

CLIMATE CHANGE

31/2020

Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärme- quellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 31/2020

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit
Forschungskennzahl 3715 41 112 0
FB000442

Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefeingeothermischer Ressourcen

Abschlussbericht

von

Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm,
Wolfgang Schulz
HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer
GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe

Dirk Mangold, Mathieu Riegger, Christian Köhler
Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige
thermische Energiesysteme, Stuttgart

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

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

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

GeoT GeoThermal Engineering GmbH
Baischstr. 8
76133 Karlsruhe

Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
Meitnerstr. 8
70563 Stuttgart, Germany

Abschlussdatum:

April 2018

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Dr. Andreas Bertram

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2020

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

Kurzfassung

Die Diskussionen zur Energiewende müssen in Zukunft stärker auf den Wärmebereich, der für mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich ist, fokussiert werden. Vor diesem Hintergrund ist ein technisch-ökologischer Strukturwandel in der Fernwärmewirtschaft erforderlich, der nicht nur die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung betrifft, sondern auch die Optimierung der Verteilsysteme und Kundenanlagen mit einschließt. Auf der Grundlage der Analyse von Wärmenetzen zur Integration von Niedertemperaturwärme, der Potenziale und Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Wärmenetzen sowie von Systemintegration und ökonomische Betrachtungen wurden in dem vorliegenden Forschungsvorhaben Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen entwickelt. Um die Potenziale von Wärmenetz-Infrastrukturen für die Integration von Niedertemperaturwärme in den Energiemarkt tatsächlich zu erschließen, sollten auf verschiedenen Ebenen Hemmnisse abgebaut und fördernde Maßnahmen umgesetzt werden. Diese umfassen etwa die Verbesserung der Fördersituation mit dem Schwerpunkt auf bestehenden städtischen Fernwärmesystemen (Erzeugung, Speicherung und Netzausbau) oder die Einführung einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung.

Abstract

The discussions on Germany's energy transition should increasingly focus on the heating sector, that accounts for more than half of the country's final energy consumption. Against this background, a technological and ecological structural transformation in the district heating industry is called for, a transformation that concerns not only the decarbonation of heat generation but also incorporates the optimisation of the distribution systems and the user facilities. By analysing heat networks for the integration of low temperature heat, potentials and utilization concepts for deep geothermal energy and, furthermore, system integration and economic analysis the study develops solution approaches and policy recommendations. To actually exploit the potential of the district heating infrastructure for the integration of low-temperature heat into the energy market, obstacles must be overcome on several levels and a number of supportive measures should be taken. These include i.a. improved public funding opportunities, especially for existing municipal district heating systems (generation, storage and grid upgrades) and introduction of mandatory municipal heat planning.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	16
Abkürzungsverzeichnis	18
Zusammenfassung	19
Summary	28
1 Einleitung – Hintergrund und Problemstellung	36
2 Bedeutung der Nutzung von Niedertemperaturwärmenetzen für die Wärmewende	39
2.1 Niedertemperaturwärme in Wärmenetzen als Baustein einer nachhaltigen Wärmeversorgung	39
2.1.1 Die Rolle des Wärmesektors in der Energiewende	39
2.1.2 Optimierung zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien	43
2.1.3 Wärmenetze als Infrastruktur zur Integration von Niedertemperaturwärme	47
2.2 Kommunale Fernwärmeversorgung und Wettbewerbssituation	49
2.2.1 Entwicklung der Fernwärmenutzung in Deutschland	49
2.2.2 Klimaschutzwirkung der Fernwärme	55
2.2.3 Ökonomische Bedeutung der Fernwärme	61
2.2.4 Kommunale Energieversorgung und Steuerungsmöglichkeiten der Kommunen	65
2.3 Zwischenergebnis	66
3 Arten von Niedertemperaturwärmequellen, Nutzungsbedingungen und exergetische Bewertung	68
3.1 Niedertemperaturwärme im Kontext dieser Studie	68
3.2 Arten und Nutzungsbedingungen von Niedertemperaturwärmequellen	71
3.2.1 Tiefe Geothermie	71
3.2.2 Oberflächennahe Geothermie	76
3.2.3 Grubenwasser	82
3.2.4 Umweltwärme	83
3.2.5 Solarthermie	85
3.2.6 Abwärme	88
3.3 Kursorische Potenzialbetrachtung	92
3.4 Exergetische Untersuchung von Niedertemperaturwärmequellen	97
3.4.1 Einführung in die Carnot-Methode	99
3.4.2 Technologievergleich verschiedener Wärmeerzeuger und -quellen	100

3.4.3	Gasbrennwertkessel	102
3.4.4	BHKW (Gas)	106
3.4.5	Holzpelletkessel	108
3.4.6	Solarthermie.....	110
3.4.7	Industrielle Abwärmenutzung mit einem Wärmeübertrager	112
3.4.8	Großwärmepumpe mit Erdwärmesonden	114
3.4.9	Tiefe Geothermie	116
3.4.10	Bewertung der Ergebnisse	135
3.5	Zwischenergebnis	139
4	Potenziale tiefengeothermischer Wärmenutzung in Deutschland und deren Nutzbarmachung	140
4.1	Potenzialbegriffe	144
4.2	Übersicht bisheriger Potenzialabschätzungen.....	147
4.2.1	Hydrothermale Systeme.....	147
4.2.2	Petrothermale Systeme.....	148
4.2.3	Tiefe Erdwärmesonden	148
4.3	Potenzialberechnungen.....	149
4.3.1	Methodik	149
4.3.2	Technische Angebots- und Bereitstellungspotenziale	161
4.4	Entwicklungsprognosen	165
4.5	Zwischenergebnis	166
5	Fallstudien in Deutschland und Nachbarländern	169
5.1	Fallbeispiele tiefengeothermischer Wärmenutzung in Deutschland und Nachbarländern.....	169
5.1.1	Auswahl geothermischer Wärmeprojekte	170
5.1.2	Fallstudien tiefengeothermischer Wärmenutzung.....	172
5.1.3	Erfahrungen aus den Fallstudien.....	186
5.2	Fallstudie zu Solarthermie	199
5.3	Fallstudie zur Nutzung industrieller Abwärme.....	199
5.4	Zwischenergebnis	200
6	Räumliche und technische Systemintegration	202
6.1	Wärmetransport	203
6.2	Exergetische Aufwertung	204
6.3	Hydraulische Einbindung der Wärme	206
6.3.1	Dezentrale Einbindung.....	207

6.3.2	Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme auf die zentralen Erzeuger und das Wärmenetz	209
6.3.3	Zentrale Einbindung	211
6.4	Optimierung der Abnahmesysteme auf Verbraucherebene	213
6.4.1	Trinkwassererwärmung	213
6.4.2	Raumheizsystem.....	215
6.5	Zwischenergebnis	218
7	Netzeigenschaften und Nutzungsstrukturen	219
7.1	Exergetisch optimierte Wärmenetze	219
7.1.1	Niedertemperatur- und Low-Ex-Netze	219
7.1.2	Kalte Nahwärmenetze	224
7.1.3	Exergetische Optimierung bestehender Wärmenetze	227
7.2	Wärmespeicherung	232
7.2.1	Oberirdische Wärmespeicher	233
7.2.2	In den Untergrund integrierte Wärmespeicher	235
7.2.3	Deutsche Multifunktions-Wärmespeicher	237
7.2.4	Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit Multifunktions-Wärmespeicher - das dänische Pilotprojekt „SUNSTORE 4“	238
7.3	Flexibilität und Sektorenkopplung.....	242
7.4	Zwischenergebnis	242
8	Ökonomisch-ökologische Nutzenanalyse	244
8.1	Mikroökonomische Betrachtung mit Schwerpunkt Tiefengeothermie.....	245
8.1.1	Investitionskosten der Wärmeerzeugung	245
8.1.2	Indikative Wärmegestehungskosten.....	246
8.1.3	Systemorientierte Wärmegestehungskosten	252
8.1.4	Einzelwirtschaftliche Betrachtungen	261
8.2	Umwelt- und Klimaschutzwirkung.....	268
8.3	Zwischenergebnis	270
9	Akteursanalyse.....	272
9.1	Kommunen.....	272
9.2	Energiewirtschaft.....	273
9.3	EE-Branchenverbände	274
9.4	Investoren	275
9.5	Wohnungswirtschaft und Endkunden	275
9.6	Zwischenergebnis	277

10	Hemmnisanalyse.....	278
10.1	Ökonomische Hemmnisse	278
10.1.1	Mangelnde Lenkungswirkung Emissionshandel	278
10.1.2	Mangelnder Handlungsdruck durch niedrige Brennstoffpreise	279
10.1.3	Mangelnde Lenkungswirkung Energiebesteuerung	280
10.1.4	Lenkungswirkung des KWK-Gesetzes	281
10.1.5	Ausrichtung der Fernwärmeversorger am Strommarkt	281
10.1.6	Sinkender Wärmebedarf	282
10.1.7	Konkurrenz Gasnetzinfrastruktur	282
10.1.8	Regionale Marktsituationen	283
10.1.9	Regulatorisches Umfeld für Strom-Wärmepumpen	283
10.2	Finanzierungshemmnisse	284
10.2.1	Investitionen in Erzeugungsanlagen	284
10.2.2	Investitionen in Netz-Infrastruktur	285
10.2.3	Risikobewertung bei Banken	285
10.2.4	Kommunale Haushaltsfinanzierung über Stadtwerke	286
10.2.5	Förderanreize und Bürgschaften	287
10.3	Regulatorische Hemmnisse.....	288
10.3.1	Fehlende ökologische Kriterien für Wärmenetze	288
10.3.2	Unzureichende Preiskontrolle im Fernwärmemarkt	288
10.3.3	Fehlender Wettbewerb im Fernwärmesektor	289
10.3.4	Mietrechtliche Begrenzungen	290
10.3.5	Regulierungsrahmen für tiefe Geothermie.....	290
10.4	Planerische Hemmnisse.....	292
10.4.1	Raumordnungs- und Landesplanungsrecht.....	292
10.4.2	Kommunale Bauleitplanung	293
10.4.3	Anschluss- und Benutzungszwang.....	295
10.4.4	Flächenkonkurrenz.....	297
10.4.5	Fehlende Planungsgrundlagen.....	298
10.5	Technische Hemmnisse	298
10.5.1	Verlässlichkeit der Techniken.....	298
10.5.2	Risiken der Nutzung der Tiefen- und der oberflächennahen Geothermie	299
10.5.3	Unterschiedliche Exergieniveaus von Wärmenetzen.....	299
10.5.4	Dezentrale Struktur des Wärmesektors und Verluste von Wärmenetzen	299

10.5.5	Zeitliche Versetzung von Energieangebot und Energienachfrage	300
10.6	Gesellschaftliche Hemmnisse	300
10.6.1	Akzeptanz bei der Errichtung von Geothermieranlagen.....	300
10.6.2	Anschlussbereitschaft an Fernwärmesysteme	301
11	Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen	302
11.1	Ökonomische Lenkungsinstrumente	303
11.1.1	Wirkungsverbesserung des Emissionshandels	303
11.1.2	Brennstoff- oder CO ₂ -Steuer	303
11.1.3	Anpassung des KWKG	304
11.1.4	Kommunales Straßen- und Wegerecht	305
11.2	Förderung und Finanzierung	306
11.2.1	Transformation urbaner Fernwärmesysteme.....	306
11.2.2	Wärmeerzeugung.....	307
11.2.3	Wärmespeicherung	309
11.2.4	Netzausbau und -verdichtung.....	310
11.2.5	Bürgschaften und Risikoabsicherung	312
11.2.6	Umlagefinanzierte Förderung.....	313
11.3	Weiterentwicklung des Rechtsrahmens.....	314
11.3.1	Mindestanteil EE-Wärme bei Fernwärme	314
11.3.2	Primärenergiefaktor.....	315
11.3.3	Behördliche Preiskontrolle Fernwärme.....	316
11.3.4	Öffnung von Fernwärmenetzen	317
11.4	Planungsinstrumente.....	319
11.4.1	Raumordnungsplanung.....	319
11.4.2	Bauleitplanung	320
11.4.3	Wärmeplanung.....	321
11.5	Bürgerbeteiligung und Kommunikation.....	323
11.5.1	Formelle Beteiligung	323
11.5.2	Informelle Beteiligung.....	323
11.5.3	Finanzielle Beteiligung	325
11.6	Technische Randbedingungen.....	328
11.6.1	Absenkung der Betriebstemperaturen von Wärmenetzen	328
11.6.2	Durchführung von energetischen Sanierungen im Gebäudebestand.....	328
11.6.3	Entwicklung von technischen Standards für die dezentrale Einbindung von (erneuerbaren) Wärmequellen in Wärmenetze.....	329

11.6.4	Weiterentwicklung von Wärmeübergabestationen.....	329
11.6.5	Entwicklung von übergeordneten Regel- und Betriebssystemen für Wärmenetze mit Niedertemperatur-Wärmequellen	329
11.6.6	Entwicklung eines Marktes für Hochtemperatur-Wärmepumpen für Niedertemperatur-Wärmequellen	329
12	Quellenverzeichnis	331

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Projektstruktur	38
Abbildung 2:	Struktur des Endenergiebedarfs nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2015.....	39
Abbildung 3:	Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien im Jahr 2015...	40
Abbildung 4:	Entwicklung von Energiepreisindizes	41
Abbildung 5:	Jährliche Ausgaben für Energie je Haushalt in Euro (Bezugsjahr 2015)	42
Abbildung 6:	Sektorenbezogene Entwicklung des Wärmeverbrauchs 1990-2014	43
Abbildung 7:	Möglicher Zielkorridor aus Energieeinsparung und Umstellung auf erneuerbare Energien im Gebäudesektor (für das Bezugsjahr 2050)	44
Abbildung 8:	Anteil erneuerbarer Energien an der Strom-und Wärmeerzeugung	45
Abbildung 9:	Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien 2016	46
Abbildung 10:	Wärmenetz zur Einbindung verschiedener Wärmeströme	47
Abbildung 11:	Wärmeversorgungsstruktur Wohngebäude in den alten und neuen Bundesländern.....	50
Abbildung 12:	Fernwärmefluss 2013	51
Abbildung 13:	Netto-Fernwärmeabsatz in TWh/a im Jahr 2013.....	52
Abbildung 14:	Fernwärme: Endenergieverbrauch nach Sektoren	52
Abbildung 15:	Fernwärme: Entwicklung der Trassenlängen nach AGFW-Statistik.....	53
Abbildung 16:	Netzkategorien in der Fernwärmeversorgung	54
Abbildung 17:	Fernwärmeabsatz und Netzgröße.....	55
Abbildung 18:	Anteile erneuerbarer Energien am Netto-Fernwärmeabsatz 2013 in TWh	56
Abbildung 19:	Aufteilung der Netto-Wärmeerzeugung Fernwärme im Jahr 2016	57
Abbildung 20:	Kohlendioxid-Einsparung durch KWK in Wärmenetzen	58
Abbildung 21:	Methoden zur Brennstoff-Aufteilung in KWK-Prozessen	59
Abbildung 22:	Methoden zur Brennstoff-Aufteilung in KWK-Prozessen	60
Abbildung 23:	Ökonomische Situation der KWK.....	61
Abbildung 24:	Mögliche Zukunftsperspektiven der Fernwärme.....	64
Abbildung 25:	Temperaturbereiche von Wärmequellen und Wärmenetzklassen im Kontext dieser Studie	70

Abbildung 26:	Links: Deutschlandkarte des geothermischen Gradienten $\Delta T/\Delta z$. Mitte und rechts: Temperaturkarten für Deutschland in Tiefen von 2.500 m u. NN (A) und 3.000 m u. NN (B): Daten aus Interpolation von Bohrungsdaten; graue Flächen: keine Daten vorhanden.	72
Abbildung 27:	Nutzungsarten von Geothermie (< 200 °C).....	74
Abbildung 28:	Schematische Darstellung einer binären Geothermieranlage zur Strom- und Wärmeproduktion (stromgeführt, ohne Redundanz)	75
Abbildung 29:	Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2011 bis 2017	84
Abbildung 30:	Prinzip der solaren Wärmenetze mit saisonalem Wärmespeicher	85
Abbildung 31:	Wirkungsgradkennlinie von typischen Solarthermieprodukten	86
Abbildung 32:	Dimensionierung einer solarthermischen Anlage	87
Abbildung 33:	Kosten und CO ₂ -Emissionen gewerblicher Abwärme.....	90
Abbildung 34:	Mögliche Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050	96
Abbildung 35:	Carnot-Faktor von Strom, Brennstoff und Wärme	99
Abbildung 36:	Schema zur Einbindung eines Gasbrennwertkessels in ein Fernwärmenetz.....	102
Abbildung 37:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gasbrennwertkesseln	104
Abbildung 38:	Exergiegehalt während des Energieumwandlungsprozess in verschiedenen, mit Gasbrennwertkesseln versorgten Wärmenetzen	105
Abbildung 39:	Schema zur Einbindung eines Gas-BHKWs in ein Fernwärmenetz.....	107
Abbildung 40:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei einem BHKW.....	107
Abbildung 41:	Schema zur Einbindung eines Holzpelletkessels	108
Abbildung 42:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei einem Holzpelletkessel.....	109
Abbildung 43:	Schema einer solaren Fernwärmeunterstützung.....	110
Abbildung 44:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei solarer Wärmeerzeugung	111
Abbildung 45:	Schema einer industriellen Abwärmenutzung	112
Abbildung 46:	Exergiegehalt bei Abwärmenutzung mit einem Wärmeübertrager	113
Abbildung 47:	Schema zur Erdwärmenutzung durch Erdwärmesonden und eine Wärmepumpe	114

Abbildung 48:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einer Wärmepumpe und oberflächennahen Erdwärmesonden	115
Abbildung 49:	Schnitt Süddeutsches Molassebecken	116
Abbildung 50:	Schema zur Geothermienutzung über einen Wärmeübertrager	119
Abbildung 51:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einem Wärmeübertrager	120
Abbildung 52:	Schema der Aufwertung durch eine elektrische Wärmepumpe	121
Abbildung 53:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse einer elektrischen Wärmepumpe	122
Abbildung 54:	Schema der Einbindung einer Sorptionswärmepumpe	123
Abbildung 55:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gassorptionswärmepumpen	124
Abbildung 56:	Schema der Einbindung einer Gasmotorwärmepumpe	125
Abbildung 57:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gasmotorwärmepumpen	126
Abbildung 58:	Schema der Einbindung eines Wärmetransformators	127
Abbildung 59:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einem Wärmetransformator	128
Abbildung 60:	Schema zur Geothermienutzung über Wärmeübertrager und einen Elektrodenkessel.....	129
Abbildung 61:	Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit Wärmeübertrager und Elektrodenkessel.....	130
Abbildung 62:	Exergieausnutzungsgrad und CO ₂ -Emissionen exergetischer Aufwertungsoptionen für tiefe Geothermie im Vergleich	132
Abbildung 63:	Exergieausnutzungsgrad und CO ₂ -Emissionen exergetischer Aufwertungsoptionen für tiefe Geothermie mit bedarfsgerecht parallel geschaltetem Gasbrennwertkessel bei begrenzten geothermischen Ressourcen im Vergleich.....	134
Abbildung 64:	Exergieausnutzungsgrad und CO ₂ -Emissionen im Vergleich	136
Abbildung 65:	Deutschlandkarte der Gebiete mit hydrothermaletem Potenzial unter Angabe der maximal erreichbaren Temperatur.....	141
Abbildung 66:	Deutschlandkarte der Gebiete mit petrothermaletem Potenzial unter Angabe der erreichbaren Temperatur	143
Abbildung 67:	Abgrenzung der unterschiedlichen Potenzialbegriffe	145
Abbildung 68:	US-amerikanische und Schweizer (Modell-)Kosten für geothermische Bohrungen.....	146
Abbildung 69:	Geometrische Betrachtung zur Abschätzung des Flächenbedarfs pro Dublette.....	151

Abbildung 70:	Gebirgsdurchlässigkeiten im Oberjura-Aquifer des Süddeutschen Molassebeckens	156
Abbildung 71:	Fazieskarte der Oberen Exter-Formation (Oberer Keuper) im Norddeutschen Becken	157
Abbildung 72:	Beispielhafte Darstellung der Flächenberechnungen zur Bestimmung der technischen Bereitstellungspotenziale	159
Abbildung 73:	Gesamtübersicht der Flächenberechnungen zur Ermittlung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermalen Potenzialregionen (Farbgebung entsprechen Temperaturklassen, vgl. Abbildung 65 und Abbildung 66)	160
Abbildung 74:	Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen Systemen in Deutschland.....	162
Abbildung 75:	Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen Systemen im Süddeutschen Molassebecken (SMB), Oberrheingraben (ORG) und Norddeutschen Becken (NDB)	162
Abbildung 76:	Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus petrothermalen Systemen in Deutschland, sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermalen Potenzialregionen (Petrothermal - Hydrothermal)	164
Abbildung 77:	Statistische Entwicklung der installierten Wärmeleistung in Deutschland	165
Abbildung 78:	Anlagenschema Unterhaching	174
Abbildung 79:	Anlagenschema Neustadt-Glewe.....	176
Abbildung 80:	Schema Heizzentrale Waren (Müritz)	177
Abbildung 81:	Schema Fernwärmeversorgung Erding.....	179
Abbildung 82:	Die drei getrennten Wasserkreisläufe Thermalwasser, Fernwärme und Hausanschluss des AFK Projekts	180
Abbildung 83:	Nutzungsschema Geothermie Kirchweidach.....	181
Abbildung 84:	Schematische Darstellung einer tiefen Erdwärmesonde	182
Abbildung 85:	Typisches Fernwärmeversorgungs-Schema im Pariser Becken	185
Abbildung 86:	Schema Heizzentrale Riehen	186
Abbildung 87:	Wärmeabnehmer unterschiedlicher Temperaturniveaus.....	192
Abbildung 88:	Schema Abwärmenutzung MIRO Raffinerie	200

Abbildung 89:	Übersicht zu exergetischen Aufwertungsoptionen für Niedertemperaturwärmequellen.....	204
Abbildung 90:	Anzahl realisierter Großwärmepumpen mit thermischen Leistungen > 1 MW _{th} und Einbindung in Fernwärmesysteme	206
Abbildung 91:	Schematischer Vergleich von zentraler und dezentraler Einbindung von Wärmequellen in Wärmenetze am Beispiel der Solarthermie	207
Abbildung 92:	Schematische Darstellung der drei möglichen dezentralen Einbindevarianten in Wärmenetze mit Pumpe (obere Reihe) oder regelbarem Strömungswiderstand (untere Reihe).....	208
Abbildung 93:	Wärmeerzeugung für ein Wärmenetz mit Solarthermie als Beispiel einer Niedertemperatur-Wärmequelle und serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Pufferspeicher.....	212
Abbildung 94:	Wärmeerzeugung für ein Wärmenetz mit Solarthermie als Beispiel einer Niedertemperatur-Wärmequelle und paralleler Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher.....	212
Abbildung 95:	Zwei Wohnungsübergabestationen des Pilotvorhabens SNAB (Solare Nahwärme Ackermannbogen) mit großem Wärmeübertrager, eine von mehreren Ausführungsvarianten	215
Abbildung 96:	Wohnungsübergabestation über Heizverteiler Fußbodenheizung im Flurbereich einer Wohnung (links), Wandheizkörper, kombiniert mit Fußbodenheizung zur Rücklaufauskühlung (rechts)	217
Abbildung 97:	Einbau einer Baukernaktivierung in eine zu betonierende Decke	217
Abbildung 98:	Schema eines Niedertemperaturnetzes.....	219
Abbildung 99:	Schema eines Low-Ex-Netzes.....	222
Abbildung 100:	Schema eines kalten Nahwärmenetzes.....	224
Abbildung 101:	Rücklauf-Beimischung zur Temperaturabsenkung bei Sekundärnetzen	228
Abbildung 102:	Leistung der Tiefengeothermieranlage München Riem in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur	230
Abbildung 103:	Rücklauftemperaturen der Einzelabnehmer im Internet	231
Abbildung 104:	Preisstruktur der Fjernvarme Vojens mit Anreiz für niedrige Rücklauftemperatur	232
Abbildung 105:	Oberirdisch realisierter Stahltank der Fernwärme Linz AG....	233
Abbildung 106:	Spezifische Kosten für dezentrale drucklose Wärmespeicher	234
Abbildung 107:	Spezifische Investitionskosten von drucklosen Großspeichern	234

Abbildung 108:	Typen von saisonalen Wärmespeichern (in Klammern ist die durchschnittliche Wärmekapazität je m ³ Speichervolumen als Richtwert angegeben).....	235
Abbildung 109:	Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern (Angaben ohne Planungskosten und MwSt.)	236
Abbildung 110:	Ansicht der solaren Fernwärme in Marstal, Dänemark. Links dargestellt der neue Solarteil, rechts die Bestandsanlage.....	238
Abbildung 111:	Systemkonzept des SUNSTORE 4-Teils der solaren Fernwärme in Marstal	239
Abbildung 112:	Energieflussdiagramm der Gesamtanlage in Marstal (Werte in MWh/a, basierend auf Simulationswerten von PlanEnergi (DK), Planungsstand Sept. 2011).....	240
Abbildung 113:	Fotos des Erdbecken-Wärmespeichers während der Bauzeit; links: Auskleidung der Baugrube und Be-/ Entladeturm; rechts: Aufbringen der Abdeckfolie auf der Wasseroberfläche	241
Abbildung 114:	Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie in Abhängigkeit von Schüttung und Vollbenutzungsstunden (4.000 m Tiefe, 120 °C am Bohrkopf)	247
Abbildung 115:	Aufteilung der Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie (4.000 m Tiefe, 120 °C am Bohrkopf, Schüttung 100 l/s, 3.000 VBH/a).....	248
Abbildung 116:	Wärmegestehungskosten Erdgaskessel in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden (25 MW Leistung).....	249
Abbildung 117:	Wärmegestehungskosten Großwärmepumpe in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden (25 MW Leistung, COP 3.0)	250
Abbildung 118:	Wärmegestehungskosten (WGK) Modellnetz Großstadt in Abhängigkeit vom Strom-Spotpreis.....	254
Abbildung 119:	Jahreslastgang Modellnetz Großstadt mit Tiefengeothermie	256
Abbildung 120:	Jahreslastgang Modellnetz Mittelstadt mit Tiefengeothermie	257
Abbildung 121:	Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit vom Strompreis mit KWK-Zulage	258
Abbildung 122:	Jahreslastgang Modellnetz Mittelstadt mit Tiefengeothermie und KWK-Zulage	259
Abbildung 123:	Jahreslastgang Modellnetz Kleinstadt mit Tiefengeothermie.	260
Abbildung 124:	Jahreslastgang Modellnetz Kleinstadt mit Tiefengeothermie und KWK-Zulage	260
Abbildung 125:	Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie in Abhängigkeit von Schüttung und Vollbenutzungsstunden (2.500 m Tiefe, 75 °C am Bohrkopf, 40 °C Wärmenetzrücklauf)	261

Abbildung 126:	Spezifischer solarer Wärmeertrag in Abhängigkeit von der Netztemperatur.....	263
Abbildung 127:	Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen als Funktion der Temperaturdifferenz ΔT zwischen Verdampfer und Verflüssiger	263
Abbildung 128:	Fernwärmeversorgung im Quartier Hamburg-Dulsberg	266
Abbildung 129:	Mögliche Entwicklung der Netztemperaturen im Quartier Dulsberg	267
Abbildung 130:	Entwicklung des CO ₂ -Zertifikatspreises in den letzten 5 Jahren	278
Abbildung 131:	Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland	279
Abbildung 132:	Heizölpreise im europäischen Vergleich	280
Abbildung 133:	Entwicklung des Industriestrompreises	284
Abbildung 134:	Übersicht der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (tiefe Geothermie und Wärmenetze)	287
Abbildung 135:	Entwicklungspfad für den französischen Beitrag für Klima und Energie	304
Abbildung 136:	Spezifische Investitionen beim Neubau von Wärmenetztrassen	311
Abbildung 137:	Stufen der informellen Bürgerbeteiligung	324
Abbildung 138:	Erneuerbare Energien in Bürgerhand und Eigentümergruppen	326
Abbildung 139:	Auswahl der Arten finanzwirtschaftlicher Beteiligungen	327

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärme im Jahr 2015.....	40
Tabelle 2:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	49
Tabelle 3:	Brennstoffeinsatz für Fernwärme in Deutschland 2013 nach AGFW.....	55
Tabelle 4:	Anteile erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch Fernwärme 2008-2015	56
Tabelle 5:	Wärmekosten von Wärmenetzen der 4. Generation	65
Tabelle 6:	Typische Temperaturniveaus von Wärmenetzen	69
Tabelle 7:	Entzugsleistungen für Erdwärmesonden (λ : Wärmeleitfähigkeit)	79
Tabelle 8:	Abwärmepotenziale nach Branchen der Industrie	94
Tabelle 9:	Abschätzung der durchschnittlichen Zusammensetzung der Netto-Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 bei einer gesamten Nettowärmeerzeugung von 125 TWh	95
Tabelle 10:	Kenngroßen der untersuchten Wärmenetze	101
Tabelle 11:	Kenngroßen des Gasbrennwertkessels	103
Tabelle 12:	Ergebnisse für den Gasbrennwertkessel	104
Tabelle 13:	Ergebnisse der einzelnen Wärmenetze	106
Tabelle 14:	Ergebnisse für das BHKW	108
Tabelle 15:	Ergebnisse für den Holzpelletkessel	109
Tabelle 16:	Ergebnisse für solare Wärmeerzeugung.....	111
Tabelle 17:	Ergebnisse für solare Wärmeerzeugung.....	113
Tabelle 18:	Ergebnisse für die Wärmeerzeugung mit Wärmepumpe und oberflächennahen Erdwärmesonden	115
Tabelle 19:	Untersuchte Kombinationen aus Fördertemperaturen, Injektionstemperaturen und Wärmenetzen	118
Tabelle 20:	Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmeübertrager	120
Tabelle 21:	Ergebnisse für geothermale Wärmeerzeugung über eine elektrische Wärmepumpe	122
Tabelle 22:	Ergebnisse für die Gasabsorptionswärmepumpe.....	124
Tabelle 23:	Ergebnisse für die Gasmotorwärmepumpe.....	126
Tabelle 24:	Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmetransformator	128

Tabelle 25:	Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmeübertrager und exergetischer Aufwertung durch einen Elektrodenkessel	130
Tabelle 26:	Flächenreduktionen durch Ausschluss von Schutzgebieten..	150
Tabelle 27:	Eingabe-Parameter für die Berechnung der technischen Angebotspotenziale aus Tiefer Geothermie in Deutschland. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken	152
Tabelle 28:	Technische Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus hydrothermaler Geothermie in Deutschland. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken.....	161
Tabelle 29:	Technische Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermaler Geothermie. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken.....	161
Tabelle 30:	Technische Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus petrothermalen Systemen in Deutschland.....	163
Tabelle 31:	Technische Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus petrothermalen Systemen in Deutschland	164
Tabelle 32:	Potenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen, sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermaler Potenzialregionen.	167
Tabelle 33:	Akzeptanz für die jeweilige Einspeisevariante aus Sicht der Betreiber von Wärmenetz und Niedertemperaturwärmequelle	210
Tabelle 34:	Beispiele realisierter Niedertemperaturnetze in Deutschland und Österreich	221
Tabelle 35:	Übersicht realisierter und geplanter Low-Ex-Netze in Deutschland und den Niederlanden	223
Tabelle 36:	Beispiele realisierter und geplanter kalter Nahwärmenetze in Deutschland	226
Tabelle 37:	Investitionskosten der Wärmeerzeugung	245
Tabelle 38:	Parameter der Leistungsberechnung (aus Paar et al., 2013)	246
Tabelle 39:	Berechnungsgrundlagen Wärmegestehungskosten Geothermie	247
Tabelle 40:	Wärmegestehungskosten von Solarthermieranlagen (ohne Fördermittel)	251
Tabelle 41:	Modell-Wärmenetze für die Integration von Wärme aus Tiefengeothermie.....	252

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Der Effizienzverband für Wärme, Kälte, KWK e.V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bis 12.2013)
CCS	Carbon Capture and Storage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare Energien-Wärmegesetz)
EGS	Enhanced Geothermal Systems
EW	Einwohner und Einwohnerinnen
EWS	Erdwärmesonden
FW	Fernwärme
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
k.A.	keine Angaben
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NTW(S)	Niedertemperaturwärme(-ströme)
PE	Primärenergie

Zusammenfassung

Die Diskussionen zur Energiewende haben sich in den letzten Jahren vielfach auf den Stromsektor verengt – obwohl der Wärmebereich für mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich ist und die Wärmekosten bei den Haushalten gegenüber den Stromkosten deutlich überwiegen. Ohne eine ambitionierte Wärmewende kann die Energiewende insgesamt nicht erfolgreich sein.

Politisches Ziel ist es, den Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral zu gestalten. Dabei erscheint es weder realistisch noch kosteneffizient, die Klimaschutzziele im Wärmesektor ausschließlich über Effizienzmaßnahmen an den Gebäuden zu erreichen. Hier muss ein Optimum zwischen Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung gefunden werden.

In jedem Fall ist für die Wärmewende ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor notwendig. Im Vergleich zum Stromsektor steigt jedoch der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch deutlich langsamer an und befindet sich auf einem niedrigen Niveau von etwa 13 %.

Für die Transformation der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien können Wärmenetze ein wichtiger Schlüssel sein. Sie ermöglichen eine effiziente und flexible Integration verschiedener erneuerbarer Wärmequellen in das System bei deutlich geringeren Kosten als dezentrale Einzellösungen auf Ebene der Gebäude.

Dieser Transformationsprozess kann sich jedoch nicht auf Biomasse stützen, die heute im Wesentlichen den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor prägt. Hier müssen u.a. die Potenziale von Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen und Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen genutzt werden. Diese Wärmequellen stehen oft nur auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau zur Verfügung.

Vor diesem Hintergrund ist ein technisch-ökologischer Strukturwandel in der Fernwärmewirtschaft erforderlich, der nicht nur die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung betrifft, sondern auch die Optimierung der Verteilsysteme und Kundenanlagen mit einschließt.

Wärmenetze zur Integration von Niedertemperaturwärme

Wärmenetze sind als Infrastruktur grundsätzlich gut geeignet, erneuerbare Energien und Abwärme kostengünstig in die Wärmeversorgung zu integrieren. Über Wärmenetze können auch Wärmequellen mit regelhaft hohen thermischen Leistungen wie etwa tiefe Geothermie, Abfallverbrennung oder Industrieabwärme in das System eingebunden werden. Darüber hinaus sind durch Skaleneffekte bei Großanlagen (wie etwa bei der Solarthermie) kostengünstigere Lösungen als bei einer gebäudebezogenen Nutzung möglich.

Die heute bestehenden Fernwärmesysteme basieren jedoch im Wesentlichen auf fossiler Kraft-Wärme-Kopplung und weisen nur einen geringen Anteil von erneuerbaren Energien und Abwärme auf. Die möglichen Potenziale zur Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen werden nur zu einem geringen Maß ausgenutzt. Der Anteil an erneuerbaren Energien in der Fernwärme basiert zu fast 90 % auf Biomasse, die tiefe Geothermie trägt derzeit nur einen Anteil von etwa 0,1 % zur Fernwärmeerzeugung bei.

Für die Transformation zu erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor müssen die Alternativen zur Biomasse ausgebaut werden. Diese Wärmequellen stehen jedoch oft nur auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau und damit niedriger Exergie zur Verfügung. Eine exergetische Optimie-

rung bestehender Wärmenetze zu niedrigen Systemtemperaturen sowie der Aufbau neuer Wärmenetze (Wärmenetze der 4. Generation¹) könnten dazu beitragen, die Integration dieser Wärmequellen zu erleichtern.

Es stehen grundsätzlich verschiedene Niedertemperaturwärmequellen² zur Verfügung, die auf der Grundlage des jeweiligen Nutzungspotenzials und der technischen Randbedingungen zur Integration in Fernwärmesysteme geeignet sind. Für eine langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung wird es erforderlich sein, die sich hier bietenden Potenziale konsequent auszunutzen.

Die Temperatur der Wärmequelle ist in der Praxis oft tiefer als die Temperatur des Wärmenetzes. Um die Wärmequelle als Wärmelieferant für die Wärmesenke (hier das Wärmenetz) nutzen zu können, muss demnach entweder die Temperatur der Wärmequelle über die Temperatur der Wärmesenke erhöht werden, oder die Temperatur des Wärmenetzes unter die Temperatur der Wärmequelle abgesenkt werden.

Aus Sicht des Klimaschutzes und eines hohen Ausnutzungsgrades der vorhandenen Exergie sind insbesondere die Systeme vorteilhaft, bei denen die Wärme direkt genutzt und in das Wärmenetz eingespeist werden kann. Hierzu gehören Solarthermie, Abwärmenutzung und tiefe Geothermie ohne exergetische Aufwertung.

Tiefe Geothermie-Anlagen weisen, zusammen mit solarthermischer Wärmeerzeugung und industrieller Abwärme, ein breites technologisch mögliches Temperaturband in einem hohen Temperaturbereich (tiefe Geothermie bis zu 200 °C, Solar-Vakuumröhrenkollektoren bis ca. 120 °C, bei Abwärme auch mehr als 200 °C) auf. Auch außerhalb des Niedertemperaturbereiches erscheint eine Direktversorgung oder zumindest eine Vorwärmung der Rücklauftemperatur auch von Wärmenetzen der 2. Generation möglich. Die technisch-exergetische Betrachtung der tiefen Geothermie zeigt zudem das breite Anwendungsspektrum auf. Die tiefe Geothermie kann im Hinblick auf das Temperaturspektrum stellvertretend für die verschiedenen Niedertemperaturwärmequellen betrachtet werden.

Im Bericht wird eine Ermittlung des zur Verfügung stehenden Potenzials der tiefen Geothermie und die möglichen Einschränkungen bezüglich deren Nutzbarmachung durchgeführt.

Es wird darüber hinaus aufgezeigt, dass sich bei der ökonomischen Betrachtung einige grundlegende Unterschiede zwischen der tiefen Geothermie, der Solarthermie und der Nutzung von Umgebungswärme manifestieren. Im Ergebnis erscheint die tiefe Geothermie unter den getroffenen Annahmen nicht geeignet, in allen Punkten einen Analogieschluss zu den anderen Niedertemperaturwärmeströmen (NTWS) herzustellen.

Potenziale und Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie in Wärmenetzen

Die Nutzung tiefengeothermischer Ressourcen bietet jedoch ganz allgemein ein großes Potenzial für eine nachhaltige und umweltverträgliche Wärmeversorgung. Für Städte und Gemeinden bedeutet dies nicht nur eine Einsparung von CO₂-Emissionen und damit einen Beitrag zum Klimaschutz, sondern gleichzeitig ein hohes Maß an dauerhafter Versorgungssicherheit.

Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene (hydrothermale und petrothermale Systeme) als auch geschlossene Systeme (tiefe Erdwärmesonden). Tiefe Erdwärmesonden bieten den Vorteil der Standortunabhängigkeit ohne Fündigkeitsrisiko, sind jedoch meist nur im Fall bereits bestehender

¹ Eine Definition der Generationen von Wärmenetzen findet sich in Kapitel 3.1

² Im Bericht werden Wärmequellen unterhalb einer Temperatur von 90°C behandelt, nähere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 3.1

Bohrungen wirtschaftlich darstellbar. Der entscheidende Vorteil offener Systeme liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute (Anlagenleistungen von ca. 1-40 MW_{th}) im Vergleich zu geschlossenen Systemen (maximal einige hundert kW_{th}).

Bei der Nutzung offener Systeme wird die Wärmeenergie entweder durch die Förderung von im Untergrund bereits vorhandenem Tiefenwasser (hydrothermale Systeme) oder über künstlich erzeugte Wärmetauscher (petrothermale Systeme) bereitgestellt. Über die Produktionsbohrung wird das Thermalwasser an die Oberfläche gefördert, wo ihm ein Teil seiner Wärmeenergie entzogen wird. Wird die Ressource rein thermisch genutzt, wird die Wärmeenergie aus dem Thermalwasser mittels Wärmetauscher direkt an das Verteilungssystem des Wärmenetzes übertragen. Falls aufgrund zu geringer Reservoirtemperaturen und/oder des Bedarfsprofils erforderlich, kann die Temperatur mit Hilfe von Wärmepumpen auf das gewünschte Temperaturniveau angehoben werden. Bei entsprechend hohen Reservoir-Temperaturen (i.d.R. > 100 °C) und ausreichenden Fließraten kann die geothermische Energie durch Zwischenschaltung eines thermodynamischen Kraft-Wärme-Prozesses auch zur Stromproduktion genutzt werden. Das abgekühlte Wasser wird über eine zweite Bohrung, die sogenannte Injektionsbohrung, wieder in den Untergrund geleitet. Produktions- und Injektionsbohrung werden gemeinsam kurz als Dublette bezeichnet.

Da hydrothermale Systeme geeignete Reservoirgesteine mit hohen Durchlässigkeiten erfordern, ist ihre Nutzbarkeit räumlich eingeschränkt. Als Gebiete mit hydrothermale Potenzial können nur solche ausgewiesen werden, in denen Grundwasserleiter (Aquifere) mit hoher Durchlässigkeit in relevanten Teufen- bzw. Temperaturbereichen auftreten. Das hydrothermale Potential konzentriert sich daher in Deutschland insbesondere auf das Süddeutsche Molassebecken, den Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Viele dicht besiedelte Räume mit ausgedehnten Fernwärmenetzen liegen in diesen Regionen.

Da petrothermale Systeme nicht auf natürliche Thermalwasser-Aquifere im Untergrund angewiesen sind, sind sie in der Theorie nahezu standortunabhängig umsetzbar. Tatsächlich bestehen jedoch Grundvoraussetzungen hinsichtlich der Reservoirgesteine und des umgebenden Spannungsfeldes, um durch hydraulische Stimulation den ökonomischen Betrieb eines petrothermalen Systems darstellen zu können.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen in Deutschland analysiert. Die Berechnungen erfolgten auf Basis der Temperaturverteilung des Geothermie-Atlas (Schulz et al., 2013) und der Betriebsdaten aktueller Geothermieprojekte in Deutschland. Dabei wurden eine maximale Dichte an Dubletten mit Bohrungsabständen von 2.000 m sowie jährlich 2.500 Volllaststunden je Anlage unterstellt. Da anzunehmen ist, dass mittelfristig hydrothermale Projekte gegenüber petrothermalen Projekten den Vorzug erhalten, wurden neben den Gesamtpotentialen petrothermalen Systeme zusätzlich auch gesonderte Werte für die petrothermalen Potenziale ermittelt, die außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen vorliegen.

Von den Potenzialregionen wurden Schutzgebiete ausgenommen, in denen die Umsetzung von Geothermieprojekten nicht oder nur beschränkt möglich ist. Dabei wurden zwei Szenarien unterschieden. Im Szenario A wurden lediglich Heilquellenschutzgebiete und Wasserschutzgebiete (Zone I, II, IIIA), Naturschutzgebiete und Nationalparks von der Potenzialanalyse ausgeschlossen. Im konservativen Szenario B wurden zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate und Nationale Naturmonumente als Ausschlussfläche definiert.

Da prinzipiell höhere thermische Leistungen erzielt und damit die im Thermalwasser gespeicherte Energie vollständiger genutzt werden kann, wenn es gelingt, die Reinjektionstemperatur möglichst

weit herabzusetzen, wurden bei der Potenzialberechnung des Weiteren zwei verschiedene Szenarien für die Injektionstemperatur betrachtet. Im Szenario 1 wurde die Injektionstemperatur pauschal auf 65 °C festgesetzt. Unter Annahme eines zukünftig verstärkten Ausbaus von Low-Ex-Netzen wurde im Szenario 2 eine Injektionstemperatur von 35 °C unterstellt. In diesem Fall können Reservoirs mit einer Temperatur ab 40 °C berücksichtigt werden; gleichzeitig müssen jedoch die Scaling-Problematik, mikrobielle Aktivitäten sowie die thermische Beeinflussung des Reservoirs beachtet werden.

Je nach Szenario ergibt sich für hydrothermale Systeme in Deutschland ein technisches Angebotspotenzial zwischen 96 und 279 TWh/a. Das größte Angebotspotenzial entfällt dabei auf das Norddeutsche Becken, bedingt durch die größte Potenzialfläche. Für petrothermale Systeme beläuft sich das technische Angebotspotenzial je nach Szenario auf 214 bis 478 TWh/a. Werden lediglich die petrothermalen Potenziale außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen betrachtet, reduziert sich das Angebotspotenzial auf 116 bis 277 TWh/a.

