Beuth Hochschule für Technik Berlin

ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich

Kurztitel: Anlagenpotenzial

Beuth Hochschule für Technik Berlin

Prof. Dr.-Ing. Patrick Jochum
Julia Lempik, M.Sc.
Saskia Böttcher, M.Eng.
Dennis Stelter
Tobias Krenz

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Dipl.-Ing. (FH) Peter Mellwig
Dr. Martin Pehnt
Dr. Amany von Oehsen
Sebastian Blömer, M.Sc.
Dipl.-Ing. (FH) Hans Hertle

Endbericht
Februar 2017

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BEUTH HOCHSCHULE FÜR TECHNIK BERLIN
University of Applied Sciences

ifeu INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis **6**

Tabellenverzeichnis **14**

Zusammenfassung **16**

Potenzialanalysen mit Geoinformationssystemen 16

Wärmenetzpotenziale 17

Tiefengeothermie 18

Wärmepumpen 19

Sole/Wasser-Wärmepumpen 21

Solarthermie 22

Solare Nahwärme 23

Biomasse 23

Kombination der Einzelpotenziale 24

1 Hintergrund und Potenzialbegriff **27**

2 Modellentwicklung **30**

2.1 Modellaufbau 31

2.2 Nutzenergieverbrauch 33

Gebäudebestand 33

Thermische Eigenschaften 33

Berechnung des Heizwärmebedarfs 34

Lüftungswärmeverluste 34

Maschinelle Lüftung mit Wärmerückgewinnung 34

Trinkwasserwärmebedarf 34

Verbrauch/Bedarf 34

Sozioökonomische Einflüsse 35

Wohnflächenentwicklung 35

Entwicklung des Gebäudebestands 35

Klimadaten 37

2.3 Wärmeerzeugerbestand 37

Wärmeerzeuger in Wohngebäuden 37

Nichtwohngebäude 41

Definition der Nichtwohngebäudetypologie 41

Marktentwicklung 46

Alter und Nutzungsdauer der Wärmeerzeuger 48

2.4 Anlagenverluste, End- und Primärenergieverbrauch 52

Erzeugeraufwandszahl ... 53
Kombinationen von Wärmeerzeugern ... 53
Verluste bei Speicherung, Verteilung und Übergabe ... 54
Brauchwassererwärmung ... 56
Solarthermie ... 56
2.5 Sanierungskosten ... 61
Sanierungskosten ... 61
Energiekosten ... 61
3 Potenziale der Energieträger ... 62
3.1 Potenzialanalysen mit Geoinformationssystemen ... 62
3.2 Wärmenetzpotenziale ... 67
Fernwärmebestand ... 68
Ausbaupotenzial neuer Wärmenetze ... 71
Modellparameter ländlicher Nahwärmenetze ... 76
Modellparameter urbaner Nahwärmenetze ... 79
Potenzialbewertung neuer Nahwärme ... 80
Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale ... 85
3.3 Tiefengeothermie ... 86
Hemmnisse für Tiefengeothermie ... 87
Potenziale der Tiefengeothermie ... 88
Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale ... 101
3.4 Solare Nahwärme ... 101
Technisches Angebots-Potenzial ... 101
Technisches Nachfrage-Potenzial ... 101
Wirtschaftliches Potenzial ... 102
3.5 Wärmepumpen ... 103
Restriktionen für alle Wärmepumpentypen ... 104
Potenzialanalyse für Sole/Wasser-Wärmepumpen ... 124
Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmekollektoren ... 143
Luft/Wasser-Wärmepumpen ... 144
Abwasser-Wärmepumpen ... 145
Großwärmepumpen ... 149
Zusammenfassung der Potenzialanalysen für Wärmepumpen ... 152
3.6 Solarthermie ... 153
Solarthermiepotenzial in Einfamilienhäusern ... 154
Solarthermiepotenzial in Mehrfamilienhäusern ... 158

Solarthermiepotenzial in Nichtwohngebäuden ... 162
Zusammenfassung der solarthermischen Potenziale ... 163
Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale ... 164
3.7 Biomasse ... 165
Potenzial der Bioenergie ... 165
Heutige Struktur der Biomassenutzung in den Sektoren Niedertemperaturwärme, Prozesswärme, Strom und Verkehr ... 167
3.8 Kraft-Wärme-Kopplung ... 176
Potenziale für die Objekt-KWK in Ein- und Mehrfamilienhäusern ... 178
3.9 Zusammenfassung der Potenziale ... 180
4 Primärenergiefaktoren von Strom und Wärmenetzen ... 182
4.1 Strom- und Netzszenarien ... 182
4.2 Primärenergiefaktoren für elektrischen Strom ... 184
Zusammenstellung der Ergebnisse für die Stromerzeugung ... 188
4.3 Primärenergiefaktoren für Wärmenetze ... 189
5 Definition des Handlungsfeldes ... 191
5.1 Einfluss der Dekarbonisierung auf die Reduktion des Nutzwärmebedarfs ... 192
Kumulierter Energieaufwand von Dämmstoffen ... 193
Minimaler U-Wert ... 194
Reduktion des Nutzwärmebedarfs in Abhängigkeit des Anlagenaufwands ... 198
5.2 Gesamtpotenzial erneuerbarer Energien zur Wärmebedarfsdeckung ... 199
Minimale Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie, Biomasse und Wärmenetzen ... 200
Minimale Anlagenaufwandszahl bei Schwerpunkten auf Strom und dezentrale Versorgung ... 203
5.3 Handlungskorridor ... 206
6 Szenarien zur Bewertung der Handlungsoptionen ... 208
6.1 Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz ... 209
U-Wert-Szenarien ... 209
Sanierungstiefe ... 209
Anteil Wärmerückgewinnung ... 210
Neubau und Abriss ... 211
6.2 Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz ... 212
U-Wert-Szenarien ... 212
Sanierungstiefe ... 213
Anteil Wärmerückgewinnung ... 214

Neubau und Abriss 214
6.3 Wärmeversorgung 216
6.4 Ergebnisse 220
Darstellung der Szenarien im Handlungsfeld 220
Literaturverzeichnis 224

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0.1: Potenziale für den Bau neuer Nahwärmenetze nach Gemeindegröße und Sanierungsszenario 18
Abbildung 0.2: Restriktionen für den jährlichen Marktanteil von Wärmepumpen, die einerseits aus zu hohem Wärmebedarf der Gebäude und andererseits aus einer unterstellten maximalen Hochlaufgeschwindigkeit der Marktanteile resultieren 20
Abbildung 0.3: Solare Erträge und solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Nutzwärmeverbrauch 22
Abbildung 0.4: Methoden und Ergebnisse der Untersuchung der einzelnen EE-Potenziale 24
Abbildung 0.5: Handlungsfeld mit den beiden näher analysierten Szenarien 26
Abbildung 1.1: Endenergieverbrauch in Haushalten (BMWi 2010) 27
Abbildung 1.2: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs 28
Abbildung 1.3: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs sowie des Effizienzpotenzials der Heizungsanlagen 29
Abbildung 2.1: Energieeinflüsse im Gebäude in Anlehnung an DIN V 4701-10 30
Abbildung 2.2: Detaillierungsgrad des Bottom-Up-Modells GEMOD 32
Abbildung 2.3: Struktureller Aufbau des Gebäudemodell GEMOD mit symbolischer Darstellung von Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie parametrisierten Randbedingungen 33
Abbildung 2.4: Sanierungszyklen für den Gebäudetyp EFH_C nach Art der Sanierung 36
Abbildung 2.5: Entwicklung des Bestands an EFH_C nach Art der Sanierung 36
Abbildung 2.6: Gesamtbestand an Wärmeerzeugern in Wohngebäuden; innen (BDH 2015a) ergänzt um Angaben zur Fernwärme gemäß (destatis 2011) außen (IWU 2010) ergänzt um Angaben von (Ecofys/Eurima 2013) 38
Abbildung 2.7: Energieträgermix in Wohngebäuden 2009 in verschiedenen Quellen 39
Abbildung 2.8: Vergleich der Zuordnung der Wärmeerzeuger in Einfamilienhäusern nach Baualtersklassen eigene Darstellung nach (Ecofys/Eurima 2013) und (IWU 2013a) 40
Abbildung 2.9: Vergleich der Zuordnung der Wärmeerzeuger in Mehrfamilienhäusern nach Baualtersklassen eigene Darstellung nach (Ecofys/Eurima 2013) und (IWU 2013a) 40
Abbildung 2.10: Gesamtübersicht Anlagenbestand nach Baualtersklassen (IWU 2013a) 41
Abbildung 2.11: Eingesetzte Energieträger in GHD (FhG ISI et al. 2015) und Industrie (FhG ISI et al. 2013) 45
Abbildung 2.12: Wärmeverbrauch der Nichtwohngebäude nach Energieträger (FhG ISI et al. 2015), (FhG ISI et al. 2013) 46
Abbildung 2.13: Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2004-2014 (BDH 2015a) 47
Abbildung 2.14: Marktentwicklung Fernwärmenetzausbau in Deutschland (AGFW 2015) 47
Abbildung 2.15: Entwicklung Wärmepumpenabsatz (BWP 2015a) 48
Abbildung 2.16: Entwicklung Wärmepumpenabsatz (BWP 2013) 48
Abbildung 2.17: Errichtungsjahre der 2013 noch im Betrieb befindenden Öl- und Erdgasheizungen in Deutschland (Statista 2016) 49
Abbildung 2.18: Häufung der Heizungsanlagen, die älter als 15 Jahre sind, in Wohngebäuden (blau=Erdgas, orange=Heizöl), nach (Märtel 2016) 50

Abbildung 2.19: Schematische Darstellung der Berechnung des Primärenergieverbrauchs am Beispiel Erdgas im Gebäudemodell GEMOD 52
Abbildung 2.20: Erzeugeraufwandzahl der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit von der Nutzfläche A_n (Beuth HS/ifeu 2015) 53
Abbildung 2.21: Wärmeverluste durch Speicherung, Verteilung und Übergabe für die Raumbeheizung 54
Abbildung 2.22: Wärmeverluste durch Speicherung, Verteilung und Übergabe für die Brauchwasserer-wärmung 55
Abbildung 2.23: Wärmegutschriften durch die Warmwasserverteilung 55
Abbildung 2.24: Exemplarische Anlagenkonfigurationen zur Bestimmung der solaren Deckungsraten (polysun 2016) 57
Abbildung 2.25: Solarspeicher mit verschiedenen Arten der Brauchwassererwärmung: innenliegender Trinkwasserwärmetauscher, externe Frischwasserstation, innenliegender Brauchwasserspeicher (v.l.n.r.) (BDH 2015b) 58
Abbildung 2.26: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Nutzwärmebedarf für verschiedene Kollektorgrößen 59
Abbildung 2.27: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Heizkreise 59
Abbildung 2.28: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Arten der Brauchwassererwärmung 60
Abbildung 3.1: Nutzwärmeverbrauch für Wohn- und Nichtwohngebäude in der Nachfrageentwicklung Engagierter Klimaschutz und Trend (Bezugsjahr 2011) 62
Abbildung 3.2: Im Wärmeatlas hinterlegte Daten zur Wärmebedarfsmodellierung auf Baublockebene. 64
Abbildung 3.3: Schema der gewichteten Mittelung der spezifischen Heizwärmeverbräuche aus GEMOD über Anteile der Baualtersklassen auf verschiedenen räumlichen Ebenen 65
Abbildung 3.4: Räumliche Modellierung der Wärmeverbrauchsentwicklung im Wohngebäudebestand nach GEMOD für die Gebäudetypen EFH, RH, MFH und GMH 66
Abbildung 3.5: Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung im deutschen Wohngebäudebestand für die GIS-basierte Potenzialanalyse aus „Dämmpotenziale“(Beuth HS/ifeu 2015) 67
Abbildung 3.6: Ablauf der Nahwärmepotenzialerhebung 68
Abbildung 3.7: Identifizierte Gebiete mit bestehender Fernwärmeversorgung 69
Abbildung 3.8: Bedeutung der Fernwärme bei abnehmendem Wärmebedarf und konstant angenommenem Fernwärmeabsatz 71
Abbildung 3.9: Methodik der Netzlängenberechnung Erschließungsstraßen 74
Abbildung 3.10: Methodik der Netzlängenberechnung pro Rasterzelle 74
Abbildung 3.11: Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen (BBSR 2014) 75
Abbildung 3.12: Parameter des Basis-Szenarios Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen 76
Abbildung 3.13: Auswertung zentraler Modellparameter in ländlichen Nahwärme-Genossenschaften (gestrichelt: Bandbreite, Kasten: 1. Quintal, orange: Median) 77

Abbildung 3.14: Erzeugerstruktur in den befragten Nahwärmegenossenschaften im ländlichen Raum ... 78
Abbildung 3.15: Erzeugerstruktur in den befragten Nahwärmegenossenschaften im ländlichen Raum gesamt ... 79
Abbildung 3.16: Investitionskosten von Wärmenetztrassen (Konstantin 2013) ... 80
Abbildung 3.17: Potenziale für den Wärmenetzausbau nach Gemeindegröße und Sanierungsszenario ... 81
Abbildung 3.18: Potenziale für Nahwärme in Wohngebäuden im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs ... 83
Abbildung 3.19: Potenziale für Nahwärme im Gebäudebestand im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs ... 83
Abbildung 3.20: Gesamtpotenzial für Wärmenetze in Wohngebäuden für zwei Szenarien ... 84
Abbildung 3.21: Sensitivitätsanalyse der Netzparameter im Nahwärmepotenzialmodell ... 85
Abbildung 3.22: Geothermie-höffige Gebiete in Deutschland, nach (Kaltschmitt et al. 2006) ... 87
Abbildung 3.23: Geothermisch erschließbares Potenzial nach (Kock/Kaltschmitt 2012) ... 90
Abbildung 3.24: Geothermie-höffige Gebiete in Deutschland, nach (Kock/Kaltschmitt 2012) ... 90
Abbildung 3.25: Datengrundlage zur Modellierung des physischen Entzugspotenzials aus hydrothermalen Reservoiren. Quelle: Geothermisches Informationssystem ((Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014)) ... 92
Abbildung 3.26: Berechnung des tiefengeothermischen Entzugspotenzials aus einer Dublettenbohrung auf Ebene der Wärmenetz-Analyse-Rasterzellen ... 93
Abbildung 3.27: Entwicklung des Wärmeabsatzpotenzials im Wohngebäudebestand in bestehenden Fernwärmenetzen in Abhängigkeit der räumlichen Lage über hydrothermalen Reservoiren. Eigene Darstellung nach ((Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014)) ... 94
Abbildung 3.28: Technisches Tiefengeothermie-Potenzial im Wohngebäudebestand in bestehenden Fernwärmenetzen in Abhängigkeit von der Wärmeverbrauchsentwicklung (bezogen auf Nutzwärmeverbrauch) ... 95
Abbildung 3.29: Entwicklung des Wärmeabsatzpotenzials im Wohngebäudebestand in potenziellen neuen Nahwärmenetzen in Abhängigkeit der räumlichen Lage über hydrothermalen Reservoiren. Eigene Darstellung nach (Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014) ... 96
Abbildung 3.30: Technisches Tiefengeothermiepotenzial in neuen Nahwärmenetzen in Abhängigkeit der Wärmeverbrauchsentwicklung im Wohngebäudebestand ... 97
Abbildung 3.31: Wirtschaftliches Potenzial zur Deckung des Nutzenergieverbrauchs durch Tiefengeothermie in bestehenden Wärmenetzen in Abhängigkeit des realisierbaren Wärmepreises (gestrichelte Linie=heutiger Wärmepreis) ... 99
Abbildung 3.32: Wirtschaftliches Potenzial zur Deckung des Nutzenergieverbrauchs durch Tiefengeothermie in neuen Wärmenetzen in Abhängigkeit des realisierbaren Wärmepreises ... 100
Abbildung 3.33: Tiefengeothermie Potenzial für Wohngebäude in Deutschland ... 100
Abbildung 3.34: Grundlagen der Wärmepumpenpotenzialermittlung ... 104
Abbildung 3.35: Auswertungen von Messungen von (FhG ISE 2010) zur Verdeutlichung der Abhängigkeit von Jahresarbeitszahlen von der maximalen Vorlauftemperatur bei Luft-Wärmepumpen ... 106
Abbildung 3.36: Entwicklung der mittleren Heizlast aller 234 Gebäudetypen als Funktion der Zeit im Dämmszenario engagierter Klimaschutz ... 107

Abbildung 3.37: Anteil des Wärmebedarfs der Gebäude, die weniger als x kWh/m²a Wärmebedarf aufweisen, am Gesamtwärmebedarf des Gebäudebestands 107
Abbildung 3.38: Einfluss des verbleibenden Heizwärmebedarfs auf die minimal benötigte Vorlauftemperatur, um ein Gebäude mit den vorhandenen Heizkörpern weiterhin beheizen zu können. Gezeigt werden die zwei angenommenen Fälle der Urplanung: 90/70/20 bei 100 W/m² und einem Wärmebedarf von 240 kWh/m²a sowie 70/55/20 bei 80 W/m² und einem Wärmebedarf von 175 kWh/m²a 108
Abbildung 3.39: Resultierende Jahresarbeitszahl in Abhängigkeit des verbleibenden Heizwärmebedarfs unter Verwendung der vorhandenen Heizkörper in Bestandsgebäuden. Der blaue Bereich soll einen Hinweis auf die unstrittig vorhandene Unschärfe der konkreten Zahlenwerte geben 109
Abbildung 3.40: Anteil des durch Wärmepumpen und Bestandheizkörper abdeckbaren Wärmebedarfs am Gesamtwärmebedarf aller Gebäude in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl 109
Abbildung 3.41: Anteil des durch Wärmepumpen und Bestandheizkörper abdeckbaren Wärmebedarfs am Gesamtwärmebedarf aller Gebäude in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl 110
Abbildung 3.42: Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl ...111
Abbildung 3.43: Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials a) für die fünf untersuchten Dämmzustände (40 bis 120 kWh/m²a) b) für die resultierende Summe aller Strombedarfswerte der fünf Dämmzustände c) wie b) jedoch unter der Annahme, es würden nur Anlagen mit JAZ>2 realisiert.112
Abbildung 3.44: Resultierende mittlere Jahresarbeitszahlen der in sanierten Altbauten, deren Heizkörper weiter verwendet werden, installierten Wärmepumpen, wie sie zur Bestimmung des theoretischen Wärmepumpenpotenzials ermittelt wurden..112
Abbildung 3.45: Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials a) bei Nutzung von Wärmepumpen entsprechend des individuellen Dämmzustandes b) wie a) jedoch mit Mindest-JAZ von 2,0 c) wie a) jedoch mit einem „Zukunftsbonus“ in Höhe von 0,5 auf die jeweiligen JAZ d) wie c) jedoch mit Mindest-JAZ von 2,5 113
Abbildung 3.46: Jährlich neu zu installierende Wärmepumpen-Stückzahlen bei maximaler Ausschöpfung (max. Ausschöpfung auch bereits im Startjahr 2011 unterstellt) des Wärmepumpenpotenzials in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl 114
Abbildung 3.47: Darstellung des ansetzbaren Potenzialkorridors für Wärmepumpen....114
Abbildung 3.48: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 120 kWh/m²a....115
Abbildung 3.49: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 90 kWh/m²a....116

Abbildung 3.50: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 55 kWh/m²a 117
Abbildung 3.51: Anteil der Gebäude, die mit Wärmepumpen ausgestattet werden können, bzw. maximaler Marktanteil von Wärmepumpen im Zeitverlauf unter statischen Annahmen (durchgezogen) und dynamischen Randbedingungen (gestrichelt) 118
Abbildung 3.52: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland (BWP 2015b).... 119
Abbildung 3.53: Maximale Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes (bis 2030 basierend auf (BWP 2015b) danach Fortschreibung des Trends bis 2050 120
Abbildung 3.54: Restriktionen für den jährlichen Marktanteil von Wärmepumpen, die einerseits aus zu hohem Wärmebedarf der Gebäude (hier unter Berücksichtigung von WRG-Anlagen) und andererseits aus der maximalen Hochlaufgeschwindigkeit der Marktanteile resultieren 120
Abbildung 3.55: Minderung des Netzstrombezugs der Wärmepumpe durch verschiedene Maßnahmen, sowie erreichte PV-Deckungsanteile am Wärmepumpenstromverbrauch (ifeu 2014) 122
Abbildung 3.56: Schnittmengen der Restriktionen für Sole/Wasser-Wärmepumpen (qualitative Darstellung) 125
Abbildung 3.57: Standorte der befragten Bohrunternehmen 126
Abbildung 3.58: Entwicklung der deutschlandweiten Nachfrage nach Bohrungen für Wärmepumpen 126
Abbildung 3.59: Regionale Nachfrage nach Bohrungen für Wärmepumpen 127
Abbildung 3.60: Preisentwicklung der Bohrunternehmen deutschlandweit 127
Abbildung 3.61: Regionale Preisentwicklung 128
Abbildung 3.62: Angestrebte Bohrtiefe deutschlandweit 128
Abbildung 3.63: Regionale Verteilung der angestrebten Bohrtiefe 129
Abbildung 3.64: Auswertung der Frage nach der Genauigkeit der VDI 4640 129
Abbildung 3.65: Hemmnisse bei der Verbreitung von Wärmepumpen 130
Abbildung 3.66: Analyse der maximalen Anzahl von Sondenbohrungen pro Baublock..... 132
Abbildung 3.67: Analyse der maximalen Anzahl von Sondenbohrungen pro Baublock..... 133
Abbildung 3.68: Verteilung der maximal möglichen Sondendichte in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte (=Verhältnis von bebauter Grundfläche zur Fläche eines Baublocks) 134
Abbildung 3.69: GIS-basierte Modellierung der nutzbaren Entzugsleistung durch Erdwärmesonden am Beispiel der Stadt Kiel 136
Abbildung 3.70: Entwicklung der Jahresarbeitszahlen verschiedener Wärmepumpentypen (FhG ISE 2014) 140
Abbildung 3.71: Heizwärmebedarf und Angebotspotenzial von Sole/Wasser-Wärmepumpen für die Szenarien Trend und engagierter Klimaschutz (ohne Berücksichtigung der Wärmeübergabe-restriktionen) 142
Abbildung 3.72: Vergleich der Potenziale für Sole/Wasser-Wärmepumpen im Szenario Trend... 143
Abbildung 3.73: Vergleich der Potenziale für Sole/Wasser-Wärmepumpen im Szenario engagierter Klimaschutz 143
Abbildung 3.74: System einer Abwasserwärmenutzung(nach (Berliner NetzwerkE 2011)) ... 146

Abbildung 3.75: Wärmeaustauschprozess im Abwasserrohr und mit einem Aqua-Re-Energie-Trichter (Berliner NetzwerkE 2011) 147
Abbildung 3.76: Fließschema Abwasserwärmerückgewinnung in einer Duschtasse (Berliner NetzwerkE 2011) 147
Abbildung 3.77: Aktueller Stand von Solarwärmesystemen in Deutschland (BSW-Solar 2012) 153
Abbildung 3.78: Marktanteil Solarwärme 2012 (BSW Solar 2013) 154
Abbildung 3.79: Mittlerer Raumwärmebedarf je Gemeinde in Gebäuden mit einer Wohneinheit (EWEH) in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche in EWEH) (Corradini 2013) 155
Abbildung 3.80: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Deutschland normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten (Corradini 2013) 156
Abbildung 3.81: Maximal erzielbare solare Deckungsgrade in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Gebäudetypen, eigene Darstellung auf Basis von (Corradini 2013) 157
Abbildung 3.82: Zeitliche Verläufe des Potenzials solarer Erträge in Gebäuden mit einer Wohneinheit in den beiden zu Grunde gelegten Szenarien 157
Abbildung 3.83: Grundlagen der Potenzialermittlung für Solarthermie 158
Abbildung 3.84: Solare Erträge und solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Nutzwärmeverbrauch 159
Abbildung 3.85: Maximal installierbare Kollektorflächen in Abhängigkeit von Dachform und -ausrichtung 160
Abbildung 3.86: Solare Deckungsgrade für den Nutzwärmebedarf in Abhängigkeit vom Heizwärmeverbrauch für verschiedene Dachformen und -ausrichtungen 160
Abbildung 3.87: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Hamburg normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten(Corradini 2013) 161
Abbildung 3.88: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Baden-Württemberg normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten (Corradini 2013) 161
Abbildung 3.89: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Mehrfamilienhäusern 162
Abbildung 3.90: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Nichtwohngebäuden 163
Abbildung 3.91: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Wohngebäuden 163
Abbildung 3.92: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) im Gebäudebestand 164
Abbildung 3.93: Verteilung der Biomasse innerhalb der Sektoren (AEE 2013) 167
Abbildung 3.94: Verbrauch biogener Energieträger in den Sektoren und Art der Biomasse(nach (BMWI 2014), (BMWI 2015)) 167
Abbildung 3.95: Bruttostromerzeugung in Deutschland (BMWi 2016) 169
Abbildung 3.96: Bandbreiten der Stromgestehungskosten aus Biomasse (Punkt = arithmetischer Mittelwert) 169
Abbildung 3.97: Gestehungskosten von Biomasse im Verkehrssektor 170
Abbildung 3.98: Kraftstoffkosten inkl. Energie- und Mehrwertsteuer 2016 171
Abbildung 3.99: Energieträgerkosten von Biomasse im Wärmesektor mit den markierten Punkten für das jeweilige arithmetische Mittel (Zusammenfassende Darstellung der Angaben in den oben beschriebenen Quellen) 172

Abbildung 3.100: Möglichkeiten zur Deckung des Wärmebedarfs (Prozesswärme und Raumwärme) in den Bereichen Industrie und GHD für Deutschland 2050 nach (FhG IWES et al. 2015) 172
Abbildung 3.101: Struktur des Biomasseeinsatzes in den Klimaschutzszenarien im „Aktuellen Maßnahmen-Szenario“ (AMS), mit 80% THG-Minderung (KS 80) und 90% THG-Minderung (KS 90) vom (Fraunhofer IWES et al. 2015) 174
Abbildung 3.102: Potenziale für Biomasse im Wohngebäudebestand im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs 175
Abbildung 3.103: Beim BAFA zugelassene KWK-Anlagen 2014 oben: installierte elektrische Leistung unten: Anzahl der installierten Anlagen (BAFA 2015) 176
Abbildung 3.104: Ergebnisse der Potenzialanalyse in Deutschland für Objekt- und Fernwärme-KWK mit unterschiedlichen Anschlussgraden (Prognos/IREES 2014)..... 178
Abbildung 3.105: Aufbau des Berechnungstools 179
Abbildung 3.106: Methoden und Ergebnisse der Untersuchung der einzelnen EE-Potenziale 181
Abbildung 5.1: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs (Ergebnis aus Dämmpotenzial) sowie des Effizienzpotenzials der Heizungsanlagen (hier noch mit einem willkürlich angenommenen Verlauf dargestellt) 192
Abbildung 5.2: Kumulierter Primärenergieaufwand bei der Herstellung von Dämmstoffen in Abhängigkeit von ihrer Wärmeleitfähigkeit (Werte aus (Wind/Heschl 2008))... 193
Abbildung 5.3: Exemplarische Darstellung verschiedener Verläufe des minimalen, gesamtenergetisch sinnvollen Wärmedurchgangskoeffizienten in Abhängigkeit der Verminderung der Anlagenaufwandszahl (0 % = Anlagenaufwandszahl 2011) für verschiedene Nutzungsdauern der Dämmung und verschiedene KEA-Werte Fall a) mit heutigem und konstanten Energieaufwand für die Dämmstoffe 197
Abbildung 5.4: Exemplarische Darstellung verschiedener Verläufe des minimalen, gesamtenergetisch sinnvollen Wärmedurchgangskoeffizienten in Abhängigkeit der Anlagenaufwandszahl des Wärme versorgenden Heizungssystems für verschiedene Nutzungsdauern der Dämmung und verschiedene KEA-Werte Fall b) mit Anwendung der Reduktionen der Anlagenaufwandszahlen von Raumwärmeanlagen auf die Reduktion der Anlagenaufwandszahlen der Produktions- und Transportprozesse, jedoch mit einer 25 %igen Reduktion (wenn sich der Raumwärmesektor um 40 % „verbessert“, „verbessert“ sich der KEA-Wert nur um 15 %). 197
Abbildung 5.5: Exemplarisches Reduktionsdiagramm für Polystyrol (Nutzungsdauer 30 Jahre, Wärmeleitfähigkeit 0,035 W/mK, kumulierter Energieaufwand 400 kWh/m³) 198
Abbildung 5.6: Maximal effizienter Anlagenmix in TWh in Abhängigkeit von der Minderung des Nutzwärmebedarfs mit Schwerpunkt auf Solarthermie und Biomasse... 201
Abbildung 5.7: Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie und Biomasse 202
Abbildung 5.8: Ergänzung der prozentualen Veränderung um 10 Prozentpunkte um die jeweiligen absoluten Energiemengen in Abhängigkeit von der Nutzwärmereduktion..... 203
Abbildung 5.9: Maximal effizienter Anlagenmix in Abhängigkeit von der Minderung des Nutzwärmebedarfs mit Schwerpunkt auf Strom..... 204

Abbildung 5.10: Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Strom (im Vergleich zu Solarthermie/Biomasse).....205
Abbildung 5.11: Handlungskorridor zur Erreichung des -80%-Ziels und Maximalziel bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie/Biomasse).....206
Abbildung 5.12: Handlungskorridor zur Erreichung des -80%-Ziels und Maximalziel bei einem Schwerpunkt auf Strom 207
Abbildung 6.1: Prozentuale Verteilung der Sanierungsarten Pinsel, konventionell und ambitioniert (entsprechend Sanierungstiefen) bei Ablauf der Nutzungsdauer eines Bauteils 209
Abbildung 6.2: Anzahl der Wärmerückgewinnungsanlagen in Wohngebäuden.....210
Abbildung 6.3: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Wohngebäude im Szenario max. EE/konv. Eff.....211
Abbildung 6.4: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Nichtwohngebäude im Szenario max. EE/konv. EE 211
Abbildung 6.5: Anteile der Sanierungskategorien im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ für die Bauteile Dach, Außenwand und Keller 213
Abbildung 6.6: Anzahl der Wärmerückgewinnungsanlagen in Wohngebäuden.....214
Abbildung 6.7: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Wohngebäude im Szenario max. EE/max. Eff.....215
Abbildung 6.8: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Nichtwohngebäude im Szenario max. EE/max. Eff. 215
Abbildung 6.9: Entwicklung der Marktanteile von neu installierten Wärmeerzeugern der Energieträger in Wohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen und Endenergiebereitstellung durch Stückholz in 2050 im Szenario max. EE/konv. Eff.....218
Abbildung 6.10: Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Nichtwohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 Szenario max. EE/konv. Eff. 218
Abbildung 6.11: Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Wohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 Szenario max. EE/max. Eff. sowie Anteil von Stückholz an der Wärmebereitstellung.....219
Abbildung 6.12: Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Nichtwohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 max. EE/max. Eff.....219
Abbildung 6.13: Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl ohne Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung.....221
Abbildung 6.14: Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl unter Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung Darstellung als Produkt von Nutzwärmeverbrauch und Anlagenaufwandszahl.....222
Abbildung 6.15: Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl unter Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung Darstellung als Produkt von Endenergieverbrauch und Primärenergiefaktor.....222
Abbildung 6.16: Reduktion der Primärenergie (Raumwärme, Trinkwarmwasser und Hilfsenergie) ggü. 2011 sowie Darstellung der erneuerbaren Anteile.....223

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Baualtersklassen und Gebäudearten in GEMOD 31
Tabelle 2.2: Abgrenzung der Nutzungsarten in den Nichtwohngebäude-Typen in GEMOD Wärmeerzeuger in Nichtwohngebäuden 43
Tabelle 2.3: Typen von Erdgas- und Ölheizkessel in Wohngebäuden (IWU 2010) 49
Tabelle 2.4: Rechnerische Nutzungsdauern von Anlagenteilen in GEMOD im Vergleich zu VDI 2067 (VDI 2012) 51
Tabelle 2.5: Gebäude mit ergänzender Ofenheizung (inkl. Kaminheizung): Verwendete Brennstoffe und Baualter der ergänzenden Öfen (IWU 2010) (100 % = alle Wohngebäude mit ergänzenden Öfen, Hauptheizung keine Ofenheizung = ca. 40,5 % aller Wohngebäude ohne Ofenheizung = ca. 38,5 % aller Wohngebäude) 53
Tabelle 2.6: Baualter der Heizungsverteilleitungen sowie nachträgliche Verbesserung der Dämmung, getrennt für Ein-/Zweifamilienhäuser (EZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH)in bis 1978 errichteten Altbauten mit Fernwärme oder Block-/Zentralheizung (IWU 2010) 54
Tabelle 2.7: Struktur der Brauchwarmwasserbereitung im Wohngebäudebestand (IWU 2010) 56
Tabelle 3.1: Auswertung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in Fernwärmegebieten nach Bundesländern 69
Tabelle 3.2: Moderate Sanierung 2030: Verteilung der Nahwärmepotenziale im Wohngebäudebestand auf die Bundesländer 81
Tabelle 3.3: Ambitionierte Sanierung 2030: Verteilung der Nahwärmepotenziale im Wohngebäudebestand auf die Bundesländer 82
Tabelle 3.4: Wärmenetzpotenziale in Deutschland 85
Tabelle 3.5: Gegebene und angenommene Randbedingungen zur Bestimmung des Technischen Angebotspotenzial, nach (Kock/Kaltschmitt 2012) 88
Tabelle 3.6: Gegenwärtiges Nachfragepotenzial für Tiefen-Geothermie in Deutschland, nach (Kock/Kaltschmitt 2012) 89
Tabelle 3.7: Übersicht der zehn Fernwärmeversorgungsgebiete mit dem höchsten technischen Tiefengeothermie-Potenzial 95
Tabelle 3.8: Zuordnung der realisierbaren Dublettenbohrungen zu den einzelnen Nahwärmeclustern 97
Tabelle 3.9: Angenommene Kosten der Gesamtsysteme in Abhängigkeit von der Bohrtiefe. 98
Tabelle 3.10: Tiefengeothermiepotenzial für Wohngebäude in Deutschland 100
Tabelle 3.11: Technisch-wirtschaftliches Potenzial solarthermischer Nahwärme-Anlagen für den Wohngebäudebestand und daraus resultierender Deckungsgrad im Zeitverlauf für verschiedene Szenarien 102
Tabelle 3.12: Recherchierte Geodatensätze zur physischen Entzugsleistung aus dem Untergrund für die Bundesländer 136
Tabelle 3.13: Entzugsleistung des Erdbodens in W/m, Auszug aus VDI 4640-2015 137
Tabelle 3.14: Grundlagen und -annahmen für die Berechnung der künftigen mittleren Jahresarbeitszahlen 139

Tabelle 3.15: Maximaler Deckungsgrad von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Sonden (bezogen auf den Nutzwärmebedarf der Gebäude) bei Berücksichtigung der maximalen Sondendichte und von Wasserschutzgebieten 141
Tabelle 3.16: Technisches Angebotspotenzial für Sole/Wasser-Wärmepumpen nach Abzug der Restriktionen aus Bebauungsdichte und Wasserschutzrecht 142
Tabelle 3.17: Beispiele für Großwärmepumpen nach (IER/IZW 2014) (Viessmann 2015) 150
Tabelle 3.18: Großwärmepumpen in Nah.-und Fernwärmenetzen (Viessmann 2015) (AG Friotherm 2003) (ehpa 2015) 151
Tabelle 3.19: Wärmepumpenpotenziale 152
Tabelle 3.20: Anteile der Gebäude mit Solaranlage am Wohngebäudebestand, insgesamt sowie getrennt nach Photovoltaik und Solarthermie (IWU 2010) 154
Tabelle 3.21: Technisches Nachfragepotenzial solarthermischer Anlagen für den Wohngebäudebestand und daraus resultierender Deckungsgrad im Zeitverlauf für verschiedene Szenarien 164
Tabelle 3.22: Berücksichtigte Größen der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalyse für die Objekt-KWK 179
Tabelle 3.23: Zusammenstellung der Einzelpotenziale von erneuerbaren Energien *durch den max. Aufwuchs des WP-Marktanteils begrenzt 180
Tabelle 4.1: Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren für elektrischen Strom in 2030 und 2050 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme 188
Tabelle 4.2: Erzeugermix für die Speisung der Wärmenetze sowie Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren in 2030 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme (alle Wärmemengen in TWh) 190
Tabelle 4.3: Erzeugermix für die Speisung der Wärmenetze sowie Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren in 2050 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme (alle Wärmemengen in TWh) 190
Tabelle 6.1: Sanierungsraten im Szenario max. EE/konv. Eff. 210
Tabelle 6.2: Prozentuale Verteilung der Gesamtneubaurate auf die Gebäudegrößen 212
Tabelle 6.3: Prozentuale Verteilung der Gesamtabrissrate auf die Baualtersklassen im Szenario max. EE/konv. Eff. 212
Tabelle 6.4: Sanierungsraten im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ 214
Tabelle 6.5: Primärenergiefaktoren (fP), Primärenergiefaktoren Anteil nicht-erneuerbare Energie (fP nEE) und THG-Emissionsfaktor in g/kWh für Fernwärme und Strom nach (prognos; ifeu; IWU 2015) 217

Zusammenfassung

Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Dazu soll der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf des Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Bezugsjahr 2008 um rund 80 % vermindert werden. Mit der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) hat das Bundeswirtschaftsministerium 2015 das Handlungsfeld für die Erreichung dieses Gebäudeziels abgesteckt. Danach ist eine ausgewogene Mischung von Effizienz und erneuerbaren Energien erforderlich. Die Grenzen des Handlungsfeldes werden durch Potenziale und Restriktionen bestimmt. Im Vorgängerprojekt „Dämmpotenzial" (Beuth HS/ifeu 2015) wurden die Grenzen der Gebäudeeffizienz analysiert – also der Bedarfssenkung. Der vorliegende Bericht zeigt die Potenziale auf Seiten der Bedarfsdeckung auf.

Das Projekt verfolgt im Wesentlichen drei Ziele: die modellgestützte, raumaufgelöste Quantifizierung der Potenziale erneuerbarer Energien im deutschen Gebäudebestand, die Darstellung von Kombinationsmöglichkeiten dieser Potenziale und der daraus folgenden Grenzen für das Handlungsfeld und schließlich die Modellierung von Szenarien zur Entwicklung des Primärenergiebedarf. Dabei wird auch die Frage analysiert, wie sich Effizienz und erneuerbare Energien gegenseitig beeinflussen: Einerseits sind gut gedämmte Gebäude mit geringem Nutzwärmebedarf vergleichsweise einfach mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Wärme beheizbar, während weniger gut gedämmte Gebäude, absolut gesehen, mehr erneuerbare Wärme zur Versorgung beanspruchen und somit durch die Endlichkeit des zur Verfügung stehenden Potenzials an erneuerbaren Energien gar nicht erneuerbar versorgt werden können. Andererseits bedürfen manche erneuerbare Energiequellen einer gewissen Mindestwärmeabnahme, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Damit hängt der mögliche Beitrag anlagentechnischer Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele vom energetischen Zustand des Gebäudebestands ab.

Grundlage der Analyse ist die Erhebung der Einzelpotenziale der zukunftsweisenden und erneuerbaren Energieträger. Zur Bestimmung der Potenziale wurden die spezifischen Restriktionen der einzelnen erneuerbaren Energiequellen bestimmt und ihre wichtigsten Determinanten abgebildet.

Um den Einfluss der Nachfrageseite darzustellen, werden die Potenziale in den folgenden Kapiteln auf zwei Nachfrage-Entwicklungen bezogen, die die voraussichtlichen Spielräume umreißen, wie sie im Vorgängerprojekt „Dämmpotenzial" (Beuth HS/ifeu 2015) entwickelt wurden. Auf der einen Seite steht eine Entwicklung der Wärmenachfrage, die dem bisherigen Trend folgt und bis 2050 zu einer Nutzenergieminderung von 33 % führt. Auf der anderen Seite steht eine Entwicklung der Wärmenachfrage, die sich bei maximal engagiertem Klimaschutz einstellt. Sie führt zu Einsparungen bei der Nutzenergienachfrage um 63 % (jeweils bezogen auf 2011). Diese genannten Werte sind nicht mit den in der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) genannten Minderungszielen zu verwechseln, da sich diese auf die Endenergie beziehen. In Kapitel 6 wird die Kongruenz der jeweiligen Ergebnisse sichtbar.

Potenzialanalysen mit Geoinformationssystemen

Die Potenziale für den Ausbau bestehender und neuer Wärmenetze, für Tiefengeothermie und für Sole/Wasser-Wärmepumpen werden auf der Grundlage von Geo-Informationssystemen (GIS) erhoben. Dazu werden die beiden Gebäudemodelle GEMOD und Wärmeatlas Deutschland (WAD) von (GEF Ingenieur AG Geomer GmbH Caso Geo Data + Services GmbH 2014) kombiniert. Der Wärmeatlas ermöglicht eine regionale Verortung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in einem geographischen Informationssystem (GIS).

Der Wärmeatlas Deutschland basiert auf den georeferenzierten Grundflächen aller zum 31.12.2012 von den Vermessungsämtern erfassten 49 Millionen Wohn-, Nichtwohn- und Nebengebäude, die in einer Gebäudedatenbank hinterlegt sind. Rund 17,4 Millionen Wohngebäude sind zusätzlich einem der Gebäudetypen nach der Gebäude-Typologie des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU 2012) zugeordnet und mit einer Energiebezugsfläche versehen, über die eine Berechnung des zu erwartenden Wärmeverbrauchs möglich ist. Die Kopplung von GEMOD und Gebäudedatenbank erforderte eine Kalibrierung der hinterlegten

Energiebezugsflächen pro Größentyp sowie die Berücksichtigung verschiedener Baualtersklassen bei der Übertragung spezifischer Wärmeverbrauchswerte aus GEMOD in die räumliche Struktur.

Als Grundlage der langfristigen Potenzialanalyse von Wärmenetzen, Wärmepumpen und Tiefengeothermie im Gebäudesektor wurden die spezifischen Wärmeverbrauchswerte für Raumheizung und Warmwasser (Nutzenergie) aus den zwei energetischen Sanierungsszenarien aus GEMOD in das Wärme-GIS-Modell gespiegelt.

Wärmenetzpotenziale

In einem ersten Schritt werden bestehende Fernwärmeversorgungsgebiete auf der Ebene eines Analyserasters mit 1000 m Kantenlänge identifiziert. Die Auswahl erfolgt auf der Grundlage der Standorte von Fernwärmeversorgungsunternehmen aus der Mitgliederliste des AGFW, die über Regionalschlüssel auf Gemeindeebene im GIS referenziert werden können. Da auf diese Weise nicht alle Fernwärmeunternehmen erfasst werden, wird als zusätzliche Information die Einwohnerzahl der Gemeinden herangezogen.

Die identifizierten Gebiete mit einer bestehenden Fernwärmeversorgung werden aus der Analyse neuer Nahwärmepotenzialgebiete ausgeschlossen. Der Annahme einer Netzerhaltungsstrategie folgend, wird in den bestehenden Fernwärmegebieten eine weitgehende Kompensation des sanierungsbedingten Wärmeverbrauchsrückgangs durch Nachverdichtung angenommen.

Allein durch den Effekt der Verbrauchsreduktion und der Nachverdichtung steigt die mittlere Anschlussrate in den Versorgungsgebieten im Trendszenario von aktuell rund 31 % auf 36 % im Jahr 2030 und auf knapp 50 % im Jahr 2050. Auf Bundesebene steigt der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung des Wohngebäudebestandes auf rund 10 % im Jahr 2030 und auf rund 14 % im Jahr 2050 an. Diese Werte repräsentieren einen realistischen Entwicklungspfad konsistenter Nachverdichtung und sind als untere Grenze zukünftiger Fernwärmedeckungsgrade anzusehen.

Neue Nahwärmenetze müssen sich im Abschreibungszeitraum über die Erlöse aus dem Verkauf der Wärme an die angeschlossenen Endkunden zu einem anlegbaren Wärmepreis refinanzieren. Davon ausgehend lassen sich in einem Wirtschaftlichkeitsmodell die maximalen annuisierten Investitionskosten für die Verlegung der Wärmenetztrassen als Differenz zwischen anlegbarem Wärmepreis auf der einen und den annuisierten Kosten für Erzeugung und Betrieb in [€/MWha] bezogen auf den Wärmeabsatz ausgeben. Diese werden als finanzierbare Trassenkosten bezeichnet.

Als weiterer Input wurden reale spezifische Netzkosten in [€/m] über einen Annuitätsfaktor herangezogen, der in Abhängigkeit des zu erwartenden Abschreibungszeitraums und des anlegbaren Realzinssatzes für die Investition gebildet wird. Der Quotient aus diesen realen annuisierten Netzkosten K_R [€/ma] mit den aus dem Verkauf der Wärme finanzierbaren Trassenkosten K_F [€/MWh] stellt die Mindestabsatzdichte ρ_{min} in [MWh/m*a] dar, ab der ein wirtschaftlicher Betrieb eines Nahwärmenetzes möglich ist.

Strukturell entfällt im Basisszenario nur ein kleiner Teil des Nahwärmepotenzials auf die bisher nicht durch Fernwärme erschlossenen Randlagen von Großstädten. Der größte Teil konzentriert sich in kleinstädtischen Gebieten. Bei moderater Sanierung lassen sich insgesamt knapp 19 % (77 TWh) des Nutzenergieverbrauchs bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Wohngebäudebestand langfristig wirtschaftlich durch neue Nahwärmenetze erschließen. Bei ambitionierter Sanierung sinkt das Potenzial auf rund 12 % (39 TWh).

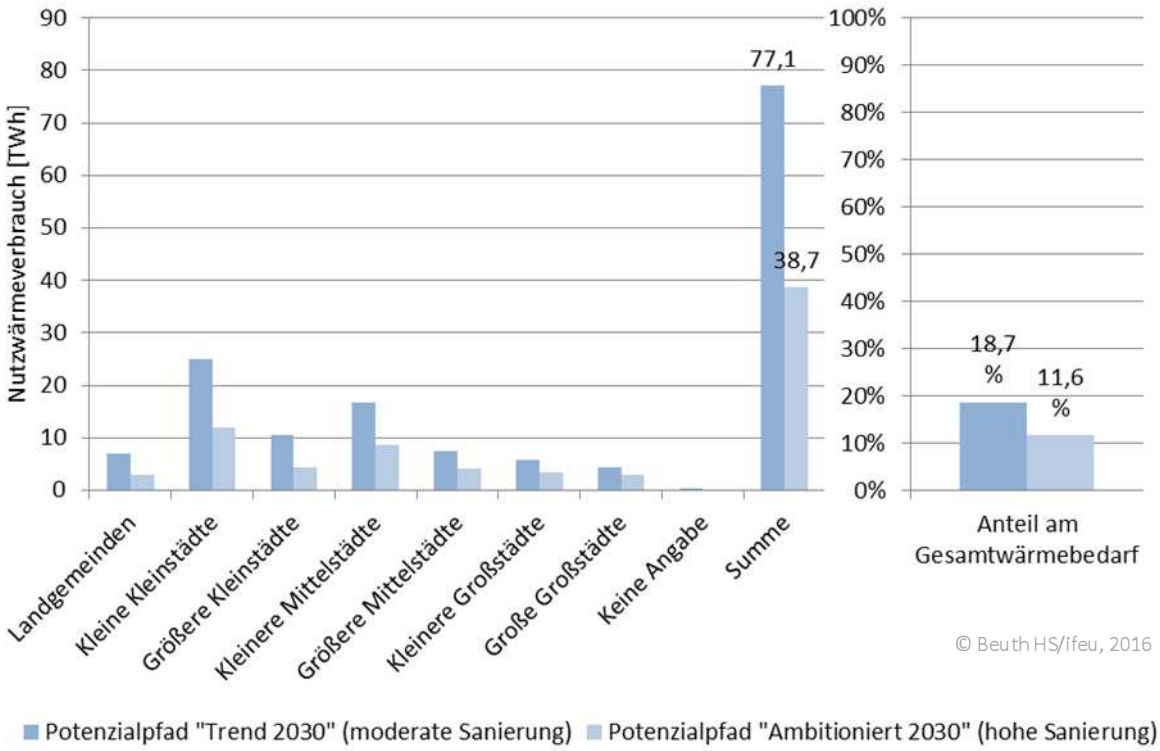


Abbildung 0.1: Potenziale für den Bau neuer Nahwärmenetze nach Gemeindegröße und Sanierungsszenario

In Kombination mit einem unterstellten konstanten Fernwärmeabsatz von 41 TWh (148 PJ) im Wohngebäudebestand in den ermittelten Versorgungsgebieten können bei moderater Sanierung insgesamt rund 29 % (118,1 TWh bzw. 425,2 PJ) und bei extrem ambitionierter Sanierung knapp 24 % (79,7 TWh bzw. 286,9 PJ) des Nutzenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser über Wärmenetze im Betrachtungsjahr 2030 abgedeckt werden.

Die technisch-wirtschaftlichen Potenziale neuer Nahwärme sinken bei einer Auswertung der Wärmenachfrage im Stichjahr 2050 – die speziell bei ambitionierter energetischer Sanierung noch einmal sinkt – deutlich. Durch neue Nahwärmenetze, die im Zeitraum 2040 bis 2060 abgeschrieben werden, lassen sich bei moderater Sanierung nur noch 10,4 % (32,4 TWh bzw. 116,6 PJ) des Nutzwärmebedarfs in Wohngebäuden decken. Bei ambitionierter Sanierungstätigkeit sinkt das Potenzial sogar auf rund 3 % (5,4 TWh bzw. 19,4 PJ).

Tiefengeothermie

Die Erschließung geothermischer Reservoire in Tiefen ab 2500 m stellt eine Option zur Deckung der Wärmenachfrage im Gebäudebestand dar. Ihre Nutzbarkeit ist allerdings räumlich an die Verfügbarkeit entsprechender Reservoire sowie an eine räumlich korrelierende, ausreichende Wärmenachfrage gebunden, um den verhältnismäßig hohen Erschließungsaufwand zu refinanzieren.

Die Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie erfordert günstige geologische Randbedingungen, die sich im Kern durch möglichst geringe Bohrtiefen und ausreichend vorhandene Lagerstättentemperaturen und Förderraten charakterisieren lassen. Die erzielbare Förderrate und die Lagerstättentemperatur sind maßgeblich für die realisierbare Entzugsleistung. Da die Bohrkosten rund 66 % der gesamten Baukosten eines Geothermie-Heizwerks ausmachen, aber zu großen Teilen unabhängig von der Leistung der Anlage sind, ist eine realisierbare minimale Entzugsleistung die zentrale Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Tiefengeothermie-Anlage.

Die zweite Bedingung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine zuverlässige und hohe Abnahmeleistung durch ein Nah- oder Fernwärmenetz und/oder durch Gewerbe und Industrie mit hohem Prozesswärmebedarf in unmittelbarer Nähe.

Als realistisch erschließbare Quellen werden zunächst nur nachgewiesene hydrothermale Reservoire mit Temperaturen >60°C aus dem Geothermischen Informationssystem GeotIS betrachtet, die mit verfügbaren Technologien sicher erschlossen werden können. Zusätzliche Potenziale in Reservoiren ohne natürlich vorhandenes Wasser als Energieträgermedium, werden auch nicht berücksichtigt. Zur Bestimmung des technisch in Wärmenetzen erschließbaren Potenzials müssen die geothermischen Entzugsmengen einzelnen Wärmenetzgebieten zugeordnet und auf Ebene zusammengefasster Versorgungsgebiete mit der vorhandenen Wärmenachfrage verglichen werden. Die relevanten Wärmenetzzellen werden dafür aus den zuvor erstellten Wärmenetz-Analyse-Rastern ausgeschnitten und zu einzelnen Versorgungsgebieten zusammengefasst. Für die Analyse des technischen Verteilungspotenzials in bestehenden Fernwärmenetzen werden nur jene Zellen ausgewertet, die in Gebieten mit einer ausreichend nachgewiesenen Reservoirtemperatur von über 60°C liegen.

Aktuell ließen sich demnach technisch 5,8 TWh pro Jahr für die Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze erschließen. Diese Menge sinkt bei ambitionierter energetischer Sanierung des Wohngebäudebestandes bis 2050 auf 4,4 TWh. Deutlich wirkt die unzureichende räumliche Korrelation zwischen Entzugspotenzial und Wärmenachfrage. Zwar wird in einigen Städten, speziell im Oberrheingraben und in München, die Tiefengeothermie einen signifikanten Beitrag leisten können und weist teilweise eine deutliche Überdeckung des Fernwärmeabsatzes auf. Im Bundesschnitt liegen die technischen Potenziale jedoch bei einem deutlich niedrigeren Anteil an der Fernwärme von 11-14 %.

In neuen Nahwärmegebieten innerhalb der hydrogeothermischen Potenzialzonen >60°C wirkt die mangelnde kleinräumige Korrelation zwischen in Summe durchaus hohen tiefengeothermischen Entzugspotenzialen von rund 90 TWh und tendenziell niedrigen Wärmenachfragen ebenfalls als begrenzender Faktor. In zwei Dritteln der ermittelten Nahwärmepotenzialgebieten kann die Wärmemenge aus den zugeordneten Tiefengeothermie-Bohrungen nicht vollständig, und oftmals nur zu einem Bruchteil, abgesetzt werden. Das technische Verteilpotenzial fällt mit 6-7% des Wärmeverbrauchs im Wohngebäudebestand entsprechend niedrig aus.

Wärmepumpen

Das Potenzial für die Nutzung von Wärmepumpen wird grundsätzlich von zwei Seiten eingeschränkt: von Restriktionen auf der Seite der Wärmenachfrage und von Restriktionen auf der Seite der Wärmequellen.

Besonders die Art der Wärmeübergabe in die Räume stellt eine Restriktion für Wärmepumpen dar. Hat man im Neubau noch alle Freiheiten diese auf den Wärmepumpeneinsatz anzupassen, so muss im Altbau davon ausgegangen werden, dass die vorhandene Wärmeverteilung weiterhin genutzt wird. In vielen Fällen können bei Komplettsanierungen sicherlich auch die Heizkörper ausgetauscht werden, der überaus häufiger anzutreffende Standardfall stellt aber die Weiterverwendung der vorhandenen Heizkörper dar.

In etwa 96 % der Altbauten, die vor 1978 errichtet wurden, erfolgt die Wärmeübergabe mittels Heizkörpern (IWU 2010). Üblicherweise wurden Heizkörper für Temperaturspreizungen von 70/55/20 ausgelegt (Vorlauf, Rücklauf, Raumtemperatur), ältere Gebäude sogar mit Temperaturen von 90/70/20. Für den Wärmepumpeneinsatz müssen die Temperaturen möglichst weit gesenkt werden. Je niedriger diese liegen, umso höher ist die zu erwartende Jahresarbeitszahl. Wird die Vorlauftemperatur bei einer Ursprungsauslegung von 70/55/20 auf 55°C abgesenkt, um den Betrieb einer Wärmepumpe zu ermöglichen, so sinkt die Leistung der Heizkörper um rund 35 %, so dass diese das Gebäude u.U. nicht mehr ausreichend erwärmen können. Um Gebäude, die einen höheren Wärmebedarf haben, dennoch mit einer Wärmepumpe beheizen zu können, müssen die Heizkörper ausgetauscht werden. Es sind Platten- und Konvektor- und Gebläseheizkörper am Markt verfügbar, die bei vergleichbarer Größe höhere Wärmeleistungen abgeben können als die im Bestand verbreiteten Radiatorenheizkörper. Da Heizkörper in der Regel keinen Sanierungszyklen unterliegen, müssen die Kosten für ihren Austausch vollständig den energiebedingten Mehrkosten zugerechnet werden, was sich ungünstig auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpen auswirkt. Der technische Konflikt zwischen Wärmepumpen, die bei niedrigen Vorlauftemperaturen effizienter funktionieren, und Heizkörpern, die hohe Temperaturen

bevorzugen, bleibt bestehen. Werden sie in ein und derselben Anlage kombiniert, laufen beide Komponenten in einem ungünstigen Betriebspunkt. Dies verschlechtert wiederum die Wirtschaftlichkeit und erhöht zusätzlich den Primärenergieverbrauch. Ein Betrieb von Wärmepumpen mit Heizkörpern ist technisch also möglich, es bestehen jedoch wirtschaftliche und energiebilanzielle Restriktionen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Wärmepumpen bei einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a gerade noch wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Grenze gilt unter idealen Bedingungen in den Heizkreisen. Wenn die vorhandenen Heizkörper nicht alle auf dieselbe spezifische Heizlast ausgelegt sind, nicht abgeglichen sind oder wenn einzelne Räume durch eine exponierte Lage oder höhere Soll-Temperaturen eine höhere Vorlauftemperatur benötigen, sinkt die Grenze für den Wärmepumpeneinsatz ab. Aus dieser Untersuchung der Wärmekosten sowie aus der oben durchgeführten Analyse der mindestens zu erreichenden Arbeitszahl folgt, dass Wärmepumpen in der Praxis kaum in Gebäuden installiert werden können, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m²a liegt.

Diese Heizwärmebedarfsgrenze gilt nicht nur für den Bestand, sondern auch für die maximale Anzahl von jährlich installierten Wärmepumpen: ihr jährlicher Marktanteil kann nicht größer werden als der Anteil der geeigneten Gebäude. In einem realen Sanierungsmarkt kann selbst die Anzahl der geeigneten Gebäude nie ganz ausgeschöpft werden, da einige Gebäude aus anderen Gründen keine Wärmepumpe erhalten oder sie erst verzögert eingebaut wird. Aus diesem Grund muss der heizwärmebedarfsbedingte maximale jährliche Marktanteil nochmals vermindert werden und es ergibt sich der maximal auszunutzende Wärmepumpenmarktanteil.

Ein zusätzliches Hindernis erwächst aus der anzunehmenden Markthochlaufgeschwindigkeit von Wärmepumpen. Im Jahr 2011 wurden rund 55.000 Wärmepumpen installiert. Um diese Anzahl zu steigern, müssen die Kapazitäten entlang der gesamten Wertschöpfungskette erhöht werden. bei der industriellen Fertigung, im Vertrieb, bei Planern, Installateuren und ggf. speziellen Fachunternehmen (z.B. Kältemittelverrohrung, Tiefenbohrungen). Der Bundesverband Wärmepumpe sieht in seiner Branchenprognose unter günstigen Randbedingungen bis 2030 einen Anstieg auf rund 200.000 Anlagen pro Jahr vor. Wenn diese Markthochlaufgeschwindigkeit bis 2050 extrapoliert wird, können rund 650.000 Wärmepumpen jährlich installiert werden. Bei diesem ambitionierten Markthochlauf würden Wärmepumpen in 2050 je nach Nutzwärmeszenario 122 - 143 TWh liefern.

Die Restriktionen aus dem Markthochlauf sind über den gesamten Zeitraum bis 2050 als ein stärkeres Hemmnis für den Wärmepumpenzubau anzusehen als die Anzahl der grundsätzlich für den Einbau von Wärmepumpen geeigneten Gebäude.

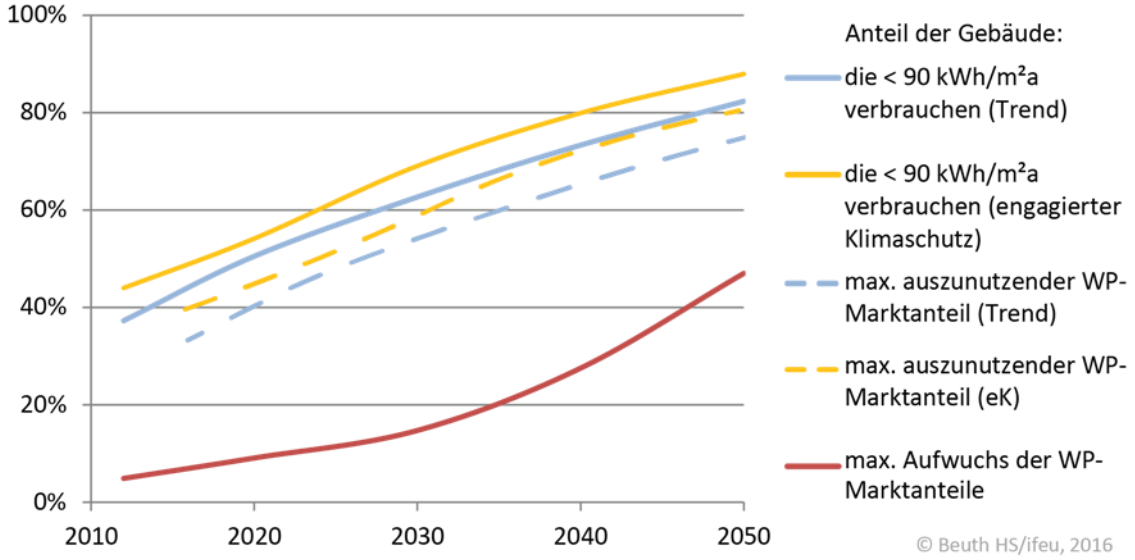


Abbildung 0.2: Restriktionen für den jährlichen Marktanteil von Wärmepumpen, die einerseits aus zu hohem Wärmebedarf der Gebäude und andererseits aus einer unterstellten maximalen Hochlaufgeschwindigkeit der Marktanteile resultieren

Sole/Wasser-Wärmepumpen

Ebenfalls mit dem Geodaten-basierten Modell wurden die Potenzialgrenzen für Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden berechnet. Sie basieren auf mehreren regionalspezifischen Einzelrestriktionen, deren Zusammenwirken mit dem GIS-Modell für 3 Mio. Baublöcke in Deutschland abgebildet wurde.

Mindestabstände der Bohrungen untereinander, zu Gebäuden und zu Grundstücksgrenzen

Um sicherzustellen, dass die Wärmequellen dauerhaft zur Verfügung stehen, muss gewährleistet werden, dass sie sich ausreichend regenerieren können. Dies wird mit den technischen Vorgaben in VDI 4640 geregelt. Sie geben die Mindestabstände zwischen Sonden vor.

Ausgehend von den Gebäudedaten des Liegenschaftskatasters wurde die Grundgesamtheit aller Baublöcke in Deutschland abgeleitet. Für diese liegen Informationen vor, wie Art und Anzahl der Gebäudetypen, Wärmeverbrauch, Anteil der überbauten Fläche und andere mehr. Die Baublöcke wurden in Abhängigkeit des Verhältnisses von bebauter zu unbebauter Fläche in sieben Dichteklassen von A bis G eingeteilt. In einem Zufallsverfahren wurden für jedes Bundesland zwei Baublöcke je Dichteklasse als Stichprobe ausgewählt. Für diese Baublöcke wurde die maximal mögliche Anzahl von Sondenbohrungen ausgezählt. Aus der Stichprobe wurde ein numerischer Zusammenhang zwischen der maximal möglichen Sondenanzahl und anderen bekannten Eigenschaften der Baublöcke abgeleitet. Diese numerische Beschreibung wurde auf alle Baublöcke in Deutschland angewendet und somit die maximale Anzahl von Sondenbohrungen in Deutschland in erster Näherung berechnet.

Nicht nutzbare Flächen

In der Analyse wurde vorausgesetzt, dass Sondenbohrungen nur in unversiegelten, nicht überbauten Grünflächen abgeteuft werden. Wege, Vorfahrten, Parkplätze, Spielplätze und ähnliches werden nicht für Bohrungen vorgesehen. Unterhalb von Baumkronen wurden ebenfalls keine Sonden platziert. Für die räumliche Verteilung der Bohrungen innerhalb der Baublöcke und die aus ihr resultierende Unterversorgung einzelner Gebäude wurde ein Abschlagsfaktor hergeleitet.

Wasserschutzgebiete

In Wasserschutzgebieten dürfen grundsätzlich keine Sonden verlegt werden. In den Bundesländern gibt es jeweils eigene Einteilungen der Wasserschutzkategorien, die wiederum unterschiedlich restriktiv gehandhabt werden. Wasserschutzgebiete wurden in definierten Anteilen herausgerechnet.

Begrenzte Entzugsleistung

Die legal maximal mögliche Bohrtiefe wurde anhand der wasserrechtlichen Vorgaben einbezogen. Die technisch erreichbare Bohrtiefe wurde durch eine Befragung von Bohrunternehmen berücksichtigt. Die lokalen Entzugsleistungen aus dem Erdreich wurden mittels geologischer Daten der Bundesländer eingerechnet.

Es kann jedoch nicht ermittelt werden, inwieweit die einzelnen Potenzialgrenzen sich überschneiden. In der Folge ist es nicht zulässig, die Einzelpotenziale miteinander zu verrechnen.

Diese Restriktionen werden zusätzlich überlagert von Restriktionen, die für alle gebäudezentralen Wärmepumpen gelten (siehe oben). Ergänzt wurden die rechnerischen Analysen durch Umfragen bei Bohrunternehmen, die Tiefenbohrungen für Wärmepumpen ausführen, und bei Verteilnetzbetreibern.

Das Potenzial von Sole/Wasser-Wärmpumpen mit Erdwärmesonden zur Deckung des Nutzwärmeverbrauchs in Deutschland beträgt im Trendszenario zwischen 145 und 186 TWh für das Jahr 2050. In dem Szenario mit sehr ambitioniertem Wärmeschutz beträgt es 116 bis 124 TWh.

Solarthermie

Bei der Analyse der solaren Potenziale in Einfamilienhäusern wird auf die Dissertation von Roger Corradini zurückgegriffen (Corradini 2013). Das Potenzial in Mehrfamilienhäusern wurde mit einer analogen Vorgehensweise bestimmt.

Das technische Angebotspotenzial wird eingegrenzt durch die installierbare Kollektorfläche, die realisierbare Ausrichtung der Kollektoren und den Zeitpunkt des Strahlungsangebots. Die installierbare Kollektorfläche wird bestimmt durch Flächen mit möglichst geringer Verschattung, durch die Geometrie des Daches sowie durch Dachaufbauten. Die Ausrichtung der Kollektoren hängt ebenfalls von der Dachform bzw. -ausrichtung ab. Das technische Nachfragepotenzial wird determiniert durch die Eigenschaften und die Effizienz der Kollektoren und Speicher. Es ist insbesondere auch von der Höhe und dem Zeitpunkt der Wärmenachfrage abhängig.

Um die Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades und des solaren Ertrags - aufgeteilt nach Heizwärme und Warmwasser - darzustellen, wurden Simulationen für verschiedene Gebäudetypen durchgeführt. Es zeigt sich, dass die Deckungsgrade bei einem kleinen Nutzwärmeverbrauch zwar am größten sind, allerdings sind die absoluten Erträge hier am kleinsten. Während die Erträge zur Deckung des Warmwasserverbrauchs bei sinkendem Nutzwärmeverbrauch steigen, nehmen die Erträge für die Raumheizung ab. Obwohl hocheffiziente Gebäude nur einen geringen Wärmebedarf haben, sind hohe solare Erträge für die Raumwärme kaum zu erreichen, weil die Heiztage immer weiter in Monate mit geringer Einstrahlung fallen.

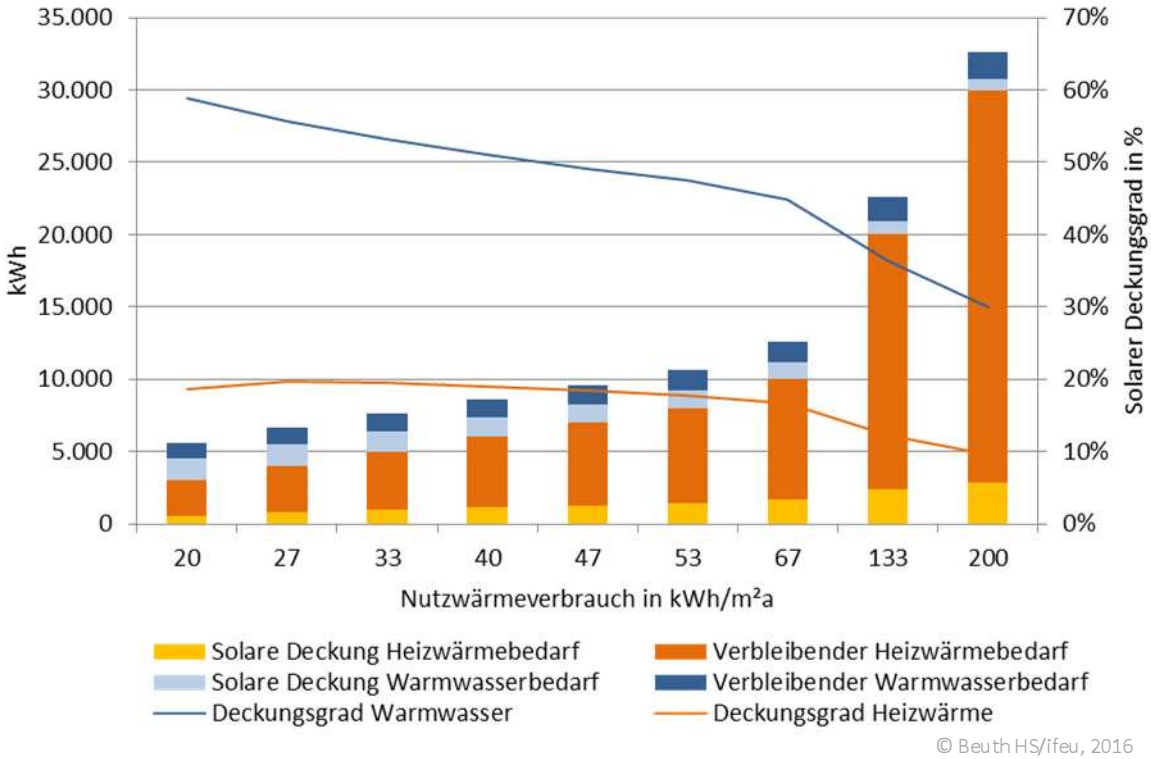


Abbildung 0.3: Solare Erträge und solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Nutzwärmeverbrauch

Im Gebäudemodell GEMOD wurden die erzielbaren solaren Erträge in Mehrfamilienhäusern nach derselben Systematik berechnet wie die Einfamilienhäuser (Corradini 2013) in Abhängigkeit von dem sich in der Zeit entwickelnden Nutzwärmeverbrauch berechnet. Das Solarthermie-Potenzial beträgt im Szenario Trend 2030 44 TWh und 2050 38 TWh. Im Szenario „Engagierter Klimaschutz“ liegt das Potenzial 2030 bei 40 TWh und 2050 bei 30 TWh.

Das Solarthermiepotenzial in Nichtwohngebäuden hängt stark von deren Nutzung ab. Besteht kein oder nur ein sehr geringer Warmwasserbedarf, können Solarthermieanlagen in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. Gemäß den Nutzungsprofilen aus DIN V 18599 10 besteht ein ausreichender Warmwasserbedarf insbesondere bei den folgenden Gebäudetypen der in GEMOD genutzten Typologie:

- Beherbergung
- Sport
- Krankenhäuser

Für diese Typen wird der Berechnungsansatz über den maximal anzunehmenden solaren Deckungsgrad gewählt, wie er auch für Mehrfamilienhäuser angewendet wurde. Für das Jahr 2050 beträgt das Potenzial 1,1 TWh (Nutzwärmeverbrauch „engagierter Klimaschutz“) bis 1,5 TWh (Nutzwärmeverbrauch „Trend“).

Solare Nahwärme

Solare Nahwärme kann in Deutschland zurzeit ohne Förderung für ca. 60-80 €/MWh bereitgestellt werden (solar district heating 2011). Damit ist sie gegenüber anderen Wärmequellen nicht konkurrenzfähig. Unter den aktuellen Marktbedingungen geht das wirtschaftliche Potenzial dieser Technologie gegen Null. In Dänemark dagegen ist es gelungen, den solaren Wärmepreis unter 40 €/MWh zu drücken. Wenn das dänische Modell in Deutschland übernommen werden könnte, so wäre das solare Nahwärmepotenzial begrenzt durch

- das Nahwärmepotenzial und
- den solaren Deckungsgrad.

Das Nahwärmepotenzial beträgt im Trendszenario 39,4 TWh für 2050. Der solare Deckungsgrad beträgt in heutigen Wärmenetzen in Dänemark bis zu 20 % (Schulz 2016). Könnte dieser Deckungsgrad auf Deutschland übertragen werden und in Zukunft sogar noch weiter bis auf 30 % gesteigert werden, so bestünde im Trendszenario ein technisch-wirtschaftliches Potenzial von 15,8 TWh. Im Szenario „engagierter Klimaschutz“ beträgt das Nahwärmepotenzial nur noch 6,1 TWh. Das Potenzial solarer Nahwärme liegt in diesem Szenario bei 2,4 TWh (solar district heating 2011).

Biomasse

Die Potenziale für die Wärmeerzeugung aus Biomasse wurden aus vorhandenen Untersuchungen recherchiert und die Abhängigkeiten und Spielräume beschrieben.

Es wird die Auffassung vertreten, dass das Potenzial des Biomasseeinsatzes im Niedertemperaturbereich durch die Nachfrage der anderen Sektoren deutlich begrenzt wird und Steigerungen über die heutige Nutzung hinaus lediglich im Bereich der biogenen Nah- und Fernwärmeversorgung möglich sind, nicht jedoch im Bereich der dezentralen Biomassefeuerung in Haushalten.

In den vergangenen Jahren lag der Beitrag der Biomasse (inklusive des biogenen Anteils im Abfall) am Endenergieverbrauch für Wärme (AGEE Stat, 2015) bei 120-125 TWh. Dies umfasst den Hoch- und Niedertemperaturbereich. Betrachtet man nur den Einsatz fester Biomasse in Haushalten und in holzgespeisten Wärmenetzen, die beide eindeutig dem Niedertemperaturbereich zuordenbar sind, so waren dies 65 TWh Endenergie. Da ferner zu erwarten ist, dass auch im GHD- und Industriesektor Biomasse zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme zum Einsatz kommt, dürfte der heutige Niedertemperaturwärmeeinsatz in der Größenordnung von rund 90 TWh Endenergie liegen.

Aufgrund der oben beschriebenen Treiber und Hemmnisse wird für das zukünftige Potenzial der dezentralen Biomassefeuerungen zur Raumtemperierung und Warmwasserbereitung keine weitere Steigerung erwartet.

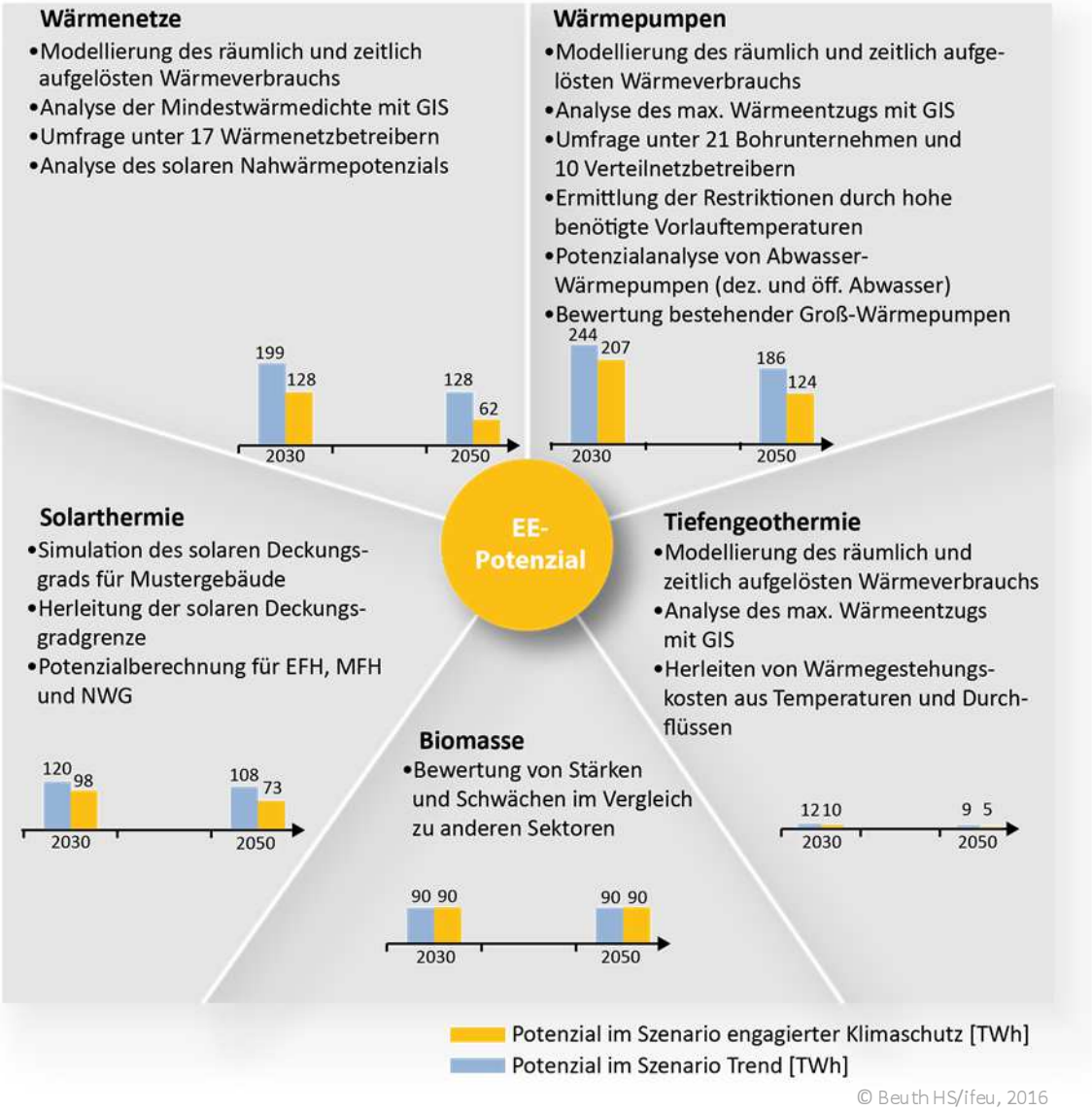


Abbildung 0.4: Methoden und Ergebnisse der Untersuchung der einzelnen EE-Potenziale

Kombination der Einzelpotenziale

Nach Erhebung der Einzelpotenziale wurden die Mechanismen ihres Zusammenspiels analysiert und die effizientesten Kombinationen der verschiedenen erneuerbaren Energieträger zusammengestellt. Sowohl die Einzelpotenziale als auch ihr Zusammenspiel hängen von der Höhe des Nutzwärmebedarfs ab. Die Summe der Einzelpotenziale der erneuerbaren Energien ist in der Regel höher als der Nutzwärmeverbrauch. Dies darf jedoch nicht als eine tatsächliche Überdeckung interpretiert werden. Viele erneuerbare Energieträger bedingen einander oder schließen sich gegenseitig aus. Diese Zusammenhänge wurden berechnet für zwei verschiedene Schwerpunkte: Solarthermie, Biomasse und Wärmenetze einerseits sowie dezentrale Wärmepumpen. Für beide Schwerpunkte wurde die minimal erreichbare mittlere Anlagenaufwandszahl als Funktion des Wärmebedarfs bestimmt. Ihr Verlauf bestimmt das Potenzial zur Primärenergiereduktion durch Anlagentechnik (obere Grenze des Handlungsfeldes). Gemeinsam mit der Potenzialgrenze für die Wärmebedarfsminderung begrenzt sie das künftige Handlungsfeld für den deutschen Gebäudebestand. Das Potenzial wird dargestellt in Form der minimal erreichbaren mittleren Anlagenaufwandszahl (e_P) aller Wärmeerzeuger. Diese umfasst die Verluste für Speicherung, Verteilung und Übergabe der Wärme sowie den Erzeugeraufwand und die primärenergetische Bewertung. Bei der Herleitung der minimalen Anlagenaufwandszahl

soll an dieser Stelle nicht die praktische Umsetzbarkeit des Anlagenmix´ betrachtet werden, sondern die Grenze des theoretisch Machbaren. Dabei werden extreme Lösungen und Technologien jedoch nicht berücksichtigt, sondern vor allem die heute verfügbaren Technologien und Trends gedanklich weiterentwickelt.

Zur Herleitung der minimalen Anlagenaufwandszahl wurde konzeptionell so vorgegangen, dass die effizienteste Erzeugertechnologie bis zu ihrer Potenzialgrenze ausgeschöpft wurde. Es folgte die zweitbeste Technologie bis zu ihrer Potenzialgrenze und so weiter bis der Wärmeenergiebedarf vollständig abgedeckt ist. Mit diesem bestmöglichen Anlagenmix wurde der gesamte Primärenergieverbrauch berechnet und anschließend durch den gesamten Nutzwärmeverbrauch geteilt. Da die meisten Erneuerbaren-Potenziale ihrerseits vom Nutzwärmeverbrauch abhängig sind, wurde die minimale Anlagenaufwandszahl für mehrere Nutzwärmeverbräuche berechnet und aus den Punkten die resultierende Funktion interpoliert.

Je kleiner der Nutzenergiebedarf wird, desto kleiner werden auch die Potenziale der erneuerbaren Energien zu seiner Deckung. Die Potenziale von Wärmepumpen und Solarthermie vermindern sich deutlich weniger als das der Wärmenetze. Bei ihnen überlagern sich begünstigende Effekte mit vermindernden. Das Wärmenetzpotenzial verringert sich hingegen deutlich bei abnehmendem Wärmebedarf. Es zeigt sich, dass eine vollkommene Bedarfsdeckung mit erneuerbaren Energien – auch bei maximaler Reduktion des Nutzwärmebedarfs – mit den gegebenen Technologien nur mit überproportional höherem Aufwand möglich ist. Ein Anteil fossiler Energieträger ist auch bei sehr geringem Wärmebedarf noch nötig.

Bereits im Vorläuferprojekt „Dämmpotenzial“ wurde die maximal mögliche Reduktion des Nutzwärmebedarfs ermittelt (rechte Grenze des Handlungsfeldes), jedoch unter der Annahme konstanter Anlagenaufwandszahlen. In diesem Projekt wurde zusätzlich der Einfluss der Anlagenaufwandszahl auf die maximale, energetisch sinnvolle Dämmstärke von Gebäuden berücksichtigt. Somit wurde die Potenzialgrenze für die Wärmebedarfsminderung als Funktion des Anlagenaufwands bestimmbar und der Verlauf dieser Potenzialgrenze konnte besser prognostiziert werden. Im Ergebnis führte dies dazu, dass sich die rechte Begrenzung des Handlungsfeldes bei sehr niedrigen Anlagenaufwandszahlen nach links verbiegt. Das würde bedeuten, dass bei sehr guten erneuerbaren Anlagen schwächer gedämmt werden könnte. Allerdings wird dieser Effekt bei heutigen Dämmstärken erst bei sehr geringen Anlagenaufwandszahlen unter 0,2 wirksam. Wenn darüber hinaus auch betrachtet wird, dass erneuerbare Energien nur begrenzt zur Verfügung stehen und gegebenenfalls in anderen Sektoren eingesetzt werden könnten, um dort Braunkohle oder Diesel zu ersetzen, wird klar, dass eine hohe Gebäudeeffizienz auch in einer erneuerbaren Welt unverzichtbar sein wird.

Innerhalb des so umrissenen Handlungsfelds können die Entwicklungspfade von Szenarien dargestellt werden. So werden der Grad der Zielerreichung und die Ausschöpfung der Potenziale sichtbar. In diesem Projekt werden zwei Szenarien berechnet. Sie sollen die voraussichtliche maximale Änderungsgeschwindigkeit des Heizungsbestands darstellen, die sich bei einem sehr ambitionierten Ausbau erneuerbarer Wärme einstellen würde. Dabei werden die heutigen Randbedingungen des Heizungsmarktes jedoch grundsätzlich beibehalten. Die Potenziale der erneuerbaren Energiequellen sollen möglichst weitgehend ausgeschöpft werden. Die Marktdynamik, die von den Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger und der Markthochlaufgeschwindigkeit neuer Technologien bestimmt wird, ist dabei das bestimmende Maß. Um den Einfluss der Gebäudeeffizienz auf die Änderungsgeschwindigkeit zu zeigen, werden für die Effizienz zwei Extremverläufe angesetzt: Im Szenario „maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ folgt der Nutzwärmeverbrauch dem Ambitionsgrad der letzten Dekaden. Im Szenario „maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ wird der Nutzwärmeverbrauch mit dem höchsten anzunehmenden Ambitionsgrad gesenkt. Für diese Szenarien werden die Aspekte Zielerreichungsgrad, Kosten und Treibhausgasemission dargestellt.

Abbildung 0.5 veranschaulicht die zentralen Ergebnisse. Sichtbar sind die obere und rechte Begrenzung des Handlungsfeldes sowie die zeitliche Entwicklung der Szenarien. Der Schnittpunkt der rechten Begrenzung mit der Anlagen-Potenzialgrenze liegt bei ca. 95 %. Das bedeutet, dass der Primärenergiebedarf des Gebäudebestands bei Aufbietung der theoretischen

Möglichkeiten auf diesen Wert zu senken wäre. Eine darüber hinaus gehende Senkung des Primärenergieverbrauchs ist demnach nur möglich, wenn deutlich höhere Energiepreise durchgesetzt werden könnten oder Verhaltensänderungen in die Betrachtung einbezogen würden.

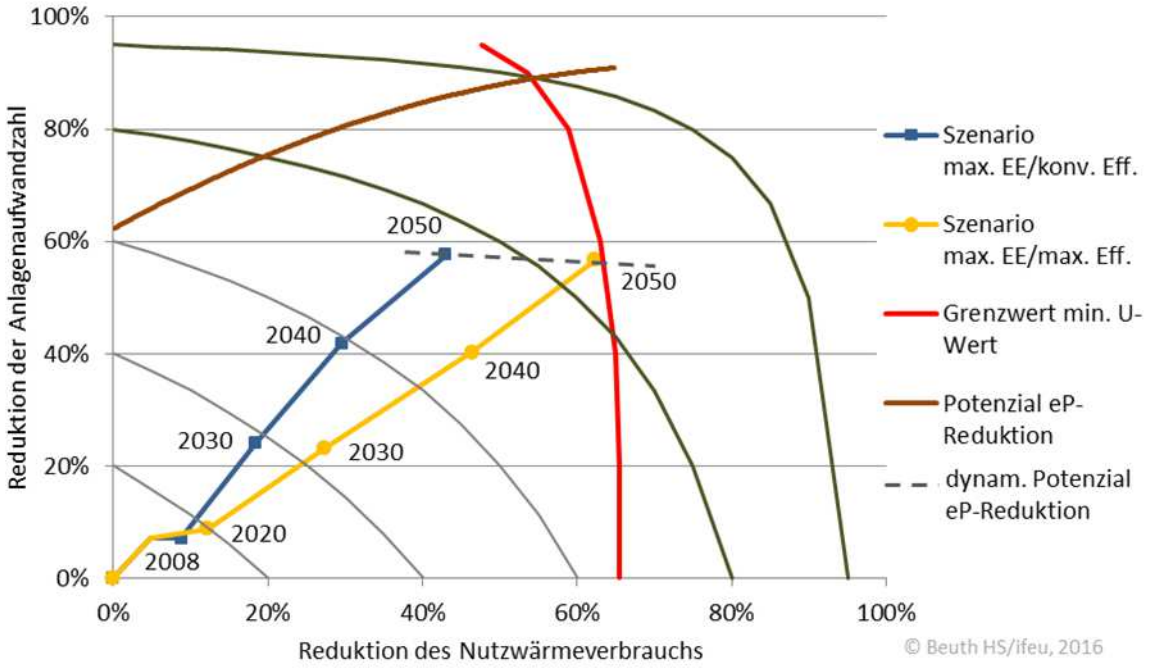


Abbildung 0.5: Handlungsfeld mit den beiden näher analysierten Szenarien

Die Anlagenaufwandszahl wird in beiden Szenarien in sehr ähnlichen Schritten abgesenkt. Die erreichten Verbesserungen betragen rund 57 % gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 2008. Trotz maximaler Ambitionen zum Einsatz erneuerbarer Energien bleiben beide Szenarien deutlich unter der oberen Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl. Dies ist in erster Linie begründet in der geringen Geschwindigkeit, mit der erneuerbare Energien im Markt verbreitet werden können. Wenn die Dynamik des Heizungsmarktes berücksichtigt wird, kann somit ein „dynamisches Potenzial für die e_P-Reduktion" abgeleitet werden. Wenn die bestehende Dynamik des Heizungsmarktes nicht grundsätzlich beeinflusst wird, kann die erreichte e_P-Verminderung von 57 % als „dynamische Grenze" der Anlagentechnik bezeichnet werden. Um höhere e_P -Einsparungen zu erreichen, müssten die Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger verkürzt, die Markthochlaufgeschwindigkeiten forciert und/oder höhere Wärmegestehungskosten in Kauf genommen werden.

Die Primärenergieeinsparung im „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz" beträgt 83,7 % gegenüber 2008. Dieser Wert wird dann erreicht, wenn größtmögliche Anstrengungen sowohl bei der Energieeffizienz als auch bei den erneuerbaren Energien aufgebracht werden. Jede Sanierungsgelegenheit muss dabei zielorientiert genutzt werden; Maßnahmen müssen zeitlich vorgezogen werden.

Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz" beträgt die Primärenergieeinsparung nur 76,1 %. In den gewählten Szenarien werden auch bei maximalem Einsatz von erneuerbaren Energien die Klimaschutzziele nicht erreicht, wenn die Anstrengungen bei der Gebäudeeffizienz nicht deutlich gesteigert werden. Eine geringere Effizienz kann hier nicht mit vermehrten erneuerbaren Energien kompensiert werden.

1 Hintergrund und Potenzialbegriff

Die Bundesregierung hat beschlossen, den nicht erneuerbaren Primärenergiebedarf im Gebäudebereich bis 2050 um 80 % zu senken (BMWi 2010). Abbildung 1.1 zeigt, dass private Haushalte knapp ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs verursachen. Die Bereitstellung von Raumwärme hat daran einen Anteil von 76 %. Im Jahr 2050 werden voraussichtlich noch rund 80 % des heutigen Gebäudebestands genutzt werden, so dass das obige Ziel eine grundlegende energetische Ertüchtigung des heutigen Gebäudebestandes voraussetzt.

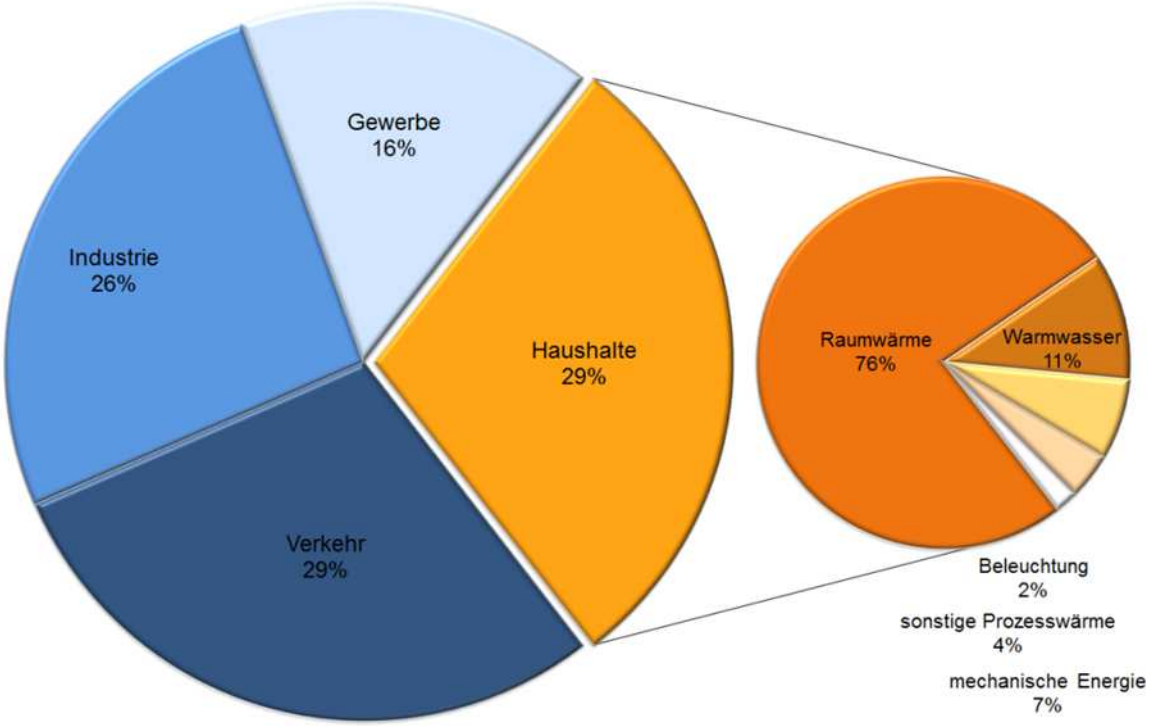


Abbildung 1.1: Endenergieverbrauch in Haushalten (BMWi 2010)

Theoretisch sind viele Schritte zur Erreichung der Ziele denkbar. Sie sind jeweils gekennzeichnet durch eine Senkung des Nutzenergieverbrauchs auf der einen Seite oder die möglichst umweltverträgliche Deckung des verbleibenden Energiebedarfs auf der anderen.

Bisher ist unklar, in welchem Verhältnis diese beiden Mittel einzusetzen sind,

- um die Ziele überhaupt erreichen zu können
- und auf dem Pfad möglichst geringe Emissionen und Kosten zu verursachen.

In Abbildung 1.2 ist auf der Abszisse die Reduktion des Nutzwärmebedarfs – bezogen auf 2011 – dargestellt. Die Ordinate zeigt die Reduktion der Verluste bei der Wärmebereitstellung. Diese Verluste umfassen die Wärmeverluste der Heizungsanlagen und die Verluste der primärenergetischen Vorketten bei der Bereitstellung der Energieträger. Das Produkt aus Nutzwärmebedarf, Anlagenverlusten und Primärenergiefaktor ist der Primärenergiebedarf.

In Abbildung 1.2 ist das Ziel der 80 prozentigen Primärenergieeinsparung als orangefarbene Kurve dargestellt. Jeder Punkt auf der Kurve stellt einen Zustand der Zielerreichung dar. Er repräsentiert eine Kombination aus Reduktion des Nutzwärmeverbrauchs und Reduktion der Anlagenverluste und Primärenergiefaktoren. Wenn zum Beispiel hohe Einsparungen des Nutzwärmeverbrauchs erreicht werden, reichen geringere Einsparungen auf Seiten der Anlagenverluste und Primärenergiefaktoren. Rechts oberhalb der Kurve liegt der Bereich der Zielübererfüllung, links unterhalb der Zielverfehlung.

Die Potenziale für die Reduzierung des Nutzwärmeverbrauchs wurden im Projekt Dämmpotenziale (Beuth HS/ifeu 2015) quantifiziert – also die Lage des blauen Feldes auf der rechten Seite. Demnach kann der Nutzwärmeverbrauch – durch technische Maßnahmen – um maximal 65 % abgesenkt werden (bezogen auf 2011). In Kapitel 6 wird gezeigt, dass dieser Wert der in der Effizienzstrategie Gebäude (ESG) genannten maximalen Reduktion des Endenergiebedarfs von 54 % entspricht. Höhere Einsparungen sind aufgrund technischer Restriktionen und insbesondere aufgrund der maximal möglichen Sanierungsgeschwindigkeit nicht möglich.

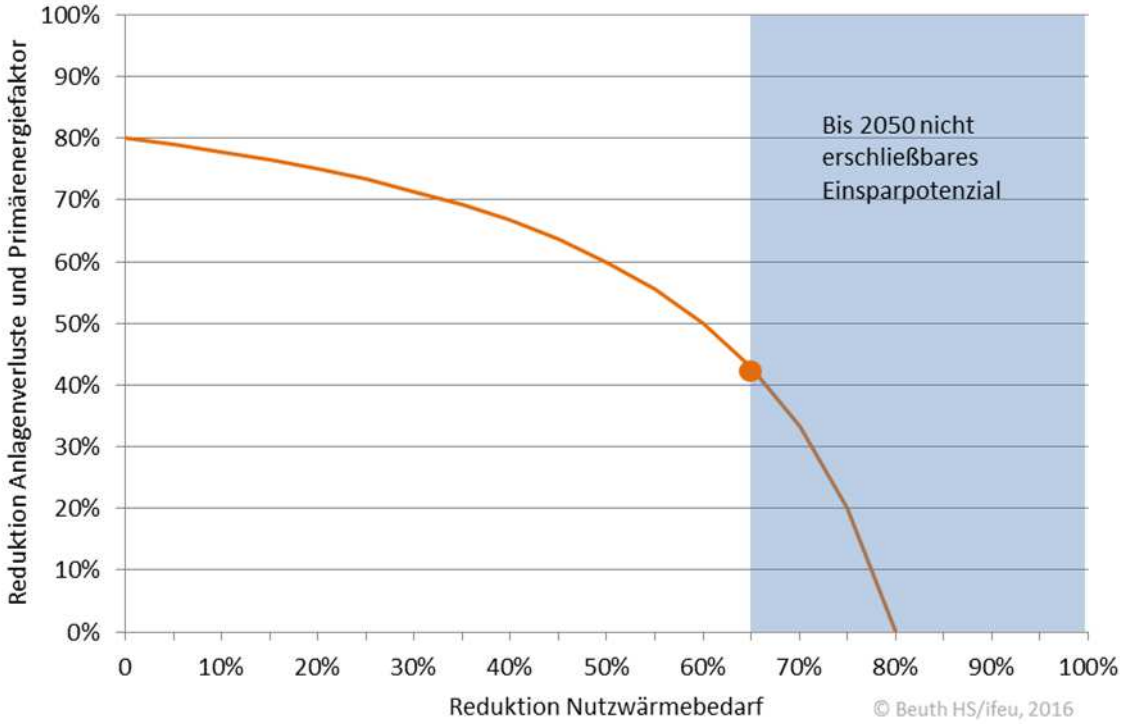


Abbildung 1.2: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs

Die Zielkurve zeigt, dass die Anlagenverluste und Primärenergiefaktoren also um mindestens 42 % gesenkt werden müssen. Dieser Wert kann auf der Ordinate auf der Höhe des Schnittpunkts der Kurve mit der Potenzialgrenze abgelesen werden.

In diesem Projekt wird das mögliche Einsparpotenzial auf Seiten der Anlagenverluste und Primärenergiefaktoren quantifiziert. Dieses begrenzt den Zielbereich von oben her, wie in Abbildung 1.3 dargestellt.

Diese Restriktionen für die Effizienzsteigerungen des Heizungsanlagenparks und den Ausbau der erneuerbaren Energien sind nicht konstant, sondern hängen wiederum vom erreichten Wärmeschutz ab. Daher steigt die – hier nur qualitativ eingezeichnete Kurve – nach rechts an. Dadurch bleibt nur ein von zwei Seiten begrenzter Bereich als potenzieller Zielbereich übrig (dunkelblaues Dreieck).

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Potenziale für die Reduktion der Anlagenverluste und den Ausbau der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich zu quantifizieren. Da die Potenzialgrenzen keine fixen Größen sind, sondern ihrerseits wiederum von einer Reihe von Weichenstellungen abhängen, werden die Schwankungsbreiten und die wichtigsten Einflussgrößen benannt.

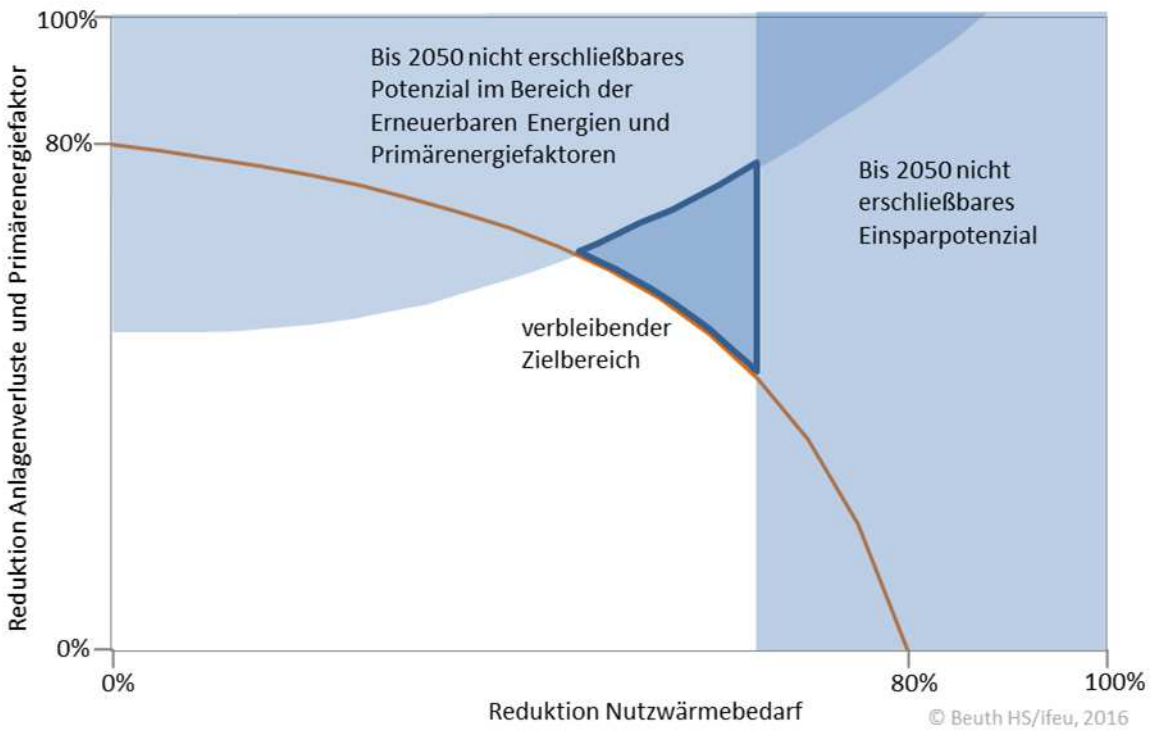


Abbildung 1.3: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs sowie des Effizienzpotenzials der Heizungsanlagen

Im Laufe der folgenden Kapitel findet der Potenzialbegriff häufig Verwendung. Hierzu werden die in (Pehnt 2010) gemachten Definitionen verwendet, die nachfolgend zitiert werden.

Das **theoretische Potenzial** beschreibt die theoretisch physikalisch in einer Region in einem bestimmten Zeitraum nutzbaren Energieeffizienzsteigerungsmöglichkeiten. Es markiert damit eine Obergrenze des realisierbaren Energieeinsparpotenzials. Aufgrund technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Restriktionen kann dieses Potenzial meist nur zu einem geringen Teil erschlossen werden. Dieser Potenzialbegriff hat in der Regel keine praktische Relevanz.

Das **technische Potenzial** beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter gegebenen technischen Rahmenbedingungen nutzbar ist. Dabei ist zwischen heutigem und erwartetem zukünftigen technischen Potenzial zu unterscheiden. Im zweiten Fall ist zu berücksichtigen, dass die Markteinführung schon vorliegender Prototypen bzw. absehbarer Innovationen noch aussteht.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschränkt das technische Potenzial auf den Anteil, der unter Einbeziehung definierter ökonomischer Randbedingungen und betrachtet über die gesamte Lebensdauer einer Technologie bzw. Energiedienstleistung gegenüber dem jeweils konkurrierenden System („Baseline"; Referenzentwicklung) wirtschaftlich Vorteile aufweist. Das wirtschaftliche Potenzial kann aus unterschiedlicher Perspektive betrachtet werden, z.B. aus gesamtwirtschaftlicher .Sicht, aus gesellschaftlicher Sicht, bei der zusätzlich zur gesamtwirtschaftlichen Perspektive externe Kosten in der Wirtschaftlichkeitsrechnung Berücksichtigung finden, aus Sicht der Endabnehmer, oder auch aus Sicht der Anbieter von Energieeffizienz-Technologien und –Dienstleistungen.

Das **Erwartungspotenzial** oder realisierbare Potenzial grenzt das wirtschaftliche Potenzial auf das Potenzial ein, das innerhalb einer definierten Zeitspanne unter Beachtung von Faktoren wie Markteinführungsgeschwindigkeit, Hemmnissen, eingesetzten Politikinstrumenten und Maßnahmen ausschöpfbar erscheint.

2 Modellentwicklung

Das Gebäudemodell GEMOD wurde in den Projekten „Dämmrestriktionen“ (Beuth HS/ifeu 2012) und „Dämmpotenziale“ (Beuth HS/ifeu 2015) entwickelt. In der vorliegenden Studie wurde das Gebäudemodell so erweitert, dass es Szenarien für die Entwicklung der Wärmeversorgungstechnologien darstellen kann.

Das Gebäudemodell GEMOD kann verschiedene Bilanzierungsarten abbilden:

- Bilanzierung nach EnEV
  Dies ist die übliche Bilanzierungsmethode im Gebäudebereich, auf die sich viele Studien stützen. Sie berechnet den Energiebedarf der Gebäude und ist somit die Grundlage für einen empirisch gestützten Verbrauchs/Bedarfsabgleich. Diese Bilanzierungsmethode wird auch für die Berechnung von kleineren Gebäudebeständen und Einzelgebäuden eingesetzt.
- Energiebilanz nach DIN EN 15603
  Sie betrachtet die gesamte, von außen in das Gebäude einzubringende Energiemenge. Unterschiede zur Bilanzierung nach EnEV bestehen insbesondere bei Umweltwärme, Solarthermie und vor Ort erzeugter elektrischer Energie. Diese Bilanzierungsmethode ermöglicht eine strikte Trennung zwischen der energetischen Qualität des Gebäudes (Gebäudehülle und Anlagentechnik) und der Zusammensetzung der eingesetzten Energieträger.

Ein Ergebnis des Vorläuferprojekts „Dämmpotenzial“ ist die Berechnung des Nutzwärmebedarfs aller Gebäudetypen des Gebäudebestands. Dieser setzt sich aus dem Heizwärmebedarf zur Bereitstellung der Raumwärme und dem Wärmebedarf zur Erzeugung des Trinkwarmwassers zusammen. Nachfolgende Grafik zeigt die allen Berechnungsmethoden zur Bestimmung des Heizwärmebedarfs zugrundeliegenden Wärmeflüsse. In der hier erfolgten Modellerweiterung wird nun die Deckung des Nutzwärmebedarfs hinzugefügt.

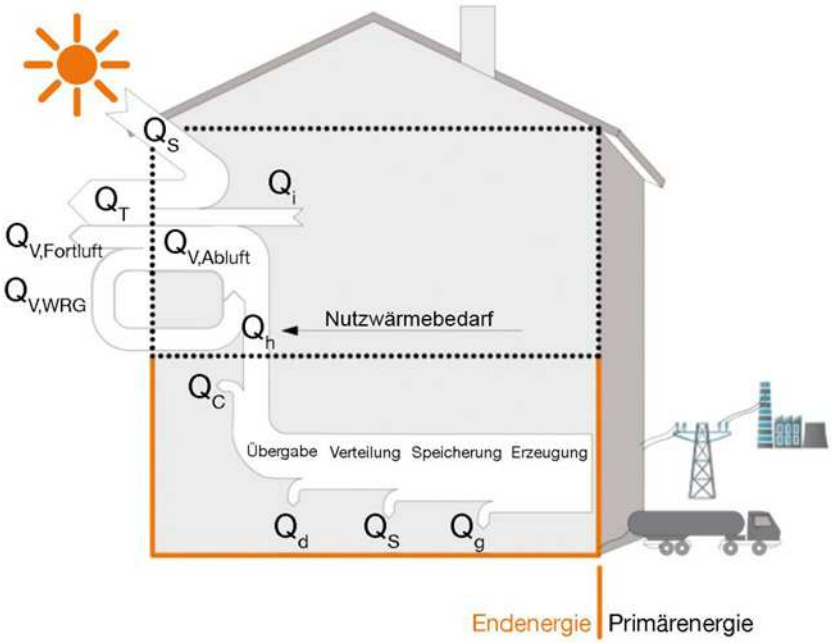


Abbildung 2.1: Energieeinflüsse im Gebäude in Anlehnung an DIN V 4701-10

2.1 Modellaufbau

Der bereits in dem Vorläuferprojekt fertiggestellte Teil von GEMOD berechnet bauteilscharf den Heizwärme- und Trinkwarmwasserwärmeverbrauch für 4 Wohngebäude- und 14 Nichtwohngebäudearten in jeweils 13 Baualtersklassen – in der Summe also 234 Gebäudetypen.

Nutzungsart		
Wohngebäude	Einfamilienhäuser	
	Reihenhäuser	
	Mehrfamilienhäuser	
	große Mehrfamilienhäuser	
Nichtwohngebäude	Baugewerbe	
	Sport	
	Beherbergung, Gaststätten, Heime	
	Bildung	
	Büroähnliche Betriebe	
	Handel	
	Industrie	
	Herstellungsbetriebe	
	Krankenhäuser	
	Kultur	
	Landwirschaft	
	Nahrungsmittelgewerbe	
	Textil, Bekleidung, Spedition	
	Wäschereien	
Baualtersklasse	**Baubeginn**	**Bauende**
A	-	1859
B	1860	1918
C	1919	1948
D	1949	1957
E	1958	1968
F	1969	1978
G	1979	1983
H	1984	1994
I	1995	2001
J	2002	2011
K	2012	2020
L	2021	2035
M	2036	2050

Tabelle 2.1: Baualtersklassen und Gebäudearten in GEMOD

© Beuth HS/ifeu, 2016

Der Gebäudebestand wird –„bottom-up“ - bauteilscharf abgebildet, d.h. die spezifischen energetischen Eigenschaften der Bauteile in den jeweiligen Errichtungszeiträumen der Gebäude werden in technischen Nutzungszyklen verändert. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten gedämmter und ungedämmter Bauteile werden dabei berücksichtigt.

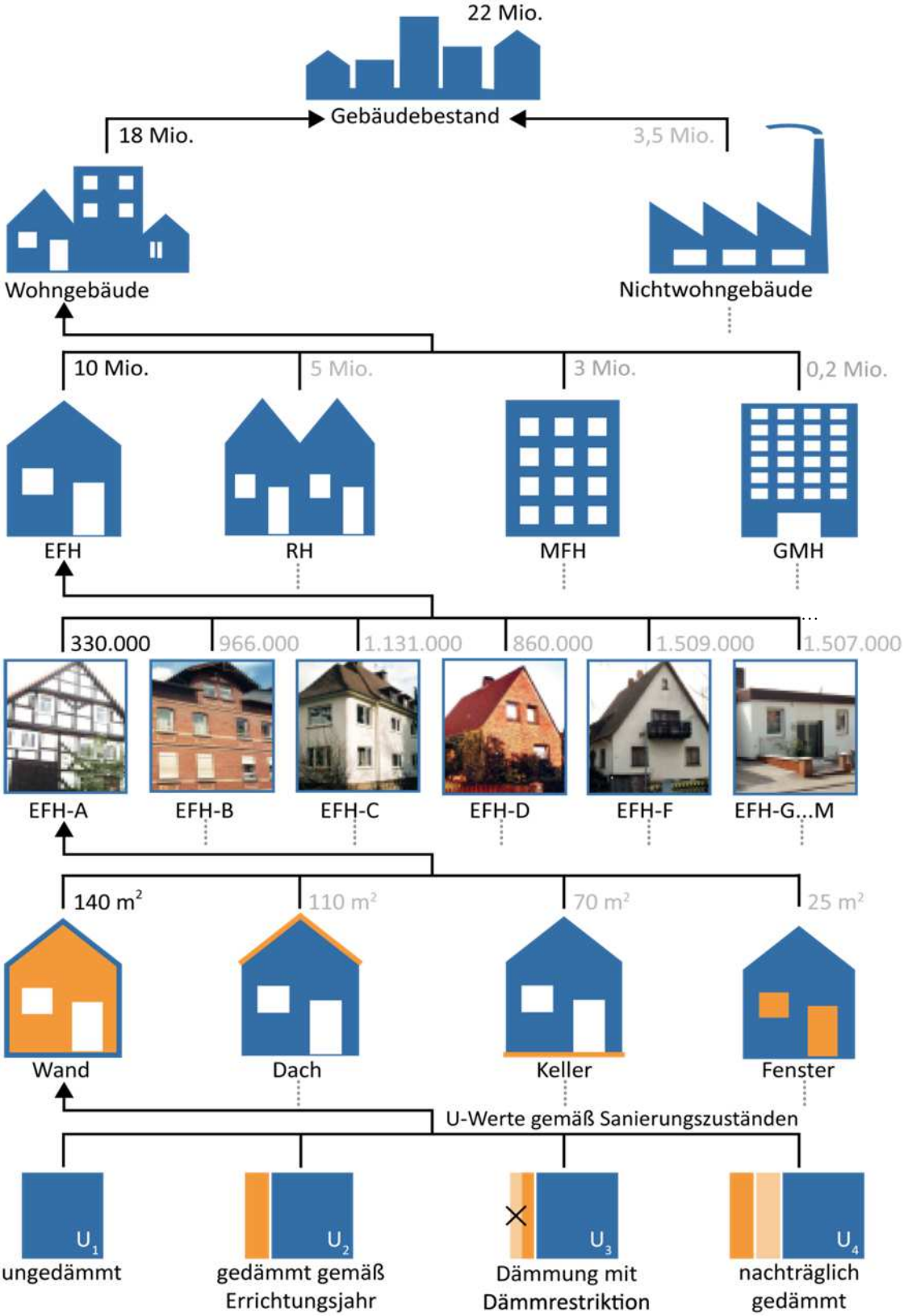


Abbildung 2.2: **Detaillierungsgrad des Bottom-Up-Modells GEMOD**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Abbildung 2.3 zeigt eine schematische Übersicht über den Programmablauf des Gebäudemodells GEMOD. Die Ausgangswerte stammen aus dem Basisjahr 2011, auf denen sich die folgenden Jahre aufbauen. GEMOD kann die künftige Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs in Abhängigkeit einer Vielzahl von editierbaren Parametern – wie Bauteilnutzungsdauer, Sanierungstiefe oder Neubaurate – berechnen.

