 Großen Kreisstädten und Stadtkreisen in Baden-Württemberg, die durch das Klimaschutzgesetz zur Wärmeplanung verpflichtet sind, wurden mit Hilfe statistischer Kennwerte 15 Städte als repräsentative Modellkommunen für die Untersuchungen ausgewählt. Ein weiteres Auswahlkriterium war die möglichst gleichmäßige räumliche Verteilung über die verschiedenen Landesteile. Letzteres konnte allerdings nicht vollständig umgesetzt werden (Abbildung 39).



Abbildung 39: Lage der ausgesuchten Modellkommunen in Baden-Württemberg.

Die drei größten Städte des Landes, Stuttgart, Karlsruhe und Mannheim wurden bewusst nicht in die Auswahl der Modellkommunen aufgenommen, da sie aufgrund ihrer Größe und Struktur jeweils als Unikate zu betrachten sind. Jede dieser Großstädte steht überwiegend für sich und nicht repräsentativ für mehrere Kommunen derselben Größenklasse.

Da es in verschiedenen Regionen des Landes immer wieder vorkommt, dass die Siedlungsgebiete benachbarter Städte und Gemeinde mehr oder weniger direkt aneinander anschließen, wurden ebenfalls zwei unterschiedlich strukturierte Kommunenverbände in die Gruppe der Modellkommunen aufgenommen. In solchen Fällen ist es von Vorteil, wenn die kommunale Wärmeplanung nicht auf die einzelnen Kommunen beschränkt bleibt, sondern stattdessen gemeinsam durchgeführt wird. Bei den gewählten Verbänden handelt es sich um:

1. Die Stadt Böblingen gemeinsam mit der direkt benachbarten Stadt Sindelfingen (Region Stuttgart).
2. Die Stadt Schwetzingen sowie die beiden Nachbargemeinden Oftersheim und Plankstadt (Region Rhein-Neckar).

Die beiden Städte des ersten Verbunds sind stark industriell geprägt und weisen jeweils zwischen 50.000 bis 60.000 Einwohnern auf. Ein wesentliches Merkmal des zweiten Verbunds ist die Siedlungsstruktur: Die Stadt Schwetzingen geht praktisch direkt, ohne erkennbare Grenze in die selbständigen Nachbargemeinden Oftersheim und Plankstadt über.

Während die Stadt Schwetzingen zur Gruppe der großen Kreisstädte gehört und damit zur Ausarbeitung eines kommunalen Wärmeplans verpflichtet ist, gehören die beiden Nachbargemeinden aufgrund ihrer geringeren Einwohnerzahlen nicht zu dieser Gruppe. Nach der derzeitigen Gesetzeslage ist die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans in Plankstadt und Oftersheim eine freiwillige Angelegenheit.

Einschließlich der Auswahl der beiden Kommunenverbände, erstrecken sich in Baden-Württemberg die Untersuchungen in AP 5 und AP 7 auf insgesamt 18 Kommunen. Die Einwohnerzahlen schwanken dabei zwischen dem Höchstwert 230.000 und dem niedrigsten Wert 21.000 (Tabelle 6).

Tabelle 6: Einwohnerzahlen der Modellkommunen einschließlich der beiden Kommunenverbände in Baden-Württemberg.

Freiburg (230.000)	Ostfildern (39.000)
Konstanz (84.000)	Balingen (34.000)
Aalen (68.000)	Kornwestheim (34.000)
Baden-Baden (55.000)	Radolfzell (31.000)
Böblingen (50.000)	Öhringen (24.000)
Rastatt (49.000)	Bad Rappenau (21.000)
Fellbach (46.000)	Böblingen/Sindelfingen (114.000)
Bruchsal (45.000)	Schwetzingen/Oftersheim/Plankstadt (44.000)

Böblingen und Sindelfingen haben zusammen 114.000 Einwohner. Der Verbund aus beiden ist damit größer als die zweitgrößte Einzelkommune Konstanz, deren Bevölkerungszahl bei 84.000 liegt. Der Verbund der drei Gemeinden in der Region Rhein-Neckar umfasst insgesamt 44.000 Einwohner. Davon wohnen in der Stadt Schwetzingen allein rund 21.500 Menschen.

5.1.2 Kommunen in Rheinland-Pfalz

Vor dem Hintergrund mehrjähriger enger Kontakte zwischen der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg und der Energieagentur in Rheinland-Pfalz, entwickelte sich Mitte 2020 ein Gedankenaustausch zum Thema kommunale Wärmeplanung. Der Anlass auf rheinland-pfälzischer Seite dafür war das Interesse an einem Erfahrungsaustausch und einem Wissenstransfer in diesem Themenfeld. Als Ergebnis der Gespräche wurden schließlich zwei Städte aus Rheinland-Pfalz zusätzlich in den Kreis der Modellkommunen für ANSWER-Kommunal aufgenommen.

Deren Auswahl ist somit nicht das Ergebnis einer systematischen Analyse wie bei den Modellkommunen in Baden-Württemberg. Die Zusammenarbeit mit der Stadt Frankenthal und der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern begann Anfang 2021 und dauerte bis zum Projektende (Abbildung 40).



Abbildung 40: Lage der beiden Kommunen in Rheinland-Pfalz.

Die kreisfreie Stadt Frankenthal, die in der Rheinebene nordwestlich von Ludwigshafen liegt, weist einschließlich der eingemeindeten Stadtteile rund 50.000 Einwohner auf. Bad Bergzabern hat den Status einer Verbandsgemeinde. Diese umfasst, neben der eigentlichen Stadt Bad Bergzabern (8.500 EW), weitere 20 selbständige Ortsgemeinden deren Einwohnerzahlen zwischen 2.300 und 140 schwanken. In der Verbandsgemeinde sind es insgesamt 24.000. Verbandsgemeinden sind in Rheinland-Pfalz eine eigene Verwaltungseinheit, die zwischen Kommune und Landkreis angesiedelt ist.

Die insgesamt 74.000 Einwohner der beiden Kommunen in Rheinland-Pfalz entsprechen einem Anteil von 1,8 % der Gesamtbevölkerung des Bundeslandes. Aufgrund der ländlichen Struktur der Verbandsgemeinde Bad-Bergzabern sind darin, auch kleine Dörfer mit nur dreistelligen Einwohnerzahlen enthalten.

In den 18 Modellkommunen in Baden-Württemberg leben insgesamt 950.000 Menschen. Gemessen an den insgesamt 5,6 Mio. Einwohnern der 104 zur Wärmeplanung verpflichteten Städte entspricht das einem Anteil von 17 %. In Städten wie z. B. Bad Rappenau, Balingen und Öhringen gibt es ebenfalls eine Reihe kleiner Teilorte mit weniger als 1.000 Einwohnern, eine Folge der während der 1970er-Jahre durchgeführten Kommunalreform.

5.1.3 Definition zusammenhängender Siedlungsgebiete

Ein wichtiger Bestandteil der Arbeit in ANSWER-Kommunal war die Entwicklung eines Verfahrens zur Bestimmung der Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze. Aufgrund der Siedlungsstrukturen in den Modellkommunen lag es deshalb nahe, für die weiteren Analysen verschiedene Arten und Größen von Siedlungsgebieten zu definieren. Dies erfolgte mit der Zielsetzung, alle Teilgebiete einer Kommune bei den Analysen zur Ausweisung von Eignungsgebieten zu berücksichtigen.

Die Stadt Aalen (Region Ostwürttemberg) ist ein Beispiel dafür, wie die Kernstadt im Laufe der Zeit mit direkt benachbarten Stadtteilen räumlich zusammengewachsen ist. Zusätzlich gehören zur Kommune in ihren administrativen Grenzen fünf vom Zentrum weiter entfernt liegende Teilorte wie Dewangen, Ebnat, Fachsenfeld, Hofen und Waldhausen (siehe Abbildung 41).

Da Wärmenetze gezielter dort entwickelt und ausgebaut werden können, wo ein räumlicher Zusammenhang bei der Bebauung besteht, wurden für die Modellkommunen Gebiete identifiziert, die ausgehend vom Zentrum bzw. von der Kernstadt räumlich miteinander verbunden sind. Das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Aalen, die hier beispielhaft für alle anderen Modellkommunen mit vergleichbarer Struktur steht, ist in Abbildung 42 dokumentiert.

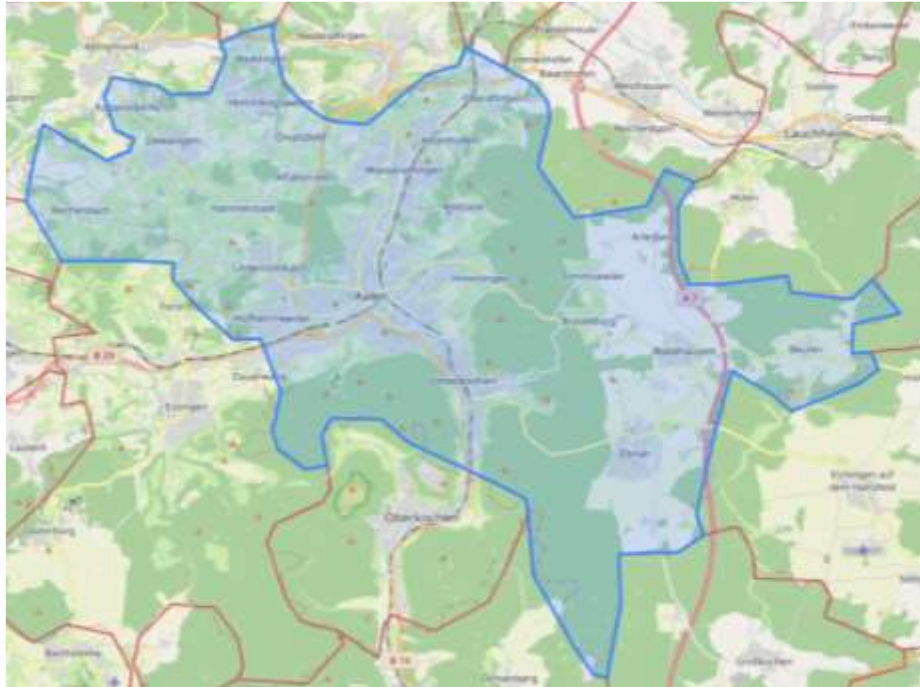


Abbildung 41: Gemarkung der Stadt Aalen mit Kernstadt und eingemeindeten Teilorten.

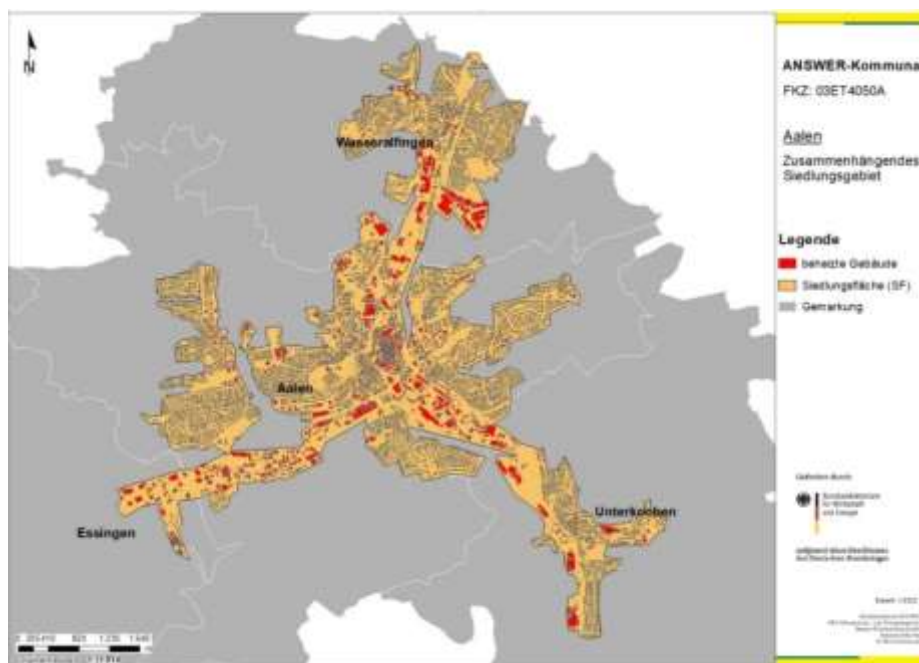


Abbildung 42: Karte des räumlich zusammenhängenden Siedlungsgebiets in Aalen ausgehend vom Zentrum der Stadt.

Im Gegensatz zur Stadt Aalen, führten die Eingemeindungen in der Stadt Fellbach (Region Stuttgart) nicht zu einem Zentrum, um das weiter außen liegende Satelliten gruppiert sind.

Stattdessen entstand ein kompaktes und zusammenhängendes Siedlungsgebiet. Alle drei Stadtteile sind mittlerweile eng zusammengewachsen und bilden mittlerweile eine Einheit (siehe Abbildung 43).

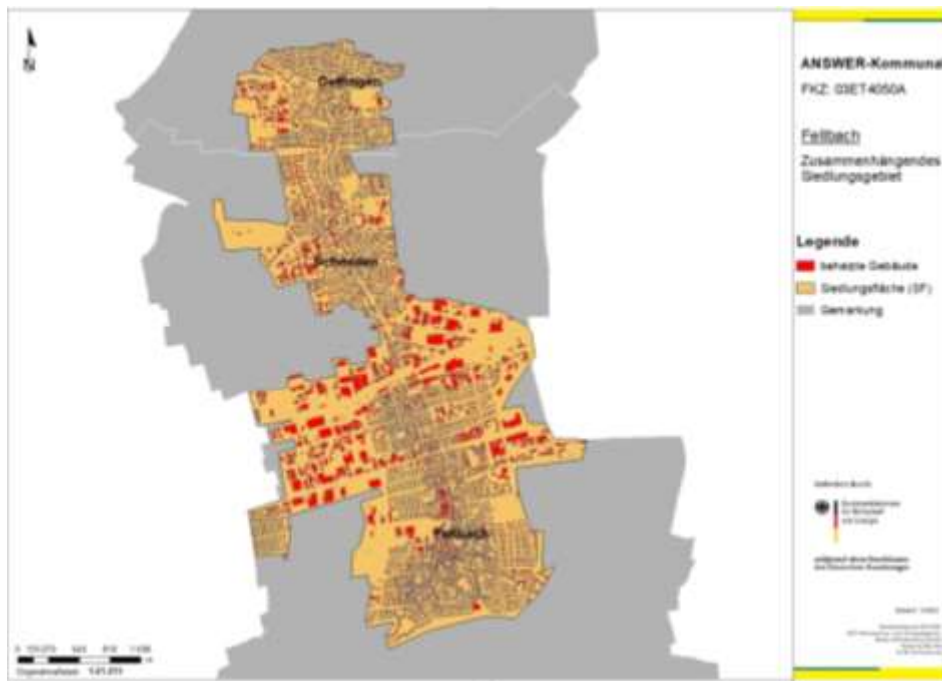


Abbildung 43: Zusammenhängendes Siedlungsgebiet der Stadt Fellbach.

Die Stadt Ostfildern, die in der Nähe von Stuttgart liegt, ist ein Beispiel für eine Kommune, die keine Kernstadt aufweist. Ostfildern ist während der Kommunalreform aus ehemals selbständigen zueinander benachbarten Gemeinden entstanden, die heute kein gemeinsames, historisch gewachsenes Zentrum besitzen. Es gibt deshalb kein von einer Kernstadt ausgehendes, zusammenhängendes Siedlungsgebiet. Stattdessen bestehen mehrere getrennte Siedlungsgebiete, die den einzelnen Stadtteilen zugeordnet sind (Abbildung 44).

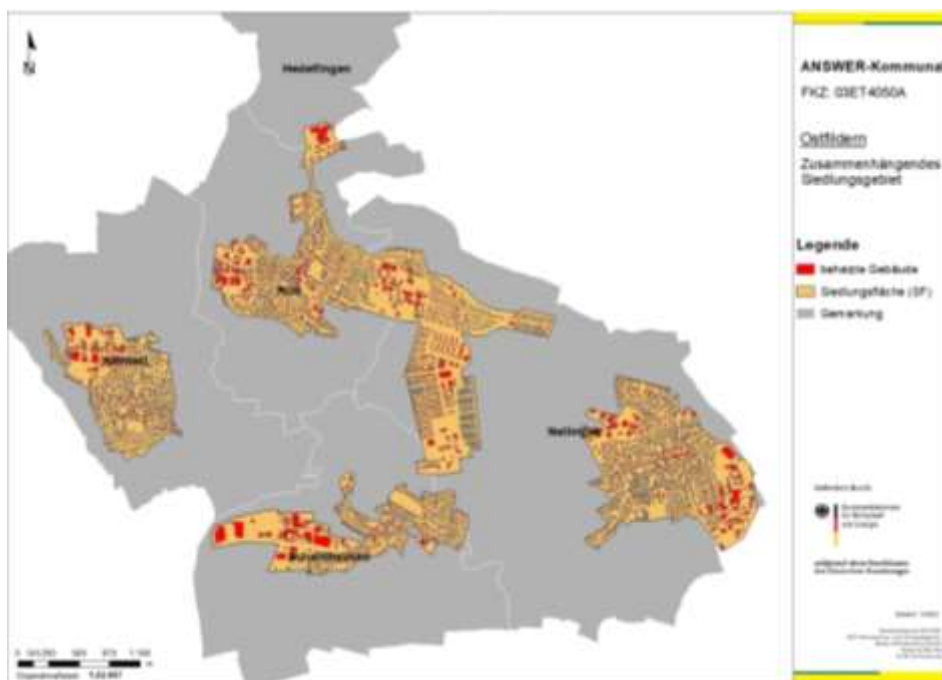


Abbildung 44: Räumlich verteilte Siedlungsgebiete der Stadt Ostfildern.

Tieferegehende Analysen für Städte mit einer ähnlichen Struktur wie Ostfildern, erfolgen im weiteren Verlauf am Beispiel des Stadtteils Nellingen.

Abschließend wird das zusammenhängende Siedlungsgebiet des bereits erwähnten Kommunenverbands Schwetzingen-Plankstadt-Oftersheim dokumentiert (Abbildung 45).



Abbildung 45: Siedlungsgebiet des Kommunenverbands „SchwetzingenPlus“.

Untersuchungen ausschließlich zur Stadt Schwetzingen wurden im Rahmen des Projekts allerdings nicht durchgeführt.

Betrachtung der eingemeindeten Teilorte

Die kleineren Teilorte der Städte müssen während der kommunalen Wärmeplanung in einem getrennten Planungsschritt unter die Lupe genommen werden, damit sie bei wichtigen Fragestellungen nicht unter den Tisch fallen. Dies gilt vor allem für die Analysen zur Ausdehnung von Eignungsgebieten für Wärmenetze. Der Stadtteil Böhringen der Stadt Radolfzell in Baden-Württemberg und der Stadtteil Mörsch der Stadt Frankenthal in Rheinland-Pfalz sind entsprechende Beispiele, für die Untersuchungen im Rahmen des Projekts durchgeführt wurden (Abbildung 46).



Abbildung 46: Siedlungsgebiet des Stadtteils Radolfzell-Böhringen (links) und des Stadtteils Frankenthal-Mörsch (rechts).

Die Einteilung des Siedlungsgebiets einer Stadt mit Hilfe eines Hektarrasters (Kacheln mit einer Kantenlänge von 100 x 100 m) ist ein wichtiges Hilfsmittel, um Wärmedichten zu analysieren, Teilgebiete in Abhängigkeit eines Wärmedichtewerts zu definieren, oder um die Ausdehnung von Eignungsgebieten zu bestimmen.

Bei sehr kleinen Gemeinden stößt die Einteilung in ein Hektarraster jedoch an seine Grenzen, da eine einzelne Hektarkachel einen immer größer werdenden Anteil an der gesamten Siedlungsfläche aufweist. Die Untersuchungen zeigen, dass die Grenze zwar keinen eindeutig definierbaren Wert aufweist, aber ungefähr bei einer Größe von weniger als 2.000 Einwohnern zu verorten ist. Unterhalb dieses Werts wird es zunehmend schwieriger mit dem Hektarraster zu arbeiten. Die Ergebnisse sind dann nur noch in eingeschränktem Maße belastbar oder wie Beispielrechnungen gezeigt haben, ganz offensichtlich falsch (siehe Kapitel 5.5.4).

5.2 Wärmebedarf und Wärmedichte

Die wichtigste Grundlage für die Erstellung eines kommunalen Wärmeplans ist der Wärmebedarf. Dieser muss für die gesamte Stadt einschließlich aller Teilorte möglichst genau ermittelt werden. Der aufsummierte Wärmebedarf für Wohngebäude und Nichtwohngebäude ist dabei nur einer der zu bestimmenden Parameter.

Zur Identifikation des am besten geeigneten Heizungssystems (Wärmenetzverbund oder Einzelheizungen) ist darüber hinaus die räumliche Verteilung des Wärmebedarfs, das heißt die Wärmedichte, von zentraler Bedeutung (Djørup, et al., 2019 S. 18). Bei der Ausarbeitung der dafür notwendigen Wärmedichtekarten ist die Gliederung des Siedlungsgebiets mit Hilfe eines Hektarrasters, wie bereits ausgeführt, sehr vorteilhaft (Persson, et al., 2017).

In jeder Kommune, in der kommunale Wärmeplanung durchgeführt wird, ist deshalb die Erstellung einer GIS-basierten Wärmedichtekarte ein wichtiger Arbeitsschritt.

5.2.1 Summe des Wärmebedarfs der Siedlungsgebiete

Zur Berechnung des aufsummierten Wärmebedarfs gemäß Definition in Abschnitt 5.1 der zusammenhängenden Siedlungsgebiete der Kommunen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz werden drei verschiedene Datenquellen verwendet:

- Wärmeatlas der Hotmaps-Toolbox
- Pan European Thermal Atlas (PETA 4.2)
- Wärmeatlas 2.0 (WAD 2.0)

Die Hotmaps-Toolbox und der dazugehörige Wärmeatlas wurden während des Hotmaps-Projekts entwickelt, das von der EU aus dem Programm Horizon 2020 gefördert wurde (Hotmaps, 2020). Die Toolbox bietet dem Nutzer ein webbasiertes GIS-System, dessen Funktionalitäten auf die Anforderungen der kommunalen Wärmeplanung zugeschnitten sind. Allgemeine Informationen zum Hotmaps-Projekt sind auf der Internetseite <https://www.hotmaps-project.eu/> zu finden.

Der Pan European Thermal Atlas entstand im Rahmen der Projektserie Heat Roadmap Europe (ebenfalls von der EU über Horizon 2020 gefördert). Derzeit ist auf der Projekt-Homepage die Version 4.3 implementiert (PETA, 2018). Die PETA-Daten wurden von der Europa-Universität Flensburg (Prof. Bernd Möller) für die Nutzung in ANSWER-Kommunal zur Verfügung gestellt. Die entsprechenden Datenlayer entstammen der Version 4.2, sind jedoch identisch mit denen der Version 4.3.

Der Wärmeatlas Deutschland 2.0 liefert gebäudescharfe Wärmebedarfswerte für mehr als 19 Millionen Wohngebäude und mehr als drei Millionen Nichtwohngebäude. Da es sich um ein kommerzielles Produkt handelt, müssen die Daten von den Kommunen gekauft werden (WAD_2.0). In ANSWER-Kommunal standen Datensätze für fünf baden-württembergische Kommunen zur Verfügung.

Die Hotmaps-Toolbox einschließlich der darin integrierten Daten ist so aufgebaut, dass Daten und Rechenwerkzeuge frei zugänglich sind und zum Zweck der Wärmeplanung benutzt werden können. Die PETA-Daten sind dagegen nur zur Betrachtung verschiedener GIS-Karten auf der Website verfügbar. Das Herunterladen der Daten für eigene Berechnungen ist nicht möglich.

Die mit den drei genannten Datenquellen berechneten Summenwerte des Wärmebedarfs bewegen sich abhängig von der Größe der Siedlungsgebiete in einem sehr weiten Bereich. Zwischen dem Maximalwert von knapp über 2.000 GWh/a und dem Minimalwert von rund 50 GWh/a liegt der Faktor 40 (Abbildung 47).

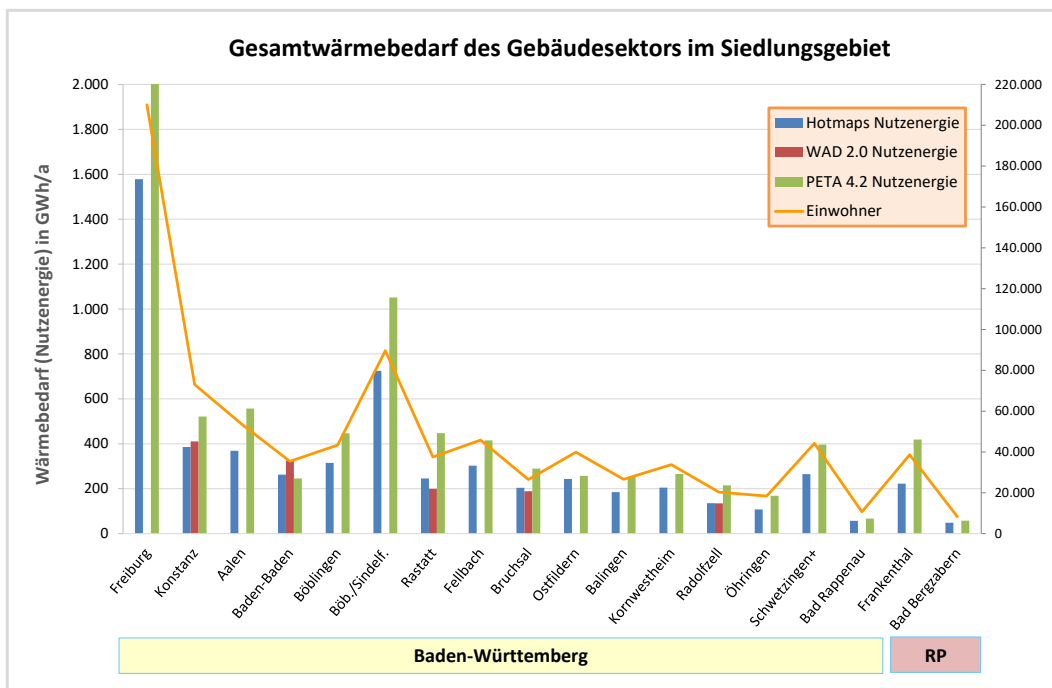


Abbildung 47: Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG und Einwohnerzahl in den zusammenhängenden Siedlungsgebieten für alle Kommunen und Verbünde.

Deutlich zu erkennen sind zudem die Differenzen zwischen den Datenquellen, wobei diese von Kommune zu Kommune deutlich schwanken. Auffallend ist, dass in allen Fällen, außer Baden-Baden, PETA die höchsten Werte liefert. In vier Städten (Baden-Baden, Ostfildern, Bad Rappenau und Bad Bergzabern) sind die Unterschiede zu den Hotmaps-Werten allerdings relativ gering. Sie liegen dort im ein- und zweistelligen Bereich unterhalb von 20 % (Abbildung 47 und Abbildung 48).

Die Wärmebedarfswerte für die Stadt Frankenthal weisen den größten relativen Unterschied zwischen Hotmaps und PETA auf. Der PETA-Wert (419 GWh/a) ist um 88 % höher als der Hotmaps-Wert (223 GWh/a). Dahinter folgt Rastatt, wo der Unterschied nicht viel weniger, nämlich 82 % beträgt (Abbildung 48).

In den fünf Kommunen mit WAD-Daten, fallen die Unterschiede zwischen Hotmaps und WAD insgesamt deutlich geringer aus. Sehr nahe beieinander sind beide Wärmeatlanten in Konstanz, Bruchsal und Radolfzell. Für Baden-Baden und Rastatt sind die Differenzen etwas höher, sie liegen dort im Bereich von 20 % (Abbildung 47 und Abbildung 48).

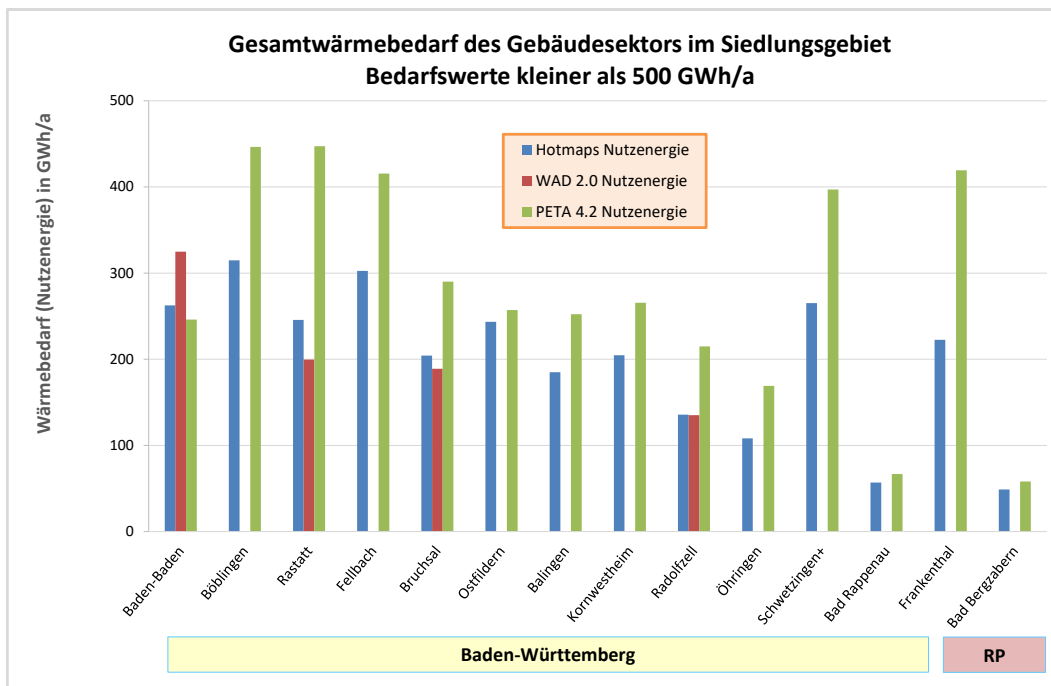


Abbildung 48: Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG in zusammenhängenden Siedlungsgebieten mit weniger als 500 GWh/a.

Am Beispiel der Stadtteile der Stadt Ostfildern kann beobachtet werden, wie sich der Wärmebedarf kleinerer Gemeinden in Abhängigkeit der Einwohnerzahlen entwickelt. Von Interesse sind dabei vor allem die drei Stadtteile Nellingen, Kemnat und Scharnhäusen, die 10.000 Einwohner oder weniger aufweisen (Abbildung 49).

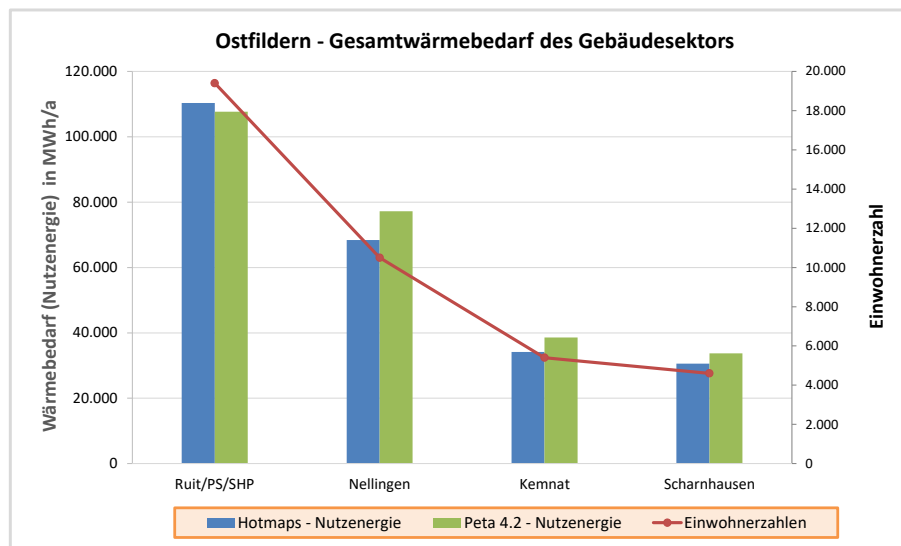


Abbildung 49: Summe des Wärmebedarfs für WG und NWG sowie Einwohnerzahlen für die Stadtteile der Stadt Ostfildern.

Der Wärmebedarf des Stadtteils Nellingen (ca. 10.500 Einwohner) beträgt rund 70 GWh/a. Die beiden halb so großen Stadtteile Kemnat und Scharnhäusen im Diagramm rechts weisen Bedarfswerte von weniger als 40 GWh/a auf. Auffallend ist, dass die PETA-Werte in drei von vier Fällen ebenfalls höher sind als die Hotmaps-Werte. Die Unterschiede fallen jedoch relativ gering aus, sie liegen im Bereich von 10 % bis max. 15 %.

5.2.2 Wärmedichtekarten

Die Wärmedichtekarten für den Gesamtwärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude, die eine wichtige Grundlage für weitere Analysen darstellen, werden hier am Beispiel der Stadt Konstanz erläutert. Die Karten basieren ebenfalls auf den Datenquellen Hotmaps, PETA und Wärmeetlas 2.0 (siehe Abbildung 50, Abbildung 51 und Abbildung 52).

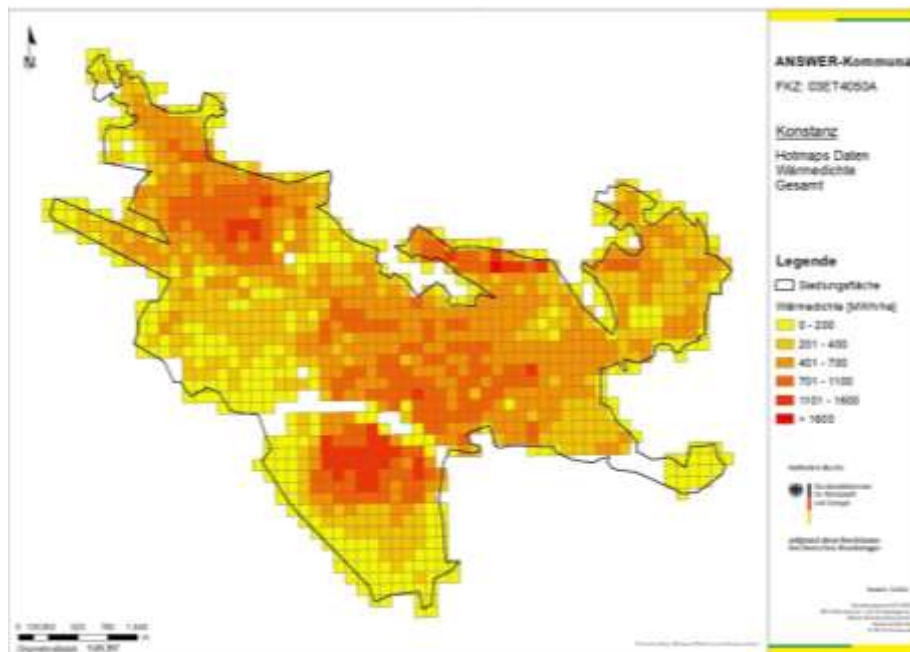


Abbildung 50: Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle Hotmaps.

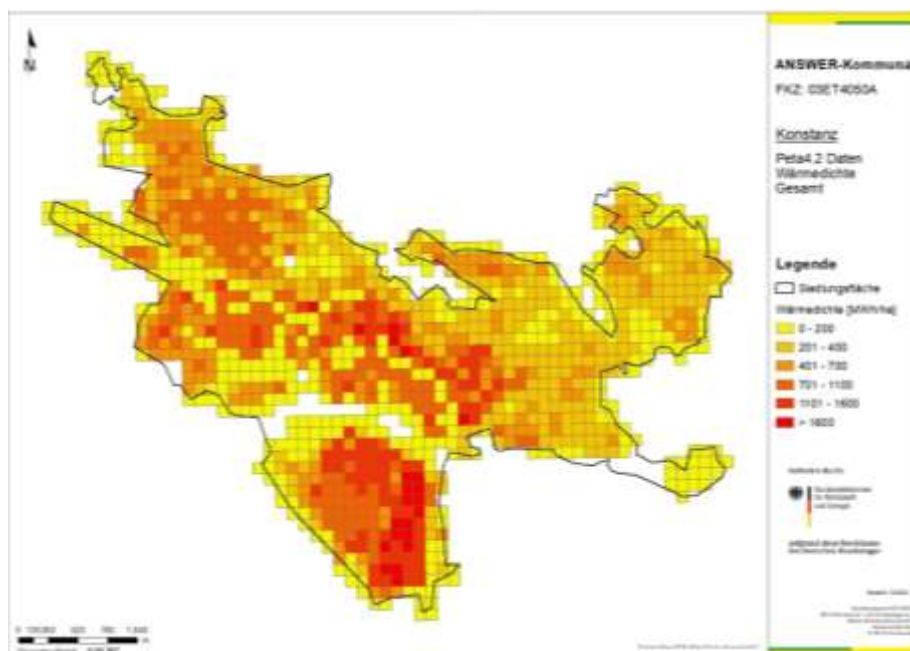


Abbildung 51: Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle PETA.

Beim Vergleich der GIS-Karten zwischen Hotmaps- und PETA-Daten fällt auf, dass bei PETA der Anteil der dunkelroten Kacheln größer ist als bei Hotmaps. Dies ist im Grunde genommen eine logische Folge der bei den Summenwerten beobachteten Unterschiede (vgl. Abbildung 47).

Weiterhin ist zu erkennen, dass sich die Kacheln mit dem Farbwert Dunkelrot bei der PETA-Karte im Vergleich zur Hotmaps-Grafik mehr in Richtung der Gebietsgrenze gegenüber der linken unteren Ecke der Karte verschieben. Geographisch betrachtet bedeutet dies eine Verschiebung der hohen Wärmedichten in Richtung Südwesten.

Das heißt, PETA gewichtet die Wärmedichten in der Innenstadt bzw. Altstadt von Konstanz, die in dem nach Süden weisenden Teil des Siedlungsgebiets liegt, höher als dies beim Hotmaps-Wärmeatlas der Fall ist. Dasselbe gilt für das Teilgebiet, das sich in Richtung Nordwesten an die Innenstadt anschließt. Hierbei handelt es sich um ein ausgedehntes Gewerbegebiet.

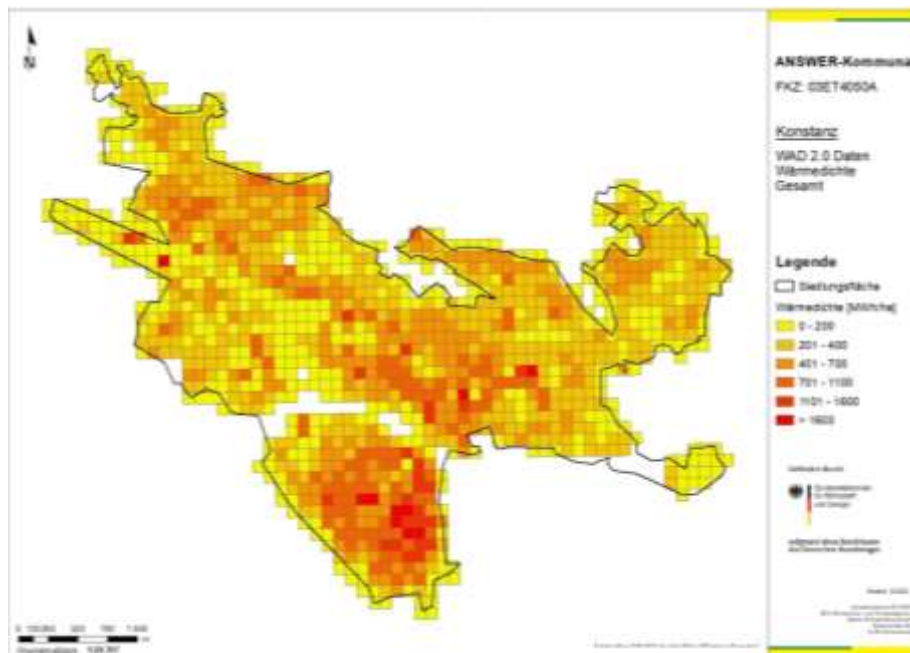


Abbildung 52: Wärmedichtekarte der Stadt Konstanz mit Datenquelle WAD 2.0.

Beim Vergleich der Karte auf Grundlage der WAD-Daten mit der Hotmaps-Karte fällt sofort auf, dass die Wärmedichten bei Hotmaps gleichmäßiger als beim Wärmeatlas 2.0 über das Siedlungsgebiet verteilt sind. Die Innenstadt bzw. Altstadt von Konstanz in dem nach Süden auslaufenden Dreieck wird bei WAD bezüglich der Wärmedichten allerdings ebenfalls höher gewichtet als bei Hotmaps (Abbildung 50 und Abbildung 52).

Ergänzend zum Beispiel des zusammenhängenden Siedlungsgebiets der Stadt Konstanz, das 73.000 Einwohner umfasst, werden zusätzlich die Wärmedichtekarten des Stadtteils Nellingen der Stadt Ostfildern (10.500 Einwohner) sowie des Stadtteils Böhringen der Stadt Radolfzell (4.200 Einwohner) betrachtet. Das Layout dieser Karten ist aufgrund des kleineren Maßstabs etwas anders gestaltet. Dem Wärmedichteraster wurden die Umrisse der beheizten Gebäude hinterlegt, da dies aufgrund der geringeren Anzahl von Gebäuden im Vergleich zu Konstanz grafisch möglich war (siehe Abbildung 53, Abbildung 54 sowie Abbildung 55 und Abbildung 56).

Das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Konstanz erstreckt sich über eine Fläche von 1.083 Hektarkacheln. Demgegenüber umfasst der Stadtteil Nellingen lediglich 160 Hektar, während zur Rasterung der Siedlungsfläche von Radolfzell-Böhringen sogar nur 118 Kacheln benötigt werden.

Die Differenzen zwischen Hotmaps und PETA in der räumlichen Verteilung der Wärmedichten fallen in Nellingen insgesamt geringer aus als beim deutlich größeren Siedlungsgebiet in Konstanz. Beim Pan European Thermal Atlas gibt es einige Kacheln mehr, deren Wärmedichte im Intervall 1.101 bis 1.600 MWh/ha liegt, die Hotmaps-Karte ist dagegen durch eine geringere Anzahl von Kacheln mit gelber Farbe (geringster Wert der Wärmedichte) gekennzeichnet (Abbildung 53 und Abbildung 54).

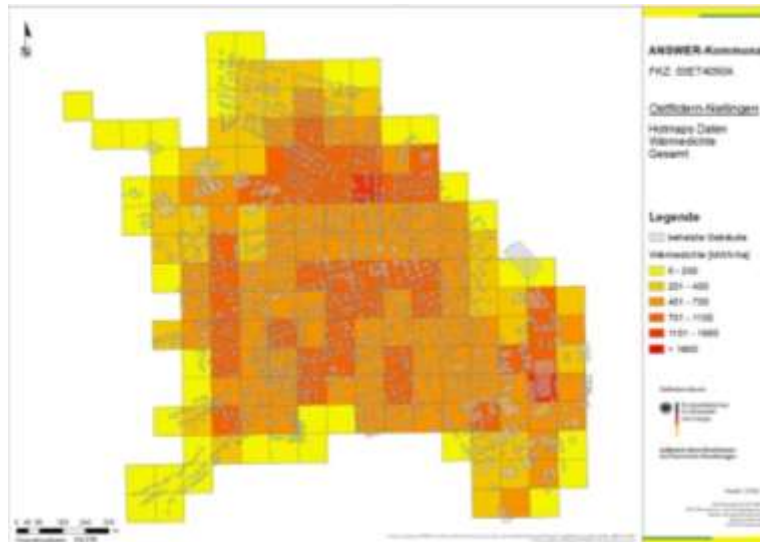


Abbildung 53: Wärmedichtekarte von Nellingen (Stadt Ostfildern) mit Hotmaps-Daten.

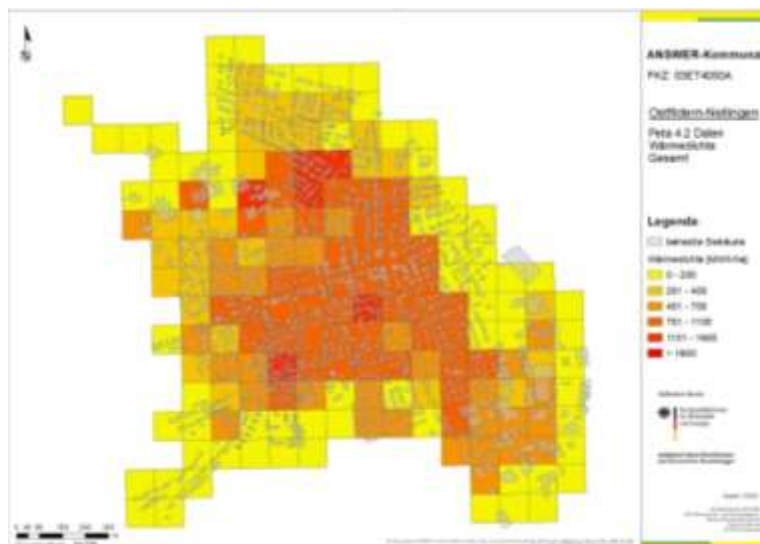


Abbildung 54: Wärmedichtekarte von Nellingen (Stadt Ostfildern) mit PETA-Daten.

Der aufsummierte Jahreswärmebedarf für Nellingen beträgt bei Hotmaps 68 GWh, während er mit Hilfe der PETA-Daten berechnet um 13 % höher ist (77 GWh).

Da für die Stadt Radolfzell auch Daten aus dem Wärmeatlas 2.0 vorliegen, ist für den kleinen Stadtteil Böhringen ein zusätzlicher Vergleich der Wärmedichtekarten zwischen Hotmaps- und WAD möglich (Abbildung 55 und Abbildung 56).

Die Wärmedichtekarte, die auf dem Wärmeatlas Deutschland aufbaut, weist mit nur einer Ausnahme Wärmedichten auf, die dem niedrigsten und dem zweitniedrigsten Werteintervall zuzuordnen sind. In der Karte, die auf Hotmaps-Daten basiert, treten die Wärmedichten im Intervall zwischen 401 MWh/ha und 700 MWh/ha dagegen deutlich häufiger auf. Sie sind vornehmlich im Zentrum des Stadtteils verortet (Abbildung 55).

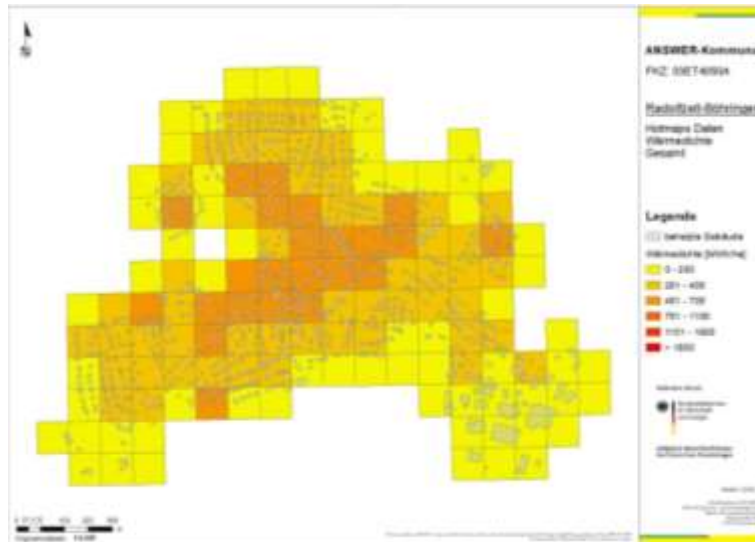


Abbildung 55: Wärmedichtekarte von Radolfzell-Böhringen mit Hotmaps-Daten.

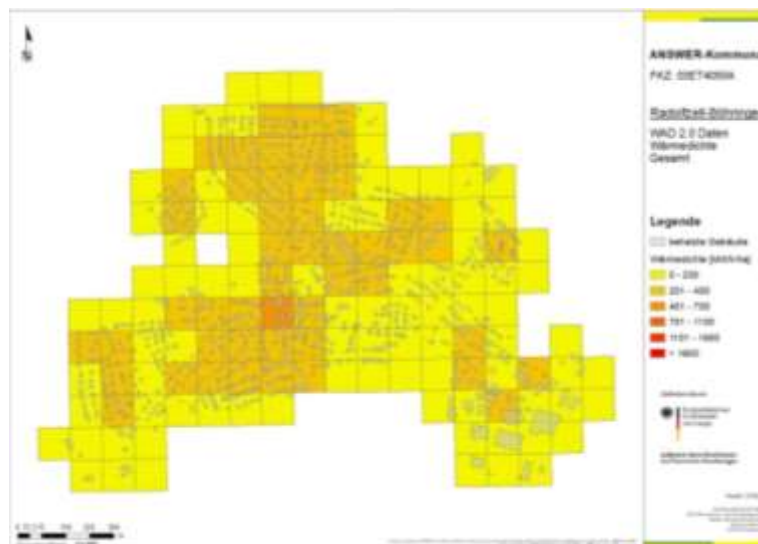


Abbildung 56: Wärmedichtekarte des Stadtteils Böhringen der Stadt Radolfzell mit WAD-Daten

Auffallend ist zudem, dass auch die Zahl der gelben Kacheln bei Hotmaps signifikant geringer ist als bei WAD. Der aufsummierte jährliche Wärmebedarf von Böhringen beträgt auf der Basis von Hotmaps-Daten 25 GWh und ist damit um 19 % höher, als mit WAD-Werten berechnet (21 GWh).

5.2.3 Häufigkeitsverteilung der Wärmedichte

Die nachfolgend dargestellten Beispiele beziehen sich wiederum auf die Datenquellen Hotmaps, PETA und Wärmealas Deutschland 2.0.

Die Berechnung der Häufigkeitsverteilung erfolgt mit Hilfe der Einteilung der Einzelwerte in Klassen, die jeweils eine Klassenbreite von 100 MWh/ha aufweisen.

Die Häufigkeitsverteilung der Wärmedichten auf der Basis von Hotmaps- und PETA-Werten zeigt Abbildung 57 am Beispiel der Stadt Freiburg. Berücksichtigt sind in diesem Diagramm alle Werte einschließlich der Zellen mit Wärmedichte gleich null.

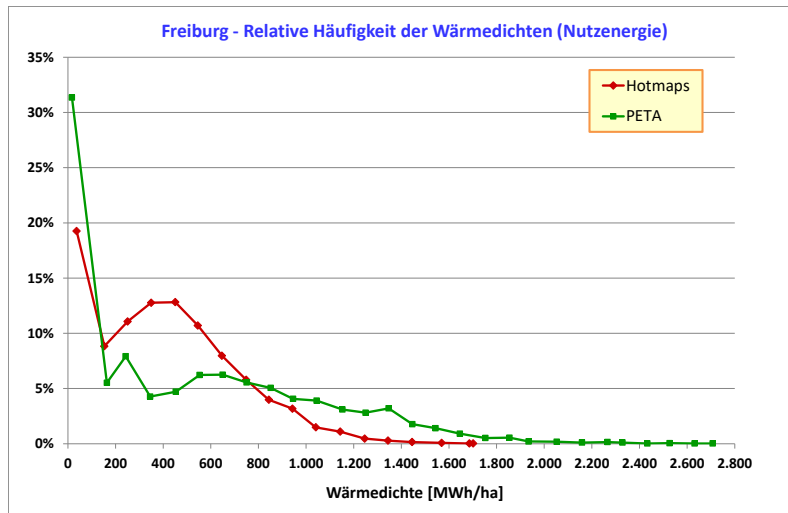


Abbildung 57: Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Freiburg. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab null.

Im Hotmaps-Datensatz haben 102 von 3.838 Hektarzellen den Wert null, was einem Anteil von 2,6 % entspricht. Fast dreimal so viele, 292 Zellen oder 7,6 %, weisen Wärmedichten unter 20 MWh/ha auf und in fast 500 Zellen (493 oder 12,8 %) ist die Wärmedichte kleiner als 50 MWh/ha.

Die Klasse von 0 bis 100 MWh/ha in der Hotmaps-Kurve, die insgesamt 739 Werte umfasst und deren Mittelwert bei 36 MWh/ha liegt, ist deshalb am häufigsten vertreten. Ihr Anteil beträgt fast 20 % (rote Kurve in Abbildung 57).

Bei den PETA-Wärmedichten sind die Häufigkeiten im unteren Wertebereich noch viel ausgeprägter als bei den Hotmaps-Wärmedichten (grüne Kurve in Abbildung 57). Eine systematische Gegenüberstellung der Anzahl der Kacheln und der daraus resultierenden Anteile für drei verschiedene Wertebereiche zeigt Tabelle 7.

Tabelle 7: Vergleich der Häufigkeiten für sehr kleine Werte der Wärmedichte dargestellt am Beispiel der Stadt Freiburg.

	Hotmaps		PETA	
	Anz. Kacheln	Anteil	Anz. Kacheln	Anteil
Wärmedichte = 0	102	2,7%	480	12,5%
Wärmedichte < 20	292	7,6%	843	22,0%
Wärmedichte < 50	493	12,8%	1051	27,4%

Die unterste Klasse bei den PETA-Werten tritt in Freiburg gemäß den Zahlen in Tabelle 7 mit einer Häufigkeit von mehr als 31 % auf (Abbildung 57).

Die hier am Beispiel von Freiburg dargestellte Relation zwischen den Häufigkeiten der PETA- und der Hotmaps-Wärmedichten ist bei den meisten Modellkommunen zu beobachten. Es gibt nur wenige Ausnahmen wie Bad Rappenau in Baden-Württemberg sowie Frankenthal und Bad Bergzabern in Rheinland-Pfalz.

Da die geringen oder nahe null liegenden Wärmedichten für die Analyse von Eignungsgebieten für Wärmenetze nur eine untergeordnete Bedeutung haben, macht es Sinn, die Häufigkeitsverteilungen ohne die sehr kleinen Werte auszuwerten und darzustellen. Als unterer Grenzwert wurden 50 MWh/ha festgelegt. Abbildung 58 zeigt das Ergebnis wiederum am Beispiel der Stadt Freiburg.

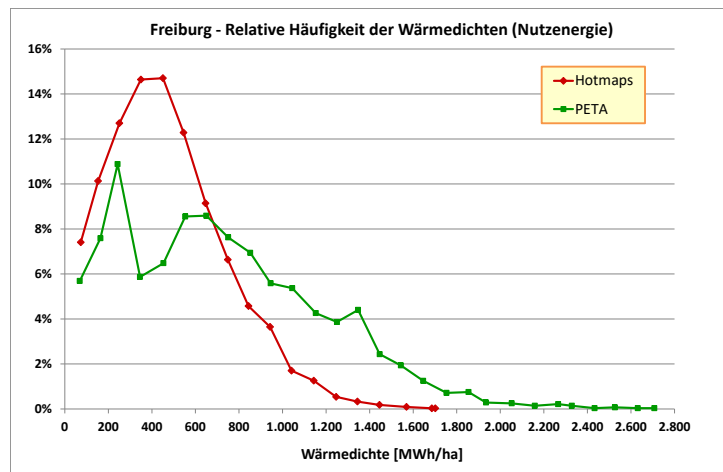


Abbildung 58: Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Freiburg. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.

Die Mittelwerte der untersten Klasse sind bei dieser Vorgehensweise deutlich höher und weisen geringere Häufigkeiten auf als in Abbildung 57. Im weiteren Verlauf steigen die Kurven zunächst bis zu einem Höchstwert an, wobei sich die rote und die grüne Kurve deutlich unterscheiden. Die relative Häufigkeit der Hotmaps-Wärmedichten erreicht im Bereich von 350 bis 450 MWh/ha ein ausgeprägtes Maximum, während die PETA-Kurve mehr durch ein Auf und Ab bei geringeren Häufigkeiten geprägt ist.

Ein signifikanter Unterschied besteht zudem darin, dass die PETA-Wärmedichten bis zum x-Achsenwert von 700 MWh/ha wesentlich geringere Häufigkeiten als die Hotmaps-Wärmedichten aufweisen. Erst oberhalb 700 MWh/ha liegen die Häufigkeiten der PETA-Kurve deutlich über denen von Hotmaps. Darüber hinaus fällt auf, dass im Pan European Thermal Atlas im rechten Teil der Kurve deutlich höhere Wärmedichten als bei Hotmaps zu beobachten sind. Der Höchstwert der grünen Kurve beträgt 2.700 MWh/ha, während die rote Kurve gemäß Abbildung 58 schon bei 1.700 MWh/ha ausläuft.

Die beiden zuletzt genannten Merkmale, die unterschiedliche Verteilung der Häufigkeiten sowie die Unterschiede bei den Höchstwerten der Wärmedichte sind praktisch auf alle zusammenhängenden Siedlungsgebiete in den Modellkommunen übertragbar. Auch in den Teilorten, die getrennt davon analysiert wurden, ist dieser Sachverhalt grundsätzlich zu beobachten.

Am Beispiel der Stadt Rastatt wird dargestellt, wie die Häufigkeitsverteilung der WAD-Wärmedichten im Vergleich zu Hotmaps und PETA aussieht (Abbildung 59).

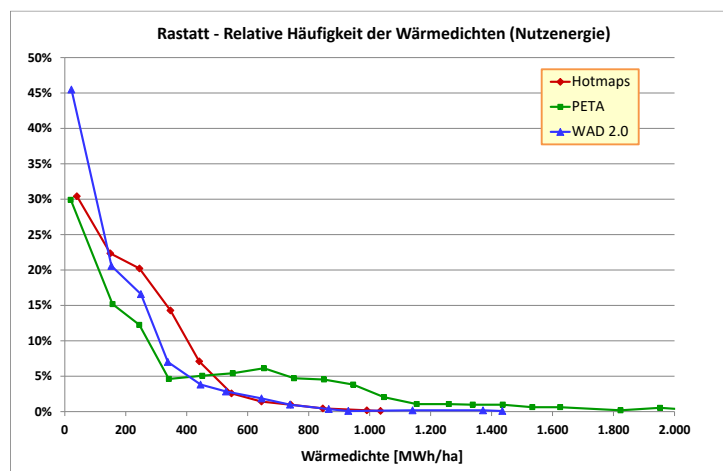


Abbildung 59: Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Rastatt. Vergleich von Hotmaps-, PETA- und WAD-Werten für alle Wärmedichten ab null.

Der Anteil der Kacheln, die bei Betrachtung der WAD-Wärmedichten in Rastatt, den Wert null aufweisen, beträgt mehr als 23 %. Werden alle Wärmedichten unter 20 MWh/ha berücksichtigt, sind es sogar 30 %. Dementsprechend weist die unterste Klasse der WAD-Wärmedichten eine Häufigkeit von gut 45 % auf.

Die Häufigkeitsverteilung der Wärmedichten auf WAD-Basis verläuft für Rastatt im Bereich zwischen 150 und 530 MWh/ha unterhalb der Hotmaps-Kurve, jedoch oberhalb der PETA-Kurve. Ab dem Wert von 530 MWh/ha ist sie nahezu deckungsgleich mit der Hotmaps-Kurve. Die höchste vorkommende WAD-Wärmedichte beträgt etwas mehr als 1.400 MWh/a und ist damit höher als der maximale Hotmaps-Wert, allerdings wesentlich geringer als das PETA-Maximum.

Die beschriebenen Sachverhalte sind gleichermaßen in Bruchsal und Radolfzell zu beobachten, wo ebenfalls WAD-Daten analysiert werden konnten. In den beiden Städten Konstanz und Baden-Baden übersteigen die höchsten auftretenden Wärmedichten bei WAD sogar die Maximalwerte von PETA.

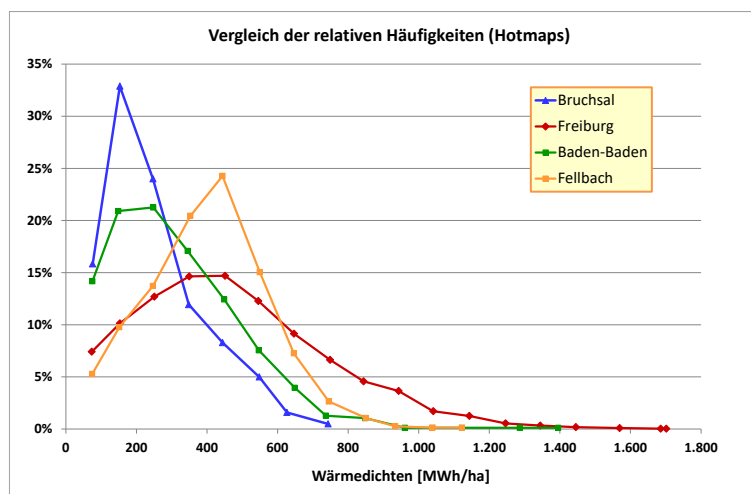


Abbildung 60: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Wärmedichten für die Städte Bruchsal, Freiburg, Baden-Baden und Fellbach (ohne außen liegende Teilorte).

Eine weitere interessante Frage ist, wie sich die Kurven der Häufigkeitsverteilung zwischen verschiedenen Städten unterscheiden. Die Vergleiche erfolgen auf der Grundlage der Wärmedichten, die mit Hilfe der Hotmaps-Daten berechnet wurden. Dargestellt sind die Kurven, die alle Wärmedichten oberhalb von 50 MWh/ha berücksichtigen (vgl. Abbildung 60 und Abbildung 61).

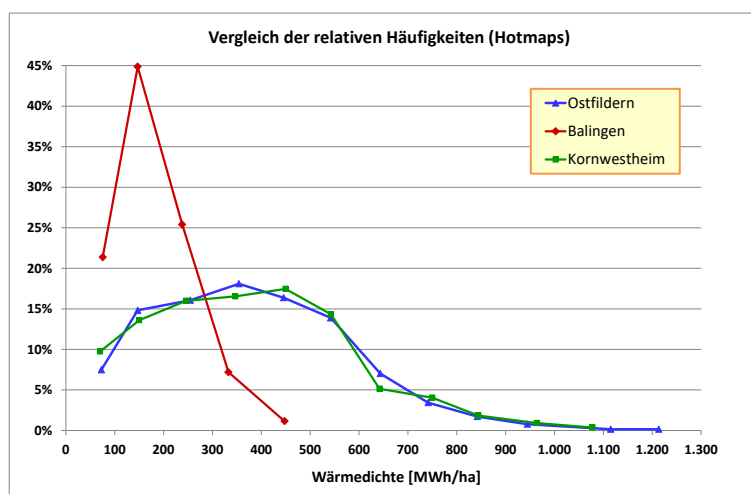


Abbildung 61: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen für Ostfildern, Balingen und Kornwestheim.

Die Maxima der Kurven für Freiburg und Fellbach treten bei deutlich höheren Werten auf als in Bruchsal und Baden-Baden. Ebenso sind die abfallenden Äste der Kurven der beiden zuerst genannten Städte nach dem Höchstwert im Vergleich zu Bruchsal und Baden-Baden deutlich nach rechts verschoben (Abbildung 60).

Ein Extrembeispiel ist die Verteilungskurve der Stadt Balingen in Abbildung 61. Die größte Häufigkeit beträgt 45 % und tritt bereits bei einer Wärmedichte von rund 150 MWh/ha auf. Dagegen verlaufen die nahezu deckungsgleichen Kurven für die beiden Städte Ostfildern und Kornwestheim auf einem deutlich niedrigeren Niveau und weisen ein sehr breites Maximum auf. Die höchsten Wärmedichten liegen zudem oberhalb von 1.000 MWh/ha während für Balingen die Kurve schon bei 450 MWh/ha endet (Abbildung 61).

Die Ergebnisse der hier dargestellten Vergleiche lassen auf unterschiedliche Randbedingungen für die räumliche Ausdehnung von Wärmenetzen in den sieben Städten schließen.

5.2.4 Definition von Teilgebieten mit Hilfe von Wärmedichte-Schwellwerten

Die Kurven zur Häufigkeitsverteilung der Wärmedichten sind ein gutes Hilfsmittel, um für jede Stadt Wärmedichte-Schwellwerte festzulegen, mit deren Hilfe die zusammenhängenden Siedlungsgebiete in Teilgebiete aufgeteilt werden können. Diese Teilgebiete sind durch unterschiedliche Wärmedichtestufen gekennzeichnet.

Für jedes zusammenhängende Siedlungsgebiet wurden drei Schwellwerte unterschiedlicher Höhe ausgewählt. Die unteren, mittleren und oberen Schwellwerte unterscheiden sich von Stadt zu Stadt entsprechend des unterschiedlichen Verlaufs der Häufigkeitsverteilung der Wärmedichten (Abbildung 62).

Das zusammenhängende Siedlungsgebiet in Freiburg weist auf allen drei Ebenen die jeweils höchsten Schwellwerte der Wärmedichte auf. Dies kann durchaus als charakteristisch für eine Großstadt interpretiert werden.

Die übrigen Kommunen in Baden-Württemberg sind nach der Höhe des unteren Schwellwertes sortiert, und zwar jeweils in absteigender Reihenfolge. Frankenthal und Bad Bergzabern ergänzen schließlich die Reihe ganz rechts (Abbildung 62).

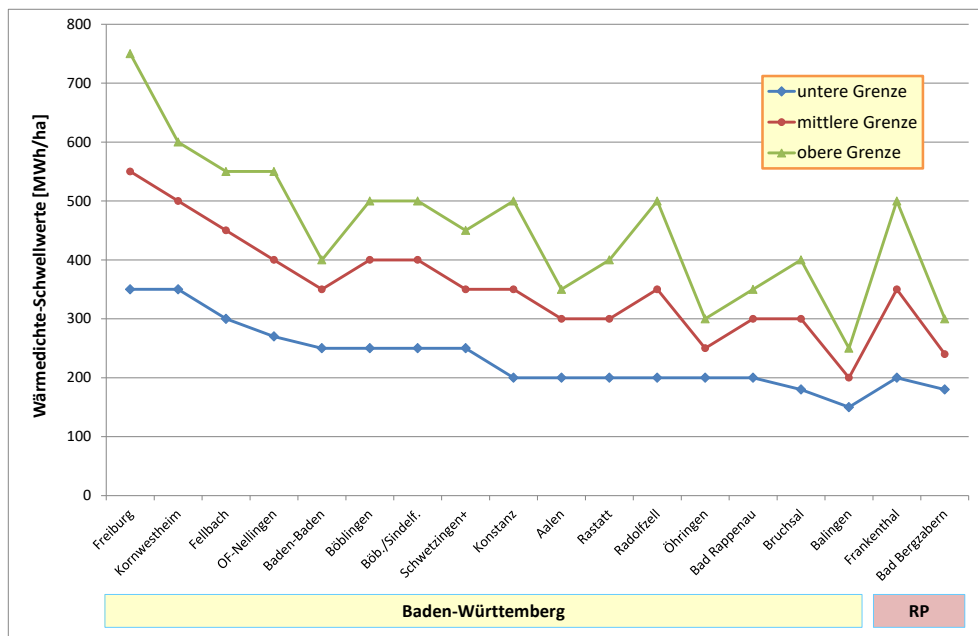


Abbildung 62: Vergleich der unteren, mittleren und oberen Schwellwerte der Wärmedichte für alle Kommunen in BW und RLP.

Die im Vergleich zu Freiburg kleine Stadt Kornwestheim (34.000 Einwohner) steht mit allen drei Schwellwerten an zweiter Stelle, noch vor Städten wie Böblingen und Konstanz oder dem Städteverbund Böblingen/Sindelfingen. Dies ist offensichtlich eine Folge der verdichteten Siedlungsstruktur, die sich auf einer sehr kleinen Gemarkungsfläche entwickelt hat. Die Gemarkungsfläche ist in Kornwestheim nur weniger als dreimal so groß wie die Siedlungsfläche.

Die Teilgebiete und deren räumliche Ausdehnung wurden mit Hilfe von GIS-Karten dargestellt. Am Beispiel der drei Städte Kornwestheim, Böblingen und Balingen werden diese im Bericht dokumentiert. Jede der drei Karten beruht auf der Anwendung von Hotmaps-Daten (siehe Abbildung 63, Abbildung 64 und Abbildung 65).



Abbildung 63: Kornwestheim: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.

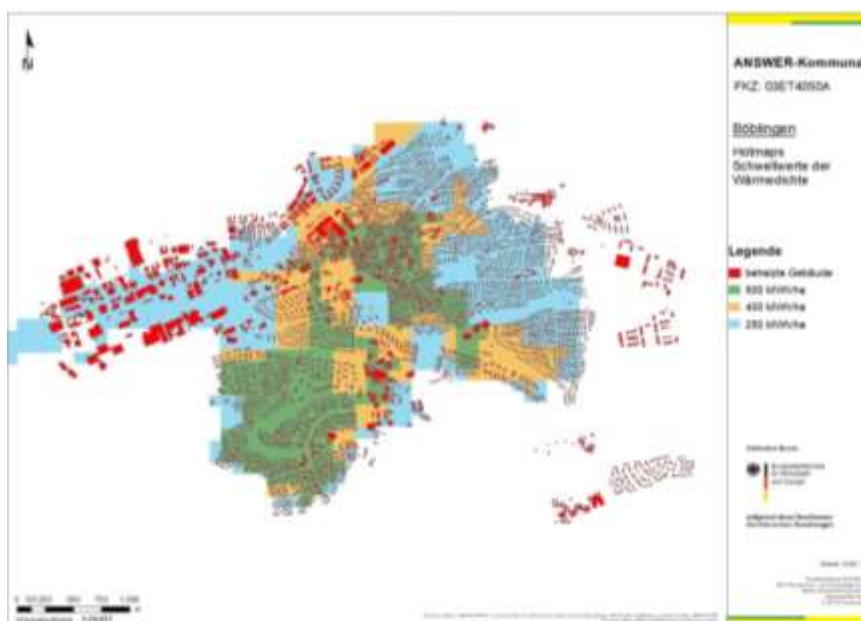


Abbildung 64: Böblingen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.

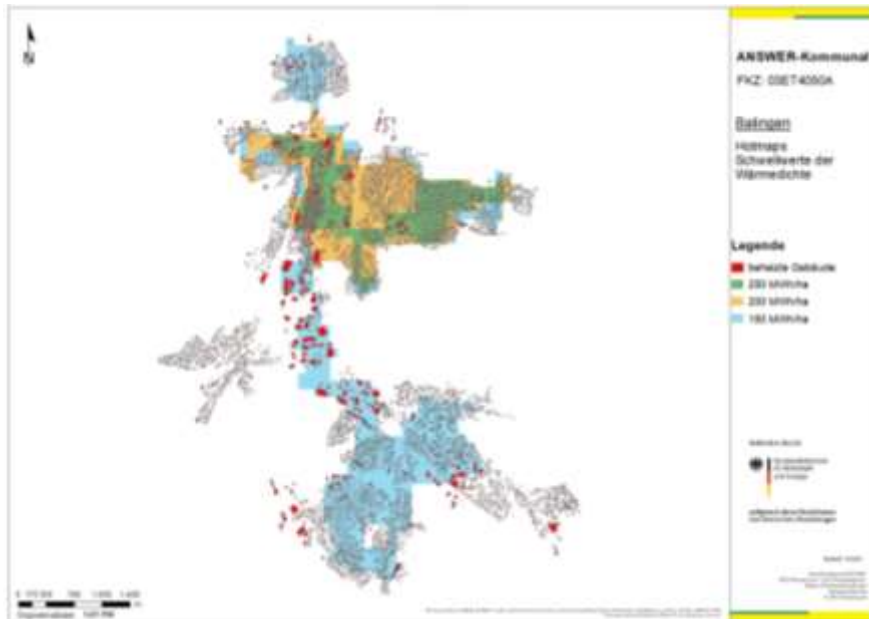


Abbildung 65: Balingen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.

Die Berechnung der für die GIS-Karten jeweils erforderlichen shape-files erfolgte mit dem Berechnungsmodul *User Defined Thresholds* in der Hotmaps-Toolbox. Bei dessen Anwendung ist die Eingabe von zwei Parametern erforderlich. Zum einen der gewählte Schwellwert der Wärmedichte und zum anderen ein Mindestwärmebedarf für ein räumlich zusammenhängendes Gebiet, das mit Wärmenetz erschlossen werden soll.

5.2.5 Berechnung des Wärmebedarfs mit lokalen Parametern

Eine entscheidende Einflussgröße für die Zonierung der Versorgungsoptionen ist die Wärmedichte der Gebiete, und die daraus abgeleiteten Wärmeverteilungskosten von Wärmenetzen.

Ideal geeignet für die Berechnung von Wärmedichten sind die tatsächlichen gebäudescharfen Verbrauchswerte. Gegenwärtig hat in Deutschland nur das Land Baden-Württemberg gesetzlich festgelegt, dass EVU (Endenergieverbrauch) und Schornsteinfeger (Erzeugungsleistung) gebäudescharfe Daten für den Zweck der Wärmeplanung bereitstellen müssen. Damit bleibt trotzdem die Nutzung von Heizöl und Holz weitgehend unbekannt.

Wenn gebäudescharfe Endenergieverbrauchswerte nicht zur Verfügung stehen, müssen ersatzweise Energiebedarfswerte berechnet werden. Dazu stehen zwei Wege offen:

1. Kennwertmethode: Der Gebäudebestand wird in Gebäudetypen unterteilt, wobei Nutzung (wie z. B. Einfamilienhaus, Reihenhaushaus, Mehrfamilienhaus, Nicht-Wohngebäude, Büro, Schule etc.), Gebäudealter und Sanierungszustand berücksichtigt werden. Für die Gebäudetypen wird anhand von statistischen Erhebungen und Energiebedarfsberechnungen jeweils ein typischer Heizwärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser pro Quadratmeter beheizter Fläche) berechnet. Die beheizte Fläche der Gebäude wird aus Befliegungsdaten (Gebäudehöhe) und Geo-Basisdaten (Gebäudegrundfläche) berechnet. Diese Methode wird z. B. im Energieatlas Baden-Württemberg und dem Wärmeatlas 2.0 Deutschland (ifeu/geomer) angewendet.
2. Gebäudescharfe Wärmebedarfsrechnung mit dem Bauteilverfahren: Wesentliche Parameter sind Gebäudegrundfläche, Gebäudehöhe, Dachform und Fassadenflächen aus Befliegungsdaten kombiniert mit GEO-Basisdaten. Der Wärmebedarf jedes Gebäudes wird mit einer Wärmebedarfsberechnung, z. B. nach DIN 4108, berechnet.

Dabei wird der Wärmeverlust der Hüllfläche anhand von geschätzten U-Werten für bestimmte Gebäudebaujahre und Sanierungszustände bestimmt (siehe dazu auch Kapitel 4 – DFD-Methode).

Für beide Methoden müssen Messwerte aus Befliegungsdaten (Höhe, Dachform) mit lokalen Daten über Gebäudetyp, Gebäudealter und Sanierungszustand kombiniert werden.

Der Vorteil der direkten gebäudescharfen Wärmebedarfsberechnung über die Bauteilmethode liegt darin, dass Angaben zum Gebäudetyp nicht erforderlich sind, womit ein Unsicherheitsfaktor vermieden wird.

Öffentliche Daten zu Gebäudetyp und Gebäudealter können z. B. aus dem Mikrozensus 2011 entnommen werden. Die Anteile unterschiedlicher Gebäudetypen und Altersklassen liegen für Rasterzellen im 100 x 100-Meter-Raster vor, sind also nicht gebäudescharf. Auch aus dem neuen Zensus werden keine gebäudescharfen Daten erwartet. Öffentliche Daten zum Sanierungszustand liegen nicht vor.

Ohne gesetzlich festgelegte Auskunftspflicht müssen gebäudescharfe lokale Daten durch Begehungen und Befragungen gewonnen werden, was einen enormen Aufwand bedeutet. Von Privatfirmen erhobene Daten sind käuflich verfügbar. Im ANSWER-Projekt wurden für die Modellkommunen solche Daten (infas 360 CASA-Gebäudedaten) beschafft und ausgewertet. Dabei handelt es sich um Gebäudetyp (30 Typen), Baualter (9 Klassen) und Sanierungszustand (10-90 % Wahrscheinlichkeit). In vielen Kommunen ist die Information zur Gebäudenutzung (Wohnhaus, Betrieb, Verwaltungsgebäude, Werkstatt, Museum, Kirche etc.) bereits in die Geo-Basisdaten (ATKIS) eingearbeitet. Bei den untersuchten Kommunen waren die Daten der Kommunen in Baden-Württemberg besser aufbereitet und detaillierter als in Rheinland-Pfalz, wo nur zwei Typen (Wohn- und Gewerbegebäude) unterschieden wurden.

Gebäudescharfe Befliegungsdaten liegen inzwischen flächendeckend als LoD2-Daten vor. Die Daten sind allerdings kostenpflichtig. Für das ANSWER-Projekt wurden LoD1 und LoD2-Daten für einige Pilot- und Testkommunen beschafft. Neben der Höhe der Gebäude war für einige Kommunen auch die Dachform (aus LoD2-Daten) verfügbar.

Für die Berechnung der beheizten Fläche (Grundfläche x Anzahl Stockwerke) muss die Anzahl der Stockwerke aus den Höhenangaben der Gebäude berechnet werden.

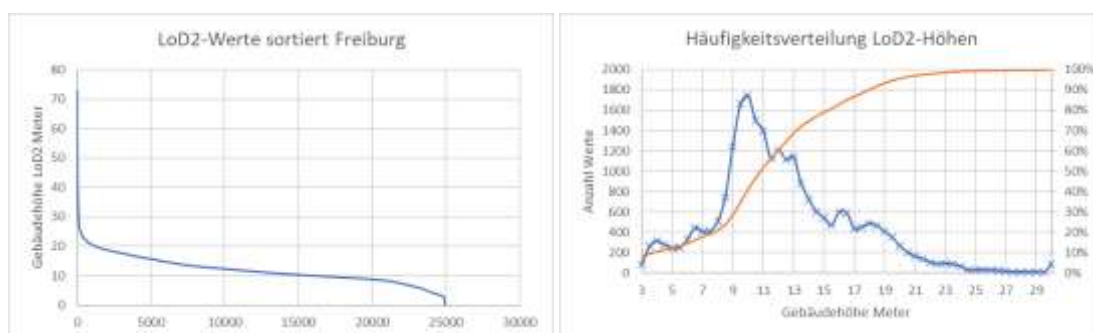


Abbildung 66: Auswertung der LoD2-Werte für Freiburg.