Da die wirtschaftliche Erschließung der geothermischen Ressourcen in der Praxis an eine gewisse Mindestwärmenachfrage gebunden ist, wurden zur Bestimmung der technischen Bereitstellungspotenziale die Angebotspotenziale mit der Wärmebedarfsdichte verschnitten. Datengrundlage hierfür bildete der EU28 Raster-Datensatz Heat Demand 2015 des Pan-Europäischen Thermischen Atlas Peta in der Version 4.1. Für die Potenzialanalyse wurden Rasterzellen mit einer Wärmebedarfsdichte über 120 TJ/km² berücksichtigt. Dabei wurde um jede Zelle ein Puffer von 2 km gelegt, da mögliche Geothermieranlagen auch außerhalb des Versorgungsgebiets liegen können und gleichzeitig potenzielle Versorgungsgebiete auf diese Weise zusammengeschlossen werden.

Je nach Szenario ergibt sich für hydrothermale Systeme ein technisches Bereitstellungspotenzial zwischen 45 und 118 TWh/a. Das größte Potenzial entfällt dabei auf das Süddeutsche Molassebecken. In dicht besiedelten Gebieten wie dem Oberrheingraben kann fast das gesamte Angebotspotenzial auch bereitgestellt werden. Für petrothermale Systeme beläuft sich das Bereitstellungspotenzial je nach Szenario auf 99 bis 211 TWh/a. Werden lediglich die petrothermalen Potenziale außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen betrachtet, reduziert sich das Potenzial auf 60 bis 139 TWh/a. Generell belaufen sich die technischen Bereitstellungspotenziale auf lediglich 42-52 % der technischen Angebotspotenziale.

Neben der Potenzialanalyse wurde im Rahmen der vorliegenden Studie eine Reihe von Fallbeispielen aus der tiefen Geothermie betrachtet. Ziel der Fallstudien war es, einen Überblick über bisherige Nutzungen tiefengeothermischer Niedertemperaturwärmeströme in Deutschland und Nachbarländern zu geben.

Bei den Fallbeispielen handelt es sich um sieben nationale (Unterhaching, Neustadt-Glewe, Waren (Müritz), Erding, Arnsberg, AFK (Aschheim, Feldkirch, Kirchheim), Kirchweidach) und zwei europäische (Pariser Becken, Riehen) Projekte. Sie stellen primär die Bandbreite der Nutzungsmöglichkeiten tiefengeothermischer Wärmeprojekte dar und orientieren sich nur untergeordnet an geografischen oder geologischen Rahmenbedingungen. Mithilfe der Fallstudien kann ein umfassender Überblick über die bisherigen technischen Möglichkeiten und Lösungen im Bereich der geothermischen Wärmenutzung gegeben werden.

Tiefengeothermische Wärmeprojekte sind generell langfristig zu betrachtende Versorgungsprojekte mit hohen Anfangsinvestitionen, die bei geeigneter Geologie und geeigneter Abnehmerstruktur als dezentrale, lokale, schadstoffarme Wärmeproduzenten wirtschaftlich betrieben werden können.

Exemplarisch konnten folgende **Stärken** bei der praktischen Umsetzung tiefengeothermischer Wärmeprojekte herausgearbeitet werden:

- ▶ Geothermie kann (unter bestimmten geologischen Voraussetzungen) Wärmeenergie in einem weiten Temperaturbereich zur Verfügung stellen und (in gewissen Grenzen) in der jeweils benötigten Menge gefördert werden.
- ▶ Geothermie hat ein breites technisches Anwendungsspektrum (z.B. Möglichkeit der Kopplung mit anderen Energieträgern oder Wärmepumpen).
- ▶ Geothermie ist grundlastfähig.
- ▶ Durch die über den Jahresgang gleichbleibend verfügbaren Energiemengen ist die Geothermie bei einem fündigen Projekt im Vergleich zu z.B. Wind- und Solarenergie besser planbar und einfacher integrierbar.
- ▶ Wenn das Potenzial der Geothermie einmal erschlossen ist, so steht unverzüglich eine erhebliche Energiequelle zur Verfügung, welche sofort vollständig verfügbar ist.
- ▶ Im Vergleich zu Biomasse oder konventionellen Energieträgern fallen kaum Brennstoffkosten im Betrieb an.
- ▶ Ein Geothermiekreislauf kann sehr stabil und zuverlässig betrieben werden. Die Verfügbarkeit einer Geothermie-Anlage ist in der Regel sehr hoch.
- ▶ Mit moderner Regeltechnik lässt sich eine Geothermieanlage gut automatisch steuern.
- ▶ In einem geothermischen Fernwärmeprojekt sind die Wirkungsgrade meist sehr hoch und die Energieverluste minimal.
- ▶ Bei geothermischen Wärmeprojekten schätzen die Endkunden die relative Preisstabilität und die kompakte, wartungsarme Fernwärme-Heiztechnik im eigenen Keller.

Die wesentlichen **Herausforderungen** der untersuchten Fallbeispiele münden in folgende Empfehlungen bei der technischen Umsetzung eines tiefengeothermischen Wärmeprojektes:

- ▶ Wesentlich für den Erfolg eines Geothermieprojekts ist die Minimierung des Fündigkeitsrisikos. In dieser Hinsicht ist eine qualifizierte Planung nach Stand der Wissenschaft und Technik essentiell.
- ▶ Jedes Projekt ist individuell. Daher ist unter anderem die Anlagentechnik nicht trivial, sondern muss projektspezifisch ausgelegt werden.
- ▶ Da nicht an allen Standorten ausreichend hohe Fördertemperaturen zur Verfügung stehen, besteht häufig die Notwendigkeit der Kopplung mit anderen Energieträgern.
- ▶ Das projektspezifische seismische Risiko muss nach Stand der Wissenschaft und Technik beurteilt und minimiert werden. Ein seismisches Monitoring ist zu empfehlen.
- ▶ Akzeptanz und Information der Bevölkerung erfordern an einigen Standorten erhöhte Aufmerksamkeit und Anstrengungen bei der Bürgerbeteiligung.

Systemintegration und ökonomische Betrachtung

Die Systemintegration der theoretisch verfügbaren Potenziale aus Niedertemperaturwärmeströmen in die bestehende Fernwärmeversorgung oder in neue Wärmenetze erfordert je nach Wärmequelle einen unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Aufwand. Dieser ist abhängig von der Entfernung der Niedertemperaturwärmequelle vom Wärmenetz, der notwendigen Wärmespeicherefunktionen und der ggf. notwendigen exergetischen Aufwertung. Die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten maximal mögliche Entfernung der Niedertemperaturquelle vom Wärmenetz hängt von vielen Faktoren wie z.B. von der Geländestruktur, der Oberflächenbeschaffenheit, der zu überwindenden Infrastruktur sowie der vorliegenden Wärmelast ab.

Eine exergetische Aufwertung der Niedertemperaturwärmeströme ist insbesondere bei bestehenden Wärmenetzen notwendig. Zur exergetischen Aufwertung, d.h. zur Anhebung des Temperaturniveaus, stehen mehrere Technologien zur Verfügung, meist wird hierzu eine Wärmepumpe verwendet.

Die hydraulische Einbindung der Wärme in das Wärmenetz bestimmt maßgebend das Gesamtsystem sowie die für dessen zuverlässigen und effizienten Betrieb notwendige Regeltechnik. Hierbei kann es technisch und wirtschaftlich sinnvoll sein, Wärmespeicher einzusetzen.

Exergetisch optimierte Wärmenetze sind im Kontext dieser Studie durch den Betrieb auf einem möglichst niedrigen Exergieniveau, also durch niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen gekennzeichnet. Hierzu wurden insbesondere in den letzten Jahren unterschiedliche Arten von exergetisch optimierten Wärmenetzen realisiert, die nicht technisch genau definiert sind, sich jedoch insbesondere in der Lokalisation der exergetischen Aufwertung unterscheiden.

Während in Niedertemperatur- und Low-Ex-Netzen die exergetische Aufwertung der Niedertemperaturwärmequelle in der Heizzentrale erfolgt, wird in kalten Nahwärmenetzen die Wärme der Niedertemperaturwärmequelle zu den einzelnen Kunden geliefert und erst dort exergetisch aufgewertet.

Bei bestehenden Netzen kann eine Optimierung der Abnahmesysteme auf Verbraucherseite zu einer Absenkung der Vor- und Rücklauftemperatur im Wärmenetz und damit zu höherer Effizienz bei der Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen führen. Die hierfür notwendigen Arbeiten in den hydraulischen Systemen jedes an das Wärmenetz angeschlossenen Kunden sind jedoch meist aufwändig. Die Sicherstellung der Trinkwasserhygiene beschränkt zudem zusätzlich die Möglichkeiten zur Reduktion der Wärmenetztemperaturen.

Eine Möglichkeit zur Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen kann auch über die Abtrennung von Sekundärnetzen mit niedrigen Netztemperaturen erfolgen. Hier kann sich insbesondere für neu zu erschließende Wärmeteilnetze die Möglichkeit bieten, deren Vorlauftemperatur aus dem Rücklauf des bestehenden Wärmenetzes zu versorgen.

Zum Ausgleich der dynamischen Lasten in einem Wärmenetz und des davon oft unabhängigen dynamischen Anfalls der Niedertemperaturströme werden Wärmespeicher eingesetzt. Kleine Wärmespeicher sind hierbei spezifisch teurer als große, ebenso oberirdische im Vergleich zu in den Untergrund integrierten Wärmespeichern.

Die Systemeinbindung des oder der Wärmespeicher und die Regelstrategien zur Be- und Entladung entscheiden maßgebend über die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Konzepte zum Einsatz von Wärmespeichern. Für in den Untergrund integrierte Wärmespeicher ist zudem die Art der Böden am Speicherstandort entscheidend.

Wärmespeicher, die als Multifunktions-Wärmespeicher ausgelegt sind, können auch eine Nutzung von regenerativ erzeugtem Überschussstrom im Rahmen einer Sektorenkopplung erlauben, sofern hierzu eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Die Wirtschaftlichkeit bei der Integration von NTWS in kommunale Fernwärmesysteme hängt nicht nur ab von der Wärmequelle, sondern von zahlreichen anderen Kriterien des konkreten Fernwärmesystems. Die Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Technologieoptionen sind vom Zusammenwirken der verschiedenen Erzeugungseinheiten im Portfolio des Fernwärmeversorgers abhängig. Aus diesem Grund ist eine systemorientierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit nötig.

Für diese Betrachtung wird regelhaft vom Fernwärmeversorger eine Einsatzoptimierung der Anlagen im gesamten Fernwärmesystem nach den jeweiligen variablen Kosten der Wärmeerzeugung und der jeweils vorliegenden Wärmelast im Jahresverlauf durchgeführt. Zur Deckung der Wärmelast kommt jeweils die Anlage zum Einsatz, die die geringsten variablen Kosten aufweist. Aus der Einsatzoptimierung ergeben sich die Laufzeiten der Anlagen und die jährlich erzeugte Energiemenge. Die Fixkosten der Anlage (Kapitalkosten, Personalkosten) müssen dann auf die tatsächliche Einsatzzeit umgelegt werden, in denen die Anlage Erlöse erwirtschaftet. Die spezifischen Wärmegestehungskosten sind damit stark abhängig von der Auslastung der Anlage im Jahresverlauf.

Hier sind insbesondere die lastarmen Sommermonate von Bedeutung. Sind im Anlagenportfolio des Fernwärmeversorgers Abfallverbrennungsanlagen vorhanden, können diese eine mögliche Wärmeerzeugung aus NTWS verdrängen. Das gleiche gilt für KWK-Anlagen, die unter Hinzurechnung der KWK-Zulage sehr günstige Wärmekosten aufweisen können. Die Verdrängung der NTWS-Wärme verringert die Auslastung der Anlage und erhöht somit deren spezifische Wärmegestehungskosten.

Die Verringerung der Vorlauftemperatur im Fernwärmesystem erleichtert grundsätzlich die systemische Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen. Dies wird besonders deutlich bei der Solarthermie oder den Wärmepumpen. Je niedriger die Vorlauftemperatur im nachgelagerten Netz ist, desto größer ist der thermische Wirkungsgrad bei Solarkollektoren und auch der COP bei Wärmepumpen. Bei niedrigen Netztemperaturen kann hier zudem auch auf eine nachgeschaltete exergetische Aufwertung (z.B. durch Gaskessel) verzichtet werden.

Auch die Anwendung der tiefen Geothermie als Wärmeerzeugungsoption wird durch eine niedrige Vorlauftemperatur im Wärmenetz grundsätzlich begünstigt. Die Investitionskosten können durch geringere Bohrtiefen vermindert werden und auch hier kann auf eine exergetische Aufwertung oft verzichtet werden.

Jedoch geht die Verringerung der Vorlauftemperatur bei der Integration von Wärme aus tiefer Geothermie und Abwärme nicht in jedem Fall mit einer höheren Wirtschaftlichkeit einher. Während es sich bei der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen und der Solarthermie um thermodynamische Prozesse handelt, deren Umwandlungseffizienz von der geforderten Nutztemperatur abhängt (COP, Kollektorstufenwirkungsgrad), ist dies unter den im Folgenden beschriebenen Annahmen bei der tiefen Geothermie nicht der Fall. Dies entspricht in Teilen der Abwärmenutzung (ohne Wärmepumpe).

Bei der tiefen Geothermie wird das zur Verfügung stehende Wärmereservoir (das Thermalwasser) direkt oder über Wärmeübertrager genutzt. Steht das Wärmereservoir auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung (z.B. 120 °C), dann ermöglicht dies eine große Temperaturdifferenz zwischen Förderung und Wärmenetzrücklauf (Spreizung). Der Erlös aus dem Wärmeverkauf ist direkt proportional zum Massenstrom und der Spreizung.

Da der Wärmenetzrücklauf technisch nicht beliebig tief abgesenkt werden kann, bedeutet eine Verringerung des Wärmenetzvorlaufs in der Regel eine Minderung der Spreizung. Bei gleicher Schüttung der Geothermiebohrung vermindert sich damit der kundenseitige Wärmeerlös aus Geothermie. Die Wärmegestehungskosten steigen an. Bei Neuanlagen wäre die mögliche Minderung bei den Investitionskosten durch eine verringerte Bohrtiefe nicht in der Lage, die verringerte thermische Leistung der Anlagen wirtschaftlich zu kompensieren. Eine Absenkung der Vorlauftemperatur im System ist im Hinblick auf die Wärmegestehungskosten der tiefen Geothermie also nur dann ökonomisch vorteilhaft, wenn eine Möglichkeit gefunden würde, durch die der Wärmeabsatz konstant gehalten werden kann. Für die Nutzung von Abwärme (ohne Wärmepumpe) gilt sinngemäß das Gleiche.

Akteurs- und Hemmnisanalyse

Die Akteurslandschaft ist in Bezug auf die Marktausweitung der Integration erneuerbarer Energien und NTWS in Fernwärmenetzen sehr heterogen und es ist kein einflussreicher Protagonist erkennbar, der sich dieses Feld zu einem zentralen Anliegen macht.

Der Wärmesektor wird weiterhin von fossil gespeisten und dezentralen Heizkesseln dominiert. Die finanzstarken Stakeholder aus der fossilen Energiewirtschaft aber auch Handwerksorganisationen versuchen, diesen Absatzmarkt zu sichern, und sehen die leitungsgebundene Wärmeversorgung als Konkurrenz.

Der AGFW als Branchenvertretung der Fernwärmewirtschaft sowie der BDEW sind zwar im Grundsatz aufgeschlossen gegenüber erneuerbaren Energien und NTWS, fokussieren sich jedoch bisher auf die Bewahrung der klassischen Geschäftsmodelle der fossilen KWK.

Im Bereich der Branchenverbände der erneuerbaren Energien forciert der BEE ein Wachstum der erneuerbaren Energien mit Wärmenetzen, kann jedoch aufgrund der Mitgliederstruktur seiner Branchenverbände gegenüber der dezentralen Versorgung keine eindeutige Positionierung aufbauen.

Für Investoren und Projektentwickler ist der Markt bisher wenig interessant, da im Bereich der Wärmenetze bisher kein gesetzlich geregelter Zugang zu den Infrastrukturen wie im liberalisierten Strom- und Gasbereich existiert. Lediglich für kleine, meist auf Biogas-Anlagen basierende Wärmenetze ergibt sich ein gewisses Marktpotenzial für Projektentwickler.

Eine Mobilisierung der Wohnungswirtschaft und der Endverbraucher für die Marktausweitung der Fernwärme insgesamt und damit verbunden deren Unterstützung einer Transformation zu erneuerbaren Energien in diesen Systemen wird nur gelingen, wenn die Fernwärme im Wettbewerb gegenüber fossilen Energieträgern attraktiv ist und zu einem kosteneffizienten Lösungsweg für das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes beiträgt.

Der verstärkten Integration von NTWS in Wärmenetzen steht eine Reihe von Hemmnissen entgegen. Zentrale Hemmnisse zeigen sich in den ökonomischen Rahmenbedingungen des Einsatzes von NTWS gegenüber der üblichen fossilen Wärmeerzeugung. Die mangelnde Lenkungswirkung des europäischen Emissionshandels und die im europäischen Vergleich geringe Besteuerung fossiler Brennstoffe reizen vor dem Hintergrund der niedrigen Brennstoffpreise fossiler Energieträger einen Umstieg auf NTWS nur unzureichend an. Auch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung steht in vielen Fällen in einem preislichen Wettbewerb zum Einsatz von NTWS.

Die Errichtung von Anlagen zur Nutzung von NTWS und der damit verbundenen Wärmenetz-Infrastruktur erfordern darüber hinaus relativ hohe Investitionen. Diese müssen über einen langen Zeitraum refinanziert werden. Die unternehmensinternen Anforderungen an die Amortisationszeiten von Investitionen stehen dem oft entgegen. Auch kann das Aufbringen der nötigen Finanzmittel vor dem Hintergrund der Kapitalausstattung kommunaler Energieversorger und der zunehmend restriktiven Kreditvergabe bei Banken eine nicht zu unterschätzende Hürde darstellen.

Aus planerischer Sicht fehlt es vor allem an einer gesetzlich fixierten kommunalen Wärmeplanung, die es ermöglicht, die notwendigen Schritte zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung auf konzeptioneller Ebene zu entwickeln, mit der Stadtplanung zu verzahnen und schließlich durch die Kommune in deren Umsetzung zu steuern.

Auf der rechtlichen Ebene sind unter anderem fehlende ökologische Vorgaben im Fernwärmesektor, der fehlende Wettbewerb auf der Endkundenebene und eine teilweise unzureichende behördliche Preiskontrolle zu nennen. Hohe Wärmepreise können die Akzeptanz der Fernwärmeversorgung bei den Endkunden deutlich mindern.

Bei der Errichtung von Geothermieranlagen treten auch gesellschaftliche Hemmnisse auf. Die Geothermie trifft bei einem Teil der Bevölkerung auf wenig Akzeptanz. Wesentliches Element ist hier die Angst vor Gebäudeschäden – dies betrifft sowohl die tiefe als auch die oberflächennahe Geothermie.

Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen

Aus den derzeitigen strukturellen Rahmenbedingungen resultiert bisher kein unterstützender Einfluss für eine Markteinführung der Niedertemperatur-Fernwärme in Deutschland. Auch ein allgemeiner Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur in Deutschland, der gute Voraussetzungen für die kostengünstige Integration bieten würde, steht bisher nicht im Fokus der bundesdeutschen Wärmepolitik.

Um die Potenziale von Wärmenetz-Infrastrukturen für die Integration von Niedertemperaturwärme in den Energiemarkt tatsächlich zu erschließen, sollten auf verschiedenen Ebenen Hemmnisse abgebaut und fördernde Maßnahmen umgesetzt werden. Hierbei stehen folgende Ansätze im Fokus:

- ▶ Einführung einer Brennstoff- oder CO₂-Steuer, die den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor befördert.
- ▶ Änderungen im europäischen Emissionshandel mit dem Ziel höherer Zertifikatspreise.
- ▶ Anpassung des KWKG zu höherer Strommarktorientierung und Residuallast, wenn wenig erneuerbare Wärme vorhanden ist. Minderung der Nutzung fossiler Wärme in den lastarmen Monaten.
- ▶ Verbesserung der Fördersituation mit dem Schwerpunkt auf bestehenden städtischen Fernwärmesystemen (Erzeugung, Speicherung und Netzausbau).
- ▶ Gewährung öffentlicher Bürgschaften und Risikoabsicherung im Rahmen von Investitionen.
- ▶ Einführung einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung.
- ▶ Einführung eines Mindestanteils an erneuerbarer Energie in der Fernwärmeversorgung.
- ▶ Änderung der Berechnungssystematik bei Primärenergiefaktoren.
- ▶ Verbesserung der behördlichen Preiskontrolle und des Wettbewerbs in der Fernwärme.
- ▶ Optimierung der Bürgerbeteiligung und Kommunikation bei Investitionsvorhaben.

Summary

In recent years, the discussions on Germany's energy transition have often been confined to the electricity sector – even though heating accounts for more than half of the country's final energy consumption and though households on average pay much more for heating than they pay for electricity. Without an ambitious heating transition, the energy transition as a whole will fail.

The political target is to approach climate-neutrality for the building stock by 2050. For that aim, it seems neither realistic nor cost-efficient to try and achieve the climate protection goals in the heating sector exclusively by means of increasing the efficiency of buildings. Some optimal combination of energy efficiency measures and the increased use of renewable energy in heating supply will have to be found.

In any event, the heat transition will require a significant expansion of renewable energy in the heating sector. Yet, in comparison to the electricity sector, the share of renewable energy in heat consumption is growing much more slowly and currently stands at a comparatively low level of about 13 %.

Heating networks can be an important key to the transition of the heating supply towards renewable energy. Such networks enable the efficient and flexible integration of various renewable heat sources into the system at much lower cost than individual decentral solutions at the building level.

However, the structural shift cannot rely on biomass, which today accounts for the largest share of renewable energy in the heat sector. The growth in renewable heat will have to come, amongst other sources, from geothermal energy, solar heat, heat pumps and waste heat from industrial and commercial processes. These sources are often only available at relatively low temperature levels.

Against this background, a technological and ecological structural transformation in the district heating industry is called for, a transformation that concerns not only the decarbonation of heat generation but also incorporates the optimisation of the distribution systems and the user facilities.

Heat Networks for the Integration of Low Temperature Heat

Heat networks are principally a well-suited type of infrastructure for the efficient and flexible integration of renewable energy and waste heat into the heat supply. Heat networks even allow heat sources with high-temperature output such as deep geothermal, waste incineration and industrial waste heat to be incorporated into the system. Furthermore, they yield economies of scale as large plants (e.g. in solar heating) typically operate at lower cost than solutions that apply to individual buildings only.

However, most of the currently existing district heating systems are predominantly supplied from fossil CHP, with only low shares of renewable energy and waste heat. The available potential to integrate low-temperature heat sources is exploited only to a small extent. Of the renewable energy used in district heating, 90 % is biomass, while deep geothermal currently contributes no more than about 0.1 %.

Yet a transition towards renewable energy in the heating and cooling sector will have to tap the existing potential of different heat sources with low levels of temperature and thus exergy. The exergetic optimisation of today's heat networks for lower temperature levels and the implementation of new (4th generation) grids could facilitate the integration of such heat sources.

While a range of low-temperature heat sources are principally available, their suitability for integration into the district heating systems will depend on their output parameters and the prevailing technological constraints. Achieving long-term climate neutrality in heat supply will require the thorough exploitation of all suitable sources.

In practice, the temperature level of a potential heat source will often be below that of the heating network. Therefore, to be able to exploit such a source, either the temperature level of the source must be raised (boosted) or the temperature level of the network must be reduced. From the perspective of climate protection and the efficient exploitation of the available exergy, those systems are preferable in which the heat can be used directly or fed directly into the heat network. Such heat sources include solar heat, waste heat and deep geothermal, where no exergetic boost is required.

Deep geothermal plants offer a wide temperature range and high peak temperature (up to 200 °C), as do solar evacuated tube collectors (up to 120 °C) and industrial waste heat (at times in excess of 200 °C). It thus seems possible to supply even 2nd generation heat grids from such sources, or at least to use them to raise the grids' return temperature. Furthermore, the technological and exergetic analysis of deep geothermal reveals its wide range of application. Deep geothermal may be taken to represent the various low-temperature heat sources with respect to the temperature range. In the following, we evaluate the available deep geothermal potential and analyse the constraints on its exploitation.

The economic analysis reveals a number of fundamental differences between deep geothermal, solar heat and the use of ambient heat. As a result, deep geothermal cannot represent the other low-temperature heat sources in all economic respects.

Potentials and utilization concepts for deep geothermal energy

The utilization of deep geothermal resources offers a large potential for a sustainable and environmentally compatible energy supply. For cities and municipalities this means not only savings of CO₂-emissions and thereby a contribution to climate protection, but also a long-term security of supply.

Utilization concepts include open systems (hydrothermal and petrothermal systems) as well as closed systems (deep geothermal heat exchanger). Deep geothermal heat exchangers offer the advantage of location independence without exploration risk, but are usually only economically viable if the borehole already exists. The decisive advantage of open systems is a significantly higher heat extraction (thermal output of approx. 1-40 MW_{th}) compared to closed systems (max. several hundred kW_{th}).

For open systems, the thermal energy is provided either through production of already existing deep thermal water (hydrothermal systems) or via artificially created heat exchangers (petrothermal systems). The thermal water is pumped to the surface through the production well, where a part of its heat energy is extracted. If the resource is used purely thermally, the heat energy of the thermal water is directly transferred to the distribution system of the local heating network by a heat exchanger.

If required due to insufficient reservoir temperature and / or high inlet temperatures of the heating network, the temperature can be raised to the desired temperature level using heat pumps. If sufficiently high reservoir temperatures (normally > 100 °C) and sufficient flow rates are available, the geothermal energy can also be used to produce electricity by interposing a binary power plant. The cooled water is returned to the reservoir using a second borehole, the so-called injection well. The production and injection well are collectively referred to as a geothermal doublet.

As hydrothermal systems require suitable reservoir rocks with high permeability, their utilization is limited to certain areas where aquifers with high permeability exist in relevant depths and temperature ranges. In Germany, the hydrothermal potential is therefore particularly concentrated to the South German Molasse Basin, the Upper Rhine Graben and the North German Basin. Many densely populated areas with extensive district heating networks are located in these regions.

Since petrothermal systems do not require natural thermal water aquifers, they can be theoretically realized site-independently. In fact, however, there are basic requirements regarding the reservoir

rocks and the surrounding stress field in order to realize an economic operation of a petrothermal system by hydraulic stimulation.

The object of the present study was to analyze the technical potential and the technical supply potential of hydrothermal and petrothermal systems in Germany for heating purposes. The calculations were based on the temperature distribution of the German geothermal atlas (Schulz et al., 2013) and the operating data of existing geothermal plants in Germany. A maximum density of doublets with well distance of 2,000 m and 2,500 full load hours per plant and year were assumed. Since we expect that hydrothermal projects will be preferred over petrothermal projects in the medium term, the petrothermal potentials outside of the hydrothermal potential regions have additionally been determined.

Protected areas where the implementation of geothermal projects is not allowed or only to a limited extent, were excluded from the potential areas. Two scenarios were distinguished. In scenario A, only medical spring and water protection areas (zone I, II, IIIA), nature protection areas and national parks were excluded from the potential analysis. In the conservative scenario B, additional FFH areas, bird protection areas, landscape protection areas, wetlands after Ramsar-convention, biosphere reserves and national natural monuments were defined as exclusion areas.

Principally, higher thermal outputs can be achieved (and thus the energy stored in the thermal water can be used more completely), if the re-injection temperature can be lowered as far as possible. Therefore, also two different scenarios for the injection temperature were considered in the potential calculations. In scenario 1, the injection temperature was set at 65 °C. Supposing a future increase in the expansion of low-ex-heating networks, scenario 2 assumed an injection temperature of 35 °C. In this case, reservoirs with a temperature above 40 °C can be included in the potential analysis. However, attention must be paid to scaling, microbial activities and the thermal impact on the reservoir.

Depending on the scenario, the technical potential for hydrothermal systems in Germany is between 96 and 279 TWh/a. The largest potential is given for the North German Basin, due to the largest potential area. For petrothermal systems, the technical potential is 214 to 478 TWh/a, depending on the scenario. If only the petrothermal potentials outside the hydrothermal potential regions are considered, the technical potential is reduced to 116 – 277 TWh/a.

Since in practice, the economic exploitation of geothermal resources requires a certain minimum heat demand, the technical potentials were intersected with the heat demand density in order to determine the technical supply potential. The data basis for the heat demand density was the EU28 grid dataset Heat Demand 2015 of the Pan-European Thermal Atlas Peta in version 4.1. For the potential analysis, grid cells with a heat demand density of more than 120 TJ/km² were considered. A buffer of 2 km was placed around each cell, as potential geothermal plants can be located outside the supply area and, at the same time, potential supply areas were merged in this way.

Depending on the scenario, the technical supply potential for hydrothermal systems is between 45 and 118 TWh/a. The largest supply potential is given in the South German Molasse Basin. In densely populated areas such as the Upper Rhine Graben, almost all technical potential can also be supplied. For petrothermal systems the supply potential is between 99 and 211 TWh/a, depending on the scenario. If only the petrothermal potentials outside the hydrothermal potential regions are considered, the potential is reduced to 60 – 139 TWh/a. In general, the technical supply potential is only 42-52 % of the technical potential.

In addition to the analysis of the geothermal potential in Germany, the study also considered a number of deep geothermal case studies. The purpose of the case studies was to give an overview of existing deep geothermal low temperature utilization concepts in Germany and neighboring countries.

The case studies include seven national (Unterhaching, Neustadt-Glewe, Waren (Müritz), Erding, Arnsberg, AFK (Aschheim, Feldkirch, Kirchheim), Kirchweidach) and two European (Paris Basin, Riehen) projects. They primarily demonstrate the range of utilization possibilities of deep geothermal heat projects and are only subordinately oriented to geographical or geological conditions. The case studies served to give an extensive overview of the present technical possibilities and solutions in the field of geothermal heat utilization.

Generally speaking, deep geothermal heat projects are long-term utility projects with high initial capital investment, which – in case of suitable geological conditions and suitable customer structures – can be operated economically viably as decentralized, local and low-emission heat producers. Exemplarily, the following strengths of deep geothermal heat projects could be identified:

- ▶ (Under certain geological conditions) geothermal can provide heat energy in a large range of temperatures and can (within certain limits) be produced in the required quantity.
- ▶ Geothermal offers a large range of applications (e.g. possibility of coupling with other energy sources or heat pumps).
- ▶ Geothermal can provide base-load energy.
- ▶ Thanks to the year-round constant energy amount, geothermal can be better planned and easier integrated than e.g. wind or solar energy.
- ▶ Once a geothermal reservoir is successfully tapped, a substantial energy source instantaneously becomes disposable, being immediately and completely available.
- ▶ Compared to biomass or conventional energy sources, very low fuel costs arise during operation.
- ▶ A geothermal cycle can be operated in a very stable and reliable way. The capacity factor of a geothermal installation is usually very high.
- ▶ By using modern control technology, a geothermal plant can be operated automatically.
- ▶ For a geothermal district heating project, the technical efficiency is usually very high and energy losses are minimal.
- ▶ For geothermal heat projects, consumers appreciate the relatively stable prices and the compact, low-maintenance heating technology in their own cellar.

The main challenges of the analysed case studies lead to the following recommendations for the technical implementation of a deep geothermal heat project:

- ▶ Minimizing the exploration risk is crucial for the success of a geothermal project. In this context, qualified project planning according to the state of science and technology is essential.
- ▶ Each project is individual. Therefore, i. a. the system engineering is nontrivial, but needs to be designed in a project specific way.
- ▶ As sufficiently high reservoir temperatures are not available at all project sites, there is a frequent need for coupling with other energy sources.
- ▶ The project specific seismic risk needs to be evaluated and minimized according to the state of science and technology. A seismic monitoring is recommended.
- ▶ At some locations, public acceptance and information require enhanced attentiveness and effort for public participation.

System Integration and Economic Analysis

The integration of the theoretically available potential in terms of low-temperature heat flows into the existing district heating systems or into new heat networks will require different technological and economic efforts, depending on the specific type of heat source. The effort also depends on the distance between the source and the network, the required amount and type of heat storage and the required exergetic boost, where applicable. The greatest distance between source and network that is

economically viable depends on a number of factors including terrain structure, surface quality and any infrastructure that must be negotiated.

An exergetic boost to the low-temperature heat flows may be necessary in particular in the case of existing heat networks because the temperature level supplied by the low-temperature sources will often not even suffice to pre-heat the return flow. A number of technologies are available for the exergetic boost, i.e. to elevate the temperature level. Heat pumps constitute the most common solution.

The hydraulic integration of the heat into the network crucially shapes the overall system and the control technology required for its reliable and efficient operation. In this context, heat storage capacity may be called for both from a technological and an economic perspective.

Optimising the transfer points on the consumers' side can allow lower flow and return temperatures in the network and thus greater efficiency in the exploitation of low-temperature heat sources. However, great efforts will usually be required for the necessary adjustments to the hydraulic systems of each customer connected to the grid. Furthermore, the extent to which the temperature within the network can be reduced is also limited by considerations of drinking water hygiene.

In the context of this report, exergetically optimised heat networks are characterised as operating at the lowest possible level of exergy. The past few years have seen the implementation of different types of such networks, which are not precisely defined in technical terms but which may be differentiated in particular in terms of the location of the exergetic boost.

While in low-temperature and low-ex networks the exergetic boost to the low-temperature heat source occurs within the central plant, in cold district heating networks, the low-level heat is delivered to the individual consumers and boosted on site.

The exergetic optimisation of existing heat networks means that measures are being taken to reduce the required flow and return temperatures within the network. On the one hand, these measures comprise those that can be applied to the customer's building. One way to lower the flow and return temperatures can also be done via the separation of secondary networks with low network temperatures. In particular, it may be possible to generate the flow temperature of a new network from the return heat of an existing network.

Heat storage capacity may serve to balance the dynamic loads within the network with the available supply of low-temperature heat sources, the two quantities often being independent of each other. The specific cost of heat storage declines with plant size, and underground storage tends to be cheaper than above-ground installations. The economic viability of various heat storage concepts depends chiefly on how the storage capacity is integrated into the system and what the strategies for charging and discharging are. For underground plants, the ground conditions constitute another important factor. Storage capacities that serve more than one purpose are referred to as multi-functional heat storage. An example would be excess renewable electricity being fed into the heat sector via such storage plants.

The economic viability of the integration of low-temperature heat flows into municipal district heating systems depends not only on the heat source but also on numerous other characteristics of the specific system. The heat generation costs of each technology option depend on the interaction of the various generation units in the portfolio of the district heating provider. This is why any analysis of profitability necessitates a holistic view of the overall system.

For this purpose, heating suppliers will regularly conduct an optimisation of the operation of all plants within the entire district heating network according to each one's variable cost of heat generation and the prevailing heat load over the course of a year. At every point in time, the supplier will select the available plant with the lowest variable cost to accommodate the marginal heat load. This

optimisation yields the run times and thus the specific total cost rates of heat production for each plant.

Many of the low-temperature heat sources considered here are characterised by very high investment cost and relatively low variable cost. The high fixed (capital) cost must be allocated to the plant's actual run time, which makes the resulting total cost per unit of heat produced strongly dependent on the utilisation of the plant over the course of the year.

In this context, the low-load summer months are of particular importance. If the supplier's heat generation portfolio contains for example waste incineration plants, these may crowd out any potential heat supply from low-temperature heat sources. The same applies to CHP plants, which may achieve very low variable costs of heat production thanks to the bonus they receive under German law for every unit of energy produced. The crowding out of low-temperature heat sources will reduce their utilisation and thus raise their total per unit costs.

Reducing the supply flow temperature in district heating systems generally enables the integration of low-temperature heat sources at higher levels of efficiency – this is particularly evident in the case of solar heating plants or heat pumps – but this will not be true in every instance.

If a deep geothermal heat source is principally available at the required temperature, the total cost of heat generation will depend on plant utilisation and on the temperature difference between the grid return flow and the water that is pumped out of the ground (the spread). Then reducing the system's supply flow temperature will only make economic sense with respect to the total generation costs of the deep geothermal plant if the return flow temperature can be reduced by the same degree. The potential reduction in investment cost thanks to having to drill less deep cannot financially compensate the reduced thermal output of the plant. A low supply flow temperature would be beneficial only if the geothermal plant were unable to supply the temperature required in the network without a downstream exergetic boost, e.g. by means of a gas boiler or the like. As a result – and in contrast to the assumptions stated at the outset of this research project –, deep geothermal deep geothermal cannot represent the other low-temperature heat sources in all economic respects.

Analysis of Actors and Obstacles

The market in terms of integrating renewable energy and low-temperature heat sources into district heating networks comprises a very diverse range of actors, none of whom appear to have a strong focus on this issue. The heating sector continues to be dominated by decentral, fossil-fuelled boilers. The well-financed stakeholders from the fossil energy industry but also the trade associations try to protect this market, and they regard the grid-bound supply of heat as unwelcome competition. Though the German industry associations for district heating (AGFW) and for energy and water (BDEW) in principle support the integration of renewable energy and low-temperature heat sources, so far they mostly focus on preserving the traditional business models based on CHP.

The German renewable energy industry association (BEE) strongly promotes the expansion of renewable energy in district heating; however, due to its membership structure, it has been unable to position itself clearly in relation to decentral heat supply. For investors and project developers, the market has so far been of limited interest because district heating still lacks a legal mandate for access to the infrastructure of the type that exists with respect to the liberalised power and gas sectors. Only small heat grids, which are usually based on biogas plants, yield a certain market potential for project developers.

It will only be possible to mobilise the housing industry and consumers for the expansion of district heating generally and the transformation of these systems towards renewable energy more specifically if district heating becomes more attractive in competition with fossil fuels and if it is seen as

making an efficient contribution towards the goal of climate-neutral housing. The integration of renewable energy in district heating could be an important option in the long-term energy strategy of the housing industry because it helps to partially offset costly restoration.

The increased integration of low-temperature heat sources in district heating systems faces a number of obstacles. The most important one perhaps consists in the economic conditions, relative to traditional fossil heat generation. The incentives to switch to low-temperature heat sources are weak, given the insufficient guidance effects provided by the European emissions trading scheme, Germany's comparatively low taxes on fossil fuels and the low prices of these fuels themselves. The bonus paid on heat from CHP plants furthermore often distorts the price competition in relation to low-temperature heat sources.

Moreover, the construction of plants for the exploitation of low-temperature heat sources and the associated grid infrastructure entails massive investments, with large sums of capital being tied up for long periods, which often exceed the payback periods expected by the (corporate) investors. Municipal utilities are often unable to supply the required funds internally, an obstacle that is exacerbated by restrictive bank lending.

From a planning perspective, the central obstacle is the lack of mandatory municipal heat planning that could on the conceptual level enable the development of the necessary steps towards a sustainable heat supply. These steps could then be coordinated with urban planning and finally be implemented by the communities.

At the legislative level, we would like to highlight in particular the lack of ecological standards in district heating, the lack of competition and the at times insufficient price control exercised by the authorities – high heat prices will significantly reduce the consumers' approval rates for district heating.

The construction of geothermal power plants moreover faces societal obstacles. Especially the local population will often have little enthusiasm for such projects. The concerns are mostly driven by the risk of damage to nearby buildings, and it applies equally to shallow and deep geothermal projects.

Solution Approaches and Policy Recommendations

The current structural parameters have so far not provided sufficient supportive impetus for the widespread introduction of low-temperature district heating in Germany. Nor does the general expansion of the district heating infrastructure, which could provide an ideal basis for the efficient integration of such heat sources, feature anywhere near the top of the German heat agenda.

To actually exploit the potential of the district heating infrastructure for the integration of low-temperature heat into the energy market, obstacles must be overcome on several levels and a number of supportive measures should be taken. We focus on the following approaches:

- ▶ introduction of a tax on fossil fuels or greenhouse gas emissions to promote the use of renewable energy in the heating sector
- ▶ changes to the European emissions trading scheme with a view to raising certificate prices
- ▶ changes to the German law on CHP (KWKG) so that the operation of such plants will be oriented more towards the power market and towards residual load at times when little renewable heat is available; as little fossil heat as possible in the low-load summer months
- ▶ improved public funding opportunities, especially for existing municipal district heating systems (generation, storage and grid upgrades)
- ▶ public guarantees and risk-sharing for investments in district heating

- ▶ introduction of mandatory municipal heat planning
- ▶ introduction of a minimum share of renewable energy in the supply of district heating
- ▶ changes to the system by which primary energy factors are calculated
- ▶ improvements to public price control and stronger competition in district heating
- ▶ optimisation of civic involvement and communication for new investment projects

1 Einleitung – Hintergrund und Problemstellung

Für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland ist eine langfristige Transformation des Wärmesektors zu erneuerbaren Energien unabdingbar. Der Bedarf an Wärme für die Beheizung von Gebäuden und die Bereitstellung von Warmwasser und Prozesswärme ist für mehr als die Hälfte des Endenergiebedarfs und etwa für ein Drittel der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Zudem belasten die steigenden Wärmekosten zunehmend Verbraucher, Wirtschaft und Kommunen. Auch die wachsende Bereitstellung von Kälte für gewerbliche Anwendungen und Klimatisierung von Gebäuden belastet die Klimabilanz in den Kommunen.

Neben der energetischen Modernisierung des Gebäudebestands liegen erhebliche Potenziale zur Einsparung von Treibhausgasen in der Integration von Niedertemperaturwärmeströmen (NTWS) aus erneuerbaren Energien und industrieller und gewerblicher Abwärme in den Wärmemarkt.

Eine der wesentlichen energiepolitischen Aufgaben der kommenden Jahre besteht darin, deren Anteil möglichst schnell und deutlich zu erhöhen. Für die Erreichung der kurz- und mittelfristigen Klimaschutzziele sind prioritär solche Maßnahmen umzusetzen, die in möglichst kurzer Zeit möglichst große Mengen erneuerbarer Wärme in den Markt bringen. Gleichzeitig müssen die Weichen für eine langfristige Transformation der Wärmeversorgung mit einem niedrigeren Energiebedarf und einer weitestgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung gestellt werden.

Die energetische Sanierung von Gebäuden und der dezentrale Einsatz von erneuerbaren Energien in Gebäuden sind nur langfristig zu bewältigen. Gleichzeitig ist erkennbar, dass das Wachstum der erneuerbaren Energien in der dezentralen Gebäudeversorgung an seine Grenzen stößt: im Wesentlichen ist der Anteil an erneuerbaren Energien bisher auf den Einsatz von Biomasse zurückzuführen, was aus Gründen der Ressourcenknappheit und der Luftreinhaltung keinen skalierbaren Pfad zur Erreichung der Klimaschutzziele darstellt.

Auch eine zunehmende Elektrifizierung der Wärmeerzeugung über Wärmepumpen zur dezentralen Gebäudeversorgung ist für den Gebäudebestand in Städten schwer umzusetzen. Technische Herausforderungen (Zugang zu Wärmequellen, Absenkung der erforderlichen Vorlauftemperaturen durch Gebäudesanierung), wirtschaftliche Schwierigkeiten (Wärmegestehungskosten beim Einsatz von Luft/Wasser-Wärmepumpen) und organisatorische Hemmnisse (Mieter/Vermieter-Dilemma) sorgen dafür, dass der Ausbau von Wärmepumpen im urbanen Gebäudebestand eine besonders schwer zu bewältigende Aufgabe bleibt.

Für die Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem sind Wärmenetze besonders geeignet. Bei guten Rahmenbedingungen erzielen Wärmenetze durch Skaleneffekte deutlich geringere Wärmeentstehungskosten gegenüber dezentraler Versorgung. Wärmeströme aus unterschiedlichen Energiequellen können dabei flexibel in das System eingebunden werden.

Zudem sind Wärmenetze geeignet, um Erzeugungsanlagen mit hohen Leistungsdichten (z.B. Industrieabwärme oder tiefe Geothermie) einzubinden, die für eine dezentrale Versorgung nicht eingesetzt werden können. Das Wärmenetz funktioniert dabei als Wärmeplattform, die das Dargebot an verschiedenen Wärmequellen mit der Wärmelast synchronisieren kann.

Die Transformation zu erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor kann sich jedoch auch im Bereich der Wärmenetze nicht nur wie bisher auf Biomasse stützen. Hier müssen u.a. die Potenziale von Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen und Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen genutzt werden. Diese Wärmequellen stehen jedoch oft nur auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau zur Verfügung.