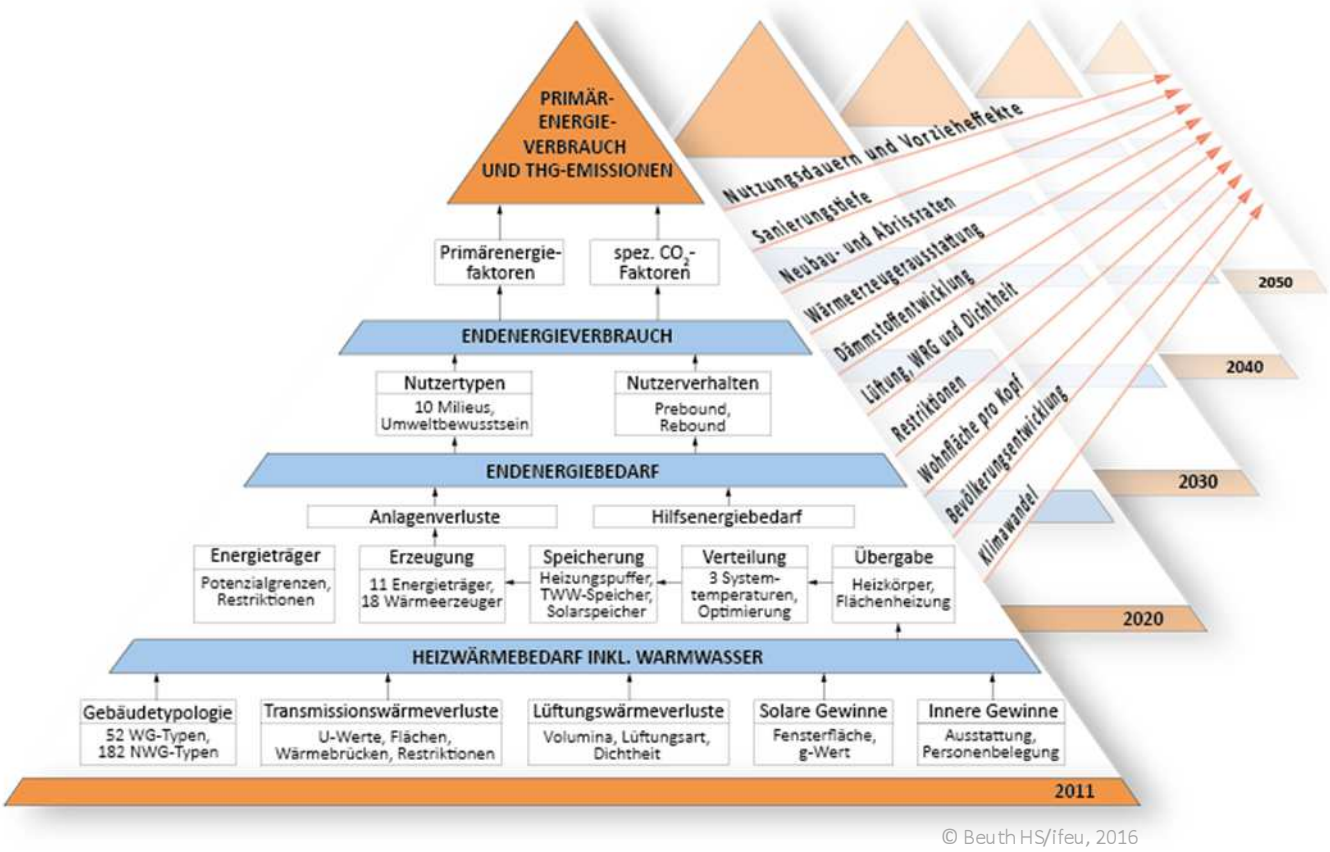


Abbildung 2.3: Struktureller Aufbau des Gebäudemodell GEMOD mit symbolischer Darstellung von Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie parametrisierten Randbedingungen

Nachfolgend werden nähere Erläuterungen zur Vorgehensweise im Einzelnen gegeben. So widmen sich die Kapitel 2.2 (Nutzenergie), Kapitel 2.3 (Wärmeerzeugerbestand) und Kapitel 2.4 (End- und Primärenergie) den hier nur symbolisch dargestellten Aspekten.

2.2 Nutzenergieverbrauch

Gebäudebestand

Die Wohnflächen, Bruttovolumina und Bauteilflächen der Wohngebäudetypen wurden ebenfalls der Gebäudetypologie des IWU entnommen. In einem zusätzlichen Schritt wurden sie mit der statistischen Summe der beheizten Wohnfläche in Deutschland abgeglichen. Die Flächen und Volumina der Typgebäude wurden mit Hilfe der Anzahl der einzelnen Typen auf ein durchschnittliches Maß umgerechnet. Weitere Details zum zu Grunde gelegten Gebäudebestand finden sich in (Beuth HS/ifeu 2015).

Thermische Eigenschaften

Die Wärmedurchgangskoeffizienten der Bauteile entsprechen weitgehend der IWU-Gebäudetypologie (IWU 2013a). Sie wurden teilweise durch Informationen aus anderen Quellen ergänzt u.a. (IfB 1983) und (ZUB 2009). Sanierungen, die bereits vor dem Startjahr durchgeführt

wurden, werden gebäudetypscharf berücksichtigt. Neben den Anteilen der nachträglich gedämmten Bauteilflächen und den typischen U-Werten früherer Sanierungen gehen auch die unterschiedlichen Maßnahmenkombinationen in die Berechnung ein (z.B. Dach und Außenwand saniert, Dach, Außenwand und Fenster saniert, Außenwand und Keller saniert, u.a.m.). Die Angaben fußen auf den Daten der Datenbasis des IWU (IWU 2013a). Zusätzlich zu den Auswertungen durch IWU wurden eigene Auswertungen des Datenrohmaterials durchgeführt.

Berechnung des Heizwärmebedarfs

Der Heizwärmebedarf wird bauteilscharf berechnet. Grundlage der Berechnung ist das Monatsbilanzverfahren in DIN V 4108-6. Dieses Verfahren wird in der Praxis für Nachweise im Wohngebäudebereich überwiegend angewandt. Der Norm-Berechnungsgang wird in GEMOD – mit kleineren Vereinfachungen – vollständig umgesetzt. Die Vereinfachungen betreffen insbesondere die Orientierung der Fensterflächen, die Nachtabsenkung und die Fugenlüftung. Das Modell rechnet grundsätzlich mit Standardrandbedingungen gemäß EnEV. Andere Randbedingungen – wie z.B. regionale Klimabedingungen – können aber auch vorgegeben werden. Der Heizwärmebedarf wird aus dem Transmissionswärmeverlusten, dem Lüftungswärmeverlust, den internen und den solaren Gewinnen bilanziert. Die so ermittelten Energiebedarfswerte können mit Hilfe von Verbrauchsfaktoren, die gesondert ermittelt wurden, korrigiert werden, so dass der tatsächliche Energieverbrauch sowohl für Einzelgebäude als auch für den Gesamtbestand dargestellt werden kann.

Lüftungswärmeverluste

Lüftungswärmeverluste werden in Gebäuden, die nicht über eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung verfügen, mit Hilfe der pauschalen Luftwechselraten gemäß EnEV in Abhängigkeit von der Luftdichtheit der Gebäudehülle berechnet. Die Luftdichtheit der Gebäudehülle wird in GEMOD in Abhängigkeit vom Transmissionswärmeverlust angesetzt. Dahinter steht die Grundannahme, dass Gebäude mit einem besseren Wärmeschutz grundsätzlich auch über eine dichtere Hülle verfügen.

Maschinelle Lüftung mit Wärmerückgewinnung

Wenn eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung vorhanden ist, so wird der Lüftungswärmeverlust aus dem Wärmerückgewinnungsgrad, dem Nennluftwechsel und dem n_{50}-Wert berechnet.

Der Nennluftwechsel wird für Wohngebäude nach DIN V 4701-10:2003-08 mit 0,4 h^{-1} angesetzt. Der Nennluftwechsel hängt bei Nichtwohngebäuden von deren Nutzung ab. Der geforderte Nennluftwechsel sowie die Betriebsdauer der Lüftungsanlagen werden aus den Standardnutzungsprofilen der DIN V 18599-10:2011-12 entnommen.

Der n_{50}-Wert, der ein Maß für die gemessene Dichtheit der Gebäudehülle ist, wird in Abhängigkeit vom Transmissionswärmeverlust der Gebäude ermittelt. Auch hier gilt, dass gut gedämmte Gebäude grundsätzlich auch luftdichter sind als schlecht oder nicht gedämmte Gebäude.

Trinkwasserwärmebedarf

Der Trinkwasserwärmebedarf wird gemäß den Regelungen der EnEV berechnet. Zusätzlich werden die Vorgaben aus DIN V 18599 für Wohn- und Nichtwohngebäude verwendet.

Verbrauch/Bedarf

Die Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Verbrauch und dem Verfahren nach DIN V 4108-6 wurden in mehreren empirischen Studien untersucht ((IWU 2013b), (ARGE 2011)). Mit diesen Daten wurde das Verhältnis von Verbrauch zu Bedarf als Funktion des Heizwärmebedarfs ermittelt. Mit Hilfe dieses empirischen Verbrauchsfaktors können auch mittlere Verbrauchswerte für künftige Gebäudezustände vorausberechnet werden. Auf diese Weise können Szenarien für den Heizenergieverbrauch erstellt werden.

Das Modell enthält daher einen Bedarfs/Verbrauchsabgleich. Die berechneten Nutzwärmebedarfswerte werden mit einem Verbrauchsfaktor in typische Wärmeverbräuche umgerechnet. Der Verbrauchsfaktor ist abhängig vom berechneten Wärmebedarf und wurde vom IWU empirisch ermittelt (IWU 2013b). Das Verfahren wurde durch eine Reihe anderer Erhebungen bestätigt.

Sozioökonomische Einflüsse

In GEMOD sind den Wohngebäuden bestimmte Bewohner-Milieus zugeordnet. Sie entsprechen den Milieus, die vom Sinus-Institut erstellt und untersucht wurden (Sinus Sociovision GmbH/ECOLOG 2009). Jedem Wohngebäudetyp wurde statistisch ein spezifischer Mix von Milieus zugeordnet. Für jedes Milieu wurden außerdem spezifische Verbrauchsfaktoren errechnet. So kann der Einfluss einzelner Nutzergruppen auf den Gesamtverbrauch dargestellt werden. Weiterhin kann die Wirkung von milieuspezifischen Instrumenten modelliert werden.

Wohnflächenentwicklung

Die Entwicklung der Wohnflächen wird durch die Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung und die Prognosen zur Entwicklung der Pro-Kopf-Wohnfläche hergeleitet. Beide Werte sind für die aktuellen Berechnungen dem Trendszenario (Prognos et al. 2010) entnommen. Neubau- oder Abrissraten können im Modell angepasst werden. Die Anpassung geschieht jedoch stets so, dass die gesamte Wohnfläche den Vorgaben entspricht.

Entwicklung des Gebäudebestands

Der Gebäudebestand entwickelt sich durch Sanierungstätigkeit, Neubau und Abriss. Das Gebäudemodell GEMOD berücksichtigt, dass Gebäude bzw. ihre Komponenten eine typische Nutzungsdauer aufweisen, während der weder eine weitere Sanierung noch ein Abriss ansteht. Um eine möglichst realistische Abbildung der zeitlichen Verteilungsbreite der Nutzungsdauern zu erreichen, berechnet GEMOD die Verteilung der Nutzungsdauern nach einer Weibull-Verteilung. Diese beschreibt typische Verläufe von Ausfallraten technischer Produkte und besagt, dass zum Zeitpunkt der höchsten Austauschrate einer Komponente 60 % der Gesamtanzahl dieser Komponente saniert wurden.

Wenn Bauteile als sanierungsbedürftig eingestuft werden, können sie drei verschiedenen Sanierungsoptionen zugeordnet werden:

- Pinselsanierung
  Das Bauteil wird saniert ohne die energetischen Eigenschaften zu verändern – es steht für die Nutzungsdauer der Sanierung nicht für weitere Sanierungen zur Verfügung
- Konventionelle Sanierung
  Das Bauteil wird in Anlehnung an die rechtlichen Mindestanforderungen saniert – diese können in der Zukunft verschärft werden. Die Mindestanforderungen entsprechen hier den maximalen U-Werten aus Anlage 3 der EnEV. Sie werden um einen Zuschlag erhöht, um nicht EnEV-konforme Sanierungen ebenfalls abzubilden.
- Ambitionierte Sanierung
  Das Bauteil wird auf einen besonders hochwertigen Dämmstandard saniert - dieser orientiert sich am technisch Machbaren und entwickelt sich im Modell in Zukunft weiter. Im Startjahr entspricht dies dem Standard der KfW-Einzelmaßnahmenförderung.

Jedes Bauteil jedes Gebäudes wird nach Ablauf seiner vorzugebenden Nutzungsdauer, die sich durch die Weibull-Verteilung zeitlich entzerrt, nach bestimmten Kriterien modernisiert. Es wird dabei wie oben beschrieben zwischen der so genannten Pinselsanierung (ausschließlich ästhetisch oder bauerhaltungstechnische Maßnahmen), der konventionellen Sanierung (gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen) und der ambitionierten Sanierung (besonders hohe Anforderungen an die Wärmedämmung) unterschieden. Dabei werden energetische Sanierungen erst ab der ersten Ölkrise im Jahr 1973 berücksichtigt. Die Sanierungszyklen und der Anteil der Sanierungsarten sind in Abbildung 2.4 exemplarisch für ein bestimmtes Bauteil, hier das Dach von Einfamilienhäusern der Baualtersklasse 1919 – 1948, dargestellt (EFH_C gemäß IWU-

Gebäudetypologie). Die Sanierungsanteile wurden dabei frei angenommen und dienen hier nur der Erläuterung des Vorgehens. Der erste Sanierungszyklus erstreckt sich hier über einen Zeitraum von rund 40 Jahren. Die energetischen Sanierungen haben zunächst nur einen geringen Anteil. In den folgenden zwei Sanierungszyklen steigt zunächst der Anteil der konventionellen, später der ambitionierten Sanierungen stark an.

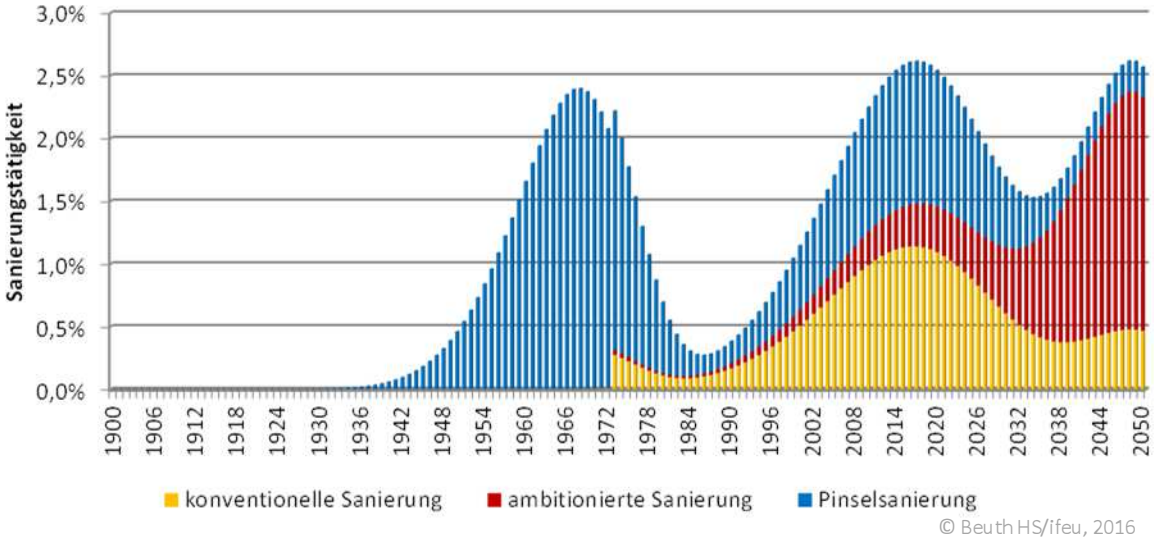


Abbildung 2.4: Sanierungszyklen für den Gebäudetyp EFH_C nach Art der Sanierung

In Abbildung 2.5 ist dargestellt, wie sich der gesamte Bestand dieses Bauteils für diesen Gebäudetyp entwickelt. Während des Errichtungszeitraums von 1919 - 1948 wird ein linearer Zubau angenommen. Nach Ablauf einer Mindestnutzungsdauer setzt eine Abrisstätigkeit mit einer vorgegebenen Quote ein (hier 0,1 % ab 1989).

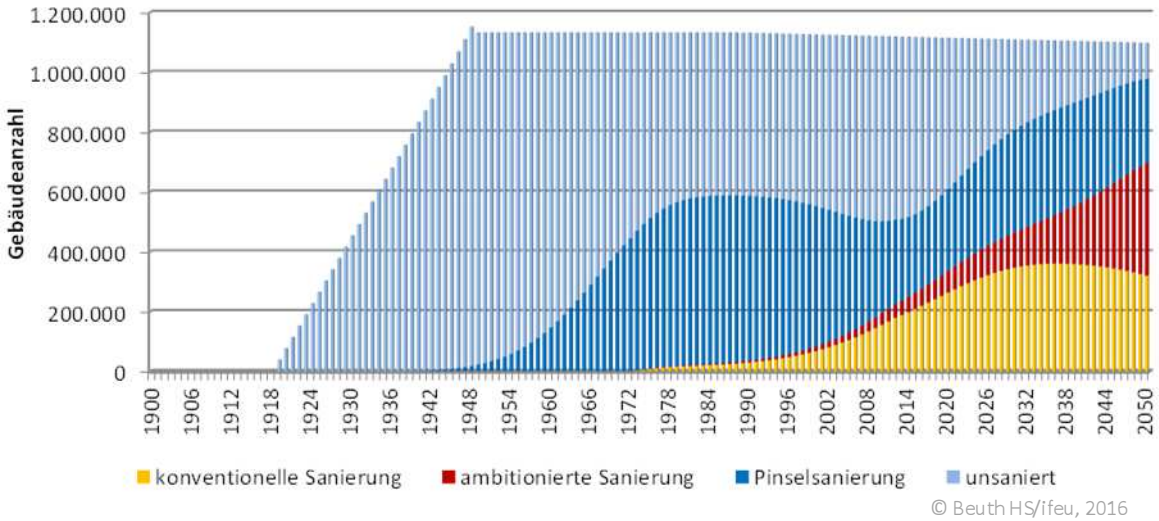


Abbildung 2.5: Entwicklung des Bestands an EFH_C nach Art der Sanierung

Die gezeigte Methodik wird für sämtliche Bauteile an allen Gebäudetypen des Mengengerüsts analog angewandt.

Wenn die Bauteile in einen zweiten Sanierungszyklus kommen, stehen je nach der gewählten Option im ersten Sanierungszyklus nicht alle Optionen zur Verfügung. So können Bauteile nicht hinter einen bereits erreichten Standard zurückfallen (Verschlechterungsverbot).

Klimadaten

GEMOD rechnet standardmäßig mit den Klimarandbedingungen gemäß EnEV bzw. DIN V 18599. Darüber hinaus wird von einem Temperaturanstieg um 1 K bis 2050 ausgegangen, der durch den Klimawandel verursacht wird. Es ist ebenso möglich, die Werte der solaren Einstrahlung im Zeitverlauf zu ändern. Dies wird jedoch in den aktuellen Berechnungen nicht getan, da hier kein eindeutiger Trend zu erkennen ist.

2.3 Wärmeerzeugerbestand

Das Gebäudemodell GEMOD wurde so erweitert, dass es den Bestand der Wärmeerzeuger in Gebäuden in Deutschland für Wohn- und Nichtwohngebäude abbilden kann. Dazu wurde einerseits der Ist-Zustand des Anlagenbestands sowie seine Verteilung auf die Gebäudetypen erfasst und andererseits dessen Entwicklung in der Vergangenheit analysiert und für die Extrapolation in die Zukunft handhabbar gemacht.

Der Bestand der Wärmeerzeuger für die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser wird für das Startjahr 2011 ermittelt und in dem Mengengerüst der Gebäudetypen anteilig verteilt. Somit ist für das Startjahr bekannt, in welchen Gebäudetypen welcher Wärmeerzeugermix vorhanden ist. Die Wärmeerzeuger werden in mehreren Ebenen unterschieden nach den zum Einsatz kommenden Energieträgern und Wärmeerzeugertyp wie Konstanttemperaturkessel, Niedertemperaturkessel, Brennwertkessel etc. Ferner wird nach zentraler und dezentraler Brauchwassererwärmung, Solarthermie für Trinkwasser oder Heizungsunterstützung, hoher und niedriger Vorlauftemperatur sowie herkömmlichem und optimiertem Verteilsystem unterschieden.

Wärmeerzeuger in Wohngebäuden

Die Abbildung 2.6 des Anlagenmix im Wohngebäudebestand basiert auf Auswertungen von (BDH 2015a), (IWU 2010), (Ecofys/Eurima 2013), (IWU 2013a) und (destatis 2011).

Zu den Angaben des (BDH 2015a) wurden die Gebäude mit Fernwärmeanschluss gemäß (destatis 2011) ergänzt, um eine Vergleichbarkeit mit Daten aus (IWU 2010) herzustellen. Der Vergleich der Studien zeigt übereinstimmend, dass Gas-Wärmeerzeuger über die Hälfte des Gesamtbestands ausmachen. Etwa ein weiteres Drittel wird von Ölkesseln bestritten. Rund 5 % der Gebäude werden mit Fernwärme beheizt. Allerdings gibt es insgesamt deutliche Abweichungen zwischen den Beständen der beiden Quellen.

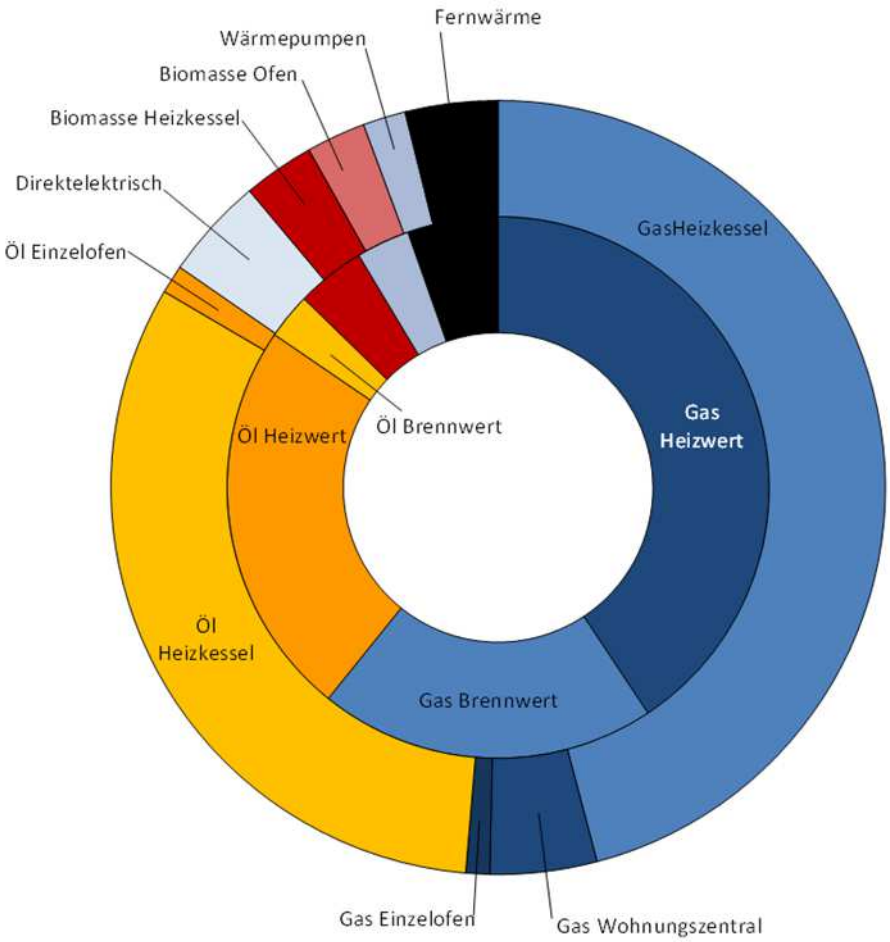


Abbildung 2.6: Gesamtbestand an Wärmeerzeugern in Wohngebäuden; innen (BDH 2015a) ergänzt um Angaben zur Fernwärme gemäß (destatis 2011) außen (IWU 2010) ergänzt um Angaben von (Ecofys/Eurima 2013)

In (IWU 2010) wurde zudem die Zuordnung der Wärmeerzeuger zu den verschiedenen Gebäudetypen sowie das Alter der Wärmeerzeugertypen quantifiziert. Diese Angaben bilden die Grundlage der Zuordnung von Wärmeerzeugern und Gebäuden in GEMOD.

Das Institut Wohnen und Umwelt hat mit Hilfe von Schornsteinfegern eine umfangreiche Befragung von Gebäudeeigentümern durchgeführt (IWU 2010). Hierbei wurde eine Stichprobe von rund 8.000 Gebäuden analysiert. Die große Stichprobe erlaubt auch eine Unterscheidung des Anlagenmix nach Gebäudegröße und Baualtersklasse. Zusätzlich wurde seitens der Autoren der hier vorliegenden Studie die Ergebnisdatenbank des IWU nochmals nach eigenen Kriterien abgefragt, um die Zuordnung der verbauten Anlagentechnik zu den Gebäudetypen zu schärfen.

Die Ergebnisse wurden mit dem Anlagenbestand anderer Gebäudemodelle wie den Modellen BEAM² aus (Ecofys/Eurima 2013) und dem Bestandsmodell des IWU (IWU 2013b) verglichen.

In (IWU 2013b) wurden Szenarienanalysen im Hinblick auf die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung im Wohngebäudesektor (Heizung und Warmwasserversorgung) durchgeführt. Das genutzte Modell basiert auf dem deutschen Wohngebäudebestand, der vom Institut für Wohnen und Umwelt ermittelt wurde (IWU 2010). Anhand dieser Daten kann die Beheizungsstruktur nach Gebäudetypen wiedergegeben werden.

In Abbildung 2.7 werden die Angaben dieser Studien zu Ein- (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) verglichen. In (IWU 2010) fehlt die Angabe zu Strom (Nachtstrom) und (Ecofys/Eurima 2013) enthält bei den Energieträgern zusätzlich noch Stückholz. Die Werte von Erdgas und Heizöl stimmen besonders bei den Einfamilienhäusern gut überein. Bei (IWU 2010) ist der Anteil von Ölkesseln im Vergleich zu den anderen Studien erhöht.

Besonders (Ecofys/Eurima 2013) weicht bei den Werten für Mehrfamilienhäuser ab. Es sind deutlich weniger Erdgasheizungen angesetzt als z.B. bei (IWU 2013a). Dies wird durch einen höheren Anteil an Fernwärme ausgeglichen.

Auch bei der Zuordnung der Wärmeerzeuger zu verschiedenen Baualtersklassen zeigen sich Unterschiede von bis zu 7,5 Prozentpunkten zwischen den Studien.

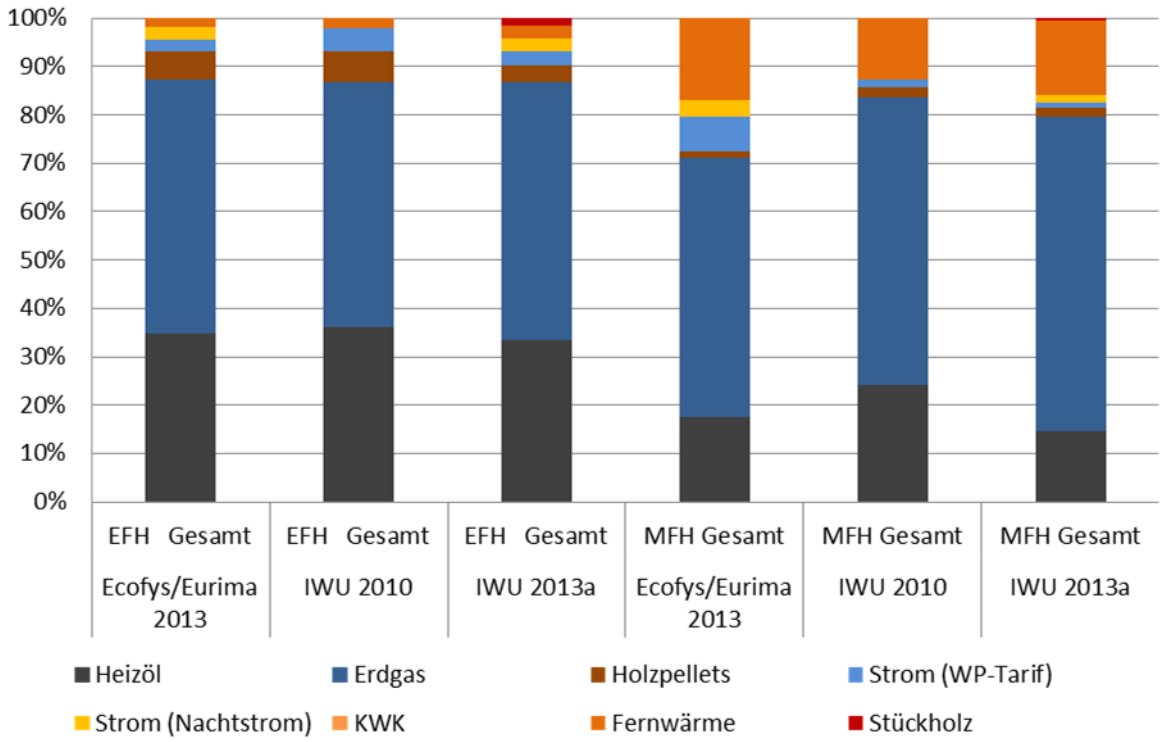


Abbildung 2.7: Energieträgermix in Wohngebäuden 2009 in verschiedenen Quellen

Abbildung 2.8 zeigt einen Vergleich der Studien (Ecofys/Eurima 2013) und (IWU 2013a). Die Wärmeerzeuger sind hier nach den Baualtersklassen der Einfamilienhäuser aufgeteilt. Während der Bestand der Baualtersklassen A bis F noch annähernd gleich ist, weicht der Bestand der jüngeren Baualtersklassen G bis J voneinander ab.

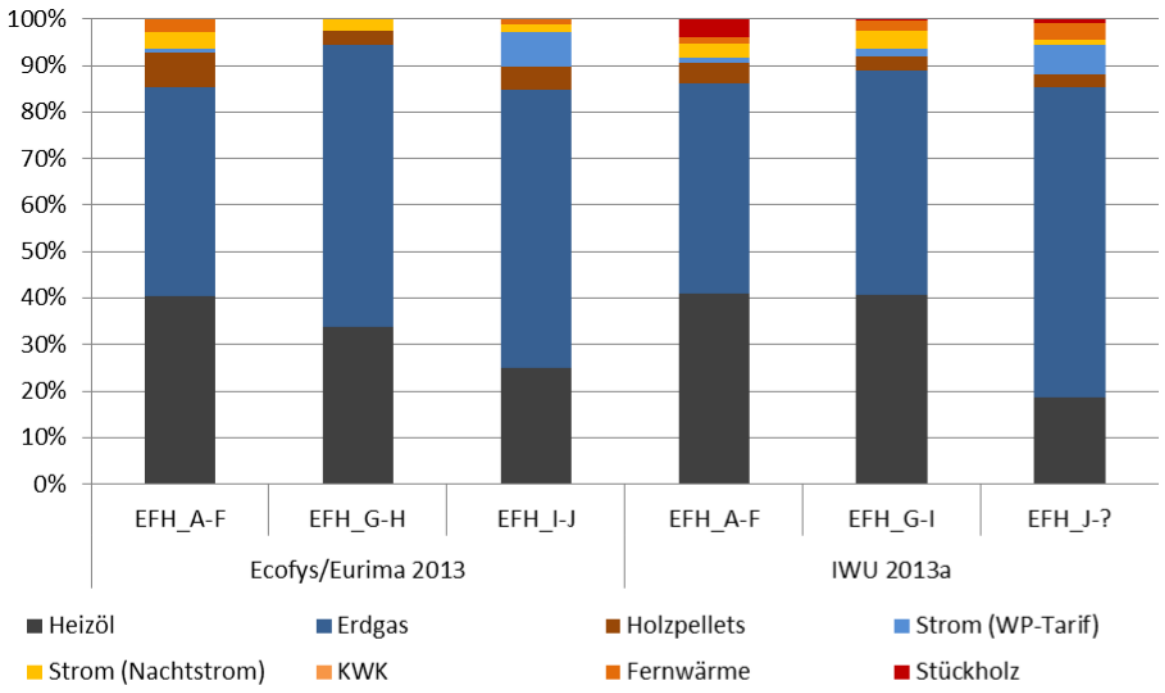


Abbildung 2.8: **Vergleich der Zuordnung der Wärmeerzeuger in Einfamilienhäusern nach Baualtersklassen eigene Darstellung nach (Ecofys/Eurima 2013) und (IWU 2013a)**

Vergleicht man die Zuordnung bei den Mehrfamilienhäusern miteinander (Abbildung 2.9), erkennt man, dass die Werte in (Ecofys/Eurima 2013) deutlich von denen in (IWU 2013a) abweichen. Laut (Ecofys/Eurima 2013) sind in den Baualtersklassen G-H keine Ölkessel im Anlagenbestand zu finden. Zudem sinkt bei (Ecofys/Eurima 2013) der Erdgas-Anteil bei jüngeren Gebäuden, während dieser bei (IWU 2013a) ansteigt.

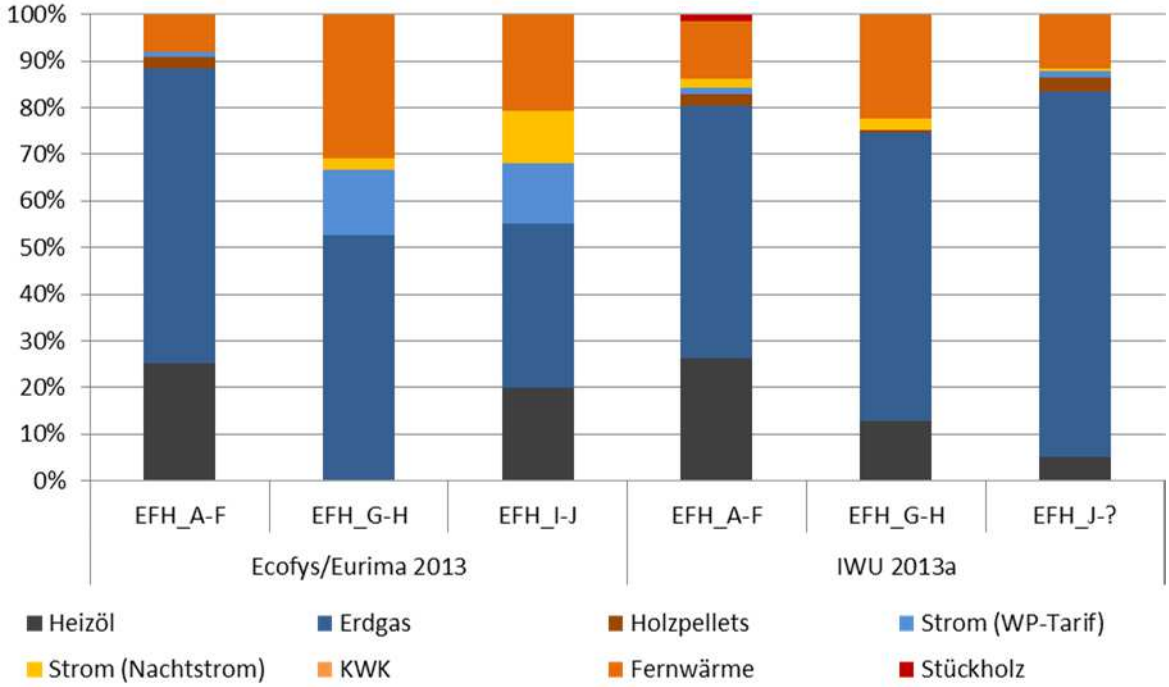


Abbildung 2.9: **Vergleich der Zuordnung der Wärmeerzeuger in Mehrfamilienhäusern nach Baualtersklassen eigene Darstellung nach (Ecofys/Eurima 2013) und (IWU 2013a)**

Abbildung 2.10 zeigt die Gesamtübersicht des Anlagenbestands der Wohngebäude 2009 nach (IWU 2013a). Diese werden in das Gebäudemodell übernommen, da sie auf einer großen empirischen Umfrage beruhen. Der Vergleich mit anderen Studien hat gezeigt, dass in allen Statistiken Unsicherheiten herrschen, jedoch die Werte in (IWU 2013a) sehr plausibel sind.

Die baualtersklassenspezifischen Angaben beziehen sich auf Ein- und Mehrfamilienhäuser und werden für die Berechnung des Heizwärmebedarfs mit GEMOD auch auf Reihenhäuser (RH) und großen Mehrfamilienhäuser (GMH) übertragen, damit der Bestand vollständig abgebildet werden kann. In Abbildung 2.10 erfolgte für die Energieträger Erdgas und Heizöl zusätzlich eine Einteilung der Wärmeerzeugertypen nach Kesselart (Konstanttemperatur (KT), Niedertemperatur (NT) und Brennwertkessel (BW)).

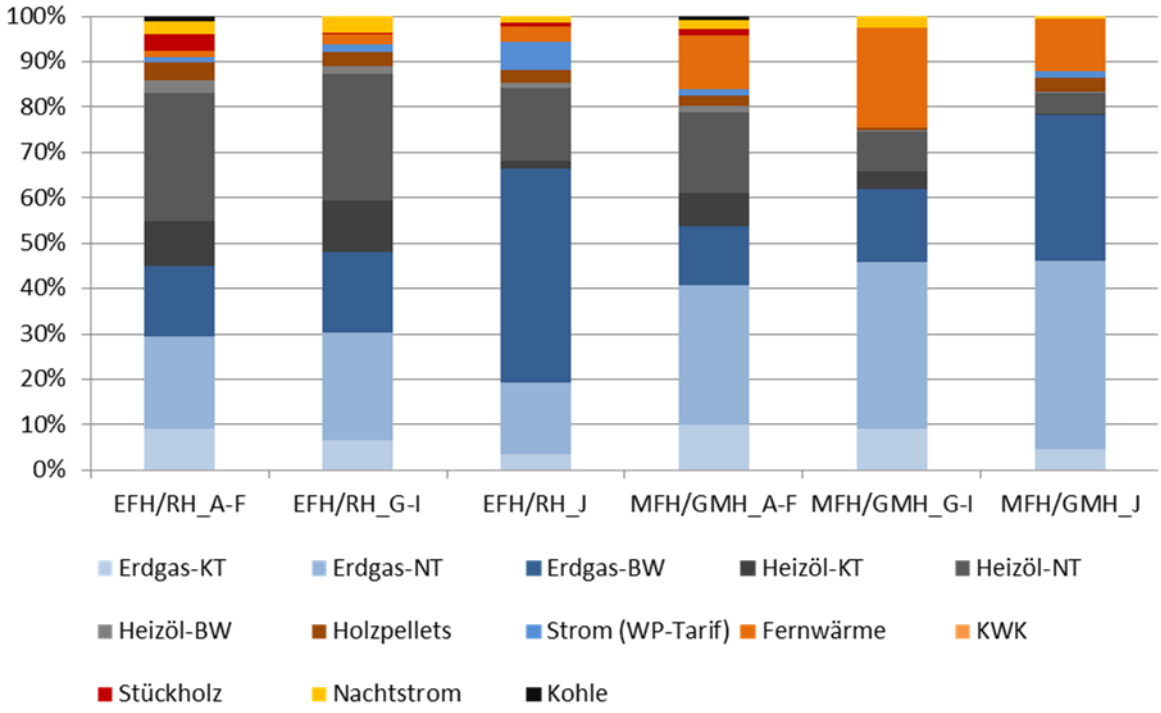


Abbildung 2.10: Gesamtübersicht Anlagenbestand nach Baualtersklassen (IWU 2013a)

Bei Einfamilienhäusern und Reihenhäusern sind die Anteile von Erdgas am höchsten. Baualtersklasse J hat wiederum die höchsten Anteile an Gasheizungen. Der Anteil von Heizöl ist in der Baualtersklasse J am geringsten. Während Kohle in den Baualtersklassen A-F noch einen deutlichen Anteil ausmacht, ist sie in den jüngeren Baujahren nicht mehr vorhanden. Der Anteil von Fernwärme und Wärmepumpenstrom nimmt immer weiter zu.

Wie bei den Einfamilien- und Reihenhäusern nimmt der Anteil an Erdgas bei den MFH/GMH immer weiter zu, gleichzeitig nimmt der Öl-Anteil ab. Der Anteil an Fernwärme ist bei den MFH im Vergleich zu den EFH deutlich größer. Strom mit Wärmepumpen-Tarif (WP-Tarif) und Holzpellets sind hingegen hier nicht relevant.

Nichtwohngebäude

Definition der Nichtwohngebäudetypologie

Der GHD-Sektor in (FhG ISI et al. 2015) wird in 12 Hauptgruppen und mehrere Untergruppen, ausgehend von der Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008 (destatis 2008), aufgeteilt. Des Weiteren orientiert sich die Aufteilung an vorhergehenden Studien. Vor allem (Geiger/Gruber et al. 1999) untersuchten die Wirtschaftszweige und stellten eine erste größere Gruppierung auf. Der Bereich Kleinverbrauch, mit weniger als 20 Beschäftigen, ergab in (Geiger/Gruber et al. 1999) 23 Hauptgruppen.

In (FhG ISI et al. 2015) werden dem GHD-Sektor alle Handwerksbetriebe und Betriebe bis 19 Beschäftigte zugerechnet. Diese ordnen sich dem produzierenden und verarbeitenden Gewerbe, dem Handel, Dienstleistungen und sonstigen Betrieben unter.

(FhG ISI et al. 2015) führte die Untersuchungen vorhergehender Studien zu den Energiebilanzen im GHD-Sektor mit Breitenerhebungen, Tiefeninterviews und Begehungen weiter, dabei wurden die Energiekennzahlen, Flächen, Betriebsgrößen und Beschäftigungszahlen etc. von 2000 Betrieben zusammengestellt.

In (FhG ISI et al. 2015) wird der GHD-Sektor in 12 Gruppen und zwei Nebengruppen aufgeteilt. Diese Gruppen decken 94% der Beschäftigten im GHD-Sektor ab. In (FhG ISI et al. 2009) wird angemerkt, dass die Abgrenzung der Beschäftigen des GHD-Sektors von anderen Sektoren (Verkehr, Haushalte und insbesondere Industrie) schwierig ist, „sodass auf unterschiedliche Statistiken des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen werden musste, um ein vergleichsweise konsistentes Datengerüst für Deutschland zu ermitteln".

Die bereits in (Beuth HS/ifeu 2015) entwickelte NWG-Typologie für GEMOD wird übernommen. In (Beuth HS/ifeu 2015) erfolgte eine detaillierte Erklärung, wie sich die Typologie zusammen setzt. Die NWG-Typologie entspricht weitestgehend der Struktur von (FhG ISI et al. 2015). Die NWG-Typologie wird beispielsweise durch die Sektoren Kultur und Industrie ergänzt. Des Weiteren wird auf Sektoren wie Gartenbau verzichtet, da der Energieverbrauch im Vergleich zu den anderen Sektoren vernachlässigbar erscheint. In Tabelle 2.2 sind die verwendeten NWG-Typen und deren Abgrenzungen untereinander dargestellt.

Nr.	Bezeichnung	Abgrenzungen der Nutzungen
1	Baugewerbe	„Dieser Abschnitt umfasst den vollständigen Bau von Gebäuden und von Tiefbauten sowie spezialisierte Bautätigkeiten, insofern diese nur einen Teil der gesamten Bauarbeiten darstellen. Die Vermietung von Baugeräten mit Bedienungspersonal wird nach der jeweils mit diesen Geräten ausgeführten Bautätigkeit klassifiziert.“ (destatis, 2008)
2	Sport	Der Bereich Sport umfasst Anlagen, die sich um den Betrieb von Sportanlagen oder Sportveranstaltungen befassen (destatis, 2008).
3	Beherbergung, Gaststätten, Heime	„Dieser Abschnitt umfasst die kurzzeitige Gewährung von Unterkunft sowie die Bereitstellung von kompletten Mahlzeiten und von Getränken zu m in der Regel sofortigen Verzehr." (destatis, 2008)
4	Bildung	Bildung beinhaltet den Bereich der Erziehung und des Unterrichts.
5	Büroähnliche Betriebe	Alle Betriebe die im Wesentlichen kein produzierendes Gewerbe beinhalten
6	Handel	„Handel umfasst den Groß- und Einzelhandel (d.h. Verkauf ohne Weiterverarbeitung) und die Dienstleistungen beim Verkauf von Waren.“ (destatis, 2008) Dazu zählen der Verkauf und der Handel von Food- und Non-food-Waren sowie der Kraftfahrzeughandel.
7	Industrie	Der Sektor Industrie beinhaltet den übrigen Bergbau, die Gewinnung von Steinen und Erden und das verarbeitende Gewerbe. Industrie ist ein produzierendes Gewerbe mit mehr als 20 Mitarbeitern, einer laufenden Produktion, Serienfertigung und standardisierte Arbeitsverfahren (AGEB, 2014), (Geiger/Gruber/Megele, 1999).
8	Herstellungs-betriebe	Kleine mittelständische Betriebe im Bereich Metall, KFZ, Holz und Papier und Druckgewebe (destatis, 2008).
9	Krankenhäuser	Krankenhäuser umfassen den Rahmen in dem Patientinnen und Patienten durch medizinisches Fachpersonal behandelt werden. Dazu gehören neben Krankenhäusern auch Kliniken und sonstige Leistungen der medizinischen Versorgung (destatis, 2008)
10	Kultur	Der Sektor Kultur ist in der GHD-Typologie von (Fraunhofer ISI, 2015) nicht enthalten. Er beinhaltet die Herstellung und den Vertrieb von Informations- und kulturellen Angeboten (Verlagswesen, Film- und Ton-Aufnahmen, Verlegen von Musik, Fernseh-und Hörfunkproduktionen) (destatis, 2008).
11	Landwirschaft	„Dieser Abschnitt umfasst die Nutzung der pflanzlichen und tierischen natürlichen Ressourcen. Dazu zählen Tätigkeiten wie Pflanzenbau, Tierzucht und Tierhaltung, Holzgewinnung und die Gewinnung anderer pflanzlicher und tierischer Erzeugnisse in land- oder forstwirtschaftlichen Betrieben oder in freier Natur.“ (destatis, 2008)
12	Nahrungsmittel-gewerbe	Umfasst die Bereiche des Backgewerbes, Fleischereien, Metzgereien und das restl. Nahrungsmittelgewerbe.
13	Textil, Bekleidung, Spedition	„Diese Abteilung umfasst Spinnstoffaufbereitung und Spinnerei, Weberei, Veredlung von Textilien und Bekleidung, Herstellung von konfektionierten Textilwaren außer Bekleidung (z. B. Hauswäsche, Decken, Teppiche, Seilerwaren usw.).“ (destatis, 2008) b. Ebenso ist hier enthalten Spedition und Lagerei.
14	Wäschereien	„Diese Unterklasse umfasst: Waschen, chemisches Reinigen, Bügeln usw. jeder Art von Bekleidung (einschließlich Pelze) und anderen Textilien durch maschinelle Einrichtungen, von Hand oder im Wege der Selbstbedienung durch münzbetriebene Waschautomaten, für private oder kommerzielle Kunden.“ (destatis, 2008)

Tabelle 2.2: Abgrenzung der Nutzungsarten in den Nichtwohngebäude-Typen in GEMOD Wärmeerzeuger in Nichtwohngebäuden

Die Abbildung des Anlagenmix´ im Nichtwohngebäudebestand basiert im Kern auf der Auswertung von drei empirischen Studien (FhG ISI et al. 2015), (Ecofys/Eurima 2013), (FhG ISI et al. 2013). Aufgrund von ungenügenden stichhaltigen Ergebnissen konnte (Bettgenhäuser 2013) nur als Vergleichsbasis herangezogen werden, um ggf. besonders auffällige Fehler identifizieren zu können.

Mithilfe von (FhG ISI et al. 2015) konnte der Anlagenbestand für den Bereich GHD aufgestellt werden, während der Bereich Industrie im Wesentlichen auf (FhG ISI et al. 2013) fußt.

In (FhG ISI et al. 2015) wird der auf dem Gesamtbestand hochgerechnete Jahresendenergieverbrauch für 2011 angegeben. Ebenso wird eine Hochrechnung der Anwendungsbilanz Brenn- und Kraftstoffe für das Jahr 2011 angezeigt. Die Anwendungsbilanz unterteilt den Verbrauch der Endenergie nach Nutzungsarten u.a. für die Raumwärme. Abgeleitet vom Endenergieverbrauch, welcher aufgeteilt in Energieträger angegeben wird, kann angenommen werden, dass z.B. Fernwärme komplett für Raumwärme genutzt wird und z.B. der Energieträger Kraftstoff in Gebäuden keine Rolle spielt. Des Weiteren beschreibt (FhG ISI et al. 2015) den konkreten Stromanteil für die Raumwärmenutzung.

Die Details zur Zusammenstellung der Nichtwohngebäudetypologie können (Beuth HS/ifeu 2015) entnommen werden. Die dort gewählte Typologie basiert auf (FhG ISI et al. 2013), was aufgrund der ähnlichen Herangehensweise die Übertragung der Datensätze zu Energieträgern und Wärmeverbrauch ermöglicht.

Der Anteil an Raumwärme am gesamten Endenergieverbrauch für die Industrie kann mit (FhG ISI et al. 2013) ermittelt werden. Dort ist er nach Energieträgern aufgeschlüsselt.

Für alle Branchen wurde der Verbrauch der Energieträger mit dem jeweiligen Wirkungsgrad der Wärmeerzeuger multipliziert, um den Wärmeverbrauch zu bestimmen.

Abbildung 2.11 zeigt die Nichtwohngebäude nach Typ und Anteil der Energieträger. Der Wärmeerzeuger Gas dominiert im GHD-Bereich und in der Industrie. Fast immer werden bis zu 50 % der jeweiligen Nichtwohngebäude mit Erdgas beheizt. Eine Ausnahme bildet hierbei der Sektor Landwirtschaft, in dem bis zu 70 % mit Holz beheizt werden. Beachtenswerte Beiträge der Kohle fallen fast ausschließlich nur noch im Industriesektor auf. Heizöl wird zum Teil genauso häufig eingesetzt wie Holz. Strom als direkter Wärmeerzeuger ist zwar in fast allen Bereichen vertreten, spielt aber mit einem Anteil von ca. 5 % nur eine kleine Rolle.

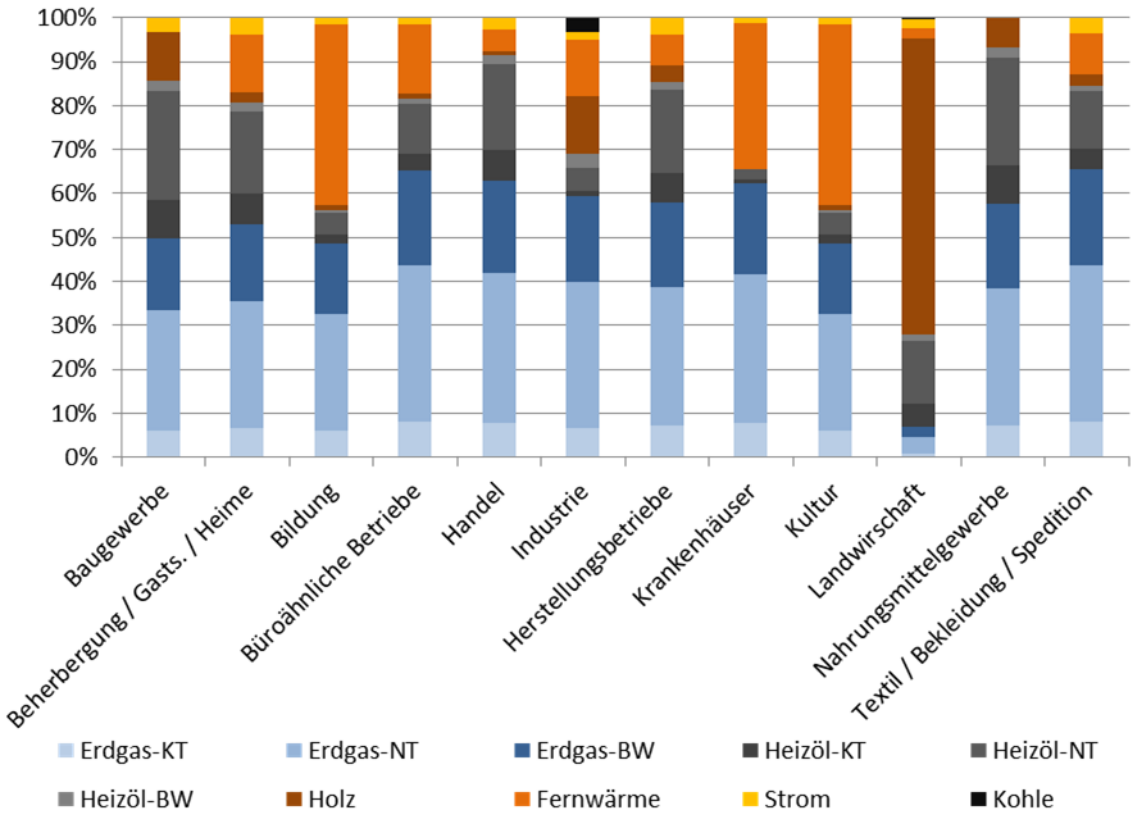


Abbildung 2.11: Eingesetzte Energieträger in GHD (FhG ISI et al. 2015) und Industrie (FhG ISI et al. 2013)

Die Verteilung verschiedener Kesseltypen (Konstanttemperatur-, Niedertemperatur- und Brennwertkessel) auf die Energieträger Heizöl und Erdgas ist für Nichtwohngebäude nicht bekannt. In Ermangelung besserer Daten wird die prozentuale Verteilung der Kesseltypen der Mehrfamilienhäuser übernommen und auf die Nichtwohngebäude übertragen.

Abbildung 2.12 zeigt die Verteilung des Wärmeverbrauchs bei Nichtwohngebäuden. Im GHD-Bereich nutzen die Typen Beherbergung, Gaststätte und Heime, büroähnliche Betriebe und Handel meiste Energie zur Erzeugung von Raumwärme. Der Bereich Industrie hat den höchsten Energieverbrauch. Die Bereiche Sport und Wäschereien entfallen in dieser Übersicht, da die verbrauchte Energie zu gering ist.

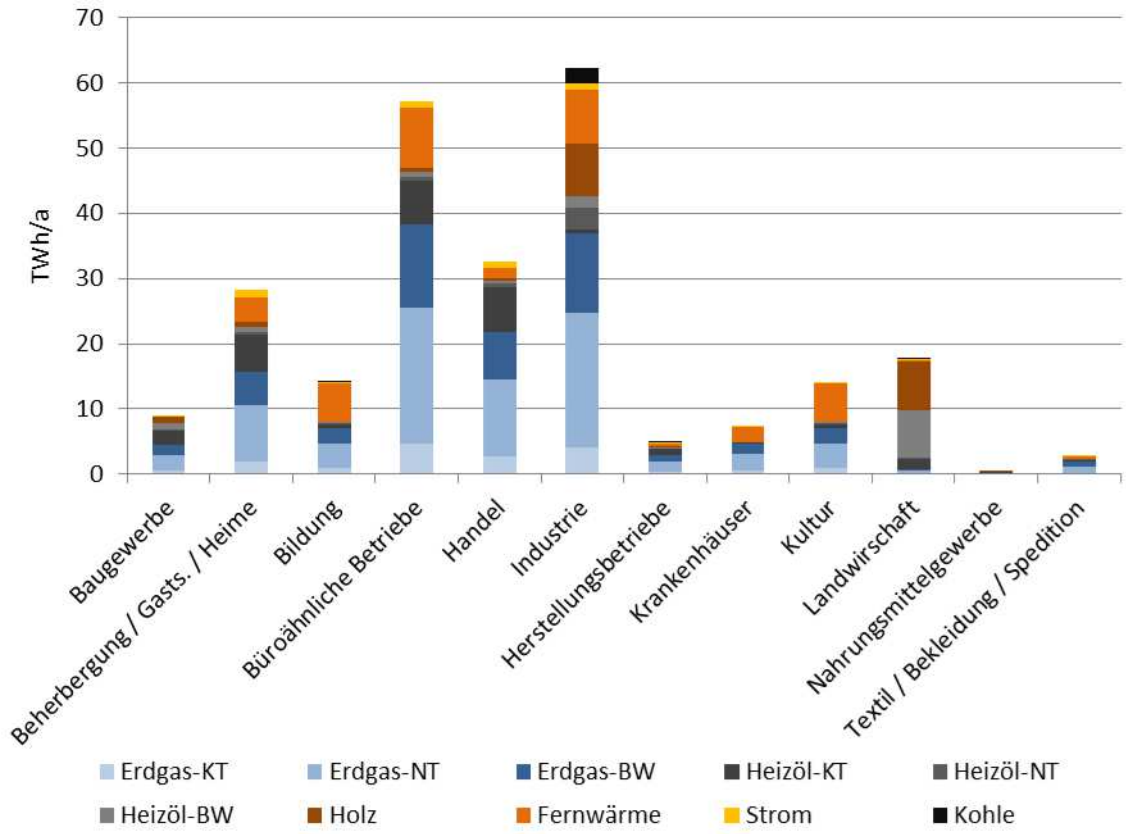


Abbildung 2.12: Wärmeverbrauch der Nichtwohngebäude nach Energieträger (FhG ISI et al. 2015), (FhG ISI et al. 2013)

Marktentwicklung

Die Prognose der zukünftigen Zusammensetzung des Heizungsanlagenparks hängt von vielen Randbedingungen ab. Eine Möglichkeit, zukünftige Kaufentscheidungen vorherzusagen, besteht in der Analyse der jüngeren Vergangenheit. Sichtbare Trends können fortgeschrieben werden. Die Entwicklung der Anteile der Wärmeerzeugertypen in der Vergangenheit kann so der Herleitung von Trends und der Plausibilisierung von Zuwachsraten dienen und bildet eine Grundlage für die Bildung von Szenarien.

Abbildung 2.13 zeigt die Absatzentwicklung ausgewählter Energieträger. Zu beachten ist hierbei, dass es sich keineswegs um die Entwicklung des Heizungsanlagenbestands handelt, sondern um Marktanteile von neu installierten Heizungsanlagen. Die Auswertung der Grafik lässt aber Hinweise auf die Veränderungen im Gesamtbestand zu.

Die Technologien im Einzelnen:

- Der Absatz von Biomasse blieb in letzten Jahren annähernd konstant.
- Die Marktentwicklung der Wärmepumpen stieg zunächst an, blieb aber ab 2008 konstant.
- Die Neuinstallation von Heizölanlagen war stark rückläufig. Zudem wurden anstatt Öl-Niedertemperaturkessel hauptsächlich Öl-Brennwertkessel verkauft. (Die neuesten Zahlen zeigen hier wieder einen deutlichen Zuwachs.)
- Die Gesamtanzahl der jährlich abgesetzten Erdgasanlagen blieb annähernd konstant. Auch hier waren Niedertemperaturkessel stark rückläufig.

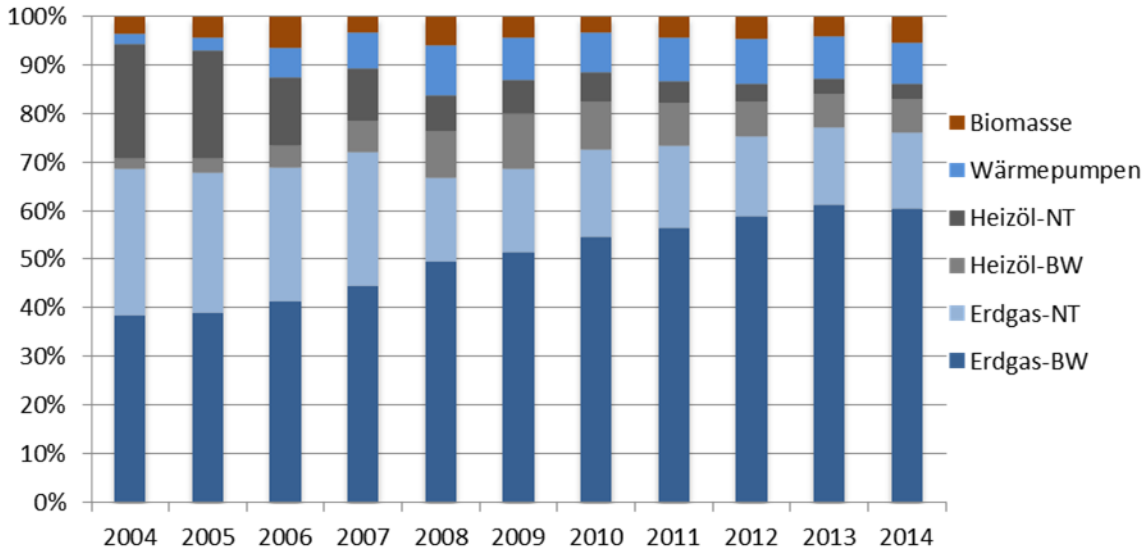


Abbildung 2.13: Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2004-2014 (BDH 2015a)

Daten über eine Zuordnung der Heizungstypen zu bestimmten Gebäudetypen oder Gebäudedämmstandards liegen leider nicht vor und könnten nur vergleichsweise aufwändig durch empirische Studien ermittelt werden. Ebenso sind weder die Zahlenwerte noch die diese Werte begründenden Randbedingungen für die Übergangswahrscheinlichkeiten von einem Heizsystem auf ein anderes bekannt. Ferner liegen keine belastbaren Informationen über den Absatz von netzgebundenen Hausanschlüssen und elektrischen Nachtspeichergeräten vor. Letztere werden jedoch als vernachlässigbar eingeschätzt.

In (AGFW 2015) wird die Entwicklung des Fernwärmenetzausbaus in Deutschland angegeben. Abbildung 2.14 stellt den jährlichen Zubau des Fernwärmenetzes dar, anhand der die Marktentwicklung interpretiert werden kann. Bildet man die prozentuale Veränderung zwischen den Jahren ab, erkennt man die steigende Tendenz, dagegen prognostiziert (FhG IWES 2015) den Absatz von Fernwärme in den nächsten Jahren als weitestgehend konstant.

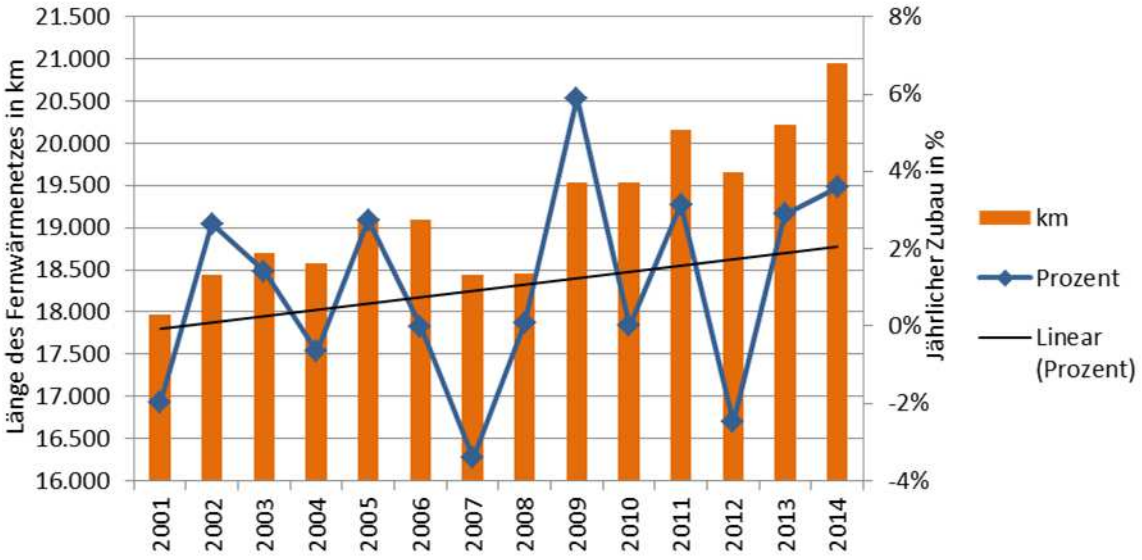


Abbildung 2.14: Marktentwicklung Fernwärmenetzausbau in Deutschland (AGFW 2015)

Abbildung 2.15 zeigt den weitgehend konstanten Wärmepumpenabsatz. Im Rückblick schon sichtbar geworden, wird der Trend hin zu Luft als Wärmequelle in die Zukunft (Abbildung 2.16) bis in die Jahre 2020/25 fortgeschrieben. Erdreich als Wärmequelle stabilisiert sich dann mit einem Marktvolumen von rund 20-30 % aller im jeweiligen Jahr installierten Wärmepumpen, die Rolle von Wasser als Wärmequelle reduziert sich zunehmend bis auf Marktvolumina um die 3 %.

Abbildung 2.15: Entwicklung Wärmepumpenabsatz (BWP 2015a)

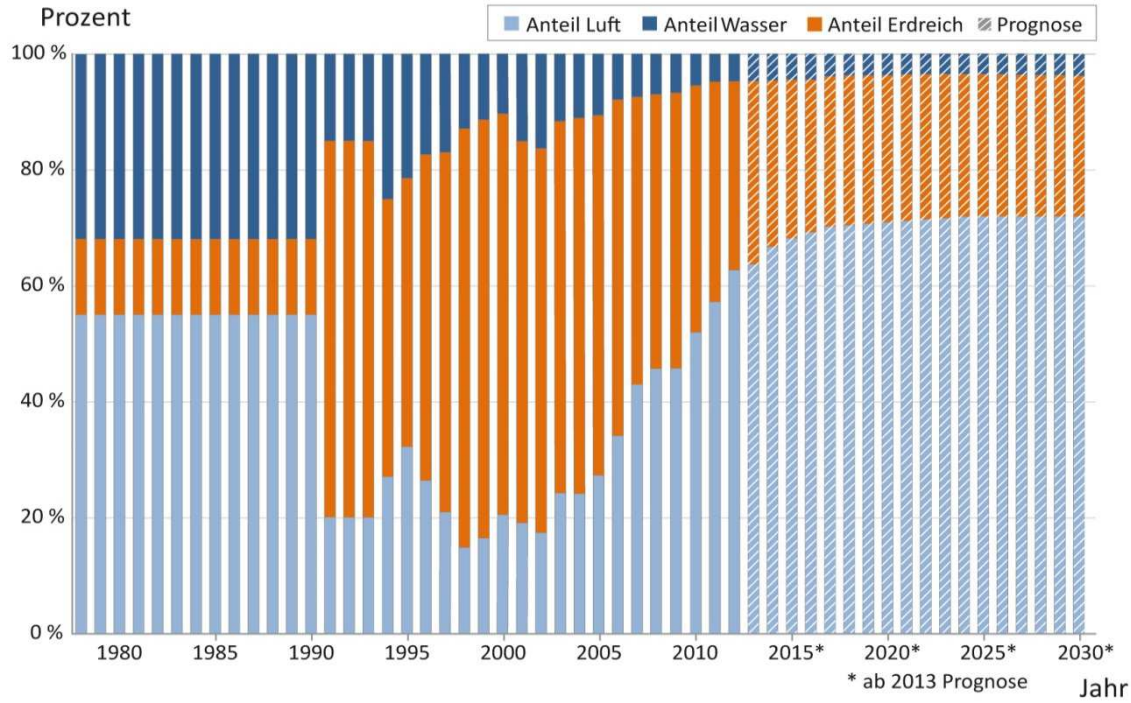


Abbildung 2.16: Entwicklung Wärmepumpenabsatz (BWP 2013)

Alter und Nutzungsdauer der Wärmeerzeuger

Betrachtet man die Altersstruktur von Öl- und Gasheizungen in Deutschland (Abbildung 2.17) ist zu erkennen, dass 48 % aller Gasheizungen zwischen 1991 und 1997 errichtet wurden. Ab 1991 ist die Anzahl der Erdgasheizungen deutlich gestiegen im Vergleich zu den Ölheizungen.

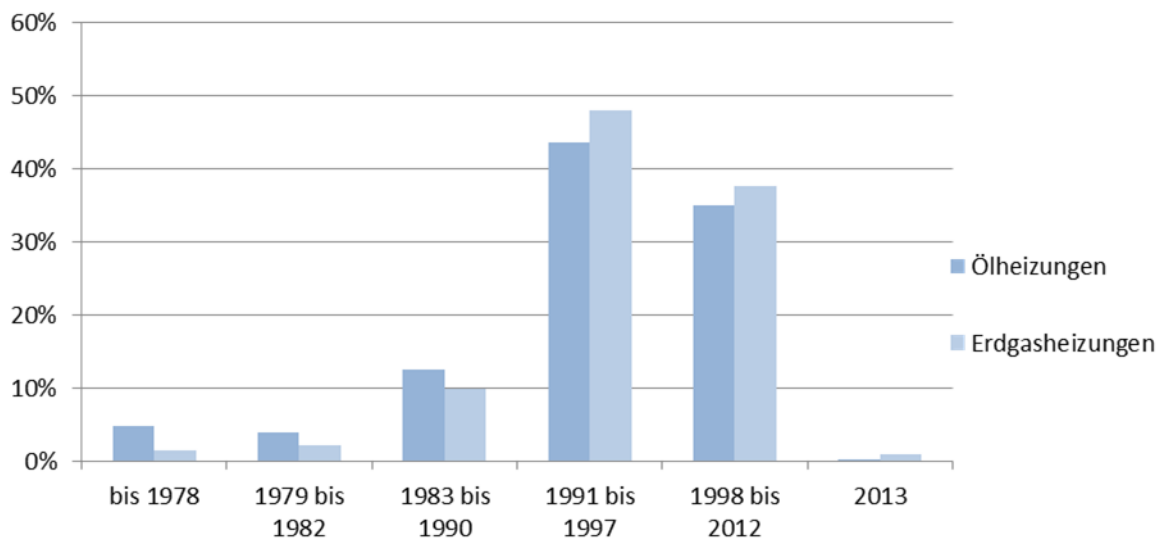


Abbildung 2.17: Errichtungsjahre der 2013 noch im Betrieb befindenden Öl- und Erdgasheizungen in Deutschland (Statista 2016)

Nur rund ein Drittel (38,6 %) der Wärmeerzeuger wurden nach 1998 errichtet. Damit waren 2013 über 60 % der Wärmeerzeuger älter als 16 Jahre. 4,7 % der Ölheizungen und 1,4 % der Erdgasheizungen wurden vor 1978 errichtet und waren demnach älter als 35 Jahre.

Tabelle 2.3 zeigt, dass Niedertemperaturkessel sowohl bei Erdgas als auch bei Heizöl dominieren. 44,7 % der Erdgaskessel sowie 72,1 % der Ölkessel sind Niedertemperaturkessel. Die Verteilung hat sich jedoch ab 2007 geändert: Nun sind 88,5 % der Erdgaskessel sowie 53,1 % der Ölkessel Brennwertkessel. Der Bestand der Konstanttemperaturkessel hat sich entsprechend reduziert.

Kesseltyp:	Erdgaskessel	Ölkessel
Konstanttemperaturkessel	14,6 % +/- 1,4 %	21,7 % +/-1,9%
Niedertemperaturkessel	44,7 % +/- 1,6 %	72,1% +/- 2,0 %
Brennwertkessel	40,7 % +/-1,3 %	6,1 % +/- 0,7%
nur seit 2007 installierte Heizkessel:		
Konstanttemperaturkessel	1,1 % +/- 0,7%	1,5 % +/- 1,1 %
Niedertemperaturkessel	10,4 % +/- 2,3 %	45,4 % +/- 9,8 %
Brennwertkessel	88,5 % +/- 2,4%	53,1 % +/- 9,6 %

Tabelle 2.3: Typen von Erdgas- und Ölheizkessel in Wohngebäuden (IWU 2010)

IWU gibt in (IWU 2013b) für Öl- und Gaskessel eine Austauschrate von rund 3 % jährlich an. Dies entspricht einer mittleren Nutzungsdauer der Wärmeerzeuger von 33 Jahren.

Nach (Märtel 2016) liegt der Bestand der Erdgas- und Ölheizkessel in Deutschland bei 14,6 Mio. (9,1 Mio. Erdgaskessel und 5,5 Mio. Ölheizkessel). Davon sind mehr als die Hälfte der Anlagen nicht auf dem Stand der Technik und älter als 15 Jahre (5,7 Mio. Erdgaskessel und 3,6 Mio. Ölkessel).

Im Sanierungsatlas von (Märtel 2016) werden die Heizungsanlagen regional spezifisch auf die Bundesländer aufgeteilt. Dabei werden nur Anlagen betrachtet, die älter als 15 Jahre sind (basierend auf dem Jahr 2012). Demnach besitzt z.B. in Bayern jeder 16. Haushalt eine über 15 Jahre alte Erdgas-Heizungsanlage.

.

Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt bilden das bundesdeutsche Schlusslicht, da sich dort bereits in jedem 5. Haushalt eine Erdgas-Heizungsanlage befindet, die älter als 15 Jahre ist. Im Bundesdurchschnitt befindet sich in jedem 7. Haushalt eine Heizungsanlage, die älter als 15 Jahre ist.

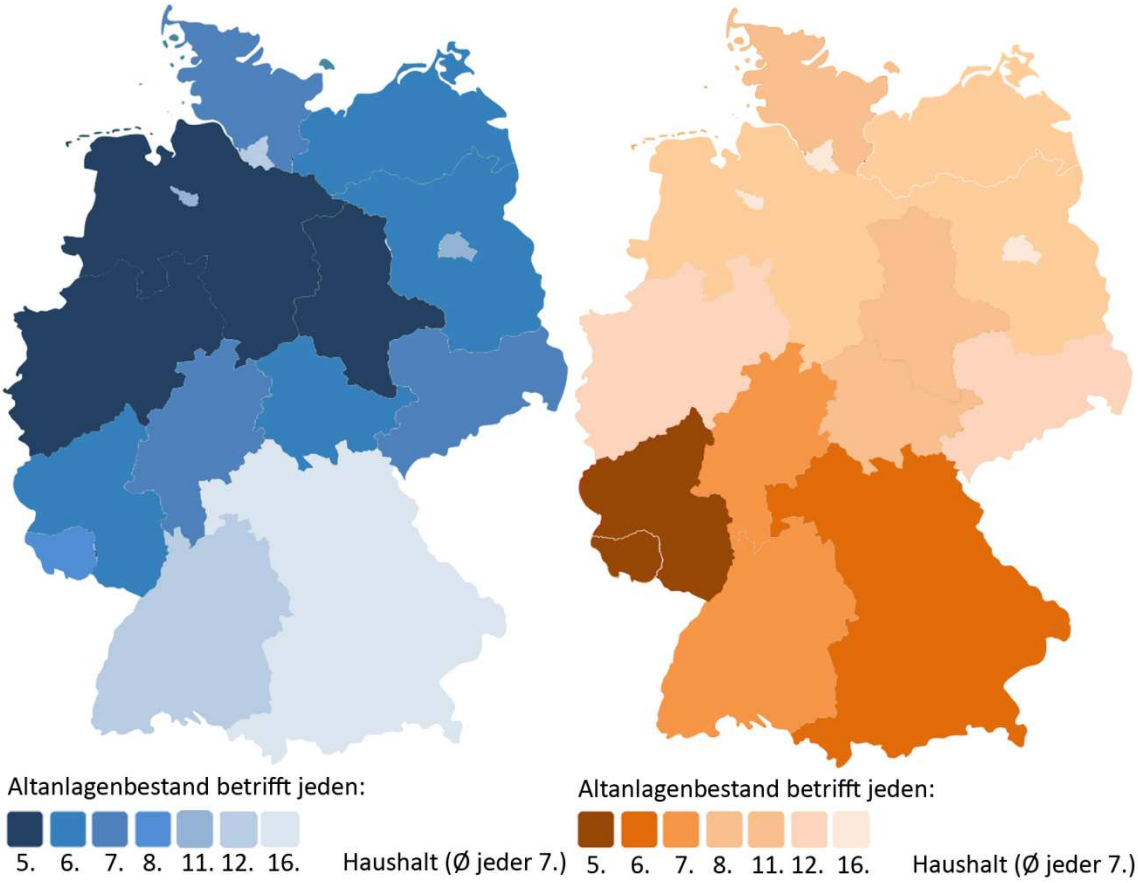


Abbildung 2.18: Häufung der Heizungsanlagen, die älter als 15 Jahre sind, in Wohngebäuden (blau=Erdgas, orange=Heizöl), nach (Märtel 2016)

Deutschlandweit gibt es ein deutliches Nord-Süd-Gefälle in der Altersstruktur der gasbetriebenen Heizungsanlagen, wobei es in den alten Bundesländern ältere Heizungsanlagen gibt als in den neuen.

Umgekehrt ist die Altersverteilung bei den Öl-Heizungsanlagen. Vor allem im Süden Deutschlands sind die Öl-Heizungsanlagen älter als 15 Jahre. In Rheinland-Pfalz und dem Saarland befinden sich die ältesten Öl-Heizungsanlagen: dort besitzt jeder 5. Haushalt Öl-Heizungsanlagen, die älter als 15 Jahre sind. Im Norden und in den neuen Bundesländern sind deutlich weniger alte Öl-Heizungsanlagen vorhanden. In Hamburg ist z.B. nur in jedem 50. Haushalt eine Öl-Heizungsanlagen vorhanden, die älter als 15 Jahre ist (Märtel 2016). Die regionalen Unterschiede werden in GEMOD jedoch nicht berücksichtigt. Das Anlagenalter im Startjahr der Berechnung ist bestimmend für die Berechnung der weiteren Austauschzyklen.

Aus den Baualtern der Wärmeerzeuger können Rückschlüsse auf die mittleren Nutzungsdauern gezogen werden. Die Nutzungsdauern, wie sie in der VDI 2067 für die Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgegeben werden (siehe nachfolgende Tabelle), sind sehr kurz angesetzt. Im Gebäudemodell GEMOD werden spezifische Nutzungsdauern für die einzelnen Anlagen in Abhängigkeit von den Gebäudetypen mit einer Weibullverteilung definiert.

Anlagenteile	Rechnerische Nutzungsdauer (VDI 2067)	Mittlere technische Nutzungsdauer (Weibull)
	in Jahren	
Spezialkessel für Öl- und Gasfeuerung unter 120 kW	20	20
Gas-Brennwertkessel, wandhängend unter 200 kW	20	20
Gas-Spezialheizkessel	18	20
Gas-Brennwertkessel, wandhängend unter 100 kW	18	20
Gasbrenner ohne Gebläse	20	20
Ölbrenner mit Gebläse und Zubehör	12	20
Gasbrenner mit Gebläse und Zubehör	12	20
Wärmepumpen - Strom	20	23
Wärmepumpen - Gas	15	23
Wärmepumpen - Öl	15	23
Solarkollektoren - Flachkollektor	20	23
Solarkollektoren - Vakuum-Röhrenkollektor	20	23
Umwälzpumpen	10	23

Tabelle 2.4: Rechnerische Nutzungsdauern von Anlagenteilen in GEMOD im Vergleich zu VDI 2067 (VDI 2012)

2.4 Anlagenverluste, End- und Primärenergieverbrauch

In GEMOD werden die Verluste, die bei der Wärmeversorgung entstehen, in enger Anlehnung an DIN V 4701-10 berechnet. Sie gliedern sich nach Wärmeerzeugung, Speicherung, Verteilung und Übergabe. Wärmegutschriften aus der Verteilung werden ebenso berücksichtigt wie die jeweils erforderlichen Hilfsenergien. In Abbildung 2.19 sind die berücksichtigten Einflussgrößen am Beispiel eines Erdgas-Brennwertkessels dargestellt.

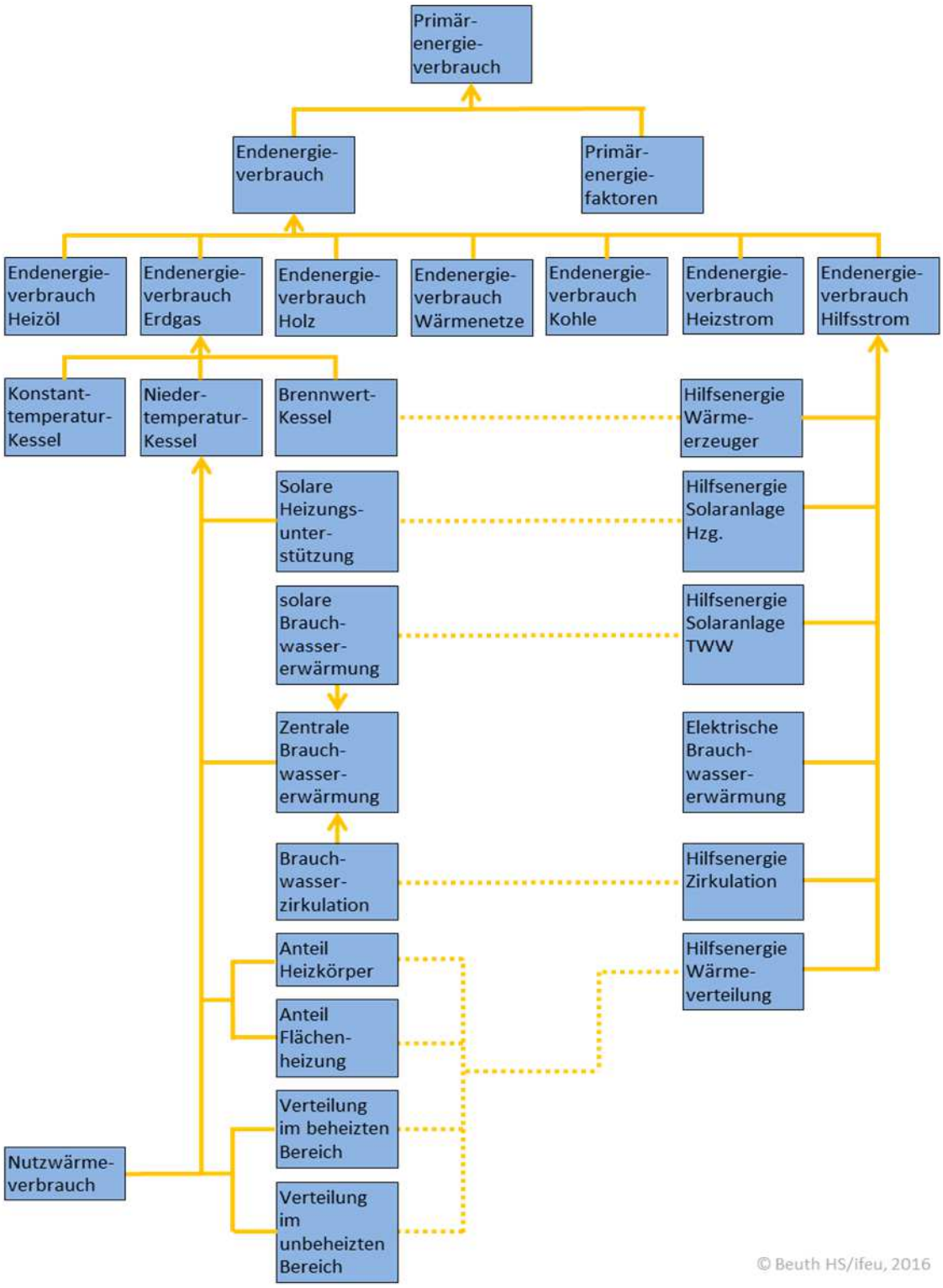


Abbildung 2.19: Schematische Darstellung der Berechnung des Primärenergieverbrauchs am Beispiel Erdgas im Gebäudemodell GEMOD

Erzeugeraufwandszahl

Die Erzeugeraufwandszahlen der einzelnen Wärmeerzeugertypen werden in enger Anlehnung an DIN V 4701-10 berechnet. Dabei wird die Erzeugeraufwandszahl in Abhängigkeit von der Nutzfläche und der Art des Wärmeerzeugers berechnet. Abbildung 2.20 zeigt die sich ergebenden Werte exemplarisch für ölbefeuerte Heizkessel. Für alle weiteren Wärmeerzeuger wird die Erzeugeraufwandszahl nach dem gleichen Schema ermittelt.

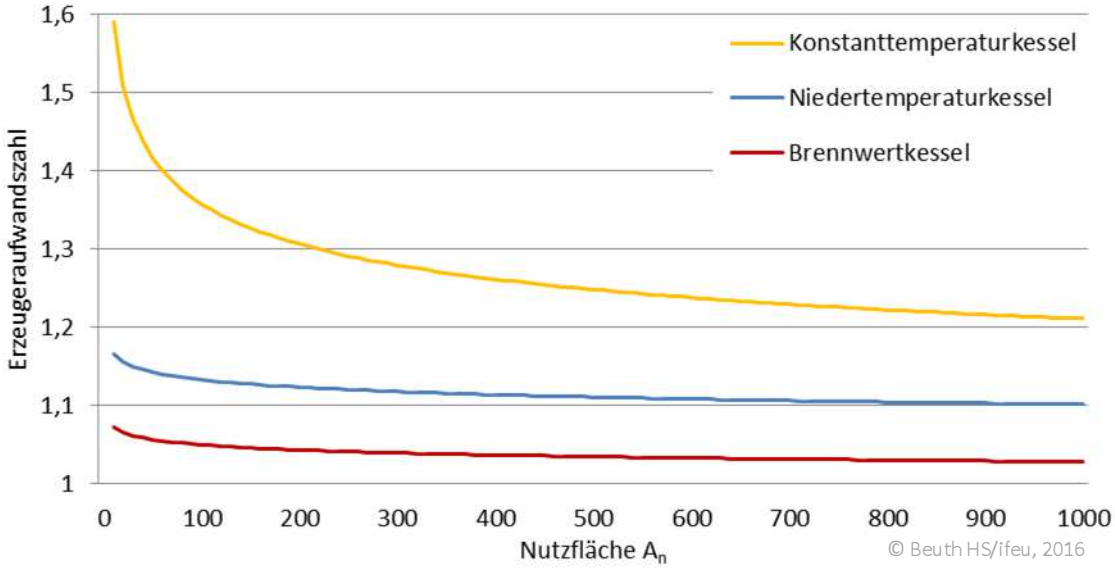


Abbildung 2.20: Erzeugeraufwandzahl der Wärmeerzeuger in Abhängigkeit von der Nutzfläche A_n (Beuth HS/ifeu 2015)

Kombinationen von Wärmeerzeugern

In GEMOD wird berücksichtigt, dass in vielen Wohngebäuden zusätzliche Wärmeerzeuger als Ergänzung des Hauptwärmeerzeugers vorhanden sind. Dazu werden typische Deckungsanteile der Zusatzwärmeerzeuger am Nutzwärmebedarf angesetzt. Diese sind einerseits von der Art des Zusatzwärmeerzeugers abhängig, andererseits aber auch vom Nutzwärmebedarf des versorgten Gebäudes.

In der Datenbasis (IWU 2010) besteht der überwiegende Teil der Zusatzwärmeerzeuger aus Scheitholzöfen (95,9 %). Mehr als die Hälfte von ihnen wurden vor 1999 gebaut. Im Zeitraum von 2000 bis 2004 wurden 21 %, in den Jahren 2005 bis 2009 wurden 27 % aller 2010 im Betrieb befindlichen Scheitholzkessel zugebaut.

Brennstoff des ergänzenden Ofen / Kamin	
Scheitholz / Stückholz	95,9% +/- 0,5%
Holzpellets	0,6% +/- 0,2%
sonstige Biomasse	0,1% +/- 0,1%
Gas	1,1% +/- 0,3%
Öl	1,3% +/- 0,3%
Kohle	1,1% +/- 0,2%
Baujahr des ergänzenden Ofens / Kamin	
bis 1999	52% +/- 1,4%
2000 - 2004	20,6% +/- 1,2%
2005 - 2010	26,5% +/- 1,2%

Tabelle 2.5: Gebäude mit ergänzender Ofenheizung (inkl. Kaminheizung): Verwendete Brennstoffe und Baualter der ergänzenden Öfen (IWU 2010) (100 % = alle Wohngebäude mit ergänzenden Öfen, Hauptheizung keine Ofenheizung = ca. 40,5 % aller Wohngebäude ohne Ofenheizung = ca. 38,5 % aller Wohngebäude)

Verluste bei Speicherung, Verteilung und Übergabe

Die Wärmeverluste bei Speicherung, Verteilung und Übergabe der Wärme werden ebenfalls gemäß DIN V 4701-10 berechnet. Die Gebäudegröße geht in Form der Nutzfläche in die Berechnung ein. Wegen der Vielzahl der in dieser Norm dargestellten Technologien werden gewisse Vereinfachungen vorgenommen. Dabei stehen diejenigen Technologien im Vordergrund, die aktuell sehr verbreitet sind, sowie jene, für die ein gewisses künftiges Entwicklungspotenzial unterstellt wird. GEMOD unterscheidet die Verluste nach den Systemtemperaturen im Heizkreis und berücksichtigt ggf. erforderliche Pufferspeicher. Die Verluste bei der Wärmeverteilung richten sich nach dem Anteil von optimierten bzw. abgeglichenen Anlagen.
Das Mengengerüst der Qualität von Speicherung, Verteilung und Übergabe und die Zuordnung zu Wärmeerzeugertypen und Gebäudetypen basiert auf den Erhebungen von (IWU 2010) und (BDH 2015a). Ferner wurden auch eigene Auswertungen der Datenbasis (IWU 2010) vorgenommen.

Baujahr der Heizungs-Verteilungen	EZFH	MFH
bis 1979	58,5% +/- 1,8%	42,0% +/- 5,0%
1980 - 2001	33,9% +/- 1,7%	42,0% +/- 5,6%
ab 2002	7,6% +/- 0,9%	16,0% +/- 5,6%
Altbauen mit Baujahr der Heizungsverteilung bis 1979		
Dämmung nicht verbessert	75,1% +/- 2,2%	84,6% +/- 2,7%
Dämmung verbessert bis 1999	12,8% +/- 1,6%	8,3% +/- 2,0%
Dämmung verbessert 2000 - 2004	6,0% +/- 1,3%	3,5% +/- 1,2%
Dämmung verbessert ab 2005	6,2% +/- 1,1%	3,6% +/- 1,3%

Tabelle 2.6: **Baualter der Heizungsverteilleitungen sowie nachträgliche Verbesserung der Dämmung, getrennt für Ein-/Zweifamilienhäuser (EZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH)in bis 1978 errichteten Altbauten mit Fernwärme oder Block-/Zentralheizung (IWU 2010)**

Die Wärmeverluste durch Speicherung, Verteilung und Übergabe für die Raumbeheizung zeigt Abbildung 2.21 und die der Brauchwassererwärmung zeigt Abbildung 2.22. Ebenso werden die Wärmegutschriften aus der Brauchwasserverteilung ermittelt (Abbildung 2.23).

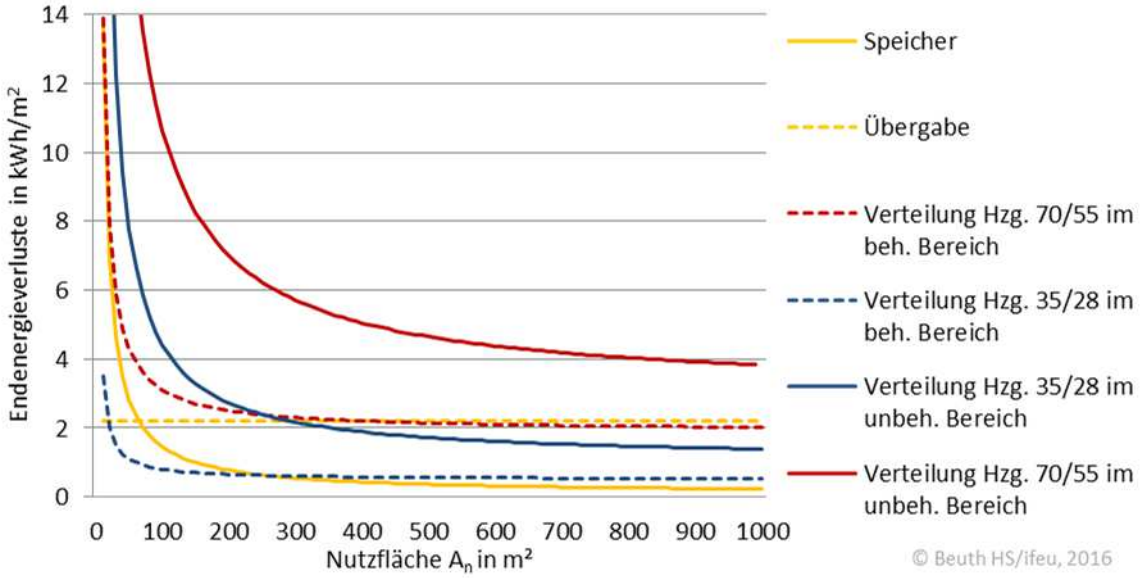


Abbildung 2.21: **Wärmeverluste durch Speicherung, Verteilung und Übergabe für die Raumbeheizung**

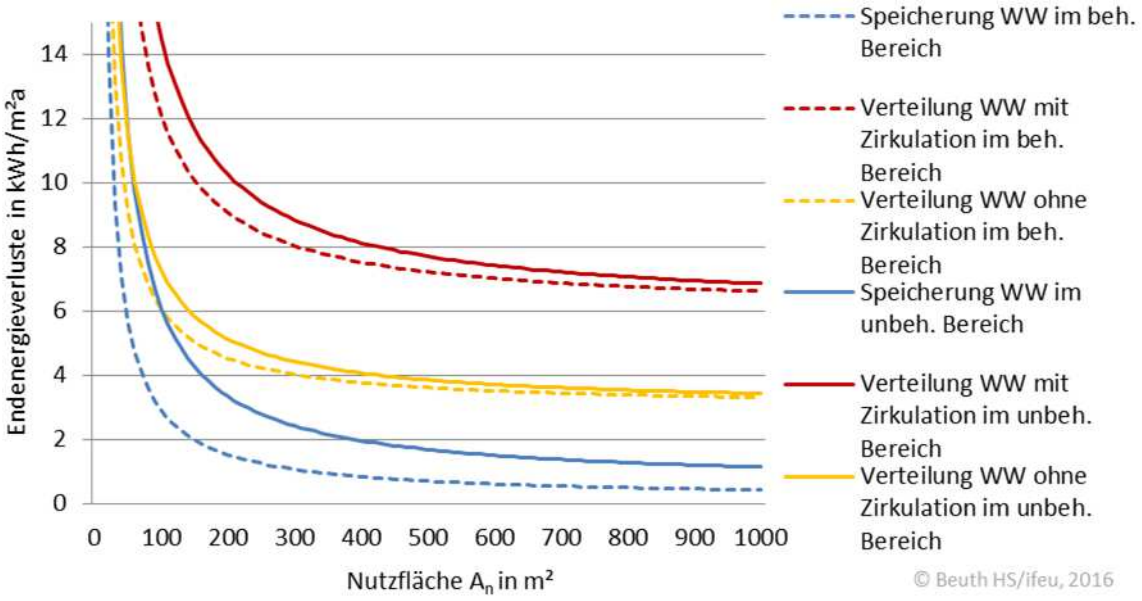


Abbildung 2.22: Wärmeverluste durch Speicherung, Verteilung und Übergabe für die Brauchwassererwärmung

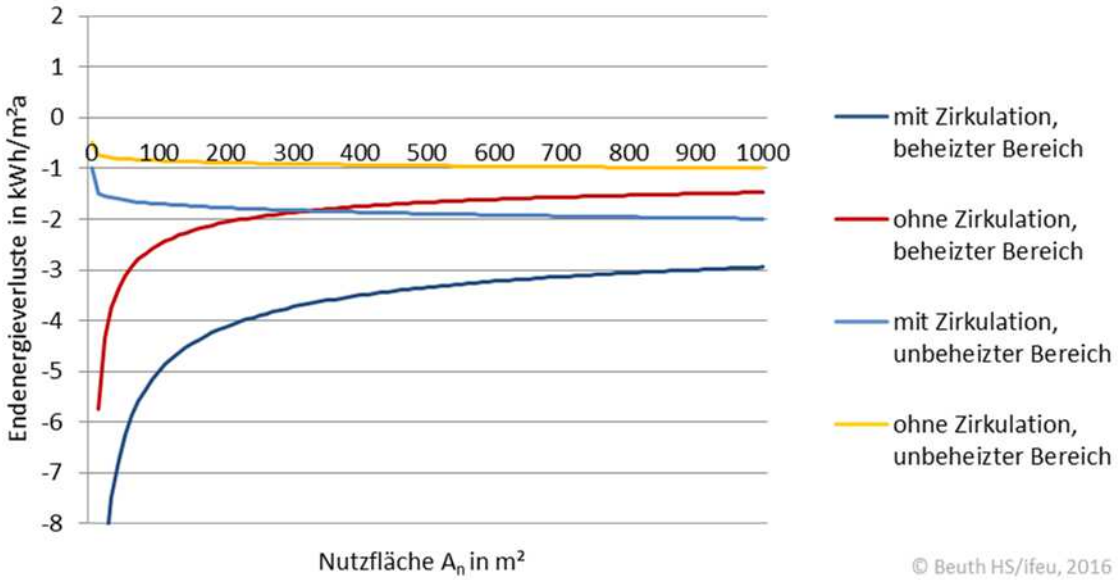


Abbildung 2.23: Wärmegutschriften durch die Warmwasserverteilung

Brauchwassererwärmung

Die verschiedenen Arten der Brauch- bzw. Trinkwassererwärmung (z.B. zentral im Hauptwärmeerzeuger, zentral im separaten Wärmeerzeuger, dezentral elektrisch, dezentral mit Gas) werden den Gebäudetypen zugeordnet. Grundlagen sind (IWU 2010) und (destatis 2011). Die Bedeutung der Begriffe Brauch- und Trinkwasser meinen im Rahmen dieses Berichtes ein und dasselbe, die Betriebswassererwärmung wird nicht gesondert betrachtet.

Warmwasserbereitung...	alle Wohn-gebäude	Altbauten bis 1978	Baujahr 1979 - 2004	Neubau ab 2005
...in Kombination mit der Heizung	76,9% +/- 1,0%	71,8% +/- 1,3%	87,1% +/- 1,2%	90,0% +/- 2,1%
...separat, und zwar:				
elektrische Durchlauferhitzer	12,1% +/- 0,8%	15,1% +/- 1,0%	6,2% +/- 0,9%	4,0% +/- 1,4%
elektrische Kleinspeicher	4,8% +/- 0,5%	6,1% +/- 0,6%	2,4% +/- 0,7%	2,1% +/- 1,0%
Gas-Durchlauferhitzer	2,5% +/- 0,3%	3,5% +/- 0,4%	0,4% +/- 0,7%	1,3% +/- 0,8%
brennstoffbeheizte Speicher	3,3% +/- 0,3%	3,3% +/- 0,4%	3,6% +/- 0,6%	0,5% +/- 0,2%
Kellerluft-/Abluft-Wärmepumpe	0,4% +/- 0,1%	0,3% +/- 0,1%	0,4% +/- 0,2%	2,3% +/- 1,2%

Tabelle 2.7: Struktur der Brauchwarmwasserbereitung im Wohngebäudebestand (IWU 2010)

Solarthermie

Solarthermische Anlagen können in GEMOD eindeutig einem Gebäudetyp, einem Energieträger und einem Wärmeerzeugertyp zugeordnet werden. Dabei wird unterschieden zwischen Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Anlagen zur kombinierten Heizungsunterstützung. Bei Anlagen, die nur der Brauchwassererwärmung dienen, wird eine Auslegung auf einen fixen Deckungsgrad vorausgesetzt. Dagegen werden die Kombianlagen durch ihre mittlere Kollektorfläche spezifiziert. Aus dieser errechnet GEMOD den solaren Deckungsanteil für Trinkwarmwasser und Raumheizung in Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs, der Vorlauftemperatur und der Gebäudegröße. Die numerischen Zusammenhänge dieser Einflussgrößen mit dem Deckungsanteil wurden mit Hilfe des Simulationsprogramms Polysun der Firma Vela Solaris exemplarisch für verschiedene Anlagenkonfigurationen hergeleitet.

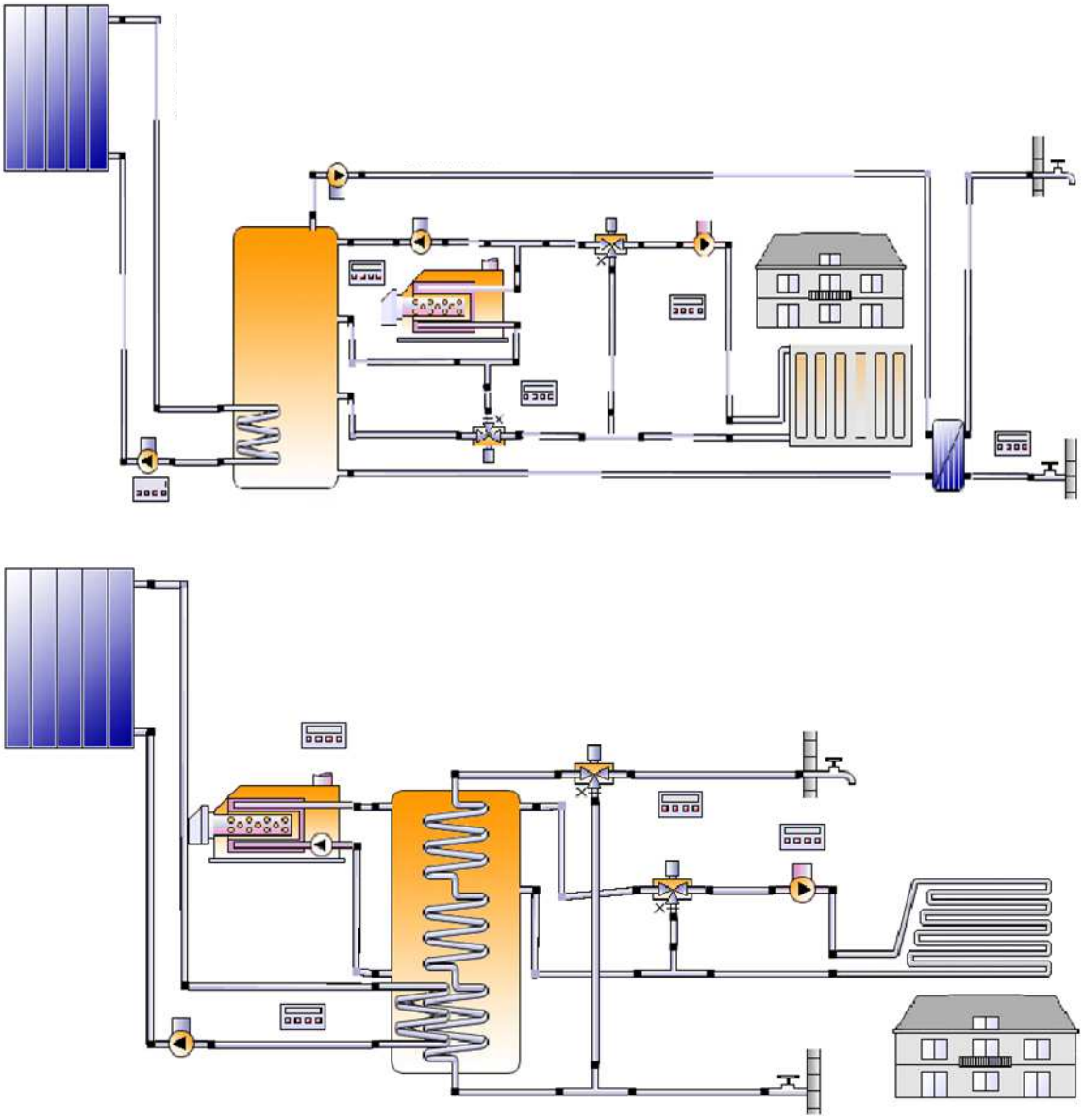


Abbildung 2.24: Exemplarische Anlagenkonfigurationen zur Bestimmung der solaren Deckungsraten (polysun 2016)

Mit Polysun wurden die solaren Deckungsgrade unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit vom Jahresheizwärmebedarf analysiert. Die folgenden Komponenten wurden variiert, um deren Einfluss auf den Deckungsgrad zu bestimmen:

- Gebäudegröße
  - Einfamilienhaus
  - Mehrfamilienhaus
- Art der Brauchwassererwärmung
  - Außenliegende Frischwasserstation
  - Wärmetauscher innerhalb des Solarspeichers
  - Direkt beheizter Brauchwasserspeicher innerhalb des Solarspeichers
- Art des Heizkreises
  - Statische Heizkörper (70/55°C)
  - Fußbodenheizung (35/28°C)
- Kollektorgröße
  - Maximale Ausnutzung der Dachfläche
  - Übliche Kollektorgröße

So zeigt z.B. die nachfolgende Abbildung verschiedene Speicherkonzepte, die zu berücksichtigen sind.

Abbildung 2.25: Solarspeicher mit verschiedenen Arten der Brauchwassererwärmung: innenliegender Trinkwasserwärmetauscher, externe Frischwasserstation, innenliegender Brauchwasserspeicher (v.l.n.r.) (BDH 2015b)

Alle Anlagenkonfigurationen werden jeweils für Heizwärmebedarfswerte von 20 bis 200 kWh/m²a berechnet, um unterschiedliche Dämmzustände darzustellen.

Die tatsächlich von Solaranlagen lieferbare Wärmemenge hängt weiterhin von der nutzbaren Aufstellfläche der Kollektoren, vom Nutzungsgrad der Anlagen und der Sonneneinstrahlung ab. Die nachfolgende Grafik zeigt den Einfluss der Kollektorflächen auf den Deckungsgrad. In diesem Beispiel ist der Deckungsgrad bei einer mehr als doppelt so großen Kollektorfläche rund 10 Prozentpunkte höher.

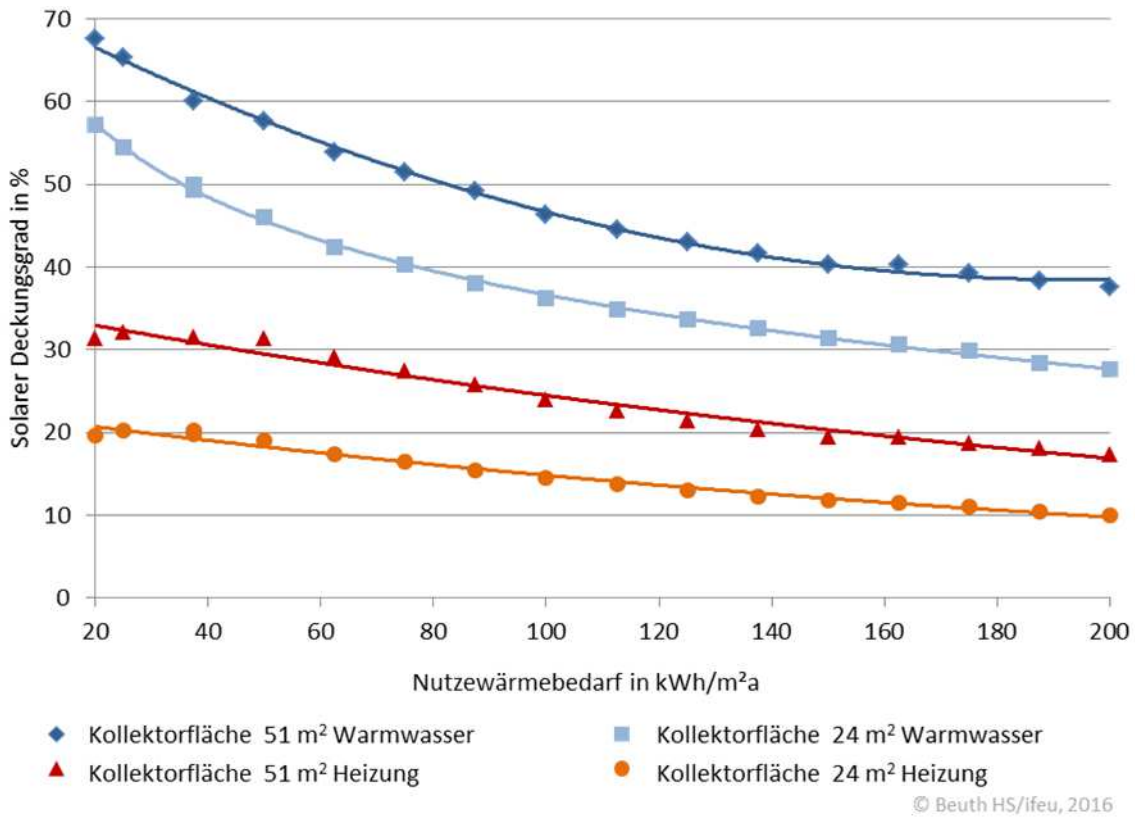


Abbildung 2.26: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Nutzwärmebedarf für verschiedene Kollektorgrößen

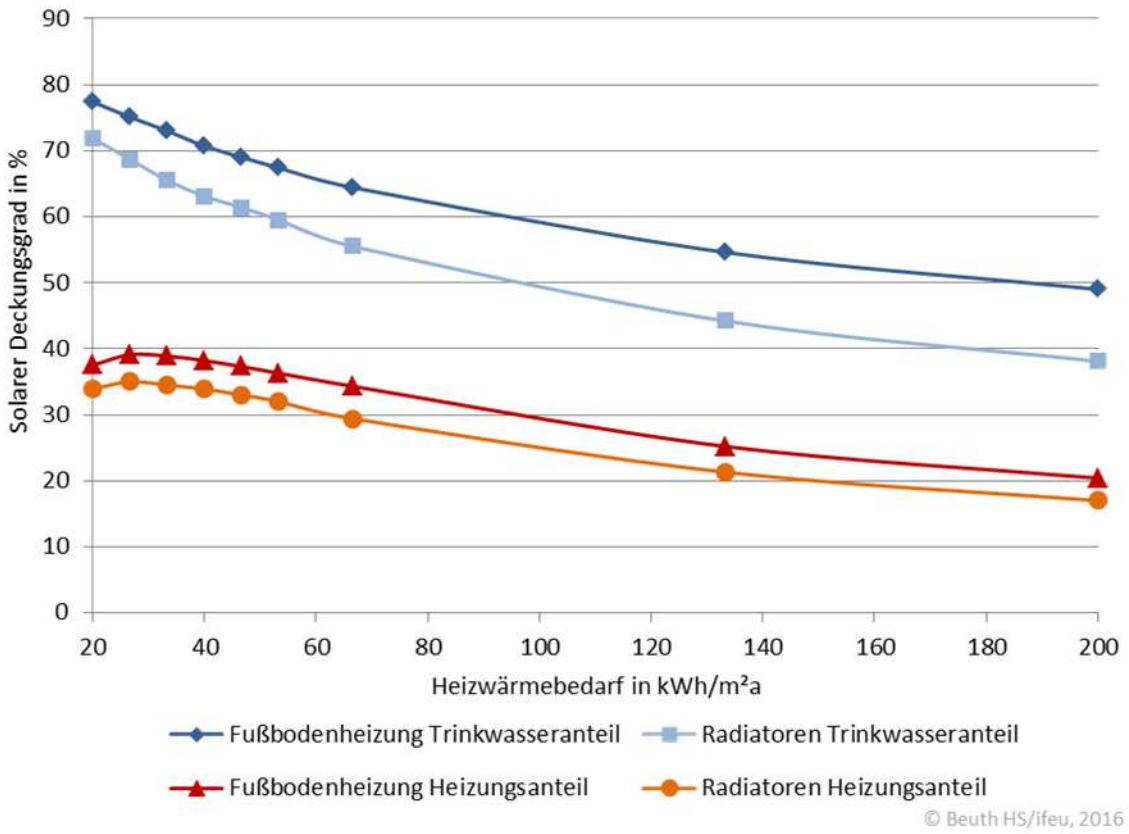


Abbildung 2.27: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Heizkreise

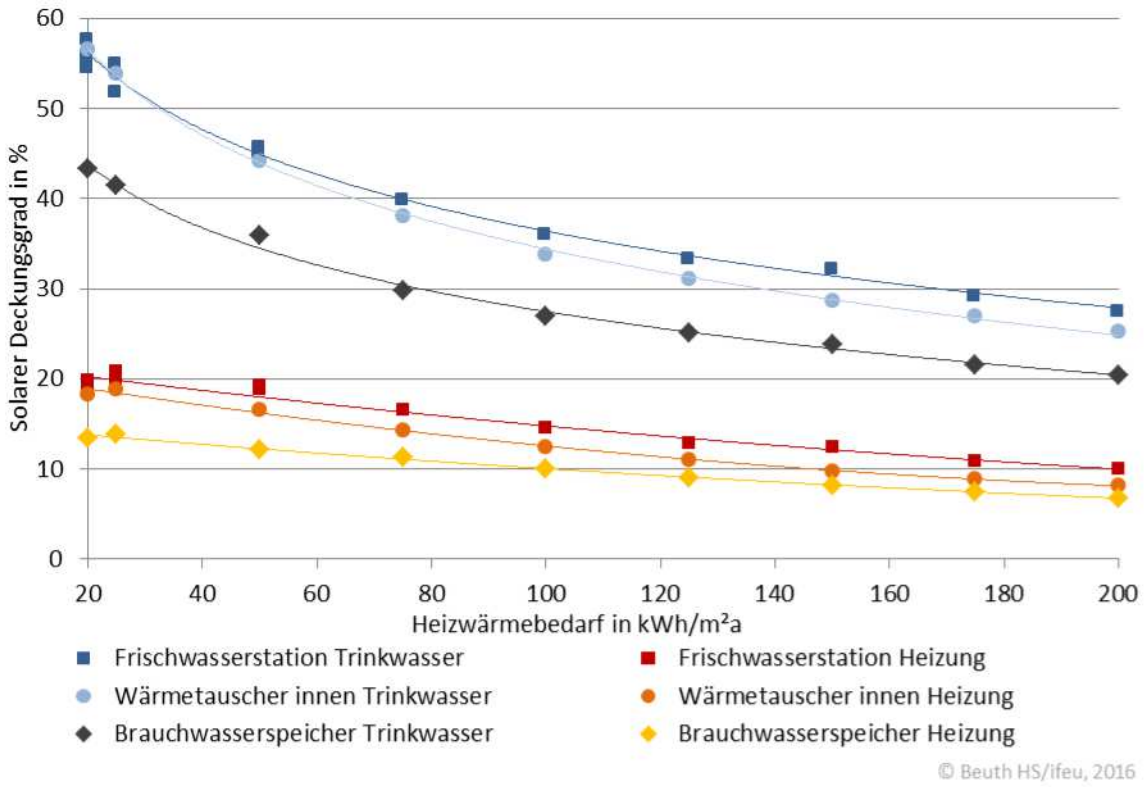


Abbildung 2.28: Solarer Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Arten der Brauchwassererwärmung

Anlagen mit innenliegendem Brauchwasserspeicher sind eine heute kaum noch gebräuchliche Art der solaren Brauchwassererwärmung. Die Deckungsgrade für diese Konfiguration sind deutlich niedriger als bei den beiden anderen Anlagen. Sie wird daher nicht nach GEMOD übernommen.

2.5 Sanierungskosten

Sanierungskosten

In GEMOD werden die Investitionskosten für energetische Sanierungen erfasst. Sie können nach beliebigen Kriterien geclustert und ausgewertet werden (z.B. nach Gebäudetyp, Bauteilen, Art der Sanierung u.a.m.). Es werden sowohl die Gesamtkosten für energetisch relevante Gebäudekomponenten angegeben als auch die energiebedingten Mehrkosten. Die Kostenangaben basieren überwiegend auf der Erhebung des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU 2015b). Hierin wurden 1177 Gebäudesanierungen analysiert, die im CO_2-Gebäudesanierungsprogramm der KfW gefördert wurden. Die angegebenen Kosten erlauben eine gewisse Korrelation mit der Leistungsfähigkeit der Komponenten: Die Kostenfunktionen für Dämmschichten sind mit einem Grundpreis und einem Preis je Zentimeter Dämmstoff angegeben; Kosten für Wärmeerzeuger beziehen sich auf deren Nennleistung. Diese Darstellung der Kosten ist für die automatisierte Kalkulation der Investitionskosten frei zu definierender Szenarien in GEMOD besonders gut geeignet.

Bei der Fortschreibung der Investitionskosten in GEMOD können die Kosten der einzelnen Komponenten frei angepasst werden, damit z.B. Lernkurveneffekte abgebildet werden können. Zusätzlich zu den Kosten für baulichen Wärmeschutz und Wärmeerzeuger berücksichtigt GEMOD auch Kosten für Optimierungsmaßnahmen wie den hydraulischen Abgleich sowie Planungskosten.

Die Entwicklung der Kosten wird durch Korrektur mit dem Baukostenindex für Instandhaltung von Gebäuden abgebildet. Der künftig zu erwartende Index kann übergeordnet für alle Komponenten angepasst werden.

Energiekosten

Die Kosten der Energieträger aus betriebswirtschaftlicher Perspektive werden für das Startjahr vorgegeben (BMWi 2016). Die künftige Entwicklung der Energiekosten kann angepasst werden. In diesem Projekt werden die Brennstoffkosten-Entwicklungen aus der Effizienzstrategie Gebäude übernommen (Prognos, ifeu, and IWU 2015).

3 Potenziale der Energieträger

Die erneuerbaren Energieträger für die Erzeugung von Raumwärme und Trinkwarmwasser unterliegen spezifischen Restriktionen. Anders als bei fossilen Energieträgern ist das theoretische Angebotspotenzial hier meist nahezu unendlich. Die Potenziale werden durch technische und wirtschaftliche Restriktionen begrenzt – teils auf der Angebots-, teils auf der Nachfrageseite.