Die Bestimmung der Anzahl der Stockwerke kann nur näherungsweise erfolgen. Zunächst ist die Genauigkeit von Befliegungsdaten beschränkt. Grundsätzlich würde man eine Häufung von Höhenwerten für unterschiedliche Stockwerkszahlen erwarten. Diese Stufen sind in der Häufigkeitsverteilung der LoD2-Werte erkennbar. Allerdings sind auch alle Zwischenwerte vorhanden.

Je nach Dachform (Flach- vs. Steildach), Höhe Erdgeschossboden über Grund, Hanglage und Stockwerkshöhe (Wohngebäude, Bürogebäude, Betriebe, Sporthallen) ergibt sich für die gleiche Gebäudehöhe eine andere Anzahl von Stockwerken. Für die beheizte Fläche muss auch die (Teil-)Nutzung von Untergeschossen und Dachwohnungen berücksichtigt werden.

Für Freiburg waren Dachformen pro Gebäude verfügbar (Tabelle 8). Den unterschiedlichen Dachformen wurden typische Giebelhöhen und ein Teilnutzungsfaktor zugeordnet. Je nach Gebäudenutzung wurden typische Stockwerkshöhen definiert (Wohngebäude 3,2 Meter, Nicht-Wohngebäude 3,5 Meter). Ebenso wurde für einige Nutzungsarten (Sporthallen, Hallenbäder, Kirchen, Gewächshäuser) die Stockwerksanzahl auf eins gesetzt.

Tabelle 8: Zuordnung von Giebelhöhen und Teilbewohnungsfaktoren zu Dachformen.

Dachtyp	Kennung	Giebelhöhe	Teilbewohnung Stockwerke
Flachdach	1000	0,5	0,00
Pulldach	2100	4,0	0,25
Versetztes Pulldach	2200	4,0	0,25
Satteldach	3100	5,0	0,50
Walmdach	3200	5,0	0,40
Krüppelwalmdach	3300	5,0	0,50
Mansardendach	3400	5,0	0,60
Zeltdach	3500	5,0	0,00
Kegeldach	3600	5,0	0,25
Kuppeldach	3700	5,0	0,25
Sheddach	3800	1,5	0,00
Bogendach	3900	4,0	0,30
Turmdach	4000	7,0	0,00
Mischform	5000	5,0	0,50
Sonstiges	9999	5,0	0,50



Je nach Konstellation ergibt z. B. eine Gebäudehöhe von 15 Metern 3 bis 4,5 Stockwerke, plus Gebäude mit nur einem Stockwerk. Das höchste Gebäude (LoD-2-Wert) im Datensatz für Freiburg ist eine Kirche mit nur einem Stockwerk (Abbildung 67).

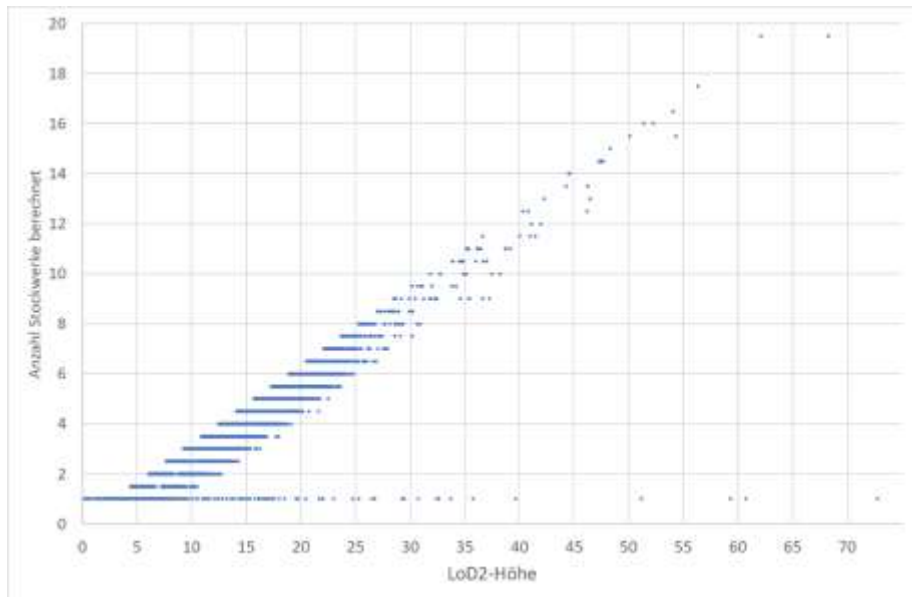


Abbildung 67: Anzahl der berechneten Stockwerksanzahl über der LoD2-Gebäudehöhe.

LoD2 liefert in der Regel höhere Werte als LoD1, da im Falle von LoD1 beim Schrägdach nur die mittlere Dachhöhe angegeben wird (Abbildung 68). LoD1-Daten eignen sich damit nur bedingt für die Berechnung der beheizten Fläche. In Bruchsal wurde das dadurch ausgeglichen, dass eine Stockwerks- höhe von 2,50 Metern angenommen wurde. LoD2-Daten waren dort nicht verfügbar.

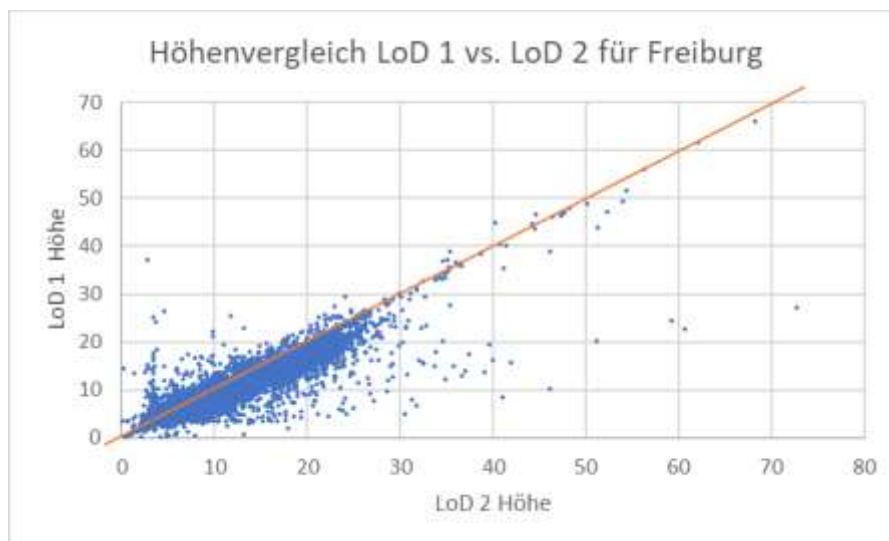


Abbildung 68: Vergleich der LoD1 und LoD2-Höhen für Freiburg.

Aus der Anzahl der Stockwerke und der Grundfläche aus den Geo-Basisdaten kann man für jedes Ge- bäude eine Bruttogeschossfläche (BGF) und bei Bedarf auch ein Gebäudevolumen (Grundfläche x LoD2-Höhe) berechnen.

Je nach Berechnungsmethode für den Wärmebedarf aus Wärmebedarfskennwerten muss die BGF auf eine Nettogeschossfläche (NGF), eine Nutzfläche, eine beheizte Fläche oder eine Energiebezugs- fläche umgerechnet werden. Für die Flächenkorrektur NGF aus BGF können z. B. Werte der VDI 3807 für Wohngebäude und unterschiedliche Typen von Nicht-Wohngebäuden verwendet werden.

In den Geo-Basisdaten können Angaben zur Gebäudeart enthalten sein (Tabelle 9).

Tabelle 9 Auszug der Gebäudetypen in Geo-Basisdaten

Typ	Gebäudetyp
1010	Wohnhaus
1020	Wohnheim
1022	Seniorenheim
1223	Forsthaus
1022	Seniorenwohnhaus, Seniorenheim
1121	Wohn- und Verwaltungsgebäude
1121	Wohnen und Verwaltung
1122	Wohn- und Bürogebäude
1123	Wohn- und Geschäftsgebäude
1131	Wohn- und Betriebsgebäude
1222	Wohn- und Wirtschaftsgebäude
1610	Überdachung
2020	Bürogebäude
2020	Verwaltungs-, Bürogebäude
2050	Geschäftsgebäude
2050	Handel, Geschäft
....	Etc.

In den zwei untersuchten Kommunen in Rheinland-Pfalz wurden allerdings nur zwei Typen unterschieden (Wohn- und Nicht-Wohngebäude).

Basierend auf diesen Angaben können Wärmebedarfskennwerte aus der VDI 3807 und/oder andere Vergleichswerte (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat; Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand; 15. April 2021) herangezogen werden, um den Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) eines Gebäudes zu berechnen. Die Vergleichswerte in der Bekanntmachung des BMWK (früher BMWi) können anhand der Fläche mit einem Korrekturfaktor an die Kompaktheit des Gebäudes angepasst werden. Für das ANSWER-Projekt wurde eine Tabelle aus VDI 3807 und den Vergleichswerten kompiliert, um eine möglichst gute Übereinstimmung mit den Gebäudetypen der Geo-Basisdaten zu erreichen.

Für Nicht-Wohngebäude ist diese Methode einfach anzuwenden. Die berechneten Bedarfswerte können vom tatsächlichen Verbrauch erheblich abweichen. Außerdem ist der Verbrauch von Prozessenergie nicht berücksichtigt.

Eine alternative Erhebung der Verbrauchsdaten bei den einzelnen Betrieben ist aufwändig. In Baden-Württemberg wurden die gesetzlichen Grundlagen geschaffen, die Verbrauchsdaten gebäudescharf bei EVU und Betrieben abzufragen. Ohne diese Ermächtigung ist die einfache Kennwertmethode in der Lage, für jedes Gebäude einen ungefähren Wärmebedarf zu berechnen, der bei der Wärmeplanung berücksichtigt werden kann. Für Betriebe mit hohem Prozessenergieverbrauch sollten konkrete Verbrauchswerte bei der Erstellung des Wärmeatlas erhoben werden.



Abbildung 69: Räumliche Darstellung der Baulterklassen in Freiburg.

Für Wohngebäude gibt es feiner unterteilte Gebäudetypologien. Anders als bei Nicht-Wohngebäuden ist die Variantenbreite nicht groß. Der Aufwand für eine Einteilung in Typen (Einfamilienhaus, Reihenhauses, Mehrfamilienhaus, Großes Mehrfamilienhaus und Hochhaus) und fünf bis acht Altersklassen gemessen an zu erwartenden Gewinn bei der Genauigkeit der Kennwerte lohnt sich (siehe Abbildung 69).

Für ANSWER-Kommunal wurden die Ergebnisse des EU-TABULA-Projekts mit den Kennwerten für die Deutsche Wohngebäudetypologie verwendet.

In den Geo-Basisdaten werden Wohngebäude nicht weiter untergliedert. Das ist für die Anwendung der TABULA-Ergebnisse nicht ausreichend. Dafür wurden die infas 360 CASA-Gebäudedaten verwendet. Allerdings müssen die 30 infas Gebäudetypen auf fünf TABULA-Typen reduziert werden. Ebenso müssen die infas-Baujahrklassen in TABULA Baujahre übersetzt werden. Die TABULA-Kennwerte wurden für drei Sanierungszustände berechnet (unsaniert, teilweise saniert, vollsaniert). Die in den infas-Daten angegebenen Sanierungswahrscheinlichkeiten von 10 bis 90 % wurden ebenfalls umgesetzt (10-30 % = unsaniert, 40-70 % = teilsaniert, 80-90 % = vollsaniert).

Insgesamt kann man von den über die Kennwerte gewonnenen Wärmebedarfswerten keine große Genauigkeit für individuelle Gebäude erwarten. Die Genauigkeit für ganze Wohnquartiere ist höher, da die Kennwerte den durchschnittlichen Verbrauch gut beschreiben. Für betriebliche Gebäude sind die Werte wie oben beschrieben sehr unzuverlässig.

Prinzipiell kann man die Kennwerte an lokale Witterungsbedingungen anpassen. Geringer Verbrauch im südlichen Rheintal, hoher Verbrauch in Berglagen. Der Raumwärmeanteil des Wärmebedarfs kann z. B. über eine Witterungskorrektur gemäß den Gradtagzahlen des Referenzklimas korrigiert werden.

Die beschriebene Kennwertmethode mit infas-Daten und IWU-TABULA-Kennwerten für Wohngebäude (IWU-infas-Daten) und VDI-Kennwerten für Nicht-Wohngebäude wurde auf vier Modellkommunen angewendet.

Über alle Sanierungsstufen und Altersklassen der Wohngebäude ergibt sich die in der Abbildung dargestellte Häufigkeit der Heizkennwerte (die Sanierungswahrscheinlichkeit lag für alle Gebäude unter 80 %, so dass keine Gebäude als vollsanziert eingestuft wurde). Beispielsweise haben neun Prozent der MFH einen Heizkennwert von 110 bis 115 kWh/m² a. Bei den EFH gibt es eine größere Anzahl von Gebäuden mit 130 bis 140 kWh/m² a (siehe Abbildung 70).

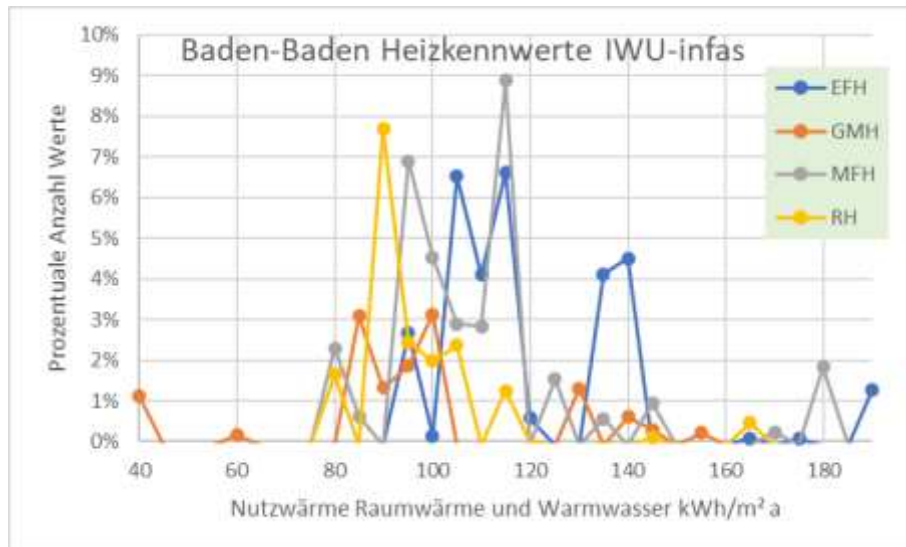


Abbildung 70: Darstellung der prozentualen Häufigkeit der Wärmekennwerte im Gebäudebestand Baden-Baden je Gebäudetyp für die IWU-infas-Daten.

Die DFD-Methode (vergleiche Kapitel 4.3) liefert zunächst nur den Nutzwärmebedarf pro Gebäude, der dann mit den berechneten Flächen in einen Wärmekennwert umgerechnet werden kann. Die benutzten U-Werte der Bauteile entsprechen einer konventionellen Sanierung. Die Methode liefert keine distinkten Wärmekennwerte. Die meisten EFH haben eine Wärmekennwert von rund 90 kWh/m² a. Für die übrigen Gebäudetypen liegen die meisten Gebäude bei rund 70 kWh/m² a. Bei den Reihenhäusern ist die Variationsbreite des Wärmekennwertes am geringsten. Die Kurve für die MFH ist etwas unsymmetrisch. Es gibt auch einen größeren Anteil von MFH mit höheren Wärmekennwerten. Das entspricht auch der Verteilung bei den IWU-infas-Daten für MFH (Abbildung 71).

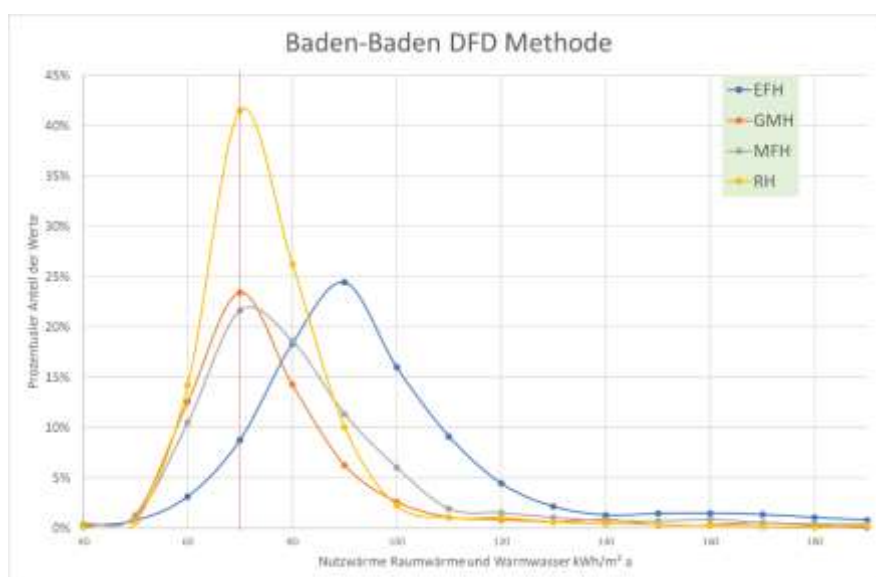


Abbildung 71: Darstellung der prozentualen Häufigkeit der Wärmekennwerte im Gebäudebestand Baden-Baden je Gebäudetyp gemäß der DFD-Methode.

Zum Vergleich der Methoden wurden in Abbildung 72 die Gebäudetypen zusammenfasst. Auch bei den WAD2.0-Daten wurden die Wärmekennwerte aus dem Bedarf und der Fläche berechnet. Der Mittelwert liegt bei 86,7 kWh/m² a. Die DFD-Methode ergibt einen Mittelwert von ca. 81 kWh/m² a, und für IWU-Infas-Daten ergeben sich ca. 107,3 kWh/m² a. Entsprechend ergeben sich auch insgesamt unterschiedliche Werte für den Gesamtwärmebedarf (siehe Abbildung 73). Bei der Kurve für die IWU-Infas-Daten spiegelt sich die Verwendung unterschiedlicher Gebäudetypen und Altersklassen entsprechend Abbildung 72. Die Kurve für die WAD2.0-Daten ist relativ symmetrisch. Das ist angesichts der vorhandenen unterschiedlichen Gebäudetypen und Altersklassen eher unrealistisch.

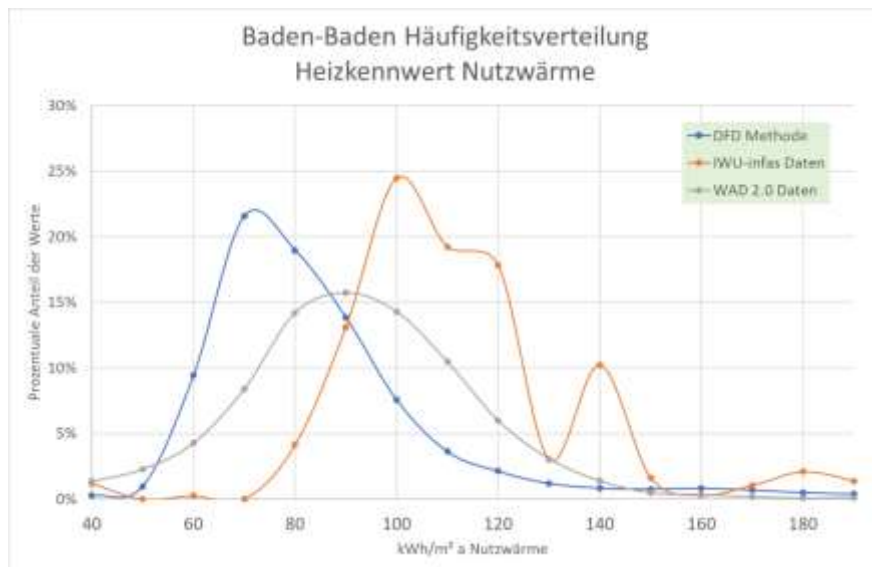


Abbildung 72: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Wärmekennwerte für drei untersuchte Methoden.

In der Abbildung 73 werden die berechneten Wärmebedarfswerte aller Gebäude dargestellt. Dabei wurden die Werte der DFD-Methode nach der Größe sortiert, so dass die DFD-Werte in der Abbildung als blaue Kurve erscheinen.

Zu jedem DFD-Wert gibt es einen korrespondierenden IWU-Infas-Wert und einen WAD2.0-Wert. Die IWU-Infas-Werte liegen mehrheitlich über den DFD-Werten (orange Wolke), während sich die WAD2.0-Werte etwas näher bei den DFD-Werten befinden (graue Wolke). Die DFD-Methode liefert den geringsten Gesamtverbrauch, weil für alle Gebäude eine konventionelle Sanierung unterstellt wurde. Im ANSWER-Projekt konnten keine realen Verbrauchswerte zum Abgleich der Ergebnisse beschafft werden. Allerdings wurden die WAD2.0-Daten mit realen Verbrauchsdaten kalibriert. Die Bedarfssumme dürfte also ungefähr stimmen.

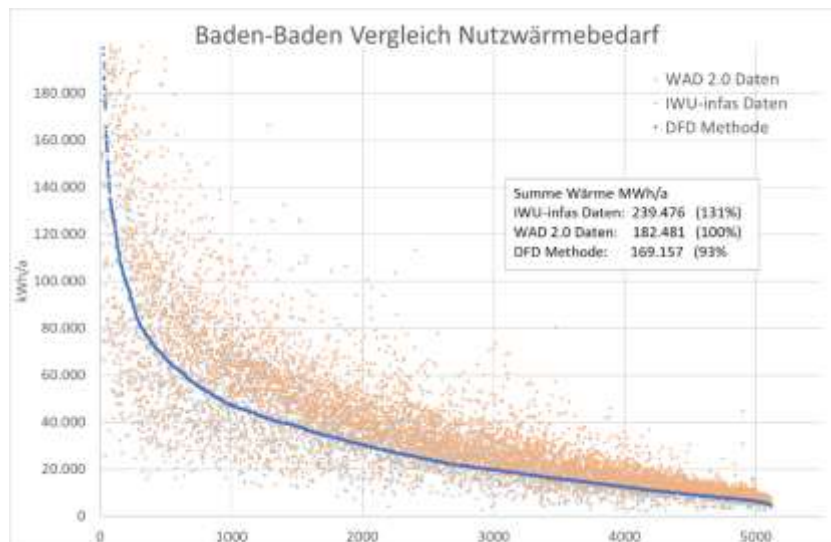


Abbildung 73: Vergleich der gebäudescharfen Bedarfswerte für drei untersuchte Methoden.

Die Abbildung 74 stellt die Daten der Abbildung 73 in etwas anderer Form dar. Die IWU-Infas- und DFD-Werte werden über den WAD2.0-Werten aufgetragen. Wie zu erwarten haben die Ausgleichskurven eine höhere (IWU-Infas) bzw. geringere Steigung (DFD) als die Ideallinie. Man erkennt das die Unterschiede zwischen den Methoden für manche Gebäude sehr groß sein können. Die durchschnittliche Abweichung ist aber nicht so groß.

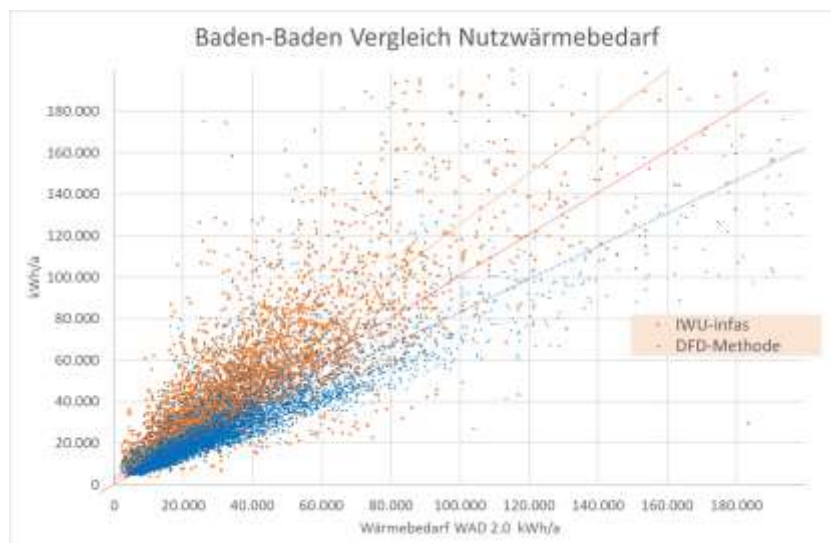


Abbildung 74: Vergleich der gebäudescharfen Bedarfswerte für die drei untersuchten Methoden in Bezug auf die WAD 2.0-Daten.

Die IWU-Infas-Ergebnisse hängen stark von der angenommenen Sanierungswahrscheinlichkeit und Sanierungstiefe ab. Im dargestellten Fall hatten keine Gebäude über 70 % Sanierungswahrscheinlichkeit, demzufolge war der Anteil der vollsanierten Gebäude null Prozent. Wenn man 70 % Sanierungswahrscheinlichkeit als vollsaniert einstuft, betrifft das 16,5 % des Bestandes. Damit sinkt der Gesamtverbrauch um rund 10 %, und der Unterschied zu den WAD2.0-Daten beträgt nur noch 20 %. Der gleiche Effekt tritt ein, wenn man alle Gebäude als teilsaniert einstuft.

Abbildung 75 zeigt die Wärmekennwerte ($\text{kWh/m}^2 \text{ a}$) für die Sanierungszustände. Die Höhe der Kennwerte hat einen unmittelbaren Einfluss auf die Ergebnisse. Wenn man für Teilsanierung günstigere Kennwerte definiert, würde der Wärmebedarf entsprechend dem Anteil der teilsanierten Gebäude sinken.

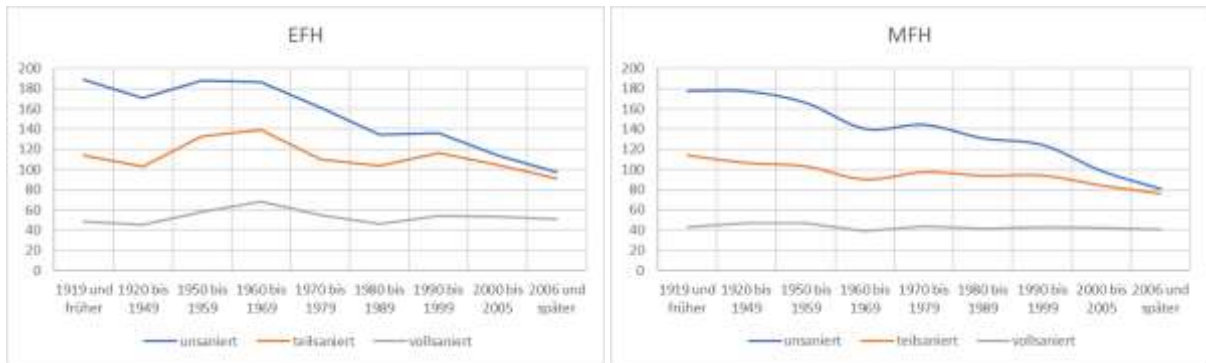


Abbildung 75: Wärmekennwerte für EFH und MFH nach Altersgruppen.

Die Berechnungen für Freiburg in Abbildung 76 zeigen grundsätzlich die gleichen Ergebnisse. Die Bedarfssumme der IWU-infas-Daten liegt rund 40 % über den Werten der DFD-Methode. Auch die Untersuchungen für Bruchsal und Bad Bergzabern bestätigen die dargestellten Ergebnisse.

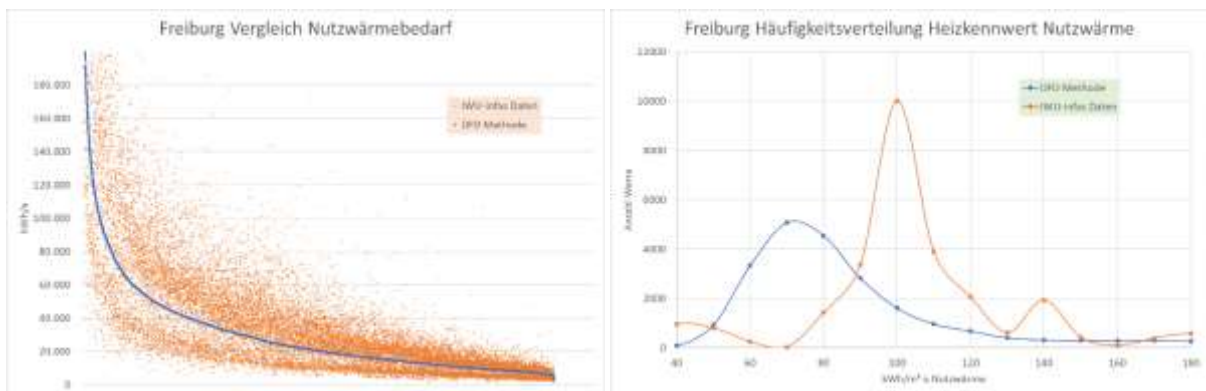


Abbildung 76: Berechneter gebäudescharfer Nutzwärmebedarf und Verteilung der Wärmekennwerte in Freiburg.

Die folgenden Abbildungen zeigen die räumliche Verteilung der Ergebnisse im 100x100-Meter-Raster für Baden-Baden berechnet nach den drei beschriebenen Methoden. Die Abbildung für die IWU-infas-Daten zeigt erwartungsgemäß mehr Zellen mit hoher Wärmedichte. Die DFD-Methode ergibt allerdings mehr Zellen mit der höchsten Wärmedichte. Die WAD2.0-Daten ergeben weniger Zellen mit ganz hoher Wärmedichte. Offensichtlich muss es dann mehr Zellen mit mittlerer Wärmedichte geben. Die Struktur des Wärmebedarfs wird von allen drei Methoden sehr ähnlich abgebildet und liefert damit eine gute Grundlage zur Zonierung der Wärmeversorgung (siehe Abbildung 77, Abbildung 78 und Abbildung 79).

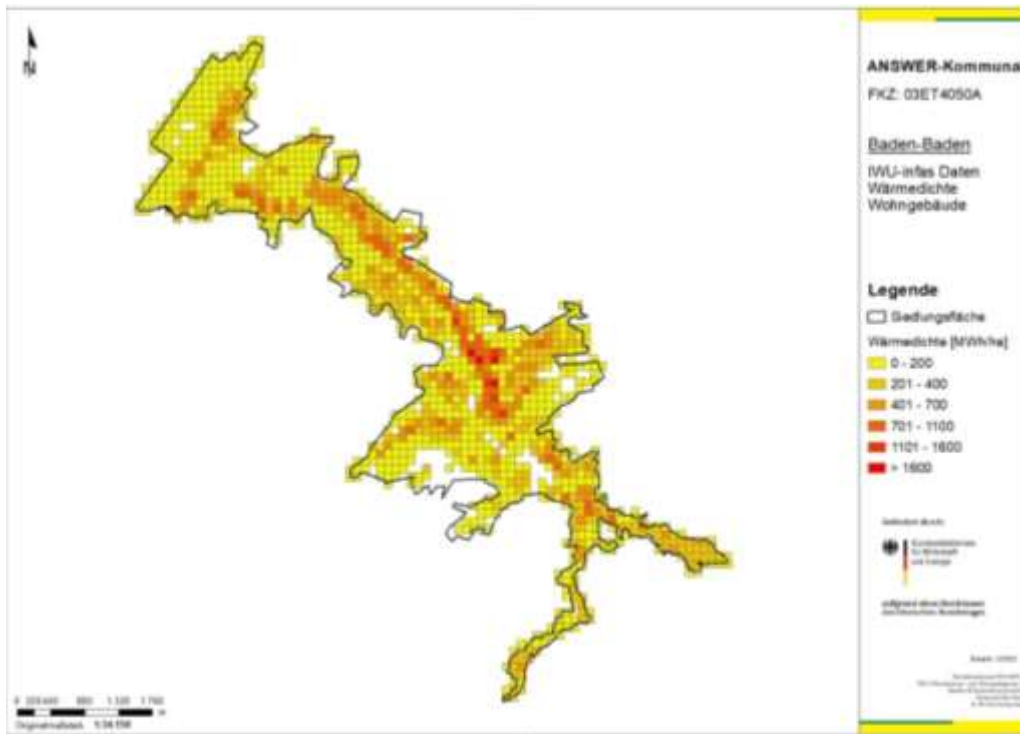


Abbildung 77: Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis IWU-infas-Daten.

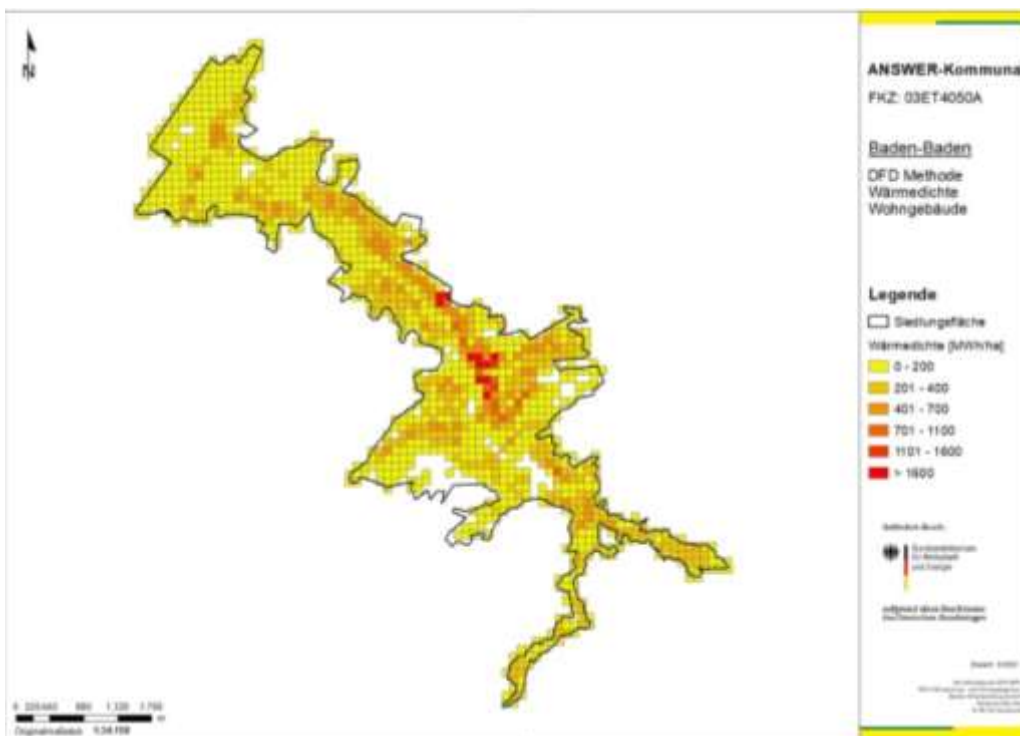


Abbildung 78: Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis der DFD-Methode.

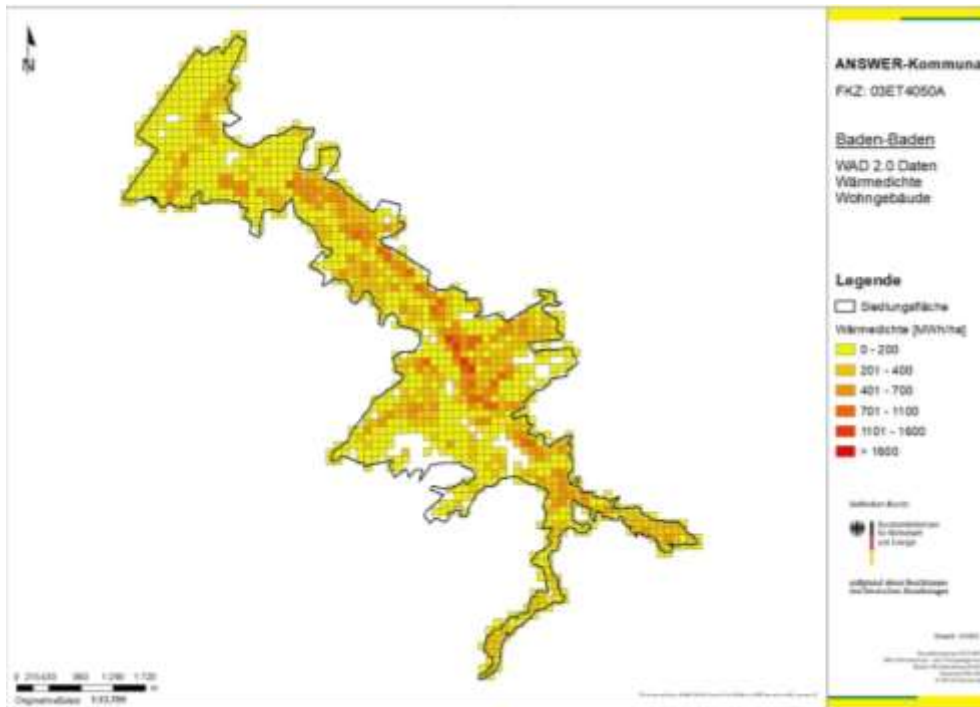


Abbildung 79: Wärmedichtekarte Baden-Baden auf Basis der WAD 2.0-Daten.

Die Wärmedichtekarten für Freiburg liefern sehr ähnliche Ergebnisse. Die IWU-infas-Daten ergeben in vielen Zellen höhere Wärmedichten als die DFD-Methode. Im nördlichen und südlichen Zipfel fehlen bei IWU-infas einige Daten, ggf. durch eine andere Gebietsabgrenzung. Die Struktur der Wärmeverteilung ist wiederum fast identisch (Abbildung 80 und Abbildung 81).

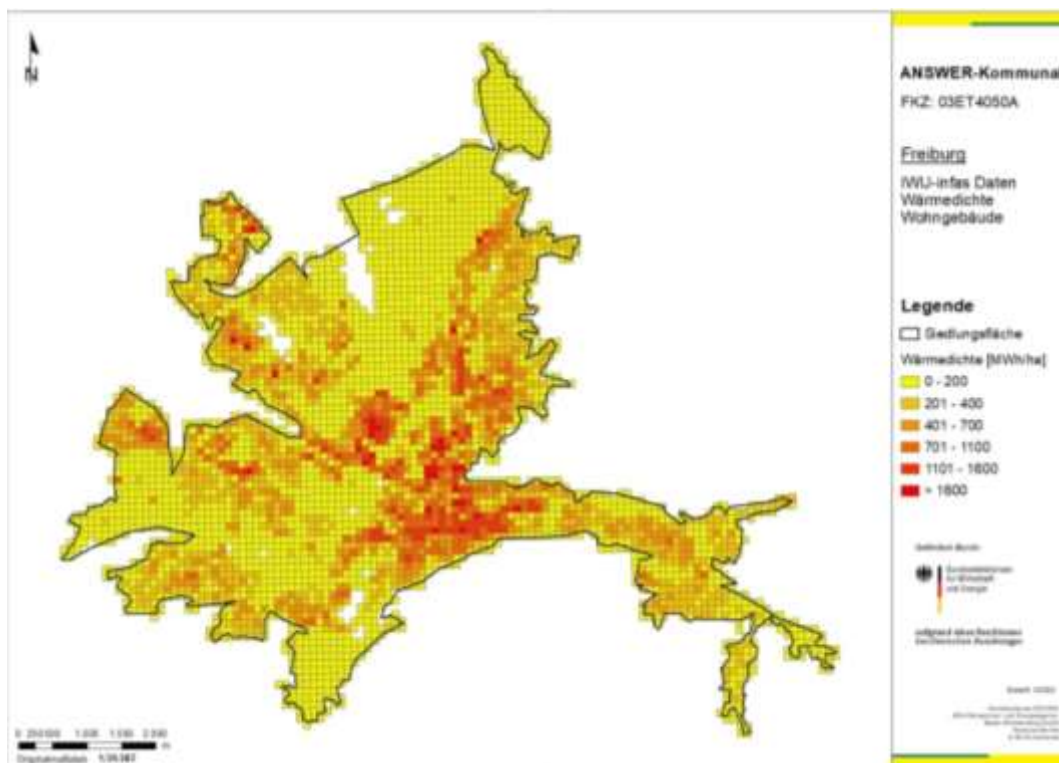


Abbildung 80: Wärmedichtekarte Freiburg auf Basis der IWU-infas-Daten.

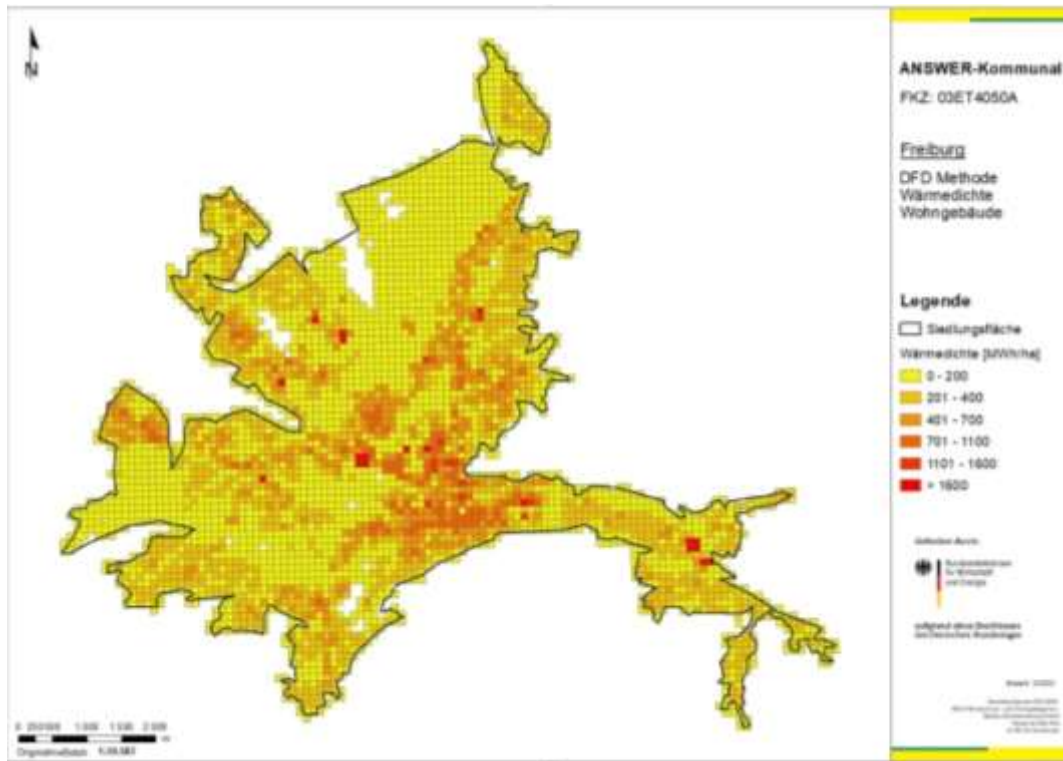


Abbildung 81: Wärmedichtekarte Freiburg auf Basis der DFD-Methode.

Die Nutzung der gebäudescharfen infas-Daten und die Koppelung zu einer Gebäudetypologie für die Wärmekennwerte liefert insgesamt brauchbare Werte für Wohngebäude.

Im Vergleich zu den WAD2.0-Daten liegen die Werte durchschnittlich zu hoch. Durch Anpassung der Wärmekennwerte könnten die Ergebnisse so kalibriert werden, dass die Bedarfssumme mit den WAD2.0-Werten oder tatsächlich gemessenen Verbrauchswerten übereinstimmt. Pro Gebäude sind aber große Unterschiede zwischen Wärmebedarf und Wärmeverbrauch zu erwarten.

Die Nutzung von infas-Daten für die Wärmeplanung liefert keinen entscheidenden Vorteil gegenüber den anderen verfügbaren Methoden. Es gibt zu viele Fehlerquellen, insbesondere die Bestimmung der beheizten Fläche, die Ungenauigkeit der Wärmekennwerte und der geschätzte Sanierungszustand.

Wesentliche Verbesserungen können durch die Beschaffung gebäudescharfer Verbrauchsdaten für Gas, Wärme und Heizstrom erzielt werden. Wie bereits erwähnt schafft das Klimaschutzgesetz in Baden-Württemberg dafür die Voraussetzungen. Für anderweitig versorgte Gebäude (Heizöl, Biomasse) können dann berechnete Bedarfswerte genutzt werden.

Wärmebedarf von Nichtwohngebäuden

Wie oben beschrieben wurde auch der Wärmebedarf von Nicht-Wohngebäuden bestimmt. Die ausgewählten Wärmekennwerte für Raumwärme und Warmwasser ergeben deutlich höhere Bedarfswerte pro Gebäude als die WAD2.0-Daten (Abbildung 82).

Die Wärmekennwerte für Nicht-Wohngebäude sind mit viel höheren Unsicherheiten behaftet als die Kennwerte für Wohngebäude. Für den Prozesswärmebedarf gibt es keine Kennwerte.

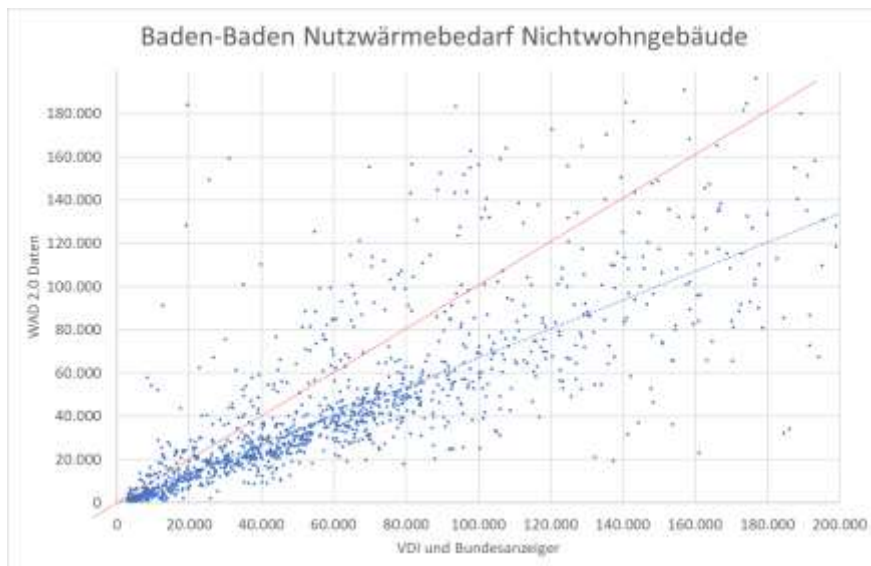


Abbildung 82: Vergleich der berechneten Wärmebedarfswerte aus Kennwerten (VDI 3807 und Bundesanzeiger) und WAD 2.0-Daten.

Für die Wärmeplanung ist die Beschaffung gebäudescharfer Verbrauchsdaten zumindest für größere Betriebe mit Prozesswärmebedarf zu empfehlen.

Die im Rahmen des ANSWER-Projektes entwickelte DFD-Methode ist sehr vielversprechend als Grundlage für die kommunale Wärmeplanung. Die Daten, die sich auf die Wohngebäude beziehen, können flächendeckend für alle Kommunen bereitgestellt werden.

Weiterer Forschungsbedarf

Eine sorgfältige Kalibrierung der DFD-Methode mit gebäudescharfen Verbrauchsdaten war im Projekt nicht möglich.

Sinnvoll wäre die Beschaffung gebäudescharfer oder rasterzellenscharfer Verbrauchsdaten aus der kommunalen Wärmeplanung in den Pilot- und Testkommunen und die Durchführung einer Kalibrierung. Die Wärmedichtekarten sind wie dargestellt sehr ähnlich.

Die Auswirkungen auf Wärmeverteilungskosten und Zonierung konnte nicht untersucht werden. Interessant wäre die systematische Untersuchung der Abweichungen zu Verbrauchsdaten. Durch diese Untersuchungen könnte die DFD-Methode für die kommunale Wärmeplanung weiter qualifiziert werden. Als Ergebnis könnte sich herausstellen, dass die Nutzung gebäudescharfer Verbrauchsdaten bei der strategischen Planung keinen Vorteil bietet.

5.3 Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten

Wenn es möglich ist, die Trassenlänge und die Liniendichte von später zu realisierenden Wärmenetzen bereits während der Phase der kommunalen Wärmeplanung hinreichend genau abzuschätzen, können darauf aufbauend auch die Wärmeverteilungskosten für diese Siedlungsgebiete berechnet werden. Die Wärmeverteilungskosten stellen für die Ermittlung der Ausdehnung von Wärmenetz-Eignungsgebieten einen wichtigen Parameter dar.

Problematisch dabei ist jedoch, dass zum Zeitpunkt der kommunalen Wärmeplanung eine detailliertere Planung der Wärmenetze, die Aufschluss über die Trassenlänge geben würde, noch nicht auf der Tagesordnung steht. Deshalb müssen andere Verfahren gefunden werden, die es erlauben, bereits während der Erstellung des kommunalen Wärmeplans die Trassenlängen und Liniendichten als Grundlage für die Wärmeverteilungskosten mit ausreichender Genauigkeit zu bestimmen.

Ausgangspunkt dafür ist die unter den jeweiligen Randbedingungen vor Ort ermittelte räumliche Verteilung der Wärmedichte (vgl. Kapitel 5.2.2 und 5.2.5).

5.3.1 Das Konzept Effektive Breite

Die Verwendung des Parameters der effektiven Breite zur Abschätzung von Trassenlängen, unabhängig von einer konkreten Netzplanung, wurde zum ersten Mal von den schwedischen Wissenschaftlern Sven Werner und Urban Persson von der Halmstad University vorgeschlagen (Persson, et al., 2010).

Die effektive Breite (w) ist definiert als der Quotient aus einer Grund- oder Bodenfläche A_G und der Trassenlänge l_T innerhalb dieser Grundfläche ($W = A_G/l_T$). Die Maßeinheit für die effektive Breite ist Meter.

Das heißt, wenn die effektive Breite und die Bodenfläche innerhalb eines Hektarrasters bekannt sind, kann daraus die Trassenlänge innerhalb dieser Fläche bestimmt werden.

Die effektive Breite wird empirisch mit Hilfe der gemessenen Trassenlängen realisierter Wärmenetze als Funktion der plot ratio ermittelt. Die plot ratio ist das Verhältnis der beheizten Wohn- und Nutzfläche zur Bodenfläche. Der deutsche Begriff für plot ratio ist die Geschossflächenzahl.

Die Korrelationsgleichung, die Persson/Werner im Jahr 2010 für die effektive Breite als Funktion der plot ratio angegeben haben, basiert auf den Daten von etwas mehr als 70 schwedischen Fernwärmenetzen (grüne Kurve in Abbildung 83).

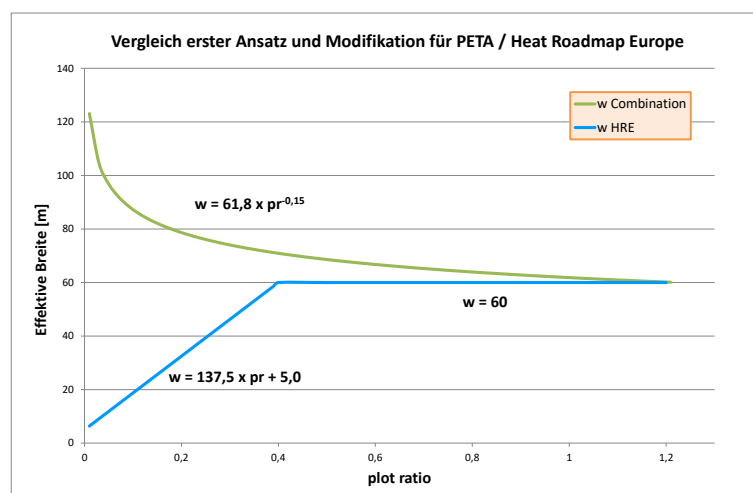


Abbildung 83: Effektive Breite in Abhängigkeit der plot ratio (pr).

Die damals gewählten Bezugsflächen waren unregelmäßig geformt und die bei den schwedischen Fernwärmenetzen ausgemessenen Trassenlängen bezogen sich nur auf die Hauptleitungen. Die Hausanschlussleitungen blieben zunächst noch unberücksichtigt.

Während der Entwicklung des Pan European Thermal Atlas (PETA) im Rahmen der Heat Roadmap Europe Projekte wurde die Korrelationskurve, die den Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio festlegt, modifiziert (blaue Kurve in Abbildung 83). Die als Bezugsfläche gewählte Bodenfläche wurde zudem durch die Wahl eines Hektarrasters für PETA vereinheitlicht (Persson, et al., 2019 S. 604-622).

Zur Berechnung der Wärmeverteilungskosten wird neben dem Parameter effektive Breite, eine Kostenfunktion für Wärmenetze sowie die Wärmedichte in der jeweiligen Hektarkachel benötigt. Der mathematische Zusammenhang ist in Formel 1 beschrieben:

$$Cd = \frac{a(C1 + C2 * da)}{qL * w}$$

Formel 1: Mathematischer Zusammenhang zur Berechnung der Wärmeverteilungskosten von Wärmenetzen.

Die einzelnen Parameter in Formel 1 haben folgende Bedeutung:

Parameter	Beschreibung	Einheit
C_d	Wärmeverteilungskosten	€/MWh
a	Annuitätenfaktor	%
$(C_1 + C_2 * d_a)$	Kostenfunktion für Wärmenetze; Kosten in	€/m
C_1	Koeffizient für die Grundkosten	€/m
C_2	Koeffizient für die querschnittsabhängigen Kosten	€/m ²
d_a	Rohrdurchmesser	m
q_L	Wärmedichte in zugeordneter Hektarkachel	MWh/ha
w	Effektive Breite in zugeordneter Hektarkachel	m

Anwendung des Konzepts der Effektiven Breite in der Hotmaps-Toolbox

Die Hotmaps-Toolbox besteht aus einer größeren Anzahl von Berechnungsmodulen, die verschiedene Arbeitsschritte im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung unterstützen (Hotmaps, 2020).

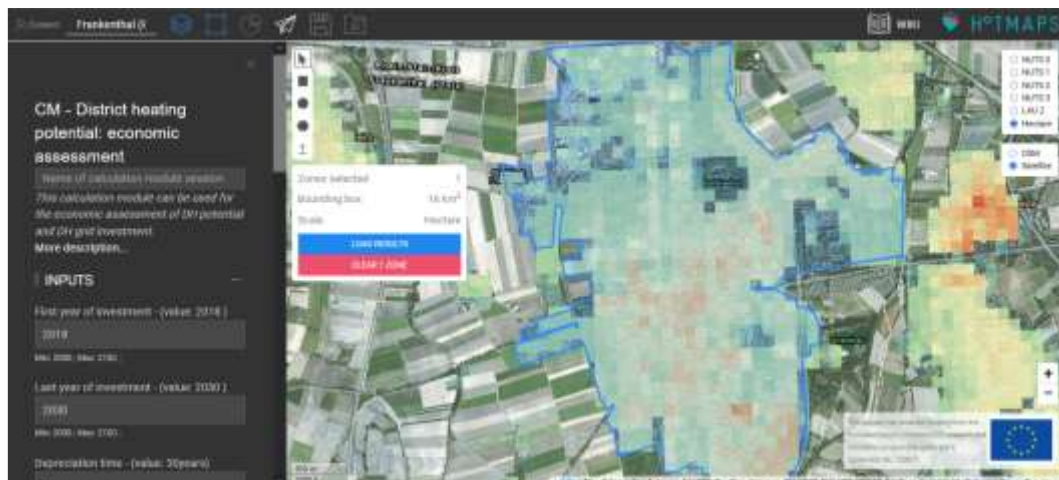


Abbildung 84: Berechnungsmodul District heating potential – economic assessment in der Hotmaps-Toolbox.

Das Berechnungsmodul *District heating potential – economic assessment* ist speziell dafür entwickelt worden, Trassenlängen, Liniendichten und Wärmeverteilungskosten für Siedlungsgebiete unterschiedlicher Größe zu ermitteln (Abbildung 84).

Die Berechnung der räumlichen Verteilung der Wärmedichten kann mit Hilfe der Daten des in die Toolbox integrierten Hotmaps-Wärmeatlas erfolgen. Mit Hilfe eines Stand-alone-Moduls ist es jedoch auch möglich, jede beliebige, mit externen Methoden entwickelte Wärmedichtekarte in die Toolbox hochzuladen, um dann auf dieser Basis alle weiteren Berechnungen durchzuführen.

Die Bestimmung der Trassenlänge erfolgt im Berechnungsmodul *District heating potential – economic assessment* auf der Grundlage der Anwendung des Konzepts der effektiven Breite. Die dafür hinterlegte Korrelation zwischen effektiver Breite und plot ratio entspricht dem modifizierten Zusammenhang, wie er im Pan European Thermal Atlas verwendet wird (blaue Kurve in Abbildung 83).

Die Bestimmung der Liniendichten erfolgt anschließend im zweiten Schritt durch die Verknüpfung der Trassenlänge und der Wärmedichte in der jeweiligen Hektarkachel.

Für jeden Rechenlauf, der mit dem Berechnungsmodul für die ökonomische Bewertung des Wärmenetzpotenzials durchgeführt wird, müssen eine Reihe von Parametern definiert werden:

- Anfang und Ende des Investitionszeitraums
- Abschreibungsdauer und Zinssatz
- Einsparung über den betrachteten Zeitraum durch Wärmedämmung
- Anschlussgrade an das Wärmenetz zu Beginn und am Ende des Investitionszeitraums
- Obergrenze der Wärmeverteilkosten

Durch die gezielte Festlegung dieser Parameter ist es möglich, Szenarien zu definieren, die es erlauben, verschiedene Entwicklungstendenzen zu untersuchen, die mit den wesentlichen Parametern Trassenlänge, Liniendichte, spezifische Netzkosten und Wärmeverteilkosten beschrieben werden.

Im Rahmen der Untersuchungen in ANSWER-Kommunal erfolgte die Festlegung der Parameter zur Beschreibung der Szenarien entsprechend den Werten in der Zusammenfassung in Tabelle 10.

Tabelle 10: Überblick über die gewählten Parameter zur Beschreibung der Szenarien im Berechnungsmodul District Heating Potential – Economic Assessment.

	2021	2050
Anschlussgradentwicklung (1)	20%	60%
Anschlussgradentwicklung (2)	40%	80%
Anschlussgradentwicklung (3)	60%	95%
Akkumulierte Einsparung bis 2050	30%	
Obergrenze Verteilkosten	variabel	
Zinssatz	3%	
Laufzeit	30 Jahre	

Die Festlegung des 30-jährigen Investitionszeitraums mit Beginn im Jahr 2021 und Ende im Jahr 2050 erfolgte bereits frühzeitig, mehr als ein Jahr bevor die Bundesregierung im Frühjahr 2021 mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland für das Jahr 2045 fest schrieb. Aus Gründen der Vergleichbarkeit der zu verschiedenen Zeitpunkten durchgeführten Berechnungen, wurde jedoch der ursprünglich gewählte Zeitraum beibehalten.

Der Parameter „Akkumulierte Einsparung bis 2050“ beschreibt die Abnahme des Wärmebedarfs durch schrittweise Wärmedämmung der Gebäude, überlagert durch die Zunahme des Wärmebedarfs infolge des Zubaus von Wohn- und Nutzflächen während des Investitionszeitraums.

Im Berechnungsmodul ist zur Ermittlung der Wärmeverteilkosten die Gleichung gemäß Formel 1 implementiert. Die dafür vorgegebene Kostenfunktion basiert auf den Daten skandinavischer Fernwärmenetze.

Auch an dieser Stelle ist es jedoch möglich, davon abweichende Kostenfunktionen mit derselben mathematischen Form durch die direkte Änderung der beiden Parameter C_1 und C_2 bei den Berechnungen zu verwenden.

5.3.2 Ergebnisse der Berechnungen der Wärmeverteilkosten

Die Berücksichtigung der Einsparung durch Wärmedämmung führt dazu, dass in den Szenarien jeweils drei verschiedene Wärmebedarfswerte unterschieden werden müssen.

Das sind zum einen der Wärmebedarf des betrachteten Siedlungsgebiets im ersten Jahr des Investitionszeitraums, dann der Wärmebedarf zum Ende des Investitionszeitraums (30 % niedriger als der erste Wert) sowie das maximale Fernwärmepotenzial in Abhängigkeit der gewählten Anschlussgradentwicklung. Abbildung 85 stellt diesen Sachverhalt im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der Stadt Freiburg stellvertretend für alle Kommunen dar.

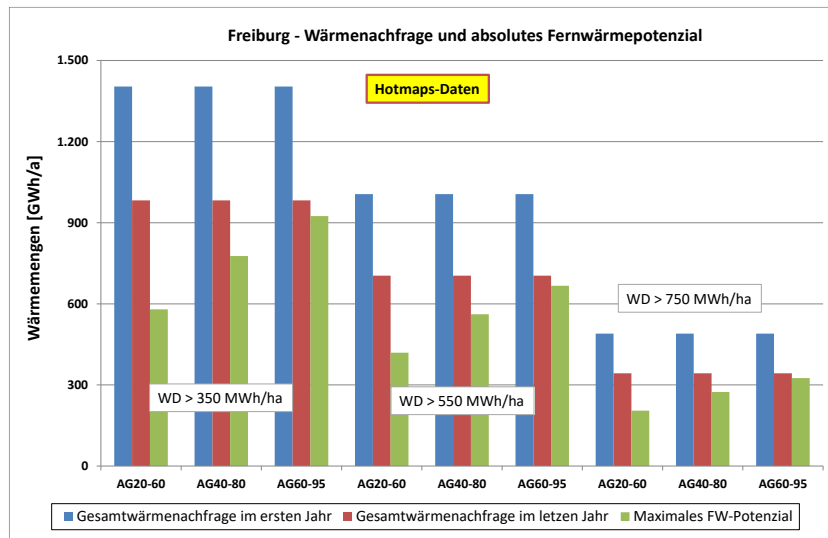


Abbildung 85: Vergleich der Wärmenachfrage und des absoluten Fernwärmepotenzials in den durch die Wärmedichte definierten Teilgebieten in Freiburg.

Das maximale Fernwärmepotenzial ist, wie deutlich zu erkennen, in starkem Maße von der Höhe der Anschlussgradentwicklung während des Investitionszeitraums abhängig.

Ein Beispiel für hohe resultierende Liniendichten ist die Stadt Kornwestheim. Dies steht in direktem Zusammenhang mit der Verteilungskurve der relativen Häufigkeiten der Wärmedichte, die große Anteile hoher Wärmedichten umfasst (siehe Abbildung 61).

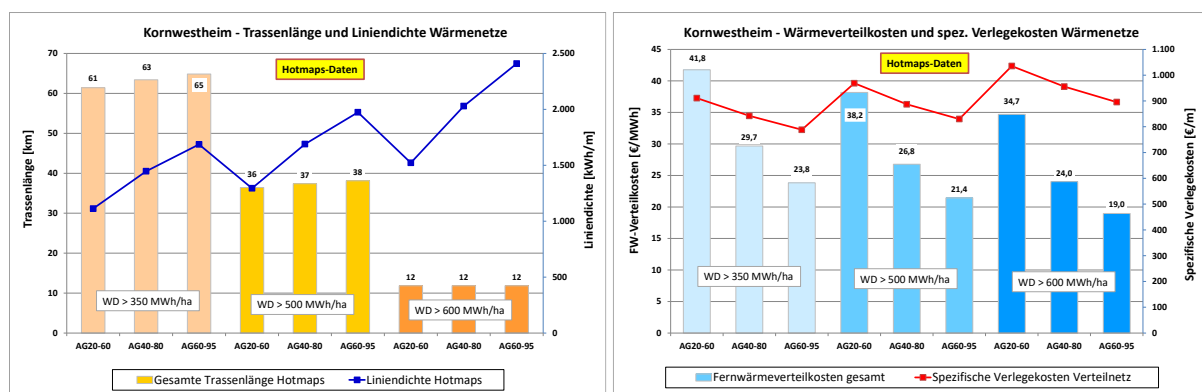


Abbildung 86: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Kornwestheim.

In Abhängigkeit des Wärmedichte-Schwellwertes und der Anschlussgradentwicklung schwankt die Liniendichte im Siedlungsgebiet Kornwestheim zwischen 1.100 und 2.400 kWh/m. Die Trassenlänge erreicht beim Wärmedichtegrenzwert von 350 MWh/ha einen Höchstwert von 65 km, während im kleinsten Teilgebiet mit dem höchsten Schwellwert der Wärmedichte nur noch 12 km Trassenlänge zu verzeichnen sind (Abbildung 86, linkes Diagramm).

Wenn die Liniendichten in Abhängigkeit der größer werdenden Anschlussgradintervalle zunehmen, nehmen die Wärmeverteilungskosten entsprechend ab.

Der Einfluss des Anschlussgrades auf die Wärmeverteilungskosten ist dabei sehr groß. Im Falle des Beispiels Kornwestheim sinken die Verteilkosten um rund 45 %, wenn sich der Anschlussgrad entlang der obersten anstatt der untersten Stufe entwickelt.

Die spezifischen Verlegekosten des Wärmenetzes schwanken in Abhängigkeit der Randbedingungen um einen Mittelwert von rund 900 €/m (Abbildung 86, rechtes Diagramm).

Ein Beispiel für Liniendichten im mittleren Wertebereich ist das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Bruchsal. In diesem Fall liegen die Grenzen des Liniendichtenintervalls zwischen 700 und 1.700 kWh/m. Die berechneten Trassenlängen sind größer als in Kornwestheim. Sie nehmen, bei jeweils höchster Anschlussgradentwicklung, von 123 km im Teilgebiet mit dem kleinsten Wärmedichtegrenzwert über 36 km bei mittlerem Grenzwert auf 24 km ab (Abbildung 87, linkes Diagramm).

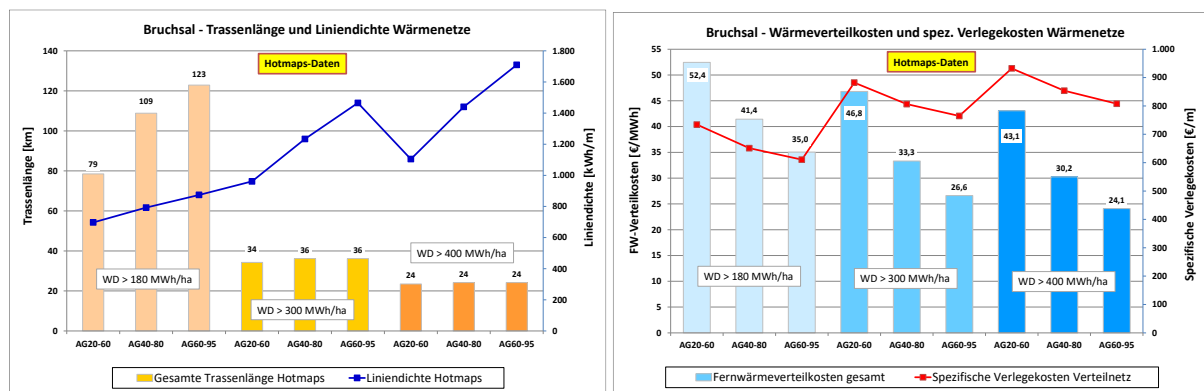


Abbildung 87: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Bruchsal.

Als Folge der im Vergleich zu Kornwestheim geringeren Liniendichten, sind in Bruchsal andererseits höhere Wärmeverteilungskosten zu verzeichnen. Die Verteilkosten fallen in allen drei Teilgebieten um rund 25 % höher aus. Der Einfluss des Anschlussgrads auf die Höhe der Wärmeverteilungskosten ist jedoch annähernd gleich groß, wie das in Kornwestheim der Falls ist (Abbildung 87, rechtes Diagramm).

Das letzte Beispiel ist das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Balingen, in dem im Vergleich zu den beiden anderen Städten, niedrige Liniendichten zu verzeichnen sind (Abbildung 88, linkes Diagramm).

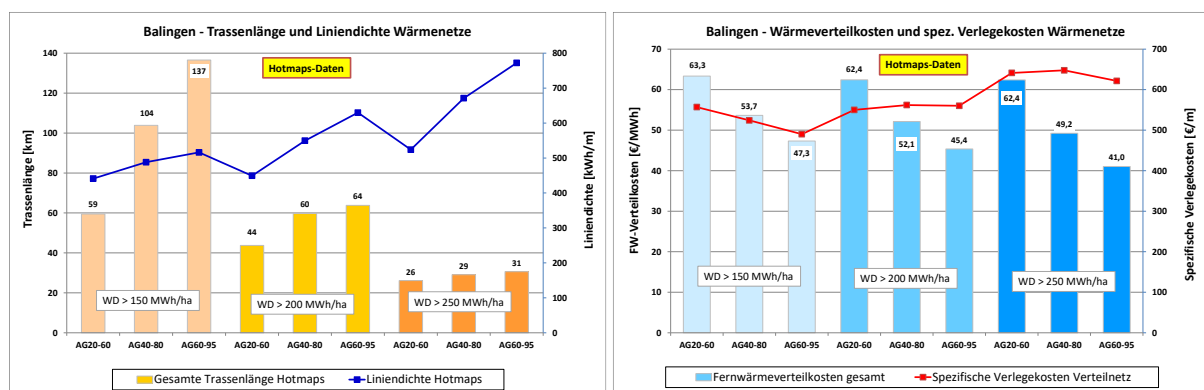


Abbildung 88: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Balingen.

Die Liniendichten bewegen sich im Intervall zwischen 450 kWh/m und knapp 800 kWh/m. Niedrige Liniendichten haben im Umkehrschluss hohe Trassenlängen zur Folge. Dies zeigt sich deutlich im Vergleich zur Stadt Kornwestheim, die gleich viele Einwohner wie Balingen hat.

Für das Gebiet mit dem niedrigsten Wärmedichtegrenzwert beträgt in Balingen die Trassenlänge bei hohem Anschlussgrad 137 km. Das ist mehr als doppelt so viel, wie der vergleichbare Wert für Kornwestheim, der bei nur 65 km liegt.

In Balingen ist als weiteres charakteristisches Merkmal zu beobachten, dass die Trassenlängen vor allem im Teilgebiet, das durch den niedrigsten Wärmedichtewert gekennzeichnet ist, mit zunehmendem Anschlussgrad sehr stark ansteigen (Abbildung 88, linkes Diagramm).

Entsprechend der bereits geschilderten Randbedingungen sind in Balingen hohe Wärmeverteilungskosten zu verzeichnen. Trotzdem gilt auch in diesem Fall die hohe Abhängigkeit der Verteilungskosten von der Anschlussgradentwicklung (Abbildung 88, rechtes Diagramm).

Einen Überblick über die mit Hilfe des Konzepts der effektiven Breite auf der Basis von Hotmaps-Daten berechneten Trassenlängen zu allen Kommunen gibt Abbildung 89. Dargestellt sind die Trassenlängen für das Teilgebiet mit der größten Ausdehnung, welches durch den unteren Wärmedichteschwellwert definiert ist.

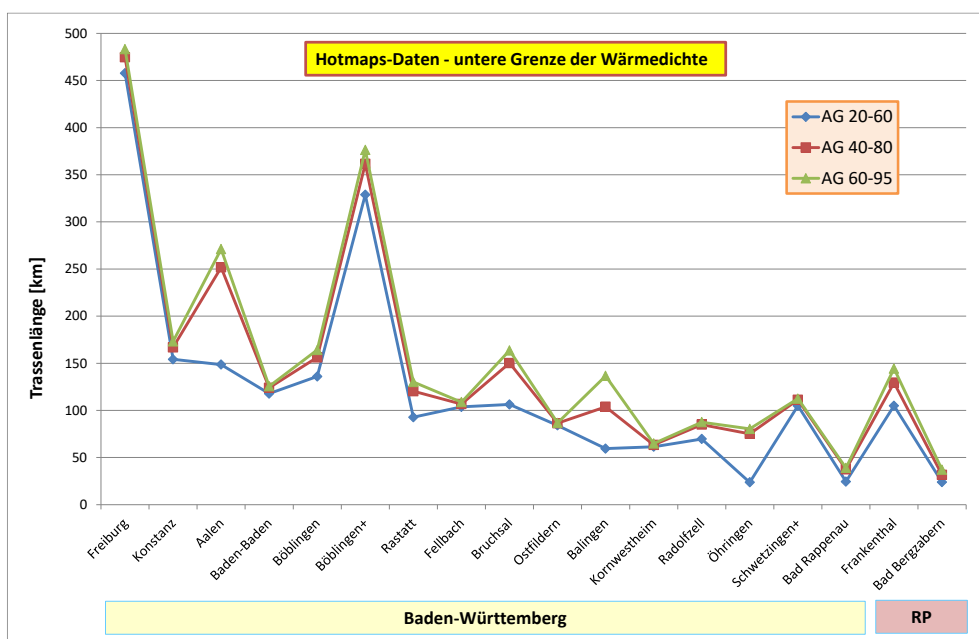


Abbildung 89: Übersicht über die Bandbreite der berechneten Trassenlängen.

In den untersuchten zusammenhängenden Siedlungsgebieten der verschiedenen Kommunen, deren Einwohnerzahlen zwischen dem kleinsten und dem höchsten Wert rund um den Faktor 20 auseinanderliegen, ist auch eine sehr große Bandbreite bei den Trassenlängen zu beobachten. Die höchsten Werte werden in der Großstadt Freiburg erreicht. Die Trassenlänge summiert sich dort auf maximal 480 km auf, während der kleinste Wert bei rund 24 km liegt. Beide treten in den Kleinstädten Öhringen und Bad Rappenau auf. Somit unterscheiden sich auch die Trassenlängen zwischen dem Minimal- und dem Maximalwert um den Faktor 20.

Ein weiteres interessantes Phänomen ist, dass in den Städten Aalen, Bruchsal, Balingen und Öhringen große Unterschiede bei den Trassenlängen in Abhängigkeit des Anschlussgrades zu beobachten sind, während dieser Sachverhalt bei praktisch allen anderen Kommunen nicht auftritt.

Erfahrungsgemäß muss man davon ausgehen, dass die aufsummierte Länge der Hauptleitungen ab einem Anschlussgrad von 60 % trotz weiter zunehmender Anschlussrate nicht mehr ansteigt. Ab dieser Grenze müssen praktisch schon im gesamten Versorgungsgebiet Hauptleitungen vorgesehen werden. Deshalb ergibt sich die Differenz bei der Berechnung der Gesamttrassenlänge ausschließlich aus der Zunahme der Hausanschlussleitungen in Abhängigkeit des steigenden Anschlussgrads.

Aus diesem Grunde sind, unabhängig von der Höhe des Anschlussgrads, sehr dicht beieinanderliegende Werte der Trassenlängen, wie sie in Abbildung 89 bei den meisten Kommunen zu beobachten sind, nicht ganz nachvollziehbar. Auf der anderen Seite besteht die Frage, ob die großen Unterschiede in den vier explizit genannten Kommunen die Zunahme der aufsummierten Länge der Hausanschlussleitungen richtig abbilden (vergleiche Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

Die Darstellung der mit dem Konzept der effektiven Breite berechneten Wärmeverteilungskosten auf der Basis von Hotmaps-Daten ergibt ein Bild großer Streubreite. Die Streuung ist in hohem Maße abhängig von der Höhe des Anschlussgrads in den jeweiligen Versorgungsgebieten. Darüber hinaus hat auch der Schwellwert der Wärmedichte signifikante Auswirkungen auf die Höhe der Wärmeverteilungskosten (Abbildung 90).

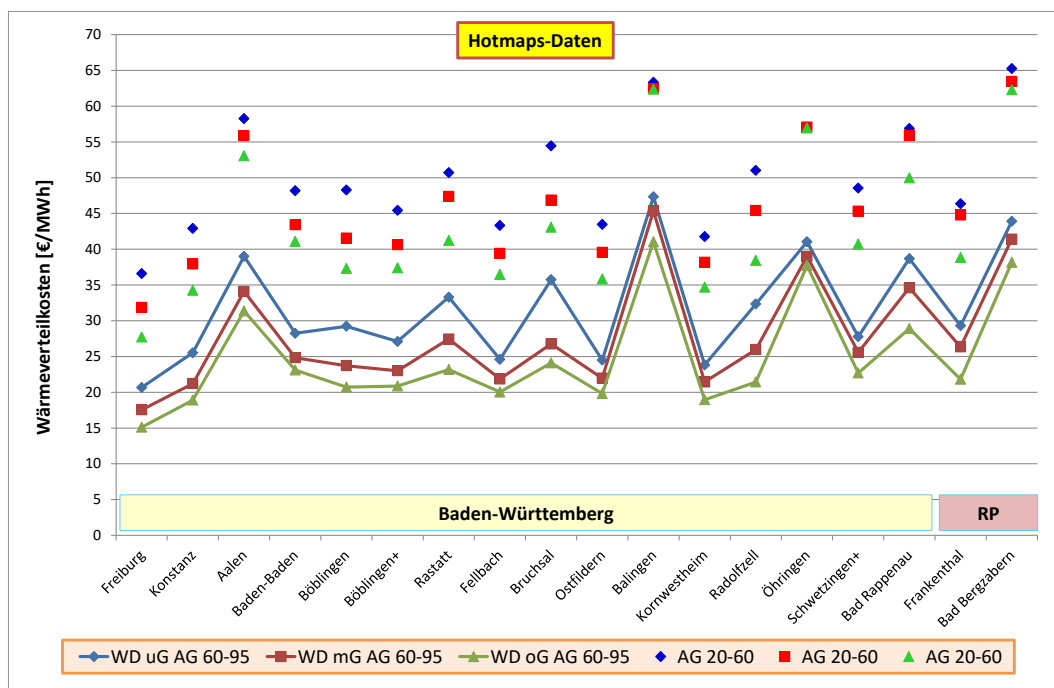


Abbildung 90: Übersicht über die Bandbreite der berechneten Wärmeverteilungskosten.

Untersucht man den Einfluss des Anschlussgrads auf die Höhe der Wärmeverteilungskosten, so beträgt der Unterschied zwischen dem hohen und dem niedrigen Wert in vielen Fällen 70 % bis 80 %. In Einzelfällen sind die Differenzen sogar noch größer. In den Kommunen, in denen die Unterschiede etwas geringer ausfallen, ist eine Zunahme der Verteilungskosten im Bereich von 50 % zu beobachten, sofern der Anschlussgrad auf die unterste Stufe absinkt.