Vor diesem Hintergrund ist ein technisch-ökologischer Strukturwandel in der kommunalen Fernwärmewirtschaft erforderlich, der nicht nur die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung betrifft, sondern auch die Optimierung der Verteilsysteme und Kundenanlagen mit einschließt.

Die zunehmende Integration unterschiedlicher Niedertemperaturwärmequellen in die örtlichen Fernwärmesysteme geht entsprechend einher mit der teilweise bereits stattfindenden Modernisierung zu niedrigeren Netztemperaturen und dezentraler Einspeisung. Moderne Wärmenetze mit niedrigen Heizmitteltemperaturen sind zur Integration von Niedertemperaturwärmequellen besonders geeignet.

Im Fokus des Projekts stehen insbesondere die Möglichkeiten einer effizienten Nutzung von Wärme aus Tiefer Geothermie in der kommunalen Fernwärmeversorgung. Anhand der tiefen Geothermie lässt sich die Nutzung von Niedertemperaturwärme für große Wärmeströme mit unterschiedlichen Temperaturniveaus betrachten, d.h. es lässt sich ein breites Nutzungsspektrum im Bezug zur Fernwärmeversorgung damit beschreiben.

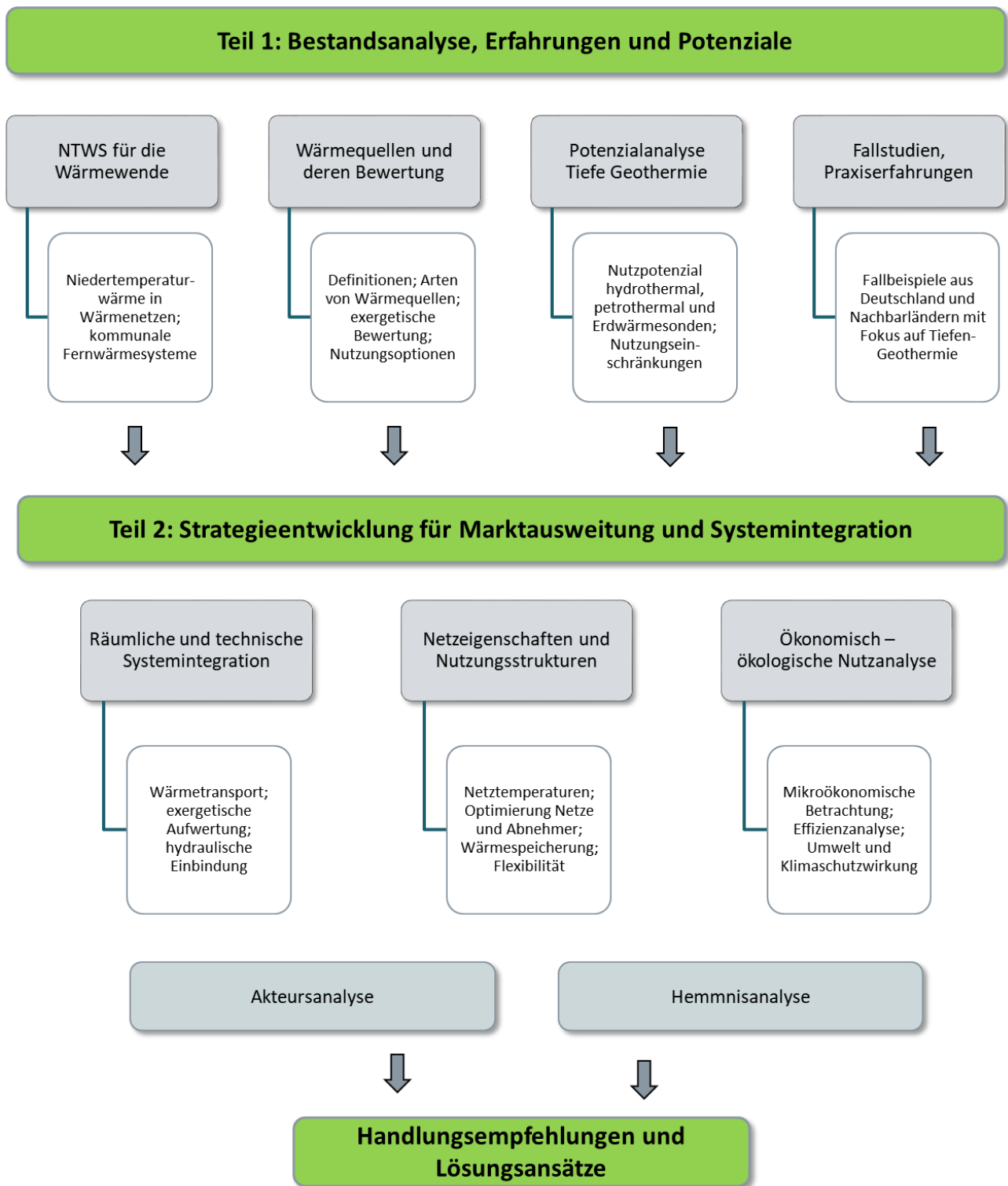
Ziel des Vorhabens ist es, Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen zu erarbeiten, die im Ergebnis zu einer Marktausweitung bei der Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen in kommunalen Fernwärmesystemen führen.

Aufbauend auf einer Bestandsaufnahme der bestehenden Fernwärmestruktur und dessen Rolle im Energiesystem sowie einer Analyse der möglichen Arten und Nutzungsmöglichkeiten von Niedertemperaturquellen erfolgt eine Strategieentwicklung zu deren Marktausweitung und Systemintegration.

Dabei werden Fallbeispiele ausgewertet und eine Potenzialbestimmung mit Fokus auf die tiefe Geothermie durchgeführt. Netzeigenschaften und Nutzungsstrukturen sowie die technischen Herausforderungen bei der räumlichen und technischen Systemintegration werden betrachtet. Ferner wird eine Analyse der heute bestehenden Akteurskonstellationen in diesem Markt und der Hemmnisse im Bereich des Wärmenetzausbaus und dessen Transformation durchgeführt.

Die Projektstruktur ist in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1: Projektstruktur



Quelle: Hamburg Institut

2 Bedeutung der Nutzung von Niedertemperaturwärmenetzen für die Wärmewende

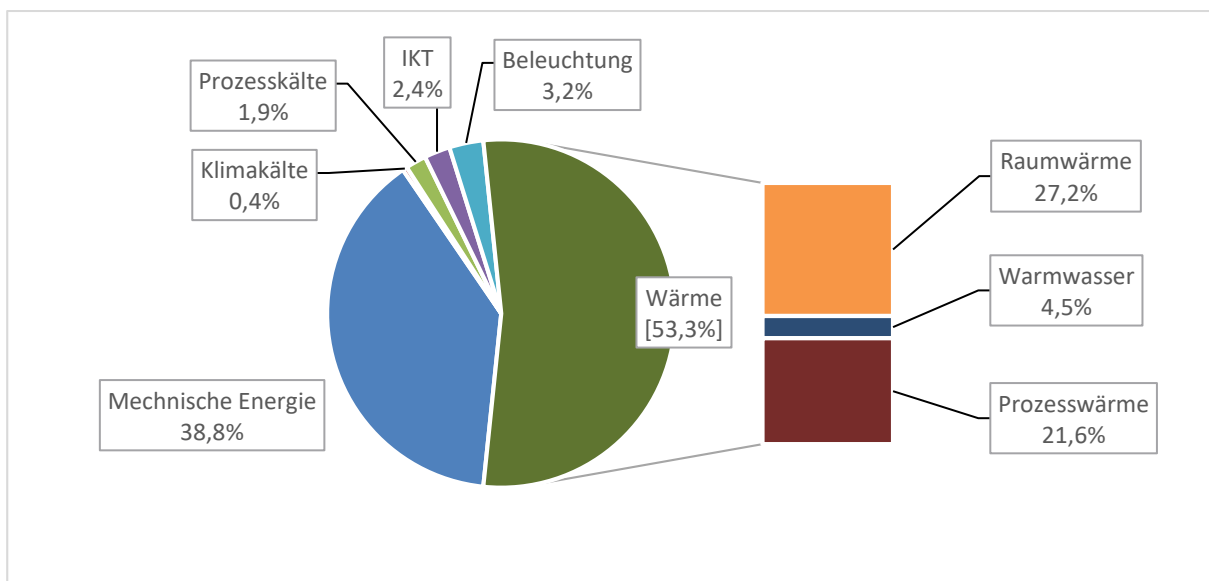
2.1 Niedertemperaturwärme in Wärmenetzen als Baustein einer nachhaltigen Wärmeversorgung

2.1.1 Die Rolle des Wärmesektors in der Energiewende

In der aktuellen Diskussion zur Energiewende in Deutschland spiegelt sich die hohe Bedeutung des Wärmesektors für den Klimaschutz, die Verbraucher und die Energiewirtschaft bislang nur bedingt wider: Diese wird in hohem Maß auf den Stromsektor verengt, obgleich der Stromanteil am gesamten Endenergiebedarf nur etwa 20 % beträgt.

Mehr als die Hälfte des Endenergiebedarfs wird dagegen heute in Form von Wärme benötigt (vgl. Abbildung 2). Ohne eine ambitionierte Wärmewende kann somit die Energiewende nicht erfolgreich sein. Der größte Anteil des Bedarfs besteht in Form von Niedertemperaturwärme³ für Raumheizung und Warmwasser, nur bei der Bereitstellung industrieller Prozesswärme gibt es einen größeren Bedarf an Hochtemperaturwärme.

Abbildung 2: Struktur des Endenergiebedarfs nach Anwendungsbereichen in Deutschland 2015



Quelle: BMWi Energiedaten (2016a)

³ Zur Begriffsdefinition der Niedertemperaturwärme im Kontext dieser Studie s. Kapitel 3.4.1

Bislang basiert die Wärmeversorgung zur Deckung des Bedarfs an Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme zu mehr als 80 % auf der Nutzung fossiler Brennstoffe, die im Wesentlichen durch Energieimporte bereitgestellt werden. Den größten Anteil hat dabei der Energieträger Erdgas, wie die Tabelle 1 zeigt. Erneuerbare Energien (EE) liegen dabei unterhalb eines Anteils von 11 %.

Tabelle 1: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärme im Jahr 2015

Energieträger	Gas	Mineralöl	Kohle/sonst	Erneuerbare Energien	Strom	Fernwärme
Anteil in %	44,7	15,6	11,2	10,6	9,3	8,7

Quelle: Ziesing et al. (2016)

Der Anteil an erneuerbaren Energien in der Fernwärme ist in dieser Statistik nach Anwendungsbereichen nicht berücksichtigt. Nach Angaben des BMWi lag der Anteil erneuerbarer Energien beim Wärmeverbrauch im Jahr 2015 bei 13,2 % (s. Abbildung 3).

Abbildung 3: Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien im Jahr 2015

	Erneuerbare Energien 2015		Erneuerbare Energien 2014	
	Endenergieverbrauch Wärme (GWh) ⁹	Anteil (%) am EEV Wärme ¹⁰	Endenergieverbrauch Wärme (GWh) ⁹	Anteil (%) am EEV Wärme ¹⁰
biogene Festbrennstoffe (Haushalte) ¹	61.800	5,2	56.900	4,9
biogene Festbrennstoffe (GHD) ²	11.760	1,0	7.909	0,7
biogene Festbrennstoffe (Industrie) ³	26.577	2,2	26.577	2,3
biogene Festbrennstoffe (HW/HKW) ⁴	5.996	0,5	5.465	0,5
biogene flüssige Brennstoffe ⁵	2.049	0,2	2.189	0,2
Biogas ⁶	16.798	1,4	15.256	1,3
Klärgas	1.978	0,2	1.820	0,2
Deponiegas	109	0,01	105	0,01
biogener Anteil des Abfalls ⁷	11.570	1,0	11.380	1,0
Solarthermie	7.806	0,7	7.287	0,6
tiefe Geothermie	1.052	0,1	1.052	0,1
oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme ⁸	10.351	0,9	9.603	0,8
Summe erneuerbare Energien	157.846	13,2	145.543	12,5

1 überwiegend Holz einschl. Holzpellet

2 Angaben seit 2015 verfügbar; GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

3 nach § 8 EnStatG, inkl. Klärschlamm; HW = Heizwerke, HKW = Heizkraftwerke

4 nach §§ 3 und 5 EnStatG, inkl. Klärschlamm

5 inkl. Biodieselsverbrauch in der Landwirtschaft

6 inkl. Biomethan

7 biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 Prozent angesetzt

8 durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen)

9 1 GWh = 1 Mio. kWh

10 Bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte, 2015: 1.197,3 Mrd. kWh; 2014: 1.167,6 Mrd. kWh nach AGEb [2].

Nähere Informationen zur Berechnungsmethodik des Anteils und zur Korrespondenz zum EE-Ziel für den Wärmesektor bietet der Anhang Absatz 3.

Quellen: BMWi auf Basis AGEE-Stat sowie weiterer Quellen, siehe Abbildung 16, vorläufige Angaben

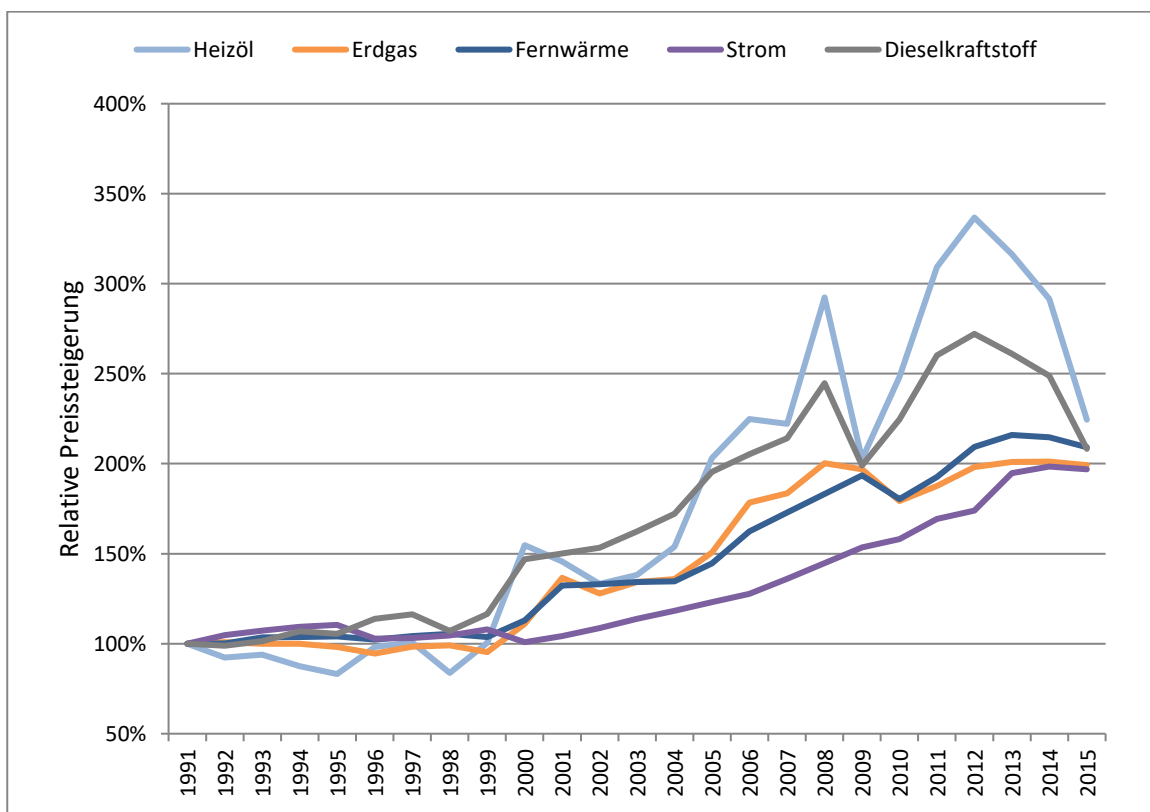
Quelle: BMWi (2016b)

Sowohl die mit der Nutzung fossiler Brennstoffe zwangsläufig verbundenen Emissionen von Treibhausgasen als auch die hohe Importabhängigkeit der Wärmeversorgung von fossilen Energieträgern – oft aus geopolitischen Krisenregionen – sind für die Entwicklung einer Strategie der zukünftigen Wärmeversorgung mit erheblichen Herausforderungen verbunden.

Neben dem Klimaschutz, der Ressourceneffizienz und der Versorgungssicherheit ist auch die Kostenbelastung von Verbrauchern, Wirtschaft und der öffentlichen Hand durch die Wärmeversorgung besonders relevant.

Bei der mit großer Vehemenz geführten Debatte um die Kosten der Energiewende liegt der Fokus bisher auf den gestiegenen Strompreisen. Dabei wird oft verkannt, dass die relativen Endverbraucherpreise für Wärme und Kraftstoffe in der langfristigen Rückschau deutlich höher angestiegen sind als die Strompreise und erst in den letzten Jahren auf das Preissteigerungsniveau des Strompreises gefallen sind. Die Entwicklung der Energiepreisindizes in den Jahren 1991 bis 2015 zeigt Abbildung 4.

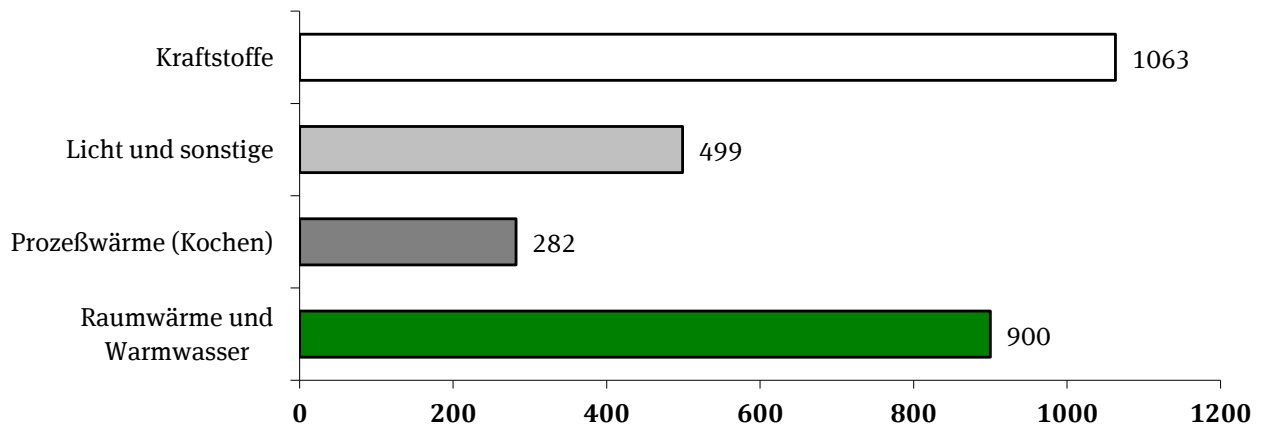
Abbildung 4: Entwicklung von Energiepreisindizes



Quelle: BMWI (2016c)

Im Ergebnis ist die Energiekostenbelastung eines durchschnittlichen Haushalts hauptsächlich durch den Bedarf an Wärme und Kraftstoffen geprägt (s. Abbildung 5). Dies belegt die soziale Bedeutung der Wärmeversorgung für die Verbraucher. Überdies belastet die gesetzlich festgelegte Übernahme der Heizkosten bei SGB-II-Empfängern zunehmend die kommunalen Haushalte.

Abbildung 5: Jährliche Ausgaben für Energie je Haushalt in Euro (Bezugsjahr 2015)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: BMWi (2016d)

Die Erhöhung der Energieeffizienz und der steigende Einsatz erneuerbarer Energien für die Wärmeversorgung könnte durch den verminderten Brennstoffeinsatz und die Abkopplung von den künftigen Preissteigerungen bei fossilen Brennstoffen für Verbraucher und Kommunen langfristige Kostenstabilität schaffen.

Aus alldem wird deutlich, dass im Wärmesektor ein umfassender Strukturwandel nötig ist. Dieser Strukturwandel erfordert:

1. Eine erhebliche Reduzierung des Bedarfs an Wärmeenergie in allen Anwendungssektoren
2. Die Erhöhung der Effizienz bei der Wärmebereitstellung
3. Die langfristige Transformation von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien

2.1.2 Optimierung zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien

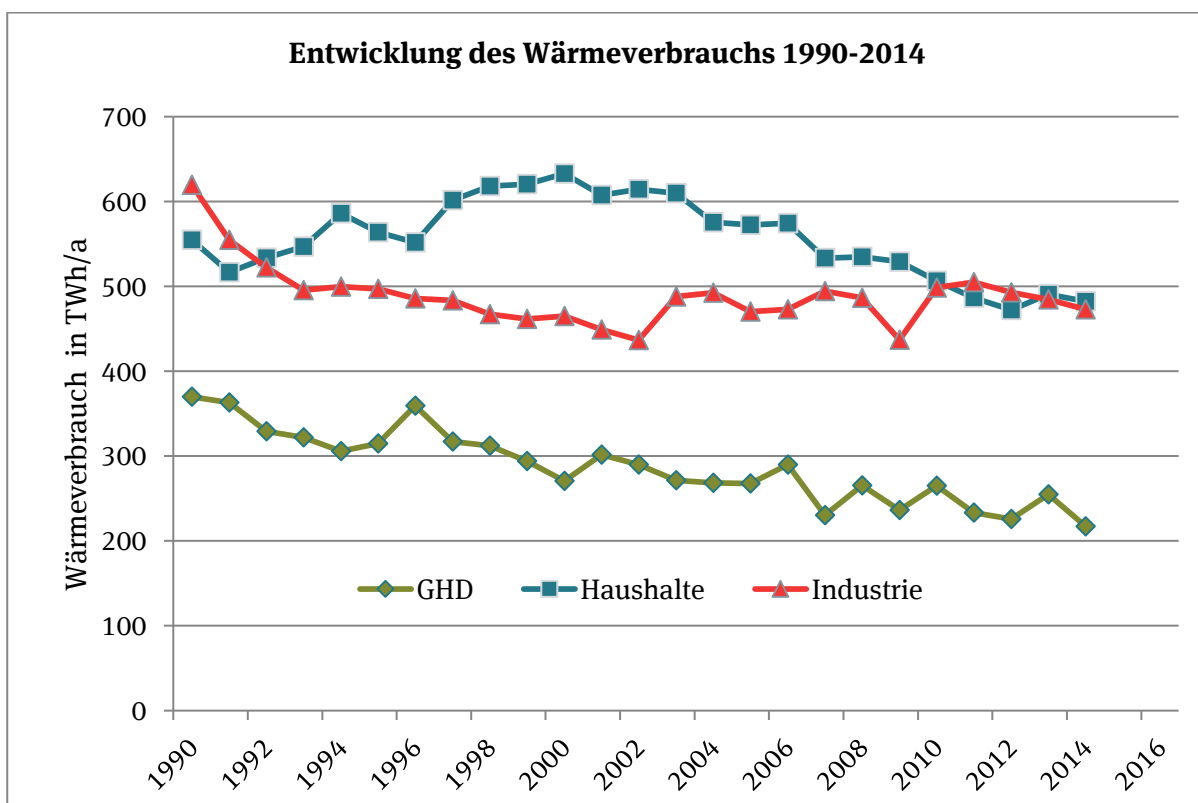
Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept für das Jahr 2050 das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands und eine 80% ige Primärenergieeinsparung gegenüber dem Jahr 2008 vorgegeben. Zur Erreichung dieses Ziels sollte ein Optimum zwischen Gebäudeeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energie im Wärmesektor gefunden werden.

In der Wärmepolitik setzten die bislang verfolgten Strategien insbesondere auf eine starke Reduzierung des Endenergiebedarfs im Gebäudebestand. Es erscheint jedoch weder realistisch noch kosteneffizient, die Klimaschutzziele im Gebäudesektor ausschließlich über Effizienzmaßnahmen zu erreichen.

Neben ambitionierten Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz ist u.a. eine verstärkte Integration erneuerbarer Energien in das Wärmesystem erforderlich. Gleiches gilt für die Integration industrieller und gewerblicher Abwärme. Vorteil dieser ist, dass sie nicht zusätzlich erzeugt werden muss, sondern grundsätzlich bei industriellen oder gewerblichen Prozessen anfällt.

Die Notwendigkeit einer verstärkten Integration erneuerbarer Energien und Abwärme in das System zeigt sich durch die reale Entwicklung des Wärmeverbrauchs in den Sektoren private Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) und Industrie. Der sektorenbezogene Wärmeverbrauch der letzten 24 Jahre zeigt zwar im Grundsatz eine leicht abnehmende Tendenz. Dieser Trend ist jedoch bei weitem nicht ausreichend, um eine klimaneutrale Wärmeversorgung im Jahr 2050 erreichen zu können.

Abbildung 6: Sektorenbezogene Entwicklung des Wärmeverbrauchs 1990-2014



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: BMWi (2016e), Haushalte temperaturbereinigt

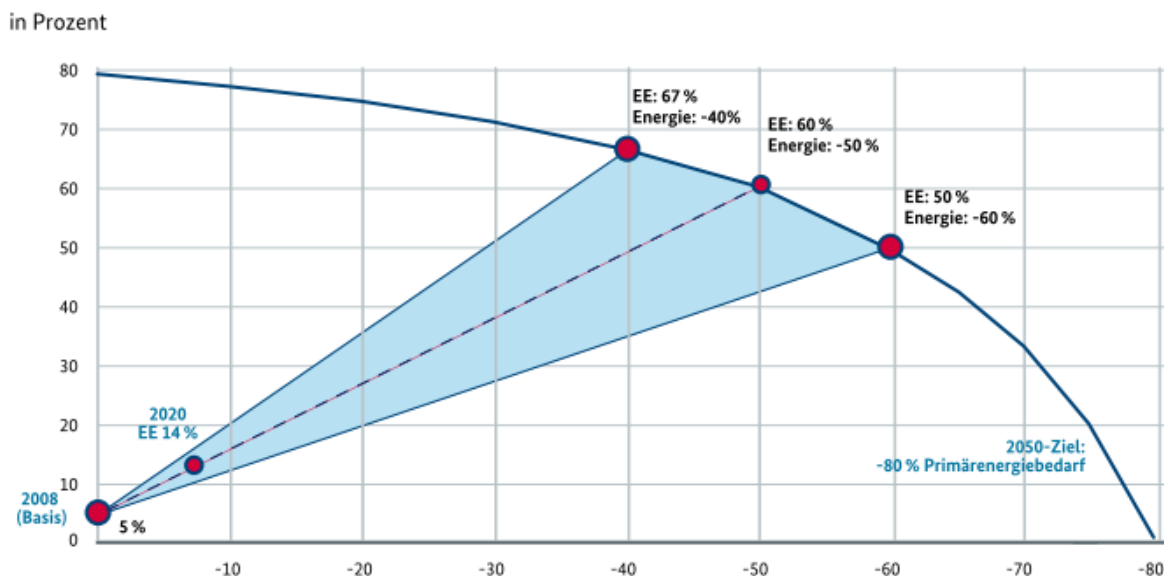
Trotz umfangreicher Förderprogramme zur energetischen Gebäudemodernisierung und eines bereits seit Jahrzehnten etablierten und stetig fortentwickelten Ordnungsrechts im Gebäudebereich liegen die Sanierungsraten im Gebäudebestand aus verschiedenen Gründen weit hinter den ambitionierten Zielsetzungen zurück.

Dazu kommt, dass durch das Wachstum der bei der beheizten Gebäudefläche erzielten Einsparungen im spezifischen Wärmebedarf der Gebäude zu großen Teilen kompensiert wird. Im Ergebnis konnte im Zeitraum der letzten 24 Jahre nur eine Verringerung von etwa 13 % des Wärmeverbrauchs im Sektor private Haushalte erreicht werden (s. Abbildung 6).

Deutlich wird auch die hohe Bedeutung des industriellen Wärmeverbrauchs, der heute etwa dem Wärmeverbrauch der privaten Haushalte entspricht. Hier ist in den letzten Jahren – bis auf den deutlich erkennbaren Einfluss der Wirtschafts- und Finanzkrise in 2009 – keine abnehmende Tendenz erkennbar.

Je nach Kombination aus Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien können sich verschiedene Pfade ergeben. Der erforderliche Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung hängt dabei davon ab, welche Energieeinsparung durch die energetische Modernisierung von Gebäuden künftig erreichbar ist. (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Möglicher Zielkorridor aus Energieeinsparung und Umstellung auf erneuerbare Energien im Gebäudesektor (für das Bezugsjahr 2050)



Quelle: BMWi (2014)

Die Abbildung macht die große Herausforderung zum Erreichen des von der Bundesregierung proklamierten Ziels einer 80%igen Einsparung im Primärenergiebedarf des Gebäudebestands deutlich: Soll dieses Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands erreicht werden, dann müsste bei einer angenommenen Halbierung des Energiebedarfs im Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 ein Anteil von 60 % der für die Wärmeversorgung eingesetzten Energie aus erneuerbaren Quellen stammen.

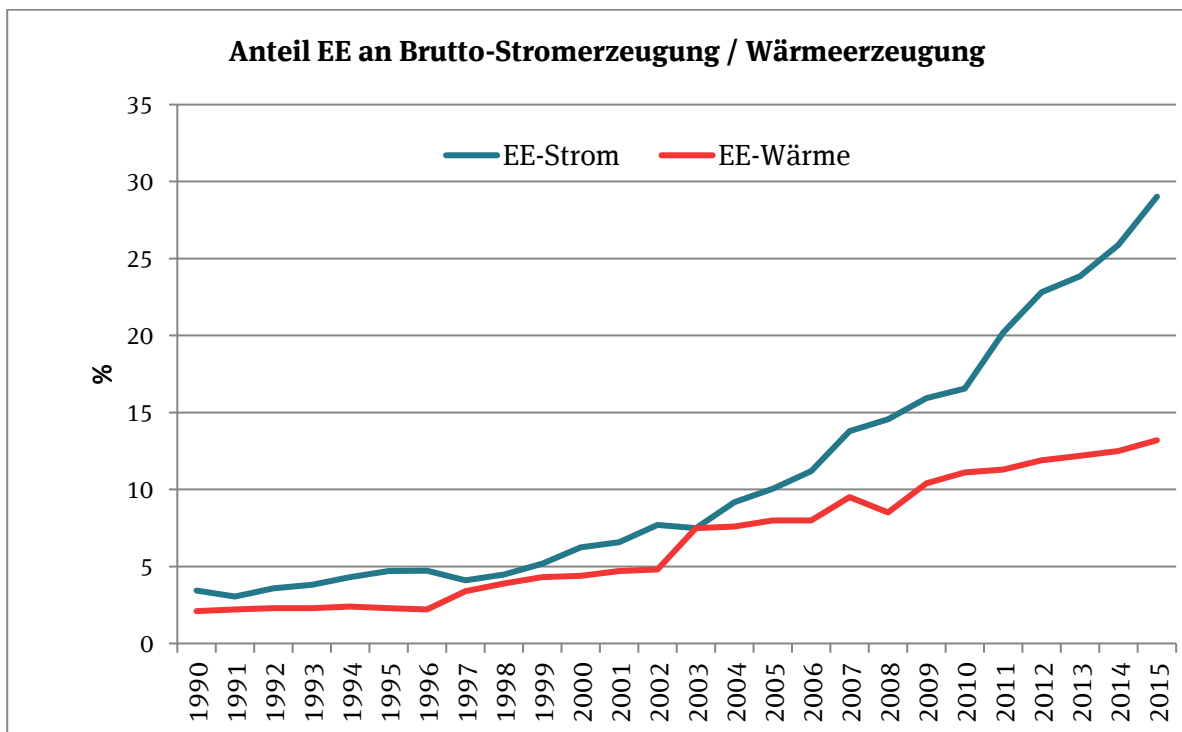
Das Fraunhofer-Institut ISE kommt in seinen Szenarien für eine vollständige Versorgung aller Sektoren aus erneuerbaren Energien zu dem Ergebnis, dass unter der Randbedingung eines 80%igen CO₂-Reduktionszieles bis 2050 die volkswirtschaftlich kostengünstigste Variante bei einer Einsparung der Gebäudeheizenergie von 40 % bis 50 % gegenüber dem heutigen Stand liegt.

Dies würde einen entsprechend hohen Anteil erneuerbarer Energien von 67 % an der Wärmeversorgung erfordern (vgl. Henning und Palzer (2012); Henning und Palzer (2013)).

Für eine zukunftsorientierte Wärmeversorgung müssen dabei neben der Energieeinsparung durch bauliche Maßnahmen an der Gebäudehülle die Potenziale zur Erhöhung der Energieeffizienz bei der Erzeugung und Verteilung von Energie genutzt werden.

In jedem Fall ist für die Wärmewende ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor in Kombination mit der Energieeffizienz notwendig. Im Gegensatz zum Stromsektor steigt jedoch der Erneuerbare-Energien-Anteil am Wärmeverbrauch deutlich langsamer an und befindet sich auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau von etwa 13 %. Die Abbildung 8 veranschaulicht, um wieviel stärker sich der Anteil erneuerbaren Energien dagegen an der Stromerzeugung im Vergleich zur Wärmeerzeugung im letzten Vierteljahrhundert erhöht hat.

Abbildung 8: Anteil erneuerbarer Energien an der Strom- und Wärmeerzeugung



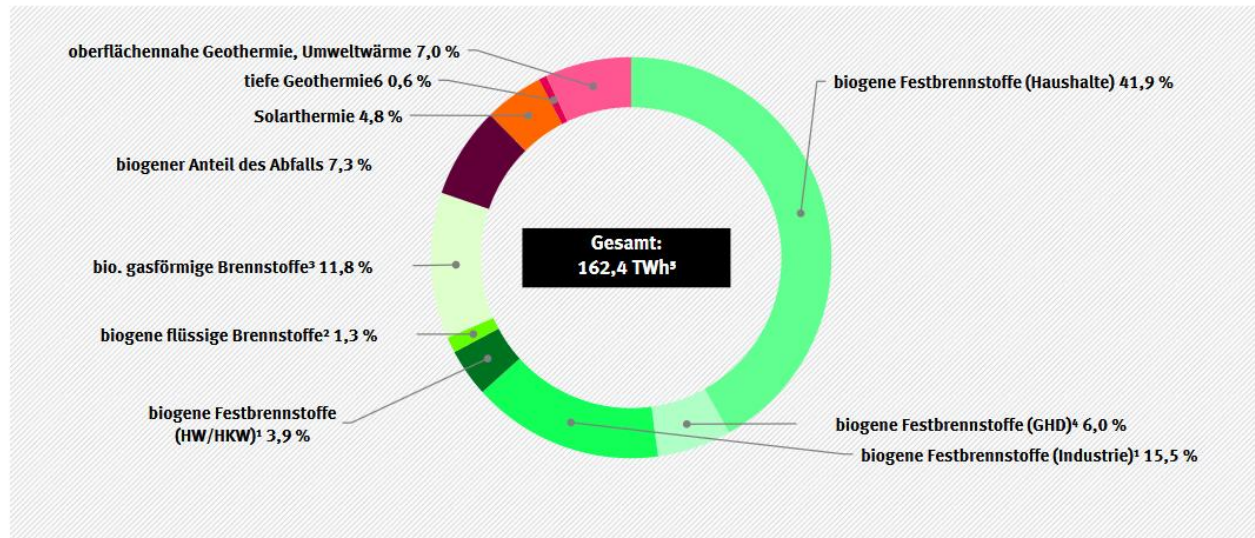
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: BMWi (2016f)

Die bisherige Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien basiert derzeit im Wesentlichen auf Biomasse, die etwa einen Anteil von etwa 88 % stellt (s. Abbildung 9). Etwa 40 % davon wird in dezentralen Feuerungsanlagen in Haushalten mit verhältnismäßig schlechten Wirkungsgraden und hohem Schadstoffausstoß verbrannt.

Abbildung 9: Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien 2016

Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien im Jahr 2016*

Anteile in Prozent

¹ inkl. Klärschlamm² inkl. Biodieselsverbrauch in der Landwirtschaft³ Biogas inkl. Biomethan⁴ seit 2015 Angaben für Gewerbe, Handel, Dienstleistungssektor (GHD) verfügbar⁵ 1 Terawattstunde (TWh) = 1 Mrd. Kilowattstunden (kWh)

* vorläufige Angaben

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) auf Basis AGEE-Stat, Stand 08/2017

Quelle: UBA (2017)

Ein Ausbau der EE-Wärme um den Faktor 5-10 kann sich nicht auf Biomasse stützen. Biomasse ist ein knappes und von vielen Seiten nachgefragtes Gut, das regional verfügbare Biomassepotenzial ist eingeschränkt. Bei Festbrennstoffen sind die Potenziale bereits weitgehend ausgeschöpft. Zusätzliche Potenziale könnten insbesondere noch bei Grünabfällen, in der Landschaftspflege, sowie im Bereich der Reststoffe erschlossen werden (Brosowski et al., 2015). Auch der Anbau in Form von schnell wachsenden Hölzern oder Miscanthus (sog. Kurzumtriebsplantagen) könnte zusätzliche Potenziale in geringem Umfang schaffen. Dabei ist jedoch auch zu beachten dass der flächenbezogene Energiegewinn bei Biomasse deutlich geringer ist als z.B. bei der Nutzung von Solar- und Windenergie.

Importe aus entfernter liegenden Regionen sind zwar grundsätzlich möglich, müssten aber konsequent unter Nachhaltigkeitskriterien bewertet werden. Inwieweit künftig ein geschlossenes System zur nachhaltigen Erzeugung von Biomasse zur Verfügung stehen könnte, ist derzeit nicht absehbar.

Im Sinne einer an Nachhaltigkeitsprinzipien orientierten Bioenergiepolitik sollten somit die Anreize für die energetische Nutzung von Anbaubiomasse nicht weiter ausgebaut werden, sondern es sollte die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen im Sinne einer stofflichen Kaskadennutzung mit letztllicher energetischer Nutzung vorangebracht werden.

Längerfristig wird die Nutzungskonkurrenz mit anderen energetischen (Stromerzeugung und insbesondere Kraftstofferzeugung) und nicht energetischen Sektoren (Nahrung, Viehfutter, chemische Industrie) zur Knappheit von Biomasse zur Wärmeerzeugung führen. Biomasse sollte also dort eingesetzt werden, wo sie nicht ersetzbar ist, und darüber hinaus in den Sektoren, denen keine oder kaum klimaneutrale Alternativen zur Verfügung stehen, also in erster Linie im Verkehrssektor und in der Industrie zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme. Alternativen für die Niedertemperaturwärme mit Biomasse sind Wärmepumpen, tiefe Geothermie und Solarthermie.

Die erforderliche starke Ausweitung der Nutzung alternativer Quellen im Wärmesektor muss daher die neben der Biomasse verfügbaren Potenziale erschließen und in das Wärmeversorgungssystem integrieren. Dies betrifft etwa die tiefe Geothermie, Solarthermie, Umweltwärme und industrielle oder gewerbliche Abwärme.

Im Gegensatz zur Verfeuerung fossiler Brennstoffe erfolgt die Nutzung dieser Wärmepotenziale in der Regel auf einem geringeren Temperaturniveau, das gegebenenfalls Anpassungen am Wärmesystem erfordert.

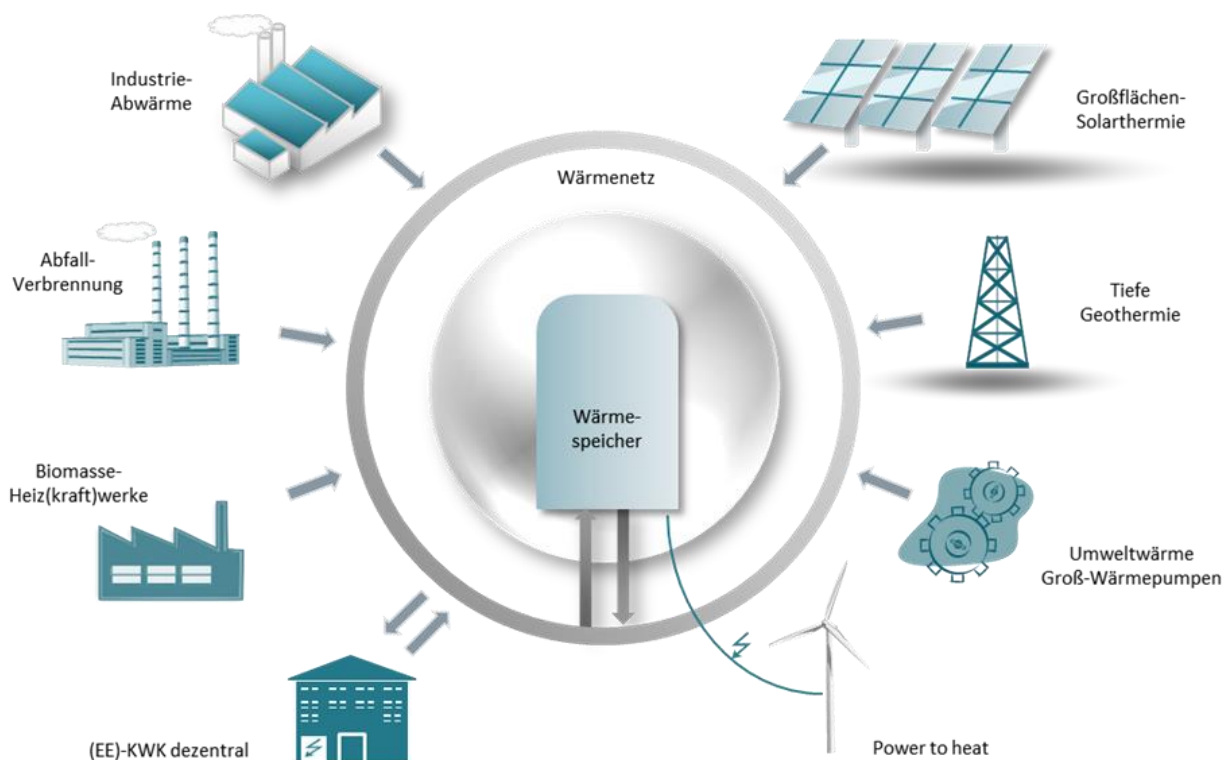
2.1.3 Wärmenetze als Infrastruktur zur Integration von Niedertemperaturwärme

Grundsätzlich lassen sich Niedertemperaturwärmeströme wie Geothermie, Solarthermie und Umweltwärme sowohl dezentral auf Gebäudeebene als auch zentral über Wärmenetze nutzen.

Solarthermie und Umweltwärme werden derzeit vor allem dezentral (gebäudeorientiert) angewendet. Der Markt für solarthermische Anlagen fokussiert sich bislang auf kleine Anlagen auf den Dächern von privaten Ein- und Zweifamilienhäusern. Auch die Nutzung von Umweltwärme und oberflächen-naher Geothermie durch Wärmepumpen ist derzeit vor allem auf den Neubau von Wohngebäuden konzentriert.

Zur effizienten Nutzung industrieller Abwärme, Wärme aus Müllverbrennung oder Wärme aus tiefer Geothermie sind allein durch die regelhaft großen Wärmeleistungen Abnehmerstrukturen mit einer hohen Wärmelast erforderlich. Dafür bieten sich Wärmenetze an, mit denen eine Vielzahl von Abnehmern gleichzeitig versorgt werden können.

Abbildung 10: Wärmenetz zur Einbindung verschiedener Wärmeströme



Quelle: Hamburg Institut

Wärmenetze sind in der Lage, verschiedenartige Wärmeströme aus unterschiedlichen Quellen in das System zu integrieren und zum Verbraucher zu leiten. Sie bieten auch für den Ausbau der Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen ökonomische Vorteile der üblichen gebäudeorientierten Anwendung:

- ▶ Großflächige solarthermische Anlagen im hohen Leistungsbereich von mehreren Megawatt thermischer Leistung weisen deutlich geringere Wärmegestehungskosten auf als die heute verbreiteten Kleinanlagen. Durch die Skaleneffekte und kostengünstige Installation als Freiflächenanlagen werden Wärmeerzeugungskosten von 30-50 Euro je MWh erreicht, die mit fossiler Wärmeerzeugung bereits heute wettbewerbsfähig sind. In Dänemark sind in den letzten Jahren zahlreiche derartige Solarthermie-Freiflächenanlagen in vorhandene Wärmenetze eingebunden worden. Mehr als 1 Mio. Quadratmeter Solarkollektoren sind dort in Verbindung mit Fernwärmenetzen bereits installiert (vgl. Bröer 2016; Sandrock et al., 2016). Auch in Deutschland ist ein Marktzuwachs derartiger Anlagen zu beobachten (s. Kap. 3.2.5).
- ▶ Bei Wärmepumpen kann sich der kostensenkende Effekt durch Anlagen mit thermischen Leistungen im Megawatt-Bereich deutlich auswirken. Über derartige Großwärmepumpen in Verbindung mit Wärmenetzen können Wärmereservoirs wie städtisches Abwasser, Grundwasser oder Oberflächenwasser genutzt werden. Mehr als 100 Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von jeweils mehr als 1 MW und Kopplung an Fernwärmenetze sind derzeit in Europa installiert – vor allem in den skandinavischen Ländern (David 2016). In Deutschland finden sich derartige Anlagen noch nicht.
- ▶ Neben industrieller Abwärme können auch Wärmeströme aus gewerblichen Anlagen wie etwa Bäckereien oder Rechenzentren vorteilhaft in Wärmenetze eingebunden und genutzt werden.
- ▶ Die thermische Speicherfähigkeit der Wärmenetze erleichtert eine Entkopplung von Wärmeerzeugung und Verbrauch. Dies kann durch den Zubau weiterer Speicherkapazität noch gesteigert werden.