Um den Einfluss der Nachfrageseite darzustellen werden die Potenziale in den folgenden Kapiteln auf zwei Nachfrage-Entwicklungen bezogen, die eine obere und eine untere Grenze der Nachfrageentwicklung umreißen, ähnlich wie sie im Vorgängerprojekt „Dämmpotenzial" (Beuth HS/ifeu 2015) entwickelt wurden. Auf der einen Seite steht eine Entwicklung der Wärmenachfrage, die dem bisherigen Trend folgt und bis 2050 zu einer Nutzenergieminderung für Raumwärme und Warmwasser von 33% führt. Auf der anderen Seite steht eine Entwicklung der Wärmenachfrage, die sich bei maximal engagiertem Klimaschutz einstellt. Sie führt zu Einsparungen bei der Nutzenergienachfrage um 63 %, jeweils bezogen auf das Jahr 2011 (diese Werte sind nicht etwa zu verwechseln mit der in der ESG genannten Reduktion des Endenergiebedarfs um maximal 54%).

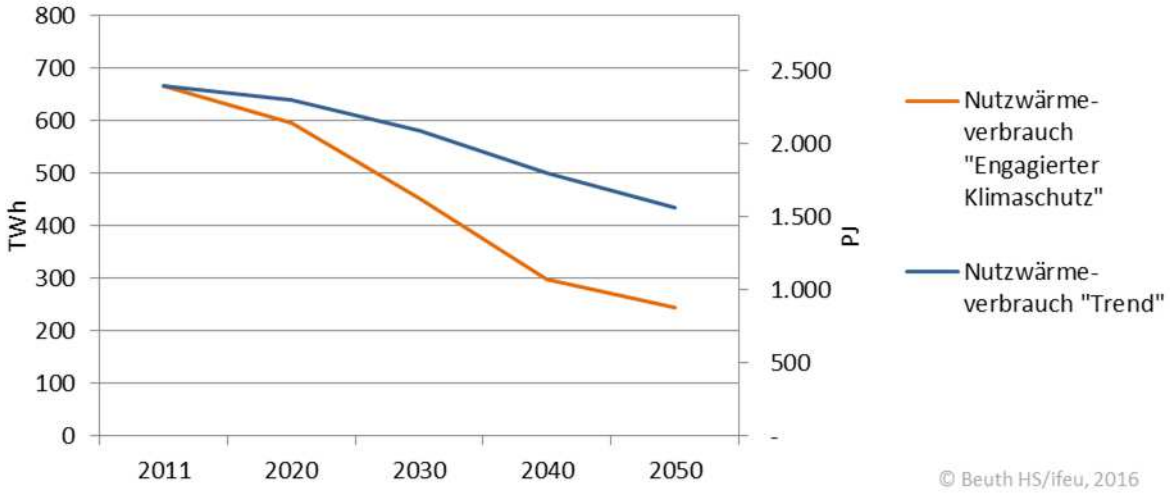


Abbildung 3.1: Nutzwärmeverbrauch für Wohn- und Nichtwohngebäude in der Nachfrageentwicklung Engagierter Klimaschutz und Trend (Bezugsjahr 2011)

Die Nachfrage wird dargestellt in Form des Nutzenergieverbrauchs für Raumwärme und Trinkwarmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden. Diese wird nur vom baulichen Wärmeschutz und von den Lüftungsverlusten bestimmt. Sie ist somit eine fixe Bezugsgröße für die Potenziale. Andere Größen – wie End- oder Primärenergie – sind selbst von der Ausstattung mit Wärmeerzeugern abhängig und damit variabel. Sie sind folglich nicht als Bezugsgröße für die Potenzialermittlung und –beschreibung geeignet.

3.1 Potenzialanalysen mit Geoinformationssystemen

Die Potenziale für den Ausbau bestehender und neuer Wärmenetze, für Tiefengeothermie und für Sole/Wasser-Wärmepumpen werden auf der Grundlage von Geo-Informationssystemen (GIS) erhoben. Dazu werden die beiden Gebäudemodelle GEMOD und Wärmeatlas Deutschland (WAD) von (GEF Ingenieur AG Geomer GmbH Caso Geo Data + Services GmbH 2014) kombiniert. Der Wärmeatlas ermöglicht eine regionale Verortung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in einem geographischen Informationssystem (GIS).

Im Ergebnis steht ein räumlich hochauflösendes Modell der Wärmeverbrauchsentwicklung im Gebäudebestand. Dieses wird mit den spezifischen Treibern und Hemmnissen von Wärmenetzen und von Sole/Wasser-Wärmepumpen verschnitten. Dieses Vorgehen empfiehlt sich für beide Technologien, weil ihre jeweiligen Ausbaupotenziale in hohem Maß von der Bebauungs- bzw.

der Wärmedichte abhängen. Für Sole/Wasser-Wärmepumpen können die geografisch bedingten Restriktionen quantifiziert werden. Diese werden um weitere Restriktionen ergänzt und führen so in einem Bottom-Up-Verfahren auf das technische Potenzial.

Für den Nah- und Fernwärmeausbau kann das bundesweite Potenzial in Abhängigkeit technischer und wirtschaftlicher Restriktionen ermittelt sowie die Sensitivität der Randbedingungen geprüft werden. Auf Grundlage der Wärmenetzpotenziale können auch die Potenziale weiterer netzgebundener erneuerbarer Energien analysiert werden wie Tiefengeothermie, solare Nahwärme und Abwasserwärmepumpen.

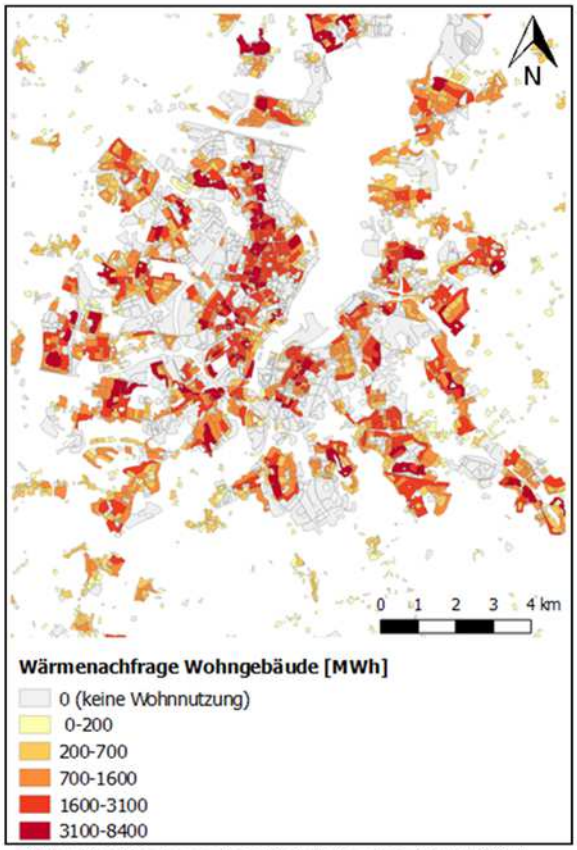
Der Wärmeatlas Deutschland basiert auf den georeferenzierten Grundflächen aller zum 31.12.2012 von den Vermessungsämtern erfassten 49 Millionen Wohn-, Nichtwohn- und Nebengebäude, die in einer Gebäudedatenbank hinterlegt sind. Rund 17,4 Millionen Wohngebäude sind zusätzlich einem der Gebäudetypen nach der Gebäude-Typologie des Instituts Wohnen und Umwelt(IWU 2012) zugeordnet und mit einer Energiebezugsfläche versehen, über die eine Berechnung des zu erwartenden Wärmeverbrauchs möglich ist. Die Zuordnung zu den IWU-Gebäudetypen und Energiebezugsflächen erfolgte anhand der Parameter Adressinformation (Privatadresse = Wohnnutzung), Haushaltszahl und Bebauungsart (freistehend, nicht freistehend, benachbarte Gebäude) (GEF Ingenieur AG Geomer GmbH Caso Geo Data + Services GmbH 2014).

Die Datengrundlage des Wärmeatlas´ steht kleinräumig aggregiert auf der Ebene von Baublöcken in Form einer räumlichen Datenbank für die Auswertung zur Verfügung. Die verfügbaren Parameter der Baublöcke sind nachfolgend in Abbildung 3.2 dargestellt.

Um eine konsistente energetische Abstraktion des Gebäudebestandes als Grundlage für die GIS-Analyse der Anlagenpotenziale zu schaffen, wurde die Datengrundlage des Wärmeatlas' mit den Berechnungsgrundlagen des GEMOD sowohl für das Basisjahr 2011 als auch für die energetischen Sanierungsszenarien 2030 und 2050 abgeglichen. Die im Wärmeatlas ursprünglich hinterlegten Wärmebedarfswerte für das Basisjahr 2011 wurden im Sinne einer einheitlichen Modellentwicklung nicht verwendet.

Die Koppelung von GEMOD und Gebäudedatenbank erfordert eine Kalibrierung der hinterlegten Energiebezugsflächen pro Größentyp sowie die Berücksichtigung verschiedener Baualtersklassen bei der Übertragung spezifischer Wärmeverbrauchswerte aus GEMOD in die räumliche Struktur. Um eine möglichst hohe regionale Differenzierung zu gewährleisten, werden die relevanten Gewichtungen und Korrekturfaktoren auf der Grundlage möglichst kleinräumiger Referenzdaten durch räumliche Verschneidung mit den amtlichen Verwaltungsgrenzen des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie im GIS berechnet (BGK 2015). Dafür werden die amtlichen Statistiken zum Gebäudebestand aus der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 (destatis 2011) verwendet, die eine Aufgliederung der Wohnfläche nach den IWU-Größentypen und zusätzlich sechs Baualtersklassen auf Gemeinde-, Kreis-, Landes- und Bundesebene im GIS ermöglichen.

Attributbeschreibung
Schlüssel
Polygon der Baublockfläche
Baublockschlüssel
Anteil überbauter Fläche an Gesamtfläche Baublock
Baudichte, 7 ordinale Klassen
Summe Grundfläche Wohngebäude
Summe Energiebezugsfläche
Summe Jahresnutzenergie (Heizung + Warmwasser)
Energiebezugsfläche Gebäudetyp 1 (EFH)
Energiebezugsfläche Gebäudetyp 2 (RH)
Energiebezugsfläche Gebäudetyp 3 (MFH)
Energiebezugsfläche Gebäudetyp 4 (GMH)
Energiebezugsfläche Gebäudetyp 5 (HH)
Jahresnutzenergie (HZ & WW) Gebäudetyp 1 (EFH)
Jahresnutzenergie (HZ & WW) Gebäudetyp 2 (RH)
Jahresnutzenergie (HZ & WW) Gebäudetyp 3 (MFH)
Jahresnutzenergie (HZ & WW) Gebäudetyp 4 (GMH)
Jahresnutzenergie (HZ & WW) Gebäudetyp 5 (HH)
Anzahl Gebäudetyp 1 (EFH)
Anzahl Gebäudetyp 2 (RH)
Anzahl Gebäudetyp 3 (MFH)
Anzahl Gebäudetyp 4 (GMH)
Anzahl Gebäudetyp 5 (HH)
Fläche des Baublocks [m²]



© Baublockkarte: casaGeo Data & Services GmbH 2014.
© Wärmeatlas: GEF Ingenieur AG, casaGeo Data & Services GmbH, geomer GmbH 2014.

Abbildung 3.2: Im Wärmeatlas hinterlegte Daten zur Wärmebedarfsmodellierung auf Baublockebene.

Als Schlüssel für die Übertragung von spezifischen Wärmeverbrauchswerten (in der Einheit kWh/m²a) aus den GEMOD-Berechnungen in die räumliche Gebäudedatenbank wird im Modell auf das Merkmal Größentyp zurückgegriffen. In der Datengrundlage des Wärmeatlas' wird jedem einzelnen Wohngebäude einer der Größentypen Einfamilienhaus (EFH), Reihenhaus (RH), Mehrfamilienhaus (MFH) oder großes Mehrfamilienhaus/Hochhaus (GMH/HH) nach der Gebäudetypologie (IWU 2012) zugeordnet. In Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte im Gebäude wird zudem eine Energiebezugsfläche zugeordnet, die aus den durchschnittlichen Wohnflächenzahlen aus Länderstatistiken in Verbindung mit gebäudetypspezifischen Abschlägen (GEF Ingenieur AG Geomer GmbH Caso Geo Data + Services GmbH 2014) für nicht beheizte Flächenanteile ermittelt wurde.

Die mittels dieses Verfahrens räumlich zugeordnete Energiebezugsfläche beträgt kumuliert im Bundesgebiet 2,6 Mrd. Quadratmeter. In GEMOD sind demgegenüber im Abgleich mit den amtlichen Statistiken kumuliert über alle Gebäudetypen für das Jahr 2011 rund 3,5 Mrd. Quadratmeter absolute Wohnfläche hinterlegt, auf die die spezifischen Energieverbrauchswerte gespiegelt werden. Da die im Wärmeatlas hinterlegten Energiebezugsflächen für einzelne Größentypen auf Gemeindeebene teilweise stark abweichen, wurden im GIS Korrekturfaktoren getrennt nach Größentypen auf der übergeordneten Landesebene berechnet und auf die Energiebezugsfläche auf Baublockebene angewendet.

Für die Szenarienjahre 2030 und 2050 musste darüber hinaus die Entwicklung der Wohnflächen möglichst kleinräumig abgebildet werden. Da Neubauten im Gegensatz zu den bestehenden Gebäuden im Wärmeatlas nicht mit diskreten Standorten verknüpft werden können, wurde mit einer gemittelten Nachverdichtung in den bestehenden Baublöcken gerechnet. Dafür wurden aus der Prognose der Wohnflächennachfrage des BBSR bis zum Jahr 2035 auf Ebene der 402 Land- und Stadtkreise in Deutschland Korrekturfaktoren getrennt für die Gebäudegrößentypen Ein- und

Zweifamilienhaus (EZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) als Verhältnis der zukünftigen Wohnfläche zur Wohnfläche im Basisjahr 2011 abgeleitet.

Im Ergebnis wurden damit die im GEMOD hinterlegten kumulierten Wohnflächen pro Gebäudegrößentyp regional differenziert auf Landes- bzw. Kreisebene im GIS auf die Baublöcke gespiegelt.

In einem zweiten Schritt erfolgte eine gewichtete Mittelung der spezifischen Heizwärmeverbräuche aus GEMOD pro Gebäudegrößentyp EFH, RH, MFH und GMH/HH anhand der Anteile verschiedener Baualtersklassen auf Gemeindeebene, um angesichts der nicht vorhandenen Zuordnung von Baualtersklassen auf Baublockebene regionale Differenzen in der Alterszusammensetzung des Gebäudebestandes auf Gemeindeebene zu berücksichtigen (Abbildung 3.3).

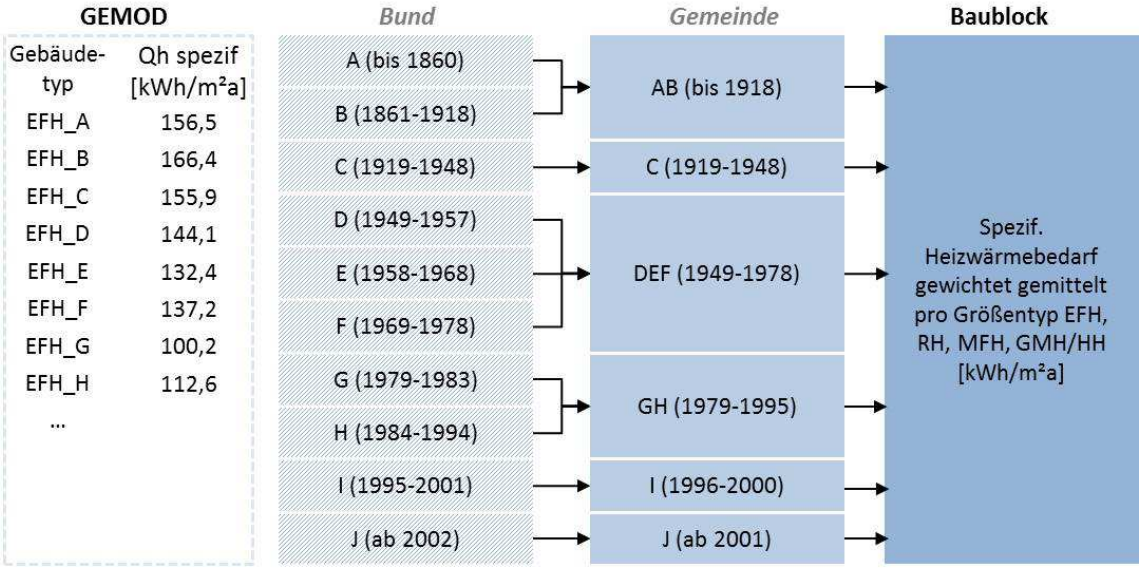


Abbildung 3.3: Schema der gewichteten Mittelung der spezifischen Heizwärmeverbräuche aus GEMOD über Anteile der Baualtersklassen auf verschiedenen räumlichen Ebenen

Während die gewichtete Mittelung der Heizwärmeverbrauchswerte für das Basisjahr 2011 auf Grundlage statistischer Daten kleinräumig auf Gemeindeebene erfolgen konnte, konnte für die Abbildung der Auswirkungen von Neubau und Abriss auf die spezifischen Heizwärmeverbräuche in den Zukunftsszenarien nicht auf ein regionalisiertes Modell zurückgegriffen werden. Die Veränderung des gewichtet gemittelten Heizwärmeverbrauchs pro Gebäudetyp in den Szenarien 2030 und 2050 wurde deshalb von den im GEMOD hinterlegten Anteilen der Baualtersklassen K, L und M auf Bundesebene abgeleitet. Die Übertragung erfolgte über Korrekturfaktoren, die auf alle Baublöcke im Bundesgebiet angewendet wurden.

Zusätzlich zur benötigten Nutzenergie für die Raumwärme wurden spezifische Aufschläge für den Warmwasserbedarf von 11 kWh/m²a in Gebäuden des Typs EFH und RH sowie 15 kWh/m²a in Gebäuden des Typs MFH und GMH/HH implementiert. Diese Werte wurden bereits in „Dämmpotenzial“ (Beuth HS/ifeu 2015) bestätigt.

Da sich aus der Regionalisierung der Energiebezugsflächenkorrektur und der Mittelung der spezifischen Heizwärmebedarfe auf unterschiedlichen räumlichen Ebenen in der Gesamtbilanz Differenzen von 4 bis 15 %, je nach Szenario und Jahr, ergeben, wurde das bundesweite Wärme-GIS in einem letzten Schritt mit den in GEMOD hinterlegten Mengen kalibriert. Im Ergebnis liegt ein konsistentes Modell zur regional differenzierten räumlichen Abbildung der Wärmebedarfsszenarien für den deutschen Wohngebäudebestand in GEMOD auf Baublockebene vor, das für die Potenzialanalyse genutzt werden kann. Das Schema der Modellkopplung Wärmeatlas-GEMOD ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

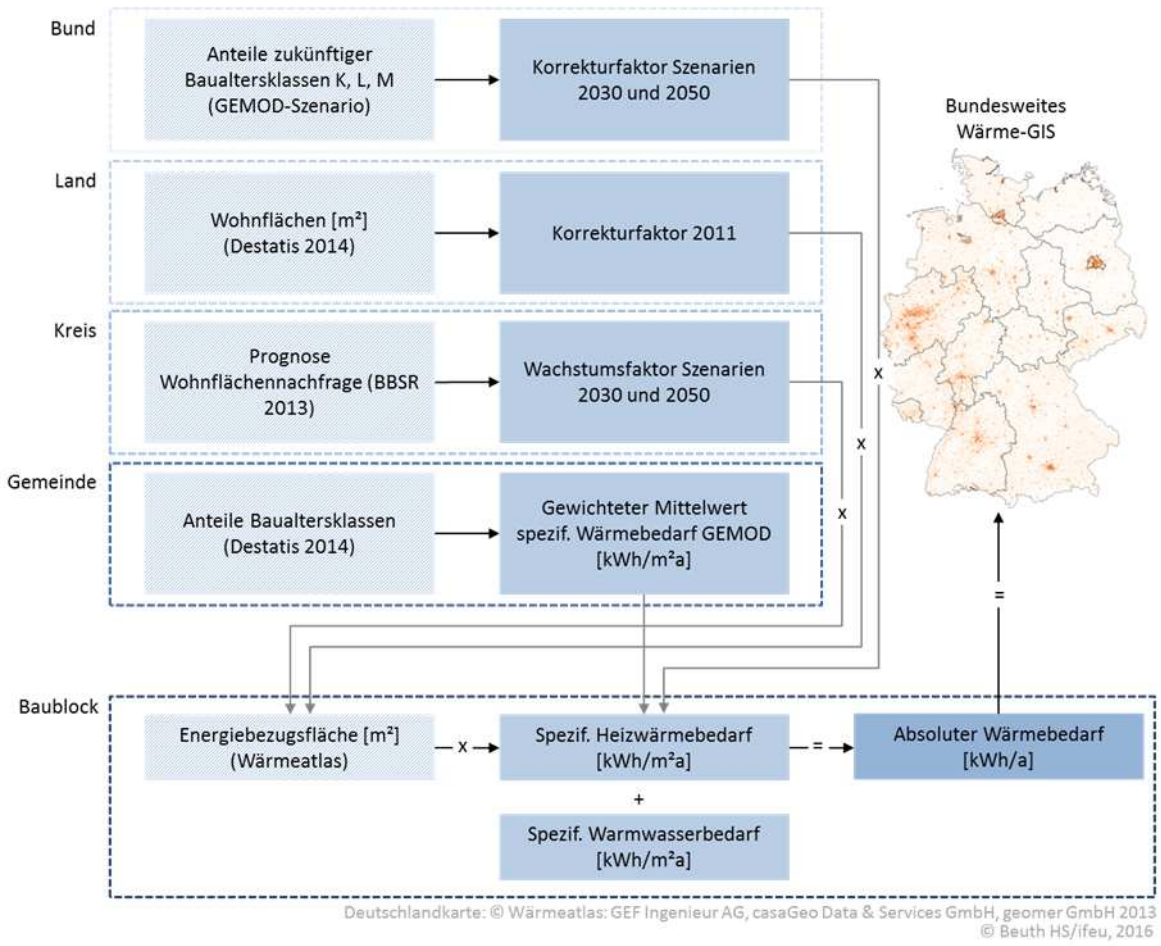


Abbildung 3.4: Räumliche Modellierung der Wärmeverbrauchsentwicklung im Wohngebäudebestand nach GEMOD für die Gebäudetypen EFH, RH, MFH und GMH

Da eine kleinräumige Verortung energetisch typisierter Nicht-Wohngebäude anhand der verfügbaren Daten nicht möglich war, konnte die Wärmenachfrage in Nicht-Wohngebäuden in der GIS-Analyse nicht berücksichtigt werden. Die ausgewiesenen Werte in den nachfolgenden Wärmenetz-, Wärmepumpen- und Tiefengeothermiepotenzialanalysen beziehen sich originär lediglich auf die Wärmenachfrage im Wohngebäudebestand und werden anteilig auf den Nichtwohngebäudebestand übertragen.

Als Grundlage der langfristigen Potenzialanalyse von Wärmenetzen, Wärmepumpen und Tiefengeothermie im Gebäudesektor wurden die spezifischen Wärmeverbrauchswerte für Raumheizung (Nutzenergie) aus zwei energetischen Sanierungsszenarien aus GEMOD in das Wärme-GIS-Modell gespiegelt. Dies sind das Trendszenario mit fortlaufend niedriger Sanierungsrate und das ambitionierte Sanierungsszenario „engagierter Klimaschutz“ mit einer äußerst ambitionierten Reduktion des Wärmeverbrauchs. Diese Szenarien stecken den Korridor der möglichen Energienachfragereduktion im Gebäudebestand ab. Die kumulierten Nutzenergieverbräuche im Wohngebäudebestand auf Bundesebene sind nachfolgend in Abbildung 3.5 dargestellt.

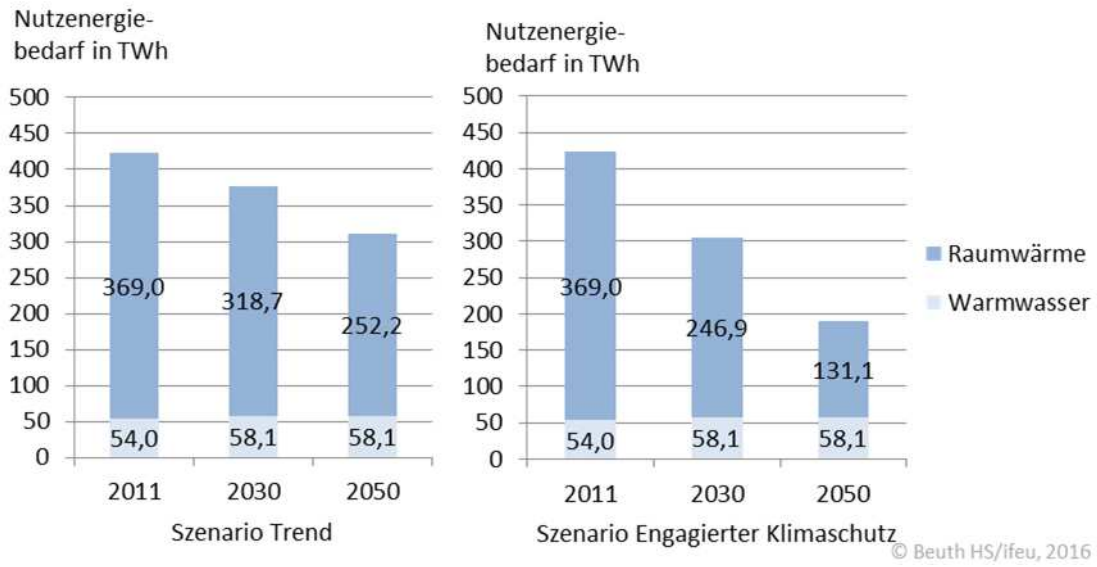


Abbildung 3.5: Szenarien der Wärmebedarfsentwicklung im deutschen Wohngebäudebestand für die GIS-basierte Potenzialanalyse aus „Dämmpotenziale“(Beuth HS/ifeu 2015)

3.2 Wärmenetzpotenziale

Ziel dieses Kapitels ist die Identifikation der nachfrageseitigen Restriktionen, die das Wärmenetzpotenzial begrenzen. Angebotsseitige Restriktionen für spezifische erneuerbare Energieträger werden in den Kapiteln 3.3 und 3.4 behandelt.

Die räumliche Analyse der langfristigen Wärmenetzpotenziale erfolgt auf der Ebene von Rasterzellen mit 1000 m bzw. 500 m Kantenlänge zur Abbildung der relevanten Dichte- und Netzparameter. Sie basiert auf der konzeptuellen Unterscheidung zwischen bestehenden Fernwärmeversorgungsgebieten und potenziellen neuen Wärmenetzen in strukturell kleineren Einheiten, die als langfristige Nahwärmepotenzialgebiete bezeichnet werden und den Kern der Potenzialerhebung bilden.

Zunächst werden bestehende Fernwärmegebiete identifiziert und aus der Gesamtheit der potenziellen Wärmenetzflächen entfernt. Die Auswahl erfolgt auf der Grundlage einer Liste von Mitgliedsunternehmen des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) sowie des modellierten Nutzenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung im Wohngebäudebestand im Jahr 2011.
Zur Abbildung der Wirtschaftlichkeitsparameter zukünftiger Nahwärmenetze wird vereinfachend die Wärmenachfrage im Stichjahr 2030 als Abstraktion des relevanten Investitionszeitraumes von 2015 bis 2045 verwendet. Der Ablauf der Analyse ist in Abbildung 3.6 dargestellt und wird in den folgenden Kapiteln genauer beschrieben.

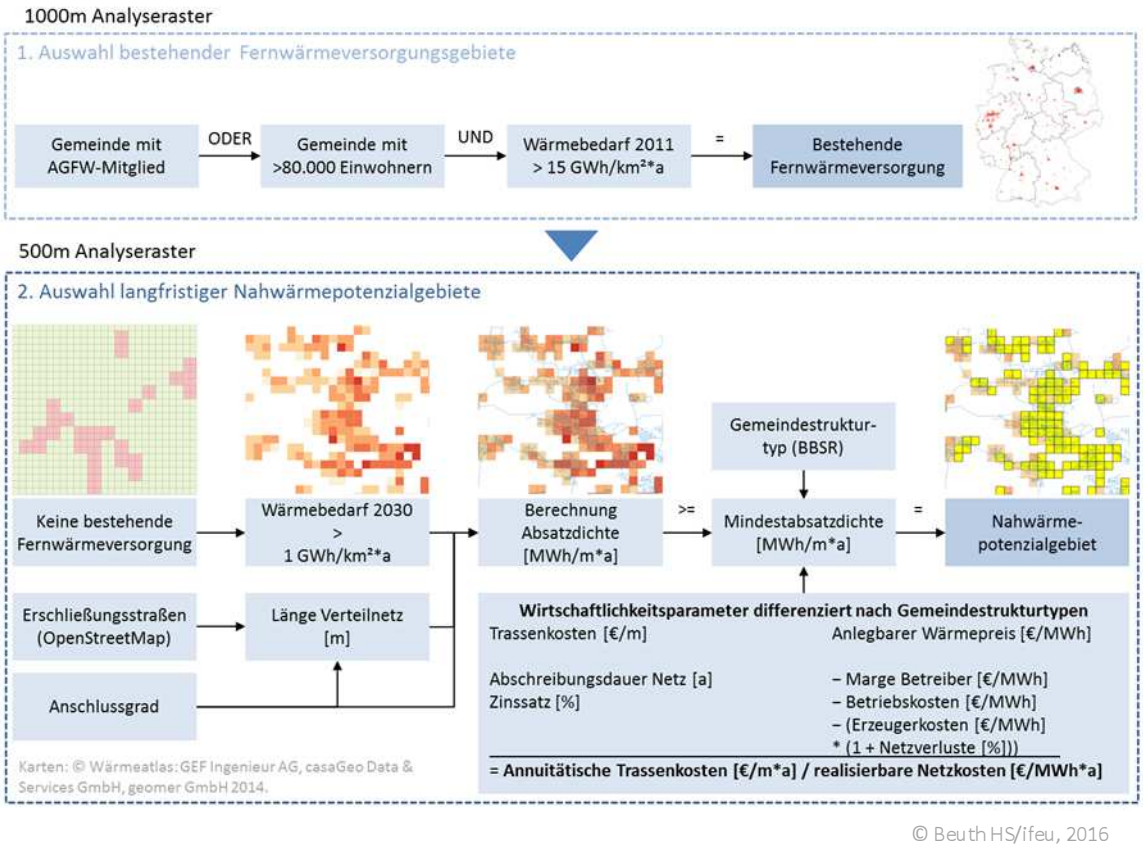


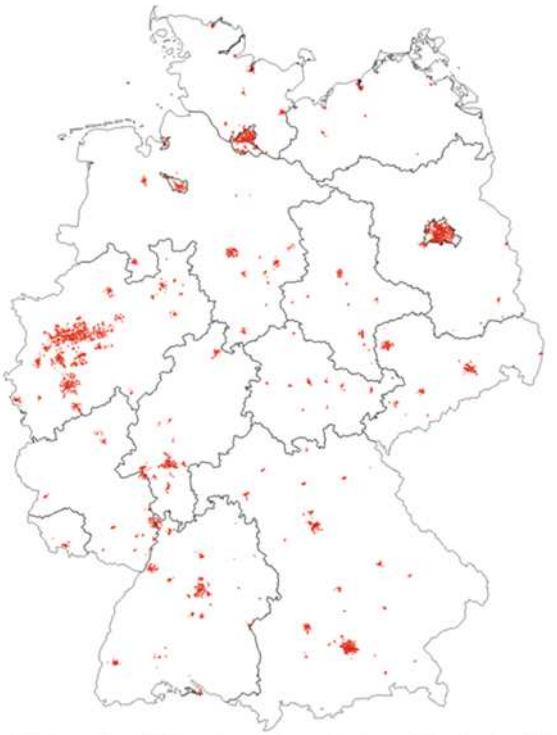
Abbildung 3.6: Ablauf der Nahwärmepotenzialerhebung

Fernwärmebestand

In einem ersten Schritt werden bestehende Fernwärmeversorgungsgebiete auf der Ebene eines Analyserasters mit 1000 m Kantenlänge identifiziert. Die Auswahl erfolgt auf der Grundlage der Standorte von Fernwärmeversorgungsunternehmen aus der Mitgliederliste des AGFW, die über Regionalschlüssel auf Gemeindeebene im GIS referenziert werden können. Da auf diese Weise nicht alle Fernwärmeunternehmen erfasst werden, wird als zusätzliche Information die Einwohnerzahl der Gemeinden herangezogen.

Entsprechend einer Erhebung des AGFW, nach der in 91 % der Gemeinden mit mehr als 80.000 Einwohnern Fernwärmeversorgungssysteme bestehen, wird diese Grenze als zweites Zuschlags-Kriterium verwendet (AGFW 2010). Als weitere Annahme zur kleinräumigen Abgrenzung der bestehenden Netze unterhalb der Gemeindeebene wird davon ausgegangen, dass Gebiete in primär randstädtischen Lagen mit einer Wärmenachfrage von weniger als 15 GWh/km²a im Basisjahr 2011 bisher nicht in bestehende Fernwärmenetze eingebunden sind.

Auf diese Weise wurden im Bundesgebiet rund 4.300 km² bestehender Fernwärme-versorgungsgebiete mit einem kumulierten Wärmeverbrauch im Basisjahr 2011 von 131 TWh im GIS identifiziert, was rund 28 % der gesamten Wärmenachfrage im Wohngebäudebestand entspricht (Abbildung 3.7). Die Verteilung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in den identifizierten Versorgungsgebieten auf die Bundesländer in den verschiedenen Sanierungsszenarien ist in Abbildung 3.7 dargestellt.



© Wärmeatlas: GEF Ingenieur AG, casaGeo Data & Services GmbH, geomer GmbH 2014.

Abbildung 3.7: Identifizierte Gebiete mit bestehender Fernwärmeversorgung

Nutzwärmeverbrauch Wohngebäude in Fernwärmegebieten in TWh					
	2011	moderate Sanierung 2030	ambitionierte Sanierung 2030	moderate Sanierung 2050	ambitionierte Sanierung 2050
Schleswig-Holstein	3,2	2,8	2,3	2,0	1,2
Hamburg	9,4	8,3	6,8	6,0	3,7
Niedersachsen	7,0	6,1	5,0	4,4	2,7
Bremen	2,6	2,3	1,9	1,7	1,0
Nordrhein-Westfalen	37,7	32,8	26,9	23,9	14,6
Hessen	8,2	7,2	6,0	5,3	3,3
Rheinland-Pfalz	4,2	3,7	3,0	2,7	1,7
Baden-Württemberg	11,5	10,2	8,3	7,3	4,6
Bayern	15,1	13,2	10,7	9,5	5,9
Saarland	0,6	0,5	0,4	0,4	0,2
Berlin	17,0	15,1	12,1	10,7	6,9
Brandenburg	1,3	1,2	0,9	0,8	0,5
Mecklenburg-Vorpommern	1,8	1,5	1,2	1,1	0,7
Sachsen	5,9	5,3	4,2	3,7	2,5
Sachsen-Anhalt	2,5	2,2	1,7	1,5	1,0
Thüringen	2,6	2,3	1,8	1,6	1,1
Summe Bundesrepublik	**130,9**	**114,6**	**93,2**	**82,6**	**51,4**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.1: Auswertung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in Fernwärmegebieten nach Bundesländern

Bei der Bewertung des Modells muss berücksichtigt werden, dass die gebiets-bezogenen Anschlussgrade - bis auf wenige Ausnahmen in Gebieten mit kommunalem Anschlusszwang an die Fernwärmeversorgung - durchschnittlich bei etwa 30 % liegen. Im Mittel wurden in den Jahren 2008 bis 2014 10 % (47,5 TWh) des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Wohngebäudebestand durch Fernwärme abgedeckt (BMWi 2016). Diese Summe entspricht mit einer hohen Übereinstimmung der ausgewiesenen Nutzenergiemenge im GIS – 41 TWh bzw. 9 % des gesamten Nutzwärmebedarfs bei einem Anschlussgrad von 30 % bezogen auf den Wärmeabsatz sowie zusätzlichen realistischen Abschlägen für Leitungsverluste von 13,5% im Gebäude.

Die Validität des Modells kann über diesen Bilanzabgleich als sehr hoch eingestuft werden. Differenzen ergeben sich bei kleineren Fernwärmeunternehmen, die nicht Mitglied im AGFW sind und in kleineren Gemeinden liegen. Eine räumliche Stichprobenauswertung anhand der auf Gemeindeebene verfügbaren Anzahl der Fernwärmeanschlüsse aus der Gebäude- und Wohnungszählung (destatis 2015a) zeigt hier, dass einige dieser Netze nicht erfasst werden.

Die Zahlen der Gebäude- und Wohnungszählung können nur im direkten Abgleich mit einer Internetrecherche zu einzelnen Wärmenetzen verwendet werden, da die Daten für eine quantitative Auswertung – etwa von Anschlussgraden auf Gemeindeebene – keine validen Ergebnisse liefern und eine genaue Abgrenzung dieser kleinen Versorgungsgebiete in der Gemeinde mit der vorhandenen Datengrundlage nicht valide durchgeführt werden kann. Die Abweichungen durch nicht erfasste Fernwärmenetze im bestehenden Verfahren fallen jedoch in Bezug auf die Wärmemenge gering aus und werden deshalb im Modell toleriert.

Die identifizierten Gebiete mit einer bestehenden Fernwärmeversorgung werden nachfolgend aus der Analyse neuer Nahwärmepotenzialgebiete ausgeschlossen. Der Annahme einer Netzerhaltungsstrategie folgend, wird in den bestehenden Fernwärmegebieten eine weitgehende Kompensation des sanierungsbedingten Wärmeverbrauchsrückgangs durch Nachverdichtung angenommen. Bei einem konstanten Wärmeabsatz von rund 41 TWh auf Nutzenergieebene (entspricht 47,5 TWh Endenergie minus 13,5% Verteilverluste im Gebäude) im Wohngebäudebestand lässt sich im Modell die notwendige sukzessive Steigerung der Anschlussraten in den verschiedenen Sanierungsszenarien darstellen (Abbildung 3.8).

Allein durch den Effekt der Verbrauchsreduktion und der Nachverdichtung steigt die mittlere Anschlussrate in den Versorgungsgebieten im Trendszenario von aktuell rund 31 % auf 36 % im Jahr 2030 und auf knapp 50 % im Jahr 2050. Auf Bundesebene steigt der Anteil der Fernwärme am Nutzwärmebedarf des Wohngebäudebestandes von 9 % im Jahr 2011 auf rund 10 % im Jahr 2030 und auf rund 14 % im Jahr 2050 an. Diese Werte repräsentieren einen realistischen Entwicklungspfad konsistenter Nachverdichtung und sind als untere Grenze zukünftiger Fernwärmedeckungsgrade anzusehen.

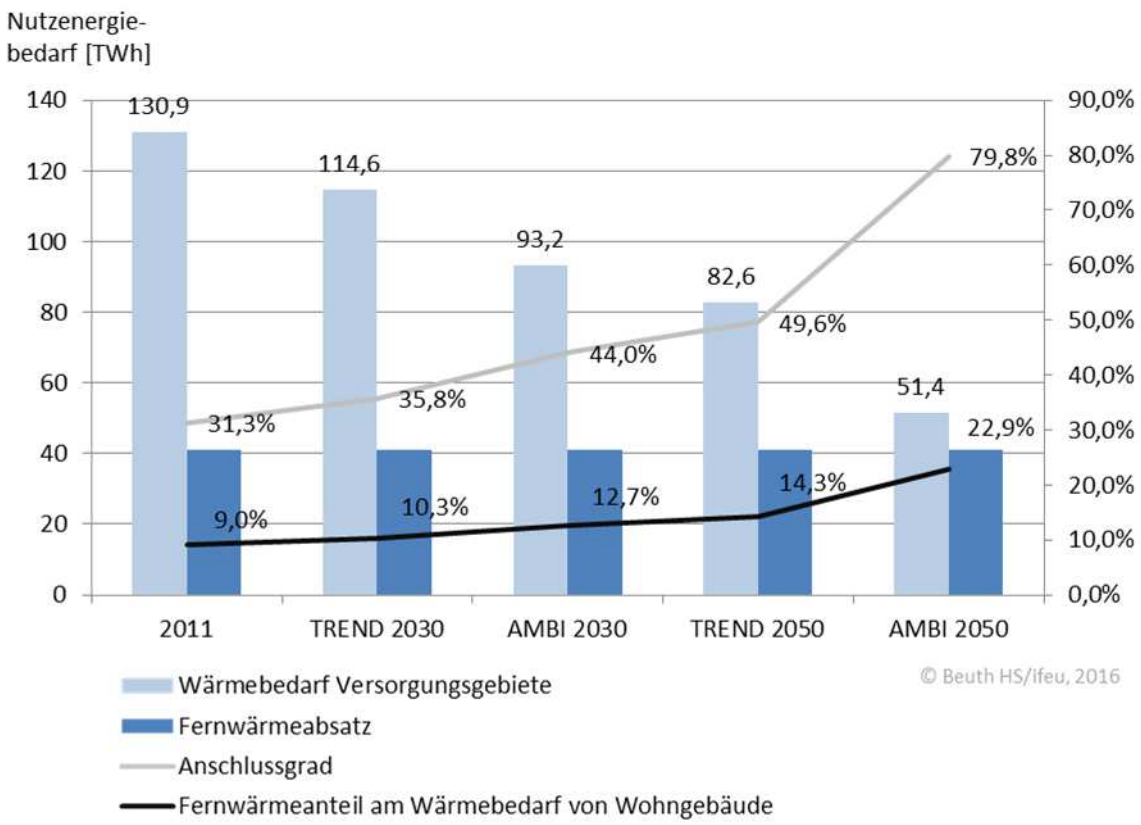


Abbildung 3.8: Bedeutung der Fernwärme bei abnehmendem Wärmebedarf und konstant angenommenem Fernwärmeabsatz

Im ambitionierten Dämmszenario wurde eine rasche und tiefe energetische Sanierung angenommen, durch die sich der Wärmebedarf in den Versorgungsgebieten bis 2030 um knapp 30 % und bis 2050 um gut 60 % reduziert. Die Kompensation dieses Wärmerückgangs erfordert eine umfassende Nachverdichtung der Netze mit mittleren Anschlussgraden von 44 % im Jahr 2030 und 80 % im Jahr 2050.

Damit liegen die finalen gebiets-bezogenen Anschlussgrade sogar über der vom AGFW propagierten 70/70-Strategie der Fernwärmewirtschaft, die eine deutliche Erweiterung der bestehenden Fernwärmenetze in den 70 größten Städten bis hin zu einem Anschlussgrad von 70 % im Jahr 2050 vorsieht (AGFW 2015). In Anbetracht des hohen Kompensationsaufwandes durch Nachverdichtung ist der Modellentwicklungspfad bis auf knapp 80 % Anschlussgrad speziell im Zeitraum 2030 bis 2050 nicht als realistisch anzusehen. Er markiert die definitive obere Grenze zukünftiger Anschlussgrade und Fernwärmeanteile im Potenzialmodell.

Um einen realistischen Mittelwert des zukünftigen Wärmeabsatzes in bestehenden Fernwärmegebieten abzuleiten und die Konsistenz mit der Erhebung zukünftiger Nahwärmenetzpotenziale zu gewährleisten, die auf den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2045 ausgelegt ist, wurden die Werte der Szenarien 2030 herangezogen.

Ausbaupotenzial neuer Wärmenetze

Zusätzlich zum Fernwärmebestand stellt die Einrichtung neuer Wärmenetze in tendenziell kleineren strukturellen Einheiten eine wichtige Versorgungsoption dar. Neue Wärmenetzinfrastrukturen bieten den systemischen Vorteil eines räumlichen und zeitlichen Ausgleichs von Wärmequellen und Wärmenachfrage in einem technisch und wirtschaftlich optimierten System über angepasste Vor- und Rücklauftemperaturen und Wärmespeicher.

Damit lassen sich gezielt die Nutzungshemmnisse einiger erneuerbarer Wärmequellen und effizienter Umwandlungstechnologien adressieren:

- Größere Mengen fester Biomasse können in zentralen Feuerungsanlagen effizienter verbrannt werden. Dies betrifft insbesondere die Filterung von Feinstaub aus den Verbrennungsabgasen, die einer Verbreitung von Biomasse-Einzelfeuerungsanlagen in dichten Wohngebieten entgegensteht.
- Die direkte Nutzung der Solarstrahlung in der Wärmeversorgung ist um den Faktor 60 effizienter als die Verbrennung von Biomasse. Moderne Kollektoren sind in der Lage bis zu 60 % der solaren Einstrahlung in nutzbare Wärme umzuwandeln (500-600 kWh/m²a in Deutschland). Der solare Deckungsgrad kann durch große Solarthermieanlagen in Siedlungsrandgebieten und optionale Speichersysteme mit Wärmenetzen erhöht werden.
- Tiefe Geothermie ist als ortsgebundene Energiequelle auf eine Verteilung durch Wärmenetze angewiesen.
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Groß-Wärmepumpen können durch eine Integration in Wärmenetz- und Speichersysteme der Koppelung von Strom- und Wärmesektor dienen und neue Wärmeversorgungspotenziale erschließen.

Für die Ermittlung der langfristig realisierbaren Anlagenaufwandszahl ist die Kenntnis der Potenzialregionen für neue Nahwärmenetzinfrastrukturen von zentraler Bedeutung. Dabei geht es zunächst darum, das technisch-wirtschaftlich vorteilhafte Potenzial einer Wärmenetzinfrastruktur gegenüber einer Einzelversorgung insbesondere durch Wärmepumpen abzugrenzen. Dafür wird, aufbauend auf einem Ansatz der GEF Ingenieur AG, ein neues räumliches Potenzialmodell entwickelt, das auf die Refinanzierbarkeit der Trassenkosten aus der räumlichen Wärmeabnahmedichte abzielt und gleichzeitig anhand einer räumlichen Differenzierung in Gemeindetypen regionale Unterschiede der Betriebs- und Kostenparameter von Nahwärmenetzen berücksichtigt (Hespeler/Richter 2015).

Die Kostenstruktur eines Wärmenetzbetriebs lässt sich in drei verschiedene Kategorien unterteilen.

- Kapitalgebundene Kosten umfassen die Investitionen in die Verlegung der Wärmenetztrassen, in die Erzeugeranlagen sowie in die sonstige technische Infrastruktur (Hausübergabestationen u.ä.).
- Betriebsgebundene Kosten umfassen laufende Kosten wie die Wartung und die Kundenbetreuung.
- Brennstoffkosten umfassen die laufenden Kosten für die Beschaffung der Energieträger und Hilfsstoffe.

Die relevanten Posten für einen wirtschaftlichen Wärmenetzbetrieb sind in der Regel die kapitalbedingten Kosten für die Errichtung des Netzes sowie die laufenden Brennstoffkosten.

Um eine getrennte Betrachtung von Netz- und Erzeugerkosten zu ermöglichen, lassen sich die Kosten entlang der Wertschöpfungskette in Erzeugerkosten (Investition in Erzeugeranlage und Brenn-/Hilfsstoffkosten), Verteilungskosten (Investition in Wärmenetztrassen, Hausübergabestationen und Regelungstechnik) und Betriebskosten (Marge, Overhead des Betreibers) gliedern.

Neue Nahwärmenetze müssen sich im Abschreibungszeitraum über die Erlöse aus dem Verkauf der Wärme an die angeschlossenen Endkunden zu einem anlegbaren Wärmepreis refinanzieren. Davon ausgehend lassen sich in einem Wirtschaftlichkeitsmodell die maximalen annuisierten Investitionskosten für die Verlegung der Wärmenetztrassen als Differenz zwischen anlegbarem Wärmepreis auf der einen und den annuisierten Kosten für Erzeugung und Betrieb in [€/MWh] bezogen auf den Wärmeabsatz ausgeben. Diese werden als finanzierbare Trassenkosten bezeichnet.

Als weiterer Input wurden reale spezifische Netzkosten in [€/m] über einen Annuitätsfaktor herangezogen, der in Abhängigkeit des zu erwartenden Abschreibungszeitraums und des anlegbaren Realzinssatzes für die Investition gebildet wird. Der Quotient aus diesen realen annuisierten Netzkosten K_R [€/ma] mit den aus dem Verkauf der Wärme finanzierbaren

Trassenkosten K_F [€/MWh] stellt die Mindestabsatzdichte ρ_{min} in [MWh/m*a] dar, ab der ein wirtschaftlicher Betrieb eines Nahwärmenetzes möglich ist.

$$\rho_{min} = \frac{K_R}{K_F}$$

ρ_{min} = Mindestabsatzdichte [MWh/m*a]

K_R = reale spezifische Netzkosten beim Bau des Wärmenetzes [€/(m*a)]

K_f = finanzierbare Netzkosten aus dem jährlichen Verkauf der Wärme [€/(MWh)]

Die räumliche Erhebung von Potenzialgebieten anhand der räumlich differenzierten Mindestabsatzdichten erfolgt auf der Ebene eines Analyserasters mit 500 m Kantenlänge, auf dem die relevanten Parameter durch räumliche Verschneidung aggregiert werden. Die Verkleinerung der Rasterzellen auf 500 m Kantenlänge ermöglicht gegenüber der Fernwärmeerhebung auf 1000 m-Rasterebene eine deutlich bessere Erfassung auch kleinerer potenzieller Nahwärmezellen.

Bei der Analyse wird von der vereinfachten Annahme ausgegangen, dass der typische Abschreibungszeitraum eines zukünftigen Wärmenetzes zwischen 2015 und 2045 in Bezug auf die Entwicklung der Wärmenachfrage über die Wärmeverbräuche im Jahr 2030 im Wärme-GIS abstrahiert werden kann. Das Verfahren impliziert eine Kompensation der abnehmenden Wärmenachfrage durch energetische Sanierungen ab 2030 durch vormals höhere Verbräuche und mittelt die Kostenparameter über den Abschreibungszeitraum.

In einem ersten Schritt der Analyse wurden aus dem 500 m-Raster alle Zellen mit bestehender Fernwärmeversorgung ausgeschlossen. Anschließend wurden für die Szenarien „Trend“ und „Ambitioniert“ getrennte Analyseraster erstellt, aus denen alle Zellen mit einer Wärmedichte von weniger als 1 GWh/km²a ausgeschnitten werden. Diese Bereinigung folgt der Annahme, dass in diesen Gebieten sehr niedriger Wärmedichte langfristig kein wirtschaftlicher Wärmenetzbetrieb darstellbar ist.

In einem zweiten Schritt wurden die georeferenzierten Straßengeometrien aus der frei verfügbaren OpenStreetMap-Datenbank (OSM) in das GIS integriert (geofabrik 2015). Diese wurden zur Abschätzung der notwendigen Trassenlängen in den Rasterzellen herangezogen. Die OpenStreetMap-Datenbank wird vornehmlich von Privatpersonen gepflegt und erweitert. Die Abbildung des Straßenbestandes in Deutschland kann regional Lücken enthalten, ist insgesamt jedoch als gut zu bewerten (Universität Heidelberg/Geographisches Institut 2010). Um die notwendigen Trassenlängen zur Erschließung der Wohngebiete in den Rasterzellen abzuschätzen wird auf einen zweistufigen Ansatz zurückgegriffen (Abbildung 3.10).

Zunächst werden die Straßengeometrien anhand des Attributs „Type“ auf Erschließungsstraßen beschränkt, um die Länge des Verteilnetzes zu bestimmen. Großräumige Verbindungsstraßen, wie Autobahnen, Bundesstraßen oder Landstraßen sowie kleine Feldwege, Pfade und Sondernutzungen fallen aus dem Datensatz heraus und die Analyse wird auf die tatsächlich bebauten Gebiete, in denen Wärme verbraucht wird, beschränkt. Die Gesamtlänge der Straßen reduziert sich dadurch im Bundesgebiet von 2,1 Mio. km auf 563.000 km (Abbildung 3.9).

Pro Rasterzelle wird anschließend aus der Länge der Erschließungsstraßen in Abhängigkeit des angenommenen Anschlussgrades die Länge des Verteilnetzes berechnet.

Zusätzlich zur Länge des Verteilnetzes wird die Länge der notwendigen Hausanschlussleitungen ermittelt. Die Grundlage dafür bildet die Ermittlung der Hausanschlüsse aus der Multiplikation der Gesamtzahl an Wohngebäuden pro Rasterzelle mit dem angenommenen Anschlussgrad. Für die Länge der einzelnen Hausanschlussleitungen wird ein pauschaler Wert von 12 m angenommen.

Die Berechnung der gesamten Netzlänge aus der Länge der Erschließungsstraßen (=Verteilnetz) und der Anzahl der Hausanschlussleitungen erfolgt dynamisch pro Rasterzelle nach Vorgabe des Anschlussgrades nach dem in Abbildung 3.10 dargestellten Schema. Die dynamische Berechnung

des Anteils der genutzten Straßenlängen in Abhängigkeit des Anschlussgrades x erfolgte mittels folgender Funktion.

$$f(x) = \frac{(8422 * x + (-10.15))}{(x^2 + 5646 * x + 2874)}$$

x = Anschlussgrad

Diese wurde aus typischen Verhältnissen zwischen Anschlussgrad und genutzter Straßenlänge abgeleitet und spiegelt einen sinkenden Anteil zusätzlicher Straßenlänge bei zunehmendem Anschlussgrad wider.

Abbildung 3.9: Methodik der Netzlängenberechnung Erschließungsstraßen

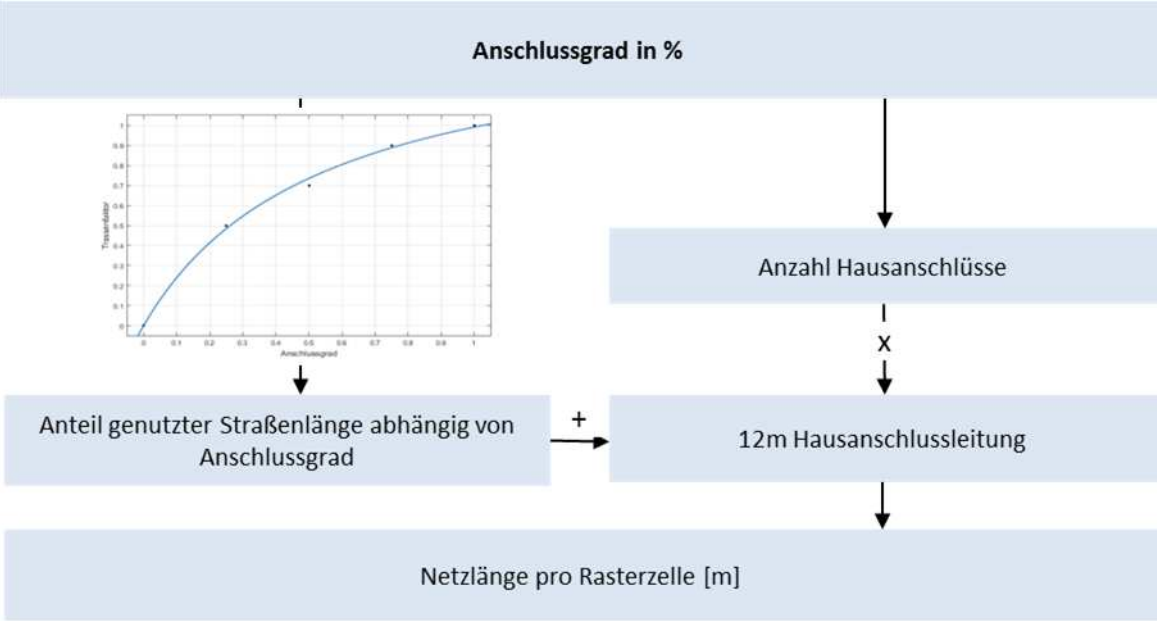


Abbildung 3.10: Methodik der Netzlängenberechnung pro Rasterzelle

Mit der Berechnung von Wärmenachfrage und Netzlängen auf Rasterzellenebene ist die Grundlage für eine räumliche Auswertung des Nahwärmepotenzials anhand der Absatzdichte geschaffen. Zur Abstraktion der Wirtschaftlichkeit über einen Grenzwert der Mindestabsatzdichte wurde ein Katalog von Eingangsparametern definiert, der die Charakteristika typischer Netze abbildet und eine flexible Eingabe der Parameter erlaubt, um die Sensitivität verschiedener Einflussfaktoren darzustellen.

In der Praxis zeigen sich deutliche Unterschiede vor allem in Bezug auf die Netzkosten, aber auch in Bezug auf die realisierbaren Anschlussgrade und die anlegbare Kostenstruktur zur Refinanzierung der Netzinfrastruktur. Diese Differenzen korrelieren mit der Besiedlungsstruktur in den Netzgebieten.

In ländlichen Regionen mit niedriger Bebauungsdichte und einer entsprechend einfacheren Trassenverlegung über Freiflächen sowie einem höheren Anteil eigener Arbeitsleistung, fallen die Kosten tendenziell niedriger aus als in dichter bebauten Gebieten. Darüber hinaus lassen sich in weniger dicht besiedelten Regionen andere Betriebs- und Erzeugerkonstellationen realisieren, die in einem eher formalisierten Marktumfeld in urbanen Versorgungsgebieten nicht zu erwarten sind.

Um sowohl bei der Übergabe der Modellparameter als auch bei der räumlichen Auswertung der Ergebnisse regionale Differenzen zu berücksichtigen, wurde in der räumlichen Potenzialerhebung auf die Zuordnung raumstruktureller Stadt- und Gemeindetypen des Bundesamtes für Raumordnung und Städtebau zurückgegriffen. Dabei wurde bei der Differenzierung der Modellparameter eine einfache Einteilung der untersuchten Rasterzellen anhand ihrer Lage in ländlichen Gemeinden und urbanen Gemeinden vorgenommen. Diese grobe Einteilung spiegelt die Ergebnisse einer empirischen Erhebung der relevanten Netzparameter in verschiedenen Wärmenetzen wider. Die lage-basierte Zuordnung der Modellparameter im entwickelten Basisszenario ist in Abbildung 3.11dargestellt.

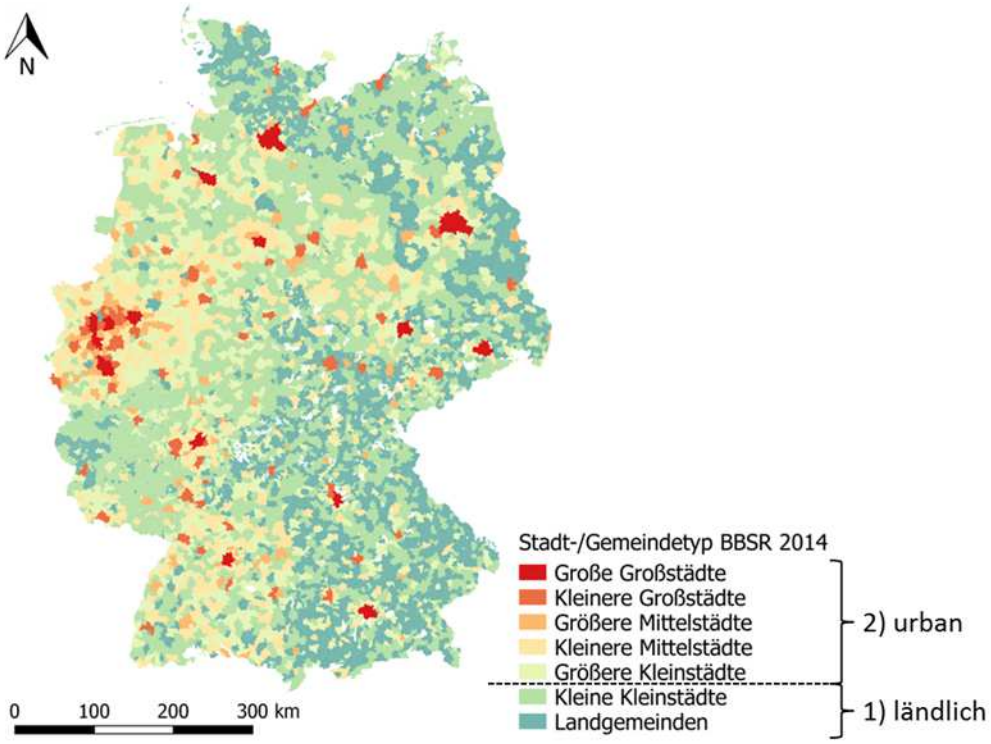


Abbildung 3.11: Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen (BBSR 2014)

Ziel der Nahwärmepotenzialerhebung ist es, die realisierbaren Deckungsgrade zu quantifizieren und die relevanten Einflussfaktoren zu bewerten. In diesem Kontext wurde zunächst ein Basisszenario mit den heute typischen Netzparametern aufgestellt. Anschließend wurden in einer

Sensitivitätsanalyse die Einflüsse der einzelnen Parameter identifiziert und plausible Entwicklungspfade abgeleitet.

Einheitlich angenommen wurde ein realer Zinssatz von 4,5 % auf die Finanzierung der Trassenkosten. Dieser ggü. heutigen Zinssätzen relativ hohe Wert entspricht der an dieser Stelle aus Investorensicht berechtigten, konservativen Herangehensweise.

Zur Erhebung aktuell typischer Netzparameter wurden neben einer Literaturauswertung rund 30 Nahwärmegenossenschaften und privatwirtschaftliche Betreiber kleiner Nahwärmenetze im ländlichen Raum befragt. Darüber hinaus wurden die Netzparameter einiger neuer Wärmenetze in urbanen Gebieten von den Betreibergesellschaften bzw. Stadtwerken über eine Internetrecherche erhoben.

Insgesamt wird deutlich, dass sich aktuell im ländlichen Raum oftmals Nahwärmenetze mit einer günstigeren Kostenstruktur realisieren lassen, während in urbanen Regionen eine stärkere Streuung der Kostenparameter zu beobachten ist, die insgesamt höher ausfallen. Die zugeordneten Modellparameter für ein Basis-Szenario, basierend auf den aktuell recherchierten Werten, sind in Abbildung 3.12 dargestellt. Die Festlegung der Modellparameter im Basisszenario wird im Folgenden getrennt für die beiden Gemeindestrukturtypen erläutert.

		Gemeindestrukturtyp	
Modellparameter	Einheit	1) Ländlich	2) Urban
Anschlussgrad	%	70,0%	50,0%
Trassenkosten	€/m	250	400
Zinssatz	%	4,5%	4,5%
Amortisationszeit	a	20	20
reale Trassenkosten	€/m*a	19,2	30,8
Wärmepreis	€/MWh	100	120
Marge	€/MWh	5	10
Overhead	€/MWh	5	10
Erzeugerkosten	€/MWh	35	45
Netzverluste*	%	15,0%	15,0%
finanzierbare Trassenkosten	€/MWh	49,75	48,25
Mindestabsatzdichte	MWh/m	0,39	0,64

* gerechnet als zusätzliche Erzeugerkosten

© Beuth HS/ifeu, 2016

Abbildung 3.12: Parameter des Basis-Szenarios Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen

Modellparameter ländlicher Nahwärmenetze

Unter dem Begriff ländlicher Nahwärmenetze firmieren gegenwärtig zahlreiche Netze mit sehr wenigen Hausanschlüssen rund um periphere Biogasanlagen, um kostengünstig die Abwärme aus Biogas-BHKWs zu nutzen. Diese Netze werden quasi wie Einzelheizungen betrieben und werden in der Potenzialanalyse nicht zur Ableitung von Wirtschaftlichkeitsparametern herangezogen.

Gegenstand der Modellierung sind größere Nahwärmenetze in ländlichen Siedlungen mit mindestens 50 Hausanschlüssen. Diese Netze werden vielfach genossenschaftlich betrieben. Nach einer Erhebung der Leuphana-Universität waren im Sommer 2015 166 eingetragene Nahwärme-Genossenschaften registriert (Müller et al. 2015). Von diesen Genossenschaften konnten 17 für die Festlegung der Netzparameter im Potenzialmodell genauer befragt werden. Die Auswertung der quantitativ erfassbaren Parameter ist in Abbildung 3.13 dargestellt.

Bei der Ableitung typischer Netzparameter ist zu beachten, dass aufgrund der Beschränkung auf Bioenergie-Genossenschaften mit mehrheitlich EEG-geförderten Biogas-BHKW die Ergebnisse nicht direkt auf die Allgemeinheit von Nahwärmenetzen im ländlichen Raum übertragen werden können. Die Parameter werden deshalb im Einzelfall anhand von Literaturauswertungen kalibriert.

Der Anschlussgrad fällt in ländlichen Nahwärmenetzen relativ hoch aus. Dies ist unter anderem auf den direkten Kontakt zwischen Netzbetreibern und Kunden zurückzuführen, der im ländlichen Umfeld deutlich stärker ausgeprägt ist. Auch können im Zuge einer integrativen Planung im Sinne einer gemeinschaftlichen Entscheidung für ein Nahwärmenetz oftmals schon früh hohe Anschlussgrade realisiert werden. Für das Modell werden in diesem Kontext 70 % als realistischer Wert angesehen (Abbildung 3.13 a).

Die Amortisationszeit wird mit rund 15 Jahren sehr niedrig angegeben. Hier ist auch unter Berücksichtigung der nicht durch das EEG-finanzierten Wärmeerzeuger ein Aufschlag vorzunehmen; als realistisch sind in diesem Kontext 20 Jahre anzusetzen (Abbildung 3.13 b).

Die Netzverluste sind stark von der Qualität der eingesetzten Trassen und der Absatzdichte abhängig. Bei weniger gedämmten Leitungen und wenig optimierten Netzen können die Verluste mehr als 30 % betragen. Für heute neugebaute Netze werden Verteilverluste von unter 10 % anvisiert. Im Modell werden nach den Angaben der befragten Genossenschaften 15 % angesetzt (Abbildung 3.13 c).

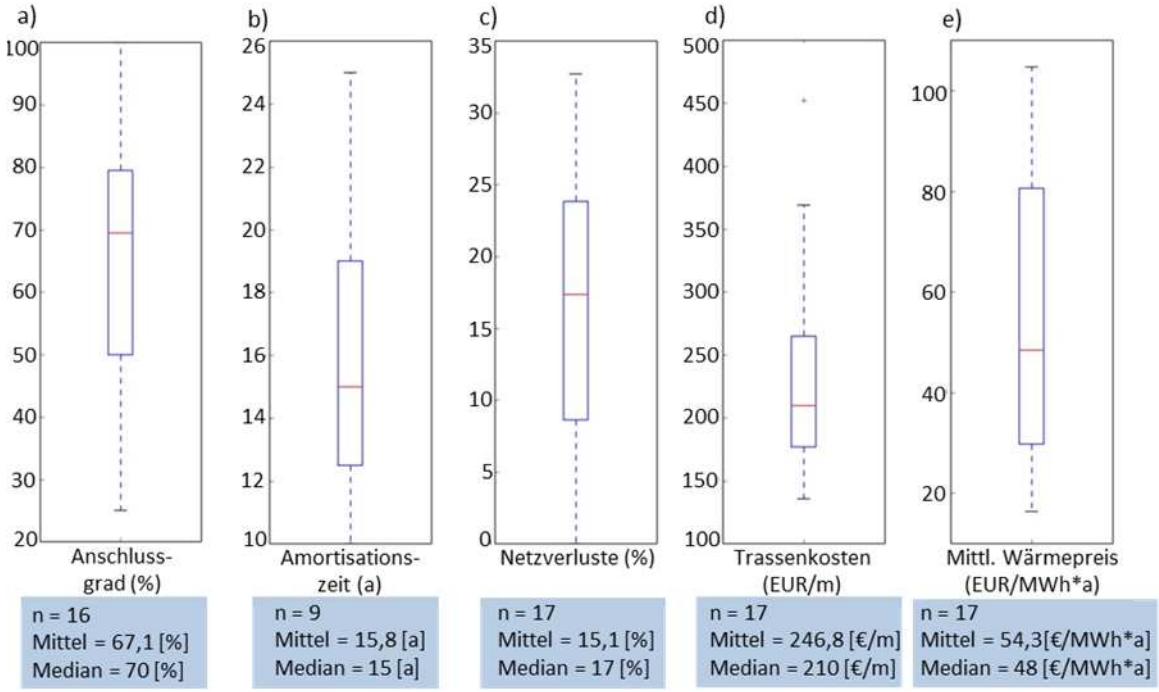


Abbildung 3.13: Auswertung zentraler Modellparameter in ländlichen Nahwärme-Genossenschaften (gestrichelt: Bandbreite, Kasten: 1. Quintal, orange: Median)

Ein zentraler Punkt für die Wirtschaftlichkeit sind die Trassenkosten. Diese liegen in ländlichen Gebieten deutlich niedriger als in urbanen Siedlungen. Die Trassen werden in Netzen mit einem Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Erzeugung ab 50 % bzw. für Netze mit einem Solarthermieanteil ab 20 % durch das Marktanreizprogramm mit 60 Euro pro Meter und 1800 Euro pro Hausübergabestation gefördert. Auch nach dem KWKG ist bis dato eine Förderung bei einem Anteil von Wärme aus KWK-Anlagen von mindestens 60 % möglich.

Die Förderung durch das Marktanreizprogramm (MAP) oder KWKG wird in nahezu allen Nahwärmenetzen in Anspruch genommen. Um die Auswirkungen der Trassenkosten in der Sensitivitätsanalyse zu berücksichtigen, werden im Modell die realen Kosten herangezogen. Diese liegen in den ausgewerteten Nahwärmenetzen im ländlichen Raum im Mittel bei knapp 250 Euro pro m (Abbildung 3.13 d), was im Abgleich mit den Angaben des Bioenergienetzwerks C.A.R.M.E.N. und des Nahwärmenetzbetreibers Solarcomplex als realistischer Wert in ländlichen Regionen angesehen wird (C.A.R.M.E.N 2015), (solarcomplex 2014).

Die Refinanzierbarkeit der Trassenkosten wird im Modell durch die Differenz zwischen anlegbarem Wärmepreis und Erzeugerkosten, die die annuisierten Investitionskosten für die Wärmeerzeuger und vor allem die laufenden Brennstoff- und Wartungskosten widerspiegeln sowie Gewinnerwartung (Marge) und Overheadkosten für Verwaltung und Kundenmanagement bestimmt. Hier zeigt sich, dass die Wärmepreise in ländlichen Nahwärmenetzen mit im Mittel knapp 55 €/MWh (entspricht 5,5 Cent pro kWh) insgesamt sehr niedrig angegeben werden (Abbildung 3.13 e). Die niedrigen Werte sind zum einen auf die geringen Refinanzierungskosten von Wärmeerzeuger und Wärmenetz durch EEG und MAP/KWKG zurückzuführen und auf der anderen Seite durch die genossenschaftliche Organisation der Netze verzerrt, da nur der reine Wärmepreis ohne die in die Genossenschaft eingebrachten Leistungen angegeben werden. Die realen Wärmepreise bzw. Vollkosten für die Endkunden sind im Abgleich mit den Angaben des Nahwärmenetzbetreibers Solarcomplex und Erhebungen der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg höher einzuschätzen. Im Modell werden deshalb etwas höhere Werte von 90 €/MWh*a veranschlagt ((solarcomplex 2014) (Böhnisch 2014)).

Ausgehend von einer oftmals genossenschaftlich geprägten Organisationsform ländlicher Wärmenetze werden niedrigere erwartete Margen von 5 €/MWh*a sowie durch Eigenleistungen der Mitglieder im Schnitt günstigere Overheadkosten von ebenfalls 5 €/MWh*a im Vergleich zu urbanen Nahwärmenetzen zu Grunde gelegt.

Nicht direkt aus den Umfrageergebnissen quantifizierbar sind die Erzeugerkosten. Als Wärmeerzeuger werden aktuell im ländlichen Raum typischerweise Biomasseanlagen eingesetzt. Darunter primär Abwärme aus EEG-geförderten Biogas-BHKWs und Holzhackschnitzel-Kessel (Abbildung 3.14). Die verhältnismäßig teuren fossilen Energieträger werden zur Abdeckung der Spitzenlast in redundanten Spitzenlastkesseln eingesetzt, knapp 90% des Energieeinsatzes entfällt auf biogene Energieträger (Abbildung 3.15). Die Erzeugerkosten sind entsprechend niedrig anzusetzen, da Biogas-BHKW bereits über die EEG-Vergütung finanziert werden und die Wärme bisher nur nachrangig genutzt wird. Gleichfalls liegen die Brennstoffkosten für Holzhackschnitzel bei unter 30 €/MWh, sodass die Erzeugerkosen inklusive annuisierten Investitionskosten für die Anlagen realistisch mit 35 €/MWh einzuschätzen sind.

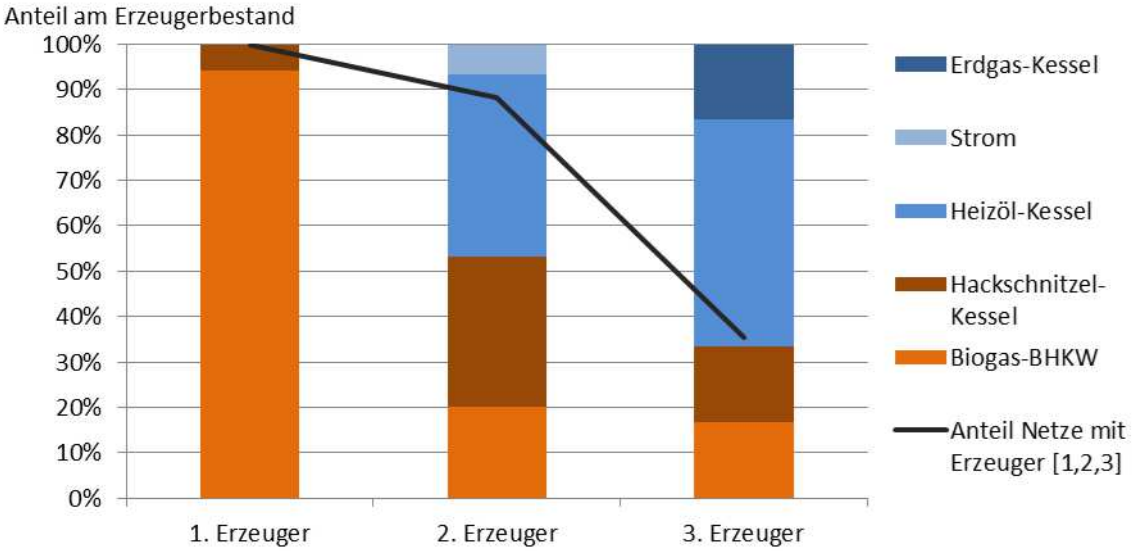


Abbildung 3.14: Erzeugerstruktur in den befragten Nahwärmegenossenschaften im ländlichen Raum

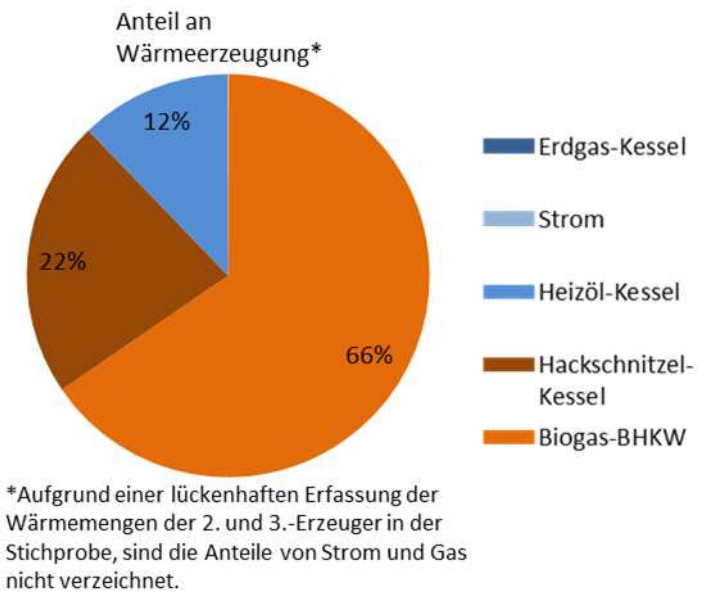


Abbildung 3.15: Erzeugerstruktur in den befragten Nahwärmegenossenschaften im ländlichen Raum gesamt

Haupteinflussfaktoren für die Höhe der Wärmeverluste im Netz sind der Massenstrom, die Temperatur und die Qualität der Isolation. Während für beide Netztypen in Zukunft eine Optimierung der Vor- und Rücklauftemperaturen sowie eine hochwertige Dämmung der Leitungen zu Grunde gelegt wird, werden die Netzverluste auf Grund geringerer Abnahmedichten und damit Massenströmen in ländlichen Gebieten mit 15% tendenziell höher angenommen als in urbanen Gebieten.

Im Ergebnis ergibt sich für die ländlichen Nahwärmenetze aus der wirtschaftlichen Refinanzierungsrechnung eine relativ niedrige Mindestabsatzdichte von 0,48 MWh/m*a, die widerspiegelt, dass sich auf Grund der geringeren Kosten in diesen Regionen auch weniger dicht bebaute Gebiete über Wärmenetze erschließen lassen (Abbildung 3.12) .

Modellparameter urbaner Nahwärmenetze

Bei der Errichtung neuer Nahwärmenetze in urbanen Gebieten ist mit einem insgesamt höheren Kostenniveau zu rechnen. Im Gegensatz zu ländlichen Regionen erfolgt die Einrichtung von Wärmenetzen in einem stärker professionalisierten Marktumfeld, in dem kommunale Versorger und etablierte Unternehmen aus der Energiewirtschaft aktiv sind.

Während im Zuge einer integralen Planung Neubaugebiete mit niedrigen Verlegekosten und hohen Anschlussgraden in urbanen Randlagen relativ einfach und wirtschaftlich optimiert erschlossen werden können, ist die Errichtung neuer Wärmenetze in bestehenden Siedlungsgebieten aufwendiger. Hier wirken sich zum einen die Konkurrenz zu bestehenden Einzelheizungen und zum anderen die aufwendigere Verlegung von Wärmenetztrassen und die Errichtung zentraler Erzeugungsanlagen in bestehenden Bebauungsstrukturen negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Im GIS-Modell werden die Netzparameter zusammengefasst auf Rasterebene betrachtet. Neubau- und Bestandsgebiete können nicht kleinräumig untergliedert werden. Die Netzparameter werden deshalb im Modell gemittelt.

Insgesamt wird darauf aufbauend für urbane Regionen ein niedrigerer Anschlussgrad als in ländlichen Gemeinden von 50 % bezogen auf die Wärmenachfrage angenommen. Damit werden die stärker marktwirtschaftlich geprägten Akquisestrukturen und die heterogeneren vorhandenen Heizungsanlagen im Gebäudebestand reflektiert.

Die realen Trassenkosten werden von Wärmenetzbetreibern und Planungsbüros in der Regel nicht herausgegeben und lassen sich deshalb nur anhand von Standardangaben ableiten. Aufgrund

aufwändigerer Verlegearbeiten durch versiegelte Verkehrsflächen und Infrastruktureinrichtungen (Strom- und Telekommunikationskabel, Wasser- und Abwasserleitungen etc.) liegen die Trassenkosten in urbanen Regionen deutlich höher als in ländlichen Gebieten.

Die Höhe der spezifischen Trassenkosten wird neben dem Grad der Bodenversiegelung auch vom Nenndurchmesser der Rohre beeinflusst. Dieser kann im Verteilnetz von Nahwärmesystemen im auf DN 80 bis DN 150 abgeschätzt werden. Damit lassen sich zusammengefasst für bebaute und unbebaute Gebiete im Modell Trassenkosten von rund 400 €/m annehmen (Abbildung 3.16).

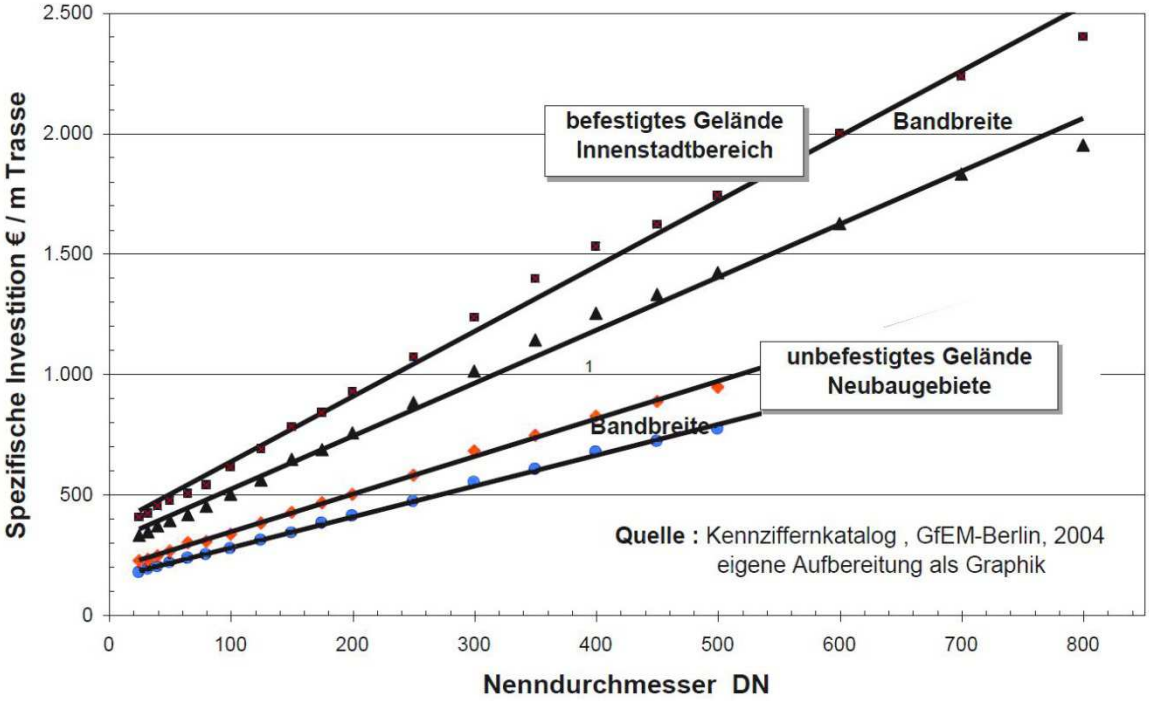


Abbildung 3.16: Investitionskosten von Wärmenetztrassen (Konstantin 2013)

Die Amortisationszeit wird im urbanen Bereich wie in ländlichen Gebieten auf 20 Jahre angesetzt. Tendenziell kann hier neben höheren Wärmepreisen auch eine längere Abschreibungsdauer zur Refinanzierung der Trassenkosten angenommen werden. 20 Jahre stellen aus betriebswirtschaftlicher Sicht allerdings bereits eine relativ lange Zeitspanne dar.

Die Refinanzierung höherer Trassen- und Betriebskosten (Marge, Overhead und Erzeugerkosten) wirkt sich ebenfalls auf die Wärmepreise aus. Diese werden mit rund 120 €/MWh im Basisszenario höher eingeschätzt als in ländlichen Gebieten.

Bei den Erzeugerkosten werden im Basisszenario rund 45 €/MWh angesetzt. Tendenziell ist in urbanen Nahwärmenetzen mit höheren Erzeugerkosten zu rechnen, da nicht auf bereits finanzierte Erzeuger wie Biogas-BHKWs zurückgegriffen werden kann und auch hier eine Neuerrichtung in dichter bebauten Gebieten in einem kostenintensiveren Marktumfeld stattfindet.

Potenzialbewertung neuer Nahwärme

Strukturell entfällt im Basisszenario nur ein kleiner Teil des Nahwärmepotenzials auf die bisher nicht durch Fernwärme erschlossenen Randlagen von Großstädten. Der größte Teil konzentriert sich in kleinstädtischen Gebieten. Bei moderater Sanierung lassen sich insgesamt knapp 19 % (77 TWh) des Nutzenergieverbrauchs bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Wohngebäudebestand langfristig wirtschaftlich durch neue Nahwärmenetze erschließen. Bei ambitionierter Sanierung sinkt das Potenzial auf rund 12 % (39 TWh) (Abbildung 3.17). Die Verteilung der neuen Nahwärmenetzpotenziale auf die Bundesländer ist in Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 dargestellt.

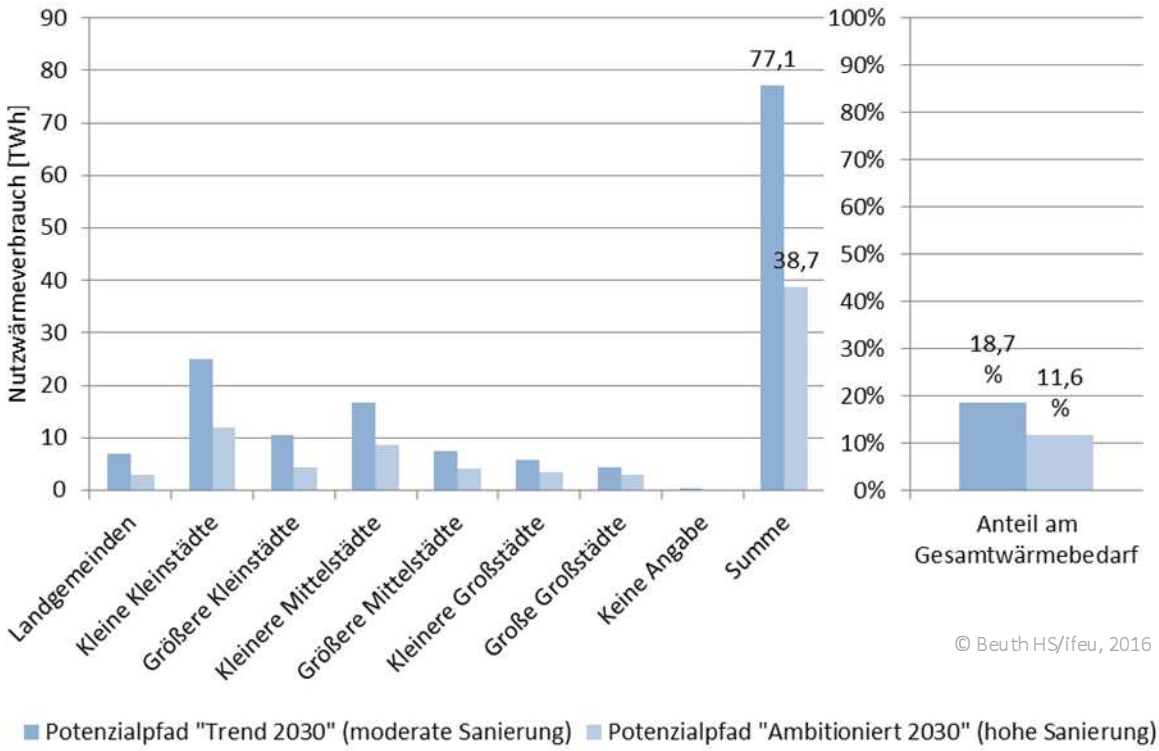


Abbildung 3.17: Potenziale für den Wärmenetzausbau nach Gemeindegröße und Sanierungsszenario

	Nahwärmepotenzial [TWh]			Wärmebedarf Wohngebäude gesamt [TWh]	Potenzieller Anteil Nahwärme
	ländliche Gemeinden	urbane Gemeinden	Nahwärme potenzial gesamt		
Schleswig-Holstein	2,3	1,6	4,0	14,7	27,0%
Hamburg	0,0	0,5	0,5	9,8	5,4%
Niedersachsen	3,3	5,1	8,3	42,8	19,5%
Bremen	0,0	0,3	0,3	3,2	8,4%
Nordrhein-Westfalen	1,2	11,4	12,6	87,9	14,3%
Hessen	2,4	4,5	6,9	31,5	22,0%
Rheinland-Pfalz	4,7	1,6	6,3	21,8	28,8%
Baden-Württemberg	3,4	6,3	9,7	51,2	18,9%
Bayern	7,0	4,6	11,7	62,3	18,7%
Saarland	0,2	0,7	0,9	5,4	16,0%
Berlin	0,0	0,7	0,7	17,4	3,9%
Brandenburg	1,4	1,6	3,1	12,6	24,3%
Mecklenburg-Vorpommern	1,5	0,7	2,3	8,1	27,8%
Sachsen	2,4	2,8	5,1	20,7	24,8%
Sachsen-Anhalt	0,9	1,4	2,3	11,7	19,9%
Thüringen	1,6	1,0	2,6	11,0	23,5%
Bundesrepublik	**32,3**	**44,8**	**77,1**	**412,1**	**18,7%**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.2: Moderate Sanierung 2030: Verteilung der Nahwärmepotenziale im Wohngebäudebestand auf die Bundesländer

	Nahwärmepotenzial [TWh]			Wärmebedarf Wohngebäude gesamt [TWh]	Potenzieller Anteil Nahwärme
	ländliche Gemeinden	urbane Gemeinden	Nahwärme potenzial gesamt		
Schleswig-Holstein	1,3	0,9	2,3	12,0	18,9%
Hamburg	0,0	0,4	0,4	8,0	4,7%
Niedersachsen	1,4	2,5	3,9	34,9	11,0%
Bremen	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0%
Nordrhein-Westfalen	0,6	5,8	6,4	71,5	8,9%
Hessen	1,1	2,3	3,4	25,8	13,4%
Rheinland-Pfalz	2,2	0,7	2,9	17,7	16,3%
Baden-Württemberg	1,4	2,9	4,3	41,3	10,5%
Bayern	2,8	2,3	5,2	50,2	10,3%
Saarland	0,1	0,2	0,3	4,4	6,9%
Berlin	0,0	0,5	0,5	13,8	3,4%
Brandenburg	0,8	1,0	0,5	9,9	18,2%
Mecklenburg-Vorpommern	0,9	5,0	1,8	6,4	21,3%
Sachsen	1,4	1,8	1,4	16,4	19,7%
Sachsen-Anhalt	0,4	0,8	1,2	9,3	13,5%
Thüringen	0,8	0,6	1,4	8,7	16,2%
Bundesrepublik	**15,3**	**23,3**	**38,6**	**333,3**	**11,6%**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.3: Ambitionierte Sanierung 2030: Verteilung der Nahwärmepotenziale im Wohngebäudebestand auf die Bundesländer

In Kombination mit einem unterstellten konstanten Fernwärmeabsatz von 41 TWh (148 PJ) im Wohngebäudebestand in den ermittelten Versorgungsgebieten können bei moderater Sanierung insgesamt rund 29 % (118,1 TWh bzw. 425,2 PJ) und bei ambitionierter Sanierung knapp 24 % (79,7 TWh bzw. 286,9 PJ) des Nutzenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser über Wärmenetze im Betrachtungsjahr 2030 abgedeckt werden.

Die technisch-wirtschaftlichen Potenziale neuer Nahwärme sinken bei einer Auswertung der Wärmenachfrage im Stichjahr 2050 – die speziell bei ambitionierter energetischer Sanierung noch einmal sinkt – deutlich. Durch neue Nahwärmenetze, die im Zeitraum 2040 bis 2060 abgeschrieben werden, lassen sich bei moderater Sanierung nur noch 10,4 % (32,4 TWh bzw. 116,6 PJ) des Nutzwärmebedarfs in Wohngebäuden decken. Bei ambitionierter Sanierungstätigkeit sinkt das Potenzial sogar auf rund 3 % (5,4 TWh bzw. 19,4 PJ).

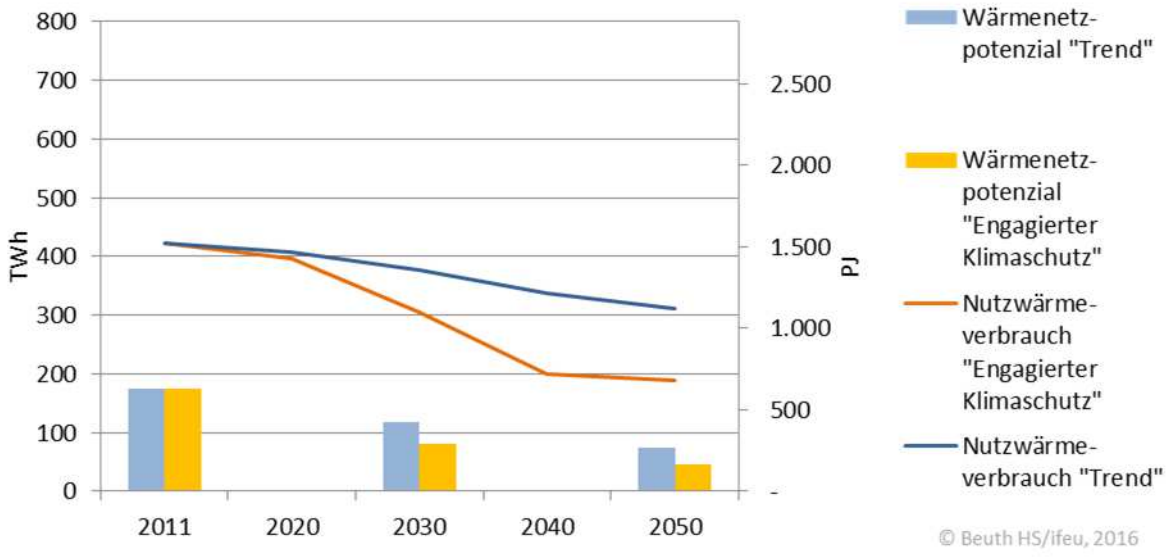


Abbildung 3.18: Potenziale für Nahwärme in Wohngebäuden im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs

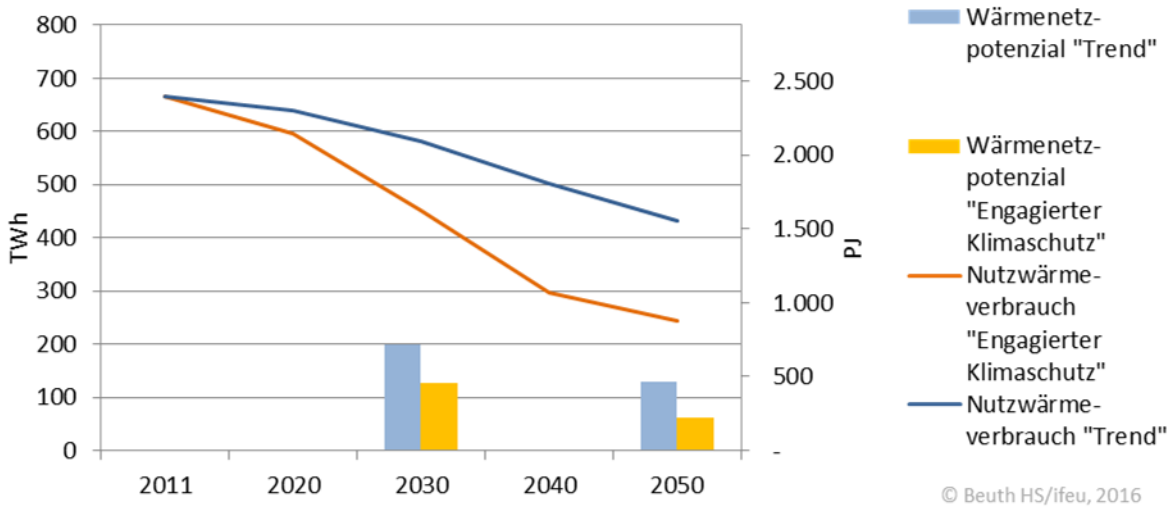


Abbildung 3.19: Potenziale für Nahwärme im Gebäudebestand im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs

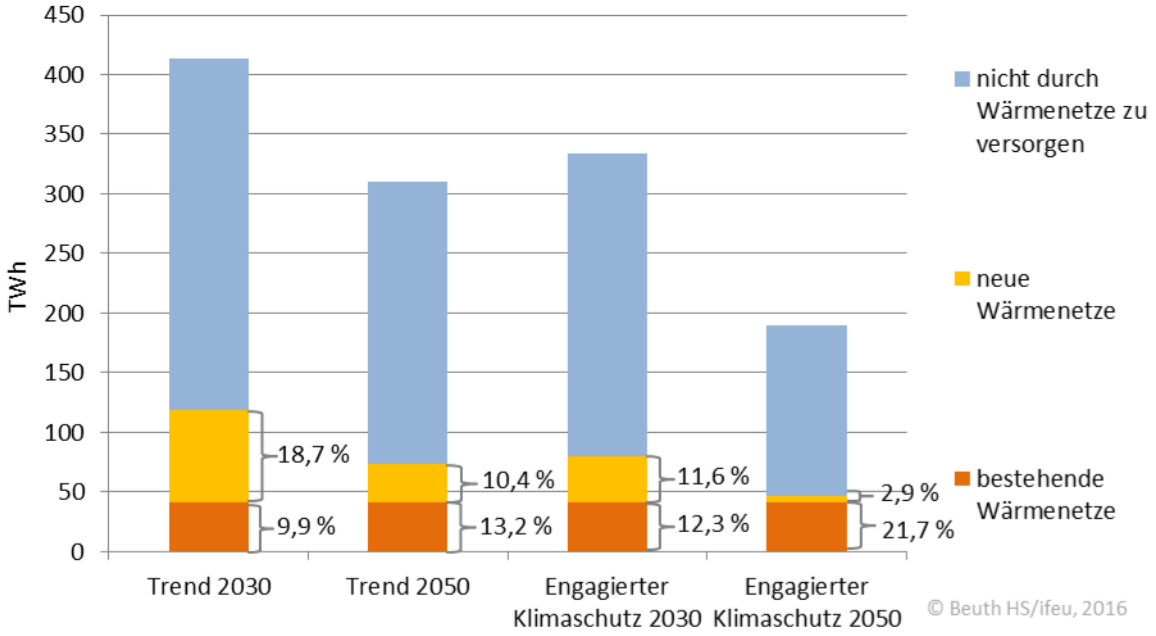


Abbildung 3.20: Gesamtpotenzial für Wärmenetze in Wohngebäuden für zwei Szenarien

Die Sensitivitätsanalyse der Modellparameter zeigt, dass das Nahwärmepotenzial in Zukunft über das Basisszenario hinaus erhöht werden kann. So können durch eine langfristige Senkung der Kapitalbeschaffungskosten oder die Abschreibung über längere Zeiträume Investitionen in Nahwärmenetze rentabler werden. Der wirksamste Hebel liegt in einer Verteuerung der konkurrierenden Einzelversorgungssysteme. So könnten mit steigenden anlegbaren Wärmepreisen nicht nur neue Versorgungsgebiete, sondern auch neue Energiequellen mit zunächst teureren spezifischen Erzeugerkosten erschlossen werden.

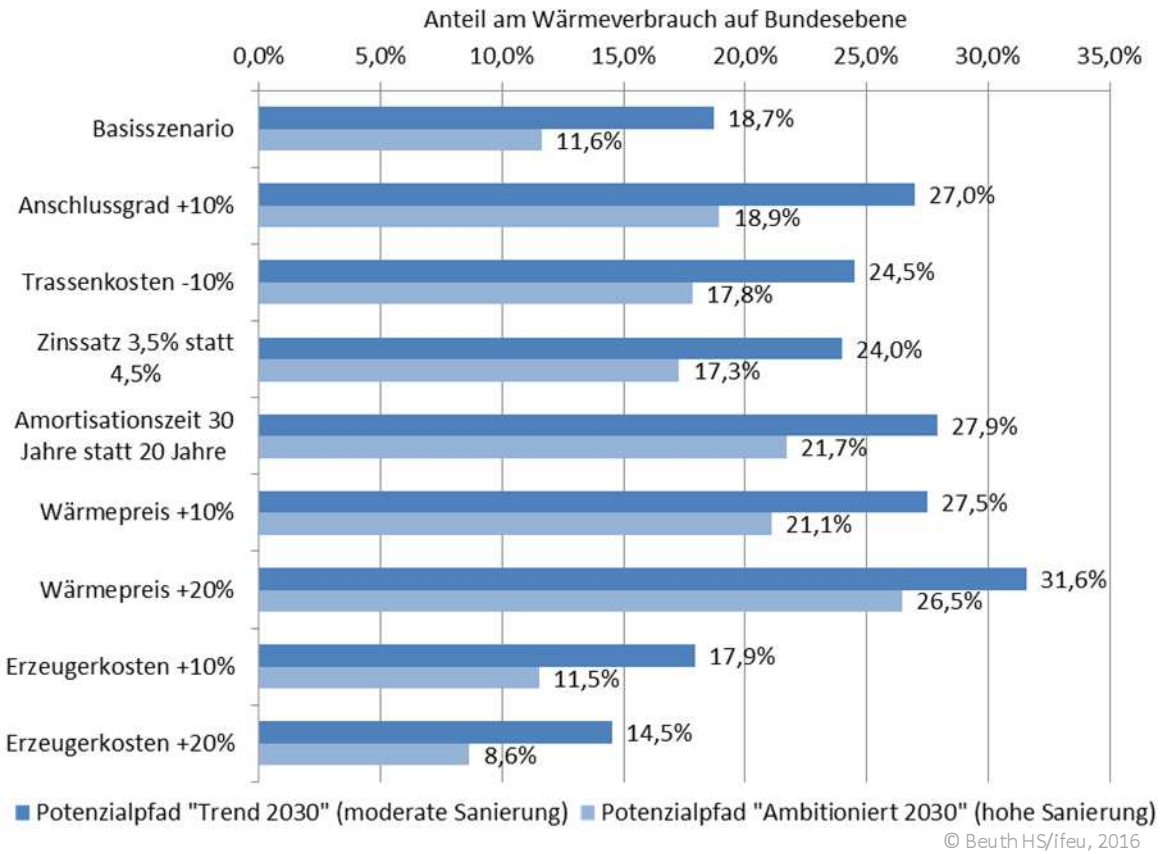


Abbildung 3.21: Sensitivitätsanalyse der Netzparameter im Nahwärmepotenzialmodell

		2030		2050	
		Wirtschaftliches Nachfrage-potential in TWh	Anteil am Nutzwärme-verbrauch	Wirtschaftliches Nachfrage-potential in TWh	Anteil am Nutzwärme-verbrauch
Neue Wärmenetze	engagiert	38,7	11,6%	5,4	2,9%
	trend	77,1	18,7%	32,4	10,4%
Bestehende Wärmenetze	engagiert	41,1	12,3%	41,1	21,7%
	trend	41,1	10,0%	41,1	13,2%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.4: Wärmenetzpotenziale in Deutschland

Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale

Grundlegend für die Analyse des Wärmenetzpotenzials ist eine Prüfung der bestehenden Wärmenetze. Da es sich hierbei um ein statistisches Verfahren mit methodisch bedingten Lücken in der Erhebung handelt, kann es sein, dass die bestehenden Fernwärmenetze nicht vollständig erfasst wurden. Die erfassten Fernwärmenetzgebiete können in ihrer Größe und genauen räumlichen Verortung von den tatsächlichen Versorgungsgebieten abweichen. Durch die Interpretation der Wachstumsoptionen in bestehender Fernwärme, aufbauend auf einem durchschnittlichen aktuellen Anschlussgrad von rund 30 %, werden die in der Realität sehr unterschiedlichen Strukturen lediglich zusammengefasst hochgerechnet. In welchem Umfang einzelne bestehende Fernwärmenetze nachverdichtet werden können, hängt indes stark von den individuellen Netzstrukturen und den regionalspezifischen Entwicklungstendenzen ab (demographischer Wandel, Marktstruktur der Wärmeabnehmer, unternehmerische

Entscheidungen der Fernwärmebetreiber etc.). Derartige Effekte können nur übergreifend betrachtet werden.

Relevant für das Potenzial zusätzlicher Nahwärmenetze sind die Kosten, die durch den Ausbau entstehen. Abweichende Anschlussgrade, Preis-, Erzeugungs- oder Netzkostenstrukturen, wie im Modell angenommen, können in der Realität die Ausbaumöglichkeiten verändern. Gleichzeitig ergeben sich bei der Wärmeabnahmedichte als relevanten Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit der Investitionen Aufschläge durch den Wärmeverbrauch von Nichtwohngebäuden, die in der Analyse nicht berücksichtigt werden konnten. Durch die Einbindung von öffentlichen Gebäuden oder privaten Verwaltungs- und Gewerbegebäuden mit einer größeren Nachfrage nach Raumwärme- und Warmwasser ist hier in einigen Regionen mit einer Überschreitung der Mindestabsatzdichte zu rechnen, die bisher nicht im Potenzialmodell ausgewiesen wird.

Zusätzlich könnte auch ein gewisser Grad an Prozesswärme, die für einige Nichtwohngebäude benötigt wird, durch Nahwärme gedeckt werden, wenn die Randbedingungen für die Versorgung stimmen. Aufgrund der fehlenden Daten zur kleinräumigen Verortung von Nichtwohngebäude, wird auch dieser Anteil im Potenzialmodell bisher nicht abgebildet.

Die Analyse beschränkt sich auf Wärmenetze im herkömmlichen Sinn, die als alleinige Wärmeversorgung in den abgeschlossenen Gebäuden fungieren. Die Potenziale so genannter kalter Nahwärmenetze, bei denen ein zusätzlicher Temperaturhub mit dezentralen Wärmepumpen erfolgen muss, werden hier nicht betrachtet. Es werden jedoch keine grundlegend anderen Potenzialdimensionen erwartet, da die Verlegekosten kalter Nahwärme ähnlich hoch sind wie bei warmen Netzen.

3.3 Tiefengeothermie

Die Erschließung geothermischer Reservoire in Tiefen ab 2500 m stellt eine Option zur Deckung der Wärmenachfrage im Gebäudebestand dar. Die Tiefengeothermie bietet den Vorteil einer grundlastfähigen und steuerbaren Energiebereitstellung. Ihre Nutzbarkeit ist allerdings räumlich an die Verfügbarkeit entsprechender Reservoire sowie an eine räumlich korrelierende ausreichende Wärmenachfrage gebunden, um den verhältnismäßig hohen Erschließungsaufwand zu refinanzieren.

Die bisherige Nutzung der Tiefengeothermie in Deutschland konzentrierte sich auf hydrothermale Reservoire. Dabei werden vorhandene Heißwasseraquifere mit Temperaturen bis zu 190°C üblicherweise mit einer Dublette (eine Förderbohrung plus eine auf Reservoir-Ebene mehrere hundert Meter entfernte Reinjektionsbohrung) erschlossen. Die im Förderwasser enthaltene Energie kann bei ausreichendem Temperaturniveau (>100°C) und ausreichendem Durchfluss zur Stromerzeugung in ORC- oder Kalina-Anlagen genutzt werden. Eine direkte Wärmenutzung über Wärmetauscher und eine Einspeisung in Wärmenetze ist auch bei niedrigeren Temperaturniveaus, die durch die Betriebstemperaturen der Wärmenetze bestimmt werden, möglich (Kaltschmitt 2014).

Die Verfügbarkeit hydrothermaler Reservoire ist in Deutschland bisher auf drei übergeordnete Potenzialgebiete, das norddeutsche Becken (NDB), den Oberrheingraben (ORG) und das süddeutsche Molassebecken (SMB) beschränkt. Daneben gibt es verbreitet Regionen potentieller hydrothermaler Reservoirgesteine die bisher noch nicht systematisch untersucht und erfasst wurden. Dazu zählen die in der Rhein-Ruhr Region (RRR) verbreitet auftretenden Karbonate des Devon (Massenkalke) und Unterkarbon (z.B. Kohlenkalke). Weitere Regionen mit ausreichenden Temperaturen des Gesteins, jedoch ohne natürliche Wasservorkommen als Trägermedium, können theoretisch durch einen künstlichen Aufschluss mittels unter Hochdruck zugeführten Wassers erschlossen werden. Das sogenannte Hot-Dry-Rock-Verfahren ist jedoch voraussichtlich deutlich aufwendiger, bislang wenig erprobt und birgt nach aktueller Einschätzung Risiken geologischer Instabilität. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass sich vornehmlich hydrothermale Reservoire für den Wärmemarkt erschließen lassen (Bracke 2014).

Abbildung 3.22: Geothermie-höffige Gebiete in Deutschland, nach (Kaltschmitt et al. 2006)

Die Nutzung der tiefen Geothermie erfordert erhebliche Investitionen, was ihren Einsatz auf große Leistungen (>1-10 MW) bei gleichzeitiger hoher Wärmeabnahme, i.d.R. über ein lokales Wärmenetz, begrenzt. In Deutschland sind derzeit 26 hydrothermale Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von ca. 300 MW in Betrieb. Dabei stellten 2014 die reinen Heizwerke ca. 2,0 PJ (550 GWh), die Heizkraftwerke ca. 1,1 PJ (300 GWh) Wärme bereit, so dass insgesamt ca. 3,1 PJ (860 GWh) erzeugt wurden (alle Zahlen aus (Kaltschmitt et al. 2015).Der Bundesverband Geothermie zitiert auf seiner Homepage 43 weitere in Bau befindliche oder geplante Anlagen.

Trotz dieser der Testphase entwachsenen Technologie und der zu verzeichnenden Marktbewegungen stellt die Wärmenutzung aus tiefer Geothermie heute nur einen kleinen Anteil (< 1 %) der gesamten erneuerbaren Wärme und damit auch einen fast vernachlässigbaren Beitrag zur Deckung des Gesamtwärmebedarfs in Höhe von rund 0,1 %. Der Bundesverband Erneuerbare Energien veröffentlichte eine Prognose (Nitsch 2015) nach der die durch tiefe Geothermie erzeugte und genutzte Energie ca. 13 PJ (3.700 GWh) im Jahr 2020 und ca. 126 PJ (35.100 GWh) im Jahr 2050 betragen könnte. Im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie (BMWi 2009) geht die Bundesregierung dagegen noch von einem (Wärme-) Beitrag der tiefen Geothermie in Höhe von ca. 3,2 PJ (900 GWh) im Jahr 2020 aus.

Hemmnisse für Tiefengeothermie

Die Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie erfordert günstige geologische Randbedingungen, die sich im Kern durch möglichst geringe Bohrtiefen und ausreichende vorhandene Lagerstättentemperaturen charakterisieren lassen. Die erzielbare Förderrate und die Lagerstättentemperatur sind maßgeblich für die realisierbare Entzugsleistung. Zwar kann die Lagerstättentemperatur durch geologische Standortgutachten gut vorhergesagt werden, jedoch nicht die tatsächlich zu fördernden Volumenströme. Diese hängen stark von den lokalen hydraulischen Verhältnissen ab. Da die Bohrkosten rund 66 % der gesamten Baukosten eines Geothermie-Heizwerks ausmachen, aber zu großen Teilen unabhängig von der Leistung der Anlage sind, ist eine realisierbare minimale Entzugsleistung die zentrale Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer Tiefengeothermie-Anlage.

Die zweite Bedingung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine zuverlässige und hohe Abnahmeleistung durch ein Nah- oder Fernwärmenetz und/oder durch Gewerbe und Industrie mit hohem Prozesswärmebedarf in unmittelbarer Nähe.

Beim Bohren und Pressen von Wasser in die Gesteinsschicht, kann es zu Erschütterungen im Untergrund kommen, jedoch sind diese für den Menschen nicht spürbar. Probleme kann es bei Bohrungen in tektonisch besonders beanspruchtem Gebiet geben, diese weisen eine hohe Erdbebendichte auf. Das Stimulieren des Untergrundes kann hier zu Entladungen der natürlich vorhanden Spannungen führen, die unter Umständen zu stärkeren Erschütterungen führen können. Durch Messverfahren, die die seismischen Aktivitäten im Untergrund feststellen, kann die Planung der Anlage an die Gegebenheiten angepasst werden, um so die Wahrscheinlichkeit von Erschütterungen im Untergrund so gering wie möglich zu halten.

Potenziale der Tiefengeothermie

Theoretisches Angebotspotenzial

Das theoretische Angebotspotenzial beschreibt die im Tiefenwasser der Grundschicht enthaltene Energiemenge, welches zur Wärmebereitstellung genutzt werden kann. Und zwar in Abhängigkeit der Fördertemperaturen und Förderrate sowie der Größe der geothermiehöffigen Gebiete. Das theoretische Potenzial wird für Deutschland mit rund 420 PWh angenommen (Kock/Kaltschmitt 2012).

Technisches Angebotspotenzial

Das technische Angebotspotenzial beschreibt die Energiemenge, die dem Untergrund entnommen werden kann, wenn die geothermiehöffigen Gebiete mit Dubletten im Abstand von mindestens 1000 m überzogen werden würde. Ferner müssen zur Ermittlung des Potenzials die Temperaturen und Nutzungsdauern der jeweiligen Reservoire angesetzt werden. Das technische Angebotspotenzial der drei großen Nutzungsregionen Deutschlands liegt damit bei rund 5.000 PJ (1.400 TWh) (Kock/Kaltschmitt 2012).

	NDB	SMB	ORG	Deutschland
Fläche des nutzbaren Aquifers	135.000 km²	10.000 km²	4.000 km²	
Tiefe	2.000 - 6.000 m	2.000 - 5.000 m	2.000 - 7.000 m	
Temperatur	55 - 165 °C	65 - 140 °C	80 - 160 °C	
Gemeindenanzahl	4.500	650	1.300	
Technisches Potenzial	911 TWh/a	278 TWh/a	186 TW/a	1.375 TWh/a

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.5: Gegebene und angenommene Randbedingungen zur Bestimmung des Technischen Angebotspotenzial, nach (Kock/Kaltschmitt 2012)

Gegenwärtiges technisches Nachfragepotenzial

Das technische Nachfragepotenzial setzt sich aus dem Raumwärmebedarf, dem Wärmebedarf zur Erzeugung von Warmwasser sowie dem Prozesswärmebedarf an potentiellen Anlagenstandorten zusammen. Die Abschätzung der technisch-wirtschaftlichen Potenziale der tiefen Hydrogeothermie im Wärmesektor erfordert einen räumlichen Abgleich der Energiemenge aus den Reservoiren und der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor in den betreffenden Regionen. Dabei muss insbesondere die technische und wirtschaftliche Erschließbarkeit über Wärmenetze berücksichtigt werden.

Eine entsprechende Analyse für die Bundesrepublik wurde 2012 von Kock und Kaltschmitt durchgeführt. Die Grundlage der räumlichen Erhebung bildet die statistisch ermittelte Nachfrage nach Niedertemperaturwärme im Industrie-, GHD-, und Privatsektor in Gemeinden mit mehr als 20.000 Einwohnern.

In den sehr detaillierten Untersuchungen des gegenwärtigen Nachfragpotenzials von (Kock/Kaltschmitt 2012) werden in Ermangelung besseren Zahlenmaterials zur Bestimmung der Wärmenachfrage nur Gemeinden mit mehr als 20.000 Einwohnern, die innerhalb der

grundsätzlich geothermiehöffigen Bereiche liegen, betrachtet. Durch die Analyse der Bebauungsstruktur, der personellen Belegungsraten der Gebäude und deren Warmwasserbedarf ermittelt (Kock/Kaltschmitt 2012) die in nachfolgender Tabelle 3.6 gezeigten Werte für das technische Nachfragepotenzial.