Der Einfluss der Grenzwerte der Wärmedichten auf die Wärmeverteilungskosten pro Kommune schwankt im Bereich von 15 % bis 40 %, mit wenigen Ausreißern nach oben und unten.

Die Differenzen der Wärmeverteilungskosten im Vergleich der einzelnen Kommunen untereinander, wo im Extremfall der höchste und der niedrigste Wert nahezu um den Faktor drei auseinanderliegen, sind dagegen eine Folge der zum Teil sehr unterschiedlichen Siedlungsstrukturen in den Städten.

Unterschiede zwischen Hotmaps-Daten und Wärmeatlas Deutschland

Für die fünf Kommunen, für die in ANSWER-Kommunal Daten aus dem Wärmeatlas Deutschland 2.0 vorlagen, wurden die Parameter Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten auch auf dieser Datenbasis berechnet.

Da sich auch die Wärmedichtekarten zwischen Hotmaps und WAD 2.0 unterscheiden (siehe Abbildung 50 und Abbildung 52), ist zu erwarten, dass es auch Unterschiede bei der Berechnung der oben genannten Parameter gibt. In welchem Ausmaß sich die Trassenlängen sowie die Wärmeverteilungskosten unterscheiden, ist aus Abbildung 91 am Beispiel der Stadt Konstanz ersichtlich.

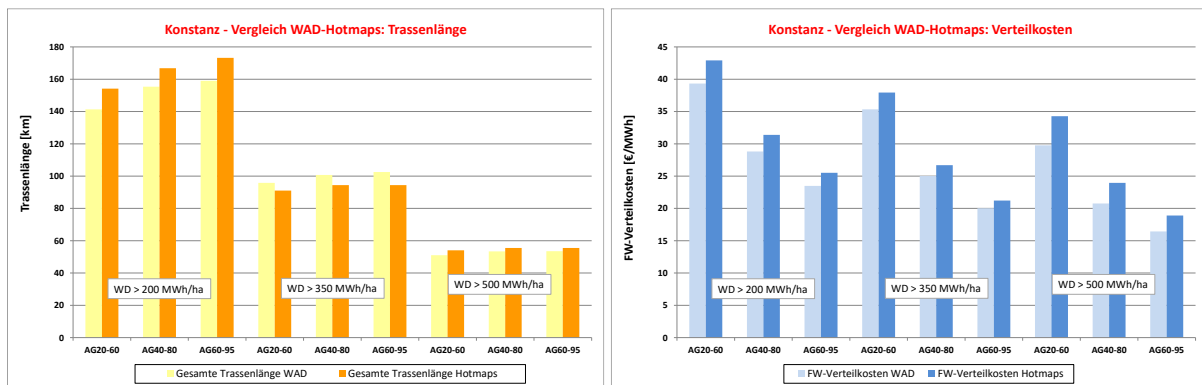


Abbildung 91: Vergleich der berechneten Trassenlängen und Wärmeverteilungskosten bei Nutzung von Hotmaps- und WAD-Daten für Konstanz.

Im Falle der Trassenlängen gibt es zwischen Hotmaps und WAD Abweichungen von +9 % bis -8 % (Abbildung 91, linkes Diagramm). Bei den Wärmeverteilungskosten sind im Gegensatz dazu nur positive Differenzen zu beobachten. Das heißt, die Verteilungskosten auf Basis von Hotmaps sind in allen neun betrachteten Fällen höher als die mit WAD-Daten berechneten Verteilungskosten. Die relativen Abweichungen bewegen sich zwischen knapp 7 % und etwas mehr als 15 % (Abbildung 91, rechtes Diagramm).

In den bereits genannten fünf Kommunen, für die WAD-Daten vorlagen, wurden für die Analyse jeweils drei Teilgebiete in Abhängigkeit des Wärmedichte-Schwellenwerts sowie in jedem Teilgebiet drei verschiedene Anschlussgradiententwicklungen betrachtet. Daraus ergeben sich insgesamt 45 unterschiedliche Fälle. Auf der Grundlage dieser 45 Fälle war es möglich, breiter angelegte Vergleiche zwischen Hotmaps und WAD durchzuführen. Die zuvor am Beispiel der Stadt Konstanz betrachteten Unterschiede sind darin enthalten.

Um ein Beispiel herauszugreifen, werden in Abbildung 92 eine Kurve für die Abweichungen bei den Liniendichten und eine Kurve für die Abweichungen bei den Wärmeverteilungskosten dargestellt. Die jeweiligen Wertepaare sind nach absteigenden Werten bezüglich der Liniendichten sortiert.

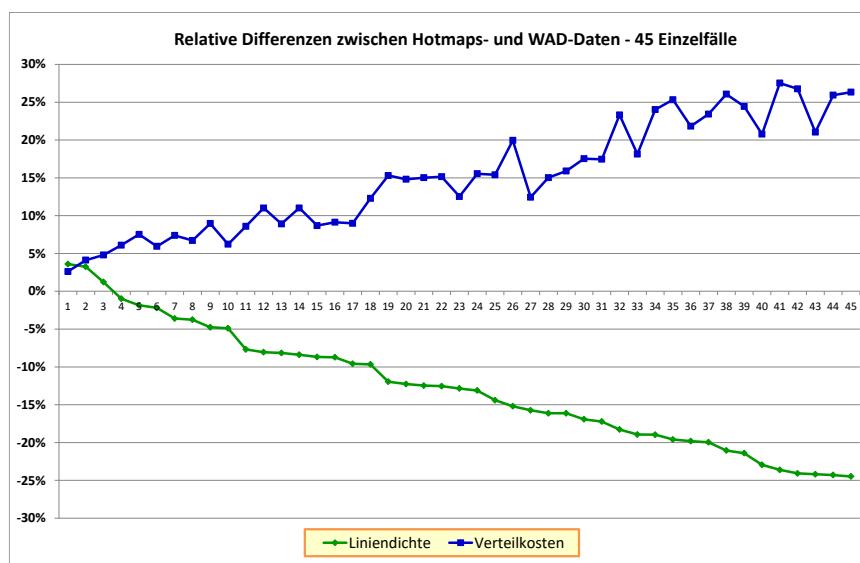


Abbildung 92: Vergleich der Trassenlängen und Wärmeverteilungskosten zwischen Hotmaps- und WAD-Daten für 45 Fallbetrachtungen in fünf Kommunen.

Die Kurve für die Differenzen der Liniendichten verläuft nur bei drei Fällen oberhalb der waagrechten Achse. Das bedeutet, dass die mit Hotmaps-Daten gerechneten Liniendichten höher sind als die mit WAD-Daten ermittelten Liniendichten. In 42 Fällen ist es dagegen umgekehrt. Die betragsmäßig größten Abweichungen nähern sich im rechten Teil des Diagramms der Marke von -25 %.

Dies ist auch ungefähr der Wertebereich, in dem sich die Abweichungen zwischen Hotmaps und WAD bei den Wärmeverteilungskosten bewegen. Allerdings ist das Vorzeichen durchweg umgekehrt, da es nur positive Abweichungen gibt. Das heißt, die Wärmeverteilungskosten auf Hotmaps-Basis sind immer etwas höher (Abbildung 92).

Blick auf außen liegende Teilorte

Die außen liegenden, meistens im Verlauf der Kommunalreform in die Städte eingemeindeten Teilorte, dürfen bei der kommunalen Wärmeplanung nicht außer Acht gelassen werden. Da auch diese Teilorte unterschiedlich strukturiert sind sowie unterschiedliche Größen aufweisen, wäre die voreilige Schlussfolgerung, dort solle die zukünftige Wärmeversorgung ausschließlich mit Einzelheizungen auf der Basis erneuerbarer Energien erfolgen, eine unzulässige Vereinfachung.

Aus der Gesamtheit der Teilorte der Modellkommunen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz wurden deshalb einige Orte unterschiedlicher Größe für tiefergehende Analysen ausgewählt.

Ein Beispiel dafür ist der Stadtteil Opfingen der Stadt Freiburg, der westlich der Innenstadt am östlichen Rand des Weinbaugebiets Tuniberg liegt. Opfingen hat rund 4.500 Einwohner.

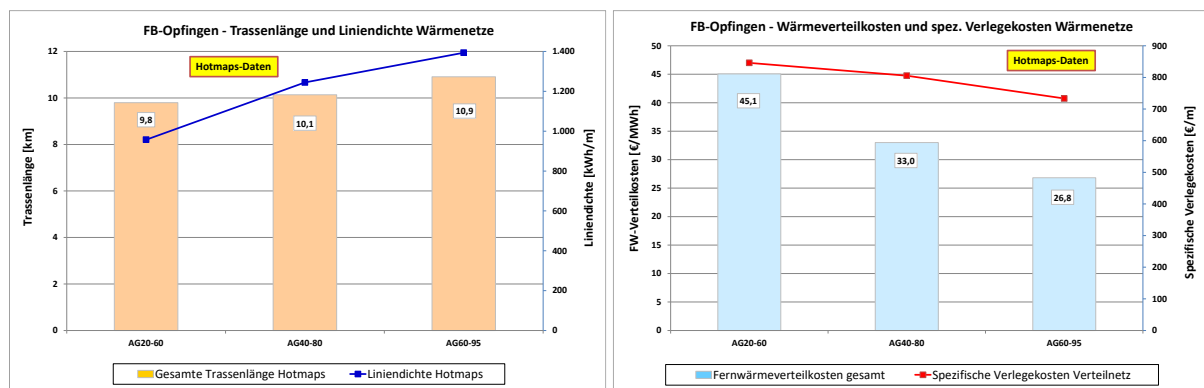


Abbildung 93: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für den Teilort Opfingen von Freiburg

Abbildung 93 zeigt die mit der Hotmaps-Toolbox berechneten Trassenlängen und Liniendichten (linkes Diagramm) sowie die sich daraus ergebenden Wärmeverteilungskosten (rechtes Diagramm). Die absoluten Netzlängen sind, der Größe des Ortes angemessen, zwar nicht sehr hoch, aber die Liniendichten weisen im Intervall zwischen 1.000 und 1.400 kWh/m höhere Werte auf, als das in einer ganzen Reihe von zusammenhängenden Siedlungsgebieten um die Kernstädte herum der Fall ist (vergleiche Abbildung 88).

Auch bei den Wärmeverteilungskosten schneidet die Gemeinde Opfingen vergleichsweise gut ab. Im Vergleich zu den knapp 27 €/MWh, die für die hohe Anschlussgradiententwicklung berechnet wurden, liegen zahlreiche der zusammenhängenden Siedlungsgebiete in den Kernstädten darüber (vergleiche Abbildung 90).

Die Aufteilung des Siedlungsgebiets der Teilorte in Gebiete mit unterschiedlichen Wärmedichteschwellwerten ist aufgrund der geringen Größe nicht notwendig.

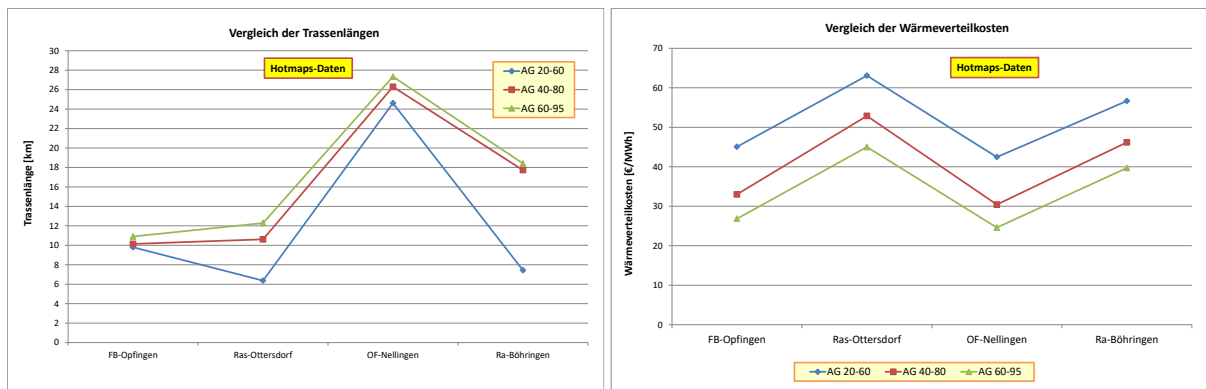


Abbildung 94: Übersicht über Trassenlänge und Wärmeverteilkosten in vier Teilorten verschiedener Kommunen in Baden-Württemberg.

Für die vier Teilorte Radolfzell-Böhringen (4.200 EW), Ostfildern-Nellingen (10.500 EW), Rastatt-Ottersdorf (2.400 EW) sowie Freiburg-Opfingen werden die berechneten Trassenlängen und Wärmeverteilkosten in Abbildung 94 nochmals zusammengefasst.

5.3.3 Berechnung von Wärmenetztrassen mit GIS-Methoden

Um belastbarere Daten, die durch eine bessere Annäherung an die Trassenverläufe realisierter Wärmenetze gekennzeichnet sind, zu erhalten, wurden in einem weiteren Arbeitsschritt Wärmenetztrassen für verschieden strukturierte Siedlungsgebiete mit Hilfe von GIS-Werkzeugen berechnet. Auf dieser Grundlage war es unabhängig vom Konzept der effektiven Breite möglich, genauere Aussagen über Trassenlängen zu machen. Bei der Anwendung der GIS-Methoden konnte zudem zwischen Haupt- und Hausanschlussleitungen unterschieden werden.

Den GIS-Trassierungen lagen folgende Randbedingungen zugrunde:

- Auswahl der beheizten Wohn- und Nichtwohngebäude aus den ALKIS-Daten der einzelnen Siedlungsgebiete
- Verlauf der Hauptleitungen entlang öffentlicher Straßen und Wege
- Wahl des kürzesten Weges für die Hausanschlussleitungen von den Hauptleitungen zu den Hausumringen im Katasterplan
- Durchführung der Trassenberechnung auf der Grundlage eines Anschlussgrads von 100 % bezogen auf die beheizten Gebäude
- Berücksichtigung einer getrennten Hausanschlussleitung für jedes Gebäude mit eigener Hausnummer
- Keine Berücksichtigung von Leitungsabschnitten innerhalb der Gebäude (z. B. vom Wanddurchbruch bis zur Hausübergabestation)

Die Berechnung der Trassenverläufe der Hauptleitungen erfolgte mit dem Modul Netzwerk-Analyst der ArcGIS-Software. Für die Berechnung der Hausanschlussleitungen kam ein Vielschritt-Verfahren auf der Grundlage der frei zugänglichen GIS-Software QGIS zur Anwendung (KEA-BW, 2020).

Den Trassenverlauf der Hauptleitungen für ein zusammenhängendes Siedlungsgebiet zeigt beispielhaft Abbildung 95 für die Stadt Radolfzell. Die Kernstadt in der Ausdehnung wie sie auf der GIS-Karte abgebildet ist hat rund 20.300 Einwohner.

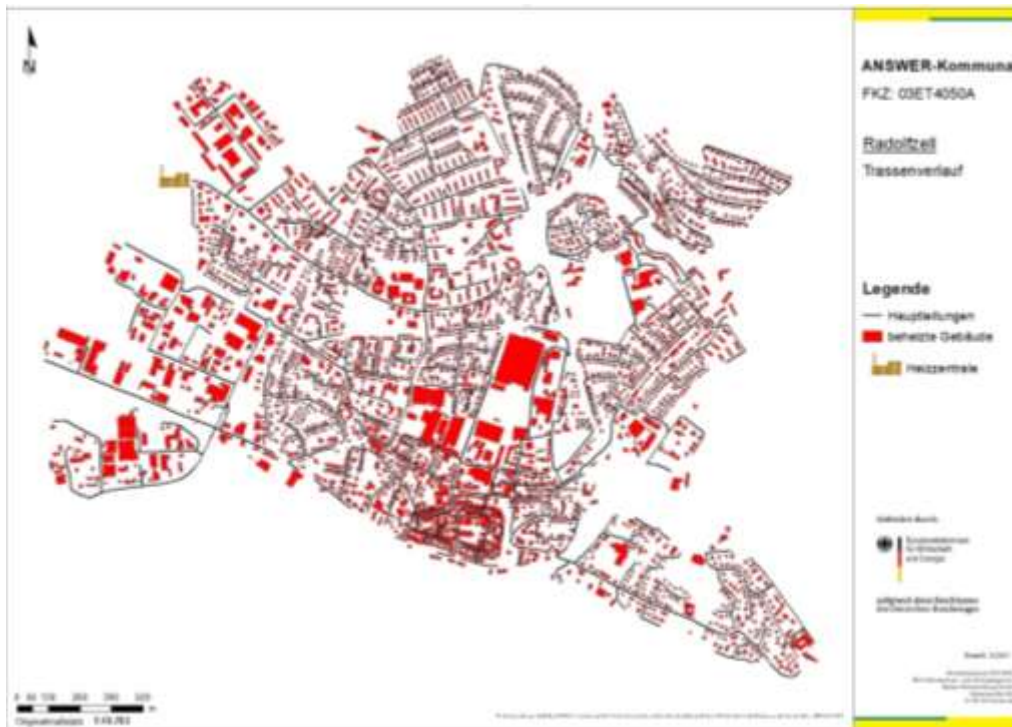


Abbildung 95: Beheizte Gebäude und Trassenverlauf der Hauptleitungen in der Kernstadt von Radolfzell.

Fast eine Größenordnung kleiner als Radolfzell ist der Teilort Ottersdorf (2.400 EW), der während der Kommunalreform in den 1970er-Jahren in die Stadt Rastatt eingemeindet wurde. Der Trassenverlauf der Hauptleitungen für diese Gemeinde ist in Abbildung 96 zu sehen.

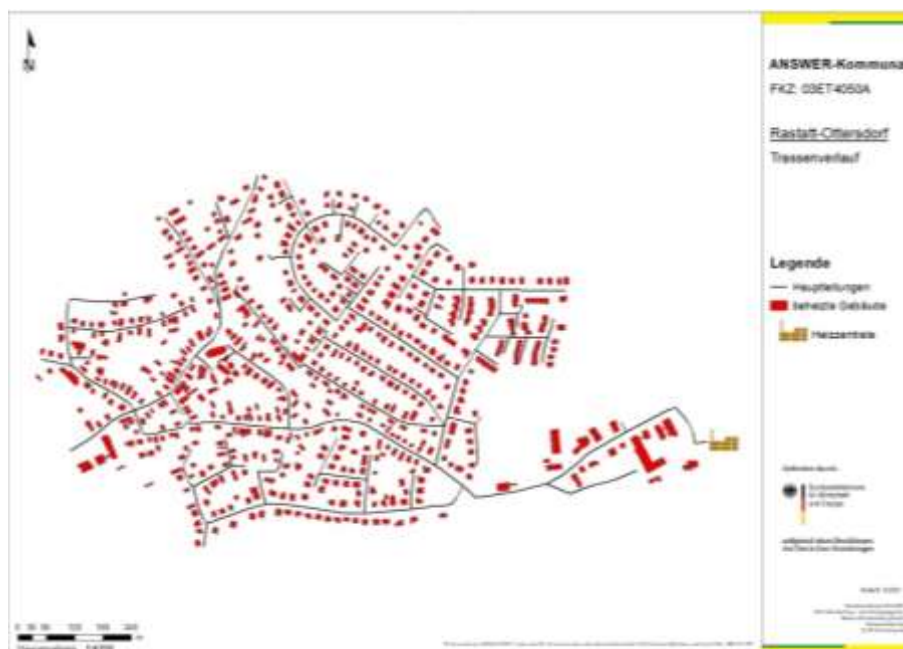


Abbildung 96: Beheizte Gebäude und Trassenverlauf der Hauptleitungen in Rastatt-Ottersdorf.

In Abbildung 97 wird ein zentraler Teilbereich des Wärmenetzes für Rastatt-Ottersdorf dargestellt. In dieser hoch aufgelösten GIS-Grafik sind die Hausanschlussleitungen deutlich zu erkennen. In der zentralen violett unterlegten Kachel befinden sich die meisten Hausanschlüsse pro Hektarraster.



Abbildung 97: Verlauf der Hausanschlussleitungen in einem Teilbereich des Netzes in Rastatt-Ottersdorf.

Die mit den geschilderten GIS-Methoden berechneten Trassenverläufe sind zwar nicht identisch mit tatsächlich gebauten Netzen, kommen aber deren Netzstruktur bereits ziemlich nahe. Gründe dafür sind die Verläufe der Hauptleitungen entlang der öffentlichen Straßen sowie Berechnung der kürzesten Entfernung für den Verlauf der Hausanschlüsse.

Aus der Gruppe der baden-württembergischen Modellkommunen wurden insgesamt 12 Netztrassen berechnet. Davon sind sieben Netze zusammenhängenden Siedlungsgebieten um die Kernstadt herum zugeordnet, ein Netz ausschließlich dem Stadtzentrum sowie vier Netze einzelnen Teilorten zugeordnet.

Die aufsummierten Trassenlängen der 12 Netze in Baden-Württemberg variieren zwischen dem Höchstwert von 247 km (Stadt Konstanz) und dem Minimalwert von knapp 18 km, der zum kleinen Teilort Rastatt-Ottersdorf gehört. Der Anteil der aufsummierten Trassenlängen der Hausanschlussleitungen erreicht im Mittel über alle Netze nahezu den Wert von 60 % (Abbildung 98).

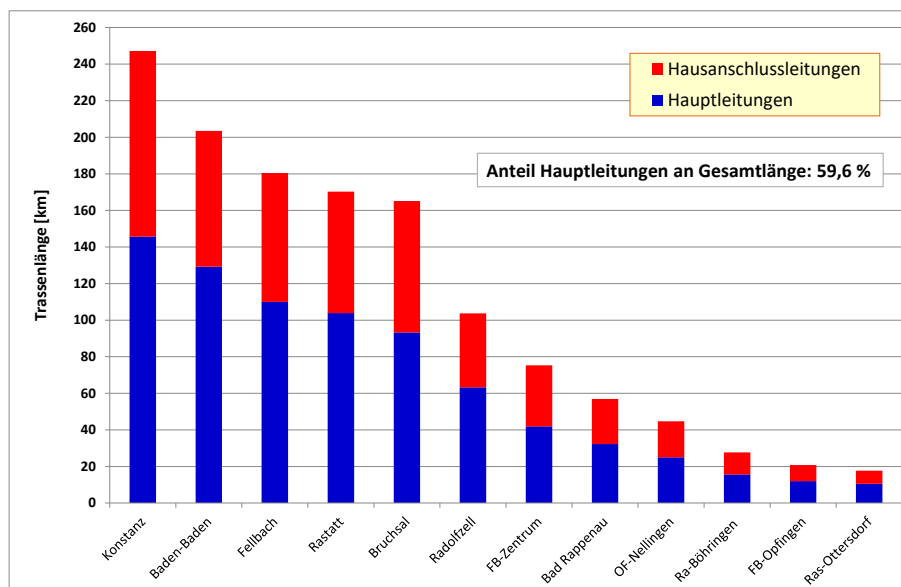


Abbildung 98: Aufsummierte GIS-Trassenlängen der Netze in Baden-Württemberg.

Die Stadt Baden-Baden weist mit 63,5 % den höchsten Anteil bei den Hauptleitungen auf, während die Hauptleitungen des Netzes im Zentrum von Freiburg nur 55,7 % der Gesamtrassenlänge auf sich vereinen, was dem kleinsten Anteil entspricht.

Für die beiden Städte in Rheinland-Pfalz gibt es insgesamt fünf Trassenberechnungen. Neben den beiden Kernstädten wurden in diesem Fall auch drei Teilorte bzw. Ortsgemeinden berücksichtigt (siehe Kapitel 5.6).

5.3.4 Analyse der Häufigkeitsverteilungen der Trassenlängen

Die Berechnung der Häufigkeitsverteilung basiert auf der Einteilung der Trassenlängen pro Hektarkachel in Klassen mit einer Klassenbreite von jeweils 50 m. Diese Festlegung gilt für die Auswertung der relativen Häufigkeiten der Hauptleitungen sowie für die Trassenlänge, die sich aus der Summe von Haupt- und Hausanschlussleitungen ergibt.

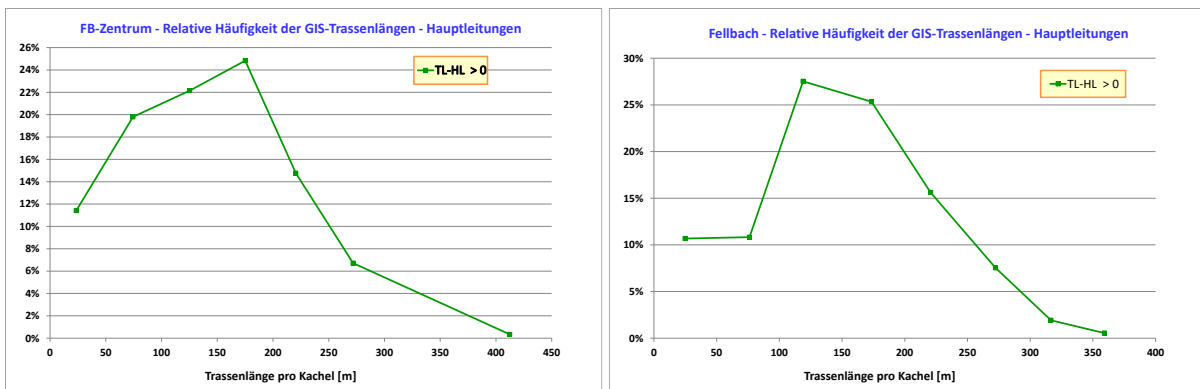


Abbildung 99: Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für Freiburg-Zentrum und Fellbach.

Bei der Ermittlung der relativen Häufigkeiten für die Hauptleitungen werden nur diejenigen Kacheln berücksichtigt, in denen der Wert der Trassenlänge größer als null ist. Abbildung 99 zeigt die Häufigkeitsverteilungen des Wärmenetzes für Freiburg-Zentrum, einem Teilgebiet der Stadt Freiburg, das eine Fläche von 333 Hektar umfasst (linkes Diagramm). Rechts daneben ist die Kurve der relativen Häufigkeiten für Fellbach zu sehen. Trotz der Ähnlichkeiten der beiden Kurven, sind auch charakteristische Unterschiede festzustellen.

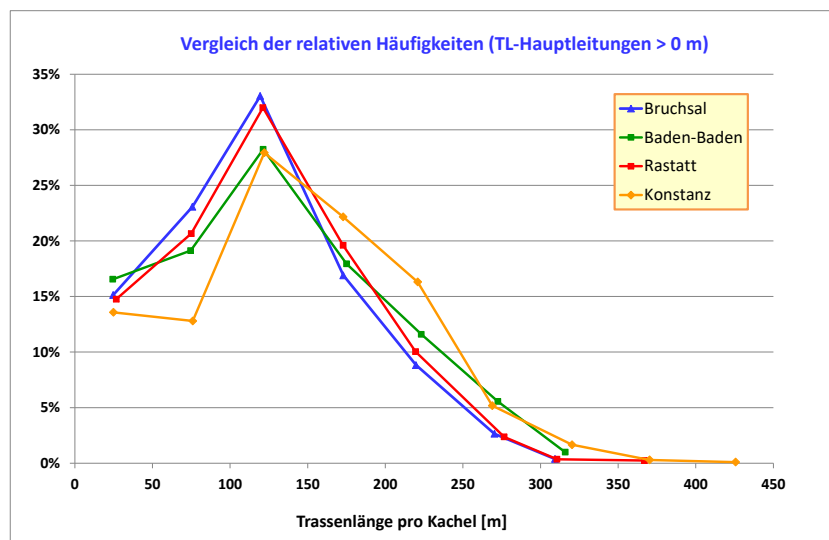


Abbildung 100: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für die zusammenhängenden Siedlungsgebiete von vier Städten.

Der Vergleich der Häufigkeitsverteilungen für vier Städte bestätigt dieses Bild. Einerseits weist der Verlauf der Kurven grundsätzlich Ähnlichkeiten auf, was hier vor allem für die dicht beieinander liegenden Linien für Bruchsal und Rastatt gilt. Darüber hinaus haben auch die x-Achsen-Werte der vier Maxima nahezu gleiche Werte. Andererseits zeigen die Beispiele Baden-Baden und Konstanz wiederum signifikante Abweichungen (Abbildung 100).

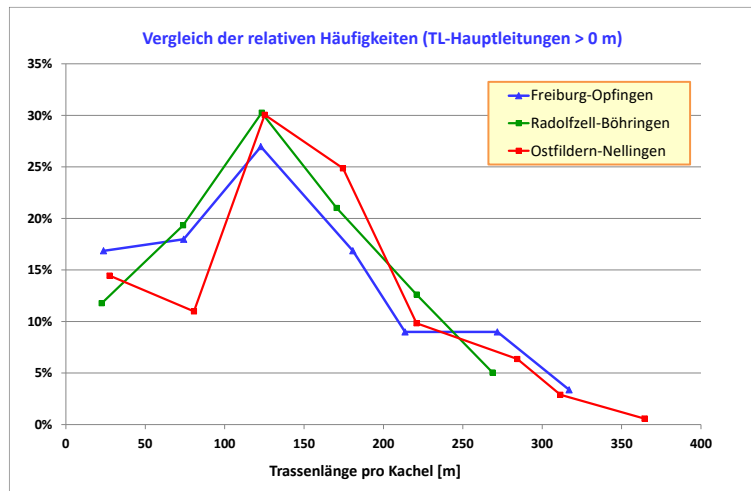


Abbildung 101: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen für drei Teilorte.

Ähnliche Schlussfolgerungen lassen sich aus dem Vergleich der Häufigkeitsverteilungen bezüglich der Hauptleitungen in den drei Teilorten ziehen (Abbildung 101).

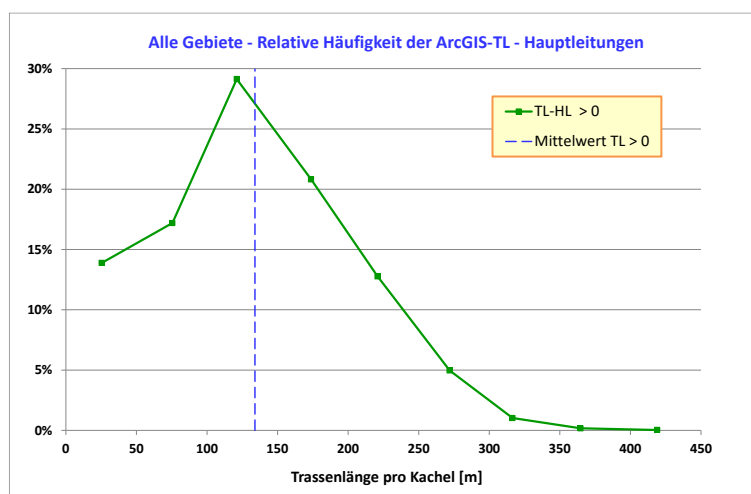


Abbildung 102: Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen auf der Grundlage von 12 Netzen in Baden-Württemberg.

Werden alle 12 Netze übereinandergelegt, resultiert daraus eine Gesamtheit von 5.856 Hektarkacheln, innerhalb derer Hauptleitungen verlaufen und die Länge einen Wert größer als null aufweist. Die daraus ermittelte Häufigkeitsverteilung ist in Abbildung 102 dargestellt. Der Mittelwert der untersten Klasse beträgt 25 m und der Mittelwert der obersten Klasse 419 m.

Der arithmetische Mittelwert dieser Häufigkeitsverteilung liegt bei 133,7 m, während der Median einen Wert von 128,2 m aufweist.

Betrachtet man die mittleren Trassenlängen der Hauptleitungen für jedes der 12 Netze in Baden-Württemberg getrennt, so ist eine Schwankungsbreite von $\pm 12\%$ um den Mittelwert von rund 134 m zu beobachten (Abbildung 103).

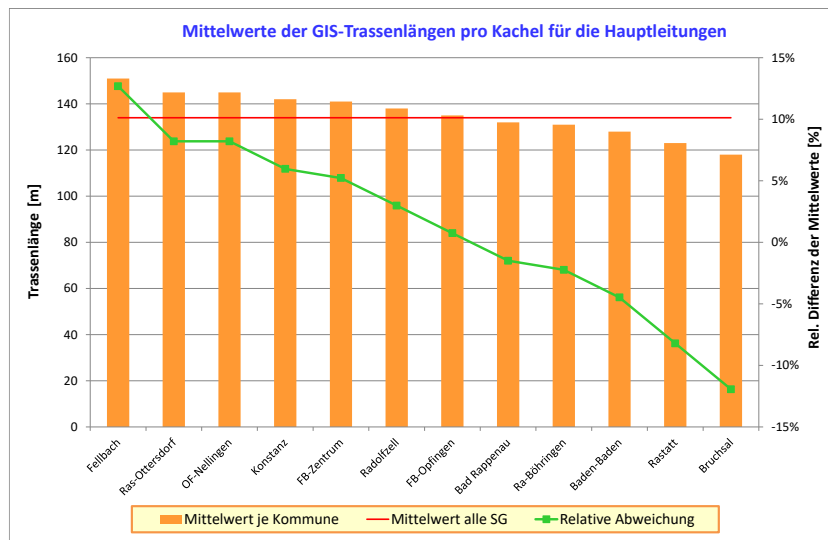


Abbildung 103: Vergleich der Mittelwerte der Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassenlänge der Hauptleitungen pro Kachel.

In 17,4 % der 5.856 Kacheln verlaufen keine Hauptleitungen. Die entsprechenden Zahlen der beiden Städte Bruchsal und Rastatt ragen dabei deutlich aus der Reihe der anderen Netze heraus. Die Anzahl der Kacheln mit rassenlänge gleich null ist dort deutlich höher, nämlich fast 28 % bzw. 25 %.

In drei weiteren Fällen schwankt die Anzahl der Kacheln, die die Trassenlänge null aufweisen, um einen Wert zwischen 13 % bis 14 %, während es bei sechs Netzen weniger als 5 % der Kacheln sind. Dazwischen liegt die GIS-Trasse für Radolfzell mit rund 7 % (Abbildung 104).

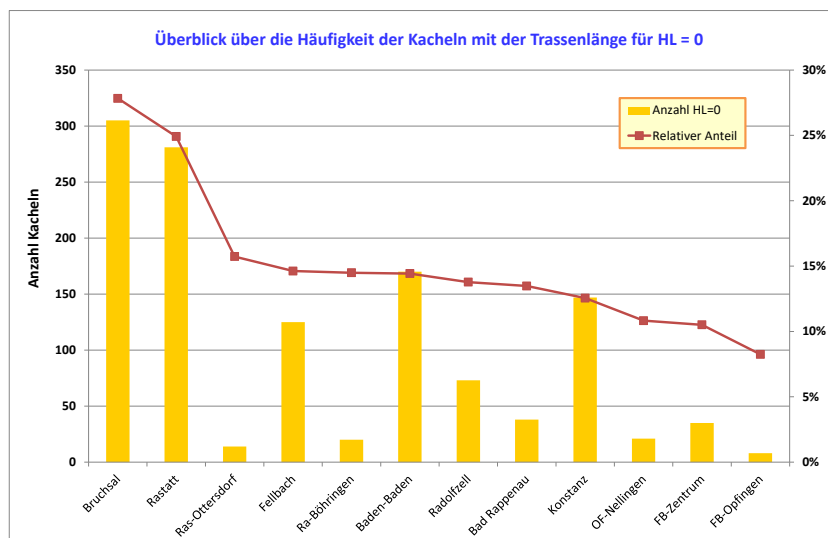


Abbildung 104: Absolute und relative Häufigkeit der Kacheln ohne Hauptleitungen.

Wird die Länge der Trassen von Haupt- und Hausanschlussleitungen in jeder Hektarzelle zur Gesamttrasse aufaddiert, nehmen die Längen insgesamt zu. Dies zeigt sich am Beispiel der relativen Häufigkeiten der Netztrasse für Bruchsal, wo der Mittelwert der höchsten Klasse bei 688 m liegt und damit mehr als doppelt so hoch ist, wie bei der Häufigkeitsverteilung der Hauptleitungen allein (Abbildung 105).

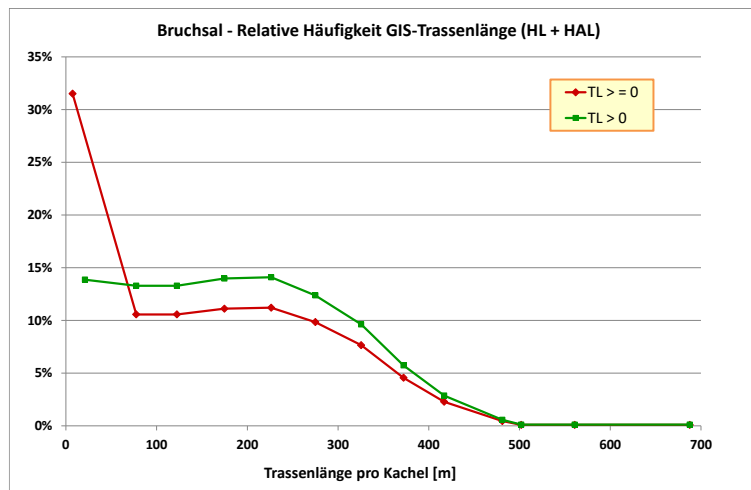


Abbildung 105: Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassenlängen von Haupt- und Hausanschlussleitungen am Beispiel der Stadt Bruchsal.

Dargestellt sind in diesem Fall zwei verschiedene Kurven. Die grüne Kurve berücksichtigt ausschließlich diejenigen Kacheln, in denen die aufsummierte Trassenlänge von Haupt- und Hausanschlussleitung größer als null ist. Der Verlauf der roten Kurve wird dazu dadurch geprägt, dass auch die Kacheln mit dem Wert null in die Analyse einbezogen werden. Da diese bei der Netztrasse für Bruchsal überdurchschnittlich häufig vorkommen (20,5 %), weist die unterste Klasse eine deutlich größere Häufigkeit als bei der grünen Kurve auf.

Da die relativen Häufigkeiten immer auf die Gesamtzahl der berücksichtigten Hektarkacheln bezogen werden, verläuft die rote Kurve im weiteren Verlauf rechts vom Startwert unterhalb der grünen Kurve mit kleineren relativen Häufigkeiten (Abbildung 105).

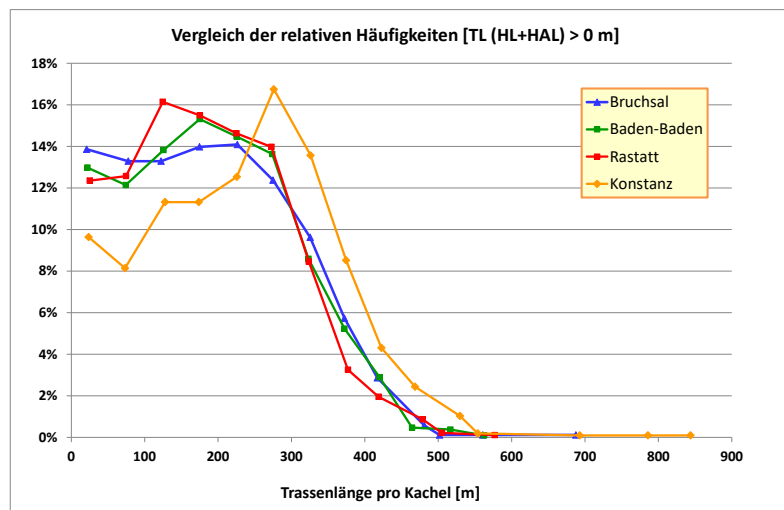


Abbildung 106: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der aufsummierten GIS-Trassenlängen aus Haupt- und Hausanschlussleitungen für vier Städte.

Der Vergleich der relativen Häufigkeiten zwischen den Netztrassen verschiedener Städte gibt wiederum Aufschluss über Gemeinsamkeiten und Unterschiede. Grundlage der Betrachtung in Abbildung 106 sind im Gegensatz zu Abbildung 105 nur die Kacheln, die einen Wert größer als null aufweisen.

Die Kurvenverläufe für Bruchsal, Baden-Baden und Rastatt weisen ab ca. 250 m Trassenlänge pro Kachel nur relativ geringe Unterschiede auf, während die Abstände zwischen den Kurven bei kleineren x-Werten etwas zunehmen. Dagegen unterscheidet sich die Häufigkeitsverteilung für die Netztrasse in Konstanz deutlich von den drei anderen.

Unterhalb von 250 m sind die relativen Häufigkeiten deutlich geringer, das Maximum liegt weiter rechts und die Trassenlängen zwischen 250 und 550 m treten mit größeren Häufigkeiten als in den drei anderen Städten auf (Abbildung 106).

Die relativen Häufigkeiten der Trassenlängen für alle Netze, die in Abbildung 107 mit Hilfe der grünen Kurve dargestellt wird, basiert in diesem Fall auf insgesamt 6.219 Hektarzellen, die Werte größer als null aufweisen.

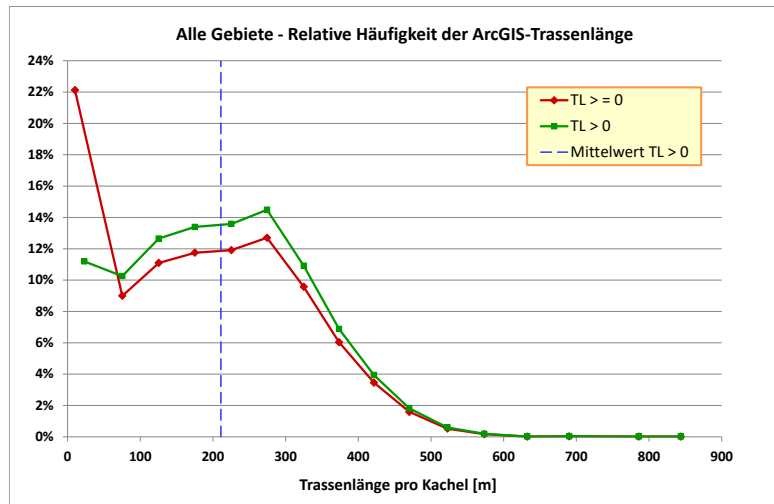


Abbildung 107: Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen von Haupt- und Hausanschlussleitungen auf der Grundlage von 12 Netzen in Baden-Württemberg

Der arithmetische Mittelwert dieser Verteilung liegt bei 211,2 m, während der Median einen Wert von 209,9 m aufweist und damit nahezu identisch zum Mittelwert ist. Die Schwankungsbreite um den Mittelwert von 211 m beträgt bei Betrachtung aller 12 Netze zwischen +25 % (Ostfildern-Nellingen) und -13 % (Rastatt).

Werden Haupt- und Hausanschlussleitung gemeinsam betrachtet, sinkt der Anteil der Kacheln ohne Netztrasse auf nur noch 12,3 %. Beim Vergleich untereinander, verteilen sich nun die absoluten und die relativen Häufigkeiten etwas anders zwischen den einzelnen Kommunen (siehe Abbildung 108; Vergleich zu Abbildung 104).

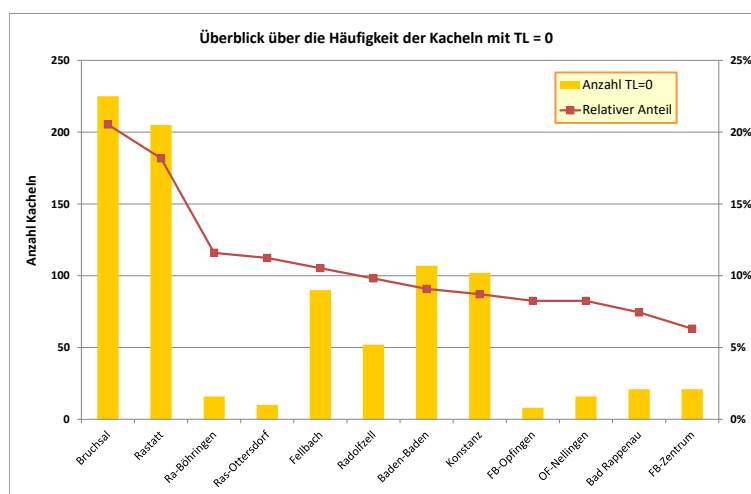


Abbildung 108: Absolute und relative Häufigkeiten der Kacheln ohne Gesamttrasse.

Die Städte Bruchsal und Rastatt stehen jedoch mit der größten Anzahl von netzfreien Kacheln wieder ganz vorne. Die relativen Anteile bei den Netzen der anderen Kommunen schwanken meistens um den Wert von 10 %.

Analyse der relativen Häufigkeiten für die Hausanschlüsse

Bezüglich der Hausanschlüsse wurden zwei weitere Auswertungen durchgeführt. Einerseits die Verteilung der Längen der Anschlussleitungen sowie die Zahl der Hausanschlüsse pro Hektar.

Die Ermittlung der Häufigkeitsverteilung der Trassenlänge der Hausanschlussleitungen erfolgt nicht auf der Ebene des Hektarrasters, sondern auf der Ebene aller Gebäude, die einen Netzanschluss aufweisen. Der Auswertung liegt in diesem Fall eine Klassenbreite von 5 m zugrunde. Die Häufigkeiten der Anzahl der Hausanschlüsse pro Hektarzelle werden mit der Klassenbreite von fünf Anschlüssen berechnet.

Die Summe über alle 12 Netze in Baden-Württemberg ergibt etwas mehr als 49.000 beheizte Gebäude und somit auch gleich viele Hausanschlussleitungen. Fast 84 % davon weisen eine Länge von weniger als 15 m auf. Die größte Häufigkeit von fast 44 % ist bei einer Trassenlänge von 7,5 m pro Hausanschluss zu beobachten (Abbildung 109).

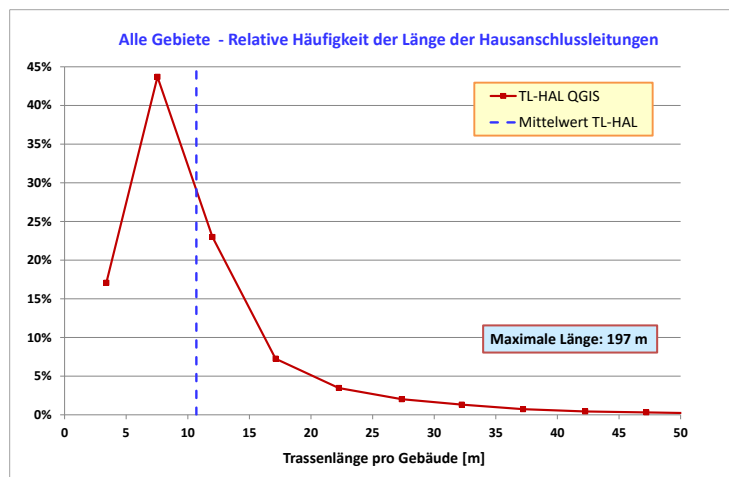


Abbildung 109: Häufigkeitsverteilung der Länge der Hausanschlussleitungen.

Obwohl 96 % aller Hausanschlüsse unterhalb der 30-Meter-Marke liegen, läuft die Häufigkeitsverteilung sehr weit in Richtung großer Trassenlängen aus. 360 Hausanschlüsse weisen eine Trassenlänge von mehr als 50 m auf, das Maximum liegt bei 197 m.

Der arithmetische Mittelwert dieser Verteilung beträgt 10,7 m, der Median misst 8,7 m. Dies entspricht einem Unterschied von 18,7 %. Offensichtlich ziehen die großen bis sehr großen Trassenlängen den Mittelwert im Vergleich zum Median ein Stück weit nach oben (Abbildung 109).

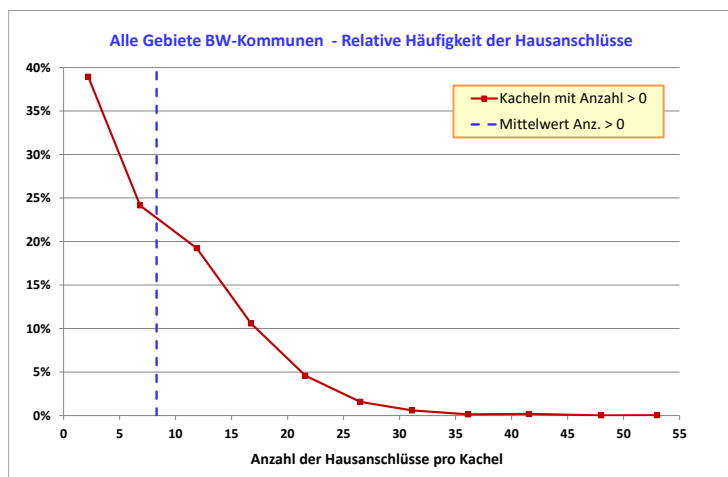


Abbildung 110: Häufigkeitsverteilung der Anzahl der Hausanschlüsse pro Kachel.

Der Häufigkeitsverteilung für die Anzahl der Hausanschlüsse liegen insgesamt 5.965 Hektarkacheln zugrunde. In 4.910 Zellen oder etwas mehr als 82 % liegt die Zahl der an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude unter dem Wert von 15. Mit weniger als 30 Hausanschlüssen sind bereits 99 % aller Kacheln abgedeckt. Vereinzelt treten sogar um die 50 Anschlüsse pro 100 x100m-Raster auf (Abbildung 110).

Der arithmetische Mittelwert dieser Verteilung liegt rechnerisch bei 8,3 Gebäuden. Der Median ist auch in diesem Fall etwas niedriger und hat den Wert 7,0. Der Unterschied beträgt nahezu 16 %.

Zusammenstellung der Kennwerte

Die aus den Häufigkeitsverteilungen abgeleiteten Mittelwerte wurden bereits diskutiert und mit dem jeweiligen Median verglichen. Da die in diesem Abschnitt vorgestellten Auswertungen auch für die beiden Städte in Rheinland-Pfalz vorgenommen wurden, ist ein Vergleich der jeweiligen Kennwerte möglich (Tabelle 11).

Tabelle 11: Gegenüberstellung der aus den Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassen abgeleiteten Kennwerte für Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

Häufigkeitsverteilungen	Kommunen in BW		Kommunen in RP	
	Mittelwert	Median	Mittelwert	Median
Trassenlänge Hauptleitungen	134 m	128 m	136 m	128 m
Trassenlänge Gesamtrasse (HL+HAL)	211 m	210 m	208 m	204 m
Trassenlänge Hausanschlussleitungen	10,7 m	8,7 m	9,8 m	7,9 m
Anzahl Hausanschlüsse pro Hektarzelle	8,3	7,0	8,8	8,0

Erstaunlich ist, dass die jeweiligen Mittelwerte nur in geringem Maße voneinander abweichen, obwohl für die beiden Städte in Rheinland-Pfalz Frankenthal und Bad Bergzabern nur insgesamt fünf Netztrassierungen vorgenommen wurden. Diese umfassen zudem zwei kleine ländliche Ortsgemeinden der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern mit nur 1.100 bzw. 550 Einwohnern (siehe Kapitel 5.6).

Mit Hilfe dieser Mittelwerte ist es möglich, eine grobe Abschätzung der zu erwartenden Trassenlänge eines Wärmenetzes in anderen Kommunen vorzunehmen. Dazu ist es notwendig, die Anzahl der Hektarkacheln zu kennen, die das Siedlungsgebiet einer Stadt oder Gemeinde umfasst. Um diese Zahl zu ermitteln, benötigt man in der Hotmaps-Toolbox lediglich ein paar wenige Mausclicks (Hotmaps, 2020). Tabelle 12 zeigt das Ergebnis einer solchen Abschätzung für die Stadt Stuttgart.

Tabelle 12: Abschätzung der Trassenlängen für die Landeshauptstadt Stuttgart

Abschätzung für Stuttgart:
11.565 Hektarzellen (HM-Toolbox)
Annahme: 10 % mit TL = 0
Trassenlänge 1: 2.200 km
Trassenlänge 2: 1.760 km (80 %)

Das Siedlungsgebiet der Stadt Stuttgart hat demnach, unter Berücksichtigung aller Stadtteile innerhalb der administrativen Grenzen, eine Größe von etwas mehr als 11.500 Hektar. Unter der Annahme, dass durch 10 % dieser Hektarkacheln keine Netztrassen laufen, resultiert daraus eine theoretisch mögliche Trassenlänge von rund 2.200 km. Liegen 20 % der dabei berücksichtigten Hektarzellen in Gebieten, in denen die Gebäude aufgrund der zu geringen Wärmedichte oder aus anderen Gründen mit Einzelheizungen ausgestattet werden, reduziert sich die Trassenlänge der Wärmenetze in Stuttgart auf 1.760 km (vergleiche Kapitel 7.2).

5.3.5 GIS-Karten zur räumlichen Verteilung von Trassenlänge und Liniendichte

Die räumliche Verteilung der Trassenlängen und Liniendichten in einem Siedlungsgebiet kann ebenso wie die Wärmedichte sehr gut mit Hilfe von GIS-Karten dargestellt werden. Als Beispiel wird hier das Siedlungsgebiet der Stadt Konstanz gewählt.

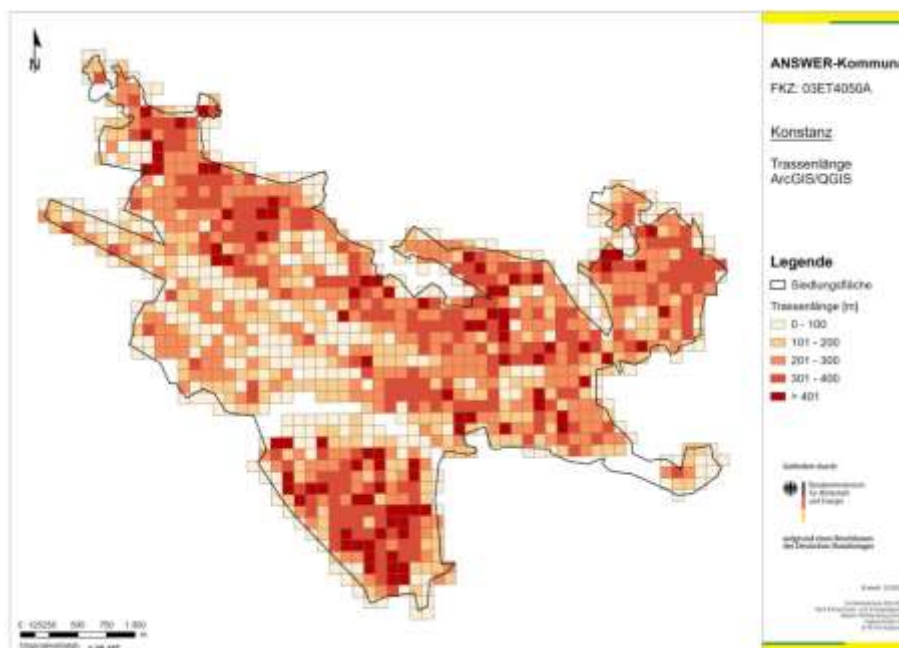


Abbildung 111: Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Gesamttrasse pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.

Interessant ist der Vergleich der GIS-Karte in Abbildung 111 zur räumlichen Verteilung der Trassenlänge mit der Wärmedichtekarte, die auf der Basis von drei verschiedenen Datenquellen (Hotmaps, PETA, WAD 2.0) erstellt wurde. Mit Hilfe eines groben, qualitativen Vergleichs lässt sich sagen, dass die Gebiete, in denen hohe Trassenlängen vorkommen, einigermaßen mit den Teilen des Siedlungsgebiets, die durch hohe Wärmedichten gekennzeichnet sind, korrelieren. Allerdings sind bei diesem Vergleich Unterschiede zwischen den verschiedenen Wärmealanten festzustellen.

So gleicht die Verteilung der Farbe Dunkelrot bei den Trassenlängen in der Innenstadt von Konstanz (südlicher, dreieckiger Teil der Karte) mehr der Verteilung der Wärmedichte bei PETA und WAD als bei Hotmaps. Richtung Nordosten des Siedlungsgebiets ist dagegen die räumliche Verteilung der Trassenlängen der Wärmedichtekarte mit Hotmaps-Daten ähnlicher (Abbildung 111 im Vergleich zu Abbildung 50, Abbildung 51 und Abbildung 52).

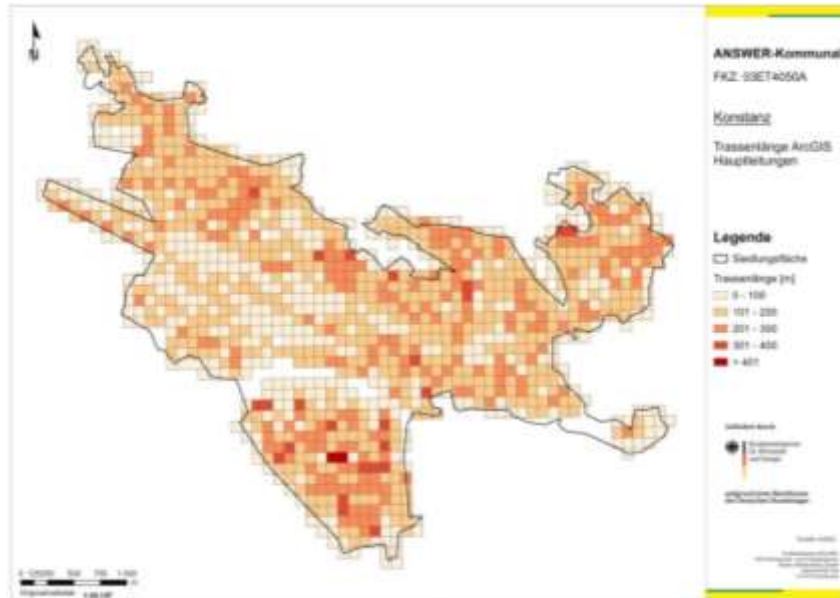


Abbildung 112: Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Hauptleitungen pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.

Eine ähnliche Aussage wie bei den Gesamttrassen kann beim Vergleich der räumlichen Verteilung der Trassenlängen für die Hauptleitungen gemacht werden (Abbildung 112 im Vergleich zu Abbildung 50, Abbildung 51 und Abbildung 52).

Die räumliche Verteilung der Liniendichte in Abbildung 113 ist ein Ergebnis der Verknüpfung der GIS-Trassenlängen mit den Wärmedichten auf der Grundlage von Hotmaps-Daten.

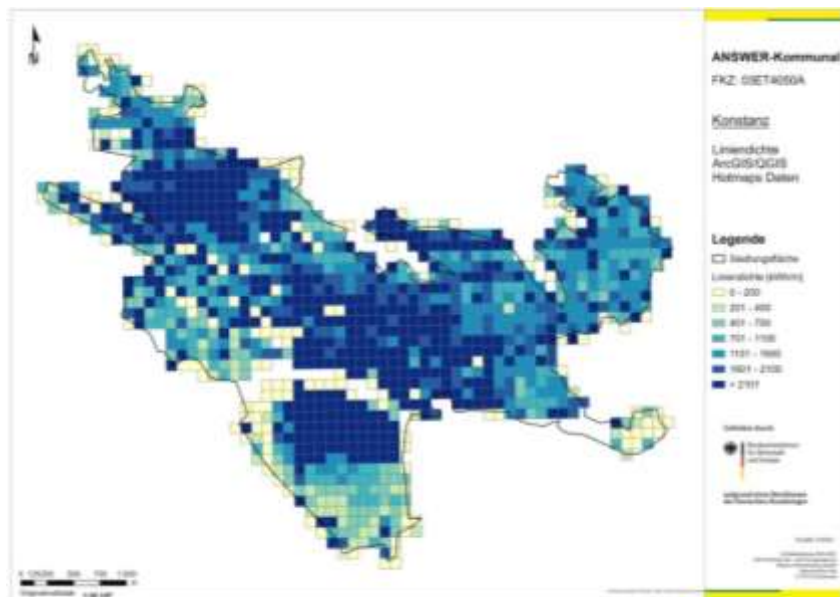


Abbildung 113: Räumliche Verteilung der Liniendichten der GIS-Trassen pro Hektarzelle am Beispiel der Stadt Konstanz.

Deshalb ähnelt die räumliche Verteilung der Liniendichte in der südlich gelegenen Innenstadt von Konstanz sehr stark der räumlichen Verteilung der mit Hotmaps-Daten berechneten Wärmedichte (siehe Abbildung 50). In ähnlicher Weise gilt das auch für die übrigen Teile des Siedlungsgebiets.

5.3.6 Einordnung der Vorgehensweise in den Gesamtzusammenhang

Dieser Abschnitt hat zum Ziel, die im Kapitel 5.3 beschriebenen Arbeitsschritte in den Gesamtzusammenhang auf dem Weg zur Ermittlung der Grenzen der Eignungsgebiete einzuordnen.

Eine wesentliche Grundlage jeglicher kommunaler Wärmeplanung ist die möglichst genaue Ermittlung des Wärmebedarfs der Stadt oder Gemeinde und die daraus abgeleitete **Wärmedichtekarte**. Damit ist der Startpunkt für alle weiteren Planungsschritte markiert.

Die in Kapitel 5.3.4 beschriebenen **Häufigkeitsverteilungen der Wärmedichte**, die im Gegensatz zur Wärmedichtekarte keine räumlichen Informationen enthalten, liefern aufgrund ihres Kurvenverlaufs ein einfach nachvollziehbares Maß für die Festlegung von Wärmedichte-Schwellwerten für jede Kommune. Mit Hilfe der Wärmedichte-Schwellwerte kann das zu untersuchende Siedlungsgebiet in verschiedene Teilgebiete gegliedert werden, innerhalb derer die Wärmedichte die jeweils vorgegebene Untergrenze nicht oder nur in Ausnahmefällen unterschreitet.

Die mit Hilfe der **Wärmedichte-Schwellwerte festgelegten Teilgebiete** eines größeren Siedlungsgebiets liefern eine zusätzliche räumliche Variable für die Analyse verschiedener Szenarien bei der Abschätzung von Trassenlängen, Liniendichten und Wärmeverteilungskosten. Dadurch kann der Einfluss der Wärmedichte und damit im Zusammenhang der Einfluss der Liniendichte auf die Wärmeverteilungskosten auf breiterer Grundlage untersucht werden.

Die Berechnung der **Wärmeverteilungskosten** ist wiederum ein wesentlicher Zwischenschritt auf dem Weg zur Einteilung des Siedlungsgebiets in Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen. In der jeweiligen Höhe der Wärmeverteilungskosten spiegeln sich die Art der Siedlungsstruktur und die für jede Kommune charakteristische Wärmedichtekarte wider. Die Berücksichtigung verschiedener Szenarien während der Ermittlung der Verteilungskosten durch Variation des Wärmedichten-Schwellwerts und des Anschlussgrads an das Wärmenetz bietet eine wichtige Grundlage dafür, die Ergebnisse besser vergleichen und einordnen zu können.

Die **Berechnung von Netztrassen mit Hilfe der Anwendung von GIS-Methoden** bietet die Voraussetzung dafür, die Struktur von Wärmenetzen innerhalb verschiedener Siedlungsstrukturen zu untersuchen und daraus verschiedene Kennwerte für Wärmenetze abzuleiten. Außerdem erlauben die dabei ermittelten Trassenlängen einen Vergleich mit den über das Konzept der effektiven Breite abgeschätzten Trassenlängen.

Die Durchführung der beschriebenen Arbeitsschritte liefert am Ende alle Bausteine, um die Wärmeverteilungskosten als Funktion der Liniendichte zu berechnen und grafisch darzustellen. Abbildung 114 zeigt das Ergebnis dieser Berechnung auf der Grundlage entsprechender Daten für alle Modellkommunen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

Die Berechnung der Wärmedichten basiert auf Hotmaps-Daten, während die Ermittlung der Trassenlängen, die den Liniendichten zugrunde liegen, mit Hilfe des Konzepts der effektiven Breite erfolgte.

Die untere Kurve, bestehend aus den blauen und grünen Markierungspunkten, repräsentiert alle Wertepaare, die der hohen Anschlussgradiententwicklung (Zunahme von 60 % auf 95 % innerhalb von 30 Jahren) zuzuordnen sind. Die unterschiedliche Farbmarkierung verdeutlicht wiederum, zu welchem Wärmedichten-Schwellwert die jeweiligen Punkte gehören.

Auch ohne Berechnung einer Regressionskurve ist schnell ersichtlich, dass die Punkte auf der unteren Kurve eine gute Korrelation aufweisen. Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass auf diese Art und Weise repräsentative Kostenkurven für die Wärmeverteilungskosten ermittelt werden können.

Dabei sind im Vergleich zum Kurvenverlauf in Abbildung 114 dann Unterschiede zu erwarten, wenn die Wärmedichte auf der Grundlage einer anderen Datenquelle ermittelt wird (siehe Kapitel 5.2.5).

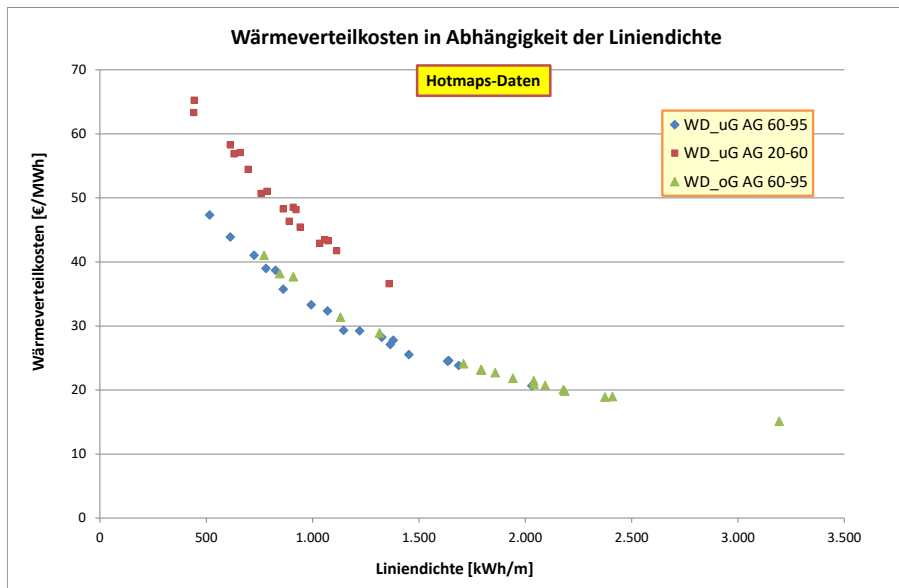


Abbildung 114: Wärmeverteilungskosten als Funktion der Liniendichte berechnet auf der Basis von Hotmaps-Daten (TL ermittelt mit effektiver Breite).

Die überragende Bedeutung des Parameters „Anschlussgrad an das Wärmenetz“ auf die Höhe der Wärmeverteilungskosten, wird auch in Abbildung 114 sehr deutlich. Die höher gelegene Kurve mit den roten Markierungspunkten gibt die Wärmeverteilungskosten bei niedrigen Anschlussgraden wieder (Anstieg von 20 % auf 60 % innerhalb von 30 Jahren). Die Unterschiede zwischen beiden Kurven sind markant, sie liegen im Bereich von bis zu 30 %.

5.4 Vergleich verschiedener Methoden zur Trassenlängenberechnung

5.4.1 Ausführliche Beschreibung des Konzepts der Effektiven Breite (EB)

Ergänzend zu den Ausführungen in Kapitel 5.3.1 soll hier das Konzept der effektiven Breite ausführlicher erläutert werden. Der Zusammenhang zwischen effektiver Breite und Trassenlänge ist, wie bereits ausgeführt, definiert als:

$$w = \frac{A}{l}$$

Formel 2: Zusammenhang zwischen effektiver Breite w und der Trassenlänge l innerhalb einer gemeinsamen Bezugsfläche A .

Weitere Anknüpfungspunkte an Kapitel 5.3.1 sind die Gleichungen, mit denen in Abbildung 83 der Zusammenhang zwischen effektiver Breite w und plot ratio pr beschrieben wird. Formel 3 zeigt die Gleichung in der Form, wie sie von Urban Persson und Sven Werner ursprünglich veröffentlicht wurde (Persson, et al., 2010).

$$w = 61,8 \times pr^{-0,15}$$

Formel 3: Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio in der zuerst veröffentlichten Form (siehe Abbildung 83).

Der Kurvenverlauf besagt, dass bei abnehmenden Werten der plot ratio die effektive Breite immer stärker ansteigt, was schließlich zur Folge hat, dass die daraus berechnete Trassenlänge pro Flächeneinheit gemäß Formel 2 reziprok dazu abnimmt.

Abnehmende plot ratio oder Geschossflächenzahl kann zum einen bedeuten, dass es nur vereinzelte, durchaus größere Gebäude gibt, die am Rand der Bezugsfläche angesiedelt sind. In diesem Fall ist es tatsächlich denkbar, dass die Trassenlänge, die erforderlich ist, um diese Gebäude in ein Wärmenetz einzubinden, kleiner wird.

Abnehmende plot ratio oder Geschossflächenzahl kann aber auch bedeuten, dass es eine größere Zahl kleiner, eingeschossiger Gebäude gibt, die mehr oder weniger gleichmäßig über die gesamte Bezugsfläche verteilt sind. In diesem Fall ist es nicht unbedingt nachvollziehbar, dass die Trassenlänge des Wärmenetzes, das zum Erschließen der Gebäude innerhalb dieser Bezugsfläche erforderlich ist, geringer wird.

Überlegungen dieser Art waren möglicherweise der Ausgangspunkt dafür, dass während der Entwicklung des Pan European Thermal Atlas im Rahmen der Heat Roadmap Europe Projekte, die Korrelationsgleichung zwischen effektiver Breite und plot ratio angepasst wurde. Formel 4 zeigt den geänderten Zusammenhang auf, der im Folgenden als Konzept Effektive Breite 1 oder abgekürzt EB 1 bezeichnet wird (Persson, et al., 2019).

$$w = 137,5 \times pr + 5,0 \quad (0 < pr \leq 0,4)$$

$$w = 60 \quad (pr > 0,4)$$

Formel 4: Für PETA modifizierter Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio (siehe Abbildung 83).

Falls die Geschossflächenzahl (plot ratio) unter den Wert von 0,4 fällt und darüber hinaus weiter abnimmt, führt die obere Gleichung in Formel 4 dazu, dass die aus der effektiven Breite berechnete Trassenlänge eines Wärmenetzes entsprechend, eine ansteigende Tendenz aufweist. Bezugsflächen sind jetzt nicht mehr beliebig geformte Flächen, wie sie noch Formel 3 zugrunde lagen, sondern das regelmäßige Hektarraster.

Oberhalb des Wertes der Geschossflächenzahl von 0,4 bleibt die effektive Breite dagegen konstant bei 60 (Formel 4, untere Gleichung). Das hat zur Folge, dass die Trassenlänge eines Wärmenetzes in den Hektarkacheln, in denen dieses zutrifft, gleichmäßig den Wert 166,7 m annimmt.

Ermittelt man mit Hilfe des Konzepts der effektiven Breite die Trassenlängen für ein gesamtes Siedlungsgebiet einzeln für jede Hektarzelle, haben die hier erläuterten Zusammenhänge Auswirkungen auf die Häufigkeitsverteilung (Abbildung 115).

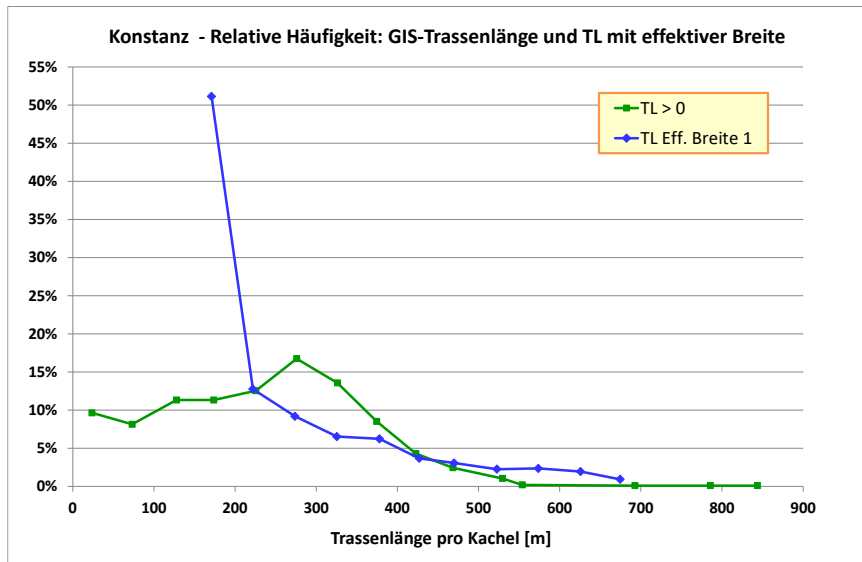


Abbildung 115: Vergleich der relativen Häufigkeiten der Trassenlänge zwischen der Berechnung mit effektiver Breite und der mit GIS-Methoden ermittelten Trasse.

Da unterhalb von 200 m Trassenlänge pro Hektarkachel nur noch der Wert 166,7 m als Klassenmittelwert vorkommt, gibt es in diesem Bereich nur eine einzige Klasse, die allerdings eine sehr hohe relative Häufigkeit aufweist. In Abbildung 115 ist dies deutlich am Verlauf der blauen Kurve zu erkennen. Die Klasse von 150 m bis 200 m ist dort mit einer Häufigkeit von mehr als 50 % vertreten.

Die grüne Kurve in Abbildung 115, die die Häufigkeitsverteilung der mit GIS-Methoden berechneten Trasse dokumentiert (siehe Kapitel 5.3.3), zeigt dagegen bei x-Achsen-Werten zwischen null und 200 m einen ganz anderen, gleichmäßigeren Verlauf. Auch bei weiter ansteigenden Werten sind noch deutliche Unterschiede zwischen beiden Kurven festzustellen, allerdings mit umgekehrtem Vorzeichen und geringeren Abweichungen. Erst ab einer Trassenlänge pro Hektarkachel von ca. 380 m gleichen sich die beiden Kurvenverläufe immer mehr an.

Formel für die Wärmeverteilungskosten

In Kapitel 5.3.1 wurde die Formel zur Ermittlung der Wärmeverteilungskosten, in der die effektive Breite w als Variable im Nenner steht, bereits vorgestellt (Formel 1). Dies entspricht in Formel 5 dem linken Teil der Gleichung mit der Wärmedichte q_L als zweitem Parameter im Nenner.

$$Cd = \frac{a(C1 + C2 * da)}{qL * w} = \frac{a(C1 + C2 * da)}{p * \alpha * q * w}$$

Formel 5: Mathematischer Zusammenhang zur Berechnung der Wärmeverteilungskosten von Wärmenetzen in erweiterter Form.

Die Wärmedichte q_L kann, so wie in der rechten Gleichung von Formel 5 dargestellt, in folgende Parameter zerlegt werden:

Parameter	Beschreibung	Einheit
p	Einwohnerdichte (Bezugsfläche: Hektarraster)	n/km ²
α	Wohnfläche pro Einwohner (Hektarraster)	m ² /n
q	spezifischer Wärmebedarf (Hektarraster)	kWh/m ²

Die Einwohnerdichte, die Wohnfläche pro Einwohner und der spezifische Wärmebedarf von Gebäuden sind Parameter, für die es flächendeckende statistische Daten für alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union gibt.

Die Daten sind jeweils auf das Hektarraster bezogen und bieten somit eine gute Grundlage, um großräumige strategische Analysen durchzuführen, wie das zum Beispiel in den Projekten Heat Roadmap Europe mit Hilfe des Wärmeatlas PETA durchgeführt wurde (Persson, et al., 2019).

Weiterentwicklung des Konzepts Effektive Breite (EB 2)

Im Rahmen des EU-Projektes sEnergies (Quantification of synergies between energy efficiency first principle and renewable energy systems), an dessen Konsortium Institute aus acht verschiedenen europäischen Ländern beteiligt sind, wurde das Konzept Effektive Breite mittlerweile weiterentwickelt (Person, et al., 2021). Dies erfolgte unter den folgenden Voraussetzungen:

- Auswertung der Trassenverläufe des Fernwärmenetzes von Fjernvarme Fyn in Odense, Dänemark; es handelt sich um das drittgrößte dänische Fernwärmesystem
- Durchführung der Auswertung getrennt nach Hauptleitungen und Hausanschlussleitungen
- Anwendung eines Hektarrasters mit 100 m x 100 m Kantenlänge als Basis

Das Ergebnis der Auswertungen sind zwei verschiedene Punktwolken für Haupt- und Hausanschlussleitungen sowie die daraus abgeleiteten Gleichungen zur Beschreibung des Zusammenhangs zwischen effektiver Breite und plot ratio (Abbildung 116).

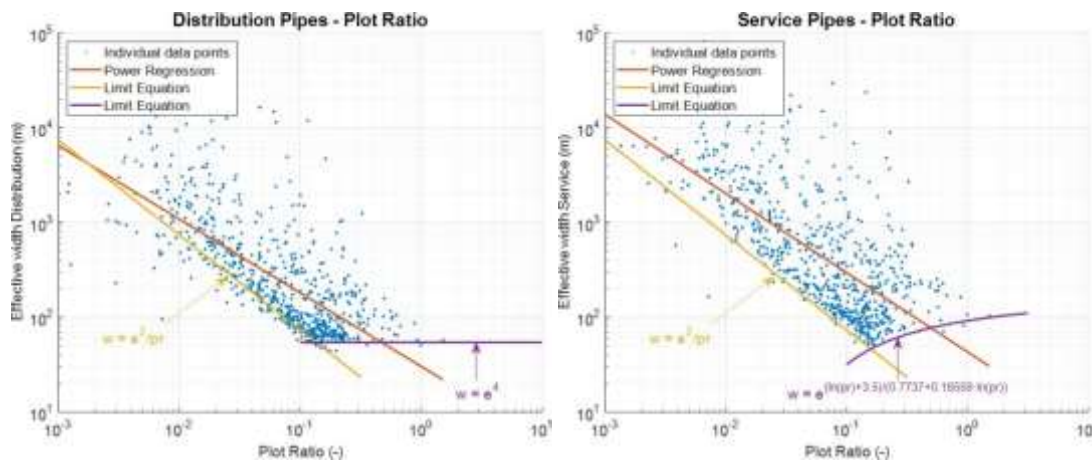


Abbildung 116: Effektive Breite als Funktion der plot ratio für die Hauptleitungen (links) und die Hausanschlussleitungen (rechts).