Wärmenetze bieten darüber hinaus eine hohe Flexibilität für zukünftige Wärmeerzeugungstechnologien. Durch Wechsel der zentralen Erzeugungsanlage kann eine Vielzahl von Abnehmern auf einfache und sehr kurzfristige Weise durch effizientere oder CO₂-ärmere Technologien versorgt werden.

Dies kann sich auch im Rahmen einer stärkeren Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt positiv auf die Lastverteilung im Stromnetz auswirken. Vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch kann über Demand Side Management Strom bei Hochlastzeiten abgenommen werden und im Wärmenetze für Heizzwecke direkt genutzt bzw. für eine spätere Verwendung gespeichert werden.

Wärmenetze können somit als „Bindeglied“ zwischen Strom- und Wärmemarkt vielfältige Funktionen erfüllen und sowohl das Stromnetz entlasten als auch gleichzeitig eine CO₂-arme Wärmebereitstellung gewährleisten.

2.2 Kommunale Fernwärmeversorgung und Wettbewerbssituation

2.2.1 Entwicklung der Fernwärmenutzung in Deutschland

Die Entwicklung der Fernwärme in Deutschland geht in ihren Anfängen auf das ausgehende 19. Jahrhundert zurück. Die ersten leitungsgebundenen Wärmeversorgungen entstanden in den Städten Hamburg und Dresden etwa um das Jahr 1895 (Dommann 1994). Wesentliche Treiber waren dabei die hohe Schadstoffbelastung durch Einzelfeuerungen in den dicht besiedelten Innenstädten und der unzureichende Brandschutz.

In den darauf folgenden Jahren wurde die Fernwärme in vielen Städten nach und nach ausgebaut. Der Großteil der heute bestehenden Netzstrukturen wurde bereits vor Jahrzehnten mit maßgeblicher Unterstützung staatlicher Förderprogramme insbesondere in den 1970er und 1980er Jahren errichtet.

Heute ist die Fernwärme ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgungsstruktur in Deutschland. Etwa fünf Millionen Haushalte werden durch Fernwärme versorgt. Fernwärmenetze finden sich in Deutschland insbesondere in den größeren Städten aufgrund der dort vorliegenden hohen Wärmedichten. Nahezu alle Städte mit mehr als 100.000 Einwohnern verfügen über Fernwärmenetze und dominieren auch den Fernwärmeabsatz insgesamt.

Bei Betrachtung des gesamten Wärmesektors in Deutschland (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme bei Haushalten, GHD und Industrie) liegt der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch Wärme derzeit bei etwa 9 %. Betrachtet man nur die für NTWS besonders relevanten Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser, so liegt er bei knapp 10 % (BMWi 2016a). Nach Angaben des BDEW werden derzeit etwa 13,7 % des Wohnungsbestandes durch Fernwärme versorgt (s. Tabelle 2).

Tabelle 2: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. ¹⁾	Gas ²⁾	Fernwärme	Strom	Elektro-Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³⁾
		Anteile in %					
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016*	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1

¹⁾ Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

²⁾ einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

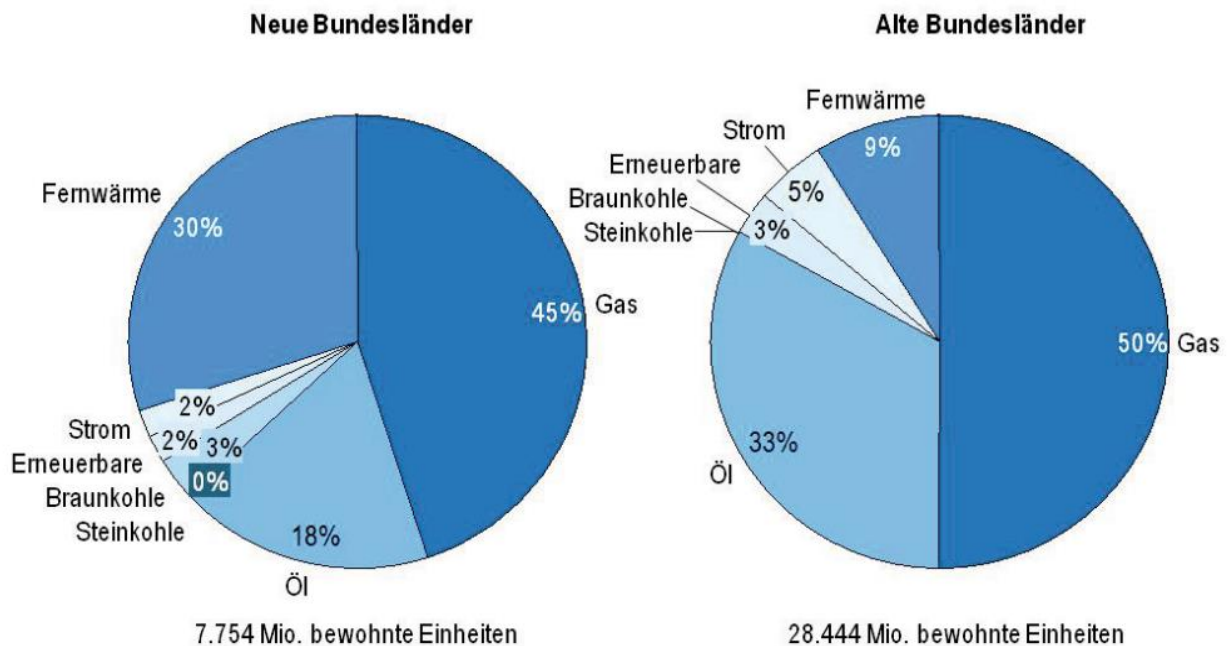
³⁾ Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

* vorläufig

Quelle: BDEW (2017)

Abbildung 11 zeigt, dass in den neuen Bundesländern die Fernwärme einen wesentlich größeren Marktanteil als in den alten Bundesländern hat. Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei den dargestellten Prozentwerten nicht um den Wärmeverbrauch, sondern um den Anteil der jeweiligen Heiztechnik je Wohnungseinheit handelt. Seit den 90er Jahren wurde in den östlichen Bundesländern ein umfangreiches Modernisierungsprogramm der dortigen Fernwärmeversorgungsstruktur durchgeführt.

Abbildung 11: Wärmeversorgungsstruktur Wohngebäude in den alten und neuen Bundesländern



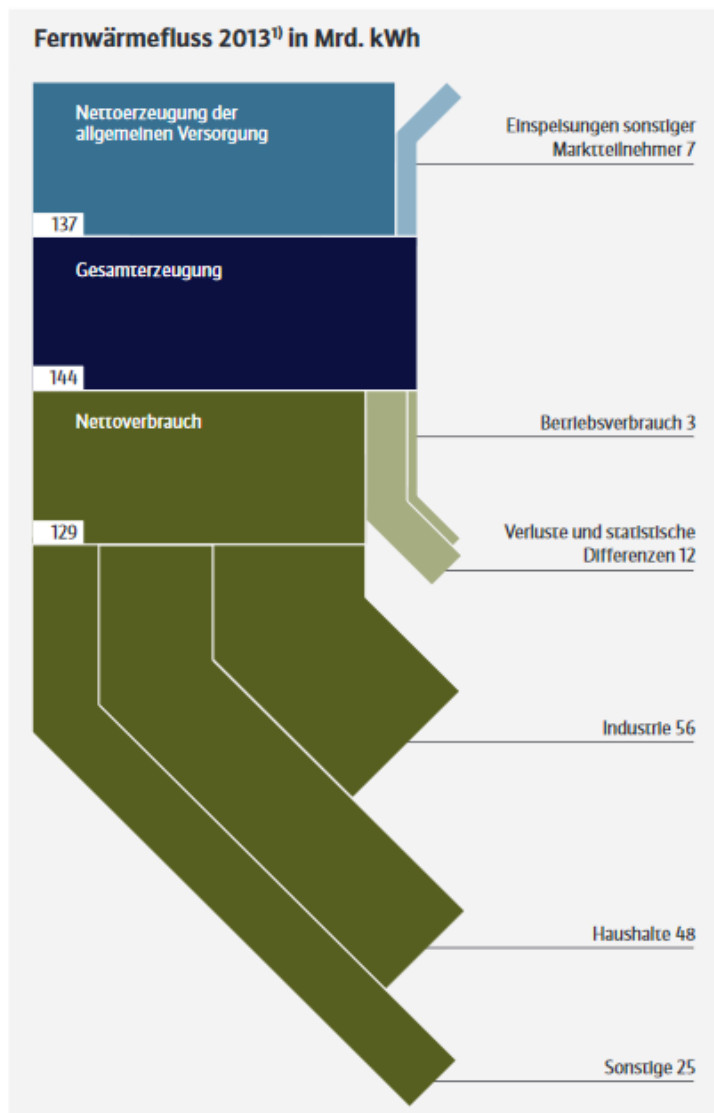
Quelle: Wulf et al. (2012)

Die Konsistenz der statistischen Daten bezüglich der Fernwärmeversorgung ist gegenüber dem Stromsektor weitaus geringer. Daten zur Fernwärmestruktur werden u.a. vom BMWi, von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, dem BDEW, dem Statistischen Bundesamt und dem Effizienzverband für Wärme, Kälte, KWK e.V. (AGFW) veröffentlicht.

Der Fernwärme-Branchenverband AGFW führt jährlich detaillierte Erhebungen zur Struktur der Fernwärmeversorgung durch. Jedoch ist die Teilnahme an der Erhebung freiwillig. Nach Angaben des AGFW deckt diese Branchenstatistik etwa 90 % des Fernwärmeabsatzes ab.

Hinsichtlich der Erzeugungsstruktur liegen die veröffentlichten Daten in einem ähnlichen Rahmen. Der AGFW weist eine thermische Erzeugungsleistung in den deutschen Fernwärmenetzen von 57 GW_{th} aus (AGFW 2008). Die Erzeugerleistung der bei der jährlichen Branchenstatistik beteiligten Unternehmen gibt der AGFW mit 38 GW_{th} an (AGFW 2017a). Der BDEW beziffert die Netto-Wärmeleistung in der allgemeinen Versorgung auf 63 GW_{th} (BDEW 2014).

Abbildung 12: Fernwärmefluss 2013

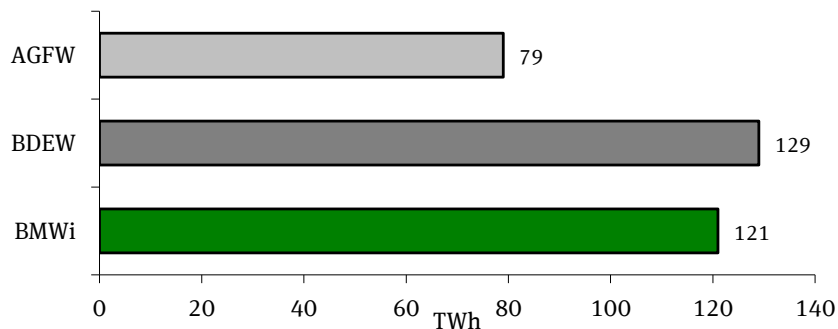


Quelle: BDEW (2014); ¹⁾ vorläufig, teilweise geschätzt

Abbildung 12 verdeutlicht die verschiedenen Größen der Energiebilanz im Fernwärmefluss. Die gesamte Fernwärme-Nettoerzeugung der allgemeinen Versorgung inklusive der Einspeisungen sonstiger Marktteilnehmer betrug im Jahr 2013 etwa 144 TWh. Nach Abzug der Netzverluste sowie des Eigenverbrauchs an Wärme resultiert nach Angaben des BDEW ein kundenseitiger Absatz von 129 TWh als Netto-Fernwärmeverbrauch. Etwa 43 % des Absatzes gehen an die Industrie, 37 % an Haushalte und etwa 19 % an sonstige Verbraucher (gewerbliche Gebäude, öffentliche Gebäude etc.).

Das BMWi weist in den Energiedaten für das Jahr 2013 einen Fernwärmeabsatz von 434,8 PJ (121 TWh) aus (BMWi 2016g). Dagegen weist der AGFW mit 285 PJ (79 TWh) einen wesentlich geringeren Absatz an Fernwärme aus (AGFW 2014a).

Abbildung 13: Netto-Fernwärmeabsatz in TWh/a im Jahr 2013

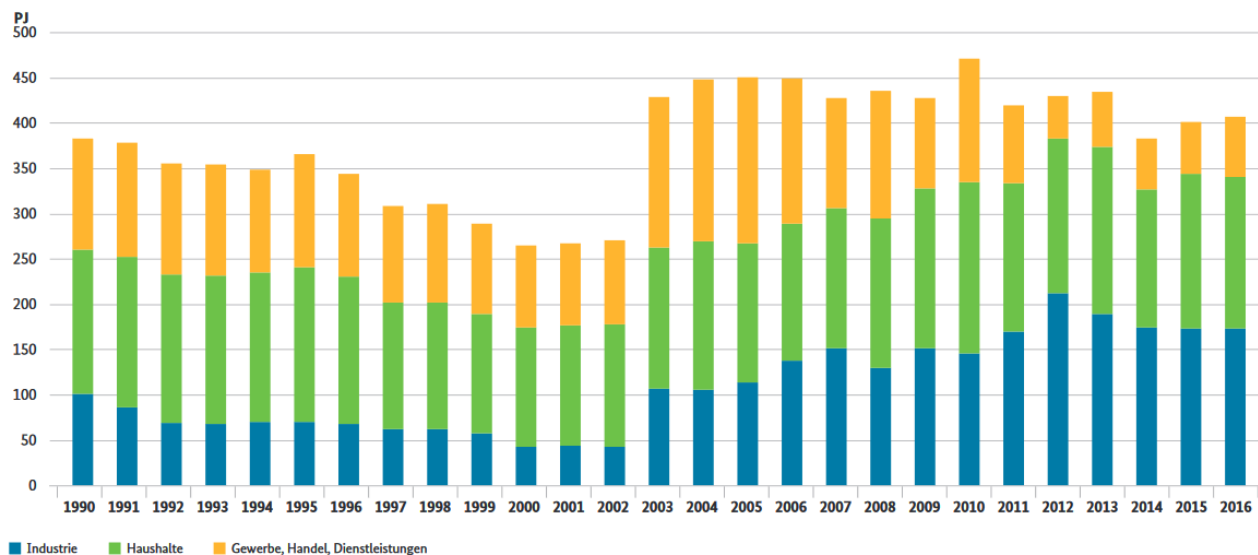


Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: BDEW (2014), BMWi (2016g), AGFW (2014)

Diese große Differenz gegenüber den Daten des AGFW basiert insbesondere auf dem Fernwärmeverbrauch in der Industrie, der bei der BMWi- und BDEW-Statistik wesentlich größer und auch ansteigend angesetzt wird (vgl. Abbildung 14). Dagegen sind die industriellen Fernwärmesysteme in der Branchenstatistik der AGFW im Wesentlichen nicht berücksichtigt. Auch viele sehr kleine Fernwärmenetze (etwa aus Bioenergiedörfern) sind vermutlich in der Branchenstatistik des AGFW nicht enthalten. Diese sind jedoch für den Gesamtabsatz an Fernwärme nur von geringer Bedeutung.

Abbildung 14 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Fernwärme in den jeweiligen Sektoren und die Entwicklung der Gesamt-Trassenlänge in der Fernwärmeversorgung. Der sprunghafte Anstieg der Verbrauchszahlen im Jahr 2003 ist auf Veränderungen in der Bilanzierungsmethodik der Energiestatistik zurück zu führen.

Abbildung 14: Fernwärme: Endenergieverbrauch nach Sektoren



Quelle: BMWi (2018)

Auffallend in der Statistik ist, dass der Wärmeabsatz in den letzten Jahren im Bereich GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) stark zurückgegangen ist, während bei privaten Haushalten keine wesentliche Veränderung zu erkennen ist. Neben der Verbrauchsminderung durch Gebäudesanierung ist hier im Sektor GHD vermutlich ursächlich ein Trend zu eigener (Erdgas)-Wärmeversorgung im Wettbewerb der Energieträger.

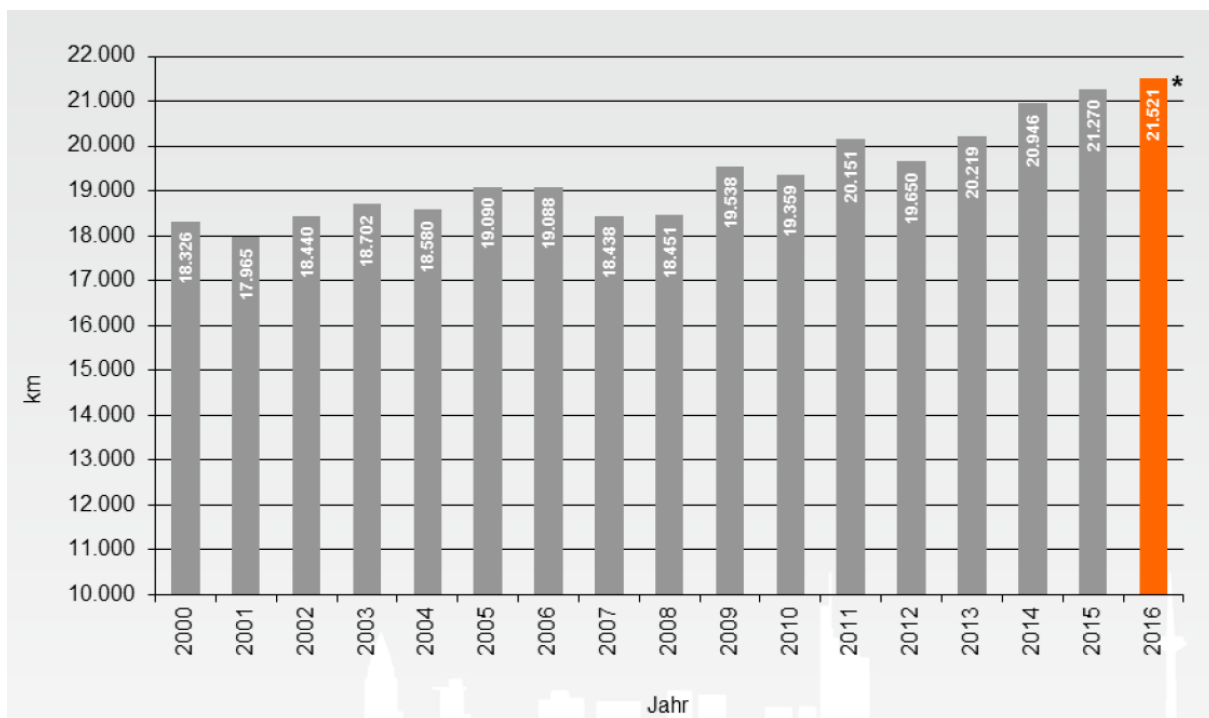
Gewerbliche Abnehmer orientieren sich stark an ökonomischen Kriterien und haben in den letzten Jahren zunehmend eigene Versorgungslösungen, z.B. über Objekt-KWK aufgebaut und sich von der vormals bestehenden Fernwärmeversorgung abgekoppelt.

Im Sektor der privaten Haushalte handelt es sich dagegen vornehmlich um die Wohnungswirtschaft, die einerseits die Kosten an die Mieter weiter reichen und bei denen andererseits oft durch fehlendes Platzangebot für eigene Heizzentralen und fehlende Schornsteinanlagen eine Umstellung auf Objektversorgung auf größere Hemmnisse trifft.

Auch in Bezug auf die Trassenlängen der Fernwärme sind erhebliche statistische Differenzen vorhanden. In einer Studie für das UBA weist (Gores et al., 2014) etwa 100.000 km Trassenlänge aus. Nach Angaben des BDEW sind etwa 25.200 km Trassenlänge in Betrieb (BDEW 2014).

Der AGFW beziffert die Trassenlänge der Fernwärmenetze auf 21.500 km (AGFW 2017a), weist aber an anderer Stelle darauf hin, dass vermutlich tatsächlich nur etwa 1/5 der Trassenlänge über die AGFW-Branchenabfragen erfasst werden (AGFW 2008).⁴

Abbildung 15: Fernwärme: Entwicklung der Trassenlängen nach AGFW-Statistik



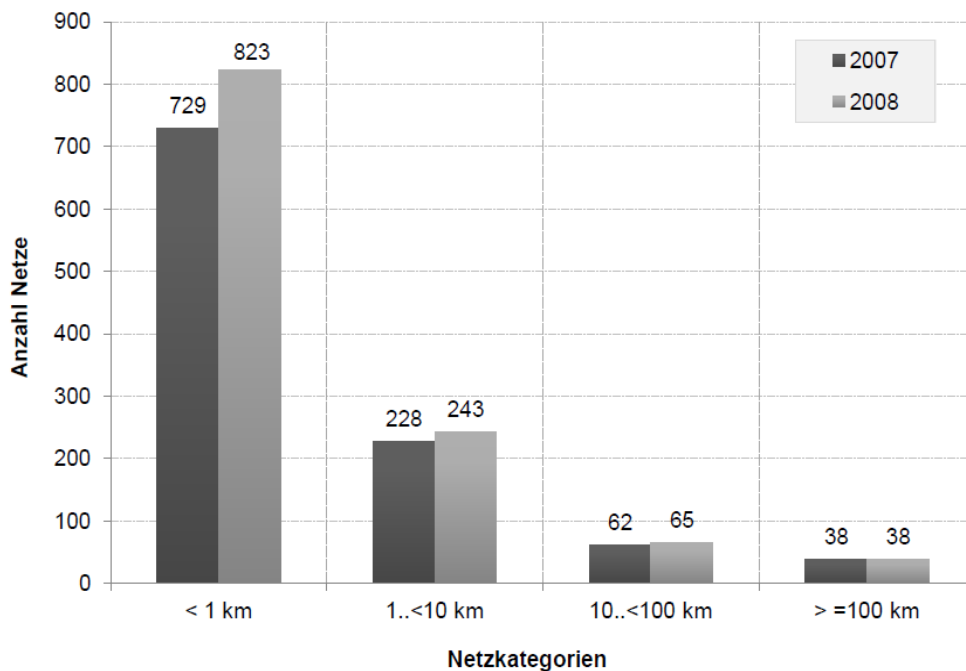
Quelle: AGFW (2017a); * nur tatsächlich gemeldete Daten

⁴ Dies steht in einem gewissen Widerspruch dazu, dass nach Angaben des AGFW deren Branchenstatistik etwa 90 % des Fernwärmeabsatzes abdeckt.

Ein Zubau an Trassenlänge hat in den letzten Jahren zwar stattgefunden – auch getrieben durch die Investitionsanreize durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und das Marktanreizprogramm. Jedoch werden die Zuwächse durch Absatzrückgang aufgrund Gebäudesanierung und teilweisen Leerstand kompensiert.

Im Rahmen einer Sektorenuntersuchung zur Fernwärme hat das Bundeskartellamt Daten zu 1.169 Netzgebieten ausgewertet (Bundeskartellamt 2012). Abbildung 16 zeigt die Netzkategorien nach der Netzlänge im Rahmen der Untersuchung des Bundeskartellamtes.

Abbildung 16: Netzkategorien in der Fernwärmeversorgung



Quelle: Bundeskartellamt (2012)

Das Bundeskartellamt hatte damals 74 Fernwärmeunternehmen befragt. Damit wurden nach Aussage des Bundeskartellamtes etwa 80 % des Fernwärmemarktes abgedeckt.

Der AGFW benennt in seinem Hauptbericht aus dem Jahr 2016 eine Anzahl von 1.451 Fernwärmenetzen (davon 46 Dampfnetze und 1.405 Heißwassernetze) sowie 206 Fernwärmeunternehmen⁵ (AGFW 2017a). Nach Angaben des AGFW ist damit eine Abdeckung von etwa 90 % des Fernwärmemarktes gegeben.

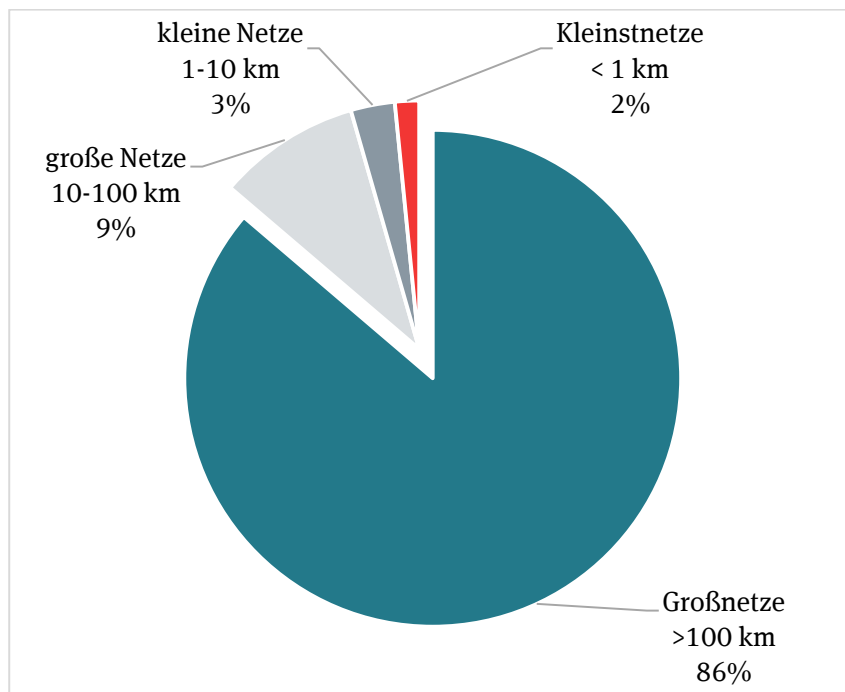
Bei beiden Statistiken (Bundeskartellamt und AGFW) dürfte jedoch ein großer Anteil der industriellen Wärmenetze kaum berücksichtigt sein (s.o.).

Nach der Analyse der Sektorenuntersuchung des Bundeskartellamtes finden etwa 86 % des Fernwärmeabsatzes über nur 38 Großnetze mit einer Trassenlänge von mehr als 100 km statt, die sich hauptsächlich in den urbanen Zentren befinden (s. Abbildung 17). Dies belegt die Wichtigkeit, die (groß)-

⁵ Abweichend dazu benennt der BDEW eine Anzahl von 550 Energieversorgungsunternehmen, die Fernwärme anbieten (BDEW 2014)

städtischen Fernwärmenetze in den Transformationsprozess zu erneuerbaren Energien und Abwärme mit Priorität einzubeziehen.

Abbildung 17: Fernwärmeabsatz und Netzgröße



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: Bundeskartellamt (2012)

2.2.2 Klimaschutzwirkung der Fernwärme

Derzeit basiert die Fernwärmeerzeugung im Wesentlichen auf der Verbrennung fossiler Energieträger. Die strukturell günstigen Eigenschaften der Wärmenetze zur Systemintegration von erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme werden bislang nur sehr wenig genutzt. So basieren etwa nur 2 % der Fernwärme auf Industrieabwärme.

Tabelle 3: Brennstoffeinsatz für Fernwärme in Deutschland 2013 nach AGFW

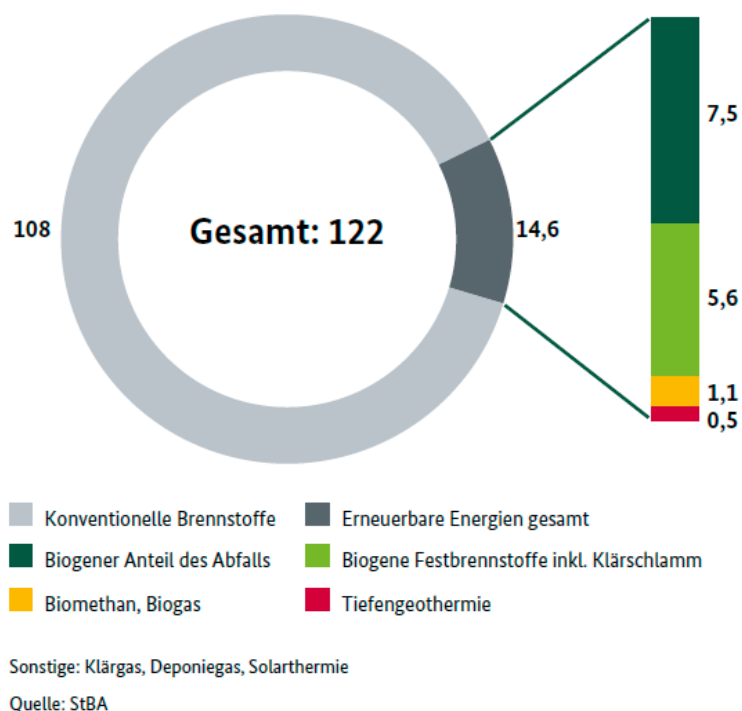
Brennstoff	Gas	Mineralöl	Braunkohle	Steinkohle	Biomasse	Abfall	Abwärme
Anteil in %	43,0	1,0%	9,0	31,0	4,0	11,0	2,0

Quelle: AGFW (2014)

Nach der Branchenstatistik des AGFW stammen etwa 10 % des Brennstoffeinsatzes zur Fernwärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abwärme. Hierbei wird vorausgesetzt, dass der biogene Anteil bei der Verbrennung von Abfall 50 % beträgt. Mehr als 80 % der eingesetzten Brennstoffe sind fossile Energieträger, davon etwa die Hälfte Kohle.

Das BMWi beziffert den Anteil erneuerbarer Energien am Netto-Fernwärmeabsatz im Rahmen des zweiten Erfahrungsberichtes zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) für das Jahr 2013 mit 14,6 TWh von insgesamt 122 TWh (BMWi 2015a), dies entspricht einem Anteil von rd. 12 %. Die tiefe Geothermie trägt hier rd. 0,5 TWh bei.

Abbildung 18: Anteile erneuerbarer Energien am Netto-Fernwärmeabsatz 2013 in TWh



Quelle: BMWi (2015a)

Nach einer Drucksache des Bundestages aus dem Jahr 2017 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch Fernwärme im Jahr 2015 etwa 14,5 %. In den letzten Jahren erfolgte ein Zuwachs vor allem im Bereich der festen biogenen Brennstoffe, des als biogen klassifizierten Anteils am Siedlungsabfall und beim Biogas. Solarthermie und tiefe Geothermie spielen nur eine sehr untergeordnete Rolle (Deutscher Bundestag 2017).

Tabelle 4: Anteile erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch Fernwärme 2008-2015

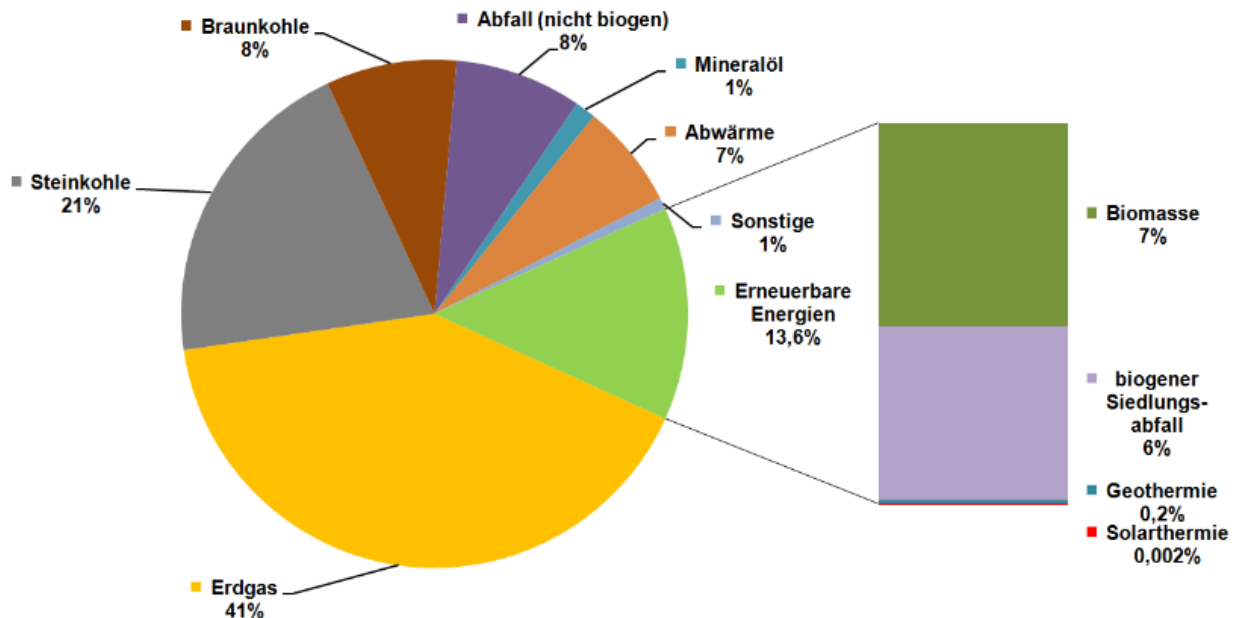
Angaben in [%]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Anteil am Brutto-Endenergieverbrauch von Fernwärme	7,1	8,2	8,1	10,0	11,4	12,1	13,9	14,5
darunter:								
biogener Anteil des Siedlungsabfalls	4,5	4,7	4,6	5,3	5,7	6,3	6,9	6,8
feste biogene Brennstoffe	2,3	3,0	3,1	4,1	4,9	4,7	5,3	5,5
Biogase (inkl. Klär- und Deponiegas)	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	1,0	1,5	2,1
flüssige biogene Brennstoffe	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tiefengeothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

Quelle: Deutscher Bundestag (2017)

Der BDEW beziffert den Anteil an erneuerbaren Energien an der Netto-Fernwärmeerzeugung im Jahr 2016 auf 13,6 %. Gegenüber der AGFW-Statistik in Tabelle 3 fällt auf, dass hier die Abwärme mit 7 % (gegenüber 2 % nach AGFW) einen deutlich höheren Stellenwert hat. Dies hat sicher seinen

Grund darin, dass industrielle Wärmenetze nur zu einem kleinen Teil durch die AGFW-Statistik erfasst sind.

Abbildung 19: Aufteilung der Netto-Wärmeerzeugung Fernwärme im Jahr 2016



Quelle: BDEW (2017)

Die Erzeugung der Fernwärme basiert zu etwa 83 % auf Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen, der restliche Anteil wird über Heizwerke, Abwärme und andere Erzeugungstechnologien bereitgestellt (BDEW 2017). Die Wärmeerzeugung durch KWK ist gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in der Regel mit einer Einsparung von Primärenergie verbunden. Diese Primärenergieeinsparung wird nach der sog. *Finnischen Methode* ermittelt. Sie betrachtet die durch KWK erzielbare Primärenergieeinsparung im Vergleich zu definierten Referenzanlagen, die unabhängig voneinander ausschließlich Strom bzw. Wärme produzieren.

Der europäische Gesetzgeber hat die Finnische Methode zur maßgeblichen Methode zur Zuordnung des Primärenergieeinsatzes für KWK-Anlagen auf die Produkte Strom und Wärme im Rahmen der Energieeffizienzrichtlinie bestimmt.⁶ Um die laufende Fortentwicklung der Technik zu berücksichtigen, veröffentlicht die EU in unregelmäßigen Abständen harmonisierte Referenzwirkungsgrade für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme, die den Stand der Technik repräsentieren.⁷

Eine KWK-Anlage mit einer thermischen Leistung > 1 MW gilt entsprechend als „hocheffizient“, wenn eine Primärenergieeinsparung von 10 % gegenüber einer getrennten Wärme- und Stromerzeugung

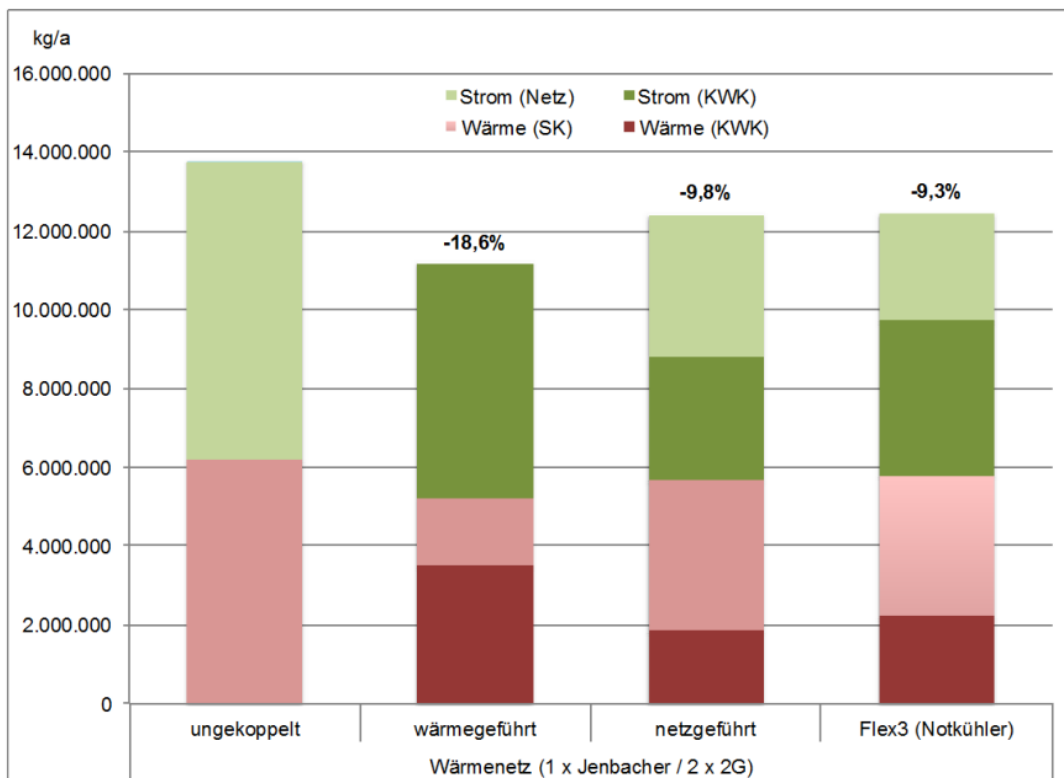
⁶ Anhang III der Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlamentes und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, ABl. L 315/1 vom 14.11.2012.

⁷ Delegierte Verordnung (EU) 2015/2402 der Kommission vom 12. Oktober 2015 zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlamentes und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission

erreicht wird. Die Erfüllung dieses Hocheffizienzkriteriums ist Voraussetzung für die Gewährung von Zulagen nach dem KWK-Gesetz.

Die durch KWK erzielbare Einsparung an Primärenergie führt in der Betriebspraxis auch zu entsprechenden Einsparungen an CO₂-Emissionen. Abbildung 20 zeigt die beispielhaft durch den Betrieb einer Erdgas-KWK-Anlage in einem Wärmenetz erzielbare CO₂-Einsparung gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme (ungekoppelt). Je nach betrieblicher Fahrweise der KWK-Anlage liegt die Einsparung zwischen 10 und 19 % (Merten et al., 2014).

Abbildung 20: Kohlendioxid-Einsparung durch KWK in Wärmenetzen



Quelle: Merten et al. (2014)⁸

Diese durch KWK erzielbare Primärenergie- und CO₂-Einsparung reicht jedoch nicht aus, um die klimapolitischen Nachteile des Einsatzes von fossilen Brennstoffen und insbesondere des Einsatzes von Braun- und Steinkohle zu kompensieren.

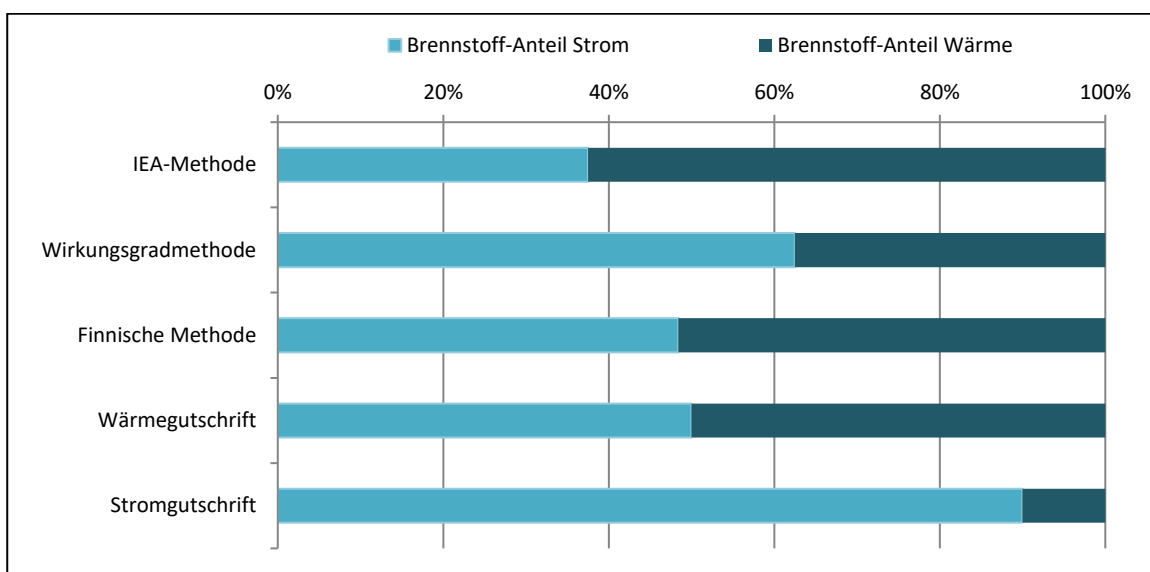
Durch die hohen spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren der eingesetzten fossilen Brennstoffe (insbesondere Stein- und Braunkohle) ergibt sich im Mittel für die Fernwärme in Deutschland ein Emissionswert von 317 g CO₂ je kWh Fernwärme. Damit weist die derzeitige Fernwärme im Durchschnitt eine höhere spezifische CO₂-Emission auf als eine moderne dezentrale Gasheizung (Memmler et al., 2014).

⁸ Bei dieser Darstellung sind verschiedene betriebliche Fahrweisen mit jeweils gleicher thermischer Leistung einer ungekoppelten Erzeugung (getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in separaten Anlagen) gegenüber gestellt. Hierbei sind jeweils eine wärmegeführte sowie eine stromgeführte Fahrweise dargestellt. Die Variante Flex3 beinhaltet den Einsatz von Notkühlern. Diese sind genauso groß wie die thermische Leistung des BHKW. Ein solcher Notkühler ermöglicht es, die maximale Anlagenleistung für den Minutenreservemarkt über das ganze Jahr vorzuhalten.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die ökologische Bewertung der Fernwärme hinsichtlich des CO₂-Emissionsfaktors erheblich von der verwendeten Berechnungsmethodik abhängt. Bei KWK-Anlagen kommen unterschiedliche Verfahren zur Berechnung der Emissionsfaktoren zur Anwendung, die zu stark abweichenden Ergebnissen führen. Die unterschiedlichen Werte basieren insbesondere auf der jeweiligen rechnerischen Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf die Produkte Strom und Wärme und der damit verbundenen Allokation der CO₂-Fracht.

Abbildung 21 zeigt beispielhaft Ergebnisse der Brennstoffaufteilung auf die Produkte bei Anwendung verschiedener Allokationsmethoden. Die hier gezeigten Ergebnisse basieren auf einer modellhaften Betrachtung eines KWK-Prozesses mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 0,3 und einem thermischen Nutzungsgrad von 0,5 (Mauch 2010). Aus der Brennstoffaufteilung ergeben sich die Aufteilung der CO₂-Fracht und die jeweiligen Emissionsfaktoren für Strom und Wärme.