	NDB	ORG	SMB	Summe
Technisches Nachfragepotenzial:	in TWh/a			
Haushalte	186	35	20	241
Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)	14	3	2	19
Industrie	54	24	3	81
Summe:	254	62	25	341
Geothermisch erschließbares Nachfragepotenzial:				
Haushalte	86	17	10	113
Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)	9	2	1	12
Industrie	54	24	3	81
Summe:	149	43	14	206
Bereits fernwärmetechnisch erschlossener Anteil	19	4	2	25
Bereits durch ein Gasnetz erschlossener Anteil	91	19	10	120
Noch unerschlossenes Potenzial	39	20	2	61

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.6: Gegenwärtiges Nachfragepotenzial für Tiefen-Geothermie in Deutschland, nach (Kock/Kaltschmitt 2012)

Zur nachfolgenden Bestimmung des geothermisch erschließbaren Nachfragepotenzials werden Siedlungsgeometrien und Zersiedlungsgrade der zu versorgenden Gemeinden analysiert und so ein Maß für die energetische Nachfragedichte bzw. ein Prozentsatz für die Erschließbarkeit ermittelt. Je höher die Nachfragedichte (z. B. Hochhäuser, Zeilenbebauung), umso höher ist der mögliche Versorgungsgrad über ein Wärmenetz. In Analogie zur statistischen Vorgehensweise bei den privaten Haushalten analysiert (Kock/Kaltschmitt 2012) durch die Auswertung branchenüblicher Beschäftigungszahlen und der spezifischen Niedertemperaturnachfrage unterschiedlicher GHD- und Industriebranchen auch diesen Nachfragesektor. Jedoch wird bei der Industrienachfrage aufgrund der oftmals vorhandenen lokalen Nachfragedichte und der möglichen oberirdischen Leitungsverlegung von einer vollständigen Erschließung mit Wärmenetzen ausgegangen.

In seiner Analyse mindert (Kock/Kaltschmitt 2012) das geothermisch erschließbare Potenzial um den Nachfrageanteil, der bereits durch ein Wärme- oder Gasnetz erschlossen wird. Das ursprünglich ermittelte geothermisch erschließbare Potenzial von 206 TWh/a (735 PJ/a) wird so auf einen Wert von 61 TWh/a (218 PJ/a) reduziert. Dieses Vorgehen repräsentiert einen realistischen, marktwirtschaftlich geprägten Umgang mit der vorliegenden Fragestellung. Bereits vorhandene Infrastrukturen werden sicherlich aus ökonomischen Gesichtspunkten noch lange wie gehabt weiter betrieben.

Über den Abgleich der Nachfragepotenziale mit bereits durch Fernwärme und Gasnetze erschlossene Wärmeabsatzmengen auf Ebene der drei übergeordneten Potenzialregionen wird ein geothermisch erschließbares Gesamtpotenzial von 206 TWh/a (741,6 PJ/a) ausgewiesen, wovon rund 53 TWh/a (194,4 PJ) als wirtschaftlich erschließbar eingestuft werden (Abbildung 3.23).

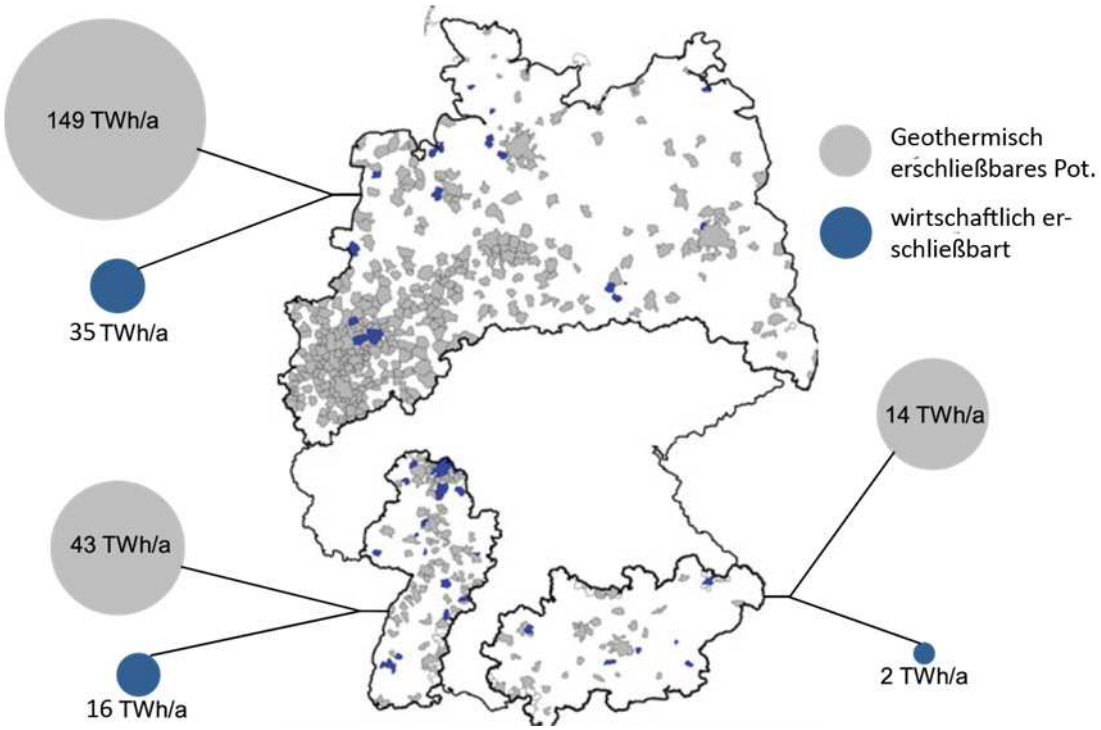


Abbildung 3.23: Geothermisch erschließbares Potenzial nach (Kock/Kaltschmitt 2012)

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht nochmals die obigen Zahlenwerte. Zusätzlich wurde hier das „einfach zu erschließende Potenzial" in Höhe von 25 TWh/a (90 PJ/a) dargestellt. Dieser Wert unterstellt die Umstellung der Wärmeeinspeisung in bestehende Netze nach Ende der technischen oder ökonomischen Nutzungsdauer bestehender Wärmeerzeuger auf geothermisch erzeugte Wärme.

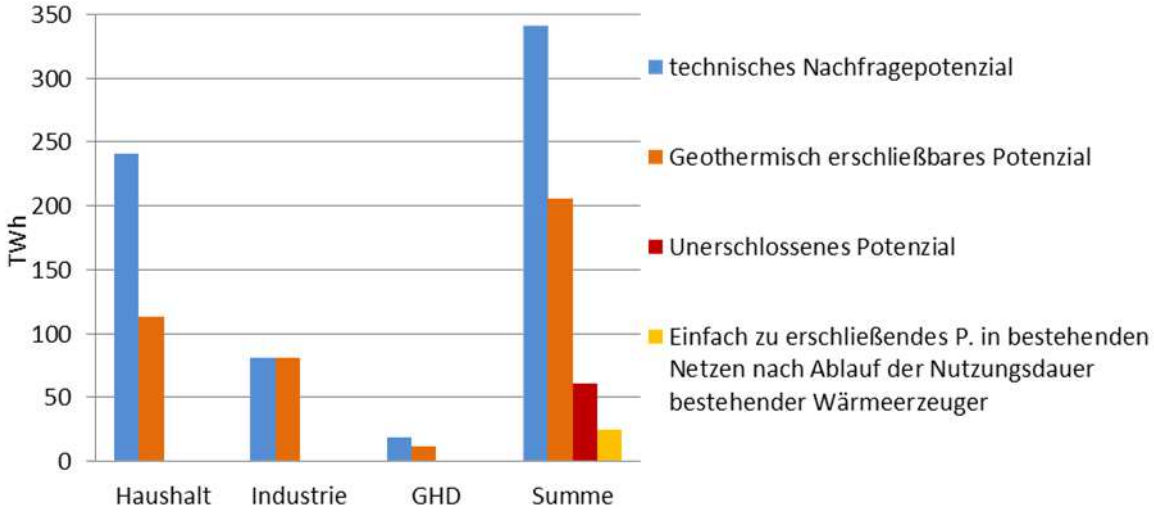


Abbildung 3.24: Geothermie-höffige Gebiete in Deutschland, nach (Kock/Kaltschmitt 2012)

GIS-basierte Analyse der Tiefengeothermie-Potenziale

Die Erhebung von (Kock/Kaltschmitt 2012) basiert auf einer relativ niedrig aufgelösten Datengrundlage. Die Wärmenachfragepotenziale werden nur auf Gemeindeebene abgebildet und beinhalten keine Modellierung der langfristigen Wärmeverbrauchsentwicklung in Abhängigkeit der energetischen Sanierungstätigkeit. Auch hinsichtlich der verwendeten Abgrenzung der tiefengeothermischen Potenzialzonen stehen mit dem geothermischen Informationssystem GeotIS

des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik mittlerweile verbesserte Geodaten zur Verfügung ((Agemar et al. 2014) (Agemar/Weber/Schulz 2014) Abbildung 3.25).

Um eine konsistente Erfassung der Potenziale im Rahmen der vorliegenden Studie zu gewährleisten und die langfristige kleinräumige Entwicklung der Wärmenachfrage als limitierenden Faktor tiefengeothermischer Großanlagen besser abzubilden, werden die Tiefengeothermiepotenziale mit den entwickelten GIS-Modellen der langfristigen Wärmeverbrauchsentwicklung im Wohngebäudebestand und der Wärmenetzstrukturen sowie aktuelleren, nach Temperaturzonen der hydrothermalen Reservoire differenzierten GeotIS-Daten aus dem Jahr 2014 erneut erhoben. Dabei werden nur direkte thermische Nutzungen hydrothermaler Reservoire (Hydrogeothermie) als mittelfristig relevante technische Option mit einer Temperatur von über 60°C über Heizwerke in Wärmenetzen berücksichtigt (Bracke 2014).

Die Abschätzung der technisch-wirtschaftlichen Potenziale der tiefen Hydrogeothermie im Wärmesektor erfordert einen räumlichen Abgleich der langfristig nutzbaren Energiemenge aus den Reservoiren und der langfristigen Entwicklung des Wärmeverbrauchs im Gebäudesektor in den betreffenden Regionen. Dabei muss insbesondere die technische und wirtschaftliche Erschließbarkeit über Wärmenetze berücksichtigt werden. Durch die Erschließung tiefer hydrothermaler Reservoire mit einer Dublettenbohrung stehen Wärmeleistungen von bis zu 40 MW punktuell zur Verfügung. Durchschnittliche Werte liegen heute im süddeutschen Molassebecken, wo bereits zahlreiche Anlagen errichtet worden sind, bei 12 MW. Ob sich die daraus ergebenden Energiemengen tatsächlich nutzen lassen, hängt von der räumlichen Verteilbarkeit durch eine korrespondierende Nachfrage in Wärmenetzen ab.

Vorgehensweise:

- Filtern aller Gebiete mit weniger als 60 °C im Erdreich
- Zuordnen der erzielbaren Durchflüsse zu den drei Hauptgebieten
- Herleiten von Wärmegestehungskosten aus Temperaturen und Durchflüssen
- Wärmenetzanalyse mit diesen spezifischen Wärmegestehungskosten (wie in Kapitel 3.2)
- Um zu berücksichtigen, dass die Wärmequellen u.U. nicht für eine vollständige Deckung ausreichen, wird die max. Wärmemenge pro Zelle bestimmt und nur diese angerechnet
- Bereits vorhandene Wärmenetze können mit Tiefengeothermie ergänzt werden. Dazu wird der Wärmeverbrauch in den FW-Gebieten ins Verhältnis gesetzt zu der erzielbaren geothermischen Wärmemenge

Die Analyse wird getrennt für die bestehenden Fernwärmegebiete und für potenzielle neue Nahwärmegebiete durchgeführt. Dafür werden auf Ebene der identifizierten Wärmenetzgebiete (Kapitel 3.2) die erschließbaren hydrogeothermischen Potenziale und die Wärmenachfrage abgeglichen, um das technisch erschließbare Verteilungspotenzial zu ermitteln. Anschließend werden über eine Umlage der notwendigen Bohrkosten auf die absetzbare Wärmemenge pro Versorgungsgebiet die Wärmegestehungskosten [€/MWh·a] ermittelt und zur Bewertung des wirtschaftlich erschließbaren Tiefengeothermiepotenzials herangezogen. Die Entwicklung der Wärmenachfrage wird für das Basisjahr 2011 sowie für die Jahre 2030 und 2050 differenziert nach trendgemäßer und engagierter energetischer Sanierungstätigkeit abgebildet.

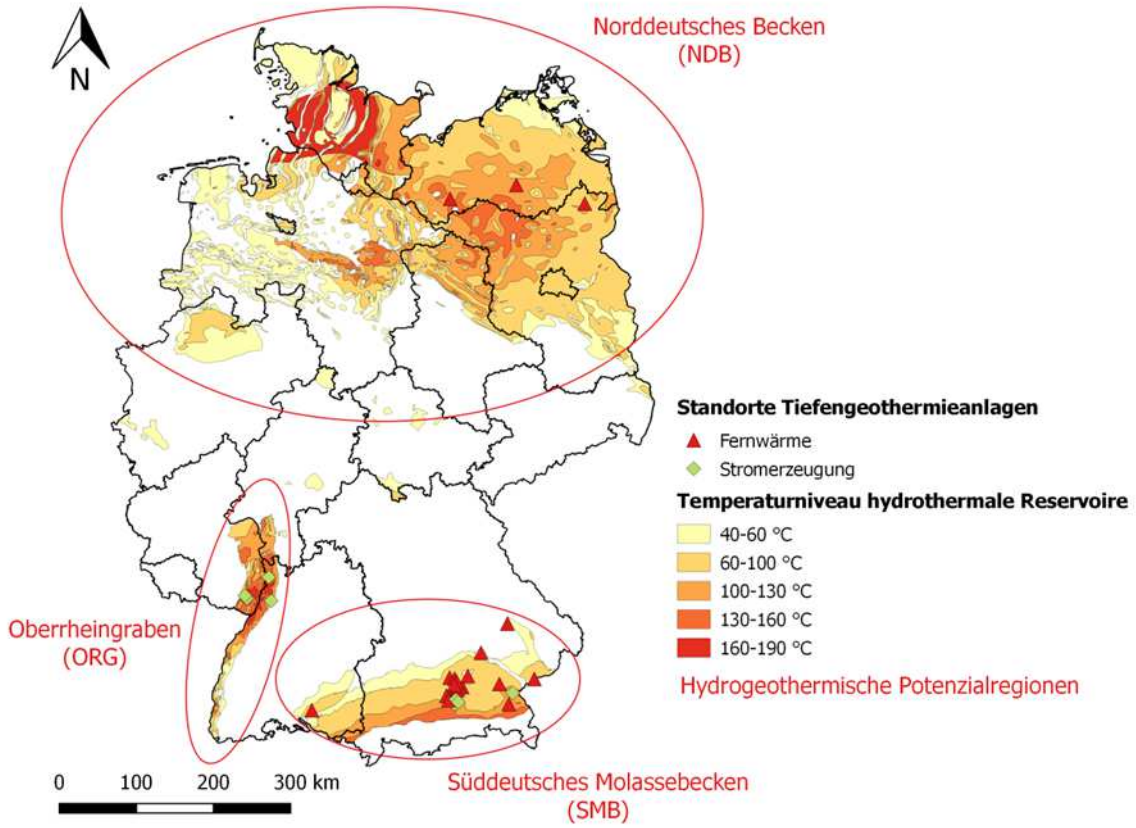


Abbildung 3.25: Datengrundlage zur Modellierung des physischen Entzugspotenzials aus hydrothermalen Reservoiren. Quelle: Geothermisches Informationssystem ((Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014))

Zur Berechnung der nutzbaren Entzugsmenge aus Tiefengeothermiebohrungen werden die Temperaturniveaus in nachgewiesenen hydrothermalen Reservoiren aus GeotIS verwendet (Abbildung 3.25). Die Berechnung des tiefengeothermischen Entzugspotenzials erfolgt auf Ebene der einzelnen Fernwärme-Rasterzellen mit 1000 m Kantenlänge und der Nahwärmezellen mit 500 m Kantenlänge nach der in Abbildung 3.26 dargestellten Formel.

Relevante Eingangsgröße der Berechnung ist zunächst der Massenstrom, der die realisierbare Förderrate von Thermalwasser in kg/s darstellt. Dieser wird regional differenziert auf Ebene der drei übergeordneten Zonen NDB, ORG und SMB aus dem Mittelwert bestehender Anlagen nach GeotIS gebildet und mit vom Fachausschuss des Bundesverbandes Geothermie genannten Aufschlägen zur Berücksichtigung zukünftiger Förderratensteigerungen den drei Zonen zugeordnet. Im Ergebnis wird davon ausgegangen, dass sich im Norddeutschen Becken langfristig 35 kg/s, im Oberrheingraben 90 kg/s und im süddeutschen Molassebecken 125 kg/s an Thermalwasser fördern lassen. (Dabei nehmen Volumen- und Massenstrom bei einer spezifischen Dichte von Wasser von 0,998 kg/l bei knapp unter 100°C weitgehend denselben Wert an.)

Die spezifische Wärmekapazität des geförderten Thermalwassers wird unter Annahme einer geringen Salinität auf 4,0 kJ/kg*K für das gesamte Bundesgebiet pauschal festgelegt.

Eine weitere zentrale Variable der Entzugsmenge ist die anzulegende Temperaturspreizung zwischen dem geförderten Thermalwasser und dem Wärmenetz (Sekundärkreislauf). Hier wird davon ausgegangen, dass sich langfristig Übernahmetemperaturen von 60 °C entweder direkt im Vorlauf des Wärmenetzes oder in Form einer Vorerwärmung des Rücklaufs realisieren lassen. Zusätzlich werden Verluste am Wärmetauscher von 5 K angenommen. Für eine direkte Nutzung hydrothermaler Reservoire werden in der Analyse nur jene Wärmenetzzellen berücksichtigt, die in Temperaturzonen mit mehr als 60 °C im GeotIS-Datensatz liegen. Die mittlere Reservoirtemperatur für diese Zonen wird ermittelt, indem pauschal 15 K auf die angegebene

untere Temperaturgrenze addiert werden. So ergibt sich beispielsweise für die Temperaturzone 60-100 °C nach GeotIS eine Temperatur des Förderwassers von 75 °C und für die Temperaturzone von 100-130 °C eine Temperatur des Förderwassers von 115 °C. Die realisierbare Temperaturspreizung ΔT wird im Folgenden durch eine direkte räumliche Verschneidung des Mittelpunktes der einzelnen Rasterzellen mit den Temperaturzonen nach GeotIS aus der Differenz des Förderwassers, des Verlustes am Wärmetauscher und des Sekundärkreislaufs errechnet.

Da der Abgleich von Wärmeangebot aus Tiefengeothermie und Wärmenachfrage im Wohngebäudebestand vereinfachend auf Ebene der nutzbaren Jahreswärmemenge, ohne Berücksichtigung von innerjährigen Lastschwankungen, durchgeführt wird, müssen Annahmen zu anlegbaren Volllaststunden der tiefengeothermischen Heizwerke getroffen werden. Hierfür werden in Abstimmung mit dem Fachausschuss des Bundesverbandes Geothermie pauschal 3000 Volllaststunden für ein typisches Heizwerk angenommen.

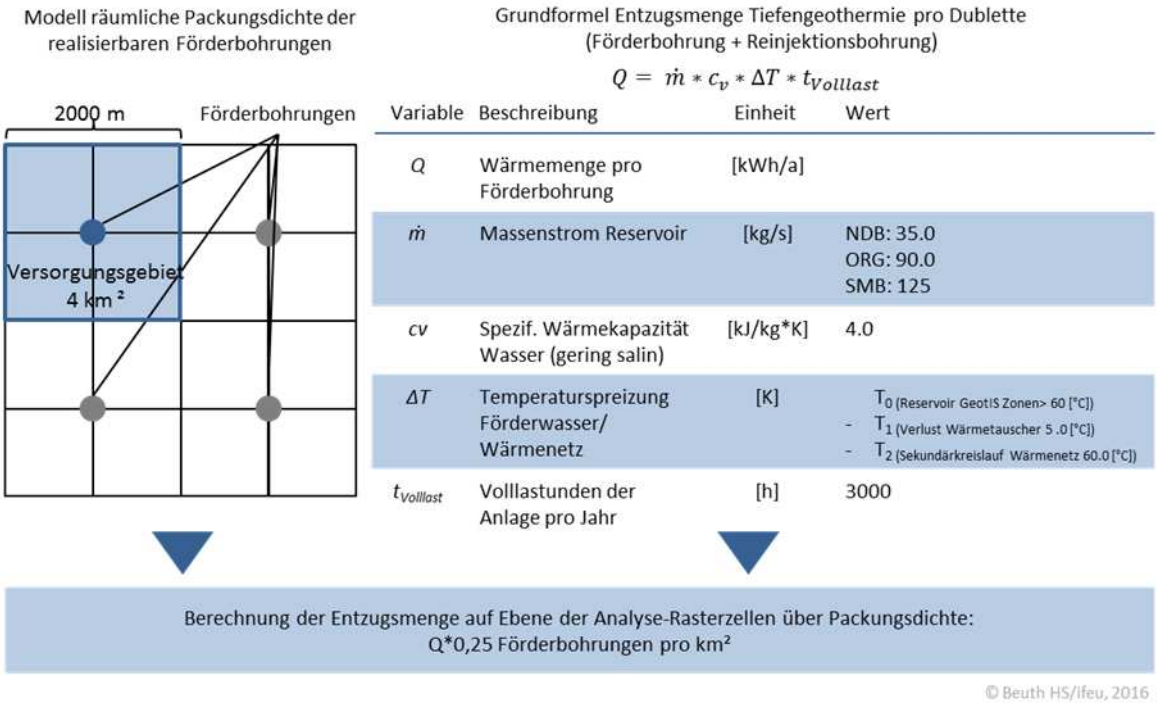


Abbildung 3.26: Berechnung des tiefengeothermischen Entzugspotenzials aus einer Dublettenbohrung auf Ebene der Wärmenetz-Analyse-Rasterzellen[1]

Mittels der genannten Formel können für einzelne Förderbohrungen räumlich differenzierte Entzugsmengen berechnet werden. Da eine genaue Lage der Bohrungen nicht simuliert werden kann, wird für die Zuordnung der Wärmemengen zu einzelnen Wärmenetz-Gebieten eine maximale Packungsdichte angenommen. Hier wird in Absprache mit dem Fachausschuss des Bundesverbandes Geothermie ein Abstand von 2 km zwischen einzelnen Förderbohrungen zu Grunde gelegt. Über diesen relativ hohen Abstand werden eine langfristige Nutzung der Reservoire ohne hydrogeologische Interferenzen sowie die in der Planungspraxis weiträumigere juristische Aufteilung der Reservoire berücksichtigt. In einem zweidimensionalen Packungsmodell nach dem in Abbildung 3.26 dargestellten Schema, ergibt sich ein Versorgungsgebiet von 2 km x 2 km bzw. 4 km² pro Dubletten-Bohrung (Förder- und Reinjektionsbohrung). Über den daraus ableitbaren flächenspezifischen Wert von

[1] Der Abstand von 2 km stellt eine konservative Abschätzung dar, um physische Interferenzen bei der thermischen Nutzung der Reservoire sowie juristische Abstandsregelungen in der Planungspraxis zu berücksichtigen.

0,25 Förderbohrungen pro km² können die technisch erschließbaren Entzugsmengen auf Ebene einzelner Wärmenetzgebiete berechnet werden.

Zur Bestimmung des technisch in Wärmenetzen erschließbaren Potenzials müssen die geothermischen Entzugsmengen einzelnen Wärmenetzgebieten zugeordnet und auf Ebene zusammengefasster Versorgungsgebiete mit der vorhandenen Wärmenachfrage verglichen werden. Die relevanten Wärmenetzzellen werden dafür aus den in Kapitel 3.2 erstellten Wärmenetz-Analyse-Rastern ausgeschnitten und zu einzelnen Versorgungsgebieten zusammengefasst. Diese Analyse wird getrennt für die *bestehenden* Fernwärmegebiete auf Ebene von Rasterzellen mit 1 km Kantenlänge und die potenziellen *neuen* Nahwärmegebiete auf Ebene von Rasterzellen mit 500 m Kantenlänge durchgeführt.

Für die Analyse des technischen Verteilungspotenzials in bestehenden Fernwärmenetzen werden nur jene Zellen ausgewertet, die in Gebieten mit einer ausreichenden nachgewiesenen Reservoirtemperatur von über 60°C liegen. Die Reduktion der Wärmeabsatzpotenziale in bestehenden Fernwärmenetzen in Abhängigkeit ihrer räumlichen Lage über nachgewiesenen hydrothermalen Reservoiren nach GeotIS ist in Abbildung 3.27 dargestellt.

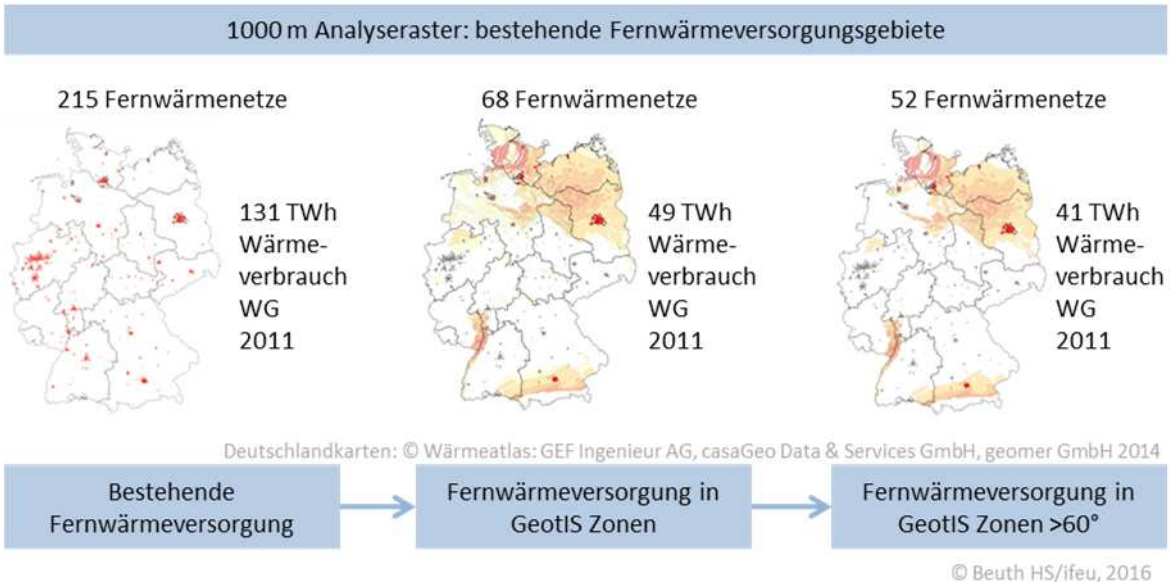


Abbildung 3.27: Entwicklung des Wärmeabsatzpotenzials im Wohngebäudebestand in bestehenden Fernwärmenetzen in Abhängigkeit der räumlichen Lage über hydrothermalen Reservoiren. Eigene Darstellung nach ((Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014))

Für die verbleibenden Versorgungsgebiete werden die Entzugsmengen auf Ebene der einzelnen Rasterzellen mit 1 km Kantenlänge nach der in Abbildung 3.26 dargestellten Formel über eine Multiplikation der Wärmemenge mit dem Flächenfaktor 0,25 berechnet und auf Ebene des gesamten Fernwärmenetzes pro Gemeinde hochgerechnet. Das technisch über Wärmenetze erschließbare Tiefengeothermiepotenzial ergibt sich in der Folge aus der niedrigeren Größe des Wärmequellen- und Wärmesenkenabgleichs: Fällt die Wärmenachfrage in den Versorgungsgebieten höher aus, wird das gesamte berechnete Tiefengeothermieentzugspotenzial ausgeschöpft, fällt die Wärmenachfrage niedriger aus, wird sie als Obergrenze des tiefengeothermisch abdeckbaren Potenzials gesetzt.

Aktuell ließen sich demnach technisch 5,8 TWh (20,9 PJ) pro Jahr für die Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze erschließen. Diese Menge sinkt bei ambitionierter energetischer Sanierung des Wohngebäudebestandes bis 2050 auf 4,4 TWh (4,4 PJ) (Abbildung 3.28). Im Vergleich mit der Wärmenachfrage von 41 TWh (147,6 PJ) im Basisjahr 2011 in den 52 potenziellen Fernwärmenetzen wird deutlich, dass das verfügbare Entzugspotenzial aus hydrothermalen Quellen als beschränkender Faktor für das technische Verteilungspotenzial in Fernwärmeversorgungsgebieten wirkt. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass nur ein

Teil der Gebäude in den Fernwärmegebieten tatsächlich angeschlossen ist – aktuell liegt der Anschlussgrad im Bundesdurchschnitt bei rund 30%.Auch in Zukunft kann der Wärmeabsatz trotz anzunehmender Nachverdichtung bestenfalls konstant gehalten werden.
Noch deutlicher wirkt die unzureichende räumliche Korrelation zwischen Entzugspotenzial und Wärmenachfrage. Zwar wird in einigen Städten, speziell im Oberrheingraben und in München, die Tiefengeothermie einen signifikanten Beitrag leisten können und weist teilweise eine deutliche Überdeckung des Fernwärmeabsatzes auf (siehe Tabelle 3.15). Im Bundesschnitt liegen die technischen Potenziale jedoch bei einem deutlich niedrigeren Anteil an der Fernwärme von 11 - 14 %.

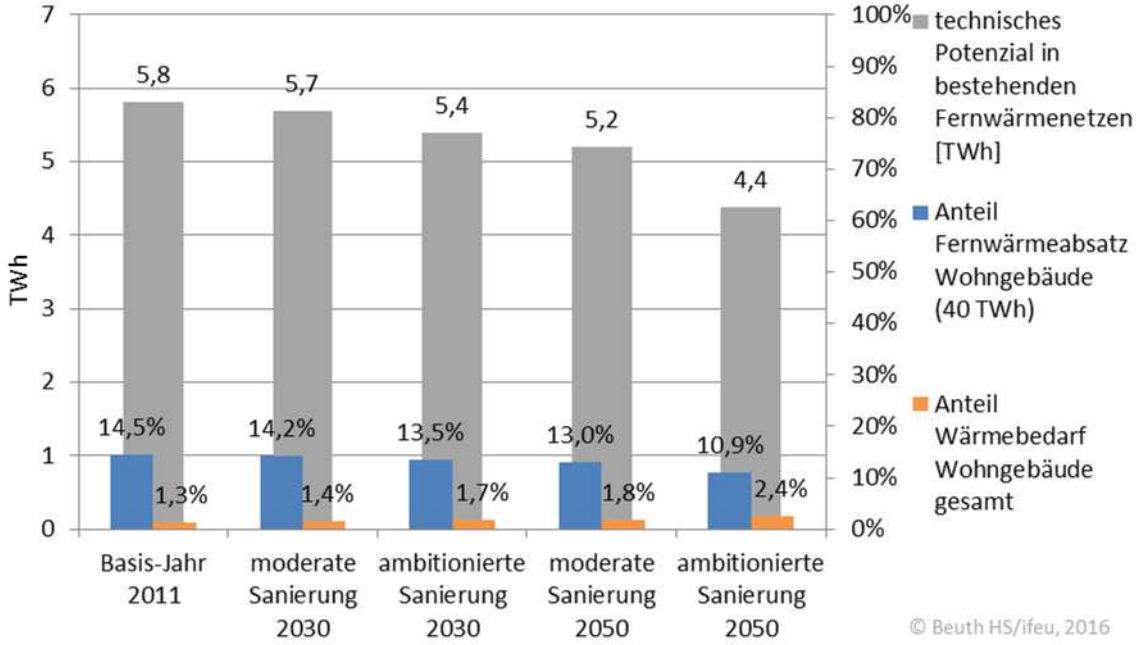


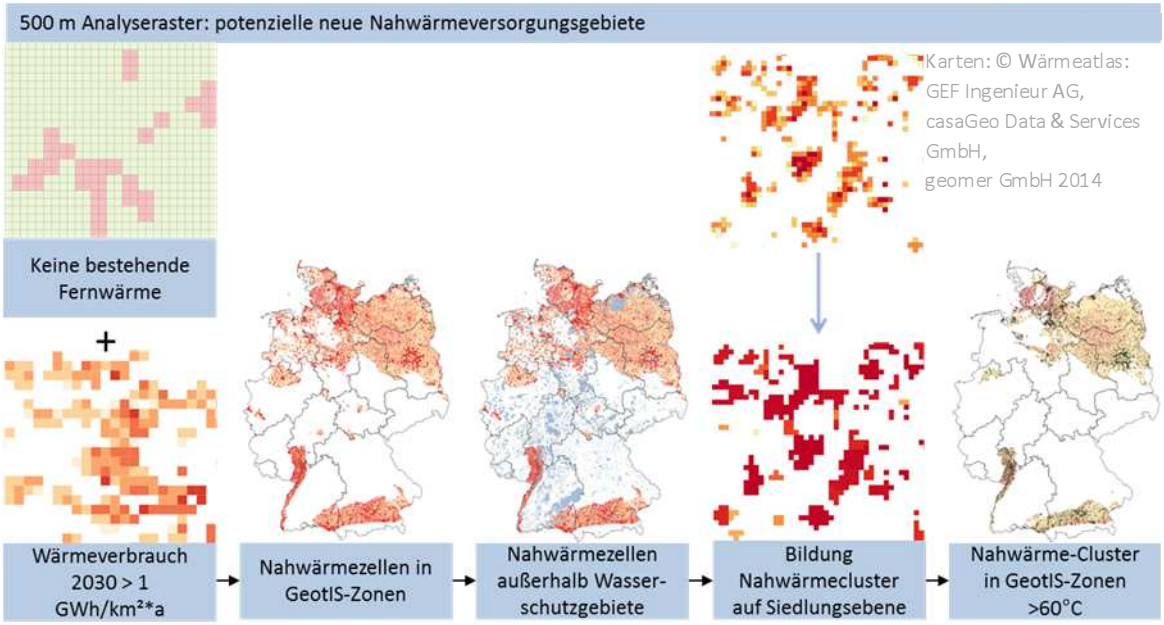
Abbildung 3.28: **Technisches Tiefengeothermie-Potenzial im Wohngebäudebestand in bestehenden Fernwärmenetzen in Abhängigkeit von der Wärmeverbrauchsentwicklung (bezogen auf Nutzwärmeverbrauch)**

Stadt	technisches Entzugspotenzial Tiefengeothermie [TWh/a]	Wärmeverbrauch Wohngebäude 2011 im Fernwärmever-sorgungsgebiet [TWh/a]	Fernwärmeabsatz bei 30% Anschlussgrad [TWh/a]
Karlsruhe	0,94	1,25	0,37
München	0,87	6,66	2
Mannheim	0,72	1,23	0,37
Hamburg	0,54	4,28	1,28
Berlin	0,47	17,05	5,11
Ludwigshafen am Rhein	0,42	0,82	0,25
Kiel	0,28	0,84	0,25
Speyer	0,16	0,21	0,06
Lübeck	0,16	0,88	0,26
Rüsselsheim	0,14	0,15	0,04

Tabelle 3.7: **Übersicht der zehn Fernwärmeversorgungsgebiete mit dem höchsten technischen Tiefengeothermie-Potenzial**

Neben der Einspeisung in bestehende Fernwärmenetze in dicht besiedelten Regionen, ergeben sich zusätzliche Potenziale zur Nutzung der Tiefengeothermie in neuen Nahwärmenetzen. Um diese zu ermitteln, werden getrennt für einen moderaten und einen ambitionierten energetischen Sanierungspfad im Wohngebäudebestand die vorhandenen Nahwärme-Analyserasterzellen mit 500 m Kantenlänge nach dem in Abbildung 3.29 dargestellten Schema aufbereitet.

Die Zuordnung des technischen Entzugspotenzials zu den Nahwärme-Clustern erfolgt über ein Stufenmodell. Basierend auf dem angenommenen Einzugsbereich einer Dublettenbohrung von 4 km² werden den Nahwärmeclustern in Abhängigkeit ihrer Fläche eine natürliche Zahl von Bohrungen zugeordnet, über die sich das technische Entzugspotenzial nach der in Abbildung 3.26 dargestellten Formel ergibt (Ergebnisse in Tabelle 3.8).



Sanierungsstand Wohngebäude	Wärmeverbrauch [TWh]	Wärmeverbrauch [TWh]	Wärmeverbrauch [TWh]	Wärmeverbrauch [TWh]
Basis-Jahr 2011	83,9	73,6	67,2	43,1
moderate Sanierung 2030	73,4	64,4	58,8	37,8
ambitionierte Sanierung 2030	58,6	51,4	47,2	30,3
moderate Sanierung 2050	52,8	46,3	42,3	27,1
ambitionierte Sanierung 2050	32,7	28,7	26,3	16,9

© Beuth HS/ifeu, 2016

Abbildung 3.29: Entwicklung des Wärmeabsatzpotenzials im Wohngebäudebestand in potenziellen neuen Nahwärmenetzen in Abhängigkeit der räumlichen Lage über hydrothermalen Reservoiren. Eigene Darstellung nach (Agemar et al. 2014; Agemar/Weber/Schulz 2014)[2]

[2] Die Siedlungsgebiete stehen als Hilfsgeometrie in Form des Layers *sie01_f* im digitalen Basis-Landschaftsmodell 250 des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie bundesweit kostenlos zur Verfügung (BKG 2016).

Fläche Nahwärmecluster [km²]	Anzahl Dublettenbohrungen
< 8	1
8 bis 12	2
12 bis 16	3
16 bis 20	4
20 bis 24	5

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.8: Zuordnung der realisierbaren Dublettenbohrungen zu den einzelnen Nahwärmeclustern

Die Ermittlung des technischen Verteilungspotenzials erfolgt analog zur Auswertung der Fernwärmegebiete über den Abgleich des Wärmeverbrauchs in Abhängigkeit des energetischen Sanierungspfads und des technischen Entzugspotenzials auf Ebene der Nahwärmecluster. In neuen Nahwärmenetzen ließen sich demnach aktuell 26,3 TWh (94,7 PJ) technisch erschließen. Diese Menge sinkt bei ambitionierter energetischer Sanierung des Wohngebäudebestandes bis 2050 deutlich auf 13,3 TWh(47,9 PJ) wie in Abbildung 3.30 gezeigt wird.

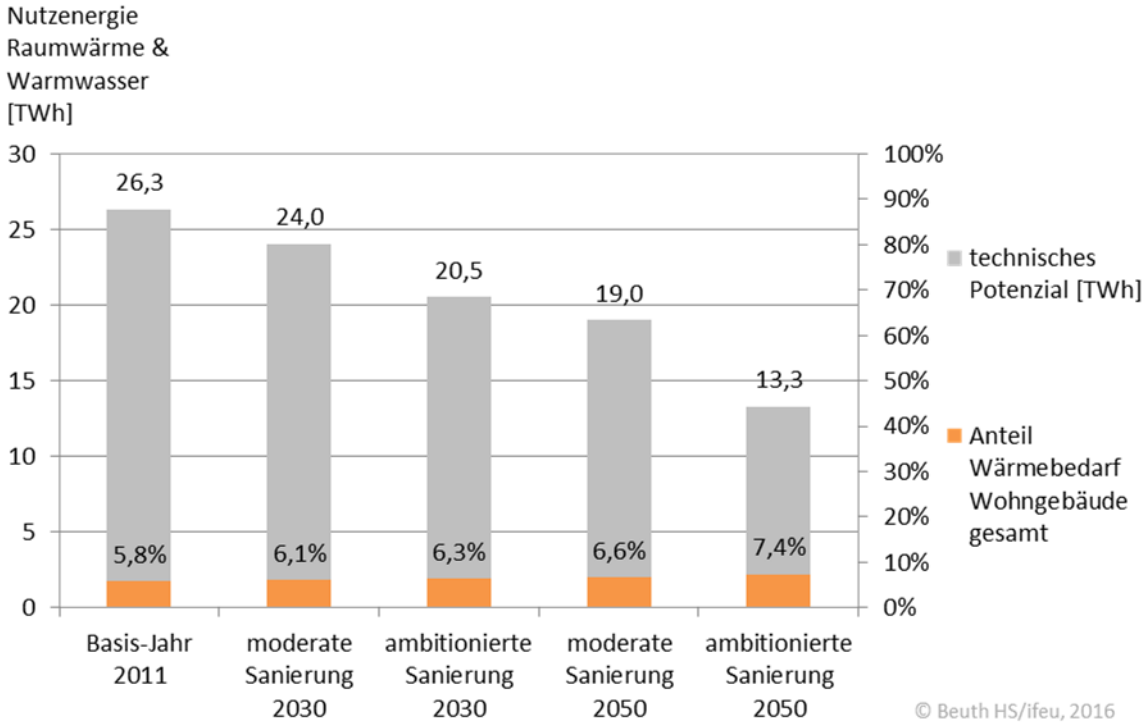


Abbildung 3.30: Technisches Tiefengeothermiepotenzial in neuen Nahwärmenetzen in Abhängigkeit der Wärmeverbrauchsentwicklung im Wohngebäudebestand

Die Analyse der technischen Tiefengeothermiepotenziale in potenziellen neuen Nahwärmenetzen zeigt, dass mangelhafte Wärmenachfrage als begrenzender Faktor wirkt. Auch hier korrelieren das Angebot von Tiefengeothermie und der Nachfrage nach Wärme nicht kleinräumig miteinander. Das kumulierte technische Entzugspotenzial in allen Clustern über hydrothermalen Reservoiren, die wärmer als 60 °C sind und außerhalb von Wasserschutzgebieten liegen, beziffert sich auf insgesamt 88 TWh (316,8 PJ). Dem stehen bereits im Basisjahr nur 43 TWh (154,8 PJ) kumulierter Wärmeverbrauch in den Nahwärmeclustern gegenüber. In allen Sanierungspfaden ist in rund zwei Dritteln der Cluster die Wärmenachfrage geringer als das technische Entzugspotenzial.

Insgesamt beläuft sich das technische Tiefengeothermiepotenzial in Fern- und Nahwärmenetzen im Basisjahr 2011 auf 32,1 TWh (115,6 PJ) bzw. 7 % des Nutzenergieverbrauchs für Raumwärme

und Warmwasser. Bei ambitionierter energetischer Sanierungstätigkeit im Wohngebäudebestand sinkt das technisch erschließbare Potenzial auf 17,7 TWh (63,7 PJ) was einem leicht erhöhten Anteil von 9,5 % am Wärmeverbrauch in Wohngebäuden entspricht.

Entscheidend für die tatsächliche Nutzung der identifizierten technischen Potenziale ist die Wirtschaftlichkeit, mit der sie erschlossen werden können. Um diese zu eruieren, werden die Wärmegestehungskosten ermittelt. Dies erfolgt über die Annuisierung und die Umlage typischer Investitionskosten für eine Dublettenbohrung und ein geothermisches Heizwerk auf die absetzbare Wärmemenge, die dem technischen Verteilungspotenzial entspricht.

Die Grundlage dafür bilden die angenommenen Bohrtiefen zur Erschließung der Reservoire, die auf Ebene der drei übergeordneten Zonen hinterlegt werden. Über die Annahme spezifischer Bohrkosten von 1.500 EUR/m sowie darauf angewendeten Aufschlägen für Planung und Anlagentechnik von 40 % ergeben sich die Investitionskosten. Diese werden mit einem Zinssatz von 4,5 % über 30 Jahre annuisiert und mit einem Aufschlag von 5 % der Investitionskosten als Abstraktion der jährlichen Betriebskosten als jährlich zu erwirtschaftender Ertrag zur Refinanzierung der Anlage angelegt. Im Ergebnis werden für die drei Zonen differenzierte Jahreskosten für einzelne tiefengeothermische Systeme, bestehend aus Dublettenbohrung und Heizwerk, ausgewiesen:

Geothermiehöffige Gebiete in Deutschland	Angenommene Bohrtiefe in m	Investitionskosten Dublettenbohrung und Heizwerk in Mio. €	Jahreskosten Dublettenbohrung und Heizwerk in Mio. €/a
NDB	2500	12,5	1,39
ORG	3400	17,0	1,89
SMB	2800	14,0	1,56

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.9: Angenommene Kosten der Gesamtsysteme in Abhängigkeit von der Bohrtiefe

Die implementierte Kostenstruktur wurde anhand bestehender Praxisprojekte abgeglichen und fällt tendenziell niedriger aus, womit zukünftige Kostendegressionen mit abgebildet werden.

Die Höhe des wirtschaftlichen Tiefengeothermiepotenzials wird durch die Kosten bestimmt, die der Wärmenetzbetreiber pro verkaufter Mengeneinheit an den Endkunden tragen muss. Die Tiefengeothermie konkurriert hier mit den spezifischen Wärmegestehungskosten anderer Wärmequellen wie fossil- oder Biomasse-befeuerten KWK- oder Kesselanlagen, Abwärmequellen, Solarkollektoren, Großwärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen.

In Abbildung 3.31 und Abbildung 3.32 sind die wirtschaftlichen Potenziale in Abhängigkeit von den tolerierten Wärmegestehungskosten dargestellt. Es zeigt sich, dass in den bestehenden Fernwärmenetzen rund zwei Drittel der technischen Potenziale zu Wärmegestehungskosten von 45 EUR/MWh*a erschlossen werden könnte. Zu Wärmegestehungskosten von 75 EUR/MWh*a ließen sich insgesamt sogar drei Viertel der technischen Potenziale für die Fernwärmeeinspeisung erschließen. Im Verhältnis zu anderen erneuerbaren Energiequellen stellen Hydrogeothermische Reservoire damit in den prädestinierten Fernwärmegebieten eine konkurrenzfähige Wärmequelle dar. Die vergleichsweise gute Wirtschaftlichkeit ergibt sich hier aus der Möglichkeit, in den meisten Fällen die gesamte Wärmemenge aus den Bohrungen erschließen und damit die Kosten auf einen hohen Wärmeabsatz umlegen zu können.

Auf der anderen Seite liegen die Konkurrenzkosten bestehender Wärmeerzeuger (fossile Kessel/KWK oder Müllverbrennungsanlagen) in den meisten Fernwärmenetzen noch deutlich unter den Wärmegestehungskosten der Tiefengeothermie, sodass in einer langfristigen Transformation des Fernwärmesektors zusätzliche Anreize für die Erschließung hydrogeothermischer Reservoire geschaffen werden müssen.

In neuen Nahwärmenetzen tritt gegenüber den bestehenden Fernwärmegebieten die geringe Nachfrage als hemmender Faktor auf, was besonders bei fortschreitender energetischer Sanierung zu einer Erhöhung der spezifischen Wärmegestehungskosten in vielen Gebieten führt: Die fixen Kosten für die Erschließung können hier nicht auf einen hohen Wärmeabsatz umgelegt werden. Dadurch ergeben sich auch bei moderater Sanierung im Stützjahr 2030 nur geringe wirtschaftliche Erschließungspotenziale von 4 TWh (14,4 PJ) zu 45 EUR/MWh*a, während bei ambitionierter Sanierung weniger als 1 TWh (2,5 PJ) in diesem Kostenbereich erschlossen werden könnten. Das technische Potenzial kann zu Wärmegestehungskosten von 45 EUR/MWh*a bei moderater Sanierung nur zu knapp 20 % ausgeschöpft werden, bei ambitionierter Sanierung sogar nur zu etwa 5 %. Diese Anteile verdoppeln sich in etwa, legt man akzeptable Wärmegestehungskosten von 75 EUR/MWh*a zu Grunde.

Im Bereich der Nahwärme zeigt sich, dass die Tiefengeothermie als Wärmequelle nur unter einem deutlich höheren Kostenaufwand relevante Beiträge zur Wärmeversorgung des Gebäudebestandes leisten kann. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass speziell in dichteren urbanen Randlagen einige Netze durch zusätzliche Wärmelasten aus dem Nicht-Wohngebäudesektor deutlich wirtschaftlicher betrieben werden könnten und sich damit die Kostenstruktur zu Gunsten hydrogeothermischer Wärmequellen verschieben kann.

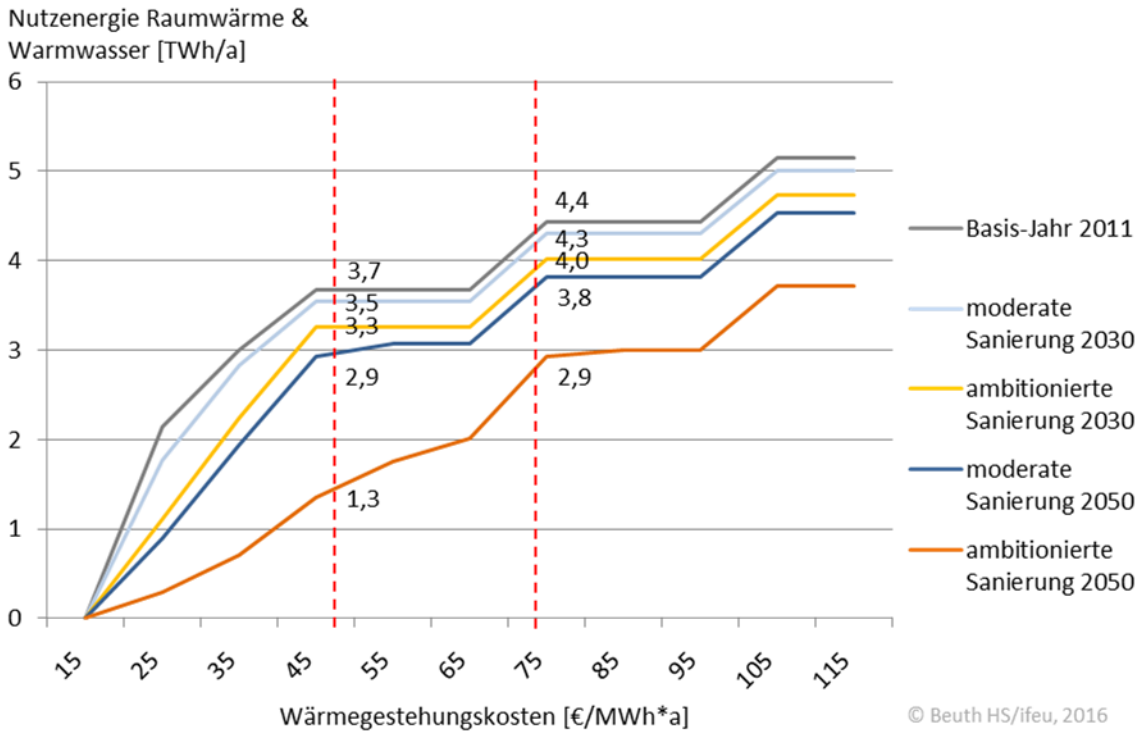


Abbildung 3.31: Wirtschaftliches Potenzial zur Deckung des Nutzenergieverbrauchs durch Tiefengeothermie in bestehenden Wärmenetzen in Abhängigkeit des realisierbaren Wärmepreises (gestrichelte Linie=heutiger Wärmepreis)

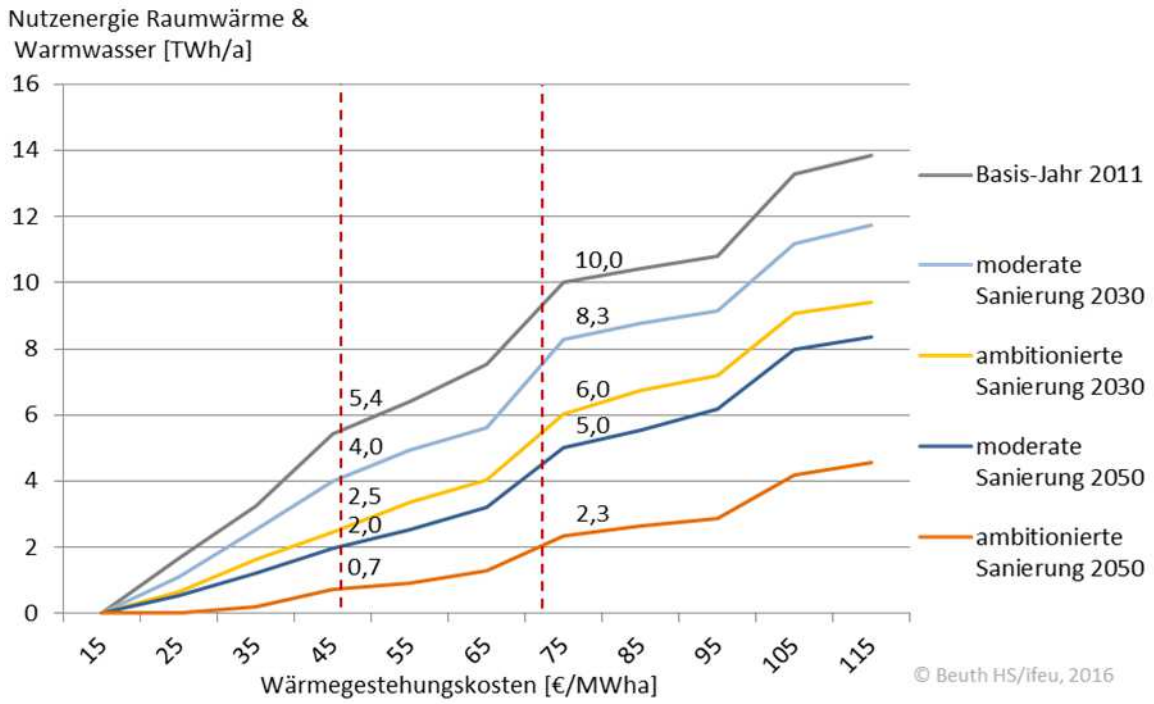


Abbildung 3.32: Wirtschaftliches Potenzial zur Deckung des Nutzenergieverbrauchs durch Tiefengeothermie in neuen Wärmenetzen in Abhängigkeit des realisierbaren Wärmepreises

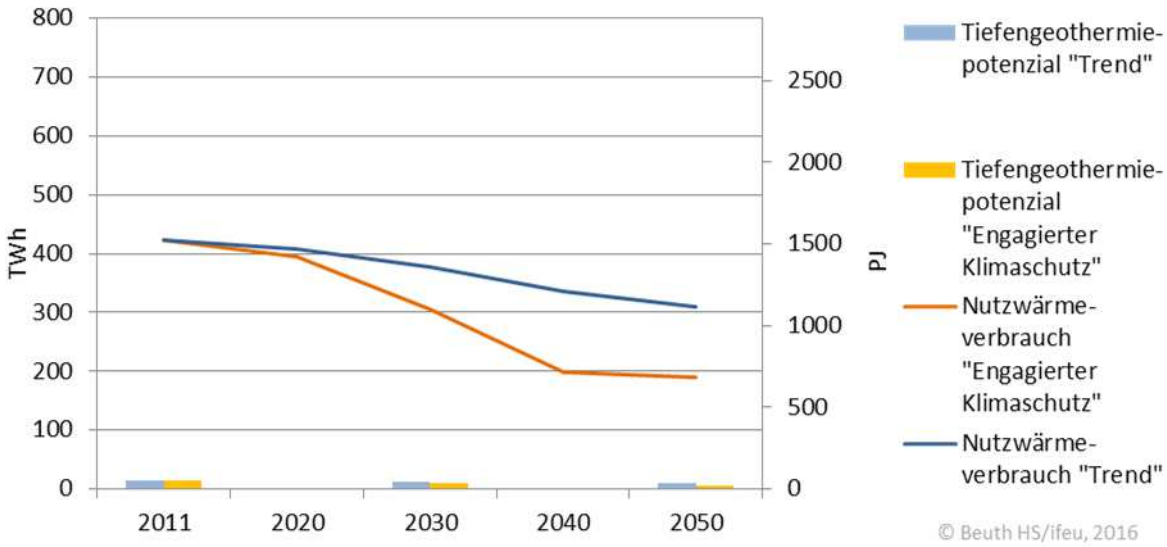


Abbildung 3.33: Tiefengeothermie Potenzial für Wohngebäude in Deutschland

	2011			2050		
Tiefen-Geothermie	Theo. Angebots-potenzial (TWh)	Tech. Angebots-potenzial (TWh)	Anteil am Nutzwärme-verbrauch	Nachfrage-entwicklung:	Tech. Angebots-potenzial (TWh)	Anteil am Nutzwärme-verbrauch
	420.000	22	4,7%	trend	16,5	5,3%
				eng. KS	12	6,3%

Tabelle 3.10: Tiefengeothermiepotenzial für Wohngebäude in Deutschland

Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale

Bei der Ermittlung des Tiefengeothermiepotenzials herrschen die gleichen Unsicherheiten, wie bei den Wärmenetzen, da die Wärmeübertragung mittels Fern- und Nahwärmenetzen erfolgt.

Das verfügbare hydrothermale Reservoir in Deutschland erstreckt sich auf drei Gebiete. Dennoch herrschen Unsicherheiten bezogen auf die hydrogeologischen Gegebenheiten, die nicht vollständig bestimmbaren hydraulischen Verhältnisse und die vom Volumenstrom abhängige Förderung. Bei einem möglichen Ausbau von petrothermischen Anlagen erhöht sich das Potenzial, da mehr Wärmeenergie genutzt werden kann. Zudem können weitere Gebiete erschlossen werden, die bisher noch nicht weiter erforscht sind, wie die Rhein-Ruhr-Region (RRR). Ebenso kann das Hot-Dry-Rock-Verfahren weiter erforscht und Gebiete ohne hydrothermale Reservoirs für die Wärmegewinnung erschlossen werden.

Die Nutzung von Tiefengeothermie kann dahingehend verfeinert werden, dass ggf. höhere Durchflüsse realisiert werden können, wodurch das Potenzial steigen würde. Auf der anderen Seite müsste dazu tiefer und teurer gebohrt werden, wodurch das Potenzial wiederum sinkt.

Das wirtschaftliche Tiefengeothermiepotenzial ist hauptsächlich abhängig von den Bohrungen, da sie die meisten Kosten verursachen. Eine mögliche Weiterentwicklung des Bohrverfahrens würde den realisierbaren Wärmepreis senken und möglicherweise dazu führen, dass das Tiefengeothermiepotenzial sich erhöht, da mehr Bohrungen möglich sind.

Der Ausbau von geothermischen Kraftwerken, bei der die Produktion von Strom im Vordergrund ist, würde dazu führen, dass Wärme als Nebenprodukt anfällt. Die Wärmegestehungskosten würden in dem Fall sinken und zu einer höheren Abnahme führen.

3.4 Solare Nahwärme

Die Nutzung solarer Wärme, die in zentralen Solarkollektoren generiert und anschließend an mehrere, örtlich begrenzte und definierte Abnehmer verteilt wird, subsummiert man unter dem Begriff solare Nahwärmesysteme. Diese verfügen meist über einen zentralen Wärmespeicher und ein entsprechendes Wärmeverteilsystem, analog zu Fernwärmenetzen. Die Wärmenutzer können grundsätzlich ein einzelnes Mehrfamilienhaus oder beispielsweise eine Siedlung oder Quartier sein. Unterscheiden lassen sich die Anlagen noch in Anlagen mit und ohne saisonalen Speicher.

Die größten drei Solarthermieanlagen stehen alle in Dänemark, wie z. B. die 1996 erbaute Anlage in Marstall mit einer Kollektorfläche von 33.300 m^2 und einer Leistung von 23,3 MW_{th} (solar district heating 2011). Die Anlage funktioniert mit 1.418 Flachkollektoren und ist kombiniert mit einem Hackschnitzel-KWK und Wärmepumpen. Zusätzlich stehen zwei Großspeicher zur Verfügung mit einer Kapazität von 10.000 und 70.000 m^3. Die Solaranlage versorgt 1.250 Haushalte mit durchschnittlichen Wärmekosten von 3-4 ct/kWh (ecoquent positions 2013).

Anlagen mit saisonalen Speichern sind technisch in der Lage, die im Sommer anfallende Kollektorwärme einzuspeichern, um sie in Zeiten erhöhten Wärmebedarfs und geringerer solarer Einstrahlung aus dem Speicher verfügbar zu machen. Somit sind vergleichsweise hohe solare Deckungsraten von 30-50 % realisierbar. Steht kein Langzeitspeicher zur Verfügung, so liegen die solaren Deckungsbeiträge in der Größenordnung von 15 … 20 % (solar district heating 2011).

Technisches Angebots-Potenzial

Die tatsächlich von Solaranlagen lieferbare Wärmemenge hängt von der nutzbaren Aufstellfläche für Kollektoren ab. Hier besteht grundsätzlich eine Flächenkonkurrenz mit der landwirtschaftlichen Nutzung oder anderer Landschaftsnutzung. Aus technischer Hinsicht gibt es hier kaum Einschränkungen. Geeignete Flächen müssen möglichst unverschattet sein, sich möglichst in räumlicher Nähe zu einer Wärmesenke befinden und keine geologischen oder topografischen Restriktionen aufweisen (nicht steil, tragfähig, für Wartung begehbar).

Technisches Nachfrage-Potenzial

Solare Großanlagen werden in der Regel eingesetzt, um Wärme für Wärmenetze bereitzustellen. Ihr Nachfragepotenzial wird demnach durch das Potenzial neuer Wärmenetze begrenzt. Eine

zusätzliche Einspeisung in vorhandene Wärmenetze ist technisch denkbar, setzt aber voraus, dass die solare Wärme sich wirtschaftlich gut gegenüber den bereits vorhandenen Wärmeerzeugern darstellen kann.

Wirtschaftliches Potenzial

Solare Nahwärme kann in Deutschland zurzeit ohne Förderung für ca. 60-80 €/MWh bereitgestellt werden (solar district heating 2011). Damit ist sie gegenüber anderen Wärmequellen nicht konkurrenzfähig. Unter den aktuellen Marktbedingungen geht das wirtschaftliche Potenzial dieser Technologie gegen Null. In Dänemark dagegen ist es gelungen, den solaren Wärmepreis unter 40 €/MWh zu drücken. Wenn das dänische Modell in Deutschland übernommen werden könnte, so wäre das solare Nahwärmepotenzial begrenzt durch

- das Nahwärmepotenzial und
- den solaren Deckungsgrad.

Das Nahwärmepotenzial beträgt im Trendszenario 39,4 TWh (141,8 PJ) für 2050 (Kapitel 3.2). Der solare Deckungsgrad beträgt in heutigen Wärmenetzen in Dänemark bis zu 20 % (Schulz 2016). Könnte dieser Deckungsgrad auf Deutschland übertragen werden und in Zukunft sogar noch weiter bis auf 30 % gesteigert werden, so bestünde im Trendszenario ein technisch-wirtschaftliches Potenzial von 15,8 TWh (56,9 PJ). Im Szenario „engagierter Klimaschutz“ beträgt das Nahwärmepotenzial nur noch 6,1 TWh (22 PJ). Das Potenzial solarer Nahwärme liegt in diesem Szenario bei 2,4 TWh (8,6 PJ) (solar district heating 2011).

Solare Nahwärme	2030		2050	
	Technisches Angebots-potential	Anteil am Nutzwärme-verbrauch	Technisches Angebots-potential	Anteil am Nutzwärme-verbrauch
trend	15,4	3,7%	6,5	2,1%
engagiert	7,7	2,3%	1,1	0,6%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.11: Technisch-wirtschaftliches Potenzial solarthermischer Nahwärme-Anlagen für den Wohngebäudebestand und daraus resultierender Deckungsgrad im Zeitverlauf für verschiedene Szenarien

3.5 Wärmepumpen

Wärmepumpen heben Umweltwärme aus verschiedenen Quellen auf ein für die Wärmeversorgung von Gebäuden notwendiges Temperaturniveau. Die dafür erforderliche Arbeit wird in der Regel in Form von elektrischem Strom bereitgestellt. Die Effizienz von Wärmepumpen wird mit verschiedenen Parametern beschrieben.

- Leistungszahl ε bzw. Coefficient of Performance (COP)
  Diese wird am Prüfstand bei vorgegebenen Ein- und Ausgangstemperaturen ermittelt und beschreibt das Verhältnis der abgegebenen Heizwärmeleistung zur aufgenommenen (meist elektrischen) Leistungsaufnahme des Verdichters, der Regelung und der anteiligen Leistungsaufnahme der Fördereinrichtungen (z. B. Ventilatoren, Pumpen) gemäß DIN EN 14511 und DIN EN 255-3.
- Jahresarbeitszahl β bzw. JAZ
  Sie beschreibt das Verhältnis der abgegebenen Heizwärmemenge zur aufgenommenen (meist elektrischen) Arbeit. Die Jahresarbeitszahl wird gemäß VDI 4650 unter Berücksichtigung der tatsächlichen Betriebsbedingungen vor Ort berechnet oder kann auch gemessen werden. Sie beschreibt die tatsächliche Effizienz einer Wärmepumpe in einem Zeitraum. Besonders hohe Jahresarbeitszahlen erreichen Wärmepumpensysteme, wenn der Temperaturhub von der Wärmequelle (Boden, Wasser, Luft) zur Wärmesenke (Heizungssystem, Heizflächen) möglichst gering ist.

Technisch können die Wärmepumpensysteme nach der Art der Wärmequelle unterschieden werden. Die verbreitetsten Wärmequellen für Wärmepumpen in Wohngebäuden sind:

- oberflächennahes Erdreich mit Erdwärmesonden
- oberflächennahes Erdreich mit Flächenkollektoren
- Außenluft mit zwangsbelüfteten Wärmetauschern

Seltenere Wärmequellen sind

- Grundwasser
- Oberflächenwasser (Flüsse, Seen) direkt
- Oberflächenwasser mit Wärmetauschern/Wärmekörben
- Innenluft/Kellerluft (meist nur zur Brauchwassererwärmung)
- Abluft von Lüftungsanlagen
- Abwasser (in Abwasserkanälen)
- industrielle Abwärmequellen
- Niedertemperatur-Solarwärme (saisonal im Erdreich gespeichert)
- Eisspeicher (über andere Niedertemperaturwärmequellen zu regenerieren – z.B. Regenwasser, Solarthermie)
- oberflächennahes Erdreich mit Grabenkollektoren
- oberflächennahes Erdreich mit Spiralkollektoren
- oberflächennahes Erdreich mit Wärmepfählen
- Außenluft mit Energiezaun
- Außenluft und/oder Erdwärme mit Massivabsorbern

Abbildung 2.16 zeigt wie sich die neu installierten Wärmepumpen auf die verschiedenen Wärmequellen verteilen. Außenluft hat mit knapp zwei Dritteln den höchsten Anteil, Erdreich macht etwa ein weiteres Drittel aus während Grundwasser immer weiter abnimmt und nur bei rund 5 % der neuen Wärmepumpen zum Einsatz kommt. In der neueren Darstellung des Bundesverbands Wärmepumpe (Abbildung 2.15) wird dieser Trend bestätigt; Wasser wird hier als Wärmequelle gar nicht mehr gesondert ausgewiesen.

Restriktionen für alle Wärmepumpentypen

Das Potenzial für die Nutzung von Wärmepumpen wird grundsätzlich von zwei Seiten eingeschränkt: von Restriktionen auf der Seite der Wärmenachfrage und von Restriktionen auf der Seite der Wärmequellen (Abbildung 3.34).

Das theoretische Potenzial auf Seiten der Wärmequellen entspricht der gesamten Wärmemenge, die in einem nutzbaren Temperaturspektrum entzogen werden kann. Das Potenzial wird begrenzt durch die Verfügbarkeit der Quellen in sinnvoller räumlicher Nähe zu einem zu versorgenden Gebäude. Weiterhin darf der geforderte Wärmeentzug nicht so groß sein, dass die Regenerationsfähigkeit der Quellen überschritten wird. Grundsätzlich steht mit der Wärmequelle Luft ein nicht endendes Wärmepotenzial zur Verfügung.

Mittelbar kann auch der erforderliche elektrische Strom als Restriktion betrachtet werden. Restriktionen können hier sowohl aus der Belastung der Verteilnetze erwachsen als auch aus der Verfügbarkeit von umweltschonend erzeugtem Strom.

Auf Seiten der Wärmenachfrage entspricht das theoretische Potenzial dem gesamten Nutzwärmebedarf der Gebäude. Bei der nachfolgend dargestellten Herangehensweise wurde von dem konservativen Fall ausgegangen, dass die Wärmepumpe den gesamten Nutzwärmebedarf, der sich ohne Berücksichtigung der durch eine ggf. vorhandene Wärmerückgewinnungsanlage vermiedenen Verluste ergeben würde, decken muss. Dies kann bei Gebäuden mit besonders hohen Lüftungswärmeverlusten zu einer Reduktion des theoretischen Potenzials führen. Das technisch/wirtschaftliche Potenzial wird eingeschränkt durch die geforderten Systemtemperaturen in den Heizungsanlagen, da die Effizienz von Wärmepumpen mit steigenden Vorlauftemperaturen deutlich abfällt.

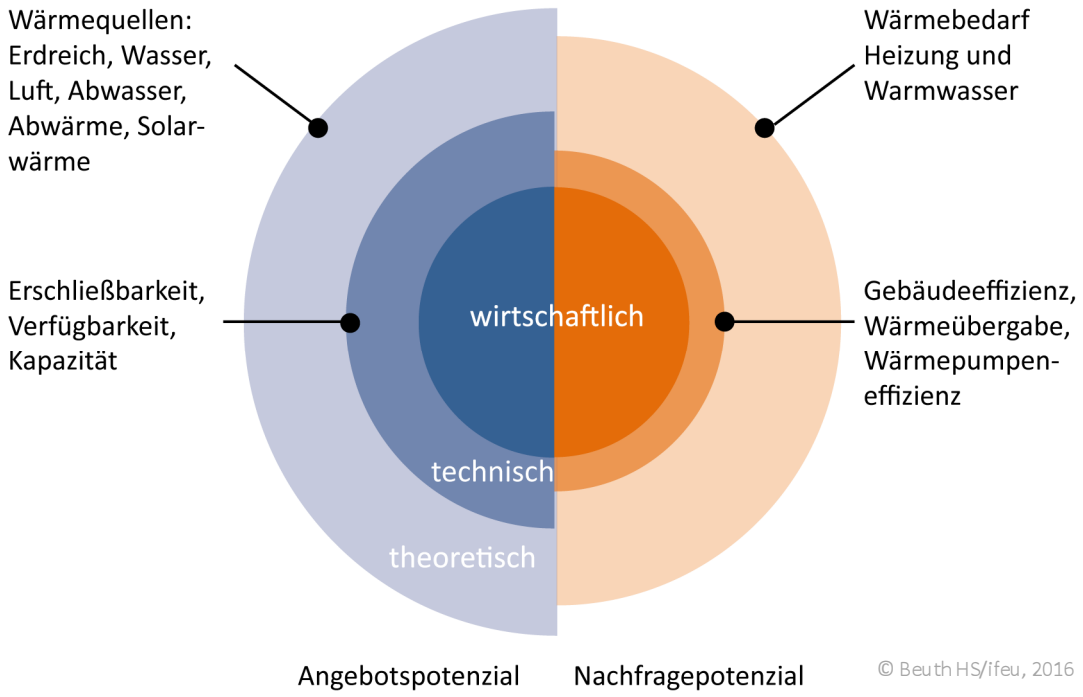


Abbildung 3.34: Grundlagen der Wärmepumpenpotenzialermittlung

Technische Restriktionen der Wärmepumpenanlage

Besonders die Art der Wärmeübergabe in die Räume stellt eine harte Restriktion für Wärmepumpen dar. Hat man im Neubau noch alle Freiheiten diese auf den Wärmepumpeneinsatz anzupassen, so muss im Altbau davon ausgegangen werden, dass die vorhandene Wärmeverteilung weiterhin genutzt wird. In vielen Fällen können bei Komplettsanierungen sicherlich auch die Heizkörper ausgetauscht werden, der überaus häufiger anzutreffende Standardfall stellt aber die Weiterverwendung der vorhandenen Heizkörper dar.

In etwa 96 % der Altbauten, die vor 1978 errichtet wurden, erfolgt die Wärmeübergabe mittels Heizkörpern (IWU 2010). Üblicherweise wurden Heizkörper für Temperaturspreizungen von 70/55/20 ausgelegt (Vorlauf, Rücklauf, Raumtemperatur), ältere Gebäude sogar mit Temperaturen von 90/70/20. Für den Wärmepumpeneinsatz müssen die Temperaturen möglichst weit gesenkt werden. Je niedriger diese liegen, umso höher ist die zu erwartende Jahresarbeitszahl. Wird die Vorlauftemperatur bei einer Ursprungsauslegung von 70/55/20 auf 55°C abgesenkt, um den Betrieb einer Wärmepumpe zu ermöglichen, so sinkt die Leistung der Heizkörper um rund 35 %, so dass diese das Gebäude u.U. nicht mehr ausreichend erwärmen können. Um Gebäude, die einen höheren Wärmebedarf haben, dennoch mit einer Wärmepumpe beheizen zu können, müssen die Heizkörper ausgetauscht werden Es sind Platten-, Konvektor- und Gebläseheizkörper am Markt verfügbar, die bei vergleichbarer Größe leicht erhöhte Wärmeleistungen abgeben können als die im Bestand verbreiteten Radiatorenheizkörper. Da Heizkörper in der Regel keinen Sanierungszyklen unterliegen, müssen die Kosten für ihren Austausch vollständig den energiebedingten Mehrkosten zugerechnet werden, was sich ungünstig auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpen auswirkt. Der technische Konflikt zwischen Wärmepumpen, die bei niedrigen Vorlauftemperaturen effizienter funktionieren, und Heizkörpern, die hohe Temperaturen bevorzugen, bleibt bestehen. Werden sie in ein und derselben Anlage kombiniert, laufen beide Komponenten in einem ungünstigen Betriebspunkt. Dies verschlechtert wiederum die Wirtschaftlichkeit und erhöht zusätzlich den Primärenergieverbrauch. Ein Betrieb von Wärmepumpen mit Heizkörpern ist technisch also möglich, es bestehen jedoch wirtschaftliche und energiebilanzielle Restriktionen.

Eine Alternative ist die Nutzung von Flächenheizungen. Die Nachrüstung z.B. einer Fußbodenheizung allein löst jedoch nicht das Problem der geringen übertragbaren Leistungsdichte. So können Fußbodenheizungen in der Regel nicht mehr als 70-80 W/m² Fußbodenheizung übertragen. Für unsanierte Altbauten ist diese Leistung nicht ausreichend – für diese sind oftmals ca. 100 W/m² Wohnfläche anzusetzen – zudem würde die Nachrüstung eines Altbaus mit einer Fußbodenheizung zu erheblichem und vermutlich zumeist nicht zumutbaren baulichem Aufwand führen.

Um die Grenze der wirtschaftlichen Einsetzbarkeit von Wärmepumpen im Zusammenhang mit der übertragbaren Leistung herzuleiten, muss der Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Arbeitszahl dargestellt werden. Aufgrund der vielseitigen Einflussgrößen, z. B. der unterschiedlichsten Anlagenkonzepte, der verschiedenen Wärmequellensituation oder der Fortschritt der Gebäudesanierung, ist ein direkter Zusammenhang zwischen der Jahresarbeitszahl und der Vorlauftemperatur kaum analytisch für den gesamten Gebäudebestand herzuleiten. Über die Auswertung bereits durchgeführter Messreihen lassen sich jedoch qualitative Tendenzen herleiten. So zeigt die folgende Grafik besagte Abhängigkeit für Luft/Wasser-Wärmepumpen, wie sie im Rahmen von 2006-2009 durch das (FhG ISE 2010) messtechnisch an einer Reihe von Anlagen ermittelt wurde.

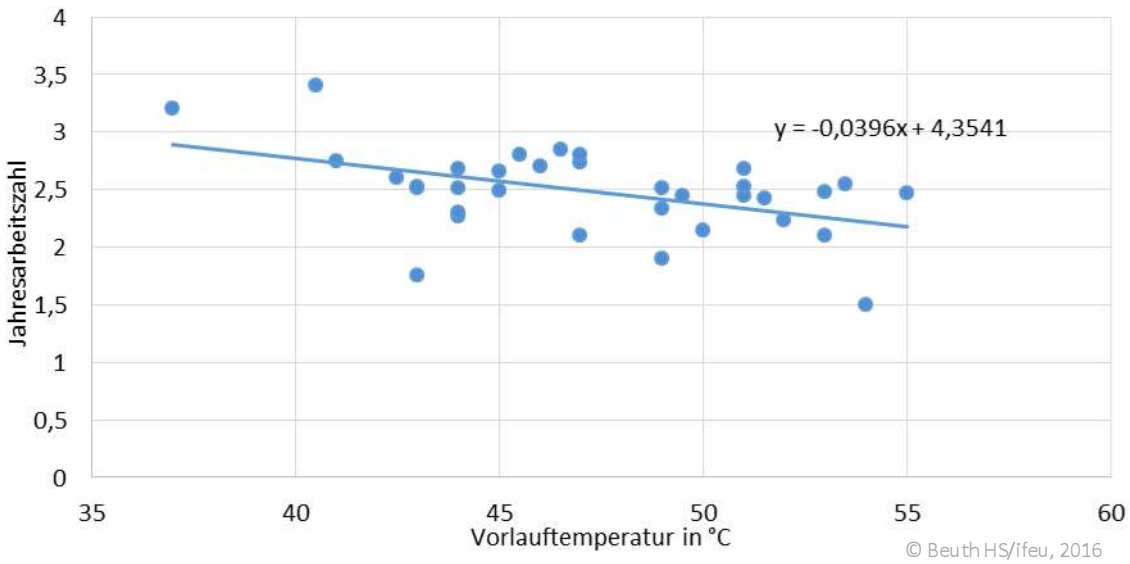


Abbildung 3.35: Auswertungen von Messungen von (FhG ISE 2010) zur Verdeutlichung der Abhängigkeit von Jahresarbeitszahlen von der maximalen Vorlauftemperatur bei Luft-Wärmepumpen

Rechnet man die übertragbare Leistung vorhandener Heizkörper mit Hilfe typischer Vollbenutzungsstunden um, so ergibt sich bei Altbauten ein maximal abdeckbarer Wärmebedarf von rund 220 kWh/m²a (bei 2.200 Vollbenutzungsstunden, die im unsanierten Bestand üblich sind, und einer angenommenen Heizleistung 100 W/m² Wohnfläche). Hierzu sind in der Regel maximale Vorlauftemperaturen von 70…90°C notwendig.

Nimmt man Ursprungs-Temperaturen von 70/50/20 und eine beabsichtigte Senkung der maximalen Vorlauftemperatur auf 55 C an, so würde, wie oben schon erwähnt, die Heizkörperleistung auf rund 65 % sinken. Damit können nur noch Gebäude versorgt werden, die weniger als 143 kWh/m²a verbrauchen. In Verbindung mit obiger Grafik und der darin enthaltenen erheblichen Unsicherheiten (geringe Datenbasis) ergibt sich dann aber nur eine Jahresarbeitszahl von rund 2,2.

Da das Wärmepumpenpotenzial, insbesondere bei den Luft-Wärmepumpen, somit eindeutig von der jeweiligen Gebäudeeffizienz abhängt, besteht die Aufgabe demnach darin, die Gebäude zu identifizieren, die eine so geringe Heizlast haben, dass sie für eine Wärmepumpe überhaupt in Frage kommen. Durch die GEMOD-Modellierung lassen sich diese bestimmen. So zeigt die folgende Abbildung die Reduktion der gebäudetypabhängigen Heizlast bis zum Jahr 2050 für die 234 untersuchten Gebäudetypen im Szenario „engagierter Klimaschutz“.

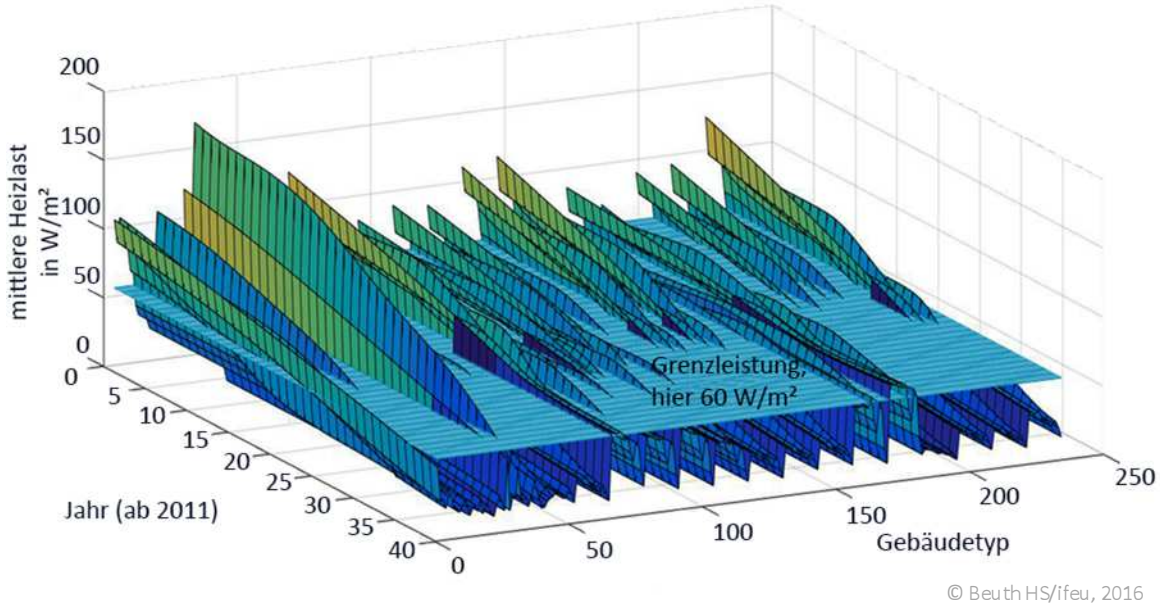


Abbildung 3.36: Entwicklung der mittleren Heizlast aller 234 Gebäudetypen als Funktion der Zeit im Dämmszenario engagierter Klimaschutz

Deutlich sichtbar wird hier der Durchtritt der Heizlasten durch die eingezeichnete Ebene einer hier exemplarisch angenommenen Grenzlast von 60 W/m² bzw. 120 kWh/m²a Heizwärmebedarf (bei 2.000 Volllaststunden, die in sanierten Gebäuden üblich sind). Addiert man nun alle Gebäude und deren jeweilige Werte für den Heizwärmebedarf auf, so lässt sich der Anteil der Gebäude ermitteln, die unterhalb eines bestimmten Heizwärmebedarfs liegen. Abbildung 3.37 zeigt den Verlauf des Gebäudeanteils, deren Heizwärmebedarf unter 60, 80, 100 oder 120 kWh/m²a liegt.

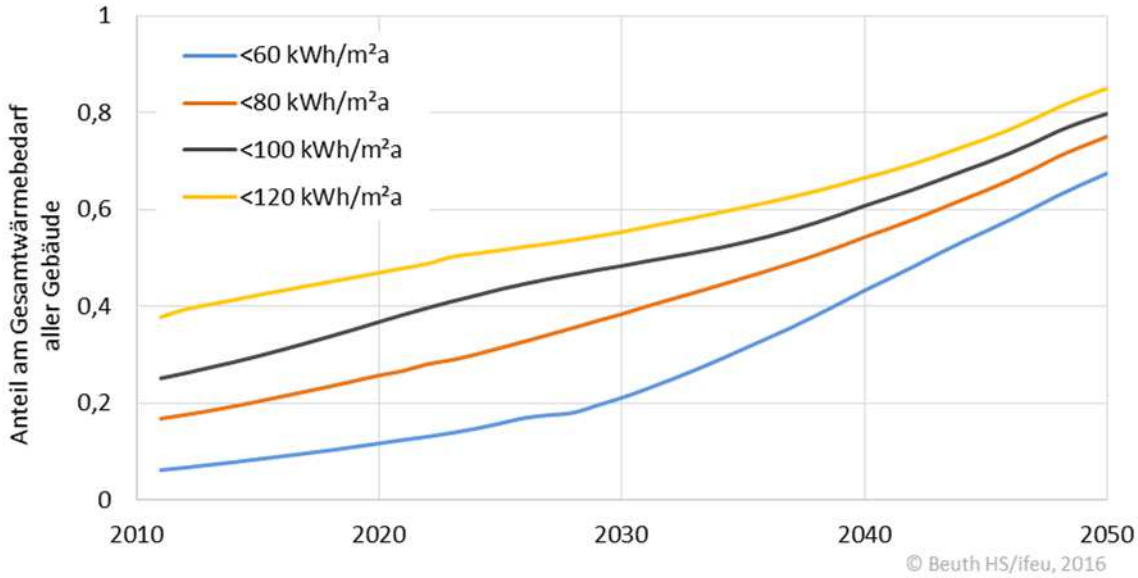


Abbildung 3.37: Anteil des Wärmebedarfs der Gebäude, die weniger als x kWh/m²a Wärmebedarf aufweisen, am Gesamtwärmebedarf des Gebäudebestands

Direkt augenscheinlich ist die Zunahme des mit Wärmepumpen deckbaren Wärmeanteils am gesamten Wärmebedarf. Dieser steigt letztendlich fast unabhängig vom angesetzten Grenz-Wärmebedarf bis zum Jahre 2050 auf einen Wert von rund 70-85 % an. In erster Linie

unterscheiden sich die Kurven durch die differierenden Geschwindigkeiten der Potenzialzunahme. Zur Beantwortung der Frage nach dem ökonomisch/ökologisch sinnvoll zu verwendenden Grenz-Wärmebedarfs müssen die jeweiligen resultierenden Jahresarbeitszahlen bestimmt werden. Diese dienen dann als Entscheidungskriterium für das sinnvoll nutzbare Potenzial. Im Einzelnen werden folgende Arbeitsschritte nötig:

1. Bestimmung der Leistungsreduktion der Heizkörper bzw. der für die Beheizung notwendigen minimalen Vorlauftemperatur.

Dies erfolgt mittels der so genannten Heizkörpergleichung, die die Heizkörperleistung bei veränderten Temperaturen bestimmt

$$\left(\frac{\dot{Q}_{Ist}}{\dot{Q}_{Nenn}}\right)^{1,3} = \frac{\Delta T_{Ist}}{\Delta T_{Nenn}},$$

wobei vereinfachend ein einheitlicher Heizkörperexponent von 1,3 angenommen wurde und ΔT die Übertemperatur des Heizkörpers beschreibt. Die Leistungen sind bei Annahme der 2.000 Volllaststunden für alle Errichtungs- und Sanierungszustände bekannt. Die Ermittlung der resultierenden, zur Deckung des verbleibenden Heizwärmebedarfs mit den bestehenden Heizkörpern notwendigen Vorlauftemperatur führt nun auf Abbildung 3.38. In Ermangelung besseren Wissens wurden zwei symptomatische Fälle zu Grunde gelegt, um die Sensibilität dieser Eingangsdaten zu erfassen.

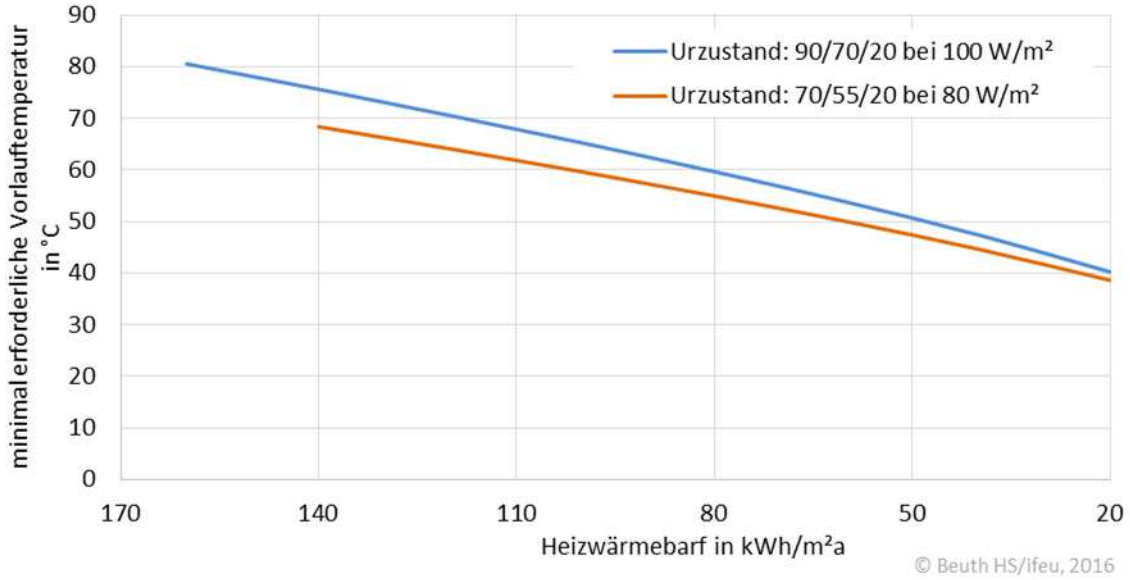


Abbildung 3.38: Einfluss des verbleibenden Heizwärmebedarfs auf die minimal benötigte Vorlauftemperatur, um ein Gebäude mit den vorhandenen Heizkörpern weiterhin beheizen zu können. Gezeigt werden die zwei angenommenen Fälle der Urplanung: 90/70/20 bei 100 W/m² und einem Wärmebedarf von 240 kWh/m²a sowie 70/55/20 bei 80 W/m² und einem Wärmebedarf von 175 kWh/m²a

Aufgrund der überschaubaren Differenzen der Werte beider Kurven (< 10%) erscheint es legitim, im weiteren Vorgehen mit einem Mittelwert weiterzurechnen.

Im Zusammenspiel mit der in Abbildung 3.35 zu Grunde gelegten Abhängigkeit zwischen der Jahresarbeitszahl und der Vorlauftemperatur, lassen sich die bei Verwendung der Bestandsheizkörper durch Luft-Wärmepumpen erzielbaren Jahresarbeitszahlen in Abhängigkeit des verbleibenden Heizwärmebedarfs bestimmen.

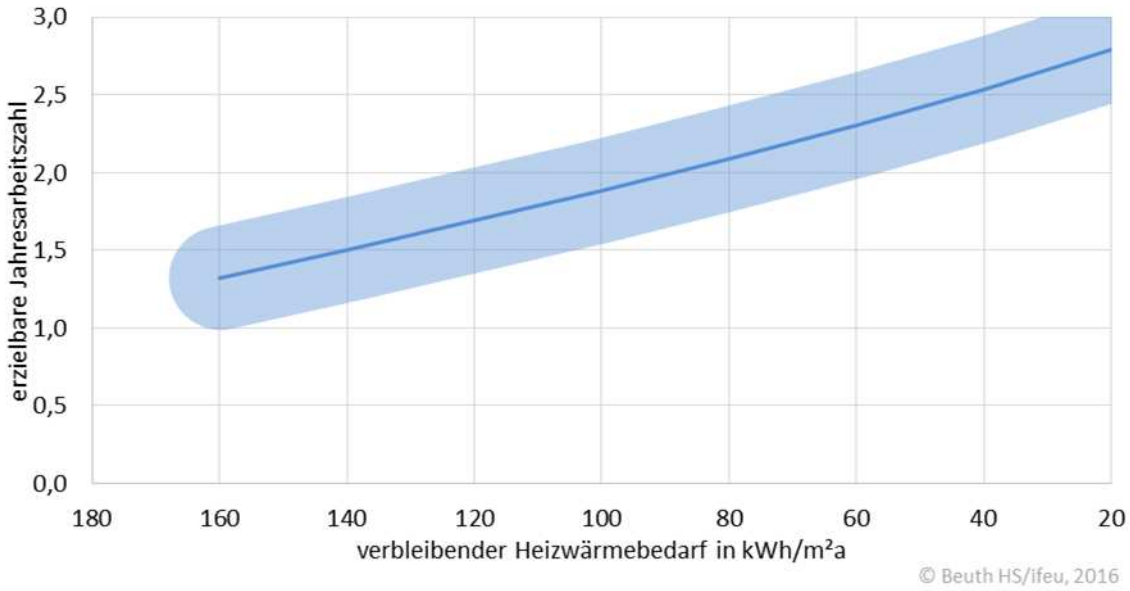


Abbildung 3.39: Resultierende Jahresarbeitszahl in Abhängigkeit des verbleibenden Heizwärmebedarfs unter Verwendung der vorhandenen Heizkörper in Bestandsgebäuden. Der blaue Bereich soll einen Hinweis auf die unstrittig vorhandene Unschärfe der konkreten Zahlenwerte geben

Führt man nun die Abbildungen Abbildung 3.37 und Abbildung 3.39 zusammen, so erhält man konkrete Indizien für die je nach angenommenem Grenz-Wärmebedarf zu erwartenden Jahresarbeitszahlen.

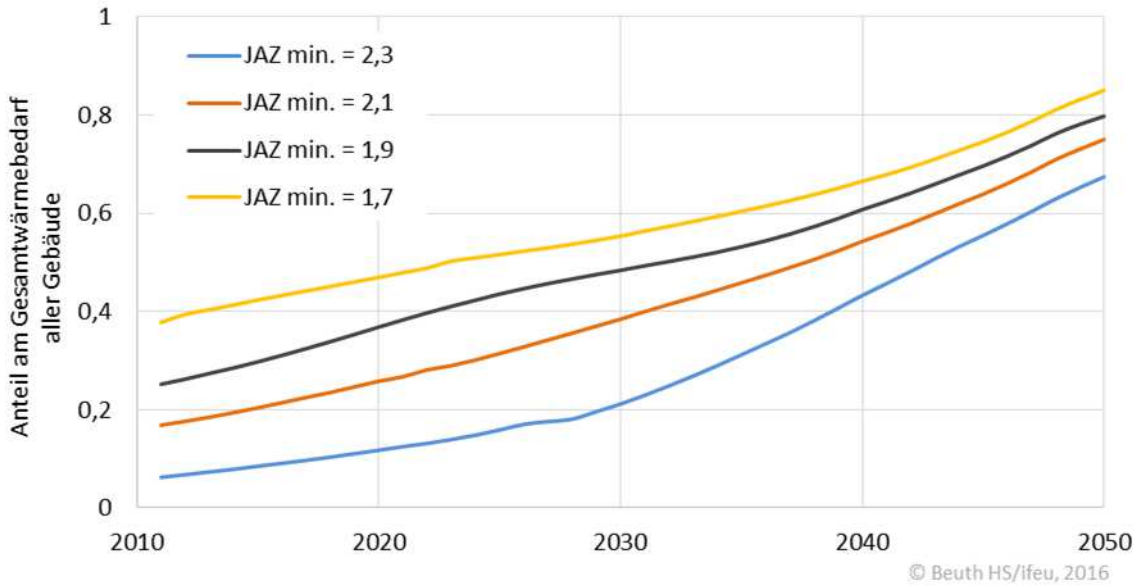


Abbildung 3.40: Anteil des durch Wärmepumpen und Bestandheizkörper abdeckbaren Wärmebedarfs am Gesamtwärmebedarf aller Gebäude in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl

Zur abschließenden Potenzialfestlegung obliegt es nun der individuellen Einschätzung bzgl. der angestrebten Mindest-Jahresarbeitszahl. Beurteilt man diese aus ökologischer Sicht, so müsste sich diese am jeweils geltenden Primärenergiefaktor für Strom orientieren. Dieser beträgt derzeit 1,8 und wird durch zunehmende erneuerbare Anteile im Strommix zukünftig weiter sinken. Setzt man ökonomische Gründe für die Bewertung an, so dürfen die Stromkosten bei einer

Vernachlässigung der Investitionskosten der Wärmepumpe nur das rund 2-fache der sonst üblichen Wärmekosten betragen. Da die Investitionskosten aber einen im Vergleich zu anderen Wärmeerzeugungsarten relativ hohen Anteil an den Wärmegestehungskosten haben, ist der wirtschaftliche Bereich vermutlich erst im Bereich von Jahresarbeitszahlen über 3 zu erwarten. Aus heutiger Sicht sind Jahresarbeitszahlen von mindestens 2, eher sogar mehr, für einen sinnvollen Einsatz zu erwarten.

Aber wie zuvor schon gesagt, wirkt sich dieses in erster Linie nur auf die Ausbaugeschwindigkeit des Potenzials aus. Dies wird umso deutlicher, wenn man sich wie nachfolgend dargestellt die durch Wärmepumpen abdeckbaren absoluten Wärmemengen anschaut. Hier wird der für alle Varianten annähernd gleiche Endwert von rund 140 TWh/a sichtbar. Würde man die mindestens zu erzielende Jahresarbeitszahl noch weiter erhöhen, so würde sich die durch Wärmepumpen abdeckbare Wärmemenge reduzieren. Die hier angestellten Annahmen führen also tendenziell zu einer positiven Einschätzung des Wärmepumpenpotenzials.

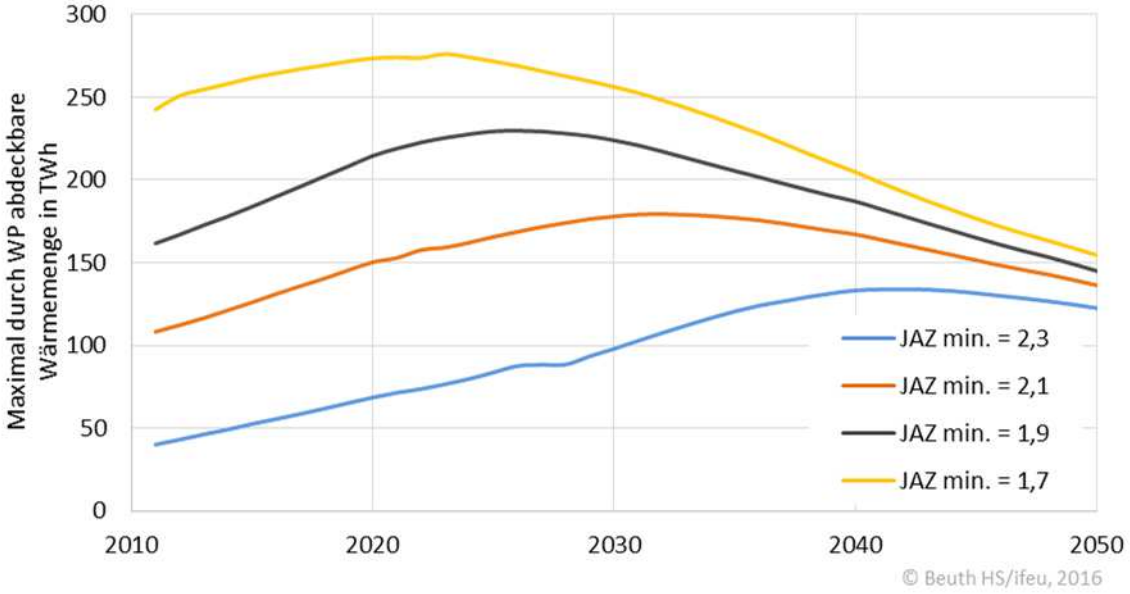


Abbildung 3.41: Anteil des durch Wärmepumpen und Bestandheizkörper abdeckbaren Wärmebedarfs am Gesamtwärmebedarf aller Gebäude in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl

Die Analyse des Strombedarfs weist je nach Ausnutzungsgeschwindigkeit des Wärmepumpenpotenzials Maximalwerte zwischen 60 und 160 TWh/a auf. Angesichts einer mittleren Gesamtbruttostromerzeugung in Deutschland von rund 640 TWh/a entspricht dies 10 bis 25 % der Stromerzeugung. Da das Strombezugsmaximum von 160 TWh/a auch schon 2020 stattfinden würde, erscheint auch dies wiederum ein Indiz zu sein, den verzögerten, aber effektiveren Ausbauweg mit Jahresarbeitszahlen von mindestens 2 zu favorisieren.

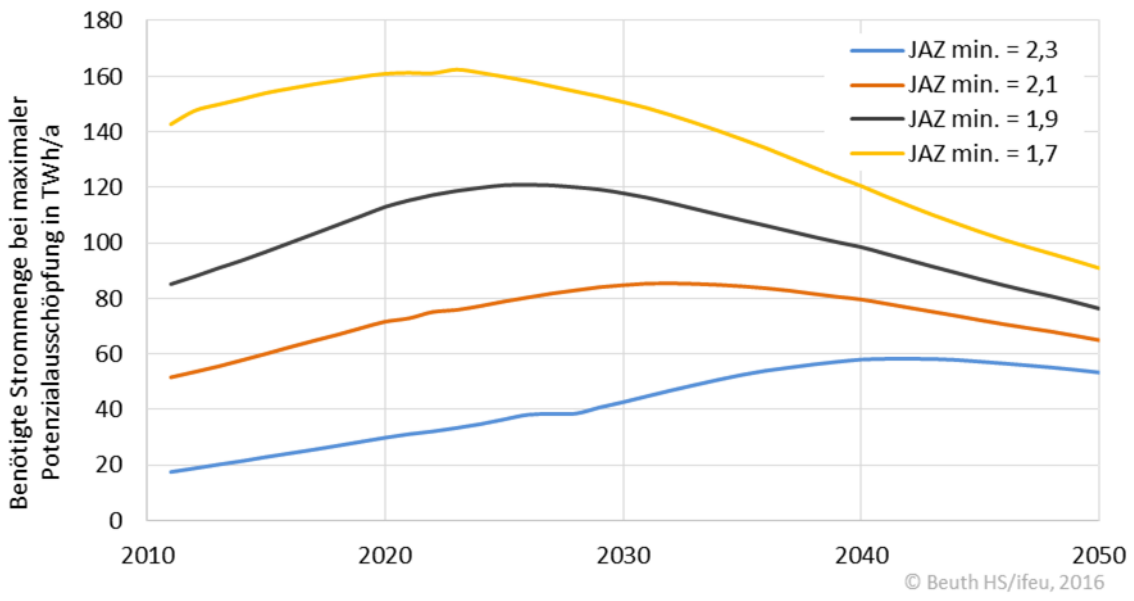


Abbildung 3.42: Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl

Die obige Analyse zum Strombedarf ist in dieser Form nicht statthaft, da sie unterstellt, dass alle Gebäude unterhalb eines bestimmten Heizwärmebedarfs mit der zugehörigen minimalen Jahresarbeitszahl betrieben werden. Damit wird aber unterstellt, dass diese Gebäude ebendiese einheitliche und zugleich vergleichsweise niedrige liegende Jahresarbeitszahl aufweisen würden. De facto sind aber zeitgleich Gebäude, die besser als der jeweilige Grenzwert gedämmt sind im Bestand, die mit Wärmepumpen mit höheren Jahresarbeitszahlen versorgt werden können. D.h. bei den Gebäuden mit einem Wärmebedarf <120 kWh/m²a befinden sich ja auch schon viele, deren Wärmebedarf <100 kWh/m²a beträgt. Wiederum findet sich bei diesen eine Anzahl, deren Wärmebedarf schon kleiner 80 kWh/m²a beträgt, usw. Ordnet man allen Gebäuden, die einen beliebigen Grenzwert unterschreiten (nachfolgend wurde auch noch der Grenzwert <40 kWh/m²a mit einer Jahresarbeitszahl von 2,5 hinzugezogen) seine entsprechende JAZ zu, so ergibt sich eine realere Abschätzung der benötigten Strommengen, wie die folgende Grafik zeigt.

Deutlich wird, dass das stromseitige Energiemaximum nun von ehemals 160 TWh/a auf 140 TWh/a sinkt bzw. sich bei einer postulierten Mindestjahresarbeitszahl von 2 sogar nur auf rund 80 TWh/a reduziert.

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist immer zu beachten, dass es hierbei darum geht, diejenigen Altbauten und deren Heizwärmebedarfswerte zu bestimmen, die bei Weiterbetrieb des bestehenden Wärmeverteilsystems in der Lage sind, mit Wärmepumpen beheizt zu werden. Diese Grenzfälle sind verantwortlich für die hier unterstellten außergewöhnlich niedrigen Jahresarbeitszahlen. Selbstverständlich erzielen Neubauten viel höhere Werte. Ausdrücklich soll es aber hier um das Potenzial in Altbauten gehen. Dieses Potenzial ist direkt abhängig vom Dämmzustand des Gebäudes, welcher zum einen die allgemeine Tauglichkeit des Wärmepumpeneinsatzes (Heizwärmebedarf < Grenzwert?) und zum anderen die daraus resultierende Jahresarbeitszahl bestimmt.

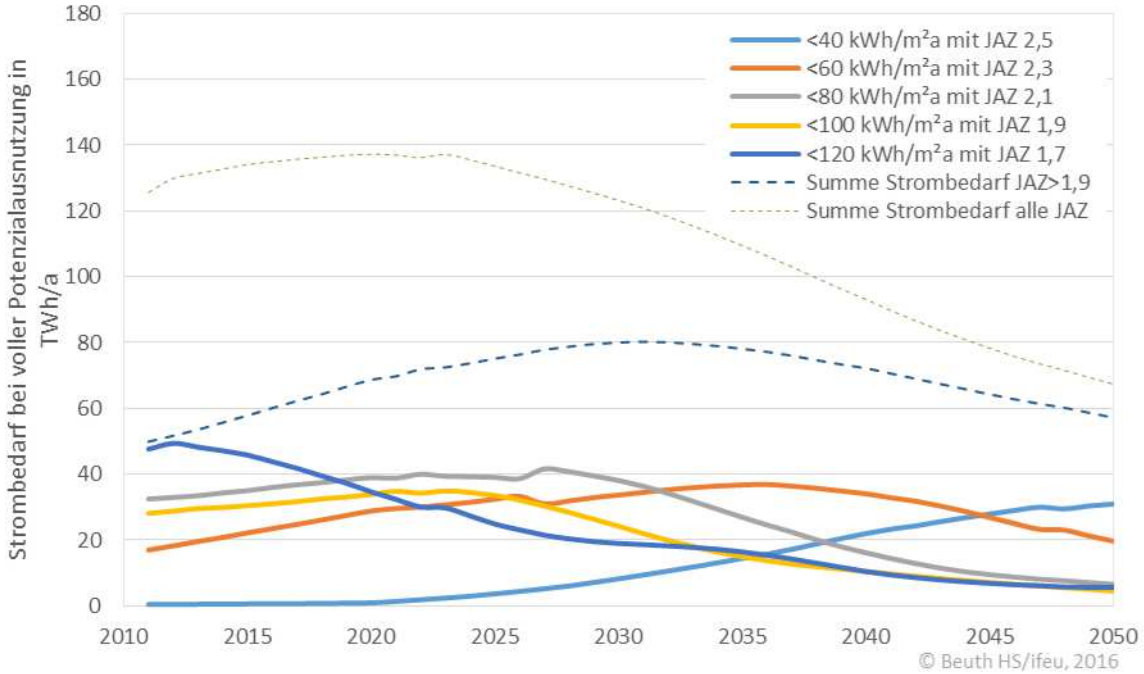


Abbildung 3.43: **Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials**
a) für die fünf untersuchten Dämmzustände (40 bis 120 kWh/m²a)
b) für die resultierende Summe aller Strombedarfswerte der fünf Dämmzustände
c) wie b) jedoch unter der Annahme, es würden nur Anlagen mit JAZ>2 realisiert

Betrachtet man den sich ergebenden Mittelwert aller Jahresarbeitszahlen in sanierten Altbauten, deren Heizkörper weiter verwendet werden (!), so zeigt sich, dass dieser theoretische Grenzwert bedingt durch die fortschreitende Sanierungstätigkeit mit der Zeit ansteigt, wie folgende Grafik veranschaulicht.

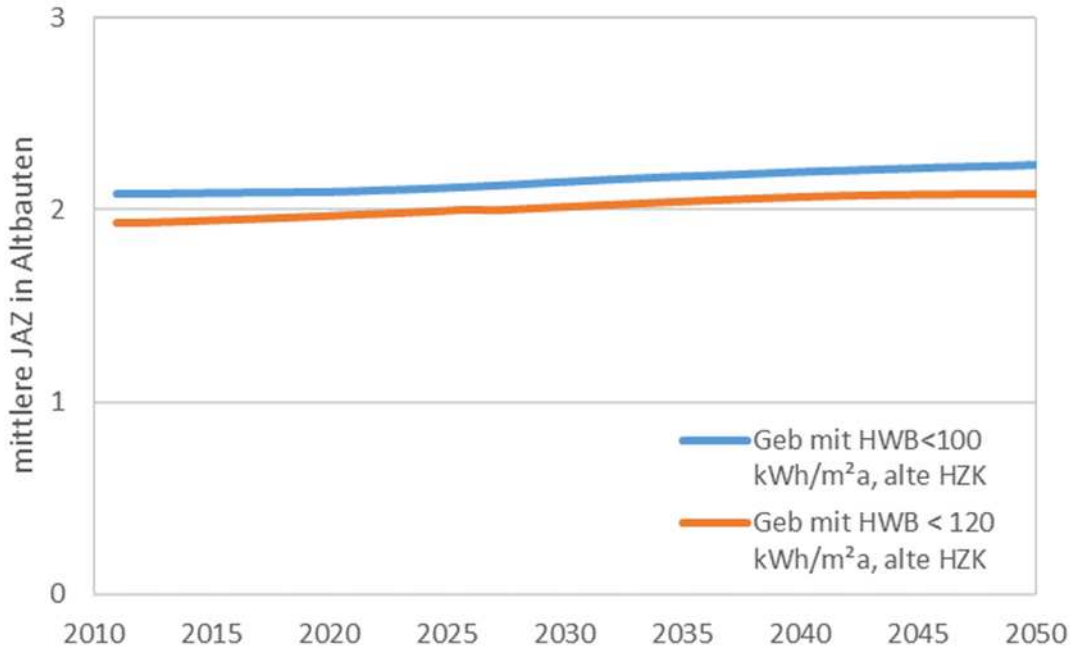


Abbildung 3.44: **Resultierende mittlere Jahresarbeitszahlen der in sanierten Altbauten, deren Heizkörper weiter verwendet werden, installierten Wärmepumpen, wie sie zur Bestimmung des theoretischen Wärmepumpenpotenzials ermittelt wurden**

Da alle obigen Analysen auf naturgemäß statistisch unstabilen Eingangsgrößen beruht, wird nachfolgend den Jahresarbeitszahlen ein Zusatzbonus in Höhe eines (willkürlich angenommenen) Wertes von 0,5 unterstellt (Zukunftstechnologie), um die Sensibilität dieses Wertes darzustellen. Wie folgende Grafik zeigt, reduziert sich unter Berücksichtigung dieses „Zukunftsbonus" der maximale Strombedarf von ehemals (Ist-Performance) 140 bzw. 80 TWh/a (Ist-Performance und JAZ>2) auf Werte von 110 bzw. 65 TWh/a (nur JAZ>2,5).

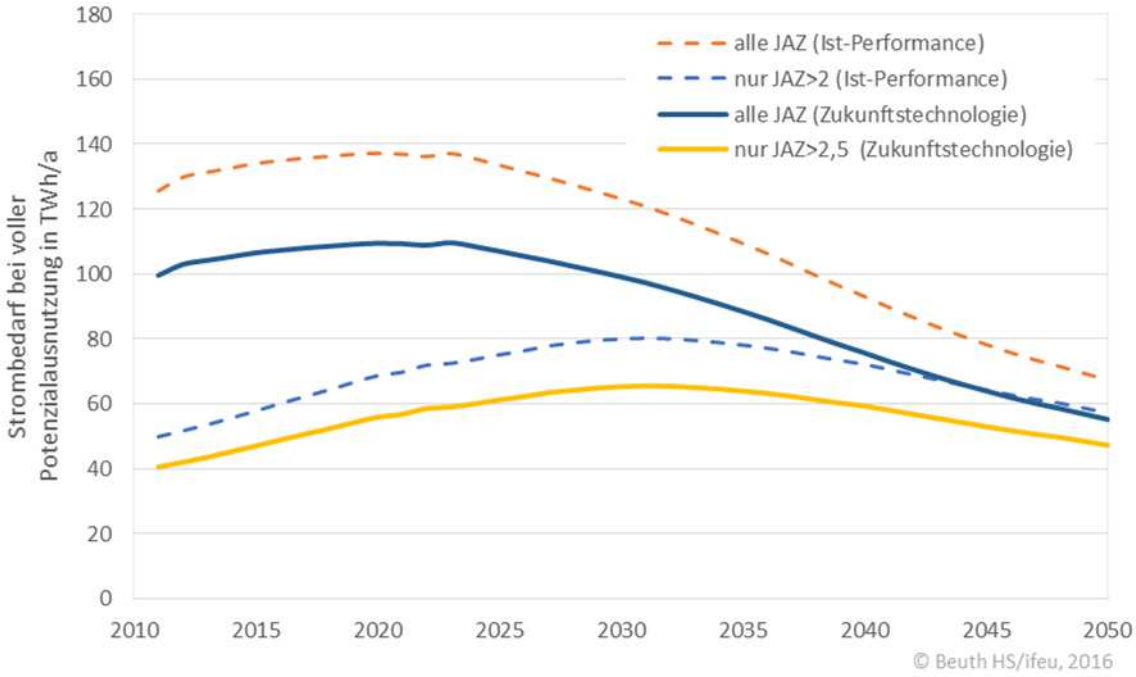


Abbildung 3.45: Strombedarf bei maximaler Ausschöpfung des Wärmepumpenpotenzials
a) bei Nutzung von Wärmepumpen entsprechend des individuellen Dämmzustandes
b) wie a) jedoch mit Mindest-JAZ von 2,0
c) wie a) jedoch mit einem „Zukunftsbonus" in Höhe von 0,5 auf die jeweiligen JAZ
d) wie c) jedoch mit Mindest-JAZ von 2,5

Fazit:

- Bei voller Potenzialausnutzung läge der Strombedarf bei rund 140 TWh/a.
- Wird eine Mindestjahresarbeitszahl von 2 unterstellt, so beträgt der Strombedarf 80 TWh/a.
- Wenn zukünftig die JAZ im Mittel 0,5 höher sind als heute, so läge der Strombedarf bei 110 TWh/a bzw. bei gleichzeitiger Unterstellung einer Mindestjahresarbeitszahl von 2,5 bei 65 TWh/a.

Auch die abschließende Betrachtung der reinen Stückzahlen an zu installierenden Wärmepumpen spricht für die Annahme des verzögert aufwachsenden Potenzials. So zeigt Abbildung 3.46 die jährlich zu installierenden Wärmepumpen. Bei einem heutigen Anlagenbestand von ca. 850.000 Wärmepumpen wird die Dimension und benötigte Dynamik des Ausbaus deutlich, wollte man dieses Potenzial vollständig ausschöpfen. Da zudem die Analyse davon ausgeht, dass das auch heute schon vorhandene riesige theoretische Potenzial durch bereits installierten Anlagen genutzt würde, müssten tatsächlich zur vollständigen Ausschöpfung heute schon ca. 3 Mio. Anlagen (bei einer angenommenen bei einer Jahresarbeitszahl von 2,3) in Betrieb sein. Genaugenommen müsste dieser Anlagenaufwuchs zusätzlich berücksichtigt werden.

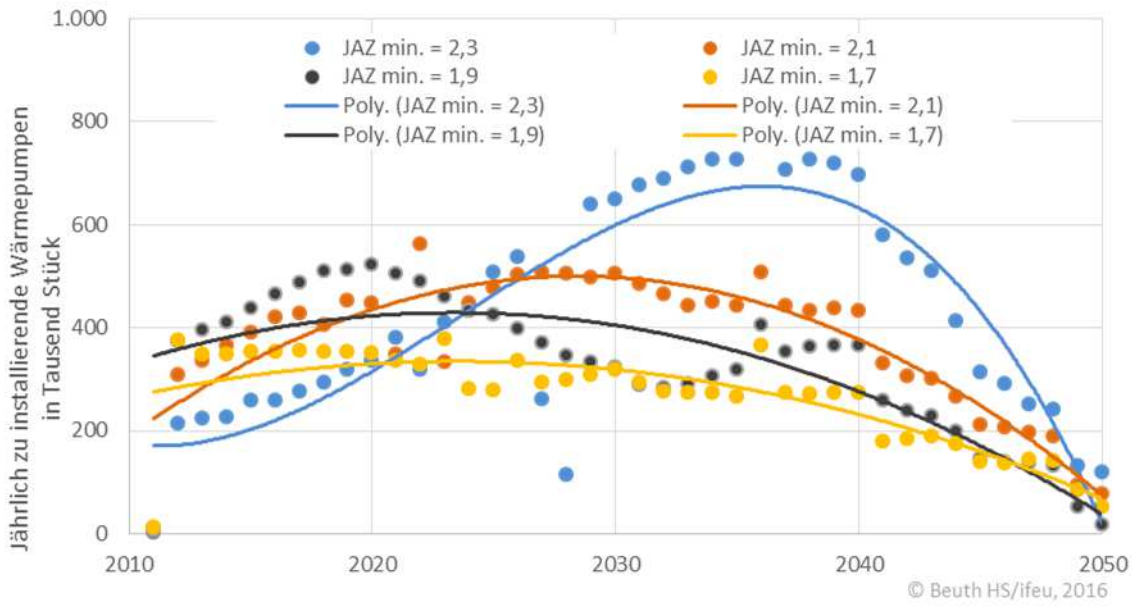


Abbildung 3.46: Jährlich neu zu installierende Wärmepumpen-Stückzahlen bei maximaler Ausschöpfung (max. Ausschöpfung auch bereits im Startjahr 2011 unterstellt) des Wärmepumpenpotenzials in Abhängigkeit der zu erwartenden bzw. der akzeptierten Jahresarbeitszahl

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass für Wärmepumpen theoretisch ein unendliches Wärmepotenzial zur Verfügung steht. Dieses reduziert sich durch den Wunsch nach Mindest-Jahresarbeitszahlen von 2 und unter Berücksichtigung aller oben zitierten Ungenauigkeiten auf rund 15 % (2011) und 75 % (2050) des Gesamtwärmebedarfs.