Die in den beiden Diagrammen rot gekennzeichneten Regressionskurven, die den jeweiligen Mittelwert der effektiven Breite für eine gegebene plot ratio markieren, wurden von den Autoren aufgrund verschiedener ungünstiger Auswirkungen bei der Anwendung dieser Kurven wieder verworfen. Stattdessen wurde entschieden, die unteren Begrenzungskurven der Punktwolken als Korrelation zwischen effektiver Breite und plot ratio auszuwählen (gelbe und violette Linien in Abbildung 116).

Für Haupt- und Hausanschlussleitungen zwischen sehr kleinen Werten von pr und einem pr -Wert von ungefähr 0,1 lautet die Funktionsgleichung der Grenzkurve wie folgt (Formel 6):

$$w = \frac{e^2}{pr} \quad (0 < pr < 0,15)$$

Formel 6: Effektive Breite 2: w als Funktion der plot ratio im kleinen Wertebereich von pr für die Haupt- und Hausanschlussleitungen.

Bei größeren Werten der plot ratio oberhalb von ungefähr 0,2 ändert sich der Zusammenhang im Fall der Hauptleitungen gemäß Formel 7

$$w = e^4 \quad (pr \geq 0,15)$$

Formel 7: Effektive Breite 2: w als konstanter Wert bei großen Werten von pr für die Hauptleitungen.

Bei den Hausanschlussleitungen kommt bei großen pr-Werten eine etwas komplexere e-Funktion zum Einsatz (Formel 8).

$$w = e^{\frac{\ln(pr)+3,5}{0,7737+0,18559 \times \ln(pr)}} \quad (pr \geq 0,15)$$

Formel 8: Effektive Breite 2: w als Funktion der plot ratio im hohen Wertebereich für die Hausanschlussleitungen.

In den drei oben erläuterten Gleichungen (Formel 6 bis Formel 8) handelt es sich beim Parameter e jeweils um die Eulersche Zahl.

Den Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio zeigt das linke Diagramm in Abbildung 117 in grafischer Form, getrennt nach Haupt- und Hausanschlussleitungen. Charakteristisch ist ein sehr steiler Anstieg der Kurve, sofern die plot ratio kleinere Werte als 0,1 annimmt.

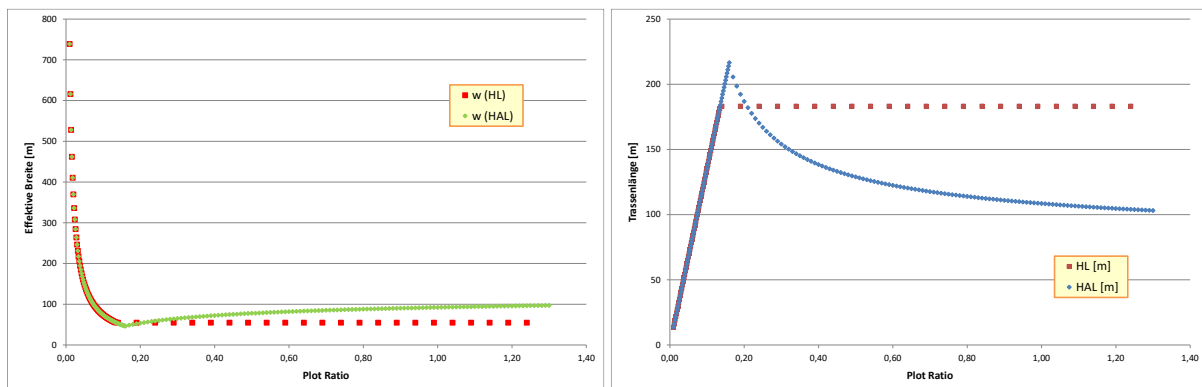


Abbildung 117: Effektive Breite 2: Grafische Darstellung des Zusammenhangs zwischen w und pr (linkes Diagramm) sowie Trassenlänge und plot ratio (rechtes Diagramm).

Rechnet man die effektive Breite mit Hilfe der Formel 2 in die Trassenlänge um, entsteht der Kurvenverlauf gemäß dem rechten Diagramm in Abbildung 117.

Auch hier erfolgt die Darstellung wieder getrennt nach Haupt- und Hausanschlussleitungen. Der abfallende Teil rechts vom Maximum der blauen Kurve für die Hausanschlussleitungen entspricht der Exponentialfunktion gemäß Formel 8.

Mit dieser hier im Abschnitt EB 2 beschriebenen Vorgehensweise wird die effektive Breite immer in einem gewissen Ausmaß unterschätzt. Das hat zur Folge, dass die Trassenlängen und damit die Wärmeverteilungskosten überschätzt werden (Person, et al., 2021).

5.4.2 Vergleich der GIS-Trassenlängen mit Effektiver Breite 1 und 2

Da das Konzept Effektive Breite 1 im Berechnungsmodul *District Heating Potential - Economic Assessment* der Hotmaps-Toolbox implementiert ist, ist seine Anwendung schnell und einfach auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung möglich.

Wie die in Kapitel 5.3.2 dokumentierten Ergebnisse zeigen, können damit für verschiedene Siedlungsgebiete die Trassenlänge, die Liniendichte und darauf aufbauend die Wärmeverteilungskosten ermittelt werden.

Das Konzept Effektive Breite 2, mit dessen Hilfe ebenfalls Trassenlängen bestimmt werden können, ist bislang noch nicht in die Rechenverfahren der Hotmaps-Toolbox eingebaut, sondern Bestandteil einer anderen Berechnungsplattform, die von der TU Wien in Zusammenarbeit mit anderen Instituten entwickelt wird. Im Rahmen eines intensiven Informationsaustauschs mit der Energy Economic Group der TU Wien sowie dem Forschungsunternehmen e-think, ebenfalls ansässig in Wien, wurden Randbedingungen für entsprechende Vergleichsrechnungen mit dem Konzept Effektive Breite 2 gemeinsam definiert sowie die Ergebnisse der darauf aufbauenden Berechnungen gemeinsam ausgewertet. Beide genannten Institute waren bis September 2020 auch Mitglieder des Hotmaps-Konsortiums (Hotmaps, 2020).

Das in Kapitel 5.3.3 vorgestellte Verfahren zur Berechnung von Wärmenetztrassen mit Hilfe von GIS-Methoden verfolgt im Gegensatz zum Konzept der Effektiven Breite einen ganz anderen Ansatz. Ergebnis dieses Verfahrens sind berechnete Netztrassen für unterschiedlich große Siedlungsgebiete, aus denen der Verlauf der Hauptleitungen und der Hausanschlussleitungen hervorgeht. Auf dieser Grundlage ist es möglich, die Trassenlängen für ganze Siedlungsgebiete, Teile von Siedlungsgebieten oder für einzelne Hektarkacheln zu berechnen. Dies bietet die Voraussetzung, die GIS-Trassenlängen mit den Trassenlängen, die durch die Anwendung des Konzepts Effektive Breite bestimmt werden, zu vergleichen.

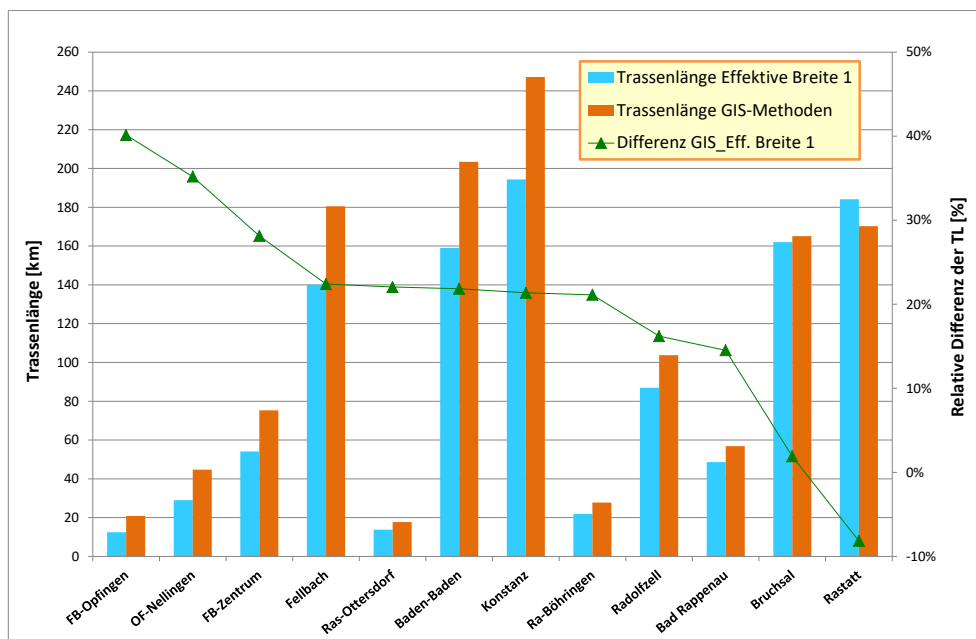


Abbildung 118: Vergleich der berechneten Trassenlängen zwischen GIS-Trassen und EB1.

In Zusammenarbeit mit der TU Wien und e-think erfolgte als erstes der Vergleich der Trassenlängen berechnet mit dem Konzept Effektive Breite 1, mit den aufsummierten Trassenlängen der Haupt- und Hausanschlussleitungen für die mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen (Abbildung 118).

Da die mit Hilfe von ArcGIS/QGIS berechneten Netztrassen alle beheizten Gebäude mit einem angenommenen Anschlussgrad von 100 % erschließen, war es notwendig auf der Seite der Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 vergleichbare Randbedingungen für die Siedlungsgebiete zu definieren. In Absprache mit den Wissenschaftlern von TU Wien und e-think wurden folgende Randbedingungen festgelegt:

Der angenommene Berechnungs- oder Investitionszeitraum erstreckt sich lediglich über 10 Jahre und dauert bis 2030. Um den vollständigen Anschluss an das Wärmenetz zum Ende dieses Zeitraums zu simulieren, werden ein hoher Anfangswert und ein Endwert von 100 % gewählt.

Da Einsparungen aufgrund von Gebäudesanierung, bei der der GIS-Trassierung keine Rolle spielen, wird der Parameter „Akkumulierte Einsparung“ in der Hotmaps-Toolbox auf null gesetzt. Die Obergrenze der Verteilkosten ist mit 50 €/MWh so hoch gewählt, dass sie während der Berechnungen nicht angenähert oder überschritten wird.

Alle genannten Werte sind in Tabelle 13 nochmals zusammengefasst.

Tabelle 13: Parameter im Berechnungsmodul *District Heating Potential – Economic Assessment* der Hotmaps-Toolbox für den Vergleich der Trassenlängen.

	2021	2030
Anschlussgradentwicklung	80%	100%
Akkumulierte Einsparung bis 2030	0%	
Obergrenze Verteilkosten	50 €/MWh	
Zinssatz	3%	
Laufzeit	30 Jahre	

Das Ergebnis der Vergleichsrechnung ist eindeutig. Die mit Hilfe der GIS-Methoden ermittelten Trassenlängen sind größer als die Trassenlängen, die auf dem Konzept Effektive Breite 1 beruhen. Lediglich die Stadt Rastatt bildet in der Reihe der 12 Siedlungsgebiete eine Ausnahme. Dort ist die EB1-Trassenlänge etwas größer (Abbildung 118).

Die Mehrzahl der relativen Differenzen schwankt um einen Wert im Bereich von 20 %. In zwei Fällen überschreitet die Abweichung diesen Bereich deutlich (Freiburg-Opfingen und Ostfildern-Nellingen). In weiteren zwei Fällen ist die relative Differenz entweder klein, aber positiv (Bruchsal) oder wie in Rastatt ins Negative verkehrt, jedoch mit einem geringen Betrag (Abbildung 118). Bei der Beurteilung des Diagramms muss berücksichtigt werden, dass die auf den GIS-Methoden basierenden Trassenlängen immer aus der Summe von Haupt- und Hausanschlussleitungen bestehen.

Wie in Kapitel 5.4.1 erläutert, wurden bei der Sammlung der empirischen Daten während der Entwicklung des Konzepts Effektive Breite 1 für den Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio lediglich die Hauptleitungen und nicht die Hausanschlussleitungen berücksichtigt. Das heißt, ein wesentlicher Teil der Gesamtrassenlänge fehlte bei dieser Analyse.

Wie aus den aufsummierten GIS-Trassen der 12 Netze in Baden-Württemberg in Abbildung 98 ersichtlich ist, entfallen auf die Hausanschlussleitungen, gemittelt über alle Netze, ein Anteil von 40 % der gesamten Trassenlänge. Auf der Grundlage dieses Zahlenverhältnisses liegt der Schluss nahe, dass die mit dem Konzept Effektive Breite 1 abgeschätzten Trassenlängen, die sich per Definition ja nur auf die Hauptleitungen beziehen, nicht den tatsächlichen Anteil der Hauptleitungen abbilden.

Die mit Hilfe der Effektiven Breite 1 abgeschätzten Trassenlängen sind im Vergleich zu den tatsächlichen Trassenlängen der Hauptleitungen insgesamt zu hoch.

Anstieg der Trassenlänge in Abhängigkeit zunehmender Anschlussgrade

Um ein Siedlungsgebiet mit Hilfe eines Wärmenetzes für die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien zu erschließen, müssen bereits bei Anschlussgraden, die deutlich unter 100 % liegen, alle Hauptleitungen verlegt sein, um die bis zu diesem Zeitpunkt angeschlossenen, räumlich verteilten Wärmekunden versorgen zu können. Danach wächst die Gesamtrassenlänge dieses Wärmenetzes nur noch über die stetige Zunahme der Hausanschlüsse, wenn weitere Wärmekunden hinzukommen. Die hier geschilderten Zusammenhänge bilden die Prämisse für die im Folgenden dokumentierten Auswertungen.

Wie die jeweils links angeordneten Grafiken in Abbildung 86, Abbildung 87 und Abbildung 88 in Kapitel 5.3.2 zeigen, wächst die mit Hilfe des Konzepts Effektive Breite 1 ermittelte Trassenlänge irgendwie proportional zum zunehmenden Anschlussgrad, wobei deutlich voneinander abweichende Gradienten zu beobachten sind. Das heißt, in den Diagrammen sieht es so aus, als würde sich die Zunahme des Anschlussgrads von 60 % auf 95 % am Ende des Investitionszeitraums in unterschiedlichem Ausmaß auf die Entwicklung der gesamten Trassenlänge auswirken.

Um diesen Sachverhalt genauer beurteilen zu können, wurde die Zunahme der Trassenlänge in Abhängigkeit steigender Anschlussraten aus den GIS-Trassen für sechs verschiedene Städte berechnet. Grundlage dafür sind die abgeleiteten mittleren Hausanschlusslängen, die mit Abweichungen zwischen 3 % und 18 % um den Mittelwert von 10,7 m schwanken. Als weitere Randbedingung kommt der Anstieg des Anschlussgrads von 60 % auf 95 % dazu.

Die aus den GIS-Trassen berechneten Zunahmen wurden den über das Konzept Effektive Breite 1 ermittelten Anstiegen der Trassenlänge gegenübergestellt (Abbildung 119).

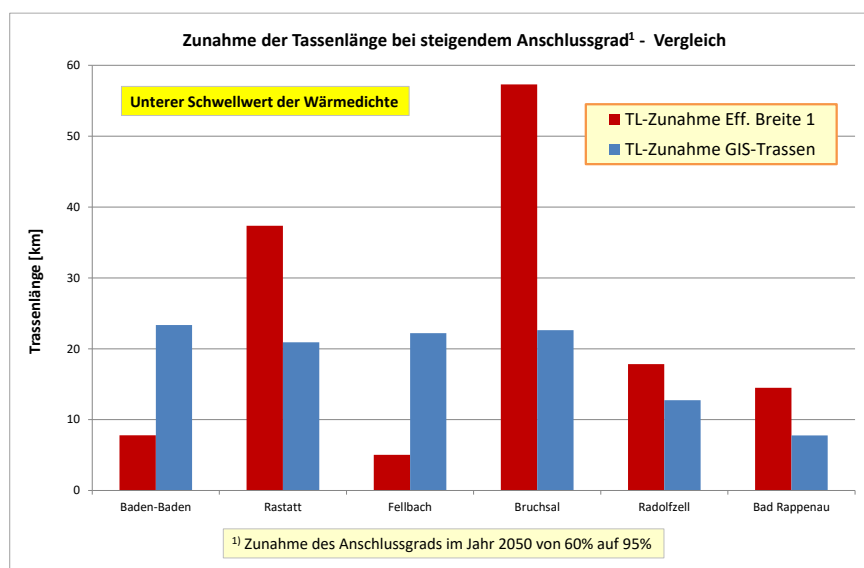


Abbildung 119: Vergleich der Zunahme der Trassenlängen bei Erhöhung des Anschlussgrades zwischen Effektive Breite 1 und den GIS-Trassen.

Bei der zugrunde gelegten Anschlussgradzunahme erhöht sich die Zahl der Wärmekunden in den Städten Baden-Baden, Rastatt, Fellbach und Bruchsal in jeweils vierstelliger Höhe. Die genauen Zahlen liegen zwischen 1.760 und 2.360.

Multipliziert mit den mittleren Hausanschlusslängen folgt daraus, dass die aufsummierten Trassenlängen der Wärmenetze jeweils um etwas mehr als 20 km zunehmen (Abbildung 119, blaue Säulen).

Im Gegensatz dazu zeigen die roten Säulen sehr starke Ausschläge entweder nach unten oder nach oben. Die relativen Abweichungen zwischen roten und den blauen Säulen betragen, jeweils bezogen auf die bei den GIS-Trassen beobachteten Zunahme, zwischen -77 % (Fellbach) und +155 % (Bruchsal). Das heißt, mit Hilfe des Konzepts Effektive Breite 1 kann das Längenwachstum der Netztrasse aufgrund steigender Anschlussgrade nicht im richtigen Ausmaß modelliert werden.

Unterschiede der Gesamtrassenlängen beim Konzept Effektive Breite 2

Mit Hilfe der Kollegen von TU Wien und e-think wurde schließlich untersucht, wie sich die Trassenlängen, die aus der Anwendung der GIS-Methoden resultieren, von den Trassenlängen, die das Ergebnis von Berechnungen mit Hilfe des Konzepts Effektive Breite 2 sind, unterscheiden. Die Analysen umfassen in diesem Fall die Siedlungsgebiete von drei Städten aus der Gruppe der Modellkommunen in Baden-Württemberg.

Zunächst richtet sich der Blick auf die Hauptleitungen. In allen drei Städten sind die aufsummierten Trassenlängen größer als die mit GIS-Methoden ermittelten Trassenlängen (Abbildung 120).

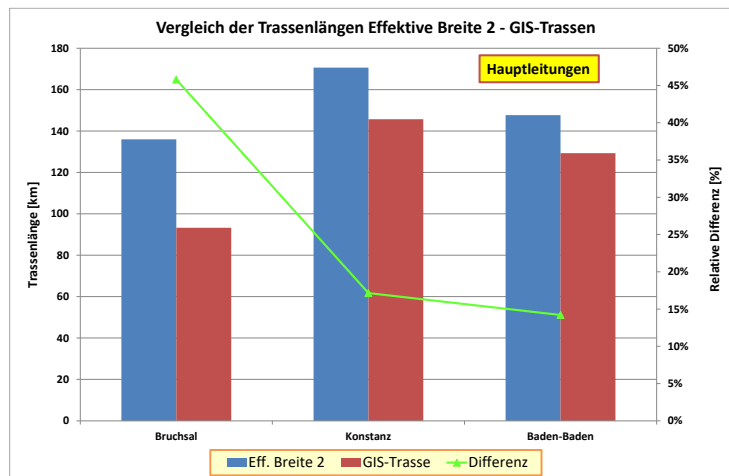


Abbildung 120: Vergleich von EB2-Trassenlängen und GIS-Trassen für die Hauptleitungen.

Für Bruchsal beträgt liegt der Unterschied bei rund 45 %, während er für die beiden anderen Städte um 15 % schwankt.

Beim Blick auf die Hausanschlussleitungen ergibt sich im Prinzip dasselbe Bild. Die über das Konzept Effektive Breite 2 abgeschätzten Trassenlängen sind größer als bei den GIS-Trassen. Die Unterschiede sind im Vergleich zu den Hauptleitungen jedoch signifikant höher. Zwischen 40 % (Konstanz) und über 70 % mehr Trassenlänge für Bruchsal und Baden-Baden sind zu verzeichnen (Abbildung 121).

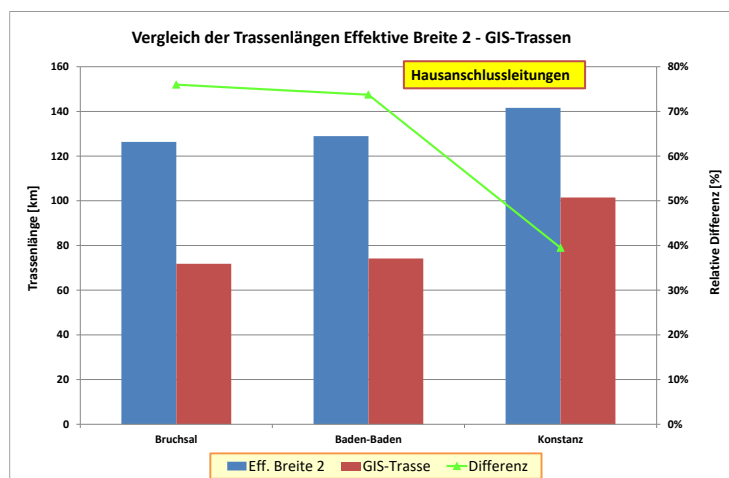


Abbildung 121: Vergleich von EB2-Trassenlängen und GIS-Trassen für die Hausanschlussleitungen.

Die berechneten Abweichungen bei den Haupt- und den Hausanschlussleitungen stehen auf jeden Fall im Einklang mit der beschriebenen Vorgehensweise bei der Definition des Konzepts Effektive Breite 2 (siehe Abbildung 116 und Abbildung 117).

Mit dem Verfahren Effektive Breite 2 werden die Trassenlängen von Hauptleitungen und Hausanschlussleitungen zunächst getrennt bestimmt. Die grünen Säulen in Abbildung 122 bilden die Summen aus beiden Werten ab. Darüber hinaus sind nochmals die über das Konzept Effektive Breite 1 ermittelten Trassenlängen für die drei Städte abgebildet, um einen Gesamtvergleich mit den Trassenlängen der GIS-Methode zu ermöglichen.

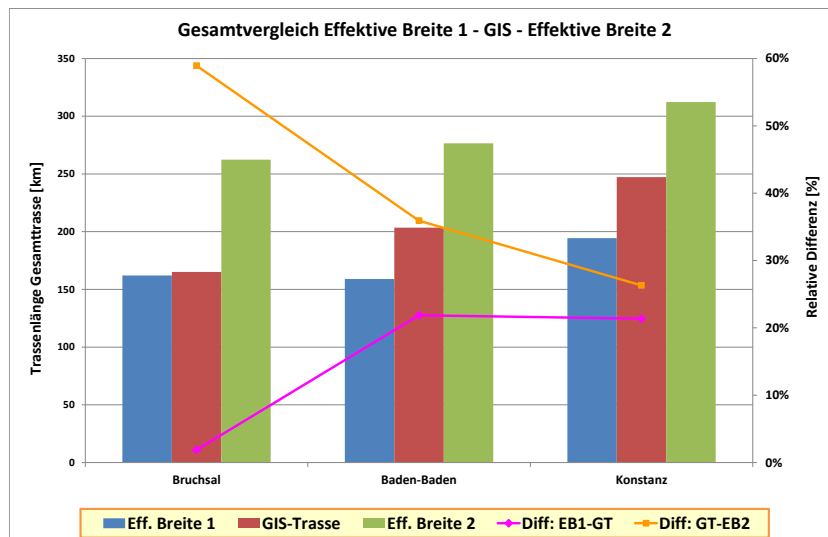


Abbildung 122: Vergleich der berechneten Trassenlängen zwischen GIS-Trassen, EB1 und EB2.

Aus dem Trassenlängenvergleich in Abbildung 122 können die folgenden Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Die Trassenlängen durch Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 berechneten Trassenlängen sind geringer als die Trassenlängen der GIS-Methode. In den meisten der untersuchten Fälle liegt der Unterschied im Bereich von 20 %. Das hat zur Folge, dass auch die Wärmeverteilungskosten entsprechend unterschätzt werden.
- Die mit dem Konzept Effektive Breite 2 berechneten Trassenlängen sind deutlich größer als die mit Hilfe der GIS-Methode bestimmten. Die Unterschiede betragen zwischen 30 % und 40 %. Das heißt, die Wärmeverteilungskosten werden in diesem Fall entsprechend überschätzt.

Bei Anwendung der in Kapitel 5.3.3 beschriebenen GIS-Methoden kann man davon ausgehen, dass die Trassenlänge eines ausgedehnten realisierten Wärmenetzes zwar nicht exakt, aber doch ziemlich genau abgebildet wird. Das heißt, die mit diesen Trassenlängen ermittelten Wärmeverteilungskosten wären auf jeden Fall genauer als diejenigen, die über das Konzept Effektive Breite bestimmt werden.

Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass zur Berechnung der Netztrasse immer auch ein gewisser zusätzlicher Zeitaufwand erforderlich ist, der mit zunehmender Größe der Siedlungsgebiete zunimmt. Außerdem gibt es bislang keine GIS-Plattform mit Berechnungsmodulen, die dafür geeignet sind, die mit GIS-Methoden ermittelten Trassenlängen in die Berechnung der Wärmeverteilungskosten zu integrieren.

Die in diesem Zusammenhang durchgeführten Überlegungen führten während des Projektverlaufs schließlich zu der Entscheidung, bei der Berechnung von Trassenlängen im Vorfeld konkreter Netzplanungen einen neuen Ansatz auszuprobieren (siehe Kapitel 5.4.3).

5.4.3 Berechnung der Leitungslängen mittels Machine Learning (DFD):

Die hier entwickelte Methodik soll Leitungslängen auf der Ebene von 100x100 m Kacheln vorhersagen. Dazu wird, wie bei AP4 (Kapitel 4.2), der Random Forest Algorithmus verwendet (Breiman 2001).

Im vorliegenden Fall wird jedoch nicht eine kategorische Variable vorhergesagt, sondern eine Regression durchgeführt und ein Mittelwert aus dem vorhergesagten Ergebnis aller Bäume wird als Ergebnis bzw. als Vorhersage verwendet.

Um das Netzwerk zu trainieren, wurden die von KEA-BW mit Hilfe der GIS-Methoden berechneten Trassenlängen verwendet (6.415 Kacheln) und pro Kachel, die sich darin befindlichen Leitungslängen berechnet. Insgesamt wurden anhand der LoD-Daten für jede Kachel 24 Attribute gerechnet. Für jede Kachel wurde einerseits die Gebäudefläche, die Anzahl an Gebäuden, der mittlere Abstand zwischen allen Gebäuden, und der mittlere Abstand zum nächsten Nachbarn berechnet (siehe Abbildung 123 obere Zeile).

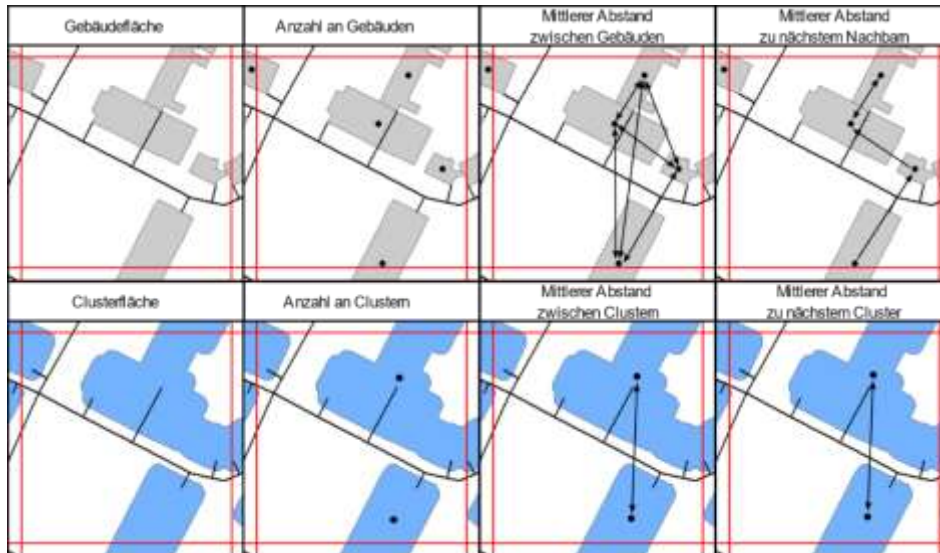


Abbildung 123: Berechnete Attribute für die Leitungslängen.

Um auch die räumliche Verteilung der Gebäude innerhalb der Kachel zu berücksichtigen, was auch Auswirkungen auf die Leitungslängen haben kann, wurden die Gebäude, mit dem mittleren Abstand der Gebäude innerhalb der Kachel, gebuffert und diese Fläche vereinigt. Diese neu errechneten Flächen werden als Cluster definiert. So wurde in jeder Kachel zusätzlich noch die Fläche der Cluster, die Anzahl an Clustern, der mittlere Abstand zwischen allen Clustern als auch der mittlere Abstand zwischen den nächsten Clustern berechnet (siehe Abbildung 123 untere Zeile). Da jedoch auch die Lage und Verteilung der Gebäude direkt anliegend an der Kachel einen Einfluss auf die Leitungslänge haben kann, werden diese 8 Parameter nochmal zusätzlich für die Kacheln gebuffert mit einmal 10m und einmal 25m berechnet.

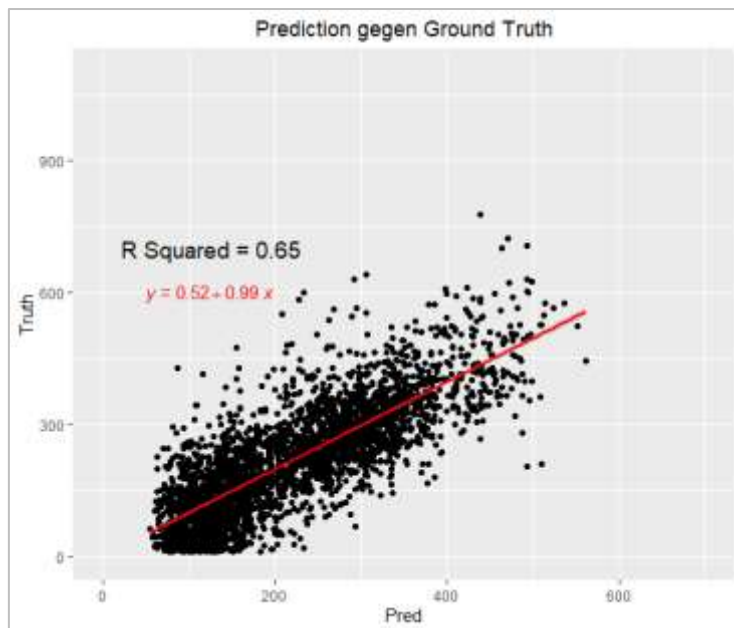


Abbildung 124: Direkter Vergleich der vorhergesagten Trassenlängen (Pred) zu den bekannten ArcGIS Trassenlängen (Truth) pro Kachel.

Auch in diesem Fall wurden wieder 50% der Kacheln zum Trainieren verwendet und 50% der Kacheln für die Validierung. Um eine gute Aussage über die Stabilität des Modells zu erhalten, wurde das Modell 10.000-mal berechnet, jeweils mit einer zufälligen Auswahl an Trainingskacheln. Die Güte aller Modelle liegt im Mittel bei einem R^2 von 0,64, was einer guten Vorhersagekraft des Modells entspricht. Dies zeigt sich auch in der Punktwolke beim direkten Vergleich der vorhergesagten Leitungslängen mit den bekannten Trassenlängen (siehe Abbildung 124).

5.4.4 Vergleichende Bewertung der Methoden zur Trassenlängenberechnung

Die Möglichkeit, die Trassenlänge und die Liniendichte von Wärmenetzen bereits während der Phase der kommunalen Wärmeplanung, ohne detaillierte Wärmenetzplanung, hinreichend genau abschätzen zu können, ist eine wichtige Voraussetzung für die Berechnung der Wärmeverteilungskosten. Diese wiederum sind ein wichtiger Parameter bei der Analyse von Wärmenetz-Eignungsgebieten.

Im Projekt wurden verschiedene Methoden zur Bestimmung der Trassenlänge untersucht:

- Methode 1.: Berechnung der Netzlänge innerhalb einer Rasterzelle (100 x 100 Meter) anhand einer Regression aus der Auswertung von realen Netzen entsprechend den in Kapitel 5.3.2 dargestellten Ergebnissen der effektiven Breite.
- Methode 2: Manuelle bzw. halbmanuelle Erstellung eines Netzes mit GIS-Instrumenten. Die Haupt- und Verteilleitungen werden abschnittsweise in den Straßen definiert. Die Hausanschlussleitungen werden automatisch von einem Algorithmus als kürzeste Verbindung einer Gebäudekante zur nächstgelegenen Wärmeleitung erzeugt. Siehe dazu Kapitel 5.3.3.
- Methode 3: Berechnung der Netzlänge innerhalb einer Rasterzelle (100 x 100 Meter) anhand der Auswertung von Satellitenbildern mit Machine Learning. Siehe dazu Kapitel 5.4.3

Die im GIS-System erstellten Netze (Methode 2) kommen einer realen Netzplanung sehr nahe, wobei alle wärmeversorgten Gebäude angeschlossen werden.

Die Anschlussdichte hat auf die Länge der Transport- und Verteilleitungen pro Hektarfläche keinen großen Einfluss. Für die Hausanschlussleitungen (HAL) ergab sich eine mittlere Länge pro Gebäude von rund 11 Metern je Hektarfläche über alle untersuchten Gebiete. Damit kann man ggf. Korrekturen für niedrigere Anschlussraten ableiten.

Durch die systematische Erstellung von Wärmenetzen mit Methode 2 für 12 Kommunen waren insgesamt rund 6.000 Rasterzellen mit Werten zur Länge der Verteil- und der Hausanschlussleitungen verfügbar.

Für die gleichen Rasterzellen wurden mit der Hotmaps-Toolbox Werte zu den Wohn- und Nutzflächen der Wohn- und Nicht-Wohngebäude für eine Auswertung bereitgestellt, die zur Berechnung der Netzlängen nach Methode 1 genutzt werden konnten. Allerdings basieren die Flächenberechnungen in Hotmaps auf Auswertungen von LoD1-Daten und statistischen Verfahren. Die Flächenberechnung pro Gebäude ist dementsprechend ungenau. Bezogen auf Rasterflächen und die Gesamtfläche einer Kommune sind die Summenwerte durch die Kalibrierung anhand von Testkommunen plausibel.

Problematisch ist insbesondere die Zuordnung von Stockwerkszahlen zu LoD1/LoD-2 Höhenangaben. Aus der Stockwerksanzahl und der Gebäudegrundfläche können die Nutzflächen berechnet werden. Bei einer systematischen Untersuchung verschiedener Methoden ergaben sich Unterschiede von \pm einem Stockwerk pro Gebäude. Auch hier gleichen sich Fehler innerhalb einer Rasterzelle etwas aus. Innerhalb des Projektes konnte keine ausreichende Anzahl von Ist-Daten zur absoluten Kontrolle der Genauigkeit erhoben werden. Der Vergleich der berechneten Hotmaps-Flächen von fünf Kommunen in denen auch WAD 2.0-Daten (Energiebezugsfläche) verfügbar waren, ergibt eine recht gute Übereinstimmung, während ein Vergleich der einzelnen Rasterflächen eher große Unterschiede ergibt (Abbildung 125 und Abbildung 126).

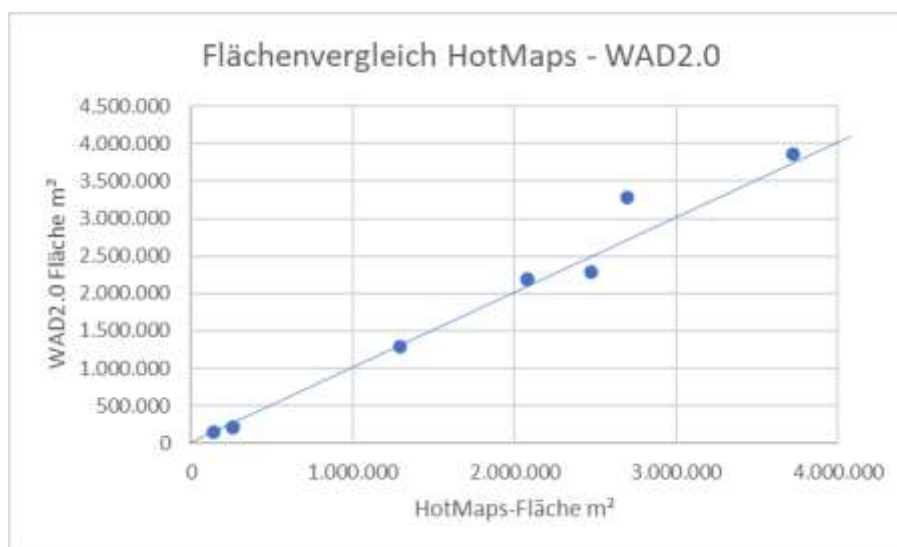


Abbildung 125: Vergleich der aufsummierten beheizten Flächen zwischen Hotmaps und WAD 2.0 für fünf Kommunen.

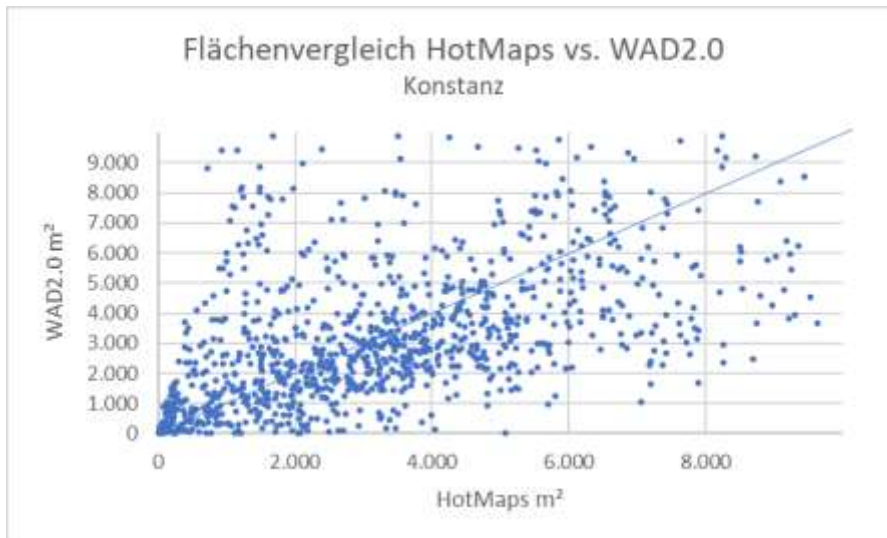


Abbildung 126: Vergleich der berechneten Flächen für einzelne Raster zwischen Hotmaps und WAD 2.0 für Konstanz.

Die berechneten Plot-Ratios aus den Hotmaps Grundflächen unterliegen den genannten Unsicherheiten. Beim Vergleich der berechneten effektiven Breite für Konstanz ergibt sich dennoch eine signifikante Häufung der Werte, so dass man den Berechnungen der Netzlängen aus den Plot-Ratios insgesamt eine Bedeutung zumessen kann (Abbildung 127).

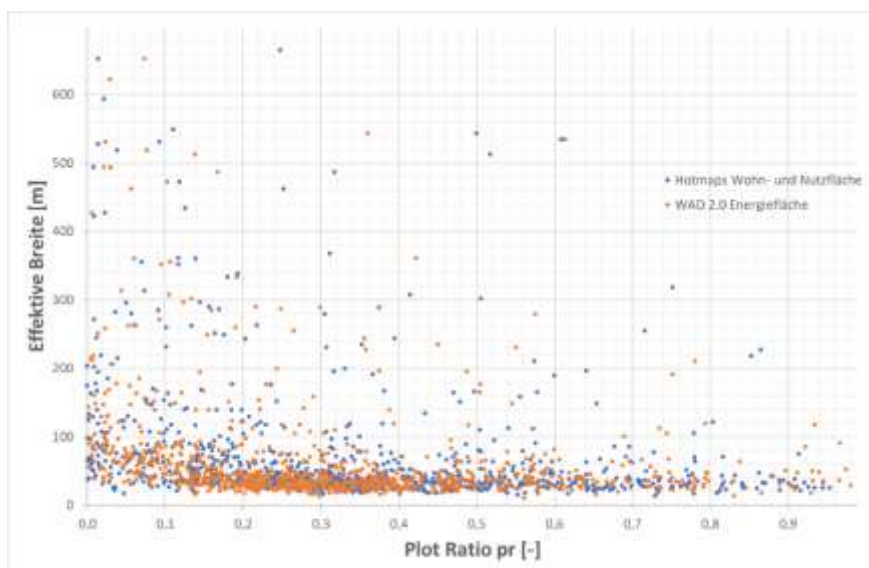


Abbildung 127: Vergleich der berechneten effektiven Breiten aus der Plot-Ratio zwischen Hotmaps- und WAD-Daten für Konstanz.

Die tatsächliche Netzlänge in realen Netzen kann über die Plot-Ratio nur sehr ungenau beschrieben werden. Die Abweichungen sind sehr hoch. Siehe dazu Abbildung 116. Über die unsicheren Werte der Plot-Ratio aus den GIS-Systemen kommt eine weitere Fehlerquelle hinzu.

Mit den manuell erstellten Wärmenetzen wurde auch ein Machine-Learning-Algorithmus zur Berechnung der Netzlängen aus Satellitenaufnahmen trainiert (Methode 3). Der optimierte Algorithmus liefert Ergebnisse mit sehr hoher Güte ($R^2=0,65$). Siehe auch Kapitel 5.4.3.

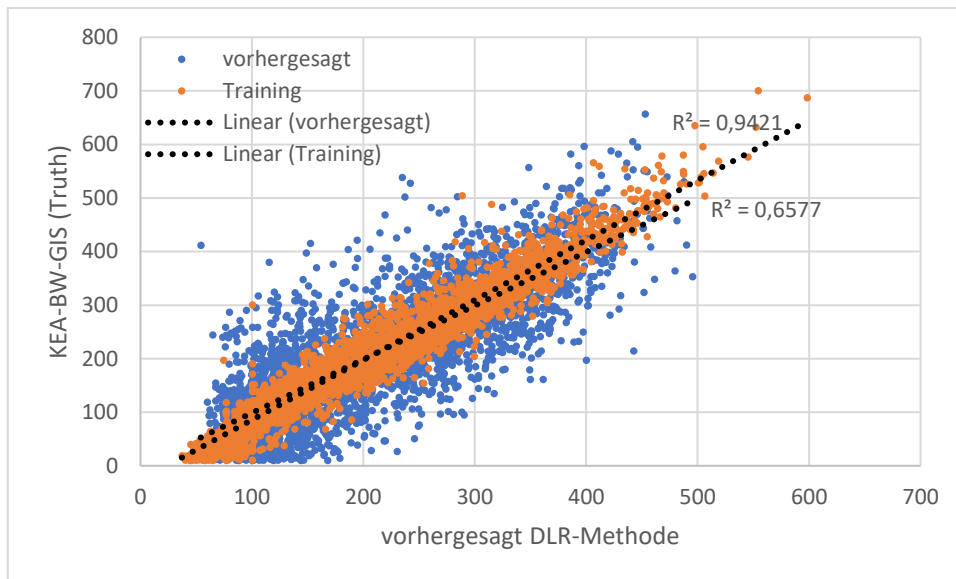


Abbildung 128: Vergleich der berechneten Netzlängen zwischen DLR-Methode und KEA-BW-GIS-Methode

Für die untersuchten 12 Kommunen ergeben sich mit der DLR-Methode insgesamt signifikante Ergebnisse für die Netzlänge.

Bei kleinen Netzlängen werden die Werte eher überschätzt, bei großen Netzlängen eher unterschätzt. Bezogen auf einzelne Rasterzellen können in wenigen Fällen Abweichungen von ungefähr ± 100 Meter auftreten (Abbildung 128 und Abbildung 129).

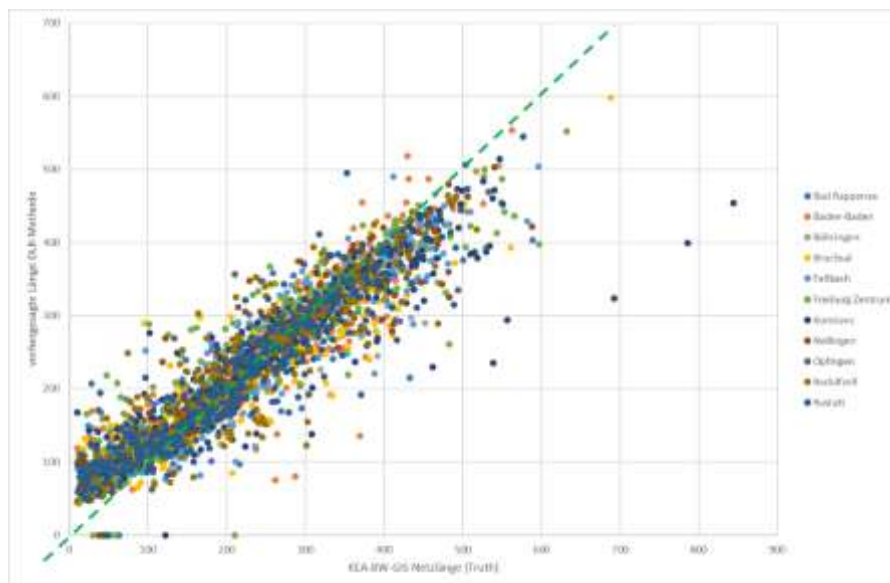


Abbildung 129: Vergleich der berechneten Netzlängen zwischen DLR-Methode und KEA-BW-GIS-Methode für 12 Kommunen in Baden-Württemberg

Bezüglich der tatsächlichen Netzlänge gibt es nur eine schwache Korrelation zur Plot Ratio. Das war auch in den schwedischen Originaldaten für die Entwicklung der Methode ersichtlich.

In der Abbildung 130 wurde die Netzlänge über der Plot-Ratio aufgetragen. Die blaue punktierte Linie entspricht der Regression nach Formel 3 (Effektive Breite 1), die grüne punktierte Linie entspricht den Gleichungen in Formel 6 bis Formel 8 (Effektive Breite 2). Beide Regressionen liefern keine realistischen Werte für die tatsächliche Netzlänge in einer Zelle.

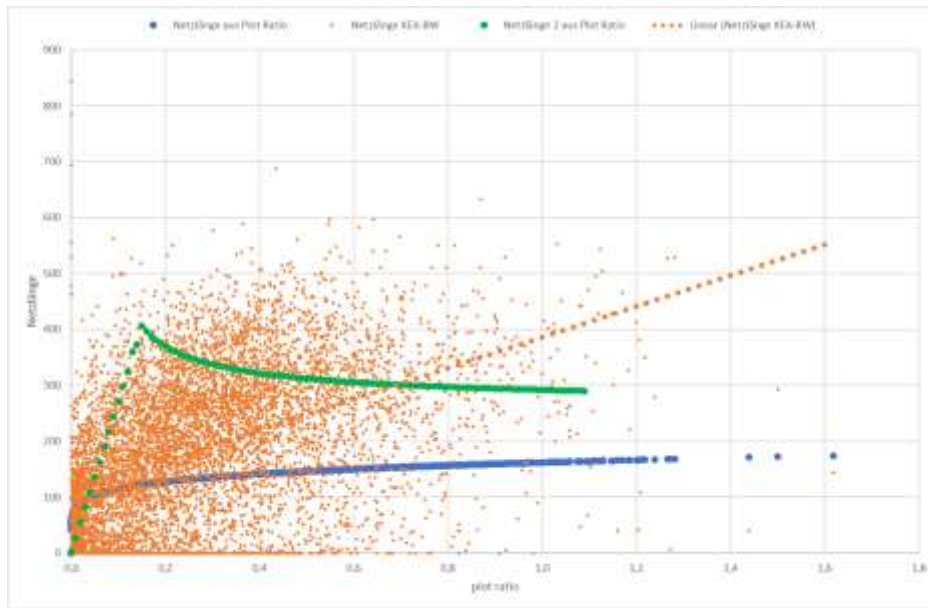


Abbildung 130: Vergleich der mit der KEA-BW-GIS-Methode bestimmten Netzlängen mit zwei Regressionsmodellen nach Person et al.

Die Häufigkeitsanalyse der Plot-Ratios im Datenbestand ergibt eine sehr hohe Anzahl von Werten (ca. 30%) unterhalb einer Plot-Ratio von 0,1, das entspricht weniger als 1.000 m² Nutzfläche pro Hektar Grundfläche. 45 % der Werte liegen zwischen Plot-Ratios von 0,1 und 0,4. Plot-Ratios über 0,4 kommen in 25 % der Zellen vor, Plot-Ratios über 0,6 nur in 10 % der Rasterflächen (Abbildung 131).

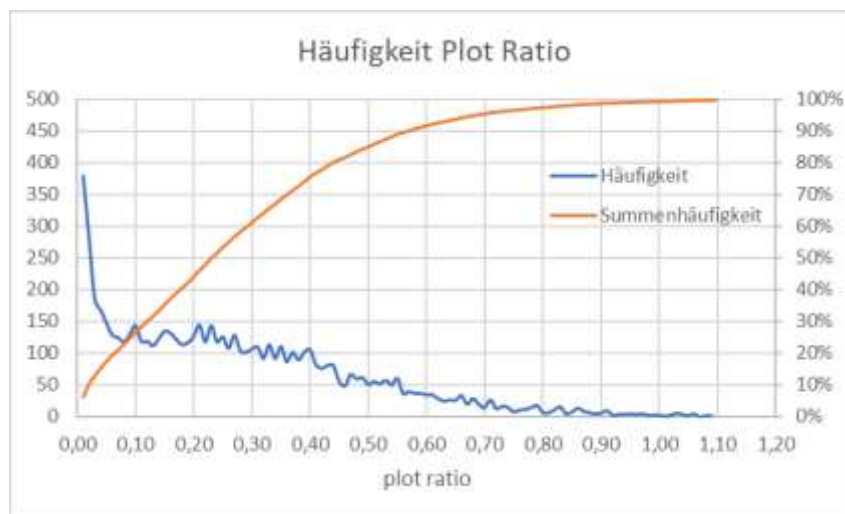


Abbildung 131: Häufigkeitsverteilung der Plot-Ratios im untersuchten Datenbestand.

Die mit Hilfe von Random Forest erzeugte Punktwolke zum Zusammenhang zwischen tatsächlichen und vorhergesagten Trassenlängen aus Abbildung 124 wird nun mit den abgeschätzten Trassenlängen nach dem Konzept Effektive Breite verglichen. Da diese Analyse auf allen Werten der mehr als 6.000 Hektarkacheln beruht, resultieren daraus drei Punktwolken, die unterschiedliche Verläufe und Schwerpunkte aufweisen (Abbildung 132).

Auf der x-Achse des Diagramms sind die Netz- bzw. Trassenlängen der Trassierungen mit Hilfe der GIS-Methode abgetragen. Dies entspricht in Abbildung 124 der y-Achse mit der Bezeichnung „Truth“. Auf der y-Achse befinden sich die bei der DFD-Methode vorhergesagten, sowie die mit den Konzepten Effektive Breite 1 und 2 abgeschätzten Trassenlängen.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass hier zunächst unter Effektive Breite 1 der Zusammenhang zwischen effektiver Breite und plot ratio gemäß Formel 3 verstanden wird, das heißt die Gleichung, die Person und Werner im ersten Schritt vorgeschlagen haben.

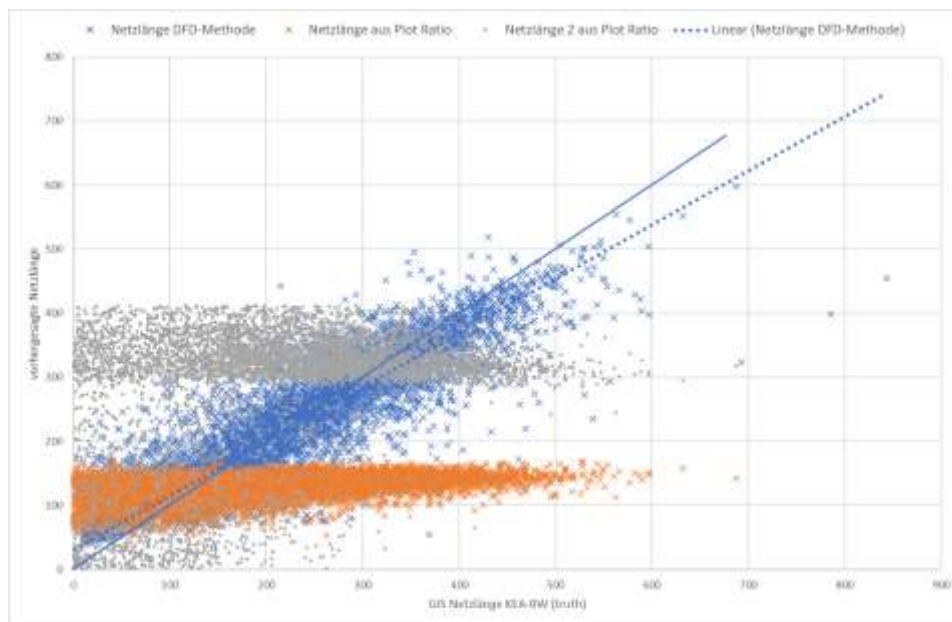


Abbildung 132: Vergleich der nach Person/Werner berechneten Netzlängen mit den Netzlängen nach der KEA-BW-GIS-Methode.

Die Regression nach Formel 3 (EB 1) liefert nur für Netzlängen von 50 bis 100 Meter einigermaßen zutreffende Werte. Größere Netzlängen werden unterschätzt. Die berechneten Netzlängen liegen überwiegend zwischen 50 und 150 Meter. Die verbesserte Korrelation (EB 2; Formel 6 bis Formel 8) überschätzt die Netzlänge unterhalb von 300 Meter. Die berechneten Netzlängen liegen überwiegend zwischen 300 und 400 Meter (Abbildung 132).

Aus der Häufigkeitsverteilung der tatsächlichen Netzlängen ergibt sich allerdings ein anderes Bild: Nur ca. 40 % der Längen liegen unter 150 Meter und nur 20 % der Netzlängen liegen über 300 Meter.

Die DFD-Methode liefert insgesamt ein zufriedenstellendes Ergebnis für die Netzlängen. Netzlängen unter 150 Meter werden etwas überschätzt, Netzlängen über 300 Meter werden etwas unterschätzt. Gegenüber den Regressionsformeln liegt der Vorteil darin, dass für die tatsächlichen Netzlängen durchschnittlich die korrekten Werte vorhergesagt werden. Größere Abweichungen treten bei kleinen Netzlängen auf, wovon allerdings nur wenige Rasterzellen betroffen sind (Abbildung 132).

Die Abweichungen zur tatsächlichen Gesamtlänge des Netzes betragen (Tabelle 14):

Tabelle 14: Abweichungen der berechneten Trassenlängen zur GIS-Trassenlänge

Methode	Netzlänge Meter	Abweichung zu KEA-BW GIS-Methode
KEA-BW GIS	1.295.544	
DFD-Methode (Random Forest)	1.311.858	1,3%
Plot-Ratio Formel 3 (EB 1)	872.312	-32,7%
Plot-Ratio Formel 6 – 8 (EB 2)	1.922.654	48,4%

Die großen Abweichungen zur tatsächlichen Netzlänge in einzelnen Rasterzellen gleichen sich bei allen Methoden insgesamt etwas aus. Die Gesamtabweichung der DFD-Methode ist sehr gering.

Werden im Vergleich zu Abbildung 132 für die Netzlängen mit Effektiver Breite 1 die modifizierten Gleichungen gemäß Formel 4 berücksichtigt, ändert sich die Form der orangenen Punktwolke grundlegend. Es ist nun eine starke Streuung nach oben in Richtung großer Netzlängen zu beobachten. Die „vorhergesagten Netzlängen“ überschreiten dabei die Netzlängen der grauen Punktwolke in vielen Fällen erheblich (Abbildung 133).

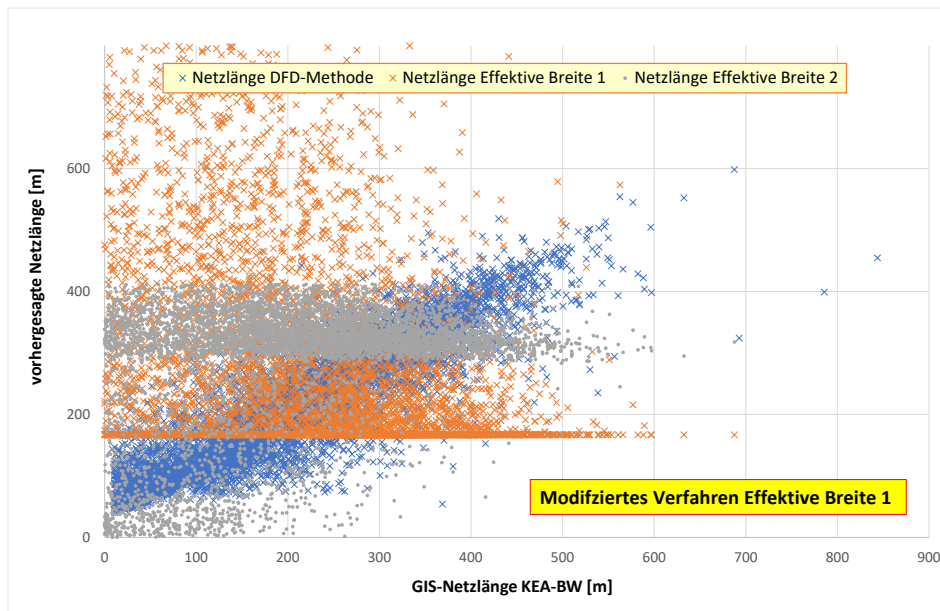


Abbildung 133: Vergleich der Punktwolken für EB1 (modifiziert), EB2 und DFD-Verfahren.

Bei der Berechnung der Häufigkeitsverteilung wurden Netzlängen unter 25 Meter nicht berücksichtigt. Dabei handelt es sich sehr wahrscheinlich um Rasterzellen, in denen nur wenige Gebäude vertreten sind. Die Häufigkeitsverteilung der DFD-Methode zeigt, dass das gewählte Modell mit seinen Attributen ggf. noch verbessert werden könnte (Abbildung 134 und Abbildung 135).

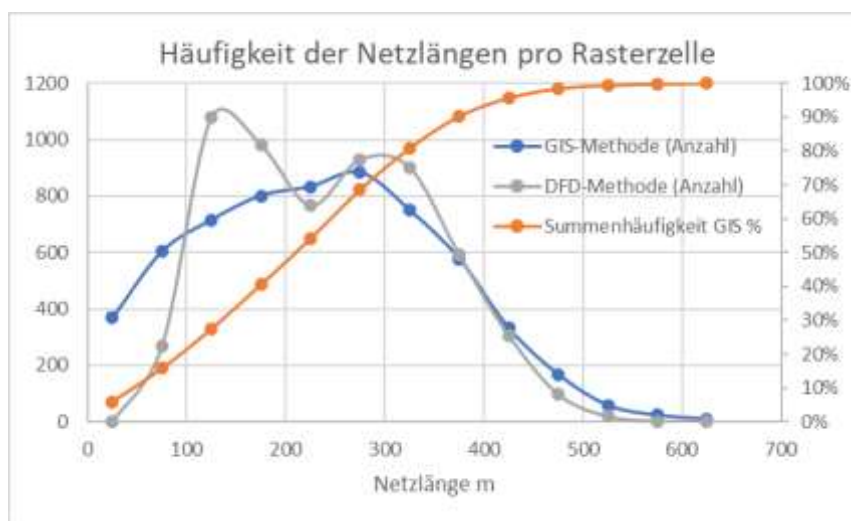


Abbildung 134: Häufigkeitsverteilung der Netzlängen für KEA-BW-GIS-Methode und DLR-Methode.



Abbildung 135: Mittlere Abweichung der mit der DFD-Methode berechneten Längen von der KEA-BW-GIS-Methode aufgeteilt nach Längenkategorien

Die mit den Regressionsformeln (Effektive Breite in Abhängigkeit der Plot Ratio) berechneten Netzlängen und die daraus berechneten Wärmeverteilungskosten werden insgesamt stark unter- oder überschätzt.

Eine zu Abbildung 134 alternative Darstellung der Häufigkeitsverteilung zeigt die Grafik gemäß Abbildung 136. Neben der grünen Kurve mit der Häufigkeitsverteilung der GIS-Trassen und der roten Kurve mit der Häufigkeitsverteilung der Trassenlängen gemäß DFD-Methode, werden in dieser Grafik die jeweiligen Mittelwerte abgebildet.

Die Mittelwerte beider Verteilungen liegen sehr dicht beieinander. Für die GIS-Trassen wurden die bereits dokumentierten 211 m berechnet (Kapitel 5.3.4). Für die Verteilung, die sich aus der Anwendung von Random Forest ergibt, liegt der Mittelwert etwas höher bei 218 m (Abbildung 136).

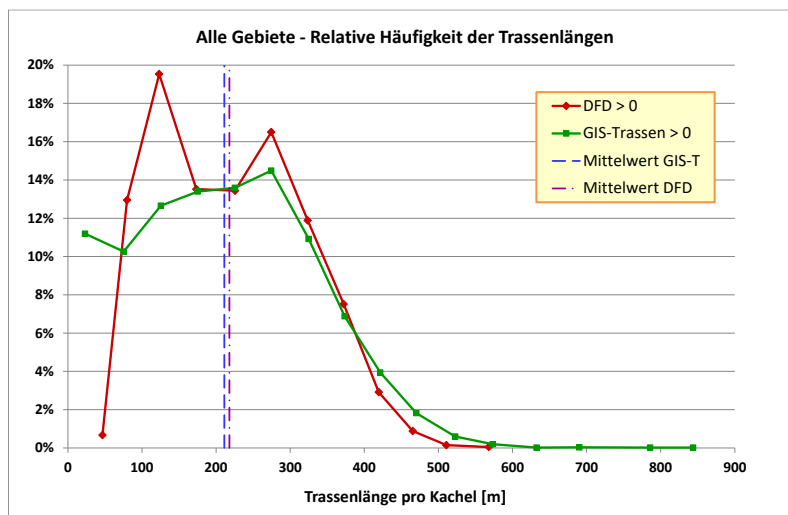


Abbildung 136: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der GIS-Trassen und der DFD-Methode

Die mit den Netzlängen der DFD-Methode berechneten Wärmeverteilungskosten können in einzelnen Rasterzellen zu falschen Ergebnissen führen. Insgesamt werden die tatsächliche Netzlänge und damit die Wärmeverteilungskosten jedoch gut approximiert (Abbildung 137).

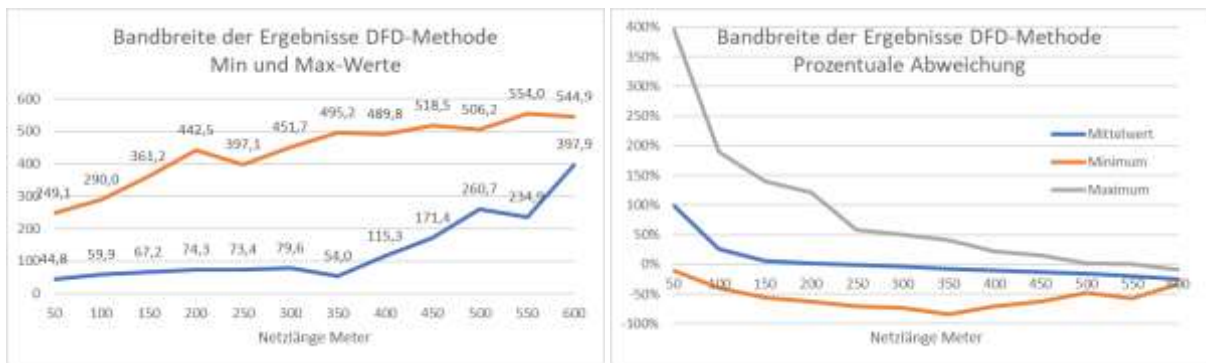


Abbildung 137: Bandbreite der Abweichungen der mit der DFD-Methode vorhergesagten Netzlängen zu den Netzlängen der KEA-BW-GIS-Methode

Schlussfolgerungen

Die Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 zur Berechnung der Trassenlängen als Grundlage für die Ermittlung der Liniendichten und der Wärmeverteilungskosten gemäß der Beschreibung in Kapitel 5.3.2 bedeutet, dass der kachelweisen Trassenlängenermittlung die sehr breit streuende orange Punktwolke aus Abbildung 133 zugrunde liegt.

Aufsummiert über ein ausgedehntes Siedlungsgebiet führt das dann zu dem bereits erläuterten Ergebnis, dass die EB1-Trassenlänge in den meisten Fällen rund 20 % kleiner ist, als sie sein sollte und damit zu entsprechend unterschätzten Wärmeverteilungskosten.

Für das Ziel, die Abschätzung der Trassenlängen im Stadium der kommunalen Wärmeplanung mit größerer Genauigkeit durchzuführen, liefert das weiterentwickelte Konzept Effektive Breite 2 ebenfalls keine genaueren Ergebnisse. Im Gegenteil, die Überschätzung der Trassenlänge erfolgt in deutlich größerem Umfang wie bei EB 1 die Unterschätzung.

Die bislang durchgeführten Untersuchungen im Rahmen von ANSWER-Kommunal haben gezeigt, dass die Anwendung von Methoden des maschinellen Lernens, so wie es bei der DFD-Methode praktiziert wird, vielversprechende Ergebnisse liefert. Die Methode bietet außerdem den Vorteil, dass sie relativ leicht dafür angewandt werden kann, Trassenlängen im großen Maßstab (z. B. für alle Kommunen in Deutschland ab einer bestimmten Größe) zu berechnen, ohne dafür eine große Datenbasis zu benötigen. Die mit diesem Verfahren entwickelten Datensätze könnten anschließend bundesweit für die kommunale Wärmeplanung zur Verfügung gestellt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, sind jedoch noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich (siehe Kapitel 7.3).

5.5 Zonierung der Siedlungsgebiete

Mit dem Begriff Zonierung ist die Einteilung der kommunalen Siedlungsgebiete in Eignungsgebiete für Wärmenetze und für Einzelheizungen gemeint. Beide Arten von Eignungsgebieten stehen in einem komplementären Verhältnis zueinander.

Die Wärmeverteilungskosten (siehe Kapitel 5.3.2) geben zwar wichtige Anhaltspunkte darüber, wo Wärmenetze möglich sind und wo nicht. Sie reichen im Allgemeinen jedoch nicht aus, um die Grenzen der Eignungsgebiete für Wärmenetze genau festzulegen. Der Grund dafür ist, dass die Kosten für die Wärmebereitstellung, das heißt die Kosten für die in das Wärmenetz eingespeiste Wärme, ebenfalls in beträchtlichem Ausmaß schwanken können und sich somit auf die Ausdehnung der Eignungsgebiete auswirken (Abbildung 138).

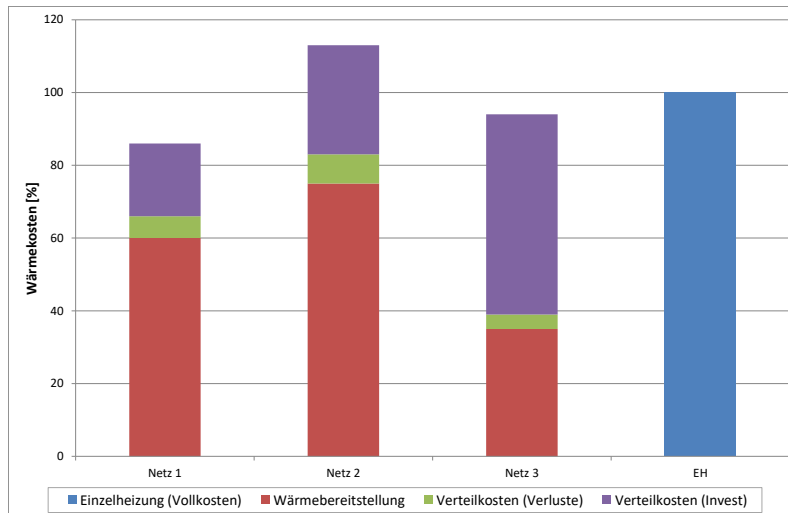


Abbildung 138: Fiktives Beispiel für den Kostenvergleich zwischen Wärmenetzoptionen und der Wärmeversorgung mit Einzelheizungen (Wärmepumpen).

So bietet z. B. eine große und kostengünstige Abwärmequelle, die aufgrund ihres Temperaturniveaus direkt für die Fernwärme genutzt werden kann, erheblich mehr Möglichkeiten zur Ausweitung des Versorgungsgebiets in Bereiche mit mittlerer oder sogar niedriger Wärmedichte, als andere Wärmequellen deren spezifische Kosten mindestens doppelt so hoch oder sogar noch höher sind.

Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass es sich in Zukunft immer um einen Mix verschiedener regenerativer Wärmequellen handeln wird, mit denen Wärme zur Einspeisung in Wärmenetze bereitgestellt wird. Deshalb kommt es im Allgemeinen in großem Maße auf die Gewichtung zwischen den einzelnen Faktoren an.

Referenzgröße bei der Zonierung sind die für jedes Siedlungsgebiet ermittelten Wärmevollkosten für die Einzelheizungen. Da kleine dezentrale Wärmepumpen in diesem Segment in Zukunft die wichtigste Rolle spielen werden, beziehen sich die Vergleiche im Folgenden ausschließlich auf die Vollkosten dieser Systeme.

5.5.1 Berechnung der Wärmebereitstellungskosten

Während der Ausarbeitung eines kommunalen Wärmeplans muss der Ermittlung der Wärmebereitstellungskosten auf jeden Fall die Analyse der lokalen Potenziale der erneuerbaren Energien wie Solarthermie im Freiland, tiefe Geothermie, Umweltwärme und Biomasse sowie der Abwärme vorangehen. Nur auf dieser Grundlage können die Kosten zur Wärmebereitstellung zugeschnitten auf die Bedingungen der jeweiligen Kommune berechnet werden.

Tabelle 15: Fünf Wärmebedarfsstufen zur Berechnung der Wärmebereitstellungskosten

	Nummer	Wärmebedarf [GWh/a]	Referenzwert [GWh/a]
Freiburg_WD-uG	1	983,0	900
Freiburg_WD-mG	2	704,0	
BöblingenPlus_WD-uG	3	560,0	
BöblingenPlus_WD-mG	4	405,1	300
Freiburg_WD-oG	5	343,0	
BöblingenPlus_WD-oG	6	269,8	
Konstanz_WD-uG	7	250,0	
Böblingen_WD-uG	8	221,0	
Aalen_WD-uG	9	220,0	150
Konstanz_WD-mG	10	198,0	
Fellbach_WD-uG	11	189,0	
Schwetzingen+_WD-uG	12	164,9	
Ostfildern_WD-uG	13	150,7	
Rastatt_WD-uG	14	144,5	
Fellbach_WD-mG	15	141,0	
Baden-Baden_WD-uG	16	139,0	
Konstanz_WD-oG	17	138,0	
Schwetzingen+_WD-mG	18	135,4	
Böblingen_WD-mG	19	130,2	
Bruchsal_WD-uG	20	121,0	
Kornwestheim_WD-uG	21	116,5	80
Ostfildern_WD-mG	22	110,7	
Aalen_WD-mG	23	110,0	
Baden-Baden_WD-mG	24	100,0	
Rastatt_WD-mG	25	98,6	
Balingen_WD-uG	26	94,6	
Radolfzell_WD-uG	27	87,0	
Böblingen_WD-oG	28	84,9	
Aalen_WD-oG	29	82,0	
Kornwestheim_WD-mG	30	81,2	
Schwetzingen+_WD-oG	31	73,5	
Baden-Baden_WD-oG	32	71,0	
Fellbach_WD-oG	33	71,0	
Öhringen_WD-uG	34	66,0	
Radolfzell_WD-mG	35	63,7	
Rastatt_WD-oG	36	62,7	
Bruchsal_WD-mG	37	57,7	40
Ostfildern_WD-oG	38	54,0	
Öhringen_WD-mG	39	52,6	
Balingen_WD-mG	40	47,7	
Bruchsal_WD-oG	41	44,3	
Bad Rappenau_WD-uG	42	35,3	
Kornwestheim_WD-oG	43	30,1	
Balingen_WD-oG	44	27,8	
Radolfzell_WD-oG	45	26,1	
Bad Rappenau_WD-mG	46	25,2	
Öhringen_WD-oG	47	23,6	
Bad Rappenau_WD-oG	48	10,0	

Eine ausführliche Potenzialanalyse für eine einzelne oder mehrere Modellkommunen war im Rahmen des Budgets für ANSWER-Kommunal jedoch nicht möglich. Deshalb wurde die Vorgehensweise dahingehend vereinfacht, dass auf der Basis der Daten der Teilgebiete in den baden-württembergischen Modellkommunen, die durch die unterschiedlichen Wärmedichte-Schwellwerte definiert sind, fünf repräsentative Wärmebedarfsstufen definiert wurden (Tabelle 15).

Der jährliche Wärmebedarf in den Teilgebieten schwankt zwischen 10 GWh und 983 GWh. Bei ersterem handelt es sich um das Teilgebiet in der Kleinstadt Bad Rappenau, in dem die Wärmedichten höher als 350 MWh/ha sind (größter Schwellwert).

Das Teilgebiet mit dem höchsten Wärmebedarf ist der Teil des zusammenhängenden Siedlungsgebiets in Freiburg, in dem die Wärmedichte ebenfalls über 350 MWh/ha liegt. Hierbei handelt es sich allerdings um den niedrigsten der drei für Freiburg festgelegten Schwellwerte (Abbildung 139; zum Vergleich: Abbildung 62).

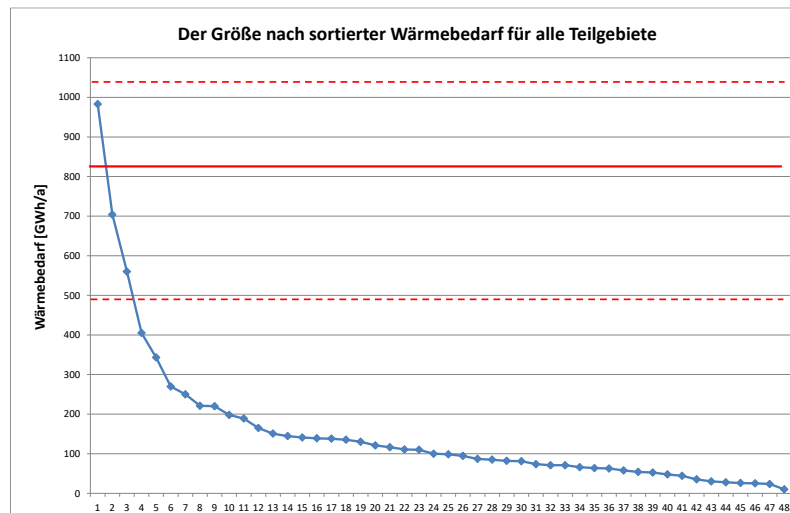


Abbildung 139: Wärmebedarf der 48 Teilgebiete der Modellkommunen in Baden-Württemberg der Größe nach sortiert.

Insgesamt gibt es nur drei Gebiete, die einen Bedarf von mehr als 500 GWh/a aufweisen. Der Großteil der Werte (39 von 48) liegt dagegen niedriger als 200 GWh pro Jahr.

Die repräsentativen Wärmebedarfsstufen betragen 40 GWh, 80 GWh, 150 GWh, 300 GWh und 900 GWh. Für jede dieser Wärmebedarfsstufen wurden die Wärmebereitstellungskosten exemplarisch berechnet. Dies erfolgte auf der Grundlage einer Reihe von definierten multivalenten Wärmeversorgungssystemen, die unterschiedliche Anteile erneuerbarer Energien und Abwärme nutzen.

Die dabei verwendeten technischen Kennwerte der Anlagentechniken sowie die Daten zu Investitions- und Betriebskosten wurden im Wesentlichen (mit Ausnahme der tiefen Geothermie) dem Technikkatalog aus Dänemark, der von der Dänischen Energieagentur herausgegeben wird, entnommen (Diverse, 2016), (Guddat, 2018). Eine wichtige Hilfe für die Auslegung der Systeme zur Wärmeerzeugung waren zudem die ausführlichen Beschreibungen der Funktionsweise der einzelnen Techniken, die Bestandteil des Technikkatalogs sind.

Mit Unterstützung der Dänischen Energieagentur im Rahmen des Deutsch-Dänischen Dialogs Wärmenetze wurde mittlerweile von der KEA-BW ein Technikkatalog für die kommunale Wärmeplanung in Baden-Württemberg ausgearbeitet (Peters, et al., 2022). Die Kenndaten zu Technik und Ökonomie der Fallstudie mit tiefer Geothermie (900 GWh) entstammen den Technologiedaten dieses Technikkatalogs.

Alle Berechnungen zur Ermittlung der Wärmebereitstellungskosten wurden mit dem stand-alone Modul Hotmaps-Dispatch durchgeführt, das ebenfalls im Rahmen des Hotmaps-Projektes entwickelt wurde (Hasani, et al., 2019).

Zu den für die Ermittlung der Wärmebereitstellungskosten ausgewählten Techniken gehören in allen Bedarfsstufen Wärmepumpen für unterschiedliche primäre Wärmequellen, große Solarthermieanlagen, tiefe Geothermie sowie die direkte Nutzung von Abwärme. Dies wird ergänzt durch Biomassekessel und ein Biogas-HKW.

Die Wärmespeicherung erfolgt in den meisten Fällen über Ein- bis Mehrtagespeicher sowie in einer Fallstudie mit einem saisonalen Speicher. Bei der Spitzenlastzeugung werden die Optionen Erdgaskessel und Elektrokessel miteinander verglichen (Tabelle 16).

Tabelle 16: Übersicht über die berücksichtigten Versorgungsvarianten.