Abbildung 21: Methoden zur Brennstoff-Aufteilung in KWK-Prozessen



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut. Daten: Mauch et al., (2010)

Bislang ist die Anwendung einer einheitlichen Berechnungsmethodik nur in einigen Bereichen gesetzlich vorgeschrieben. So ist im Rahmen des Emissionshandels die bereits erwähnte „Finnische Methode“ als Berechnungsmethode bei der Zuteilung von Emissionsrechten bei der Fernwärmelieferung an Haushalte gesetzlich fixiert.⁹

Seit dem Jahr 2003 kommt die „Finnische Methode“ bei der Erstellung der amtlichen CO₂-Bilanzen durch Statistikämter der Bundesländer zur Anwendung. Auch der Bund selbst verwendet diese Methodik für die nationale Klimabilanz sowie in ihrer Berichterstattung gegenüber der UN und der Europäischen Union (UBA 2012). Der oben genannte Wert von 317 g CO₂ je kWh Fernwärme wurde ebenfalls unter Anwendung der Finnischen Methode ermittelt (Memmler et al., 2014).

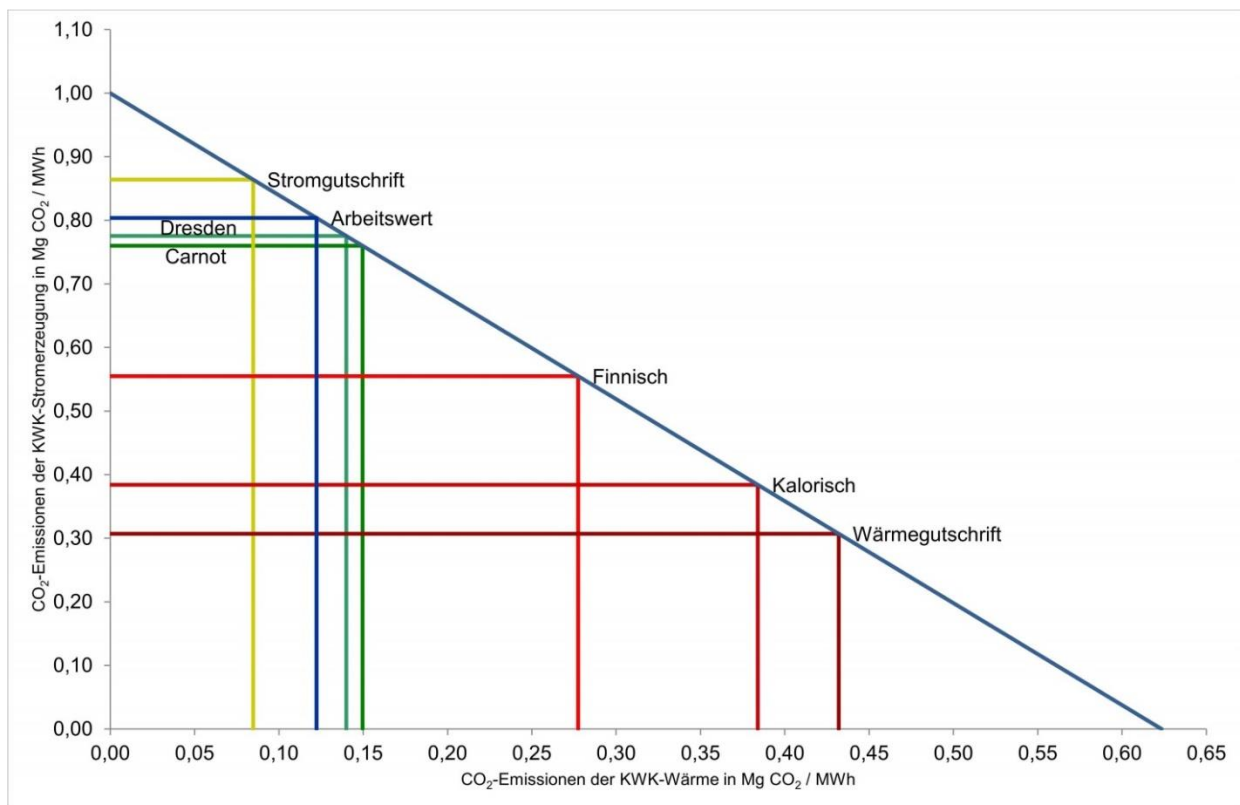
Die Fernwärmebranche benutzt dagegen in der Regel andere Methoden zur Ermittlung des CO₂-Emissionsfaktors, die durch eine hauptsächliche Zuordnung der CO₂-Fracht auf die Stromerzeugung zu

⁹ Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2013 bis 2020 (Zuteilungsverordnung 2020); Bundesgesetzblatt 2011 Teil I Nr. 49, S. 1921 ff.

vergleichsweise geringen CO₂-Emissionsfaktoren für die Fernwärme führen (Stromgutschriftmethode, Arbeitswertmethode, Verdrängungsmixmethode, Dresdener Methode). Auch die Bestimmung der Primärenergiefaktoren nach der EnEV basiert grundsätzlich auf dem Ansatz der Stromgutschrift.

Eine Veröffentlichung des Branchenverbands AGFW *Brennstoff- und CO₂-Aufteilung in KWK-Anlagen* vergleicht verschiedene Methoden und empfiehlt einen exergetischen Ansatz (sog. Carnot-Methode), wenn ein Stromverlust bei KWK-Anlagen nicht ermittelbar ist (AGFW 2017). Diese Carnot-Methode kommt auch bei den exergetischen Bewertungen im Rahmen dieser Studie zur Anwendung, da die Finnische Methode den Exergiegehalt nicht berücksichtigt.

Abbildung 22: Methoden zur Brennstoff-Aufteilung in KWK-Prozessen



Quelle: AGFW (2017b)¹⁰

Auch wenn die CO₂-Emissionsfaktoren der Fernwärme bei Anwendung der in der Fernwärmebranche üblichen Berechnungsmethoden grundsätzlich niedriger ausfallen als bei der „Finnischen Methode“, so ist doch unzweifelhaft, dass für die Zukunftsfähigkeit der Fernwärme ein technisch-ökologischer Strukturwandel – auch jenseits der fossilen KWK - erforderlich ist. Die verstärkte Integration von Niedertemperaturwärmeströmen aus erneuerbaren Energien und Abwärme kann dazu einen wesentlichen Teil beitragen (Greller und Bieberbach 2015).

¹⁰ Die beispielhafte Darstellung der Aufteilung der CO₂-Emissionen bezieht sich hier auf eine steinkohlegefeuerte KWK-Anlage (Entnahmekondensationsanlage).

2.2.3 Ökonomische Bedeutung der Fernwärme

Der Fernwärmesektor ist auch aus ökonomischer Sicht bedeutsam. Die Erlöse aus dem Fernwärmeverkauf an Letztverbraucher betragen jährlich ca. 9,8 Milliarden Euro. Etwa 550 Energieversorgungsunternehmen bieten Fernwärme an und beschäftigen etwa 15.400 Mitarbeiter. Das jährliche Investitionsvolumen beträgt ca. 1,4 Milliarden Euro (BDEW 2014).

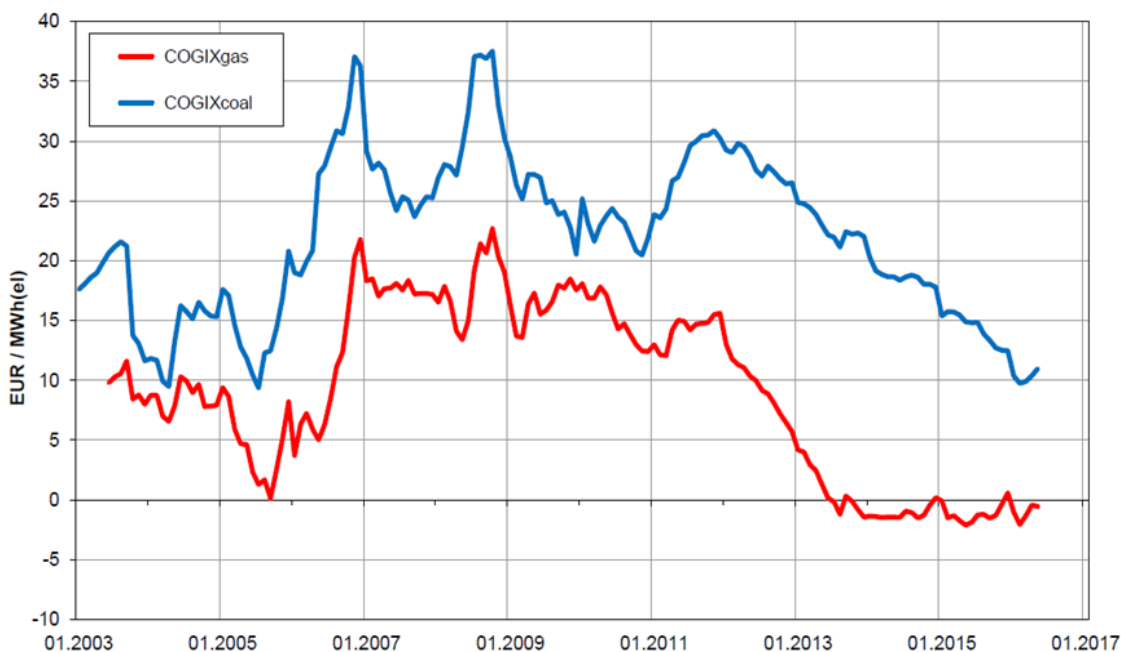
Dennoch handelt es sich bei der Fernwärme um einen seit Jahren eher stagnierenden Markt. Gründe dafür sind die energetische Sanierung der Gebäude, demografische Veränderungen und die Investitionspolitik der Fernwärmewirtschaft, die sich in den letzten Jahren eher auf den Strom- als auf den Wärmesektor konzentriert hat.

Für den Branchenverband AGFW stellt die Kraft-Wärme-Kopplung das Rückgrat der Fernwärmewirtschaft dar und die Ausrichtung auf KWK als Basistechnologie der Fernwärmeerzeugung hat in den letzten Jahren die Investitionsstrategie der Fernwärmewirtschaft stark dominiert (AGFW 2016; Clausen 2013).

Neben der Wärmeerzeugung haben die Fernwärmeunternehmen somit in erheblichem Maß Strom aus KWK-Anlagen erzeugt und diesen vermarktet. Bei einer Wärmenetzeinspeisung von 144 TWh Wärme im Jahr 2013 wurden gleichzeitig 93 TWh KWK-Strom durch die Fernwärmewirtschaft erzeugt (BDEW 2014).

Durch die am Markt erzielten Stromerlöse aus KWK-Anlagen ergaben sich in der Vergangenheit auskömmliche und verlässliche Renditen für die Fernwärmeunternehmen. Diese Rahmenbedingungen haben sich jedoch seit etwa dem Jahr 2012 grundlegend verändert. Insbesondere die in den letzten Jahren relativ niedrigen Börsenstrompreise vermindern die Rentabilität der KWK.

Abbildung 23: Ökonomische Situation der KWK



Quelle: Matthes (2016)

Die Abbildung zeigt, dass die KWK auf Basis Erdgas in den letzten Jahren ökonomisch nicht mehr rentabel ist. Dies wird ausgedrückt durch den sog. COGIX-Index.¹¹ Nur KWK-Anlagen mit der klimaschädlichen Kohle sind derzeit rentabel.

Die Primärenergieeinsparung der KWK gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme reicht in vielen Fällen nicht aus, um die höheren Kosten bei der Investition und dem Betrieb der Anlagen zu decken. Eine Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen kann im Regelfall nur durch die Förderung nach dem KWKG erzielt werden.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit ist zu beachten, dass die Zahlung dieser Zulage in der Regel auf 30.000 Betriebsstunden begrenzt ist und dies bei weitem nicht die technische Lebensdauer der Anlage abdeckt. Mit dem Wegfall der KWK-Zulage verschieben sich die Kostenstrukturen im Erzeugungsportfolio des Versorgungsunternehmens mit der Folge, dass sich der Betrieb der KWK-Anlage bei niedrigen Börsenstrompreisen oft nicht mehr rentabel darstellen lässt.

Auch sind die zukünftige Entwicklung des Strommarktes und die Preissituation am Strommarkt unsicher. Der gegenwärtig zu beobachtende Strukturwandel im Energiemarkt durch den Zuwachs an fluktuierendem EE-Strom und die Unsicherheit über dessen weitere Entwicklung sind für die Versorger große Herausforderungen. Die Energiewirtschaft verhält sich daher in Bezug auf Investitionen in neue Erzeugungsanlagen und Energieinfrastrukturen sehr zurückhaltend.

Weiterhin steht bisher bei den Unternehmen die wirtschaftliche Absicherung der KWK-Anlagen im Vordergrund (Richter und Stiehler 2015). Gleichzeitig gehen einige Versorger davon aus, dass eine auf Kohle basierende Versorgungsform „mit dem technischen oder von Politik und Gesellschaft gewollten Ende der Anlagen zwangsläufig bis um 2040 aus der Wärmeversorgung verschwindet“ und sich die fossile KWK insgesamt in der Sackgasse befindet (Greller und Bieberbach 2015, S. 17).

In einer Studie der Unternehmensberatung Roland Berger zum Wärmemarkt wird ausgeführt, dass sich die Fernwärmeversorger den neuen Marktbedingungen durch die Entwicklung einer langfristigen eigenen Wärmestrategie stellen müssen. Wie bereits im Stromsystem ist die Transformation zu einem zunehmend dezentralen und regenerativen Wärmesystem abzusehen. Ohne eine umfassende Wärmestrategie drohen Verluste durch Investitionen in falsche Technologien, möglicherweise brechen auch ganze Kundensegmente weg (Henzelmann et al., 2017).

Für die Energiewirtschaft und die regionale Wertschöpfung könnte die leitungsgebundene Wärmeversorgung im Rahmen der Energiewende jedoch noch mehr Bedeutung als bisher erlangen. Auf der Wärmeabnahmeseite ist der Fernwärmemarkt gegenüber dem Strommarkt relativ stabil und kaum Preisschwankungen ausgesetzt. So ist die Wirtschaftlichkeit einer Investition in tiefe Geothermie oder großflächige solarthermische Anlagen mit Einbindung in ein Fernwärmenetz nur im geringen Maße von der Entwicklung der zukünftigen Brennstoffpreise abhängig. Dies ist für die langfristige Kostensicherheit von Unternehmen, Kommunen und Verbrauchern vorteilhaft.

Auch unter ökonomischer Perspektive könnte aufgrund dessen Vieles dafür sprechen, den Blick mehr als bisher auf den Wärmemarkt und hier insbesondere auf die Integration von EE in den Fern-

¹¹ Der COGIX (COGeneration IndeX) ist ein Wirtschaftlichkeitsindikator für KWK-Anlagen, die am Strommarkt agieren. Ähnlich wie beim Spark-Spread-Konzept, bzw. dem Green Spark Spread incl. CO₂-Emissionskosten, wird ein Deckungsbeitrag aus Stromerlösen und Kosten für Brennstoff incl. CO₂-Emissionen berechnet. Zusätzlich werden beim COGIX auch noch die Wärmeerlöse der KWK-Anlage betrachtet.

wärmemarkt zu lenken. Insbesondere in den städtischen Siedlungsräumen könnte die Fernwärmeversorgung eine Infrastruktur bieten, die erneuerbare Energien deutlich kostengünstiger integrieren kann als dies auf der Ebene der Einzelgebäude möglich wäre.

Für die Betreiber von Fernwärmenetzen könnten sich mit einer technologischen Weiterentwicklung neue Chancen ergeben, um Energiedienstleistungen am Markt anzubieten und die Energiewende im Strom- und Wärmesektor voran zu bringen. Die Einbindung von Niedertemperaturwärmeströmen aus EE und industrieller Abwärme könnte dabei neue Impulse für einen Aus- und Umbau der Fernwärme liefern.

In einer Studie der Friedrich-Ebert-Stiftung aus dem Jahr 2017 wird dazu ausgeführt: *„Besonders betont werden soll an dieser Stelle die Rolle der Fern- bzw. Nahwärmenetze als „Enabler“ für den Einsatz von Quartierslösungen und Technologien, die unabhängig von der Brennstoffart im Rahmen der KWK zu einer Steigerung der Energieeffizienz in der Umwandlung und damit zur Reduktion des Primärenergieeinsatzes führen sowie es erleichtern, erneuerbare Energien im Neubau, aber auch im Bereich der Bestandsgebäude sukzessive in die Wärmeversorgung zu integrieren (z. B. über mit Biogas, Biomasse oder regenerativen Methan gefeuerte KWK-Anlagen, Power-to-District-Heat, Geothermie und Solarwärme).“* (Bruckner 2017, S. 19).

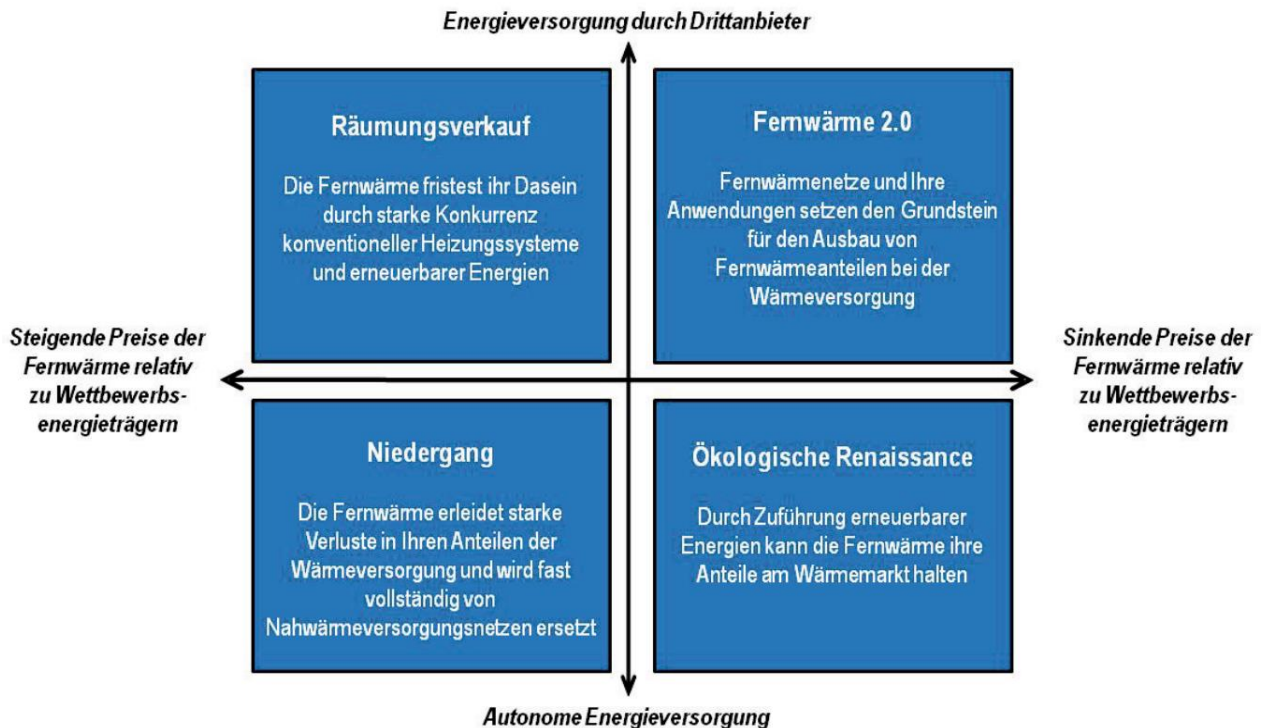
Die Energiewende vor Ort kann zudem für Kommunen sowie deren Bürger und Wirtschaft einen nachhaltigen ökonomischen Nutzwert generieren. Heute importiert Deutschland jedes Jahr fossile Energieträger im Wert etwa 60 Milliarden Euro (AEE 2017). Mit dem Transfer dieser Summe in die Erdöl, Gas und Kohle exportierenden Länder geht dieses Geld dem lokalen Wirtschaftskreislauf verloren. Die Nutzung von EE im Wärmesektor kann dagegen Energieimporte durch handwerkliche Arbeit und Ingenieurverstand vor Ort ersetzen. Durch Umstrukturierung der Fernwärmeversorgung kann damit auch die Wertschöpfung auf lokaler Ebene gefördert werden.

Gleichzeitig stellt jedoch ein sinkender Wärmebedarf von Gebäuden die leitungsgebundene Wärmeversorgung mit Fernwärme vor neue Herausforderungen: Mit sinkendem Energieabsatz bei gleich bleibenden Fixkosten für die Wärmeverteilung sinkt deren Wirtschaftlichkeit.

Vor diesem Hintergrund gehen die Meinungen zur zukünftigen Rolle von Wärmenetzen auseinander:

- ▶ Auf der einen Seite steht die Hypothese, dass die hohen Fixkosten der Wärmenetze nicht in eine Welt mit geringem Wärmeenergiebedarf passen und es aus diesem Grund sehr unwahrscheinlich ist, dass Wärmenetze ausgebaut werden. Gebäude werden dieser Argumentation zufolge in Zukunft insbesondere bei geringeren flächenbezogenen Wärmedichten (ländlicher Raum und Neubaugebiete) dezentral und oft über Strom (Wärmepumpen) versorgt. Im urbanen Umfeld findet langfristig eine Verdrängung bestehender Wärmenetze auch durch die meist vorhandene Gasnetz-Infrastruktur statt, die dann über methanisierten Wasserstoff versorgt wird. (Vgl. Schlesinger et al., 2014).
- ▶ Auf der anderen Seite steht die Hypothese, dass Wärmenetze ein wesentlicher Bestandteil einer weitgehend dekarbonisierten Wärmeversorgung sind und eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungseinheiten mit dem Bedarf der Verbraucher verknüpft wird. Wärme aus KWK – biogen oder gegebenenfalls auf Grundlage von regenerativ hergestelltem Methan, Industrieabwärme, EE-Überschussstrom (Power-to-Heat), Solarthermie und Geothermie für große Miets- und Bürohäuser im Bestand und als Neubauten, die trotz Effizienzmaßnahmen ihren Wärmebedarf nicht emissionsfrei lokal werden decken können. Durch die Skaleneffekte bei großen Anlagen ist die Einbindung erneuerbarer Wärmequellen über Wärmenetze deutlich kostengünstiger als auf Ebene einzelner Gebäude. (Vgl. Nitsch et al., 2012, Schulz und Brandstät 2013, Hamburg Institut 2015b, Greller und Bieberbach 2015).

Abbildung 24: Mögliche Zukunftsperspektiven der Fernwärme



Quelle: Wulf et al. (2012)

Welcher Pfad (s. Abbildung 24) in der künftigen Entwicklung der Fernwärme tatsächlich eingeschlagen werden wird, ist derzeit ungewiss. In den unterschiedlichen Studien und Szenarien für die künftige Wärmeversorgung schwankt der Anteil, der durch leitungsgebundene Wärmesysteme im Jahr 2050 erbracht wird, zwischen 10 und 60 % (Westholm et al., 2015).

Ob die technische Weiterentwicklung der bestehenden Fernwärmesysteme hin zu einer zunehmenden Integration von NTWS vor dem Hintergrund eines klimapolitisch gesteuerten Rückgangs fossiler Wärmeerzeugung zu wettbewerbsfähigen Kosten führen kann, hängt dabei in starkem Maß von den künftigen energiepolitischen Rahmenbedingungen ab. Bei den derzeitigen Rahmenbedingungen ist dies nur bei Vorliegen sehr kostengünstiger Wärmequellen (etwa aus Industrieabwärme) gegeben.

In (Pehnt et al., 2017) ist ausgeführt, dass die dort betrachteten Niedertemperaturwärmesysteme (Wärmenetze der 4. Generation, siehe auch Kap. 3.1) relative hohe Wärmekosten aufweisen und gegenüber den Vollkosten einer dezentralen Standard-Versorgung auf Basis Erdgas (8,0-11,0 ct/kWh) ohne eine hohe staatliche Förderung nicht wettbewerbsfähig sind.

Tabelle 5: Wärmekosten von Wärmenetzen der 4. Generation

Netztyp	Netz	Wärmekosten	
		Ohne Förderung	Mit Förderung
Netze mit hohen Solaranteilen	Dronninglund	6,6 ct/kWh	5,9 ct/kWh
	Crailsheim	15,3 ct/kWh	8,2 ct /kWh
Sekundärnetz in bestehendem Netz	München-Ackermannbogen	19,7 ct/kWh	8,6 ct /kWh
Kalte Nahwärme	Dollnstein	15,1 ct/kWh	n. v.
Bio-Solar-Netz	Büdingen	12,1 ct/kWh	n. v.

Quelle: Pehnt et al. (2017)

Nur das Beispiel aus dem dänischen Dronninglund, das über eine großflächige Solarthermieranlage und einen saisonalen Erdbeckenspeicher verfügt, kommt hier auf sehr niedrige Wärmekosten. Dieses Projekt wurde zu äußerst günstigen Investitionskosten realisiert, wie der Vergleich der dokumentierten Kosten in Bezug auf die Einzelkomponenten zeigt.

2.2.4 Kommunale Energieversorgung und Steuerungsmöglichkeiten der Kommunen

Viele Kommunen sehen sich in der Verantwortung, im Einklang mit den nationalen Klimaschutzziele die lokale Wärmeversorgung langfristig klimaneutral zu gestalten. Vor diesem Hintergrund wurden u.a. in Deutschland bereits zahlreiche Klimaschutz- und Quartierskonzepte erstellt.

Die bisherigen Strategien der Wärmepolitik in Deutschland setzen dabei vor allem auf eine weitgehende Reduzierung des Energiebedarfs im Gebäudesektor, insbesondere durch die energetische Modernisierung des Gebäudebestands. Mit der Fortschreibung der bisherigen Sanierungsraten droht dieser Ansatz jedoch zu scheitern.

Durch Gebäudesanierung und den Austausch veralteter Heizkessel ist es in den vergangenen Jahren zwar zu einer Reduzierung des flächenbezogenen Energiebedarfs gekommen. Zudem wurde der Einsatz von Heizöl zunehmend durch das emissionsärmere Erdgas ersetzt. Um die Zielsetzungen einer zukunftsorientierten Energie- und Klimapolitik erreichen zu können, muss dieser Prozess jedoch deutlich beschleunigt und im Hinblick auf die Umstellung auf erneuerbare Energien vertieft werden.

Zudem läuft dieser Prozess in Deutschland nicht strukturiert ab, sondern ist abhängig von den individuellen Entscheidungen und Investitionserfordernissen der Gebäudeeigentümer. Die öffentliche Hand bietet dabei in Motivation und Unterstützung durch entsprechende Information, Beratung und finanzielle Förderung von Investitionen.

Eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung ist derzeit in Deutschland noch nicht als planerische Aufgabe für die Kommunen rechtlich fixiert. Auf freiwilliger Basis gibt es zwar zunehmend Gebietskörperschaften, die für bestimmte Quartiere oder für die gesamte Kommune Pläne zur sozialen und nachhaltigen Wärmeversorgung entwickeln, in anderen europäischen Staaten hingegen, insbesondere Dänemark, zählt die Wärmeplanung seit vielen Jahren zu den Pflichtaufgaben einer Kommune (Sandrock et al., 2015).

Aus kommunaler Sicht wäre es sinnvoll, den örtlichen Erneuerungs- und Modernisierungsprozess strukturiert mit zu gestalten und mit der Stadtplanung zu verzahnen. Effiziente und flexible Infrastrukturen sind dabei das Rückgrat einer vorausschauenden kommunalen Energiepolitik. Vor dem

Hintergrund des rasanten Wandels im Energiemarkt ist es dabei wichtig, bei anstehenden Investitionen auf eine hohe Flexibilität für sich verändernde Märkte und neue Technologien zu achten.

Die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem erfordert eine stärkere Verzahnung von Strom- und Wärmemarkt. Wärmenetze bieten hier große Potenziale und weisen zudem eine hohe Flexibilität zur Einbindung künftiger Wärmeerzeugungstechnologien auf. Vor diesem Hintergrund sollte die kommunale Wärmepolitik zunehmend auch als planerische Aufgabe interpretiert werden, die Infrastrukturpolitik und Stadtplanung verzahnt (Sandrock et al., 2015).

Die örtlichen Fernwärmesysteme bieten weitreichende Möglichkeiten für eine aktive Steuerung dieses Prozesses, z.B. durch die Kommunen. Bestehende Wärmenetze finden sich in Deutschland vor allem in den größeren Städten. Sie decken dabei sehr unterschiedliche Anteile des Wärmebedarfs der Kommunen ab. Teilweise werden sehr große Anteile abgedeckt (Flensburg nahezu vollständig), in der Regel liegt der Anteil bei etwa 20-30 %. Auch bei der Umsetzung städtischer Quartierskonzepte spielen Wärmenetze eine bestimmende Rolle.

In der überwiegenden Zahl der Fälle wird die kommunale Fernwärmeversorgung von Stadtwerken betrieben, an denen die Kommunen mehrheitlich als Gesellschafter beteiligt sind. Nach Angaben des VKU (Verband kommunaler Unternehmen) erwirtschaften in der Wärmeversorgung etwa 10.000 Mitarbeiter eine Wertschöpfung von jährlich 4,2 Milliarden Euro (VKU 2016). Es gibt aber auch privatwirtschaftliche Unternehmen ohne oder nur mit einer geringen kommunalen Beteiligung (z.B. Berlin, Hamburg, Bremen).

Wenn die Kommune über die entsprechenden gesellschaftsrechtliche Einflussmöglichkeiten des örtlichen Wärmeversorgers verfügt, kann sie direkt über die Unternehmensgremien die mittelfristige Investitionspolitik steuern und damit die Integration von NTWS befördern. Auch wenn diese kommunalen Steuerungsmöglichkeiten über den gesellschaftsrechtlichen Einfluss grundsätzlich sehr weitgehend sein können, sind aus wirtschaftlicher Sicht im Einzelfall oft enge Grenzen gesetzt.

Da die bestehende Fernwärmeerzeugung derzeit sehr stark auf KWK fokussiert ist, stellen die sinkenden Einnahmen aus Stromerzeugung und Stromvertrieb sowohl für die Stadtwerke als auch die Kommunen selbst eine große Herausforderung dar. Denn in der Regel unterstützen die Stadtwerke über Erlöse aus dem Geschäftsbereich Fernwärme und durch den steuerlichen Querverbund die kommunalen Haushalte und ermöglichen damit auch die Wahrnehmung oft defizitärer Aufgaben wie etwa den Betrieb von Schwimmbädern oder des öffentlichen Nahverkehrs. Die Gewinnabführung verringert die Eigenkapitalausstattung der Unternehmen und damit auch die Investitionskraft.

Die Planung und Umsetzung von Wärmenetzen stellt als Aufgabe der kommunalen Daseinsvorsorge besondere Anforderungen. Neben einem sehr langfristigen Horizont für das Investment gehört dazu die Akzeptanz relativ bescheidener Renditen. Und weil die Netze sowie weitere entstehende neue Strukturen zentral gesteuert werden, entstehen allein dadurch entsprechende Abhängigkeiten der Verbraucher. Damit diese bereit sind, sich darauf einzulassen, gehört in modernen Gesellschaften die Erfüllung hoher Anforderungen an Transparenz und Bürgerbeteiligung bzw. demokratischer Steuerung zwingend zum Geschäftsmodell.

2.3 Zwischenergebnis

Die Energiewende in Deutschland erfordert nicht nur einen Umbau zu erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung, sondern auch eine ambitionierte Wärmewende. Diese kann sich nicht allein auf die energetische Gebäudesanierung stützen, sondern erfordert einen sehr deutlichen Zu-

wachs an erneuerbaren Energien und Abwärme in der Wärmeversorgung. Zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestands sollte ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Gebäudeeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energie im Wärmesektor gefunden werden.

Wärmenetze sind als Infrastruktur grundsätzlich gut geeignet, erneuerbare Energien und Abwärme kostengünstig und flexibel in die Wärmeversorgung zu integrieren. Über Wärmenetze können Wärmequellen mit regelhaft hohen thermischen Leistungen wie etwa tiefe Geothermie, Abfallverbrennung oder Industrieabwärme erfasst und zum Verbraucher geleitet werden. Darüber hinaus sind durch Skaleneffekte bei Großanlagen (wie etwa bei der Solarthermie) kostengünstigere Lösungen als bei einer gebäudebezogenen Nutzung möglich.

Die heute bestehenden Fernwärmesysteme basieren jedoch im Wesentlichen auf fossiler Kraft-Wärme-Kopplung und weisen nur einen geringen Anteil von erneuerbaren Energien und Abwärme auf. Die möglichen Potenziale zur Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen werden nur zu einem geringen Maß ausgenutzt. Der Anteil an erneuerbaren Energien in der Fernwärme basiert zu fast 90 % auf Biomasse, die tiefe Geothermie trägt nur einen Anteil von etwa 0,1 % zur Fernwärmeerzeugung bei.

Eine Transformation zu erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor kann sich jedoch nicht nur auf Biomasse stützen. Hier müssen u.a. die Potenziale von Geothermie, Solarthermie, Wärmepumpen und Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen genutzt werden. Diese Wärmequellen stehen jedoch oft nur auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau und damit niedriger Exergie zur Verfügung.

Eine exergetische Optimierung bestehender Wärmenetze zu niedrigen Systemtemperaturen sowie der Aufbau neuer Wärmenetze (Wärmenetze der 4. Generation) könnten dazu beitragen, die Integration dieser Wärmequellen zu erleichtern. Hierbei ist zu analysieren, ob die Verbesserung der exergetischen Qualität auch mit einer verbesserten Kosteneffizienz einhergeht.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die möglichen Wärmequellen, sowie die Anforderungen und Möglichkeiten zu deren Systemintegration näher beleuchtet.

3 Arten von Niedertemperaturwärmequellen, Nutzungsbedingungen und exergetische Bewertung

3.1 Niedertemperaturwärme im Kontext dieser Studie

Für den Begriff der „Niedertemperaturwärme“ existiert keine allgemeingültige Definition. Daher wird die Bedeutung dieses Begriffs nachfolgend für die Verwendung im Kontext dieser Studie festgelegt.

Die in dieser Studie betrachteten Wärmequellen werden unter Berücksichtigung ihrer verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten in Wärmenetzen weiter unterschieden in Nieder- und Hochttemperaturwärmequellen.

Auch wenn diese Bezeichnungen aus sprachlicher Sicht zu hinterfragen sind, da im eigentlich thermodynamischen Sinn eine Temperatur nicht „nieder“ oder „hoch“ sein kann, werden diese Begriffe im Sprachgebrauch dennoch häufig genutzt, um einzelne Temperaturniveaus vergleichend zu unterscheiden, auf denen Wärme zur Verfügung steht bzw. benötigt wird.

Eine allgemeine Definition der jeweiligen niedrigen und hohen Temperaturniveaus, auf denen die zu betrachtenden Wärmen zur Verfügung stehen bzw. benötigt werden, existiert in der Fachwelt nicht. Vielmehr sind branchenspezifische, zumindest grob gefasste Temperaturbereiche üblich, die mit dem jeweiligen „niedrigen und hohen“ Temperaturniveau bezeichnet werden.

Zur Klassifizierung von Niedertemperaturwärmequellen sind im Kontext dieser Studie drei Branchen bzw. Bereiche zu betrachten: Zum ersten die der Heizungsbranche, die durch Wärmeerzeugung Wärme zur Verfügung stellt und zum zweiten die der Fernwärmebranche, die durch ihre Wärmenetze den Bedarf an Wärme und deren Temperaturniveaus vorgibt.

Nach (Lund 2014) lässt sich die Fortentwicklung der Wärmenetzsysteme in vier Generationen strukturieren. Die erste Generation von Wärmenetzen entstand vor mehr als 100 Jahren in den dicht besiedelten Innenstädten und wurde meist auf Basis Heizdampf, teilweise mit Temperaturen von mehr als 200 °C betrieben. Die Entwicklung der Wärmenetzsysteme ist durch eine fortlaufende Verringerung der Heizmitteltemperaturen gekennzeichnet. Wärmenetze der 4. Generation mit besonders niedrigen Heizmitteltemperaturen sind zur Integration von Niedertemperaturwärmequellen besonders geeignet.

Gemäß (Dalla Rosa et al., 2014) findet mit den Wärmenetzen der 4. Generation (Low-Ex-Wärmenetze) zunehmend ein Perspektivwechsel weg von Wärmeerzeugungs-/Versorgungsaspekten hin zu den Wärmeabnehmern statt: Bei Wärmenetzen der 4. Generation stehen demnach die thermische Behaglichkeit der Wärmeabnehmer und ein Qualitätsabgleich zwischen Wärmeversorgung und Wärmeverbrauch im Hauptfokus. Damit wird deutlich, dass zumindest für Wärmenetze der 4. Generation die Wärmeabnehmer den dritten zu betrachtenden Bereich darstellen.

Die Heizungsbranche definiert die einzelnen Temperaturbereiche nicht genau. Auch die Fernwärmebranche verwendet keine fest definierten Temperaturgrenzen zur Unterscheidung von Wärmebedarfen entsprechend ihrer Temperaturniveaus. Im Rahmen des Forschungsvorhabens Dezentral (Schäfer et al., 2015) wurde die Notwendigkeit einer zumindest groben Festlegung von Temperaturniveaus für Wärmenetztypen erkannt und gemäß Tabelle 6 vereinbart.

Diese Festlegung ist konform mit der Temperaturdefinition aus dem „IEA DHC Annex X report“ (Dalla Rosa et al., 2014). Dort werden dampfbasierte Systeme als Wärmenetze der 1. Generation bezeichnet, während die Wärmenetze der 2. bis 4. Generation flüssiges Wasser als Wärmeträgermedium nutzen. Wärmenetze der 2. Generation weisen gemäß (Dalla Rosa et al., 2014) mittlere Vorlauftemperaturen

von über 100 °C auf, für Wärmenetze der 3. Generation, und damit für die aktuell üblichen Wärmenetzsysteme, beträgt dieser Wert 80 – 100 °C. Die neu aufkommenden Wärmenetze der 4. Generation sind gemäß Dalla Rosa et al. (2014) dadurch charakterisiert, dass die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes auf das von Wärmenutzern benötigte Temperaturniveau abgesenkt wird.

Tabelle 6: Typische Temperaturniveaus von Wärmenetzen

Wärmenetzklasse	2. Generation	3. Generation	4. Generation (Low-Ex-Netz)
Vorlauftemperatur-Fahrkurve des zentralen Wärmeerzeugers:	gleitend: 80 °C - 135 °C	gleitend: 75 °C - 110 °C	konstant: 60 °C
Nominelle Rücklauftemperatur am zentralen Wärmeerzeuger:	50 °C	40 °C	30 °C
Übliche Rücklauftemperaturen am zentralen Wärmeerzeuger:	80 °C - 50 °C	70 °C - 40 °C	40 °C - 30 °C

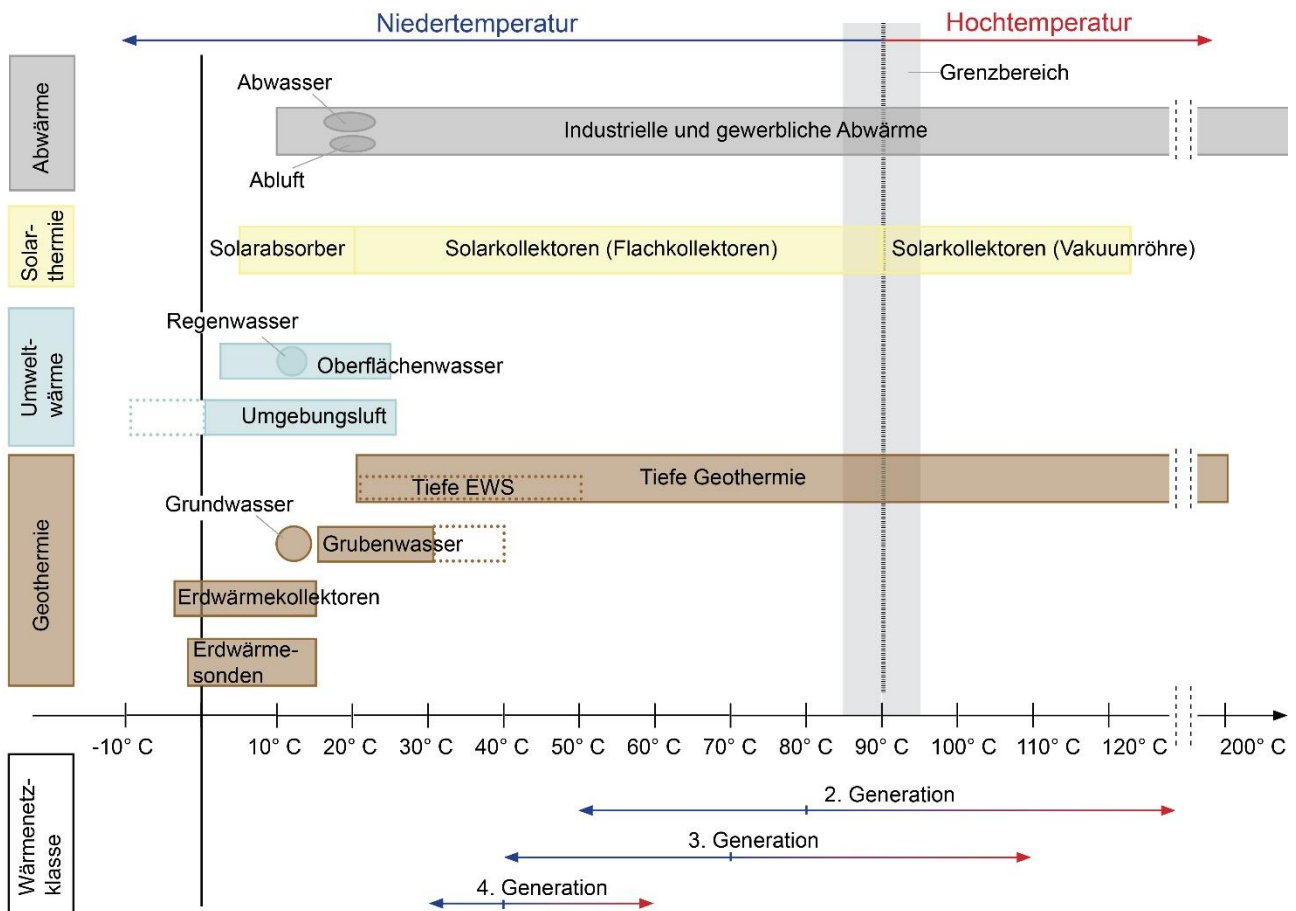
Quelle: Schäfer et al. (2015) mit eigenen Ergänzungen (übliche Rücklauftemperaturen)

Die Festlegung in Tabelle 6 wird auch für die vorliegende Studie verwendet. Ergänzend werden im Kontext dieser Studie der Begriff „Niedertemperaturnetz“ für Wärmenetze mit Vorlauftemperaturen zwischen 60 und 70 °C und die Bezeichnung „exergetisch optimiertes Wärmenetz“ als Überbegriff für die verschiedenen Wärmenetztypen mit maximalen Vorlauftemperaturen von 70 °C verwendet. Hierzu zählen auch kalte Nahwärmenetze, die eine Vorlauftemperatur von maximal 30 °C aufweisen (siehe auch Kap. 7.1).

Aufbauend auf den typischen Wärmenetztemperaturen erfolgt in Abbildung 25 eine Einsortierung der Temperaturen möglicher Wärmequellen in die Bereiche „nieder“ und „hoch“. Die in Abbildung 25 dargestellten Werte geben die Bandbreite der nutzbaren Wärmequellentemperaturen verschiedener Wärmequellen wieder. Als Sonderfall kann bei Nutzungskaskaden der Rücklauf einer Erstnutzung wieder eine Wärmequelle darstellen. Dabei kann für die Erstnutzung ein „hohes“, für die nachfolgenden Nutzungen hingegen ein „niedriges“ Temperaturniveau vorliegen.

Durch die zusätzliche Darstellung der typischen Wärmenetztemperaturniveaus in Abbildung 25 wird schnell ersichtlich, ob die Nutzung einer Wärmequelle in einem ausgewählten Wärmenetz ohne exergetische Aufwertung möglich ist.

Abbildung 25: Temperaturbereiche von Wärmequellen und Wärmenetzklassen im Kontext dieser Studie



Quelle: © Solites

Als Niedertemperaturwärmequellen werden Wärmequellen bezeichnet, deren Temperatur kleiner als ca. 90 °C ist. Dieser Grenzwert ergibt sich aus den typischen mittleren Vorlauftemperaturen der aktuell üblichen Wärmenetzsysteme der 3. Generation. Die Schwierigkeit einer exakten Definition der Grenze zwischen Nieder- und Hochtemperaturwärmequellen spiegelt sich in Abbildung 25 in dem dargestellten Grenzbereich wider.