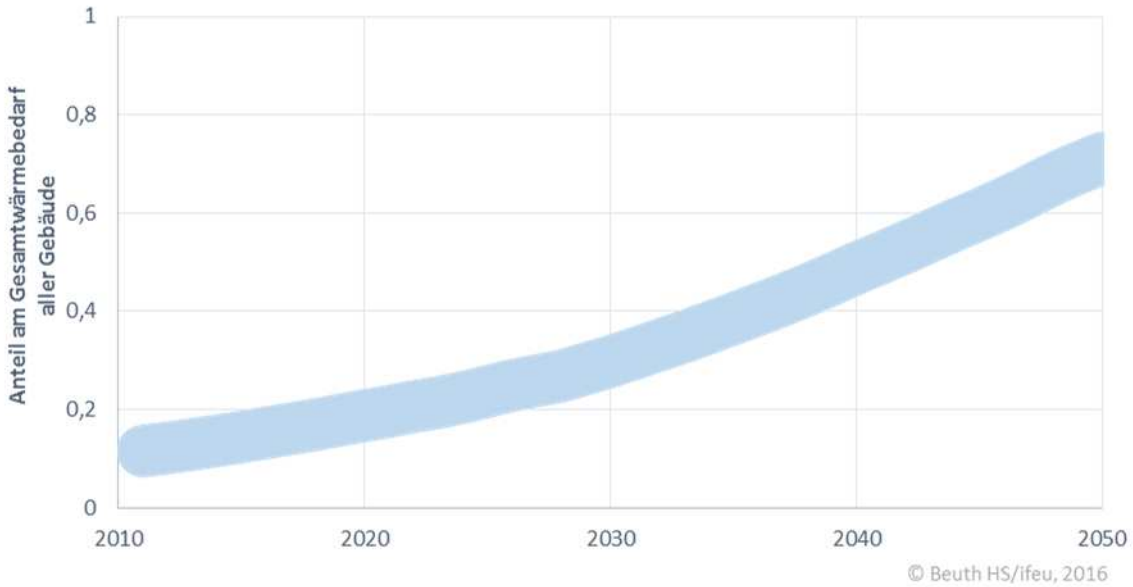


Abbildung 3.47: Darstellung des ansetzbaren Potenzialkorridors für Wärmepumpen

Ökonomische Restriktionen bei der Wärmeübergabe

Um darzustellen, wie die Vorlauftemperatur des Heizsystems die Wirtschaftlichkeit bzw. Einsetzbarkeit von Wärmepumpen beeinflusst, werden drei Modellrechnungen durchgeführt für Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 120, 90 und 55 kWh/m²a. Dabei wird, wie oben schon detailliert erläutert, berücksichtigt, dass die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe mit steigender Vorlauftemperatur abfällt und somit die Brennstoffkosten ansteigen. Ebenso wird berücksichtigt, dass die vorhandenen Heizkörper ab einer bestimmten abgesenkten Vorlauftemperatur ausgetauscht werden müssen, um ausreichend Wärme abgeben zu können. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die vorhandenen Heizkörper für eine Wärmeleistung von 100 W/m² Wohnfläche ausgelegt wurden. Abhängig vom Wärmebedarf des Gebäudes und der Höhe der Vorlauftemperatur werden die vorhandenen Heizkörper entweder durch leistungsfähigere Heizkörper oder Fußbodenheizungen ersetzt. Die Kosten für den Ersatz der bestehenden Heizkörper werden auf einen Quadratmeter Wohnfläche bezogen und auf 25 Jahre wirtschaftlich abgeschrieben. Die Investitionskosten für Heizkörper- und Fußbodenheizungen basieren auf den empirischen Kostenansätzen nach (IWU 2015a). Die Energiekosten werden ebenfalls pro Quadratmeter angegeben. Als Referenz werden die Kosten einer Gas-Brennwertheizung angegeben.

Es zeigt sich, dass bei einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a nur ein schmaler Temperaturbereich verbleibt, in dem die Wärmepumpe günstiger zu betreiben ist als der Brennwertkessel (rote Kurve unterhalb der blauen). Dies ist nur der Fall, wenn die Vorlauftemperatur noch so hoch ist, dass keine leistungsfähigeren Heizköper erforderlich sind, aber noch niedrig genug, um die Arbeitszahl nicht zu stark abfallen zu lassen. Wärmepumpen können folglich in Gebäuden mit einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a ohne Austausch der Heizkörper betrieben werden, allerdings bei sehr eingeschränkter Wirtschaftlichkeit – gerade wenn noch die Mehrkosten für die Installation berücksichtigt werden.

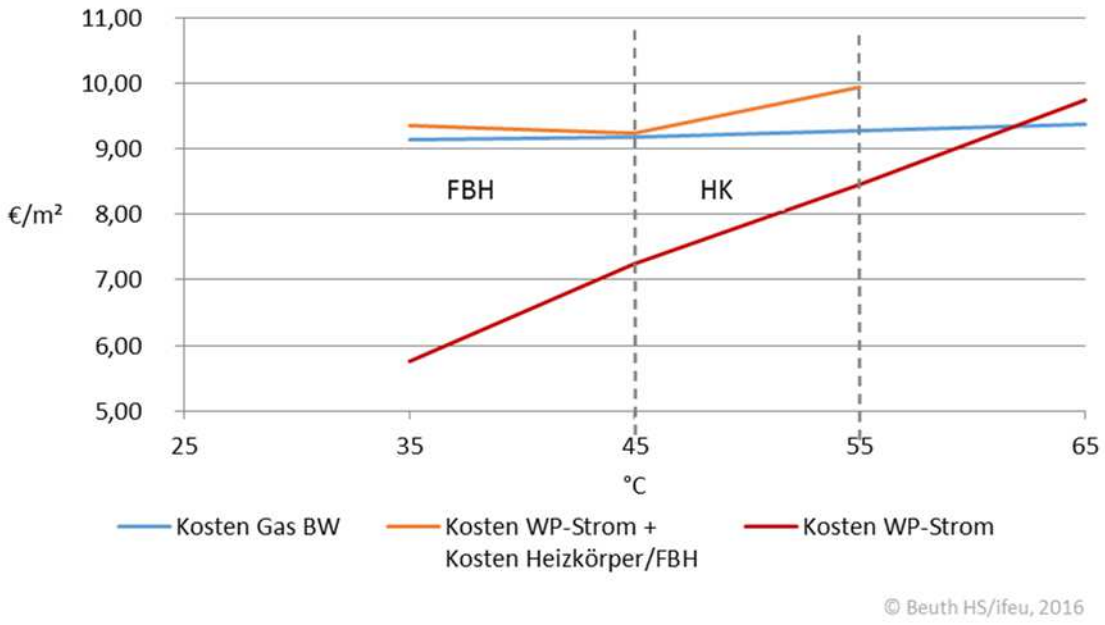


Abbildung 3.48: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 120 kWh/m²a

In einer zweiten Rechnung werden Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 90 kWh/m²a betrachtet. Sie können bis zu einer Vorlauftemperatur von etwa 45°C ohne Austausch der vorhandenen Heizkörper mit Wärmepumpen beheizt werden. Unterhalb dieser Vorlauftemperatur bis ca. 35°C sind leistungsfähigere Heizkörper nachzurüsten. Dadurch sind die Gesamtkosten ähnlich hoch wie bei einer Brennwertheizung. Unterhalb von 35°C Vorlauftemperatur muss eine Fußbodenheizung nachgerüstet werden. Wärmepumpen werden in solchen Gebäuden bei sehr niedrigen Vorlauftemperaturen unwirtschaftlich.

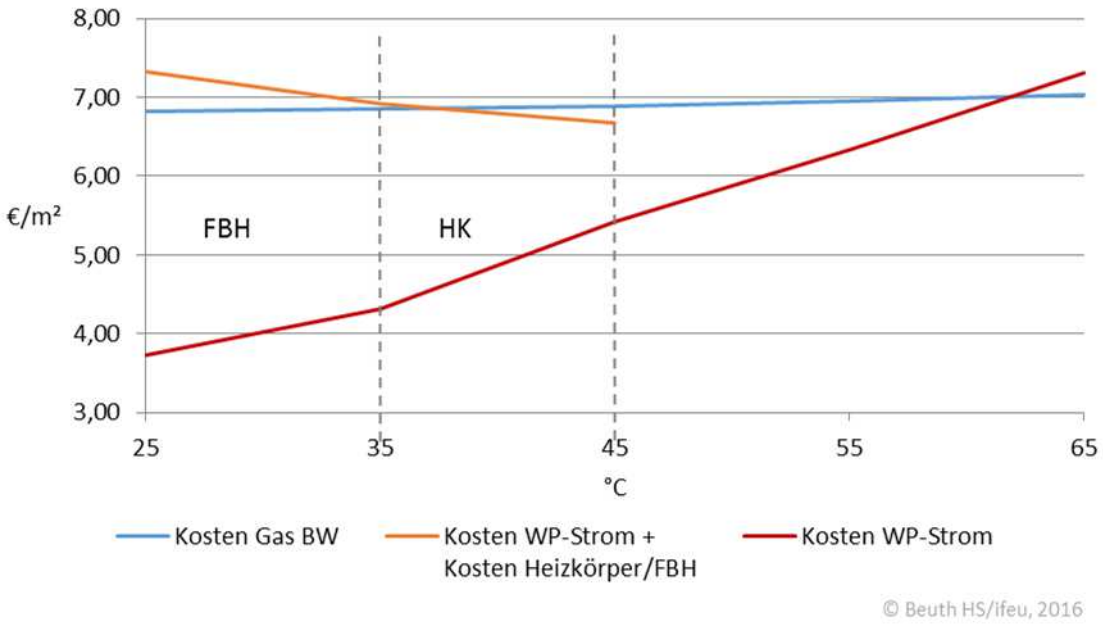


Abbildung 3.49: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 90 kWh/m²a

In Gebäuden mit einem Heizwärmebedarf von 55 kWh/m²a können die vorhandenen Heizkörper bis zu einer Vorlauftemperatur von etwa 35°C beibehalten werden. Wärmepumpen können in diesem Temperaturbereich sehr wirtschaftlich betrieben werden. Erst bei noch geringeren Vorlauftemperaturen muss eine teure Fußbodenheizung installiert werden.

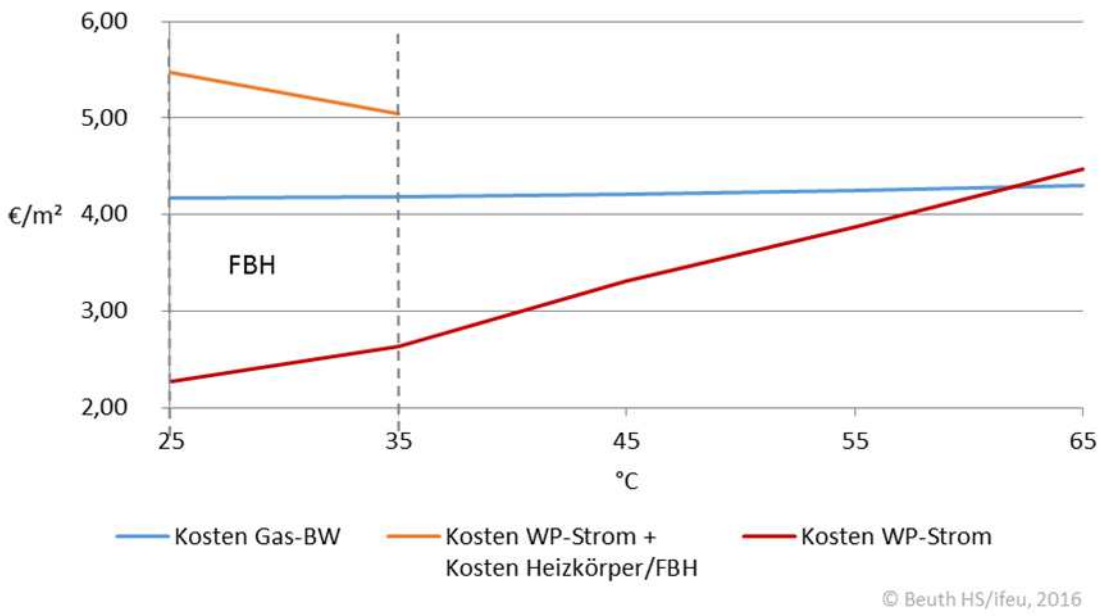


Abbildung 3.50: Jahreskosten je Quadratmeter Wohnfläche in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur bei Beheizung mit einer Wärmepumpe, Zusatzkosten für einen Austausch der Heizkörper (HK) bzw. Einbau einer Fußbodenheizung (FBH) und bei Beheizung mit einem Gas-Brennwertkessel als Vergleich für einen Nutzwärmeverbrauch von 55 kWh/m²a

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Wärmepumpen bei einem Heizwärmebedarf von 120 kWh/m²a gerade noch wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Grenze gilt jedoch nur unter idealen Bedingungen in den Heizkreisen. Wenn die vorhandenen Heizkörper nicht alle auf dieselbe spezifische Heizlast ausgelegt sind, nicht abgeglichen sind oder wenn einzelne Räume durch eine exponierte Lage oder höhere Soll-Temperaturen eine höhere Vorlauftemperatur benötigen, sinkt die Grenze für den Wärmepumpeneinsatz weiter ab. Aus dieser Untersuchung der Wärmekosten sowie aus der oben durchgeführten Analyse der mindestens zu erreichenden Arbeitszahl folgt, dass Wärmepumpen in der Praxis kaum in Gebäuden installiert werden können, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m²a liegt.

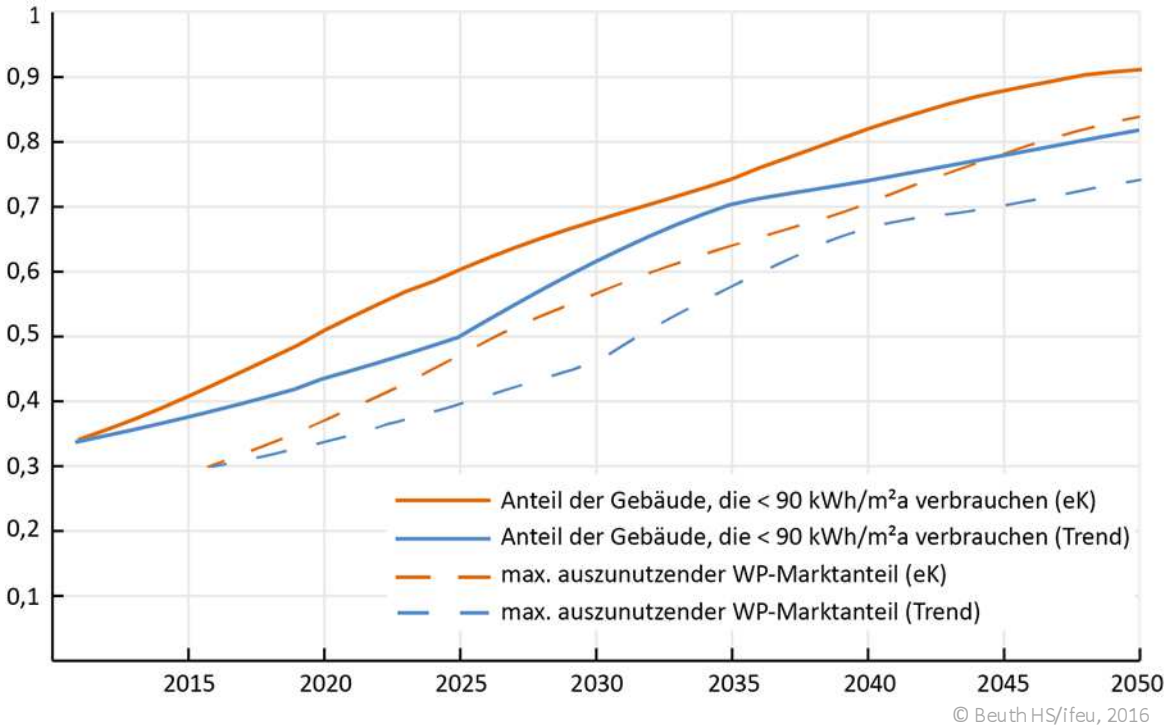


Abbildung 3.51: Anteil der Gebäude, die mit Wärmepumpen ausgestattet werden können, bzw. maximaler Marktanteil von Wärmepumpen im Zeitverlauf unter statischen Annahmen (durchgezogen) und dynamischen Randbedingungen (gestrichelt)

Restriktion durch die maximale Marktaufwuchsgeschwindigkeit

Aus obiger Grenze ergibt sich der maximale theoretische Anteil der Gebäude, die in einer statischen Betrachtung mit Wärmepumpen ausgestattet werden können. Wenn in einer dynamischen Betrachtung jedoch die Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger und das Marktgeschehen zusätzlich berücksichtigt werden, wird klar, dass die statische Grenze nicht erreicht werden kann. Die statische Grenze impliziert, dass alle Gebäude in dem Zeitpunkt, ab dem sie weniger als 90 kWh/m²a verbrauchen, mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden. Dies ist bei vielen Vollsanierungen sicherlich auch der Fall. Wenn jedoch die Bauteile zeitlich vor dem Wärmeerzeuger ertüchtigt werden, wird das Gebäude mit dem bestehenden Wärmeerzeuger weiterbetrieben bis dieser ausgetauscht wird. In diesem Fall können Wärmepumpen also nur mit einer zeitlichen Verzögerung eingebaut werden. Dies führt zu einer Parallelverschiebung der Kurven nach rechts.

Zusätzlich müssten zum Erreichen der Grenze alle Wärmeerzeuger, die in einem bestimmten Jahr in Gebäude unter 90 kWh/m²a eingebaut werden, Wärmepumpen sein. Ein Teil der geeigneten Gebäude wird aber stets mit konkurrierenden Heizungstechnologien ausgestattet werden. Dies können Gebäude sein, die einem Anschlusszwang an ein Wärmenetz unterliegen, oder solche mit weiteren Restriktionen für Wärmepumpen. Auch Gebäude mit Etagen- oder Einzelraumheizungen können kaum mit Wärmepumpen ausgestattet werden. Dies führt zu einer Parallelverschiebung der Kurven nach unten. In Abbildung 3.51 sind die statischen Grenzen für Wärmepumpen dargestellt, die sich aus dem Anteil der Gebäude ergeben, die weniger als 90 kWh/m²a verbrauchen (durchgezogene Linien). Sie entsprechen gleichzeitig dem maximalen Marktanteil von Wärmepumpen. Die gestrichelten Linien stellen das dynamische Marktpotenzial von Wärmepumpen dar, das sich unter Berücksichtigung der oben genannten Hemmnisse ergibt.

Aus der Perspektive der ausreichend effizienten Gebäude könnten Wärmepumpen in der statischen Betrachtung in 2050 also einen Marktanteil an den jährlich ausgetauschten Heizungsanlagenanzahlen zwischen 82 und 92 % erreichen. Wenn zusätzlich berücksichtigt wird, dass der Heizwärmebedarf auch durch die zunehmende Anzahl von Lüftungsanlagen mit

Wärmerückgewinnung (WRG) abgesenkt wird, steigt dieser Anteil auf 88 bis 98 % (die Grenzen sind in Abbildung 3.54 dargestellt).

Ein zusätzliches Hindernis erwächst aus der anzunehmenden Markthochlaufgeschwindigkeit von Wärmepumpen. Im Jahr 2011 wurden rund 55.000 Wärmepumpen installiert. Um diese Anzahl zu steigern, müssen die Kapazitäten entlang der gesamten Wertschöpfungskette erhöht werden. bei der industriellen Fertigung, im Vertrieb, bei Planern, bei Planern, Installateuren und ggf. speziellen Fachunternehmen (z.B. Kältemittelverrohrung, Tiefenbohrungen). Der Bundesverband Wärmepumpe sieht in seiner Branchenprognose unter günstigen Randbedingungen bis 2030 einen Anstieg auf rund 200.000 Anlagen pro Jahr vor.

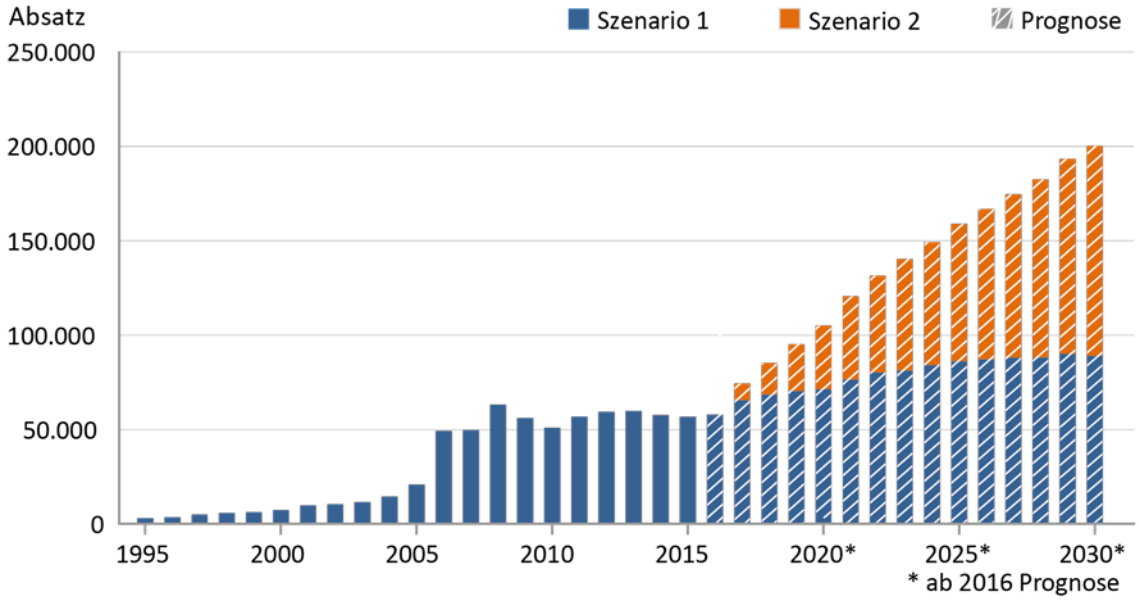


Abbildung 3.52: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland (BWP 2015b)

Wenn dieser Ambitionsgrad bis 2050 beibehalten wird, kann eine weitere Steigerung der Absatzzahlen wie in Abbildung 3.53 gezeigt als bestmögliche Entwicklung angenommen werden.

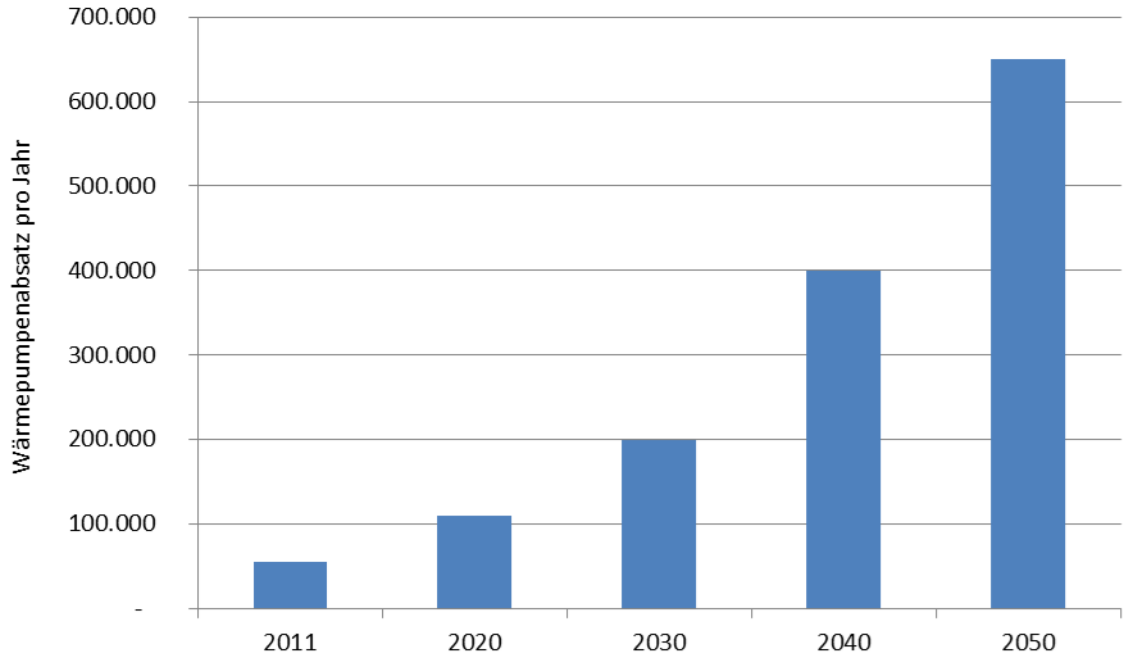


Abbildung 3.53: Maximale Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes (bis 2030 basierend auf (BWP 2015b) danach Fortschreibung des Trends bis 2050

Abbildung 3.54 zeigt den Verlauf des maximalen Marktanteils, der aus dem maximalen Wärmepumpenabsatz folgt, im Vergleich zu den Restriktionen durch unzureichend gedämmte Gebäude. Die Restriktionen aus dem Markthochlauf sind über den gesamten Zeitraum bis 2050 als limitierender Faktor anzusehen.

Bei diesem ambitionierten Markthochlauf würden Wärmepumpen in 2050 je nach Nutzwärmeszenario 122 - 143 TWh liefern.

Die Restriktionen aus dem Markthochlauf sind über den gesamten Zeitraum bis 2050 als limitierender Faktor für Wärmepumpen anzusehen.

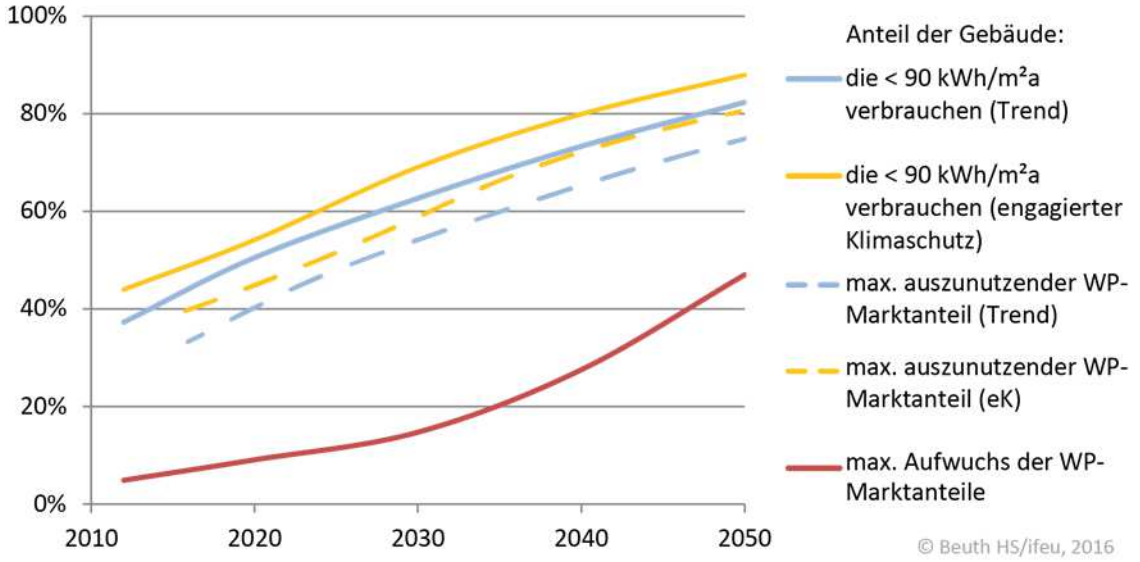


Abbildung 3.54: Restriktionen für den jährlichen Marktanteil von Wärmepumpen, die einerseits aus zu hohem Wärmebedarf der Gebäude (hier unter Berücksichtigung von WRG-Anlagen) und andererseits aus der maximalen Hochlaufgeschwindigkeit der Marktanteile resultieren

Einfluss der Einbindung von Wärmepumpen

In (ifeu 2014) wurde der Anteil der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen im zukünftigen Energiesystem untersucht, unter Berücksichtigung der erneuerbare Energiequellen, die für die Stromerzeugung genutzt werden können. Besonders die PV-Eigenstromerzeugung, die den Strombedarf für Wärmepumpen decken soll, tritt durch günstige Bedingungen (gefallene Preise für PV-Module und die Befreiung der EEG-Umlage) in den Vordergrund. Der Anteil des eigenerzeugten PV-Stroms zur Versorgung von Wärmepumpen hängt von den spezifischen Bedingungen wie z.B. Dämmstandard, Wärmepumpentyp oder Größe der Wärmespeicher ab.

Für die Simulation des realisierbaren Eigendeckungsanteils und Eigenstromverbrauchs bei PV-Anlagen, werden zeitlich hochaufgelöste Strom- und Wärmelastgänge sowie PV-Stromerzeugungsprofile erstellt. Die zeitliche Auflösung der Lastgänge beträgt eine Minute. Neben meteorologischen Daten wird auch die Position und Ausrichtung der PV-Module berücksichtigt.

Die Simulationen wurden modellhaft für verschiedene Haushaltstypen im Einfamilienhaus durchgeführt. Für jeden Haushaltstyp wurden unterschiedliche Nutzungstypen beim Stromverbrauch angenommen worden, wobei sich die Untersuchungen auf den Typ „Vierköpfige Familie“ konzentriert haben. Das Muster Einfamilienhaus entsprach einem sanierten Gebäude der Baualtersklasse E (1958-1968).

Die Untersuchungen zeigen, dass der PV-Stromanteil von sanierten Einfamilienhäusern mit Niedrigstenergiestandard 60-80% des Stromverbrauchs leistungsgeregelter Wärmepumpen decken kann, wenn eine auf das PV-Stromangebot ausgerichtete Steuerung und ein vergrößertes Wärmespeichervolumen vorhanden ist. Der PV-Deckungsanteil liegt zwischen 45-75%. Akkumulatoren können auf bis zu 85 % vergrößern (ifeu 2014).

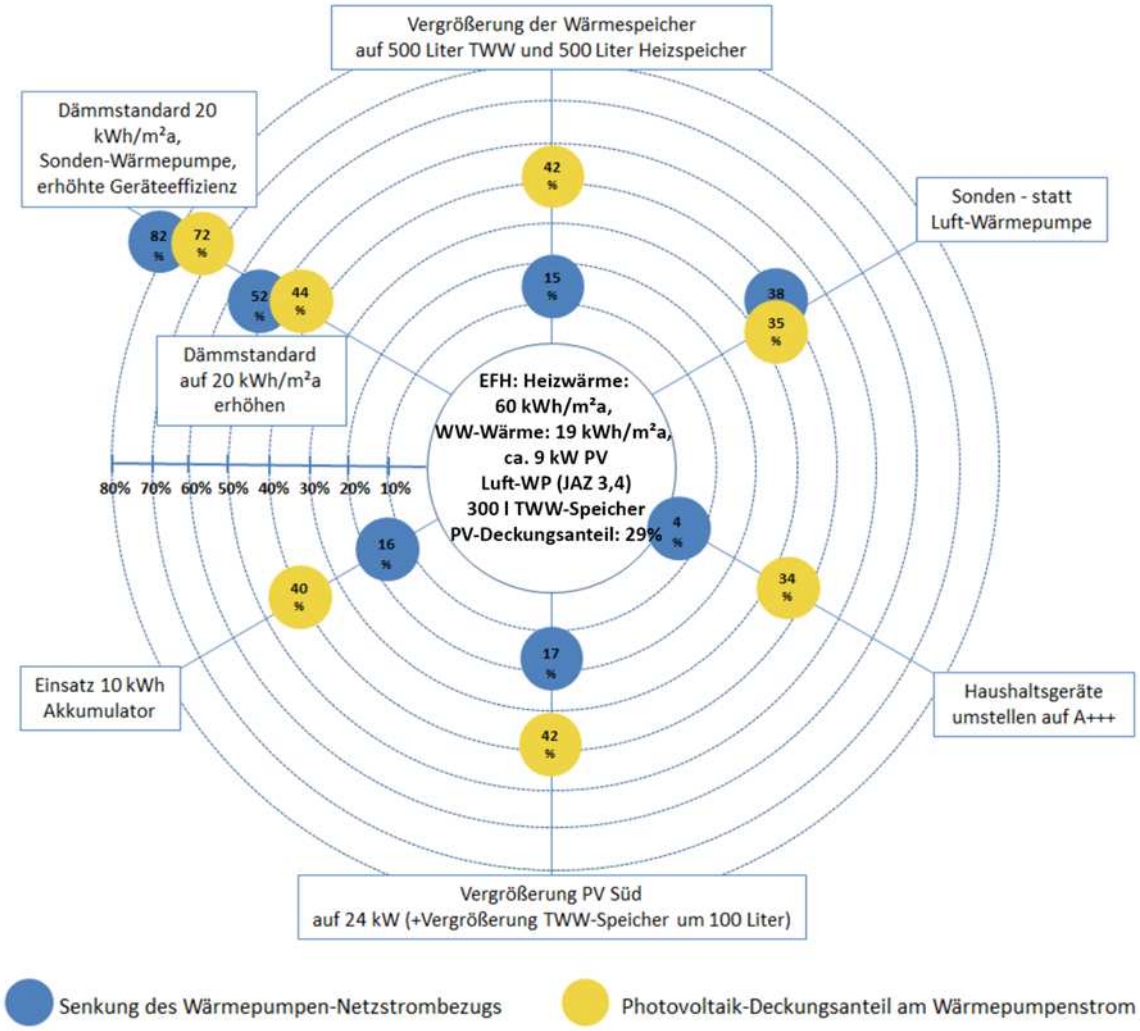


Abbildung 3.55: Minderung des Netzstrombezugs der Wärmepumpe durch verschiedene Maßnahmen, sowie erreichte PV-Deckungsanteile am Wärmepumpenstromverbrauch (ifeu 2014)

In Abbildung 3.55 sind die Maßnahmen zur Senkung des Wärmepumpen-Netzstrombezugs und die Steigerung des PV-Deckungsanteils am Beispiel des untersuchten Nutzungstyps „Vierköpfige Familie“ dargestellt. Der Mittelpunkt zeigt den Referenzfall einer drehzahlgeregelten Luft-Wärmepumpe mit einem 300 Liter Trinkwarmwasserspeicher. Hier liegt der PV-Deckungsanteil bei 29 %. In sechs weiteren Berechnungen wurden die Auswirkungen von Variationen einzelner Parameter untersucht. Der PV-Deckungsanteil kann durch Einzelmaßnahmen 34 bis 44 % gesteigert werden. Die Kombination von verbessertem Gebäudestandard, Sole/Wasser-Wärmepumpe und effizienten Geräten bewirkt sogar eine Steigerung auf 72 %. Gleichzeitig wird der Netzstrombezug der Wärmepumpe um 82 % gegenüber der Referenz gesenkt.

Befragung von Verteilnetzbetreibern

Im Zuge der Potenzialanalyse für die Wärmepumpennutzung in Deutschland sind eventuelle Auswirkungen auf die elektrischen Verteilnetze von besonderem Interesse.

Im Rahmen dieses Projektes wurde ein Fragebogen an 150 Verteilnetzbetreiber verschickt. Er umfasste zehn geschlossene Fragen, von denen viele die Möglichkeit für zusätzliche eigene Kommentare vorsahen. Inhaltlich wurde gefragt, ob und wie Wärmepumpen heute bereits im Netz wahrgenommen werden, ob und welche Restriktionen es für den Wärmepumpenausbau in Zukunft geben könnte und welche Art von Gebäuden vorwiegend im Versorgungsgebiet zu finden sind.

Fünfzehn Netzbetreiber haben den Fragebogen beantwortet. Die folgende Auswertung ist nicht als repräsentative Umfrage zu werten, sondern eher als Meinungsspiegel. Die Antworten wiesen überwiegend in eine ähnliche Richtung.

Die meisten befragten Netzbetreiber nehmen Wärmepumpen bisher weder positiv noch negativ im Stromnetz war. Die Wahrnehmung von Wärmepumpen im Netz beschränkt sich darauf, dass diese einen eigenen Tarif haben und somit ein gesonderter Zähler erforderlich ist. Dies sind also rein administrative Aufwände.

Vier Netzbetreiber gaben an, dass der hohe Gleichzeitigkeitsfaktor und die erhöhte Netzbelastung an kalten Tagen spezifische Probleme von Wärmepumpen seien. Zwei Netzbetreiber nannten hier Probleme mit Netzrückwirkungen wie Anlaufspitzen, Oberschwingungen und dem Blindleistungsanteil. Die übrigen Netzbetreiber haben keine Angaben zu spezifischen Wärmepumpenproblemen gemacht.

Gefragt, welche Folgen ein stärkerer Ausbau von Wärmepumpen auf das Verteilnetz haben könnte, gaben sieben Netzbetreiber an, dass es zu einer hohen Belastung der Netze kommen könnte. Zwei von ihnen nannten explizit die elektrische Zusatzheizung bivalenter Wärmepumpen als besonders belastenden Faktor. Vier Netzbetreiber sahen für diesen Fall einen verstärkten Netzausbau vor. Ein Netzbetreiber wies darauf hin, dass die Gasnetze in der Folge überdimensioniert sein könnten.

Auf die Frage, ob es Grenzen für den Ausbau von Wärmepumpen gebe, antworteten vier Netzbetreiber mit ja, zehn mit nein. Als Grenzen des Wärmepumpenausbaus wurden angegeben: ein maximaler Anteil von Wärmepumpen an allen Wärmeerzeugern von 50 %; eine maximale Leistung von installierten Wärmepumpen je Ortnetzstation von 100 kW.

Weiterhin wurde gefragt, welche Hindernisse es für die Bereitstellung einer höheren Leistung gebe. Sechs Netzbetreiber sahen Hindernisse in der zu geringen Geschwindigkeit des Netzausbaus. Drei gaben an, es könnten Lock-In-Situation entstehen, wenn relativ neue Netze wieder erneuert werden müssten, weil sie zu schwach ausgelegt wurden. Ein Netzbetreiber wies darauf hin, dass der Verteilnetzausbau häufig eher von der Erzeugungsseite (PV, KWK) getrieben sei. Grundsätzlich sei eine geringe Zubaugeschwindigkeit von Wärmepumpen wichtig, weil dann die Netzverstärkung im Zusammenhang mit ohnehin stattfindenden Maßnahmen erfolgen könne.

Drei Netzbetreiber versorgen eher ländliche Gebiete. Einer von ihnen wies darauf hin, dass insbesondere ländliche Netze bisher nur für geringere Lastdichten ausgelegt seien, was bei einem schnellen Wärmepumpenausbau zu Engpässen führen könne. Fünf Betreiber gaben an, eher städtische Gebiete zu versorgen und sechs versorgten beides.

Zusammenfassend kann konstatiert werden, dass es seitens der Belastung der elektrischen Netze auch bei einer massiven Ausschöpfung der oben genannten Wärmepumpenpotenziale keine grundsätzlichen Restriktionen gibt, wenn der Ausbau in einer maßvollen und langfristig planbaren Geschwindigkeit vorgenommen wird.

Zusammenfassung der Restriktionen für alle Wärmepumpentypen

Das nachfrageseitige Potenzial für Wärmepumpen wird begrenzt durch Gebäude, deren hoher Wärmebedarf einen wirtschaftlich und/oder gesamtenergetisch sinnvollen Betrieb von Wärmepumpen verhindert. Je nach dem Ambitionsgrad, mit dem die Effizienz in Gebäuden vorangetrieben wird, könnte der jährliche Marktanteil von Wärmepumpen bis 2050 auf 88 bis 98 % der jährlich auszutauschenden Wärmeerzeuger gesteigert werden. Dies entspricht einem Anteil am gesamten Nutzwärmeverbrauch des Gebäudebestands von rund 60-70 %.

Angebotsseitig wird das Potenzial vor allem durch die mögliche Markthochlaufgeschwindigkeit des Marktes begrenzt. Unter günstigen Bedingungen könnte die Anzahl der verkauften Wärmepumpen bis 2020 verdoppelt und bis 2030 nahezu vervierfacht werden. Der Marktanteil läge dann bei 27 % (BWP 2015b). Auch bei einer ambitionierten Fortschreibung des Markthochlaufes bleibt der langsame Zubau der wirksamste limitierende Faktor für Wärmepumpen. Im günstigsten Fall kann somit in 2030 eine Wärmemenge von 67 TWh und in 2050 von 143 TWh mit Wärmepumpen bereitgestellt werden.

Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale

Das Wärmepumpenpotenzial ist u.a. von der Erschließung von Wärmequellen und von der Weiterentwicklung der Wärmepumpentechnologie abhängig. Bestehende Ansätze sind Wellrohre, Energiepfähle, und –körbe für die Verlegung im Erdreich, Energiezäune und –mauern zur Nutzung von Außenluft, Rohrwendeln zur Nutzung von Oberflächenwasser. Diese wurden bei dieser Betrachtung jedoch nicht weiter einbezogen, da ihr Marktanteil zurzeit noch sehr gering und ihre weitere Verbreitung unsicher ist.

Eine Erhöhung der Leistungszahlen von Wärmepumpen – z.B. durch Inverterverdichter – führt nicht zu einer Ausweitung des technischen Potenzials. Sie beeinflusst jedoch die wirtschaftliche und ökologische Vorteilhaftigkeit. Bei den Potenzialberechnungen wurden moderate Entwicklungen der Leistungszahlen unterstellt, wie sie u.a. vom BWP angenommen werden.

Leicht und kostengünstig nachzurüstende Niedertemperaturheizkörper oder Fußbodenheizungen könnten Wärmepumpen auch in Gebäuden mit höherem Wärmebedarf technisch und wirtschaftlich einsetzbar machen. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden solche Entwicklungen nicht verfolgt, sondern auf die empirischen Kosten bereits durchgeführter Vorhaben zurückgegriffen.

In einem kleinen Segment sind Hybrid-Wärmepumpen bereits am Markt verfügbar. Diese kombinieren Wärmepumpen mit anderen Wärmeerzeugern – in der Regel Gaskesseln. Solche Geräte könnten künftig als „Enabler“ für die Verbreitung von Wärmepumpen in bisher nicht geeigneten Gebäuden fungieren. Über die Deckungsanteile der einzelnen Energieträger und deren Abhängigkeiten liegen jedoch noch keine ausreichenden Kenntnisse vor, um Aussagen über das Potenzial solcher Geräte zu treffen.

Bisher nicht geklärt ist die Herkunft des zusätzlichen Strombedarfs für Wärmepumpen. Wenn diese mit dem heutigen Strommix betrieben werden, kann die Umweltbelastung im Wärmebereich durch Wärmepumpen nur um einen geringen Anteil vermindert werden. Auch angesichts der immer stromlastigeren Versorgung in anderen Sektoren ist die weitere Entwicklung des Strommixes nicht klar absehbar. Der in diesem Projekt bei maximalem Marktanteil ermittelte Stromverbrauch von Wärmepumpen beträgt ca. 36 TWh im Jahr 2050. Das entspricht einem Zubau von rund 6.000 Windkraftanlagen.

Potenzialanalyse für Sole/Wasser-Wärmepumpen

Für Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden bestehen folgende spezifische technische Angebotsrestriktionen.

Mindestabstände der Bohrungen untereinander, zu Gebäuden und zu Grundstücksgrenzen
Um sicherzustellen, dass die Wärmequellen dauerhaft zur Verfügung stehen, muss gewährleistet werden, dass sie sich ausreichend regenerieren können. Dies wird mit den technischen Vorgaben in VDI 4640 geregelt. Sie geben die Mindestabstände zwischen Sonden vor.

Nicht nutzbare Flächen
In der folgenden Analyse wird vorausgesetzt, dass Sondenbohrungen nur in unversiegelten, nicht überbauten Grünflächen abgeteuft werden. Wege, Vorfahrten, Parkplätze, Spielplätze und ähnliches werden nicht für Bohrungen vorgesehen. Unterhalb von Baumkronen werden ebenfalls keine Sonden platziert.

Wasserschutzgebiete
In Wasserschutzgebieten dürfen grundsätzlich keine Sonden verlegt werden. In den Bundesländern gibt es jeweils eigene Einteilungen der Wasserschutzkategorien, die wiederum unterschiedlich restriktiv gehandhabt werden.

Es kann jedoch nicht ermittelt werden, inwieweit die einzelnen Potenzialgrenzen sich überschneiden. In der Folge ist es nicht zulässig, die Einzelpotenziale miteinander zu verrechnen.

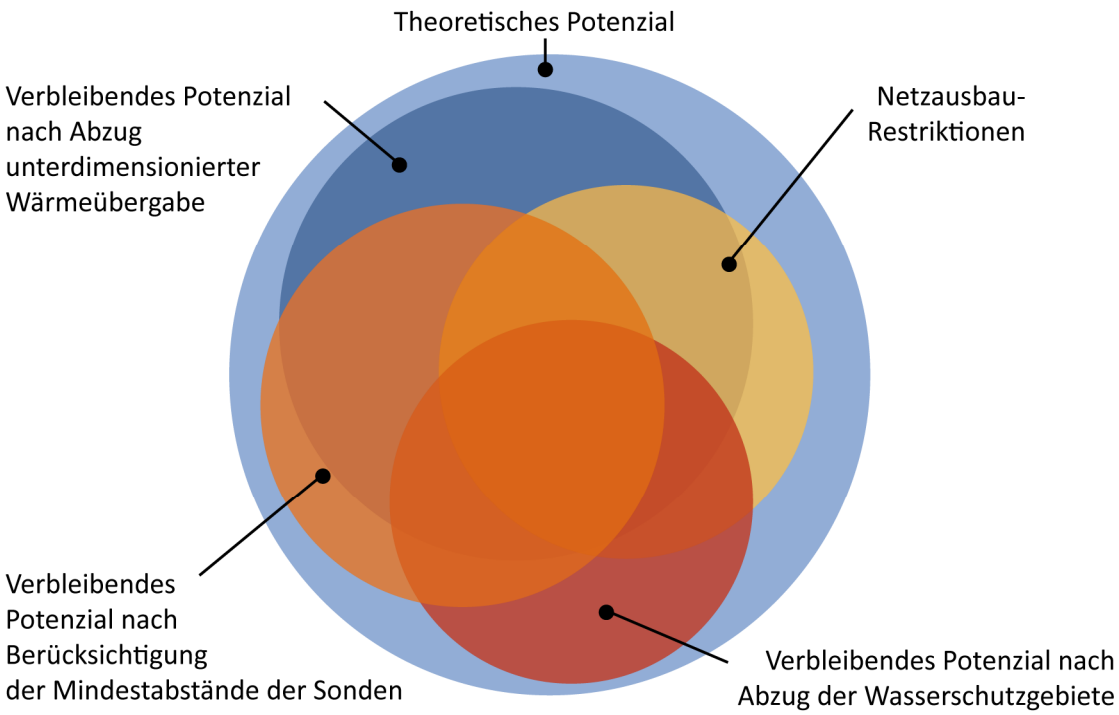


Abbildung 3.56: Schnittmengen der Restriktionen für Sole/Wasser-Wärmepumpen (qualitative Darstellung)

Interviews mit Bohrunternehmen

Es wurden telefonische Interviews mit 21 Bohrunternehmen an den unterschiedlichsten Standorten in Deutschland geführt (Abbildung 3.57), um die praktischen Erfahrungen beim Herstellen von Sondenbohrungen zu erfragen. Die Antworten aus den Interviews unterstützen die GIS-Analyse bei der Interpretation und Auswertung der Ergebnisse. Insgesamt wurden von den Bohrunternehmen sechs Fragen, z.B. bezüglich der Kosten- und Nachfrageentwicklung, der angestrebten Bohrmeter oder auftretender Hindernisse, beantwortet. Die Bohrunternehmen sind im Bereich der Geothermie tätig und erstellen Bohrungen für Sole-Wasser-Wärmepumpen und Grundwasser-Wärmepumpen. Die Ergebnisse unterscheiden sich stark regional (folgend Nord, Ost, Süd, West).

Abbildung 3.57: Standorte der befragten Bohrunternehmen

Nachfrage

Abbildung 3.58 stellt die Nachfrage nach Bohrungen für Geothermie in Deutschland im Jahr 2015 dar. In den vergangenen fünf Jahren hat die Nachfrage in Deutschland stark abgenommen. Zwei Drittel aller Befragten haben einen Rücklauf festgestellt, bei den restlichen Unternehmen ist die Nachfrage ungefähr gleichgeblieben, jedoch konnte keine befragte Firma eine Absatzsteigerung verzeichnen.

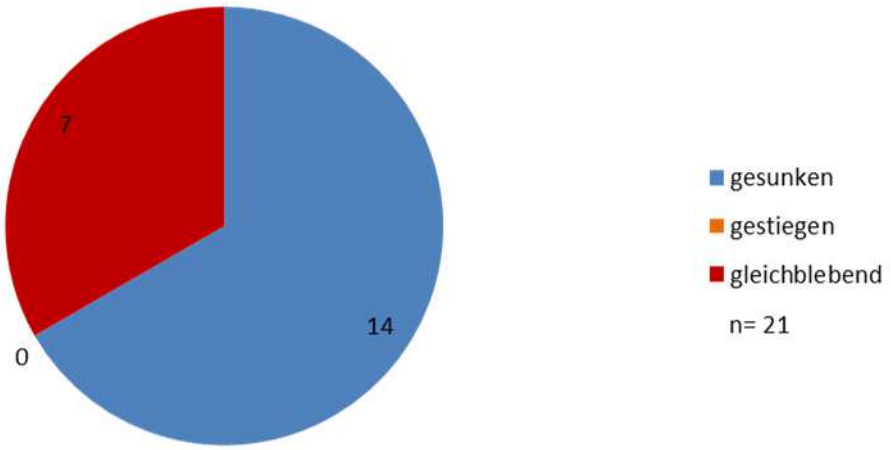


Abbildung 3.58: Entwicklung der deutschlandweiten Nachfrage nach Bohrungen für Wärmepumpen

Der Aufschwung bei den Bohrunternehmen zwischen 2006-08 führte dazu, dass viele Bohrunternehmen gegründet wurden. Nach der Einstellung der Förderungen für Wärmepumpen und Bohrungen sank die Nachfrage. Mit der Einführung des Marktanreizprogramms für Wärmepumpen der BAFA im April 2015 ist ein deutlicher Aufschwung festzustellen. Bemängelt wurde die ungenügende Informationsdichte seitens der BAFA, sodass potentielle Kunden nur begrenzt informiert sind.

Regional betrachtet, erkennt man im Westen und Norden den stärksten Rückgang in der Nachfrage (Abbildung 3.59), wohingegen sich im Osten und Süden die Wärmepumpe weitestgehend etabliert hat.

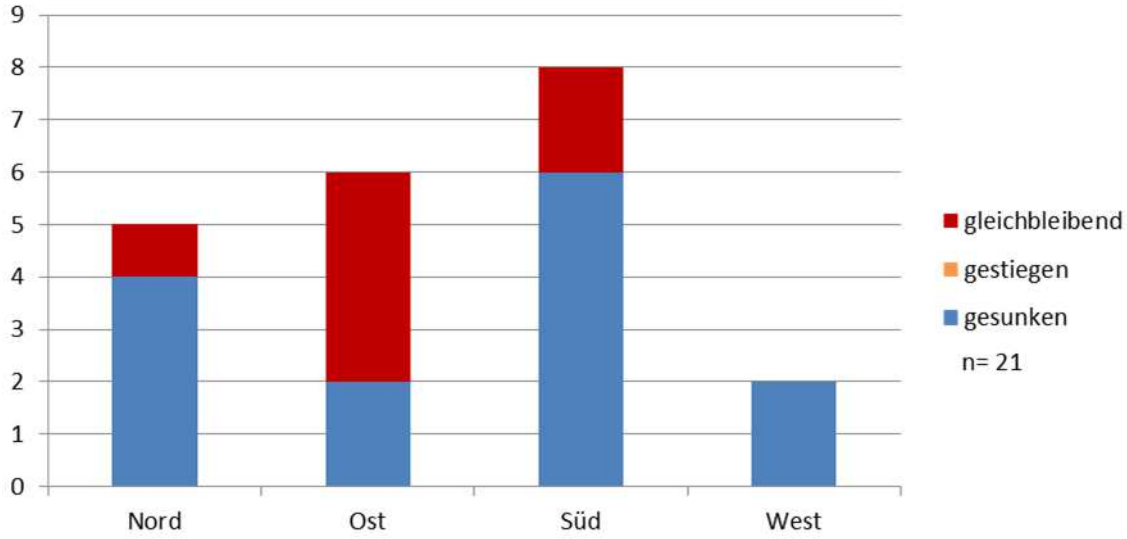


Abbildung 3.59: Regionale Nachfrage nach Bohrungen für Wärmepumpen

Preisentwicklung

Das Verhältnis zwischen steigenden und fallenden Preisen für Bohrungen ist deutschlandweit betrachtet ausgeglichen. Bei 33 % aller Unternehmen sind die Preise für Bohrungen innerhalb der letzten 5 Jahre aufgrund gestiegener Rohstoffpreise, Fix- und Lohnkostengestiegen. Genannt wurden außerdem zusätzliche Verwaltungsanträge und Untersuchungen, die für die Preissteigerung verantwortlich sind.

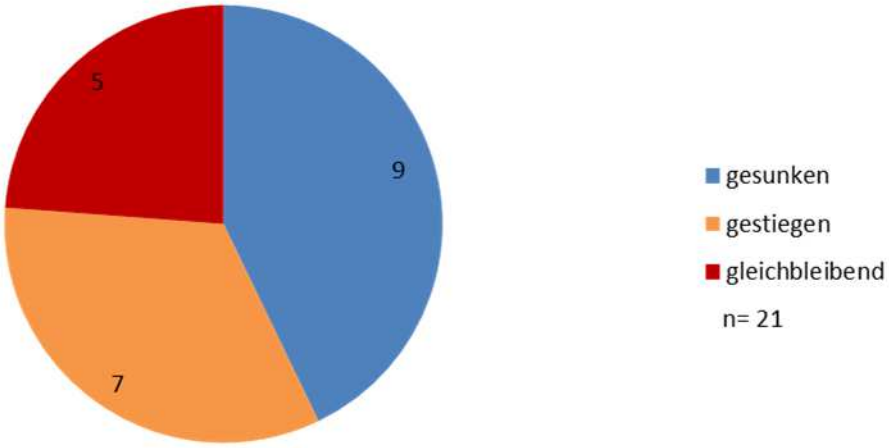


Abbildung 3.60: Preisentwicklung der Bohrunternehmen deutschlandweit

Im Norden und Westen ist der Preis gefallen, während im Osten und Süden die Preise gestiegen oder gleichgeblieben sind.

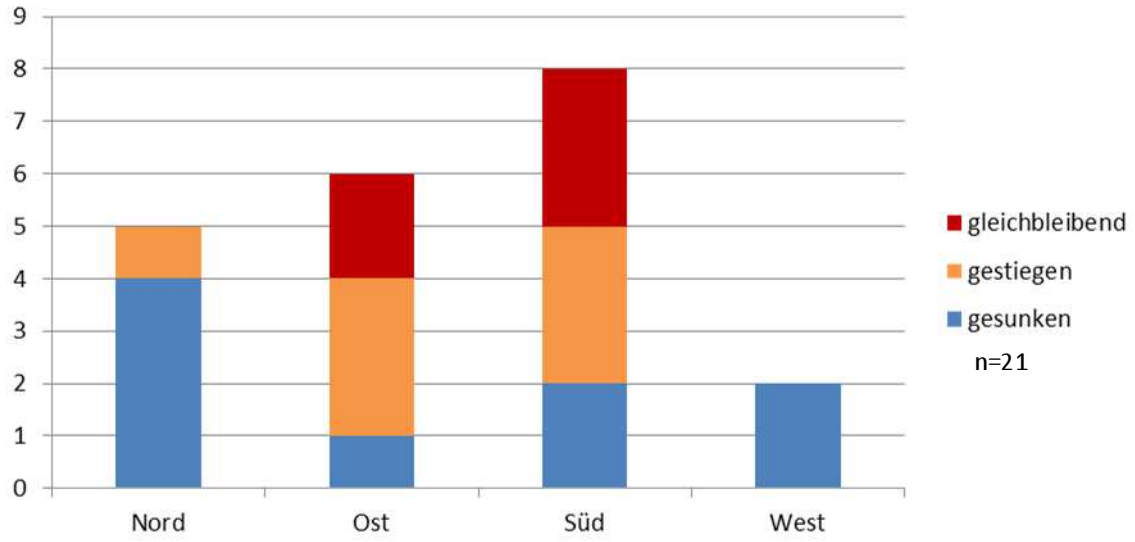


Abbildung 3.61: Regionale Preisentwicklung

Bohrtiefe

Von den Bohrunternehmen wird in der Regel die maximal außerhalb des Bergbaurechts mögliche Bohrtiefe von 100 m angestrebt. Seltener werden auch größere Tiefen realisiert. Vergleichsweise wenige (22 %) bohren aus unterschiedlichen Gründen weniger tief (Abbildung 3.62).

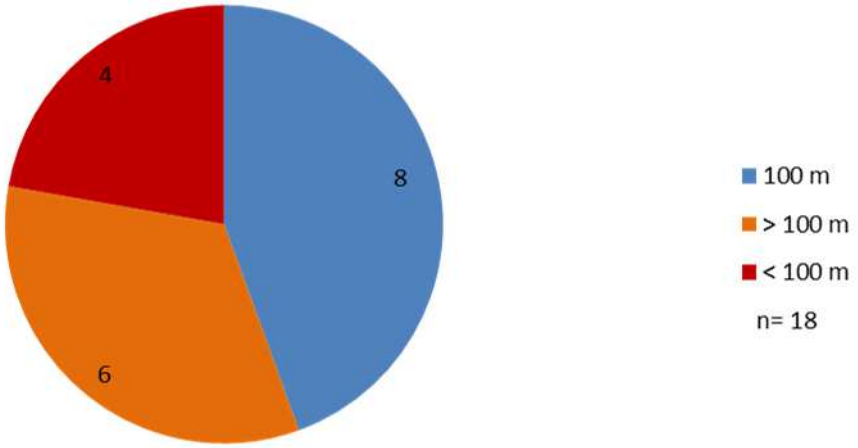


Abbildung 3.62: Angestrebte Bohrtiefe deutschlandweit

Drei Bohrunternehmen aus Bayern gaben an, keine Sondenbohrungen durchzuführen, weil diese nur bis zur Tiefe des ersten Grundwasserleiters abgeteuft werden dürfen. Sie führen stattdessen Brunnenbohrungen für Wasser/Wasser-Wärmepumpen aus. Diese reichen in Tiefen von 6 – 20 m.

Je nach Region entscheiden die Behörden, u.a. das Bergbauamt, wie viele Bohrmeter zugelassen werden. Befinden sich z.B. wasserführende Schichten im Boden, ist eine tiefe Bohrung unzulässig.

In Abbildung 3.63 ist die regionale Verteilung der angestrebten Bohrtiefe zu erkennen. Die wenigen Zahlen, wenngleich diese mittleren Erfahrungswerte aus einer Vielzahl von Bohrungen

des jeweils befragen Bohrunternehmens repräsentieren, lassen kaum eine belastbare Interpretation zu. Zumindest in der Tendenz scheint es in der Region West keine/weniger Bohrungen tiefer als 100 m zu geben, wohingegen in der Region Nord gerade diese Tiefenbohrungen dominieren. Ein genaues Erreichen der 100 m Grenze prägt offensichtlich die Region Ost. Speziell in Bayern können in einigen Regionen nur Bohrtiefen von 30 m erreicht werden.

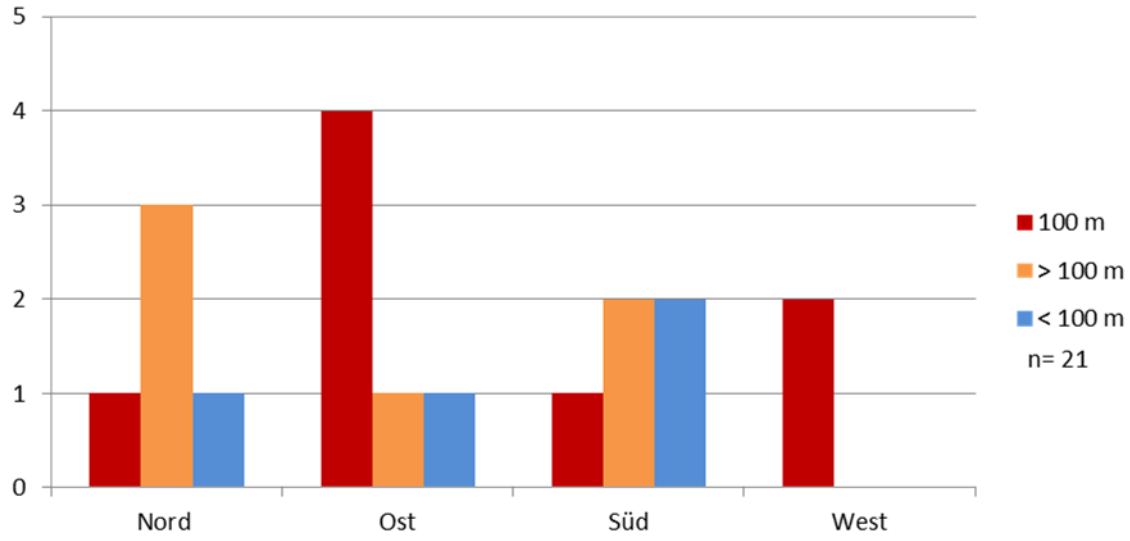


Abbildung 3.63: Regionale Verteilung der angestrebten Bohrtiefe

VDI-Richtlinie 4640

Die VDI-Richtlinie 4640 gibt die Entzugsleistungen je Gesteinsart an. Die Erfahrungswerte der Bohrunternehmen und damit auch die Angaben der VDI 4640 sind größtenteils zufriedenstellend. Die Werte werden von den Bohrunternehmen genutzt, oftmals aber mit einem zusätzlichen Sicherheitsabschlag versehen. Gewünscht wird, dass die Angaben für die Entzugsleistungen regionsspezifischer in der Richtlinie aufgelistet würden.

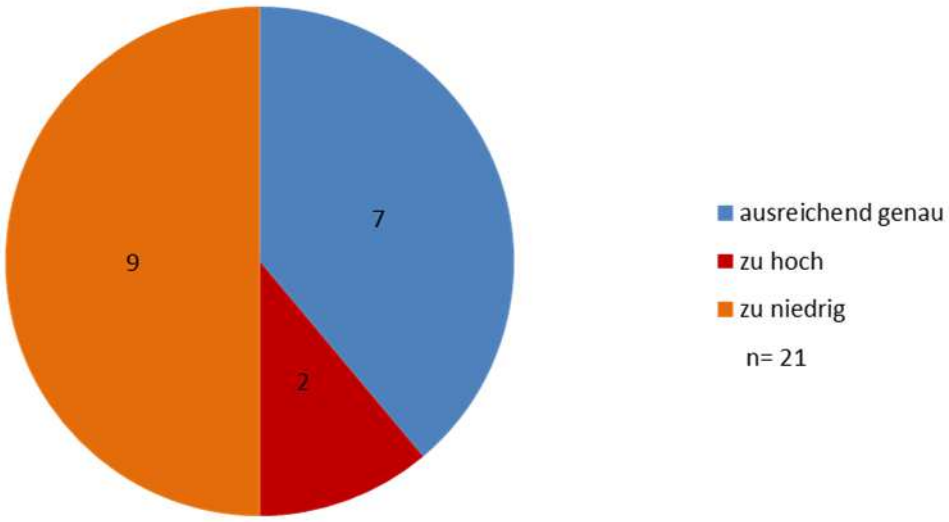


Abbildung 3.64: Auswertung der Frage nach der Genauigkeit der VDI 4640

Hemmnisse

Die Überprüfung der Hemmnisse bei der Verbreitung von Wärmepumpen kann helfen die Potenzialanalyse zu vervollständigen. Die Hemmnisse betreffen den gesamten Bohrprozess von der Vorbereitung der Bohrung, die Genehmigungsplanung und der Bohrung selbst. Je nachdem wie schwerwiegend die Hemmnisse für die Bohrung sind, kann die Ausführung einer Bohrung ganz blockiert werden.

Zu den am häufigsten genannten Antworten zählen behördliche Auflagen im Rahmen des Genehmigungsprozesses. Durch die sich überschneidenden Zuständigkeiten der unteren Wasserschutzbehörde und des Bergbauamtes würden Genehmigungsverfahren langwierig und umfangreich.

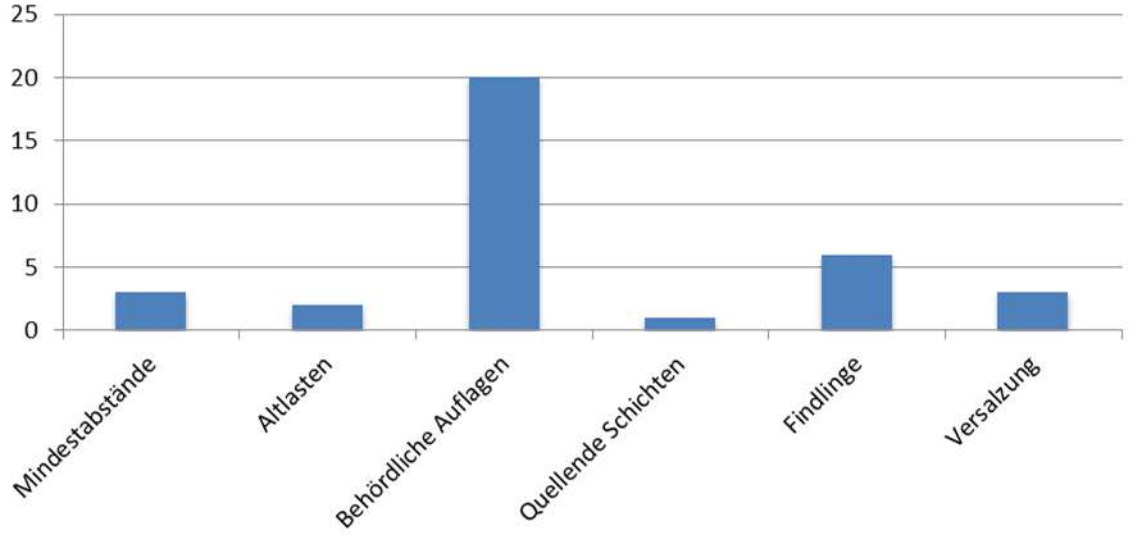


Abbildung 3.65: Hemmnisse bei der Verbreitung von Wärmepumpen

Technische Hindernisse bei der Bohrung können z.B. Findlinge oder harte Gesteine, die sich in der zu durchbohrenden Schicht befinden, darstellen. Für maschinentechnisch gut ausgestattete Unternehmen können diese, wie auch alte Gebäudereste, inzwischen ohne größeren Aufwand durchbohrt werden.

Weitere Hemmnisse können drohende Versalzungen darstellen, bei denen salzhaltiges Grundwasser aus tieferen Stockwerken entlang der Bohrung in höher gelegene Süßwasserbereiche gelangt und diese versalzen kann. Auch quellende Gesteinszonen können ein Hemmnis darstellen. So kann beispielsweise unter hohem Druck stehendes Wasser über die Bohrung in wasserlösliche Sulfat- oder Salzgesteine gelangen. Durch den Lösungsprozess können hohe Gesteinsdrücke entstehen, die zu Verwerfungen an der Geländeoberfläche führen können. Eines der bekannteren Beispiele hierfür sind die Hebungsrisse in Gebäuden der Stadt Stauffen im Breisgau durch die Umwandlung von Anhydrit zu Gips.

Ferner sind die einzuhaltenden Abstände und der daraus resultierende Platzmangel oft Hemmnis bei der Verbreitung. Aufgrund der Abstandsregeln für Wärmepumpen ist es manchmal nicht möglich mehrere Bohrungen auf einem Grundstück zu bohren, sodass diese Heiztechnik u. U. trotz Bauherrenwunsch nicht zum Einsatz kommen kann.

Neue Trend oder Technologien

Auf die Frage, ob es neue Trends oder Bohrtechnologien gibt, mit denen etwaige Hemmnisse vermieden werden können, haben 18 der 21 befragten Unternehmen geantwortet, dass die vorhandene Bohrtechnik sich bewährt habe und keine neue Technologie erforderlich sei. Fortschritte würden vor allem bei der Kompaktheit und Effizienz der Geräte gemacht.

Zusammenfassung

Trotz Prognosen, dass Wärmepumpen als Wärmeerzeuger für energieeffiziente Gebäude geeignet sind, erkennt man keine Etablierung der Wärmepumpen auf dem Markt. Die Antworten zeigen, dass die Nachfrage gesunken ist.

Als ein weiteres großes, jedoch nur schwer quantifizierbares Problem wird in den Interviews oftmals die fehlende oder unzureichende Fachkenntnis über den Einsatz der Wärmepumpen bei Hausbesitzern und Fachplanern genannt.

GIS-basierte Analyse des Potenzials von Sole/Wasser-Wärmepumpen

Vorgehensweise

Bisher existiert keine bundesweite Bottom-Up-Erhebung des langfristig realisierbaren Wärmepumpenpotenzials. Eine detaillierte Potenzialerhebung auf der Grundlage hochauflösender Geodaten liegt für das Land Nordrhein-Westfalen vor (Bracke 2014). Auch für Berlin wurden auf der Basis geologischer Analysen Abschätzungen getroffen (Henning 2010).

Im Rahmen dieser Studie wurden dahingehend erstmals umfangreiche Analysen in einem Geoinformationssystem (GIS) vorgenommen. Dafür wurde wieder die in Kapitel 3.1 beschriebene Kombination aus dem Wärmeatlas Deutschland (WAD) und dem Gebäudeenergiemodell (GEMOD) eingesetzt. In einem gestuften Analyseprozess wurden anschließend die Restriktionen für den Einsatz der verschiedenen Wärmepumpen-Technologien in das räumliche Potenzialmodell integriert.

Ausgehend von den Gebäudedaten des Liegenschaftskatasters wurde die Grundgesamtheit aller Baublöcke in Deutschland abgeleitet. Für diese liegen Informationen vor, wie Art und Anzahl der Gebäudetypen, Wärmeverbrauch, Anteil der überbauten Fläche und andere mehr. Die Baublöcke wurden in Abhängigkeit des Verhältnisses von bebauter zu unbebauter Fläche in sieben Dichteklassen von A bis G eingeteilt. In einem Zufallsverfahren wurden für jedes Bundesland zwei Baublöcke je Dichteklasse als Stichprobe ausgewählt. Für diese Baublöcke wurde die maximal mögliche Anzahl von Sondenbohrungen ausgezählt. Aus der Stichprobe wurde ein numerischer Zusammenhang zwischen der maximal möglichen Sondenanzahl und anderen bekannten Eigenschaften der Baublöcke abgeleitet. Diese numerische Beschreibung wurde auf alle Baublöcke in Deutschland angewendet und somit die maximale Anzahl von Sondenbohrungen in Deutschland in erster Näherung berechnet.

Wasserschutzgebiete wurden in definierten Anteilen herausgerechnet. Die legal maximal mögliche Bohrtiefe wurde anhand der wasserrechtlichen Vorgaben einbezogen. Die technisch erreichbare Bohrtiefe wurde durch eine Befragung von Bohrunternehmen berücksichtigt. Die lokalen Entzugsleistungen aus dem Erdreich wurden mittels geologischer Daten der Bundesländer eingerechnet. Für die räumliche Verteilung der Bohrungen innerhalb der Baublöcke und die aus ihr resultierende Unterversorgung einzelner Gebäude wurde ein Abschlagsfaktor hergeleitet.

Die so ermittelte maximale Entzugsleistung aus Sondenbohrungen wurde in die maximal zur Verfügung stehende Erzeugernutzwärmeabgabe umgerechnet, indem die Wärmeerzeugung des Verdichters in Abhängigkeit von der Jahresarbeitszahl aufgeschlagen wurde.

Durch die GIS-Analyse konnte die langfristige Wärmebedarfsdichte modelliert und kleinräumig mit nutzbaren Freiflächen für Erdwärmesonden sowie Geodaten zur physischen Wärmeentzugsleistung und zu Nutzungsrestriktionen (z.B. Wasserschutzgebiete) verschnitten werden, um den realisierbaren Deckungsgrad von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden abzuleiten. Für die Modellierung wurde die räumliche Ebene der Baublöcke gewählt, die als mikrogeographische städtebauliche Bezugseinheit eine Abstraktion der Bebauungs- und Wärmebedarfsdichte ermöglicht. Ebenfalls wurden Besitzeinheiten, die in der praktischen Umsetzung vor allem von Erdwärmebohrungen von Bedeutung sind, auf Ebene der Baublöcke implizit widergespiegelt. Baublöcke grenzen sich voneinander in der Regel durch Straßen ab, aber auch andere Nutzungsarten (z.B. Felder, Bahngelände) oder topografische Gegebenheiten (z.B. Flüsse, Berge) begrenzen Baublöcke.

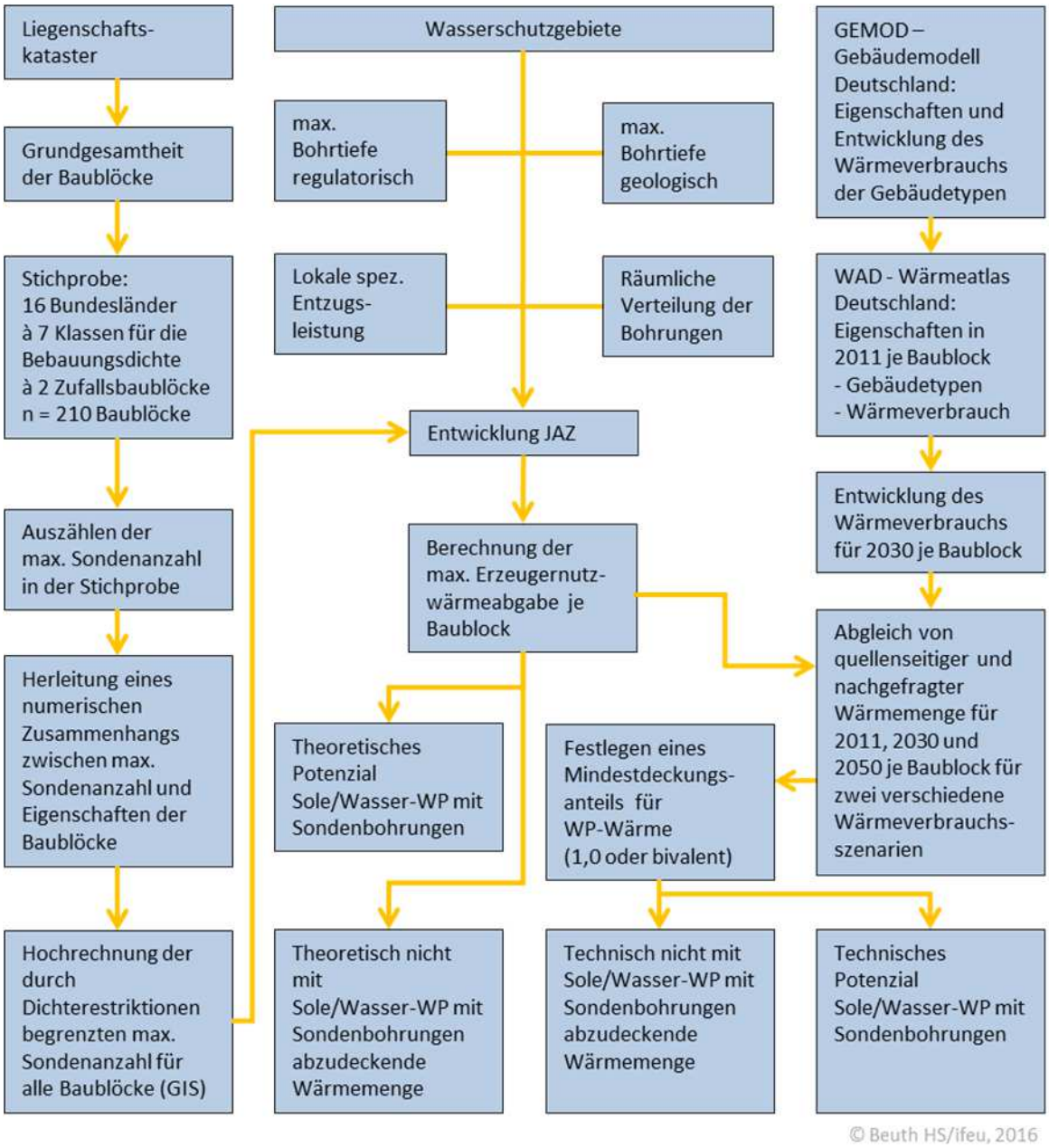


Abbildung 3.66: Analyse der maximalen Anzahl von Sondenbohrungen pro Baublock

Begrenzte Sondendichte

Um sicherzustellen, dass die Wärmequellen dauerhaft zur Verfügung stehen, muss gewährleistet werden, dass sie sich ausreichend regenerieren können. Dies wird mit den technischen Vorgaben in VDI 4640 geregelt. Sie geben Mindestabstände zwischen Sonden vor:

- mindestens 5 m bei Erdwärmesondenlängen von 40 bis 50 m
- mindestens 6 m bei Erdwärmesondenlängen zwischen 50 und 100 m
- Zu bestehenden Gebäuden soll der Abstand mindestens 2 m betragen

Der Mindestabstand der Sonden zu den Grundstücksgrenzen ist zu beachten, damit Nachbarn sich nicht gegenseitig beeinträchtigen. Die Empfehlungen für die Mindestabstände sind in den Bundesländern nicht einheitlich geregelt. Sie reichen von 3 bis 6 m.

In der Analyse wurde vorausgesetzt, dass Sondenbohrungen nur in unversiegelten, nicht überbauten Grünflächen abgeteuft werden. Wege, Vorfahrten, Parkplätze, Spielplätze und

ähnliche Flächen wurden nicht für Bohrungen vorgesehen. Unterhalb von Baumkronen wurden ebenfalls keine Sonden platziert.

Aus der Gesamtheit der 3 Mio. Baublöcke in Deutschland wurde eine Stichprobe gezogen, für die die maximal mögliche Anzahl von Sondenbohrungen ausgezählt wurde. Die Stichprobe berücksichtigt alle Bundesländer gleichermaßen. Zusätzlich wurde die Bebauungsdichte in den Baublöcken als Kriterium für Auswahl der Stichprobe herangezogen. Sie wurde bestimmt aus dem Verhältnis der bebauten Fläche zur Grundfläche der Baublöcke. Die Bebauungsdichte wurde eingeteilt in Klassen von A (dichte Bebauung) bis G (dünne Bebauung). Für jedes Bundesland wurden zehn Baublöcke pro Bebauungsklasse zufällig ausgewählt.

Für jeden Baublock der Stichprobe wurde händisch ausgezählt, wie viele Sondenbohrungen – unter Beachtung der Mindestabstände – maximal möglich sind.

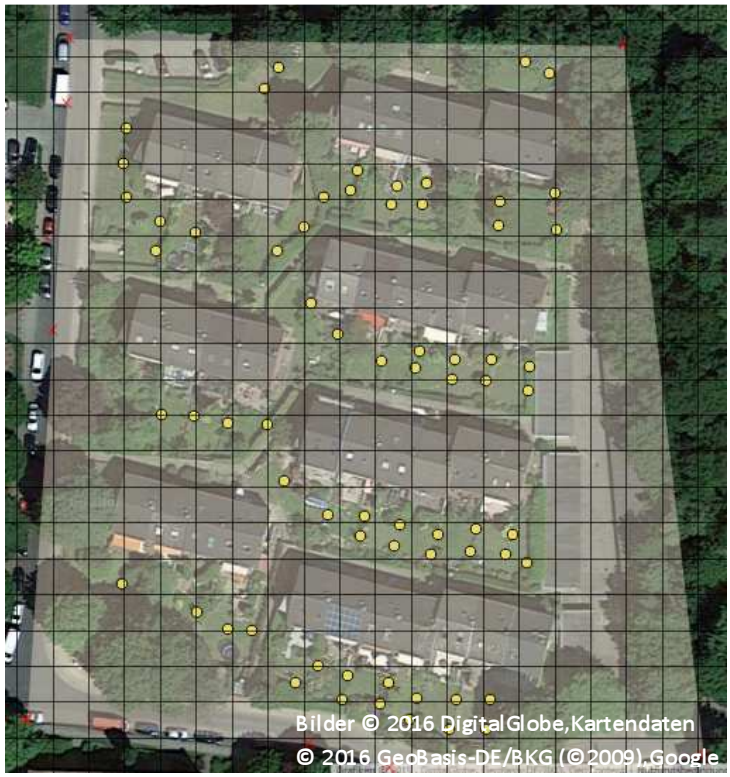


Abbildung 3.67: Analyse der maximalen Anzahl von Sondenbohrungen pro Baublock

Aus den gesammelten Informationen wurden die relevanten Zusammenhänge zwischen maximaler Bohrungsanzahl und den gegebenen Eigenschaften der Baublöcke ermittelt. In Abbildung 3.68 ist die ermittelte maximal mögliche Sondendichte je Quadratmeter in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte dargestellt. Diese ist als Verhältnis der mit Gebäuden bebauten Grundfläche zur Gesamtfläche des Baublocks definiert. Es zeigt sich eine hohe Streuung der Ergebnisse im Bereich geringer Baublockdichten. Es wird vermutet, dass hier die Geometrie der Freiflächen einen starken Einfluss auf das Ergebnis hat. Oberhalb einer Bebauungsdichte von 0,4 liegen die Sondendichten in einem engeren Feld. In diesem Bereich liegen verdichtete Bebauungen mit Mehrfamilienhäusern. In die Punktewolke wurde ein Kurvenfit gelegt. Die rot gekennzeichneten Punkte wurden dabei ausgenommen, da sie den Kurvenverlauf oberhalb einer Baublockdichte von 0,4 stark verzerrt haben, der für die weitere Analyse besonders sensibel ist.

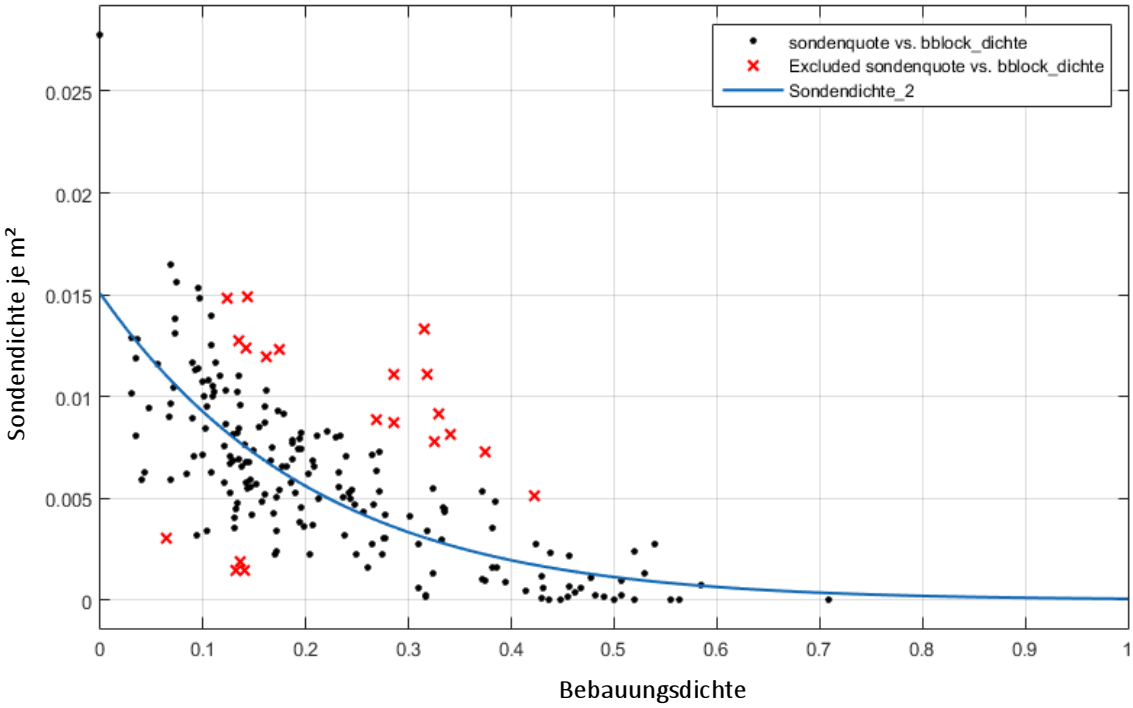


Abbildung 3.68: Verteilung der maximal möglichen Sondendichte in Abhängigkeit von der Bebauungsdichte (=Verhältnis von bebauter Grundfläche zur Fläche eines Baublocks)

Die ermittelte Ausgleichskurve wurde für die weitere Analyse aller bundesdeutschen Baublockdaten verwendet.

Begrenzte Nutzbarkeit von Sonden

Im Ergebnis der Analyse wurden zwei Arten Baublöcken unterschieden: Baublöcke, bei denen die bereitzustellende Wärme aus Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs ausreicht, und Baublöcke, bei denen nur ein Teil des Wärmebedarfs mit Wärmepumpen gedeckt werden könnte. Dabei wurde die Entwicklung des Wärmebedarfs durch energetische Sanierungen in den Jahren 2030 und 2050 für die Szenarien Trend und engagierter Klimaschutz berücksichtigt.

Da die Anzahl der Sondenbohrungen sich stets auf Baublöcke bezieht, ist eine Zuordnung einzelner Sonden zu bestimmten Gebäuden nicht möglich. Es wurde unterstellt, dass Sonden innerhalb desselben Baublocks unter Nachbarn aufgeteilt werden, auch wenn sie nicht in unmittelbarer Nähe eines Gebäudes liegen. Dennoch zeigte sich häufig eine sehr ungleichmäßige Verteilung der Sonden, so dass einzelne Gebäude überversorgt wären und andere gar nicht versorgt werden könnten. Eine Zuordnung der Sonden über mehrere Grundstücksgrenzen hinweg erschien nicht als realistisch. Dadurch kommt es auch in Baublöcken mit einer ausreichenden Sondenzahl zu einer Unterdeckung.

Auch kann in der Analyse nur der Wärmebedarf der gesamten Baublöcke einfließen. Wie heterogen der Wärmebedarf der einzelnen Gebäude im Baublock ist, ist nicht bekannt. So ist nicht zu erkennen, ob es sich um Gebäude mit mittlerer Effizienz handelt, die gut mit Wärmepumpen versorgt werden können, oder ob ineffiziente Gebäude vorhanden sind, für deren Wärmebedarf die zur Verfügung stehenden Sonden nicht ausreichen.

Um diese beiden mindernden Effekte zu berücksichtigen, wurde ein pauschaler Abschlag von der bereitstellbaren Wärmemenge abgezogen. Er betrug 15 % für Baublöcke mit ausreichender Sondenzahl und 30 % für Baublöcke mit ungenügender Sondenzahl.

Begrenzte Entzugsleistung

Die GIS-basierte Modellierung der Restriktionen auf der Grundlage der Wärmebedarfs- und Bebauungsdichte auf Baublockebene folgt folgendem Schema:

Hochauflösende Geodaten zur hydrogeologischen Beschaffenheit des Untergrundes werden von den geologischen Diensten der Länder bereitgestellt. Hier hat sich gezeigt, dass für viele Bundesländer eine Modellierung der nutzbaren Wärmeentzugsleistung nur grob möglich ist.

Geodaten zur Tiefe und zur Menge nutzbarer Grundwasservorkommen ließen sich nicht akquirieren. Da Grundwasser-Wärmepumpen strengen Genehmigungsauflagen unterliegen und nur einen sehr kleinen Teil des Marktes ausmachen, werden sie in der kleinräumigen Potenzialerhebung zunächst nicht berücksichtigt.

Aufbereitete Daten zur Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes, die als Maßstab für die Planung von Erdwärmesonden genutzt werden können, ließen sich hingegen für sieben Bundesländer akquirieren. Für Nordrhein-Westfalen liegt bereits eine umfassende Studie zum Potenzial von Erdwärmesonden vor, auf die zurückgegriffen werden kann (Bracke 2011). Für die nicht abgedeckten Gebiete sollen durchschnittliche Werte zur Wärmeentzugsleistung aus dem Untergrund zur Anwendung kommen (Kaltschmitt/Streicher et al. 2013). Gleiches gilt für die nutzbare Entzugsleistung durch Flächenkollektoren, für die seitens der Länder keine ausreichenden Geodatensätze akquiriert werden konnten. Eine Übersicht der verfügbaren Datensätze zur Modellierung des Potenzials von Erdwärmesonden für die einzelnen Bundesländer bietet Tabelle 3.12.

Für die dort aufgeführten sieben Bundesländer kann eine räumliche Verschneidung mit den Wärmebedarfsdaten erfolgen. Eine beispielhafte Visualisierung der Geodaten zur nutzbaren Wärmeentzugsleistung durch Erdwärmesonden bietet Abbildung 3.69. Derartige Daten werden von den geologischen Diensten der Länder in Interpolationsverfahren von tatsächlichen Bohrungen abgeleitet und stellen damit immer nur eine Annäherung an die tatsächlichen kleinräumigen Gegebenheiten von Erdwärmebohrungen dar. Dennoch können auf diese Weise Unterschiede im Untergrund zumindest in den sieben abgedeckten Bundesländern berücksichtigt werden, während für die verbleibenden Länder mit durchschnittlichen angelegten Wärmeentzugswerten ebenfalls keine starken Verzerrungen im Potenzialmodell implementiert werden.

Die nächsten Schritte umfassen eine Analyse der tatsächlich nutzbaren Freiflächen im Modell, auf die die physischen Entzugsleistungen gespiegelt werden können.

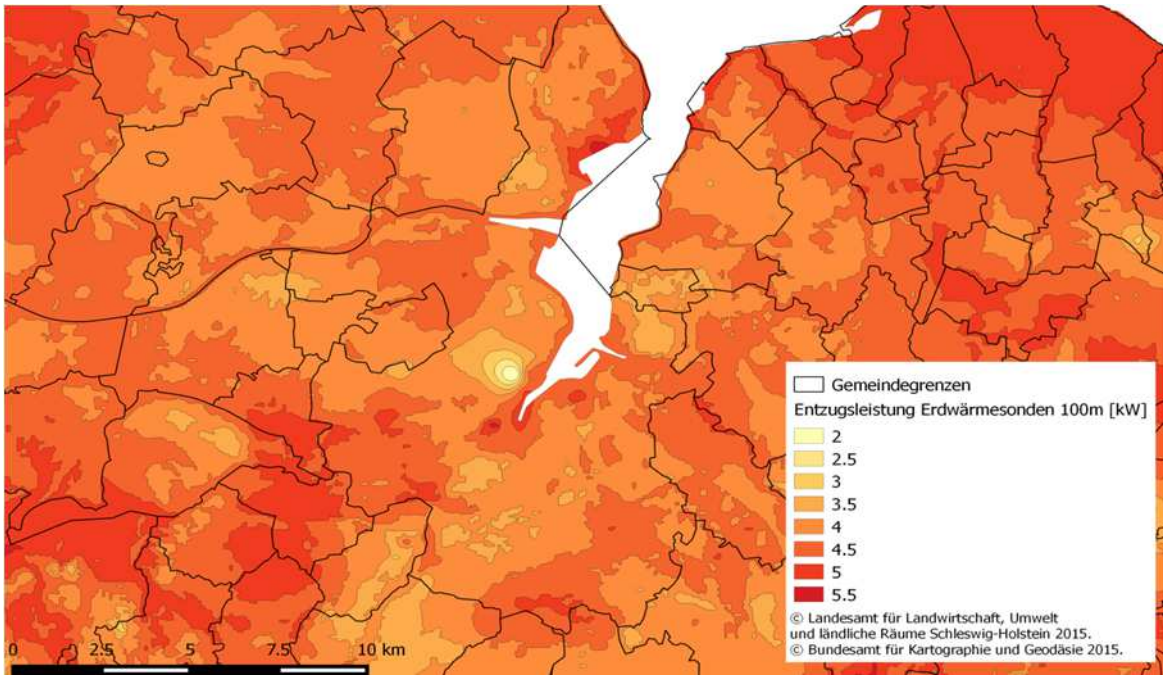


Abbildung 3.69: GIS-basierte Modellierung der nutzbaren Entzugsleistung durch Erdwärmesonden am Beispiel der Stadt Kiel

Land	Nutzbare Datenebenen	Format	Abdeckung
01 Schleswig-Holstein	Entzugsleistung für 100m-Sonden [kW]	Shapefile, kostenfrei	✓
02 Hamburg	Entzugsleistung für 100m-Sondentiefe [W/m]	Shapefile, Anfrage	✓
03 Niedersachsen	Bohrpunktkarte-WMS umsonst, SHP kostenpfl.	Internet-Karte (WMS)	x
04 Bremen	Wärmeleitfähigkeit ab 2016	Internet-Karte (WMS)	x
05 Nordrhein-Westfalen	Qualitative Potenzialbewertung, eigene umfassende Studie	Internet-Karte (WMS)	✓
06 Hessen	Evtl. Bohrpunktkarte akquirierbar	Shapefile	x
07 Rheinland-Pfalz	Qualitative Potenzialbewertung	Internet-Karte (WMS)	
08 Baden-Württemberg	Wärmeentzugsleistung 2400/1800h + Bohrtiefe	Internet-Karte (WMS)	✓
09 Bayern	Wärmeleitfähigkeit	Internet-Karte (WMS)	✓
10 Saarland	Keine Daten verfügbar	-	x
11 Berlin	Bohrpunktkarte	WFS, Shapefile	✓
12 Brandenburg	Qualitative Potenzialbewertung	Internet-Karte (WMS)	✓
13 Mecklenburg-Vorpommern	Entzugsleistung für 100m-Sondentiefe [W/m]	Internet-Karte (WMS)	✓
14 Sachsen	1/3 der Landfläche genau kartiert	WFS, Shapefile	✓
15 Sachsen-Anhalt	Qualitative Potenzialbewertung	Internet-Karte (WMS)	x
16 Thüringen	Wärmeleitfähigkeit für 2/3 der Landesfläche	Nur Internet-Portal	x

Tabelle 3.12: Recherchierte Geodatensätze zur physischen Entzugsleistung aus dem Untergrund für die Bundesländer

In Bundesländern, für die keine Daten über die Entzugsleistung aus dem Boden vorliegen, wurde auf die Standardwerte nach VDI 4640 zurückgegriffen.

Jahresvoll-laststunden	Anzahl Sonden	Entzugsleistungen bei turbulenten Durchfluss in Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Untergrunds in W/(mK)			
		1,0 W/(mK)	2,0 W/(mK)	3,0 W/(mK)	4,0 W/(mK)
1.500 h/a	1	28,6	41,2	49,7	55,8
	2	25,8	37,9	46,4	52,7
	3	23,9	35,6	44,1	50,4
	4	22,6	33,9	42,3	48,7
	5	21,8	33,0	41,4	47,8
1.800 h/a	1	25,3	37,7	46,3	52,6
	2	22,6	34,3	42,8	49,3
	3	21,2	32,1	40,5	46,9
	4	19,6	30,4	38,6	45,1
	5	18,8	29,5	37,6	44,1
2.100 h/a	1	22,8	34,9	43,5	50,0
	2	20,2	31,6	39,9	46,4
	3	18,5	29,3	37,5	44,0
	4	17,3	27,7	35,6	42,0
	5	16,7	26,7	34,6	41,0
2.400 h/a	1	21,0	32,8	41,3	47,9
	2	18,5	29,4	37,7	44,2
	3	16,9	27,2	35,2	41,6
	4	15,8	25,5	33,3	39,6
	5	15,1	24,5	32,1	38,5

Tabelle 3.13: Entzugsleistung des Erdbodens in W/m, Auszug aus VDI 4640-2015

Begrenzung durch Wasserschutzgebiete

In Wasserschutzgebieten dürfen grundsätzlich keine Sonden verlegt werden. Die Daten über die geografische Lage und die Wasserschutzkategorie liegen vor und wurden in das GIS-basierte Gebäudemodell übernommen. In den Bundesländern gibt es jeweils eigene, unterschiedlich differenzierte Einteilungen der Wasserschutzkategorien, die wiederum unterschiedlich restriktiv gehandhabt werden. Für die folgenden Analysen wurden die Wasserschutzgebiete in zwei übergeordneten Kategorien zusammengefasst:

- In Wasserschutzkategorie 1 und 2 sind keine Sondenbohrungen zugelassen.
- In Wasserschutzkategorie 3 sind 50 % der Sondenbohrungen zulassungsfähig.

Der potenzielle Wärmeentzug aus dem Erdreich, der aus den Geodaten bestimmt wurde, wurde diesen beiden Schutzkategorien entsprechend vermindert.

Begrenzte Jahresarbeitszahl

Bei der Analyse der künftigen Potenziale von Sole/Wärme-Wärmepumpen muss die Entwicklung der Jahresarbeitszahl abgeschätzt werden. Sie wird von verschiedenen Trends beeinflusst:

- Die Leistungszahl von Wärmepumpen ist in der Vergangenheit stetig angestiegen und wird voraussichtlich weiter steigen, wenn auch mit moderaterem Tempo.
- Der Wärmebedarf der Gebäude sinkt. Dadurch kann
    - die Vorlauftemperatur abgesenkt werden, wenn die Heizkörper beibehalten werden (Annahme: Absenkung von 70/55 auf 55/45),
    - eine Fußbodenheizung eingebaut werden und die Vorlauftemperatur stärker abgesenkt werden (von 70/55 auf 40/32 bzw. im sehr ambitionierten Szenario auf 35/28). Durch die geringeren Vorlauftemperaturen steigt die Jahresarbeitszahl.
- Durch den geringeren Heizwärmebedarf steigt der Anteil der Brauchwassererwärmung an der gesamten Wärmeabgabe der Wärmepumpen an und damit das mittlere Temperaturniveau, das die Wärmepumpen bereitstellen müssen. Dies senkt die Jahresarbeitszahl.
- Für die mittlere Jahresarbeitszahl aller Gebäude, die mit Sole/Wasser-Wärmepumpen versorgt werden, sind die Anteile von konventionellen und ambitionierten Sanierungen zu berücksichtigen.

In Tabelle 3.14 sind die beschriebenen Einflussfaktoren und die daraus resultierenden Jahresarbeitszahlen dargestellt. Es wird unterschieden nach zwei grundsätzlichen Nachfrageentwicklungen des Gebäudebestands. Zum einen die Nachfrageentwicklung „Trend“ mit überwiegend konventionell sanierten Gebäuden und zum anderen die Nachfrageentwicklung „Engagierter Klimaschutz“ mit verstärkt ambitionierten Sanierungen.

Nachfrageentwicklung	Trend				Engagierter Klimaschutz			
Betrachtungsjahr	2030		2050		2030		2050	
Sanierungstiefe der Gebäudehülle	konv.	ambi.	konv.	ambi.	konv.	ambi.	konv.	ambi.
Verteilung Sanierungstiefen	40%	55%	17%	80%	69%	5%	73%	6%
COP	5,5		6,5		5,5		6,5	
Systemtemperaturen	55/45	40/33	55/45	35/28	55/45	40/33	55/45	35/28
Heizwärmebedarf [kWh/m²a]	75	65	65	40	75	65	65	45
Trinkwarmwasserbedarf pro Jahr inkl. Verluste [kWh/m²a]	20							
Anteil Trinkwarmwasser [%]	26,7%	30,8%	30,8%	50,0%	26,7%	30,8%	30,8%	44,4%
min. Soleeintrittstemperatur in die WP [°C]	2°C							
Betriebweise	monovalent							
Korrekturfaktor zur Berücksichtigung der Wärmequellenpumpe	1,075							
Temperaturdifferenz am Verflüssiger bei der Prüfstandsmessung [°C]	7,5°C							
Temperaturdifferenz am Verflüssiger im konkreten Projekt	8,5	6	8,5	6	8,5	6	8,5	6
Jahresarbeitszahl je Sanierungstiefe	4,75	5,11	5,61	6,14	4,75	5,11	5,61	6,05
mittlere Jahresarbeitszahl	**4,96**		**6,05**		**4,77**		**5,64**	

Tabelle 3.14: Grundlagen und -annahmen für die Berechnung der künftigen mittleren Jahresarbeitszahlen

In der Potenzialanalyse wirkt sich die Jahresarbeitszahl auf das Wärmepotenzial, das durch Wärmepumpen bereitgestellt werden kann, aus. Der von den Wärmepumpen aufgenommene Strom wird im Verhältnis der Jahresarbeitszahlen zu den ermittelten Wärmeentzugspotenzialen hinzuaddiert. Durch eine optimistische Prognose der künftigen Jahresarbeitszahlen wird die potenziell bereitzustellende Wärmemenge tendenziell unterschätzt.

In Abbildung 3.70 vergleicht (FhG ISE 2014) die voraussichtlichen Entwicklungen der Jahresarbeitszahlen aus verschiedenen Quellen. Die in Tabelle 3.14 berechneten Jahresarbeitszahlen entsprechen etwa den Prognosen des BWP bzw. deren Extrapolation bis 2050.

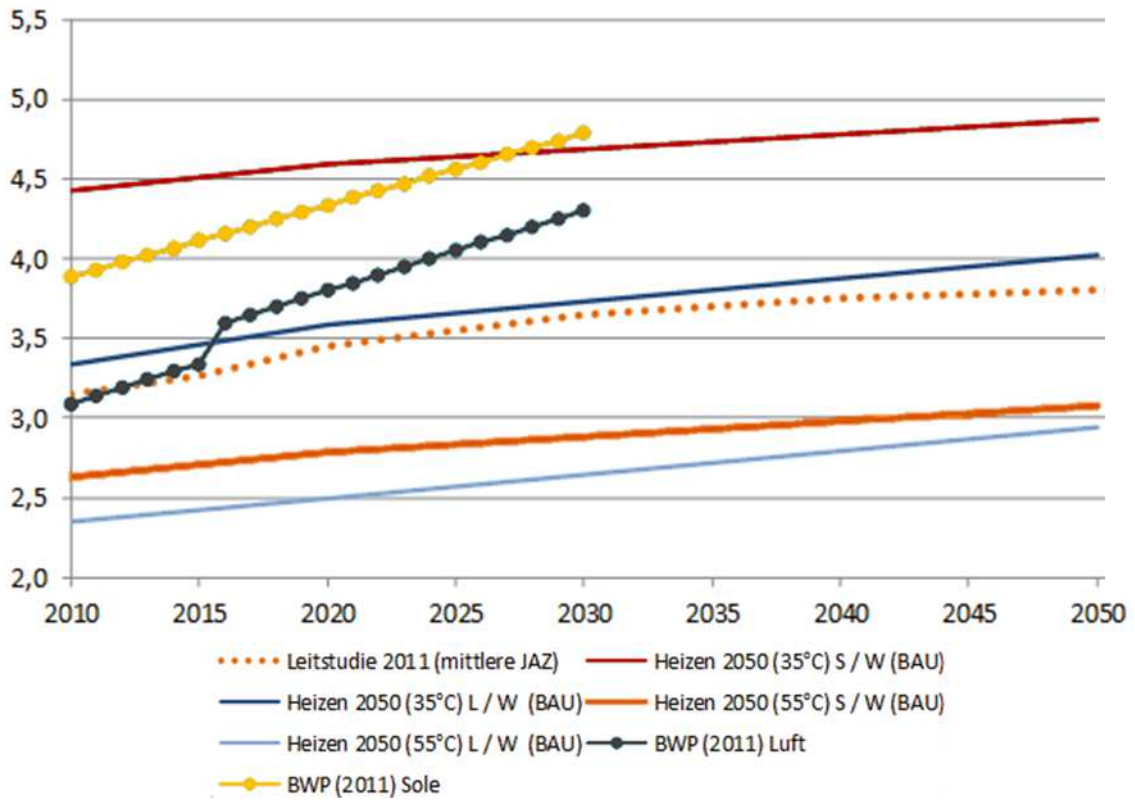


Abbildung 3.70: Entwicklung der Jahresarbeitszahlen verschiedener Wärmepumpentypen (FhG ISE 2014)

Ergebnis

In Tabelle 3.15 sind die Ergebnisse der geodatenbasierten Restriktions-Analyse für Sole/Wasser-Wärmepumpen zusammengefasst. Die Analyse umfasst Restriktionen durch

- begrenzte Sondendichte,
- begrenzte Nutzbarkeit von Sonden,
- begrenzte Enzzugsleistung aus dem Erdreich,
- begrenzte Bohrtiefe,
- Wasserschutzgebiete und
- eine begrenzte Jahresarbeitszahl.

Der maximal mögliche Deckungsanteil von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden bezieht sich auf den Nutzwärmeverbrauch der Gebäude. Es wird deutlich, dass das relative Potenzial mit zunehmender Gebäudeeffizienz ansteigt.

Im Vergleich der Bundesländer finden sich die geringsten Potenziale in Bayern. Hier dürfen Solebohrungen nur bis zur Tiefe des ersten Grundwasserleiters abgeteuft werden. Dies wurde auch von den befragten Bohrunternehmen als Hemmnis genannt. In den Stadtstaaten Berlin und Hamburg ist das Potenzial ebenfalls sehr niedrig. Hier wirken sich vor allem die Begrenzungen der Sondendichte aus, weil die Bebauungsdichte besonders hoch ist. In den Flächenländern reichen die Potenziale von 60,7 bis 72 %.

max. Deckungsgrad von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Sonden	Trend		Ambitioniert	
	2030	2050	2030	2050
Schleswig-Holstein	72,0%	73,8%	73,4%	75,7%
Hamburg	52,8%	58,3%	56,7%	65,6%
Niedersachsen/Bremen	71,9%	73,5%	73,1%	75,6%
Nordrhein-Westfalen	63,0%	65,5%	64,8%	68,8%
Hessen	60,7%	63,8%	62,9%	67,4%
Rheinland-Pfalz	71,0%	73,3%	72,8%	76,0%
Baden-Wuerttemberg	64,3%	67,8%	66,9%	71,2%
Bayern	43,7%	50,3%	48,5%	59,4%
Saarland	68,0%	69,8%	69,3%	71,7%
Berlin	48,3%	54,4%	52,7%	62,2%
Brandenburg	69,3%	71,3%	70,9%	73,3%
Mecklenburg-Vorpommern	61,6%	65,1%	64,2%	68,5%
Sachsen	64,7%	68,8%	67,7%	73,2%
Sachsen-Anhalt	69,8%	73,6%	72,6%	77,0%
Thüringen	63,2%	66,2%	65,4%	69,4%
Deutschland	61,5%	65,0%	64,0%	69,3%

Tabelle 3.15: Maximaler Deckungsgrad von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Sonden (bezogen auf den Nutzwärmebedarf der Gebäude) bei Berücksichtigung der maximalen Sondendichte und von Wasserschutzgebieten

Die Ergebnisse für den gesamten deutschen Gebäudebestand sind in Abbildung 3.71 dargestellt. Es wird deutlich, dass bei steigender Gebäudeeffizienz zwar der Deckungsgrad der Wärmepumpen zunimmt, die absolute bereitgestellte Wärmemenge aber abnimmt.

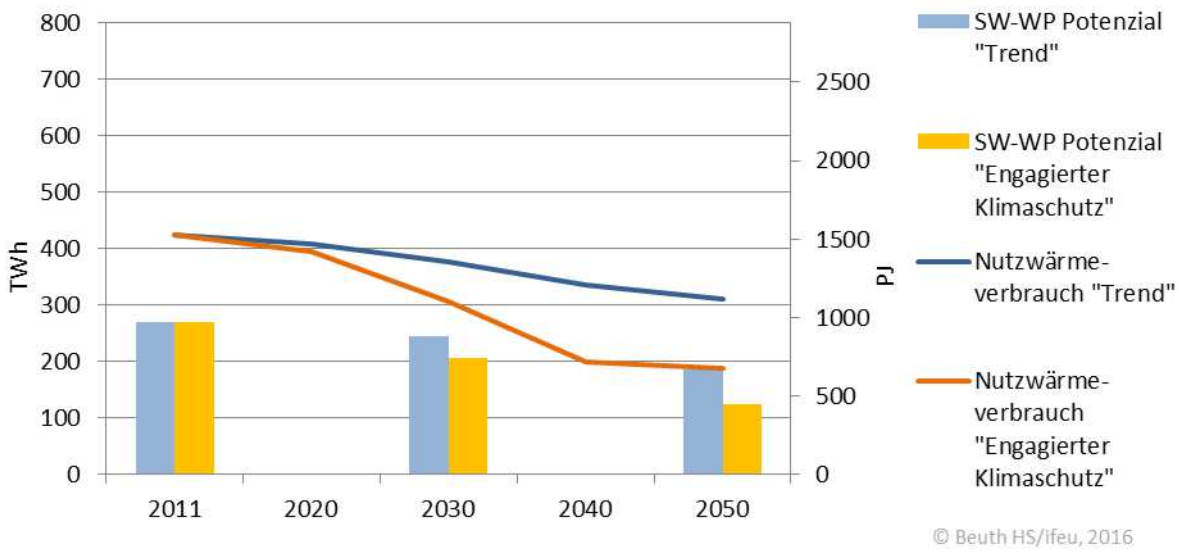


Abbildung 3.71: Heizwärmebedarf und Angebotspotenzial von Sole/Wasser-Wärmepumpen für die Szenarien Trend und engagierter Klimaschutz (ohne Berücksichtigung der Wärmeübergabe-restriktionen)

		2030	2050
Trendszenario	SW/WP-Angebotspotenzial in TWh	244	186
	Anteil am Nutzwärmeverbrauch	59%	60%
Engagierter Klimaschutz	SW/WP-Angebotspotenzial in TWh	207	124
	Anteil am Nutzwärmeverbrauch	62%	66%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.16: Technisches Angebotspotenzial für Sole/Wasser-Wärmepumpen nach Abzug der Restriktionen aus Bebauungsdichte und Wasserschutzrecht

In Abbildung 3.72 und Abbildung 3.73 ist die Abschichtung der verschiedenen Potenzialgrenzen für die untersuchten Szenarien dargestellt. Die verbleibenden Potenziale nach Abzug der einzelnen Restriktionen stehen nicht in einer Abhängigkeit zueinander. Inwieweit sie sich überschneiden, kann nicht angegeben werden. Die beiden orangefarbenen Säulen zeigen jeweils die Höhe eines Einzelpotenzials. Wenn die Restriktionen ohne Überschneidung nebeneinanderstünden, würde das kleinere Einzelpotenzial das Gesamtpotenzial determinieren – in diesem Fall das verbleibende Potenzial nach Abzug der Restriktionen durch Sondendichte.

Bei einer maximalen Überschneidung der Restriktionen würde das gesamte Angebotspotenzial nochmal deutlich reduziert werden (rote Säule).

Das Angebotspotenzial von Sole/Wasser-Wärmpumpen mit Erdwärmesonden zur Deckung des Nutzwärmeverbrauchs in Deutschland beträgt im Trendszenario zwischen 145 und 186 TWh (522 PJ und 670 PJ) für das Jahr 2050. In dem Szenario mit sehr ambitioniertem Wärmeschutz beträgt es 116 bis 124 TWh (418 PJ bis 446 PJ).

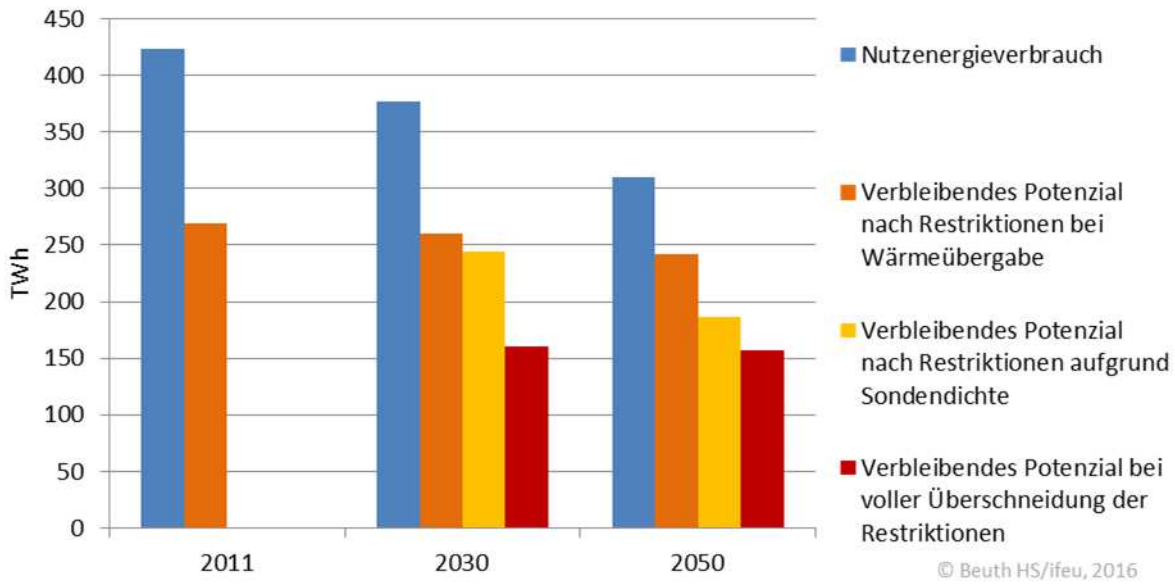


Abbildung 3.72: Vergleich der Potenziale für Sole/Wasser-Wärmepumpen im Szenario Trend

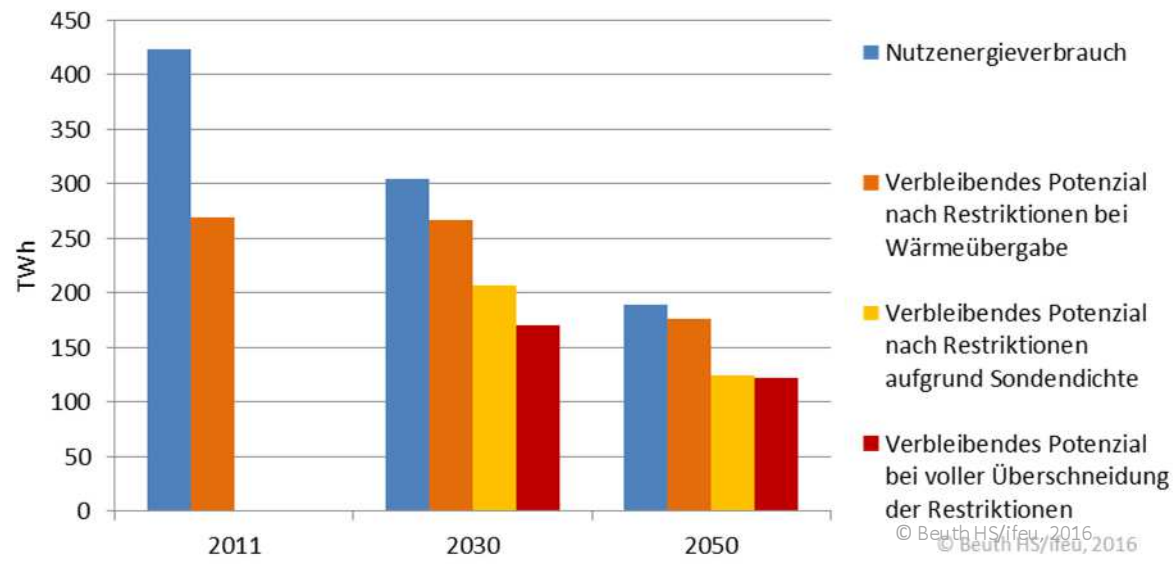


Abbildung 3.73: Vergleich der Potenziale für Sole/Wasser-Wärmepumpen im Szenario engagierter Klimaschutz

Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmekollektoren

Erdwärmekollektoren können in der Regel nur bei Neubauten als Wärmequelle genutzt werden. In der Sanierung spielen sie aufgrund der erforderlichen aufwändigen Erdarbeiten keine Rolle. Das theoretische Nachfragepotenzial ist somit auf den Nutzwärmebedarf in noch zu errichtenden Gebäuden beschränkt. Dieser beträgt je nach Neubaurate und Ambitionsgrad künftiger Neubauanforderungen 25 bis 30 TWh (90 bis 108 PJ) in Einfamilien- und Reihenhäusern. Technische Restriktionen durch eine zu hohe Bebauungsdichte, ungeeignete Flächen oder ähnliches können bei Neubauten umgangen werden. Das theoretische Nachfragepotenzial in bis 2050 zu errichtenden Mehrfamilienhäusern beträgt voraussichtlich 15 bis 19 TWh (54 bis 68 PJ) Da Mehrfamilienhäuser in der Regel in städtischen Gebieten mit höherer Bebauungsdichte errichtet werden, ist allerdings nicht anzunehmen, dass dieses Potenzial ausgeschöpft werden kann.