40 GWh	Holzessel_Solarthermie_Tagesspeicher_Gas-Spitzenkessel Wärmepumpe_Solarthermie_Tagesspeicher_Gas-Spitzenkessel Variante: E-Spitzenkessel
80 GWh	Wärmepumpe_Solarthermie_Tagesspeicher_Gas-Spitzenkessel Variante: E-Spitzenkessel Wärmepumpe_Solarthermie_Langzeitspeicher_Gas-Spitzenkessel
150 GWh	Wärmepumpen (Außenluft, Abwasser, Speicher)_Abwärme (direkt) Tagesspeicher_E-Spitzenkessel
300 GWh	Biogas-HKW_Wärmepumpen_Tagesspeicher_Elektrokessel Holzessel_Solarthermie_Wärmepumpen_Tagesspeicher_Elektrokessel Solarthermie_Wärmepumpen_Tagesspeicher_Elektrokessel
900 GWh	Tiefe Geothermie_Wärmepumpen_Tagesspeicher_Erdgaskessel Tiefe Geothermie_Wärmepumpen_Tagesspeicher_E-Kessel_PtG-Kessel

Auf der Basis der verwendeten Wärmebedarfsganglinie, die einschließlich der pauschal angesetzten Netzverluste von 10 % rund 2.100 Volllaststunden aufweist, schwanken die Wärmehöchstlasten in den fünf Stufen zwischen knapp 19 MW und 420 MW. Die Leistungswerte im Einzelnen:

- 40 GWh → 18,7 MW
- 80 GWh → 37,4 MW
- 150 GWh → 70,0 MW
- 300 GWh → 140,0 MW
- 900 GWh → 420,0 MW

Anlagenauslegung, Wärmemengen und Volllaststunden

Die Dimensionierung der Komponenten wurde in einem schrittweisen Prozess erarbeitet. Tabelle 17 gibt einen Überblick, welche Leistungen, Flächen und Volumina, die in der jeweiligen Wärmebedarfsstufe beteiligten Anlagentechniken aufweisen. Für 40 GWh und 80 GWh sind jeweils zwei Varianten berücksichtigt.

In der zweiten Variante der Wärmebedarfsstufe 80 GWh werden die Freiland-Solarthermie und die Flusswasser-Wärmepumpe mit einem saisonalen Wärmespeicher gekoppelt, der ein Volumen von 200.000 m³ aufweist. In allen anderen Fallstudien kommen Kurzzeitspeicher zum Einsatz, deren Volumina zwischen 2.000 m³ und 10.000 m³ variieren. Im zuletzt genannten Fall setzt sich das Volumen aus zwei Behältern mit jeweils 5.000 m³ zusammen.

In den Fallstudien mit 150 GWh, 300 GWh und 900 GWh werden unter anderem kleinere Wärmepumpen zwischen 1,5 MW und 3,0 MW Leistung eingesetzt. Deren Aufgabe es ist, die thermischen Speicher auf tiefe Temperaturen zu entladen. Dadurch erhöht sich deren Kapazität und die Qualität der Einbindung in ein Netz mit niedrigen Rücklauftemperaturen verbessert sich.

In den niedrigeren Wärmebedarfsstufen wäre das ebenfalls eine sinnvolle Option gewesen, wurde jedoch bei den Berechnungen aus Zeitgründen nicht mehr berücksichtigt.

Tabelle 17: Überblick über die Dimensionierung der einzelnen Komponenten in den verschiedenen Versorgungsvarianten.

		40 GWh_V1	40 GWh_V2	80 GWh_V1	80 GWh_V2	150 GWh	300 GWh	900 GWh
Biomassekessel	MW	7,8					10	
Flusswasser-Wärmepumpe	MW		10	18	18			
Außenluft-Wärmepumpe	MW					25	50	70
Abwasser-Wärmepumpe	MW					5	5	15
Wärmepumpe Speicharentladung	MW					1,5	1,5	3,0
Freiland-Solarthermie	m ²	20.000	20.000	38.500	93.000		107.000	
Tiefengeothermie	MW							50
Abwärme direkt	MW					6,0		
Tagesspeicher	m ³	2.000	2.000	4.000		4.000	5.000	10.000
Langzeitspeicher	m ³				200.000			
Spitzenkessel (Erdgas)	MW							420
Spitzenkessel (Strom)	MW	19	19	35	35	60	130	

Die Einbindung der Abwärmequelle in der Fallstudie mit 150 GWh erfolgt auf direktem Wege. Grundlage dafür ist die Annahme, dass die verfügbare Temperatur so hoch ist, dass die Abwärme direkt und ohne Verwendung einer Wärmepumpe als Zwischenstufe in das Wärmenetz eingespeist werden kann (Tabelle 17).

Wie sich die jährlich erzeugten Wärmemengen aufgrund der Simulation auf die verschiedenen Anlagen verteilen, ist in Tabelle 18 dokumentiert. Die beiden unteren Zeilen der Tabelle zeigen zudem die übers Jahr aufsummierten Wärmemengen, die in den thermischen Speichern entnommen werden. Direkt verknüpft mit Tabelle 18 ist Tabelle 19, in der ergänzend die relativen Anteile der gelieferten und gespeicherten Wärmemengen aufgelistet sind.

Tabelle 18: Überblick über die Wärmelieferung der einzelnen Komponenten sowie die in den Speichern im Jahresverlauf gepufferten Wärmemengen.

		40 GWh_V1	40 GWh_V2	80 GWh_V1	80 GWh_V2	150 GWh	300 GWh	900 GWh
Biomassekessel	GWh/a	32,3					55,9	
Flusswasser-Wärmepumpe	GWh/a		31,3	61,5	43,6			
Außenluft-Wärmepumpe	GWh/a					61,3	142,1	247,4
Abwasser-Wärmepumpe	GWh/a					26,1	32,9	76,9
Wärmepumpe Speicharentladung	GWh/a					9,7	10,6	16,5
Freiland-Solarthermie	GWh/a	9,3	9,3	18,5	44,7		51,3	
Tiefengeothermie	GWh/a							405,3
Abwärme direkt	GWh/a					52,1		
Spitzenkessel (Erdgas)	GWh/a							246,5
Spitzenkessel (Strom)	GWh/a	2,5	3,5	8,0	0,12	15,9	37,3	
Gesamte Wärmebereitstellung	GWh/a	44,1	44,1	88,0	88,4	165,1	330,1	992,6
Wärmemenge Tagesspeicher	GWh/a	6,0	10,2	19,9		14,2	19,7	25,4
Wärmemenge Langzeitspeicher	GWh/a				39,4			

In den Tagesspeichern für die Wärmebedarfsstufen 40 GWh und 80 GWh werden zwischen knapp 14 % und 23 % des jährlich gelieferten Wärmebedarfs zwischengespeichert. Diese Werte sind deutlich höher als die zwischen 2,6 % und 8,6 % liegenden Anteile der Tagesspeicher in den Fallstudien für 150 GWh, 300 GWh und 900 GWh. Der Grund dafür ist, dass die Wärmespeicher der beiden kleineren Systeme in Relation zum Wärmebedarf großzügiger dimensioniert wurden (Tabelle 18 und Tabelle 19).

Tabelle 19: Relative Anteile der gelieferten Wärmemengen der einzelnen Komponenten sowie der im Jahresverlauf gespeicherten Wärmemengen.

		40 GWh_V1	40 GWh_V2	80 GWh_V1	80 GWh_V2	150 GWh	300 GWh	900 GWh
Biomassekessel	%	73,2%					16,9%	
Flusswasser-Wärmepumpe	%		71,0%	69,9%	49,3%			
Außenluft-Wärmepumpe	%					37,1%	43,0%	24,9%
Abwasser-Wärmepumpe	%					15,8%	10,0%	7,7%
Wärmepumpe Speicherentladung	%					5,9%	3,2%	1,7%
Freiland-Solarthermie	%	21,1%	21,1%	21,0%	50,6%		15,5%	
Tiefengeothermie	%							40,8%
Abwärme direkt	%					31,6%		
Spitzenkessel (Erdgas)	%							24,8%
Spitzenkessel (Strom)	%	5,7%	7,9%	9,1%	0,1%	9,6%	11,3%	
Gesamte Wärmebereitstellung	GWh/a	44,1	44,1	88,0	88,4	165,1	330,1	992,6
Wärmemenge Tagesspeicher	%	13,6%	23,1%	22,6%		8,6%	6,0%	2,6%
Wärmemenge Langzeitspeicher	%				44,6%			

Aus dem saisonalen Wärmespeicher in der Variante 80 GWh_V2 werden dagegen mehr als 39 GWh pro Jahr oder fast 45 % des jährlichen Wärmebedarfs zwischengespeichert und wieder entladen.

Bei dieser Fallstudie wird die eine Hälfte des Wärmebedarfs durch die große Freiland-Solarthermie mit 93.000 m² Kollektorfläche und die andere Hälfte mit der Flusswasser-Wärmepumpe mit einer Leistung von 18 MW gedeckt. Der Beitrag des Spitzenlastkessels ist dagegen mit einem Anteil von nur 0,1 % marginal. Ohne Betrachtung der Wärmebedarfsstufe 900 GWh, liefern die Spitzenlastkessel ansonsten zwischen knapp 6 % und gut 11 % des jährlichen Wärmebedarfs (Tabelle 18 und Tabelle 19).

Die Deckungsanteile der Flusswasser-Wärmepumpen bei den Systemen mit 40 GWh und 80 GWh schwanken zwischen fast 50 % und 71 %. Die Außenluft-Wärmepumpen in den drei großen Systemen weisen dagegen niedrigere Anteile am jährlichen Wärmebedarf auf. Hier liegt die Bandbreite zwischen 25 % und 43 %.

Die Beiträge der Wärmepumpen zur Speicherentladung in den drei großen Systemen liegen im einstelligen Prozentbereich. Sie sind damit zwar bezogen auf den Gesamtbedarf gering, aber durch die Tiefentladung der Speicher für die Optimierung des Gesamtsystems sehr wichtig.

Eine Besonderheit stellt die Fallstudie für 900 GWh dar, bei der der Spitzenlastkessel pro Jahr fast 250 GWh oder 25 % des Gesamtwärmebedarfs liefert, während 405 GWh oder 41 % von der tiefen Geothermie kommen. Der Rest verteilt sich auf die Wärmepumpen. Dieser hohe Wert für den Spitzenlastkessel hätte voraussichtlich mit einer höheren Leistung der Außenluft-Wärmepumpe und einem größeren Speichervolumen vermieden werden können. Eine entsprechende Optimierung dieser Fallstudie mit zusätzlichen Varianten war am Ende aus Zeitgründen jedoch nicht mehr möglich (Tabelle 18 und Tabelle 19).

Die sich aus den installierten Leistungen und der Wärmelieferung ergebenden jährlichen Volllaststunden der eingesetzten Technikkomponenten sind in Tabelle 20 aufgelistet. Ergänzend wird dazu die Anzahl der Ladezyklen der thermischen Speicher in den beiden untersten Zeilen der Tabelle ausgewiesen.

Tabelle 20: Überblick über die jährlichen Volllaststunden der einzelnen Komponenten sowie die Anzahl der Ladezyklen der Wärmespeicher.

		40 GWh_V1	40 GWh_V2	80 GWh_V1	80 GWh_V2	150 GWh	300 GWh	900 GWh
Biomassekessel	h/a	4.135					5.594	
Flusswasser-Wärmepumpe	h/a		3.130	3.417	2.420			
Außenluft-Wärmepumpe	h/a					2.451	2.842	3.534
Abwasser-Wärmepumpe	h/a					5.224	6.574	5.130
Wärmepumpe Speicherentladung	h/a					6.465	7.074	5.498
Freiland-Solarthermie	h/a	1.158	1.158	1.158	1.242		1.025	
Tiefengeothermie	h/a							8.107
Abwärme direkt	h/a					8.685		
Spitzenkessel (Erdgas)	h/a							589
Spitzenkessel (Strom)	h/a	125	183	230	3,5	264	287	
Tagesspeicher	h/a	2.015	3.390	3.309		3.165	3.932	2.537
Langzeitspeicher	h/a				1.315			
Tagesspeicher	Ladezyklen	52,2	87,7	85,6		83,8	84,4	54,4
Langzeitspeicher	Ladezyklen				3,2			

Das entscheidende Merkmal von Tages- oder Mehrtages speichern ist, dass sie im Jahresverlauf häufig geladen und entladen werden. Die Zahl der Ladezyklen bewegt sich bei den Systemen, die mit entsprechenden Speichern ausgestattet sind, zwischen 52 und fast 88.

Ergänzend dazu ist die Betrachtung des Langzeitspeichers ebenfalls sehr aufschlussreich. Im ursprünglich entwickelten Konzept der solaren Fernwärme, bei dem ein sehr großes Solarthermiefeld mit einem saisonalen Speicher gekoppelt wird, hatte der Speicher nur einen Ladezyklus pro Jahr. Die während des Sommers gespeicherte solare Wärme wird für den Zeitraum ab Herbst für die Gebäudeheizung verfügbar gemacht. Werden solche Langzeitspeicher jedoch – ergänzend zur Aufnahme von Solarthermiewärme – auch für die Kurzzeitspeicherung z. B. für Wärme aus Wärmepumpen genutzt, kann die Zahl der Ladezyklen und damit auch die Effizienz dieser großen Speicher deutlich erhöht werden. Im untersuchten Beispiel erreicht die Zahl der Ladezyklen den Wert von 3,2 (Tabelle 20).

Beispiele für Jahresganglinien und Jahresdauerlinien

Bei der Anwendung von Hotmaps-Dispatch werden als ein Teil der Ergebnisdarstellung verschiedene Ganglinien für das gesamte Jahr sowie für eine jeweils typische Winter- und Sommerwoche erzeugt. Dazu kommt noch die Darstellung der Jahresdauerlinie. Um die Betriebsweise der gesamten Anlagen sowie das Verhalten einzelner Komponenten zu illustrieren, wird im Folgenden eine kleine Auswahl aus der Vielzahl der zur Verfügung stehenden Diagramme dokumentiert.

Das Betriebsverhalten des saisonalen Wärmespeichers in der Fallstudie für die Wärmebedarfsstufe 80 GWh ist in Abbildung 140 dargestellt.

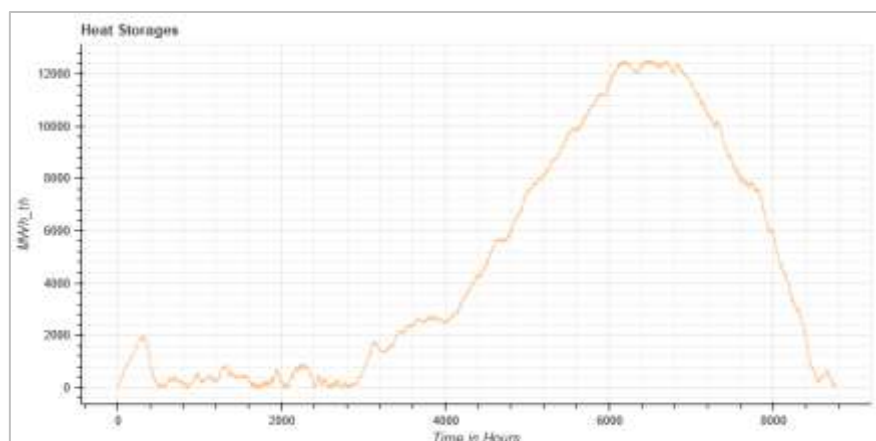


Abbildung 140: 80 GWh_V2: Jahresganglinie zur Beladung des Langzeitwärmespeichers.

Von Anfang Januar bis Anfang Mai verharrt die Speicherladung, gemessen an der Gesamtkapazität, auf niedrigem Niveau. Sie schwankt während des größten Teils dieses Zeitraums zwischen null und 800 MWh. Letzteres entspricht einer Auslastung von 6,4 %. Gleich im Januar ist allerdings ein erstes Zwischenmaximum mit 2.000 MWh Speicherladung zu beobachten. Dies entspricht 16 % der Gesamtkapazität von 12.500 MWh.

Kurz vor Mitte Mai beginnt schließlich der Zyklus der sommerlichen Beladung des Speichers mit der in der großen solarthermischen Anlage erzeugten Wärme. Der Höchststand der Speicherladung wird Mitte September erreicht und ungefähr einen Monat lang gehalten. Ab Mitte Oktober beginnt dann die Phase der Entladung, indem die gespeicherte Solarwärme in das Wärmenetz eingespeist wird. Zum Jahresende ist der Entladevorgang des Langzeitspeichers weitgehend abgeschlossen (siehe Abbildung 140).

Während des Winters wird der größte Teil des Wärmebedarfs durch die Flusswasser-Wärmepumpe mit einer Leistung von 18 MW bereitgestellt. Abbildung 141 dokumentiert das entsprechende Betriebsverhalten für einen Zeitraum von zwei Wochen ab Ende Januar. Die Beladung des saisonalen Speichers (auf geringem Niveau) erfolgt während dieser Zeit ebenfalls nahezu ausschließlich durch die Wärmepumpe. Dies passiert vor allem nachts, wenn die Wärmelasten gering sind und tagsüber immer dann, wenn die im Vergleich zur Wärmepumpe kostengünstigere Solarthermie ebenfalls Wärme liefert. Die Beiträge der Solarthermie bleiben entsprechend der Jahreszeit begrenzt, wobei während des zweiwöchigen Zeitraums allerdings vereinzelte Leistungsspitzen mit mehr als 20 MW auftreten.

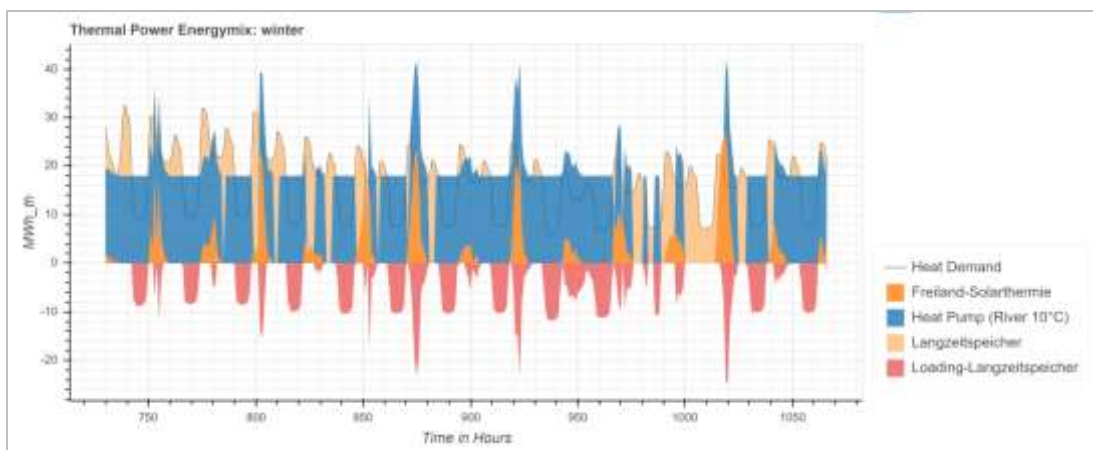


Abbildung 141: 80 GWh_V2: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter.

Die Bereitstellung der Spitzenlast erfolgt im Wesentlichen mit der gespeicherten Wärme aus dem Langzeitspeicher. Der Spitzenlastkessel kommt dagegen während der zwei Wochen im Winter nicht zum Einsatz (Abbildung 141).

Während des zweiwöchigen Zeitraums im Sommer, der Anfang Juli beginnt, sind die Wärmepumpe und der Spitzenlastkessel überhaupt nicht im Einsatz. Die Wärmeversorgung übernehmen die Freiland-Solarthermie und der saisonale Speicher allein. Die hohen Überschüsse der Solarthermie, die tagsüber auftreten, werden während dieser Phase in den Speicher geladen (Abbildung 142).

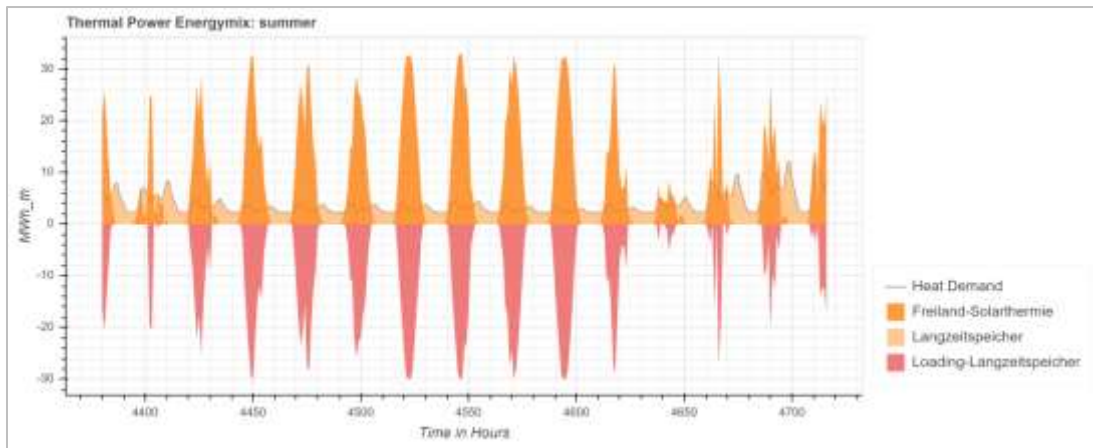


Abbildung 142: 80 GWh_V2: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.

Die Fallstudie für die Wärmebedarfsstufe von 150 GWh, ist geprägt durch die Wärmebereitstellung mit einer direkt nutzbaren Abwärmequelle mit 6 MW Leistung und drei Wärmepumpen mit verschiedenen primären Wärmequellen. Die Gruppe der Wärmepumpen setzt sich aus einer Außenluft-Wärmepumpe mit 25 MW, einer Abwasser-Wärmepumpe mit 5 MW und einer Wärmepumpe zur Tiefentladung des Tagesspeichers mit 1,5 MW Leistung zusammen. Das Betriebsverhalten des Gesamtsystems ist aus der Jahrganglinie in Abbildung 143 ersichtlich.

Die Abwärmequelle deckt das ganze Jahr über die unterste Grundlast ab. Lediglich während kurzer Zeitabschnitte im Sommer, wenn die Leistung im Netz unter die Schwelle von 6 MW sinkt, ist die Wärmelieferung durch die Abwärme etwas eingeschränkt. In den Leistungsstufen darüber liegen die drei Wärmepumpen. Der Einsatz dieser drei Aggregate folgt dem Kriterium der jeweiligen Wärmege-
 stehungskosten. Da die Speicher-Wärmepumpe mit 39 €/MWh die niedrigsten Kosten von allen dreien aufweist, liegt ihr Beitrag in der Jahrganglinie direkt über der Abwärme. Aufgrund der Wärmege-
 stehungskosten von 46 €/MWh folgen danach die Abwasser-Wärmepumpe und schließlich die Außenluft-Wärmepumpe, deren Kosten bei 59 €/MWh liegen. Der Elektroboiler und der Tagesspeicher füllen schließlich die Lücken und decken die Spitzenlast ab (Abbildung 143).

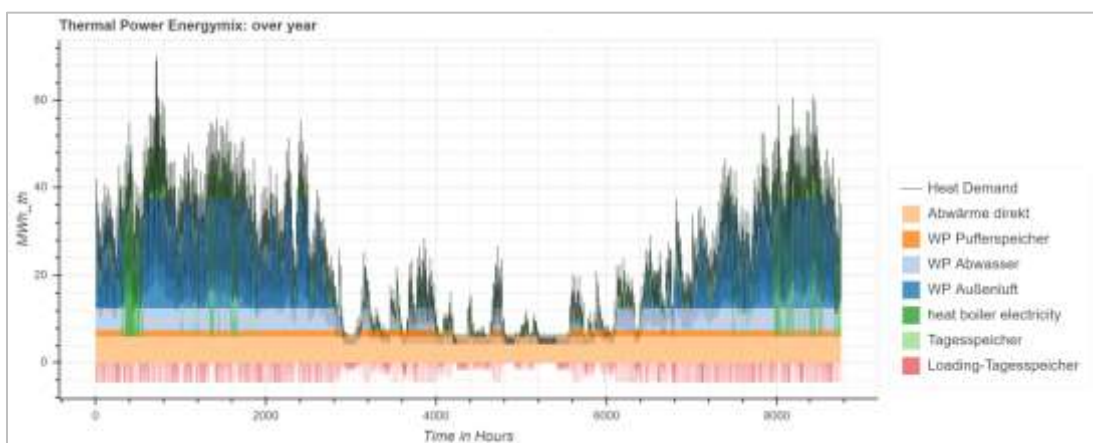


Abbildung 143: Jahrganglinie für das System der Wärmebedarfsstufe 150 GWh.

Im Diagramm für den zweiwöchigen Zeitraum während des Winters ist das geschilderte Betriebsverhalten nochmals etwas deutlicher zu erkennen (Abbildung 144).

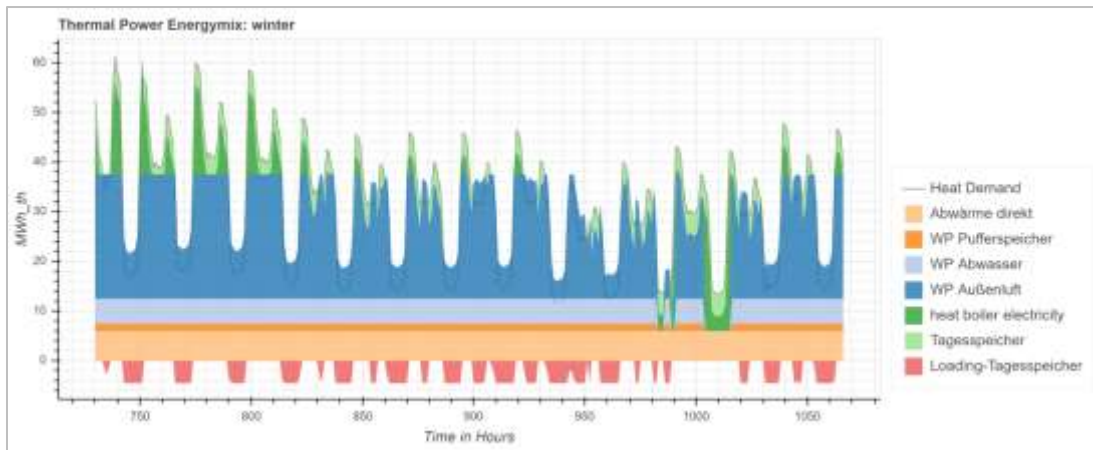


Abbildung 144: 150 GWh: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter.

In der zweiwöchigen Periode ab Anfang Juli ist der Wärmebedarf die meiste Zeit über so gering, dass er im Wesentlichen von der Abwärmequelle gedeckt werden kann. Während der Nachttäler lädt diese dann auch noch meistens den Pufferspeicher auf. Der Speicher liefert wiederum an den meisten Tagen die Spitzenlast (Abbildung 145).

Die Einsatzzeiten der Wärmepumpen haben sich im Vergleich zum Zeitraum während des Winters deutlich reduziert. Im Vergleich der Wärmepumpen untereinander, liefern die Speicher-Wärmepumpe und die Abwasser-Wärmepumpe die meiste Energie, während der Beitrag der Außenluft-Wärmepumpe nur einen sehr Beitrag umfasst. Die Speicher-Wärmepumpe trägt zum Ende des Zeitraums in geringem Umfang auch noch zur Beladung des Tagesspeichers bei (Abbildung 145).

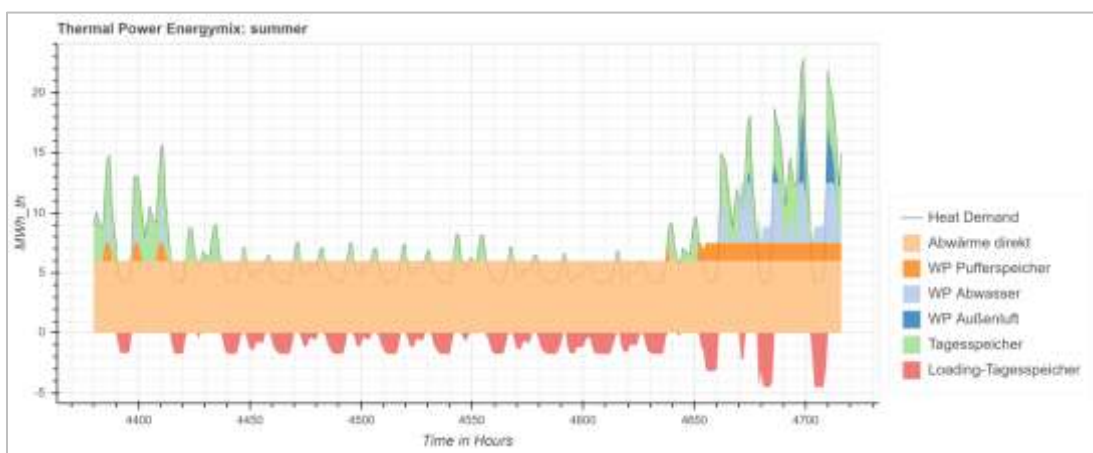


Abbildung 145: 150 GWh: Ganglinie für einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.

In der Fallstudie des Systems der Wärmebedarfsstufe 900 GWh deckt die tiefe Geothermie mit einer Leistung von 50 MW die untere Grundlast ab. Die Wärmegestehungskosten der Geothermie liegen bei gut 43 €/MWh. Darüber folgen wiederum die drei verschiedenen Wärmepumpen. Zunächst die Speicher-Wärmepumpe, die eine Leistung von 3 MW aufweist und die Wärme für knapp 41 €/MWh erzeugt. In den nächsten Stufen folgen die Abwasser-Wärmepumpe mit 15 MW (46 €/MWh) und die große Außenluft-Wärmepumpe mit 70 MW Leistung. Deren Wärmegestehungskosten betragen knapp 57 €/MWh (Abbildung 146).

Die Abdeckung der Spitzenlasten erfolgt im Wesentlichen durch den Gas-Spitzenkessel, ergänzt um kleine Beiträge, die vom Tagesspeicher kommen.

Die Grafik in Abbildung 146 zeigt außerdem deutlich, dass der Anteil des Gas-Spitzenlastkessels, wie bereits erwähnt, mit fast 25 % des Jahreswärmebedarfs überdurchschnittlich hoch ist. Dies müsste mit einer verbesserten Auslegung des Gesamtsystems noch deutlich reduziert werden.

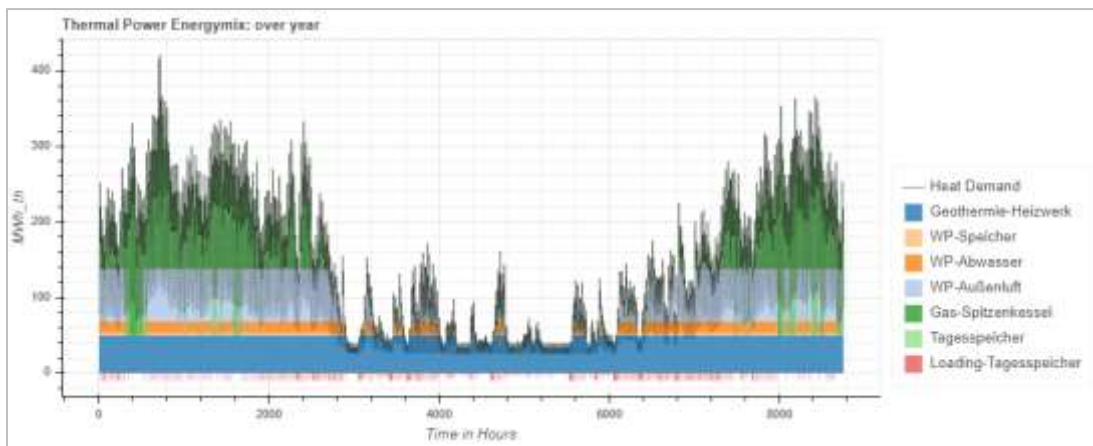


Abbildung 146: Jahresganglinie für das System der Wärmebedarfsstufe 900 GWh.

Die Jahresdauerlinie in Abbildung 147 zeigt ebenfalls sehr schön, wie die Leistungsstufen, die verschiedenen Aggregaten zugeordnet sind, aufeinander aufbauen. Die untere Grundlast deckt das Geothermie-Heizwerk ab. Dann folgen die Wärmepumpe zur Tiefentladung des Speichers, die Abwasser-Wärmepumpe und schließlich die Außenluft-Wärmepumpe. Darüber ist der vergleichsweise große Beitrag des Gas-Spitzenkessels sichtbar.

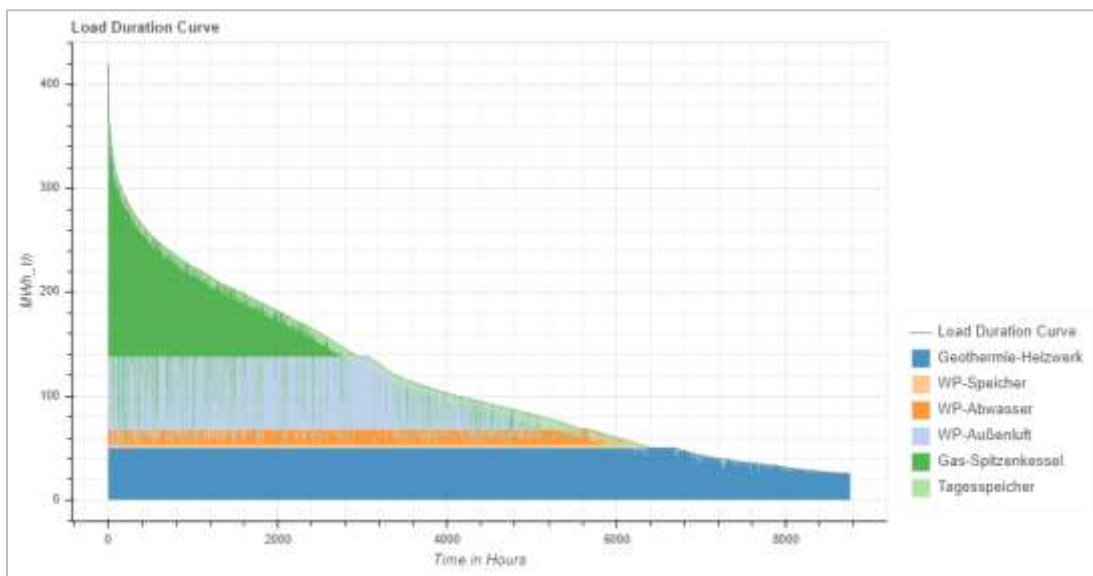


Abbildung 147: Jahresdauerlinie für das System der Wärmebedarfsstufe 900 GWh.

Investitionskosten und Ermittlung der Wärmebereitstellungskosten

Die Investitionskosten der verschiedenen untersuchten Varianten unterscheiden sich nahezu um den Faktor 35. Absolut betrachtet sehr hohe Kosten sind vor allem bei der tiefen Geothermie in der Fallstudie für 900 GWh zu beobachten. Die Investitionskosten für die Varianten mit 40 GWh und 80 GWh liegen im Vergleich dazu deutlich niedriger (Abbildung 148).

Werden die absoluten Werte mit den Wärmehöchstlasten verknüpft und die spezifischen Investitionskosten berechnet, so zeigt sich, dass das System mit Solarthermie, Wärmepumpe und Langzeitwärmespeicher (80 GWh_V2) bezogen auf die Leistung fast genauso teuer ist das größte System mit tiefer Geothermie. Der Unterschied beträgt weniger als 2 %.

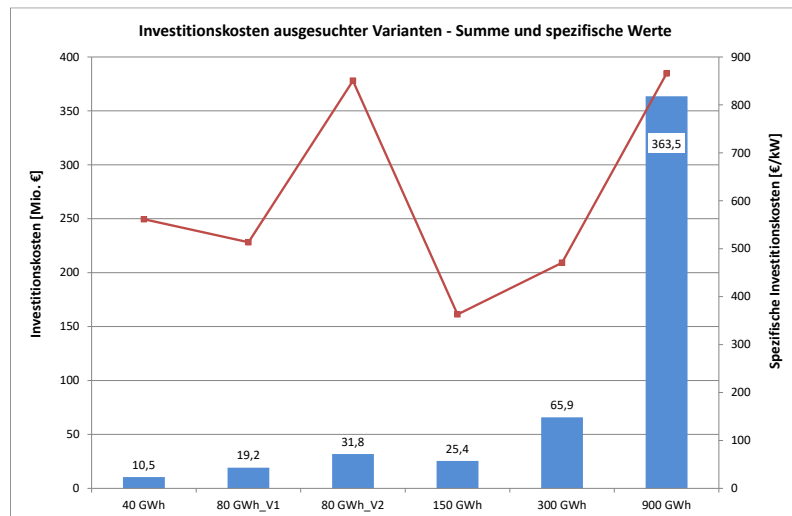


Abbildung 148: Überblick über die aufsummierten und spezifischen Investitionskosten der verschiedenen Systeme.

Die niedrigsten spezifischen Investitionskosten weist das System mit direkter Abwärmenutzung und der Kombination verschiedener Arten von Wärmepumpen auf (150 GWh). Die dafür berechneten 363 €/kW entsprechen 42 % des Höchstwertes von 866 €/kW.

Von den 363 Mio. € für den Bau des Systems für die Wärmebedarfsstufe 900 GWh werden allein 80 % für die Geothermiebohrungen und für die Technik, um die Wärme aus der Tiefe nach oben zu fördern, benötigt (Abbildung 148).

Wie sich die Investitionskosten bei den anderen Systemen auf die einzelnen Komponenten verteilen, verdeutlichen die beiden Diagramme in Abbildung 149. In vier von fünf Fällen, bei denen Wärmepumpen Bestandteil des Anlagenportfolios sind, haben sie den größten Anteil an der Gesamtinvestition. Lediglich im System 80 GWh_V2 mit Solarthermie und saisonalem Speicher, ist der Anteil des Solarthermiefeldes größer als der der Wärmepumpe.

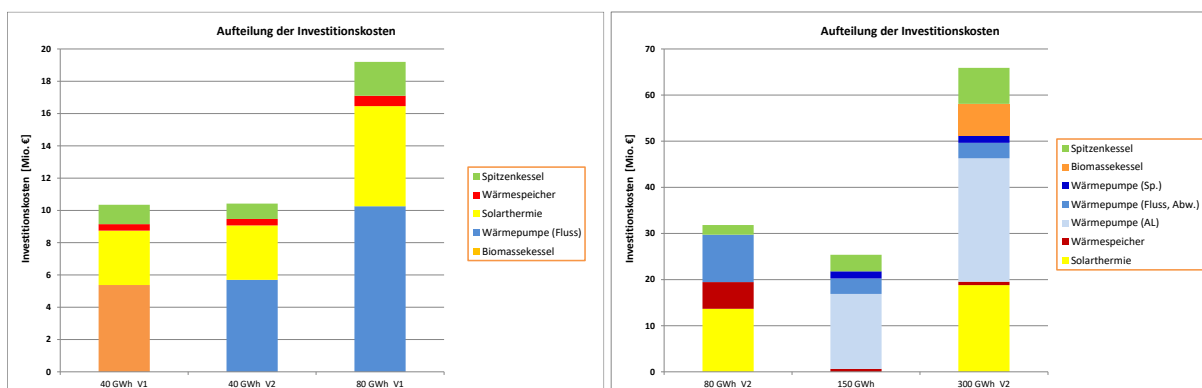


Abbildung 149: Verteilung der Investitionskosten auf die verschiedenen Komponenten.

Für die Kostenrechnung werden zusätzlich der Zinssatz, die Abschreibungsdauer der einzelnen Anlagen, die Energiekosten sowie die CO₂-Kosten benötigt. Die Werte dieser Parameter sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Der für Erdgas angenommene Preis stammt aus dem Zeitraum Mai 2021 und spiegelt die damals üblichen Werte wider, die vor dem mittlerweile erfolgten drastischen Preisanstieg zu beobachten waren.

Der Preis für Holzhackschnitzel ist der Markübersicht für Energieholz von CARMEN e.V. entnommen, die regelmäßig aktualisiert wird (Langer, 2021).

Tabelle 21: Randbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnung.

Finanzmathematik		
Zinssatz	%	3,0%
Abschreibungsdauer Anlagen	a	TK-DK (variabel)
Energiekosten		
Erdgas	€/MWh	40,0
Holzhackschnitzel	€/MWh	25,0
Biogas	€/MWh	70,0
Abwärme (direkt)	€/MWh	15,0
Synthetisches Methan (PtG)	€/MWh	200,0
Strom für Wärmepumpen und Elektroboiler	€/MWh	Germany-2015 + 90 €
CO₂-Kosten		
Angenommener CO ₂ -Preis	€/MWh	200,0

Der Preis für synthetisches Methan wurde in Anlehnung an die Studie „Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen – Entwicklung eines Unterstützungsrahmens am Beispiel von Wärmenetzen“ gewählt (Ochse, 2021)

Die Preise für Biogas und Abwärme beruhen auf eigenen Annahmen. Der Strompreis für Wärmepumpen und Elektroboiler beruht auf der in Hotmaps-Dispatch vorgegebenen Preisganglinie „Germany 2015“ für Strom, ergänzt um einen Offset von 90 €/MWh. Dieser Offset stützt sich ebenfalls auf die Annahmen der Studie „Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen (Ochse, 2021).

Die auf dieser Grundlage berechneten Wärmekosten in den verschiedenen Fallstudien zeigt Abbildung 150. Die Werte schwanken zwischen 42,80 €/MWh und 62,40 €/MWh.

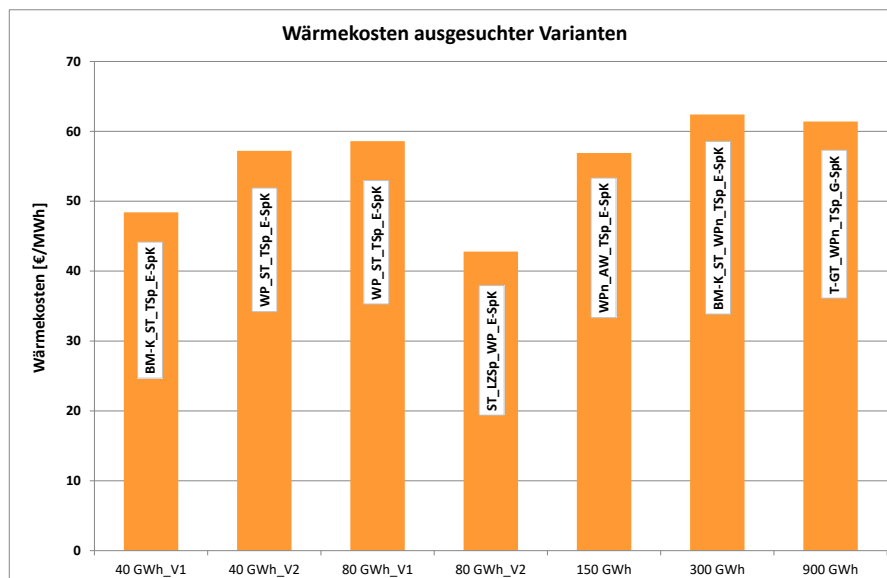


Abbildung 150: Berechnete Wärmebereitstellungskosten ausgesuchter Varianten.

Die von den einzelnen Komponenten verursachten Wärmekosten schwanken sehr stark. Bei den Wärmepumpen ist eine Schwankungsbreite zwischen 39 €/MWh und 59 €/MWh zu beobachten.

Die höchsten Kosten weisen dabei generell die Außenluft-Wärmepumpen auf, während die Wärmepumpen zur Tiefentladung der Speicher aufgrund der deutlich höheren Jahresarbeitszahlen die niedrigsten Kosten zu verzeichnen haben (Abbildung 151).

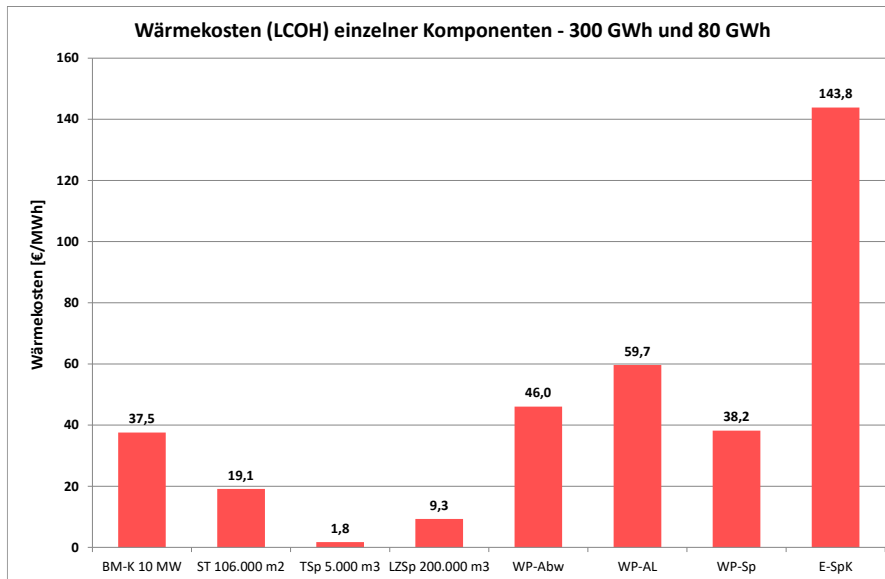


Abbildung 151: Wärmekosten (Levelized cost of heat) einzelner Komponenten.

Auf der Basis der Kostendaten des dänischen Technikkatalogs erzeugen die großen solarthermischen Freilandanlagen die Wärme zu sehr günstigen Kosten. Für ein Solarfeld mit etwas über 100.000 m² Kollektorfläche sind Wärmegestehungskosten von nur 19 €/MWh zu verzeichnen. Dieser Wert ist deutlich niedriger als die Kosten eines Biomassekessels (37,5 €/MWh) mit 10 MW Leistung.

Die Speicherung der Wärme verursacht Kosten, die um mehr als den Faktor fünf auseinanderliegen, wenn man Tagesspeicher und saisonale Speicher miteinander vergleicht. Die absoluten Werte liegen bei 9,8 €/MWh bzw. 1,8 €/MWh.

Die bei weitem teuerste Einzelkomponente unter dem Blickwinkel der Wärmekosten, ist der Elektrosplitzenkessel, dessen Wärme mit fast 144 €/MWh zu Buche schlägt. Die hohen Kosten sind vor allem eine Folge der Strompreise, die für den Betrieb zu bezahlen sind. Dieser Vergleich zeigt deutlich, dass Elektroboiler nur mit geringer Volllaststundenanzahl betrieben werden dürfen (Abbildung 151).

5.5.2 Berechnung der Vollkosten für Einzelheizungen

Auf der Seite der Einzelheizungen finden als Referenztechnik ausschließlich Wärmepumpen Berücksichtigung, da zu erwarten ist, dass diese überall dort, wo keine Wärmenetze gebaut werden, in den allermeisten Fällen für die Wärmeversorgung von Gebäuden zum Einsatz kommen.

Die Kostenberechnung umfasst drei Gebäudetypen unterschiedlicher Größe:

- Einfamilienhaus mit 120 m² Wohnfläche und einer mittleren Einwohnerzahl von 2,2
- Kleines Mehrfamilienhaus mit Wohnflächen zwischen 230 m² und 300 m². Die rechnerische Einwohnerzahl schwankt zwischen 5,7 und 7,6
- Großes Mehrfamilienhaus mit 1.020 m² Wohnfläche und 27 Bewohnern

Auf der Grundlage der Energiekennzahl für Raumwärme und der beheizten Wohnfläche ergibt sich der Nutzwärmebedarf für die Raumheizung. Der Nutzwärmebedarf für Warmwasser wird aus der mittleren Anzahl der Bewohner und dem Kennwert von 600 kWh pro Person und Jahr berechnet. Aus der für alle Gebäudetypen angenommenen Jahresarbeitszahl von 3,1 für Luft-Wasser-Wärmepumpen errechnet sich der jährliche Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpe.

Beim Gebäudetyp Einfamilienhaus fließen drei verschiedene Varianten in die Kostenrechnung ein. Das sind als erstes ein moderat saniertes Bestandsgebäude („San-Light“), dann ein Neubau mit Einhaltung der Mindestanforderungen beim Wärmeschutz sowie ein gemäß KfW-55-Standard errichtetes Einfamilienhaus (Tabelle 22). Bei den kleinen Mehrfamilienhäusern beziehen sich die Gebäudedaten auf ein von der KEA-BW in den Jahren 2016/2017 durchgeführtes Quartierskonzept für den Stadtbezirk Botnang in Stuttgart (Tabelle 23). Die Gebäudedaten für das große Mehrfamilienhaus wurden in Anlehnung an die Gebäudedatenbank des Simulationsprogramms BHKW-Plan zusammengestellt (Steinborn, et al., 2020); (Tabelle 24).

Tabelle 22: Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im Einfamilienhaus.

		Einfamilienhaus		
		EFH San. Light	EFH neu Mindestst.	EFH KfW 55
Wohnfläche Referenzhaus	m ²	120	120	120
Mittlere Anzahl Bewohner		2,2	2,2	2,2
Energiekennzahl Raumwärme	kWh/m ² ·a	78,1	46,0	27,0
Nutzwärmebedarf Warmwasser	kWh/a	1.320	1.320	1.320
Nutzwärmebedarf gesamt	kWh/a	10.692	6.840	4.560
JAZ Luft-Wasser-WP		3,1	3,1	3,1
Strombedarf Luft-Wasser-WP	kWh/a	3.449	2.206	1.471
Anschlussleistung	kW	5,9	4,1	2,7
Spez. Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€/kW	1.381,7	1.873,9	2.846,2
Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€	8.152	7.683	7.685
Jährliche Fixkosten O&M WP	€/kW	46,10	62,90	95,60
Investitionskosten Speicher BW/Puffer	€	2.442	2.442	2.442
Investitionskosten Pufferspeicher	€	0	0	0
Jährliche Fixkosten O&M Speicher	%	1,3%	1,3%	1,3%

Tabelle 23: Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im kleinen Mehrfamilienhaus.

		KMH vollsaniert		
		KMH A	KMH B,C	KMH D
Wohnfläche Referenzhaus	m ²	230	274	300
Mittlere Anzahl Bewohner		5,7	6,7	7,6
Energiekennzahl Raumwärme	kWh/m ² ·a	95,0	90,0	80,0
Nutzwärmebedarf Warmwasser	kWh/a	3.420	3.990	4.560
Nutzwärmebedarf gesamt	kWh/a	25.270	28.650	28.560
JAZ Luft-Wasser-WP		3,1	3,1	3,1
Strombedarf Luft-Wasser-WP	kWh/a	8.152	9.242	9.213
Strombedarf Luft-Wasser-WP mit ST	kWh/a	6.594	7.386	7.181
Anschlussleistung	kW	15,8	17,9	17,9
Spez. Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€/kW	840,0	840,0	840,0
Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€	13.267	15.041	14.994
Jährliche Fixkosten O&M WP	€/kW	12,50	12,50	12,50
Volumen Brauchwasserspeicher	liter	285	333	380
Investitionskosten Brauchwasserspeicher	€	2.000	2.200	2.500
Volumen Pufferspeicher	liter	160,00	180,00	180,00
Investitionskosten Pufferspeicher	€	1.500,00	1.800,00	1.600,00
Jährliche Fixkosten O&M Speicher	%	1,3%	1,3%	1,3%

Tabelle 24: Daten zur Vollkostenrechnung für Wärmepumpen im großen Mehrfamilienhaus.

		GMH D (12 WE)
Wohnfläche Referenzhaus	m ²	1.020
Mittlere Anzahl Bewohner		27,0
Energiekennzahl Raumwärme	kWh/m ² ·a	75,0
Nutzwärmebedarf Warmwasser	kWh/a	16.200
Nutzwärmebedarf gesamt	kWh/a	92.700
JAZ Luft-Wasser-WP		3,1
Strombedarf Luft-Wasser-WP	kWh/a	29.903
Anschlussleistung	kW	57,9
Spez. Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€/kW	620,0
Investitionskosten Luft-Wasser-WP	€	35.921
Jährliche Fixkosten O&M WP	€/kW	9,00
Volumen Brauchwasserspeicher	liter	1.350
Investitionskosten Brauchwasserspeicher	€	2.700
Volumen Pufferspeicher	liter	580
Investitionskosten Pufferspeicher	€	1.450
Jährliche Fixkosten O&M Speicher	%	1,3%

Die Kostendaten für die Heizungstechnik im kleinen und großen Mehrfamilienhaus sind dem Technik-katalog Baden-Württemberg entnommen (Peters, et al., 2022). Bei den drei verschiedenen Varianten der Einfamilienhäuser basiert die Berechnung auf den Daten des BUND-Jahrbuchs 2021 (Baden-Württemberg, 2021 S. 168 ff).

Die Kosten für die Heizungssysteme setzen sich einerseits aus den Investitionskosten für die Wärmepumpe und den thermischen Speicher sowie aus den jährlichen Fixkosten für beide Komponenten zusammen. Die Investitionskosten werden auf der Grundlage der Anschlussleistung für das jeweilige Gebäude errechnet.

Als Zinssatz für die Annuitätenrechnung werden 3 % festgelegt. Die Laufzeit beträgt 18 Jahre gemäß den Angaben zur Lebensdauer für Luft-Wasser-Wärmepumpen im Technikkatalog Baden-Württemberg (Peters, et al., 2022). Weitere Randbedingungen für die Kostenrechnung sind die Strompreise für Wärmepumpen und die Umwälzpumpen zur Verteilung der Wärme im Gebäude (Tabelle 25).

Tabelle 25: Randbedingungen für die Berechnung der Wärmeevollkosten von Einzelheizungen.

Zinssatz	%	3,0
Laufzeit	a	18
Stromkosten Wärmepumpen	ct/kWh	19,24
Stromkosten Umwälzpumpen	ct/kWh	23,70

Die für die Berechnung zugrunde gelegten Stromkosten sind ebenfalls dem BUND-Jahrbuch 2021 entnommen. Es handelt sich um Nettowerte (Baden-Württemberg, 2021 S. 168 ff).

Die berechneten Wärmeevollkosten für Einzelheizungen mit Wärmepumpen schwanken im Bereich zwischen 105 €/MWh und 292 €/MWh, also nahezu um den Faktor drei. Die Kostenspanne bei den drei Varianten der Einfamilienhäuser (sanierter; neu mit Mindeststandard; neu mit KfW 55) beträgt fast 75 %. Während die Wärmeversorgung des sanierten Gebäudes Kosten in Höhe von 167 €/MWh verursacht, sind es beim Neubau gemäß KfW-55-Standard der Höchstwert von 292 €/MWh.

Deutlich darunter liegen die Vollkosten für das kleine Mehrfamilienhaus mit 125 €/MWh. Zwischen den drei verschiedenen Varianten, die betrachtet wurden, gibt es fast keine Unterschiede.

Die Wärmeversorgung eines großen Mehrfamilienhauses verursacht schließlich Kosten in Höhe von 105 €/MWh. Alle Kostenangaben sind netto (Abbildung 152).

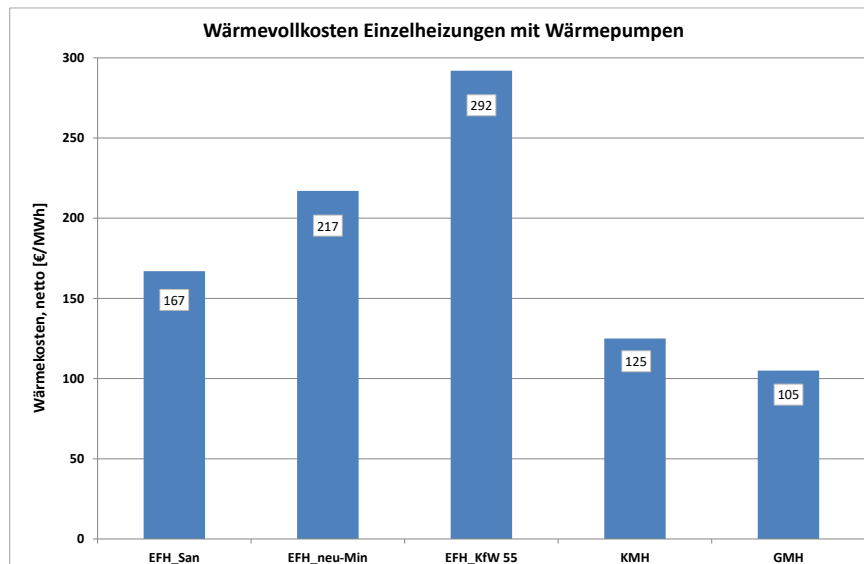


Abbildung 152: Wärmevollkosten für Einzelheizungen mit Wärmepumpen.

Die Wärmekosten in Abbildung 152 sind ohne jegliche Förderung berechnet. Der Grund dafür ist, dass bei der Kostenrechnung auf der Seite der Wärmenetze (Verteilkosten genauso wie Bereitstellungskosten) ebenfalls keine Förderung berücksichtigt wird.

5.5.3 Ermittlung der Ausdehnung der Eignungsgebiete (Zonierung)

Die erforderlichen Bausteine zur GIS-gestützten Berechnung der Grenzen der Eignungsgebiete liegen nun alle vor. Im Einzelnen handelt es sich um die:

- Wärmeverteilkosten in Wärmenetzen
- Wärmebereitstellungskosten zur Einspeisung in Wärmenetze
- Wärmevollkosten von Einzelheizungen

Durch einen Vergleich der aufsummierten Kosten der Wärmeversorgung durch Wärmenetze mit den Vollkosten für Einzelheizungen gemäß Abbildung 138 können die Grenzen der Eignungsgebiete in den Siedlungsgebieten der Kommunen gefunden werden.

Am Beispiel des Diagramms für die Stadt Baden-Baden in Abbildung 153 soll die Vorgehensweise im Einzelnen erläutert werden. Als erstes ist es notwendig, aus den Wärmevollkosten der Einzelheizungen (Abbildung 152) einen für die jeweilige Kommune zutreffenden Referenzwert abzuschätzen. Dazu muss eine Gewichtung zwischen den verschiedenen Gebäudetypen, Einfamilienhaus sowie kleines und großes Mehrfamilienhaus vorgenommen werden. Für Baden-Baden wurde der Wert auf 115 €/MWh festgelegt. Dem liegt eine stärkere Gewichtung der KMH und GMH zugrunde, während die Einfamilienhäuser, die es in Baden-Baden ebenfalls gibt, in geringerem Maße berücksichtigt werden (linke Säule in Abbildung 153).

Die Wärmebereitstellungskosten für Wärmenetze gemäß Abbildung 150, die in Abbildung 153 als rot markierter Teil der drei Säulen rechts daneben abgebildet sind, basieren auf den für die Wärmebedarfsstufe von 150 GWh ermittelten Kosten. Das entsprechende multivalente Erzeugungssystem besteht aus Wärmepumpen (Außenluft, Abwasser, Speicherentladung), direkter Abwärmenutzung, Tagesspeicher und einem Elektro-Spitzenkessel.

Die von den Netzverlusten verursachten Kosten können aus der Höhe der Wärmeverteilungskosten und der relativen Netzverluste abgeschätzt werden. Bei einer Verlustrate von 10 % kommen nur 90 % der eingespeisten Wärmemenge bei den Verbrauchern an, das heißt, rund ein Zehntel der Bereitstellungskosten sind für die Verluste zu veranschlagen. Im Beispiel für Baden-Baden in entspricht das einem Betrag von rund 6 €/MWh.

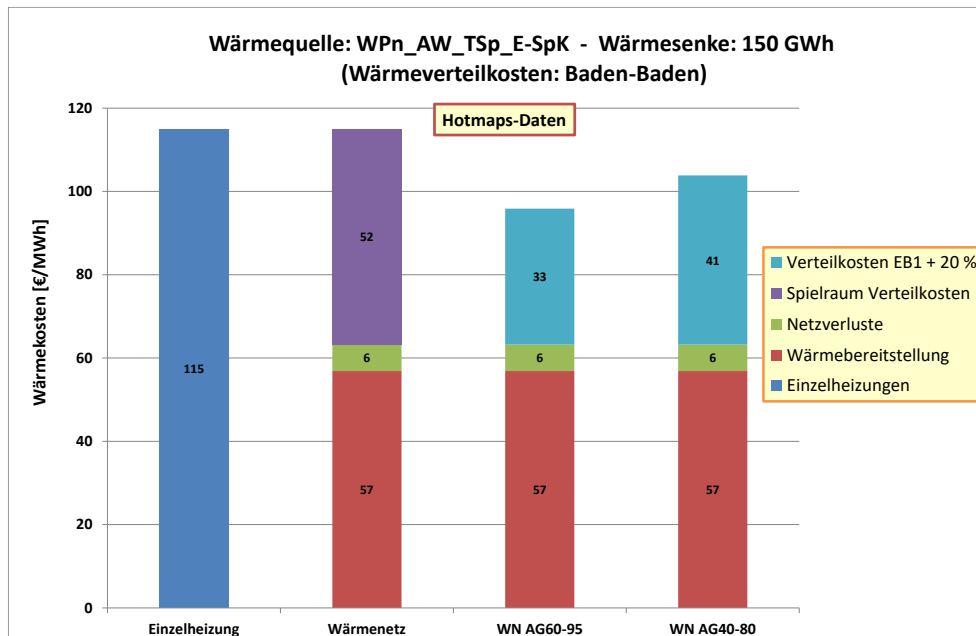


Abbildung 153: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten am Beispiel der Zahlen für die Stadt Baden-Baden.

Die Bezeichnungen der jeweiligen Wärmequellen in Kurzform (Abbildung 153 und gleichartige Abbildungen in Folge) werden in Tabelle 26 nochmals erläutert.

Tabelle 26: Erläuterung der Kurzbezeichnungen für die Wärmequellen zur Wärmebereitstellung für Wärmenetze.

40 GWh_V1	BM-K_ST_TSp_E-SpK	Biomassekessel, Solarthermie, Tagesspeicher, E-Spitzenkessel
40 GWh_V2	WP_ST_TSp_E-SpK	Wärmepumpe, Solarthermie, Tagesspeicher, E-Spitzenkessel
80 GWh_V1	WP_ST_TSp_E-SpK	Wärmepumpe, Solarthermie, Tagesspeicher, E-Spitzenkessel
80 GWh_V2	ST_LZSp_WP_E-SpK	Solarthermie, Langzeitspeicher, Wärmepumpe, Solarthermie, E-Spitzenkessel
150 GWh	WPn (AL, Abw, Sp)_AW_TSp_E-SpK	Wärmepumpen, Abwärme, Tagesspeicher, E-Spitzenkessel
300 GWh	BM-K_ST_WPn_TSp_E-SpK	Biomassekessel, Solarthermie, Wärmepumpen, Tagesspeicher, E-Spitzenkessel
900 GWh	T-GT_WPn_TSp_G-SpK	Tiefe Geothermie, Wärmepumpen, Tagesspeicher, Gas-Spitzenkessel

Aus dem Vergleich der gemittelten Wärmevollkosten der Einzelheizungen mit den Wärmebereitstellungskosten und den Kosten für die Netzverluste bei Versorgung über ein Wärmenetz resultiert ein Spielraum für die Wärmeverteilungskosten in Höhe von 52 €/MWh (Abbildung 153, zweite Säule von links).

Im Falle von Baden-Baden betragen die gemäß Kapitel 5.3.2 berechneten Wärmeverteilungskosten bei hoher Anschlussgradiententwicklung (60 % bis 95 %) 33 €/MWh. Dabei ist bereits ein Aufschlag von 20 % auf die mit der Hotmaps-Toolbox unter Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 errechneten Verteilkosten berücksichtigt. Der Grund dafür sind die mit diesem Verfahren um rund 20 % unterschätzten Trassenlängen. Das heißt, die Summe der Kosten für ein Wärmenetz liegt um 19 €/MWh oder 12,6 % unter dem Referenzwert der Einzelheizungen (Abbildung 153, zweite Säule von rechts).

Dieser Abstand nimmt um 8 €/MWh ab, wenn sich die Entwicklung des Anschlussgrads an das Wärmenetz auf niedrigerem Niveau im Intervall von 40 % bis 80 % bewegt. Der Kostenvorteil des Wärmenetzes verringert sich dadurch auf nur noch 9,6 % (rechte Säule in Abbildung 153).

Die Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten auf der Basis der jeweiligen Wärmebereitstellungskosten und der Kosten für die Netzverluste ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zum Auffinden der Grenzen der Eignungsgebiete. Durch den Vergleich mit den Wärmeverteilungskosten, die in Kapitel 5.3.2 für die Siedlungsgebiete aller anderen Kommunen ermittelt wurden, ist es auf diese Weise ohne weiteres möglich, Schlüsse zum ökonomischen Potenzial von Wärmenetzen in Städten und Gemeinden zu ziehen.

Um auf der Grundlage der geschilderten Vorgehensweise die räumliche Ausdehnung der Eignungsgebiete für die Wärmenetze zu berechnen, ist der Einsatz geographischer Informationssysteme erforderlich. Um diesen Rechenschritt durchzuführen, kam in ANSWER-Kommunal erneut das Berechnungsmodul *District heating potential – economic assessment* der Hotmaps-Toolbox zum Einsatz (vergleiche Abbildung 84). Die Definition der dafür erforderlichen Szenarien erfolgte mit Hilfe der Parameter in Tabelle 27.

Tabelle 27: Parameter für die Hotmaps-Toolbox zur GIS-gestützten Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze.

	2021	2050
Anschlussgradentwicklung	60%	95%
Akkumulierte Einsparung bis 2050	30%	
Obergrenze Verteilkosten	jeweilige WVK + 20%	
Zinssatz	3%	
Laufzeit	30 Jahre	

Für jedes Siedlungsgebiet muss die bei der Berechnung einzusetzende Obergrenze der Wärmeverteilungskosten ermittelt werden. Bei den Untersuchungen in ANSWER-Kommunal erfolgte dies gemäß dem Kriterium, dass die aufsummierten Kosten für das Wärmenetz im Bereich von 10 % bis 15 % niedriger sein sollen als der jeweilige Referenzwert der Kosten für die Einzelheizungen.

Die Berechnung der Wärmeverteilungskosten erfolgte in den allermeisten Fällen mit einem Aufschlag von 20 %, um die Unterschätzung der Trassenlänge bei Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 in angemessener Form zu berücksichtigen. Bei einigen wenigen Kommunen wurde entsprechend der in Abbildung 118 dargestellten Ergebnisse von diesem Wert abgewichen (Tabelle 27).

Die mit dem Berechnungsmodul *District heating potential – economic assessment* erzeugten shapefiles bilden die Grundlage für die Darstellung der Eignungsgebiete in Form einer GIS-Karte. Die räumliche Ausdehnung der Eignungsgebiete für das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Baden-Baden zeigt Abbildung 154.

In der Kernstadt von Baden-Baden sowie in den direkt angrenzenden Bereichen können demnach knapp 74 % des reduzierten Wärmebedarfs am Ende des Investitionszeitraums im Jahr 2050 kostengünstiger über ein Wärmenetz, als mit Einzelheizungen bereitgestellt werden.

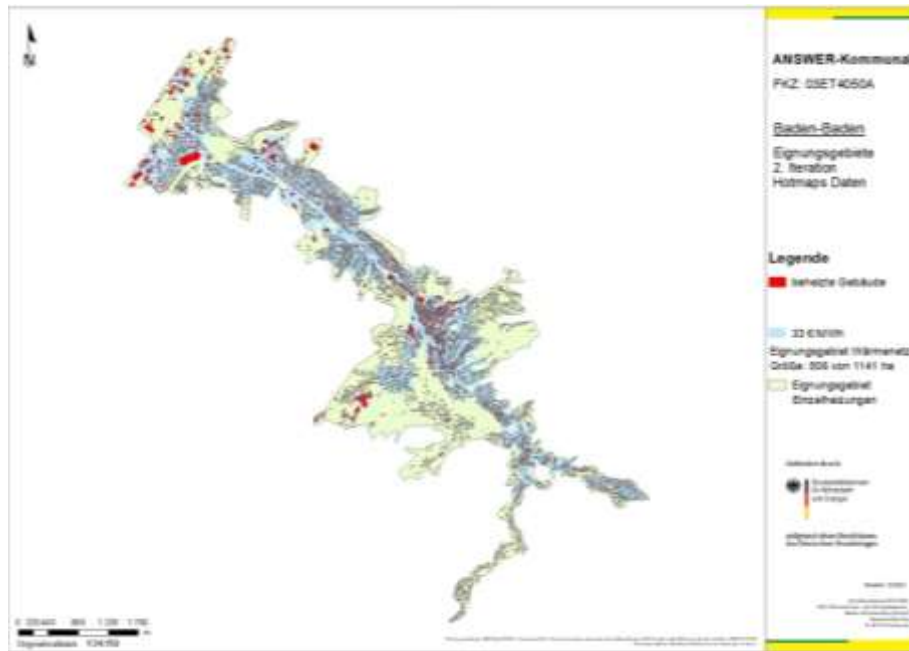


Abbildung 154: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der Stadt Baden-Baden.

Darstellung ausgesuchter Ergebnisse

Ein hohes Fernwärmepotenzial weist die **Stadt Fellbach** auf. Es entspricht fast 90 % des durch zunehmende Wärmedämmung reduzierten Wärmebedarfs im Jahr 2050 (Abbildung 155).

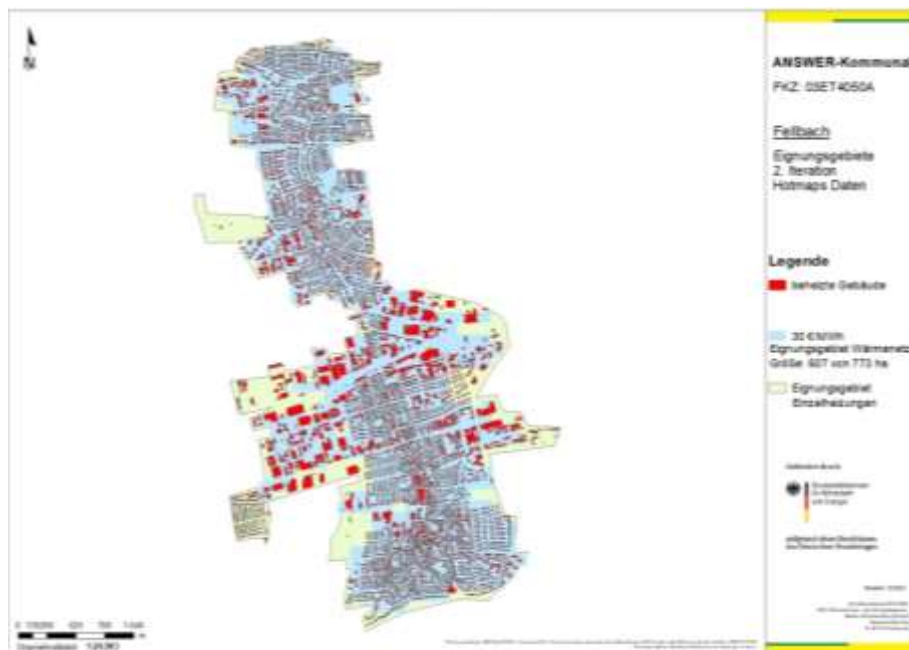


Abbildung 155: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Fellbach.

Unter Berücksichtigung der hohen Anschlussgradiententwicklung beträgt der Spielraum für die Wärmeverteilungskosten in Fellbach Fall 52 €/MWh. Gleichzeitig sind Verteilungskosten gemäß der Darstellung in Abbildung 153 in Höhe von 30 €/MWh zu verzeichnen. Dies sind günstige Voraussetzungen für eine große Ausdehnung des Eignungsgebiets Wärmenetz, welches nahezu die gesamte Stadt von Nord nach Süd abdeckt.

Ein weiteres Beispiel für ein hohes Fernwärmepotenzial ist der **Stadtteil Nellingen** der Stadt Ostfildern. Dort kann ein Wärmenetz aufgrund der hohen Wärmedichten und der daraus resultierenden hohen Liniendichten 92 % des reduzierten Wärmebedarfs zum Ende des Investitionszeitraums im Jahr 2050 abdecken (Abbildung 156).



Abbildung 156: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Stadtteil Nellingen der Stadt Ostfildern.

Im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der **Stadt Aalen** wurden die drei Wärmedichte-Schwellwerte 200 MWh/ha, 300 MWh/ha und 350 MWh/ha gewählt, um das Siedlungsgebiet in unterschiedliche Teilgebiete einzuteilen, deren jeweilige Wärmedichten größer als der Grenzwert sind (vergleiche Kapitel 5.2.4). Die daraus resultierende Aufteilung des Stadtgebiets zeigt Abbildung 157.

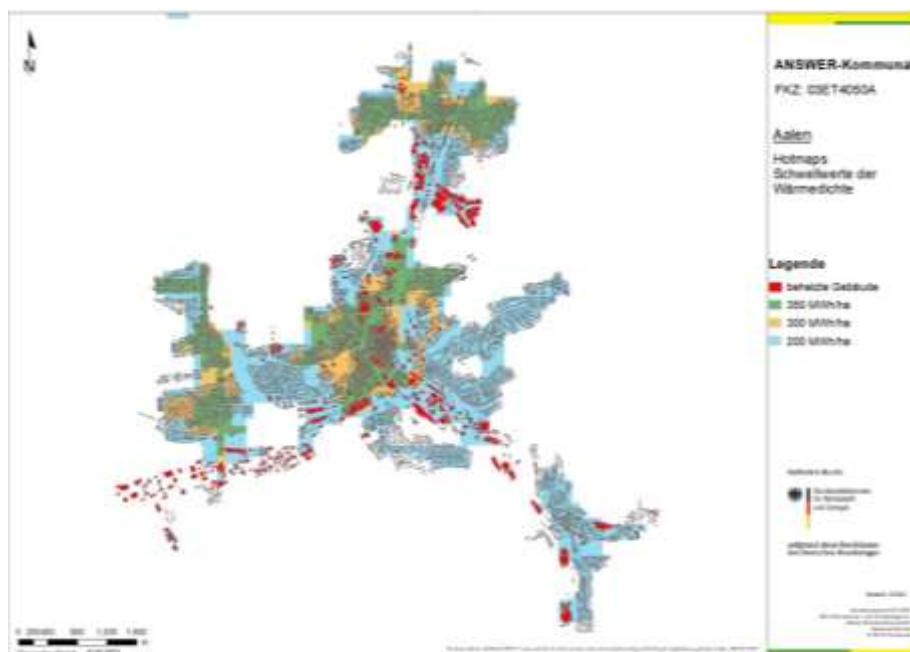


Abbildung 157: Aalen: Teilgebiete in Abhängigkeit der Wärmedichte-Schwellwerte.

Bei der Ermittlung des Spielraums für die Wärmeverteilkosten, die zunächst, wie für alle anderen Kommunen auch, für das Teilgebiet mit der größten räumlichen Ausdehnung erfolgte, stellte sich heraus, dass in diesem Fall die berechneten Wärmeverteilkosten geringfügig höher sind als der Spielraum von 46 €/MWh (linkes Diagramm, Abbildung 158).

Die Frage war nun, ob es eine andere Konstellation für die Versorgung mit Wärmenetz gibt, bei der ein Kostenvorteil gegenüber dem Referenzwert bei den Einzelheizungen zu verzeichnen ist. Die Lösung dafür ist die Rechnung auf das kleinere Teilgebiet, das durch den höheren Wärmedichte-Schwellwert von 300 MWh/ha gekennzeichnet ist, zu beziehen. In Abbildung 157 handelt es sich um das in dunklem Gelb markierte Teilgebiet. Dadurch werden insgesamt höhere Wärmedichten zugrunde gelegt, was sich positiv auf die Potenziale von Wärmenetzen auswirkt.

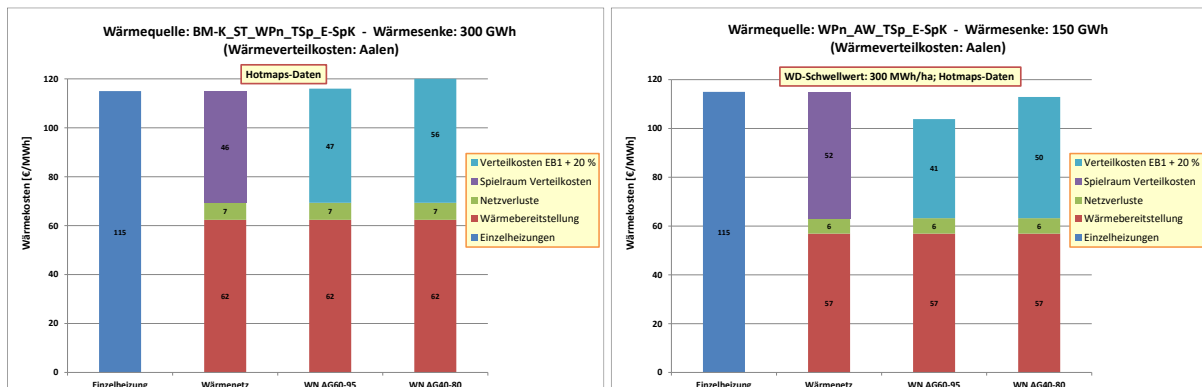


Abbildung 158: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilkosten in Aalen für zwei Teilgebiete mit unterschiedlichem Wärmedichte-Schwellwert.

Der Bezug auf das kleinere Teilgebiet ermöglicht die Berücksichtigung der Wärmebereitstellungskosten für die Wärmebedarfsstufe 150 GWh. Diese liegen bei 57 €/MWh, statt bei 62 €/MWh für die Wärmebedarfsstufe 300 GWh. Dazu kommen geringere Wärmeverteilkosten in Höhe von 41 €/MWh. Alles zusammen ergibt einen Kostenvorteil für das Wärmenetz, der 11 €/MWh oder gut 10 % beträgt (Diagramm rechts, Abbildung 158)

Das daraus resultierende Eignungsgebiet für Wärmenetze hat eine Größe von 475 ha. Das entspricht rund 30 % der Fläche des zusammenhängenden Siedlungsgebiets. Vom Wärmebedarf im letzten Jahr des Investitionszeitraums in Höhe von 248 GWh können etwas mehr als 45 % oder 113 GWh über Fernwärme gedeckt werden.

Die räumliche Ausdehnung der Eignungsgebiete ist in Abbildung 159 dokumentiert. Wie in der Karte ersichtlich ist, stehen die für Fernwärme geeigneten Teile des Siedlungsgebiets in Aalen nicht in einem räumlichen Zusammenhang, sondern zerfallen aufgrund der besonderen lokalen Randbedingungen in mehrere Teilgebiete.