Hochtemperaturwärmequellen haben Temperaturen von 90 °C und mehr und können daher in einen Großteil der Bestandwärmenetze ohne exergetische Aufwertung oder Nachheizung eingespeist werden. Bei umgebungstemperaturgeführten Hochtemperaturwärmenetzen (v.a. Wärmenetz der 2. Generation) kann jedoch selbst für Hochtemperaturwärmequellen eine exergetische Aufwertung oder Nachheizung erforderlich sein.

Die Einteilung in Hoch- und Niedertemperaturwärmequellen ist im Kontext dieser Studie zu betrachten. Es wird darauf hingewiesen, dass es je nach Art der betrachteten Wärmequelle auch branchenspezifisch andere Sichtweisen hinsichtlich der Einteilung in Hoch- und Niedertemperaturwärmequellen geben kann. Beispielsweise wird Abwärme mit 90 °C in dieser Studie als Hochtemperaturwärmequelle bezeichnet, wohingegen mit industrieller Abwärmenutzung befasste Fachkreise diesen Wert branchenspezifisch sicherlich in den Niedertemperaturbereich einordnen würden.

Die in Abbildung 25 dargestellten Arten von Wärmequellen sind im folgenden Kapitel 3.2 näher erläutert.

3.2 Arten und Nutzungsbedingungen von Niedertemperaturwärmequellen

Die nachfolgende Kategorisierung der verschiedenen Niedertemperaturwärmequellen weist unterschiedliche Überschneidungen auf, sodass hier Einzelfestlegungen erforderlich sind.

Bei geothermischen Nutzungen wird allgemein unterschieden zwischen tiefer und oberflächennaher Geothermie. Als Unterscheidungsgrenze dient hierbei in Deutschland eine Tiefe von 400 m. Für Grubenwasser ist die Zuordnung zur oberflächennahen oder tiefen Geothermie nicht klar definiert, da dieses je nach Tiefe der Herkunft unterschiedlich zugeordnet werden kann. Grubenwasser wird daher losgelöst von der Einteilung in oberflächennahe und tiefe Geothermie betrachtet.

Während die Grenze von tiefer zu oberflächennaher Geothermie klar definiert ist, ist die Abgrenzung zwischen oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme unter physikalischen Gesichtspunkten weniger deutlich.

VDI 4640 Teil 1 (VDI 2010) definiert geothermische Energie als die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde. Umweltwärme ist gemäß VDI (2010) die als Wärme gespeicherte Energie in der Luft, in Oberflächenwasser (Flüsse, Seen, Meer etc.) oberhalb der Oberfläche der festen Erde.

EEWärmeG definiert Geothermie als „die dem Erdboden entnommene Wärme“ und Umweltwärme als „die der Luft oder dem Wasser entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme mit Ausnahme von Abwärme“. Zur Verdeutlichung dieser Unterscheidung heißt es in der konsolidierten Fassung der Begründung zum EEWärmeG: „Geothermie (...) umfasst sowohl die oberflächennahe Geothermie als auch die Tiefengeothermie. Soweit die oberflächennahe Erdwärme auch Umweltwärme darstellt, wird sie im Sinne dieses Gesetzes als Geothermie angesehen.“

Auf Basis dieser Definitionen werden in der vorliegenden Studie neben Erdwärmesonden auch Erdwärmekollektoren und Grundwasser der oberflächennahen Geothermie zugeordnet.

Es gilt jedoch zu bedenken, dass sehr oberflächennahe Geothermiesysteme (max. 10 bis 15 m Tiefe) wie Erdwärmekollektoren entgegen der gewählten Zuordnung zum Großteil Umweltwärme nutzen, die durch Solarenergie oder Regenwasser in den Untergrund eingebracht wird. Die bis in eine Tiefe von etwa 15 m messbare Eindringtiefe der Oberflächentemperatur inklusive Sonneneinstrahlung verdeutlicht diesen Zusammenhang.

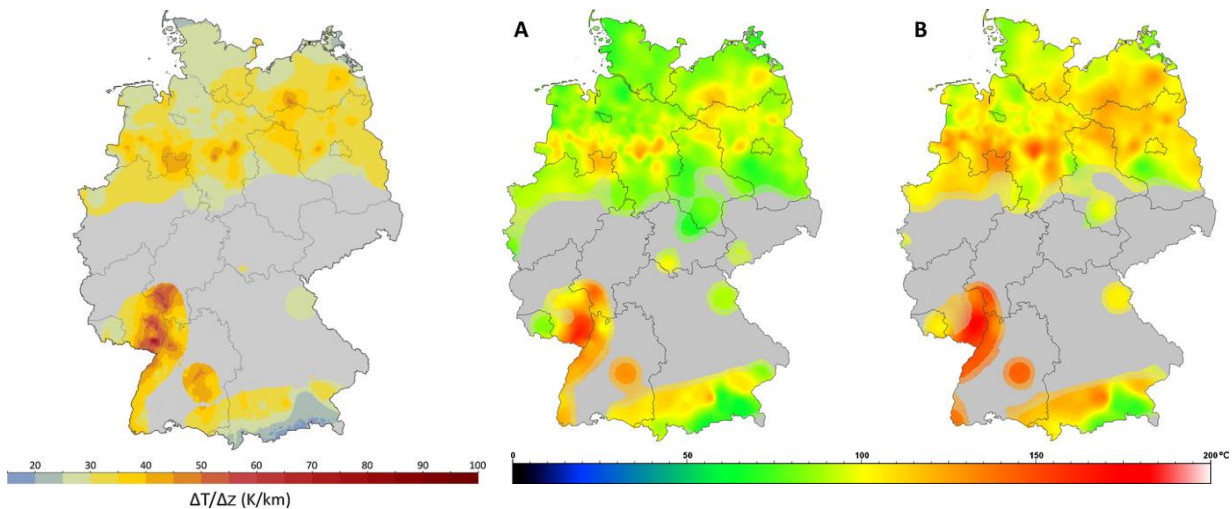
Oberflächenwasser, Umgebungsluft und Regenwasser werden dem Bereich der Umweltwärme zugeordnet. Da oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme die Gemeinsamkeit haben, dass sie für eine Nutzung zu Heizzwecken exergetisch aufgewertet werden müssen (z.B. mit einer Wärmepumpe), werden diese Niedertemperaturwärmequellen unter dem Begriff Umgebungswärme zusammengefasst. Diese häufig praktizierte Zusammenfassung ist auch in zahlreichen Energie-/Wärmeverbrauchsstatistiken zu finden, wie z.B. in (Umweltbundesamt 2017a).

3.2.1 Tiefe Geothermie

Unterhalb der Erdoberfläche ist eine sehr große Menge an Energie in Form von Wärme gespeichert. Rund 99 % der Erdmasse sind heißer als 1.000 °C. Der Bereich, in dem eine Temperatur von unter 100 °C herrscht, macht dagegen lediglich 0,1 % aus. Im Erdkern werden Temperaturen von bis zu 6.700 °C als möglich angesehen. Zwischen Erdkern und Erdkruste nimmt die Temperatur teils linear und teils sprunghaft bis auf die mittlere Oberflächentemperatur von 15 °C ab. Der Temperaturanstieg von der Erdoberfläche zum Erdinneren wird als geothermischer Gradient bezeichnet. Er beträgt weltweit im Mittel 3 °C/100 m, ist regional jedoch sehr unterschiedlich (vgl. Abbildung 26). Im Mittel steigt die Temperatur in den ersten 10 km auf 300 °C an. Allein in diesem Abschnitt der Kruste ist

theoretisch eine Wärmemenge von ca. 100.000.000 Exajoule (EJ) enthalten, genug Energie, um den gesamten Energieverbrauch der Welt 100.000-fach zu decken. Im Wesentlichen handelt es sich bei der Wärme um Restwärme aus der Zeit der Erdentstehung und um Wärme, die durch den Zerfall radioaktiver Isotope entsteht (BVG 2016).

Abbildung 26: Links: Deutschlandkarte des geothermischen Gradienten $\Delta T/\Delta z$. Mitte und rechts: Temperaturkarten für Deutschland in Tiefen von 2.500 m u. NN (A) und 3.000 m u. NN (B): Daten aus Interpolation von Bohrungsdaten; graue Flächen: keine Daten vorhanden.



Quelle: Agemar et al. (2012)

Für die Nutzung geothermischer Energie stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Diese können je nach geologischen Voraussetzungen und Projekterfordernissen eingesetzt werden und sind entsprechend der erschlossenen Tiefe unterschiedlich definiert (Abbildung 27). Generell unterscheidet man in Deutschland Verfahren der tiefen Geothermie (> 400 m Tiefe) von Verfahren der oberflächennahen Geothermie (< 400 m Tiefe). Die Nutzung des Tiefenbereichs von 400 m bis etwa 2.000 m wird zum Teil auch als „Mitteltiefe Geothermie“ bezeichnet.

Tiefengeothermische Nutzungskonzepte umfassen sowohl offene Systeme (hydrothermale und petrothermale Systeme) als auch geschlossene Systeme (tiefe Erdwärmesonden). Der entscheidende Vorteil offener gegenüber geschlossenen Systemen liegt in der deutlich höheren Wärmeausbeute.

Hydrothermale Systeme nutzen natürlicherweise im Untergrund vorhandenes Thermalwasser als Wärmeträgermedium. Dabei wird das Thermalwasser über eine oder mehrere Produktionsbohrungen aus dem Reservoir gefördert und, nachdem ein Teil der darin gespeicherten Wärmeenergie entzogen wurde, über mindestens eine weitere Bohrung in das Reservoir zurückgeführt. Im Falle einer Produktions- und einer Injektionsbohrung spricht man von einer Dublette.

Da hydrothermale Systeme geeignete Reservoirgesteine mit hohen Durchlässigkeiten erfordern, ist ihre Nutzbarkeit räumlich eingeschränkt. Als Gebiete mit hydrothermale Potenzial können nur solche ausgewiesen werden, in denen Grundwasserleiter (Aquifere) mit hoher Transmissivität in relevanten Teufen- bzw. Temperaturbereichen auftreten (vgl. auch Kapitel 4).

Petrothermale Projekte nutzen tiefliegende Wärmereservoirs, die natürlicherweise eine sehr geringe hydraulische Durchlässigkeit besitzen und keine oder eine nur sehr geringe Wasserführung

aufweisen. Als Reservoirgestein dienen das kristalline Grundgebirge oder geringpermeable Sedimentgesteine. Bei petrothermalen Projekten werden die erforderlichen Wasserwegsamkeiten im Untergrund durch hydraulische Stimulationsmaßnahmen nach Ende der Bohrarbeiten künstlich geschaffen. Dabei werden durch das Verpressen von Fluiden (i.d.R. Wasser) mit hohem Druck vorhandene Wegsamkeiten im Untergrund erweitert und neue Risse erzeugt.

In Deutschland gibt es bislang noch keine petrothermalen Geothermieprojekte. Die Erschließung petrothormaler Reservoirs befindet sich, auch international gesehen, noch weitgehend im Entwicklungsstadium und es bestehen zudem verschiedene Ansätze. Am weitesten verbreitet sind heute „Enhanced Geothermal Systems“ (EGS). Hierbei ist das Reservoirgestein bereits wasserführend, die Durchlässigkeit jedoch zu gering für einen wirtschaftlichen Betrieb. Somit besteht ein fließender Übergang zwischen petrothermalen und hydrothermalen Systemen, bei denen zum Teil ebenfalls hydraulische Stimulationsmaßnahmen eingesetzt werden, um die Anbindung an das Reservoir zu verbessern. Gemäß BVG (2017b) wird von einem petrothermalen Projekt gesprochen wenn:

- ▶ der Produktionshorizont das Grundgebirge oder eine geringpermeable Schicht mit einer Permeabilität von weniger als 10^{-14} m^2 ist und
- ▶ die Produktionsbohrung ohne hydraulische Stimulation keine wirtschaftlich relevante Schüttung liefert, wobei als wirtschaftlich relevant Bohrungen mit einem Produktionsindex von mindestens $\text{PI} = 10^{-2} \text{ m}^3 / (\text{MPa} \cdot \text{s})$ definiert werden, und
- ▶ der Produktionshorizont durch die hydraulische Stimulation nachweislich um mindestens den Faktor 2 verbessert wurde.

Der Begriff Hot-Dry-Rock (HDR), der früher in Abgrenzung zu hydrothermalen Systemen verwendet wurde und ein vollkommen trockenes Reservoirgestein annimmt, wird heute nicht mehr verwendet, ebenso die Begriffe Hot Fractured Rock (HFR), Hot-Wet-Rock (HWR) und Deep Heat Mining (DHM).

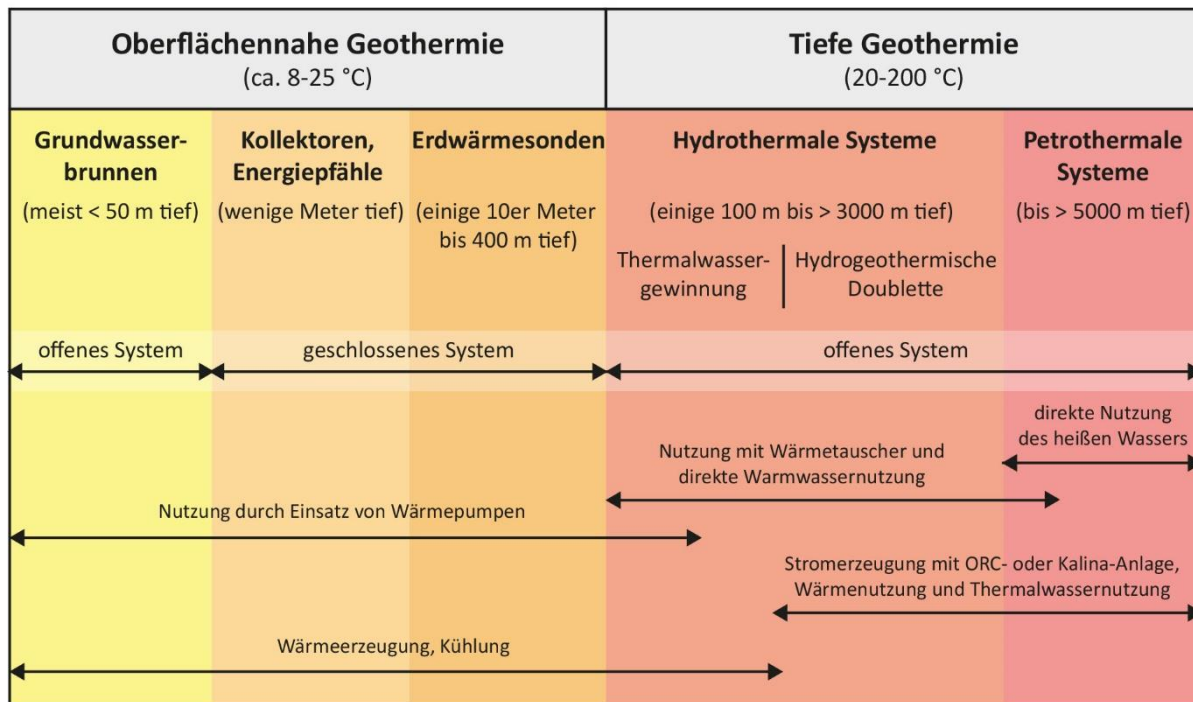
Die dritte Möglichkeit der tiefengeothermischen Wärmenutzung stellen **Tiefe Erdwärmesonden** (TEWS) dar. Dabei handelt es sich um ein Koaxialrohr, das in eine verrohrte Bohrung von über 400 m Tiefe eingebaut wird. Im Rohr zirkuliert ein Wärmeträgermedium (z.B. Wasser), das sich im Untergrund erwärmt. Es findet kein Stoffaustausch mit der Umgebung statt. Der große Vorteil dieser bereits weitgehend ausgereiften und verschleißfreien Technologie ist die Standortunabhängigkeit (Ubiquität) ohne Fündigkeitsrisiko. Durch das geschlossene Leitungssystem entfällt die Abhängigkeit von ausreichend Thermalwasser. Da kein Stoffaustausch mit dem Grundwasser besteht, werden mögliche Umwelteinflüsse minimiert.

Die Entzugsleistung einer TEWS liegt üblicherweise bei 80-250 W/m Bohrtiefe, ist jedoch stark von den Untergrundtemperaturen sowie den thermischen Gesteinseigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und -kapazität) abhängig. Damit ergibt sich im Vergleich zu offenen Systemen eine deutlich geringere thermische Leistung der TEWS von maximal einigen hundert Kilowatt.

Als weitere Nutzungsoption könnten zukünftig auch sogenannte halboffene Systeme an Bedeutung gewinnen, mit denen im Vergleich zum geschlossenen System theoretisch eine Steigerung der nutzbaren Energiemenge um 30-50 % erzielt werden (Law 2015). Bei einer halboffenen Erdwärmesonde wird die Entzugsleistung durch eine höhere Fließgeschwindigkeit des Wärmeträgermediums in der Sonde maximiert. Um einer dadurch zu erwartenden Temperaturabnahme entgegen zu wirken, wird periodisch über mehrere Tage Wasser mit geringer Fließrate (ca. 1-3 l/s) an die Erdoberfläche gefördert. Als kritisch ist die Entsorgung im Falle hochsalinarer Thermalwässer anzusehen. Halboffene Systeme befinden sich derzeit in Großbritannien in der Erprobungsphase.

Tiefengeothermische Ressourcen werden in Deutschland ausnahmslos über Tiefbohrungen erschlossen, über die das Wärmemedium (Thermalwasser im Falle offener Systeme, Wärmeträgerfluid im Falle tiefer Erdwärmesonden) an die Erdoberfläche gefördert und damit für eine energetische Nutzung verfügbar gemacht wird. Aufgrund von technischen und wirtschaftlichen Limitierungen beschränkt sich die Nutzung der Geothermie in Deutschland aktuell auf einen Bereich bis zu einer maximalen Bohrtiefe von ca. 5.000 m. Je nach geothermischem Gradienten können hier in Deutschland Temperaturen bis etwa 200 °C erwartet werden.

Abbildung 27: Nutzungsarten von Geothermie (< 200 °C)



Quelle: verändert nach Stober (2006).¹²

Systeme zur Nutzung von Tiefer Geothermie bestehen aus drei Hauptkomponenten: Wärmequelle / Reservoir, Thermalwasserkreislauf und obertägige Anlage. Die Wärmequelle wird dabei im Wesentlichen durch die Reservoirtemperatur, den Massenstrom und die chemische Zusammensetzung des Thermalwassers charakterisiert. Über die Produktionsbohrung wird das Thermalwasser durch eine Tiefpumpe an die Oberfläche gefördert. Dort wird dem Thermalwasser die Wärmeenergie entzogen und das abgekühlte Wasser anschließend über die Injektionsbohrung wieder in den Untergrund geleitet. Produktions- und Injektionsbohrung werden gemeinsam kurz als Dublette bezeichnet.

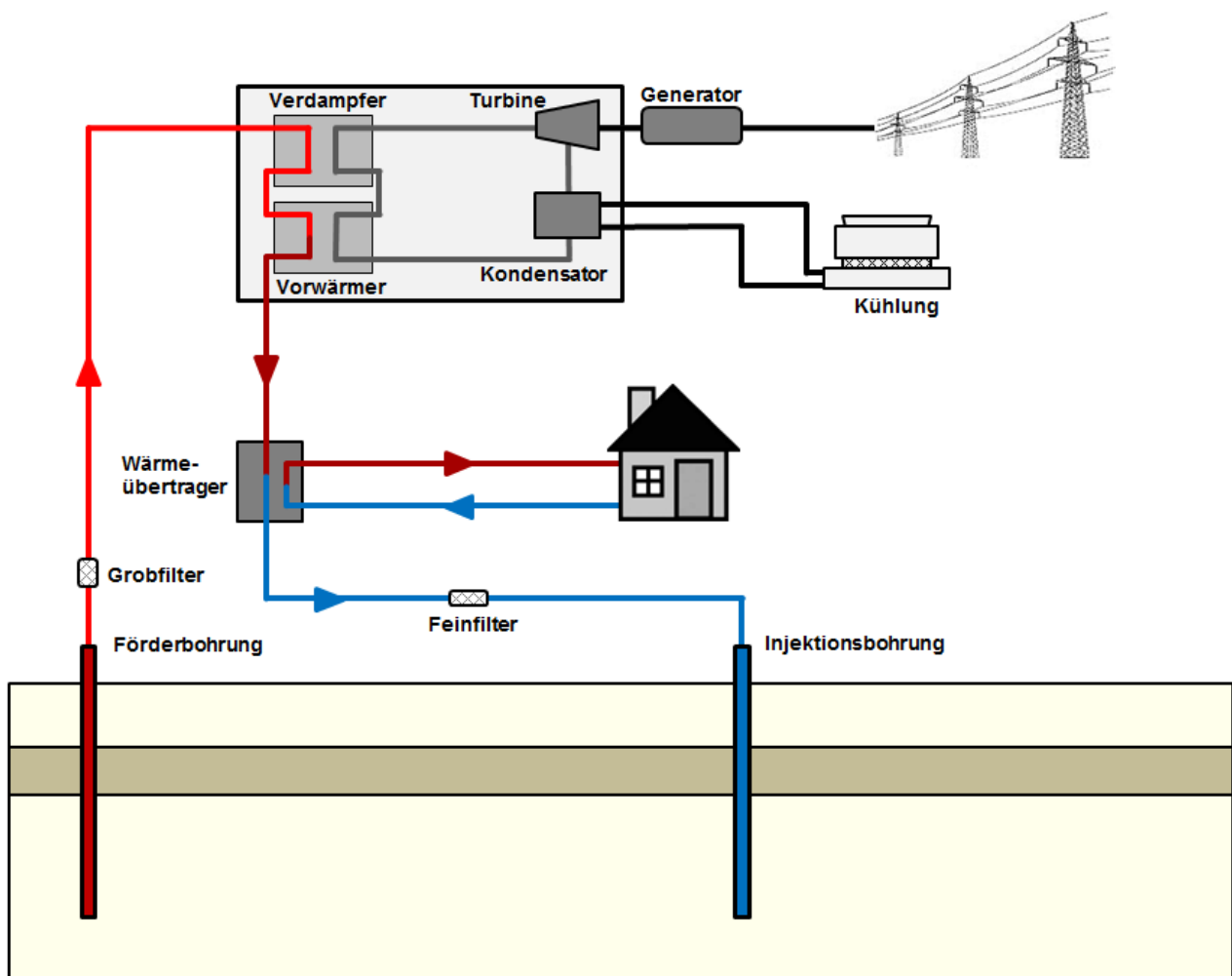
Die Auslegung der obertägigen Anlage richtet sich sowohl nach der nutzbaren Wärmemenge als auch der Abnehmerstruktur. Wird die Ressource rein thermisch genutzt, wird die Wärmeenergie aus dem Thermalwasser mittels Wärmeübertrager („Wärmetauscher“) an das Verteilungssystem des Wärmenetzes direkt übertragen (siehe z.B. Abbildung 82). Falls aufgrund geringer Reservoir-Temperaturen und/oder des Bedarfsprofils erforderlich, wird die Temperatur mit Hilfe von Wärmepumpen auf das

¹² Hinweis: Die angegebenen Temperaturen beziehen sich im Fall der oberflächennahen Geothermie auf ungestörte Untergrundtemperaturen. Im typischen Heizbetrieb liegen die nutzbaren Wärmequellentemperaturen von (Erdwärme-) Kollektoren und Erdwärmesonden (siehe z.B. Abbildung 25) unter den ungestörten Untergrundtemperaturen.

gewünschte Temperaturniveau angehoben. Der hierbei benötigte Strom kann beispielsweise durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) bereitgestellt werden (Beispiel Riehen, vgl. Kapitel 5.1.2.9).

Bei ausreichenden Reservoir-Temperaturen (i.d.R. $> 100\text{ °C}$) und entsprechenden Fließraten kann die geothermische Energie durch Zwischenschaltung eines thermodynamischen Kraft-Wärme-Prozesses neben der Wärmebereitstellung auch zur Stromproduktion genutzt werden. Bei Reservoir-Temperaturen unter $180\text{--}200\text{ °C}$, wie sie in Deutschland vorherrschen, erfolgt dies mittels so genannter binärer Anlagen. Die Wärme des geförderten Thermalwassers wird hierbei in einem Wärmeübertrager (Verdampfer) auf ein sekundäres Arbeitsmittel übertragen. Dabei handelt es sich entweder um ein niedrigsiedendes organisches Lösungsmittel wie n-Pentan oder n-Butan (ORC-Anlagen) oder um ein Zweiphasengemisch aus Ammoniak und Wasser (Kalina-Anlagen), wobei die meisten Geothermieranlagen das ORC-Verfahren nutzen. Das Arbeitsmittel wird in einer Turbine entspannt und die mechanische Energie der Drehbewegung in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Anschließend wird das Arbeitsmittel mittels Kondensator wieder in den flüssigen Zustand überführt, vorgewärmt und erneut dem Verdampfer zugeführt (Abbildung 28).

Abbildung 28: Schematische Darstellung einer binären Geothermieranlage zur Strom- und Wärme-produktion (stromgeführt, ohne Redundanz)



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

In Abhängigkeit der Zielsetzung des Betreibers (strom- oder wärmegeführtes Projekt) sowie der geologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommen unterschiedliche Schaltungsvarianten für die Kombination von Kraft- und Heizwerk in Betracht. Bei der Parallelschaltung (wärmegeführtes Projekt) wird der Thermalwasserstrom zwischen Heizwerk und Kraftwerk aufgeteilt. Maßgeblich für die Aufteilung ist der aktuelle Wärmebedarf, der den Thermalwasserbedarf im Heizwerk bestimmt. Der übrige Anteil des Thermalwassers wird zur Verstromung im Kraftwerk genutzt. Bei der Reihenschaltung (stromgeführtes Projekt) steht dem Heizwerk, das im Gegensatz zur Parallelschaltung dem Kraftwerk nachgeschaltet ist, nicht mehr die ursprüngliche Fördertemperatur zur Verfügung. Stattdessen tritt das Thermalwasser mit der Temperatur in das Heizwerk ein, auf die es im Kraftwerk bereits abgekühlt wurde (Abbildung 28).

In Deutschland gibt es gegenwärtig 33 Projekte, die tiefe Geothermie aus einer Bohrtiefe von mehr als 400 Metern zur Wärmeversorgung nutzen. 24 dieser Anlagen werden dabei ausschließlich zur Wärmeproduktion genutzt, sechs sind Heizkraftwerke, die sowohl Wärme als auch Strom produzieren. Die installierte Wärmeleistung dieser Anlagen beträgt insgesamt rund 314 MW. Neben diesen bestehenden Anlagen sind laut Bundesverband Geothermie 35 weitere Anlagen in Bau bzw. Planung (vgl. BVG 2017a).

Die Investitionskosten für ein Geothermieheizwerk sind vergleichsweise hoch. Sie betragen etwa 1.350 € je kW thermische Leistung (Paar et al., 2013). Dabei stellt der hohe Bedarf an Risikokapital für die Bohrungen die größte Herausforderung dar. Die resultierenden Wärmegestehungskosten sind jedoch durch die geringen Brennstoff- bzw. Energiekosten im Betrieb mit etwa 40 €/MWh bereits heute wettbewerbsfähig gegenüber fossiler Wärmeerzeugung (z.B. Greller & Bieberbach 2015).

Gegenüber fossiler Wärmeerzeugung weist die tiefe Geothermie deutliche Einsparung an Treibhausgasen auf (Frick et al., 2007, Memmler et al., 2014). (Frick et al., 2007) kommen zu dem Ergebnis, dass von einer geothermischen Anlage keine Schadenswirkungen auf ökologische Systeme ausgehen und die Ökobilanz am besten ist, wenn die im Thermalwasser enthaltene Energie möglichst umfassend und effizient genutzt wird.

3.2.2 Oberflächennahe Geothermie

Während die Energiequelle der oberflächennahen Geothermie überall verfügbar ist, ist deren Erschließbarkeit lokal eingeschränkt. So ist „eine thermische Nutzung des Untergrunds in Trinkwasserschutzgebieten bzw. in Einzugsgebieten von Trinkwassergewinnungsanlagen (DVGW W 101) sowie Heilquellenschutzgebieten (...) in der Regel ausgeschlossen“ (VDI 2010).

Auch aus den geologischen und hydrogeologischen Gegebenheiten am Standort können weitere Einschränkungen (z.B. Bohrtiefenbegrenzungen, Bohrverbote) oder besondere Anforderungen an die Qualität der zu erstellenden Bohrungen (z.B. Begleitung durch einen Sachverständigen) resultieren, die einen erhöhten Kostenaufwand zur Folge haben können.

Ein anschauliches Beispiel hierfür ist das Land Baden-Württemberg. Dort traten bis zum Jahr 2011 mehrere Schadensfälle in Verbindung mit Erdwärmesondenbohrungen auf. Bei diesen Schadensfällen kam es zu teilweise massiven Schäden an zahlreichen Gebäuden im Umkreis der betroffenen Bohrung/en. Im Gegensatz zu der deutschlandweit prinzipiell hohen Akzeptanz von oberflächennahen Geothermieanlagen wurden dadurch deutliche Vorbehalte bei der Bevölkerung in Baden-Württemberg gegenüber Geothermieanlagen hervorgerufen. Somit sank die Zahl der jährlichen Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg seit 2009 kontinuierlich (vgl. Grimm et al., 2014). Als Reaktion auf die Schadensfälle und die rückläufige Zahl an Erdwärmesondenbohrungen wurden durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg die „Leitlinien Quali-

tätssicherung Erdwärmesonden“ (UM BaWü 2011) eingeführt. Diese Leitlinien haben zur Qualitätsverbesserung und zur Vermeidung weiterer Schadensfälle bei Erdwärmesondenbohrungen beigetragen (vgl. Grimm et al., 2014). Damit können die Leitlinien Qualitätssicherung Erdwärmesonden trotz der mit ihnen verbundenen Mehrkosten dazu beitragen, die Anzahl der jährlich abgeteuften Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg wieder ansteigen zu lassen.

Die Umweltwirkung ist bei der oberflächennahen Geothermie zum einen durch die nachgelagerte exergetische Aufwertung und den dortigen Einsatz von Strom bzw. Brennstoffen determiniert. Zum anderen stellt der Eingriff in den Untergrund und dessen thermische Veränderung eine potentiell negative Umwelteinwirkung dar (Griebler et al., 2015). Griebler et al. (2015) schlagen zur Beurteilung der Temperaturveränderung im Untergrund und deren Auswirkung auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften die Einführung eines sogenannten „thermischen Impacts“ als Bewertungshilfe in Verbindung mit thermischen Geringfügigkeitsschwellenwerten vor. Dieser thermische Impact und die Geringfügigkeitsschwellenwerte sollen in dem Folgeprojekt „Umweltverträgliche Nutzung geothermischer Wärmespeicher - Ermittlung und Bewertung thermischer Veränderungen im Grundwasser, thermische Bewirtschaftung des Grundwassers, Handlungsempfehlungen (FKZ 3717 43 249 0) vertiefend thematisiert werden (Kuntz et al., 2017).

Zur Minimierung der thermischen Auswirkungen und zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit; s. unten) ist ein Betrieb der oberflächennahen Geothermieranlagen (insbesondere von Erdwärmesonden) mit einer ausgeglichenen Energiebilanz ideal. D.h. die zum Heizen aus dem Untergrund entnommenen Wärmemengen sollten ungefähr den im Kühlbetrieb in den Untergrund eingebrachten Wärmemengen entsprechen.

Hinsichtlich des Eingriffs in den Untergrund sind hydrogeologische Stockwerksverbindungen mehrerer Grundwasserleiter, die durch unvollständige/undichte Erdwärmesondenverfüllungen hervorgerufen werden, als besonders kritisch zu bewerten. Derartige Stockwerksverbindungen sind für die Mehrzahl der in den letzten Jahren bekannt gewordenen Schadensfälle durch Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg verantwortlich (Grimm et al., 2014).

Auch der Austritt der Wärmeträgerflüssigkeit stellt eine potenzielle Umweltauswirkung dar, wobei diese hauptsächlich durch die in den Wärmeträgerflüssigkeiten enthaltenen Zusatzstoffe (z.B. Korrosionsinhibitoren) bedingt ist. Reine Glykole werden hingegen im Untergrund meist schnell biologisch abgebaut (Ilieva et al., 2014). Grundsätzlich gilt, dass als Frostschutzmittel für Erdwärmesonden nur Stoffe eingesetzt werden dürfen, die nicht als wassergefährdend eingestuft werden und / oder deren Wassergefährdungsklasse die WGK1 (Wassergefährdungsklasse 1) nicht übersteigt. Es gilt zudem zu beachten, dass (Mono-)Ethylenglykol als eines der gebräuchlichsten Frostschutzmittel als gesundheitsschädlich eingestuft ist (DGG & DGGT 2015).

Die oberflächennahe Geothermie fällt auf einem Temperaturniveau an, das für eine nachgeschaltete Wärmenutzung zum Heizen exergetisch aufgewertet werden muss. Die exergetische Aufwertung erfolgt in der Regel mit elektrisch angetriebenen Kompressionswärmepumpen. Daher ist die wärmenetzgebundene Nutzung der oberflächennahen Geothermie insbesondere in Kombination mit exergetisch optimierten Wärmenetzen sinnvoll und aussichtsreich.

Sofern mehrere Verbraucher über eine zentrale geothermische Erschließung (z.B. ein Erdwärmesondenfeld) versorgt werden, kann die exergetische Aufwertung zum einen über eine zentral eingebundene Wärmepumpe werden. Die Versorgung der Verbraucher erfolgt dann über ein Wärmenetz mit möglichst geringer Temperatur (z.B. Low-Ex-Netz). Zum anderen können auch dezentrale Wärmepumpen zur exergetischen Aufwertung bei den einzelnen Verbrauchern installiert werden. Das betreffende Wärmenetz hat zudem meist eine geringe Leitungslänge und wird daher als kalte Nahwärme bezeichnet.

Insbesondere die Systeme mit zentraler (Groß-)Wärmepumpe können in Kombination mit Wärmespeichern eine interessante Option für die Kopplung zum Strommarkt sein. Im Gegensatz zu den Systemen mit dezentralen Wärmepumpen muss lediglich eine Wärmepumpe angesteuert werden, die jedoch eine hohe Leistung aufweist. Zudem muss der zentrale Wärmespeicher nicht in einem Gebäude eingebaut sein und kann dadurch ggf. kostengünstiger und bezogen auf die Leistung der Wärmepumpe größer ausgeführt werden als zahlreiche gebäudeintegrierte Einzelspeicher.

Die Wirtschaftlichkeit der oberflächennahen Geothermie hängt von vielen Randbedingungen ab, insbesondere von den Bohrkosten für die Erdwärmesonden. Diese wiederum sind stark von der Art des Untergrundes vor Ort abhängig. Besonders wirtschaftliche Systeme können realisiert werden, wenn die oberflächennahen Geothermieranlagen sowohl zum Heizen als auch zum Kühlen, d.h. doppelt genutzt werden. Diese Anwendungsmöglichkeit ist insbesondere im Bürogebäudebereich gegeben. Im geschilderten Fall dient der Untergrund als Wärmespeicher auf sehr geringem Temperaturniveau (ca. 5-20 °C). Es wurden jedoch auch bereits Erdwärmesondenfelder realisiert, bei denen der Untergrund als saisonaler Wärmespeicher auf einem deutlich höheren Temperaturniveau genutzt wird (s. Abschnitt 5.2 und 7.2.2).

Eine großflächigere Energiegewinnung durch Erdwärmesonden, wie sie als Wärmequelle für Wärmenetze notwendig ist, kann in den dichtbebauten Bereichen von Innenstädten durch fehlenden Raum an Grenzen stoßen. Die Studie der Institute Beuth (Berlin) und ifeu (Heidelberg) (Jochum et al., 2017) zeigt auf Basis von GIS-Analysen Möglichkeiten und Grenzen auf. Andere Studien (Wagner & Weisskopf 2014, Persdorf et al., 2015) weisen darauf hin, dass eine hohe Nutzungsdichte von Erdwärmesonden zu einer großräumigen Abkühlung im Untergrund führen kann, die eine alleinige Nutzung der oberflächennahen Geothermie ohne sommerliche Regeneration in Frage stellt. Demgegenüber kann im innerstädtischen Raum oder allgemein im Bereich stark versiegelter Flächen von einem großflächigen, wenige 10 m tief reichenden Wärmeentzug ein positiver Umwelteffekt ausgehen, wenn die durch Siedlung und Klimawandel deutlich erhöhten Grundwassertemperaturen dadurch wieder an die natürliche, ungestörte Temperatur angenähert werden.

Erdwärmesonden

Für die oberflächennahe geothermische Energiegewinnung (bis 400 m Tiefe) werden vorwiegend Erdwärmesonden genutzt. Diese bestehen aus Kunststoffrohren, meist aus Polyethylen (PE), die in vertikale Bohrlöcher eingebracht und darin vergossen werden. Werden diese Sonden mit einem Wärmeträger (i.d.R. Wasser-Glykol-Mischung) durchströmt, nimmt dieser Wärmeträger im Heizfall Wärme aus dem Erdreich auf und führt diese einer thermischen Nutzung zu. Im Sommer kann wiederum das von Erdwärmesonden gelieferte Temperaturniveau von in der Regel 8 bis 12 °C zur Kühlung durch z.B. eine Baukernaktivierung verwendet werden.

Der gängigste Anwendungsfall von Erdwärmesondensystemen (EWS) ist die Beheizung von Gebäuden. Um die für den Gebäudebereich notwendigen Heiztemperaturen zu erreichen, werden in diesen Systemen Wärmepumpen eingesetzt. Marktübliche Wärmepumpen benötigen Strom als Antriebsenergie. Dieser Strombedarf wird umso höher, je höher die von der Wärmepumpe zu liefernde Temperatur wird (sofern die Quelltemperatur konstant bleibt). Dies bedeutet, dass Wärmepumpen-Heizsysteme, die niedrige Temperaturen benötigen wie z.B. Niedertemperatur-Flächenheizungen mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 30 °C einen weitaus kleineren jährlichen Strombedarf aufweisen als Wärmepumpen-Heizsysteme für Raumheizungen mit höheren Vorlauftemperaturen wie z.B. für Radiatoren mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 70 °C.

Zur Beurteilung der Effizienz der Wärmepumpen-Heizsysteme wird die sogenannte Jahresarbeitszahl verwendet, die angibt, welcher Anteil an Wärme in Bezug auf den eingesetzten Anteil an Strom jährlich gewonnen werden kann. Eine Jahresarbeitszahl von 3,0 bedeutet, dass 3 kWh Wärme unter Einsatz von 1 kWh Strom gewonnen werden können.

In verschiedenen Monitoringprojekten wurden Jahresarbeitszahlen erdgekoppelter Wärmepumpenanlagen von im Mittel 3,3 für Bestandsgebäude und 3,9 für Neubauten ermittelt (BINE 2013). Richtwerte für Jahresarbeitszahlen effizienter Systeme können z.B. den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (BMWi 2015c) entnommen werden. Gemäß BMWi (2015c) wird für erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen im Gebäudebestand mit einer Jahresarbeitszahl von 3,8 (Wohngebäude) bzw. 4,0 (Nichtwohngebäude) eine Basisförderung gewährt, eine Innovationsförderung ist für erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen sowohl im Gebäudebestand als auch im Neubau ab einer Jahresarbeitszahl von 4,5 möglich.

Werden einzelne Betriebspunkte einer Wärmepumpe betrachtet, erfolgt die Effizienzbewertung der Wärmepumpe mit Hilfe des COP (englisch: coefficient of performance; auch Leistungszahl genannt). Der COP gibt das in Prüfständen ermittelte Verhältnis der Wärmeleistung der Wärmepumpe zur eingesetzten Stromleistung wieder. Die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe wird hingegen berechnet, indem die im Laufe eines Jahres von der Wärmepumpe abgegebene Wärmemenge ins Verhältnis zur eingesetzten elektrischen Energiemenge für den Antrieb der Wärmepumpe (einschließlich Verdichter und Hilfsantriebe) gesetzt wird. Im Gegensatz zum COP werden bei der Ermittlung von Jahresarbeitszahlen also die realen Betriebs- und Wetterbedingungen berücksichtigt.

Erdwärmesonden können auf verschiedene Methoden ausgelegt werden. VDI 4640 Teil 2 gibt als Auslegungsgrundsatz maximale Temperaturänderungen des zur Erdwärmesonde zurückkehrenden Wärmeträgermediums gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur an (VDI 2001):

- im Dauerbetrieb (Wochenmittel): max. ± 11 K Temperaturänderung gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur
- bei Spitzenlast: max. ± 17 K Temperaturänderung gegenüber der ungestörten Untergrundtemperatur

Häufig angewendet werden in Deutschland die vereinfachten Auslegungsrichtlinien nach VDI 4640 Teil 2 (VDI 2001). Hierbei werden spezifische Entzugsleistungen von Erdwärmesonden mit einer Sondenlänge zwischen 40 und 100 m verwendet (s. Tabelle 7).

Tabelle 7: Entzugsleistungen für Erdwärmesonden (λ : Wärmeleitfähigkeit)

Jährliche Volllaststunden der Wärmeerzeugung	bei 1.800 h	bei 2.400 h
Allgemeine Richtwerte:		
Schlechter Untergrund (trockenes Sediment) ($\lambda < 1,5$ W/(m ² K))	25 W/m	20 W/m
Normaler Festgesteins-Untergrund und wassergesättigtes Sediment ($\lambda = 1,5 - 3,0$ W/(m ² K))	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit ($\lambda > 3,0$ W/(m ² K))	84 W/m	70 W/m
Einzelne Gesteine:		
Kies, Sand, trocken	< 25 W/m	< 20 W/m

Kies, Sand, wasserführend	65 - 80 W/m	55 - 65 W/m
Ton, Lehm, feucht	35 - 50 W/m	30 - 40 W/m
Kalkstein (massiv)	55 - 70 W/m	45 - 60 W/m
Sandstein	65 - 80 W/m	55 - 65 W/m

Quelle: VDI (2001)

Auch wenn diese vereinfachten Auslegungsrichtlinien nur unter bestimmten Bedingungen angewendet werden können, verdeutlichen die Werte (s. Tabelle 7) dennoch, dass eine genaue Kenntnis des Untergrundes und der Anlagentechnik notwendig ist, um eine Anlage mit Erdwärmesonden auslegen zu können. Zu den Anwendungsvoraussetzungen der vereinfachten Auslegungsrichtlinien gehören u.a.:

- ▶ maximale Wärmepumpen-Heizleistung von 30 kW
- ▶ nur Heizbetrieb ggf. einschließlich Warmwasser
- ▶ Mindestabstand der Erdwärmesonden 5-6 m, da bei geringeren Abständen eine gegenseitige Beeinflussung der Erdwärmesonden entsteht

Erdwärmekollektoren

Bei Erdwärmekollektoren handelt es sich um Wärmeübertrager, die horizontal oder schräg in den oberen 5 m des Untergrundes im freien Gelände eingebaut sind (VDI 2001).

„Erdwärmekollektoren bestehen aus langen Rohrleitungen, die ähnlich einer Fußbodenheizung in den frostfreien Bereich unbebauter Grundstücksflächen eingebaut werden. Werden diese Rohrleitungen mit Wasser o.ä. durchströmt, kann die oberflächennahe Umwelt- und Sonnenwärme entzogen und als Wärmequelle für eine Wärmepumpe genutzt werden. (...) Eine Variante der Erdwärmekollektoren sind die sogenannten Erdkörbe, bei denen die Rohrleitungen zu großen, oft mehrere Meter hohen Körben gebündelt sind. Diese werden dann ebenso oberflächennah in den Untergrund eingebaut.“ (Michl et al., 2013).

Die Wärmeleistung der Erdkollektoren wird durch die wärmetechnische Regenerationsfähigkeit des Bodens begrenzt. Der Boden muss in der Lage sein, die zu Heizzwecken entnommene Wärme durch Sonneneinstrahlung und Wärmeübergang mit der Luft in der Regenerationsphase (Sommerhalbjahr) wieder aufzunehmen. Auch muss ein Vereisen des Bodens vermieden werden, da dies die Effizienz der Wärmepumpe drastisch verringert.

„Die Entzugsleistung von Erdwärmekollektoren ist höher, wenn diese in wasserspeicherndem, evtl. sogar grundwasserdurchströmtem Erdreich eingebaut und nicht überbaut werden. Ihre Entzugsleistung beträgt in trockenen, nicht bindigen Böden (z.B. Sand, Kies) zwischen 8 und 10 W/m² und kann bis zu rund 35 W/m² in wassergesättigtem Sand oder Kies ansteigen. Die spezifische jährliche entzogene Wärmemenge sollte zwischen 50 und 70 kWh/(m² a) liegen.“ (Michl et al., 2013).