Nicht nutzbare Flächen

Erdwärmekollektoren können nur in unversiegelten, nicht überbauten Grünflächen installiert werden. Für ihre Regeneration sind sie besonders auf versickerndes Regenwasser angewiesen. Wege, Vorfahrten, Parkplätze, Spielplätze und ähnliche Flächen sind nicht geeignet. Unterhalb von Baumkronen werden ebenfalls keine Kollektoren platziert. Bei der folgenden Analyse wird beachtet, dass die Flächen für Radlader erreichbar und befahrbar sind. Das beinhaltet auch eine zusammenhängende Mindestgröße der Flächen unter Berücksichtigung bestimmter Böschungswinkel und Mindestabstände zu Bauwerken.

Auch für Erdwärmekollektoren empfiehlt die VDI-Richtlinie 4650 minimale Rohrabstände, die nicht unterschritten werden sollen (0,3 bis 0,8 m). Die Kollektoren sollen in einer Tiefe von 1,2 bis 1,5 m verlegt werden. Ferner ist die maximal zulässige Abkühlung des Grundwassers auf 6 K limitiert. Grundsätzlich sind auch Mindestabstände von 70 cm zwischen kalten Anlagenteilen und Ver- und Entsorgungsleitungen.

Luft/Wasser-Wärmepumpen

Luft/Wasser-Wärmepumpen dominieren seit rund 10 Jahren den Markt der neueingebauten Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung. Ihr Anteil an den neu installierten Wärmepumpen beträgt gut zwei Drittel.

Das theoretische Angebotspotenzial von Luft/Wasser-Wärmepumpen hat quellenseitig praktisch keine Restriktionen, da sie die Umgebungsluft als Quelle nutzen. Allerdings ist die Lufttemperatur im Gegensatz zu den meisten anderen Wärmequellen starken Schwankungen unterworfen, die die Effizienz beeinflussen.

Lärm

Wärmepumpen entziehen mit Hilfe von Wärmetauschern die Wärme aus der Luft. Die hierzu notwendigen Ventilatoren erzeugen Strömungsgeräusche, die in der Vergangenheit häufig als störender Lärm empfunden wurden. Ob die Lärm-Immissionen über den Grenzwerten der TA Lärm liegen, hängt von der individuellen Aufstellung, Ausrichtung und Abschirmung ab. Für Wohngebiete müssen die Lärm-Immissionen am Tag unter 50 dB(A) liegen und nachts unter 35 dB(A). Sie werden gemessen in der Mitte des Fensters. Die Geräuschemissionen moderner Luft/Wasser-Wärmepumpen liegen bei etwa 55 dB(A), was einen Mindestabstand zwischen Wärmepumpe und Fenster von 10 m erforderlich macht. Medizinische Untersuchungen bestätigen darüber hinaus, dass der Nachtschlaf bereits bei dauerhaften Lärm-Immissionen von 25 dB(A) weniger erholsam sein kann (LfU 2004). Um diesen Wert einzuhalten, wäre ein Abstand zur Wärmepumpe von mehr als 30 Metern nötig. Gerade in urbanen Wohngebieten kann dies selten gewährleistet werden.

Luft/Wasser-Wärmepumpen, die einen integrierten Kompressor haben, emittieren zudem tieffrequenten Schall. Dieser ist schwerer zu dämmen als höherfrequenter und wird häufig als besonders unangenehm empfunden (LfU 2004). Auch hier sind die Grenzwerte in der technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) vorgegeben.

Die Hersteller von Luft/Wasser-Wärmepumpen sind bestrebt, die Schallemissionen der Geräte weiter zu senken. Dazu setzen sie zum Beispiel größere Wärmetauscher mit geringeren Strömungsgeschwindigkeiten oder speziell geformte Ventilatoren ein. Auch durch Bauformen, die die Luft nach oben abblasen oder Split-Geräte, bei denen die Verdichter im Gebäude liegen, werden die Schalleemissionen vermindert. Ferner konnten in den letzten Jahren weitere Schallemissionen durch veränderte Formen der Ventilatorflügel erreicht werden. In dieser Studie werden keine harten Potenzialgrenzen aus den Lärmemissionen der Wärmepumpen abgeleitet, da angenommen wird, dass es bei künftigen Gerätegenerationen technische Lösungen dafür geben wird.

Die Arbeitszahl von Luft/Wasser-Wärmepumpen sinkt bei niedrigen Lufttemperaturen deutlich ab. Dadurch steigt ihr Strombedarf an kalten Tagen überproportional an. Nach Angaben von Verteilnetzbetreibern stellt ein hoher Anteil von Wärmepumpen im Netz keine grundsätzliche technische Restriktion dar. Im Bedarfsfall könnten das Verteilnetz und die Netzknoten entsprechend erweitert werden (siehe Kapitel 3.3.1).

Die Restriktionen bei der Wärmeübergabe (Kapitel 3.3.1) gelten natürlich entsprechend für Luft/Wasser-Wärmepumpen.

Abwasser-Wärmepumpen

In der Bundesrepublik Deutschland werden 101 TWh (363,3 PJ) zur Erzeugung von Trinkwarmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden aufgewendet. Der Nutzenergiebedarf für die Brauchwassererwärmung wird aufgrund von Hygiene- und Komfortansprüche voraussichtlich auch künftig auf diesem Niveau bleiben.

Das Abwasseraufkommen stellt eine erhebliche Wärmemenge dar. Diese kann teilweise zurückgewonnen werden und birgt daher ein Potenzial als quasi erneuerbare Wärmequelle. Seit Ende der 80er Jahre ist die Nutzung der Wärmerückgewinnung aus Abwasser eine bekannte Technologie und wird vor allen in der Schweiz verwendet (Ryser Ingenieure AG 2004). Die Wärmerückgewinnung kann dabei zentral aus dem öffentlichen Kanalisationsnetz oder dezentral in den Gebäuden erfolgen (FhG/IRB/RWTH Aachen 2012).

Die Wärmetauscheroberfläche einer dezentralen Anlage hat eine Nennleistung von 2-3 kW/m². Sie kann erhöht werden, wenn das Abwasser wenig verschmutzt ist und die Wärmetauscheroberfläche regelmäßig gereinigt wird.

Folgende Bedingungen gelten für die Abwasser-Wärmepumpe:

- Geeignet sind begehbare Mischwasser- oder Schmutzwasserkanäle.
- Der Kanaldurchmesser liegt bei ≥ DN 800.
- Das Material der Kanäle ist Beton oder Mauerwerk.
- Die Kanäle müssen ein Mindestgefälle aufweisen.
- Bei nachträglichem Einbau darf die Funktion der Kanäle nicht eingeschränkt werden.
- Der mittlere Trockenwetterabfluss muss 15 l/s betragen.
- Die Abwassertemperatur muss auch im Winter mindestens 10 °C betragen.
- Der Wärmetauscher sollte eine gerade Länge zwischen 20 und 200 m aufweisen (ifeu et al. 2014) (IKT 2011).

Zentrale Wärmerückgewinnung aus Abwasser

Bei der zentralen Wärmerückgewinnung werden, im Zuge einer Sanierung, Wärmeübertragungselemente in einen bestehenden Kanal des öffentlichen Kanalisationsnetzes eingebaut. Diese fungieren als Wärmequelle für eine Wärmepumpe. Die erzeugte Wärme kann über ein Nahwärmenetz verteilt werden (FhG/IRB/RWTH Aachen 2012).

Der Sanierungsbedarf der öffentlichen Kanalisation liegt bei etwa 20 %. Günstige Voraussetzungen für einen nachträglichen Einbau von Wärmeübertragungselementen sind ausreichend große Kanäle, die in unmittelbarer Nähe zu Wohnquartieren liegen (in einer Entfernung von ca. 300 m).

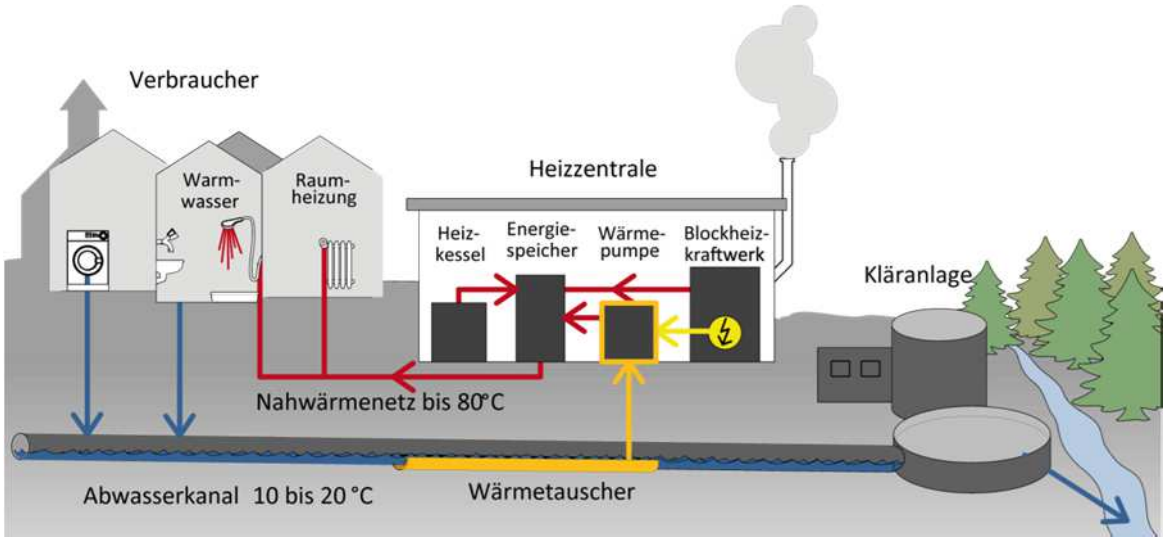


Abbildung 3.74: System einer Abwasserwärmenutzung(nach (Berliner NetzwerkE 2011))

Abwasserreinigungsanlagen eignen sich ebenfalls für die zentrale Wärmerückgewinnung. Der Nachteil bei der zentralen Abwasserwärmerückgewinnung aus einer Kläranlage ist die große Entfernung zwischen den Wärmeerzeugern und den Wärmesenken. Eine weitere Voraussetzung für solche Abwasserwärmeanlagen ist ein kontinuierlicher Wärmebedarf von mindestens 150 kW (Ryser Ingenieure AG 2004).

Dezentrale Wärmerückgewinnung aus Abwasser

Bei der dezentralen Wärmerückgewinnung des Abwassers wird die Wärme innerhalb der Gebäude noch vor dem Eintreten in die Kanalisation entzogen. Das Abwasser hat hier eine durchschnittliche Temperatur von ca. 23-26 °C, was die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit eines Wärmepumpensystems zur Nutzbarmachung der Abwasserwärme wesentlich steigert (FhG/IRB/RWTH Aachen 2012).

Vorteile der dezentralen Abwasserwärmenutzung sind zum einen die hohe Wärmequellentemperatur, die Nähe zur Wärmenutzungsanlage, die einfache Implementierung in den Gebäudebestand und die Kombinationsmöglichkeiten mit Geo- oder Solarthermie. Im Neubaubereich kann durch eine Trennung der Leitungen die Wärme aus dem fäkalienfreien Grauwasserstrom genutzt werden, jedoch ist eine Trennung der Abwasserleitungen in Bestandsgebäuden nicht immer möglich.

Für Altbauten, in denen Schwarzwasser und Grauwasser meist verbunden sind, gibt es mehrere Alternativen, die Wärme aus dem Abwasser zu entziehen:

- mit Hilfe eines Wärmeüberträgers in einem Sammelschachtwerk,
- über einen Halbschalen-Absorber, der von außen an den bestehenden Abwasserleitungen angebracht wird, für die Trinkwarmwasservorerwärmung (Abbildung 3.75)
- über einen Aqua-Re-Trichter, der die Abwasserwärme zur Warmwasserbereitung nutzt (Abbildung 3.75)
- über Duschrinnen, die das Duschabwasser sammeln und über einen Wärmetauscher zur Erwärmung des Trinkwassers nutzen. Der Wirkungsgrad solcher Wärmetauscher liegt zwischen 30-50 % (Abbildung 3.76)
- Eine weitere Möglichkeit ist ein Doppelrohr, bei dem in der Mitte das Abwasser im Fallrohr abfließt und im Gegenstrom das Kaltwasser erwärmt wird

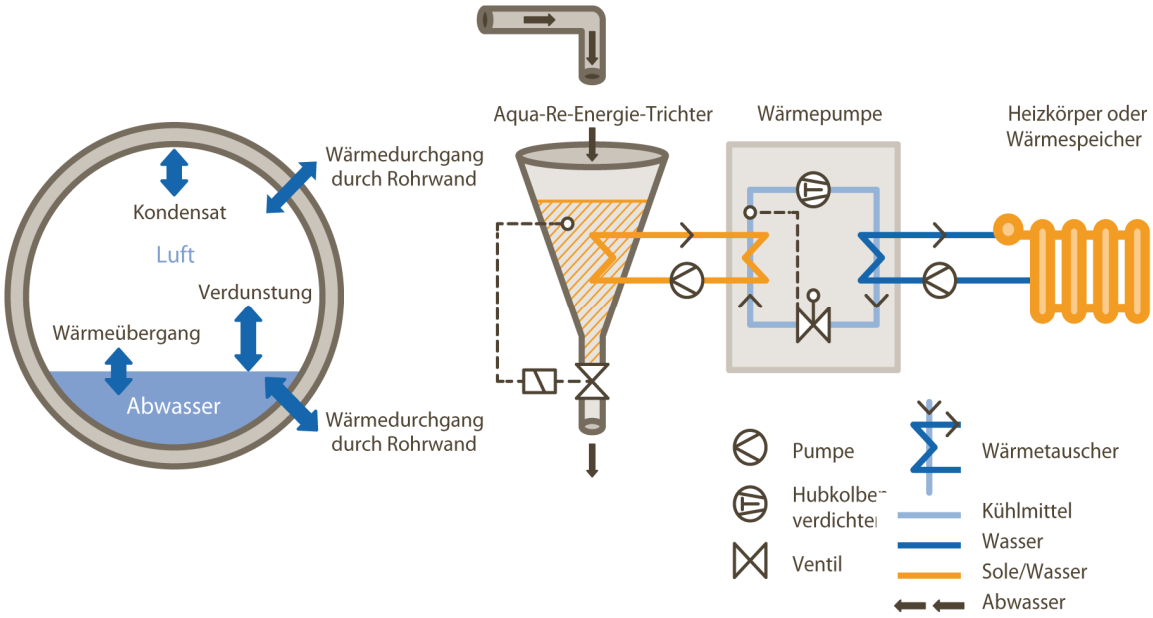


Abbildung 3.75: Wärmeaustauschprozess im Abwasserrohr und mit einem Aqua-Re-Energie-Trichter (Berliner NetzwerkE 2011)

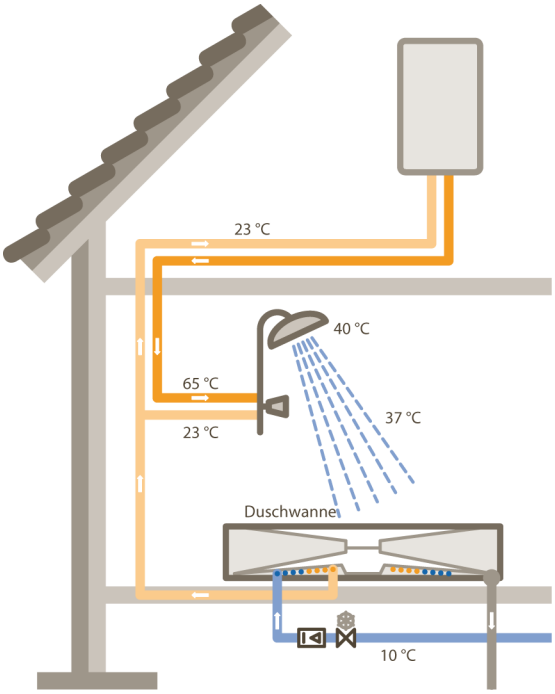


Abbildung 3.76: Fließschema Abwasserwärmerückgewinnung in einer Duschtasse (Berliner NetzwerkE 2011)

Etwa 60-80 % aller Grundstücksentwässerungsanlagen sind sanierungsbedürftig und könnten für eine dezentrale Wärmerückgewinnung genutzt werden. Die Installation einer Wärmerückgewinnungsanlage für häusliches Abwasser kann leicht hergestellt werden, zum Beispiel durch die Nutzung der zugänglichen Rohrleitungen im Kellergeschoss (FhG/IRB/RWTH Aachen 2012).

Der Nachteil einer dezentralen Abwasserwärmenutzung ist, dass die zeitliche Verfügbarkeit von Abwasser nicht konstant ist. Bei Nichtwohngebäuden (z.B. in einem Hotel oder Krankenhaus) eignet sich eine Abwasserwärmerückgewinnung besser, da das Abwasser gleichmäßiger zur Verfügung steht (Hamann 2015).

Das wesentliche Problem bei der Abwasserwärmerückgewinnung ist der Biofilm, der sich auf den abwasserseitigen Wärmeüberträgern bildet. Der Biofilm ist eine Schicht in der Mikroorganismen wie Bakterien, Algen, Pilze und Protozoen eingebettet sind. Er verschlechtert die Wärmeübertragung, die Steuer- und Regelbarkeit der Anlagen und die Sicherstellung der Trinkwasserhygiene (FhG/IRB/RWTH Aachen 2012). Die Biofilmbildung auf der Oberfläche des Wärmetauschers kann zu einer Leistungsreduzierung von 20 bis 50 % führen, was bei der Dimensionierung der Anlage berücksichtigt werden muss (Hamann 2015).

Bei der Nutzung von Wärmetauschern muss der Biofilm möglichst entfernt werden. Eine gezielte Variation des Volumenstroms oder die Störung des Abwasserströmungsfeldes sind Maßnahmen zur Reduzierung der Verschmutzung (Hamann 2015).

Potenzialberechnung für zentrale und dezentrale Anlagen

Das theoretische Potenzial der Abwasserwärmerückgewinnung entspricht dem gesamten Wärmeinhalt des Abwassers bis zu einer Mindesttemperatur. Das Abwasserwärmepotenzial ist das Produkt aus der Abwassermenge einer bestimmten Periode und der maximal erreichbaren Temperaturdifferenz.

In (IKT 2011) wird das Potenzial von Abwasserwärme-Nutzungsanlagen in Nordrhein-Westfalen angegeben. Die Potenzialermittlung erfolgt dort über eine Abschätzung des Kanalisationsbestands und des -neubaus. Danach gibt es in Nordrhein-Westfalen ca. 90.000 km Kanalisation, zusätzlich werden jährlich 700 km Kanal neu dazu gebaut. Für die Wärmeauskopplung aus diesem Kanalisationsnetz bestehen verschiedene Restriktionen.

- Handelt es sich bei der bei der Kanalisation um eine Regenwasserkanalisation?
- Sind die Kanäle großer oder gleich DN 800?
- Ist eine Sanierung notwendig?
- Gibt es technische oder andere akteursbezogene Restriktionen?

Nach Abzug aller Restriktionen bleibt ein Gewinnungspotenzial für Abwasserwärme-Nutzungsanlagen von 0,056 % der gesamten Kanallänge im Bestand und im Neubau 10,6 %.

Das Realisierungspotenzial in NRW im Bestand liegt bei 2 km p.a. und im Neubau bei 18 km p.a. Daraus ergibt sich eine realisierungsfähige Kanallänge von 20 km/a (IKT 2011). Bereits in (IKT 2004) wurden die Daten ausgearbeitet, um das Gewinnungspotenzial im Kanalisationsbestand und –neubau zu bestimmen. Die mittlere Wärmeleistung einer Abwasserwärmerückgewinnung wird dort mit 2,5 kW/m. Pro Abwasserwärmenutzungsanlage werden 200 m Wärmetauscher benötigt, sodass insgesamt 57 Abwasserwärmenutzungsanlagen in NRW erstellt werden können mit einer Gesamtleistung von 28,5 MW.

In Deutschland fallen jährlich 9,4 Mrd. m³ Abwasser in der öffentlichen Kanalisation an. Ausgehend von einer maximalen Abkühlung des Abwassers um 2 K, kann man das theoretische Wärmeenergiepotenzial auf 21,8 TWh/a (78,5 PJ) beziffern. Eine Abkühlung des Abwassers (durchschnittliche Abwassertemperatur 10°C) um 2 K ist technisch unbedenklich. Bei einer stärkeren Abkühlung wird die erwünschte Nitrifikation des Abwassers eingestellt.

Wenn die Abwasserwärme mit einer elektrischen Wärmepumpe entzogen wird, deren Jahresarbeitszahl bei 4,0 liegt, steigt das theoretische Wärmepotenzial auf 29,2 TWh, sodass der theoretische Deckungsanteil am Wärmebedarf von ca. 40 Mio. Wohneinheiten bei 5 % liegen würde (Hamann 2015).

Das deutsche Kanalisationsnetz ist ca. 540.723 km lang. Bezieht man das Realisierungspotenzial von Nordrhein-Westfalen auf ganz Deutschland, so könnten 31 km des Kanalisationsbestands pro Jahr saniert und für die Abwasserwärmerückgewinnung genutzt werden. Kanalisationsneubau wird hier nicht betrachtet.

Ein weiterer Ansatz für die Potenzialberechnung der Abwasserwärmerückgewinnung für Wohngebäude geht über den Wirkungsgrad von Wärmetauschern im Gebäude.

Der durchschnittliche Wirkungsgrad von Wärmetauschern in Duschtassen liegt bei 40 %. Der Nutzenergieverbrauch von Trinkwarmwasser in Wohngebäuden liegt bei ca. 55 TWh (198 PJ).

Das technische Potenzial von dezentraler Abwasserwärmerückgewinnung in Wohngebäuden liegt somit bei ca. 17,5 TWh (63 PJ), bei einem durchschnittliche Wirkungsgrad von Wärmetauschern in Duschtassen von 40 % und einem angenommenen Warmwasserverlust von 20 %. Mit einer Jahresarbeitszahl der Abwasserwärmepumpe von 4 kann die gewonnene Abwasserwärmemenge bei 22 TWh (79,2 PJ) liegen.

Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale

Das Potenzial von Abwasserwärmepumpen kann auf verschiedene Weisen beeinflusst werden. Momentan beschränken die Hemmnisse das Potenzial. Neue Technologien, die die Wärmeübertragung vereinfachen, könnten das Potenzial erhöhen. Eine Weiterentwicklung des Materials der Wärmeüberträger, könnte den Biofilm reduzieren und somit Nebenkosten, die für die Beseitigung anfallen, reduzieren. Wie bei den Wärmepumpen führt eine Kombination mit anderen Anlagentechniken möglicherweise zu einem Ausbau des Potenzials.

Großwärmepumpen

In der Arbeitsweise unterscheiden sich Großwärmepumpen nicht grundsätzlich von Wärmepumpen, wie sie in Ein- oder Mehrfamilienhäusern Verwendung finden.

Zum aktuellen Zeitpunkt gibt es keine feste Definition, die die Großwärmepumpen klar von kleineren Wärmepumpen abgrenzt. Allerdings lässt sich weithin sagen, dass kleine Wärmepumpen grundsätzlich in Serie produziert werden und für einen bestimmten Raumwärme- oder Warmwasserbedarf ausgewählt werden. Dagegen sind Großwärmepumpen in der Regel Einzelstücke, die eine umfassende Planung und Berechnung bis hin zu Simulationen erfordern. In erster Näherung kann angenommen werden, dass Wärmepumpen < 100 kW in Serie gefertigt werden können und demnach als kleine Wärmepumpen einzustufen sind.

In Deutschland finden Großwärmepumpe hauptsächlich in der Industrie und im GHD-Bereich Verwendung. Der Einsatz für die Wärmebereitstellung in Nah- und Fernwärmenetzen beschränkt sich auf wenige Demonstrationsanlagen. Ein Hemmnis ist heute der wirtschaftliche Betrieb. In Industriewärmepumpen wird vorwiegend die industrielle Abwärme als Wärmequelle genutzt. Sie erzeugen Räumwärme, Warmwasser und vereinzelt auch Prozesswärme. Im GHD-Bereich werden hingegen sehr unterschiedliche Wärmequellen wie zum Beispiel Erdwärme, Flusswasser oder Serverabwärme genutzt. Die hohen Investitionskosten führen zu langen Amortisationszeiten von 2-10 Jahren, was z.B. im produzierenden Gewerbe häufig über den gewünschten Amortisationszeiten liegt. Etwa die Hälfte der in Industrie und GHD verbauten Anlagen wird bivalent betrieben. Tabelle 3.17 zeigt Beispielanlagen mit Großwärmepumpen. Die unterschiedlichen Wärmequellen zeigen die flexible Einsetzbarkeit dieser Anlagen.

Branche	Wärme-quelle	Wärme-senke	Heiz-leistung	Temperatur		Leistungs-zahl	JAZ
				Quelle	Senke		
			[kW]	[°C]	[°C]		
Automobile	Lackiererei	verschiedene Anwendungen	1.683	26 - 29	65 - 75	5,6	
Chemie A	Pulverlack-herstellung	Raumwärme	240	18	45	5	
Kunstsstoff-produkte	Prozess-abwärme	Raumwärme	922	10 - 20	40 - 60	3,7	
Metall-verarbeitung	Produktion	Raumwärme	220	27	55	5	
Metall-verarbeitung	Produktion, Server	Prozesswärme	194	20	60	2,3	
Metall-verarbeitung	Laser, Öfen	Raum- u. Prozesswärme	274	25 - 35	65	3,8	
Metall-verarbeitung	Metallpresse	Raumwärme	584	20 -23	40-58	3,5	
Metall-verarbeitung	Chrombecken, Gleichrichter	Raumwärme , Warmwasser, Prozesswärme	143	50 - 60	75 - 80	3,0	
Metall-verarbeitung	Laser	Prozesswärme	260	27	65	4,0	
Nahrungs-mittel	Malzdarre	Prozesswärme	3250	23	35	6,3	
Steine und Erden	Produktion	Raumwärme	110	35	60	3,7	
Textil	Färbe-maschine	Raumwärme	137	30 - 40	50	5,1	
Handel	Abwasser	Raumwärme	110	35	60	3,7	
Energie-versorger	Flusswasser	Nahwärme-netz	232	4- 10	65	3,5	
Bäder und Freizeit	Solarthermie	Raumwärme, Badewasser	198	4- 27	30	8,0	
Energie-versorger	Rechen-zentrum	Raumwärme	626	6 - 10	40 - 45		7,9
Energie-versorger	Geothermie, Klimaanlagen	Raumwärme	1.460	10	50		4,2
Automatisier-ungstechnik	Geothermie, Klimaanlagen	Raumwärme	256	10	40		6,2
Blumen und Pflanzen Hersteller	Grundwasser	Gewächshaus	1.560	10	55	5,6	

Tabelle 3.17: Beispiele für Großwärmepumpen nach (IER/IZW 2014) (Viessmann 2015)

In (IER/IZW 2014) wurde das Potenzial von Großwärmepumpen in der Industrie abgeschätzt. Demnach liegt das technische Potenzial bei 59 TWh (211 PJ) im Niedertemperaturbereich bis zu 70°C, bei 121 TWh (437 PJ) im Hochtemperaturbereich bis 100°C und bei 170 TWh (611 PJ) bis zu 140°C (inkl. Prozesswärme). Das wirtschaftliche Potenzial muss aufgrund der hohen Kosten deutlich niedriger angesetzt werden (IER/IZW 2014). Das Potenzial hängt von den individuellen und lokalen Wärmequellen und-senken ab. Daher kann im Rahmen dieses Projektes kein allgemeingültiges Potenzial für ganz Deutschland angegeben werden.

Beispiele für die Einbindung in Wärmenetze sind in Tabelle 3.19 gezeigt. In der Nähe von Stockholm (Schweden) steht die weltgrößte Wärmepumpenanlage. Sie wurde zwischen 1984 und 1986 gebaut und speist die erzeugte Wärme in ein Fernwärmenetz ein. Die Anlage hat eine Leistung von 180 MW, verteilt auf sechs Wärmepumpen. Als Wärmequelle dient Meerwasser mit einer Temperatur von 2,5°C. Damit kann mit einer Leistungszahl von 3,05 eine Vorlauftemperatur zwischen 57-80°C erreicht werden (AG Friotherm 2003).

In einem Stadtteil der 65.000 Einwohner-Stadt Drammen (Norwegen) werden 85 % des Wärmebedarfs von einer Meerwasser-Wärmepumpe erzeugt. Diese wird bivalent betrieben und deckt die Grundlast ab. Die Anlage besteht aus drei Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 13,2 MW. Diese werden mit 4-8°C warmen Meerwasser versorgt und erzeugen bis zu 90°C warmes Wasser bei einem COP von 3,75 (ehpa 2015).

Größere Leistungen der Wärmepumpe lassen sich auch durch geschickte Kombination der Wärmequellen erreichen, als Beispiel ist hier der Lotte World Tower in Seoul (Südkorea) genannt. Die Wärmebereitstellung des 555 m hohen Gebäudes soll durch sechs Sole/Wasser und sechs Wasser/Wasser Wärmepumpen erfolgen. Als Wärmequelle dienen zum einen 720 Erdbohrungen mit bis zu 200 m Tiefe und zum anderen Flusswasser aus dem direkt am Gebäude liegenden Fluss Han. Durch diese Kombination sollen 22,2 MW Wärmeleistung bei 55°C Vorlauftemperatur erzeugt werden (Viessmann 2015).

Branche	Wärme-quelle	Wärme-senke	Heiz-leistung	Temperatur		Leistungs-zahl
				Quelle	Senke	
			[MW]	[°C]	[°C]	
Energieversorger Stockholm	Meerwasser	Fernwärme	13,2	4- 8	60- 90	3,05
Energieversorger Drammen	Meerwasser	Fernwärme	180	2,5- 5	57- 80	3,75
Lotte World Tower	Erdwärme/ Wasser	Wärme	22,2	7	55	

Tabelle 3.18: Großwärmepumpen in Nah.-und Fernwärmenetzen (Viessmann 2015) (AG Friotherm 2003) (ehpa 2015)

Ein weiterer Vorteil für den Bau und die Einbindung der Wärmepumpe in Industrie, GHD und Großprojekten wie in dem Beispiel des Lotte World Towers, ist die Bereitstellung von Kaltwasser zur Gebäudeklimatisierung zum Beispiel durch Baukerntemperierung (Viessmann 2015).

Zusammenfassung der Potenzialanalysen für Wärmepumpen

2050		Trend	e.K.
Restriktionen für alle Wärmepumpentypen			
Technische Restriktionen	Anteil am gesamten Nutzwärmeverbrauch	60-70%	
Ökonomische Restriktionen bei der Wärmeübergabe	Anteil am Gebäudebestand	82%	92%
Ökonomische Restriktionen bei der Wärmeübergabe mit WRG	Anteil am Gebäudebestand	88%	98%
Restriktion durch die maximale Marktaufwuchsgeschwindigkeit	Jährlicher Marktanteil	48%	
	Bereitstellungspotenzial in TWh	143	122
Sole/Wasser-Wärmepumpen			
Begrenzte Sondendichte	Max. Anteil am gesamten Nutzwärmeverbrauch	60%	66%
Begrenzte Sondendichte	Bereitstellungspotenzial in TWh	186	124
Ungünstige Kombination aller Restriktionen	Bereitstellungspotenzial in TWh	157	122
Luft/Wasser-Wärmepumpen			
Keine grundsätzlichen angebotseitigen Restriktionen	Bereitstellungspotenzial in TWh	s. Restriktionen für alle WP	
Abwasser-Wärmepumpen			
Technische Restriktionen zentral (Kanalnetz)	Bereitstellungspotenzial in TWh	22	
Technische Restriktionen dezentral (in Gebäuden)	Bereitstellungspotenzial in TWh	22	
Großwärmepumpen			
Individuelle spezifische Restriktionen	Potenzial wird nicht weiter berücksichtigt	-	

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.19: Wärmepumpenpotenziale

3.6 Solarthermie

Der Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raum- und Prozesswärme in Deutschland beträgt 1.144 TWh (4118,4 PJ). Erneuerbare Energien decken davon derzeit 139,5 TWh (502,2 PJ) (BMWI 2014). Somit beträgt der Anteil an erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme rund 12,2 %. Dabei erreicht der Bestand solarthermischer Anlagen in Deutschland einen prozentualen Anteil von 4,9 % der erneuerbaren Wärme.

Der Anteil an Solarsystemen in Deutschland nimmt seit 1999 trotz eines leichten Rückgangs der jährlichen Neuinstallation nach 2008 (Abbildung 3.77) kontinuierlich zu.

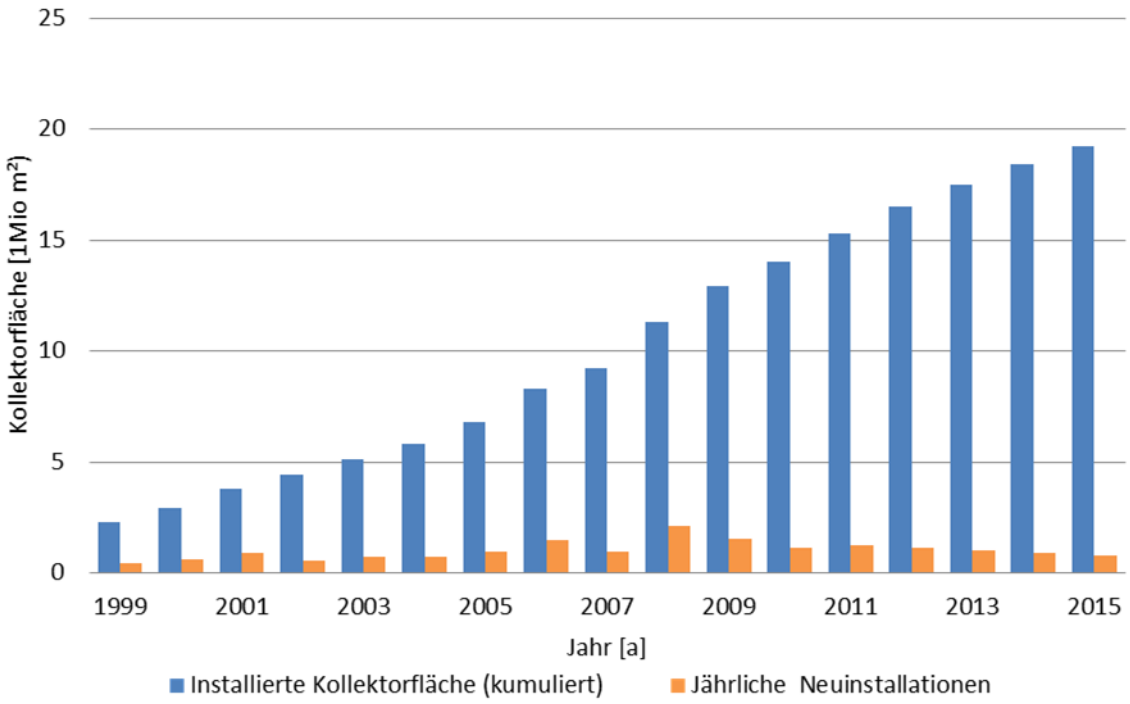


Abbildung 3.77: Aktueller Stand von Solarwärmesystemen in Deutschland (BSW-Solar 2012)

In Abbildung 3.78 ist der Marktanteil für Solarwärme in Deutschland dargestellt. Seit 1992 steigt der Marktanteil mit einem Hochpunkt 2008, der sich durch den historisch bedingten hohen Ölpreis erläutern lässt.

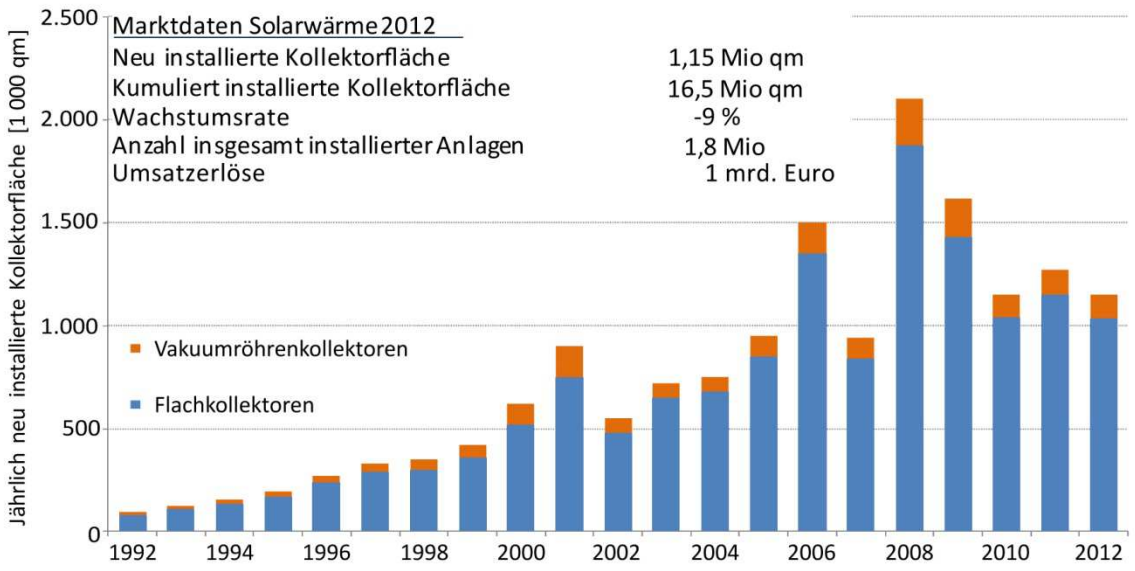


Abbildung 3.78: Marktanteil Solarwärme 2012 (BSW Solar 2013)

Vor allem Ein-/ und Zweifamilienhäuser nutzen Solaranlagen. Besonders Solarthermie wird verstärkt genutzt und findet sich auf einen Drittel aller ab 2005 gebauten Neubauten wieder.

	Anteil der Gebäude mit…		
	Solaranlage	Photovolotaikanlage	solarthermischer Anlage
Wohngebäude	10,5% +/- 0,5%	2,4% +/- 0,1%	8,9% +/- 0,6%
Ein-/Zweifamilienhäuser	12,0% +/- 0,5%	2,6% +/- 0,1%	10,3% +/- 0,7%
Mehrfamilienhäuser	3,2% +/- 0,6%	1,3% +/- 0,2%	2,1% +/- 0,5%
Neubauten ab 2005	30,3% +/- 3,4%	3,4% +/- 0,4%	28,2% +/- 4,5%

Tabelle 3.20: Anteile der Gebäude mit Solaranlage am Wohngebäudebestand, insgesamt sowie getrennt nach Photovoltaik und Solarthermie (IWU 2010)

Solarthermiepotenzial in Einfamilienhäusern

Bei der Analyse der solaren Potenziale in Einfamilienhäusern wird auf die Dissertation von Roger Corradini zurückgegriffen (Corradini 2013). Zunächst werden die Ergebnisse seiner Arbeit zusammengefasst.

Corradini klassifizierte die Wohngebäude in 30 Gebäudetypen, die nach Bauart und Baualtersklasse definiert sind, und gibt für sie die Wohn-, Stell-, und Dachflächen an. Ebenso wird die energietechnische Seite der Wohngebäude betrachtet. Darunter werden die wärmetechnische Qualität, die Beheizungsart, die lokalen klimatischen Bedingungen und die solare Einstrahlung eingeordnet, sodass die Klassifizierung regional spezifisch erfolgen kann. Corradini hat ausschließlich Gebäude mit einer Wohneinheit (EWEH) betrachtet. Dies sind Einfamilienhäuser (EFH), Doppelhaushälften (DHH) und Reihenhäuser (RH). Für diese Gebäude hat er die solaren Erträge für beispielhafte Anlagen mit dem Programm Polysun der Firma Vela-Solaris berechnet.

Durch diese detaillierte Analyse zur Verteilung von EWEH konnte eine räumliche Aufteilung des mittleren Raumwärmebedarfs in Deutschland vorgenommen werden (Abbildung 3.79).

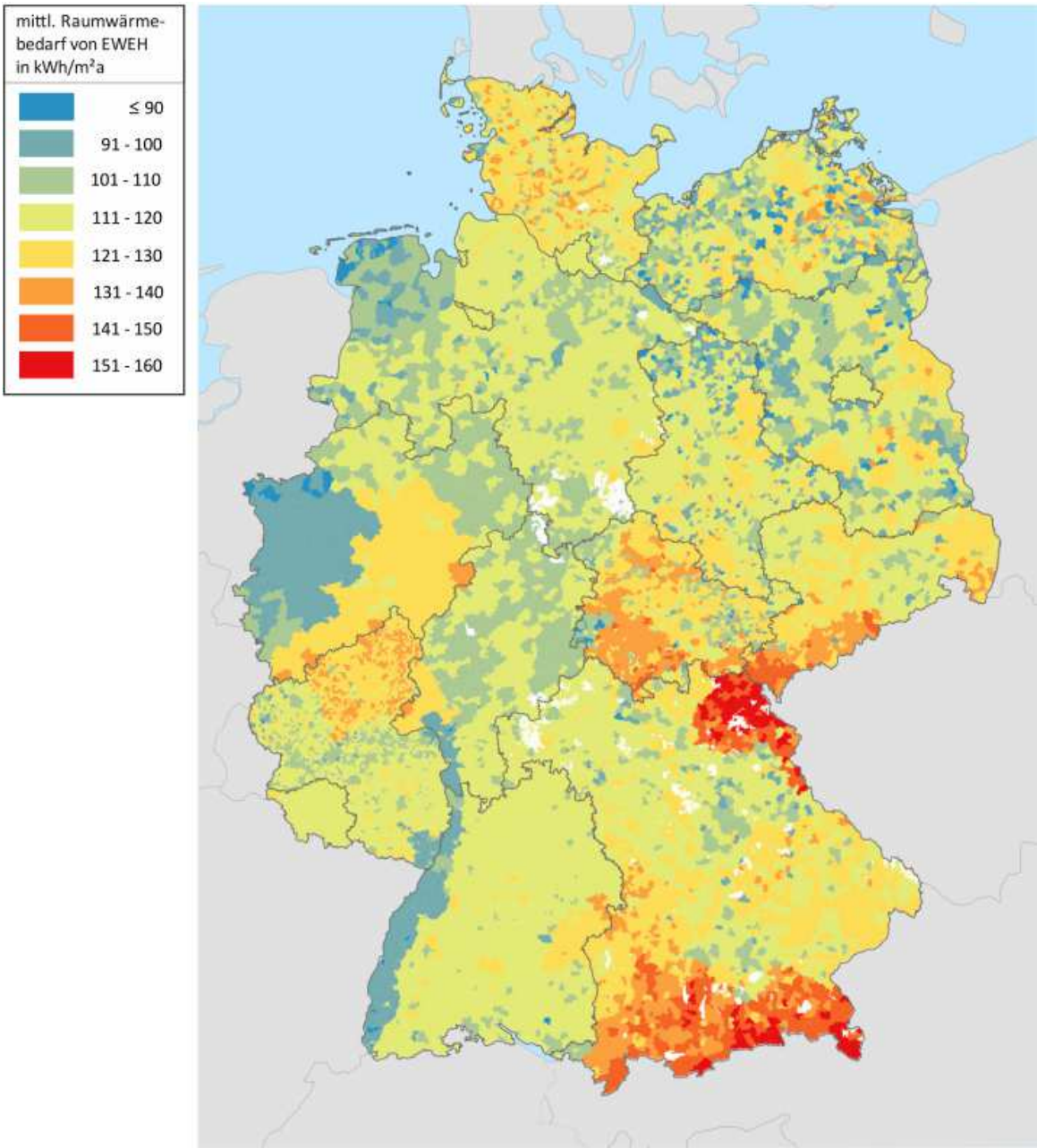


Abbildung 3.79: Mittlerer Raumwärmebedarf je Gemeinde in Gebäuden mit einer Wohneinheit (EWEH) in kWh/m²a (Flächenbezug: Wohnfläche in EWEH) (Corradini 2013)

Zur Herleitung des solaren Deckungsgrades wurden auf Gebäudeebene drei Beispielanlagen unterschiedlicher Größe mit Polysun simuliert. Für die Hochrechnung der Simulationsergebnisse wurden zunächst die Ausrichtungen der Dachflächen untersucht. Corradini hat die Ausrichtung der Dachflächen im Bestand der Gebäude mit einer Wohneinheit mit Hilfe von Open-Street-Map-Daten ausgewertet und festgestellt, dass es besonders viele Dachflächen mit Süd-Ausrichtung gibt.

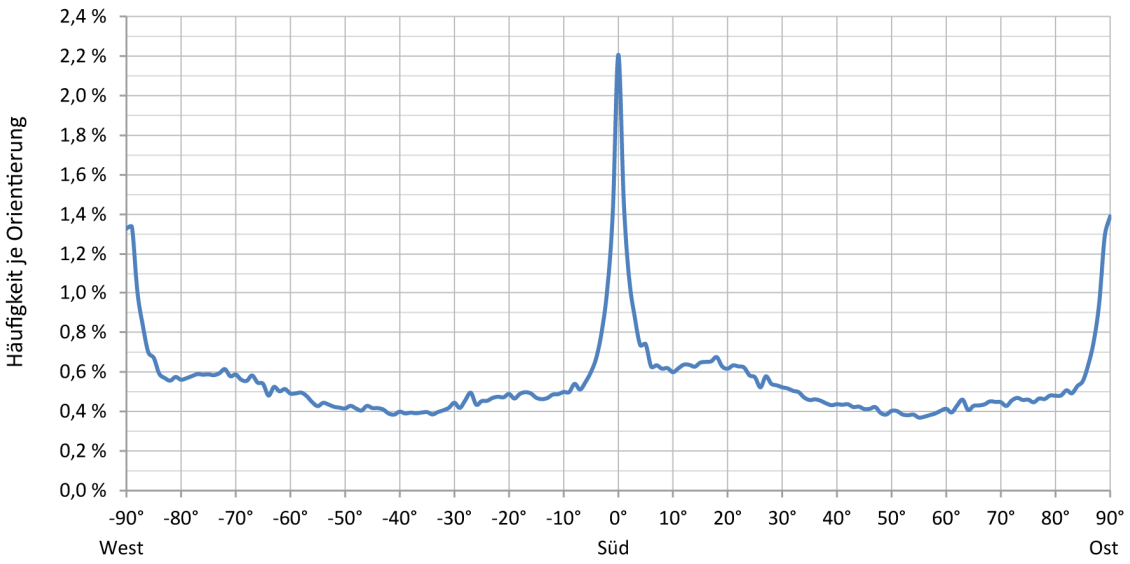


Abbildung 3.80: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Deutschland normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten (Corradini 2013).

Wenn alle Gebäude mit einer Wohneinheit je nach gewähltem Ausbauszenario unabhängig von der Wirtschaftlichkeit eine Solarthermie-Anlage erhalten, erzielt man das technische Potenzial. Es substituiert 28 bis 52 $kWh/m^2_{Wohnfläche}$ der Endenergie für Raumwärme und Warmwasser. Auf bundesweiter Ebene ersetzt Solarthermie damit 56 bis 78 TWh (203 bis 280 PJ) des jährlichen Endenergieverbrauchs. Das entspricht einem Anteil von bis zu ca. 25 % des Endenergieverbrauchs aller EWEH in 2011 in Höhe von 318 TWh (1.144 PJ).

Eingeschränkt wird das technische Potenzial durch das von Corradini so genannte praktische Potenzial. Zur Ermittlung des praktischen Potenzials werden einige Faktoren festgelegt, die als Hemmnisse für den Solarthermieeinsatz wirken. Das praktische Potenzial ist unter anderem abhängig von der Größe und Orientierung der Dachflächen. Auch die Flächenkonkurrenz mit Photovoltaikanlagen geht hier ein. Bei vermieteten Gebäuden wird das Solarthermiepotenzial zusätzlich durch das Mieter/Vermieter-Dilemma eingeschränkt. Weitere Restriktionen ergeben sich in der Kette der Marktakteure, aus dem demografischen Wandel, der Kaufkraft der Eigentümer und dem Image der Solarthermie. Aufgrund dieser Restriktionen verringert sich die mögliche Anzahl der Anlagen nochmals von 16,7 Mio. auf 10,5 Mio.

Das technische Potenzial reduziert sich demnach um 37,7 %. Solarthermie ersetzt nach dem praktischen Potenzial 35 bis 48 TWh (127 bis 174 PJ) Endenergie pro Jahr.

Die von Corradini ermittelten Potenziale beziehen sich auf den Endenergieverbrauch im Jahr 2012. Mit fortschreitender Sanierungstätigkeit wird dieser jedoch sinken. Wie später in Abbildung 3.84 gezeigt wird, beeinflusst der Wärmeverbrauch die solaren Erträge. Das von Corradini ermittelte Potenzial kann also nicht unmittelbar in die Zukunft fortgeschrieben werden. Um den zeitlichen Verlauf des Solarpotenzials für Gebäude mit einer Wohneinheit zu ermitteln, wurden die Deckungsraten und Solarerträge, die Corradini nach zehn Baualtersklassen differenziert berechnet hat, auf die Baualtersklassen im Gebäudemodell GEMOD übertragen. Corradini gibt für die verwendeten Gebäudetypen die typischen Heizwärmebedarfswerte an. Mit diesen wurde der typische Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf berechnet, wie er sich aus Corradinis Berechnungen ergibt (Abbildung 3.81).

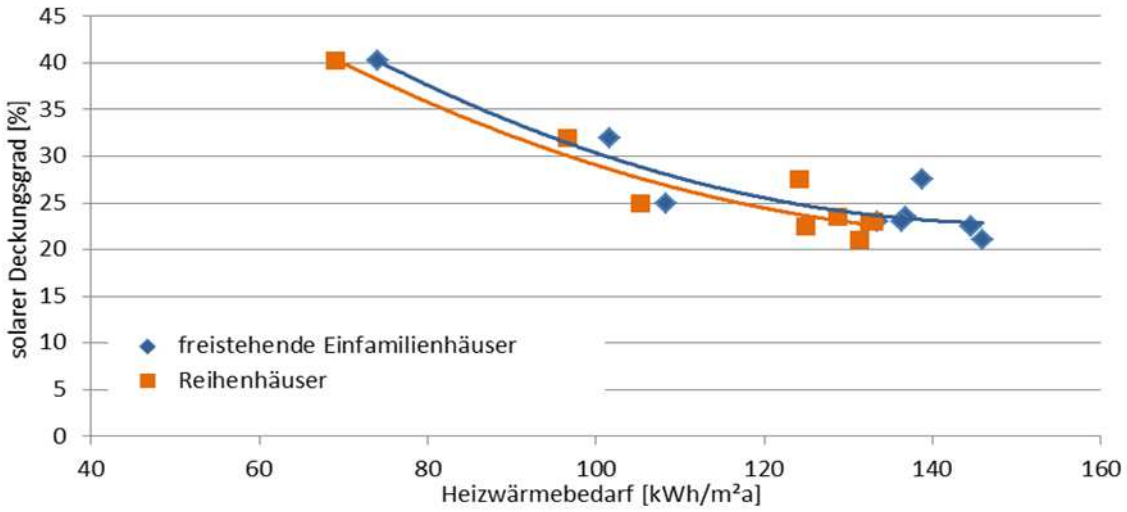


Abbildung 3.81: Maximal erzielbare solare Deckungsgrade in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf für verschiedene Gebäudetypen, eigene Darstellung auf Basis von (Corradini 2013)

Dieser typische solare Deckungsgrad wurde ebenfalls in GEMOD übertragen. Für sehr effiziente Gebäude wurde der solare Deckungsgrad jedoch auf maximal 50 % begrenzt, da eine Extrapolation der Trendlinien zu unrealistisch hohen Deckungsgraden führen würde. Im Gebäudemodell GEMOD werden die Nutzwärmeverbräuche für jeden Gebäudetyp in die Zukunft fortgeschrieben. Somit konnte der Solarertrag in Gebäuden mit einer Wohneinheit für einen in der Zeit veränderlichen Wärmebedarf berechnet werden. Abbildung 3.82 zeigt wie das Potenzial des Solarertrags – ausgehend von Corradinis Ergebnis in 2012 – in einem Szenario mit trendgemäßer Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs verlaufen würde. Zusätzlich ist der Potenzialverlauf bei einer sehr ambitionierten Verminderung des Heizwärmebedarfs in der Zukunft eingetragen. Da Corradini sein Potenzial als substituierte Endenergie angibt, ist es nicht unmittelbar mit dem Nutzenergieverbrauch (obere Kurven) ins Verhältnis zu setzen. Das Potenzial steigt bei einer fortschreitenden Sanierung der Gebäude zunächst an, fällt aber später wieder ab. Der Abfall entsteht, wenn die Steigung der Verbrauchsreduktion größer ist als die Steigung der mit ihr einhergehenden Deckungsgradzunahme.

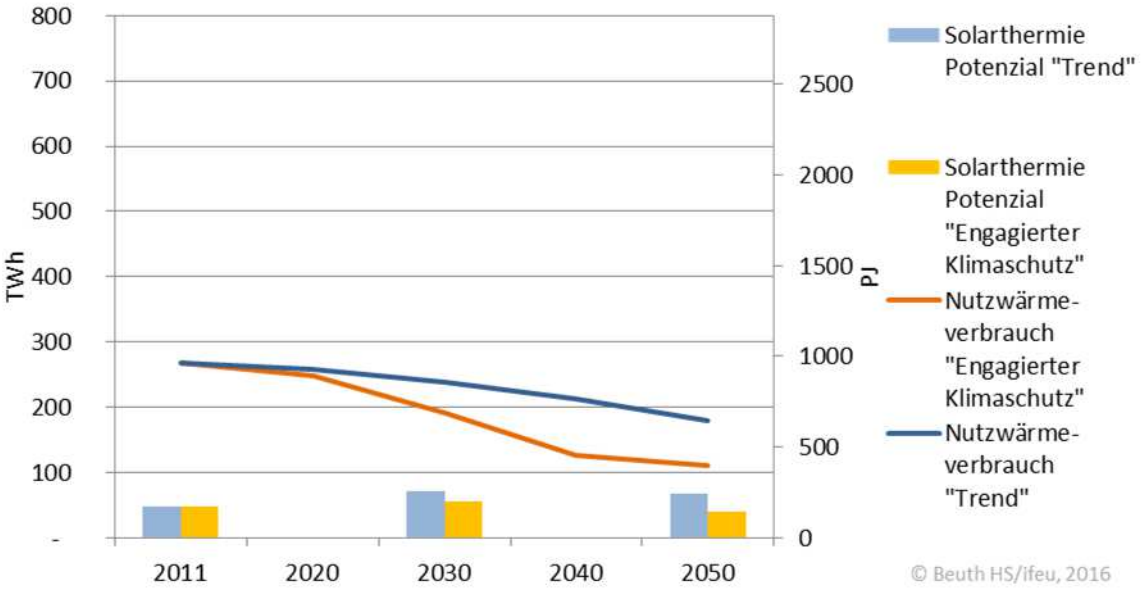


Abbildung 3.82: Zeitliche Verläufe des Potenzials solarer Erträge in Gebäuden mit einer Wohneinheit in den beiden zu Grunde gelegten Szenarien

Solarthermiepotenzial in Mehrfamilienhäusern

Der Gesamtbestand der Wohngebäude in Deutschland umfasst rund 18,2 Millionen Gebäude, wovon 16,7 % Mehrfamilienhäuser sind.

Theoretisches Potenzial

Das theoretische Angebotspotenzial von Solarthermieanlagen in Mehrfamilienhäusern wird bestimmt durch die Globalstrahlung, die zur Verfügung stehenden Flächen und deren Ausrichtungen. Die Globalstrahlung beträgt in Deutschland rund 900 bis 1.200 kWh/m²a. Zur Verfügung stehende Flächen sind Dächer und Fassaden von Gebäuden, sonstige Bauwerke und Freiflächen.

Das theoretische Nachfragepotenzial entspricht dem gesamten Wärmebedarf in Gebäuden für Raumwärme und Trinkwarmwasser. Die theoretischen Potenziale werden hier nicht quantifiziert, da sie für die weitere Untersuchung ohne Belang sind. Sie werden durch die technischen Potenziale weiter begrenzt.

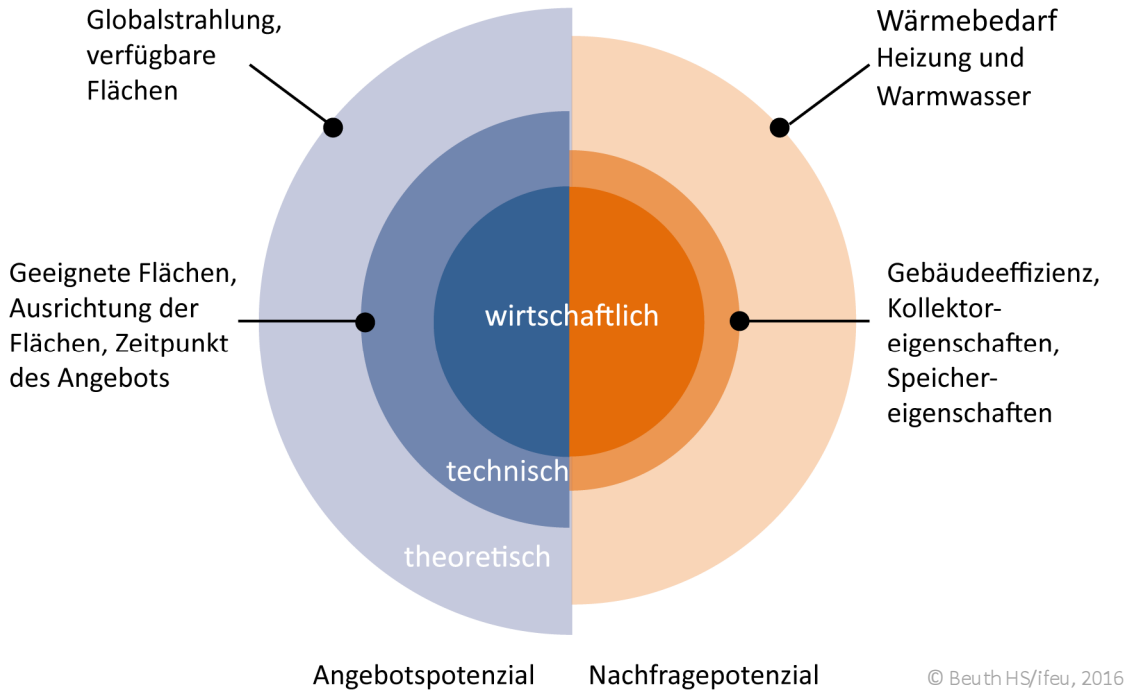


Abbildung 3.83: Grundlagen der Potenzialermittlung für Solarthermie

Technisches Potenzial

Das technische Angebotspotenzial wird eingegrenzt durch die installierbare Kollektorfläche, die realisierbare Ausrichtung der Kollektoren und den Zeitpunkt des Strahlungsangebots. Die installierbare Kollektorfläche wird bestimmt durch Flächen mit möglichst geringer Verschattung, durch die Geometrie des Daches sowie durch Dachaufbauten. Die Ausrichtung der Kollektoren hängt ebenfalls von der Dachform bzw. -ausrichtung ab.

Das technische Nachfragepotenzial wird determiniert durch die Eigenschaften und die Effizienz der Kollektoren und Speicher. Es ist insbesondere auch von der Höhe und dem Zeitpunkt der Wärmenachfrage abhängig.

Um die Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades und des solaren Ertrags - aufgeteilt nach Heizwärme und Warmwasser - darzustellen, wurden Simulationen für verschiedene Gebäudetypen durchgeführt mit den folgenden Parametern

- Wärmeerzeuger — Gas-Brennwertkessel
- Kollektorfläche — 10 m²
- Raum-Solltemperatur — 20 °C
- Warmwasserbedarf — 45 l/d
- Solarkollektor — Neigungswinkel 45°; Ausrichtung Süd (0°)
- Radiatoren — Vorlauf 65 °C/Rücklauf 55 °C

Abbildung 3.84 zeigt den Wärmeverbrauch für Raumwärme (orange) und Brauchwasser (blau) in Abhängigkeit vom spezifischen Heizwärmeverbrauch. Die solaren Erträge sind jeweils in der gleichen Farbe etwas heller dargestellt. Außerdem sind die solaren Deckungsgrade in Prozent dargestellt. Es zeigt sich, dass die Deckungsgrade bei einem kleinen Nutzwärmeverbrauch zwar am größten sind, allerdings sind die absoluten Erträge hier am kleinsten. Während die Erträge zur Deckung des Warmwasserverbrauchs bei sinkendem Nutzwärmeverbrauch steigen, nehmen die Erträge für die Raumheizung ab. Obwohl hocheffiziente Gebäude nur einen geringen Wärmebedarf haben, sind hohe solare Erträge für die Raumwärme kaum zu erreichen, weil die Heiztage immer weiter in Monate mit geringer Einstrahlung fallen.

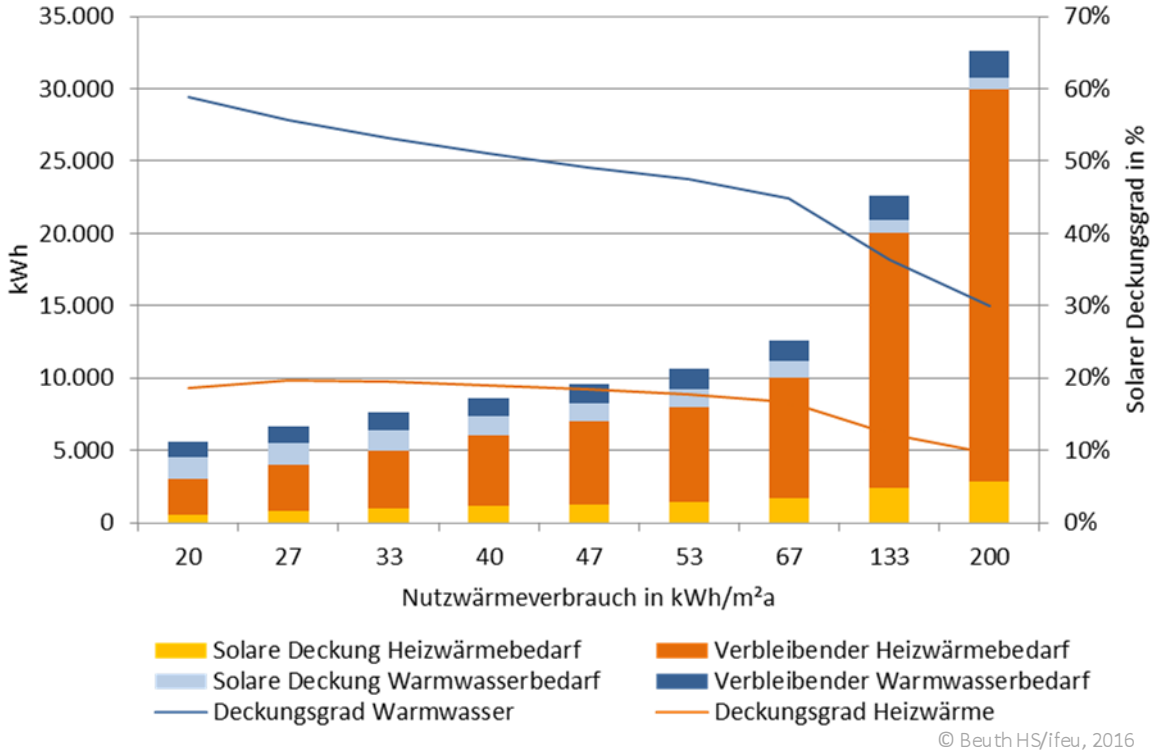


Abbildung 3.84: Solare Erträge und solarer Deckungsgrad in Abhängigkeit vom Nutzwärmeverbrauch

Um den Einfluss von Dachform und -ausrichtung auf den solaren Ertrag darzustellen, wurden für ein typisches Mehrfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 400 m² drei typische Dachformen dargestellt und die für die Dachform jeweils maximal zu installierenden Kollektorflächen hergeleitet. Die Kantenlängen des Gebäudes betrugen 10 m mal 20 m und wurden für die drei Typen nicht verändert. In Abbildung 3.85 hat das linke Gebäude ein Satteldach mit einer Neigung von 45° und einer Ausrichtung nach Süden. Bei Einhaltung eines umlaufenden Randabstands von 0,5 m kann auf diesem Dach eine maximale Kollektorfläche von 113 m² installiert werden. Das mittlere Gebäude hat ein Flachdach, auf dem unter Berücksichtigung der Abstände zwischen den

Kollektorreihen und der Randabstände eine maximale Kollektorfläche von 51 m² installiert werden kann. Für Flachdächer wird angenommen, dass die Kollektoren unabhängig von der Hauptorientierung des Gebäudes stets optimal nach Süden ausgerichtet werden können.
Bei dem rechten Gebäude sind die Dachflächen nach Ost und West orientiert. Allerdings können hier auf beiden Flächen je 113 m² Kollektorfläche installiert werden.

Weiterhin wurden die solaren Deckungsgrade für diese maximal großen Anlagen mit dem Programm Polysun berechnet. Dabei wurden die Speichervolumina den Kollektorflächen angepasst. Im Ergebnis zeigt sich ein Vergleich der Deckungsgrade für die verschiedenen Dachformen in Abhängigkeit vom Heizwärmebedarf.

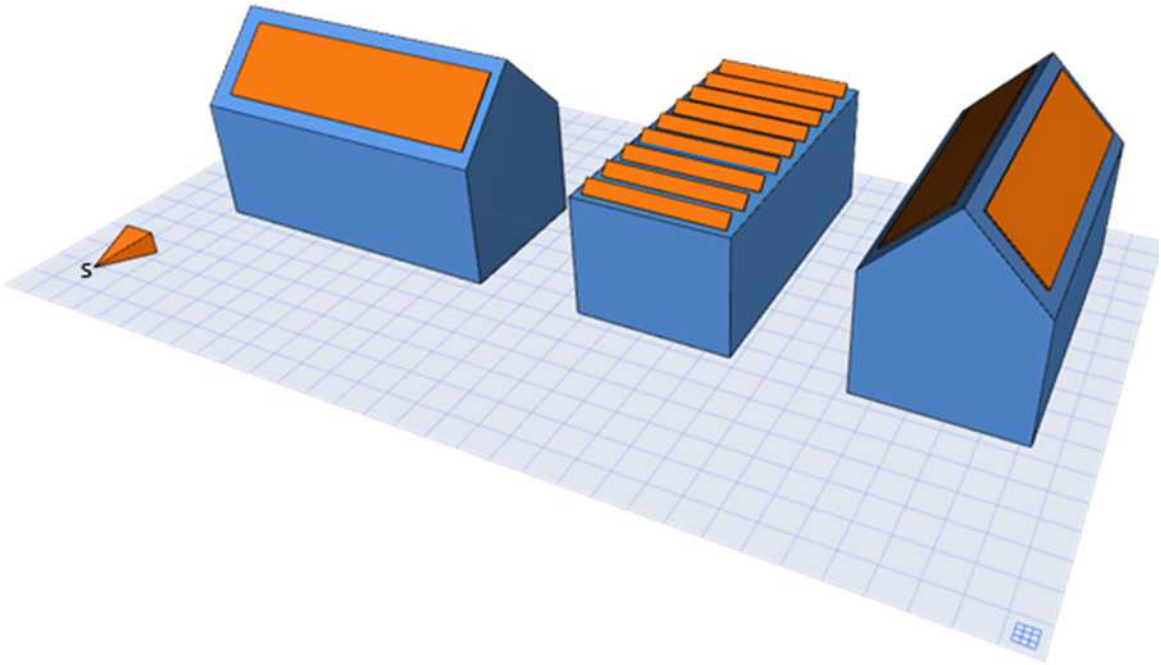


Abbildung 3.85: Maximal installierbare Kollektorflächen in Abhängigkeit von Dachform und -ausrichtung

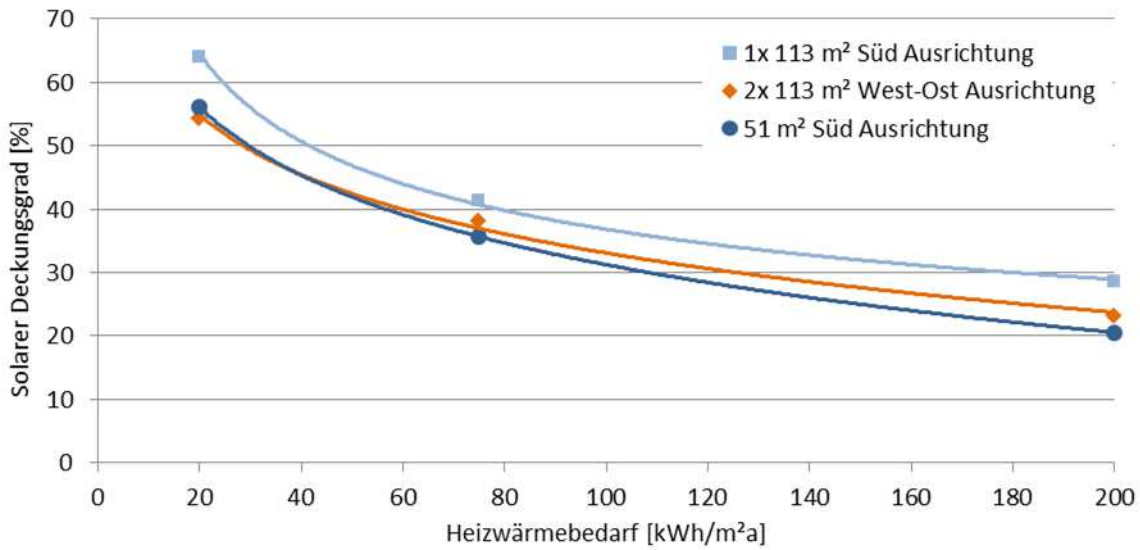


Abbildung 3.86: Solare Deckungsgrade für den Nutzwärmebedarf in Abhängigkeit vom Heizwärmeverbrauch für verschiedene Dachformen und -ausrichtungen

Die Differenzen der mit den verschiedenen Anlagentypen erreichbaren Deckungsgraden betragen 5,7 und 9,7 Prozentpunkte. Die jeweils beste Anlage erreicht somit gegenüber der schlechtesten einen um 16 bis 40 % höheren Deckungsgrad. Die höchsten Abweichungen treten bei einem Heizwärmebedarf über 150 kWh/m²a auf – also bei Gebäuden, die in der Zukunft eine geringe Relevanz haben. Für die weiteren Berechnungen wurde die Kurve der Flachdachanlage (1 · 51 m² Kollektorfläche) herangezogen. Sie basiert – obwohl die kleinste in diesem Vergleich – auf einem ambitionierten aber noch realistischen Verhältnis von Kollektorfläche zu Wohnfläche von 0,125.

Über die Häufigkeitsverteilung und Ausrichtung der Dachtypen von Mehrfamilienhäusern liegen keine Erkenntnisse vor. Corradini hatte die Ausrichtung von Gebäuden mit einer Wohneinheit aus Open-Street-Map-Daten hergeleitet. Dabei stellte er einen besonders hohen Anteil von Dächern mit Südausrichtung fest. Die Südausrichtung ist allerdings in ländlichen Gebieten wesentlich stärker ausgeprägt als in Städten (Abbildung 3.87, Abbildung 3.88).

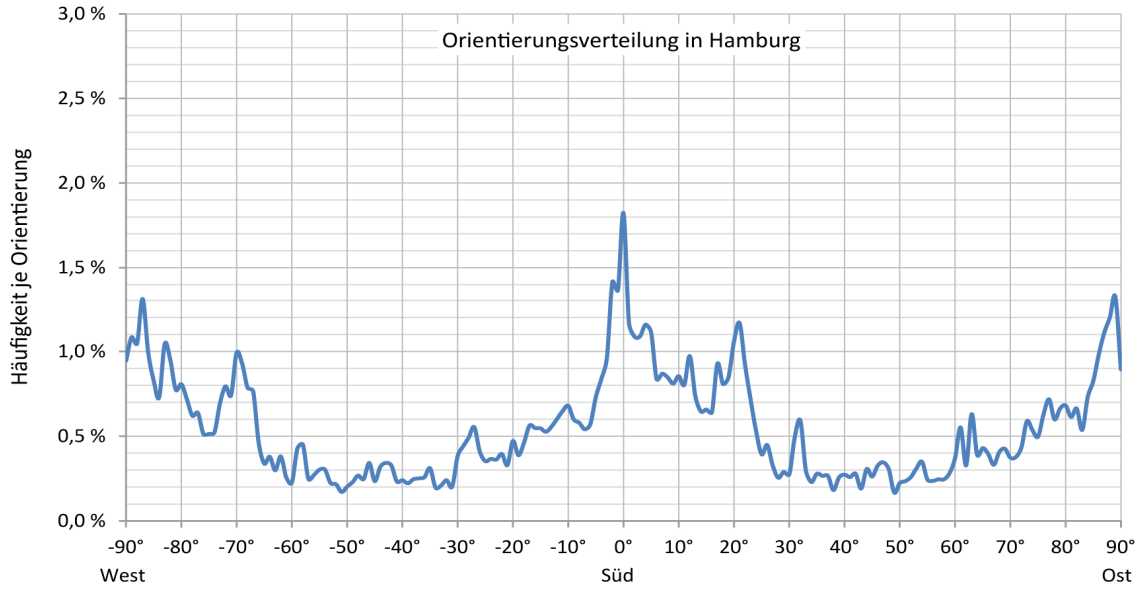


Abbildung 3.87: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Hamburg normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten(Corradini 2013)

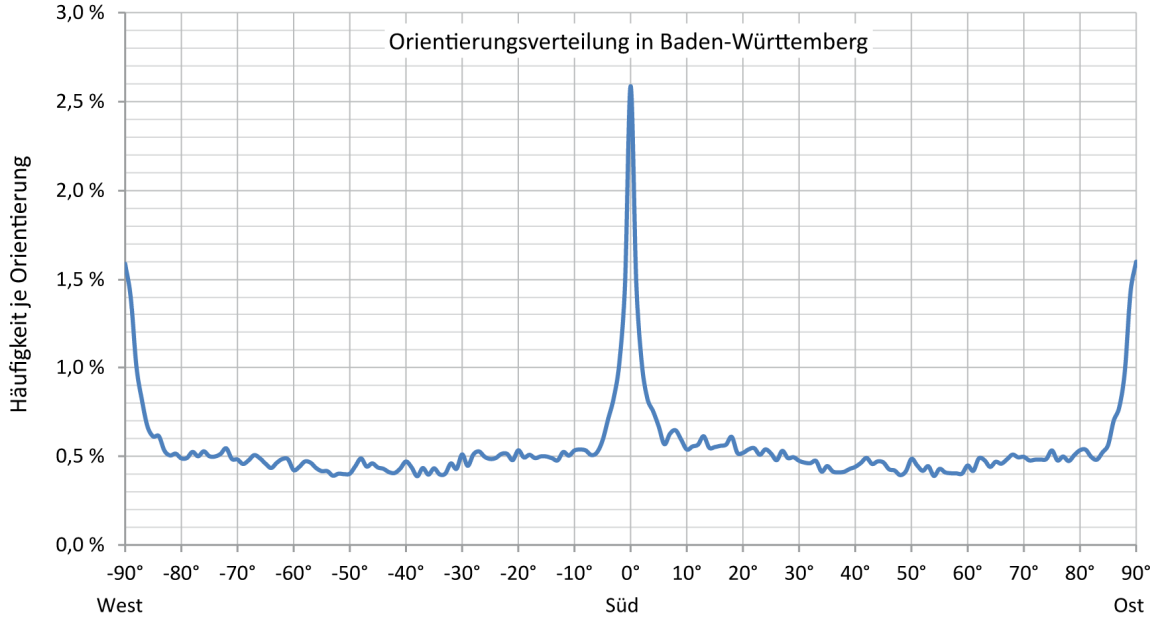


Abbildung 3.88: Orientierungsverteilung der Dachfläche von EWEH in Baden-Württemberg normiert auf die Anzahl der Gebäude in 1°-Schritten (Corradini 2013)

Für Mehrfamilienhäuser wird unterstellt, dass sie überwiegend in städtischen Gebieten stehen. Daher wird von einer nahezu gleichen Verteilung der Ausrichtungen ausgegangen.

Es wird ein höherer Anteil von Flachdächern angenommen als bei Einfamilienhäusern, da sie bei Mehrfamilienhäusern schon in älteren Baualtersklassen verbreitet waren. Ein Kollektor/Wohnflächenverhältnis von 0,125 bei überwiegender Südausrichtung wird daher für sehr ambitioniert aber im Sinne eines technischen Potenzials für realistisch angesehen.

Im Gebäudemodell GEMOD wurden die erzielbaren solaren Erträge in Mehrfamilienhäusern nach derselben Systematik ermittelt wie die Einfamilienhäuser (Corradini 2013). Sie wurden in Abhängigkeit von dem sich in der Zeit entwickelnden Nutzwärmeverbrauch berechnet. Das Solarthermie Potenzial beträgt im Szenario Trend 2030 44 TWh und 2050 38 TWh. Im Szenario „Engagierter Klimaschutz“ liegt das Potenzial 2030 bei 40 TWh und 2050 bei 30 TWh (Abbildung 3.89).

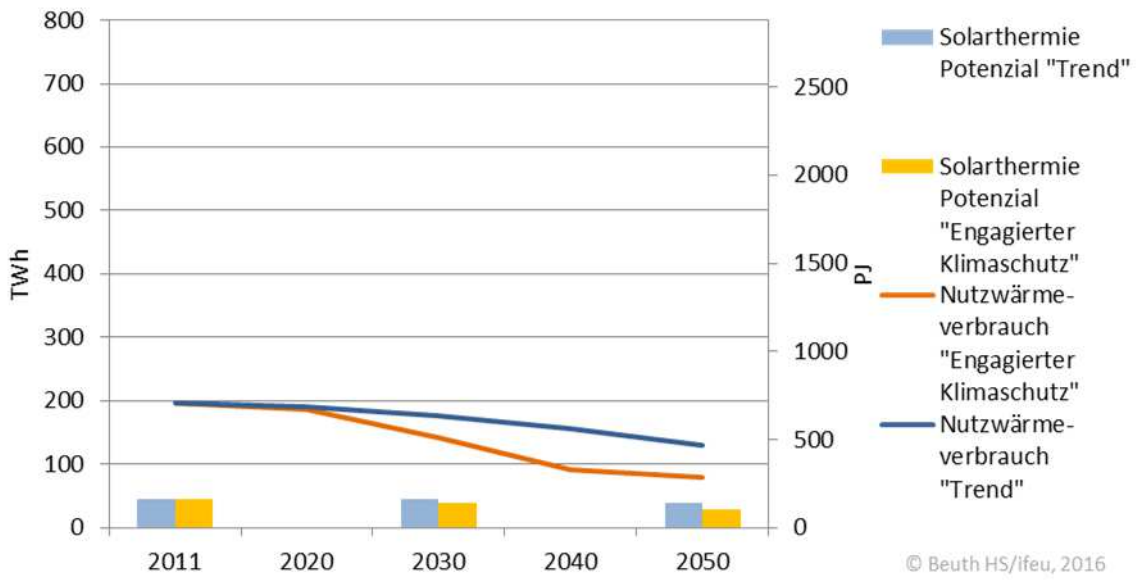


Abbildung 3.89: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Mehrfamilienhäusern

Solarthermiepotenzial in Nichtwohngebäuden

Das Solarthermiepotenzial in Nichtwohngebäuden hängt stark von deren Nutzung ab. Besteht kein oder nur ein sehr geringer Warmwasserbedarf, können Solarthermieanlagen in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. Gemäß den Nutzungsprofilen aus DIN V 18599-10 besteht ein ausreichender Warmwasserbedarf insbesondere bei den folgenden Gebäudetypen der in GEMOD genutzten Typologie:

- Beherbergung
- Sport
- Krankenhäuser

Für diese Typen wird der Berechnungsansatz über den maximal anzunehmenden solaren Deckungsgrad gewählt, wie er oben auch für Mehrfamilienhäuser angewendet wurde. Für das Jahr 2050 beträgt das Potenzial 1,1 TWh (Nutzwärmeverbrauch „engagierter Klimaschutz“) bis 1,5 TWh (Nutzwärmeverbrauch „Trend“).

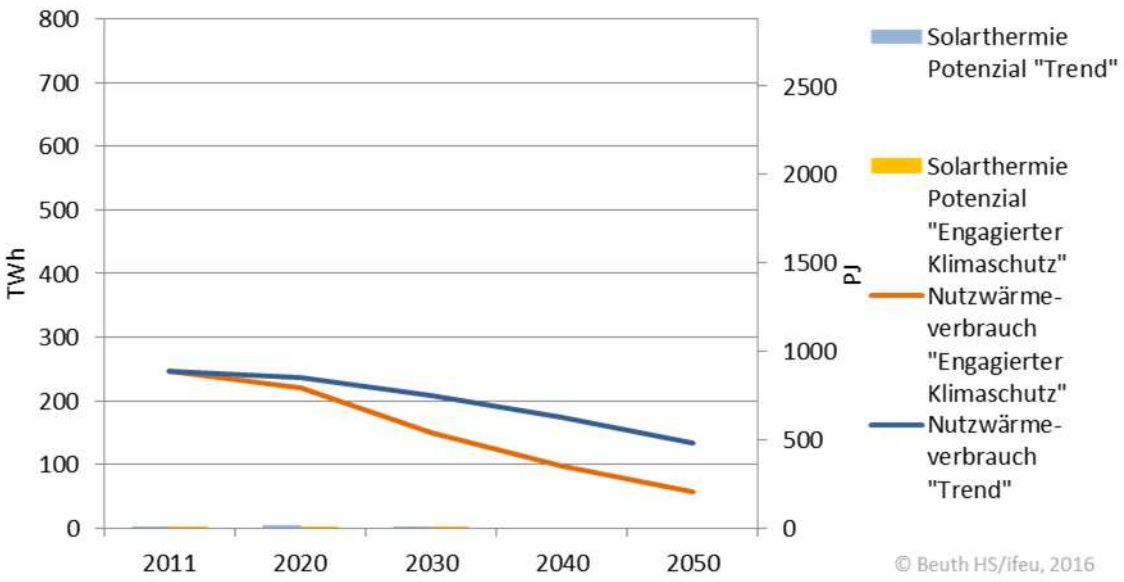


Abbildung 3.90: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Nichtwohngebäuden

Zusammenfassung der solarthermischen Potenziale

Für den gesamten Wohngebäudebestand ergeben sich die solaren Potenziale wie in Abbildung 3.82 für ein Trendszenario und in Abbildung 3.89 für ein Szenario mit sehr ambitionierter Nutzwärmereduktion dargestellt. Die solaren Potenziale sind – wie bei Corradini - als substituierter Endenergieverbrauch dargestellt. Daher ist der Gesamtverbrauch ebenfalls als Endenergieverbrauch angegeben. Ebenso wie bei den Einfamilienhäusern (Kapitel 3.4.1) steigt das solare Potenzial bei einer fortschreitenden Sanierung der Gebäude zunächst an, fällt aber später wieder ab. Der Abfall entsteht, wenn die Steigung der Verbrauchsreduktion größer ist als die Steigung der mit ihr einhergehenden Deckungsgradzunahme.

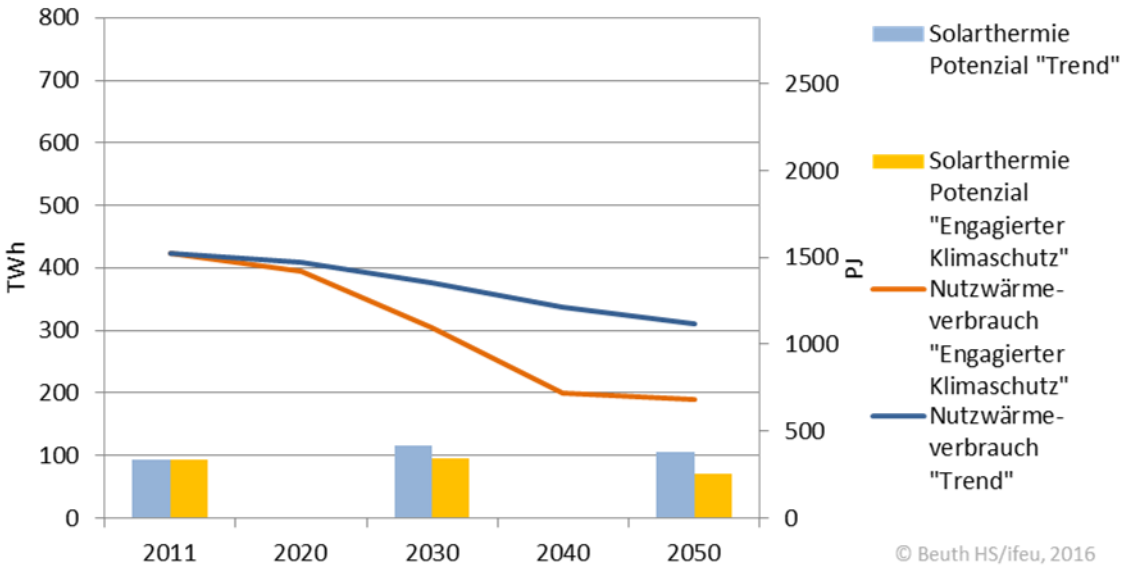


Abbildung 3.91: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) in Wohngebäuden

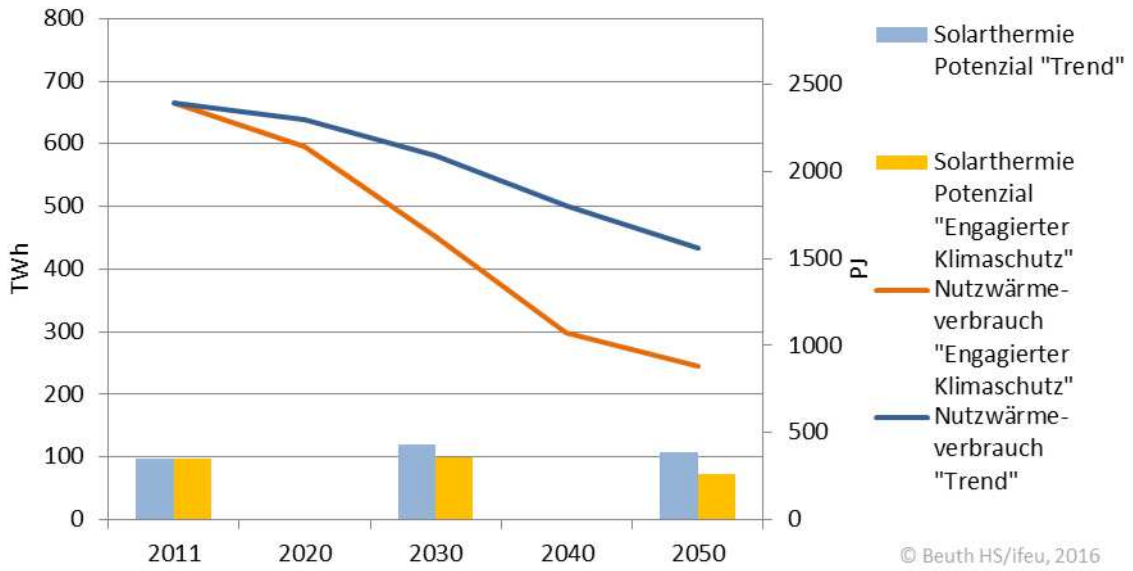


Abbildung 3.92: Zeitlicher Verlauf der solaren Endenergiesubstitution (Potenzials) im Gebäudebestand

		2030	2050
Nachfrageentwicklung Trend	EFH in TWh	72	67
	MFH in TWh	44	38
	NWG in TWh	4	3
	Summe in TWh	120	108
	Anteil am Nutzwärmeverbrauch	20%	29%
Nachfrageentwicklung Engagierter Klimaschutz	EFH in TWh	56	41
	MFH in TWh	40	30
	NWG in TWh	3	2
	Summe in TWh	98	73
	Anteil am Nutzwärmeverbrauch	21%	30%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.21: Technisches Nachfragepotenzial solarthermischer Anlagen für den Wohngebäudebestand und daraus resultierender Deckungsgrad im Zeitverlauf für verschiedene Szenarien

Weitergehende Einflüsse auf die Potenziale

Die Berechnungen beziehen sich auf heutige Anlagenkonfigurationen mit Speichern, die wenige Tage überbrücken können. Es wurden keine saisonalen Speicher berücksichtigt. Diese könnten das Gesamtpotenzial deutlich anheben, wenn es gelänge, sie in der Sanierung des Gebäudebestands einzusetzen. Ein Durchbruch solcher Technologien in den Massenmarkt ist jedoch zurzeit nicht abzusehen.

Heute schon funktionierende Gebäude mit großen saisonalen Speichern – z.B. so genannte Sonnenhäuser – beeinflussen das Solarpotenzial kaum. Dies sind stets Neubauten – also nur ein geringer Anteil am Gesamtbestand - mit einem besonders geringen Wärmebedarf und somit nur geringem Einsparpotenzial.

In den letzten Jahren wurden vermehrt Wärmeanwendungen mit selbsterzeugtem PV-Strom gespeist. Solche Anlagen können für die Betreiber interessant sein, weil die Vergütung für eingespeisten PV-Strom stark gesenkt wurde und weil sie technisch sehr einfach mit einem Heizstab umzusetzen sind. Diese Art von Solaranlagen wurde in diesem Projekt nicht untersucht.

3.7 Biomasse

Potenzial der Bioenergie

Die energetische Nutzung von Biomasse ist ein wichtiger Bestandteil der Bereitstellung erneuerbarer Energien, insbesondere im Bereich erneuerbarer Wärme (mit einem Anteil von ca. 87 % am Endenergieverbrauch von erneuerbarer Wärme; im Jahre 2014 war sie der dominierende erneuerbare Energieträger). Im Verkehrsbereich hatte sie nach (BMWi 2014) einen Anteil von 91 % am Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien des Verkehrssektors. Da Biomasse gut speicherbar ist, eignet sie sich auch sehr gut zur bedarfsgerechten Stromerzeugung. Die energetische Nutzung von Biomasse, vor allem die Nutzung von Anbaubiomasse kann jedoch Nutzungskonflikte mit der Bereitstellung von Lebens- und Futtermitteln hervorrufen sowie Landnutzungsänderungen zur Folge haben, die dazu führen können, dass die Nutzung von Bioenergieträgern mit höheren Treibhausgasemissionen verbunden sind als die Nutzung fossiler Energieträger. Ferner treten beim Anbau von Energiepflanzen negative Auswirkungen auf die Biodiversität auf. So ergeben sich relativ enge Grenzen für das nachhaltige, energetisch nutzbare Anbaubiomassepotential.

Die Potenziale von Rest- und Abfallstoffen in Deutschland werden von einschlägigen Studien in einer Höhe von 194 ((DLR et al. 2004) (Umweltbundesamt/FhG IWES 2010)) bis 275 TWh/a (DBFZ 2015a) angesiedelt.

Die Empfehlungen zum Flächenpotenzial für Anbaubiomasse (Nawaro) laufen jedoch durch unterschiedliche Annahmen zu Nachhaltigkeitskriterien, zur Bevölkerungsentwicklung und zu einer Reihe weiterer Faktoren recht weit auseinander. Die Bandbreite reicht hierbei von 0 bis 7 Mio. ha in Deutschland (BMELV/FNR/Universität Hohenheim 2012), d.h. im günstigen Fall wäre ein Nawaro-Anbau auf bis zu 60 % der Ackerfläche (bzw. 42 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche) möglich, wohingegen im ungünstigen Fall keinerlei Fläche für Non-food-Zwecke (Nawaro) zur Verfügung stünde. So vertritt das Umweltbundesamt die Auffassung, dass „die Energieversorgung in Deutschland auf längere Sicht weitgehend auf Anbaubiomasse verzichten“ sollte (Umweltbundesamt/FhG IWES 2010), während die Leitstudie 2011(DLR/FhG IWES/IfnE 2012) von einer Nutzung von 4 Mio. ha für den Anbau von Energiepflanzen ausgeht.

In einem laufenden Projekt des ifeu wurde erarbeitet, dass eine leichte Ausweitung der für den Anbau von Energiepflanzen genutzten Fläche von derzeit ca. 2,1 Mio. ha (FNR 2015)auf ca. 2,6 Mio. ha im Jahr 2050 ökologisch vertretbar und ausreichend konservativ im Hinblick auf den Flächenbedarf für Nahrungsmittel und für den Anbau von stofflich zu nutzenden Industriepflanzen erscheint. Die für den Anbau von Biogas-/Biomethansubstraten eingesetzten Flächen sollten jedoch aus Nachhaltigkeitsgründen auf dem heutigen Niveau von 1,25 Mio. ha eingefroren werden.

Das energetische Potential, welches aus diesen Flächen resultiert, hängt von den angebauten Energiepflanzen ab. So haben Kurzumtriebsplantagen und Biogas-/Biomethansubstrate einen hohen energetischen Flächenertrag, während Stärke- oder Ölpflanzen für flüssige Biokraftstoffe niedrigere Erträge aufweisen. Der Anbau des Pflanzentyps wiederum wird von der Nachfrage der verschiedenen Sektoren getrieben, die in verschiedenen Studien unterschiedlich eingeschätzt wird.

Zum inländischen Biomassepotential kommt das Importpotenzial hinzu. Der Biomasseimport ist sehr umstritten, da er zu Landnutzungskonflikten und -änderungen in anderen Ländern führen kann. Im Jahr 2009 wurden mit der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG, RED) erstmals verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse eingeführt, welche jedoch bisher nur für flüssige, nicht jedoch für feste und gasförmige Bioenergieträger gelten.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass das 2 K-Ziel einen globalen Klimaschutz erfordert, so dass auch Länder mit Biomasseexportpotential (wie Kanada, Russland und die USA) die Bioenergie zur heimischen Substitution fossiler Energieträger einsetzen werden und damit künftig Exportpotenziale nur dann realisiert werden, wenn dies ökonomisch attraktiver als die nationale Nutzung ist.

Im Jahr 2012 wurden flüssige Bioenergieträger mit einem Gesamtenergiegehalt von 50 TWh (180 PJ) nach Deutschland importiert (davon 16 TWh (57,6 PJ) aus EU-Staaten, 20 TWh (72 PJ) aus Drittstaaten und 14 TWh (50,4 PJ) ohne Zuordnung) und nur 24 TWh (86,4 PJ) (33 %) heimisch erzeugt(BLE 2013). In dieser Statistik ist Biomasse erfasst, die unter die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung oder die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung fällt. Importe von anderer Biomasse wie beispielsweise Holz sind darin nicht enthalten.

Dies zeigt, dass bereits heute in beträchtlichem Umfang Biomasseimporte stattfinden. Angesichts der globalen Struktur der Agrarmärkte ist davon auszugehen, dass Biomasse auch zukünftig international gehandelt und von Weltregionen mit hohem Biomassebedarf importiert werden wird – und ggf. in veredelter Form als Fleisch, Milchprodukte oder biobasierter Produkte wieder exportiert wird. Eine Abschottung des deutschen Marktes erscheint unrealistisch. Für die Bestimmung des Importpotentials wurde von (Öko-Institut/Prognos 2009) und (Öko-Institut and Fraunhofer ISI 2014) der Ansatz eines globalen Pro-Kopf-Bioenergiebudgets angewendet. Er basiert auf der Annahme, dass das weltweite Biomassepotenzial gemäß der bis zum Jahr 2050 zu erwartenden Bevölkerungsentwicklung gleichmäßig pro Kopf verteilt wird. Setzt man, wie in (IPCC 2011) hergeleitet, 100 bis 300 EJ/a jährlich nachwachsendes Biomassenpotenzial und eine Weltbevölkerung von 9,725 Mrd. Menschen (UN 2015) an, ergäbe sich für das Jahr 2050 ein Pro-Kopf-Bioenergiebudget von 10 bis 30 GJ (dies entspräche rund 2.800-8.300 kWh/(Kopf ·a) oder ca. 0,6-1,7 t Holz/(Kopf · a). Für 75 Mio. Bundesbürger im Jahr 2050 würde daraus ein Bioenergiebudget von 770 bis 2.310 PJ/a resultieren. Am unteren Ende dieser Bandbreite dürfte Deutschland also gerade einmal sein Biomassepotenzial aus Rest- und Abfallstoffen nutzen, jedoch keine Anbaubiomasse (Nawaro) und keine Biomasseimporte. Am oberen Ende der Bandbreite dagegen könnten signifikante Biomasseimporte möglich sein. (Öko-Institut and Fraunhofer ISI 2014) setzen beispielsweise auf Basis eines nationalen Bioenergiebudgets von 583,3TWh (2.100 PJ) an, so dass im Jahr 2050 bis zu 250TWh/a (900 PJ/a) importiert werden können. Dagegen verzichten Studien von (DLR/FhG IWES/IfnE 2012) und (FhG IWES et al. 2015) auf jegliche (bilanzielle) Biomasseimporte.

Aufgrund der großen Bandbreite und den zugrunde liegenden Unsicherheiten ist eine seriöse Aussage bezüglich der Flächenpotenziale und Biomasseimporte mit diesem Ansatz nicht möglich. Darüber hinaus vernachlässigt der Ansatz den hohen bereits vorhandenen Flächenfußabdruck Deutschlands in anderen Ländern, insbesondere für Futtermittelimporte. Daher wird statt des Pro-Kopf-Bioenergiebudgets auch ein Pro-Kopf-Flächenbudget als Ansatz zu Potenzialabschätzung diskutiert (Bringezu et al. 2009), da Fläche der limitierende Faktor ist und nicht Energie. Allerdings liegen bislang keine aussagekräftigen oder gar fortschreibbaren Gutachten zur Flächenbilanz für Deutschland vor.

Daher wird hier ein konservativer Ansatz gewählt: es wird von einem Erhalt der energetischen Größenordnung der aktuellen Biomasseimporte auf dem Niveau von bis zu 83 TWh/a (298,8 PJ/a) ausgegangen.

Diese Annahme entspricht in ihrer Höhe auch in etwa den Überlegungen von (DBFZ 2015a), die unter Berücksichtigung zunehmender globaler Klimaschutzanstrengungen ein Importpotenzial für Deutschland von 39 TWh/a (140 PJ) bis zum Jahr 2030 (ca. 28 TWh (101 PJ) feste, 8 TWh (29 PJ) flüssige und 3 TWh (11 PJ) gasförmigen (über das Erdgasnetz) Bioenergieträgern) und 111 TWh/a (400 PJ/a) (zusammengesetzt aus ca. 67 TWh (241 PJ) festen und 17 TWh (61 PJ) flüssigen Bioenergieträgern sowie 28 TWh (101 PJ) Biomethan (aus Mittel- und Osteuropa) in 2050 ableiten.

Heutige Struktur der Biomassenutzung in den Sektoren Niedertemperaturwärme, Prozesswärme, Strom und Verkehr

Im Wärmebereich besteht heute der höchste Anteil energetischer Biomassenutzung (Abbildung 3.93). Er beträgt 10,1 % des gesamten Wärmeverbrauchs in Privathaushalten, GHD und Industrie inkl. Prozesswärme (AEE 2013). Der absolute Verbrauch biogener Energieträger ist ebenfalls im Wärmebereich am größten (Abbildung 3.94). Während im Verkehrssektor ausschließlich flüssige Energieträger eingesetzt werden, sind im Strom- und Wärmebereich alle Aggregatzustände vertreten. Es wirkt sich stark auf die Substituierbarkeit von Energieträgern aus, wenn hier bereits im Vorfeld Einsatzbeschränkungen vorliegen.

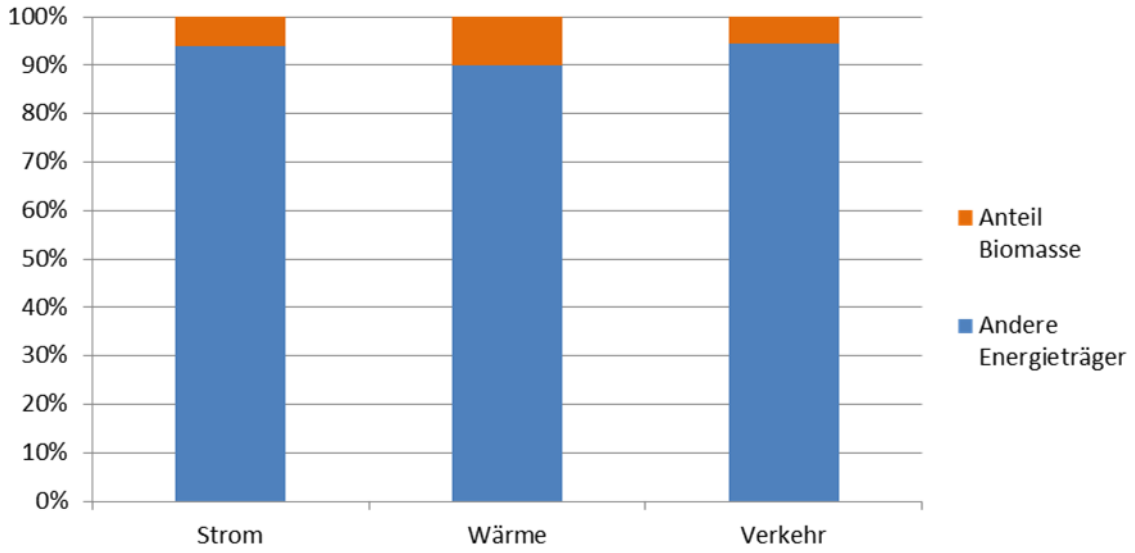


Abbildung 3.93: Verteilung der Biomasse innerhalb der Sektoren (AEE 2013)

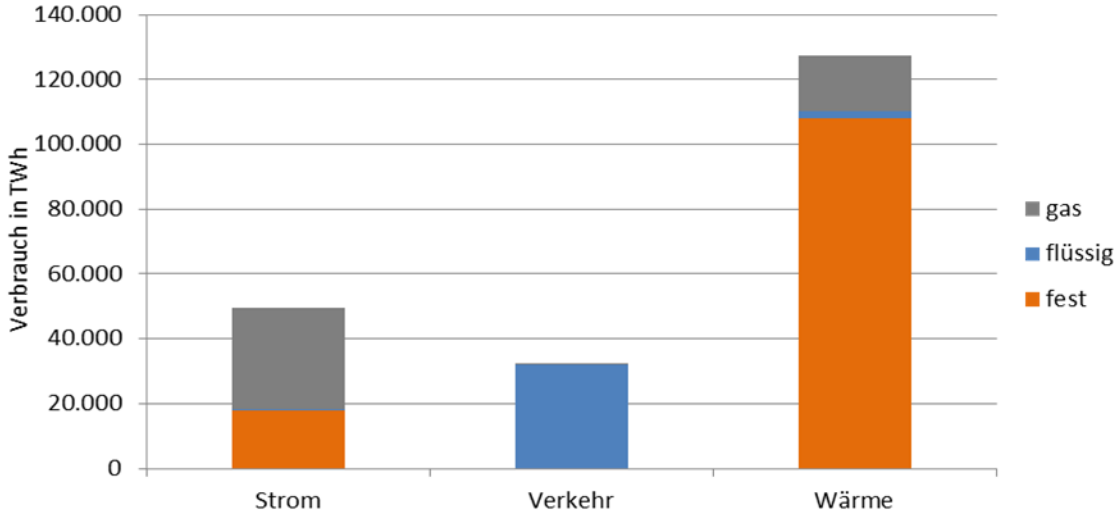


Abbildung 3.94: Verbrauch biogener Energieträger in den Sektoren und Art der Biomasse(nach (BMWI 2014), (BMWI 2015))

Der Anteil der Bioenergie im Stromsektor beträgt 6,1 %, im Wärmesektor 10,1 % und im Kraftstoffsektor 5,5 %. Biomasse kann in die drei Aggregatzustände fest, flüssig und gasförmig eingeteilt werden. Ausschlaggebend ist der Aggregatzustand bei der Verwendung – nicht beim Anbau.

- Feste Biomasse bezeichnet feste organische Brennstoffe für die energetische Nutzung. Unterschieden wird hier zwischen halm- und holzgutartigen Festbrennstoffen. Beispiele hierfür sind Getreidepflanzen, Holz aus Kurzumtriebsplantagen oder Holzpellets.
- Flüssige Biomasse wird hauptsächlich für Kraftstoffe genutzt wie Biodiesel oder Bioethanol. Flüssige Biomasse sind entweder Biomass-to-Liquid- (BtL-) Kraftstoffe oder sie entstehen bei der Herstellung von Methanol und Dimethylester aus vorhandener Biomasse.
    - BtL-Kraftstoffe aus z.B. Bioabfällen, Stroh oder Holz können mit der Fischer-Tropsch-Synthese oder mit dem Methanol-to-Synfuels-Verfahren gewonnen werden.
    - Bioethanol entsteht durch die Fermentation des Alkohols aus Stärke, Zucker und Cellulose.
- Gasförmige Biomasse wird durch Pyrolyse oder Fermentation aus fester oder flüssiger Biomasse gewonnen. Gase die entstehen sind u.a. Grubengase, Klärgase, Deponiegase oder Biogase. Biogas besteht zu einen Drittel aus Kohlendioxyd und zu zwei Drittel aus Methan. Biogas kann auch als Kraftstoff genutzt werden, benötigt jedoch große Tanks.
    - Mini Biogasanlagen mit einem Fassungsvermögen von 2,5 bis 10 m^3 können private Anwender mit Fäkalien, Speisereste etc. zur Biogasgewinnung nutzen.
    - Biogas-BHKW eigenen sich für private oder industrielle Anbieter. Im EEG 2014 werden Biomasse BHKWs nur noch über Direktvermarktung vergütet, anstatt über einen festgelegten Vergütungssatz. Die Grenze für die Direktvermarktung liegt bei einer Anlagengröße ab 500 kW installierter Leistung. Ab 2016 wurde die Grenze auf 100 kW abgesenkt. Für den von neuinstallierten BHKWs erzeugten Strom wird die EEG-Umlage erhoben. Vergütungen für Biogasanlagen, die ab den 1.8.2014 in Betrieb genommen wurden, werden selten vergeben. Boni für bestimmte Ersatzstoffe wurden gestrichen. Förderungen für Anbaubiomasse entfallen und Reststoffe wie Gülle und Festmist unterliegen einer Anlagen-Obergrenze von 75 kW, sodass nur ein geringer Anreiz für die Neuinstallation geboten wird ((BHKW-jetzt 2016) (biogaspartner 2015)).

Um die wirtschaftliche Attraktivität der Biomasse-Energieträger innerhalb der Sektoren darzustellen, werden die Gestehungskosten der biogenen Energieträger verglichen. Sie enthalten alle Kosten, die für die Bereitstellung der biogenen Energieträger anfallen, jedoch ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer. Die Kosten wurden aus folgenden Quellen zusammengetragen: (Schünemann 2012), (BMWi 2014), (AEE 2013), (Bioenergy 2020+ 2016), (WBA 2007), (Prognos 2013), (FNR 2015), (C.A.R.M.E.N. 2015), (ufop 2016), (BMWi 2016), (DLR/FhG IWES et al. 2010), (König 2009), (Leible/Kälber et al. 2007), (AEE 2013), (AEE 2014), (FhG ISE 2013), (DBFZ 2015b), (DBFZ 2014), (TFZ 2016), (FhG IWES et al. 2015), (Biogas Kraftstoff 2015), (Tanke Günstig 2016).

Die Gestehungskosten der Biomasse werden mit denen anderer Energieträger verglichen. Dies sind neben fossilen Energieträgern auch andere Erneuerbare.

Biomasse im Energiesektor

Erneuerbare Energien haben einen Anteil von ca. 35 % in der Stromversorgung. Nach Solar- und Windenergie hat Biomasse mit einem Anteil von 10 % die zweitwichtigste Bedeutung. Abbildung 3.95 zeigt, die wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien im Stromsektor. Die Produktion aus Biomasse ist in den letzten zehn Jahren ist jedoch auf konstantem Niveau geblieben.

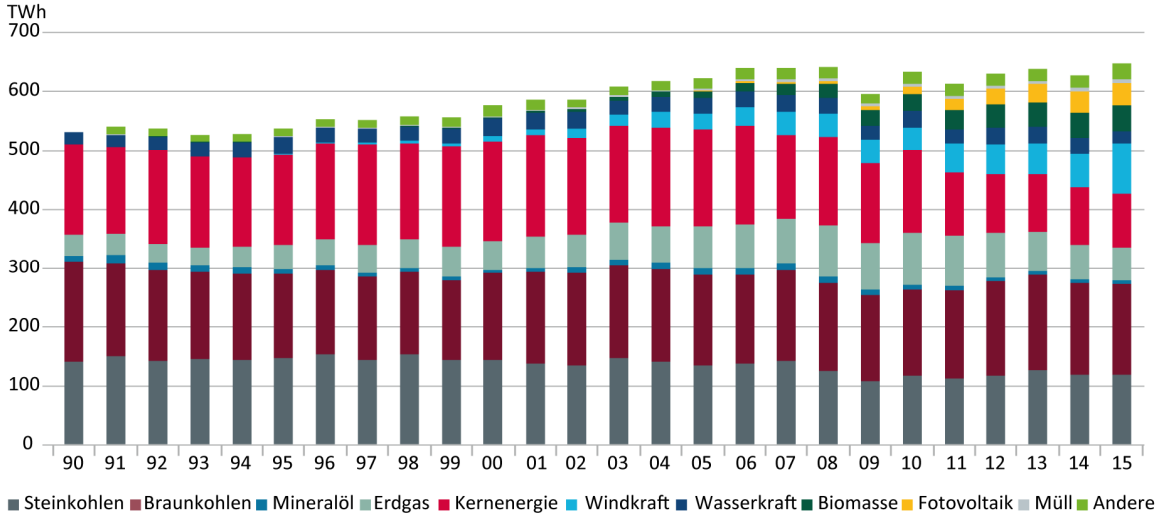


Abbildung 3.95: Bruttostromerzeugung in Deutschland (BMWi 2016)

Mit der Einführung der EEG-Novelle 2014 wurde ein Ausbaukorridor geschaffen mit dem der Zubau von erneuerbaren Energien begrenzt wird. Biomasse im Stromsektor steht dabei in Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Energien sowie fossil und nuklear betriebenen Kraftwerken.

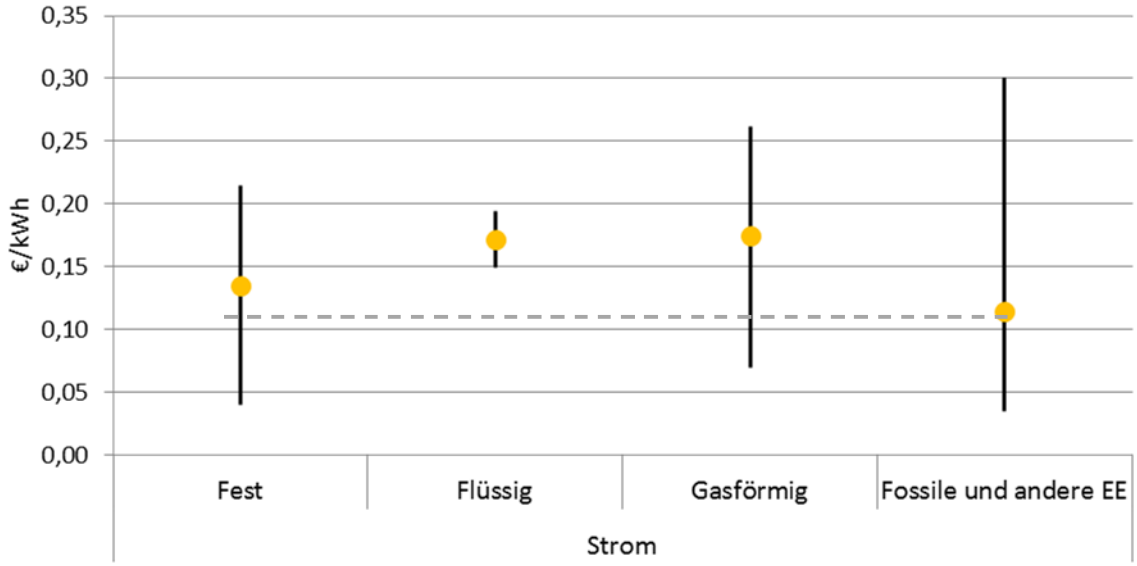


Abbildung 3.96: Bandbreiten der Stromgestehungskosten aus Biomasse (Punkt = arithmetischer Mittelwert)

Der Mittelwert der Gestehungskosten von fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse liegt über dem der fossilen und anderen erneuerbaren Energieträger. Feste Biomasse als günstigster Energieträger (13,5 ct/kWh) liegt ca. 15 % über den Mittelwert der fossilen und anderen erneuerbaren Energien.

Die Bandbreiten entstehen, durch Unsicherheiten und variable Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten wie z.B. die Substratpreise. Der Einsatz von speziell angebauten Energiepflanzen ist wesentlich kostenintensiver als die Nutzung von Abfällen und Reststoffen (AEE 2014). Im Stromsektor sind die Gestehungskosten eher ein Hemmnis für eine weitere Verbreitung der energetischen Biomassenutzung.

Biomasse im Verkehrssektor

Das Biokraftstoffquotengesetz verpflichtet die Mineralölwirtschaft seit Januar 2007, einen Mindestanteil von Biokraftstoff in den Verkehrssektor zu bringen. Die Quote kann erreicht werden, indem reiner Biokraftstoff zur Verfügung gestellt oder Biokraftstoffe zu herkömmlichen Kraftstoffen beigemischt werden. Die Biokraftstoffquote wurde 2015 von der Klimaschutzquote zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen von Biokraftstoffen abgelöst. Von 2010 bis 2014 lag die Gesamtquote von Biokraftstoffen am Kraftstoffverbrauch bei 6,25 %. Die ab 2015 eingeführte Treibhausgas-Vermeidungsquote bezieht sich auf die durch Biokraftstoffe vermiedenen Treibhausgase und liegt von 2015 bis 2016 bei 3 % und steigt bis auf 7 % im Jahr 2020.

Neben E5 und E10, ist auch E85 am Markt erhältlich. Seit Beginn 2013 beträgt die Energiesteuer für Biodiesel (als reines Produkt) 45,03 ct/l. Die starke Steuerbelastung führte zu einem Erliegen des Verkaufs reinen Biodiesels. Von ehemals 1.900 Tankstellen, die Biodiesel angeboten haben, sind weniger als 90 übrig geblieben (ADAC 2016).