Die Stadt Aalen ist die einzige aus der Reihe der Modellkommunen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz, bei der zur Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete ein Ausweichen auf ein kleineres Teilgebiet mit einem höheren Grenzwert der Wärmedichte notwendig war.

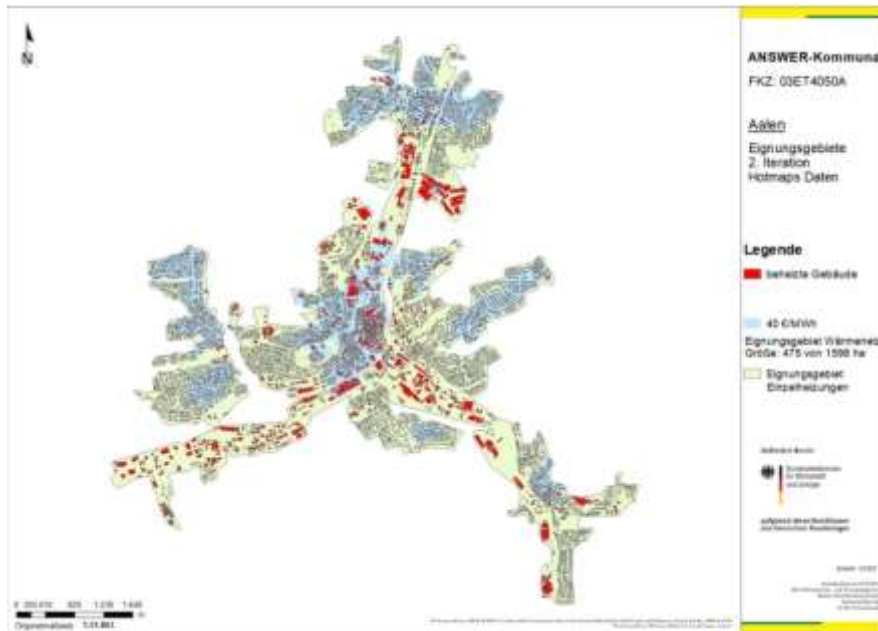


Abbildung 159: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Aalen ausgehend vom Wärmedichte-Schwellwert von 300 MWh/ha.

Die Tuniberg-Gemeinde Opfingen (4.500 Einwohner), die ein Stadtteil von Freiburg ist, soll hier als Beispiel für andere kleine Gemeinden, die während der Kommunalreform zu Teilorten deutlich größerer oder sehr viel größerer Städte wurden, betrachtet werden (Abbildung 160).

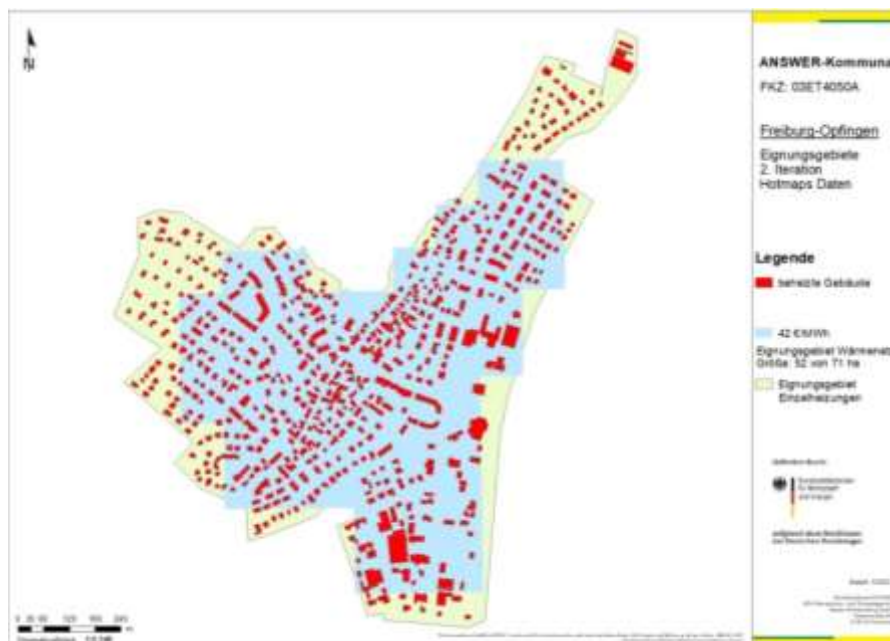


Abbildung 160: Ausdehnung der Eignungsgebiete im Teilort Opfingen der Stadt Freiburg.

Da in Opfingen bzw. in anderen Gemeinden mit vergleichbarer Struktur der Anteil der kleinen Wohnhäuser am Gebäudebestand einen größeren Anteil einnimmt und die großen Mehrfamilienhäuser nur noch vereinzelt oder gar nicht mehr vorkommen, erhöht sich der Referenzwert der Wärmevollkosten bei den Einzelheizungen. Für Opfingen wurden dafür 130 €/MWh angesetzt.

Kann die Wärme für 57 €/MWh für ein Wärmenetz bereitgestellt werden, wie es für die Kombination Wärmepumpe, Solarthermie, Tagesspeicher und Elektro-Spitzenkessel berechnet wurde, und für die Netzverluste 9 €/MWh zu veranschlagen sind, resultiert daraus ein Spielraum für die Verteilkosten von 63 €/MWh. Die berechneten Wärmeverteilungskosten bei hoher Anschlussgradiententwicklung betragen dagegen, inklusive einem Aufschlag von 40 %, lediglich 38 €/MWh (siehe Abbildung 118).

Die daraus resultierende Ausdehnung der Eignungsgebiete ist in Abbildung 160 dargestellt. Am Ende des Investitionszeitraums im Jahr 2050 können demnach 14,9 GWh/a oder fast 89 % des reduzierten Wärmebedarfs über ein Wärmenetz gedeckt werden.

Diese Zahlen zeigen deutlich, dass die Teilorte von mittleren und großen Städten, die einige Tausend Einwohner haben, während der kommunalen Wärmeplanung ebenfalls genau angeschaut werden müssen, um zu analysieren, in welchem Umfang Wärmenetze zur Wärmeversorgung beitragen können.

Sensitivitätsanalysen

Um festzustellen, wie empfindlich die Ergebnisse, das heißt die berechnete Ausdehnung der Eignungsgebiete von der Veränderung einzelner Randbedingungen abhängen, können eine ganze Reihe von Parametern variiert werden. Dazu gehören der gewichtete Mittelwert der Wärmeverteilungskosten der Einzelheizungen, die Höhe der Wärmebereitstellungskosten, der Zinssatz und andere. Anhand des Parameters der Wärmebereitstellungskosten sollen hier die Sensitivitäten für das zusammenhängende Siedlungsgebiet in der Stadt Bad Rappenau beispielhaft aufgezeigt werden.

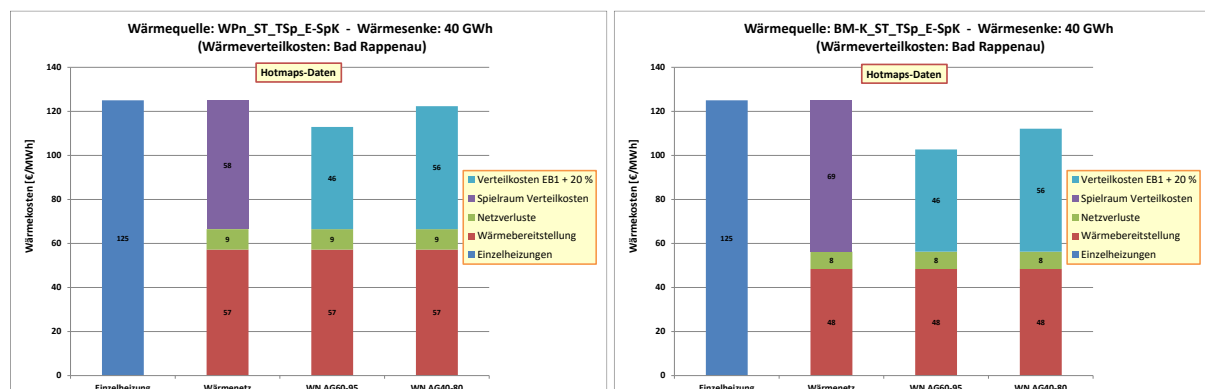


Abbildung 161: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit verschiedener Werte der Wärmebereitstellungskosten.

Bei der Wärmebereitstellung wird unterschieden zwischen einem System, das aus Wärmepumpe, Solarthermie, Tagesspeicher und Elektro-Spitzenkessel besteht sowie einem System, bei der ein Biomassekessel die Wärmepumpe ersetzt. Die Kosten für die Wärme liegen im ersten Fall bei 57 €/MWh und im zweiten Fall bei 48 €/MWh. Entsprechend ändert sich der Spielraum für die Wärmeverteilungskosten zwischen 58 €/MWh und 69 €/MWh (linkes und rechtes Diagramm in Abbildung 161).

Die Fläche des Eignungsgebiets Wärmenetz nimmt um 22 ha oder gut 14 % zu. Gleichzeitig können 3 GWh oder 10 % des reduzierten Wärmebedarfs zusätzlich an ein Wärmenetz angeschlossen werden (Abbildung 162 und Abbildung 163).

Bei den in diesem Beispiel zugrunde gelegten Zahlen steigt außerdem der Kostenvorteil der Wärmeversorgung mit Wärmenetz gegenüber der Einzelheizung von 10 % in Abbildung 162 auf 15 % in Abbildung 163.

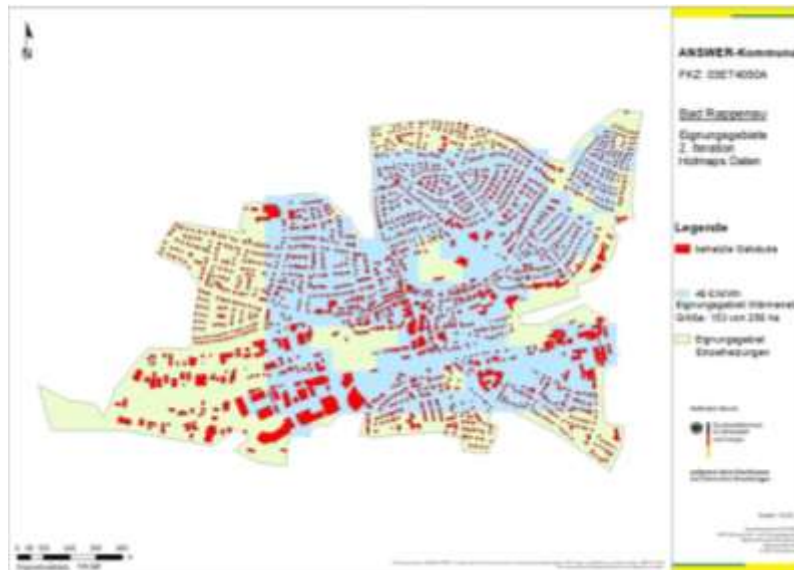


Abbildung 162: Ausdehnung der Eignungsgebiete beim niedrigen Spielraum der Wärmeverteilungskosten in der Stadt Bad Rappenau.

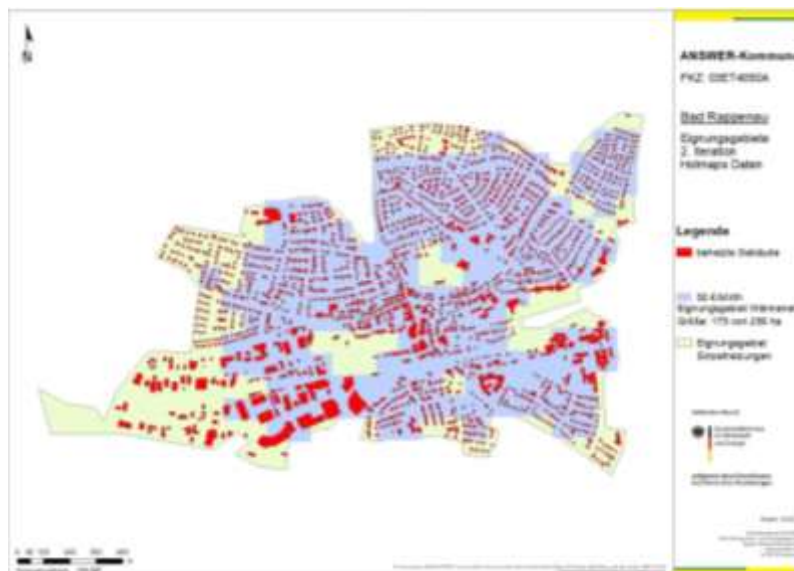


Abbildung 163: Ausdehnung der Eignungsgebiete beim hohen Spielraum der Wärmeverteilungskosten in der Stadt Bad Rappenau.

Dieselbe Sensitivitätsrechnung wurde auch für die Stadt Bad Bergzabern in Rheinland-Pfalz durchgeführt. Der Wärmebedarf ist dort ähnlich hoch, wie in Bad Rappenau, so dass die Wärmebereitstellung ebenfalls in zwei Varianten auf die Bedarfsstufe von 40 GWh zugeschnitten wurde. Die Bereitstellungskosten betragen 57 €/MWh bzw. 48 €/MWh.

Wenn in Bad Bergzabern die Wärme für 48 €/MWh in das Wärmenetz eingespeist werden kann, steigt das Potenzial für die Fernwärme von 17,9 GWh auf 26,5 GWh an. Das entspricht einer Zunahme von 48 %, ein deutlich größerer Wert, als im Beispiel für Bad Rappenau berechnet (siehe Kapitel 5.6).

Blick auf die Kommunenverbände

In der Gruppe der Modellkommunen in Baden-Württemberg wurden zwei sehr unterschiedlich strukturierte Kommunenverbände näher untersucht. Es handelt sich einerseits um die beiden ungefähr gleich großen Nachbarstädte Böblingen und Sindelfingen, die zusammen rund 114.000 Einwohner haben.

Beim zweiten Verbund mit dem Kurznamen SchwetzingenPlus, handelt es sich um die Stadt Schwetzingen sowie die beiden unmittelbaren Nachbarkommunen Plankstadt und Oftersheim. In der Summe leben in diesen drei Gemeinden 44.000 Einwohner.

Das Fernwärmepotenzial bezogen auf den reduzierten Wärmebedarf im Jahr 2050 beträgt im zuletzt genannten Fall 87 % und ist damit ebenfalls wie in der Stadt Fellbach oder im Stadtteil Ostfildern-Nellingen sehr hoch. In absoluten Zahlen können 156 GWh von insgesamt 179 GWh über ein Wärmenetz bereitgestellt werden. Das Eignungsgebiet Wärmenetz besteht aus zwei Teilen, von denen jedoch auch der kleinere Teil, der im Wesentlichen das Siedlungsgebiet von Plankstadt im Norden umfasst, bereits eine beträchtliche Größe von rund einem Viertel der Gesamtfläche aufweist. Das Eignungsgebiet der Fernwärme hat eine Gesamtfläche von 601 ha. Das sind 77 % der Fläche des Siedlungsgebiets, das insgesamt 777 ha umfasst (Abbildung 164).



Abbildung 164: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Kommunenverbund Schwetzingen-Plankstadt-Oftersheim (42.000 EW).

Im Verbund der beiden Städte Böblingen und Sindelfingen hat die Wärmeversorgung über Wärmenetze ein Potenzial von 85 % (Abbildung 165).

Das Siedlungsgebiet ist in diesem Fall etwas mehr als dreimal so groß wie beim Verbund SchwetzingenPlus. Unter Berücksichtigung der lokalen Randbedingungen, die sich aus der Siedlungsstruktur ableiten, umfasst das Eignungsgebiet Wärmenetze eine Fläche von 1.469 ha

Die hier gezeigten Ergebnisse sind ein wichtiger Hinweis darauf, dass es ein großer Vorteil sein kann, wenn dicht beieinander liegende Kommunen ihre kommunale Wärmeplanung gemeinsam durchführen und anschließend das Ergebnis der Planung auch gemeinsam umsetzen.

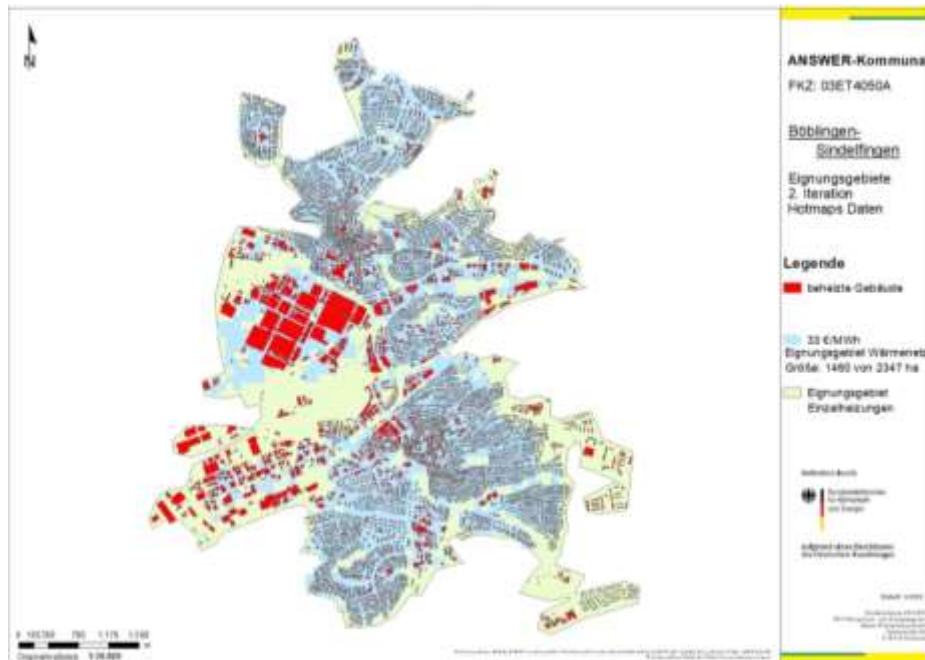


Abbildung 165: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Kommunenverbund Böblingen-Sindelfingen (114.000 EW).

Vergleich von Hotmaps- und WAD-Daten

Die bisher dokumentierten GIS-Karten zu den Eignungsgebieten bezogen sich hinsichtlich der Wärmebedarfsberechnung ausschließlich auf den Wärmeatlas der Hotmaps-Toolbox.

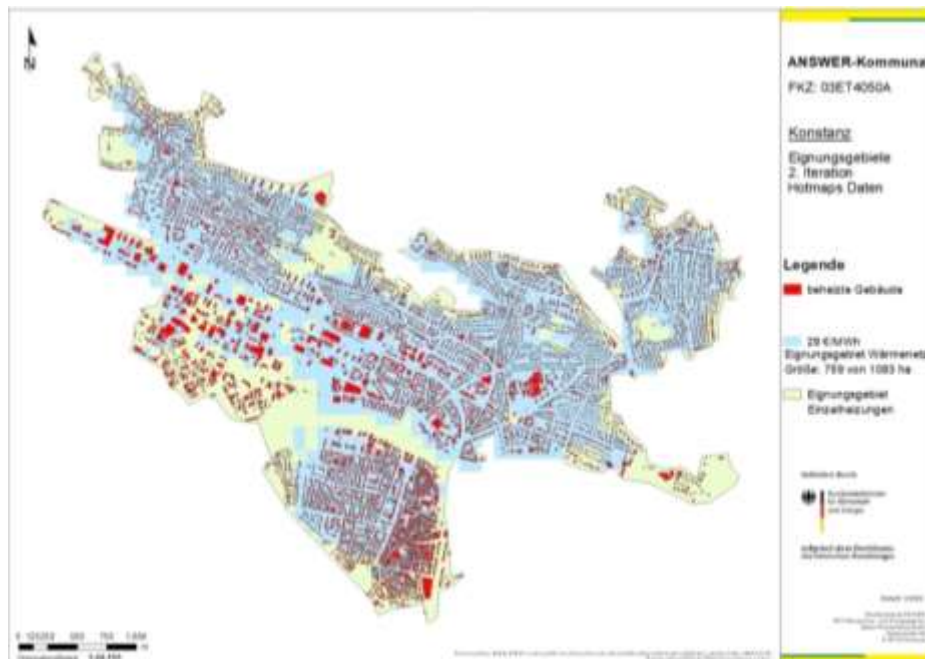


Abbildung 166: Ausdehnung der Eignungsgebiete in Konstanz mit Wärmebedarfsberechnung auf der Basis von Hotmaps-Daten.

In welchem Ausmaß sich die Grenzen der Eignungsgebiete verschieben, wenn andere Datenquellen zur Wärmebedarfsberechnung verwendet werden, soll anhand des Vergleichs zwischen dem Hotmaps-Wärmeatlas und dem Wärmeatlas Deutschland 2.0 erläutert werden.

Abbildung 166 und die Abbildung 167 zeigen die Ausdehnung der Eignungsgebiete am Beispiel der Stadt Konstanz in Abhängigkeit der beiden genannten Datenquellen.

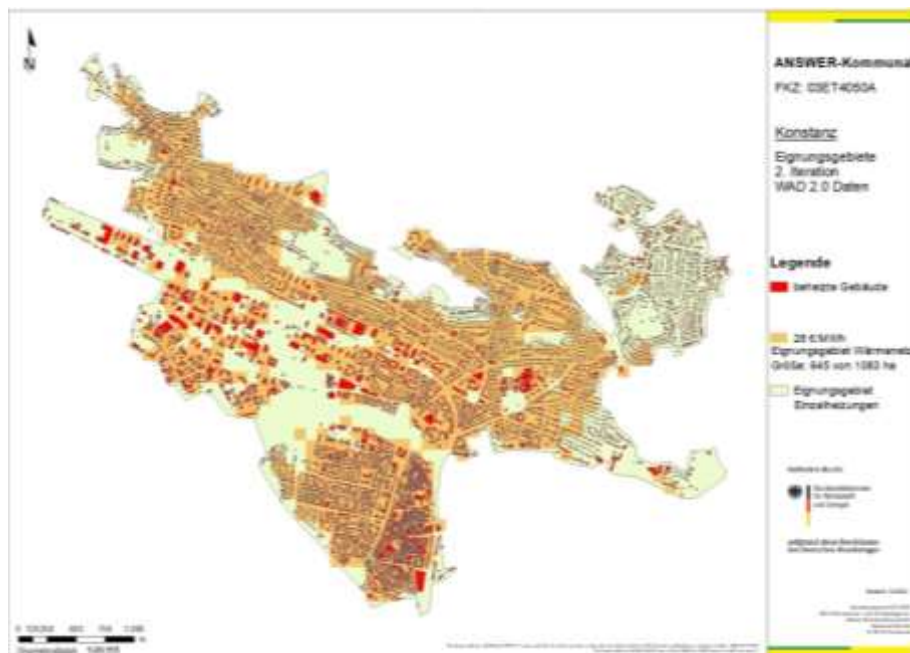


Abbildung 167: Ausdehnung der Eignungsgebiete in Konstanz mit Wärmebedarfsberechnung auf Basis des Wärmeatlas Deutschland 2.0.

Die Berechnung des Wärmebedarfs für das erste Jahr des Investitionszeitraums (2021) unterscheidet sich um etwas mehr als 6 %. Auf der Basis von Hotmaps sind es 378 GWh/a, auf der Basis von WAD 402 GWh/a. Entsprechend groß ist der Unterschied des Wärmebedarfs 30 Jahre später zum Ende des Investitionszeitraums.

Das Fernwärmepotenzial im Jahr 2050 ist in absoluten Zahlen bei beiden Datenquellen praktisch identisch. Die entsprechenden Zahlenwerte sind 232 GWh bzw. 231 GWh jeweils pro Jahr. Betrachtet man jedoch die relativen Anteile, liegt Hotmaps bei fast 88 %, während der WAD-Wert nur knapp 82 % beträgt.

Interessant ist auch der Vergleich der Flächen des Eignungsgebiets Wärmenetz. Bei Hotmaps werden dafür 759 ha ausgewiesen oder 70 % der gesamten Siedlungsfläche und bei WAD sind es lediglich 645 ha, was einem Anteil von knapp 60 % entspricht.

Die GIS-Karten weisen bezüglich der räumlichen Verteilung der Flächen des Eignungsgebiets Fernwärme an drei Stellen signifikante Unterschiede auf:

- Der dicht besiedelte Teil im Süden südlich des Rheins (Altstadt und umliegende dicht bebaute Stadtgebiete) wird auf der Basis von WAD-Daten komplett als Eignungsgebiet Wärmenetz eingestuft, während es auf der Basis von Hotmaps-Daten nach Osten hin aber auch ganz im Westen einige Lücken gibt.
- Das Gewerbegebiet nordwestlich davon ist in Abbildung 167 (WAD) ebenfalls in deutlich größerem Umfang für die Integration in ein Wärmenetz geeignet, als das in Abbildung 166 (Hotmaps) der Fall ist.
- Im Gegensatz dazu werden die zusammenhängenden Stadtteile ganz im Nordosten (Staad und Allmannsdorf) auf der Basis von Hotmaps-Daten nahezu komplett als Eignungsgebiet Fernwärme eingeordnet (Abbildung 166), während dieser Teil der Stadt auf der Karte mit den WAD-Daten fast vollständig fehlt (Abbildung 167).

In den Kapiteln 4 und 5.2.5 werden die in ANSWER-Kommunal entwickelten Methoden zur Berechnung des Wärmebedarfs ganzer Kommunen ausführlich beschrieben. Die aus diesen Datensätzen abgeleiteten Wärmedichtekarten sind im Kapitel 5.2.5 dokumentiert. Gegen Ende der Laufzeit des Projekts war es jedoch nicht mehr möglich, darauf aufbauende Untersuchungen zur Ausdehnung der Eignungsgebiete durchzuführen. Deshalb war ein Vergleich entsprechender GIS-Karten mit den auf Hotmaps- und WAD-Daten basierenden GIS-Karten nicht mehr möglich.

Investitionskosten der Hausübergabestationen

In den Wärmeverteilungskosten, die in Abbildung 153 und in allen folgenden, gleichgearteten Diagrammen dargestellt sind, sind die Kosten für die Hausübergabestationen nicht enthalten, sondern nur die Investitionskosten für die im Boden verlegten Rohrleitungen. Der Grund dafür ist, dass die Kosten für die Übergabestationen nicht von den Trassenlängen abhängen, sondern von der Anzahl der Abnehmergebäude und deren Wärmehöchstlasten und damit nicht automatisch als Teil der Wärmeverteilungskosten berechnet werden.

Um den Einfluss der Übergabestationen auf die Wärmeverteilungskosten abzuschätzen, soll eine kleine Überschlagsrechnung aufzeigen, in welcher Größenordnung sich die Kosten für die Übergabestationen im Vergleich zu den anderen Kostenbestandteilen bewegen.

Wenn eine Hausübergabestation für ein großes Mehrfamilienhaus mit mehr als 20 Wohnungen 20.000 Euro kostet, resultiert daraus bei 3 % Zins und einer Laufzeit von 20 Jahren eine Annuität von 1.344 Euro (Annuitätsfaktor 6,72 %). Bei einem jährlichen Nutzwärmebedarf des Gebäudes von 270 MWh fallen 5 €/MWh als spezifische Kosten für Übergabestation an. Bezogen auf die Referenzkosten bei Einzelheizungen für große Mehrfamilienhäuser von 105 €/MWh entspricht das einem Anteil von 4,8 %.

Im Falle eines Einfamilienhauses können für die Übergabestation rund 3.000 Euro Investitionskosten angesetzt werden. Die Annuität beträgt dann unter den oben genannten Bedingungen 202 Euro. Angenommen der Nutzwärmebedarf des sanierten EFH beträgt 11 MWh, so resultieren daraus spezifische Kosten in Höhe rund 18 €/MWh. Verglichen mit dem entsprechenden Referenzwert für Einzelheizungen, der bei 167 €/MWh liegt, ist das ein Anteil von 11 %.

Die Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete erfolgte unter dem Kriterium, dass die Gesamtkosten der Wärmeversorgung mit Wärmenetzen im Bereich 10 % bis 15 % unter dem Referenzwert für die Einzelheizungen liegen. Daraus folgt, dass der auf der Grundlage der drei Gebäudetypen gewichtete Mittelwert der Kosten für die Hausübergabestationen im gesamten Eignungsgebiet Wärmenetze geringer als diese Differenz ist.

5.5.4 Zonierung des Siedlungsgebiets in sehr kleinen Gemeinden

Das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Freiburg umfasst eine Fläche von mehr als 3.800 ha. Das über diese Fläche aufgespannte Hektarraster besteht aus über 3.800 Einzelkacheln. Die Siedlungsgebiete der baden-württembergischen Modellkommunen Konstanz, Rastatt und Bruchsal umfassen alle etwas mehr als 1.000 Hektarkacheln. Deshalb ist bei allen hier genannten Städten die Fläche einer einzelnen Hektarzelle sehr viel kleiner als die Fläche des gesamten Siedlungsgebiets.

Vollkommen anders liegen die Verhältnisse, wenn die kommunale Wärmeplanung für sehr kleine Gemeinden auf der Basis eines Hektarrasters durchgeführt wird. Der Anteil der Fläche einer einzelnen Hektarzelle nimmt dann im Vergleich zur Siedlungsfläche stark zu. Die kleinsten Gemeinden, die in ANSWER-Kommunal mit Hilfe eines Hektarrasters analysiert wurden, sind:

- Rastatt-Ottersdorf (2.400 EW; Siedlungsgebiet mit 87 Hektarkacheln)
- Ortsgemeinde Oberotterbach (1.100 EW; Siedlungsgebiet mit 67 Hektarkacheln)
- Ortsgemeinde Dierbach (550 EW; Siedlungsgebiet mit 39 Hektarkacheln)

Die beiden zuletzt genannten Ortsgemeinden gehören zur Verbandsgemeinde Bad Bergzabern in Rheinland-Pfalz. Die Karte eines Siedlungsgebiets, in der die Lage des Hektarrasters sichtbar ist, zeigt Abbildung 168 für die Ortsgemeinde Dierbach.



Abbildung 168: Hektarraster aus der Hotmaps-Toolbox für die Ortsgemeinde Dierbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern (550 EW).

Die Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete nach dem in Kapitel 5.5.3 beschriebenen Verfahren hat für die Ortsgemeinde Dierbach nicht funktioniert. Die Anwendung des Berechnungsmodus *District Heating Potential – Economic Assessment* führte zu keinen sinnvollen Ergebnissen.

Für die Gemeinde Oberotterbach, die rund zweimal so viele Einwohner wie Dierbach hat, konnten die Grenzen der Eignungsgebiete mit der Hotmaps-Toolbox dagegen noch berechnet werden. Das Ergebnis zeigt Abbildung 169.

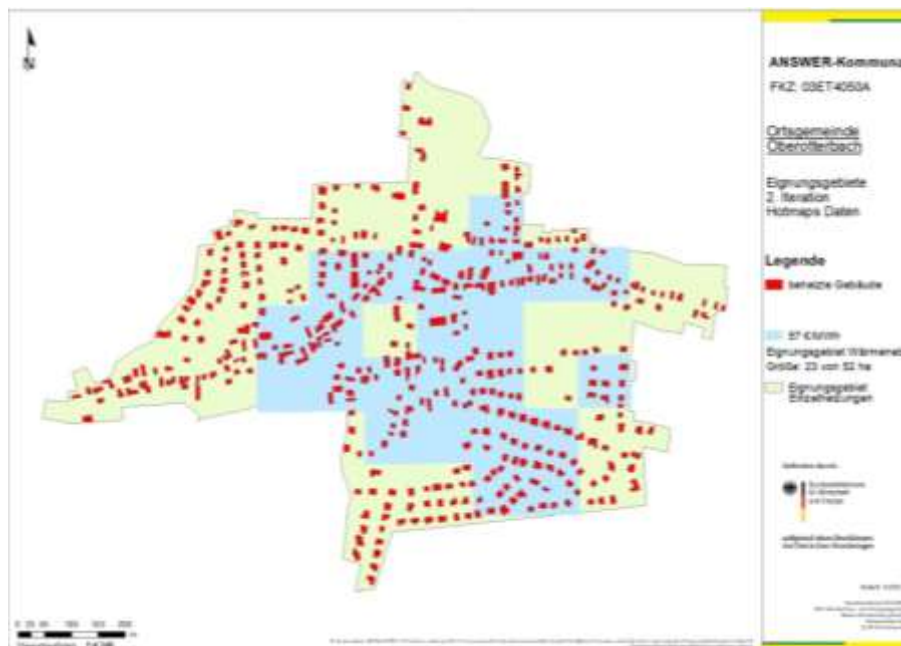


Abbildung 169: Ausdehnung und Grenzen der Eignungsgebiete für die Ortsgemeinde Oberotterbach (Verbandsgemeinde Bad Bergzabern).

Das Eignungsgebiet Wärmenetz umfasst 23 von 52 ha oder 44 % der gesamten Siedlungsfläche, die entsprechend des Grenzverlaufs in Abbildung 169 ermittelt wurde.

Bezogen auf den reduzierten Wärmebedarf im Jahr 2050 in Höhe von 5,4 GWh pro Jahr beträgt das Fernwärmepotenzial somit rund 59 %.

In Abbildung 169 ist deutlich erkennbar, dass die Kantenlängen der einzelnen Hektarzellen im Vergleich zur Ausdehnung des Siedlungsgebiets relativ groß sind. Deshalb entsteht der Eindruck, dass die Grenzen des blau gekennzeichneten Gebiets die bebauten Flächen an einigen Stellen relativ willkürlich durchschneiden. Im Falle einer konkreten kommunalen Wärmeplanung, die für einen Ort von der Größe Otterbachs durchgeführt wird, ist es aus diesem Grund sicher notwendig, den genauen Grenzverlauf des Eignungsgebiets für das Wärmenetz anhand weiterer Kriterien nach Durchführung der beschriebenen Rechenschritte zusätzlich zu verifizieren und ggf. anzupassen.

Da es aufgrund des zur Neige gehenden Zeitbudgets während der Schlussphase von ANSWER-Kommunal nicht mehr möglich war, das Thema „sehr kleine Gemeinden“ genauer zu untersuchen, können hier nur erste Überlegungen zur Vorgehensweise bei der kommunalen Wärmeplanung zusammengefasst werden:

- Wenn die Möglichkeiten zum Bau eines Wärmenetzes untersucht werden sollen, ist die Anwendung des in ANSWER-Kommunal entwickelten Verfahrens zur Berechnung der Ausdehnung von Eignungsgebieten nicht mehr sinnvoll. Eine genauere Eingrenzung, ab welcher Größe der Gemeinde dies der Fall ist, ist aufgrund der bislang erzielten Ergebnisse allerdings noch nicht möglich.
- Die Berechnung der Netztrasse eines Wärmenetzes kann alternativ mit den in Kapitel 5.3.3 dokumentierten GIS-Methoden erfolgen. Die entworfene Netztrasse sollte die Möglichkeit bieten, alle beheizten Gebiete im Ort anschließen zu können.
- Die nachfolgende Abschätzung der Investitionskosten für das Wärmenetz erfolgt dann mit Hilfe von Kennwerten, die von realisierten Nahwärmenetzen in Energiedörfern abgeleitet werden.
- Berechnung der Wärmebereitstellungskosten für die Anlagentechniken zur Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien, die aufgrund der lokalen Randbedingungen möglich sind.
- Ableitung von Schlussfolgerungen zur größtmöglichen Ausdehnung des Wärmenetzes im Ort
- Darauf aufbauend entscheiden, ob der Weg zum Aufbau eines Nahwärmenetzes weiterverfolgt wird und dafür detailliertere Untersuchungen in die Wege geleitet werden (Machbarkeitsstudie, Vorplanung).

Um für die kommunale Wärmeplanung in sehr kleinen Gemeinden besser abgesicherte Grundlagen bereitstellen zu können, sind noch weitergehende Untersuchungen erforderlich.

5.5.5 Zusammenfassung und Bewertung

Bisher wurden bei der Ergebnisdarstellung zur Ausdehnung der Eignungsgebiete einzelne Kommunen herausgegriffen. In einem Überblick über alle Modellkommunen soll nun gezeigt werden, in welchem Umfang Wärmenetze in Zukunft zur Wärmeversorgung beitragen können (Tabelle 28).

Um den Wärmebedarf sowie das relative Fernwärmepotenzial in Relation zu den Wärmebereitstellungs- und den Wärmeverteilungskosten zu stellen, sind in Tabelle 28 in der zweiten Spalte von links die Wärmebereitstellungskosten (WBK) zuzüglich der Kosten, die für die Netzverluste anfallen, aufgelistet. Die dritte Spalte von links zeigt ergänzend die Wärmeverteilungskosten (WVK).

Tabelle 28: Überblick über die Fernwärmepotenziale für alle Modellkommunen.

	WBK zuzügl. Verluste [€/MWh]	WVK [€/MWh]	Wärmebedarf letztes Jahr [GWh/a]	Max. FW- Potenzial [GWh/a]	Anteil [%]
Freiburg	61+7	25	1.088,2	920,7	84,6%
Böblingen-Sindelfinger	62+7	33	504,7	429,3	85,1%
Konstanz	62+7	29	264,4	231,8	87,7%
Aalen	57+6	40	247,9	112,7	45,5%
Böblingen	62+7	34	218,2	171,8	78,7%
Fellbach	57+6	30	204,1	181,8	89,1%
Baden-Baden	57+6	33	180,6	133,0	73,7%
SchwetzingenPlus	57+6	34	179,1	155,7	87,0%
Rastatt	57+6	32	167,0	117,4	70,3%
Bruchsal	57+6	35	140,3	99,6	71,0%
Kornwestheim	57+6	30	138,3	117,4	84,9%
Balingen	43+7	57	128,5	69,5	54,1%
Radolfzell	57+6	38	95,1	81,5	85,7%
Öhringen	43+7	50	74,3	58,0	78,0%
Bad Rappenau	48+8	50	39,2	33,3	85,0%
Ostfildern Nellingen	57+8	40	45,9	42,2	92,0%
Freiburg Opfingen	57+9	42	16,8	14,9	88,6%
Radolfzell Böhringen	57+9	48	16,8	13,7	81,5%
Frankenthal	57+6	36	157,5	115,0	73,0%
Bad Bergzabern	57+8	53	34,6	17,9	51,8%
Frankenthal-Mörsch	57+9	36	11,0	9,5	86,2%
OG Oberrotterbach	48+9	57	5,4	3,2	59,9%
Summe			3.957,9	3.129,9	79,1%

In den Eignungsgebieten für Wärmenetze, deren Ausdehnung im Rahmen der Zonierung berechnet wurde, ist ein Fernwärmeanteil, gemessen am reduzierten Wärmebedarf im Jahr 2050, zwischen 45 % und 92 % möglich. Beim Blick auf die Verteilung der der Größe nach sortierten Prozentwerten zeigt sich jedoch, dass nur vier der 22 Siedlungsgebiete unter 60 % liegen und alle anderen darüber (Abbildung 170).

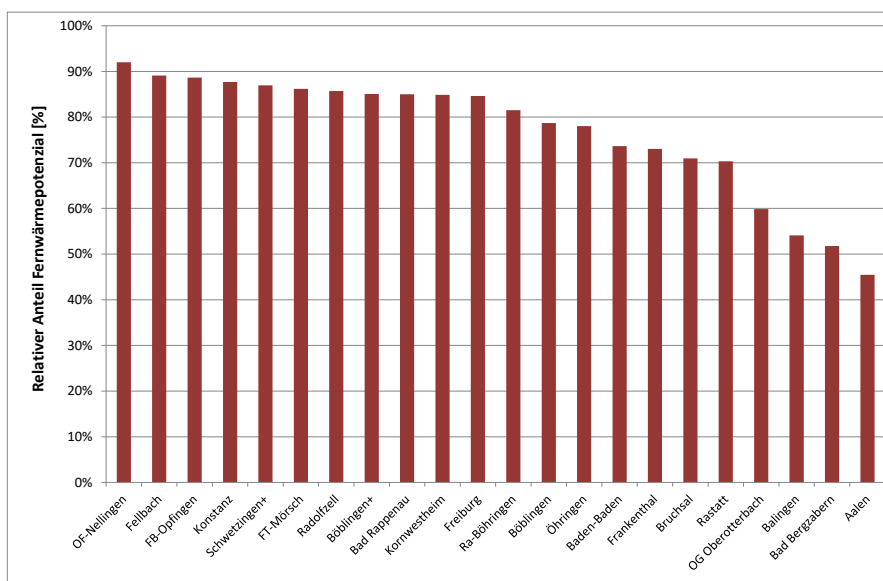


Abbildung 170: Relativer Anteil des Fernwärmepotenzials am reduzierten Wärmebedarf zum Ende des Investitionszeitraums (2050).

In 12 Siedlungsgebieten übersteigt der Fernwärmeanteil die 80 %-Marke, in weiteren sechs liegen die Werte immer noch über 70 %. Gemittelt über alle 22 Siedlungsgebiete, die innerhalb der Gruppe der Modellkommunen untersucht wurden, beträgt der Anteil der möglichen Versorgung durch Wärmenetze 79 % (Tabelle 28).

Ein Beleg dafür, dass es nicht nur in den großen Städten gute ökonomische Rahmenbedingungen für Wärmenetze gibt, ist das Ergebnis des Rankings in Abbildung 170. Unter den drei ersten Siedlungsgebieten mit den höchsten Prozentwerten befinden sich zwei Teilorte bzw. Stadtteile: Der Stadtteil Nellingen der Stadt Ostfildern (10.500 EW) und der eingemeindete Teilort Opfingen der Stadt Freiburg (4.500 EW). Dazwischen liegt die Stadt Fellbach (46.000 EW), die ein Fernwärmepotenzial von nahezu 90 % aufweist.

Allerdings gibt es zwischen dem Viertplatzierten Konstanz und Freiburg, das in der Reihe an elfter Stelle steht, nur sehr geringe Unterschiede. Die Prozentwerte für das Fernwärmepotenzial in diesen acht Siedlungsgebieten bewegen sich im Bereich von 85 % oder darüber.

Bemerkenswert ist zudem, dass das Fernwärmepotenzial in dem 1.100-Einwohner-Ort Oberotterbach, der zur Verbandsgemeinde Bad Bergzabern gehört, größer ist als in den Städten Balingen und Aalen sowie in der Stadt Bad Bergzabern.

Angesichts der Ungenauigkeiten bei der Zonierung in sehr kleinen Orten auf Basis eines Hektarrasters (siehe Kapitel 5.5.4) ist dieses Ergebnis allerdings nicht in dem Maße belastbar, wie diejenigen der anderen Städte und Gemeinden, die im Vergleich zu Oberotterbach deutlich größer oder sehr viel größer sind (Abbildung 170).

Abschätzung des Investitionsbedarfs

Die Daten, die während der Berechnung der Wärmeverteilungskosten und der Wärmebereitstellungskosten berechnet und zusammengestellt wurden, erlauben eine grobe Abschätzung des Investitionsbedarfs für die Fernwärmeversorgung. Abbildung 171 zeigt das Ergebnis für drei verschiedene Städte bzw. Stadtteile.

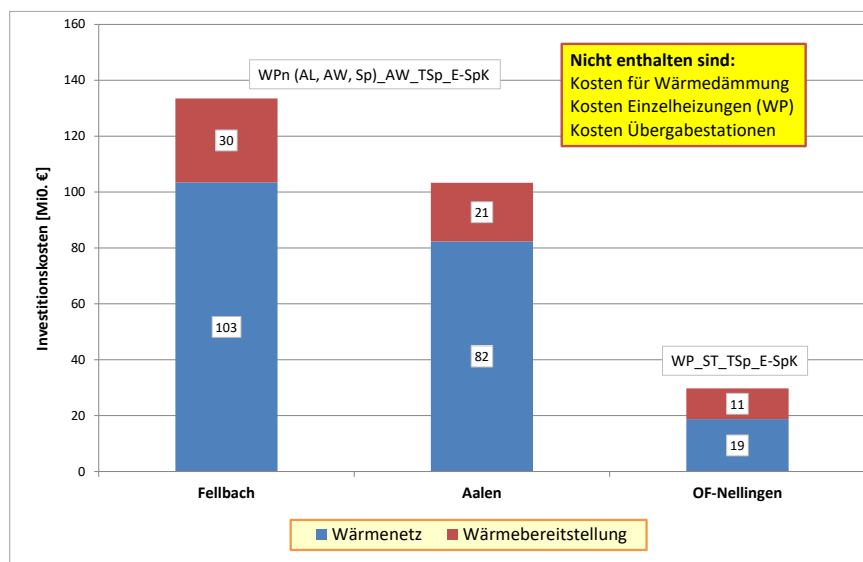


Abbildung 171: Vergleich der abgeschätzten Investitionskosten für Wärmenetze und Wärmebereitstellung für drei Siedlungsgebiete.

Im Endausbau beträgt die Trassenlänge in Fellbach 131 km, während in Aalen 120 km und in Ostfildern-Nellingen 37 km NetZRassen zu verlegen sind.

Die Wärmebereitstellung erfolgt in Fellbach und Aalen mit dem gleich aufgebauten Wärmeversorgungssystem: Wärmepumpen für Außenluft, Abwasser und Speicherentladung, direkte Abwärmenutzung sowie ein Tagesspeicher und Elektro-Spitzenkessel. In Nellingen wird eine Wärmepumpe mit einem Solarthermiefeld sowie einem Tagesspeicher und einem Elektro-Spitzenkessel kombiniert.

Die Gesamtinvestitionen für Wärmenetz und Wärmeerzeugung betragen unter diesen Randbedingungen in Fellbach 133 Mio. €, in Aalen 103 Mio. € und in Nellingen 30 Mio. €. Wie in der Infobox rechts oben vermerkt, sind dabei die Kosten für die Hausübergabestationen nicht enthalten. Bei rund 6.400 Abnehmern, die im Vollausbau an das Fernwärmenetz angeschlossen sind, kommen dafür in Fellbach nochmals grob abgeschätzt zwischen 32 und 35 Mio. € hinzu. In Ostfildern-Nellingen liegt der entsprechende Betrag zwischen 8 und 10 Mio. € (Abbildung 171).

Weiterer Forschungsbedarf

Die Entwicklung des Verfahrens zur Zonierung der Siedlungsgebiete war ein wichtiger Bestandteil der Arbeiten in ANSWER-Kommunal. Im Laufe der Zeit, haben sich in diesem Zusammenhang drei Punkte herausgeschält, zu denen noch weitere Analysen durchgeführt werden müssen:

- Systematische Untersuchung der Sensitivitäten hinsichtlich der Änderung einzelner Parameter, die bei der Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete eine wichtige Rolle spielen. Dazu zählen z. B. Zinssatz, Einsparrate bei den Gebäuden, technische Parameter der Anlagen oder der Verlauf der Kostenkurve für Wärmenetze
- Einfluss der verschiedenen Datenquellen und der verschiedenen Methoden zur Wärmebedarfsberechnung für Wohn- und Nichtwohngebäuden in ausgedehnten Siedlungsgebieten bzw. in ganzen Städten
- Auswirkungen der im Berechnungsmodul implementierten Methode zur Berechnung der Ausdehnung und Grenzen der Eignungsgebiete. Die Frage ist, welchen Einfluss der Algorithmus unterschiedlicher Rechenwerkzeuge auf die Ergebnisse hat

Innerhalb der Projektlaufzeit von ANSWER-Kommunal konnten nur zu den beiden zuerst genannten Punkten in beschränktem Umfang Untersuchungen durchgeführt werden.

5.6 Ergebnisse für die Modellkommunen in Rheinland-Pfalz

Die Stadt Frankenthal und die Verbandsgemeinde Bad Bergzabern wurden bereits zu Beginn des Kapitels 5.1 kurz vorgestellt und ihr Weg als Modellkommune in das Projekt ANSWER-Kommunal beschrieben. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen der Arbeitspakete 5 und 7, die sich auf diese beiden Städte in Rheinland-Pfalz beziehen, dokumentiert und erläutert. Dies erfolgt auf der Grundlage der in den Kapiteln 5.1 bis 5.5 beschriebenen Vorgehensweise und der im Projekt entwickelten Methoden.

5.6.1 Siedlungsgebiete

Das Siedlungsgebiet der Kernstadt von Frankenthal, das durch einen räumlichen Zusammenhang der Bebauung gekennzeichnet ist, zeigt Abbildung 172.

Das Gebiet umfasst rund 38.600 Einwohner, was einem Anteil von gut 78 % der Gesamtbevölkerung der Stadt Frankenthal entspricht. Ein weiterer Bestandteil des Siedlungsgebiets sind die Gewerbegebiete, die innerhalb des markierten Areals in Abbildung 172 liegen. Die Fläche des Siedlungsgebiets beträgt ca. 840 ha.

Für die vier außen liegenden Stadtteile von Frankenthal (Mörsch, Flomersheim, Eppstein, Studernheim) mit zusammen 10.600 Einwohnern, wurde der Stadtteil Mörsch stellvertretend für alle anderen, genauer untersucht.

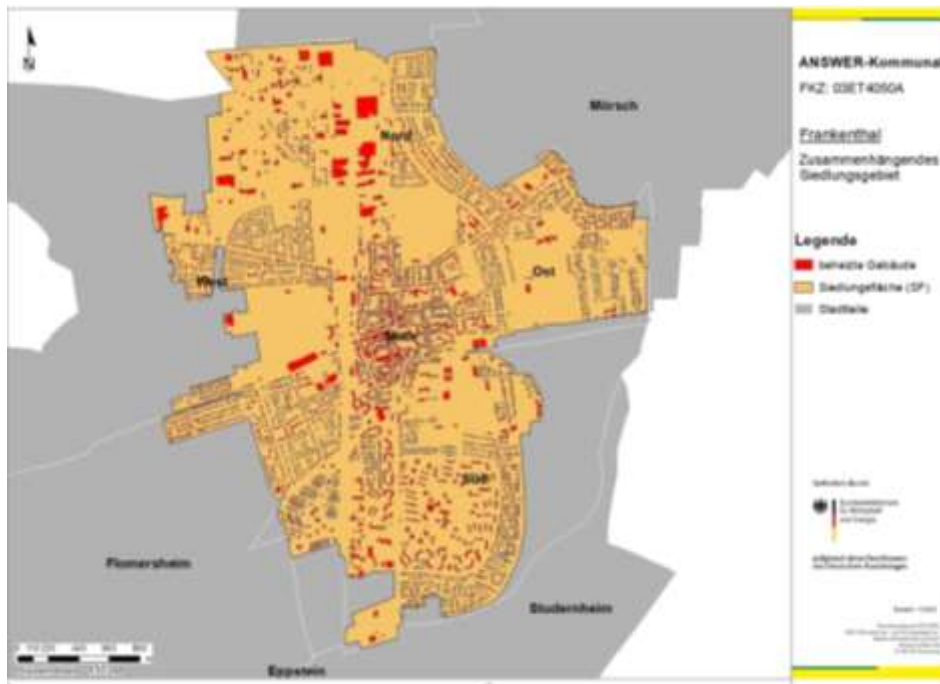


Abbildung 172: Zusammenhängendes Siedlungsgebiet ausgehend vom Stadtzentrum der Stadt Frankenthal.

Die GIS-Karte des Siedlungsgebiets von Frankenthal-Mörtsch wurde bereits in Abbildung 46 dem Stadtteil Böhringen der Stadt Radolfzell gegenübergestellt, der ungefähr dieselbe Größe hat. Radolfzell ist eine der Modellkommunen in Baden-Württemberg und liegt direkt am Bodensee.

Das zusammenhängende Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern, dem Hauptort der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern, hat knapp 8.300 Einwohner und umfasst eine Fläche von rund 240 ha (Abbildung 173). Im Vergleich zum Gebiet der Stadt Frankenthal in Abbildung 172, ist dieses Siedlungsgebiet um den Faktor 3,5 kleiner.

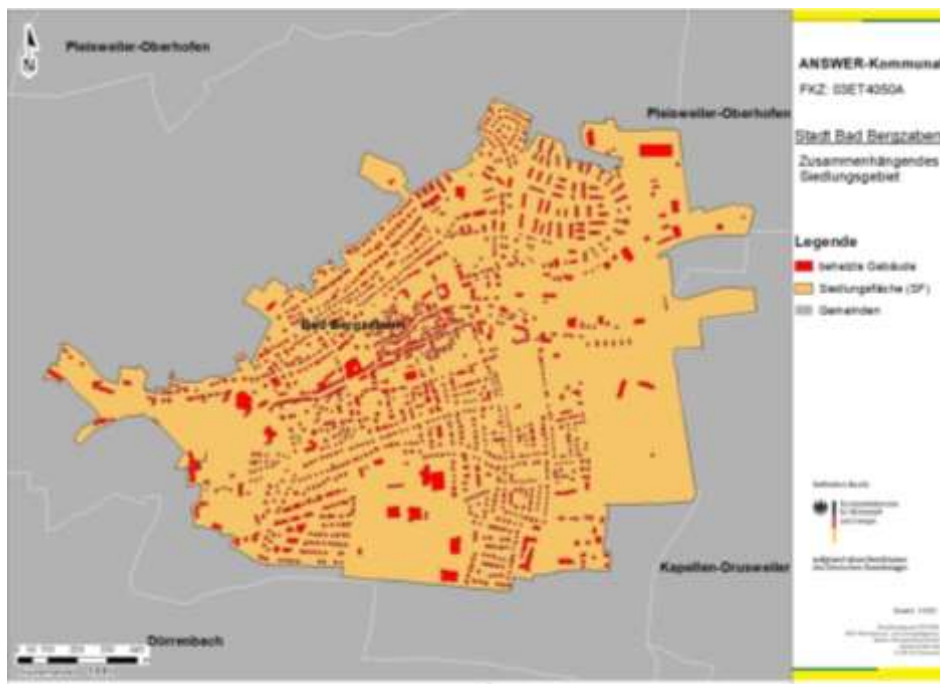


Abbildung 173: Zusammenhängendes Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern.

Die insgesamt 20 Ortsgemeinden der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern, in denen fast 16.000 Menschen leben (Anteil ca. 66 %), konnten im Rahmen von ANSWER-Kommunal nicht alle getrennt analysiert werden. Deshalb wurden zwei Gemeinden stellvertretend für alle anderen ausgesucht und intensiver betrachtet. Die Wahl fiel auf die Ortsgemeinde Oberotterbach, die rund 1.100 Einwohner hat, und die Ortsgemeinde Dierbach mit rund 550 Einwohnern (Abbildung 174 und Abbildung 175).

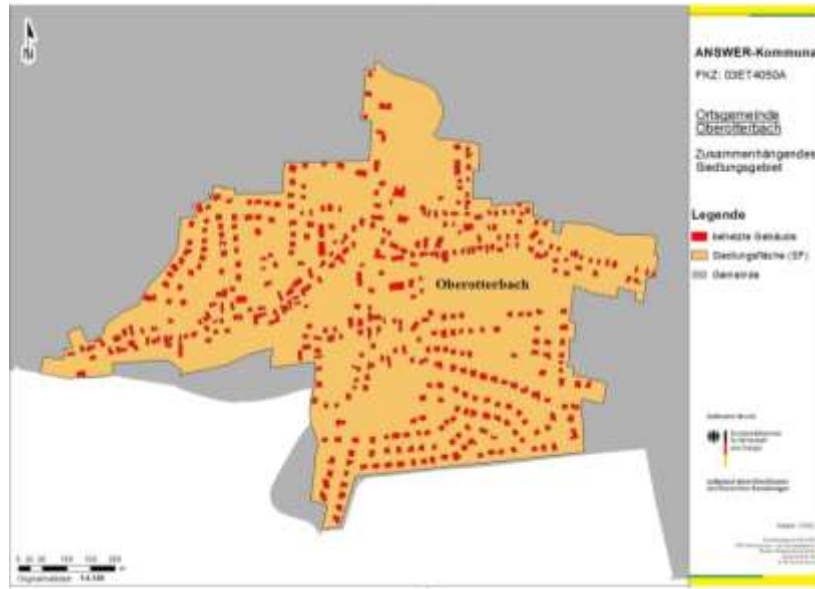


Abbildung 174: Siedlungsgebiet der Ortsgemeinde Oberotterbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern.

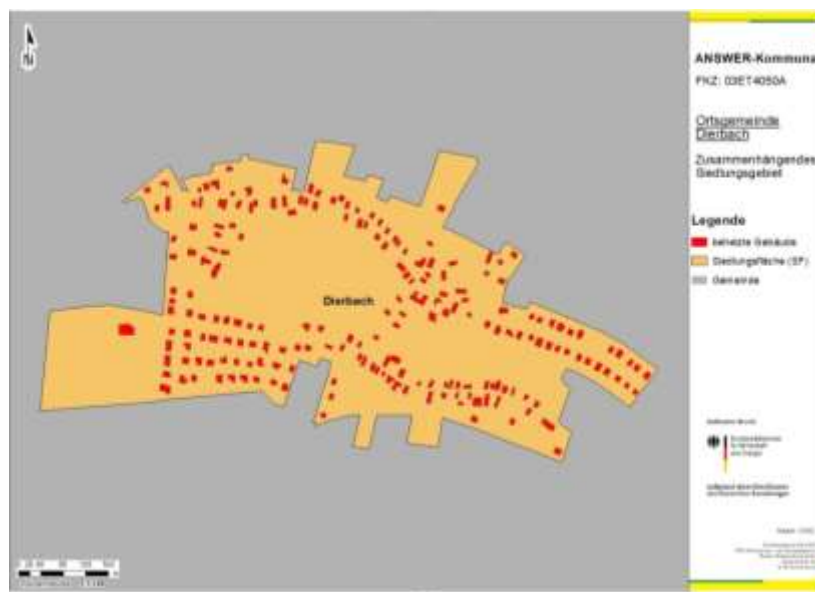


Abbildung 175: Siedlungsgebiet der Ortsgemeinde Dierbach der Verbandsgemeinde Bad Bergzabern.

Dierbach ist die kleinste Gemeinde, die im Rahmen von ANSWER-Kommunal aus dem Blickwinkel der kommunalen Wärmeplanung untersucht wurde (siehe Kapitel 5.5.4).

5.6.2 Wärmebedarf und Wärmedichte

In den Diagrammen in Abbildung 47 und Abbildung 48 (siehe Kapitel 5.2.1) ist der Wärmebedarf der zusammenhängenden Siedlungsgebiete von Frankenthal und der Stadt Bad Bergzabern bereits enthalten.

Die dargestellten Werte basieren einerseits auf dem Wärmeatlas der Hotmaps-Toolbox (Hotmaps, 2020) und andererseits auf dem Pan European Thermal Atlas (PETA, 2018). Dieselben Daten sind Bestandteil von Tabelle 29, ergänzt um die Werte des Wärmebedarfs für Frankenthal-Mörsch und die Ortsgemeinden Oberotterbach und Dierbach.

Tabelle 29: Vergleich des Wärmebedarfs in Frankenthal und Bad Bergzabern auf der Basis von Hotmaps- und PETA-Daten.

	Hotmaps [GWh/a]	PETA [GWh/a]	Differenz [%]
Frankenthal	222,6	419,3	88,4%
FT-Mörsch	15,7	25,2	60,5%
Stadt Bad Bergzabern	48,8	58,0	18,9%
OG Oberotterbach	7,8	7,4	-5,1%
OG Dierbach	3,4	3,7	8,8%

Mit Ausnahme der Ortsgemeinde Oberotterbach sind die PETA-Werte durchweg höher als die Hotmaps-Werte. Diese Abweichungen zwischen PETA und Hotmaps wurde in ähnlicher Größenordnung auch bei den Modellkommunen in Baden-Württemberg beobachtet.

Besonders extrem ist die Differenz in der Kernstadt von Frankenthal, wo der PETA-Wert um 88 % höher ist als der auf Hotmaps-Daten basierende Wärmebedarf. Ähnliches gilt auch für den Stadtteil Mörsch.

In Bad Bergzabern (Stadt und Ortsgemeinden) sind die Unterschiede deutlich geringer, wobei Oberotterbach die Ausnahme beim Vorzeichen darstellt (Tabelle 29).

Die Abweichungen zwischen den Wärmebedarfswerten, wie sie sich z. B. beim Vergleich der Wärmeatlanten Hotmaps und PETA zu beobachten sind, sind ein deutlicher Hinweis darauf, dass die Wärmebedarfsberechnung für ganze Städte zu stark unterschiedlichen Ergebnissen führen kann, je nachdem welche Methode zum Einsatz kommt. Da ein möglichst genau berechneter Wärmebedarf sowie die daraus abgeleitete räumliche Verteilung der Wärmedichte eine sehr wichtige Grundlage für die kommunale Wärmeplanung darstellt, ist es wichtig, dass dabei ein gut abgesichertes Verfahren zum Einsatz kommt.

Da die PETA-Daten nicht von der Website heruntergeladen, sondern nur in entsprechenden webbasierten GIS-Karten für jede Kommune betrachtet werden können, spielen sie für die kommunale Wärmeplanung allerdings nur eine untergeordnete bzw. gar keine Rolle.

In ANSWER-Kommunal wurden zwei weitere Methoden zur Wärmebedarfsberechnung entwickelt, die durch eine Vorgehensweise „bottom-up“ gekennzeichnet sind:

1. Berechnung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Deutschland mit Hilfe hochaufgelöster Geodaten. Die Entwicklung der Methode erfolgte durch den Projektpartner Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD). Die ausführliche Beschreibung befindet sich in Kapitel 4.
2. Berechnung des Wärmebedarfs der Wohn- und Nichtwohngebäude für eine Auswahl von Modellkommunen mit Hilfe lokaler Parameter und mit entsprechenden Kenndaten (siehe Kapitel 5.2.5)

Eine wesentliche Voraussetzung für die Wärmebedarfsberechnung der Nichtwohngebäude gemäß der im zweiten Punkt genannten Methode, ist die differenzierte Beschreibung der jeweiligen Nutzungsarten in den Gebäudeattributen der ALKIS-Daten.

Damit ist es möglich, einzelne Nichtwohngebäude typischen Verbrauchskennwerten zuzuordnen. In den Geodaten, die für Frankenthal und Bad Bergzabern vorlagen, fehlte diese Beschreibung der Nutzungsarten jedoch. Deshalb war es nicht möglich, die auf der Anwendung lokaler Parameter basierende Methode auf die Nichtwohngebäude der beiden Städte in Rheinland-Pfalz anzuwenden.

Die Einteilung der Wärmebedarfswerte in ein Hektarraster ermöglicht die Darstellung der räumlichen Verteilung der Wärmedichte mit Hilfe von GIS-Karten. Für Frankenthal und Bad Bergzabern beziehen sich die Wärmedichtekarten aus dem oben genannten Grund jedoch ausschließlich auf den Wärmebedarf der Wohngebäude.

Die Darstellung der räumlichen Verteilung der Wärmedichte der Wohngebäude in der Stadt Bad Bergzabern erfolgt mit Hilfe von drei GIS-Karten (Abbildung 176, Abbildung 177 und Abbildung 178). Bei der räumlichen Verteilung der Farbstufen der Hektarkacheln sind signifikante Unterschiede zwischen den drei Karten festzustellen.

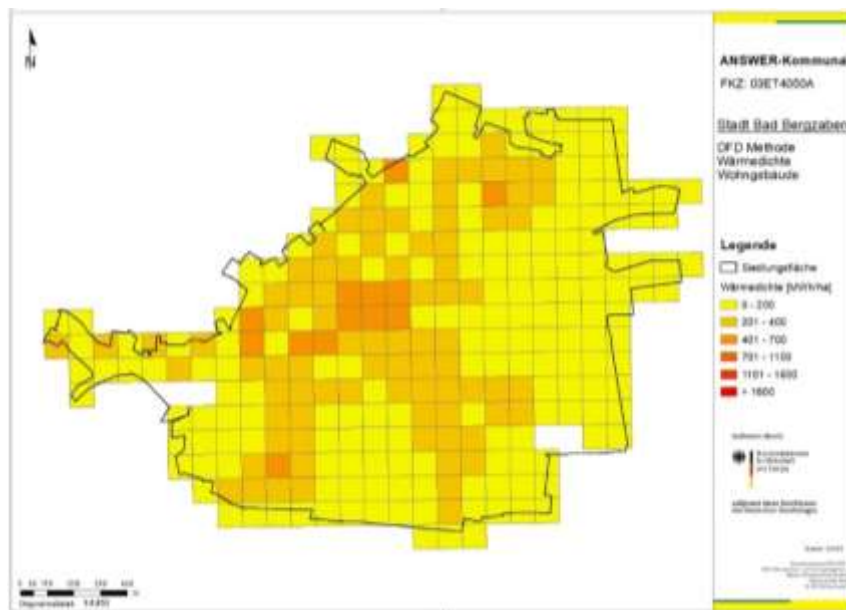


Abbildung 176: Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: DFD-Methode

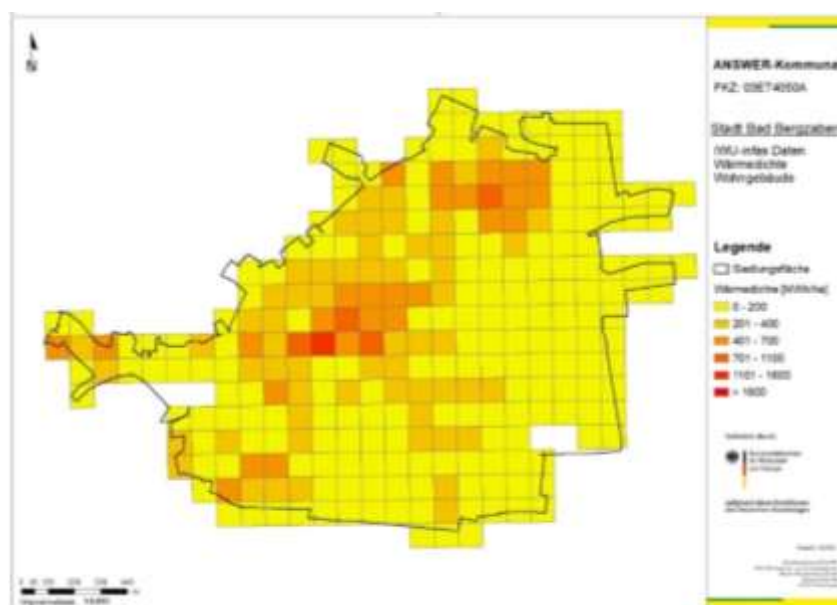


Abbildung 177: Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: IWU-infas Daten

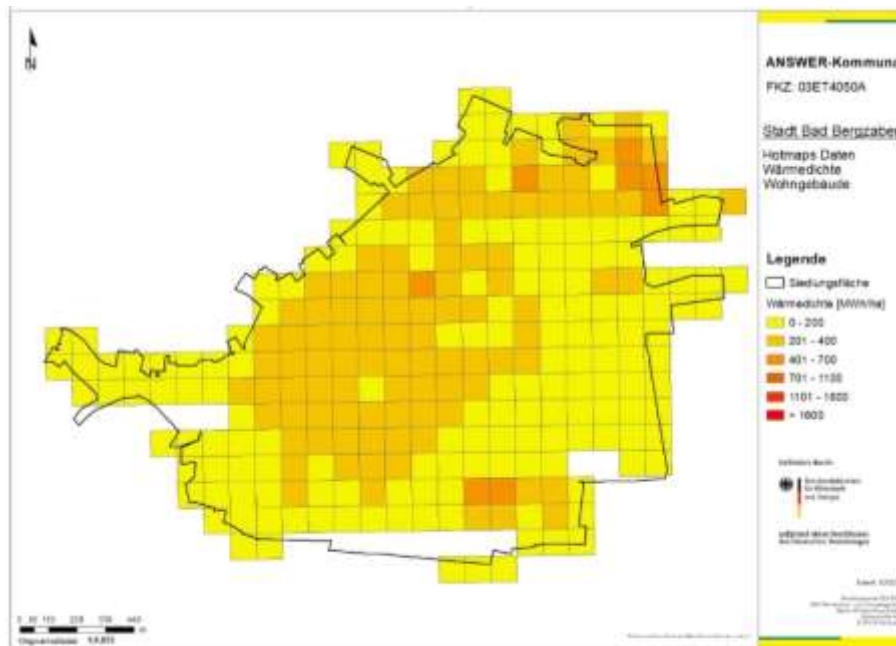


Abbildung 178: Wärmedichtekarte der Wohngebäude Bad Bergzabern: Hotmaps-Daten

Die Anwendung von Hotmaps-Daten führt auf dem Niveau des Intervalls von 201 bis 400 MWh/ha zu einer relativ gleichmäßigen Verteilung der Wärmedichte im südwestlichen Teil und im Norden des Siedlungsgebiets.

Bei der Anwendung der DFD-Methode (Abbildung 176) oder der Verwendung von IWU-infas Daten (Abbildung 177) ist die Gleichmäßigkeit der Wärmedichten nicht in dem Maße, wie es mit Hotmaps-Daten der Fall ist, ausgeprägt.

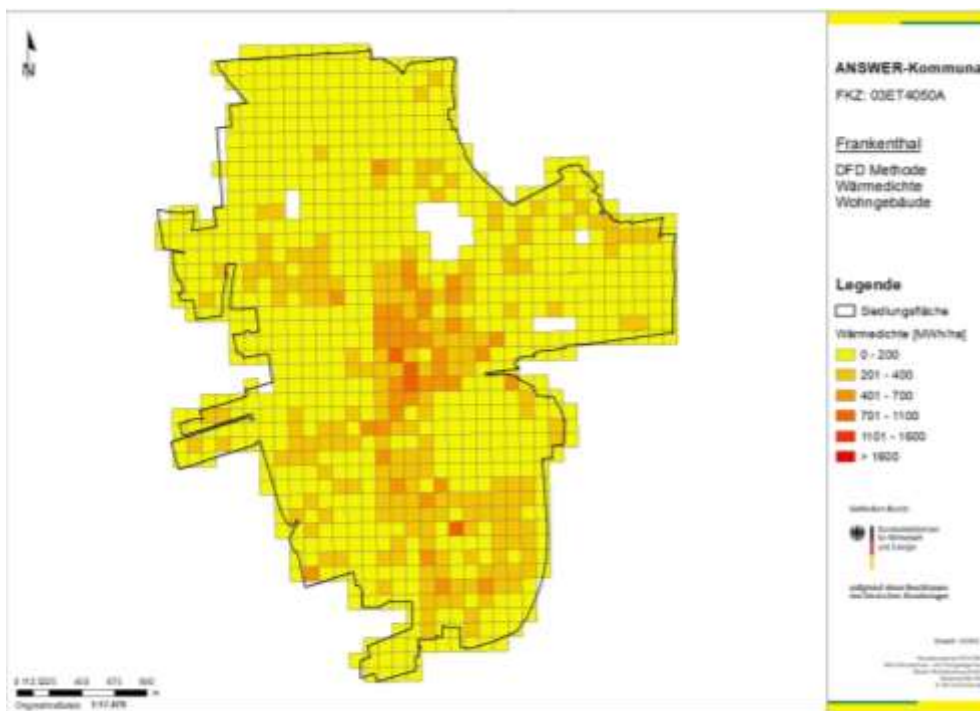


Abbildung 179: Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: DFD-Methode.

Die drei Wärmedichtekarten des zusammenhängenden Siedlungsgebiets in Frankenthal sind in Abbildung 179, Abbildung 180 und Abbildung 181 abgebildet.

Die Unterschiede zwischen den drei Datenquellen hinsichtlich der räumlichen Verteilung der verschiedenen Farbtöne und damit der Verteilung der Wärmedichten gelten für Frankenthal in demselben Maße, wie für Bad Bergzabern.

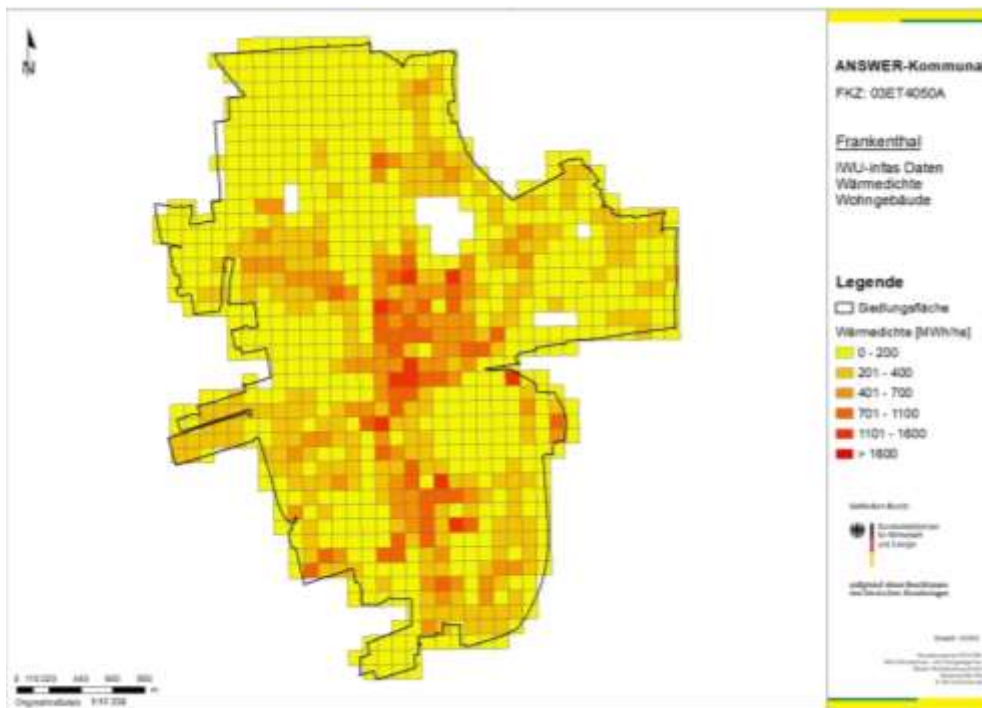


Abbildung 180: Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: IWU-infas Daten.

Ebenso ist zu beobachten, dass der Anteil der Hektarzellen mit dunkleren Rottönen und damit höheren Wärmedichten, im Fall der Wärmebedarfsberechnung auf der Grundlage von IWU-infas Daten am höchsten ist (Abbildung 180 und Abbildung 177).

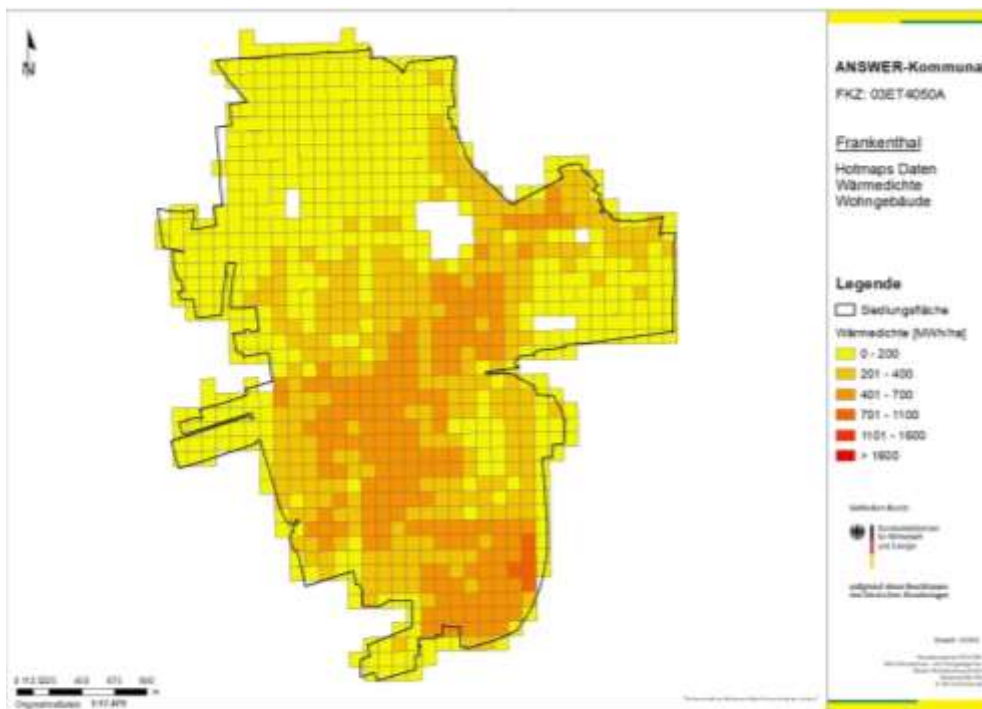


Abbildung 181: Wärmedichtekarte der Wohngebäude in Frankenthal: Hotmaps-Daten.

Die aus den berechneten Wärmedichten gemäß der GIS-Karten abgeleiteten aufsummierten Wärmebedarfswerte für die Wohngebäude werden in Tabelle 30 miteinander verglichen.

Tabelle 30: Vergleich der aufsummierten Wärmebedarfswerte für die Wohngebäude.

	Frankenthal [GWh/a]	Bad Bergzabern [GWh/a]
DFD-Methode	128,0	40,9
IWU-infas Daten	188,1	45,4
Hotmaps-Daten	162,7	38,6

Während die Wärmebedarfsberechnung mit IWU-infas Daten in beiden Städten gegenüber den beiden anderen Verfahren zum höchsten Summenwert führt, ist die Reihenfolge bei den Hotmaps-Daten und der DFD-Methode nicht eindeutig. Im Falle von Bad Bergzabern liefert die DFD-Methode den höheren Wert und bei Frankenthal die Anwendung der Hotmaps-Daten (siehe auch Kapitel 5.2.5).

5.6.3 Häufigkeitsverteilung der Wärmedichte und Wärmedichte-Schwellwerte

Neben den Wärmedichtekarten, die den räumlichen Zusammenhang herstellen, ist die Analyse der Häufigkeitsverteilung der Wärmedichten ein weiterer wichtiger Schritt.

Gemäß der in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Vorgehensweise, werden die Häufigkeitsverteilungen für die zusammenhängenden Siedlungsgebiete in Frankenthal und der Stadt Bad Bergzabern dargestellt und kurz erläutert (Abbildung 182 und Abbildung 183).

Nicht nur bei den Summenwerten des Wärmebedarfs, sondern auch bei den Wärmedichten sind auf der Grundlage von PETA-Daten höhere Werte als bei der Verwendung von Hotmaps-Daten zu beobachten. Diese treten allerdings mit geringen relativen Häufigkeiten auf. Unterhalb des Wärmedichtewertes von 500 bzw. 400 MWh/ha sind andererseits die relativen Häufigkeiten bei den Hotmaps-Daten größer als bei PETA.