Der Flächenbedarf für Erdwärmekollektoren ist hoch. Wird z.B. ein Einfamilienhaus in Passivhaus-Bauweise mit einer Wohnfläche von 120 m² angenommen, so ist ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 5.000 kWh/a zu decken. Werden Erdwärmekollektoren als Wärmequelle einer Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3,0 verwendet, sind selbst für das energiesparende Passivhaus rund 55 m² nicht überbaute, mit Erdwärmekollektoren ausgerüstete Fläche notwendig.

Die Verwendung von Erdwärmekollektoren als singuläre Wärmequelle für Wärmenetze erscheint aufgrund des großen Bedarfs an unüberbauter Fläche nur theoretischer Art und ist zumindest im urba-

nen Siedlungsbereich Deutschlands nur selten realisierbar. Eine Option der Anwendung von Erdwärmekollektoren in eher ländlichen Siedlungsbereichen ist eine als „Agrothermie“ bezeichnete Verlegeart. Dabei werden die Erdregister auf den landwirtschaftlich genutzten Flächen in einer Tiefe von ca. 2 m verlegt, die die landwirtschaftliche Weiternutzung nicht beeinträchtigen soll (BVG 2012). Eine solche Anlage ist als sog. *Kaltes Nahwärmenetz* in der Plusenergiesiedlung Wüstenrot (s. Kap. 7.1.2) realisiert worden.

Grundwasser

Hiermit ist die Nutzung von Grundwasser aus oberflächennahen Untergrundschichten gemeint, das zur direkten Kühlung oder mit Hilfe von Grundwasserwärmepumpen zur Gebäudebeheizung verwendet werden kann. „Zur thermischen Nutzung soll im Hinblick auf die Effizienz der Anlage wie auch auf den Grundwasserschutz vorrangig oberflächennahes Grundwasser mit freiem Grundwasserspiegel benutzt werden.“ (VDI 2015). Hieraus ergeben sich Bohrtiefen von typischerweise 5 – 20 m.

„Wichtige Voraussetzungen für eine thermische Nutzung des Grundwassers sind eine ausreichende Ergiebigkeit des Entnahmebrunnens und die Schluckfähigkeit des Rückgabebrunnens. Um die Dauerentnahme zu gewährleisten, sollte laut VDI (2001) ein Nenndurchfluss von 0,25 m³/h pro kW Verdampferleistung einer das Grundwasser als Wärmequelle nutzenden Wärmepumpe durch den Brunnen gewährleistet sein. Die Ergiebigkeit sowie die Schluckfähigkeit hängen unter anderem von der Wasserdurchlässigkeit des Gesteins (k_r-Wert) ab. Für eine ausreichend große Ergiebigkeit sind vor allem Porengrundwasserleiter, wie Sande und Kiese, mit einem geringen Anteil an Feinbestandteilen (Schluff, Ton, Feinsand) und mit einem geringen Grundwasserflurabstand geeignet. Eher weniger geeignet sind dagegen Kluft- und Karstgrundwasserleiter. (...) Verockerungsprozesse der Brunnen, welche vor allem bei sauerstoffreichen Grundwässern mit hohem Redox-Potenzial auftreten, können zu Problemen führen. Laut dem Umweltministerium Baden-Württemberg ist hierfür eine Mangankonzentration > 0,05 mg/l, sowie eine Eisenkonzentration > 0,1 mg/l im Grundwasser als kritisch anzusehen (UM BaWü 2009).“ (Michl et al., 2013).

Den rechtlichen Rahmen für die Erstellung von Anlagen zur Nutzung des Grundwassers bilden das Wasserhaushaltsgesetz des Bundes und die jeweiligen Wassergesetze der Bundesländer.

In Deutschland wird Grundwasser als thermische Wärmequelle überwiegend für Einzelgebäude verwendet. Bei geeignetem Untergrund (lokal bis regional bedingt) verwenden Einfamilienhäuser Grundwasserbrunnen als Wärmequelle für eine Wärmepumpe zum Heizen. In Innenstädten mit starkem Grundwasseranfall wird auch für große Büro- und Verwaltungsgebäude über Brunnen gefördertes Grundwasser zur Gebäudekühlung im Sommer (Baukernaktivierung) und als Wärmequelle zur Heizwärmeerzeugung durch Wärmepumpen verwendet.

Bei urbanen Siedlungsdichten zeigt sich, dass eine großflächige Nutzung des Grundwassers zur thermischen Warmegewinnung und Kühlung ihre Grenzen hat: die gegenseitige Beeinflussung einzelner thermisch aktivierter Brunnen ist in Innenstädten mit hierzu geeigneter Geologie wie z.B. in Frankfurt am Main, München oder auch Basel schon merkbar, indem die Entzugsleistungen der einzelnen Brunnen abnehmen. Grund hierfür ist, dass die vielfache thermische Nutzung des Grundwassers zu einer großflächigen Veränderung der Temperaturen im Untergrund führt. Dadurch nimmt die Effizienz der einzelnen Grundwasser-Wärmepumpensysteme ab.

Eine thermische Nutzung des Grundwassers für Fernwärmesysteme ist grundsätzlich möglich: Im dänischen Rye deckt eine Grundwasser-Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 2,4 MW etwa 60 % des dortigen Fernwärmebedarfs. Die Wärmepumpe weist einen COP von 3,7 auf (Bobach 2016).

Noch größere Grundwasser-Wärmepumpen sind in der italienischen Stadt Mailand im Einsatz. In den Anlagenstandorten Canavese und Famagosta der Mailänder Fernwärmeversorgung sind zwei Grundwasser-Wärmepumpen mit je 15,5 MW thermischer Leistung installiert (Masella 2014).

3.2.3 Grubenwasser

Die energetische Nutzung von Grubenwasser könnte ebenfalls eine attraktive Option sein. Dies betrifft insbesondere Grubenwasser und das im Bergbau anfallende Sumpfungswasser aus dem Stein- und Braunkohlenbergbau. Die auftretenden Grubenwässer bzw. die gewinnbare Grubenwärme weisen Temperaturen zwischen ca. 10 °C und > 30 °C auf. Stober et al. (2016) geben diesbezüglich an, dass nutzbare Grubenwässer häufig Temperaturen von 12 – 24 °C aufweisen.

Zur Nutzbarmachung dieser Temperaturen ist also eine exergetische Aufwertung erforderlich. Dafür können z.B. Wärmepumpen oder Kesseltechnologien eingesetzt werden. Die Umweltwirkung ist bei der Grubenwassernutzung weitgehend durch diese nachgelagerte exergetische Aufwertung und den damit verbundenen Einsatz von Strom bzw. Brennstoffen determiniert. Positiv hervorzuheben ist die grundsätzlich hohe Akzeptanz bei der thermischen Nutzung von Grubenwasser.

Auch wenn die Bergbauaktivitäten in Deutschland rückläufig sind, bieten die ehemaligen Grubenräume und deren wasserwirtschaftliche Einrichtungen sowie die aus bergbaulichen Aktivitäten resultierenden Hebungs- respektive Sumpfungswässer gute Nutzungs- und Speicherungsmöglichkeiten zur Wärmeversorgung.

Hierfür kommen die Grubenwasservorkommen in den deutschen Energiebergbauregionen in Betracht, in denen, insbesondere durch die dauerhafte Sicherung auch nach Stilllegung des Bergbaubetriebes Wässer mit Temperaturen im Bereich von ca. 15 °C bis zum Teil > 30 °C in z. T. sehr großen Mengen anfallen. In diesem Zusammenhang sind i. W. die Steinkohlenreviere von Ruhr, Saar, Ibbenbüren, Aachen, Sachsen, Bayern sowie die deutschen Braunkohlereviere, wie Rheinisches Braunkohlerevier, Lausitzer und Helmstedter Braunkohlenreviere sowie das Mitteldeutsche Braunkohlenrevier zu nennen. Daneben stellt der Kali- und Steinsalzbergbau im niedersächsischen und nordhessischen Gebiet eine nutzbare Wärmequelle dar.

Die thermische Nutzung der Grubenwässer wurde schon mehrfach untersucht. Nur wenige Vorhaben wurden realisiert, so z.B. in Bochum und Zwickau (BMW 2014), da für eine Nutzung von Grubenwässern als Wärmequelle für Fernwärmesysteme folgende Problempunkte existieren:

- ▶ Bergbaugebiete, die Grubenwässer bieten, liegen ggf. weit entfernt von möglichen Wärmenetzen, die die Wärme aufnehmen könnten.
- ▶ Grubenwässer, insbesondere aus größeren Tiefen, sind ggf. mit Schlamm, Mineralien oder mit Schadstoffen (Schwermetalle o.ä.) belastet, die eine technische Erschließung der damit verbundenen Wärme erschweren und verteuern.
- ▶ Die Zuständigkeiten insbesondere im Sicherungsbetrieb nach Ende des Bergbaubetriebes sind ggf. komplex und ggf. über einige Jahre im Übergang auf zukünftig zuständige Betreiber. Eine vertragliche Regelung zur Nutzung von Grubenwässern kann in diesen Fällen sehr komplex werden.

3.2.4 Umweltwärme

Als Umweltwärme wird die Wärme aus Oberflächengewässern und der Umgebungsluft bezeichnet. Zusammen mit der oberflächennahen Geothermie bilden sie die Gruppe der erneuerbaren Umgebungswärme, die nach der exergetischen Aufwertung mit Wärmepumpen zur Wärmeversorgung nutzbar sind.

Oberflächenwasser

Wärmepumpen können genutzt werden, um Wärme aus Oberflächengewässern (Seen, Flüsse, Kanäle, Meer) zu entziehen und damit Heizleistungen zu erbringen. Eine Herausforderung ist dabei das Temperaturniveau der Gewässer im Jahresverlauf. Während bei der Geothermie eine jahreszeitlich relativ gleichbleibende Temperatur des Wärmereservoirs vorhanden ist, ist die Temperatur von Oberflächengewässern stark von der Außentemperatur abhängig. Gerade zu den Zeiten des hohen Heizbedarfs im Winter ist deren Temperaturniveau besonders niedrig. Dies kann auch dazu führen, dass wegen Vereisung keine Wärmeentnahme möglich ist.

In Deutschland wurden bislang objektbezogene Lösungen mit Wärmepumpen auf Basis Oberflächenwasser umgesetzt. Ein Beispiel dafür ist die Stadthalle Singen, die seit 2007 über eine Flusswasserpumpe mit 660 kW Leistung beheizt wird (Daikin 2007).

In der Schweiz sind zahlreiche Seewasser-Wärmepumpen für die Wärmeversorgung installiert, allein im Kanton Zürich waren es bis zum Jahr 2011 bereits mehr als 30 Anlagen (Figuerola 2011). Der Schweizer Fernwärmeverband sieht in der Nutzung der Wärmepotenziale aus den Schweizer Seen eine wesentliche Wärmequelle für die künftige Fernwärmeversorgung der Schweiz (Eicher 2014).

Bereits seit vielen Jahren etabliert ist die Nutzung von Großwärmepumpen auf Basis Oberflächenwasser in skandinavischen Fernwärmesystemen. In der schwedischen Hauptstadt Stockholm wird die Wärme der Ostsee durch mehrere Großwärmepumpen mit insgesamt 180 MW Leistung genutzt und deckt etwa ein Viertel des städtischen Fernwärmebedarfs (Friothers 2008). Weitere große Anlagen mit Einbindung in Fernwärmeversorgungen finden sich z.B. im finnischen Helsinki mit 60 MW Leistung (Friothers 2007) oder im norwegischen Drammen mit 13 MW Leistung (EHPA 2015).

Umgebungsluft

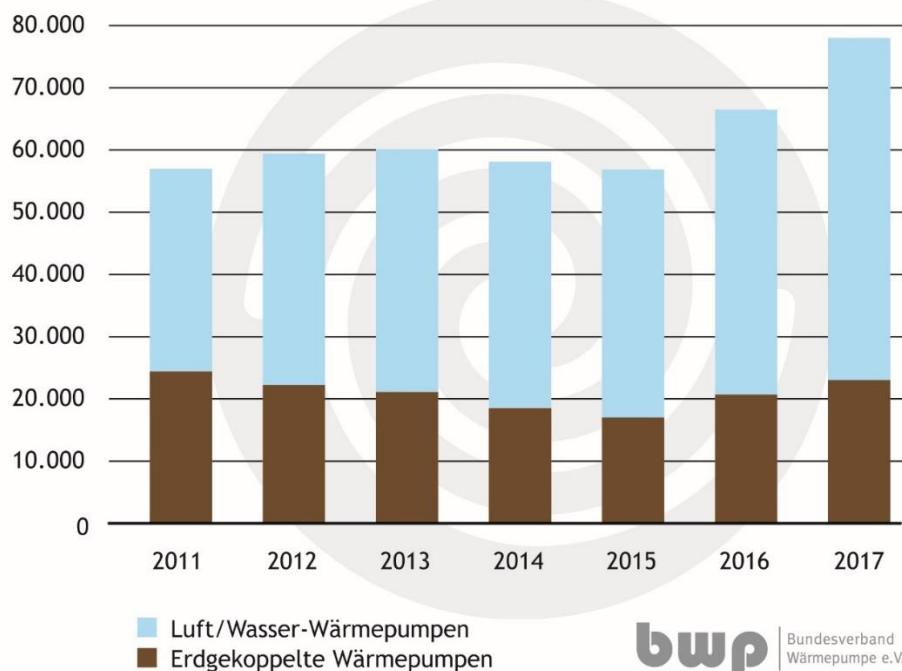
Luftwärmepumpen nutzen die Wärme der Umgebungsluft. Die Wärmeübertragungsflächen können auf Dächern, an Wänden oder als „Energiezäune“ installiert werden. Die Anwendung von Luftwärmepumpen trifft in der Praxis auf verschiedene Herausforderungen.

Die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmequelle von Wärmenetzen ist aufgrund des geringen Energieinhaltes der Luft und dem für eine Wärmegewinnung notwendigen hohen Luftdurchsatz der Wärmeübertrager stark begrenzt. Zur Gewinnung der Umgebungswärme aus der Luft wird meist im Außenbereich ein Wärmeübertrager mit Gebläse installiert, das im Betrieb relativ hohe Strömungsgeräusche verursachen kann. Bei der Außenaufstellung der gesamten Wärmepumpe (nicht nur des Wärmeübertragers mit Gebläse) können zusätzlich Geräuschbelästigungen durch den Kompressor der Wärmepumpe entstehen.

„Dieser Wärmeübertrager kann bei Außentemperaturen von unter 0 °C durch die noch vorhandene Luftfeuchtigkeit gefrieren und muss für einen weiteren Betrieb abgetaut werden. Bei Temperaturen unter dem Bivalenzpunkt (ca. bei -5 °C) wird die Wärmepumpe i. d. R. durch einen elektrischen Heizstab unterstützt. Beides führt zu einer Verschlechterung des Wirkungsgrades an Tagen mit höchstem Heizbedarf.“ (Michl et al., 2013).

Die energetische Effizienz von Luftwärmepumpen ist systembedingt geringer als die von erdgekoppelten Wärmepumpen. Allerdings sind die Investitionskosten dieser Anlagen vergleichsweise gering, so dass sowohl im Neubau als auch bei der Modernisierung im Wohnungsbau zunehmend Luftwärmepumpen eingesetzt werden (s. Abbildung 29). Wie Abbildung 29 auch zeigt, ist seit 2016 nach vielen Jahren des Rückgangs wieder eine Zunahme der Anzahl an abgesetzten erdgekoppelten Wärmepumpen zu verzeichnen, wodurch sich der Anteil der erdgekoppelten Wärmepumpe am Gesamtabsatz der Heizungsärmepumpen bei ca. 30 % stabilisiert. Im Jahr 2005 betrug der Anteil der erdgekoppelten Wärmepumpen an der Gesamtanzahl der allerdings lediglich ca. 20.000 abgesetzten Heizungsärmepumpen noch ca. 70 % (BWP 2018a).

Abbildung 29: Absatzzahlen für Heizungsärmepumpen in Deutschland 2011 bis 2017



Quelle: BWP (2018)

Die Wirtschaftlichkeit der Umweltwärme hängt von vielen Randbedingungen ab, etwa vom geforderten Temperaturniveau und den Strom- bzw. Brennstoffpreisen zur zwingend erforderlichen exergetischen Aufwertung. Die Klimawirkung ist bei der Nutzung von Umgebungsluft weitgehend durch die nachgelagerte exergetische Aufwertung und den damit verbundenen Einsatz von Strom bzw. Brennstoffen determiniert. Daneben ist z.B. bei Sole- oder Frostschutzmitteln ein ausreichender Gewässer- und Bodenschutz notwendig. Die Akzeptanz von Umweltwärmenutzungen ist grundsätzlich hoch. Die tieffrequente Lärmbelastung durch Luftwärmepumpen führt jedoch zu Konflikten. Hierbei ist zu beachten, dass bei Einwirkung mehrerer Schallquellen die resultierende Schallimission höher ist als die Schallimission der einzelnen Schallquellen.

Wärmepumpen auf Basis der Umgebungsluft spielen bisher im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung keine Rolle. Selbst bei zukünftig vermehrtem Einsatz von Wärmenetzen der 4. Generation ist nicht zu erwarten, dass sich dies in naher Zukunft grundlegend ändern wird.

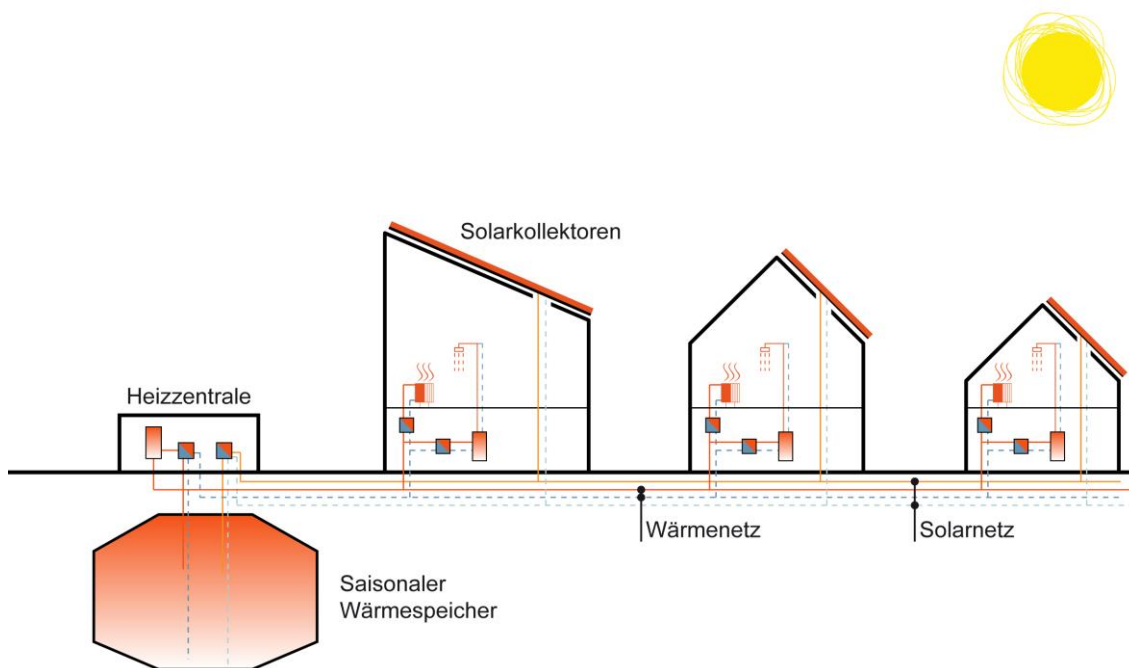
3.2.5 Solarthermie

Solarthermische Anlagen nutzen die solare Strahlung zur Bereitstellung von Wärme. Diese kann zur Trinkwassererwärmung und zur Bereitstellung von Heiz- und Prozesswärme genutzt werden.

Solarthermie ist im Dargebot vor allem auf das Sommerhalbjahr konzentriert. In der Heizperiode steht nur wenig solare Wärme zur Verfügung. Für die Nutzung zu Heizzwecken sind Speicher erforderlich. Saisonale Wärmespeicher für Wärmenetze wurden in Deutschland seit Mitte der 1990er-Jahre im Rahmen der Energieforschungsprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie 2000plus entwickelt. Heute stehen vier wissenschaftlich evaluierte Technologien zur Verfügung. Informationen hierzu sind auf der Wissensplattform www.saisonalspeicher.de zu finden (Solites 2018a).

Bei einer dezentralen Versorgung benötigt jedes Gebäude Kollektoren sowie einen Wärmespeicher, um seinen Wärmebedarf oder Teile dessen zu decken. Bei einer zentralen Versorgung wird die gesamte solare Wärme in einem großen Wärmespeicher gespeichert und von dort aus in der Regel über ein Wärmenetz weiter verteilt. Kollektoren können hier sowohl auf Dachflächen als auch auf Freiflächen und unabhängig von jedem einzelnen Wärmeabnehmer installiert werden (s. Abbildung 30).

Abbildung 30: Prinzip der solaren Wärmenetze mit saisonalem Wärmespeicher



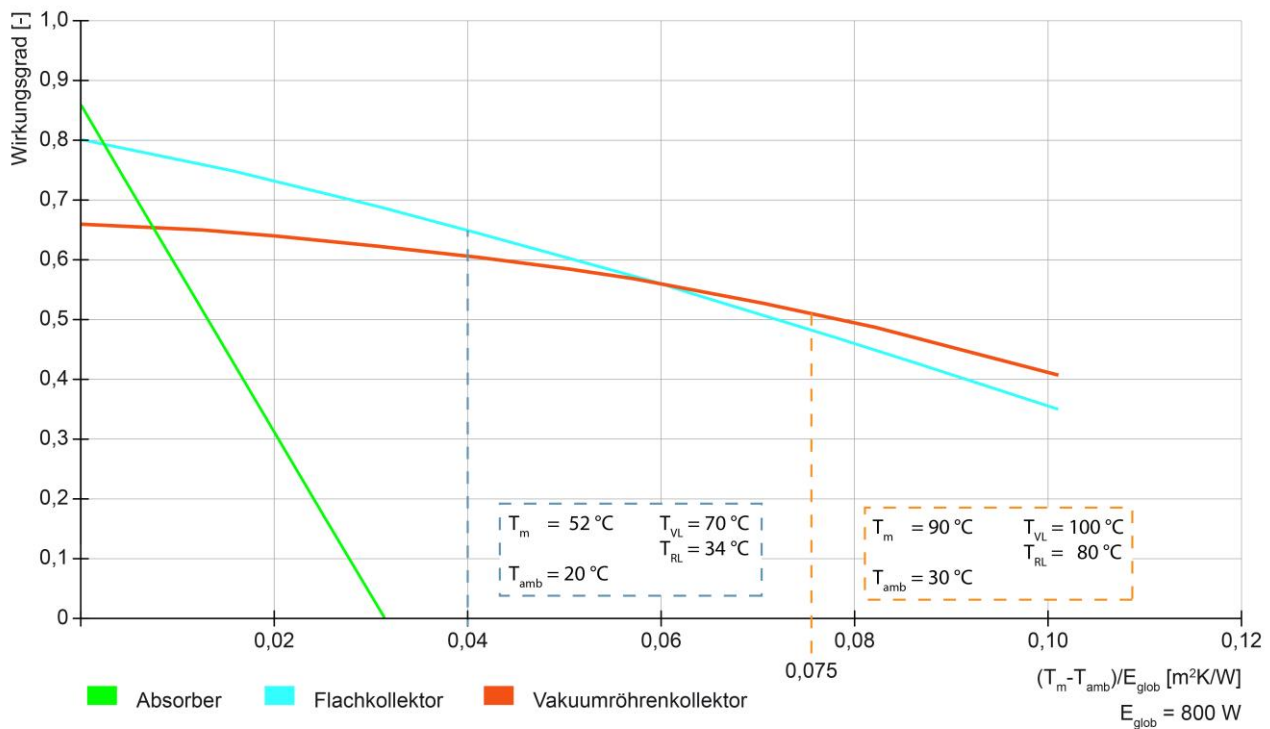
Quelle: © Solites

Die Ausrichtung sowie der Neigungswinkel der Kollektorfläche spielen eine entscheidende Rolle für die jährlich auf die Kollektorfläche eingestrahelte Energie und folglich auch für den Ertrag der Solaranlage. Dieser wird, bei ansonsten konstanten Bedingungen, maximal, wenn die Strahlen senkrecht auf den Kollektor auftreffen.

Wird eine solarthermische Anlage allein zur Warmwasserbereitstellung genutzt, ist der Wärmebedarf das ganze Jahr über relativ konstant. Folglich wird bei Südausrichtung ein Neigungswinkel von 30° bis 45° gewählt. Für Anlagen, welche zur Heizungsunterstützung genutzt werden, ist dagegen ein Winkel zwischen 45° bis 60° am günstigsten, da die Sonne im Winter viel tiefer steht als im Sommer.

Der Ertrag einer thermischen Solaranlage ist zudem abhängig von der Rücklauftemperatur zum Kollektor und der zeitlichen Verteilung von Wärmebedarf und Strahlungsangebot. Dies wird durch die Wirkungsgradkennlinie der solarthermischen Produktklassen beschrieben, die in Abbildung 31 dargestellt sind:

Abbildung 31: Wirkungsgradkennlinie von typischen Solarthermieprodukten



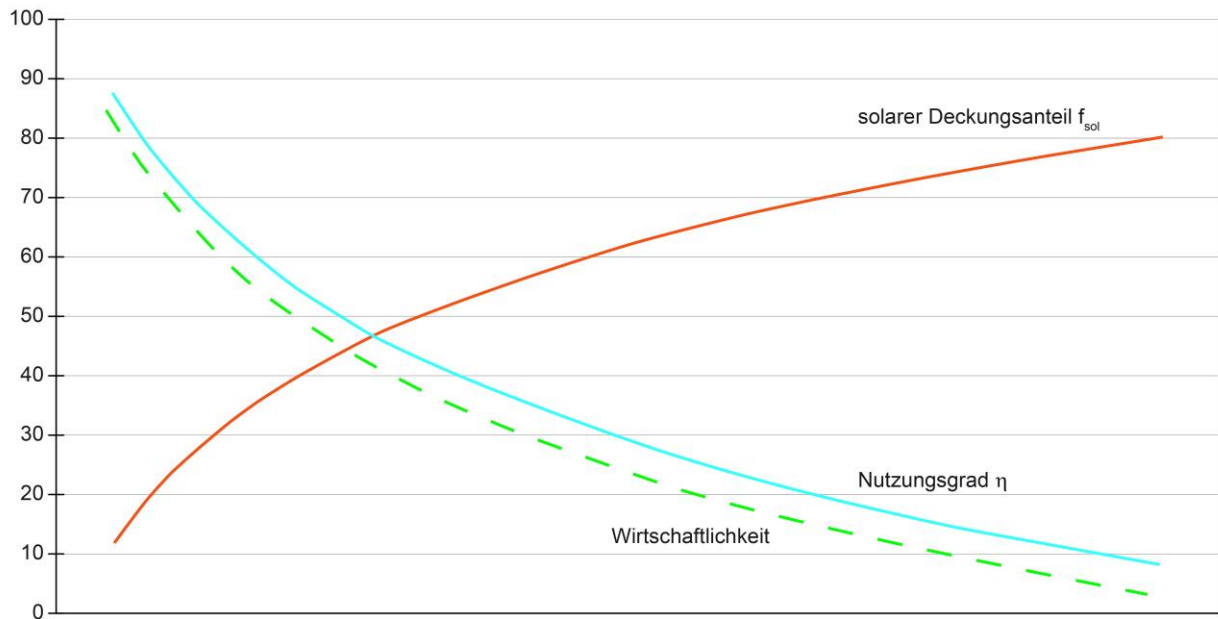
Quelle: Eigene Abbildung, Solites

Die Abbildung 31 zeigt, dass der energetische Wirkungsgrad einzelner typischer Solarthermieprodukte in unterschiedlichem Maß von der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Betriebstemperatur des Kollektors T_m und der Umgebungstemperatur T_{amb} abhängt. Der zusätzliche Einfluss der solaren Einstrahlung ist hier durch die Normierung der Temperaturdifferenz auf eine Einstrahlung von 800 W auf die Horizontale einbezogen.

Um die Abhängigkeit des energetischen Wirkungsgrades von Solarthermieprodukten von den möglichen Betriebstemperaturen von Wärmenetzen fassen zu können, sind in der Abbildung zwei Beispiele eingetragen. So ist der x-Achsen-Wert von 0,04 z.B. erreichbar, wenn die mittlere Betriebstemperatur des Kollektors 52 °C bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C beträgt. Die mittlere Betriebstemperatur des Kollektors von 52 °C ergibt sich z.B. für eine Rücklauftemperatur zum Kollektor von 34 °C und eine durch die solare Einstrahlung hieraus erwärmte Kollektorvorlauftemperatur von 70 °C. Bei höheren Temperaturen wie z.B. im orange gezeigten Beispiel sinkt der Wirkungsgrad von Flach- und Vakuümröhrenkollektoren ab.

Für die Auslegung von Solarthermieanlagen ist ein zweiter Effekt ebenso wichtig: Je höher der Anteil des Gesamtwärmebedarfs, der durch Solarwärme gedeckt wird, desto mehr Kollektorfläche wird benötigt, um eine Kilowattstunde Nutzwärme zu erhalten. Dies verdeutlicht Abbildung 32:

Abbildung 32: Dimensionierung einer solarthermischen Anlage



Quelle: Eigene Abbildung, Solites

Bei steigendem solarem Deckungsanteil am jährlichen Gesamtwärmebedarf sinken der Gesamtnutzungsgrad der Solarthermieranlage und damit deren Wirtschaftlichkeit. Sowohl Wärmenetze, die den Gesamtwärmebedarf repräsentieren, als auch Solarthermieranlagen verhalten sich dynamisch. Hieraus erschließt sich, dass eine solarthermische Anlage insbesondere bei einer Einbindung in Wärmenetze durch dynamische Systemsimulationen auszulegen ist. Für erste Abschätzungen steht z.B. ein Internet-basiertes Tool unter www.sdh-online.solites.de (Solites 2018b) zur Verfügung.

Beim Betrieb solarthermischer Anlagen fällt zusätzlich Strombedarf an. Diese Energiemenge beträgt bei dezentraler Nutzung rund 5 % und bei zentraler Nutzung rund 1,5 % der erzeugten Wärme.

Die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit der Solarthermie gegenüber fossiler Wärmeerzeugung steigt mit der Größe der Anlagen. Der Markt für solarthermische Anlagen wird derzeit sehr stark von kleinen und eher „unwirtschaftlichen“ Anlagen auf privaten Wohngebäuden dominiert, die häufig Wärmegestehungskosten von 200 Euro je MWh und mehr aufweisen. Demgegenüber bieten großflächige netzgebundene Anlagen mit mehreren Tausend Quadratmetern Kollektorfläche deutlich günstigere Wärmegestehungskosten von etwa 30-50 Euro je MWh. Entsprechende Großanlagen wurden in Dänemark in vielen Leistungsgrößen zwischen dem unteren Megawatt-Bereich bis zu einer Größe von etwa 100 MW_{th} realisiert. Bei den realisierten Anlagen handelt es sich meist um aufgeständerte Freiflächenanlagen.

In Deutschland beginnt sich Markt der Freiflächenanlagen aktuell ebenfalls zu entwickeln. Erste Anlagen sind beispielsweise in Senftenberg (ca. 5,8 MW_{th}) und Chemnitz (ca. 1,6 MW_{th}). Eine Übersichtskarte mit realisierten und in Planung befindlichen Anlagen findet sich unter (Solar District Heating 2018).

Solarthermie ist aus Sicht der Umweltwirkung nahezu ohne schädliche Auswirkungen. Zu berücksichtigen sind jedoch die Vorkettenemissionen bei der Herstellung und Entsorgung der solarthermischen Anlage, die jedoch im Verhältnis zu den solaren Wärmeerträgen keine signifikante Größenord-

nung aufweisen. Die Nutzung ist frei von Emissionen mit Ausnahme des für den Betrieb erforderlichen geringen Stromanteils. Der Flächenbedarf ist ca. um den Faktor 40 -50 bzw. gemäß (Solarthermalworld 2018) um den Faktor 43 niedriger als bei energetischer Nutzung von Biomasse. Dennoch ist die Verfügbarkeit von ausreichend großen, wärmenetznahen (Frei-)Flächen auf Grund der Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsformen (z.B. Landwirtschaft, Gewerbe, Wohnraum) ein kritischer Aspekt bei der Realisierung großer, wärmenetzgebundener Solarthermieranlagen (Maaß und Sandrock 2016).

Die Nutzung der Solarthermie trifft grundsätzlich auf eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Die besonders wirtschaftliche Anwendung in großen Freiflächenanlagen und die dafür erforderliche Flächenbereitstellung kann auf Grund der Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsformen der meist siedlungsnahen Freiflächen und wegen mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz jedoch im Einzelfall problematisch sein.

Grundsätzlich sind bei der Erstellung von solarthermischen Anlagen auch die Aspekte des Denkmalschutzes zu berücksichtigen. Dieser u.a. in Binder et al. (2014) und Sandrock und Maaß (2014) umfangreich behandelte Aspekt betrifft jedoch in wesentlich stärkerem Umfang kleine und mittlere Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden als die für eine Wärmenetzeinspeisung besonders wirtschaftlichen großen Freiflächenanlagen.

3.2.6 Abwärme

Im Bereich der Abwärmenutzung wird unterschieden zwischen industrieller Abwärme, gewerblicher Abwärme, Abluft und Abwasserwärmenutzung. Bei allen vier Bereichen ist davon auszugehen, dass die Nutzung von Abwärme in der Bevölkerung auf gute Akzeptanz stößt.

Industrielle Abwärme

Etwa 30 % des Endenergiebedarfs in Deutschland entfällt auf den Industriesektor. Rund zwei Drittel davon werden als Prozesswärme, z. B. zur Dampferzeugung, zur Produktherstellung oder für Trocknungs- und Reinigungsprozesse, eingesetzt (Fraunhofer ISE 2013).

Abwärme ist dabei nur der Teil der Energie, der aus Produktionsprozessen oder Anlagen stammt, im Unternehmen nicht genutzt wird und als Wärmeüberschuss „entsorgt“ werden muss. Die Abführung der Abwärme kann dabei über unterschiedliche Medien erfolgen, z.B. Abgase, Abluft, Dämpfe, Thermoöl oder Kühl- und Prozesswasser. Diese überschüssige Abwärme ist zwar keine „erneuerbare Energie“, sollte aber aus Gründen der effizienten Verwendung begrenzter Energieressourcen und des Klimaschutzes soweit als möglich genutzt werden. Bevor eine Nutzung der Abwärme durch Dritte in Erwägung gezogen wird, sollten die innerbetrieblichen Möglichkeiten zur Vermeidung von Abwärme durch entsprechende Effizienzmaßnahmen geprüft werden.

Belastbare statistische Daten zur Nutzung von Abwärme aus Industrie und Gewerbe für die Wärmeversorgung in Deutschland insgesamt liegen nicht vor (Deutscher Bundestag 2017). Der BDEW beziffert den Anteil der industriellen Abwärme an der Fernwärmeversorgung in Deutschland auf 7 %, der AGFW in seinem Hauptbericht auf 2 % (s.o.). Obwohl die theoretischen Potenziale der Nutzung von Industrieabwärme durchaus erheblich sind, blieb die Realisierung konkreter Projekte bisher weit hinter den Möglichkeiten zurück. Dies hat mehrere Gründe:

- ▶ Die Lieferung der Wärme kann vom Unternehmen meist nicht langfristig garantiert werden, da diese von Produktionsprozessen und Markterfordernissen abhängt.
- ▶ Industriegebiete sind nur selten mit Wärmenetzen ausgestattet. Somit besteht die grundsätzliche Frage, wie die mögliche Abwärme aus dem Industrieprozess in ein Wärmenetz abgegeben

werden kann. Die Entfernungen zwischen den Industriestandorten und den möglichen Abnehmern erfordern oft hohe Investitionen in die Wärmenetz-Infrastruktur.

- ▶ Teilweise sind hohe Investitionen für die innerbetriebliche Fassung von Abwärmeströmen und für Verteilsysteme in der Industrieanlage erforderlich.
- ▶ Die Realisierung einer Abwärmenutzung aus industriellen Prozessen erfordert Installationen, die auf dem Betriebsgelände durchgeführt werden müssen. Hier ist oft kaum Platz vorhanden. Zudem muss ein geeigneter Übergabepunkt ins Wärmenetz gefunden werden, der dem Wärmenetzbetreiber die Wartung der Übergabetechnik ermöglicht, dem Industriebetrieb jedoch gleichzeitig seine Sicherheitsanforderungen nach Zugangskontrollen etc. nicht einschränkt.
- ▶ Maßgebendes Ziel der Industrie ist die Sicherung des Produktionsablaufes. Zur Wärmeentnahme der Abwärme ist jedoch meist ein Eingriff in den industriellen Prozess notwendig. Dieser führt oft zu grundlegenden Vorbehalten gegenüber einer Abwärmenutzung, selbst wenn belegt werden kann, dass technisch keine Einflussmöglichkeit der Abwärme-Rückgewinnung auf den Produktionsprozess besteht.
- ▶ Der Wärmenetzbetreiber betrachtet Investitionen in die Wärmeerzeugung seines Wärmenetzes meist über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren. Der Abwärme zur Verfügung stellende Industriebetrieb sollte daher eine Prognose der zur Verfügung gestellten Abwärme über die nächsten 10 Betriebsjahre abgeben. Allerdings sind schon drei Jahre Vorausplanung für Industriebetriebe als außergewöhnlich langer Zeitraum anzusehen.
- ▶ Abgesehen von Schwankungen durch diskontinuierliche Produktionsprozesse fällt die Abwärme meist mit gleicher Leistung über das Jahr an. Die üblichen Wärmelastgänge der Fernwärmeversorger weisen jedoch im Sommerhalbjahr wenig Wärmelast auf, sodass die Abwärme in diesem Zeitraum evtl. nicht genutzt werden kann.
- ▶ Die Wärme fällt in vielen Fällen auf einem eher geringen Temperaturniveau an, sodass zur Einbindung in den Vorlauf üblicher Fernwärmesysteme eine zusätzliche exergetische Aufwertung erforderlich ist.
- ▶ Der derzeit geltende ordnungsrechtliche Rahmen im Energiesektor sowie die ökonomischen Anreizinstrumente sind bisher nicht auf die Nutzung von Abwärme ausgerichtet.
- ▶ Es gibt keinen Regulierungsrahmen, der für die Einspeisung von Wärme in ein von Dritten betriebenes Wärmenetz verlässliche Rahmenbedingungen fixiert.

Unter guten Voraussetzungen kann industrielle Abwärme jedoch bereits heute ökologisch und ökonomisch vorteilhaft in die Fernwärmeversorgung integriert werden (Pehnt et al., 2010). Dies zeigen u.a. die Beispiele der Einspeisung von Prozessabwärme der Mineralölraffinerie Oberrhein in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe (40 MW Abwärme)¹³, die Fernwärmeschiene Niederrhein (125 MW Abwärme) oder der Fernwärme-Verbund Saar (130 MW Abwärme).

In Hamburg ist vorgesehen, bis zu 60 MW Abwärme aus der Kupferproduktion der dort ansässigen Aurubis AG in die Fernwärmenetze der Enercity Contracting GmbH sowie der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH einzuspeisen (VWH 2016).

¹³ Siehe auch Fallstudie in diesem Bericht Kap. 5.3

Gewerbliche Abwärme

Auch Niedertemperaturwärme aus gewerblichen Anwendungen kann in die Fernwärmeversorgung integriert werden. Dies betrifft z.B. die Abwärme aus Rechenzentren, Groß-Bäckereien, Kühlhäusern oder Supermärkten. Gegenüber industrieller Abwärme ist die gewerbliche Abwärme in der Regel auf einem noch geringeren Temperaturniveau vorhanden.

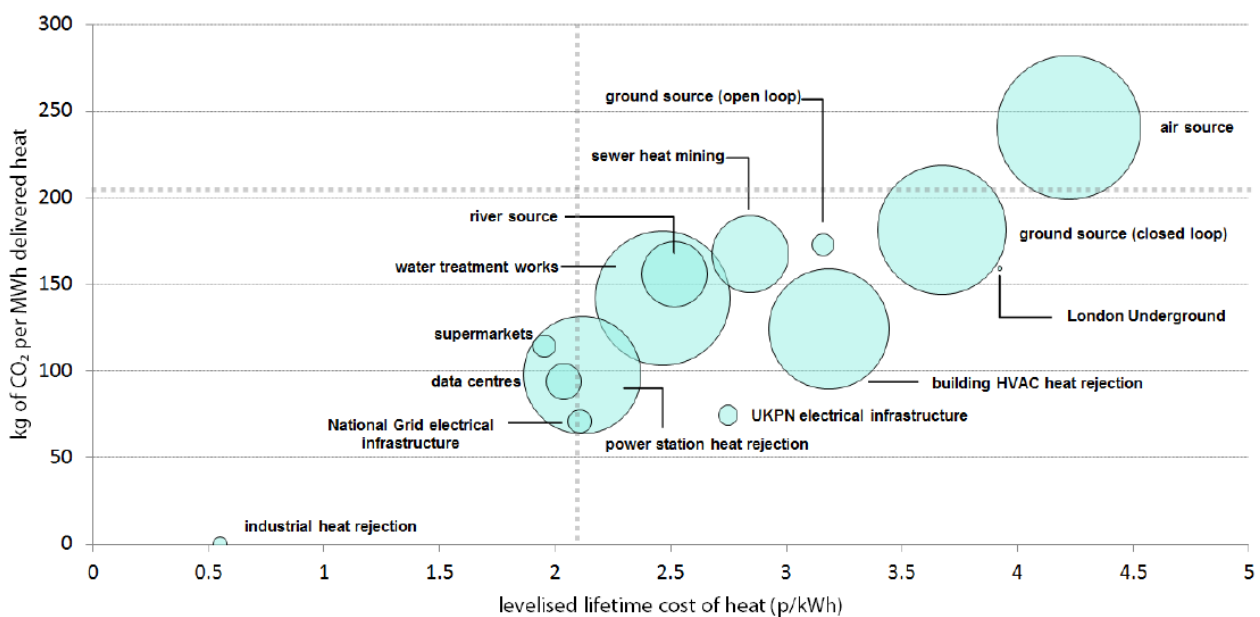
Die Stadtwerke Dresden haben im Jahr 2014 ein Projekt realisiert, durch das etwa 50 Wohneinheiten durch Abwärme aus Rechenservern beheizt werden (Drewag 2015).

Noch umfangreicher sind die Bemühungen zur Nutzung von Abwärme aus Rechenservern in Schweden. Der Fernwärmeversorger Fortum Värme AB errichtet in Stockholm eine Anlage, die aus Abwärme von Rechenzentren etwa 112 GWh/a Wärme bereitstellen kann, das entspricht dem Bedarf von etwa 20.000 Einwohnern (Fortum 2016).

Sogar die Abwärme einzelner Supermärkte kann für die Fernwärmeversorgung genutzt werden. In der dänischen Stadt Høruphavn wurde in einer Filiale der Supermarktkette Superbrugsen ein Wärme-Kälte-System errichtet, mit dem etwa 20 Haushalte in der näheren Umgebung vollständig mit Wärme versorgt werden können (Weinhold 2016).

In einer Studie der Stadt London wurde ermittelt, dass die Abwärme aus Rechenzentren und Supermärkten sowohl von den Wärmegestehungskosten, wie auch den CO₂-Emissionsfaktoren im Vergleich mit anderen Wärmequellen sehr vorteilhaft ist (Mayor of London 2013).

Abbildung 33: Kosten und CO₂-Emissionen gewerblicher Abwärme



Quelle: Mayor of London (2013)

Abluft

Interessante Anwendungsbereiche können sich aus der Nutzung von Abluft/Abwärme aus gewerblichen, industriellen oder anderen Prozessen ergeben. Hier treten insbesondere in der Heizperiode oft deutlich höhere Temperaturen als bei Umweltwärme auf (z.B. 20 °C Ablufttemperatur ggü. 0 °C Umgebungstemperatur) und diese sind in der Regel auch nicht von der Außentemperatur abhängig. Ein Beispiel ist die Nutzung der Abluft aus der Müllverbrennungsanlage Malmö, die über eine Großwärmepumpe in das Fernwärmesystem der Stadt Malmö eingespeist wird (Friothers 2005).