Um das wirtschaftliche Aktionspotenzial von Biomasse zu prüfen, werden die Gestehungskosten mit denen von Diesel und Benzin verglichen. Die Gestehungskosten wurden gewählt, da schon in der Produktion vor Abgabe der Steuern entschieden werden muss, ob in Biomasse als Kraftstoff weiter investiert werden sollte.

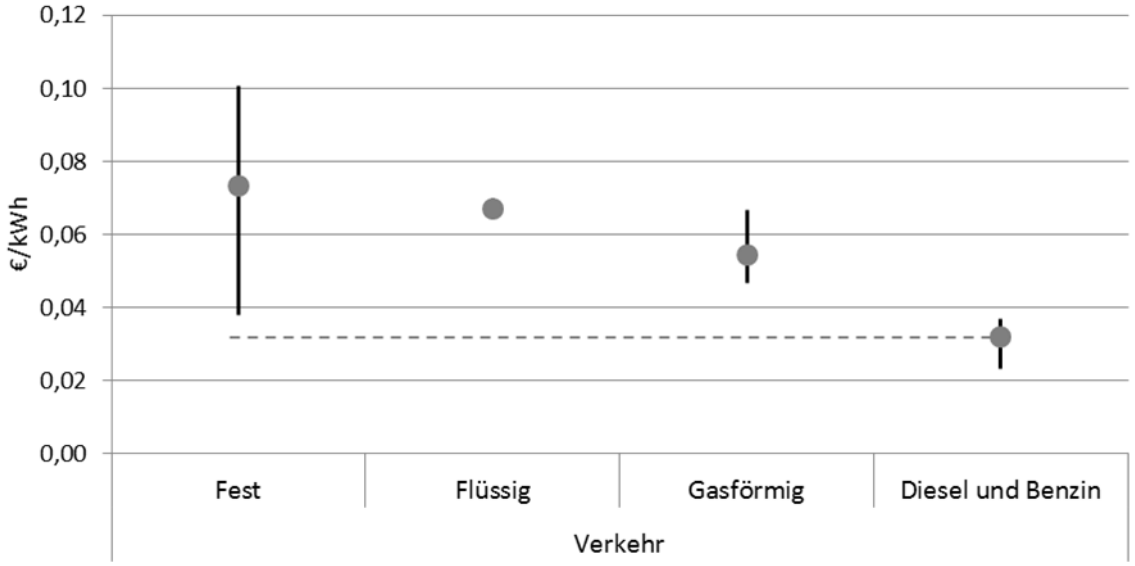


Abbildung 3.97: Gestehungskosten von Biomasse im Verkehrssektor

Biomasse ist als Kraftstoff deutlich teurer als Benzin und Diesel. Die große Bandbreite ist auf die unterschiedlichen Transformationsverfahren zurückzuführen.

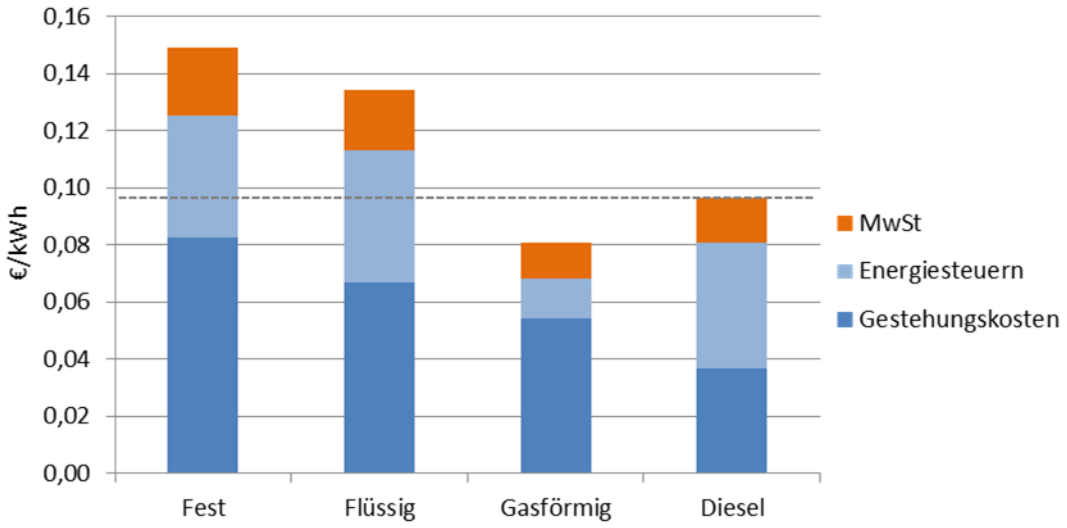


Abbildung 3.98: Kraftstoffkosten inkl. Energie- und Mehrwertsteuer 2016

Durch die Besteuerung kostet Biodiesel etwa doppelt so viel wie fossiler Dieselkraftstoff. Gasförmige Kraftstoffe sind hingegen konkurrenzfähig. Die Energiesteuer liegt bei 1,39 ct/kWh, obwohl die Gestehungskosten höher liegen als bei Diesel, sind die Gesamtkosten geringer. Die niedrigere Steuer auf Biogas bleibt bis 2019 erhalten.

Biomasse im Wärmesektor

Biomasse im Wärmesektor tritt überwiegend als feste (Holzheizungen) und gasförmige Biomasse (Biogas-BHKW in Wärmenetzen) auf. Flüssige Biomasse in Form von Bioöl kommt selten vor (EnBauSa 2013). Im Gegensatz zu dem Verkehrs- und Stromsektor liegen die Energiekosten von Biomasse im Wärmesektor knapp unter denen der fossilen Energieträger. Bei den fossilen Energieträgern treten deutliche Bandbreiten auf. Im Wärmebereich ist Biomasse wirtschaftlich konkurrenzfähig. Die Ursachen sind für feste und gasförmige verschieden. Feste Biomasse wird überwiegend in Form von Scheitholz in einfachen Öfen eingesetzt. Hier entsteht nur geringer Aufwand für Beschaffung und Transformation. Die Wärme, die aus bestehenden (und EEG-geförderten) Biogasanlagen ausgekoppelt wird, ist ein Nebenprodukt der per se bereits wirtschaftlichen Stromerzeugung. Die Kosten sind hier jedoch stark von der Förderung durch das EEG abhängig.

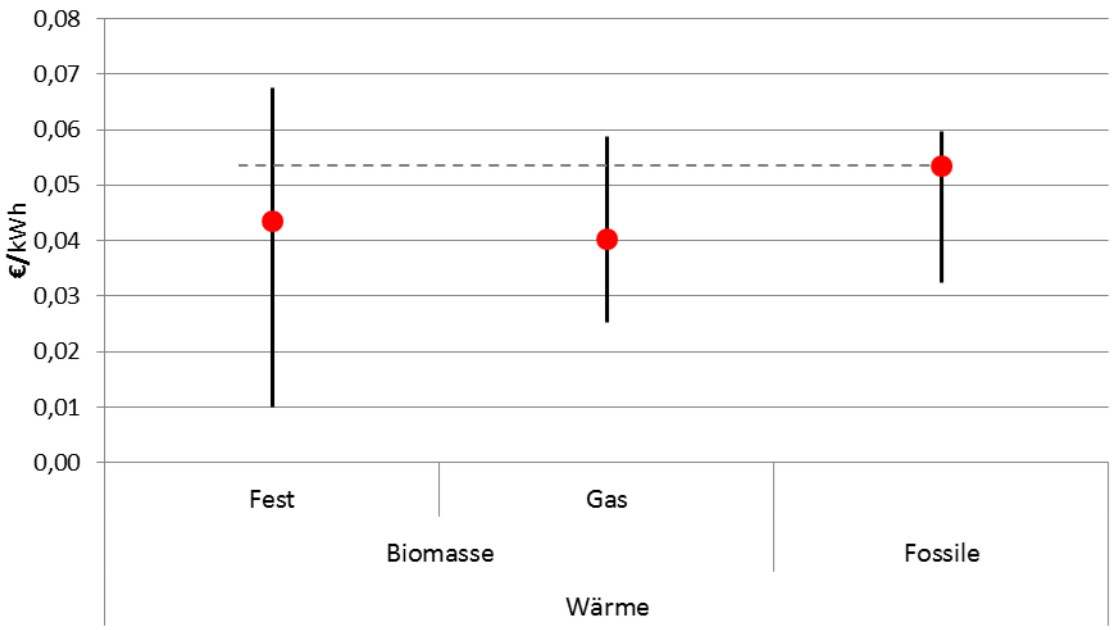


Abbildung 3.99: **Energieträgerkosten von Biomasse im Wärmesektor mit den markierten Punkten für das jeweilige arithmetische Mittel (Zusammenfassende Darstellung der Angaben in den oben beschriebenen Quellen)**

Bio-Prozesswärme im industriellen Bereich

Laut (AGEB et al. 2013) werden ca. 25 TWh und damit 5 % der benötigten industriellen Prozesswärme aus erneuerbaren Energien gewonnen. Es ist zu berücksichtigen, dass für Prozesswärme hohe Temperaturen notwendig sind. Durch KWK-Systeme (ggf. in Kombination mit Power-to-Heat) können Temperaturen von 100 – 500 °C erreicht werden (Fraunhofer IWES et al. 2015). Bei Temperaturen über 500 °C, die nicht mit KWK gedeckt werden, können biogene Festbrennstoffe eingesetzt werden. Durch direkte Holzverbrennung sind Temperaturen bis mindestens 850 °C möglich. Mittels Vergasung von Holz können noch höhere Temperaturen erreicht werden, jedoch mit erheblichen Wirkungsgradverlusten.

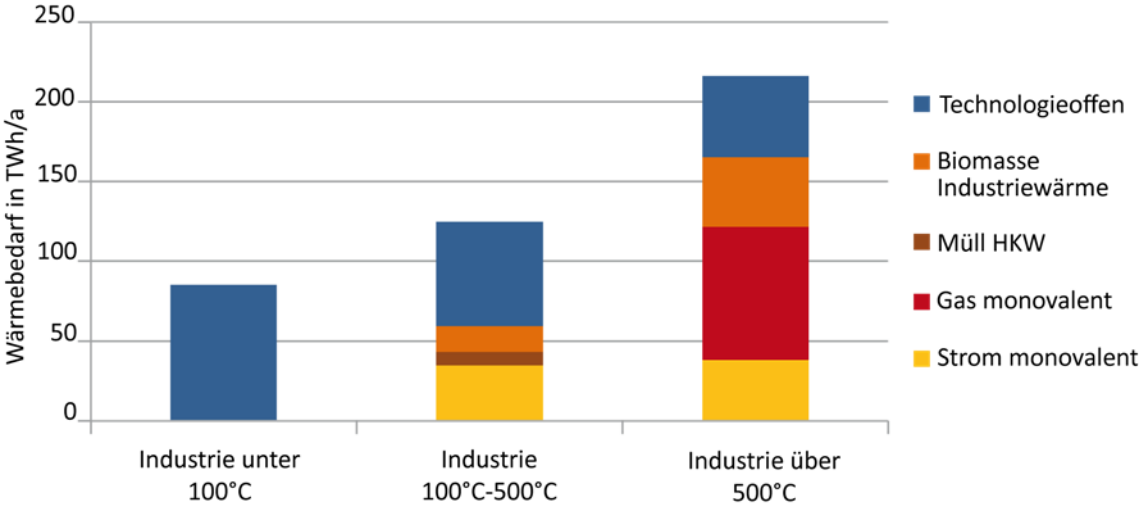


Abbildung 3.100: **Möglichkeiten zur Deckung des Wärmebedarfs (Prozesswärme und Raumwärme) in den Bereichen Industrie und GHD für Deutschland 2050 nach** (FhG IWES et al. 2015)

Zukünftige Allokation des Biomassepotenzials auf die Sektoren

Sowohl im Wärme- als auch im Verkehrssektor weist die Biomasse heute niedrigere Treibhausgasvermeidungskosten auf als viele andere regenerative Energieträger (Solarthermie, EE-Methan bzw. EE-Wasserstoff im Verkehr). Im Stromsektor kann die Biomasse dazu beitragen, das schwankende Angebot von PV- und Windenergie auszugleichen und so den Bedarf an Stromspeichern mindern.

Bei den Annahmen zur Entwicklung der Allokation der Biomasse auf die Sektoren muss eine Reihe von Faktoren berücksichtigt werden:

- Potenzial der verschiedenen Biomasseprimärenergieträger (Energiepflanzen, Holz etc.) sowie Entwicklung der Konversionskosten in die Endenergieträger (so ist die Verfeuerung von Stückholz im Kaminofen deutlich günstiger als die Vergasung zur Nutzung im CNG-Fahrzeug)
- Unterschiede in der Zahlungsbereitschaft für Bioenergie in den verschiedenen Sektoren. Diese hängt unter anderem von den Kosten der substituierten Energieträger, den Kosten und der Verfügbarkeit alternativer THG-Vermeidungsoptionen sowie von politischen Rahmenvorgaben (wie z.B. der Biokraftstoffquotenverordnung) ab.

Der heutige Einsatz und die wirtschaftliche Konkurrenzsituation der Biomasse zu fossilen Energieträgern in den unterschiedlichen Sektoren wurden im vorigen Abschnitt für die heutige Situation beleuchtet. Diese Situation kann sich jedoch zukünftig stark ändern.

So weist heute der Einsatz von Biomasse in KWK-Anlagen die höchste THG-Vermeidung auf, bei fortschreitendem Ausscheiden von fossilen Kraftwerken (insbesondere Kohlekraftwerken), tritt jedoch der Aspekt der Knappheit bzw. der Kosten von alternativen THG-Vermeidungsoptionen in Sektoren in den Vordergrund, in denen die Biomasse heute eine geringere THG-Vermeidungswirkung aufweist, so vor allem im Schwerlast- und Flugverkehr. Auch im Bereich der Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme über 500 °C, die nicht durch KWK bedient werden kann, könnte die Nachfrage nach Biomasse deutlich steigen. Eine Ableitung der optimalen Allokation der Biomasse auf die verschiedenen Sektoren kann im Rahmen dieses Projektes nicht geleistet werden. Stattdessen werden bestehende Klimaschutzszenarienstudien herangezogen, um die Allokation des Biomassepotenzials auf den Wärmesektor für die vorliegende Studie festzulegen.

Viele Klimaschutzszenarien modellieren einen Rückgang des Einsatzes von fester Biomasse in dezentralen Einzelfeuerungen. So verschiebt sich in den Klimaschutzszenarien von (Öko-Institut and Fraunhofer ISI 2014) die Struktur der Biomassenutzung von der primären Nutzung für die Strom- und Fernwärmerzeugung in öffentlichen und industriellen Kraft- und Heizwerken sowie an zweiter Stelle für die Wärmeerzeugung in privaten Haushalten hin zu einem deutlich höheren Einsatz im Verkehr. In den Klimaschutzszenarien wird im Jahr 2050 etwa die Hälfte der Biomasse für den Verkehr benötigt, entweder direkt in Form von Biokraftstoffen oder indirekt durch Umwandlung in Bioraffinerien zur Herstellung der Biokraftstoffe (Abbildung 3.101). Den zweitwichtigsten Anteil in 2050 hat die Industrie, entweder durch direkte Biomassefeuerungen in Wärmeerzeugern oder aber in Form von gekoppelter Strom- und Wärmebereitstellung in industriellen Heizkraftwerken. Für Haushalte und GHD verbleiben demnach ca. 56 TWh (200 PJ). In öffentlichen Kraft- und Heizwerken werden nur noch ca. 40 TWh Biomasse eingesetzt. Es ist zu berücksichtigen ist, dass in diesen Szenarien das nachhaltige Biomassepotenzial durch hohe Importe (von 900 PJ/a) mit insgesamt 583 TWh (2.100 PJ) deutlich höher angesiedelt wird als in anderen Szenarien (so z.B. (Nitsch et al. 2012), (FhG IWES et al. 2015)).

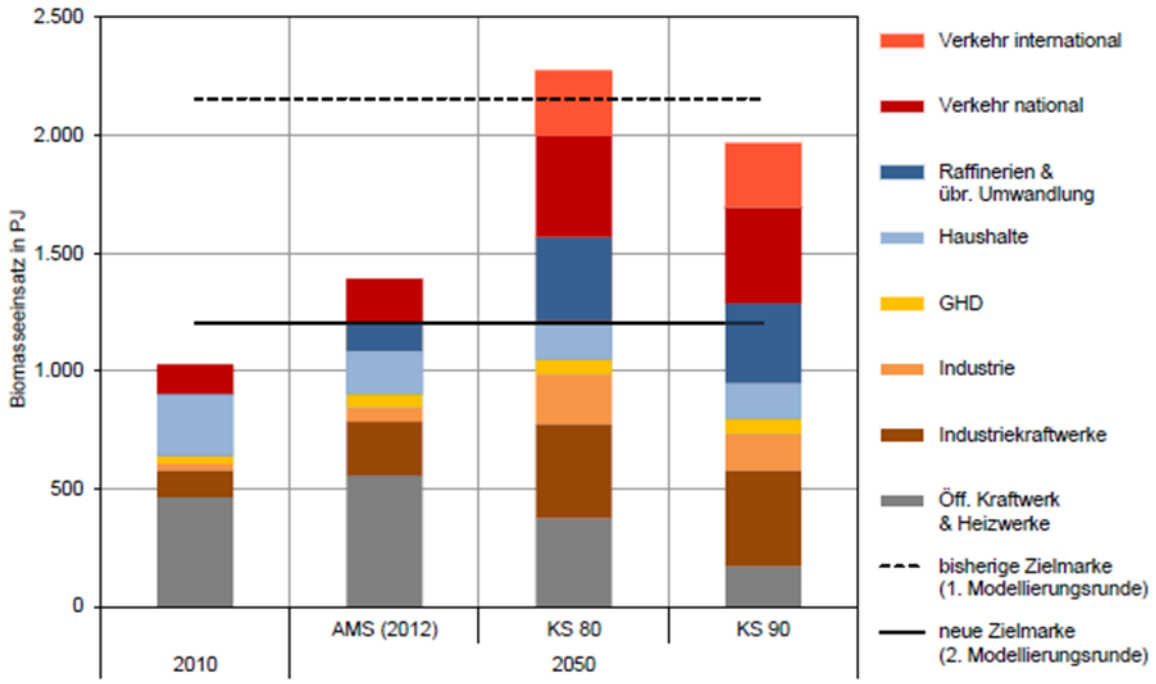


Abbildung 3.101: Struktur des Biomasseeinsatzes in den Klimaschutzszenarien im „Aktuellen Maßnahmen-Szenario" (AMS), mit 80% THG-Minderung (KS 80) und 90% THG-Minderung (KS 90) vom (Fraunhofer IWES et al. 2015)

Auch im kostenoptimierten Klimaschutzszenario von (Fraunhofer IWES et al. 2015) werden im Jahr 2050 nur noch ca. 55 TWh (200 PJ) biogene Endenergie in dezentralen Holzheizungen von privaten Haushalten und GHD eingesetzt; dieses vor allem im schlecht sanierbaren Altbaubestand und im ländlichen Raum. Die Nutzung von Bioenergie in Form von holzartiger Biomasse im Industrie-Prozesswärmebereich verdoppelt sich in dem Szenario von 30 auf 60 TWh (bzw. von 110 auf 220 PJ) in 2050.

Im Zielszenario 2050 von (Prognos et al. 2010) werden bei einem Gesamtpotential von 530 TWh (1.900 PJ) im Jahr 2050 170 TWh (605 PJ) Biomasse Primärenergie für Wärmezwecke eingesetzt; 40 TWh (144 PJ) davon für die Fern- und Nahwärmeerzeugung. Haushalte weisen hier einen Endenergieverbrauch von Holz von 40 TWh (145 PJ) und Biogas von 14 TWh (50 PJ) für Wärmezwecke auf und einen Fernwärmeverbrauch von 28 TWh (99 PJ). Für die Sektoren GHD und Industrie wird keine explizite Aufschlüsselung der jeweiligen Endenergie-Biomasseverbräuche nach Einsatzzweck vorgenommen. Mit einem Anteil der Bioenergie an der Stromerzeugung von 13 % und den Stromverbräuchen der Sektoren kann jedoch auf einen Biomasseverbrauch für Wärmezwecke im GHD Sektor von 12 TWh (43 PJ) geschlossen werden.

Das Klimaschutzszenario „Energiesystem Deutschland" geht von einem nachhaltigen Biomassepotential in Höhe von etwa 335 TWh (1.200 PJ) aus. Dieses wird im Szenario komplett für Hochtemperaturprozesswärme verwendet.

Auch die Autoren dieser Studie vertreten die Auffassung, dass das Potenzial des Biomasseeinsatzes im Niedertemperaturbereich durch die Nachfrage der anderen Sektoren deutlich begrenzt wird und Steigerungen über die heutige Nutzung hinaus lediglich im Bereich der biogenen Nah- und Fernwärmeversorgung möglich sind, nicht jedoch im Bereich der dezentralen Biomassefeuerung in Haushalten.

In den vergangenen Jahren lag der Beitrag der Biomasse (inklusive des biogenen Anteils im Abfall) am Endenergieverbrauch für Wärme (AGEE Stat, 2015) bei 120-125 TWh (440-450 PJ) – dies umfasst den Hoch- und Niedertemperaturbereich. Betrachtet man nur den Einsatz fester Biomasse in Haushalten und in holzgespeisten Wärmenetzen, die beide eindeutig dem Niedertemperaturbereich zuordenbar sind, so waren dies 65 TWh (225 PJ) Endenergie. Da ferner zu erwarten ist, dass auch im GHD- und Industriesektor Biomasse zur Erzeugung von

Niedertemperaturwärme zum Einsatz kommt, dürfte der heutige Niedertemperaturwärmeeinsatz in der Größenordnung von rund 90 TWh (324 PJ) Endenergie liegen.

Aufgrund der oben beschriebenen Treiber und Hemmnisse wird für das zukünftige Potenzial der dezentralen Biomassefeuerungen zur Raumtemperierung und Warmwasserbereitung keine weitere Steigerung erwartet.

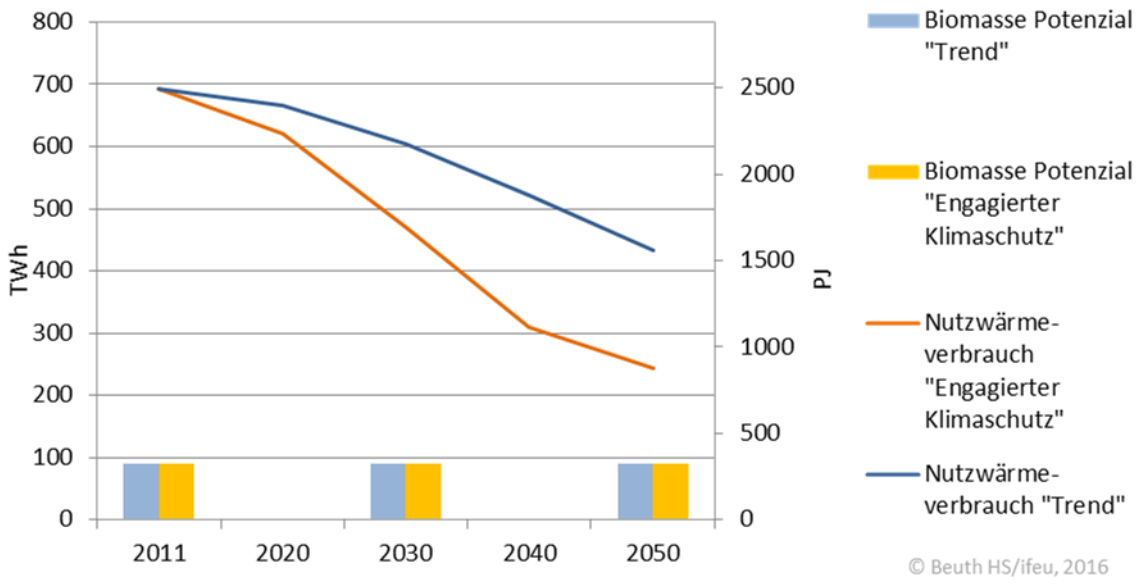


Abbildung 3.102: Potenziale für Biomasse im Wohngebäudebestand im Verhältnis zur Entwicklung des Wärmebedarfs

3.8 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Bestand von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird dominiert von Großanlagen. 0,2 % der Anlagen stellen 65,8 % der Leistung bereit. Die Potenziale für große KWK-Anlagen sind eng an das Ausbaupotenzial von Wärmenetzen gekoppelt, da sie für die Verteilung der Wärme stets ein Wärmenetz benötigen. Das Potenzial solcher Anlagen wird in Kapitel 3.2 behandelt. Dagegen werden in diesem Kapitel dezentrale KWK-Anlagen für die Objektversorgung untersucht.

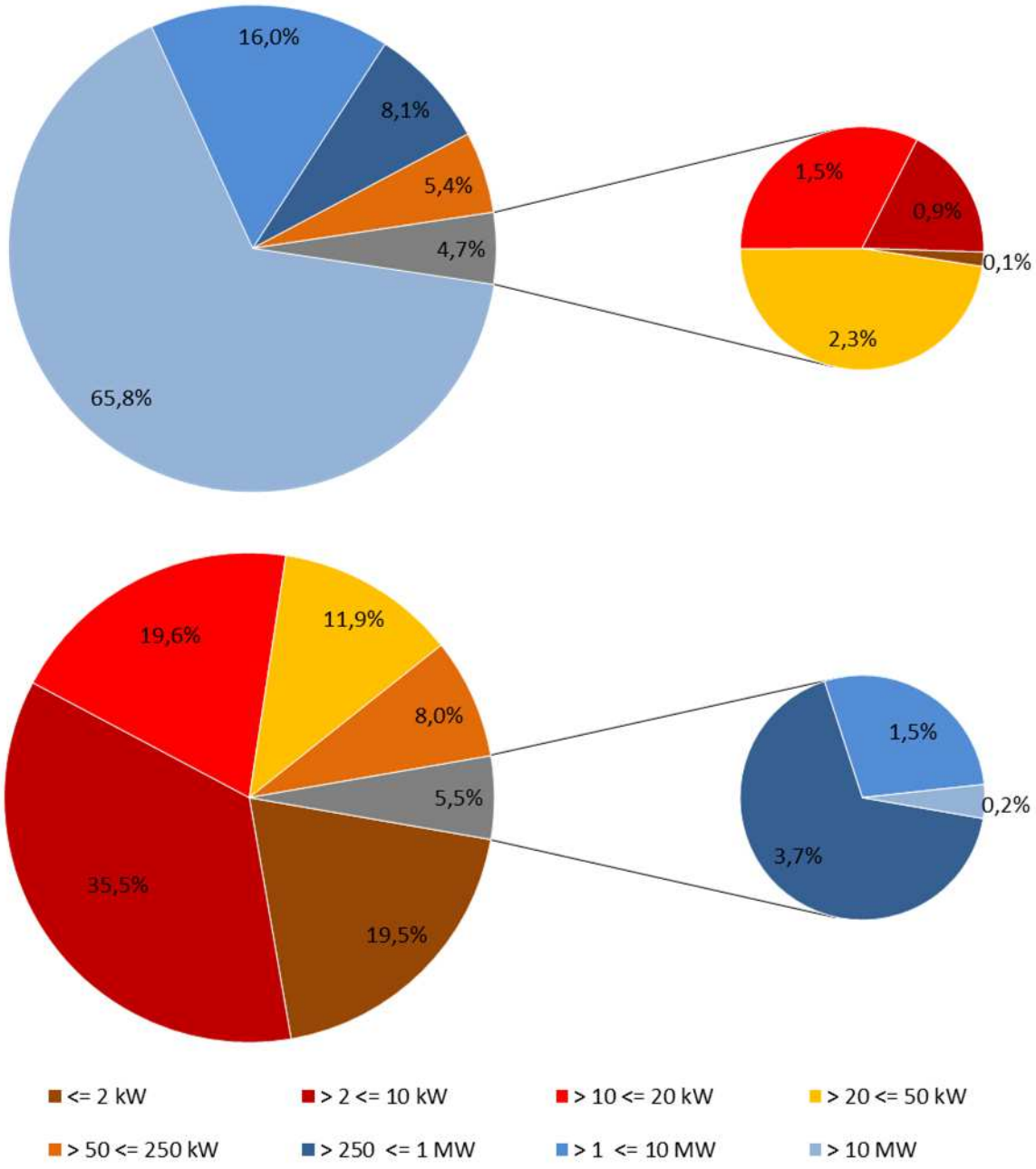


Abbildung 3.103: Beim BAFA zugelassene KWK-Anlagen 2014 oben: installierte elektrische Leistung unten: Anzahl der installierten Anlagen (BAFA 2015)

Das technische Angebotspotenzial der Objekt-KWK unterliegt heute praktisch keinen Einschränkungen, da die Anlagen in der Regel mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, die wenigstens mittelfristig zur Verfügung stehen. Da davon auszugehen ist, dass künftig die Wärmeversorgung stärker dekarbonisiert wird, kann sich die Verfügbarkeit von biogenen Brennstoffen zu einer angebotsseitigen Restriktion für den KWK-Ausbau herauskristallisieren. Andererseits könnte das verfügbare Biomassepotenzial gegebenenfalls zu Gunsten von KWK-Anlagen von den weniger effizienten dezentralen Feuerungsanlagen und Heizwerken abgezogen werden.

Das technische Nachfragepotenzial dezentraler KWK-Anlagen wird durch die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme bzw. durch die Verfügbarkeit geeigneter Senken beschränkt. Während die Wärmesenken in Gebäuden starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, fehlt es in Wohngebäuden meist an hinreichenden kontinuierlichen Stromsenken.

In (Prognos/IREES 2014) wurde eine „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse“ für KWK-Anlagen durchgeführt. Für die Kosten-Nutzen-Analyse wurden die Kosten für die KWK-Anlagen zum einen mit einem Gaskessel und zum anderen mit einem kleineren Gaskessel inkl. einer verbesserten Wärmedämmung des Gebäudes verglichen. Dabei wurden betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Kostenrechnungen mittels einer Kapitalwertanalyse untersucht. Die Analyse wurde getrennt für private Haushalte, GHD und Industrie durchgeführt. Im Bereich Wohnen wurden vier Ein- und acht Mehrfamilienhäuser untersucht. Für Einfamilienhäuser ist sowohl die volkswirtschaftliche als auch die betriebswirtschaftliche Betrachtung unvorteilhaft. Bei Mehrfamilienhäusern ist stets eine bessere Wirtschaftlichkeit gegeben. Dies liegt vor allem an den geringeren spezifischen Investitionskosten der größeren BHKW-Anlagen. Für den GHD-Bereich zeigt sich, dass der Einsatz von KWK-Anlagen volkswirtschaftlich betrachtet für ein Krankenhaus einen Vorteil gegenüber den Referenzanlagen aufweist. In Bürogebäuden und Gewerbebetrieben traten jedoch Mehrkosten von 15 bis 50 % auf. Betriebswirtschaftlich betrachtet, sind die Kapitalwerte des Krankenhauses und des Gewerbebetriebs deutlich vorteilhaft gegenüber der Option Gaskessel. Im Bürogebäude belaufen sich die anzusetzenden Mehrkosten auf rund 40 %. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Wirtschaftlichkeit stark von dem zu versorgendem Objekt abhängig ist. Der energetische Gebäudezustand sowie die Eigennutzungsquote für den erzeugten Strom spielen die entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Die Ergebnisse aus der Kosten-Nutzen-Analyse dienten als Grundlage für die Potenzialanalyse. Dabei wurden die Kategorien Fernwärme-KWK (umfasst Fern- und Nahwärmesysteme) und Objekt-KWK (umfasst die Einzelobjektversorgung ohne Wärmenetz) unterschieden. Teilweise kommt es jedoch zu Überschneidungen, wenn z.B. einzelne Objekt-KWK-Anlagen in einem wirtschaftlichen Fernwärmegebiet liegen. Eine genaue Abgrenzung der Objekt-KWK zur Fernwärme-KWK wurde nicht angestellt.

Die in (Prognos/IREES 2014) durchgeführte Potenzialanalyse im Bereich der Fernwärme-KWK basiert auf einer Detailanalyse von 41 Modellstädten verschiedener Stadtkategorien resultieren, um unterschiedliche Siedlungsgegebenheiten zu berücksichtigen. Für die Modellstädte wurden die KWK-Potenziale berechnet und auf die Gesamtheit der jeweiligen Kategorien hochskaliert, woraus sich durch Multiplikation der Wärmemengen mit den wirtschaftlichen Anteilen der Stadtkategorien das Fernwärme-KWK Potenzial in Deutschland ableiten lässt. Für die Ableitung der Potenziale der Objekt-KWK werden Gebäude betrachtet, die außerhalb der Cluster für die Fernwärme-KWK befinden und die Gebäude, die für eine Versorgung mit Fernwärme-KWK betriebs- und volkswirtschaftlich nicht wirtschaftlich sind. Die Potenziale wurden für private Haushalte und GHD wurden für Anschlussgrade von 45 % und 90 % ermittelt. Volkswirtschaftliches Potenzial meint in diesem Zusammenhang keine Berücksichtigung relevanter Steuern, Abgaben und Förderungen. Hingegen zeigt das betriebswirtschaftliche Potenzial alle relevanten steuerlichen Rahmenbedingungen ebenso wie variierende Zinsansätze.

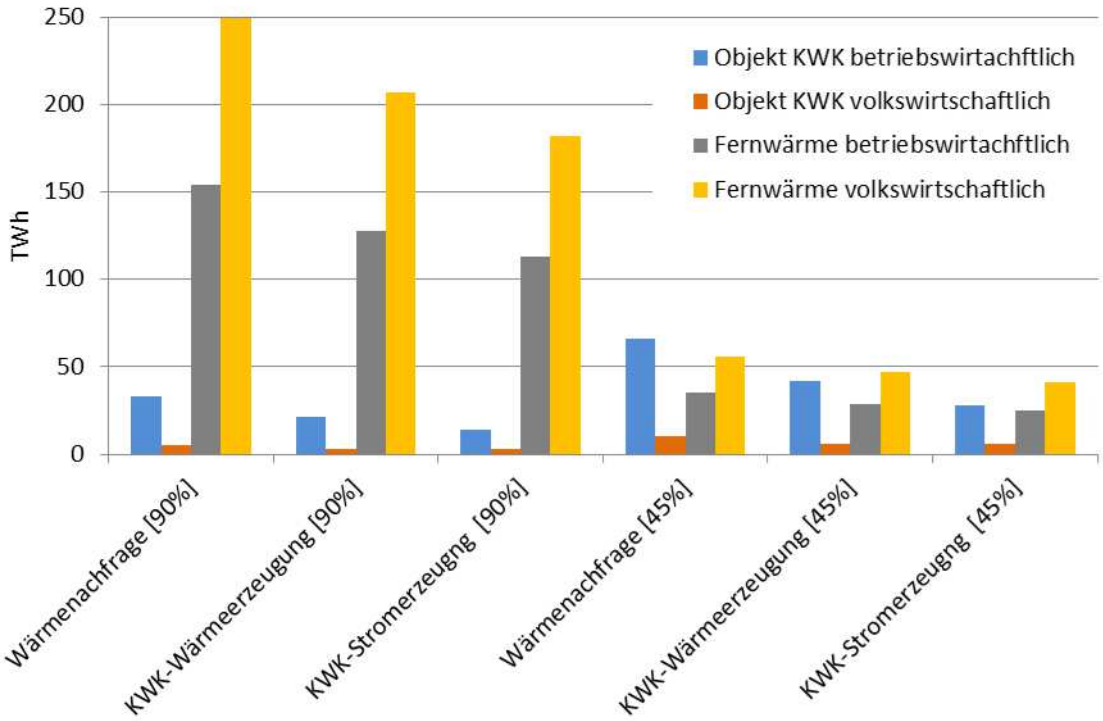


Abbildung 3.104: Ergebnisse der Potenzialanalyse in Deutschland für Objekt- und Fernwärme-KWK mit unterschiedlichen Anschlussgraden (Prognos/IREES 2014)

Das Potenzial der Fernwärme-KWK lässt sich bei einem Anschlussgrad von 90 % gegenüber einem Anschlussgrad von 45% um Faktor 4 steigern. Dabei ist die Hälfte des Potenzials den Städten mit mehr als 150 Tsd. Einwohnern zuzuordnen. Anders ist es bei den Objekt-KWK. Hierbei verdoppelt sich das Potenzial, wenn sich der Anschlussgrad von 90 % auf 45 % reduziert.

Potenziale für die Objekt-KWK in Ein- und Mehrfamilienhäusern

Im Zuge einer Masterarbeit „Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden“ wurde das technisch-wirtschaftliche Potenzial der KWK-Anlagen auf Grundlage unterschiedlicher Sanierungszustände der Wohngebäude ermittelt (Böttcher 2016). Dabei wurden die Herstellerangaben verschiedener konkreter KWK-Anlagen verwendet, um diese KWK-Anlagen mit einem herkömmlichen Gas-Kessel zu vergleichen. Da in Wohngebäuden der Wärmebedarf in der Regel höher ist als der Strombedarf, wird die wärmegeführte Betriebsweise für die Untersuchung angenommen. Zusätzlich benötigte Wärme wird über einen Spitzenlastkessel zur Verfügung gestellt.

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit wurde ein von GEMOD unabhängiges Berechnungstool aufgebaut, das vorab ermittelte Lastgänge stundengenau auswertet. Die durchgeführte ökonomische Bewertung erfolgt über den Vergleich des jeweiligen internen Zinsfußes der anlagenspezifischen Investition und der Betriebs- und Verbrauchskosten.

Als Grundlage dienen Kosten der gemäß BAFA förderfähigen KWK-Anlagen bis einschließlich 20 kW_{el}. Nachfolgende Abbildung 3.105 zeigt den Aufbau des Berechnungstools.

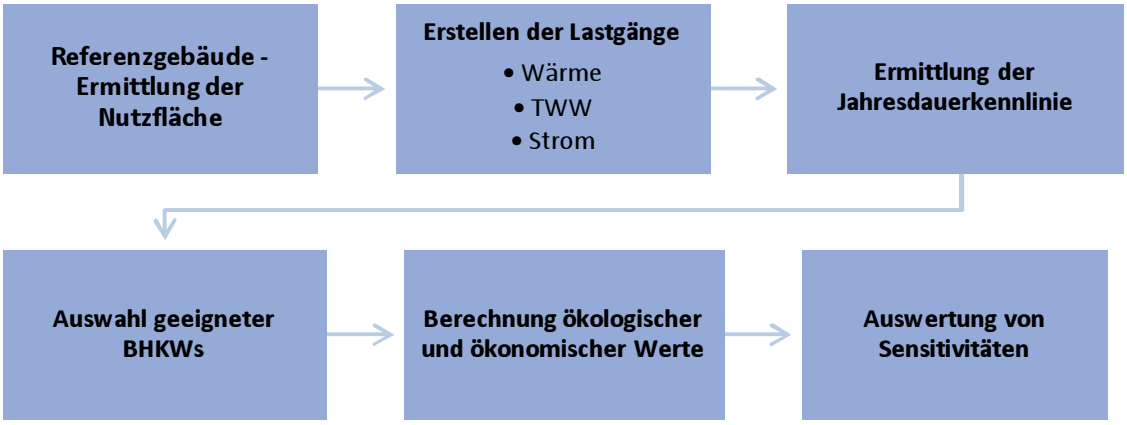


Abbildung 3.105: Aufbau des Berechnungstools

Die zugrunde gelegten Referenzobjekte für EFH und MFH wurden der vorrangegangenen Studie „Dämmpotenzial" (Beuth HS/ifeu 2015) entnommen. Zur Berechnung der Lastgänge wird der Mittelwert der Nutzfläche über alle Wohnungsbauten mit der jeweiligen Klassifizierung (entweder EFH oder MFH) verwendet.

Mit den gebäudetypischen Lastgängen und den Herstellerangaben bislang geförderter BHKWs lassen sich die Voll- und Teillaststunden, die Vollbenutzungsstunden, die Höhe der Wärme- und Stromerzeugung (Eigennutzung und Einspeisung) bestimmen.

In der anschließenden Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Einnahmen und Ausgaben unter Berücksichtigung der in Tabelle 3.22 aufgeführten Größen ermittelt.

Einnahmen/Erlöse	Ausgaben
▪ Vermiedene Stromkosten	▪ Investitionskosten
▪ Vermiedener Brennstoffbedarf	▪ Zusatzkosten Strom
▪ Erlöse durch Stromeinspeisung	▪ Brennstoffkosten BHKW
▪ Energierückerstattung	▪ Brennstoffkosten Zusatzkessel
▪ Förderung BAFA/ KfW	▪ Instandhaltungskosten
▪ KWK Förderung	

Tabelle 3.22: Berücksichtigte Größen der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalyse für die Objekt-KWK

Zur Ermittlung der wirtschaftlichsten Anlagen wurden unterschiedliche BHKW mit optimalem Teillastverhalten und optimaler Speichergröße ausgewertet. Die Auswertungen erfolgten über sechs Sanierungszustände.

Die Ergebnisse zeigen, dass für die gesetzten Parameter, auch für das unsanierte EFH, keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Weiter zeigen die Auswertungen, dass die CO_2-Einsparung mit schlechterem Sanierungszustand zunimmt.

Bei Mehrfamilienhäusern bieten sich unter bestimmten Rahmenbedingungen und Entwicklungen (Strom-, Wärmepreise, Investitionskosten, Wärmenachfrage) in Einzelfällen durchaus sinnvolle Einsatzgebiete. Aufgrund fortschreitender Effizienzmaßnahmen wird die Anzahl geeigneter MFH zukünftig abnehmen. Daher wird bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen keine grundsätzliche Steigerung des Potenzials für Objekt-KWK gesehen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Objekt-KWK bei Einfamilienhäusern bei den derzeitigen, aber auch bei in gewissen Grenzen variierenden Rahmenbedingungen in der Breite nur geringe wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten bietet.

Die angestellten Wirtschaftlichkeitsanalysen bestätigen das auch schon in (Prognos/IREES 2014) beschriebene Vorgehen. Die Objekt-KWK wird in der Langfristperspektive bis 2050 im Rahmen der hier angestellten Untersuchungen als von geringer Bedeutung eingestuft.

3.9 Zusammenfassung der Potenziale

Tabelle 3.23 zeigt die Zusammenstellung der ermittelten Potenziale.

		2030		2050	
		technisch	wirt-schaftlich	technisch	wirt-schaftlich
		in TWh		in TWh	
Wärmepumpen	Trend	260	67*	242	143*
	eK	267	66*	176	122*
Biomasse	Trend	90		90	
	eK	90		90	
Solarthermie	Trend	120		108	
	eK	98		73	
Bestehende Wärmenetze	Trend		82		82
	eK				
Neue Nahwärmenetze	Trend		116		46
	eK		56		7
Solare Nahwärme in Wärmenetzen	Trend		13		16
	eK		7		2
Tiefengeothermie in Wärmenetzen	Trend		13		9
	eK		10		5

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 3.23: Zusammenstellung der Einzelpotenziale von erneuerbaren Energien
***durch den max. Aufwuchs des WP-Marktanteils begrenzt**

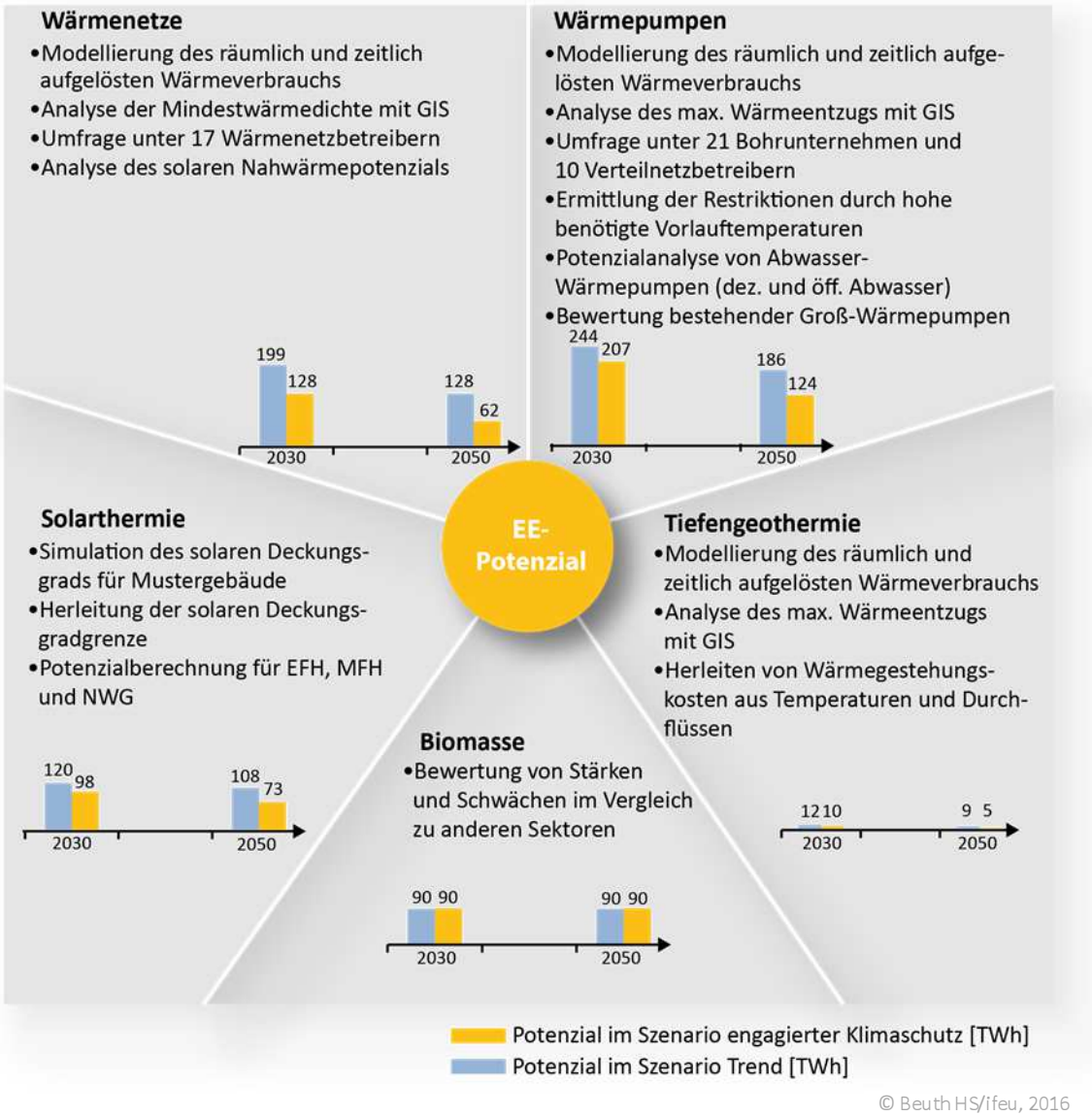


Abbildung 3.106: Methoden und Ergebnisse der Untersuchung der einzelnen EE-Potenziale

4 Primärenergiefaktoren von Strom und Wärmenetzen

4.1 Strom- und Netzszenarien

Bei der Erstellung von Zukunftsszenarien und der Auswertung der Berechnungsergebnisse müssen die vorgesehenen Energieträger hinsichtlich ihres Primärenergieaufwands und ihrer Treibhausgasemissionen bewertet werden. Für Anlagen mit nur einem Energieträger können die erforderlichen spezifischen Faktoren physikalisch bzw. durch Lebenszyklusanalysen hergeleitet werden. Bei der Bewertung von elektrischem Strom und Fernwärme ist die Kenntnis des Energieträgermix´, der bei der Erzeugung eingesetzt wurde, unabdingbar. Dieser Mix wiederum variiert je nach der grundlegenden Ausrichtung der Szenarien. So kann bei einer geringeren Gesamtnachfrage ein höherer Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Auch sind die Annahmen für den Ausbau von erneuerbarem Strom in den Szenarien unterschiedlich. Im Folgenden wird der jeweilige Energieträgermix für vier Szenarien beschrieben und die entsprechenden Primärenergie- und Emissionsfaktoren hergeleitet.

Szenario 1:

Trendgemäße Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs und verstärkte Nutzung von Solarthermie und Biomasse (Kürzel: Trend/EE-Wärme)

Getroffene Annahmen:

- Verlangsamter Zubau von EE-Strom aus Wind und Sonne
- Fortgeführter Betrieb der bestehenden KWK-Anlagen
- Vermehrter Einsatz von Biomasse (Holz) in großen KWK-Anlagen
- Schrittweiser Abbau von Kohle-Kraftwerken
- Langsamer Zubau von GuD-Kraftwerken
- Ausbau der Objekt-KWK auf einem geringen Niveau
- Langsamer Ausbau von Quartiersnetzen mit Speisung durch Biomasse-KWK, Tiefengeothermie oder Solarthermie sowie Gaskesseln

Szenario 2:

Trendgemäße Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs und verstärkte Nutzung von Strom in Wärmeanwendungen (Kürzel: Trend/EE-Strom)

Getroffene Annahmen:

- Fortführung des derzeitigen Zubaus von EE-Strom aus Wind und Sonne
- Großspeicher
- Fortgeführter Betrieb der bestehenden KWK-Anlagen
- Schrittweiser Abbau von Kohle-Kraftwerken
- Verstärkter Zubau von GuD-Kraftwerken
- Verstärkter Ausbau der Objekt-KWK
- Vermehrter Einsatz von Großwärmepumpen in bestehenden Netzen
- Langsamer Ausbau von Quartiersnetzen mit Speisung durch Großwärmepumpen, Tiefengeothermie oder Elektrodenkesseln sowie Gaskesseln

Szenario 3:

Engagierte Senkung des Nutzwärmeverbrauchs und verstärkte Nutzung von Solarthermie und Biomasse (Kürzel: e.K./EE-Wärme)

Getroffene Annahmen:

- Verlangsamter Zubau von EE-Strom aus Wind und Sonne
- Sukzessive Abbau der bestehenden KWK-Anlagen
- Vermehrter Einsatz von Biomasse (Holz) in großen KWK-Anlagen
- rascher Abbau von Kohle-Kraftwerken
- Langsamer Zubau von GuD-Kraftwerken
- Ausbau der Objekt-KWK auf einem geringen Niveau
- Sukzessiver Abbau der bestehenden KWK-Anlagen
- Dynamischer Ausbau von Quartiersnetzen mit Speisung durch Biomasse-KWK, Tiefengeothermie oder Solarthermie sowie Gaskesseln

Szenario 4:

Engagierte Senkung des Nutzwärmeverbrauchs und verstärkte Nutzung von Strom in Wärmeanwendungen (Kürzel: e.K./EE-Strom)

Getroffene Annahmen:

- Fortführung des derzeitigen Zubaus von EE-Strom aus Wind und Sonne
- Großspeicher
- Fortgeführter Betrieb der bestehenden KWK-Anlagen
- Schrittweiser Abbau von Kohle-Kraftwerken
- Verstärkter Zubau von GuD-Kraftwerken
- Mäßiger Ausbau der Objekt-KWK
- Vermehrter Einsatz von Großwärmepumpen in bestehenden Netzen
- Langsamer Ausbau von Quartiersnetzen mit Speisung durch Großwärmepumpen, Tiefengeothermie oder Elektrodenkesseln sowie Gaskesseln

4.2 Primärenergiefaktoren für elektrischen Strom

Die Bewertung mit Primärenergiefaktoren stößt für Szenarien, die weit in die Zukunft reichen, an ihre Grenzen. Sowohl in den Szenarien, die einen verstärkten Einsatz von Biomasse vorsehen, als auch in jenen, in denen Strom dominiert, geht der Primärenergiefaktor gegen Null. Daraus kann jedoch nicht gefolgert werden, dass die eingesetzte Energie keinen Wert hat oder beliebig einsetzbar sei. Biomasse wie auch EE-Strom werden auch künftig knappe Güter sein, die effizient eingesetzt werden müssen. Dies wird umso klarer, wenn die Sektoren Industrie und Verkehr in den Betrachtungshorizont einbezogen werden, die ebenfalls auf diese Energieträger angewiesen sein werden.

Berechnungstool für den Primärenergiefaktor von Strom und Netzwärme

Zur Berechnung der Entwicklung des Primärenergiefaktors von Strom wurde und Netzwärme wurde ein Rechentool erstellt. Es berechnet sowohl den nicht erneuerbaren als auch den erneuerbaren Primärenergiefaktor sowie die Treibhausgasemissionen. Der Primärenergiefaktor für Strom und Wärme wird dabei nach der exergetischen Allokation aufgeteilt. Wir wählen die exergetische Allokation, da bei den anderen üblichen Verfahren, insbesondere der Stromgutschriftmethode, der Strom heute einen sehr großen Anteil der Umweltlast übernimmt, mit stark steigendem Anteil Stroms aus erneuerbarer Energien das Verfahren aber an seine methodischen Grenzen stößt, da kaum noch fossile Primärenergie bei der Stromerzeugung verdrängt wird. Die exergetische Allokation führt nicht zu vergleichbaren Artefakten wie die Stromgutschriftmethode mit heute zum Teil negativen Primärenergiefaktoren, die dann per definitionem auf 0 gesetzt werden und stellt ein für die Bewertung von Szenarien mit hohem Anteil von Wärmepumpen (die die Exergie des Stromes effizient nutzen können) geeignetes Verfahren dar. Auch die AGFW verwendet die exergetische Allokation in der FW 309-Teil 6 (Berechnung von CO2-Emissionen) zusammen mit der Arbeitswertmethode und plant eine Umstellung von FW 309 Teil 1 auf exergetische Allokation (Veröffentlichung des Gelbdrucks zur FW 309 Teil 1).

Ausgangspunkt für die Berechnungen ist die Situation der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2013 (Eurostat 2015).

Die wesentlichen Spezifika beschreibt nachfolgende Auflistung:

- Bezugsgröße ist der Stromverbrauch beim Endverbraucher. Die Strommenge ergibt sich aus statistischen Werten (Eurostat 2015):
    - Netto-Produktionsmenge ab Kraftwerk (inkl. Pumpspeicher)
    - Import
    - Export
    - Netz-Verlusten
    - Strom für Pumpspeicher
- Die Berechnung der Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke ergibt sich aus
    - Brutto-Produktion aus (Eurostat 2015)
    - Eigenenergieverbräuche der Kraftwerke aus (destatis 2015b) (inkl. erneuerbare Energien)
    - Berechnung der Netto-Anteile bzw. der Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke
- Ermittlung des Brennstoffbedarfs/Energieinputs der Kraftwerke (alloziert auf Strom)
    - Elektrischer Brutto-Wirkungsgrad aus (Eurostat 2015) berechnet
    - Thermischer Netto-Wirkungsgrad aus (Eurostat 2015) berechnet
    - Berechnung des Brennstoffbedarfs für Strom unter Berücksichtigung der Allokationsmethode (Exergie Fernwärme = 0,201)
- Zwischenergebnis Wirkungsgrad der Kraftwerke (alloziert)
- Berechnung des kumulierten Energieaufwands (KEA)
    - Spezifische KEA erneuerbar und KEA nicht erneuerbar für die Bereitstellung der Brennstoffe aus dem ifeu-Strommaster
    - Über Brennstoffeinsatz und brennstoffspezifische KEA ergibt sich der Gesamt-KEA

- Abschätzung der Treibhausgasemissionen
    - Spezifische THG aus Verbrennung in Kraftwerken
    - Spezifische THG für die Bereitstellung der Brennstoffe
    - Brennstoffeinsatz und brennstoffspezifische Verbrennungs- bzw. Bereitstellungs-Emissionen ergeben die Treibhausgasemissionen
- Ergebnisse: Primärenergiefaktor (PEF) erneuerbar und nicht erneuerbar sowie Treibhausgasemission (THG) mit anschließender Normierung des KEA auf ex-/importbereinigten Stromverbrauch

Berechnung des Primärenergiefaktors von Strom

Bei der Festlegung des nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktors Strom werden je nach Fragestellung unterschiedliche Methoden angewendet. In der EnEV wird entsprechend den jahresbilanziellen Anteilen der unterschiedlichen Erzeuger an der Stromproduktion ein jahresdurchschnittlicher Primärenergiefaktor für Strom angesetzt und zur Bewertung von Wärmepumpen und Hilfsstrombedarf angewendet. Dieses Vorgehen hat den Vorteil der Einfachheit und guten Praktikabilität. Bei stark steigendem Anteil von Wärmepumpen an der Stromerzeugung stellt sich jedoch zunehmend die Frage eines kausalen Zusammenhanges: inwiefern wird der Betrieb und der damit verbundene Primärenergieverbrauch bestimmter Kraftwerke durch den charakteristischen zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage von Wärmepumpen verursacht und ist damit speziell Wärmepumpen anzulasten? Durch eine solche differenzielle Betrachtung bzw. kausale Zuordnung eines Primärenergiefaktors für Wärmepumpenstrom, könnte durch die EnEV der Zubau von Wärmepumpen so gesteuert werden, dass das gesamte Energieversorgungssystem bestehend aus Wärme- und Stromversorgungssystem primärenergetisch optimiert wird.

Ein solches Vorgehen ist gegenüber der bestehenden Bewertung deutlich komplexer: ein kausal festgelegter Primärenergiefaktor Strom hängt von der individuellen Steuerstrategie der Wärmepumpe sowie von der Zusammensetzung der Regenerativstrom-Kraftwerke, die für die Stromversorgung von Wärmepumpen zugebaut werden, ab. (Oehsen et al. 2014) verglichen den kausalen Primärenergiefaktor Strom von Wärmepumpen bei Zubau von Windenergiekapazitäten zur Stromversorgung der Wärmepumpen mit denen der Fälle, in denen PV-Anlagen sowie keine erneuerbaren Stromerzeuger zugebaut wurden.

Um die Unterschiede im Primärenergiefaktor Strom zwischen den untersuchten Szenarien genau zu bestimmen, müssten die Unterschiede in der Entwicklung des Kraftwerksparks mithilfe einer Kraftwerkszubauoptimierung berechnet werden, was jedoch im Rahmen des Projektes nicht möglich ist.

Für die vier Szenarien muss stattdessen auf die Ergebnisse bestehender Kraftwerkszubau- und Einsatzoptimierungen zurückgegriffen werden und Unterschiede zwischen den Szenarien durch eigene Abschätzungen ermittelt werden. Im Folgenden wird zudem der Ansatz der EnEV mit jeweils jahresdurchschnittlichem Stromprimärenergiefaktor, welcher sich aus dem Jahresstrommix errechnet, verfolgt.

Bei der primärenergetischen Bewertung der Fernwärme wird die Wärmeerzeugung aus KWK mittels exergetischer Allokation auf Strom und Fernwärme aufgeteilt. Die Einspeisung aus Elektrodenkesseln wird mit Null bewertet, da es sich um andernfalls nicht verwendbaren Strom handelt, der Stromverbrauch von Großwärmepumpen wird mit dem Stromprimärenergiefaktor bewertet, die solarthermische sowie geothermische Einspeisung wird ebenfalls vereinfacht mit Null bewertet.

Als Grundlage für die Ableitung der Anteile fossiler und regenerativer Erzeuger an der Stromproduktion werden die Ergebnisse des Klimaschutzszenarios 95 von (Fraunhofer IWES et al. 2015) herangezogen und für die Szenarien jeweils so angepasst, dass sie qualitativ die Veränderungen in der Kraftwerksparkzusammensetzung und Stromerzeugung, die charakteristisch für die Szenarien ist, widerspiegeln. Die Wahl des Klimaschutzszenarios 95, welches im Jahr 2050 eine 95%ige Treibhausgas-Einsparung erreicht, ist durch die Notwendigkeit einer Steigerung des Ambitionsniveaus zum Erreichen des 1,5 Grad Zieles begründet. Im

Klimaschutzszenario 95 ist der Stromsektor fast vollständig dekarbonisiert, da die Emissionen aus Industrie und Landwirtschaft aus heutiger Sicht nicht oder nur kostspielig auf Null abgesenkt werden können. Lediglich 13,1 TWh werden im Szenario 2050 noch durch fossile Gaskraftwerke erzeugt. Die Gesamtstromerzeugung steigt gegenüber heute deutlich, und zwar auf knapp 760 TWh an, da synthetische Kraftstoffe im Verkehr benötigt werden und gleichzeitig eine deutliche Elektrifizierung der Wärmeversorgung stattfindet. Dabei kommen 75% der Stromerzeugung aus Windenergie (567 TWh), 16% aus PV, der Anteil der fossilen Erzeugung beträgt lediglich 1,7%, so dass der durchschnittliche nicht-erneuerbare Stromprimärenergiefaktor im Szenario auf 0,16 absinkt. Im Klimaschutzszenario 95 spielen Wärmepumpen für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden eine große Rolle. Ihr Stromverbrauch für die Versorgung von Haushalten, GHD und Industrie beträgt 62 TWh. Hinzu kommt ein Stromverbrauch von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln von 14 TWh in Fernwärmenetzen.

Ergebnisse für 2030

Die Stromerzeugung 2030 im Klimaschutzszenario 95 ist durch das fast komplette Ausscheiden von Braunkohlekraftwerken geprägt, auch die Steinkohleerzeugung geht deutlich zurück. Der Rückgang wird zum Teil durch eine höhere Stromerzeugung aus Gaskraftwerken kompensiert und durch eine starke Zunahme der erneuerbaren Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien an der inländischen Netto-Stromerzeugung beträgt 73,5%. Es werden 22 TWh aus dem Ausland importiert, für die angenommen werden, dass sie in der Zusammensetzung vergleichbar mit der inländischen Stromerzeugung sind.

Trend/EE-Wärme

Der Stromverbrauch für dezentrale Wärmepumpen und Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln im Szenario Trend-WP 2030 liegt 33 TWh über dem Stromverbrauch für Wärmezwecke im KS95, die wiederum zu gleichen Teilen aus flexibler Biomasse, Gaskraftwerken, Steinkohle sowie PV und Wind geliefert werden. Biomasse erzeugt in diesem Szenario 45 TWh Strom, überwiegend im KWK-Betrieb. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,79. Der resultierende THG-Wert beträgt 235g/kWh.

Trend/EE-Strom

Der Stromverbrauch für dezentrale Wärmepumpen und Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln im Szenario Trend-WP 2030 liegt 46 TWh über dem Stromverbrauch für Wärmezwecke im KS95. Die zusätzlich benötigte Stromerzeugung wird auch hier zu gleichen Teilen aus Biomasse, Gaskraftwerken, Steinkohle sowie Wind und PV bereitgestellt. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,86.

e.K./EE-Wärme

In diesem Szenario liegt der Stromverbrauch 25 TWh höher als im KS 95, Auch hier wird der Strommehrverbrauch zu gleichen Beiträgen aus Steinkohle, Gaskraftwerken, Biomasse, PV und Wind gedeckt. Der Fernwärmeeinsatz ist hier mit 116,3 TWh ebenfalls recht hoch. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,78. Der resultierende THG-Wert beträgt 232g/kWh.

e.K./EE-Strom

Der Stromverbrauch für dezentrale Wärmepumpen und Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln im Szenario Trend-WP liegt 40 TWh über dem Stromverbrauch für Wärmezwecke im KS95. Diese werden zu gleichen Anteilen aus Biomasse, Gaskraftwerken, Steinkohle sowie Wind und PV bereitgestellt. Die Wärmebereitstellung aus Fernwärme liegt bei nur 19,8 TWh. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,8.

Ergebnisse für 2050

Trend/EE-Wärme

In diesem Szenario liegt der Stromverbrauch von dezentralen Wärmepumpen und zentralen Wärmepumpen und Elektrodenkesseln um 10 TWh unter dem Stromverbrauch dieser Anwendungen im KS 95. Da hier Gaskraftwerke und Biomasse im KWK-Betrieb einen bedeutenden Anteil der Wärmeversorgung bereitstellen, schlägt sich der erniedrigte Bedarf an Stromerzeugung bei den benötigten Wind- und PV-Kapazitäten nieder. Bei beiden kann die Stromerzeugung um 14,5 TWh erniedrigt werden. Wie bereits erwähnt, wirken sich solche Kapazitätseinsparungen wegen des geringen primärenergetischen Anteils der Herstellungsaufwendungen von Wind- und PV-Anlagen nicht positiv auf den Stromprimärenergiefaktor aus. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,16.

Trend/EE-Strom

Das Szenario mit mäßiger Effizienz der Gebäudehülle und Wärmepumpendominanz weist einen um 7 TWh höheren Stromverbrauch für Wärmezwecke aus als das KS 95, die zu gleichen Teilen durch Gaskraftwerke, Biomasse und PV-Anlagen gedeckt werden. Die angenommene Fernwärmeversorgung liegt bei 18,6 TWh, welche aus zu einem kleinen Anteil aus fossilem Gas, Biomasse, Geothermie und Abfall sowie solarthermischen Großanlagen und Wärmepumpen und Elektrodenkessel gespeist wird. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,18.

e.K./EE-Wärme

Das Szenario mit effizienter Gebäudehülle und Dominanz von Biomasse und Solarthermie weist einen um 25 TWh niedrigeren Stromverbrauch für Wärmepumpen/Elektrodenkessel auf. Biomasse-KWK hat in diesem Szenario einen hohen Anteil an der Strom- und Netzwärmeerzeugung. Da es sich zu einem Teil um flexible Biogaserzeugung handelt, kann die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken stark reduziert werden, sie sinkt auf 2,25 TWh. Die Stromerzeugung aus PV und Wind kann jeweils um 13 TWh reduziert werden. Dieses spiegelt sich nicht positiv im Primärenergiefaktor wider und muss als externer Benefit angerechnet werden, in Form einer geringeren notwendigen Ausbaugeschwindigkeit von Wind und PV, in Form von eingesparten Ausbaukosten bei Wind und PV (die natürlich den Kosten für den höheren Biomasseeinsatz im Strom-Wärmesektor gegenübergestellt werden müssen) bzw. eingesparter „Verspargelung der Landschaft“ (die jedoch ohnehin sehr groß ist. Da in diesem Szenario ein leicht höheres Netzpotential als im WP-Ambi 2050 Szenario unterstellt ist, kommt ein leicht erhöhter Anteil der Stromerzeugung aus Geothermie. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,13.

e.K./EE-Strom

Das Szenario mit hoher Effizienz der Gebäudehülle und Wärmepumpendominanz (Eff+WP) weist einen ähnlich hohen Stromverbrauch von dezentralen Wärmepumpen und zentralen Großwärmepumpen/Elektrodenkesseln für die Wärmeversorgung von Gebäuden auf wie das KS 95. Jedoch geht der Anteil der Wärmeversorgung aus Netzen in dem Szenario auf 4,5 TWh zurück, so dass eine Stromerzeugung der Geothermie in Höhe von 24 TWh, wie sie im KS 95 angenommen wird, nicht realisierbar ist (da die Stromerzeugung sich aus heutiger Sicht nur in Verbindung mit der Einspeisung von Wärme in Netze sinnvoll ist). Die Stromerzeugung im modifizierten Szenario liegt bei nur 0,08 TWh, die Einspeisung in Wärmenetze beträgt 0,4 TWh. Um die Differenz auszugleichen, werden 2 TWh mehr Biomasse (reine Stromerzeugung), sowie 2 TWh mehr Gas eingesetzt, da das deutsche Windenergiepotential mit 567 TWh bereits stark erschlossen ist und ein PV-Zubau sich wegen der bei effizienten Gebäuden fast nur in den Monaten November, Dezember und Januar auftretenden Raumwärmelast weniger anbietet. Der Primärenergiefaktor Strom beträgt 0,17.

Anmerkung zum Biomasseeinsatz im Stromsektor:

In den Szenarien mit Strommehrbedarf erzeugt mehr flexibilisierte Biomasse Strom und ersetzt fossile Erzeugung aus Erdgas (bzw. in 2030 auch aus Steinkohle). Da die Biomasse dann allerdings in den Sektoren Prozesswärme oder Verkehr fehlt, wird entweder dort mehr Erdgas genutzt oder es muss mehr Power-to-Gas oder Direktstrom genutzt werden. Um die Szenarien aus Gesamtsystemsicht auf Vor- und Nachteile hin vergleichen zu können, müssten auch die Nachfragebereich Prozesswärme und Verkehr mit einbezogen werden, was im Rahmen dieses Projektes nicht möglich ist. Heute ist noch nicht abschließend geklärt, in welchen Sektoren Biomasse am effizientesten bzw. kostengünstigsten durch Direktstrom oder chemische Ersatzenergieträger wie EE-Methan, Wasserstoff oder ähnliches ersetzt werden kann.

Ein niedriger Biomassebedarf im Strom- und Wärmesektor erlaubt beispielsweise einen vermehrten Einsatz des in der Biomasse gebundenen Kohlenstoffs zur Metallreduktion (beispielsweise in der Stahlherstellung). Allerdings könnte es gelingen, die Metallreduktion auch mit Wasserstoff durchzuführen. Entwickelt sich ein solches Verfahren zu einer kostengünstigen Alternative, könnte mehr Biomasse für den Wärmesektor verbleiben. Bleibt der Flugverkehr in heutiger Höhe, so wird das Biomassepotential ohnehin nicht genügen, den Bedarf zu decken und es müssen Alternativen entwickelt werden. Setzen diese sich durch, würde ebenfalls mehr Biomasse für die Wärme- und Stromerzeugung verbleiben.

Zusammenstellung der Ergebnisse für die Stromerzeugung

Nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Gesamtübersicht. Deutlich sichtbar werden die Größenordnungen der hier bestimmten absoluten Grenzwerte für den Primärenergiefaktor und den zugehörigen THG-Wert. Für 2030 liegt der Primärenergiefaktor im Bereich von 0,8. Bis 2050 sinkt er dann auf einen Wert im Bereich von 0,15. Bei der Interpretation dieser Werte sind immer die oben gemachten, durchaus extremen Randbedingungen zur Entwicklung der Energieversorgungsstrukturen zu beachten. Diese sind bewusst so gesetzt, dass sie eine Extremwertbetrachtung ermöglichen sollen. Diese Werte sind Grundlage für die Bestimmung der maximal möglichen Reduktion der mittleren Anlagenaufwandszahl im Gebäudewärmesektor, wie sie im folgenden Kapitel angestellt wird.

	2030				2050			
	Nachfrageentwicklung, EE-Schwerpunkt in TWh				Nachfrageentwicklung, EE-Schwerpunkt in TWh			
	STh/BM	Trend, Strom	STh/BM	e.K., Strom	STh/BM	Trend, Strom	STh/BM	e.K., Strom
Primärenergiefaktor	0,79	0,86	0,78	0,80	0,16	0,18	0,13	0,17
CO_2-Faktor in kg/kWh	0,24	0,25	0,23	0,24	0,05	0,05	0,04	0,05

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 4.1: **Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren für elektrischen Strom in 2030 und 2050 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme**

4.3 Primärenergiefaktoren für Wärmenetze

Bei der Analyse der minimal erreichbaren Anlagenaufwandszahl ist die Kenntnis der Primärenergiefaktoren besonders wichtig bei Energieträgern, die auf einem Mix anderer Energieträger basieren. Dies sind insbesondere Wärmenetze und Strom.

Die Potenziale von Wärmenetzen wurden in Kapitel 3.2 für verschiedene Jahre und Wärmebedarfsentwicklungen hergeleitet. Für die Analyse der minimalen Anlagenaufwandszahl sind Wärmenetze per se keine erneuerbare Energieform. Erst bei Festlegung der einspeisenden Wärmeerzeuger zeigt sich, wie erneuerbar die Netze sind. Das Wärmenetzpotenzial wird folglich nur soweit ausgeschöpft wie es zur Nutzung von zentralen erneuerbaren Energien erforderlich ist. Ein darüber hinaus gehender Netzausbau würde nur zu einer Verschlechterung des Primärenergiefaktors führen. Dieser Punkt der bestmöglichen Ausnutzung erneuerbarer Energien in Netzen und der entsprechende Einspeisemix wurden für die Jahre 2030 und 2050 für den Schwerpunkt Solarthermie, Biomasse und Wärmenetze hergeleitet. Bei einem Schwerpunkt auf dezentralen Wärmepumpen werden die Netzpotenziale nachrangig ausgeschöpft. Dabei wird das Netzpotenzial anteilig verringert, da unterstellt wird, dass Wärmepumpen gleichermaßen in Gebieten eingesetzt werden, die für Wärmenetze geeignet sind, wie in solchen, die nicht geeignet sind.

Weitere Festlegungen bei der Bestimmung der Wärmenetzeinspeisung sind

- Biomasse (Holz) ersetzt in bestehenden großen Wärmenetzen die fossilen Energieträger. Sie wird ausschließlich in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt.
- Der Wirkungsgrad der Biomasse-KWK-Anlagen wird für den Schwerpunkt Strom in 2050 reduziert, weil hier voraussichtlich höhere Flexibilitätsanforderungen an die Stromerzeugung gestellt werden.
- Bestehende Wärmenetze können nur zu einem kleinen Teil mit solarthermischen Großanlagen gekoppelt werden, weil sie meist in urbanen Räumen liegen und dort keine ausreichenden Flächen zur Verfügung stehen.
- Neue Wärmenetze können grundsätzlich mit solarthermischen Anlagen unterstützt werden, jedoch nur bis zu einem Deckungsgrad von 25 %.
- Groß-Wärmepumpen können sowohl in vorhandenen als auch in neuen Wärmenetzen eingesetzt werden. Wärmequellen sind Oberflächengewässer, Erdreichsonden und andere Quellen.
- Abwasserwärmepumpen werden in allen Wärmenetzen unterstützend eingesetzt. Die dichte Besiedlung begünstigt beide Technologien gleichermaßen.
- Das Potenzial für Tiefengeothermie wird im gleichen Maß ausgeschöpft, wie das Wärmenetzpotenzial ausgeschöpft wird. Die räumliche Verortung der realisierten Netze bleibt dabei außer Acht.
- Elektrodenkessel für die Nutzung von überschüssigem EE-Strom werden in allen Netzvarianten mit 5 TWh angesetzt. Diese eigentlich ineffiziente Technologie wird im Mix berücksichtigt, weil sie heute noch als Flexibilisierungsoption gesehen wird. Sie wird für den künftigen Einspeisemix nicht wieder zurückgebaut.

2030	Nachfrageentwicklung, EE-Schwerpunkt			
	Trend, STh/BM	Trend, Strom	e.K., STh/BM	e.K., Strom
Biomasse KWK in TWh	49,4	11,0	49,4	3,9
Geothermie in TWh	6,8	2,0	5,5	0,9
Abwasserwärmepumpen in TWh	6,4	1,9	5,6	0,9
Großwärmepumpen in TWh	4,1	5,0	6,2	2,0
Solare Nahwärme - Anteil in neuen Netzen in TWh	13,4	0,0	11,7	0,0
solare Nahwärme - Anteil in bestehenden Netzen in TWh	1,6	0,8	1,4	0,4
Fossile KWK in TWh	40,2	12,7	30,0	5,1
Elektrodenkessel in TWh	5,0	3,0	3,0	3,0
Müllverbrennung in TWh	3,6	3,6	3,6	3,6
Primärenergiefaktor	0,16	0,20	0,14	0,15
CO_2-Faktor in g/kWh	34,8	53,2	31,6	39,4
Ausschöpfung neue Wärmenetze in TWh	53,7	0,0	46,7	0,0
Ausnutzungsgrad neue Wärmenetze	46%	0%	83%	0%
Ausschöpfung bestehende Wärmenetze in TWh	82,0	39,6	71,7	19,8
Ausnutzungsgrad bestehende Wärmenetze	100%	48%	100%	28%
Ausschöpfung Wärmenetze in TWh	**130,6**	**39,92**	**116,34**	**19,76**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 4.2: **Erzeugermix für die Speisung der Wärmenetze sowie Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren in 2030 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme (alle Wärmemengen in TWh)**

2050	Nachfrageentwicklung, EE-Schwerpunkt			
	Trend, STh/BM	Trend, Strom	e.K., STh/BM	e.K., Strom
Biomasse KWK in TWh	49,4	3,2	36,9	0,0
Geothermie in TWh	6,6	1,4	5,6	0,4
Abwasserwärmepumpen in TWh	4,0	0,9	2,8	0,2
Großwärmepumpen in TWh	4,0	2,0	1,2	0,8
Solare Nahwärme - Anteil in neuen Netzen in TWh	0,8	0,0	0,9	0,0
solare Nahwärme - Anteil in bestehenden Netzen in TWh	1,6	0,4	1,1	0,1
Fossile KWK in TWh	10,0	4,2	2,0	1,0
Elektrodenkessel in TWh	5,0	3,0	5,0	1,0
Müllverbrennung in TWh	3,6	3,6	3,6	1,0
Primärenergiefaktor	0,06	0,10	0,03	0,09
CO_2-Faktor in g/kWh	9,8	18,5	3,3	18,8
Ausschöpfung neue Wärmenetze in TWh	3,0	0,0	3,5	0,0
Ausnutzungsgrad neue Wärmenetze	7%	0%	50%	0%
Ausschöpfung bestehende Wärmenetze in TWh	82,0	18,6	55,4	4,5
Ausnutzungsgrad bestehende Wärmenetze	100%	23%	100%	8%
Ausschöpfung Wärmenetze in TWh	**85,02**	**18,61**	**58,94**	**4,53**

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 4.3: **Erzeugermix für die Speisung der Wärmenetze sowie Primärenergiefaktoren und CO2-Faktoren in 2050 für die Nutzwärmeszenarien Trend und engagierter Klimaschutz (e.K.) mit jeweils Schwerpunkten auf Solarthermie, Biomasse oder strombasierter Wärme (alle Wärmemengen in TWh)**

Die bestehenden Wärmenetze können in allen Szenarien soweit nachverdichtet werden, dass sie weiterbetrieben werden können – außer in einem. Die Kombination von sehr schnellem und ambitioniertem Wärmeschutz und einem Schwerpunkt auf strombasierten Heizungen (e.K., Strom) ermöglicht den weitgehenden Verzicht auf einen weiteren Wärmenetzausbau. In 2050 können hier auch bestehende Netze zurückgebaut werden. Dieser Pfad wird alternativ zu den anderen Pfaden untersucht. Durch den raschen und tiefen Wärmeschutz können vermehrt Wärmepumpen als gebäudezentrale Wärmeerzeuger installiert werden. Wärmenetze, die in den anderen Pfaden erforderlich sind, um erneuerbare Energien zu den Gebäuden zu transportieren bzw. sie für schlechter gedämmte Gebäude nutzbar zu machen, werden kaum benötigt. Da in 2050 ohnehin kaum noch ausreichende Wärmesenken für einen wirtschaftlichen Betrieb der Wärmenetze vorhanden sind, könnten Netze in diesem Pfad allenfalls als Brückentechnologie fungieren. Der Aufwand für den Wärmenetzausbau kann in diesem Pfad eingespart werden. Im Gegenzug ist ggf. ein verstärkter Stromnetzausbau erforderlich.

Mit den beschriebenen Erzeugermixen wurden die Primärenergiefaktoren der Wärmenetze für jeden dargestellten Fall berechnet.

5 Definition des Handlungsfeldes

Im Kontext der Erkenntnis, dass eine 80%-ige Reduktion des Primärenergieeinsatzes flächendeckend weder über rein versorgungstechnische Verbesserungen noch über reine Dämmmaßnahmen zu realisieren sein wird, stellt sich die Frage, wie diese beiden Handlungsfelder miteinander zu kombinieren sind oder sich vielleicht sogar gegenseitig beeinflussen. Im Kern der Untersuchungen dieses Projektes geht es um folgende Grundsatzfragen:

Wie viel erneuerbare Energien stehen uns zur Verfügung? Dies wurde in Kapitel 3 dezidiert ermittelt.

Wie weit kann der Nutzwärmebedarf gesenkt werden? Dies wurde detailliert (Beuth HS/ifeu 2015) ermittelt und dort selbst bei sehr ambitioniertem Verhalten bei einer maximal möglichen Bedarfsreduktion von 65 % festgelegt (siehe Abbildung 5.1).

Gleichzeitig ist erstens offensichtlich, dass das prozentuale Substitutionspotenzial mit der Reduktion des Wärmebedarfs korreliert. Bei einem geringen Wärmebedarf können erneuerbare Energiepotenziale u.U. ausreichend sein, die gemittelte Anlagenaufwandszahl aller Heizsysteme ausreichend zu minimieren. Umgekehrt würden die erneuerbare Potenziale in einem weitestgehend ungedämmten Gebäudebestand hierzu kaum ausreichen können.

Zweitens könnte argumentiert werden, dass in weitestgehend dekarbonisierten bestandsweiten Wärmeversorgungsystemen die Bemühungen zur fortschreitenden Dämmung von Gebäuden energetisch obsolet wären. Wenn Dämmmaßnahmen keine nennenswerten Einsparungen an fossiler Heizenergie bewirken, ist die für die Herstellung der Dämmstoffe benötigte Energie schlecht eingesetzt.

Um diesem Argument zu begegnen, wird in diesem Kapitel das tatsächliche Handlungsfeld, in der Abbildung mit „verbleibender Zielbereich“ gekennzeichnet, näher beleuchtet.

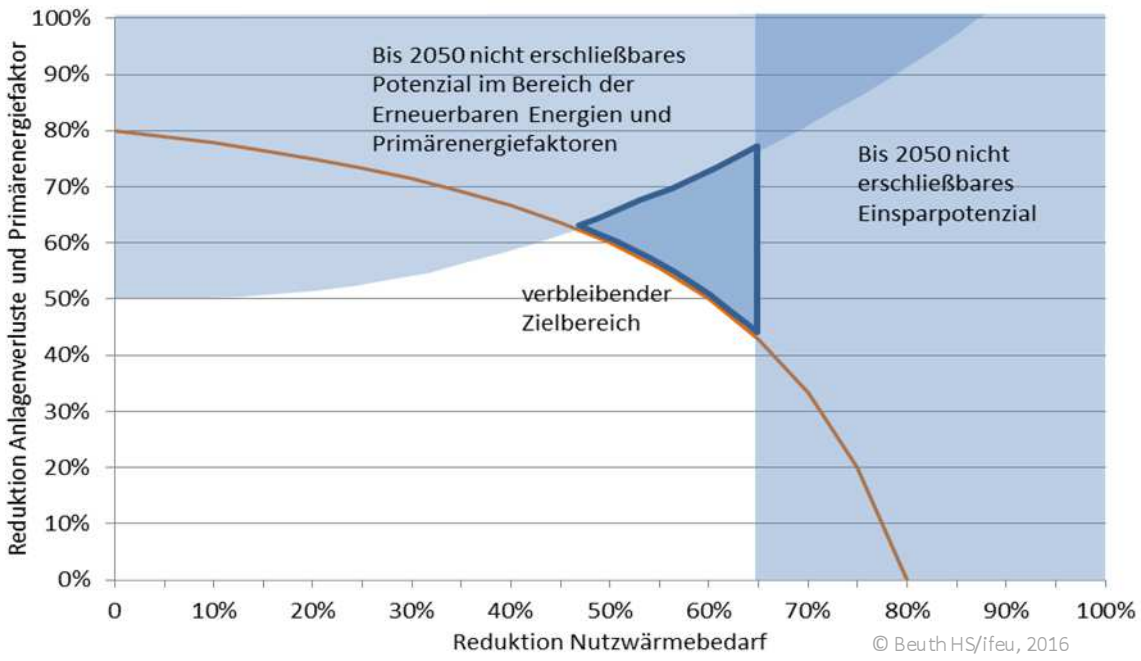


Abbildung 5.1: Zielkurve für eine Primärenergieeinsparung von 80 % und Einsparpotenzial des Nutzwärmeverbrauchs (Ergebnis aus Dämmpotenzial) sowie des Effizienzpotenzials der Heizungsanlagen (hier noch mit einem willkürlich angenommenen Verlauf dargestellt)

Zunächst wird untersucht, wie sich ein zunehmender Anteil erneuerbarer Energien auf den maximal sinnvollen Wärmeschutz auswirkt (Kapitel 5.1). Im nächsten Schritt werden die Grenzen für den Einsatz erneuerbarer Energien in Abhängigkeit vom Wärmeschutz analysiert (Kapitel 0).

5.1 Einfluss der Dekarbonisierung auf die Reduktion des Nutzwärmebedarfs

Wie oben schon umrissen wurde, haben alle Bemühungen zur Reduktion des Wärmebedarfs, in der Regel Dämmmaßnahmen, das Ziel, fossile Energie zu sparen. Da die meisten der heute verwendeten Dämmstoffe ebenso mit Hilfe fossiler Energie hergestellt werden, müssen diese, um energetisch sinnvoll eingesetzt zu werden, mehr fossile Energie einsparen als sie bei ihrer Herstellung benötigen. Bislang stellte sich diese Frage eher seltener, da die energetischen Amortisationszeiten zumeist schnell erreicht wurden. Mäßige Dämmstärken und zumeist auf fossilen Energieträgern beruhende Versorgungstrukturen ermöglichten hohe Einsparungen bei vertretbarem Energieinput zur Herstellung. Wie in (Beuth HS/ifeu 2015) hergeleitet wurde, liegt das Gleichgewicht von Nutzen und Aufwand von Dämmstoffen etwa bei resultierenden U-Werten von etwa 0,1 W/m²a. Mit diesem minimalen U-Wert wurde der nach einer Sanierung verbleibende Heizwärmebedarf bestimmt, somit auch die in obiger Abbildung zu sehende „65 %-Grenze“. Diese Analysen basierten aber noch auf der Annahme der heute vorliegenden bundesweiten mittleren Anlagenaufwandszahl von 1,2. Da mittlerweile bekannt ist, dass mit dieser Anlagenaufwandszahl das anvisierte politische Ziel der 80 %-Minderung nicht realisierbar ist, muss diese den Berechnungen zu Grunde liegende Annahme neu überdacht werden. Die zu beantwortende Kernfrage ist demnach:

Welchen Einfluss hat eine sinkende Anlagenaufwandszahl auf den minimal (gesamtenergetisch sinnvollen) realisierbaren U-Wert und wie wirkt sich dieser auf die maximal mögliche Reduktion des Nutzwärmebedarfs aus?

Zu erwarten ist an dieser Stelle eine Beugung der rechten „Begrenzung des Handlungsfeldes“ nach links, d.h. mit verbesserten Anlagenaufwandszahlen sollte sich die maximal sinnvolle Reduktion des Nutzwärmebedarfs vermindern.

Kumulierter Energieaufwand von Dämmstoffen

Der so genannte kumulierte Energieaufwand (KEA) von Dämmstoffen bewegt sich bei den heute üblichen Dämmstoffen bis auf wenige Ausnahmen in der Größenordnung von 100 bis 1.000 kWh/m³, z.B. in (Wind/Heschl 2008).

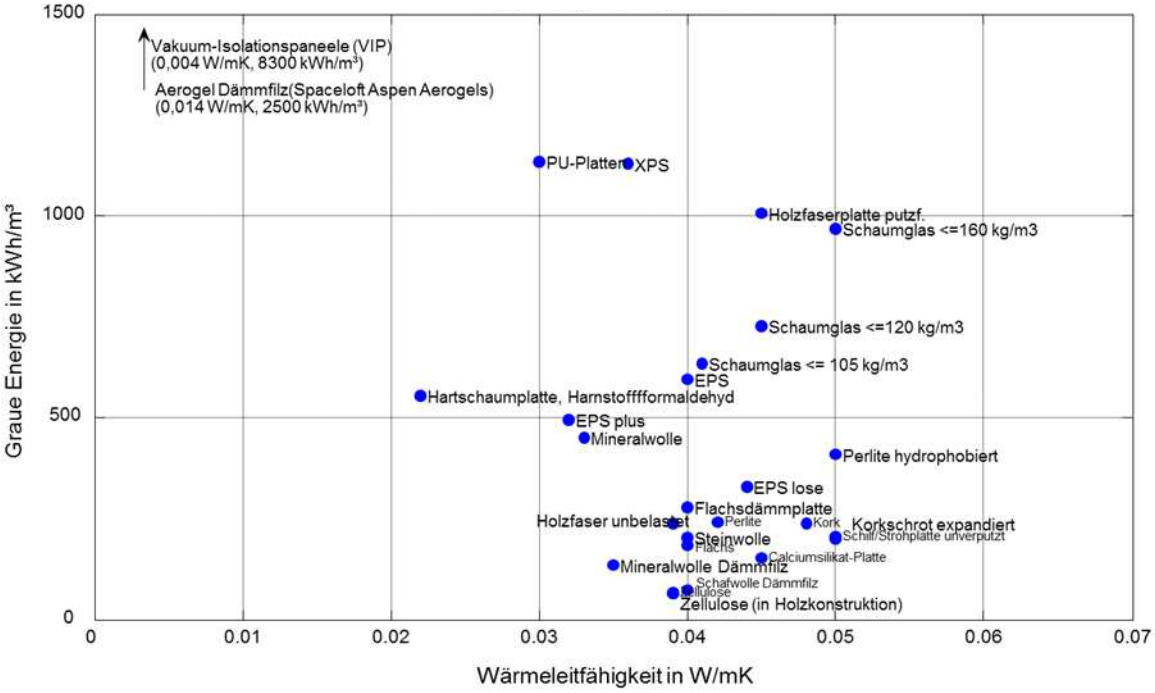


Abbildung 5.2: Kumulierter Primärenergieaufwand bei der Herstellung von Dämmstoffen in Abhängigkeit von ihrer Wärmeleitfähigkeit (Werte aus (Wind/Heschl 2008))

Abbildung 5.2 zeigt die heute bekannte Ballung der zum Einsatz kommenden Dämmstoffe bei Wärmeleitfähigkeiten von 0,03 bis 0,05 W/mK. Auf der Ordinate ist der kumulierte Primärenergieaufwand (KEA) dieser Dämmstoffe pro m³ Dämmstoff aufgetragen.

Der Anschaulichkeit halber werden diese Werte nachfolgend auf einen Quadratmeter und auf eine Schichtdicke von 1 cm bezogen, so dass sich Werte für $q_{gr.E,\ je\ cm}$ von 1 bis 10 kWh/(m²cm) ergeben. Vergleicht man nun die Energie einsparende Wirkung eines Zentimeters Dämmstoff mit dessen Herstellungsaufwand, so wird deutlich, dass die Einbaulage dieser betrachteten, 1 cm dicken Dämmstoffschicht maßgeblich für das Ergebnis verantwortlich ist. Aufgrund des bekannten hyperbolischen Verhaltens des Wärmedurchgangskoeffizienten ist der Nutzen eines nah am Warmen Bauteil liegenden Zentimeters weitaus höher als der einer weiter „außerhalb" liegende Schicht. Gleichzeitig bleibt naturgemäß der energetische Herstellungsaufwand unabhängig von der Einbaulage konstant.

Mittels des resultierenden U-Wertes nach einer Sanierung und eines Bezug-U-Wertes, der bereits vor der Dämmmaßnahme vorlag, lässt sich die U-Wert-Verbesserung ΔU und somit der durch die Dämmmaßnahme eingesparte Wärmefluss durch ein Bauteil bestimmen. Die jährlich durch die Dämmung eingesparte Energie ergibt sich somit aus dem Integral des Wärmeflusses

$$\Delta Q_T = \int \Delta U \cdot A \cdot (T_{innen} - T_{außen}) \cdot dt \qquad \text{(Gl. 1)}$$

bzw. aus

$$\Delta q_T = \int \Delta U \cdot (T_{innen} - T_{außen}) \cdot dt \qquad \text{(Gl. 2)}$$

für alle Zeitpunkte der Heizperiode. Multipliziert mit der Anlagenaufwandszahl des das Gebäude erwärmenden Heizungssystems ergibt sich in erster Näherung die Primärenergieeinsparung (Gl. 3).

$$\Delta q_p = \Delta q_T \cdot e_p \qquad \text{(Gl. 3)}$$

Bei einer energetisch sinnvollen Maßnahme muss die Primärenergieeinsparung während der Bauteillebensdauer n mindestens so groß sein, wie der primärenergetische Einsatz für die Produktion des Dämmstoffs. Der der Einfachheit halber nachfolgend verwendete Begriff der grauen Energie meint den kumuliertem Primärenergieaufwand für Rohstoff, Produktion, Transport und Montage sowie ggf. Demontage und Verwertung des Dämmstoffes. Nun könnte man die Primärenergiebalance über die gesamte Dämmstoffdicke durchführen und würde zumeist auf eine sehr gute energetische Rentabilität schließen. Die genauere Betrachtung berücksichtigt dagegen das bekannte hyperbolische Verhalten, so dass hier nachfolgend der letzte primärenergetisch sinnvolle Zentimeter identifizieren werden soll. Für diesen:

$$q_{grE,\ jecm} < \Delta q_{p,\ let_tercm} \cdot n \qquad \text{(Gl. 4)}$$

Zwei wichtige Aspekte gilt es dabei zu beachten:

- Mit zunehmender Dämmstärke reduziert sich nicht nur der Nutzen eines weiteren Zentimeters Dämmstärke, sondern die Bedeutung der Transmissionswärmeverluste mindert sich in Relation zu den weiteren drei Energieströmen, die bei der Bilanzierung des Heizwärmebedarfs eine Rolle spielen. Diese sind die Lüftungswärmeverluste sowie die Gewinne durch solare und innere Lasten. So steigt der Nutzen der Gewinne mit zunehmender Dämmung eines Gebäudes überproportional an, was sich in einer Verkürzung der Heizperiode (Gl. 1) bemerkbar macht.
- Komplexere Szenarien zur Entwicklung des Gebäudebestands gehen davon aus, dass zukünftige Primärenergieeinsparungen nicht nur durch Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle, sondern im ungefähr gleichen Maße durch Effizienzmaßnahmen an der Wärme liefernden Anlagentechnik realisiert werden. So kann davon ausgegangen werden, dass die heute vorliegende mittlere Anlagenaufwandszahl des Anlagenbestands bis zum Jahre 2050 durch die vermehrte Inanspruchnahme erneuerbarer Energien beträchtlich sinken wird. Dies hat gemäß (Gl. 5194) ganz erheblichen Einfluss auf die sinnvolle Dämmstärke.

Minimaler U-Wert

Die zuvor einführten Gleichungen 2 und 3 lassen sich unter Zuhilfenahme der Gradtagszahl G_t gemäß DIN 4108 vereinfachend wie folgt ausdrücken

$$q_{p,Einsparung\ durch\ Dämmung} = n \cdot G_t \cdot e_p \cdot (U_{vorher} - U_{nachher}), \qquad \text{(Gl. 5)}$$

womit der energetische Nutzen der Wärmedämmung beschrieben ist. An dieser Stelle muss man sich bewusst sein, dass G_t abhängig von der Heizgrenztemperatur und damit de facto eine Funktion der Qualität der thermischen Hülle des Gebäudes ist. Es gilt somit

$$G_t = G_t(U_{nachher}) \qquad \text{(Gl. 6)}$$

Übliche Heizgrenztemperaturen liegen für Einfamilienhäuser im Errichtungszustand bei 15 °C, bei auf einen Heizwärmebedarf von 50 kWh/m²a sanierten Einfamilienhäusern bei 13°C und bei Passivhäusern bei 11°C. Die resultierenden Gradtagszahlen (Raumtemperatur 19°C) decken dabei eine Spanne von 2.900 Kd (Passivhaus), 3.300 Kd (saniertes EFH) und 3.600 Kd (Erbauungszustand) ab. Geht man im Rahmen dieser Maximalwertanalyse von einem durchsanierten Gebäudebestand aus, so erscheint die Annahme einer minimalen Gradtagszahl von 2.900 Kd (=70 kKh) sinnvoll und statthaft.

Für den dem Nutzen gegenüberstehende energetische Aufwand q_{grE} gilt:

$$q_{grE,\ je\ cm} = q_{grE,1m^3} \cdot d \qquad \text{(Gl. 7)}$$

Die Gesamtbilanz unter Berücksichtigung der Einsparungen und der grauen Energie lautet demnach

$$q_{ges}(d) = n \cdot G_t \cdot e_p \cdot (U_{vorher} - U_{nachher}(d)) - q_{grE,1m^3} \cdot d \qquad \text{(Gl. 8)}$$

Unter Berücksichtigung von

$$U_{nachher}(d) = \frac{1}{1/U_{vorher} + d/\lambda}, \qquad \text{(Gl. 9)}$$

ergibt sich die zur Maximalwertfindung benötigte Ableitung (Gl.9) zu

$$q_{ges}'(d) = \frac{n \cdot G_t \cdot e_p}{\lambda \cdot \left(\frac{1}{U_{vorher}} + \frac{d}{\lambda}\right)^2} - q_{grE,1m^3} \qquad \text{(Gl. 10)}$$

Die Nullstellenfindung und nachfolgende Auflösung nach d lässt sich diese zur Bestimmung des gesuchten letzten, energetisch sinnvollen Zentimeters nutzen. Es ergibt sich:

$$d_{\max} = \sqrt{\frac{n \cdot G_t \cdot e_p \cdot \lambda}{q_{grE,1m^3}}} - \frac{\lambda}{U_{vorher}} \qquad \text{(Gl. 11)}$$

Durch Einsetzen von (Gl. 11) in (Gl. 9) lässt sich nun auch der minimal erzielbare Wärmedurchgangskoeffizient U_{min} analytisch bestimmen:

$$U_{\min} = \frac{1}{\frac{1}{U_{vorher}} + \frac{\sqrt{\frac{n \cdot G_t \cdot e_p \cdot \lambda}{q_{grE,1m^3}}} - \frac{\lambda}{U_{vorher}}}{\lambda}} \qquad \text{(Gl. 12)}$$

bzw. nach Umformung

$$U_{\min} = \frac{1}{\sqrt{\frac{n \cdot G_t \cdot e_p}{q_{grE,1m^3} \cdot \lambda}}} \qquad \text{(Gl. 13)}$$

Somit ist es grundsätzlich möglich, den aus gesamtenergetischer Sicht minimalen sinnvollen U-Wert eines Bauteils zu bestimmen. Allerdings muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass aus heutiger Sicht zwei zentrale, in Gl. 16 enthaltene Größen kaum vorhersehbar sind. Diese sind:

- die Nutzungsdauer n der Dämmung bzw. des gedämmten Bauteils. Der zu erwartende Zahlenbereich liegt etwa zwischen 20 und 50 Jahren.
- der zukünftig für den jeweiligen Dämmstoff anzusetzende kumulierte Energieaufwand. Zwar können für die heutige Situation begründete Annahmen getroffen werden, für die kommenden Dekaden ist dies aber kaum möglich. Dieser hängt in erster Linie von der Effizienz der Dämmstoff-Produktionswerke, aber auch ganz besonders von den Anteilen an benötigter Prozesswärme und elektrischer Energie, die wiederum unterschiedliche Anteilen an erneuerbaren Energien beinhalten können. Im Folgenden werden die zwei Fälle:
    a) konstanter kumulierter, heutiger Energieaufwand auch für zukünftige Dekaden
    b) kumulierter Energieaufwand von heute multipliziert mit der um 25 % geminderten Reduktion der Anlagenaufwandszahl des Gebäudesektors

Der Fall der 1:1 Verwendung der Anlagenaufwandszahl des Gebäudesektors (also ohne die 25 %ige Verzögerung) bei der Bestimmung des kumulierten Energieaufwandes in der Dämmstoffindustrie ist grundsätzlich auch denkbar. Die „Wärmeversorgungs-Anlagenaufwandszahl“ müsste dann sektorübergreifend (und bei Importware auch länderübergreifend) gleichermaßen in den Bereichen Prozesswärme, Elektrizität und Kraftstoffe gesenkt werden. Sollte dies der Fall sein, so würde sich der e_p-Einfluss in Gl. 16 heraus kürzen, so dass der gesamtenergetisch minimale sinnvolle U-Wert nicht mehr von der Anlagenaufwandszahl abhinge.

Dem U-Wert gemäß Gl. 16 sind insoweit noch Grenzen gesetzt, dass schon in (Beuth HS/ifeu 2015) ein auch aus ökonomischen Gesichtspunkten resultierender unterer Grenzwert von 0,1 W/m²K anzusetzen ist. Als oberer Grenzwert wurde nachfolgend ein U-Wert von 0,5 W/m²K gewählt. Dieser übererfüllt die Anforderung der DIN 4108-2 (Beispiel Außenwand $U_{min,4108\text{-}2}$ = 0,7 W/m²K) und erfüllt damit die Erwartung des Nutzers an den hygienischen und behaglichen Raumkomfort.

Die folgenden Grafiken zeigen den erwarteten Anstieg des minimalen, gesamtenergetisch sinnvollen U-Wertes mit zunehmender Reduktion des fossilen Energieeinsatzes. Für die Gradtagszahl wurde ein Wert von 3200 Kd, für die Wärmeleitfähigkeit ein Wert von 0,035 W/mK verwendet. Der U-Wert fällt umso höher aus, wenn von heutigen Herstellungsenergien ausgegangen wird als bei der in (Abbildung 5.3) gezeigten weniger ausgeprägten Entwicklung bei einer gegenüber dem Raumwärmesektor um 25 % geminderten Reduktion der Anlagenaufwandszahlen.

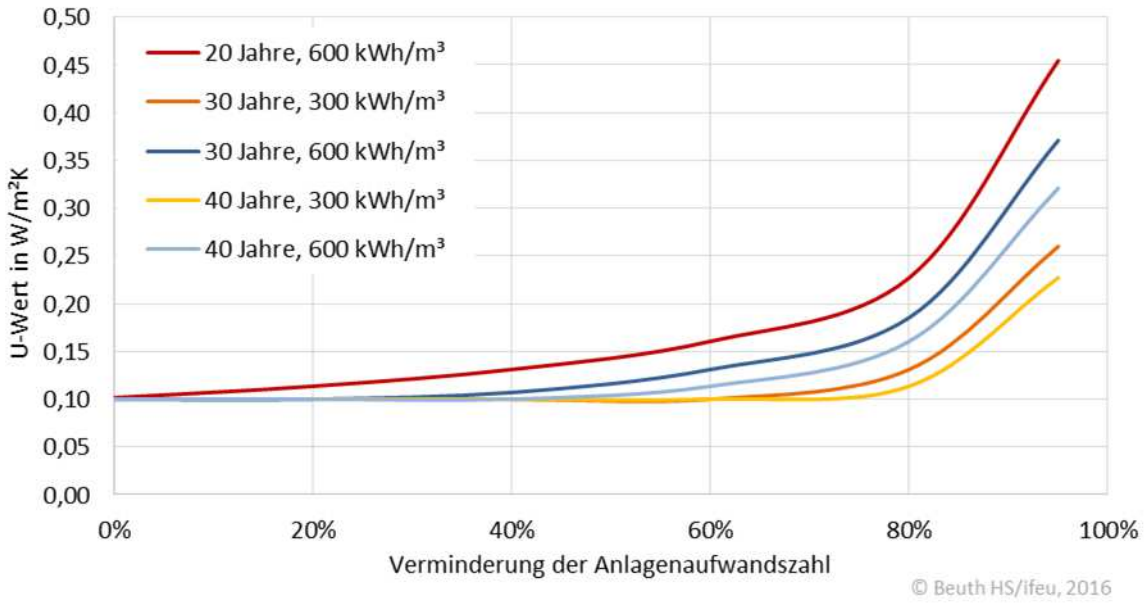


Abbildung 5.3: **Exemplarische Darstellung verschiedener Verläufe des minimalen, gesamtenergetisch sinnvollen Wärmedurchgangskoeffizienten in Abhängigkeit der Verminderung der Anlagenaufwandszahl (0 % = Anlagenaufwandszahl 2011) für verschiedene Nutzungsdauern der Dämmung und verschiedene KEA-Werte**
Fall a) mit heutigem und konstanten Energieaufwand für die Dämmstoffe

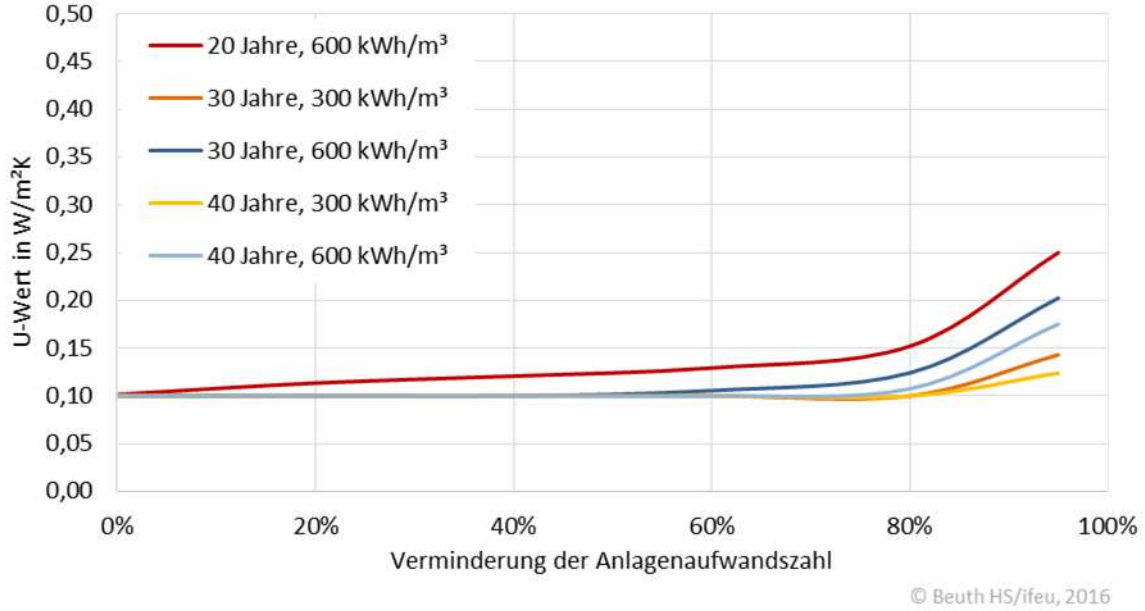


Abbildung 5.4: **Exemplarische Darstellung verschiedener Verläufe des minimalen, gesamtenergetisch sinnvollen Wärmedurchgangskoeffizienten in Abhängigkeit der Anlagenaufwandszahl des Wärme versorgenden Heizungssystems für verschiedene Nutzungsdauern der Dämmung und verschiedene KEA-Werte**
Fall b) mit Anwendung der Reduktionen der Anlagenaufwandszahlen von Raumwärmeanlagen auf die Reduktion der Anlagenaufwandszahlen der Produktions- und Transportprozesse, jedoch mit einer 25 %igen Reduktion (wenn sich der Raumwärmesektor um 40 % „verbessert", „verbessert" sich der KEA-Wert nur um 15 %).

Unabhängig von den anzusetzenden Nutzungsdauern und kumulierten Energieaufwänden für heutige und zukünftige Produktionsbedingungen wird aus den beiden obigen Diagrammen

deutlich, dass der die Dämmwerte vermindernde Einfluss zumeist erst bei e_p-Reduktionen von 60 % fühlbar zu Tage tritt. Selbst bei der hier als (seltener) Extremfall aufgenommenen Situation von nur 20 Jahren Nutzungsdauer und einem hohen KEA-Wert von 600 kWh/m³ kann dies festgestellt werden. Ab einer die 60 % Marke überschreitenden Reduktion der heutigen mittleren Anlagenaufwandszahl steigen die U-Werte jedoch nennenswert an und liegen teilweise sogar über den Anforderungen des Referenzgebäudes der EnEV.

Reduktion des Nutzwärmebedarfs in Abhängigkeit des Anlagenaufwands

In der Vorläuferstudie „Dämmpotenzial" wurde ein aus verschiedenen Gesichtspunkten heraus definierter minimaler U-Wert opaker Bauteile von zumeist 0,1 W/m²K angesetzt. Die Festlegung dieses Grenzwertes erfolgte ohne die Berücksichtigung der oben beschriebenen Abhängigkeit des e_p-Wertes der zu substituierenden Heizungsanlage. Die auf dieser Grundlage in „Dämmpotenzial" ermittelten maximal erreichbaren Reduktionen des Heizwärme- bzw. Nutzwärmebedarfs lagen bei 65% für das Szenario engagierter Klimaschutz und bei 35% im Trendszenario und führten zur bekannten rechten Grenze in Abbildung 5.5.

Mit der nunmehr bekannten Abhängigkeit des minimalen U-Wertes von der Anlagenaufwandszahl werden die U-Werte und damit auch die Transmissionswärmeverluste bei verstärkt erneuerbar versorgten Gebäuden wieder ansteigen. Dies führt im Ergebnis zu einer Minderung der erzielbaren Wärmebedarfsreduktionen durch Gebäudedämmung.

Rechnet man die Wärmebedarfswerte des gesamten Gebäudebestandes für verschiedene Anlagenaufwandszahlen (und damit für verschiedene minimale U-Werte entsprechend der oben hergeleiteten Gleichung durch, so verbiegt sich die bislang als konstant angenommene „rechte Seite" des Reduktionsdiagramms leicht nach links und schränkt damit den Handlungsspielraum weiter ein.

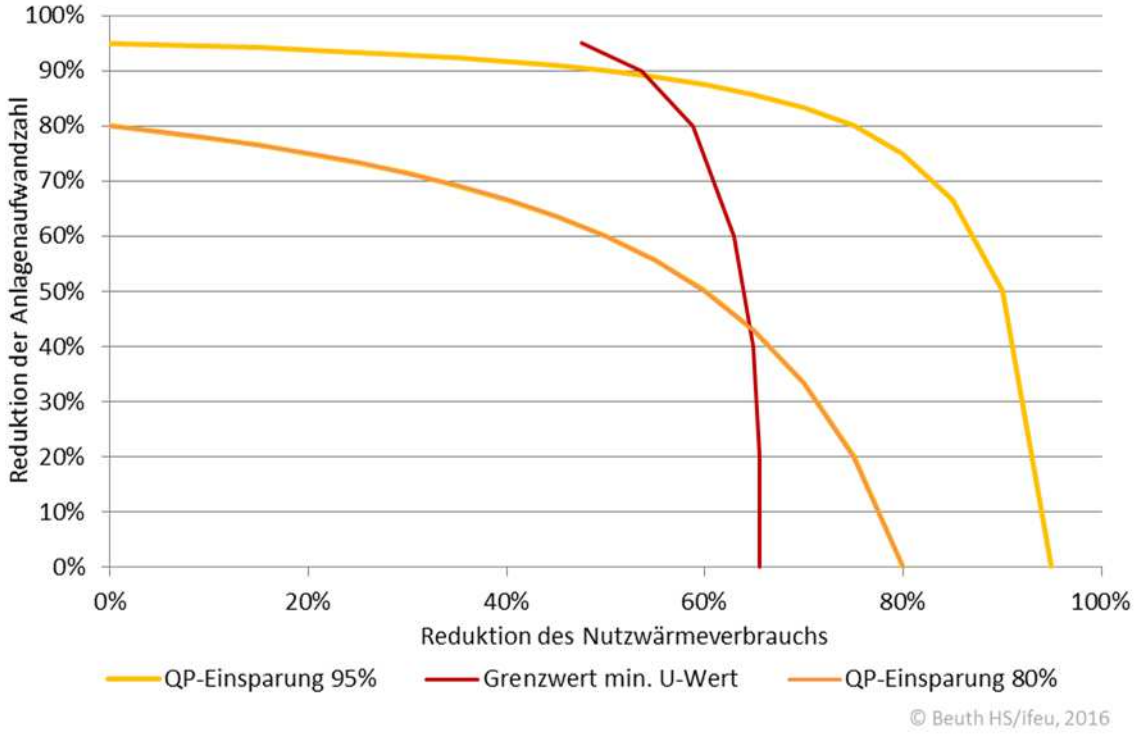


Abbildung 5.5: Exemplarisches Reduktionsdiagramm für Polystyrol (Nutzungsdauer 30 Jahre, Wärmeleitfähigkeit 0,035 W/mK, kumulierter Energieaufwand 400 kWh/m³)

Die Abhängigkeit der maximalen Nutzenergiereduktion von der Reduktion des Anlagenaufwands macht sich erst bei Anlagenaufwandszahlen von 0,5 und darunter bemerkbar. Der Abbildung 5.5 kann entnommen werden, dass erst bei einer Senkung der Anlagenaufwandszahl um ca. 60 %, die schon in (Beuth HS/ifeu 2015) zugrunde gelegten minimale U-Werte nicht aus

gesamtenergetischer Sicht nicht erhöht werden müssen. Bezogen auf das heute übliche Dämmniveau bedeutet dies, dass erst Anlagenaufwandszahlen kleiner als ungefähr 0,2 eine Verschlechterung der U-Werte rechtfertigen.

Werden die anderen Sektoren in die Betrachtung einbezogen, könnte es u.U. auch legitim sein, den optimalen U-Wert dennoch tiefer anzusetzen, was die „rechte Seite“ nach rechts abbiegen ließe. Erneuerbare Energien, die aufgrund guter Dämmung nicht im Wärmebereich eingesetzt werden müssen, können in anderen Sektoren u.U. höhere THG-Senkungen erreichen. Dies ist aber nicht Gegenstand vorliegender Untersuchung.

5.2 Gesamtpotenzial erneuerbarer Energien zur Wärmebedarfsdeckung

Ziel dieses Kapitels ist es, das maximale Potenzial von erneuerbaren Energien für den Bereich Raumwärme und Warmwasser abzubilden. Das Potenzial wird dargestellt in Form der minimal erreichbaren mittleren Anlagenaufwandszahl aller Wärmeerzeuger. Diese umfasst die Verluste für Speicherung, Verteilung und Übergabe der Wärme sowie den Erzeugeraufwand und die primärenergetische Bewertung. Bei der Herleitung der minimalen Anlagenaufwandszahl soll nicht die praktische Umsetzbarkeit des Anlagenmix´ betrachtet werden, sondern nur die **Grenze des theoretisch Machbaren**. Dabei werden extreme Lösungen und Technologien jedoch nicht berücksichtigt, sondern vor allem die heute verfügbaren Technologien und Trends gedanklich weiterentwickelt. Die praktische Umsetzbarkeit geht dagegen in die Szenarien in Kapitel 6 ein.

Zur Herleitung der minimalen Anlagenaufwandszahl wird konzeptionell so vorgegangen, dass die effizienteste Erzeugertechnologie bis zu ihrer Potenzialgrenze ausgeschöpft wird. Es folgt die zweitbeste Technologie bis zu ihrer Potenzialgrenze und so weiter bis der Wärmeenergiebedarf vollständig abgedeckt ist. Mit diesem bestmöglichen Anlagenmix wird der gesamte Primärenergieverbrauch berechnet und anschließend durch den gesamten Nutzwärmeverbrauch geteilt. Da die meisten Erneuerbaren-Potenziale ihrerseits vom Nutzwärmeverbrauch abhängig sind, wird die minimale Anlagenaufwandszahl für mehrere Nutzwärmeverbräuche berechnet und aus den Punkten die resultierende Funktion interpoliert. Es werden die Nutzwärmeverbräuche der Jahre 2011, 2030 und 2050 jeweils in den Ausprägungen „Trend“ und „engagierter Klimaschutz“ herangezogen. Für diese Jahre wurden auch die Potenzialberechnungen in Kapitel 3 durchgeführt.

Die Summe der Einzelpotenziale der erneuerbaren Energien, wie sie in Kapitel 3 berechnet wurden, ist in der Regel höher als der Nutzwärmeverbrauch. Dies darf jedoch nicht als eine tatsächliche Überdeckung interpretiert werden. Viele erneuerbare Energieträger bedingen einander oder schließen sich gegenseitig aus:

- Solare Wärmeerzeugung bedarf in der Objektversorgung eines Spitzenlast-Wärmeerzeugers;
- Wärmenetze können zwar mit einem Mix von Energieträgern gespeist werden, auf der Abnahmeseite sollten die Gebäude jedoch nur eingeschränkt mit zusätzlichen Energieträgern heizen, da das Netz sonst nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.
- Objekt-KWK muss mit einem Spitzenlast-Wärmeerzeuger kombiniert werden, dieser muss jedoch nachrangig betrieben werden, um nicht die Laufzeit des BHKWs zu verkürzen. Wärmeerzeuger, die hohe Anfangsinvestitionen erfordern und sich über geringe Wärmekosten amortisieren (Biomasse, Wärmepumpen), sind für die Spitzenlast nicht geeignet.
- Wärmepumpen können grundsätzlich mit anderen Erneuerbaren kombiniert werden. Es besteht jedoch die Gefahr, dass die Systeme sich wirtschaftlich kannibalisieren und somit hohe Kosten verursachen. Luft/Wasser-Wärmepumpen und Solarthermieanlagen arbeiten zum Beispiel beide im Sommerhalbjahr besonders effektiv. Bei einer solchen Kombination wird die Wärmepumpe im Sommer deutlich weniger betrieben oder abgeschaltet.
- Holzöfen können zwar gut als Zweitwärmeerzeuger fungieren, werden aufgrund ihres geringen Wirkungsgrades nicht in die Berechnung der minimalen Anlagenaufwandszahl einbezogen.