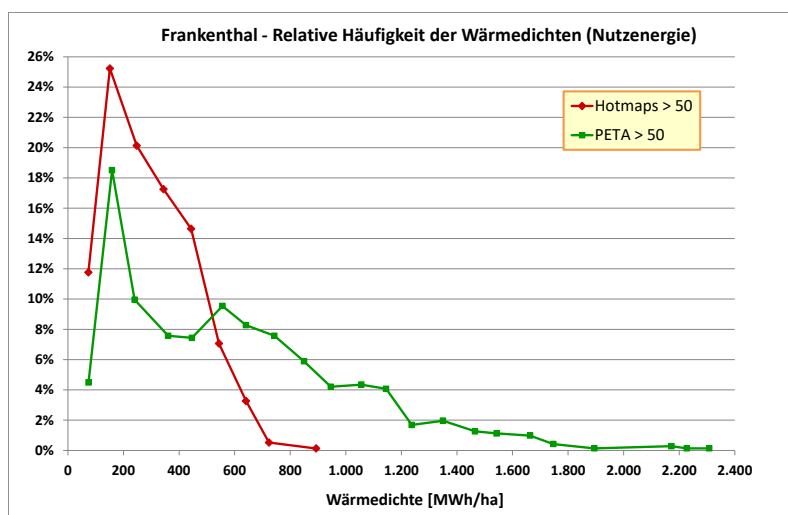


Abbildung 182: Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für Frankenthal. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.

Der Maximalwert der PETA-Wärmedichte in Frankenthal ist um den Faktor 2,6 höher als die auf der Basis von Hotmaps-Daten berechnete Wärmedichte (Abbildung 182). In Bad Bergzabern ist bei diesem Vergleich lediglich ein Faktor von etwas über 1,4 zu beobachten (Abbildung 183).

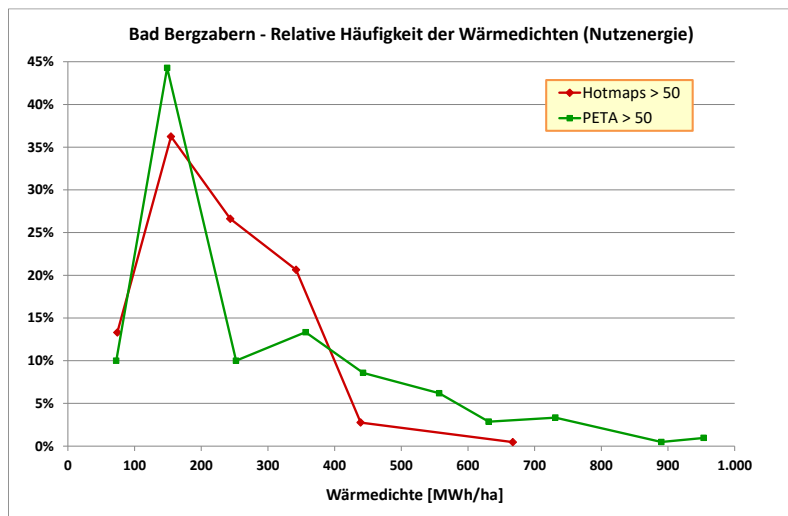


Abbildung 183: Relative Häufigkeiten der Wärmedichte für die Stadt Bad Bergzabern. Vergleich von Hotmaps- und PETA-Werten für alle Wärmedichten ab 50 MWh/ha.

Aus den Kurvenverläufen in Abbildung 182 und Abbildung 183 können verschiedene Schwellwerte der Wärmedichte abgeleitet werden, mit deren Hilfe es möglich ist, die zusammenhängenden Siedlungsgebiete in Teilgebiete zu unterteilen (siehe Kapitel 5.2.4). Für beide Städte werden jeweils drei verschieden große Schwellwerte definiert.

Die für Frankenthal und Bad Bergzabern festgelegten Werte sind bereits in Abbildung 62, neben den Werten für die Modellkommunen in Baden-Württemberg, dokumentiert:

Schwellwerte für Frankenthal: 200 MWh/ha; 350 MWh/ha; 500 MWh/ha.

Schwellwerte für die Stadt Bad Bergzabern: 180 MWh/ha; 240 MWh/ha; 300 MWh/ha.

Die daraus resultierenden Teilgebiete sind in den Karten mit unterschiedlichen Farben markiert (Abbildung 184 und Abbildung 185).

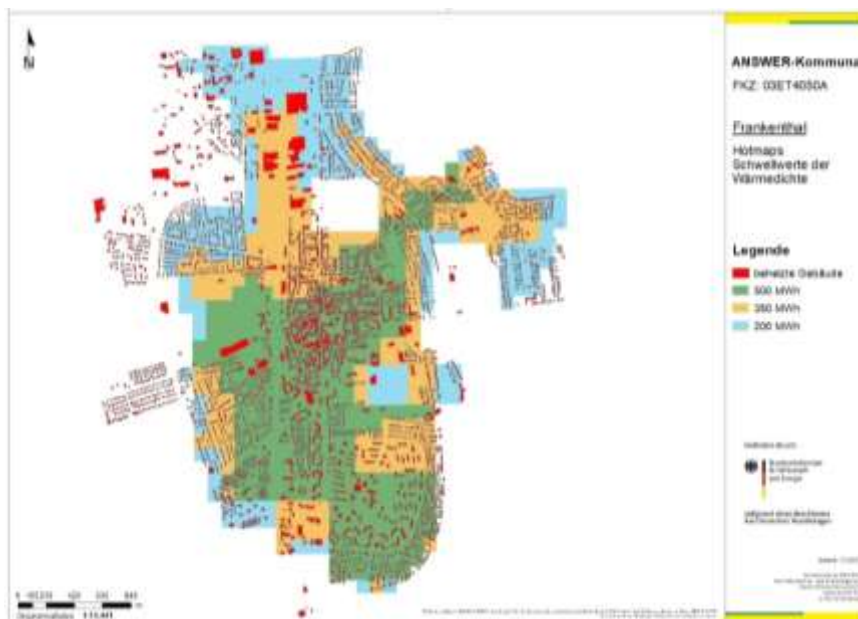


Abbildung 184: Frankenthal: Ausdehnung der Teilgebiete in Abhängigkeit der gewählten Wärmedichteschwellwerte.



Abbildung 185: Stadt Bad Bergzabern: Ausdehnung der Teilgebiete in Abhängigkeit der gewählten Wärmedichte-Schwellwerte.

Das unterschiedliche Niveau der gewählten Schwellwerte und die damit zusammenhängende räumliche Ausdehnung der zugeordneten Teilgebiete zeigen deutlich, dass die Kernstadt von Frankenthal höhere Wärmedichten aufzuweisen hat als die Stadt Bad Bergzabern.

Zwischenfazit Wärmebedarfsberechnung und Wärmedichte

- PETA-Daten können nicht von der Website heruntergeladen und für die Wärmebedarfsberechnung im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verwendet werden.
- Der Wärmeatlas in der Hotmaps-Toolbox hat den Vorteil, dass er sehr schnell erste Ergebnisse liefert. Allerdings ist die Genauigkeit der Daten gewissen Einschränkungen unterworfen, was vorrangig bei den Nichtwohngebäuden zu beobachten ist.
- Der Vorteil der Wärmebedarfsberechnung für die Wohngebäude mit der DFD-Methode ist, dass diese nach der geplanten Veröffentlichung der Daten bundesweit vorliegen. Bei der Anwendung ist zu berücksichtigen, dass alle Gebäude als teilsaniert angenommen wurden und deshalb der aufsummierte Bedarf im Allgemeinen niedriger ausfällt. Der Wärmebedarf der Nichtwohngebäude muss zudem zusätzlich auf anderem Weg ermittelt werden.
- Die Wärmebedarfsberechnung für die Wohngebäude mit Hilfe der IWU-infas Daten ist nur möglich, wenn die entsprechenden Daten zu Baualtersklassen und Gebäudetypen aus der infas 360 Gebäudedatenbank gekauft werden. Die Erfahrung zeigt, dass die Berechnung der beheizten Wohnflächen relativ aufwändig ist. Um die Genauigkeit dieses Verfahrens besser beurteilen zu können, sind noch mehr Tests und Vergleiche notwendig.
- Die Abschätzung des Wärmebedarfs der Nichtwohngebäude mit Hilfe von branchenspezifischen Kennwerten ist nur möglich, wenn die jeweiligen Nutzungsarten in möglichst differenzierter Form bekannt sind.

5.6.4 Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten

Die Berechnung der Wärmeverteilungskosten ist nur dann möglich, wenn auch schon zum Zeitpunkt der Ausarbeitung des kommunalen Wärmeplans die Trassenlängen in einem Siedlungsgebiet ermittelt werden können. Eine Möglichkeit dafür ist die Abschätzung der Trassenlängen mit Hilfe des Konzepts der effektiven Breite in Form der Variante 1.

Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise einschließlich der Anwendung der Hotmaps-Toolbox befindet sich in Kapitel 5.3. Eine vertiefte Beschreibung des Konzepts der effektiven Breite in beiden Varianten ist Inhalt des Kapitels 5.4.1.

Die in diesem Zusammenhang durchgeführte Szenarienanalyse erstreckt sich über drei Stufen, die mit den durch die Wärmedichtegrenzwerte definierten Teilgebieten in Abbildung 184 und Abbildung 185 verknüpft sind. Durch die zusätzliche Variation der Anschlussgradiententwicklung über jeweils drei Stufen, werden bei jedem Parameter am Ende neun verschiedene Varianten miteinander verglichen. Für die Berechnung des Wärmebedarfs kommt dabei ausschließlich der Wärmeatlas der Hotmaps-Toolbox zum Einsatz.

Anhand der Parameter Wärmenachfrage und Fernwärmepotenzial kann die Szenarienstruktur in Abbildung 186 verdeutlicht werden. Die Darstellung bezieht sich auf das große Siedlungsgebiet in Frankenthal.

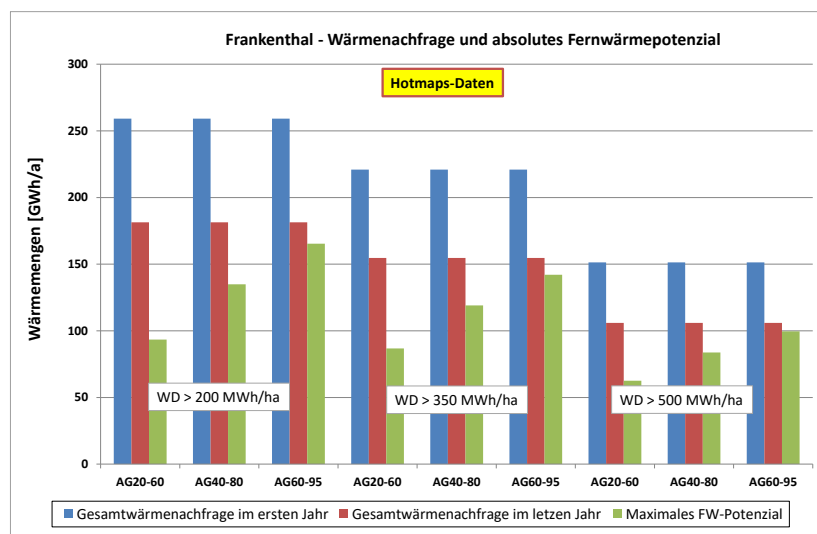


Abbildung 186: Vergleich der Wärmenachfrage und des absoluten Fernwärmepotenzials in den durch die Wärmedichte definierten Teilgebieten in Frankenthal.

Die Wärmenachfrage zu Beginn und zum Ende des 30-jährigen Investitionszeitraums wird gemäß der abnehmenden Größe der Teilgebiete in drei Stufen geringer, während das Fernwärmepotenzial in Abhängigkeit der zunehmenden Anschlussgrade (horizontale Achse) in jedem Teilgebiet relativ zur Gesamtwärmenachfrage im letzten Jahr zunimmt.

Im linken Diagramm in Abbildung 187 ist die abgeschätzte Trassenlänge in Abhängigkeit der Wärmedichtestufen und der Anschlussgrade für das zusammenhängende Siedlungsgebiet in Frankenthal dargestellt. Aufgrund der drei verschiedenen Niveaus der Anschlussgradiententwicklung, sind jeweils ansteigende Trassenlängen zu beobachten. Bei zunehmender Wärmedichtestufe (abnehmende Größe des Teilgebiets) wird der Gradient des Anstiegs der Trassenlänge jedoch flacher. Die blaue Kurve, die sich auf die Sekundärachse bezieht, markiert die Entwicklung der Liniendichte.

Das rechte Diagramm in Abbildung 187 zeigt die Wärmeverteilungskosten (blaue Säulen) und die spezifischen Kosten der Wärmeleitungen (rote Linie in Bezug auf die Sekundärachse). Die Wärmeverteilungskosten nehmen mit zunehmendem Anschlussgrad jeweils deutlich ab. Die absolut betrachtet niedrigsten Kosten treten bei der höchsten Wärmedichtestufe auf. Die hier geschilderten Zusammenhänge gelten gleichermaßen für Abbildung 188, die sich auf das Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern bezieht.

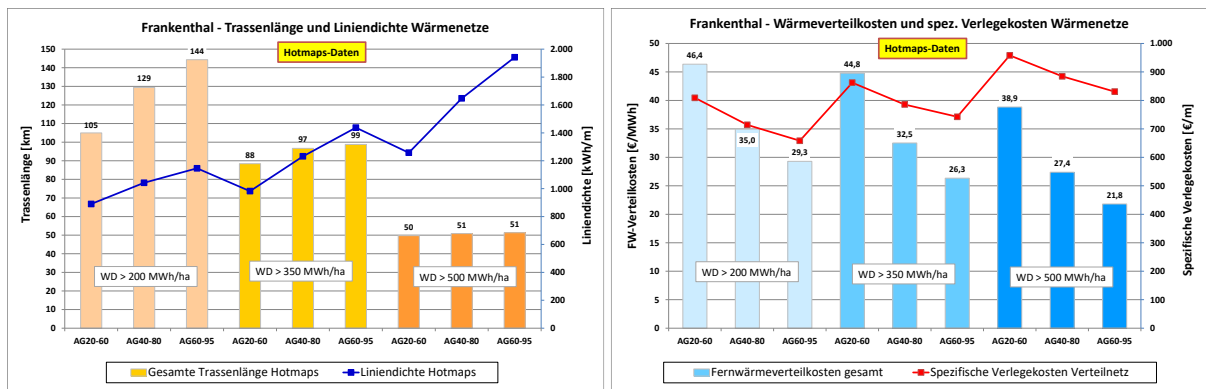


Abbildung 187: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete in Frankenthal.

Das Größenverhältnis der Siedlungsgebiete der Kernstadt von Frankenthal und der Stadt Bad Bergzabern spiegelt sich auch im Verhältnis der Trassenlängen wider, die für die jeweiligen Wärmebedarfsstufen berechnet wurden. In der jeweils niedrigsten Wärmedichtestufe ist die Netztrasse in Frankenthal um den Faktor 3,9 länger. In der mittleren Stufe liegt das Verhältnis der Trassenlängen sogar bei 4,6, während es in der höchsten Wärmedichtestufe wieder auf 3,8 absinkt.

Die Liniendichte bewegt sich in Frankenthal zwischen 890 und 2.000 kWh/m und erreicht damit ein mehr als doppelt so hohes Niveau wie in Bad Bergzabern. Dort liegen die entsprechenden Werte zwischen 440 und 850 kWh/m (Abbildung 187 und Abbildung 188).

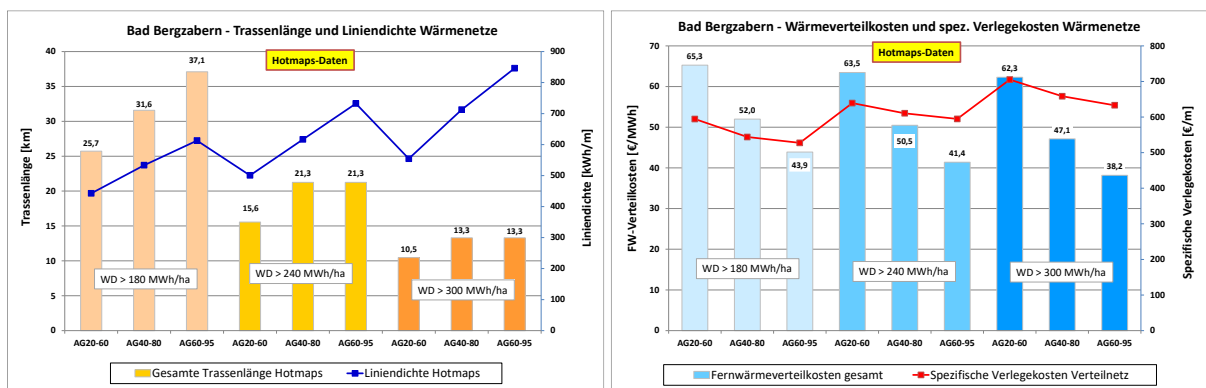


Abbildung 188: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die drei durch die Wärmedichte definierten Teilgebiete der Stadt Bad Bergzabern.

Betrachtet man die jeweils höchste Stufe der Anschlussgradiententwicklung, schwanken die Wärmeverteilungskosten in Frankenthal zwischen 29,3 €/MWh und 21,8 €/MWh (Abbildung 187). In der Stadt Bad Bergzabern bewegen sich die Wärmeverteilungskosten dagegen auf einem deutlich höheren Niveau (Tabelle 31).

Tabelle 31: Vergleich der Wärmeverteilungskosten für die hohe Anschlussgradiententwicklung.

	Frankenthal [€/MWh]	Bad Bergzabern [€/MWh]
Wärmedichte untere Grenze	29,3	43,9
Wärmedichte mittlere Grenze	26,3	41,4
Wärmedichte obere Grenze	21,8	38,2

In der unteren Wärmedichtestufe sind die Wärmeverteilungskosten in Bad Bergzabern im Vergleich zu Frankenthal um 50 % höher. Die Differenz nimmt in der mittleren und oberen Wärmedichtestufe sogar noch zu und erreicht maximal 75 %.

Anhand der Parameter Liniendichte und Wärmeverteilungskosten wird deutlich, dass die Siedlungsstruktur in Frankenthal günstigere Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Wärmenetzen bietet als in der Stadt Bad Bergzabern. Trotzdem kann auf dieser Grundlage noch nicht endgültig beurteilt werden, welchen Stellenwert die Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien und Abwärme in Verbindung mit Wärmenetzen am Ende einnehmen kann.

Die Berechnung der Trassenlängen, Liniendichten und Wärmeverteilungskosten für den Stadtteil Mörsch in Frankenthal und die Ortsgemeinde Oberrotterbach ist in Abbildung 189 und Abbildung 190 dokumentiert. Da in den kleineren Stadtteilen und Ortsgemeinden keine Unterteilung des Siedlungsgebiets mit Hilfe von Wärmedichte-Schwellwerten erfolgte, ändert sich in den Diagrammen nur die Anschlussgradiententwicklung in drei Stufen.

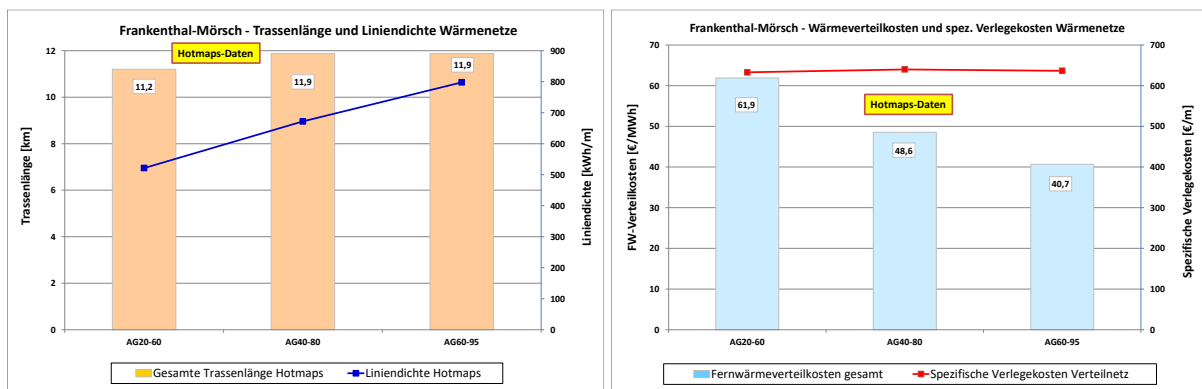


Abbildung 189: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für Frankenthal-Mörsch.

Die Trassenlängen sind aufgrund der deutlich kleineren Siedlungsgebiete mit 11,9 km wie in Mörsch entweder im unteren Bereich zweistellig (Abbildung 189, linkes Diagramm) oder sogar nur einstellig wie in Oberrotterbach wo maximal 6,6 km Trassenlänge zu erwarten sind (Abbildung 190, linkes Diagramm).

Der Anstieg der Trassenlänge in Mörsch um nur 700 m, von 11,2 km beim Anschlussgrad von 60 % auf 11,9 km bei 95 % Anschlussrate, hat mit den Ungenauigkeiten bei der Anwendung des Konzepts Effektive Breite 1 zu tun.

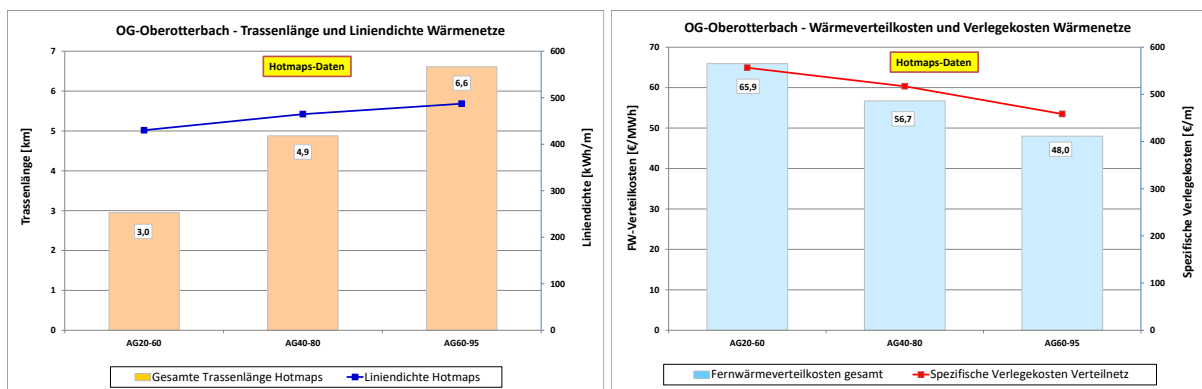


Abbildung 190: Trassenlänge, Liniendichte und Wärmeverteilungskosten für die Ortsgemeinde Oberrotterbach.

Eine Anschlussgradsteigerung von 35 % müsste stattdessen aufgrund der Anzahl der zusätzlichen Abnehmer und der mittleren Hausanschlusslänge eine Zunahme der Trassenlänge von fast 2,5 km zur Folge haben (siehe Kapitel 5.4.2 und 5.6.5).

In Oberotterbach ist anhand des Parameters Liniendichte, der auch bei hoher Anschlussgradiententwicklung den Wert von 500 kWh/m nicht überschreitet, gut zu erkennen, dass die Wärmeversorgung über ein Wärmenetz durch die Eigenschaften und Merkmale eines Energiedorfes geprägt ist.

Bei hoher Anschlussgradiententwicklung können in Mörsch Wärmeverteilungskosten von knapp 41 €/MWh erreicht werden. Dieser Werte liegt nur 6,5 % höher als der entsprechende Wert für die Stadt Bad Bergzabern (Abbildung 189, rechtes Diagramm).

In der Ortsgemeinde Oberotterbach sinken die Wärmeverteilungskosten auf 48 €/MWh, wenn die höchste Stufe der Anschlussgradiententwicklung erreicht wird. Bei niedrigeren Anschlussraten sind die Wärmeverteilungskosten deutlich höher.

Aufgrund der geringen Siedlungsfläche, die in Oberotterbach etwas mehr als 50 ha beträgt, befindet man sich mit der Anwendung eines Hektarrasters als Grundlage der hier dokumentierten Berechnungen im Grenzbereich bezüglich der Genauigkeit und der Anwendbarkeit der Methoden. Einige weitergehende Überlegungen zur Vorgehensweise bei der kommunalen Wärmeplanung in sehr kleinen Gemeinden finden sich in Kapitel 5.5.4.

5.6.5 Mit GIS-Methoden berechnete Netztrassen

Die Berechnung von Wärmenetztrassen mit Hilfe der Programmsysteme ArcGIS und QGIS wurde ausführlich in Kapitel 5.3.3 beschrieben. Die Berechnung des Trassenverlaufs für die Kommunen in Rheinland-Pfalz erfolgte genau nach derselben Methode. Die GIS-Karte in Abbildung 191 zeigt beispielhaft die Netztrasse für die Stadt Bad Bergzabern. Bei den rot markierten Flächen entlang der Hauptleitungen handelt es sich um die beheizten Gebäude, von denen es in Bad Bergzabern etwas mehr als 1.700 gibt.



Abbildung 191: Mit GIS-Methoden berechnete Netztrassen und beheizte Gebäude in der Stadt Bad Bergzabern.

Für Frankenthal und die Verbandsgemeinde Bad Bergzabern wurden insgesamt fünf verschieden große Netztrassen berechnet: In den Siedlungsgebieten der Kernstadt in Frankenthal und des Stadtteils Mörsch sowie in der Stadt Bad Bergzabern und in den beiden Ortsgemeinden Oberotterbach und Dierbach.

Die aufsummierte Trassenlänge bewegt sich im Bereich zwischen 4,9 km (Dierbach) und 155 km (Frankenthal). Rund 40 % der gesamten Trassenlänge oder fast 93 km entfallen auf die Hausanschlussleitungen. Die Trassen der Hauptleitungen in den fünf Städten und Gemeinden sind in der Summe etwas mehr als 140 km lang (Abbildung 192).

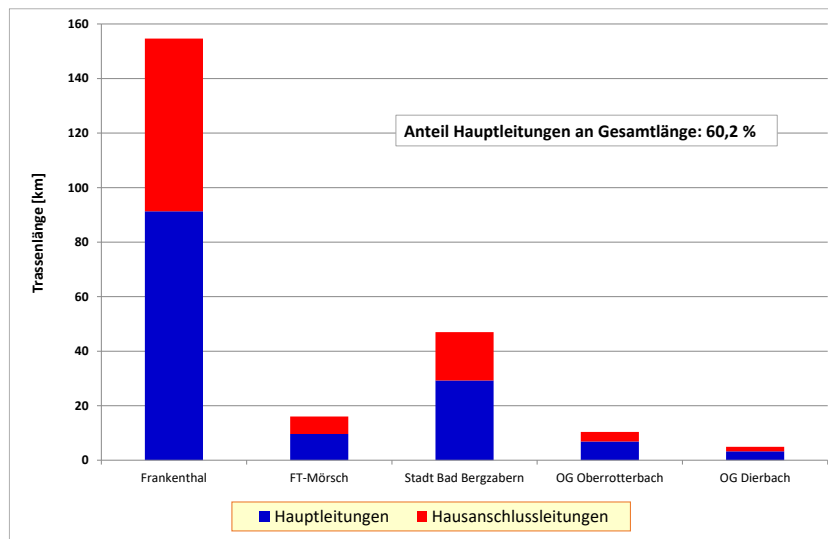


Abbildung 192: Aufsummierte Trassenlängen der mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen in Frankenthal und Bad Bergzabern.

Die Analyse der Häufigkeitsverteilungen der Trassenlänge für Hauptleitungen, Gesamttrasse und Länge der Hausanschlussleitungen gibt weiteren Aufschluss über die Struktur der mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen. Die Diagramme in Abbildung 193 und Abbildung 194 zeigen die Häufigkeitsverteilungen für die Hauptleitungen in den großen Siedlungsgebieten Kernstadt Frankenthal und Stadt Bad Bergzabern sowie in den kleinen Gebieten Mörsch und Oberrotterbach.

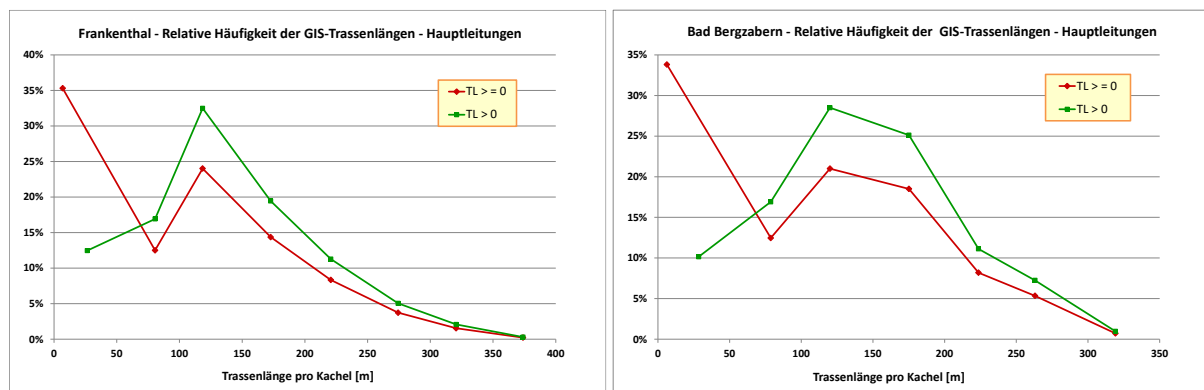


Abbildung 193: Häufigkeitsverteilung der Trassenlängen der Hauptleitungen für Frankenthal und die Stadt Bad Bergzabern.

Es werden jeweils zwei Kurven dargestellt. Die rote Linie markiert die Häufigkeitsverteilung unter Berücksichtigung aller Kacheln, das heißt auch derjenigen in denen keine Hauptleitungen verlaufen. Die grüne Kurve zeigt die Häufigkeitsverteilung auf der Basis der Kacheln mit Trassenlänge größer als null.

In Abbildung 193 wird deutlich, dass die Struktur des Netzes der Hauptleitungen in Frankenthal und Bad Bergzabern zwar einerseits große Ähnlichkeiten aufweisen, trotzdem sind deutliche Unterschiede erkennbar. So liegt das Maximum der Häufigkeit zwar in beiden Fällen im Intervall zwischen 100 und 150 m, aber der Verlauf rechts vom Maximum im abfallenden Ast der Kurve weist signifikante Abweichungen auf.

Diese auf die jeweilige Stadt bezogenen charakteristischen Merkmale der GIS-Netztrassen konnten auch bei den Modellkommunen in Baden-Württemberg beobachtet werden.

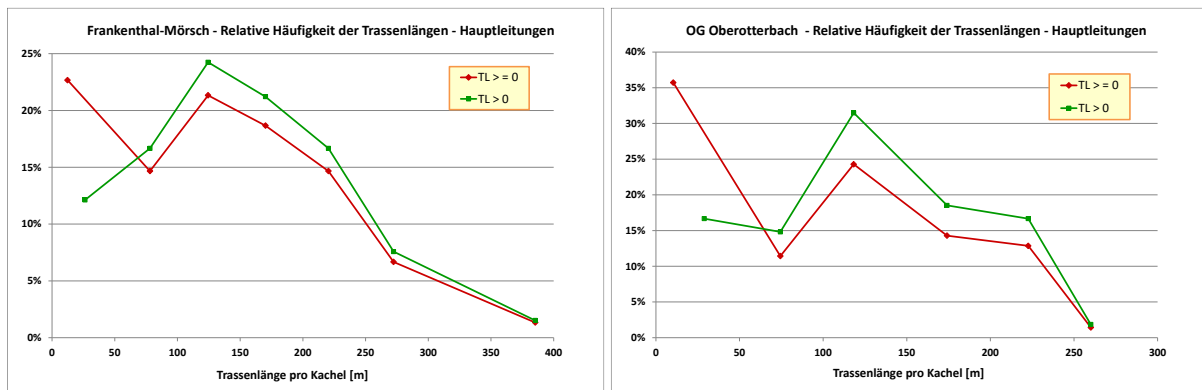


Abbildung 194: Häufigkeitsverteilung der Trassenlängen der Hauptleitungen für FT-Mörsch und die Ortsgemeinde Oberotterbach.

Signifikante Unterschiede sind auch zwischen dem Kurvenverlauf für den Stadtteil Mörsch und der Ortsgemeinde Oberotterbach zu beobachten. In Mörsch, das ungefähr dreimal so viele Einwohner wie Oberotterbach hat, ähnelt die Häufigkeitsverteilung sehr stark derjenigen für die Kernstadt von Frankenthal, wobei jedoch der abfallende Ast durch einen konvexen Verlauf gekennzeichnet ist.

Im Vergleich zu Oberotterbach verläuft die Kurve für Mörsch gleichmäßiger und erreicht mit fast 400 m Trassenlänge pro Kachel deutlich höhere Werte als in Oberotterbach (Abbildung 194).

Werden Hauptleitungen und Hausanschlussleitungen gemeinsam als Gesamttrasse analysiert und die fünf Netze in Frankenthal und Bad Bergzabern zusammengefasst, resultiert daraus die in Abbildung 195 dargestellte Häufigkeitsverteilung. Ein charakteristisches Merkmal dieser Kurven ist das breit ausgeprägte Maximum zwischen 150 m und ca. 330 m Trassenlänge pro Kachel.

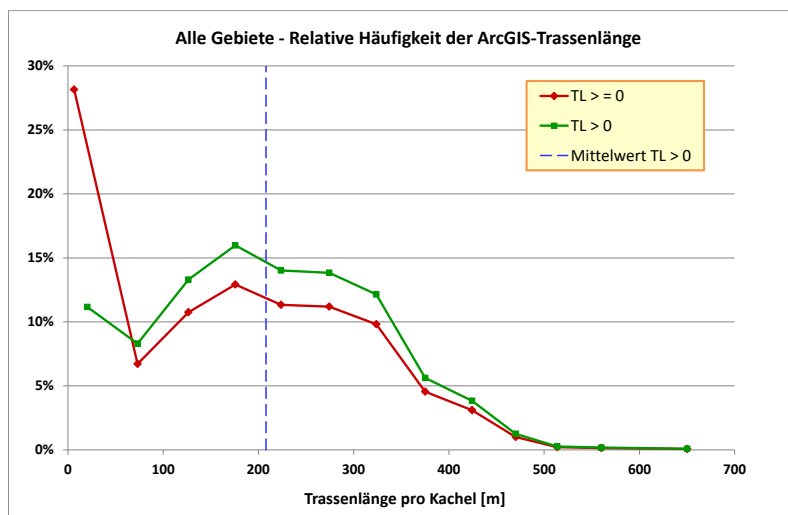


Abbildung 195: Relative Häufigkeiten der GIS-Trassenlängen der Gesamttrasse auf der Grundlage von fünf Netzen in Rheinland-Pfalz.

Die senkrechte blaue und gestrichelte Linie markiert den Mittelwert der grünen Kurve für TL > 0 über alle 1.120 berücksichtigten Hektarzellen. Der Mittelwert beträgt 208 m und ist damit nur um 3 m kleiner als der entsprechende Mittelwert für die 12 Netztrassen in Baden-Württemberg, wo er bei 211 m liegt.

Werden für die Netztrassen in Rheinland-Pfalz die 265 Hektarkacheln, durch die keine Haupt- und Hausanschlussleitungen durchlaufen, bei mitberücksichtigt, sinkt der berechnete Mittelwert auf 168 m.

Wie die Mittelwerte in den einzelnen Siedlungsgebieten um den Gesamtmittelwert schwanken, zeigt Abbildung 196. Die Abweichungen betragen zwischen +10 % und -32 %.

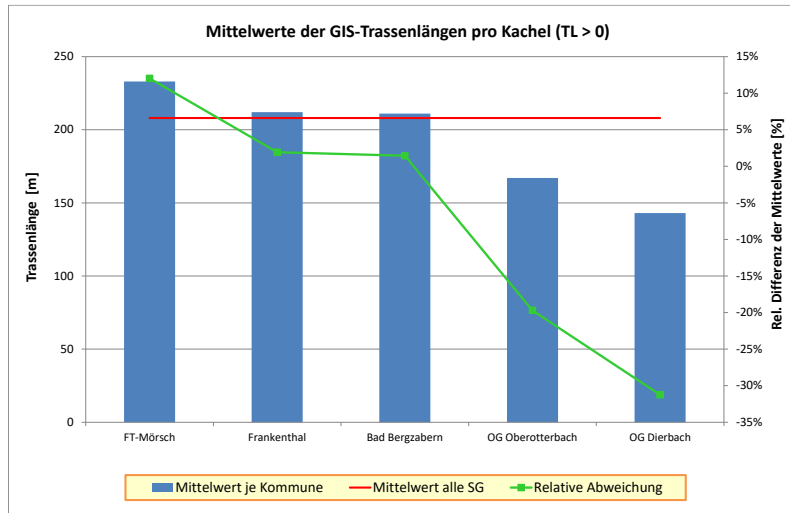


Abbildung 196: Mittelwerte der Trassenlängen der Gesamttrasse nach Siedlungsgebieten.

Bemerkenswert ist, dass die Mittelwerte der Trassenlängen in den kleinen Dörfern um den Wert von 150 m schwanken und damit deutlich geringer sind als in den viel größeren Städten und im Stadtteil FT-Mörsch. Auf den Gesamtmittelwert hat das jedoch nur einen geringen Einfluss, da die Zahl der Hektarkacheln in Oberrotterbach und Dierbach sehr klein im Vergleich zu den städtischen Siedlungsgebieten ist.

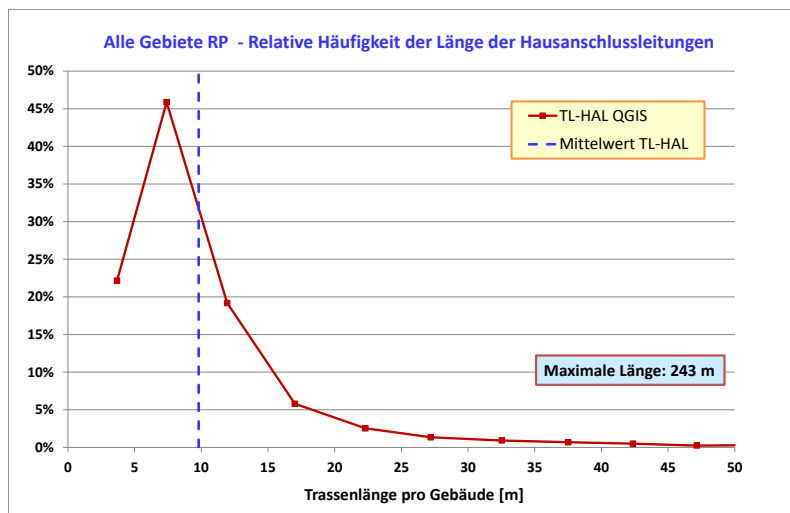


Abbildung 197: Häufigkeitsverteilung der Länge der Hausanschlussleitungen.

Die mittlere Trassenlänge der Hausanschlussleitungen für alle fünf Netztrassen beträgt 9,8 m. Die dazugehörige Häufigkeitsverteilung ist in Abbildung 197 dargestellt. Die größte Häufigkeit tritt bei einer Länge von 7,4 m auf. Im Extremfall können vereinzelt auch Hausanschlussleitungen mit einer Trassenlänge von über 150 m auftreten. Der Maximalwert beträgt 243 m.

Pro Hektar sind im Mittel 8,8 Gebäude an das Wärmenetz angeschlossen. Die Bandbreite erstreckt sich dabei von 2,2 bis 40 Gebäuden, wenn die Kacheln ohne Abnehmergebäude unberücksichtigt bleiben (Abbildung 198).

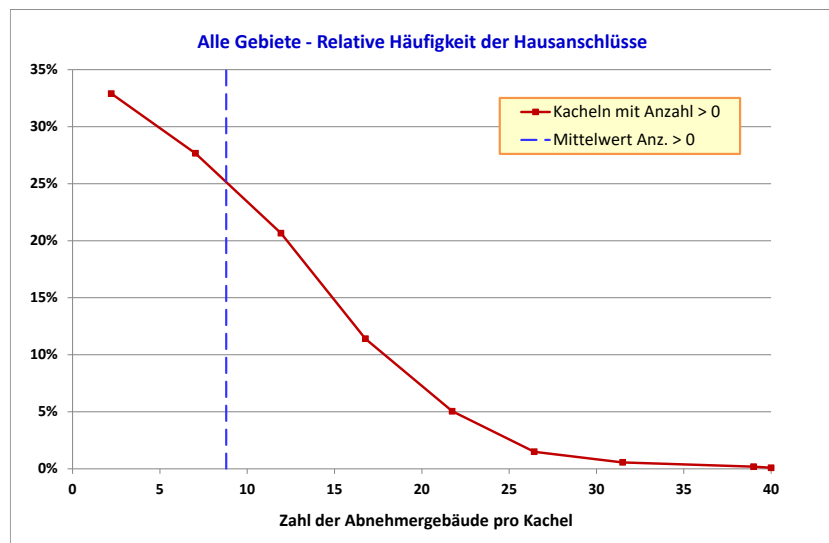


Abbildung 198: Häufigkeitsverteilung der Anzahl der Hausanschlüsse.

Die Kennwerte, die aus den GIS-Trassen der fünf Netze abgeleitet werden können, sind in Tabelle 32 zusammengefasst. Ergänzend zum arithmetischen Mittelwert ist der jeweilige Median vermerkt.

Tabelle 32: Aus den Häufigkeitsverteilungen für die GIS-Trassen abgeleiteten Kennwerte für die Netze in Rheinland-Pfalz.

Häufigkeitsverteilungen	Kommunen in RP	
	Mittelwert	Median
Trassenlänge Hauptleitungen	136 m	128 m
Trassenlänge Gesamttrasse (HL+HAL)	208 m	204 m
Trassenlänge Hausanschlussleitungen	9,8 m	7,9 m
Anzahl Hausanschlüsse pro Hektarzelle	8,8	8,0

Erstaunlich ist, dass auf der Grundlage von nur fünf berechneten Netztrassen in Rheinland-Pfalz fast dieselben Mittelwerte zu beobachten sind, wie bei den 12 Netztrassen für die Modellkommunen in Baden-Württemberg. Die jeweiligen Kennwerte werden in Tabelle 11 miteinander verglichen.

Die Abweichung beim Mittelwert der Hauptleitungen beträgt lediglich 1,5 %, ebenso wie beim Mittelwert der Gesamttrassen. Die Differenz bei der mittleren Trassenlänge der Hausanschlussleiten ist etwas größer und beträgt 8,4 %.

5.6.6 GIS-Karten zur räumlichen Verteilung von Trassenlänge und Liniendichte

Die mit Hilfe der GIS-Methoden berechneten Netztrassen bieten die Grundlage dafür, die räumliche Verteilung der Trassenlängen pro Hektarkachel und der Liniendichten pro Hektarkachel mit Hilfe von GIS-Karten zu visualisieren.

Die GIS-Karten in Abbildung 199 und Abbildung 200 zeigen die entsprechenden Ergebnisse für das große Siedlungsgebiet der Stadt Frankenthal.

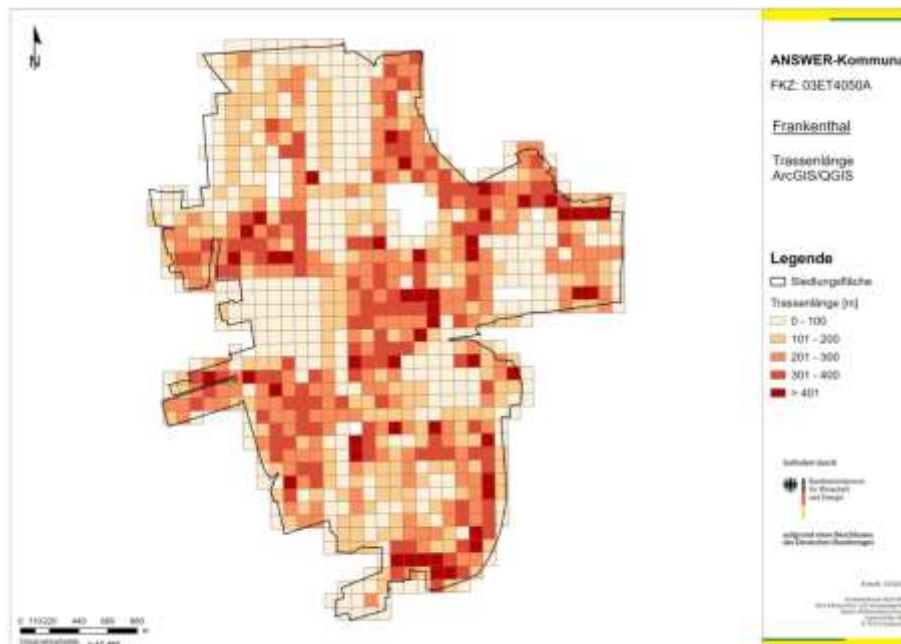


Abbildung 199: Räumliche Verteilung der GIS-Trassenlängen der Gesamtrasse pro Hektarzelle am Beispiel des Siedlungsgebiets in Frankenthal.

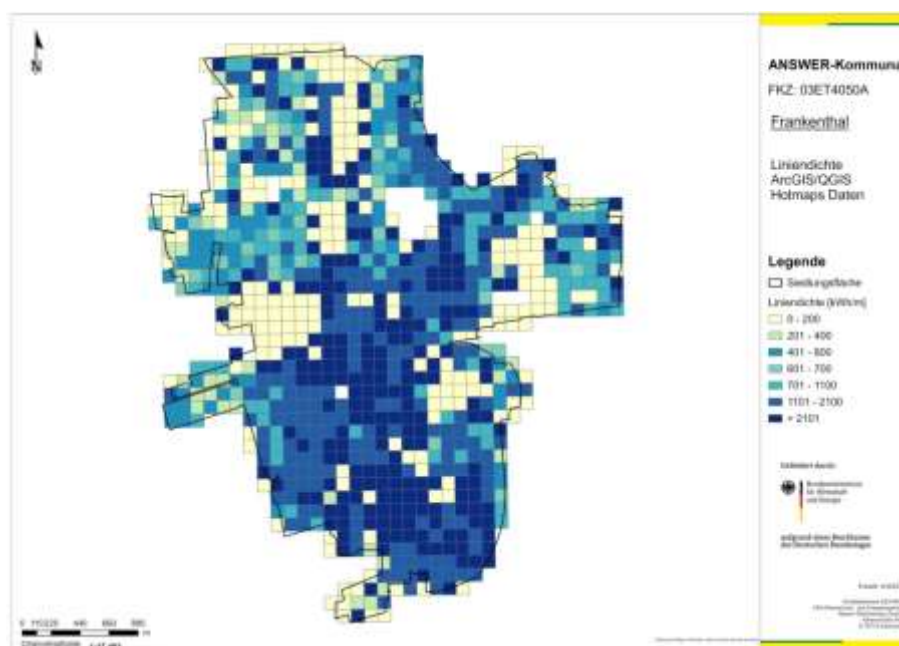


Abbildung 200: Räumliche Verteilung der Liniendichten der GIS-Trassen pro Hektarzelle am Beispiel des Siedlungsgebiets in Frankenthal.

Zwischenfazit Trassenlängen, Liniendichten und Wärmeverteilungskosten

- Mit dem Konzept der effektiven Breite (Variante 1), das in einem der Berechnungsmodule der Hotmaps-Toolbox implementiert ist, können Trassenlängen und Liniendichten schnell und einfach berechnet werden.
- Die Trassenlängen, die auf der Grundlage des Konzepts Effektive Breite 1 ermittelt werden, sind jedoch im Bereich von 20 % geringer als die GIS-Trassenlängen. Entsprechend werden auf dieser Basis die Wärmeverteilungskosten unterschätzt.

- Die Berechnung der Trassenlängen mit Hilfe von ArcGIS und QGIS muss für jede Kommune erst durchgeführt werden und hat einen höheren Zeitaufwand zur Folge, der von der Größe des Siedlungsgebiets abhängig ist. Für eine Trassenlänge von beispielsweise 250 km sind ein- einhalb bis zwei Arbeitstage zu veranschlagen.
- Die Berechnung der Wärmeverteilungskosten auf der Basis der Trassenlängen der GIS-Trassen ist bislang nicht in ein entsprechendes Berechnungsmodul implementiert. Deshalb ist im Moment eine schnelle Berechnung der Wärmeverteilungskosten auf diesem Weg nicht möglich.
- In ANSWER-Kommunal wurde noch ein weiterer Weg zur möglichst genauen Abschätzung der Trassenlängen untersucht, der auf der Methode des maschinellen Lernens aufbaut (siehe Kapitel 5.4.3). Um damit Daten für die kommunale Wärmeplanung in großräumiger Skalierung bereitstellen zu können, ist jedoch ein erheblicher zusätzlicher Aufwand notwendig.
- Solange keine alternativen Methoden für die Trassenlängenberechnung während der Phase der kommunalen Wärmeplanung zur Verfügung stehen, ist die Anwendung des Konzepts der effektiven Breite in Verbindung mit der Hotmaps-Toolbox die beste Alternative, die Wärmeverteilungskosten zu berechnen. Die beschriebenen Abweichungen bei der Ermittlung der Trassenlänge müssen dabei berücksichtigt werden.

5.6.7 Ausdehnung der Eignungsgebiete

Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen ist in Kapitel 5.5 unter der Überschrift „Zonierung der Siedlungsgebiete“ ausführlich beschrieben. Im ersten Schritt müssen dazu die Wärmebereitstellungskosten für die Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energien oder Abwärme in Wärmenetze ermittelt werden. Als Grundlage für die weiteren Analysen werden diese direkt aus Kapitel 5.5.1 übernommen. Für die beiden Kommunen in Rheinland-Pfalz wurden keine Änderungen oder Anpassungen vorgenommen.

Der ebenfalls erforderliche Referenzwert der Wärmeverteilungskosten der Einzelheizungen ist identisch mit den in Abbildung 152 dargestellten Zahlen. Die Kosten von Einzelheizungen werden ausschließlich auf der Basis von Wärmepumpen berechnet.

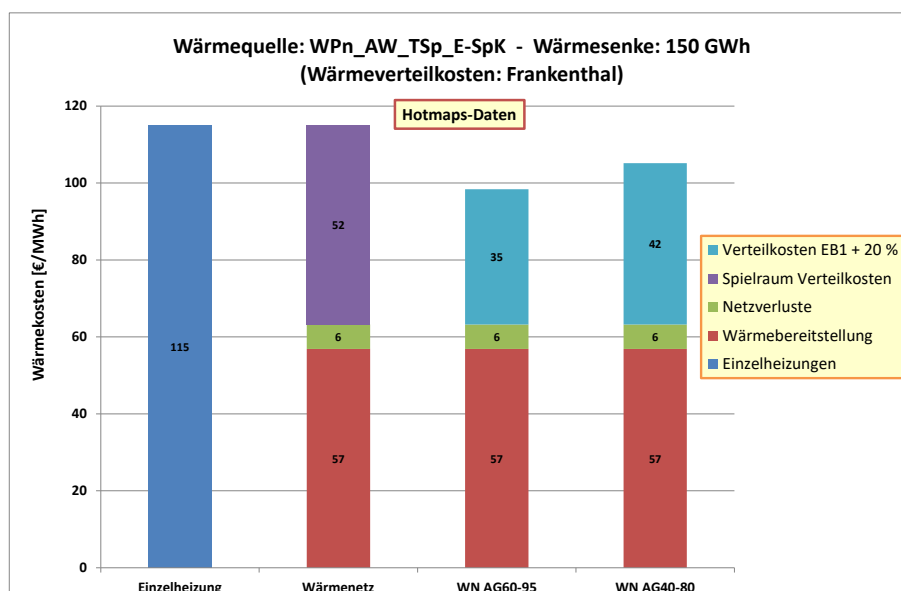


Abbildung 201: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten für das zusammenhängende Siedlungsgebiet in Frankenthal.

Aus der angenommenen Mischung der Gebäudetypen in der Kernstadt von Frankenthal wurden 115 €/MWh als Referenzwert der Wärmeverteilungskosten für Einzelheizungen abgeleitet. Die Wärmebereitstellungskosten für das große Siedlungsgebiet in Frankenthal belaufen sich auf 57 €/MWh. Diese

Kosten basieren auf einem System, das aus der Kombination verschiedener Wärmepumpen (Außenluft, Abwasser, Speicharentladung), aus direkter Abwärmenutzung sowie aus einem Tagesspeicher und einem Elektro-Spitzenkessel besteht. Die Kosten für die Netzverluste werden mit 6 €/MWh bewertet (siehe Kapitel 5.5.1). Auf der Basis dieser Zahlen ergibt sich für Frankenthal ein Spielraum der Wärmeverteilungskosten in Höhe von 52 €/MWh (Abbildung 201, zweite Säule von links).

Bei hoher Anschlussgradiententwicklung betragen die auf der Grundlage der Trassenlängenberechnung ermittelten Wärmeverteilungskosten 35 €/MWh. Die Wärmeversorgung über ein Wärmenetz ist somit um 17 €/MWh oder fast 15 % günstiger als die Nutzung von Einzelheizungen (Abbildung 201, zweite Säule von rechts).

Das Ergebnis der unter diesen Voraussetzungen durchgeführten Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete mit Hilfe der Hotmaps-Toolbox (Hotmaps, 2020) ist in der GIS-Karte in Abbildung 202 dargestellt.

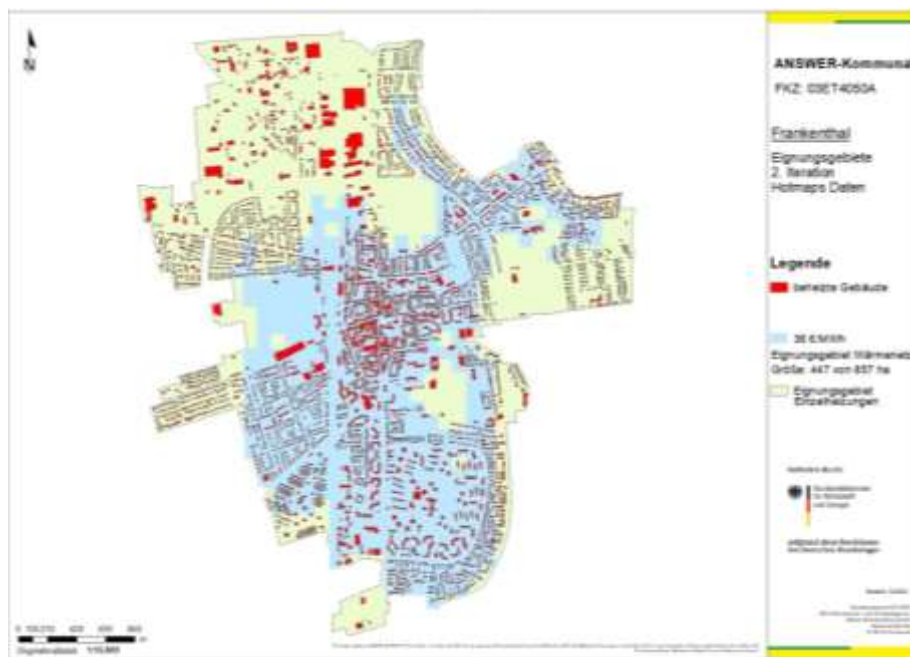


Abbildung 202: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im zusammenhängenden Siedlungsgebiet der Stadt Frankenthal.

Der aufgrund von Sanierungsmaßnahmen reduzierte Wärmebedarf im Siedlungsgebiet beträgt 158 GWh/a. Davon können gemäß der in Abbildung 202 dargestellten Aufteilung 73 % oder 115 GWh/a kostengünstiger über Wärmenetze versorgt werden.

Da anzunehmen ist, dass der Anteil kleinerer Wohngebäude in der Stadt Bad Bergzabern höher ist als in Frankenthal, beträgt der zugrunde gelegte Referenzwert für die Einzelheizungen 125 €/MWh. Er ist damit um 10 €/MWh oder 8,7 % höher als in Frankenthal. Die Wärmebereitstellungskosten belaufen sich ebenfalls auf 57 €/MWh und die Bewertung der Netzverluste erfolgt mit 8 €/MWh. Dieser Wert beruht auf der Annahme etwas höherer Netzverluste als 10 %. Das System zur Wärmebereitstellung ist ausgelegt auf die Wärmebedarfsstufe von 40 GWh und besteht aus Wärmepumpe, Solarthermiefeld, Tagesspeicher und Elektro-Spitzenkessel. Aufgrund der im Vergleich zu Frankenthal deutlich höheren Wärmeverteilungskosten von 55 €/MWh, reduziert sich der Spielraum auf nur noch 5 €/MWh oder 4 % des Referenzwertes (Abbildung 203, linkes Diagramm).

Um einen Abstand von mehr als 10 % zu den Vollkosten der Einzelheizungen einzuhalten, werden die Wärmeverteilungskosten für die Zonierung auf 47 €/MWh reduziert (Abbildung 203, rechtes Diagramm).

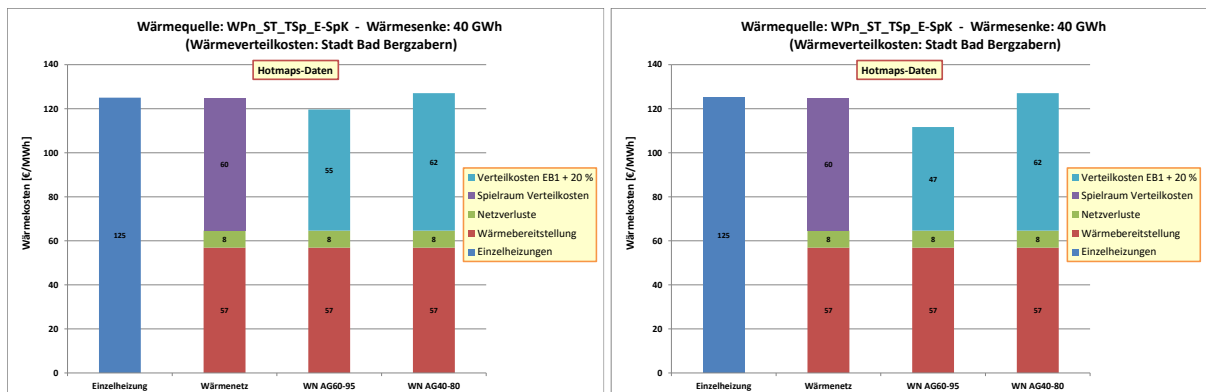


Abbildung 203: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilkosten für das Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern und Festlegung der Wärmeverteilkosten.

Unter diesen Randbedingungen ist zu erwarten, dass die Ausdehnung des Eignungsgebiets Wärmenetze in Bad Bergzabern entsprechend geringer ausfällt. Nur knapp 52 % des reduzierten Wärmebedarfs im Jahr 2050 in Höhe von 35 GWh pro Jahr können in diesem Fall kostengünstiger über ein Wärmenetz bereitgestellt werden (Abbildung 204).

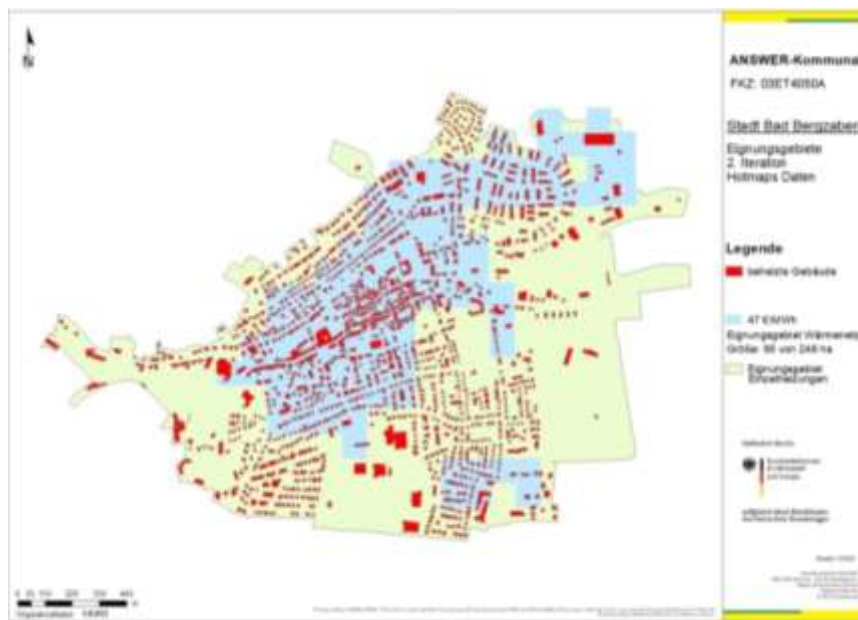


Abbildung 204: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Bad Bergzabern bei hohen Wärmebereitstellungskosten.

Gelingt es jedoch die Wärmebereitstellung für ein Wärmenetz mit geringeren Kosten zu realisieren, ist bei der Zonierung ein anderes Ergebnis zu erwarten. Mit einem System zur Wärmeerzeugung, das aus Biomassekessel, Solarthermie, Tagesspeicher und Elektro-Spitzenkessel besteht, können Bereitstellungskosten von 48 €/MWh erreicht werden. Dadurch erhöht sich gemäß Abbildung 205 der Abstand zu den Vollkosten der Einzelheizungen auf 15 €/MWh oder 12 %.

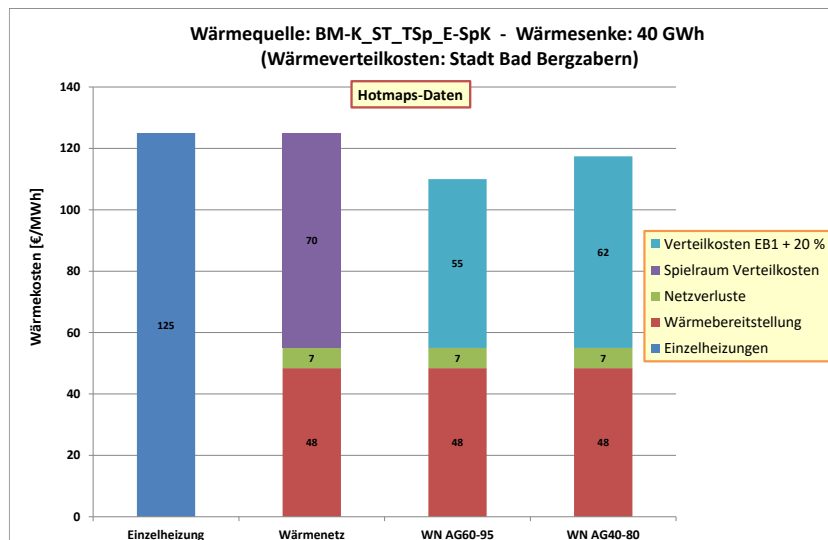


Abbildung 205: Ermittlung des Spielraums der Wärmeverteilungskosten für das Siedlungsgebiet der Stadt Bad Bergzabern bei geringeren Wärmebereitstellungskosten.

Das Eignungsgebiet für Wärmenetze kann auf dieser Grundlage deutlich vergrößert werden. Das potenzielle Versorgungsgebiet eines Wärmenetzes umfasst nun mehr als 26 GWh/a oder gut 76 % des reduzierten Wärmebedarfs (Abbildung 206).

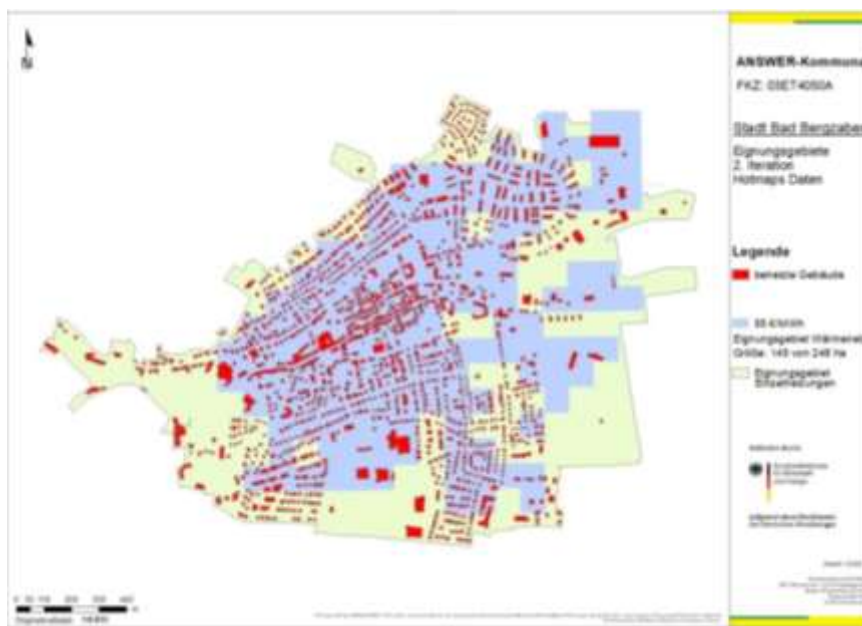


Abbildung 206: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen in der Stadt Bad Bergzabern bei geringeren Wärmebereitstellungskosten.

Die hier geschilderte Möglichkeit, durch geringere Wärmebereitstellungskosten die Ausdehnung des Eignungsgebiets Wärmenetz zu vergrößern besteht natürlich überall, somit auch im großen Siedlungsgebiet der Stadt Frankenthal.

Im Stadtteil Mörsch der Stadt Frankenthal reduziert sich der Wärmebedarf aufgrund von Sanierungsmaßnahmen von 15,7 auf 11,0 GWh pro Jahr. Davon können 9,2 GWh/a oder 86 % kostengünstiger über ein Wärmenetz versorgt werden. Die Randbedingungen für die Zonierung sind in diesem Fall:

- Wärmebereitstellungskosten: 57 €/MWh
- Kosten für die Netzverluste: 9 €/MWh
- Wärmeverteilungskosten: 48 €/MWh

Der Abstand zum Referenzwert der Vollkosten für die Einzelheizungen, der in Mörsch mit 130 €/MWh festgelegt wurde, beträgt 15 €/MWh oder 12 %. Der Referenzwert beruht auf der Annahme, dass sich die Gebäude mehrheitlich auf kleine Mehrfamilienhäuser und einem kleineren Anteil Einfamilienhäuser aufteilen. Das Ergebnis der Zonierung zeigt Abbildung 207.



Abbildung 207: Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen im Stadtteil FT-Mörsch.

Die GIS-Karte mit der Ausdehnung der Eignungsgebiete für die Ortsgemeinde Oberrotterbach wurde bereits in Kapitel 5.5.4 mit Hilfe der Abbildung 169 dargestellt.

Abschätzung der Investitionskosten

Um einordnen zu können, wie hoch die Investitionskosten für die Transformation der Wärmeversorgung sind, wurde eine Abschätzung für die Kernstadt von Frankenthal und die Stadt Bad Bergzabern durchgeführt.

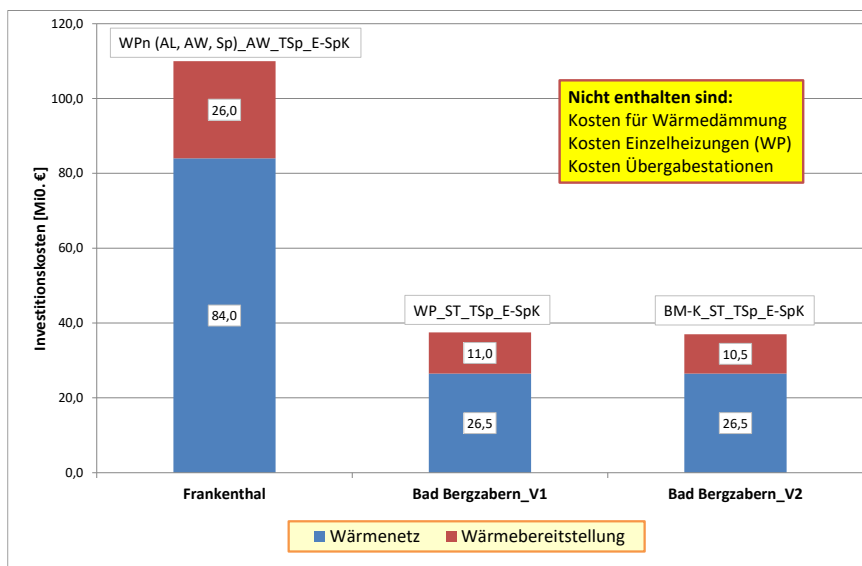


Abbildung 208: Vergleich der abgeschätzten Investitionskosten für Wärmenetze und Wärmebereitstellung für Frankenthal und Bad Bergzabern.

Die Berechnungen für die Investitionskosten des Wärmenetzes beruhen auf den in Kapitel 5.6.4 dokumentierten Trassenlängen und den spezifischen Investitionskosten für den Bau der Netze. Die Kosten für die Systeme zur Wärmebereitstellung beruhen auf den Zahlen in Kapitel 5.5.1. Die Investitionskosten für die Hausübergabestationen sind in Abbildung 208 allerdings nicht enthalten.

Die Gesamtinvestition in Frankenthal für den Bau der Infrastruktur Wärmenetz und der Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien und Abwärme beträgt insgesamt 110 Mio. €. Der Anteil für das Fernwärmenetz beträgt 76 %.

In Bad Bergzabern müssen insgesamt rund 37 Mio. € investiert werden, um einen Großteil der Wärmeversorgung CO₂-neutral umzubauen. Interessant ist dabei, dass die beiden Varianten, die unterschiedlich hohe Wärmebereitstellungskosten verursachen, bei den Investitionskosten praktisch identisch sind. Die höheren Wärmebereitstellungskosten im Fall der Variante 1 (V1) werden stattdessen durch den hohen Stromkostenanteil der Wärmepumpe im Betrieb verursacht (Abbildung 208).

Im Diagramm in Abbildung 208 sind die für die notwendigen Kosten des zukünftigen Aufwands zur Wärmedämmung sowie die Kosten für die Einzelheizungen außerhalb des Gebiets der Fernwärme ebenfalls nicht Bestandteil der Berechnungen.

5.6.8 Zusammenfassung und Gesamtfazit

- Die Ausdehnung der Eignungsgebiete Wärmenetze ist in erster Linie von drei verschiedenen Parametern abhängig:
 - a) der Höhe der Wärmeverteilungskosten inklusive Netzverluste
 - b) dem Niveau der Wärmebereitstellungskosten
 - c) und dem Spielraum, der sich daraus im Vergleich zu den Kosten der Einzelheizungen ergibt.
- Die Dynamik der Entwicklung des Anschlussgrads und dessen Höhe haben einen sehr großen Einfluss auf die Höhe der Wärmeverteilungskosten.
- Frankenthal bietet aufgrund niedrigerer Wärmeverteilungskosten, die mit den höheren Wärmedichten in Zusammenhang stehen, mehr Möglichkeiten für den Bau von Wärmenetzen.
- Aber auch in Bad Bergzabern sind hohe Anteile Fernwärme möglich, wenn kostengünstige Wärmequellen erschlossen werden können.
- Auch Stadtteile und Ortsgemeinden bieten unter Umständen gute Randbedingungen für Wärmenetze. Deshalb ist im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung auch immer eine Einzeluntersuchung dieser Orte notwendig!
- Eine sehr wichtige Grundlage für eine gute kommunale Wärmeplanung sind möglichst genaue Wärmedichtekarten.
- Die Ergebnisse des Projekts ANSWER-Kommunal erlauben allerdings noch keine endgültige Bewertung darüber, welche Berechnungsmethode die besten Ergebnisse bei Wärmebedarf und Wärmedichte liefert.
- Bei der kommunalen Wärmeplanung ist eine standardisierte Vorgehensweise von zentraler Bedeutung, um die einzelnen Wärmepläne besser miteinander vergleichbar zu machen.
- Die strategische Wärmeplanung muss auch Lösungen für die Wärmeverbraucher außerhalb der Eignungsgebiete Wärmenetze liefern.

6 Visualisierung der Ergebnisse des Planungsprozesses (AP 6)

Das aus dem Kapitel 4.3.5 erstellte Wärmegitter wird in einer Web-GIS Plattform visualisiert. Die berechneten Wärmebedarfsszenarien der Wohngebäude in Baden-Württemberg des Bauteilverfahrens werden hierzu in einem [Webservice](#) des DLR visualisiert und damit öffentlich zugänglich gemacht.

Aus Datenschutzgründen wurden die gebäudescharfen Informationen auf ein 100x100 m Raster aggregiert.

Der Wärmebedarf wird hierbei in 5 Wärmebedarfsklassen eingeteilt welche auch entsprechend in Rottönen wiedergegeben werden:

- ≤ 150.000 kWh/a
- $> 150.000 - \leq 250.000$ kWh/a
- $> 250.000 - \leq 500.000$ kWh/a
- $> 500.000 - \leq 1.500.000$ kWh/a
- $> 1.500.000$ kWh/a

Mit Hilfe des Webservices können die verschiedenen Sanierungsszenarien angezeigt werden. Die Anwender haben somit die Möglichkeit, Gebiete zu identifizieren bei denen mögliche Sanierungsarbeiten zu empfehlen sind. Die Anwender können zwischen den verschiedenen Sanierungsszenarien hin- und herwechseln und sich eine Legende anzeigen lassen. Beim Anklicken einer Rasterzelle wird dem Nutzer auch angezeigt in welcher der 5 Klassen des Wärmebedarfs diese Zelle fällt.

7 Diskussion

7.1 Die Rolle der Wärmenetze in der Metaanalyse der Energiezielsysteme

Der Beitrag der Wärmenetze zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser unterscheidet sich in den im Rahmen der Metaanalyse untersuchten Langfristszenarien ungefähr um den Faktor sechs (siehe Abbildung 10 und Abbildung 13:). Diese großen Differenzen deuten darauf hin, dass bei der Ausarbeitung der Langfristszenarien unterschiedliche Verfahren zur Modellierung des Wärmesektors (Gebäudewärmeversorgung) zum Einsatz kamen. Unabhängig vom Vergleich und der Bewertung dieser Verfahren soll zunächst die Rolle von Wärmenetzen im zukünftigen Energiesystem aus einem anderen Blickwinkel betrachtet werden.

Dabei steht zunächst die Frage im Mittelpunkt, welche Struktur ein Energiesystem mit 100 % erneuerbaren Energien, das durch maximale Effizienz, Versorgungssicherheit und niedrige Kosten in allen Teilbereichen gekennzeichnet ist, aufweist. Daran schließt sich die Frage an, welche Rolle die Wärmenetze im Gesamtsystem spielen. Im Forschungsschwerpunkt 4. Generation Wärmenetze (Lund, 2012-2018) und in den Projekten Heat Roadmap Europe I – IV (Connolly, 2022) wurden dazu umfangreiche Untersuchungen durchgeführt und Aussagen dazu gemacht (Abbildung 209).

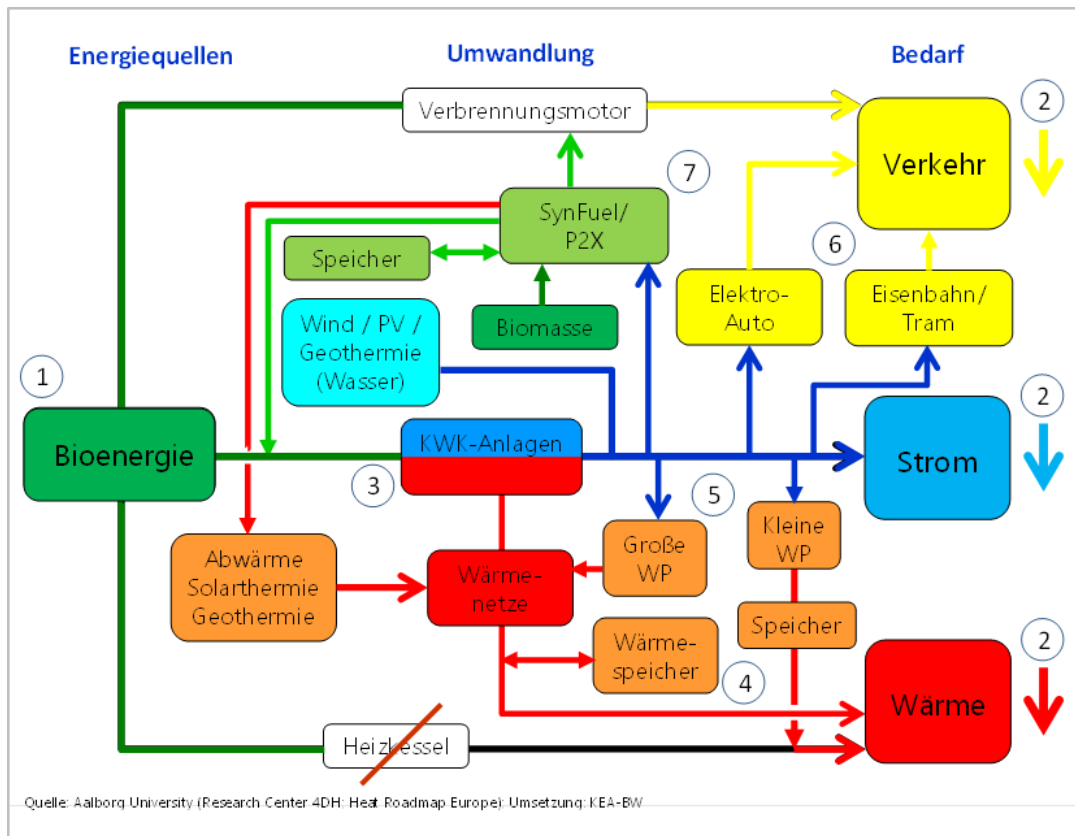


Abbildung 209: Struktur des Energiesystems mit 100 % erneuerbaren Energien und einer starken Kopplung zwischen den Sektoren (Smart Energy System).

Im unteren Teil des Diagramms in Abbildung 209, in dem der Wärmesektor und die Kopplung zwischen Strom und Wärme dargestellt werden, nehmen Wärmenetze eine zentrale Rolle ein. Mit dieser Infrastruktur werden wichtige Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Komponenten und Teilbereichen des Gesamtsystems ermöglicht. Wärmenetze stellen eine Reihe von Systemdienstleistungen bereit, die im Folgenden näher betrachtet werden.

7.1.1 Systemdienstleistungen von Wärmenetzen

Mehr Optionen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Wärmenetze bieten die Voraussetzung zur Nutzung aller Formen von erneuerbaren Energien. Dazu gehört einerseits die Solarthermie in Form großer Freilandanlagen kombiniert mit thermischen Speichern sowie die tiefe Geothermie, die in der Regel große Wärmeleistungen bereitstellen kann (Abbildung 210).