- Holzkessel mit Pellets oder Hackschnitzeln verursachen in der Regel hohe Anfangsinvestitionen und amortisieren sich über die günstig erzeugte Wärme. Deshalb sind Kombinationen mit anderen Erneuerbaren wirtschaftlich nicht immer sinnvoll.

Die Einzelpotenziale können mit unterschiedlichen Schwerpunkten kombiniert werden. Um die Bandbreite der Möglichkeiten abzubilden, wurde die Berechnung der minimalen Anlagenaufwandszahl zweimal durchgeführt:

- einmal mit dem Schwerpunkt auf erneuerbarer Wärme (Solarthermie, Biomasse, Wärmenetze) und
- einmal mit einem Fokus auf erneuerbarem Strom.

Minimale Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie, Biomasse und Wärmenetzen

Der maximal effiziente Anlagenmix wurde für fünf Nutzenergie-Gesamtverbräuche nach den folgenden Prioritäten festgelegt:

- Berechnung des maximalen Anteils von Wärmepumpen in Abhängigkeit vom jeweiligen Nutzenergiebedarf
- Verschieben des gesamten Biomassepotenzials in zentrale KWK-Anlagen, da diese einen höheren Gesamtwirkungsgrad als Einzelfeuerungen bieten. Somit keine Holzfeuerung in dezentralen Heizkesseln und Öfen.
- Ausschöpfen der Wärmenetzpotenziale in Abhängigkeit vom Nutzenergiebedarf, aber nur soweit die Netze für die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen erforderlich sind (Biomasse-KWK, Tiefengeothermie, solare Nahwärme, Großwärmepumpen, Abfallverbrennung).
- Berichtigung des Wärmepumpenpotenzials um den Anteil der Wärmenetze, da von einer Überschneidung der Potenziale auszugehen ist.
- Ausschöpfen des berichtigten Wärmepumpenpotenzials mit einer Verteilung der Wärmequellen: Sole 45 %, Luft 40 %, Wasser 10 % Erdreichkollektor 5 %. Die Leistungszahlen entsprechen einer ambitionierten Fortschreibung heutiger Trends bis zum Jahr 2050 (Luft/Wasser: 4,85, Sole/Wasser: 5,70)
- Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs mit Gas-Brennwertheizungen
- Ausstattung aller Wärmeerzeuger mit solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung und Brauchwassererwärmung mit groß dimensionierten Kollektoren
- Vollständige Ausstattung der Gebäude mit Flächenheizsystemen (außer in denkmalgeschützten Gebäuden)
- Heizkreisoptimierung in allen Gebäuden

In Abbildung 5.6 ist der Verlauf des Anlagenmix′ als Funktion der Minderung des Nutzwärmebedarfs dargestellt. Je kleiner der Nutzenergiebedarf wird, desto kleiner werden auch die Potenziale der erneuerbaren Energien zu seiner Deckung. Die Potenziale von Wärmepumpen und Solarthermie vermindern sich deutlich weniger als das der Wärmenetze (bestehende und neue). Bei ihnen überlagern sich begünstigende Effekte mit verminderden. Das Wärmenetzpotenzial verringert sich hingegen deutlich bei abnehmendem Wärmebedarf. Die Lücke zwischen Nutzwärmebedarf und eingesetzten Endenergien entsteht, weil die Umweltenergie, die von den Wärmepumpen mobilisiert wird, nicht dargestellt wird. Es zeigt sich, dass eine vollkommene Bedarfsdeckung mit erneuerbaren Energien unter den hier getroffenen äußerst ambitionierten Annahmen – auch bei maximaler Reduktion des Nutzwärmebedarfs – mit den gegebenen Technologien nicht möglich ist. Ein Anteil fossiler Energieträger ist demnach auch bei sehr geringem Wärmebedarf noch nötig.

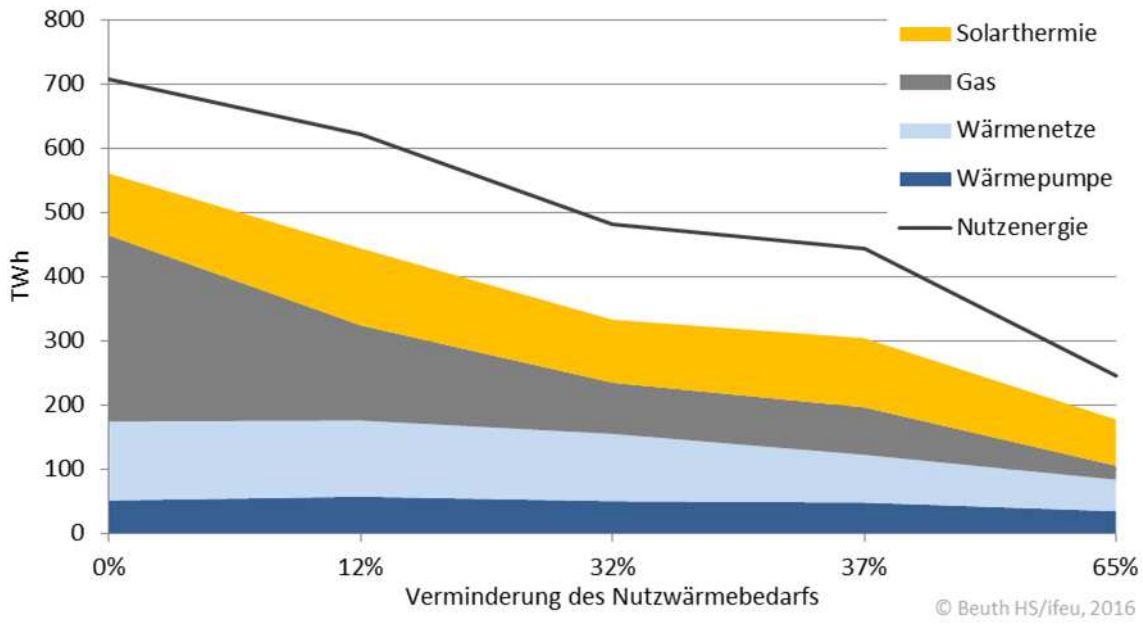


Abbildung 5.6: Maximal effizienter Anlagenmix in TWh in Abhängigkeit von der Minderung des Nutzwärmebedarfs mit Schwerpunkt auf Solarthermie und Biomasse

Die minimale Anlagenaufwandszahl wird in Abhängigkeit von der Nutzenergieeinsparung ermittelt, indem der jeweilige nicht erneuerbare Primärenergiebedarf durch den Nutzenergiebedarf geteilt wird. Für die Darstellung in den Zielerreichungsdiagrammen, wird die Reduktion des Anlagenaufwands in Prozent angegeben. Abbildung 5.7 zeigt den Verlauf der so ermittelten Potenzialgrenze im Vergleich zu den Zielerreichungskurven (-80 % und -95 % Primärenergieeinsparung). Wenn der Nutzwärmebedarf des Gebäudebestands nicht weiter vermindert wird, ist demnach höchstens eine Verminderung der Anlagenaufwandszahl um 61 % möglich (auf ca. 0,84). Um das -80%-Ziel zu erreichen, ist mindestens eine Verminderung des Nutzenergiebedarfs um 20 % erforderlich. Die Anlagenaufwandszahl muss dazu auf 0,33 gesenkt werden. Das -95%-Ziel kann erst bei einer Bedarfsminderung um 53 % erreicht werden.

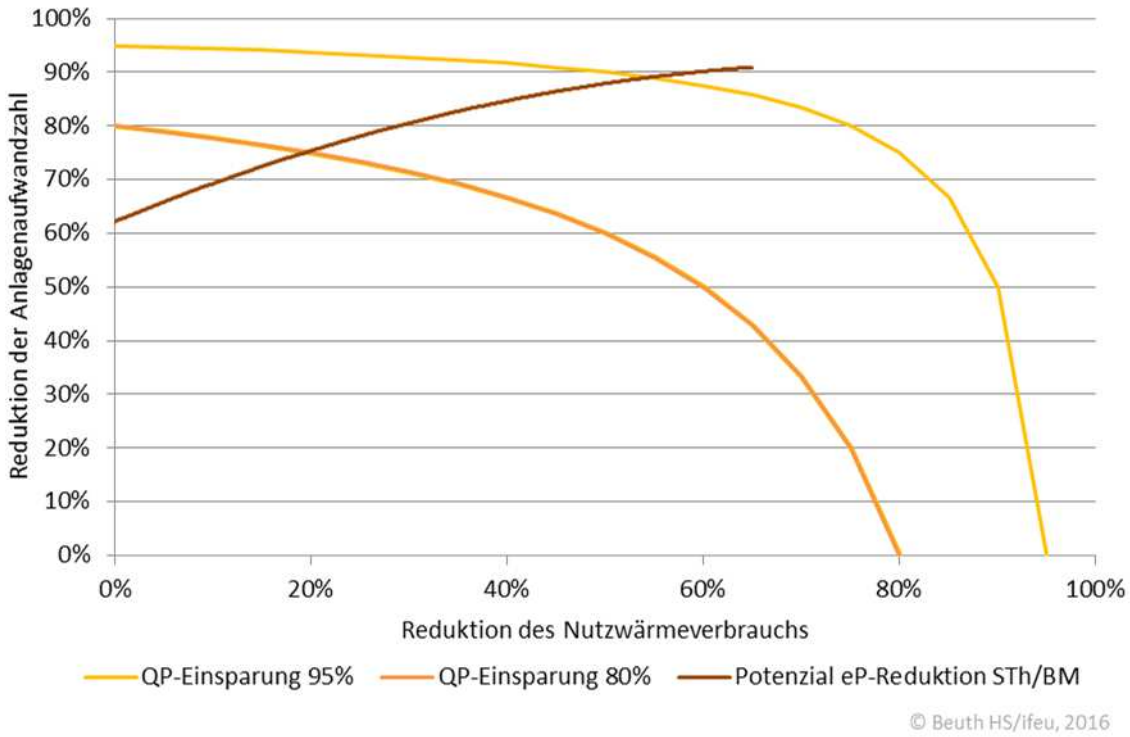


Abbildung 5.7: Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie und Biomasse

Die doppelt prozentuale Skala der Grafik macht einen Blick auf die absoluten Energiemengen erforderlich. Eine Reduktion der Anlagenaufwandszahl um 10 Prozentpunkte erfordert einen sehr unterschiedlichen Ausbau erneuerbarer Energien, je nachdem wie sehr der Nutzwärmebedarf gesenkt wurde. Bei einer lediglich 20 prozentigen Nutzwärmereduktion entsprechen 10 Prozentpunkte einem zu deckenden Nutzwärmebedarf von 78 TWh. Zudem muss das Erneuerbaren-Potenzial vollkommen ausgeschöpft werden. Wenn der Nutzwärmebedarf bereits um 50 % gesenkt wurde, entsprechen 10 Prozentpunkte nur mehr 48 TWh.

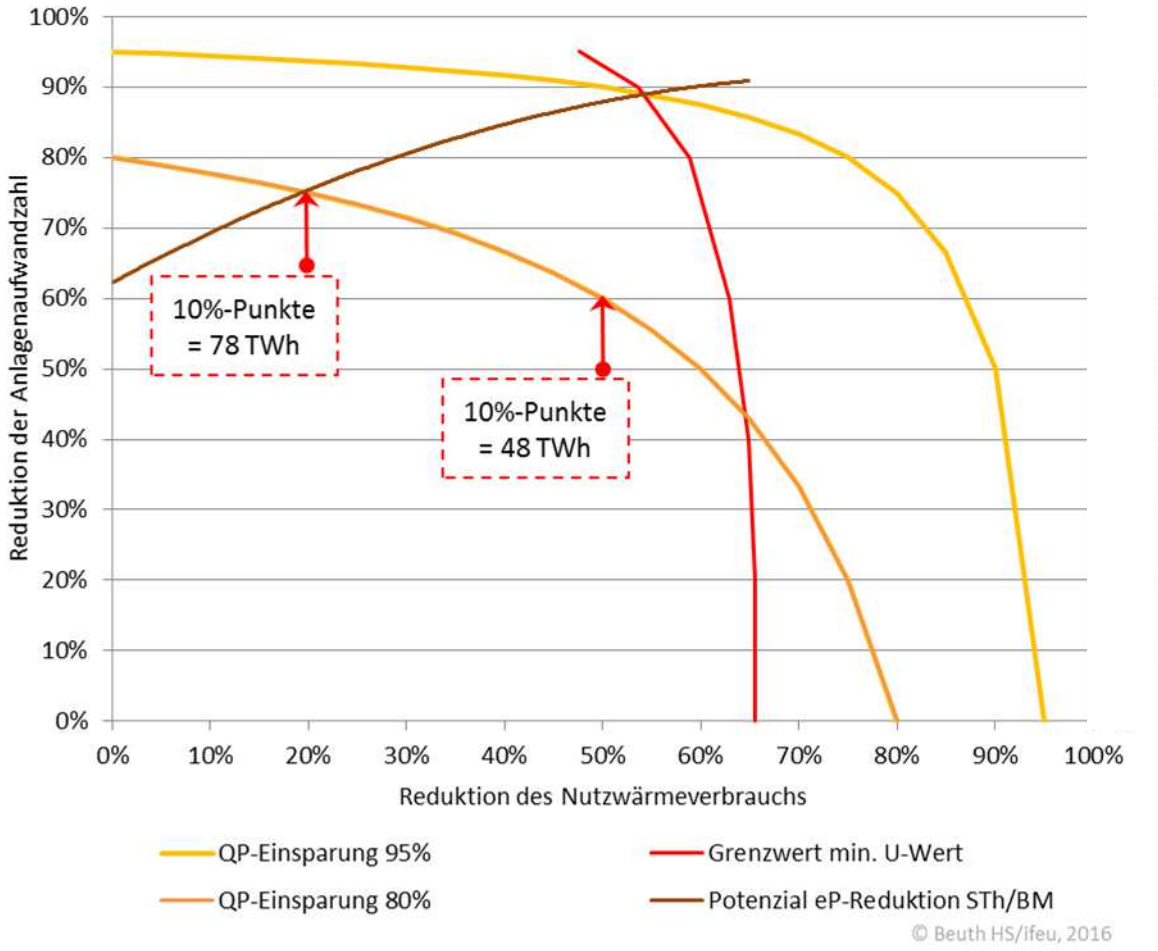


Abbildung 5.8: **Ergänzung der prozentualen Veränderung um 10 Prozentpunkte um die jeweiligen absoluten Energiemengen in Abhängigkeit von der Nutzwärmereduktion**

Minimale Anlagenaufwandszahl bei Schwerpunkten auf Strom und dezentrale Versorgung

Der Schwerpunkt soll die Grenzen einer hohen Ausnutzung des Wärmepumpenpotenzials darstellen. Diese führt zu einer weitgehenden Verdrängung von Wärmenetzen.

Der maximal effiziente Anlagenmix wurde für fünf Nutzenergie-Gesamtverbräuche nach den folgenden Prioritäten festgelegt:

- Ausschöpfen des berichtigten Wärmepumpenpotenzials. Ausschöpfen des berichtigten Wärmepumpenpotenzials mit einer Verteilung der Wärmequellen: Sole 45 %, Luft 40 %, Wasser 10 % Erdreichkollektor 5 %. Die Leistungszahlen entsprechen einer ambitionierten Fortschreibung heutiger Trends bis zum Jahr 2050 (Luft/Wasser: 4,85, Sole/Wasser: 5,70)
- Berichtigung des Wärmenetzpotenzials um den Anteil der Wärmepumpen, da von einer Überschneidung der Potenziale auszugehen ist.
- Verschieben des gesamten Biomassepotenzials in zentrale KWK-Anlagen, da diese den größtmöglichen Gesamtwirkungsgrad bieten. Somit keine Holzfeuerung in dezentralen Heizkesseln und Öfen.
- Ausschöpfen der berichtigten Wärmenetzpotenziale in Abhängigkeit vom Nutzenergiebedarf, aber nur soweit die Netze für die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen erforderlich sind.
- Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs mit Gas-Brennwertheizungen

- Ausstattung aller Wärmeerzeuger außer Wärmepumpen mit solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung und Brauchwassererwärmung mit groß dimensionierten Kollektoren
- Vollständige Ausstattung der Gebäude mit Flächenheizsystemen (außer in denkmalgeschützten Gebäuden)

Durch den vorrangigen Ausbau mit dezentralen Wärmepumpen wird das Wärmenetzpotenzial stark vermindert. Bei dieser Schwerpunktsetzung auf strombasierte Heizungen werden die Wärmepumpen nicht mit solarthermischen Anlagen kombiniert, weshalb deren Anteil ebenfalls stark sinkt. Es ist zunächst ein höherer Anteil von fossilen Energieträgern nötig als bei der Schwerpunktsetzung auf Solarthermie und Biomasse. Erst bei höheren Nutzwärmeeinsparungen gleicht sich der Bedarf an fossilen Energieträgern an. Der gesamte Endenergieeinsatz – ohne Solar- und Umweltwärme – ist jedoch über den gesamten Verlauf gleich oder etwas niedriger als beim Schwerpunkt Solarthermie/Biomasse.

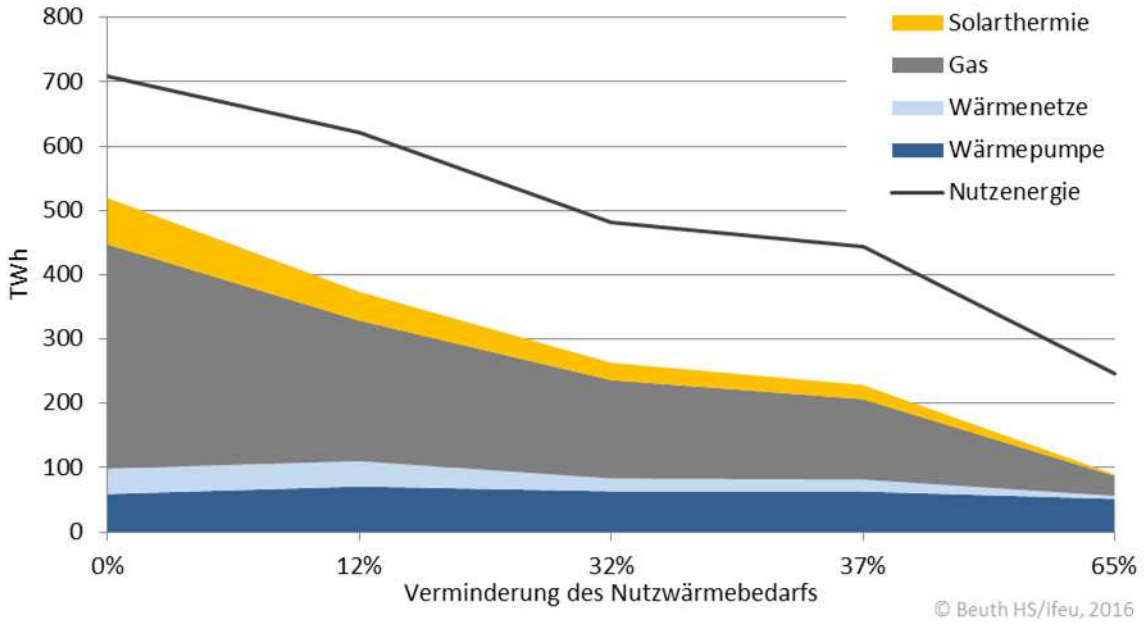


Abbildung 5.9: Maximal effizienter Anlagenmix in Abhängigkeit von der Minderung des Nutzwärmebedarfs mit Schwerpunkt auf Strom

Abbildung 5.10 zeigt, dass die Potenzialgrenze bei einem Schwerpunkt auf strombasierten Heizsystemen etwas unterhalb derer von Solarthermie/Biomasse liegt. Durch die starke Fokussierung auf dezentrale Wärmepumpen können hier die Erneuerbaren-Potenziale, die an Wärmenetze gebunden sind, sowie die Solarthermiepotenziale nicht gehoben werden. Eine Erreichung des -80%-Ziels ist an deutlich mehr Gebäudeeffizienz geknüpft. Für das -95%-Ziel nähert sich die Potenzialgrenze der Grenze des Solarthermie/Biomasse-Schwerpunkts bereits wieder an.

Eine zu starke Konzentration auf elektrische Wärmepumpen schränkt das Handlungsfeld unnötig ein. Wenn der Nutzwärmebedarf des Gebäudebestands nicht weiter vermindert wird, ist demnach höchstens eine Verminderung der Anlagenaufwandszahl um lediglich 56 % (statt der zuvor bestimmten 61 %) möglich. Um das -80%-Ziel zu erreichen, ist mindestens eine Verminderung des Nutzenergiebedarfs um 32 % erforderlich. Das -95%-Ziel kann erst bei einer Bedarfsminderung um 64 % erreicht werden.

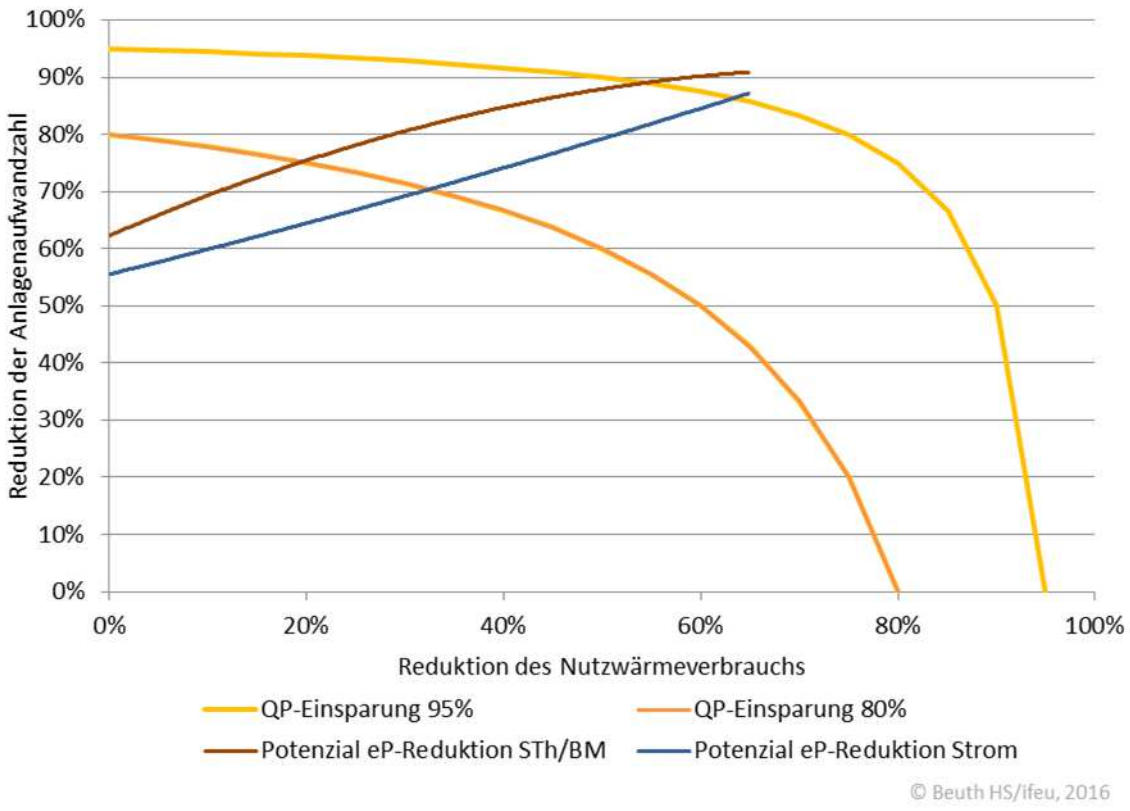


Abbildung 5.10: Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl bei einem Schwerpunkt auf Strom (im Vergleich zu Solarthermie/Biomasse)

Die Effekte, die über den Gebäudebereich hinaus in andere Sektoren wirken– wie zusätzlicher Strombedarf – sind in den beiden abgebildeten Grenzwertberechnungen sehr unterschiedlich. Sie werden in Kapitel 6 für die konkreten Szenarien dargestellt.

Die Potenzialgrenzen können durch die folgenden Parameter beeinflusst werden:

- Wärmekosten
  Die Berechnung der wirtschaftlichen Potenziale der Energieträger wurden mit Bezug auf das aktuelle Niveau der Wärmekosten berechnet. Werden höhere Wärmekosten als zumutbar erachtet, verschieben sich die Grenzkurven nach oben.
- Energieträgermix
  Die Energieträgermixe der beiden Schwerpunkte stellen zwei extreme Ausprägungen dar. Kombinationen aus beiden verschieben die Kurven, jedoch ist eine Verschiebung über die obere (braune) Kurve hinaus mit den verfügbaren Technologien nicht anzunehmen.

5.3 Handlungskorridor

Das Handlungsfeld zur Erreichung des -80%- und -95%-Ziels wird durch die Potenzialgrenzen sowohl auf Seiten der Gebäudeeffizienz als auch auf Seiten der Anlagentechnik bestimmt. Im Vergleich der Schwerpunkte wird deutlich, dass bei einem breiteren Energieträgermix ein größeres Handlungsfeld verbleibt.

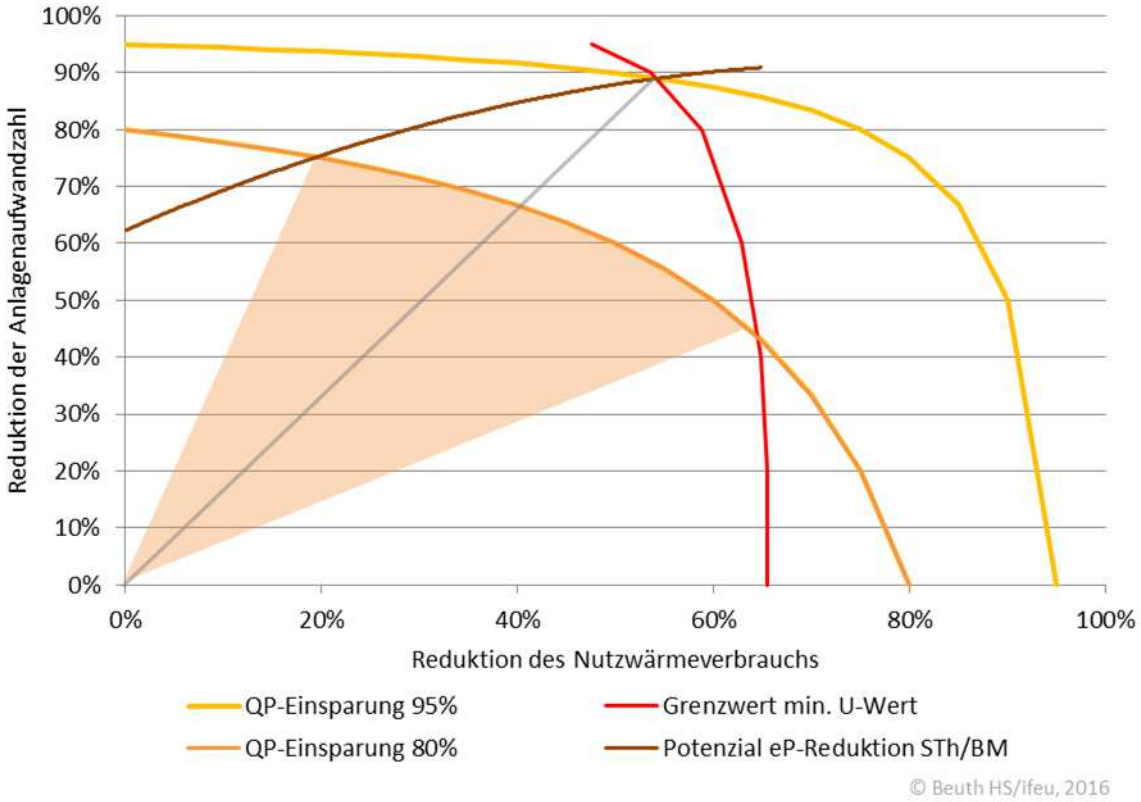


Abbildung 5.11: Handlungskorridor zur Erreichung des -80%-Ziels und Maximalziel bei einem Schwerpunkt auf Solarthermie/Biomasse)

Eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 95 % wird bei der Schwerpunktsetzung auf Solarthermie, Biomasse und Wärmenetze knapp in einem einzigen Punkt erreicht. Dadurch wird der Handlungskorridor auf eine Linie reduziert. Die Zielerreichung erfordert eine Verminderung des Nutzwärmebedarfs um 54 % und eine Reduktion der Anlagenaufwandszahl um 88 %.
Bei einem Schwerpunkt auf dezentrale Wärmepumpen kann lediglich eine maximale Primärenergiereduktion um maximal 83 % der heutigen Anlagenaufwandszahl erreicht werden. Damit reduziert sich die maximal mögliche Senkung der Primärenergie auf rund 88%.

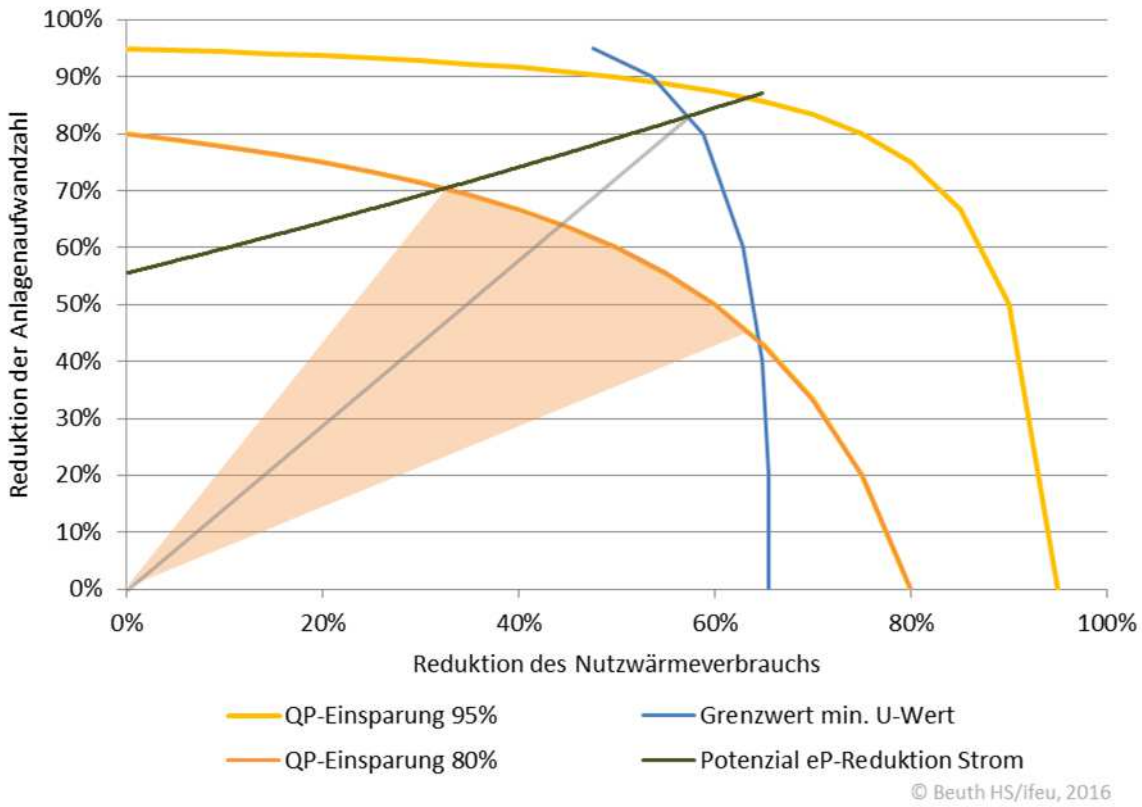


Abbildung 5.12: Handlungskorridor zur Erreichung des -80%-Ziels und Maximalziel bei einem Schwerpunkt auf Strom

6 Szenarien zur Bewertung der Handlungsoptionen

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Potenziale in erster Linie als statische Grenzen untersucht. In diesem Kapitel werden zwei Szenarien berechnet, die zeigen sollen, welche maximalen Verbesserungen des Anlagenbestands unter Berücksichtigung der Dynamik im Heizungsmarkt möglich sind. Limitierende Faktoren für den Ausbau erneuerbarer Energien können dabei resultieren

- aus den Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger bzw. den daraus resultierenden Austauschraten,
- aus den Markthochlaufgeschwindigkeiten neuerer Heizungstechnologien,
- aus der Geschwindigkeit bei der Verbesserung der Gebäudeeffizienz, sofern diese einen Einfluss auf die erneuerbaren Energiequellen hat.

Um den Einfluss der Gebäudeeffizienz auf die maximal mögliche Ausstattung mit erneuerbaren Energien zu untersuchen, werden zwei Szenarien berechnet, die die anzunehmenden Grenzen der künftigen Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs umreißen:

- „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“: der bauliche Wärmeschutz entwickelt sich gegenüber 2011 zwar weiter, aber die überwiegende Anzahl der Sanierungen erfolgt auf einem gemäßigten Ambitionsniveau. Die U-Wert-Anforderungen an Neubau und Bestand entwickeln sich nur zögernd. Die Zahl der Pinselsanierungen nimmt leicht ab. Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung nehmen leicht zu. Der Nutzwärmeverbrauch stellt damit die anzunehmende Obergrenze der künftigen Verbrauchsentwicklung dar. Die Neubaurate fällt gleichmäßig ab, wohingegen die Abrissrate gleichmäßig steigt. Bei den Nichtwohngebäuden wird von einer doppelt so hohen Abriss- und Neubaurate ausgegangen. Dabei werden vor allem Gebäude der Baualtersklassen 1919 - 1968 abgerissen.
- „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“: maximale, aber dennoch realistische Ambitionen, hoher Anteil ambitionierter Sanierungen, frühzeitige und zukunftsweisende Anpassung der U-Wert-Anforderungen, kaum noch Pinselsanierungen, dynamischer Zuwachs von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung. Es wird angenommen, dass die Vorzieheffekte ansteigen. Das bedeutet, dass die Bauteile vor dem Ablauf der Nutzungsdauer saniert werden. Das Szenario ist kein Zielerreichungsszenario, sondern es zeigt, welche Einsparungen möglich sind. Lock-In-Effekte, Dämmrestriktionen, Nutzungsdauern von Bauteilen werden ebenso berücksichtigt wie angepasste Bedarfs- und Verbrauchsanpassungen. Die Abriss- und Neubaurate ist deutlich erhöht, sodass sich der Gebäudebestand immer weiter verjüngt. Der Nutzenergieverbrauch stellt die anzunehmende Untergrenze des realisierbaren Potenzials dar.

In beiden Szenarien wird eine maximale Ausstattung mit erneuerbaren Energien angestrebt. Dabei wird eine gute Mischung der zur Verfügung stehenden Energiequellen angestrebt, um Restriktionen, die aus einer einseitigen Fixierung auf eine einzige Technologie entstehen können, entgegen zu wirken. Die Marktanteile und die Zuwachsgeschwindigkeiten der Energiequellen sind in beiden Szenarien möglichst ähnlich. Wenn Potenzialgrenzen bei einzelnen Gebäudetypen erreicht werden, wird versucht, ggf. verbleibende Potenziale auf andere Gebäudetypen umzuverteilen.

Da die maximale technische Verbesserung des Anlagenbestands untersucht wird, wird die Wirtschaftlichkeit der Sanierungen auf der Einzelgebäudeebene weitgehend vernachlässigt.

Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung sind Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung in der Energiebilanz zu berücksichtigen. Die entsprechenden Energieverbräuche werden den Modellergebnissen exogen hinzugefügt. Dabei wird auf die entsprechenden Ergebnisse der Effizienzstrategie Gebäude (prognos; ifeu; IWU 2015) zurückgegriffen.

6.1 Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz

U-Wert-Szenarien

Für die Bauteile Dach/oberste Geschossdecke, Außenwand, Kellerdecke/Kellerfußboden und Fenster wurden die U-Werte festgelegt, die im Falle einer Sanierung realisiert werden. Sie werden in die beiden Varianten „konventionelle Sanierung“ und „ambitionierte Sanierung“ eingeteilt. Die U-Werte für die konventionellen Sanierungen im Startjahr 2011 orientieren sich an den Vorgaben von Anlage 3 EnEV, jedoch werden sie um 25 % angehoben, um einen mangelhaften technischen Vollzug der EnEV zu berücksichtigen. Die U-Werte werden in mehreren gleichmäßigen Stufen bis zum Jahr 2050 abgesenkt. Der Zielwert für die konventionelle Sanierung liegt im Bereich der heutigen Passivhaus-Anforderungen, bei Dächern noch darunter. Für ambitionierte Sanierungen entspricht der Startwert den Anforderungen der KfW an Einzelmaßnahmen, der Endwert wurde auf den voraussichtlich minimal erreichbaren U-Wert gesetzt (Kapitel 4). Für Fenster wird für 2050 ein U-Wert von 0,50 W/m²K eingesetzt. Heute absehbare Entwicklungen werden damit berücksichtigt und sukzessive in die Breite der Sanierungsfälle gebracht.
Weitergehende Qualitäten – wie etwa 12-fach-Verglasungen – werden nicht mit einer nennenswerten Verbreitung bis 2050 gesehen.

Sanierungstiefe

Die jährlich errechneten Sanierungsfälle werden auf die Varianten „konventionelle Sanierung“ und „ambitionierte Sanierung“ verteilt. Zusätzlich ist auch die Variante „Pinselsanierung“ möglich. In diesem Fall wird die energetische Qualität durch die Sanierung nicht verändert, das Bauteil ist jedoch für die Länge der Nutzungsdauer von einer weiteren Sanierung ausgeschlossen. Für das Startjahr wird ein Anteil von Pinselsanierungen von gut einem Drittel angenommen. Genaue Zahlen über den tatsächlichen Vollzug der EnEV liegen jedoch leider nicht vor. Bis 2050 steigen die Anteile der konventionellen und ambitionierten Sanierungen kontinuierlich an.

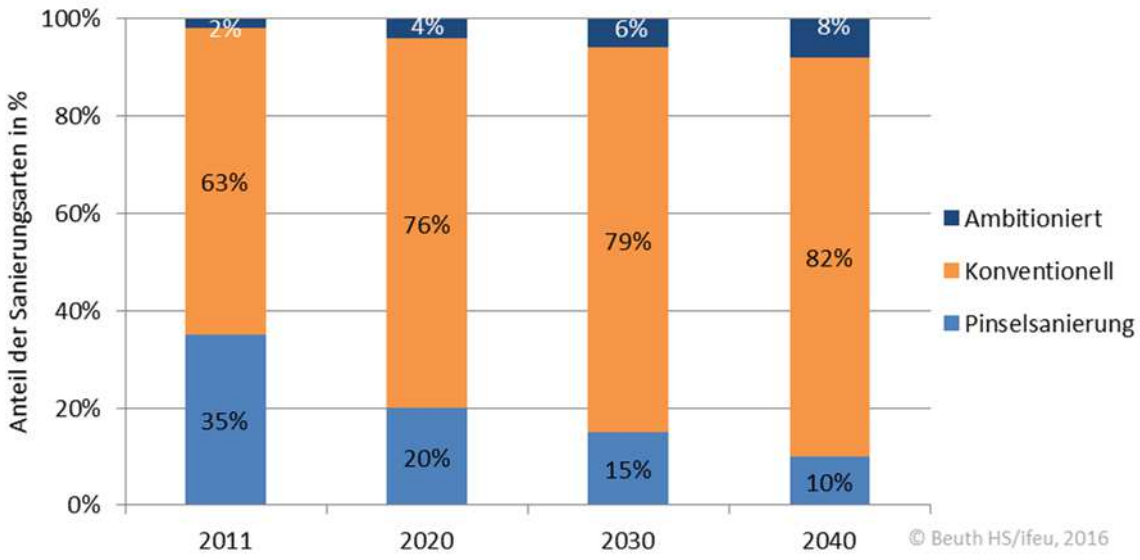


Abbildung 6.1: Prozentuale Verteilung der Sanierungsarten Pinsel, konventionell und ambitioniert (entsprechend Sanierungstiefen) bei Ablauf der Nutzungsdauer eines Bauteils

Die energetische Sanierungsrate wird in GEMOD nicht unmittelbar vorgegeben, sondern berechnet sich aus den Nutzungsdauern der Bauteile und dem Anteil der energetischen Sanierungen gegenüber den Pinselsanierungen. Bedingt durch die weibullverteilten Sanierungszyklen jedes einzelnen Bauteils weisen diese wellenförmige zeitliche Verteilungen auf, die sich für den gesamten Gebäudebestand überlagern. Daher ist die Sanierungsrate keine konstante Größe. Die berechneten durchschnittlichen Sanierungsraten der jeweiligen Zeiträume zeigt Tabelle 6.1.

	mittlere Sanierungsrate 2011	mittlere Sanierungsrate 2020	mittlere Sanierungsrate 2030	mittlere Sanierungsrate 2040
WG	1,12%	1,38%	1,47%	1,55%
NWG	1,64%	2,02%	2,27%	2,15%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 6.1: Sanierungsraten im Szenario max. EE/konv. Eff.

Für Nichtwohngebäude wird sowohl eine kürzere Nutzungsdauer der Bauteile angenommen als auch ein geringerer Anteil von Pinselsanierern, weil dort ein höherer Anteil von professionellem Gebäudemanagement vermutet wird als bei Wohngebäuden.

Anteil Wärmerückgewinnung

In Bezug auf die Lüftungswärmeverluste werden nur Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung im Modell erfasst. Andere Lüftungsanlagen sind für den Heizwärmebedarf nur mittelbar wirksam. Der Anteil der Gebäude mit Wärmerückgewinnungsanlagen im Startjahr ist mit aktuellen Marktdaten sowie mit der IWU-Datenbasis (IWU 2010) abgeglichen. Der jährliche Zubau erfolgt in einer Fortschreibung des aktuellen Marktgeschehens mit einem kontinuierlichen Anstieg. Bei Wohngebäuden steigt der jährliche Zubau von rund 30.000 Anlagen im Startjahr auf rund 170.000 Anlagen im Jahr 2050.

Bei Nichtwohngebäuden ist der Ausstattungsgrad mit Wärmerückgewinnungsanlagen im Startjahr mit rund 8 % wesentlich höher als bei Wohngebäuden. Er steigt in Abhängigkeit vom Baujahr der Gebäude bis 2050 an, wo durchschnittlich 35 % der Nichtwohngebäude mit einer Wärmerückgewinnungsanlage ausgestattet sind.

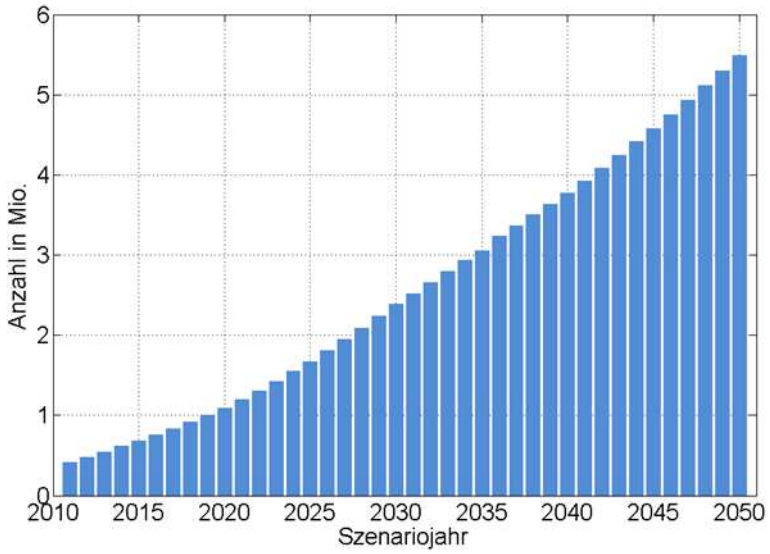


Abbildung 6.2: Anzahl der Wärmerückgewinnungsanlagen in Wohngebäuden

Neubau und Abriss

Die Neubauraten fallen im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ – vom aktuellen Wert ausgehend – gleichmäßig ab. Unter Abriss ist der gesamte Abgang aus dem beheizten Bestand zusammengefasst, also auch Zunahme des Leerstands. Die Abrissrate ist so angepasst, dass die gesamte Wohnfläche in Wohngebäuden den aktuellen Prognosen folgt (siehe Kapitel 3.1).

Für Nichtwohngebäude wird von doppelt so hohen Abriss- und Neubauraten ausgegangen. Eine genauere Angabe der Entwicklung des Nichtwohngebäudebestands ist aufgrund der fehlenden statistischen Erfassung nicht möglich.

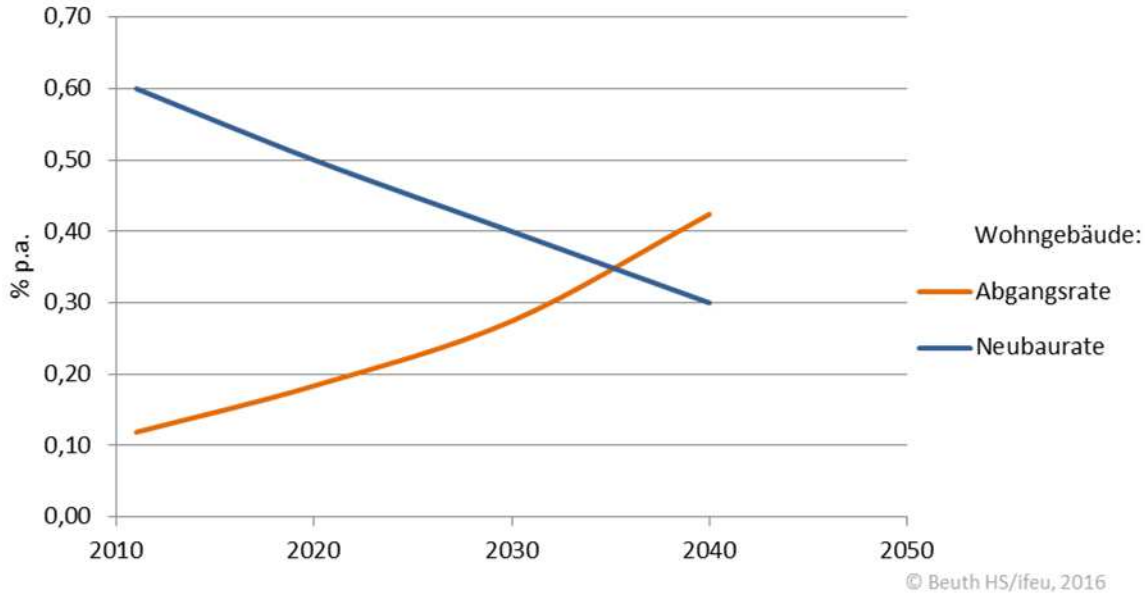


Abbildung 6.3: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Wohngebäude im Szenario max. EE/konv. Eff.

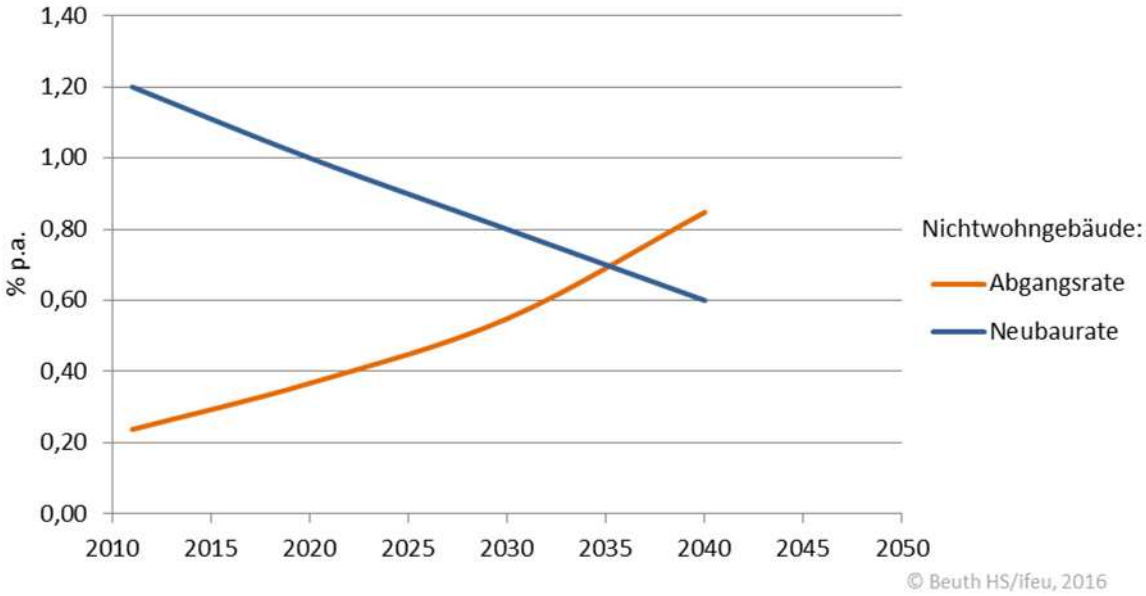


Abbildung 6.4: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Nichtwohngebäude im Szenario max. EE/konv. EE

Die Abriss- und Neubauraten werden, wie Kapitel 3.1 beschrieben, für die einzelnen Gebäudetypen differenziert vorgegeben. Es wird davon ausgegangen, dass überproportional viele Einfamilienhäuser sowie Reihenhäuser neu gebaut werden. Die angenommene Verteilung zeigt nachfolgende Tabelle.

Neubau	2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
EFH	33%	33%	33%	33%
RH	33%	33%	33%	33%
MFH	17%	17%	17%	17%
GMH	17%	17%	17%	17%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 6.2: Prozentuale Verteilung der Gesamtneubaurate auf die Gebäudegrößen

Für den Abgang wird festgelegt, dass überwiegend Gebäude der Baualtersklassen von 1919 bis 1968 abgerissen bzw. leergezogen werden. Der Anteil der älteren Gebäude ist wesentlich geringer, für jüngere Baujahre setzt der Abriss erst später ein.

Abriss Gesamt		Verteilung auf BAK	
Baualtersklasse	Baujahr	WG	NWG
A	1300 - 1859	2%	2%
B	1960 - 1918	3%	3%
C	1919 - 1948	25%	13%
D	1949 - 1957	25%	20%
E	1958 - 1968	20%	22%
F	1969 - 1978	7%	15%
G	1979 - 1983	6%	11%
H	1984 - 1994	5%	7%
I	1995 - 2001	3%	3%
J	2002 - 2011	2%	2%
K	2012 - 2020	1%	1%
L	2021 - 2035	1%	1%
M	2036 - 2050	0%	0%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 6.3: Prozentuale Verteilung der Gesamtabrissrate auf die Baualtersklassen im Szenario max. EE/konv. Eff.

6.2 Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz

U-Wert-Szenarien

Die U-Werte der Bauteile Dach, Außenwand, Keller und Fenster sind in die beiden Kategorien „konventionell“ und „ambitioniert“ eingeteilt.

Die U-Werte konventioneller Sanierungen entsprechen im Startjahr den Vorgaben von Anlage 3, Tabelle 1, EnEV. Dies impliziert eine flächendeckende Umsetzung der EnEV ohne jedes Vollzugsdefizit. Die U-Werte gehen bis 2050 stufenförmig auf den Endwert zurück. Als Endwert wurden die in (Beuth HS/ifeu 2015) ermittelten U-Werte herangezogen. Dabei wurde die Bandbreite dieser U-Werte berücksichtigt. Der U-Wert, der 2050 bei konventionellen Sanierungen erzielt wird, entspricht dem Mittelwert dieser Bandbreite und liegt damit etwa auf dem heutigen Passivhausniveau. Nur für Dächer wurde ein niedrigerer U-Wert angesetzt.

Für ambitionierte Sanierungen entsprechen die U-Werte im Startjahr den Vorgaben der KfW für Einzelmaßnahmen. Er geht bis 2050 stufenweise zurück auf den jeweils niedrigsten Wert der U-Wert-Bandbreite.

Die jeweiligen Anteile werden im nachfolgenden Kapitel Sanierungstiefe beschrieben. In beiden Kategorien (konventionell und ambitioniert) ist jedoch die Geschwindigkeit, mit der der End-U-Wert erreicht wird, gegenüber dem Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ erhöht. (Beuth HS/ifeu 2015)

Sanierungstiefe

Die Anteile der Kategorien konventionelle, ambitionierte oder Pinselsanierung am Sanierungsgeschehen einer Dekade werden als Sanierungstiefe für das Startjahr und die drei Stützjahre (2020, 2030, 2040) vorgegeben. Zwischen den Stützjahren werden sie linear interpoliert.

Die Sanierungstiefe im Startjahr wird optimistischer als im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ angenommen. Für die Zukunft wird eine starke Zunahme der ambitionierten Sanierungen vorgegeben. Um diese zu erreichen, wären sehr wirksame Anreize erforderlich – zum Beispiel Fördermaßnahmen. Der Anteil der Pinselsanierungen geht in diesem Szenario sehr rasch auf ein niedriges Niveau zurück, wird jedoch nicht Null, da dies nicht realistisch erscheint. Voraussetzung für diesen Abfall der Pinselsanierungen wären ein wesentlich wirkungsvollerer Vollzug der EnEV sowie eine Auflösung des Wirtschaftlichkeitsgebots (durch Förderung und/oder Forderung). Durch den geringen Anteil von Pinselsanierungen gehen Lock-In-Effekte stark zurück.

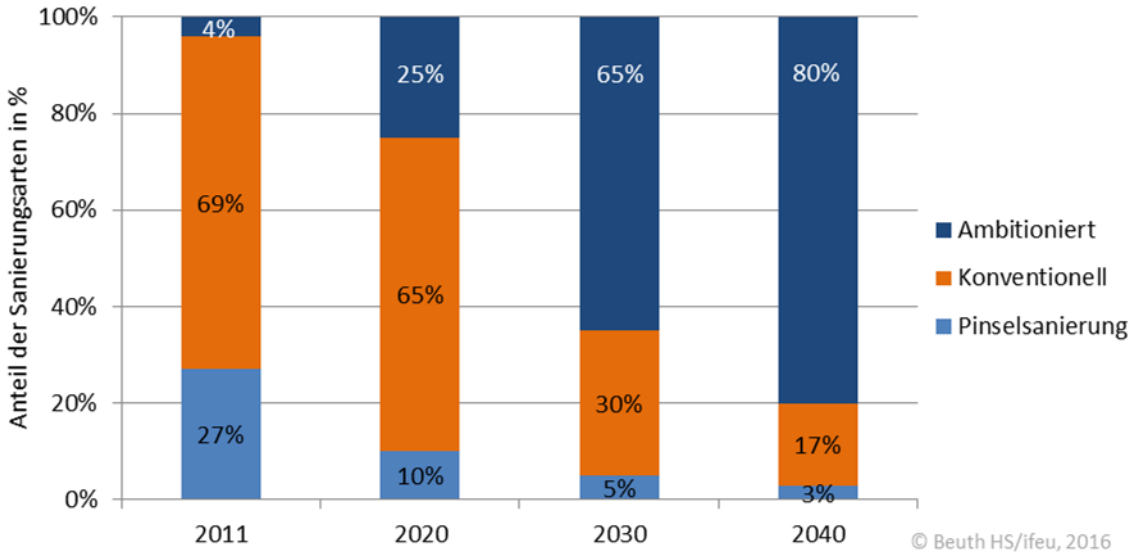


Abbildung 6.5: Anteile der Sanierungskategorien im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ für die Bauteile Dach, Außenwand und Keller

Die energetische Sanierungsrate, die sich aus der Nutzungsdauer der Bauteile und dem Anteil der nicht-energetischen Sanierungen ergibt, ist im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ wesentlich erhöht gegenüber dem Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“. Die Nutzungsdauern der Bauteile sind in diesem Szenario um durchschnittlich zehn Jahre verkürzt. Damit wird der Spielraum, den die große Bandbreite der Nutzungsdauern gibt, ausgenutzt. Zusätzlich wird ein hoher Anteil an Vorzieheffekten unterstellt. Das bedeutet, dass Bauteile deutlich vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer energetisch saniert werden. Diese Annahme wird auch für Nichtwohngebäude getroffen, obwohl sie hier für sehr optimistisch anzusehen ist und hoher Anreize bedürfte.

	mittlere Sanierungsrate 2011	mittlere Sanierungsrate 2020	mittlere Sanierungsrate 2030	mittlere Sanierungsrate 2040
WG	1,91%	2,77%	2,37%	2,40%
NWG	2,72%	2,95%	3,10%	3,10%

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 6.4: Sanierungsraten im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“

Anteil Wärmerückgewinnung

Der Ausstattungsgrad mit Wärmerückgewinnungsanlagen ist im Startjahr gleich mit dem Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“. Der Anstieg ist in den Folgejahren jedoch wesentlich höher. Demnach verfügen in 2050 rund 86 % der Nichtwohngebäude über eine Wärmerückgewinnungsanlage. Die Anzahl der Wärmerückgewinnungsanlagen in 2050 ist damit mehr als doppelt so hoch wie im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“.

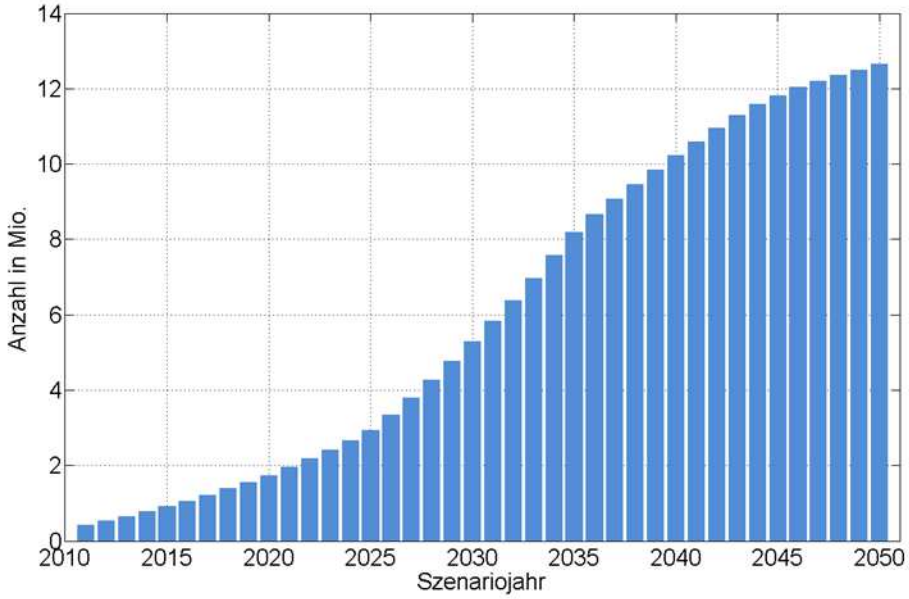


Abbildung 6.6: Anzahl der Wärmerückgewinnungsanlagen in Wohngebäuden

Neubau und Abriss

Die Neubauraten sind gegenüber dem Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ erhöht. Unter Abriss ist der gesamte Abgang aus dem beheizten Bestand

zusammengefasst, also auch Zunahme des Leerstands. Die Abrissrate ist so angepasst, dass die gesamte Wohnfläche in Wohngebäuden den aktuellen Prognosen folgt. Die höhere Neubaurate impliziert also gleichzeitig eine Erhöhung der Abrissrate und somit eine stärkere Verjüngung des Gebäudebestands.

Für Nichtwohngebäude wird – wie im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ - von doppelt so hohen Abriss- und Neubauraten ausgegangen.

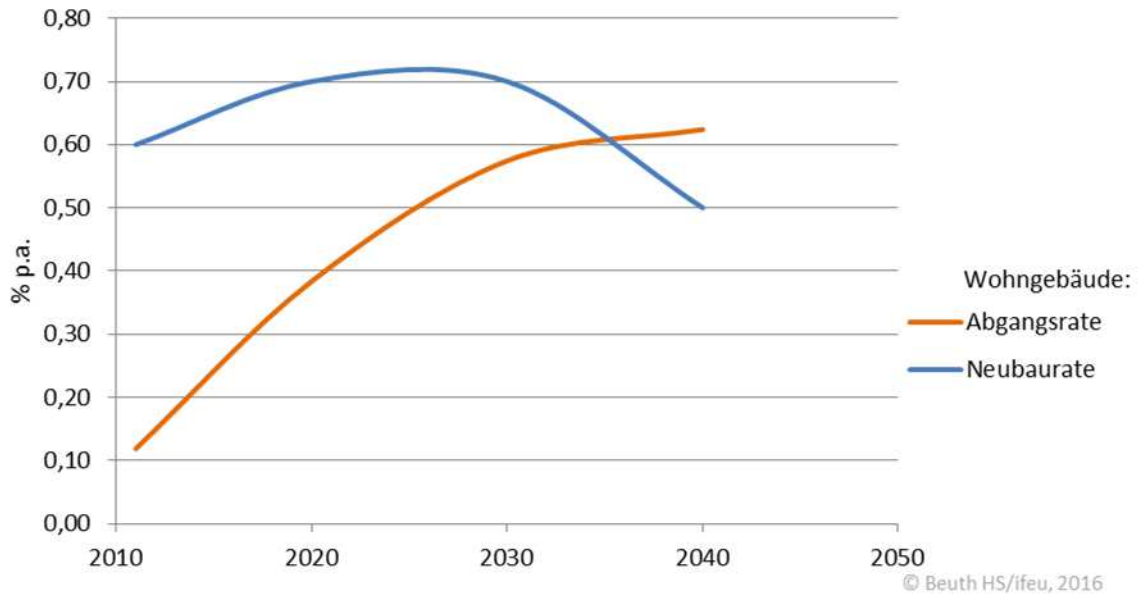


Abbildung 6.7: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Wohngebäude im Szenario max. EE/max. Eff.

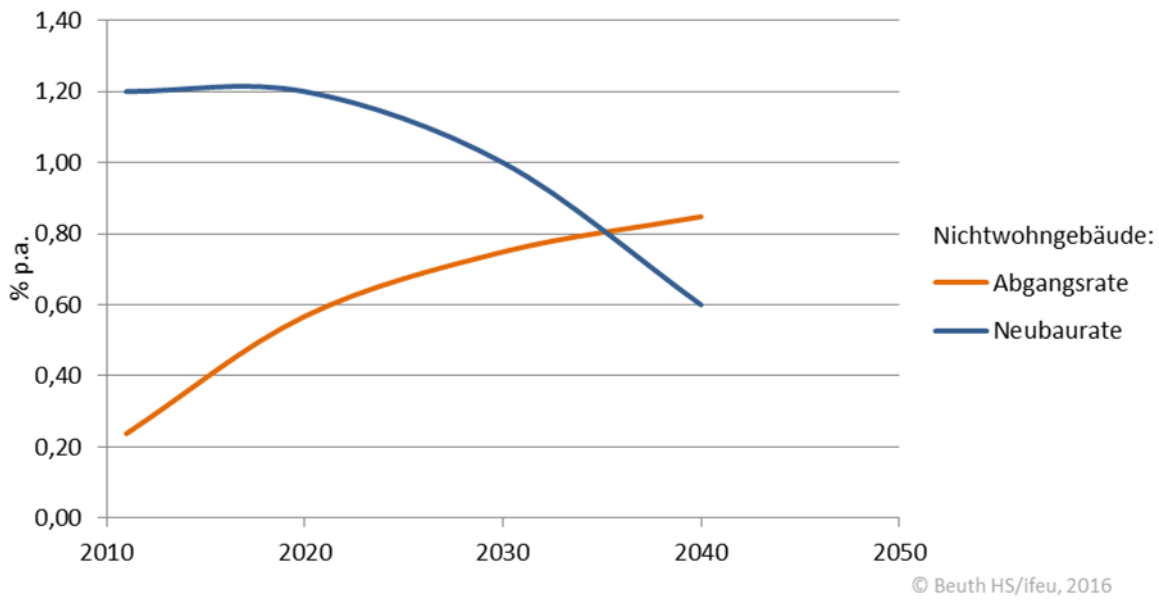


Abbildung 6.8: Entwicklung von Neubau- und Abrissrate für Nichtwohngebäude im Szenario max. EE/max. Eff.

Die Verteilung der Neubaurate auf die Gebäudegrößen bzw. der Abrissrate auf die Baualtersklassen entspricht den Festlegungen im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“.

6.3 Wärmeversorgung

Die Ausstattung der Wärmeerzeuger erfolgt in beiden Szenarien „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ und „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ möglichst ähnlich, da der Einfluss der Gebäudeeffizienz auf die Anwendbarkeit von erneuerbaren Energien gezeigt werden soll. Die Markthochlaufgeschwindigkeiten der erneuerbaren Wärmeerzeuger wurden in beiden Szenarien gleich angesetzt. Abweichungen im Marktgeschehen können aber durch die unterschiedliche Entwicklung des Nutzwärmeverbrauchs entstehen.

Heizölkessel

In beiden Szenarien liegt der Marktanteil von Heizölkesseln 2020 bei nur noch 2,0 %. In Gebäuden, die vor 1948 errichtet wurden, werden noch Ölkessel mit einem kleinen einstelligen Anteil eingebaut. Diese sind zur Hälfte Brennwertkessel und Niedertemperaturkessel. Ab 2030 werden keine Ölkessel mehr installiert.

Gaskessel

2020 liegt der Marktanteil von Gaskesseln noch bei 70 % und 2030 bei 52 % (max. EE/konv. Eff.). Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ sinkt der Anteil 2030 auf 50 %. Der Marktanteil wird ab 2030 zunehmend reduziert. 2040 liegt der Marktanteil dann noch bei 36% (max. EE/konv. Eff.) und 30 % (max. EE/max. Eff.), 2050 sinkt der Anteil auf 18 % (max. EE/konv. Eff.) und 12 % (max. EE/max. Eff.). Der Anteil von Brennwertkesseln liegt dann bei 100 %. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Gaskessel eingesetzt werden, wenn eine Versorgung durch erneuerbaren Energien nicht möglich ist.

Holzpelletskessel

Holzpelletkessel werden nur in Wohngebäuden eingebaut. Innerhalb des Wohngebäude-Bereichs werden Pelletheizungen bevorzugt in kleinen Gebäuden eingebaut als in großen und öfter in alten als in neuen. 2020 liegt der Marktanteil von Holzpelletkesseln in beiden Szanarien bei 4,2 %. Bei einem leicht steigenden Wachstum erhöht sich der Anteil bis 2050 auf 8,5 %.

Hackschnitzelkessel

Hackschnitzelheizungen werden nur in Nichtwohngebäuden eingebaut. Der Marktanteil von 1,2 % steigt leicht bis 2050 auf 2,6 %.

Scheitholzöfen

Scheitholzöfen sind dezentrale Kamine und Kaminöfen in Wohngebäuden. Sie werden stets als Ergänzung zu einem bestehenden Wärmeerzeuger eingesetzt. In Einfamilien- und Reihenhäusern werden mehr Scheitholzöfen genutzt als in Mehrfamilienhäusern. Ihr Anteil an der Energiebedarfsdeckung steigt von 6,4 % 2020 auf 13,3 % 2050.

Wärmepumpen

Der Marktanteil von elektrischen Wärmepumpen wächst im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ von 7,7 % (2012) auf ca. 73 % (2050). Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ wächst der Anteil von 7,7 % (2012) auf 83 % (2050). Als Wärmequelle wird überwiegend Außenluft genutzt. Dieser Anteil steigt von 70 % im Jahr 2012 auf 83 % in 2050. Die restlichen Wärmepumpen nutzen Erdwärmesonden als Quelle. Erdwärmekollektoren und Grundwasser bleiben konstant bei je 1 % der installierten Wärmepumpen.

Der Marktanteil von Wärmepumpen wächst je jünger die Gebäudebaualter sind. In Neubauten steigt er von 40 % in 2020 auf 88 % in 2050 im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ und auf 99 % im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“. Eine annähernde Verdopplung des Marktanteils für alle folgenden Dekaden führt zu einem maximal erreichbaren Marktanteil von 73% in 2050 (max. EE/konv. Eff.) und 98 % (max. EE/max. Eff.). Das Wachstum der Wärmepumpen ist außerdem an den Heizwärmebedarf von

Gebäuden gebunden. Dieser muss unter 90 kWh/m²a liegen. Diese Grenze wird jedoch erst in 2050 wirksam.

Blockheizkraftwerke

Der Marktanteil von Blockheizkraftwerken bleibt auf einem geringen Niveau von ca. 0,6 %.

Wärmenetze

Der Anteil der bereitgestellten Wärme bleibt bis 2030 etwa konstant bei einem leichten Rückgang, der auch der fortschreitenden Sanierungstätigkeit geschuldet ist. Ab 2040 gibt es keinen Zubau von Wärmenetzen.

Nachtspeicherheizungen

Der Marktanteil von Nachtspeicherheizungen sinkt von 1,5 % 2012 auf null im Jahr 2020.

Die Primärenergiefaktoren für Wärmenetze und Strom für die Szenarienberechnungen wurden wie in der Effizienzstrategie Gebäude (prognos; ifeu; IWU 2015) fortgeschrieben. Da die hier entwickelten Szenarien möglichst mit denen der ESG vergleichbar sein sollten, sollten keine überlagernden Abweichungen durch andere Faktoren erzeugt werden.

		2008	2020	2030	2040	2050
fP	Strom	2,9	2,3	1,8	1,5	1,4
	Fernwärme	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
fP nicht erneuerbar	Strom	2,6	1,8	0,9	0,6	0,4
	Fernwärme	1,1	0,8	0,8	0,6	0,5
THG-Emissionsfaktor	Strom	647	438	363	236	122
	Fernwärme	319	234	233	170	144

© Beuth HS/ifeu, 2016

Tabelle 6.5: Primärenergiefaktoren (fP), Primärenergiefaktoren Anteil nicht-erneuerbare Energie (fP nEE) und THG-Emissionsfaktor in g/kWh für Fernwärme und Strom nach (prognos; ifeu; IWU 2015)

Anfangs ist der Anteil der solaren Trinkwarmwassererwärmung höher als bei der solaren Heizungsunterstützung. Ab 2020 zeichnet sich der Trend ab, dass größere Solarthermieanlagen eingesetzt werden, die für die Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung genutzt werden. Anlagen zur reinen Trinkwarmwassererwärmung werden nicht mehr genutzt. 2030 wird der Bestand der Solarthermieanlagen in Einfamilienhäusern verdreifacht und in Mehrfamilienhäusern vervierfacht, woraufhin er konstant bleibt. 2050 liegt der Anteil der Solarthermieanlagen in kleineren Wohngebäuden bei 62 % und in Mehrfamilienhäusern bei 33 %.

Nur bei wenigen Nichtwohngebäudetypen (Sport, Krankenhäuser und Beherbergung, Gaststätte und Heime) wird Solarthermie eingesetzt. 2030 vervierfacht sich der Anteil, sodass der Bestand von ca. 4,4 % 2012 auf 26 % 2050 ansteigt.

Wärmeverteilung

Der Anteil der Wärmeverteilung mit geringer Vor- und Rücklauftemperatur (35/28) steigt bis 2050 auf ca. 80 %.

Heizungsoptimierung

Der Anteil der Heizungsoptimierungen steigt bis 2050 auf ca. 100 %.

In Abbildung 6.9 und Abbildung 6.10 sind die Entwicklungen der Marktanteile der Energieträger im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ dargestellt. Abbildung 6.11 und Abbildung 6.12 zeigen die Entwicklungen der Marktanteile der Hauptwärmeerzeuger im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“.

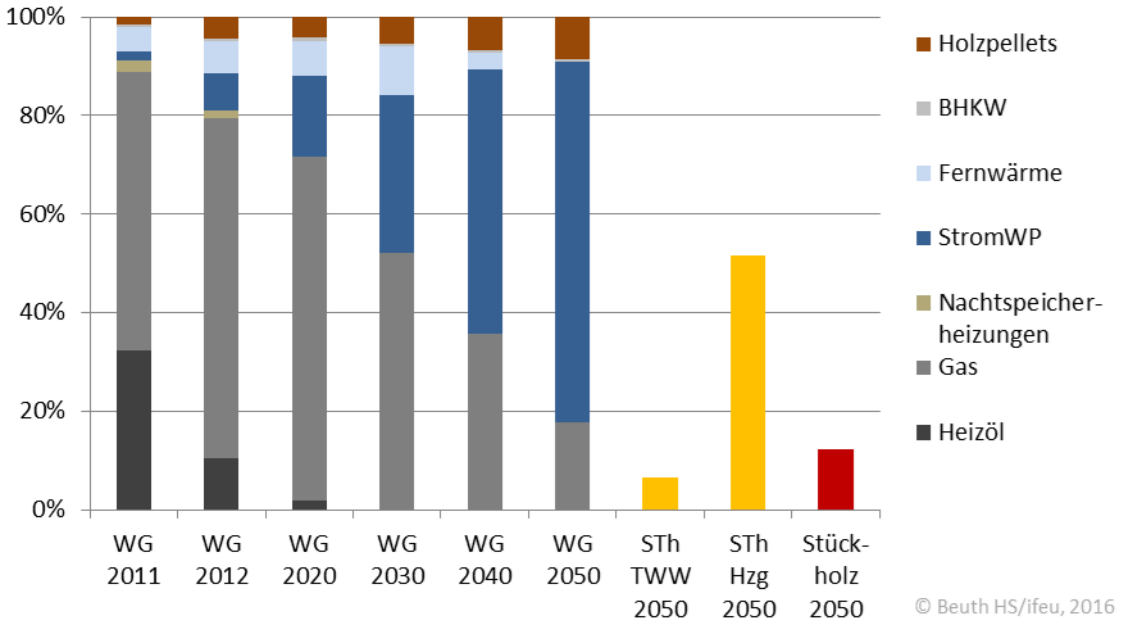


Abbildung 6.9: **Entwicklung der Marktanteile von neu installierten Wärmeerzeugern der Energieträger in Wohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen und Endenergiebereitstellung durch Stückholz in 2050 im Szenario max. EE/konv. Eff.**

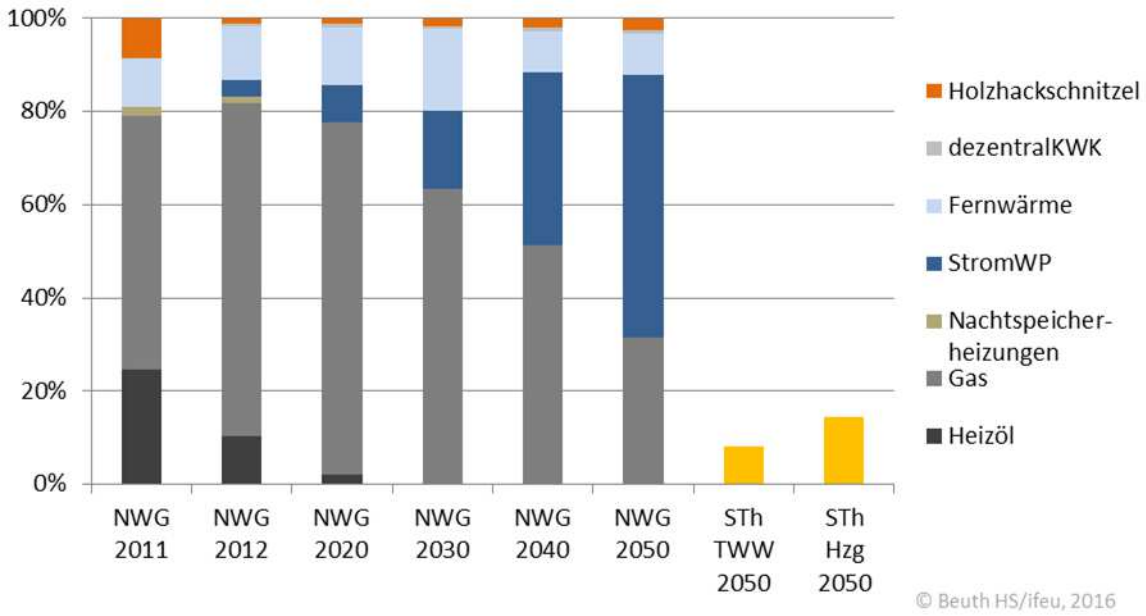


Abbildung 6.10: **Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Nichtwohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 Szenario max. EE/konv. Eff.**

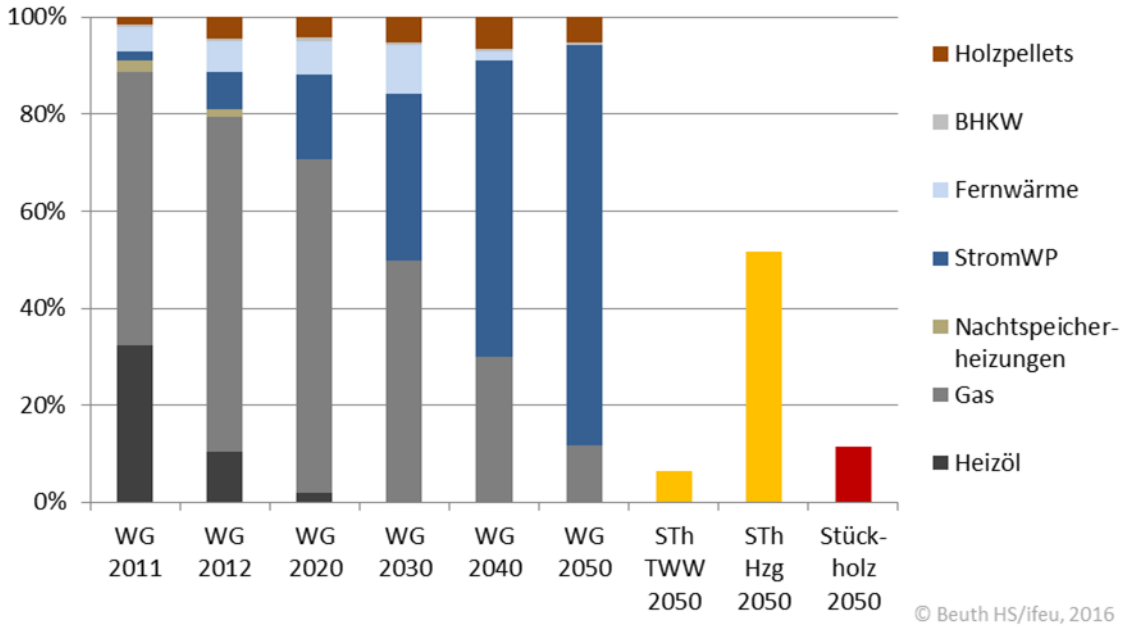


Abbildung 6.11: Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Wohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 Szenario max. EE/max. Eff. sowie Anteil von Stückholz an der Wärmebereitstellung

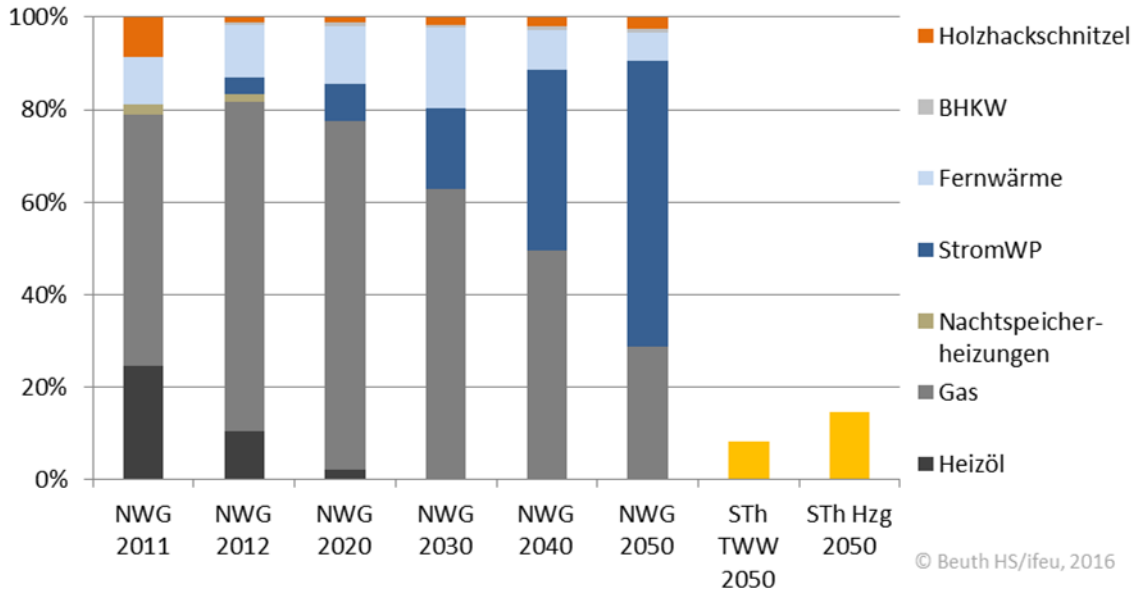


Abbildung 6.12: Entwicklung der Marktanteile der Energieträger in Nichtwohngebäuden sowie Durchdringung mit Solarthermieanlagen in 2050 max. EE/max. Eff.

6.4 Ergebnisse

Darstellung der Szenarien im Handlungsfeld

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Szenarien in das Handlungsfeld, das in Kapitel 5 hergeleitet wurde, eingetragen (Abbildung 6.13, Abbildung 6.14 und Abbildung 6.15). Abbildung 6.13 und Abbildung 6.14 zeigen die Verläufe der Szenarien als Funktion der Anlagenaufwandszahl e_P über dem Nutzwärmeverbrauch. In dieser Darstellung können die Primärenergie-Einsparungen unterschieden werden nach Effizienzmaßnahmen (Verminderung des Nutzwärmeverbrauchs auf der Abszisse) und Verbesserungen der Anlagentechnik (Verminderung der Anlagenaufwandszahl auf der Ordinate). Die untersuchten Szenarien werden auf ihre jeweilige Zielerreichung nach den Maßgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung (2010) untersucht.

In Abbildung 6.13 gilt der Energieverbrauch des Jahres 2011 als Ausgangspunkt. Auf der Abszisse ist der Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme und Trinkwarmwasser ohne Kühlung und Beleuchtung dargestellt. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 6.14 den Nutzwärmeverbrauch unter Berücksichtigung von Kühlung und Beleuchtung für das Bezugsjahr 2008. Dies sind die Bilanzgrenzen der EnEV, die dem Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung entsprechen.

In Abbildung 6.15 gelten ebenfalls die Bilanzgrenzen des Energiekonzepts wie in Abbildung 6.14. Jedoch ist hier der Primärenergieverbrauch als Produkt von Endenergieverbrauch und Primärenergiefaktor dargestellt. In dieser Darstellung ist die Ordinate ein Maß für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Sie entspricht den Darstellungen in der Effizienzstrategie Gebäude. Die Szenarien sind als Linien in die Diagramme eingezeichnet. Um den Zeitverlauf zu zeigen, sind die Dekaden markiert.

Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ wird der Nutzwärmeverbrauch bis an die technischen Grenzen gesenkt (65 %). Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ wird hingegen nur eine Nutzenergieeinsparung von 43 % erreicht. Die Anlagenaufwandszahl wird in beiden Szenarien in sehr ähnlichen Schritten abgesenkt. Die erreichten Verbesserungen betragen jeweils rund 57 % gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 2008. Trotz sehr hoher Ambitionen beim Einsatz erneuerbarer Energien bleiben beide Szenarien deutlich unterhalb der oberen Potenzialgrenze für die Verminderung der Anlagenaufwandszahl. Dies ist in erster Linie begründet in der geringen Geschwindigkeit, mit der erneuerbare Energien unter Beibehaltung von Nutzungsdauern der Heizungsanlagen im Bereich von 20 Jahren im Markt verbreitet werden können. Wenn die bestehende Dynamik des Heizungsmarktes nicht grundsätzlich beeinflusst wird, kann die erreichte e_P-Verminderung von 57 % als „dynamische Grenze“ der Anlagentechnik bezeichnet werden. Um höhere e_P-Einsparungen zu erreichen, müssten die Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger verkürzt, die Markthochlaufgeschwindigkeiten forciert und/oder höhere Wärmegestehungskosten in Kauf genommen werden.

Die Primärenergieeinsparung im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei maximaler Effizienz“ beträgt 84 % gegenüber 2008. Dieser Wert wird nur erreicht, wenn extreme Anstrengungen sowohl bei der Energieeffizienz als auch bei den erneuerbaren Energien aufgebracht werden. Jede Sanierungsgelegenheit muss dabei zielorientiert genutzt werden; Sanierungsmaßnahmen müssen zeitlich vorgezogen werden.

Im Szenario „Maximaler EE-Ausbau bei konventioneller Effizienz“ beträgt die Primärenergieeinsparung nur 76 %. Auch bei maximalem Einsatz von erneuerbaren Energien wird das Gebäudeziel hier nicht erreicht, wenn die Anstrengungen bei der Gebäudeeffizienz nicht deutlich gesteigert werden. Eine geringere Effizienz kann hier nicht mit einem vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien kompensiert werden.

In Bezug auf weitergehende Ziele, wie sie z.B. aus den Klimakonferenzen in Paris (2015) und Marokko (2016) folgen, ist der Lösungsraum stark eingeschränkt. Abbildung 6.14 und Abbildung 6.15 zeigen, dass eine Reduktion des nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs um 95 % nur in

einem einzigen Punkt knapp möglich wäre (wenn die Restriktionen der Ausbaugeschwindigkeiten außer Acht gelassen werden).

Der Schnittpunkt des Lösungsraums mit der 95 %-Linie liegt bei einer Reduktion des Nutzwärmeverbrauchs um 53 % und der Anlagenaufwandszahl um 88 % Abbildung 6.14. Dies entspricht einer Reduktion des Endenergieverbrauchs um 45 % und des Primärenergiefaktors um 91 % (Abbildung 6.15). Auf Seiten der Anlagentechnik sind die zu erzielenden relativen Einsparungen wesentlich höher als bei der Gebäudeeffizienz.

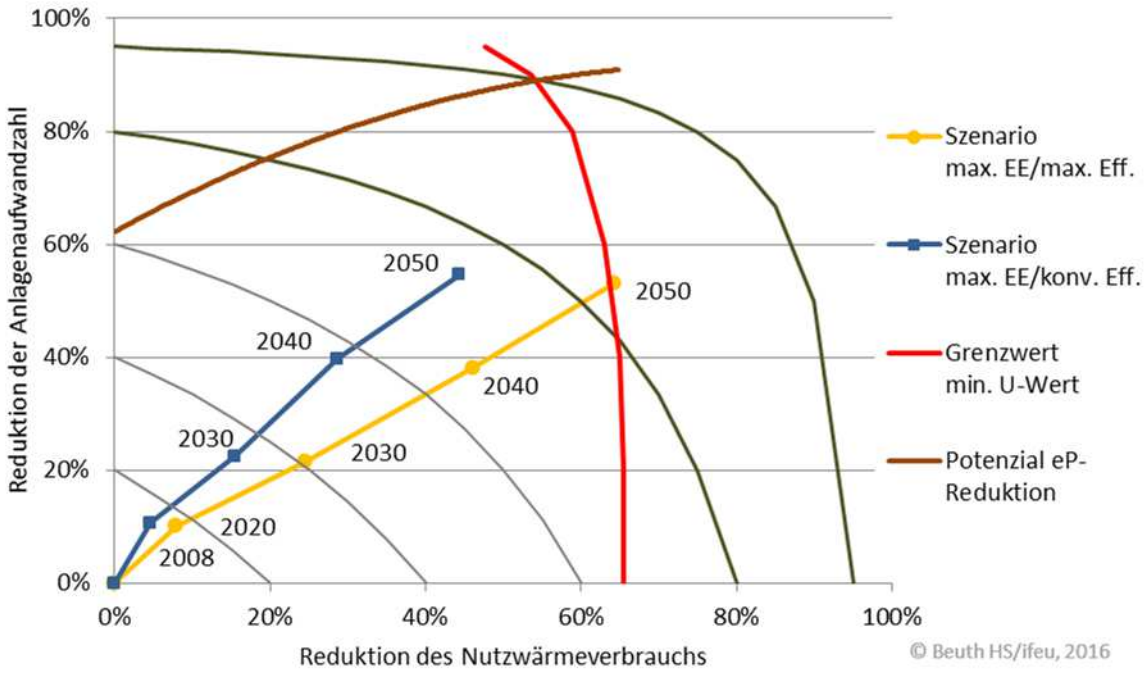


Abbildung 6.13: Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl ohne Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung

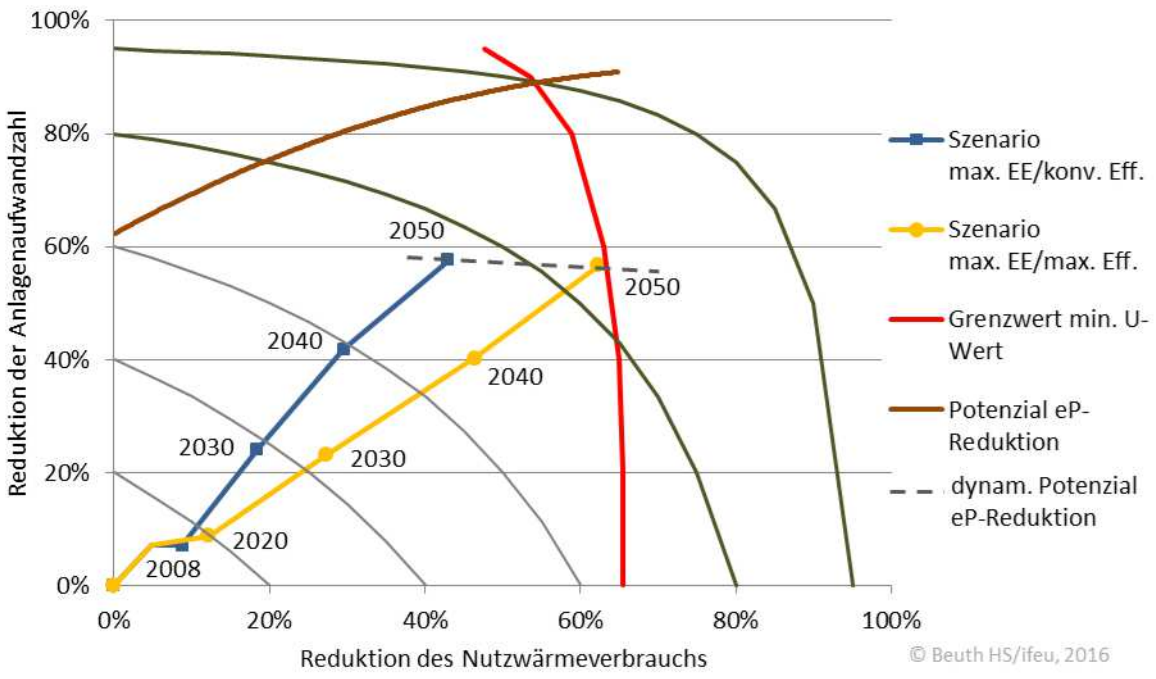


Abbildung 6.14: **Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl unter Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung Darstellung als Produkt von Nutzwärmeverbrauch und Anlagenaufwandszahl**

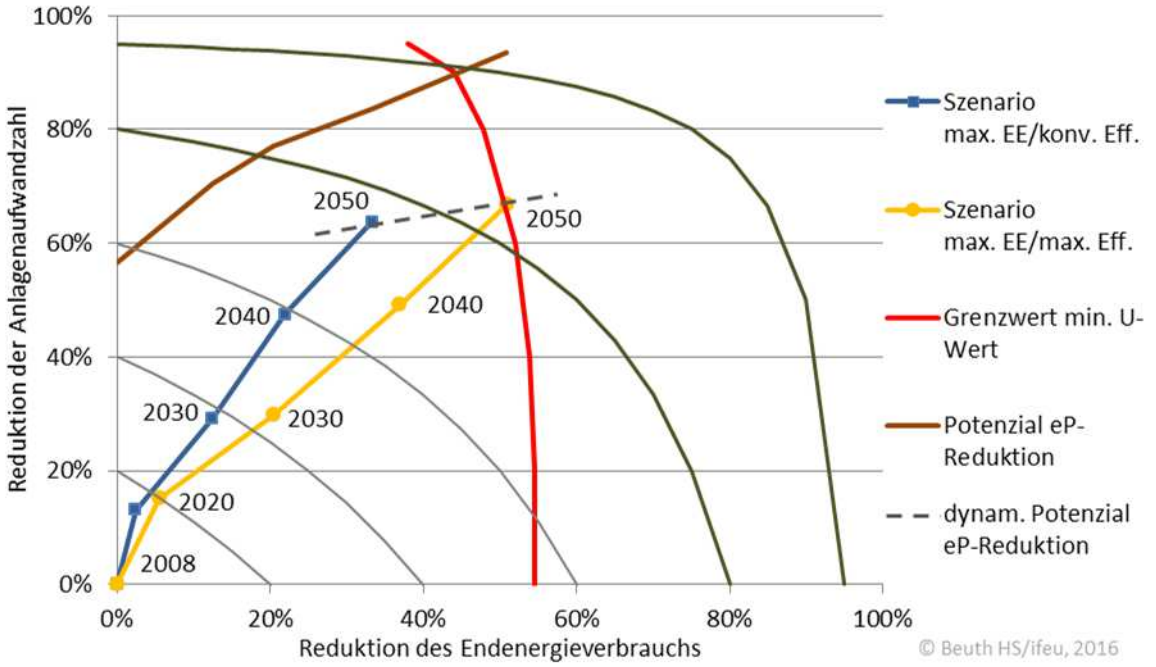


Abbildung 6.15: **Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Minderung der Anlagenaufwandszahl unter Berücksichtigung von Beleuchtung in Nichtwohngebäuden und Kühlung Darstellung als Produkt von Endenergieverbrauch und Primärenergiefaktor**

Abbildung 6.16 macht die zeitliche Entwicklung der Primärenergiereduktion und der in den beiden Szenarien jeweils sich einstellenden Anteile der erneuerbaren Energien deutlich. Sind anfänglich die Anteile der erneuerbaren Energien noch identisch, so zeigt sich doch bis zum Jahr 2050, dass ein um 5 % größerer erneuerbarer Anteil notwendig wird, um die gleiche Primärenergieeinsparung zu erzielen. Bis zum Jahre 2020 wird das Ausbauziel für erneuerbare Energien (14 %) in dieser Darstellung nur in dem Szenario mit den ambitionierten Effizienzbemühungen erreicht.

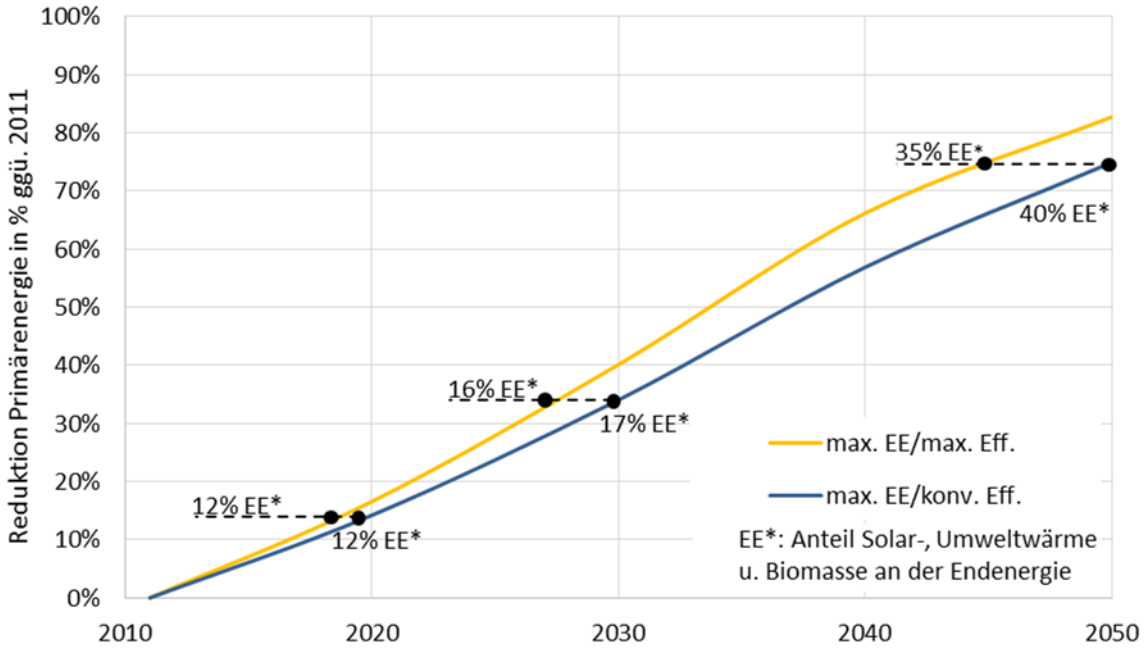


Abbildung 6.16: Reduktion der Primärenergie (Raumwärme, Trinkwarmwasser und Hilfsenergie) ggü. 2011 sowie Darstellung der erneuerbaren Anteile

Literaturverzeichnis

ADAC. 2016. “Biodiesel (RME) - Raps Im Tank.”

AEE. 2013. “Reststoffe Für Bioenergie Nutzen - Potenziale , Mobilisierung Und Umweltbilanz.”

———. 2014. “Stromgestehungskosten Und Die Kosten Der Energiewende.”

AG Friotherm. 2003. “Värtan Ropsten – Weltgrößte Anlage Mit Meerwasser-Wärmepumpen: 6 Unitop® 50FY, Gesamtkapazität 180 MW,” no. Stand: 2–3.

AGEB, FhG ISI, TU Münschen, and RWI. 2013. “Anwendungsbilanzen Für Die Endenergiesektoren in Deutschland in Den Jahren 2010 Und 2011.”

Agemar/Weber/Schulz. 2014. “Deep Geothermal Energy Production in Germany.” *Energies* 7 (7): 4397–4416. doi:10.3390/en7074397.

Agemar, Thorsten, Jessica-Aileen Alten, Britta Ganz, Jörg Kuder, Klaus Kühne, Sandra Schumacher, and Rüdiger Schulz. 2014. “The Geothermal Information System for Germany – GeotIS.” *Zeitschrift Der Deutschen Gesellschaft Für Geowissenschaften* 165 (2): 129–44. doi:10.1127/1860-1804/2014/0060.

AGFW. 2010. “Verfahren Zur Entwicklung Einer Digitalen Wärmebedarfskarte Kurzbericht (Heft 14).” https://www.agfw-shop.de/agfw-fachliteratur/forschung-und-entwicklung/verfahren-zur-entwicklung-einer-digitalen-waermebedarfskarte-kurzbericht.html.

———. 2015. “Hauptbericht 2014.” Frankfurt am Main: AGFW.

ARGE. 2011. *Wohnungsbau in Deutschland - 2011: Modernisierung Oder Bestandsersatz. Modernisierung Oder Bestandsersatz*. Vol. 59. doi:10.1002/dama.201100508.

BAFA. 2015. “Zulassung von KWK-Anlagen Nach Dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).”

BBSR. 2014. “Flächenpotenziale Und Trends 2030 Vorwort.”

BDH. 2015a. “Daten Und Fakten.”

———. 2015b. “Warmwasserspeicher – Energielabel Und Ökodesign-Anforderungen,” no. 60.

Berliner NetzwerkE. 2011. “Gebäudebezogene Nutzung von Abwasserwärme.”

Bettgenhäuser, Kjell. 2013. *Integrated Assessment Modelling for Building Stocks*.

Beuth HS/ifeu. 2012. “Technische Restriktionen Bei Der Energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden.”

———. 2015. “Dämmbarkeit Des Deutschen Gebäudebestands.” Berlin.

BGK. 2015. “Digitale Geodaten.”

BHKW-jetzt. 2016. “Förderung Nach EEG 2014.” *2016*. http://www.bhkw-jetzt.de/foerderung/nach-eeg-2014.

Bioenergy 2020+. 2016. “Wärme Aus Holz.”

Biogas Kraftstoff. 2015. “Bio-CNG-Tankstellen Und Preise.”

biogaspartner. 2015. “Vergütung Und Regelungen Für Strom Aus Biomethan Nach EEG 2014.” http://www.biogaspartner.de/politikrecht/eeg-verguetung.html.

BLE. 2013. “Evaluations- Und Erfahrungsbericht Für Das Jahr 2012: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung.”

BMELV/FNR/Universität Hohenheim. 2012. “Globale Analyse Und Abschätzung Des Biomasse-Flächennutzungspotentials.” Vol. 2012.

BMWi. 2009. “Nationaler Aktionsplan Für Erneuerbare Energie Gemäß Der Richtlinie 2009 / 28 / EG Zur Förderung Der Nutzung von Energie Aus Erneuerbaren Quellen,” 185. http://bioenergie.fnr.de/fileadmin/biz/pdf/gesetzeslage/Bund__2010__Nationaler_Aktionsplan_EE.pdf.

———. 2010. “Energiekonzept Für Eine Umweltschonende, Zuverlässige Und Bezahlbare Energieversorgung.” https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

———. 2014. “Marktanalyse Biomasse,” 1–12.

———. 2016. “Zahlen Und Fakten Energiedaten.”

BMWI. 2014. “Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale Und Internationale Entwicklung Im Jahr 2014.”

———. 2015. “Zeitreihen Zur Entwicklung Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Unter Verwendung von Daten Der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).”

Böhnisch, Helmut. 2014. “Sinnvolle Wärmenutzung Mit Wärmenetzen – Ein Überblick Über Konzeption Und Perspektiven Ausgangssituation.” Stuttgart.

Böttcher, Saskia. 2016. “Kraft-Wärme-Kopplung in Wohngebäuden Einsatzmöglichkeiten Und Auslegung von Blockheizkraftwerken Im Einsatz von Ein-Und Mehrfamilienhäusern Im Kontext Der Energiewende.”

Bracke, Rolf. 2011. “Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Teil 4 - Geothermie. LANUV Fachbericht.”

———. 2014. “Petrothermale Nutzung Und Stimulationsoptionen.” In *Handbuch Tiefe Geothermie*, 245–73. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi:10.1007/978-3-642-54511-5_6.

Bringezu, S., H. Schütz, K. Arnold, F. Merten, S. Kabasci, P. Borelbach, C. Michels, G. A. Reinhardt, and N. Rettenmaier. 2009. "Global Implications of Biomass and Biofuel Use in Germany - Recent Trends and Future Scenarios for Domestic and Foreign Agricultural Land Use and Resulting GHG Emissions." *Journal of Cleaner Production* 17 (SUPPL. 1). doi:10.1016/j.jclepro.2009.03.007.

BSW-Solar. 2012. "Statistische Zahlen Der Deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)."

BSW Solar. 2013. "Statistische Zahlen Der Deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)"

BWP. 2013. "BWP-Branchenstudie 2013: Szenarien Und Politische Handlungsempfehlungen."

———. 2015a. "Absatzzahlen Wärmepumpen."

———. 2015b. "BWP-Branchenstudie 2015."

C.A.R.M.E.N. 2015. "Wärmegestehungskosten." http://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizwerke/wirtschaftlichkeit/474-waermegestehungskosten.

C.A.R.M.E.N. 2015. "Centrales Agrar-Rohstoff Marketing-Und Energie-Netzwerk e.V." http://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizwerke/wirtschaftlichkeit/474-waermegestehungskosten.

Corradini. 2013. *Regional Differenzierte Solarthermie-Potenziale Für Gebäude Mit Einer Wohneinheit*.

DBFZ. 2014. "Monitoring Biokraftstoffsektor."

———. 2015a. "Biomassepotenziale von Rest- Und Abfallstoffen (Status Quo in Deutschland)."

———. 2015b. "Stromerzeugung Aus Biomasse."

destatis. 2008. "Klassifikation Der Wirtschaftszweige."

———. 2011. "Zensus 2011."

———. 2015a. "Endgültige Ergebnisse Der Gebäude Und Wohnungszählung."

———. 2015b. "Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen Der Betriebe Im Verarbeitenden Gewerbe Sowie Im Bergbau Und in Der Gewinnung von Steinen Und Erden."

DLR/FhG IWES/IfnE. 2012. "Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global," no. 0.

DLR/FhG IWES et al. 2010. "Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global." http://umweltminister.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf.

DLR, ifeu, IUS Potsdam, and Wuppertal Institut. 2004. "Ökologisch Optimierter Ausbau Der Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland." http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6555/.

Ecofys/Eurima. 2013. "Integrated Assessment Modelling for Building Sectors – a Technical , Economic and Ecological Analysis for Germany and the EU until 2050." *Eceee 2013 Summer Study: Rethink, Renew, Restart*, 1365–76. http://www.eceee.org/.

ecoquent positions. 2013. "Die 5 Größten Solaranlagen Dänemarks."

ehpa. 2015. "The World´s Largest 'Natural' District Heat Pump." *Ehpa*.

EnBauSa. 2013. "Bio-Öl Bleibt Erneuerbaren-Option Beim Wärmegesetz."

Eurostat. 2015. *Energy, Transport and Environment Indicators*. *Eurostat Pocketbooks*. Luxemburg. doi:10.2785/547816.

FhG/IRB/RWTH Aachen. 2012. "Dezentrale Wärmerückgewinnung Aus Häuslichem Abwasser."

FhG ISE. 2010. "Feldmessung Wärmepumpen Im Gebäudebestand."

———. 2013. "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien."

———. 2014. "'WP Monitor' Feldmessung von Wärmepumpenanlagen."

FhG ISI et al. 2013. "Erstellung von Anwendungsbilanzen Für Das Jahr 2012 Für Das Verarbeitende Gewerbe Mit Aktualisierungen Für Die Jahre 2009-2011." http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi-anwendungsbilanz_industrie_2011-2012.pdf.

FhG ISI, TU München, GfK, IREES, GfK, and IREES. 2009. "Energieverbrauch Des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland Für Die Jahre 2004 Bis 2006," no. 05/2009.

———. 2015. "Energieverbrauch Des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland Für Die Jahre 2011 Bis 2013."

FhG IWES. 2015. "Wirtschaftliche Und Technische Aspekte Der Dekarbonisierung Des Wärmesektors."

FhG IWES, ifeu, Stiftung Umweltenergierecht, and FhG IBP. 2015. "INTERAKTION EE-STROM , WÄRME UND VERKEHR."

FNR. 2015. "FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V." www.fnr.de7basisdaten/bioenergie/festbrennstoffe.html.

Fraunhofer IWES, Ifeu, Stiftung Umweltenergierecht, and Fraunhofer IBP. 2015. "Interaktion EE-Strom, Wärme Und Verkehr." Kassel, Heidelberg, Würzburg.

GEF Ingenieur AG Geomer GmbH Caso Geo Data + Services GmbH. 2014. "Digitaler Wärmeatlas Für 17,4 Millionen Wohngebäude in Deutschland." *Euroheat and Power/Fernwarme International* 43 (1–2): 18–22.

Geiger/Gruber et al. 1999. *Energieverbrauch Und Einsparung in Gewerbe, Handel Und Dienstleistung*.

geofabrik. 2015. "OpenStreetMap." http://download.geofabrik.de/.

Hamann, Achim. 2015. *Grundlagen Der Abwasserwärmenutzung*.

Henning. 2010. "Nutzung Der Geothermischen Ressourcen Des Landes Berlin."

Hespeler/Richter. 2015. *Potentialanalyse Für Nahwärmenetze in Deutschland. Teilbericht Zur Aktuellen Leitstudie Gefördert Durch Das Bundesministerium Für Umwelt, Naturschutz, Bau Und Reaktorsicherheit. Nicht Veröffentlicht*.

IER/IZW. 2014. "Analyse Des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland."

IfB. 1983. "K-Werte Alter Bauteile - Arbeitsunterlagen Zur Rationalisierung Wärmeschutz Technischer Berechnungen Bei Der Modernisierung." Hannover.

ifeu. 2014. "100 % Wärme Aus Erneuerbaren Energien? Auf Dem Weg Zum Niedrigstenergiehaus Im Gebäudebestand Band 4 - PV-Eigenstrom Für Wärmepumpen-Und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden."

ifeu, Bergische Universität, Ecofys, Dena, and TU Darmstadt. 2014. "100 % Wärme Aus Erneuerbaren Energien? Auf Dem Weg Zum Niedrigstenergiehaus Im Gebäudebestand Band 1."

IKT. 2004. "Wärmegewinnung Aus Abwasserkanälen."

———. 2011. "Energie Aus Abwasserwärme."

IPCC. 2011. "IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Summary for Policymakers."

IWU. 2010. *Datenbasis Gebäudebestand*.

———. 2012. "TABULA Scientific Report Germany." www.building-typology.eu.

———. 2013a. "Basisdaten Für Hochrechnungen Mit Der Deutschen Gebäudetypologie Des IWU Neufassung Oktober 2013," no. August: 2–3.

———. 2013b. "Kurzgutachten Zu Einem Sanierungsfahrplan Im Wohngebäude-Bestand," no. April.

———. 2015a. "Kosten Energierelevanter Bau- Und Anlagenteile Bei Der Energetischen Modernisierung von Altbauten," no. 7: 116. doi:10.1017/CBO9781107415324.004.

———. 2015b. "Kosten Energierelevanter Bau- Und Anlagenteile Bei Der Energetischen Sanierung von Altbauten." Darmstadt.

Kaltschmitt/Streicher et al. 2013. "Erneuerbare Energien." Edited by Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, and Andreas Wiese. 5thed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi:10.1007/978-3-642-03249-3.

Kaltschmitt, Martin. 2014. *Vorbereitung Und Begleitung Der Erstellung Des EEG-Erfahrungsberichts 2014 Gemäß §65 EEG*.

Kaltschmitt et al. 2006. *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte.*

———. 2015. "VDI-Statusbericht."

Kock/Kaltschmitt. 2012. "Geothermisch Erschließbare Niedertemperaturwärmesenken in Deutschland – Identifikation Und Quantifizierung." *Zeitschrift Für Energiewirtschaft* 36 (3): 191–203. doi:10.1007/s12398-012-0079-z.

König, Andreas. 2009. *Ganzheitliche Analyse Und Bewertung Konkurrierender Energetischer Nutzungspfade Für Biomasse.*

Konstantin, Panos. 2013. "Energietransport Und -Verteilung." In , edited by Panos Konstantin, XVIII, 542 S. Berlin, Heidelberg: Springer. doi:10.1007/978-3-642-37265-0.

Leible/Kälber et al. 2007. "Kraftstoff, Strom Und Wärme Aus Stroh Und Waldrestholz."

LfU. 2004. "Lärm Bekämpfen - Ruhe Schützen."

Märtel, Christian. 2016. "Der Heizungsfinder Sanierungsatlas Für Deutschland." http://www.heizungsfinder.de/heizung/sanierungsatlas.

Müller, Jakob R., Daniel Dorniok, Burghard Flieger, Lars Holstenkamp, Franziska Mey, and Jörg Radtke. 2015. "Energiegenossenschaften -Das Erfolgsmodell Braucht Neue Dynamik." *Gaia*. Vol. 24. doi:10.14512/gaia.24.2.7.

Nitsch, Joachim. 2015. "Aktuelle Szenarien Der Deutschen Energieversorgung Unter Berücksichtigung Der Eckdaten Des Jahres 2014." Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.

Nitsch et al. 2012. "Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global."

Oehsen, Amany von, Martin Pehnt, Mareike Jentsch, and Norman Gerhardt. 2014. "Benötigt Man Zeitlich Aufgelöste Stromprimärenergiefaktoren in Der Energieeinsparverordnung?"

Öko-Institut/Prognos. 2009. "Modell Deutschland Klimaschutz Bis 2050."

Öko-Institut, and Fraunhofer ISI. 2014. "Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde." Berlin, Karlsruhe.

Pehnt. 2010. *Energieeffizienz*. Edited by Martin Pehnt. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi:10.1007/978-3-642-14251-2.

polysun. 2016. "Velasolaris." polysun- Simulationssoftware.

Prognos. 2013. "Entwicklung von Stromproduktionskosten."

prognos; ifeu; IWU. 2015. "ESG_Hintergrundpapier_151031_Änderungen_seit_150930." Berlin, Heidelberg, Darmstadt.

Prognos/IREES. 2014. “Potenzial- Und Kosten-Nutzen-Analyse Zu Den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung Der EU-Energieeffizienzrichtlinie) Sowie Evaluierung Des KWKG Im Jahr 2014.” Berlin.

Prognos et al. 2010. “Energieszenarien Für Ein Energiekonzept Der Bundesregierung.” *Energy Scenarios for an Energy Plan of the Federal Government Prognos AG Basel EWI Köln GWS Osnabrück* LNCS 4084 (12): 267. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf.

Prognos, ifeu, and IWU. 2015. “Hintergrundpapier Zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Erstellt Im Rahmen Der Wissensch. Begleitforschung Zur Erstellung Einer Energieeffizienzstrategie Gebäude.” Berlin, Heidelberg, Darmstadt.

Ryser Ingenieure AG. 2004. “Wärmenutzung Aus Abwasser.”

Schulz, Wolfgang. 2016. “Dekarbonisierung Der Fernwärme.” In .

Schünemann, Christoph. 2012. “Regenerative Zukunft.” www.regenerative-zukunft.de.

Sinus Sociovision GmbH/ECOLOG. 2009. “Repräsentativumfrage Zum Umweltbewusstsein Und Umweltverhalten Im Jahr 2008. Umweltbewusstsein Und Umweltverhalten Der Sozialen Milieus in Deutschland.”

solar district heating. 2011. “Solare Fernwärme - Wärmeversorgung Auf Der Bais Erneuerbarer Und Emissionsfreier Solarenergie.” http://solar-district-heating.eu/Portals/3/120105_Broschüre_SDH_deutsch.pdf.pdf.

solarcomplex. 2014. “Solarcomplex-Sonne, Wind,Wärme.” http://www.solarcomplex.de/unternehmen/download.html.

Statista. 2016. “Altersstruktur von Oel Und Gasheizungen in Deutschland.” *2013*. http://de.statista.com/statistik/daten/studie/209449/umfrage/altersstruktur-von-oel-und-gasheizungen-in-deutschland/.

Tanke Günstig. 2016. “Tankstellenpreise Vergleichen.” https://www.tanke-guenstig.de/Benzinpreise/Tankstellen/Suche/12159/5/d/1.

TFZ. 2016. “Wirtschaftlichkeit von Biomassefeuerungsanlagen.”

ufop. 2016. “Ufop Union Zur Förderung von Oel- Und Proteinpflanzen e.V.” http://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis/.

Umweltbundesamt/FhG IWES. 2010. “Energieziel 2050 : 100 % Strom Aus Erneuerbaren Quellen.” Vol. In Press,. http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/uba_2010.pdf.

UN. 2015. “World Population Prospects The 2015 Revision.” *Journal of Chemical Information and Modeling*. Vol. 53. doi:10.1017/CBO9781107415324.004.

Universität Heidelberg/Geographisches Institut. 2010. “Empirische Untersuchungen Zur Datenqualität von OpenStreetMap-Erfahrungen Aus Zwei Jahren Betrieb Mehrerer OSM-Online-Dienste.” *Angewandte Geoinformatik …*. http://www.vde-verlag.de/proceedings-en/537495055.html.

VDI. 2012. “VDI 2067 Blatt 1 Wirtschaftlichkeit Gebäudetechnischer Anlagen.”

Viessmann. 2015. “Referenzen Großwärmepumpen.”

WBA. 2007. “Nutzung von Biomasse Zur Energiegewinnung -Empfehlungen an Die Politik.”

Wind/Heschl. 2008. “Graue Energie - Ein Wesentlicher Faktor Zur Energieoptimierung von Gebäuden.”

ZUB. 2009. “Katalog Regionaltypischer Materialien Im Gebäudebestand Mit Bezug Auf Die Baualtersklasse Und Ableitung Typischer Bauteilaufbauten: 2., Berichtigte Version.” *2., Berichtigte Version*.