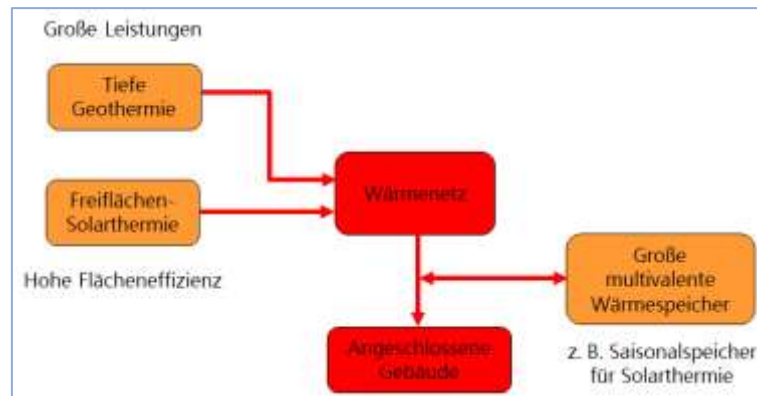


Abbildung 210: Einbindung von großer Solarthermie und tiefer Geothermie in Wärmenetze.

Solarthermische Freiland-Anlagen zeichnen sich vor allem durch eine sehr hohe Flächeneffizienz aus. Im Vergleich zu Biomasse ist der Energieertrag pro Hektar Bodenfläche um den Faktor 50 bis 60 höher. Im Vergleich zur Stromerzeugung mit PV-Freilandanlagen liefern auf dem Boden installierte Kollektoren drei- bis viermal mehr Energie.

Große Erdbeckenspeicher, deren Entwicklung als Langzeitspeicher für sehr große solarthermische Kollektorfelder begann, bieten neben der Betriebsweise mit nur einem Ladezyklus pro Jahr für die solare Wärme, mehr Möglichkeiten zur Integration in ein Wärmenetz. Wenn mehrere Wärmeerzeuger parallel in ein Wärmenetz speisen, kann der Großspeicher multivalent aufgeladen und im Tages- oder Mehrtagesrhythmus teilweise wieder entladen werden. Das führt am Ende zu mehreren Ladezyklen pro Jahr, wodurch sich die relativen jährlichen Speicherverluste signifikant verringern und sich der ökonomische Nutzen des Speichers ebenso signifikant vergrößert (Bruus, 2019).

Eine erfolgreiche Tiefenbohrung, z. B. in hydrothermale Schichten stellt sehr hohe thermische Leistungen zur Verfügung, so dass eine Wärmesenke in entsprechender Größe nur mit Hilfe eines Wärmenetzes erschlossen werden kann. Bei entsprechenden günstigen Randbedingungen besteht die Option, mehrere benachbarte Kommunen gleichzeitig an das mit Geothermie gespeiste Wärmenetz anzuschließen.

Wärmenetze bieten darüber hinaus vielfältigere Möglichkeiten, große Biomassekessel ein-zubinden. Große Kessel bieten den Vorteil, dass auch Holzsortimente geringerer Qualität verbrannt und gleichzeitig hochwirksame Partikelfilter zur Rauchgasreinigung kostengünstig eingebaut und betrieben werden können. Außerdem ist bei großen Biomassekesseln mit Hilfe der Rauchgaskondensation eine umfassende Brennwertnutzung realisierbar, was eine Steigerung des Wirkungsgrads, bezogen auf den Heizwert von Holz, auf mehr als 100 % ermöglicht.

Strukturelle Effizienz durch Abwärmenutzung

Auch in einem vollständig dekarbonisiertem Energiesystem, in dem keine fossilen Brennstoffe mehr zum Einsatz kommen, entstehen bei der Energieumwandlung an zahlreichen Stellen große Mengen Abwärme:

- Industrie und Gewerbe (Prozesswärme)
- Abwassersysteme (städtische Abwasserkanäle und Kläranlagen)

- Rechenzentren
- Gebäude im GHD-Sektor (z. B. Supermärkte, Krankenhäuser)
- U-Bahn-Stationen in Großstädten

Die weitgehende Nutzung der verschiedenen Arten von Abwärme ist bis auf wenige Ausnahmen nur mit Hilfe von Wärmenetzen möglich. Je nach Temperatur der Abwärmequelle erfolgt die Einspeisung in das Wärmenetz entweder direkt oder mit Unterstützung großer Wärmepumpen, die das Temperaturniveau der Abwärmequelle auf das Niveau der Vorlauftemperatur des Netzes anheben. Ein großer Vorteil dabei ist, dass Abwärme sehr häufig eine sehr kostengünstige Wärmequelle für Wärmenetze darstellt (Abbildung 211).

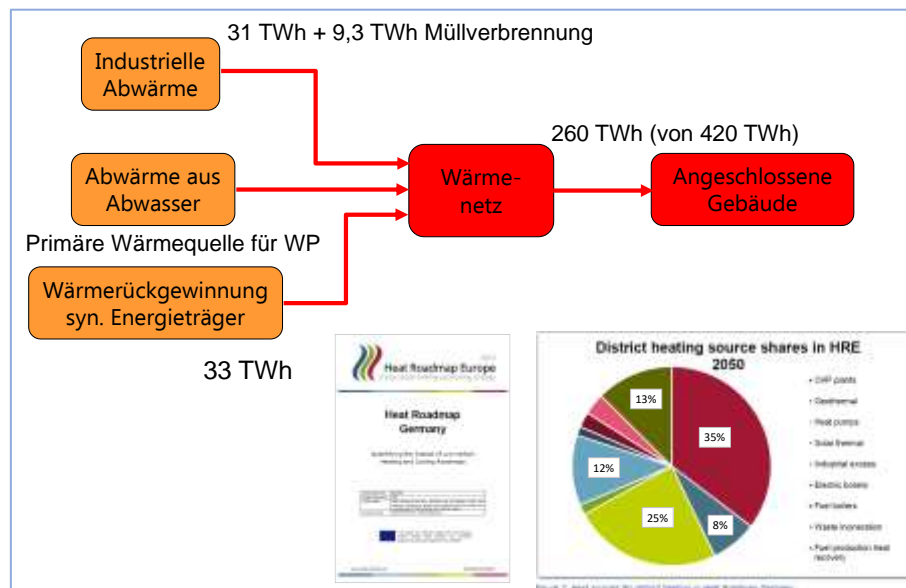


Abbildung 211: Steigerung der strukturellen Effizienz über Abwärmenutzung mit Hilfe von Wärmenetzen. Zahlenbeispiel: Heat Roadmap Germany (Paardekooper, 2018)-

In der Studie Heat Roadmap Germany, die im Rahmen des EU-Projekts Heat Roadmap Europe entstand, wurden im Szenario HRE 2050 die Abwärmequellen Industrie, Abwasser und Wärmerückgewinnung aus der Produktion erneuerbarer synthetischer Energieträger (PtX) berücksichtigt.

Unter Einbeziehung der Abwärme aus Müllheizkraftwerken können so rund 73 TWh Abwärme in Wärmenetze eingespeist werden. Das entspricht 28 % der in Wärmenetzen verteilten Wärme in Höhe von 260 TWh pro Jahr. Der Gesamtwärmebedarf des Gebäudesektors reduziert sich durch Einsparung auf 420 TWh (Paardekooper, 2018).

Eine wichtige Voraussetzung für die Einspeisung der bei PtG/PtL-Prozessen entstehenden Abwärme in Wärmenetze ist, dass sich die Standorte der großen Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung sowie die nachgeschalteten Prozessschritte, wie die Synthesegasherstellung oder die Pyrolyse von flüssigen regenerativen Energieträgern, in der Nähe der Heizzentralen der Fernwärmenetze befinden müssen.

Würde die Wärmeversorgung des Gebäudebestands in Zukunft stattdessen nahezu flächendeckend auf dezentrale Wärmepumpen in Einzelgebäuden umgestellt, wäre Abwärmenutzung im Gegensatz zum hier dargestellten Szenario nur in sehr eingeschränktem Maße oder gar nicht möglich.

Fazit: Ohne umfassende Nutzung kostengünstiger Abwärmequellen sinkt die strukturelle Effizienz des gesamten Energiesystems signifikant, da wichtige Synergiepotenziale unberücksichtigt bleiben.

Strukturelle Effizienz im Vergleich der Ketten der Energieumwandlung

In Zukunft wird regenerativ erzeugter Strom (Wind, Sonne, Wasserkraft, Bioenergie) in viel stärkerem Maße als heute auch in der Wärmeversorgung zum Einsatz kommen (Stichwort: Power to Heat).

Erneuerbarer Strom kann über verschiedene Umwandlungsketten auf direktem oder indirektem Wege in der Wärmeversorgung eingesetzt werden:

- Herstellung von grünem Gas (synthetisches Methan; CH₄) über die Wasserelektrolyse und die Synthesereaktion; Verteilung des grünen Gases über vorhandene Gas-Niederdrucknetze; Einsatz im Gas-Brennwertkessel vor Ort
- Power-to-Heat über dezentrale Wärmepumpen im Einzelgebäude, zum großen Teil mit Außenluft als primärer Wärmequelle. Abhängig von den Randbedingungen vor Ort ist der Einsatz anderer Wärmepumpen ebenfalls möglich
- Power-to-Heat über große Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen

Abbildung 212 zeigt die Komponenten und den Aufbau der Umwandlungsketten.

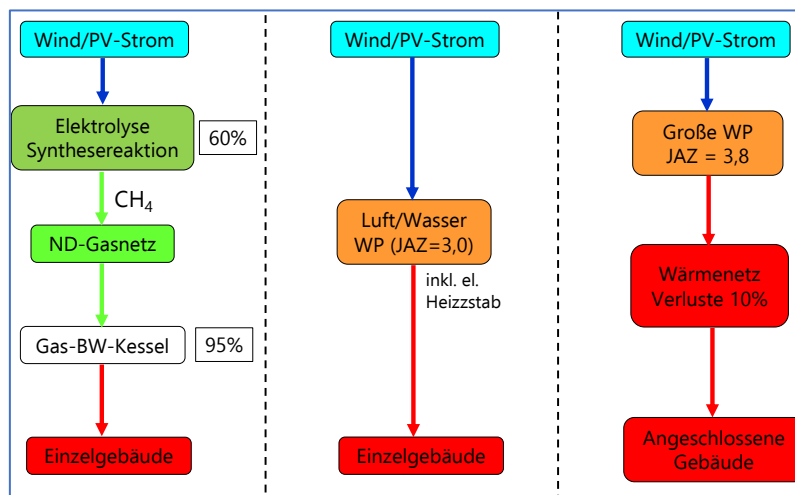


Abbildung 212: Aufbau und Vergleich verschiedener Umwandlungsketten zur Nutzung von erneuerbarem Strom in der Wärmeversorgung.

Bei den großen Wärmepumpen wird berücksichtigt, dass diese durch mehrstufige Ausführung bei der Kondensation sowie durch den Einbau effizienterer Komponenten, im Mittel höhere Jahresarbeitszahlen als kleine Wärmepumpen für Einzelgebäude erreichen können.

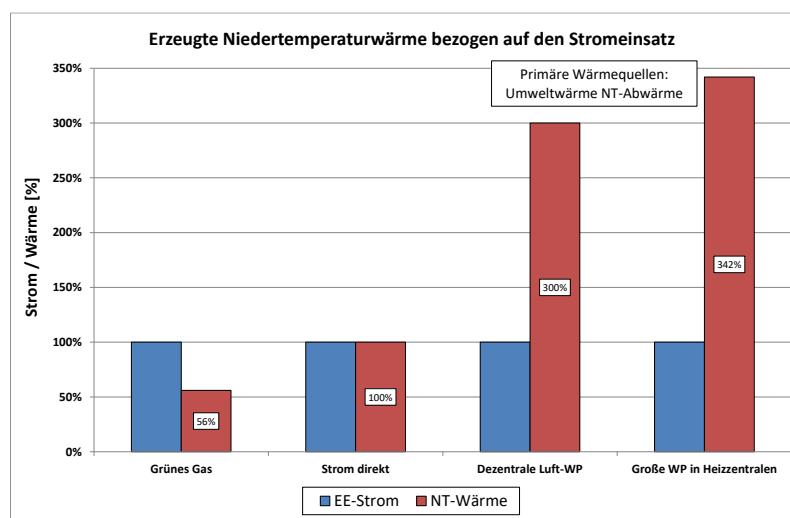


Abbildung 213: Erzeuge Niedertemperaturwärme bezogen auf den Einsatz von regenerativem Strom im Vergleich der drei Umwandlungsketten.

Bezogen auf den eingesetzten Strom weisen die Umwandlungsketten eine sehr unterschiedliche Effizienz auf. Beim Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen in Einzelgebäuden (angenommene mittlere Jahresarbeitszahl: 3,0) kann im Vergleich zur Nutzung von grünem Gas in Brennwertkesseln mehr als fünf Mal so viel Niedertemperaturwärme erzeugt werden. Im Vergleich zur Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen in den Heizzentralen von Wärmenetzen erhöht sich der entsprechende Faktor, einschließlich der Berücksichtigung der Netzverluste, etwas mehr als sechs (Abbildung 213).

In Abbildung 213 ist zusätzlich zu den drei beschriebenen Umwandlungsketten noch die direkte Stromnutzung im Wärmesektor berücksichtigt, wie sie bei Elektroboilern großer Leistung zur Anwendung kommt (siehe Abbildung 214).

Fazit: Im Vergleich der drei Umwandlungsketten von regenerativem Strom zu Niedertemperaturwärme liefern Wärmenetze den größten Beitrag zur strukturellen Effizienz des Energiesystems. Aber auch dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen sind sehr viel effizienter als der Ersatz von Erdgas durch synthetisches Methan.

Wenn die Gebäudeheizung über Gasverteilnetze und Brennwertkessel ausscheidet, erhebt sich die Frage, wo PtG im Energiesystem der Zukunft sinnvollerweise eingesetzt werden soll. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist dabei ein zentraler Aspekt, vor allem dann, wenn der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien auf sehr hohe Werte angestiegen ist. In diesem Zusammenhang sind folgende Einsatzbereiche für grünes Gas von Bedeutung:

- Flexibel betriebene KWK-Anlagen zur Deckung der Residuallasten bei der Stromerzeugung (Ausgleich der Fluktuationen von Wind- und PV-Strom)
- Hochtemperatur- und andere Prozesse in der Industrie
- Unter bestimmten Randbedingungen auch Gaskessel in den Heizzentralen von Wärmenetzen zur Erzeugung von Spitzenlast und zur Erhöhung der Redundanz (Diese Funktion können jedoch auch Elektroboiler mit direkter Stromnutzung wahrnehmen)

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Steigerung der Flexibilität des Energiesystems. Dies ist möglich durch die Nutzung der bereits bestehenden kostengünstigen Speicherkapazitäten im Erdgasnetz für die längerfristige Speicherung von synthetischem Methan oder von Wasserstoff. Auf diese Weise kann die Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme (KWK-Anlagen), zwischen Strom und Verkehr sowie zwischen Strom und Industrie unterstützt und ausgeweitet werden.

Fazit: Grünes Gas muss in Zukunft dort zum Einsatz kommen, wo ein effektiver Nutzen für das Gesamtsystem gewährleistet ist, der nicht auf anderem Wege über den Einsatz erneuerbarer Energien hergestellt werden kann.

Flexibilität durch Wärmenetze und große thermische Speicher

Große thermische Speicher, z. B. große isolierte Stahltanks mit Kapazitäten von einem bis mehrere Tage oder Erdbeckenspeicher mit sehr großen Volumina für die saisonale Speicherung sind im Durchschnitt um den Faktor 100 kostengünstiger als direkte Stromspeicher wie Batterien, Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher-Kraftwerke (Lund, 2018).

Direkte Stromspeicher werden in der stationären Energieversorgung deshalb sinnvollerweise nur als Kurzzeitspeicher eingesetzt, z. B. zur Unterstützung der Frequenzregelung im Netz oder zum Hochfahren der Stromversorgung nach Netzausfällen.

Wärmenetze in Kombination mit großen thermischen Speichern bieten stattdessen für den Stromsektor sehr kostengünstige Flexibilitätsreserven. Diese sind eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass große Anteile fluktuierender Stromerzeugung (PV, Wind) in das Energiesystem integriert werden können (Abbildung 214).

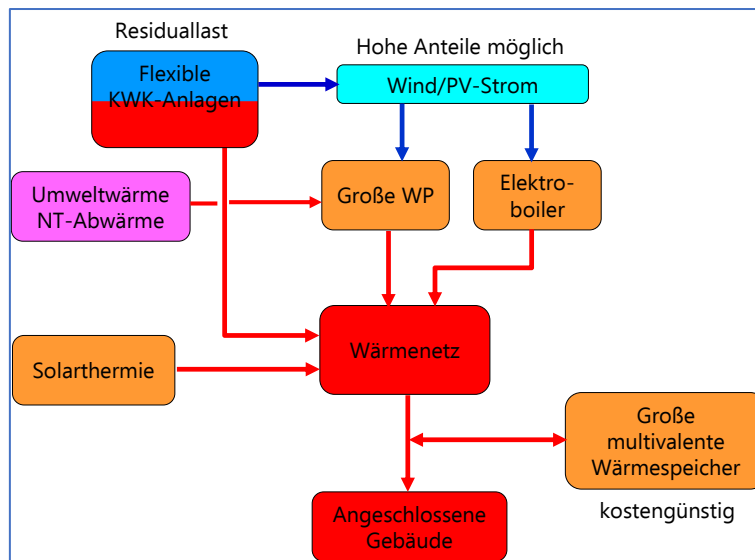


Abbildung 214: Flexibilitätsoptionen für die Stromerzeugung durch Wärmenetze und große thermische Speicher.

Folgende Komponenten des Gesamtsystems spielen in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle:

- Flexibel betriebene, auf den schwankenden Strompreis optimierte KWK-Anlagen, die Residuallasten bereitstellen, um damit die Lücken der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonne und Wind zu schließen
- Power-to-Heat mit Großwärmepumpen. Aufgrund der großen Wärmespeicher können diese immer dann Wärme erzeugen, wenn Stromüberschüsse zu verzeichnen und die Stromkosten niedrig sind
- Elektroboiler mit großer Leistung zur Umwandlung kurzfristiger sehr hoher Leistungsüberschüsse im Stromnetz in Wärme und zur Spitzenlasterzeugung in den Wärmenetzen

Gebäudeheizung mit kleinen, dezentralen Wärmepumpen ist ebenfalls eine Form der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme. Kleine Wärmepumpen werden auch mit thermischen Speichern kombiniert, wobei jedoch deren Größe und damit die Kapazität durch das üblicherweise geringe Platzangebot im Heizkeller eines Hauses sehr begrenzt sind. Das heißt der Wärmesektor kann in diesem Fall aufgrund der starrereren Kopplung zwischen Wärmebedarf und Stromerzeugung nur eine geringe Flexibilitätsreserve für den Stromsektor bereitstellen. Dieser Effekt wirkt sich umso stärker aus, je höher die Anteile der dezentralen Wärmepumpen bei der Beheizung des Gebäudebestands sind.

Fazit: Die hier beschriebenen Flexibilitätsoptionen bilden eine wichtige Voraussetzung für die Integration hoher Anteile von Windkraft und Fotovoltaik in die Stromerzeugung im Smart Energy System.

Wärmedämmung und strategische Wärmequellen

Solarthermie und tiefe Geothermie gehören neben der Abwärme und den großen Wärmepumpen zu den neuen strategischen Energiequellen für die zukünftige Fernwärme. Alle vier Wärmequellen weisen das gemeinsame Merkmal auf, dass ihre Nutzung umso effizienter ist, je niedriger die Vorlauftemperaturen und je höher die Temperaturspreizungen in den Wärmenetzen sind.

Die flächendeckende Wärmedämmung von Wohn- und Nichtwohngebäuden führt einerseits dazu, dass der Wärmebedarf pro Gebäude und damit auch die Wärmedichten in den Siedlungsgebieten sinken.

Als Folge davon, nehmen auch die Liniendichten von Wärmenetzen ab. Wärme gedämmte Gebäude sind jedoch andererseits die Voraussetzung dafür, dass die Systemtemperaturen in den dezentralen Heizungsanlagen gesenkt werden können. Damit werden gute Rahmenbedingungen für niedrigere Vorlauftemperaturen in den Wärmenetzen geschaffen.

Ein wärme gedämmter Gebäudebestand ist somit die Voraussetzung dafür, dass die Nutzung der neuen strategischen Wärmequellen mit hoher Effizienz erfolgen kann.

7.1.2 Reduzierung der Stromerzeugung aus EE durch Wärmenetze

Bei der Einschätzung, wie sich die Wärmeversorgung von Gebäuden sowie die Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme entwickeln werden, besteht unter Fachleuten grundsätzlich Einigkeit darin, dass dies in sehr großem Maße über den Weg der Elektrifizierung erfolgen wird. Das heißt, erneuerbarer Strom wird in Zukunft in großem Umfang auch im Wärmesektor zum Einsatz kommen.

Bei der Frage, mit welcher technischen Infrastruktur dieser Weg beschritten wird, werden jedoch immer noch sehr unterschiedliche Lösungsvorschläge präsentiert.

Dies zeigt sich deutlich in den Ergebnissen der Metaanalyse, die aufzeigt, dass eine Reihe von Langfristszenarien nur sehr geringe Anteile bei der Wärmeversorgung mit Wärmenetzen und sehr hohe Anteile bei den dezentralen Wärmepumpen ausweisen (siehe Abbildung 10 und Abbildung 11 in Kapitel 3).

Ein wichtiges Kriterium für die Entscheidung, welcher der beiden Wege mehr Vorteile zu bieten hat, ist die Höhe des regenerativen Strombedarfs, der für die Wärmeversorgung benötigt wird. Durch eine Gegenüberstellung verschiedener Szenarien zur Gestaltung der Wärmeversorgung, kann gezeigt werden, wie sich der auf den Gebäudesektor bezogene Strombedarf in Abhängigkeit der Anteile dezentraler Wärmepumpen und Wärmenetze entwickelt (Abbildung 215).

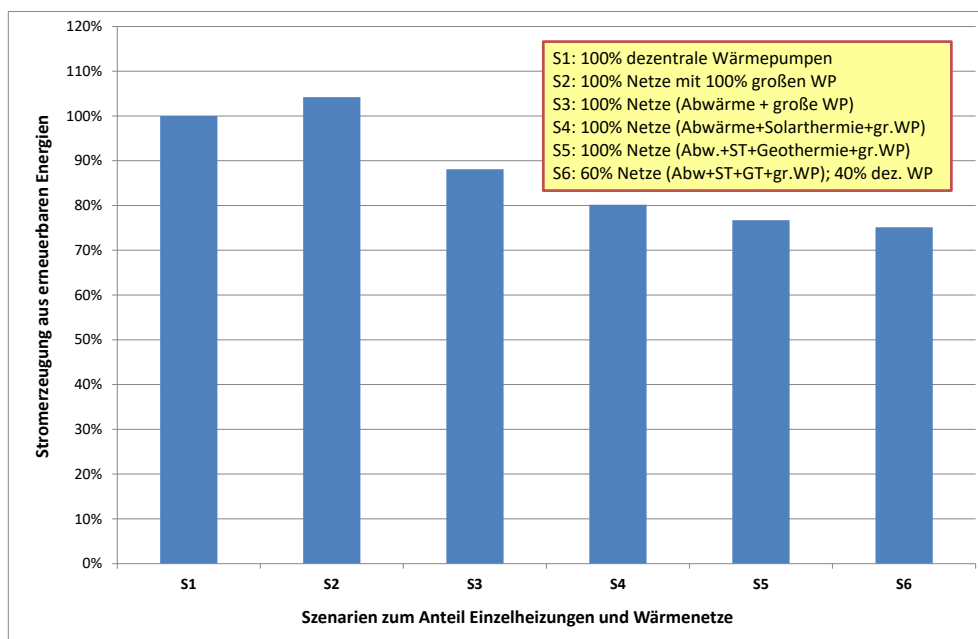


Abbildung 215: Strombedarf aus erneuerbaren Energien in Abhängigkeit des Anteils dezentraler Wärmepumpen und Wärmenetze.

Der Berechnung des Strombedarfs für die Szenarien mit Wärmenetzen liegen folgende Randbedingungen zugrunde:

- Anteil der Abwärme am gesamten Jahreswärmebedarf: 19 %
- Anteil der Solarthermie am gesamten Jahreswärmebedarf: 9,5 %

- Anteil der tiefen Geothermie am gesamten Jahreswärmebedarf: 6 %
- Pumpenstrombedarf bei Abwärmenutzung: 1 %
- Pumpenstrombedarf bei Solarthermie: 1,5 %
- Pumpenstrombedarf bei tiefer Geothermie: 10 %
- Pumpenstrombedarf für die Umwälzpumpen der Fernwärme: 1,5 %
- Strombedarf der Elektro-Spitzenkessel am Jahreswärmebedarf, der über Wärmenetze gedeckt wird: 4 %

Der Pumpenstrombedarf bezieht sich auf die jeweils zu transportierende Wärmemenge. Als absoluter Referenzwert für den zu deckenden Jahreswärmebedarf können die 420 TWh aus der Studie Heat Roadmap Germany herangezogen werden (siehe Abbildung 211). Den dezentralen und den großen Wärmepumpen liegen die Jahresarbeitszahlen sowie die sonstigen Annahmen zu den Umwandlungsketten in Abbildung 212 zugrunde.

Die Wärmeversorgung in Szenario 1 (S1) repräsentiert den dezentralen Extremfall, der durch eine Vollversorgung ausschließlich mit dezentralen Wärmepumpen gekennzeichnet ist. Es definiert den Referenzfall mit 100 % Stromverbrauch als Basis für den Vergleich mit den anderen Szenarien. Die Szenarien S2 bis S5 beschreiben den umgekehrten Extremfall, bei dem von einem Anteil von 100 % Wärmenetzen ausgegangen wird.

Die Vollversorgung mit Wärmenetzen, die zu fast 100 % auf der Wärmeerzeugung mit großen Wärmepumpen basiert im Szenario S2, führt zunächst zu einem Anstieg des Strombedarfs von etwas mehr als 4 %. Der Strommehrbedarf rührt vom Bedarf der Elektro-Spitzenkessel, der höher ist als die mit den Netzverlusten verrechnete Einsparung infolge der höheren Jahresarbeitszahlen der großen Wärmepumpen.

Wärmenetze bieten im Gegensatz zur Anwendung dezentraler Wärmepumpen die Möglichkeit, über die Umweltwärme hinaus zusätzlich andere Wärmequellen zu integrieren. Dazu gehört das gesamte Spektrum der Abwärme aus Industrie und Gewerbe, aus Abwassersystemen sowie aus PtG/PtL-Prozessen. Ergänzt wird dieses Portfolio durch die Solarthermie (große Freilandanlagen) sowie die tiefe Geothermie. Werden die genannten Wärmequellen gemäß ihrer Potenziale ebenfalls genutzt (Szenarien S3, S4 und S5) und der Anteil der großen Wärmepumpen entsprechend reduziert, geht der Strombedarf für die Wärmeversorgung signifikant zurück. Im Szenario S5 ist der Strombedarf um 22,3 % geringer als in S1.

Da die Wärmeversorgung in Zukunft aus Kostengründen nicht zu 100 % auf Wärmenetzen aufbauen wird (siehe Kapitel 5.5), ist am Ende ein Mix aus Wärmenetzen und dezentralen Wärmepumpen als die beste Lösung zu erwarten, um die für den Gebäudesektor und die Niedertemperatur-Prozesswärme erforderlichen Wärmemengen bereitzustellen. Das entsprechende Szenario S6 beruht auf der Annahme, dass die Lieferung von 65 % des Wärmebedarfs über Wärmenetze erfolgt und 35 % über dezentrale Wärmepumpen. Dadurch sinkt der Strombedarf im Vergleich zu S5 nochmal etwas ab, da sich der Bezug von regenerativem Strom für den Betrieb der Elektro-Spitzenkessel reduziert.

Dies erfolgt unter der Annahme, dass auch in dieser Konstellation 4 % des Jahreswärmebedarfs der Wärmenetze über Elektro-Spitzenkessel gedeckt wird. Der Strombedarf des Gesamtsystems Wärmeversorgung ist damit um fast 25 % geringer als in Szenario S1.

Bezieht man den Vergleich in Abbildung 215 auf die absolute Zahl des Wärmebedarfs aus der Studie Heat Roadmap Germany in Höhe von 420 TWh (siehe Abbildung 211), dann bedeutet die Reduktion des Strombedarfs für den Wärmesektor um 25 % zwischen S1 und S6 einen Rückgang um 35 TWh/a von 140 auf 105 TWh. Oder anders ausgedrückt, bei der Gestaltung der Wärmeversorgung gemäß Szenario S6 können ungefähr 4.600 onshore-Windkraftanlagen der heute üblichen Größe (Nennleistung 3 MW; 2.500 Volllaststunden) weniger gebaut werden und trotzdem ist es möglich, dieselbe Wärmemenge wie in Szenario S1 bereitzustellen.

7.1.3 Grenzen der Modellierung des Wärmesektors in den Langfristszenarien

Die Berechnungen in Kapitel 5.5 haben gezeigt, dass die Eignungsgebiete für Wärmenetze in den einzelnen Kommunen verschieden große Ausdehnungen aufweisen. Insgesamt decken sie jedoch so große Teile der Siedlungsgebiete ab, dass gemessen am zukünftigen reduzierten Gesamtwärmebedarf aller untersuchten Modellkommunen in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz 79 % über Wärmenetze gedeckt werden können.

Dieser Wert basiert auf der Berechnung des Wärmebedarfs mit Hilfe des Wärmeetlas der Hotmaps-Toolbox (siehe Tabelle 28 in Kapitel 5.5.5).

Dieser hohe Anteil von Wärmenetzen im transformierten System der Wärmeversorgung spiegelt sich in den Langfristszenarien, die in der Metaanalyse in Kapitel 3 untersucht wurden, nicht in diesem Maße wider. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in den großskaligen Energiesystemmodellen Wärmenetze offensichtlich in anderer Art und Weise gewichtet werden als bei der kommunalen Wärmeplanung, bei der die Siedlungsgebiete einzelner Kommunen mit dem in ANSWER-Kommunal entwickelten Verfahren in Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen aufgeteilt werden.

Eine mögliche Erklärung für dieses hier beschriebene Spannungsfeld ist die Vorgehensweise, mit der der Gebäudesektor in den Energiesystemmodellen abgebildet wird. In vielen Studien wird auf der Grundlage von Gebäudebestandsmodellen für Deutschland ein Klimaschutz-Zielszenario für den Gebäudesektor generiert. Um dieses Zielszenario zu erreichen, werden zwei Maßnahmenbündel berücksichtigt, einerseits die Gebäudedämmung und andererseits die Energiebereitstellung mit CO₂-armen bzw. CO₂-freien Wärmequellen.

An dieser Stelle kommt dann auch die Wärmeversorgung mit Hilfe von Wärmenetzen ins Spiel. Um diese angemessen zu berücksichtigen, müsste in den Energiesystemmodellen auch die räumliche Dimension der Nah- und Fernwärme, wie die räumliche Verteilung der Wärmedichten, der dazu gehörigen Liniendichten und der entsprechenden Wärmeverteilkosten abgebildet und mit dem lokalen Potential an CO₂-armen bzw. CO₂-freien Wärmequellen verknüpft werden. Dies ist jedoch aus verschiedenen Gründen nicht in dem Maße möglich, wie es von der Sache her notwendig wäre. Die Modelle stoßen hier an ihre Grenzen, unter anderem auch wegen begrenzter Rechnerkapazitäten.

Um dieses Problem zu umgehen, werden stattdessen oftmals exogene Faktoren definiert, mit deren Hilfe die Gewichtung und die Bestimmung des Anteils der Wärmenetze im Zielszenario erfolgen. Dazu gehört z.B. die Begrenzung des maximalen Anteils der Fernwärmeversorgung auf den Wärmebedarf von Mehrfamilienhäusern.

Das beschriebene Spannungsfeld wurde im Rahmen der Untersuchungen in ANSWER-Kommunal zwar aufgedeckt, jedoch nicht im Detail untersucht. Angesichts des Ausmaßes der beobachteten Diskrepanzen bei der Rolle der Wärmenetze im transformierten Energiesystem wäre es jedoch eine wichtige Aufgabe, dieses Spannungsfeld aufzulösen. Die Bereitstellung des offenen Datensatzes zum Wärmebedarf von Wohngebäuden in Deutschland aus ANSWER-kommunal ist jedoch ein sehr wesentlicher Schritt, um Energiesystemmodelle zukünftig in Hinblick auf die Bestimmung von Lösungen für eine klimazielkompatible Wärmeversorgung unter besonderer Berücksichtigung von Wärmenetzen zu verbessern.

7.2 Wärmenetzpotenziale in Baden-Württemberg

Die in Kapitel 5.3.3 abgeleiteten Kennwerte der mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen für die Modellkommunen in Baden-Württemberg, bieten die Grundlage das Wärmenetzpotenzial auf der Ebene der Trassenlängen für ein ganzes Bundesland abzuschätzen.

In Baden-Württemberg wurde die Potenzialermittlung für die 104 zur kommunalen Wärmeplanung verpflichteten Stadtkreise und Großen Kreisstädte durchgeführt.

Diese Städte haben in der Summe 5,6 Mio. Einwohner, was etwas mehr als der Hälfte der Bewohner von Baden-Württemberg entspricht. Die Bandbreite bewegt sich zwischen knapp 20.000 (Giengen an der Brenz) und mehr als 600.000 (Landeshauptstadt Stuttgart).

Die Ermittlung des theoretischen Potenzials der Wärmenetze erfolgte mit Hilfe der Hotmaps-Toolbox (Hotmaps, 2020). Damit werden für jede Kommune nur wenige Mausklicks benötigt, um die Anzahl der Hektarzellen zu berechnen, die das Siedlungsgebiet einer Kommune in ihren administrativen Grenzen abdecken (Abbildung 216).

Folgende Randbedingungen sind für diese Untersuchung festgelegt worden:

- Mittelwert der Trassenlänge pro Hektarzelle: 211 m (siehe Tabelle 11)
- 10 % der gezählten Hektarzellen werden nicht von Haupt- oder Hausanschlussleitungen berührt, was einer Trassenlänge gleich null entspricht
- Bei der Zählung der Hektarzellen werden alle Stadtteile und eingemeindeten Teilorte innerhalb der administrativen Grenzen berücksichtigt

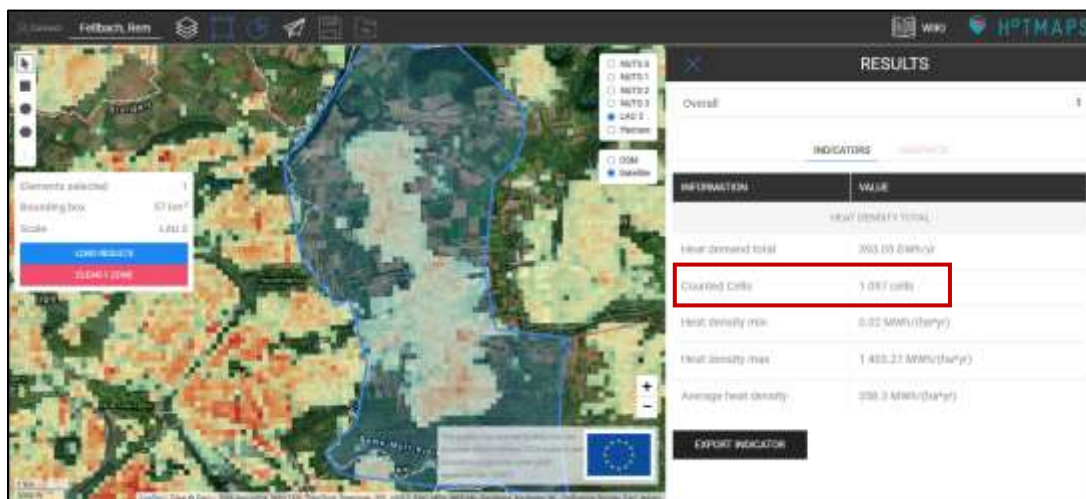


Abbildung 216: Hotmaps-Toolbox: Ermittlung der Anzahl der Hektarzellen im Siedlungsgebiet einer Kommune am Beispiel der Stadt Fellbach.

Die größte Trassenlänge verzeichnet erwartungsgemäß die Landeshauptstadt Stuttgart mit fast 2.200 km. Dahinter folgen die nächstgrößten Städte des Landes Karlsruhe und Mannheim, deren abgeschätzte Trassenlängen im Bereich von 1.600 km liegen. Anschließend folgt eine Gruppe von 14 Kommunen, die von Freiburg angeführt wird, deren Netztrassen eine Länge zwischen 1.000 km und 500 km aufweisen.

Danach werden die Unterschiede zwischen den Trassenlängen einzelner Kommunen immer geringer. Die absoluten Längen dieser Gruppe mit 37 Kommunen bewegen sich zwischen knapp und 500 km und rund 260 km (Abbildung 217).

In Abbildung 218 ist die zweite Hälfte der zur Wärmeplanung verpflichteten Städte zusammengefasst. Es handelt sich um 50 Große Kreisstädte in denen die abgeschätzten Trassenlängen zwischen 258 km als höchstem Wert und 114 km als niedrigstem Wert variieren. Die Werte für jede einzelne Kommune können Tabelle 33 und Tabelle 34 entnommen werden. Beide Tabellen sind nach der Höhe der Einwohnerzahlen sortiert.

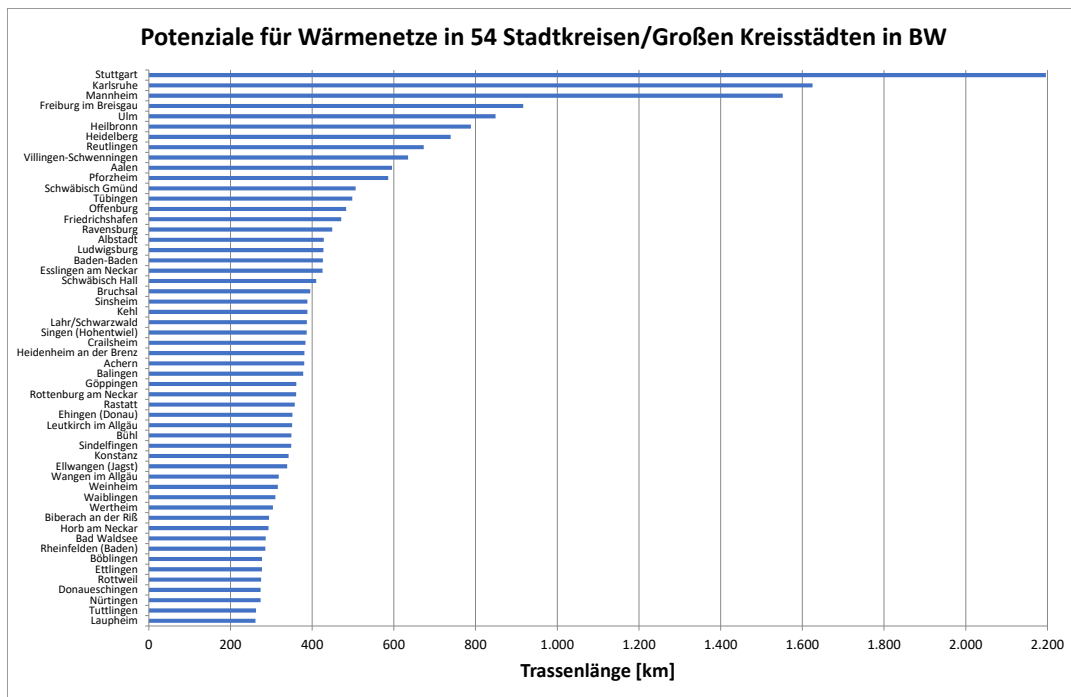


Abbildung 217: Theoretische Wärmenetzpotenziale auf der Ebene der Trassenlängen für 54 Stadtkreise und Große Kreisstädte in Baden-Württemberg.

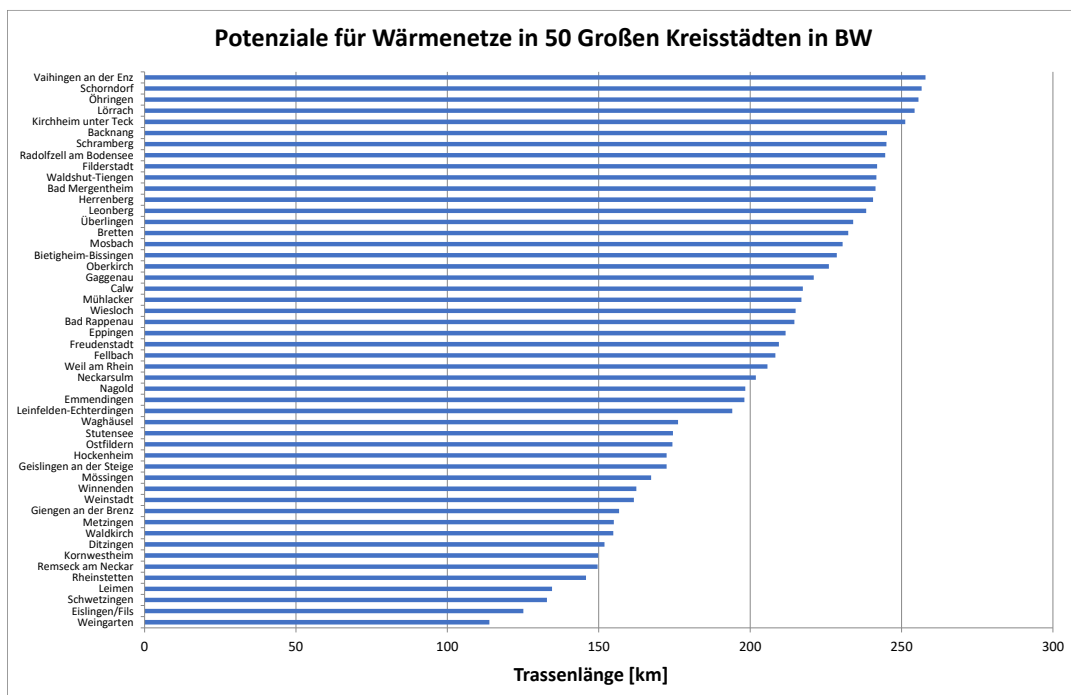


Abbildung 218: Theoretische Wärmenetzpotenziale auf der Ebene der Trassenlängen für 50 Große Kreisstädte in Baden-Württemberg.

Das theoretische Potenzial für alle 104 Städte umfasst insgesamt mehr als **36.000 km** Netztrasse. Unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Zonierung können auf der Ebene des Wärmebedarfs 79 % der durch Wärmedämmung reduzierten Wärmenachfrage kostengünstiger über Wärmenetze gedeckt werden (siehe Kapitel 5.5.5; Tabelle 28). Wird dieser Anteil beim Wärmebedarf in erster Näherung auch auf die Trassenlängen übertragen, dann resultiert daraus ein technisches Potenzial für die 104 Städte in Baden-Württemberg von nahezu **29.000 km** Trassenlänge.

Laut AGFW-Jahresbericht 2020 gibt es in Deutschland Fern- und Nahwärmenetze mit einer aufsummierten Trassenlänge von 21.235 km (AGFW, 2021). Auf Baden-Württemberg entfallen davon 9,5 % oder etwas mehr als **2.000 km**. Verglichen mit dem oben abgeschätzten Potenzial, müssen deshalb noch Wärmenetze mit insgesamt **27.000 km** Trassenlänge im Rahmen der Wärmewende neu gebaut werden.

Dazu kommen noch die Trassenlängen der Wärmenetze, die auch in den anderen ca. 1.000 kleineren Kommunen in Baden-Württemberg aufgrund günstiger Randbedingungen errichtet werden können. Eine Abschätzung dafür wurde allerdings nicht vorgenommen.

Zum Vergleich dazu die Situation in Dänemark. Das Land hat 5,6 Mio. Einwohner und die aufsummierte Trassenlänge der Fernwärmenetze beträgt 33.000 km (Stand 2018) Zwei Drittel aller Gebäude beziehen mittlerweile ihre Wärme vom lokalen Fernwärmeversorger.

Tabelle 33: Abschätzung des theoretischen Potenzials der Wärmenetze auf der Ebene der Trassenlängen. Überblick über die Werte der einzelnen Kommunen (Teil 1).

Kommune	EWZ	Anz. Kacheln Hotmaps	Anz. Kacheln Netztrasse	Abschätzung Trassenlänge [km]	Wärmebedarf Hotmaps [GWh/a]	Mittlere Liniendichte [kWh/m]
Stuttgart, Landeshauptstadt	632.743	11.565	10.409	2.196	6.296	2.867
Karlsruhe, Stadt	311.919	8.556	7.700	1.625	2.899	1.784
Mannheim, Universitätsstadt	307.997	8.173	7.356	1.552	2.823	1.819
Freiburg im Breisgau, Stadt	229.636	4.827	4.344	917	2.060	2.247
Heidelberg, Stadt	160.601	3.891	3.502	739	1.413	1.912
Ulm, Universitätsstadt	125.596	4.471	4.024	849	1.299	1.530
Heilbronn, Stadt	125.113	4.152	3.737	789	1.089	1.381
Pforzheim, Stadt	124.289	3.086	2.777	586	1.084	1.850
Reutlingen, Stadt	115.762	3.545	3.191	673	1.003	1.490
Ludwigsburg, Stadt	93.593	2.252	2.027	428	720	1.683
Esslingen am Neckar, Stadt	93.004	2.241	2.017	426	745	1.750
Tübingen, Universitätsstadt	89.447	2.624	2.362	498	694	1.393
Villingen-Schwenningen, Stadt	84.557	3.343	3.009	635	787	1.240
Konstanz, Universitätsstadt	84.440	1.802	1.622	342	580	1.695
Aalen, Stadt	67.849	3.136	2.822	596	613	1.029
Sindelfingen, Stadt	64.599	1.837	1.653	349	647	1.855
Schwäbisch Gmünd, Stadt	60.914	2.667	2.400	507	516	1.019
Friedrichshafen, Stadt	60.088	2.480	2.232	471	491	1.042
Offenburg, Stadt	59.060	2.544	2.290	483	502	1.039
Göppingen, Stadt	57.094	1.901	1.711	361	465	1.288
Waiblingen, Stadt	55.123	1.632	1.469	310	437	1.410
Baden-Baden, Stadt	54.718	2.245	2.021	426	545	1.278
Ravensburg, Stadt	50.393	2.366	2.129	449	467	1.039
Böblingen, Stadt	50.035	1.460	1.314	277	444	1.601
Heidenheim an der Brenz, Stadt	49.297	2.007	1.806	381	420	1.102
Lörrach, Stadt	49.213	1.339	1.205	254	371	1.459
Rastatt, Stadt	49.100	1.882	1.694	357	393	1.100
Leonberg, Stadt	48.222	1.255	1.130	238	369	1.548
Singen (Hohentwiel), Stadt	47.716	2.037	1.833	387	427	1.104
Lahr/Schwarzwald, Stadt	46.156	2.038	1.834	387	387	1.000
Filderstadt, Stadt	45.807	1.274	1.147	242	390	1.612
Fellbach, Stadt	45.783	1.097	987	208	393	1.887
Weinheim, Stadt	45.114	1.664	1.498	316	368	1.165
Albstadt, Stadt	45.023	2.256	2.030	428	428	999
Bruchsal, Stadt	44.532	2.081	1.873	395	397	1.005
Rottenburg am Neckar, Stadt	43.615	1.900	1.710	361	345	956
Bietigheim-Bissingen, Stadt	43.266	1.204	1.084	229	364	1.592
Nürtingen, Stadt	41.017	1.441	1.297	274	345	1.261
Kirchheim unter Teck, Stadt	40.446	1.323	1.191	251	353	1.405
Leinfelden-Echterdingen, Stadt	39.826	1.022	920	194	324	1.669
Schwäbisch Hall, Stadt	39.818	2.159	1.943	410	318	776
Schorndorf, Stadt	39.601	1.351	1.216	257	304	1.185
Ettlingen, Stadt	39.315	1.459	1.313	277	343	1.238
Ostfildern, Stadt	39.205	918	826	174	311	1.784
Backnang, Stadt	36.893	1.291	1.162	245	276	1.126
Kehl, Stadt	35.695	2.045	1.841	388	316	814
Tuttlingen, Stadt	35.456	1.383	1.245	263	303	1.154
Sinsheim, Stadt	35.439	2.045	1.841	388	356	917
Crailsheim, Stadt	34.130	2.019	1.817	383	308	803
Balingen, Stadt	34.062	1.990	1.791	378	297	786
Kornwestheim, Stadt	33.766	789	710	150	266	1.776
Rheinfelden (Baden), Stadt	32.856	1.502	1.352	285	273	957
Summe/Mittelwert	4.318.939	131.567	118.410	24.984	38.364	1.536

Tabelle 34: Abschätzung des theoretischen Potenzials der Wärmenetze auf der Ebene der Trassenlängen. Überblick über die Werte der einzelnen Kommunen (Teil 2).

Kommune	EWZ	Anz. Kacheln Hotmaps	Anz. Kacheln Netztrasse	Abschätzung Trassenlänge [km]	Wärmebedarf Hotmaps [GWh/a]	Mittlere Liniendichte [kWh/m]
Biberach an der Riß, Stadt	32.801	1.549	1.394	294	294	999
Herrenberg, Stadt	31.499	1.267	1.140	241	267	1.110
Radolfzell am Bodensee, Stadt	31.064	1.288	1.159	245	269	1.100
Weil am Rhein, Stadt	30.197	1.083	975	206	244	1.186
Gaggenau, Stadt	29.615	1.164	1.048	221	222	1.005
Bretten, Stadt	29.336	1.224	1.102	232	242	1.041
Vaihingen an der Enz, Stadt	29.308	1.358	1.222	258	244	946
Bühl, Stadt	29.000	1.838	1.654	349	244	699
Winnenden, Stadt	28.351	855	770	162	209	1.287
Geislingen an der Steige, Stadt	28.021	908	817	172	232	1.346
Emmendingen, Stadt	27.642	1.043	939	198	195	984
Wangen im Allgäu, Stadt	27.109	1.676	1.508	318	239	751
Leimen, Stadt	27.055	709	638	135	213	1.582
Weinstadt, Stadt	26.884	851	766	162	212	1.312
Wiesloch, Stadt	26.779	1.132	1.019	215	224	1.042
Neckarsulm, Stadt	26.428	1.063	957	202	239	1.184
Remseck am Neckar, Stadt	26.174	788	709	150	191	1.277
Mühlacker, Stadt	26.008	1.142	1.028	217	232	1.070
Ehingen (Donau), Stadt	25.928	1.852	1.667	352	222	631
Achern, Stadt	25.445	2.005	1.805	381	231	607
Rottweil, Stadt	25.204	1.448	1.303	275	236	858
Weingarten, Stadt	25.011	600	540	114	205	1.800
Ditzingen, Stadt	24.942	800	720	152	205	1.350
Horb am Neckar, Stadt	24.882	1.544	1.390	293	236	805
Ellwangen (Jagst), Stadt	24.339	1.783	1.605	339	229	676
Stutensee, Stadt	24.242	919	827	175	187	1.072
Waldshut-Tiengen, Stadt	24.149	1.273	1.146	242	185	765
Öhringen, Stadt	24.010	1.346	1.211	256	205	802
Bad Mergentheim, Stadt	23.502	1.271	1.144	241	192	795
Calw, Stadt	23.491	1.145	1.031	217	207	952
Mosbach, Stadt	23.288	1.214	1.093	231	202	876
Freudenstadt, Stadt	23.150	1.103	993	210	213	1.017
Wertheim, Stadt	22.777	1.599	1.439	304	210	691
Leutkirch im Allgäu, Stadt	22.752	1.847	1.662	351	208	593
Überlingen, Stadt	22.636	1.232	1.109	234	183	782
Donaueschingen, Stadt	22.485	1.442	1.298	274	220	804
Nagold, Stadt	22.209	1.045	941	198	204	1.028
Laupheim, Stadt	22.136	1.376	1.238	261	195	746
Metzingen, Stadt	21.845	816	734	155	204	1.316
Waldkirch, Stadt	21.799	815	734	155	154	995
Hockenheim, Stadt	21.739	908	817	172	219	1.270
Schwetzingen, Stadt	21.546	700	630	133	186	1.400
Eppingen, Stadt	21.522	1.115	1.004	212	176	831
Bad Rappenau, Stadt	21.186	1.130	1.017	215	171	797
Schramberg, Stadt	21.125	1.290	1.161	245	192	784
Waghäusel, Stadt	20.817	928	835	176	168	953
Eislingen/Fils, Stadt	20.795	659	593	125	190	1.519
Rheinstetten, Stadt	20.417	768	691	146	165	1.132
Mössingen, Stadt	20.416	881	793	167	170	1.016
Bad Waldsee, Stadt	20.294	1.507	1.356	286	194	678
Oberkirch, Stadt	20.042	1.190	1.071	226	162	717
Giengen an der Brenz, Stadt	19.632	825	743	157	163	1.040
Summe/Mittelwert	1.283.024	61.314	55.183	11.643	10.901	936
Gesamtsumme / Mittelwert	5.601.963	192.881	173.593	36.628	49.265	1.345

7.3 Weiterer Forschungsbedarf – Zusammenfassung

7.3.1 Datenquellen und Verfahren zur Wärmebedarfsberechnung

Im Rahmen von ANSWER-Kommunal wurden eine ganze Reihe von Datenquellen und Rechenverfahren zur Wärmebedarfsberechnung in die Untersuchungen einbezogen: Hotmaps-Wärmeatlas, Wärmeatlas Deutschland 2.0, Pan European Thermal Atlas (PETA), Wärmebedarfsberechnung für Wohngebäude mit der DFD-Methode (Kapitel 4) und die Anwendung lokaler Parameter zur Ermittlung des Bedarfs (Kapitel 5.2.5).

In der Anfangsphase des Arbeitspakets 5 wurde bei ersten Analysen auch der Energieatlas Baden-Württemberg berücksichtigt (LUBW, 2022). Da dieser Energieatlas jedoch nicht auf einem Hektarraster aufbaut, waren weitergehende Untersuchungen nicht möglich.

Die im Verlauf des Projekts durchgeführten Vergleiche zwischen den verschiedenen Verfahren erfolgten auf mehreren Ebenen:

- Summe des Wärmebedarfs für ganze Siedlungsgebiete
- Mittlere Wärmedichte für ganze Siedlungsgebiete
- Wärmedichtekarten auf Basis eines Hektarrasters
- Häufigkeitsverteilung der Wärmedichte
- Liniendichtekarten auf der Grundlage der GIS-Trassen (Hektarraster)
- Ausdehnung der Eignungsgebiete für Wärmenetze und Einzelheizungen

Allerdings war es nicht möglich, alle oben genannten Wärmeatlanten bzw. Rechenverfahren auf jeder der sechs Ebenen miteinander zu vergleichen. Da die PETA-Daten von den Nutzern nicht heruntergeladen werden können, stehen sie im Gegensatz zum Hotmaps-Wärmeatlas auch nicht für die Wärmeplanung zur Verfügung. Als Folge davon konnten die speziell für ANSWER-Kommunal zur Verfügung gestellten PETA-Daten nicht in die Hotmaps-Toolbox für weitergehende Analysen hochgeladen werden.

Beim Wärmeatlas für die Wohngebäude in Deutschland, den das DFD in Arbeitspaket 4 entwickelt hat, und beim Verfahren zur Bedarfsberechnung mit lokalen Parametern führten ganz andere Gründe dazu, dass am Ende nur noch auf den drei zuerst genannten Ebenen Vergleiche mit den anderen Datenquellen durchgeführt werden konnten. Da die Entwicklungsarbeiten an beiden Verfahren praktisch erst kurz vor oder mit Projektende abgeschlossen waren, stand für darüberhinausgehende Analysen kein Budget mehr zur Verfügung.

Aufgrund der im Klimaschutzgesetz von Baden-Württemberg verankerten Ermächtigungsnorm, sind die Kommunen, die Wärmepläne erstellen, berechtigt, gebäudescharfe Daten zum Wärmeverbrauch von den Energieversorgern einzufordern. Darüber hinaus müssen auch die Schornsteinfeger gebäudescharfe Daten für die Wärmeplanung zur Verfügung stellen. Auf dieser Grundlage entstehen bis Ende 2023 nochmals auf einem ganz anderen Weg Datensätze zum Wärmebedarf, zumindest für die 104 zur Wärmeplanung verpflichteten Stadtkreise und Großen Kreisstädte und für die kleinen Kommunen die freiwillig planen.

Diese ursprünglich gebäudescharfen Daten können ohne weiteres auf ein Hektarraster hochaggregiert und damit anonymisiert werden. Auf dieser Grundlage ist dann die Weiterverarbeitung in einem für die Wärmeplanung geeigneten GIS-Werkzeug wie z. B. der Hotmaps-Toolbox ohne Einschränkungen möglich.

Der auf den Ergebnissen von ANSWER-Kommunal aufbauende weitere Forschungsbedarf, der vor dem geschilderten Hintergrund abgeleitet werden kann, soll hier in Stichworten kurz beschrieben werden:

- Zusammenarbeit mit einer Reihe von Kommunen in Baden-Württemberg, die Wärmepläne erstellt haben
- Zusammenstellung der entsprechenden auf gebäudescharfen Daten beruhenden Datensätze zum Wärmebedarf und Übertragung auf das Hektarraster
- Durchführen von Analysen zur Summe des Wärmebedarfs im Siedlungsgebiet, zur mittleren Wärmedichte, zur räumlichen Verteilung der Wärmedichte sowie zu deren Häufigkeitsverteilung
- Ermittlung der Trassenlängen, Liniendichten und Wärmeverteilungskosten für diese Datensätze sowie Berechnung der Ausdehnung der Eignungsgebiete.
- Durchführung des zuletzt genannten Schritts auch für den Wärmeatlas gemäß DFD-Methode und die Wärmebedarfsberechnung mit lokalen Parametern.
- Durchführung umfangreicher Vergleiche zwischen den Datenquellen anhand der oben erwähnten Vergleichsebenen und anschließende Bewertung der Analyseergebnisse
- Ableiten von Schlussfolgerungen und Empfehlungen für Kommunen und Wärmeplaner zum Thema Wärmebedarfsberechnung

7.3.2 Ermittlung von Trassenlängen während der Wärmeplanung

Eine schnelle aber trotzdem schon hinreichend genaue Abschätzung der Trassenlänge von Wärmenetzen bietet die Möglichkeit, bereits während der strategischen Wärmeplanung und vor der Ausführungsplanung bzw. dem Bau eines Netzes einen Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und Liniendichte herzustellen. Auf dieser Grundlage können mit Hilfe zusätzlicher Rechenschritte die Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit verschiedener Parameter wie z. B. der Wärmedichte oder dem Anschlussgrad ermittelt werden.

Das in ANSWER-Kommunal entwickelte und anhand der 12 Siedlungsgebiete, für die GIS-Netztrassen berechnet wurden, ausprobierte auf maschinellem Lernen beruhende Verfahren des DFD bietet dafür eine gute Grundlage (siehe Kapitel 5.4.3).

Da dieses Verfahren sehr gut dafür geeignet ist, die Trassenlängen von Wärmenetzen für eine sehr große Anzahl von Kommunen zu ermitteln, ist es möglich einen entsprechenden Datensatz für ganz Deutschland zu erstellen. Damit wäre die Grundlage dafür geschaffen, die Berechnung der Wärmeverteilungskosten überall auf eine genauere Grundlage zu stellen (siehe Kapitel 5.4.4). Dies hätte auch für alle weiteren Schritte der kommunalen Wärmeplanung bis hin zur Zonierung der Siedlungsgebiete große Vorteile.

In einem Folgeprojekt müssten folgende Themen bearbeitet werden:

- Berechnung der Trassenlängen von Wärmenetzen in ganz Deutschland auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen unter Berücksichtigung aller Entwicklungsschritte im Verfahren, die bis dahin noch erforderlich sind
- Diskussion und Klärung der Frage, ob es sinnvoll ist, dafür eine Untergrenze bei der Kommungengröße festzulegen
- Integration des DFD-Verfahrens zur Trassenlängenberechnung in ein Berechnungsmodul auf GIS-Basis, mit dessen Hilfe die Wärmeverteilungskosten ermittelt werden können, ähnlich wie das bislang in der Hotmaps-Toolbox mit der Anwendung des Konzepts der effektiven Breite erfolgt ist
- Systematische Entwicklung von Kostenkurven für die Wärmeverteilungskosten als Funktion der Liniendichte auf der Grundlage der neu berechneten Trassenlängen
- Veröffentlichung des Datensatzes zu den Trassenlängen für die Nutzung bei der kommunalen Wärmeplanung

7.3.3 Systematische Entwicklung von Kennwerten für Wärmenetztrassen

Die aus den GIS-Netztrassen abgeleiteten Kennwerte für die 12 Siedlungsgebiete in Baden-Württemberg und die fünf Netze in den beiden Städten in Rheinland-Pfalz zeigten trotz der relativ schmalen Datenbasis bereits eine hohe Übereinstimmung (siehe Kapitel 5.3.4).

Das Ziel weiterer Forschungsarbeiten zu diesem Thema sollte deshalb sein, die Berechnung der Kennwerte auf eine breitere Datenbasis zu stellen. Folgende Einzelschritte sind dabei von Bedeutung:

- Verbesserung und Verfeinerung der bisher entwickelten Methoden zur Berechnung von Netztrassen mit Hilfe von ArcGIS und QGIS
- Berechnung der Netztrassen für eine noch festzulegende Zahl von Modellkommunen in mehreren Bundesländern
- Analyse der Kennzahlen getrennt für jedes Bundesland und Bewertung der Ergebnisse
- Ableiten von Schlussfolgerungen für die Kommunale Wärmeplanung

Da aus den mit GIS-Methoden berechneten Netztrassen die Trassenlängen für Haupt- und Hausanschlussleitungen berechnet werden können, sind sie auch eine gute und ziemlich genaue Grundlage für die Berechnung der Wärmeverteilungskosten. Ein Merkmal bzw. ein Unterschied im Vergleich zu den nach der DFD-Methode berechneten Trassenlängen ist, dass es sich bei den GIS-Netztrassen um konkrete Trassenverläufe innerhalb eines Siedlungsgebiets handelt, die der tatsächlichen Netztopologie schon relativ nahekommen. Das DFD-Verfahren liefert dagegen lediglich eine abstrakte Zahl für die Trassenlänge pro Hektarzelle.

Aus den genannten Gründen macht es Sinn, die GIS-Trassen auf der Basis der Hektarrasterung ebenfalls in ein Berechnungsmodul zur Ermittlung der Wärmeverteilungskosten zu integrieren. Da in diesem Fall der Zeitaufwand für die Erstellung der GIS-Trassen jedoch immer zusätzlich aufgebracht werden muss, ist zu erwarten, dass die Berechnung der Wärmeverteilungskosten im ersten Schritt mit den mit Hilfe des DFD-Verfahrens berechneten Trassenlängen erfolgen wird.

7.3.4 Multivalente Systeme zur Wärmeerzeugung und Bereitstellungskosten

Die zukünftig erforderliche breite Anwendung der neuen strategischen Wärmequellen Abwärme, große Wärmepumpen, Solarthermie und tiefe Geothermie in der Fernwärme stellt die Planer und die entsprechenden Verantwortlichen in den Kommunen vor neue Herausforderungen.

Es ist davon auszugehen, dass die Konzeption und Planung von multivalenten Wärmeerzeugungssystemen auf der Basis von erneuerbaren Energien und von Abwärme bislang noch kein breit gestreutes Fachwissen sind, sondern das Know-how sich derzeit noch auf wenige Pioniere beschränkt.

Als Forschungs- und Entwicklungsziel kann daraus abgeleitet werden, dass das Themenfeld ausführlich und systematisch untersucht sowie die dabei erzielten Ergebnisse und Erfahrungen den Akteuren in der kommunalen Wärmeplanung aber auch den Verantwortlichen zur Umsetzung der Planungen zur Verfügung gestellt werden muss. Die dazu notwendigen Untersuchungen sollten folgende Arbeitsschritte umfassen:

- Vertiefung der bisher durchgeführten exemplarischen Fallstudien zur Ermittlung der Wärmebereitstellungskosten durch weitere Optimierung der Anlagenauslegungen und Erweiterung der Optionen für multivalente Wärmesysteme
- Auswahl von einigen Modellkommunen für die Durchführung einer konkreten Potenzialanalyse zu erneuerbaren Energien und Abwärme; Berechnung der Bereitstellungskosten für Wärmesysteme, die auf der Potenzialanalyse aufbauen
- Durchführung ausführlicher Sensitivitätsrechnungen durch Variation der wichtigsten Parameter

- Ableitung von Jahresganglinien für den Strompreis und für die Vergütung von eingespeistem regenerativem Strom für ein Energiesystem mit hohem regenerativem Stromanteil; Anwendung dieser Ganglinien für die Berechnung der Bereitstellungskosten
- Anwendung eines zweiten Rechenwerkzeugs zur Bestimmung der Bereitstellungskosten, ergänzend zur Anwendung von Hotmaps-Dispatch

Da es innerhalb Europas bislang nur in Dänemark größere und breiter gestreute Erfahrungen mit multivalenten Wärmeerzeugungs- und Wärmeversorgungssystem gibt, ist es vorteilhaft, bei diesem Vorhaben mit dänischen Partnern zusammenzuarbeiten. Dafür bieten sich in erster Linie die Dänische Energieagentur und der Danish Board of District Heating (DBDH) an, die auch beide seit 2018 Partner im Deutsch-Dänischen Dialog Wärmenetze Baden-Württemberg sind.

Auflösung des Spannungsfelds Energiesystemanalyse - Wärmeplanung

Entsprechende Ausführungen zu diesem Thema wurden bereits in Kapitel 7.1.3 und dort vor allem im letzten Absatz gemacht.

8 Literaturverzeichnis

- AGFW (2021). AGFW-Hauptbericht 2020 (Öffentliche Version). Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2021.
- Angel, S., Parent, J. and Divco, D. (2010). Ten compactness properties of circles: measuring shape in geography. *The Canadian geographer* 54 (4), pp. 441-461.
- Aringer, K. and Hümmer, F. (2011). Die dritte Dimension im Kataster – Aufbau eines landesweiten Gebäudemodells am Beispiel Bayerns. *Zeitschrift für Geodäsie, Geoinformation und Landmanagement (zfv)*, 4/2011, 210–218.
- Baden-Württemberg, Hrsg. BUND (2021). Ökologisch Bauen und Renovieren - BUND Jahrbuch 2021. Stuttgart: BUND Baden-Württemberg, 2021.
- Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (2011). Leitfaden Energienutzungsplan. München, Februar 2011.
- Bundesstelle für Energieeffizienz (Bfee, 2022). Wärmewende: Die Energiewende im Wärmebereich - Status quo der Wärmeplanung in Deutschland".
- Breiman, L. (2001). Random Forests." *Machine Learning* 45 (1): 5: 32.
- Bruus, B. F., Soerensen, P. A. (2019). New Thermal Heat Storage in Greater Copenhagen. *HOTCOOL* 4/2019. 2019.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021). Zahlen und Fakten: Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung. Letzte Aktualisierung: 05.03.2021 [Online]. Available at <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html>.
- Danish Energy Agency (2016). Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. Kopenhagen : Danish Energy Agency, 2016.
- Dambeck, H., Ess, F., Falkenberg, H., Kemmler, A., Kirchner, A., Kreidelmeyer, S. and et al. (2021). Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- dena (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Deutsche Energie-Agentur and ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.
- Deutsches Institut für Urbanistik (2011). Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Klima-Bündnis – Climate Alliance – Alianza del Clima e.V.: Klimaschutz in Kommunen. Praxisleitfaden. Berlin, 2011.
- Djørup, Søren Roth, et al. (2019). Hotmaps Handbook I - Definition & Experiences of Strategic Heat Planning. Aalborg : Aalborg University, 2019.
- eCognition 9.64.0 Reference Book 9.0.3. (2014). Munich, Germany: Trimble, 2014, 489p.
- Eikmeier, B. (2014). Digitale Wärmebedarfskarte: Ein innovatives Planungswerkzeug für die Erstellung von Energieversorgungskonzepten. 13. Symposium Energieinnovation. 12.-14. Februar 2014, Graz (Österreich).
- ESA (2019). Sentinel-2. <https://sentinel.esa.int/web/sentinel/missions/sentinel-2>

Fernández-Delgado, M., Cernadas, E., Barro, S. and Amorim D. (2014). Do we Need Hundreds of Classifiers to Solve Real World Classification Problems? *Journal of Machine Learning Research* 15 (1), S. 3133–3181.

Fraunhofer IWES/IBP (2017). Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Fraunhofer UMSICHT; Ruhr-Universität Bochum, Stadt Bochum, BFR Büro für Regionalanalyse, Stadtwerke Bochum, EPC Eimer Projekt Consulting: Projekt „Heatloop“. Abgerufen am 18.05.2015 von www.heatloop.de.

Fricke, B., M. Schöttler, S. Steininger, S. Kluczka, J. Venjakob, M.-C. Gröne, U. Jansen, C. Schäfer-Sparenberg, D. Schüwer, T. Hanke, M. Buddeke, F. Merten, T. Naegler, S. Simon, S. Stöckler, E. Sperber (2016). Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung: kommunale Masterpläne für 100% Klimaschutz. Fachhochschule Aachen, Solar-Institut Jülich, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt Energie GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.

Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., Kemmler, A. and Wünsch, M. (2018). Klimapfade für Deutschland, BDI - Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., BCG - The Boston Consulting Group, Prognos.

Guddat, M. (2018). Technology Data – Energy storage. Kopenhagen : Danish Energy Agency, 2018.

Haralick, R. M., Shanmugam, K. and Dinstein, I (1973). Textural Features for Image Classification. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics* 3, 610–621.

Hasani, J. und Hartner, M. et. al. (2019). Hotmaps Disptach: a web user interface for energy systems modelling. tuw-eeg hotmapsDispatch. [Online] 2019. <https://github.com/tuw-eeg/hotmapsDispatch>.

Hecht, R. (2014). Automatische Klassifizierung von Gebäudegrundrissen. Ein Beitrag zur kleinräumigen Beschreibung der Siedlungsstruktur. Dissertation, Dresden University of Technology, IÖR-Schriften 63, Berlin: Rhombos.

Hegger, M., Dettmar, J., Meinberg, T., Drebes, C., Schulze, J., Sieber, S., Sylla, O. (2015). UrbanReNet Phase II. Schlussbericht. TU Darmstadt.

Hotmaps (2020). Hotmaps Toolbox. Hotmaps - The open source mapping and planning tool for heating and cooling. [Online] 2020. <https://www.hotmaps.eu/map>.

KEA-BW (2018). 4th Generation District Heating und Smart Energy Systems - Insights from the 4DH Research Centre. Tagung Nahwärme kompakt. Karlsruhe : KEA-BW Die Landesenergieagentur, 2018.

KEA-BW (2020). Nutzerleitfaden: Methodischer Ansatz zur Konfiguration von Wärmenetzen mit GIS-Methoden – Trassenberechnung und Grobdimensionierung der Rohrleitungen mit dem ArcGIS-Add-In Wärmenetzanalyst. Karlsruhe, Ludwigsburg : KEA-BW, 2020.

Kemmler, A., Kirchner, A., Maur, A. auf der, Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piégsa, A., Spillmann, T., Straßburg, S., Wünsch, M., Ziegenhagen, I. and et al. (2021). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Prognos, Fraunhofer ISI, GWS, IINAS.

Khatami, R., Mountrakis, G. and Stehman, S. V. (2016). A meta-analysis of remote sensing re-search on supervised pixel-based land-cover image classification processes: General guidelines for practitioners and future research. *Remote Sensing of Environment* 177: 89-100.

Klima-Bündnis: Kommunalen Planungsassistent für Energie und Klimaschutz. Abgerufen am 22.01.2015 von www.klimabuendnis.org

Kunz, C. and Maier, M. (2017). Metaanalyse: Zusammenspiel von Strom- und Wärmesektor für die Energiewende, Agentur für erneuerbare Energie.

Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung (2019). Data format specification of the Official 3D Building Model LoD1 of Germany (LoD1-DE). <https://www.adv-online.de/icc/extdeu/med/175/17550b74-08c1-9c61-699f-dce303b36c4c,11111111-1111-1111-1111-111111111111>.

Langer, E. et. al. (2021): C.A.R.M.E.N. Marktpreise Energieholz. [Online] 2021. <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/>.

Loga, T., Stein, B., Diefenbach, N. and Born, R. (2015) Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf

LUBW (2022). Energieatlas Baden-Württemberg. [Online] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, 2022. https://www.energieatlas-bw.de/waerme/waermebedarf_wohnen.

Lund, H., Oestergaard, P. A. und al., et. al. (2018). The status of 4th generation district heating: research and results. Energy. 2018, Bd. 164.

Lund, Henrik. 2012-2018. 4th generation district heat (4DH). resources/publications. [Online] 2012-2018. www.4dh.eu.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2020). Handlungsleitfaden kommunale Wärmeplanung. Stuttgart, 2020.

McGarigal, K., Cushman, S.A., Neel, M.C. und Ene, E. (2002). FRAGSTATS: Spatial Pattern Analysis Program for Categorical Maps.

Nitsch, J. (2017). Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt: Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung.

Nitsch, J. (2019). Noch ist erfolgreicher Klimaschutz möglich: Die notwendigen Schritte auf der Basis aktueller Szenarien der deutschen Energieversorgung.

Nouvel, R., Brassel, K. H., Bruse, M. Duminil, E., Coors, V., Eicker, U., Robinson, D. (2015). SIMSTADT, a New Workflow-driven Urban Energy Simulation Platform for CityGML City Models. In: Proceedings of the CISBAT International Conference 2015, 9-11.09.2015, Lausanne, Schweiz.

Ochse, S. (2021). Vorstellung der Ergebnisse - Technische Analyse Fallbeispiele. Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen - Entwicklung eines Unterstützungsrahmens am Beispiel von Wärmenetzen. Webinar - Fachgespräch am 17.06.2021 : ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, 2021.

Paardekooper, S., Lund, R. S., Mathiesen, B. V., Chang, M., Petersen, U. R., Grundahl, L., Persson, U. (2018). Heat Roadmap Germany. Aalborg : Aalborg University, 2018.

Persson, U., et al. (2021). sEnergies D4.5 - District heating investment costs and allocation of local resources for EU28 in 2030 and 2050. s.l. : Aalborg University (coordination), 2021.

Persson, U. und Werner, S. (2010). Effective width – The relative demand for district heating pipe lengths in city areas. Tallinn, Estonia : 12th International Symposium on District Heating and Cooling, 2010.

PETA (2018). Pan European Thermal Atlas Version 4.3. [Online] 2018. <https://heatroadmap.eu/peta4/>.

Peters, M., Hebisch, H. und Steidle, T. et. al. (2022). Technikkatalog Baden-Württemberg. [Online] März 2022. <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog#c5088-content-1>.

Pfluger, B., Tersteegen, B. and Franke, B. (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, ifeu, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Purr, K., Günther, J., Lehmann, H. and Nuss, P. (2019). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RECUE-Studie, Umweltbundesamt.

Repenning, J., Emele, L., Blanck, R., Böttcher, H., Dehoust, G., Förster, H., Greiner, B., Harthan, R., Henneberg, K. and et al. (2015). Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht, Öko-Institut and Fraunhofer Institut für Systemanalyse und Innovationsforschung.

Richter, S. und Hespeler, S. (2014). Digitaler Wärmeatlas für 17,4 Millionen Wohngebäude in Deutschland. EuroHeat&Power. 43. Jg., 2014, Nr. 1/2, S. 18-22.

Riechel, R. und Walter, J., 2022 Kurzgutachten Kommunale Wärmeplanung, Umweltbundesamt Texte 12/2022.

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F. and et al. (2020). Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, Forschungszentrum Jülich.

Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea, Pia, M., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blöhmer, S., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröscher, T., Willemsen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J. and Mikulicz-Radecki, F. von (2021). Langfristszenarien 3: Kurzbericht, Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Berlin.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2015). Zensus 2011, Methoden und Verfahren. https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Aufsaeetze_Archiv/2015_06_MethodenUndVerfahren.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Statistisches Bundesamt (2021a). Brennstoffeinsatz für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung nach Energieträgern: Anlagen mit einer elektrischen Nettonennleistung von 1 Megawatt und mehr [Online]. Available at <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/brennstoffeinsatz-insgesamt.html>.

Statistisches Bundesamt (2021b). Nettowärmeerzeugung, Brennstoffeinsatz, -bezug, -bestand der Heizwerke: Deutschland, Jahre, Energieträger [Online]. Available at <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43411-0001#abreadcrumb>.

Steinborn, F. (2020). Gebäude-Energieversorgung, Steinborn innovative. 2020. BHKW-Plan Version 1.21.004. Simulationsprogramm. Stuttgart: s.n., 2020.

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A. and Henning, H.-M. (2020). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Tryfonidou, R. (2015). Energieforschung auf Kurs zur Energiewende. BINE-Interview vom 03.03.2015. Abgerufen am 04.03.2015 von www.bine.info.

Voß, P.-H. (2009). Die Gradtagzahlen des Jahres 2008 und ihre Abweichungen zum Zeitraum 1981-2000. Klimastatusbericht 2008.

Wurm, M., d'Angelo, P., Reinartz, P. and Taubenböck, H. (2014). Investigating the applicability of Cartosat-1 DEMs and topographic maps to localize large-area urban mass concentrations. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing 7(10), pp. 4138-4152. <https://doi.org/10.1109/JSTARS.2014.2346655>.

Wurm, M., Taubenböck, H., Schardt, M., Esch, T. and Dech, S. (2011). Object-based image information fusion using multisensor earth observation data over urban areas. *International Journal of Image and Data Fusion* 2(2), pp. 121-147. <https://doi.org/10.1080/19479832.2010.543934>.

WAD_2.0. Wärmeatlas 2.0 - Gebäudescharfe Wärmebedarfsinformationen. [Online] geomer; GEF Ingenieur AG; ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung. <https://www.geomer.de/produkte/geodaten/waermebedarfsdaten-waermeatlas-20/index.html>.