Abwasser

Das aus den Gebäuden abfließende Abwasser ist durch die vorherige Nutzung erwärmt. Diese Wärme kann teilweise zurückgewonnen werden, wenn in den Abwasserkanal ein Wärmeübertrager eingebaut wird. Auf dem Weg durch die Abwasserkanäle kühlt sich das Abwasser durch Wärmeleitung in das Erdreich und durch Wärmeabgabe an die Luft, die durch die Abwasserkanäle strömt, ab. Die wenigen, bis jetzt realisierten Pilotanlagen zeigen, dass aus wirtschaftlichen Gründen eine Wärmerückgewinnung nur in großen Abwasserkanälen, so genannten Abwassersammlern, zu empfehlen ist. Die Wärmerückgewinnungsgrade der Pilotanlagen schwanken zwischen 10 und 50 %, im Durchschnitt sind kaum Temperaturen über 20 °C rückgewinnbar. Der Aufwand zur Sauberhaltung des Abwasser-Wärmeübertragers, die zur Sicherung der Wärmeübertragerleistung notwendig ist, war in den meisten Pilotanlagen sehr hoch. Vor diesem Hintergrund kann die Abzweigung eines z.B. mit einer Schachtsiebanlage in einer Pumpstation automatisch gereinigten Teilabwasserstroms eine Alternative sein, bei der der Wärmeübertrager nicht direkt im Abwasserkanal installiert und damit auch weniger verschutzungsgefährdet ist. Ein Beispiel für eine derartige Anlage wurde 2013 in Bremen realisiert (hanseWasser 2013).

Technisch einfacher als die Installation von Wärmeüberträgern im Abwasserkanal ist die Nutzung der Abwasserwärme aus dem Ablauf der Kläranlage, also nach der Reinigung. Dies hat zudem den Vorteil, dass der Temperaturentzug die biologischen Prozesse im Klärwerk nicht stören kann. Großwärmepumpen mit thermischen Leistungen von mehr als ein 1 MW sind insbesondere im skandinavischen Raum verbreitet, etwa 30 Anlagen nutzen Abwasserwärme für die örtliche Fernwärmeversorgung (David 2016).

In Oslo wird das Abwasser zur Fernwärmeerzeugung über Großwärmepumpen mit 27 MW thermischer Leistung genutzt. Hier werden jährlich etwa 130 GWh Wärme erzeugt, dies entspricht 15 % des städtischen Fernwärmeverbrauchs (Paar et al., 2013). Weitere derartige Anlagen finden sich in Sandvika (Norwegen) mit 13 MW, Turku (Finnland) mit 40 MW, Suomenoja (Finnland) mit 45 MW und Hammarby (Schweden) mit 225 MW (Friothers 2016).

Im schwedischen Hammarby bei Stockholm nutzt eine Anlage aus 7 Wärmepumpen mit 225 MW thermischer Gesamtleistung das Abwasser von 700.000 Einwohnergleichwerten. Die Anlage weist 5.500 Vollbenutzungsstunden auf, erreicht einen COP von 3,5 und produziert etwa 1.240 GWh Fernwärme jährlich (Novacki 2013).

Die Umweltwirkung ist bei der Abwassernutzung weitgehend durch die nachgelagerte exergetische Aufwertung und den dortigen Einsatz von Strom bzw. Brennstoffen determiniert.

3.3 Kursorische Potenzialbetrachtung

Grundsätzlich kann eine Analyse der möglichen Potenziale von NTWS zur Nutzung in Fernwärmenetzen nach verschiedenen Kriterien erfolgen. Im Rahmen dieser Arbeit werden die folgenden Potenzialbegriffe unterschieden:

- ▶ Theoretisches Potenzial
- ▶ Technisches Potenzial
 - Technisches Angebotspotenzial
 - Technisches Nachfragepotenzial
 - Technisches Bereitstellungspotenzial
- ▶ Wirtschaftliches Potenzial
- ▶ Erschließbares Potenzial

Eine detaillierte Definition der oben aufgeführten Potenzialbegriffe findet sich in Kap. 4.1 als Grundlage der Ermittlung des Potenzials der tiefen Geothermie in Deutschland im Rahmen dieser Studie.

Das wirtschaftliche (bzw. das erschließbare) Potenzial zur Nutzung von Niedertemperaturquellen in Wärmenetzen muss jeweils im Einzelfall vor Ort analysiert werden. Hierbei sind konkrete Standortinformationen zu den möglichen Wärmequellen und auch des vor Ort vorliegenden Fernwärmesystems sowie dessen Charakteristik einzubeziehen. Dies gilt entsprechend auch für Fernwärmesysteme, deren Errichtung im Zuge von Projekten geplant ist. Aus diesem Grund kann im Rahmen dieses Berichtes keine detaillierte Untersuchung der wirtschaftlichen bzw. erschließbaren Potenziale an erneuerbaren Energien und Abwärme erfolgen.

Bei einem großräumigen Betrachtungshorizont über ein konkretes Projekt hinaus sind allenfalls Abschätzungen technischen Angebotspotenzials bzw. des technischen Bereitstellungspotenzials an NTWS möglich. Dies wurde für die tiefe Geothermie im Rahmen des Projekts durchgeführt.

Das technische Angebotspotenzial der **tiefen Geothermie** für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung wird im Rahmen dieser Studie für hydrothermale Systeme je nach Szenario auf 96-279 TWh/a geschätzt. Das technische Bereitstellungspotenzial liegt je nach Szenario bei 45-118 TWh/a (im Detail s. Kapitel 4.3.2.1).

Vergleichbare belastbare Studien über die Potenziale der anderen NTWS im Hinblick auf deren konkrete Nutzbarkeit in Wärmenetzen liegen derzeit nicht vor.

Potenzialuntersuchungen zur **oberflächennahen Geothermie** (Erdwärmesonden und Erwärmekollektoren) liegen für einzelne Bundesländer vor. So wird für das Land NRW ein technisches Potenzial von 141 TWh ermittelt (LANUV 2015). Das angegebene technische Potenzial wird in der genannten Quelle nicht differenziert nach dezentraler Nutzung in Gebäuden und leitungsgebundener Wärmeversorgung. Die fortschreitenden Arbeiten in NRW, mit der Erstellung eines umfassenden Wärmekatasters aus Wärmequellen und Wärmesenken zielt jedoch auf die zumindest quartiersbezogenen leitungsgebundenen Lösungen für eine erneuerbare Wärmeversorgung.

In (Jochum et al., 2017) wird eine GIS-basierte Potenzialuntersuchung der Nutzung oberflächennaher Geothermie durch Sole/Wasser-Wärmepumpen für das gesamte Bundesgebiet durchgeführt. Das technische Angebotspotenzial unter Berücksichtigung der Restriktionen aus Bebauungsdichte und Wasserschutzrecht wird hiernach für das Jahr 2050 mit Werten zwischen 116 und 186 TWh ermittelt. In dieser Arbeit stehen andere Untersuchungs Gesichtspunkte im Vordergrund, sodass nicht auf die leitungsgebundene Wärmenutzung abgestellt wird.

Das Potenzial der Nutzung von **Grundwasser** als Wärmequelle für die Fernwärme wurde bislang für Deutschland nicht untersucht. Im *Weissbuch Fernwärme Schweiz*, in dem Langfristspektiven für eine erneuerbare und energieeffiziente Fernwärme in der Schweiz dargestellt werden, wird ein technisches Angebotspotenzial von 12 TWh/a für die Schweiz ermittelt (Eicher + Pauli 2014).

Potenzialabschätzungen zur Nutzung von **Umweltwärme** in Wärmenetzen liegen ebenfalls für Deutschland nicht vor.

Das theoretische Angebotspotenzial der **Umgebungsluft** als mögliche Wärmequelle ist praktisch nicht begrenzt. Luft-Wasser-Wärmepumpen spielen jedoch bisher in der Fernwärme keine Rolle.

Je nach Standort kommen als mögliches Wärmereservoir **Oberflächengewässer** (Meer, Seen und Flüsse in Betracht). In Skandinavien ist die Nutzung von Meerwasser in Kombination mit Großwärmepumpen in verschiedenen städtischen Fernwärmesystemen etabliert. Das Meerwasser als Wärmequelle unterliegt angebotsseitig ebenfalls keinen Restriktionen.

Für die Schweiz ergibt eine Analyse des technischen Angebotspotenzials der Oberflächenwassers der Schweizer Seen und Flüsse einen Wert von etwa 120 TWh/a (Eicher + Pauli 2014). Zugeordnet auf den möglichen Absatz in künftig denkbaren Wärmenetzen gehen die Autoren der Studie davon aus, dass ein Anteil etwa 40 % der Schweizer Fernwärme durch Nutzung der Wärme aus Seen und Flüssen bereitgestellt werden könnte.

Auch bei der **Solarthermie** steht durch das flächenhafte Strahlungsangebot grundsätzlich ein sehr großes theoretisches Potenzial vor Ort zur Verfügung. Das begrenzende Kriterium ist auch hier nicht die verfügbare Wärmequelle, sondern die Bereitschaft der Kommune, Landflächen zu deren Nutzung bereitzustellen sowie wirtschaftliche Erwägungen der Fernwärmeversorger.

Auf einen Quadratmeter Landfläche werden in Deutschland etwa 1.000 kWh jährlich eingestrahlt. Abhängig von der Kollektorbauart und der mittleren Netztemperatur des Wärmenetzes können solare Erträge bis zu 550 kWh je m² erreicht werden. Der real gemessene Durchschnittsertrag realisierter Flachkollektor-Freiflächenanlagen in Dänemark liegt bei ca. 440 kWh/m² (Furbo 2016).

Für die Errichtung von Freiflächenanlagen sind je Quadratmeter installierter Kollektorfläche etwa 2,5 m² Landfläche erforderlich. Somit können je Quadratmeter Landfläche etwa 176 kWh Solarertrag jährlich erzielt werden. Ohne eine saisonale Speicherung von Solarwärme können etwa 15-20 % des Wärmeabsatzes eines durchschnittlichen Wärmenetzes solar abgedeckt werden. Mit Hilfe einer saisonalen Speicherung können Solaranteile von mehr als 50 % erreicht werden.

In (Schmidt et al., 2017) wird im Zielszenario für das Jahr 2050 für die Fernwärme im Land Baden-Württemberg ein Anteil von 15 % durch Solarthermie bereitgestellt. Dies entspricht einer notwendigen Kollektorfläche von 5,6 Mio Quadratmetern.

Bei einem Solaranteil von 17,5 % und einem angenommenen jährlichen Fernwärmeabsatz der bestehenden Wärmenetze in Deutschland von 113 TWh könnten somit etwa 20 TWh Solarwärme ohne saisonale Speicherung eingesetzt werden. Dies würde eine Landfläche von etwa 64 km² beanspruchen. Für den Anbau von Energiepflanzen werden in Deutschland derzeit etwa 21.000 km² Ackerfläche in Anspruch genommen. Mithin würde die Flächeninanspruchnahme rechnerisch etwa 0,3 % der derzeitigen Ackerfläche für Energiepflanzen betragen.

Für einen künftig möglichen Ausbau von zusätzlichen „Nahwärmenetzen“ in Deutschland beziffert (Jochum et al., 2017) ein technisch-wirtschaftliches Potenzial der Solarthermie von 7,7-15,4 TWh für das Jahr 2030 je nach Effizienzstandard der Gebäude.

Das in Deutschland verfügbare Potenzial an **industrieller Abwärme** ist, je nach Branche, teilweise untersucht und beschrieben. In den Leitstudien und Energieszenarien der Bundesregierung spielt die

Nutzung industrieller Abwärme bisher noch keine tragende Rolle. In den letzten Jahren wurden jedoch einige neuere Studien veröffentlicht, die das große Potenzial der industriellen Abwärme aufzeigen, gleichzeitig aber auch auf die verschiedenen Hemmnisse bei deren Nutzung hinweisen.

Eine Studie des IFEU-Instituts aus dem Jahr 2010 (Pehnt et al., 2010) schätzte das zur Wärmenutzung erschließbare Abwärmepotenzial oberhalb 60 °C auf Basis einer Analogiebetrachtung zu einer detaillierten norwegischen Studie auf 133 TWh (480 PJ).

Eine Studie des IZES aus dem Jahr 2015 benennt ein theoretisches Potenzial von 226 TWh (Grote et al., 2015). Das entspricht etwa dem Doppelten der heute durch Fernwärme abgesetzten Wärmemenge (s. Tabelle 8). Etwa 92 % des theoretisch verfügbaren Abwärmepotenzials konzentriert sich dabei auf wenige Branchen, wie die folgende Tabelle verdeutlicht. Die größten Potenziale sind bei der Metallerzeugung und -bearbeitung sowie der Herstellung chemischer Erzeugnisse zu finden.

Tabelle 8: Abwärmepotenziale nach Branchen der Industrie

WZ Schlüssel	Bezeichnung (Verarbeitendes Gewerbe)	Betriebe	(End-) Energieverbrauch insgesamt (Kohle, Heizöl, Erdgas, Strom)	Anteil in %	(End-) Energieverbrauch pro Betrieb	Mögliche th. Wärmenutzung	Mögliche th. Stromnutzung
		Anzahl	GJ	%	GJ/Betrieb	W _{th} GWh	W _{el} GWh
WZ08-24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1.096	640.415.633	28,45%	584.321	64.170	10.695
WZ08-20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.559	505.618.167	22,46%	324.322	50.663	8.444
WZ08-23	H.v.Glas,-waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	3.236	198.700.598	8,83%	61.403	19.910	3.318
WZ08-17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	974	162.223.465	7,21%	166.554	16.255	2.709
WZ08-05	Kohlenbergbau	42	143.702.389	6,38%	3.421.485	14.399	2.400
WZ08-10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	5.175	136.350.314	6,06%	26.348	13.662	2.277
WZ08-19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	66	64.628.778	2,87%	979.224	6.476	1.079
WZ08-29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	1.369	62.190.444	2,76%	45.428	6.231	1.039
WZ08-25	Herstellung von Metallerzeugnissen	7.109	58.639.877	2,60%	8.249	5.876	979
WZ08-28	Maschinenbau	6.027	51.900.238	2,31%	8.611	5.200	867
WZ08-22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3.144	46.621.008	2,07%	14.829	4.671	779
Summe		29.797	2.070.990.910	92%	69.503	207.513	34.586
Gesamt		45.192	2.251.314.631	100%	49.817	225.582	37.597
Prozentualer Anteil		65,9%	92,0%	(Durchschnitt)			

Quelle: Grote et al. (2015)

Zur Ermittlung des Potenzials an industrieller Abwärme in Deutschland werden derzeit weitere eigenständige und umfangreiche Forschungsvorhaben durchgeführt. So wird in dem vom BMWi geförderten Projekt *EnEff:Wärme: NENIA – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme* eine kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland erstellt. Nach erster Einschätzung gehen die Autoren von einer Wärmemenge in Höhe von bis zu 300 PJ (83 TWh) hochkalorischer Wärme (>140 °C) und 160 PJ (44 TWh) niedrig-temperierter Wärme (60-140 °C) aus, die die unter anderem über die Einspeisung in Wärmenetze zur Wärmeversorgung genutzt werden könnten (IFEU 2018).

Das Projekt basiert bei der Datenbeschaffung auf industrielle Abwärmeströmen an einzelnen Industriestandorten aus Emissionserklärungen von Verbrennungsanlagen nach der 11. Bundesimmissionschutzverordnung sowie einer räumlichen Analyse zur Ableitung des Abwärme-Einspeisepotenzials in Wärmenetze. Mögliche Abwärmeströme aus wassergebundenen Wärmeströmen (z.B. Betriebswasserwerken und deren Kühleinrichtungen) werden in dem Projekt aus Gründen der schwierigen Datenbeschaffung nicht betrachtet. Aus diesem Grund sind die o.a. Werte als konservativ einzuschätzen.

Weiterhin wird derzeit im UBA ein Projekt *Energieeffizienz bei Industrieanlagen – Abwärmenutzungspotenziale energieintensiver BImSchG-Anlagen* (Forschungskennzahl: 3716533024) betreut, über das jedoch noch keine öffentlich verfügbaren Informationen vorliegen.

In (Schmidt et al., 2017) basiert das Zielszenario der Fernwärmeversorgung im Land Baden-Württemberg auch auf einer jährlichen Wärmemenge von 1 TWh aus industrieller Abwärme. Diese Wärmemenge basiert auf einer Verschneidung des Abwärmepotenzials aus Abluft auf der Basis des bundesdeutschen Emissionskatasters mit den Wärmenetzpotenzialen im Land. Eine Analogierechnung anhand der Anteile Baden-Württembergs am bundesweiten Fernwärmeabsatz nach (AGFW 2017a) würde danach einen Wert von 9 TWh ergeben. Gerade bei der Nutzung von Industrieabwärme, die sich an konkreten Standorten manifestiert, ist jedoch eine derartige Analogierechnung kaum belastbar.

Daneben kann abgeschätzt werden, dass ein großes Potenzial von Abwärme aus **gewerblichen Prozessen** (z.B. Rechenservern, Bäckereien, Druckereien, Kühlanlagen etc.) genutzt werden könnte. Diese Wärmequellen wurden bisher für eine quantitative Potenzialbestimmung noch nicht ausreichend untersucht.

Einen Anhaltspunkt für ein mögliches Zukunftsbild der Fernwärmeversorgung aus der Sicht eines energiewirtschaftlichen Verbandes zeichnet der BDEW in dem 2017 veröffentlichten Strategiepapier „Zukunft Wärmenetze“. Für das Jahr 2050 könnte eine mögliche Zusammensetzung der Nettowärmeerzeugung von insgesamt 125 TWh/a wie folgt aussehen:

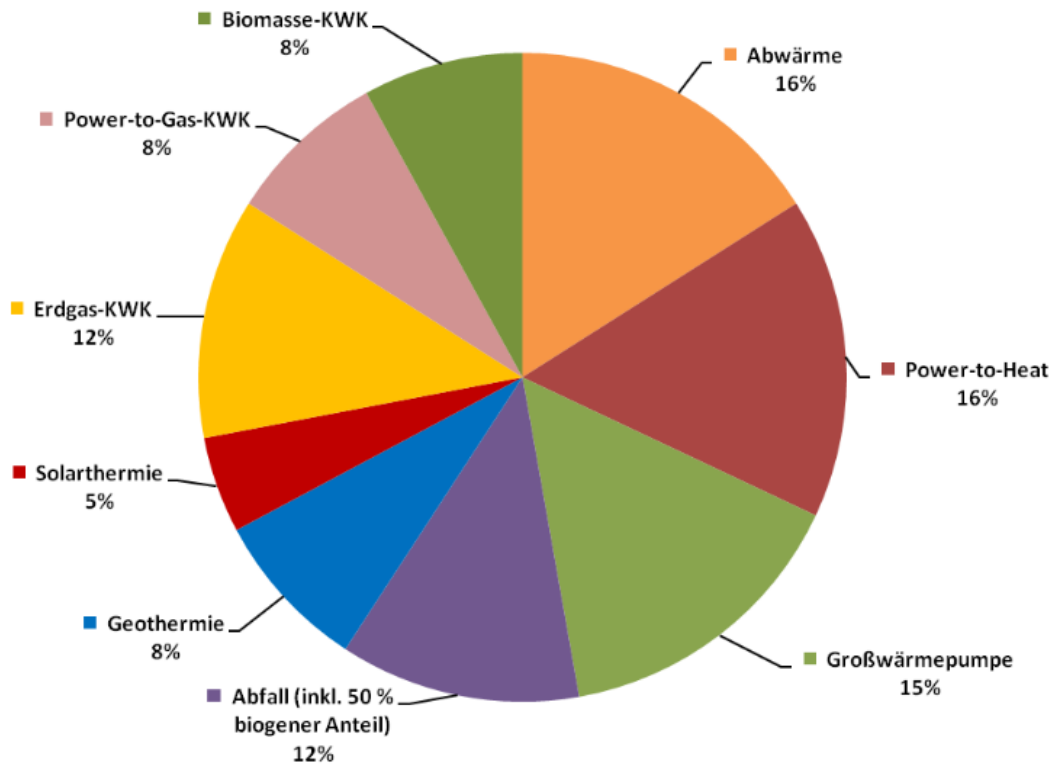
Tabelle 9: Abschätzung der durchschnittlichen Zusammensetzung der Netto-Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 bei einer gesamten Nettowärmeerzeugung von 125 TWh

		gesamt		EE, Ab- u. Umweltwärme, Abfall		KWK		fossil	
		[%]	[TWh _{th.}]	[%]	[TWh _{th.}]	[%]	[TWh _{th.}]	[%]	[TWh _{th.}]
1	Abwärme	16	20	16	20				
2	Power-to-Heat	16	20	16	20				
3	Großwärmepumpe	15,2	19	15,2	19				
4	Abfall (inkl. 50 % biogener Anteil bei Siedlungsabfall)	12	15	12	15	9	11	7	8
5	Geothermie	8	10	8	10				
6	Solarthermie	4,8	6	4,8	6				
7	Erdgas-KWK	12	15			12	15	12	15
8	Power-to-Gas-KWK	8	10	8	10	8	10		
9	Biomasse-KWK	8	10	8	10	6,4	8		
	Summen	100	125	88	110	35,4	44	19	23

Quelle: BDEW (2017)

Danach würde der Anteil an erneuerbaren Energien, Abwärme und Abfall an der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050 etwa 88 % betragen. Die Geothermie würde in diesem Szenario mit 10 TWh/a etwa 8 % beitragen (siehe auch Abbildung 34).

Abbildung 34: Mögliche Fernwärmeerzeugung im Jahr 2050



Quelle: BDEW (2017)

Die Abschätzung der tatsächlichen Zusammensetzung der künftigen Fernwärme unterliegt sehr vielen Unsicherheitsfaktoren (siehe auch Kap. 8).

Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Potenzialabschätzungen sind die vom BDEW angenommen künftigen Anteile der Wärme aus Geothermie, Solarthermie, Abwärme und Großwärmepumpen als konservativ anzusehen. Die tatsächlich realisierbaren Anteile der NTWS in der zukünftigen Fernwärmeversorgung hängen jedoch von vielen äußeren Rahmenbedingungen ab, wie der Entwicklung der Brennstoffpreise, aber auch der künftigen Energiepolitik.

3.4 Exergetische Untersuchung von Niedertemperaturwärmequellen

Mit dem Begriff der „Exergie“ wird die Arbeitsfähigkeit der betrachteten Energie bezeichnet. Hierbei ist immer ein Bezugswert zu definieren, bis zu dem Arbeit verrichtet werden kann. Bei thermodynamischen Betrachtungen wird die Exergie einer Wärme üblicherweise durch die Temperaturdifferenz definiert, die zwischen der Temperatur der Wärmequelle und der erforderlichen Temperatur der Wärmesenke besteht. Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen wurde bereits in einem früheren UBA-Projekt untersucht (Hertle et al., 2016)

Bei Niedertemperaturwärmequellen in Wärmenetzen ist die Temperatur der Wärmequelle oft tiefer als die Temperatur der Wärmesenke. Die mögliche Niedertemperaturwärmequelle besitzt damit kein exergetisches Potenzial für die Wärmesenke. Um die Wärmequelle trotzdem als Wärmelieferant für die Wärmesenke (hier das Wärmenetz) nutzen zu können, muss demnach entweder:

- ▶ die Temperatur der Wärmequelle über die Temperatur der Wärmesenke (Wärmenetz) erhöht werden,
- ▶ oder die Temperatur der Wärmesenke (Wärmenetz) unter die Temperatur der Wärmequelle abgesenkt werden.

Im ersten Fall werden meist Wärmepumpen verwendet, die die von der Wärmequelle gelieferte Temperatur erhöhen. Hierzu ist Exergie notwendig, die entweder in Form von Strom für Kompressionswärmepumpen oder in Form von Wärme auf über der Temperatur der Wärmesenke liegendem Temperaturniveau zur Verfügung gestellt wird. Zwar ist die Energiemenge, die für die Wärmepumpe eingesetzt werden muss, kleiner als die auf dem Zieltemperaturniveau erzeugte Wärmemenge, doch ist der Einsatz von Energie mit höherer Exergie unvermeidlich. Hierbei ergeben sich unterschiedliche Bewertungsmöglichkeiten, da neben der exergetischen Bewertung auch energetische, wirtschaftliche, umweltrelevante und weitere Bewertungen durchführbar sind.

Im zweiten Fall müssen zwei technische Anwendungen unterschieden werden: Die Wärmeerzeugung auf Vorlauftemperaturniveau des Wärmenetzes ermöglicht eine vollständige Wärmeversorgung durch den Wärmeerzeuger. Ist dessen Temperatur hierfür jedoch nicht ausreichend, kann zumindest die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes (vor)erwärmt werden. Diese Rücklauftemperatur entsteht durch Auskühlung der Vorlauftemperatur in jedem einzelnen Wärmeabnehmer sowie in den Rohrleitungen selbst durch Wärmeverluste. Da Wärmeverluste in den Rohrleitungen unter energetischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu vermeiden sind, ist demnach die von jedem einzelnen Wärmeabnehmer in das Netz abgegebene Rücklauftemperatur zu reduzieren.

Bei neu zu errichtenden Gebäuden kann dies durch Niedertemperatur-Gebäudetechnik erreicht werden. Hierbei ist nicht nur die Raumheizung, sondern insbesondere die Art der Trinkwassererwärmung zu betrachten. Das Pilotprojekt „Solare Nahwärme Ackermannbogen“ (Mangold et al., 2007) konnte hier durch schon bei Kauf des Baugrundstückes fixierte, umfassende Anforderungen, wissenschaftlich begleitete Planung und Realisierung sowie großem monetärem Engagement der Bauträger zeigen, dass technisch eine über ein Jahr leistungsgemittelte Netzzücklauftemperatur von nur 30,6 °C möglich ist.

Im Bestand ist eine Absenkung der Netzzücklauftemperatur möglich, wenn:

- ▶ das Gebäude energetisch saniert wird und dadurch eine Absenkung der Heiztemperaturen möglich ist,
- ▶ die Trinkwassererwärmung so umgebaut wird, dass unter Einhaltung der technischen Vorgaben des Arbeitsblattes W 551 (DVGW 2004), auch „Legionellenrichtlinie“ genannt, eine Absenkung der Netzzücklauftemperatur ermöglicht wird,
- ▶ die Gebäudetechnik durch eine detaillierte Überprüfung und Nachjustierung der einzelnen Wärmeverbraucher („hydraulischer Abgleich“) eine Absenkung der Netzzücklauftemperatur ermöglicht.

Alle drei Maßnahmen sind jeweils sehr arbeits- und/ oder kostenintensiv. Eine merkliche Absenkung der Netzzücklauftemperatur erfordert zudem, dass bei vielen der vom Wärmenetz versorgten Kunden Optimierungsmaßnahmen in der Gebäudetechnik durchgeführt werden. Dies zeigt, wie aufwendig und komplex eine Absenkung der Netzzücklauftemperatur von bestehenden Wärmenetzen ist.

Wird angenommen, dass durch eine stetig fortschreitende energetische Sanierung des Gebäudebestandes das Temperaturniveau der Raumheizungen abgesenkt werden kann, könnte angenommen werden, dass mittel- bis langfristig Low-Ex-Netze in breitem Umfang auch im Bestand möglich sind.

Die Absenkung der Netztemperaturen auf Werte von 60 °C oder darunter erfordert angepasste Lösungen für die Warmwasserbereitung, da hierbei die Trinkwasserhygiene Temperaturanforderungen an die Erwärmung des Trinkwassers stellt. Diese stehen dem Ziel des Low-Ex-Netzes entgegen. Zur Vermeidung von übermäßigem Legionellenwachstum sind im Arbeitsblatt W 551 des DVGW (DVGW 2004) umfassende technische Vorgaben fixiert. Sie erfordern entweder eine Warmwasserinstallation, die im Bestand den grundlegenden Neubau aller Warmwasserleitungen und der Trinkwassererwärmung nach sich ziehen – oder eine Betriebstemperatur von mindestens 60 °C benötigen.

Soll diese Betriebstemperatur durch das Wärmenetz bereitgestellt werden, ist eine Mindestvorlauftemperatur von rund 65 bis 70 °C notwendig, da die Wärmeübertragung vom Wärmenetz an das Trinkwasser eine treibende Temperaturdifferenz benötigt.

Wird über eine niedrigere Vorlauftemperatur mit gebäudeinterner Nacherwärmung, z.B. über Strom, nachgedacht, ist zu klären, ob bei sinkendem Heizwärmebedarf der energetisch sanierten Gebäude und damit steigendem Anteil der Trinkwassererwärmung am Gesamtwärmebedarf ein Wärmenetz noch wirtschaftlich betrieben werden kann, wenn Teile des Wärmebedarfs zur Trinkwassererwärmung dezentral erzeugt werden.

Über verschiedene Förderinstrumente wird in Deutschland das Ziel verfolgt, die Netztemperaturen zu senken (vgl. Rühling et al., 2010, S. 34). Dies würde nicht nur die Einsatzchancen der erneuerbaren Energien verbessern, sondern auch eine bessere Brennstoffausnutzung und letztlich eine höhere Effizienz des Gesamtsystems erzielen (vgl. Knierim 2007, S. 65). Nähere Ausführungen dazu auch in 7.1.3 und 8.1.4.2).

Die Einspeisung von Wärme in bestehende Fernwärmesysteme unterliegt einigen technischen Begrenzungen. Für die Effizienz der Einspeisung sind in einigen Fällen das vorliegende Temperaturniveau und die Druckverhältnisse im System besonders bedeutsam.

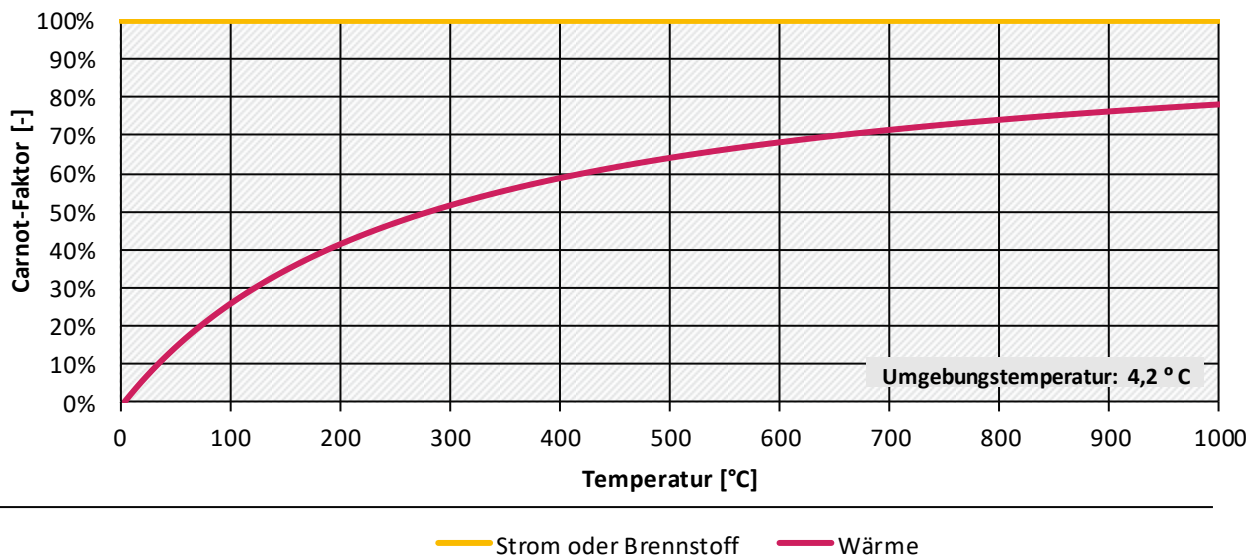
In wie weit Niedertemperaturwärmequellen für Wärmenetze nutzbar sind, wird durch das Temperaturniveau der Wärmequelle und das des Wärmenetzes als Wärmesenke bestimmt (vgl. Abbildung 25). Ein Abgleich der typischen Temperaturbereiche der betrachteten Wärmequellen mit den typischen Betriebstemperaturen von Wärmenetzen ergibt die exergetische Bewertung der betrachteten Wärmequellen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden verschiedene wärmenetzgebundene Wärmeversorgungstechnologien im Hinblick auf CO₂-Effizienz und Exergieausnutzung mit Hilfe theoretischer Berechnungen miteinander verglichen. Daraus wird schließlich eine energetische und exergetische Bewertung von Niedertemperaturwärmequellen im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugungstechniken abgeleitet.

3.4.1 Einführung in die Carnot-Methode

Für eine exergetische Bewertung verschiedener Wärmeversorgungsvarianten ist es nötig, neben der Quantität auch die Qualität der jeweils eingesetzten Energie zu betrachten. Das Produkt der Energiemenge eines Energiestroms und der Energiequalität ergibt die Exergiemenge des jeweiligen Energiestroms. Hierbei wird die Energiequalität in der Regel mit dem Carnot-Faktor angegeben. Die Energiequalität bezieht sich auf die physikalische Arbeitsfähigkeit der Energie und liegt bei elektrischer und chemischer Energie annähernd bei 100 %. Bei Wärmeenergie ist sie dagegen abhängig von der Temperatur der Wärme und der Temperatur der Umgebung (s. Abbildung 35).

Abbildung 35: Carnot-Faktor von Strom, Brennstoff und Wärme



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Um einen Wert für die Qualität von Wärmeenergie zu ermitteln, ist die theoretische physikalische Arbeitsfähigkeit der Wärme ausschlaggebend. Diese wird durch den Carnot-Wirkungsgrad (Carnot-Faktor) eines Prozesses abgebildet.

So ist für die Berechnung des Carnot-Faktors eines Prozesses die Temperatur des Arbeitsmediums bei Prozesseintritt (T_{ein}) und die Temperatur des Arbeitsmediums bei Prozessaustritt (T_{aus}) wichtig. Der Carnot-Faktor ergibt sich dann wie folgt:

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{\text{aus}}}{T_{\text{ein}}}$$

Hierbei ist zu beachten, dass sich die Temperaturen auf den absoluten Nullpunkt beziehen und in Kelvin angegeben werden.

Bei den folgenden Exergieberechnungen wird aus Darstellungsgründen immer Bezug auf die Umgebungstemperatur genommen, die die Heizgradtag-gewichtete Jahresdurchschnittstemperatur von Deutschland darstellt und 4,2 °C beträgt.

Bei der Wärmeerzeugung wird immer die Fluidtemperatur, die in den Wärmeübertrager eintritt betrachtet, zum Beispiel die Rauchgastemperatur bei einer Verbrennung. Diese Temperaturen werden für die Darstellung in den kombinierten Energie- und Exergieverlaufdiagrammen (s. z.B. Abbildung 37) benötigt und beeinflussen das Endergebnis (Exergieausnutzung, CO₂-Emissionen etc.) nicht.

Der Carnot-Faktor wird wie folgt berechnet:

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{Umg}}{T_{Fluid}}$$

Der Carnot-Faktor des Wärmenetzes wird stets bei der Wärmeeinspeisung ($T_{Netz} = T_{Vorlauf}$) betrachtet, da gemäß den kombinierten Energie- und Exergieverlaufdiagrammen die Netzwärmeverluste noch nicht von der Energiebilanz abgezogen wurden. Der Carnot-Faktor wird wie folgt berechnet:

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{Umg}}{T_{Netz}}$$

Bei der Nutzwärme wird der Carnot-Faktor aus einer wärmemengengewichteten Nutztemperatur von 24,6 °C (800 MWh Raumwärme mit $T_{Raum}=20$ °C, 200 MWh Wärmebedarf zur Trinkwassererwärmung auf $T_{Trww}=43$ °C) berechnet:

$$\eta_c = 1 - \frac{T_{Umg}}{T_{Nutz}}$$

3.4.2 Technologievergleich verschiedener Wärmeerzeuger und -quellen

In den nachfolgenden Kapiteln werden verschiedene wärmenetzgebundene Wärmeerzeugungstechnologien und Wärmequellen im Hinblick auf CO₂-Effizienz und Exergieausnutzung mit Hilfe theoretischer Berechnungen miteinander verglichen. Dieser Technologievergleich erfolgt für Wärmenetze der 2., 3. und 4. Generation mit den in Tabelle 10 angegebenen zeitlich unveränderlichen Vor- und Rücklauftemperaturen.

Zunächst wird die Berechnungssystematik für alle Wärmeerzeuger und -quellen an Hand des Wärmenetzes der 3. Generation veranschaulicht (s. Abschnitte 3.4.3 bis 3.4.8). Diese Festlegung wurde getroffen um auch Varianten bei denen eine exergetische Aufwertung erforderlich ist, veranschaulichen zu können. Für den Gasbrennwertkessel werden zusätzlich auch die Ergebnisse für die drei betrachteten Wärmenetze detailliert veranschaulicht. Für die tiefengeothermischen Versorgungen erfolgt zudem in Kapitel 3.4.9 nicht nur für das Wärmenetz der 3. Generation, sondern auch für das Wärmenetz der 2. Generation ein Vergleich der untersuchten Aufwertungsoptionen. In Kapitel 3.4.10 werden abschließend für sämtliche Kombinationen aus Wärmeerzeugern/-quellen sowie den drei Wärmenetzen die Ergebnisse dargestellt, verglichen und bewertet.

Berechnungsrandbedingungen

Für den Vergleich werden basierend auf den Angaben in Tabelle 6 drei Wärmenetze mit folgenden Kenngrößen definiert.

Tabelle 10: Kenngrößen der untersuchten Wärmenetze

Wärmenetzklasse	2. Generation	3. Generation	4. Generation (Low-Ex-Netz)
VL/RL	120/65 °C	90/60 °C	60/40 °C
Netzverluste	14 %	12 %	9 %
Netzstrom	1 %	1,5 %	2 %

Quelle: © Solites

Auf den ersten Blick ist zu sehen, dass das Wärmenetz der 4. Generation geringere Wärmeverluste aufweist, jedoch ist für den gleichen Wärmetransport auf Grund der verringerten Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf ein höherer Hilfsstromanteil nötig als bei den Wärmenetzen der 2. und 3. Generation.

Der Wärmebedarf, den das Wärmenetz decken muss, setzt sich für den durchgeführten Technologievergleich beispielhaft aus 800 MWh Heizwärme (10.000 m² beheizte Fläche, 80 kWh/m²a Heizwärmebedarf) und 200 MWh für Trinkwarmwasser (200 Pers, 1000 kWh/Pers*a) zusammen. Daraus ergibt sich eine wärmemengengewichtete Nutztemperatur von 24,6 °C ($T_{\text{Raum}}=20\text{ °C}$, $T_{\text{TW}}=43\text{ °C}$).

Die vollständigen Berechnungsrandbedingungen des verwendeten Berechnungsverfahrens sowie die detaillierten Berechnungsrandbedingungen der betrachteten Wärmenetze, Wärmeerzeuger und Aufwertungsoptionen sind im Anhang A1 wiedergegeben.

Vergleichssystematik

Für alle analysierten Versorgungstechnologien wird der gesamte Umwandlungsprozess vom Primärstoff bis zur Nutzung energetisch und exergetisch berechnet und in einem Diagramm veranschaulicht (s. z.B. Abbildung 37). Hierbei wird auf eine einheitliche Darstellungsform geachtet, um eine gute Vergleichbarkeit sicherzustellen.

Als Benchmarkwerte werden der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf, der Primärenergiebedarf, der Exergieausnutzungsgrad (Verhältnis von Nutzexergie zu eingesetzter Exergie) und die emittierten CO₂-Emissionen ermittelt. Hierbei werden die Primärenergiefaktoren aus der EnEV verwendet.

Für die in den Kapiteln 3.4.3 bis 3.4.10 ermittelten CO₂-Emissionen wurde das nachfolgend beschriebene Verfahren angewendet. Zunächst wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den angegebenen CO₂-Emissionen stets um CO₂-Äquivalente handelt. Es wird also nicht nur die klimaschädigende Wirkung von CO₂, sondern auch von anderen Stoffen berücksichtigt. Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen werden die Vorketten der jeweiligen Techniken berücksichtigt. Hierzu werden CO₂-Emissionsfaktoren aus Memmler et al. (2017), GEMIS (2017) und Jührich (2016) verwendet. Die einzelnen Annahmen können Anhang A1 entnommen werden. Es wird darauf hingewiesen, dass es bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen mit Hilfe von Emissionsfaktoren in Abhängigkeit der verwendeten Literaturquellen Unterschiede geben kann.

Von den in Memmler et al. (2017) unterschiedenen Emissionsanteilen wurden die direkten Emissionen und die Emissionen aus den Vorketten berücksichtigt. Die ebenfalls in Memmler et al. (2017) gelisteten Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie wurden nicht verwendet, sondern es wurden stattdessen die für die einzelnen Versorgungstechnologien aus den angenommenen und/oder berechneten Hilfsenergiebedarfen und dem CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix (GEMIS, 2017) unter den vorliegenden Randbedingungen erwarteten Emissionen aus fremdbezogener Hilfsenergie berechnet. Somit stellt die erarbeitete und verwendete Systematik zur Berechnung der CO₂-Emissionen eine mit den vorliegenden Randbedingungen konsistente Bewertung des nachfolgenden Technologievergleichs sicher.

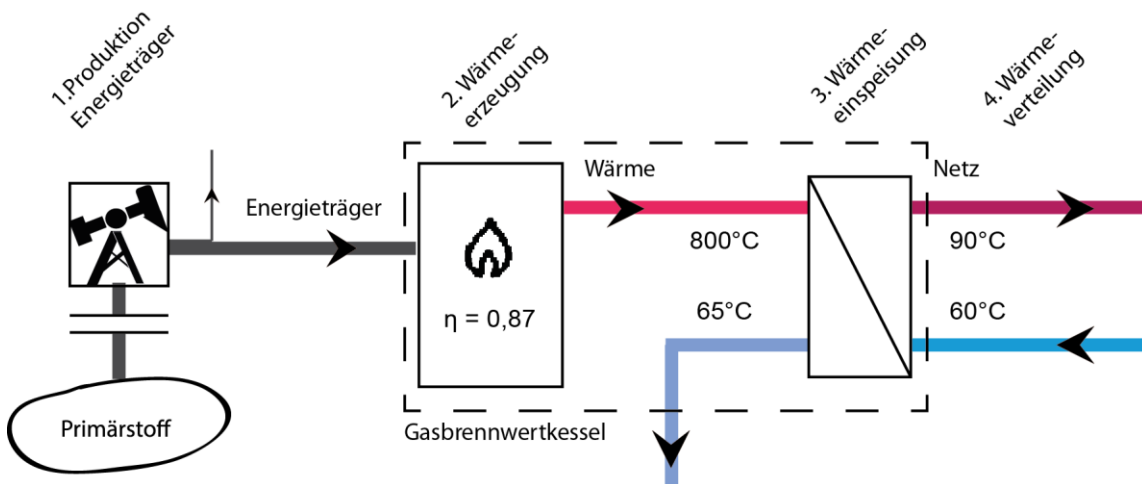
Hinsichtlich der aus Memmler et al. (2017) entnommenen CO₂-Emissionsfaktoren sei auf folgenden Sachverhalt hingewiesen: „Hervorzuheben ist, dass die konservativ gewählten Emissionsfaktoren weder reale Einzelanlagen noch den gegenwärtig besten Stand der Technik repräsentieren, sondern den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland repräsentieren.“ (Memmler et al., 2017).

3.4.3 Gasbrennwertkessel

Dies ist eine einfache Variante, die zur Veranschaulichung des Berechnungsprinzips dient.

Ein Gasbrennwertkessel kann sehr einfach in ein Fernwärmenetz eingebunden werden. Folgende schematische Darstellung (Abbildung 36) zeigt die Einbindung in ein Gesamtsystem von der hypothetischen Förderung des Erdgases, bis hin zur Netzeinspeisung. Aus Veranschaulichungsgründen wurde der Gasbrennwertkessel in Abbildung 36 in die beiden Komponenten „Brenner“ und „Rauchgaswärmeübertrager“ aufgeteilt.

Abbildung 36: Schema zur Einbindung eines Gasbrennwertkessels in ein Fernwärmenetz



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Hierbei ist die Vorkette schematisch dargestellt, die den Primärenergiefaktor von 1,1 bedingt. Zur Vorkette gehören beispielsweise Gewinnung, Umwandlung, Lagerung und Transport des Erdgases. Außerdem ist der Jahresnutzungsgrad des Gaskessels, sowie die Rauchgas- und Abgastemperatur dargestellt. Hilfsenergie (z.B. Pumpen) wird nicht mit dargestellt.

Für die Wärmeerzeugung wird ein Gasbrennwertkessel mit folgenden Kenngrößen gewählt, da sich bei den hohen Fernwärmenetzzrücklaufemperaturen das Rauchgas nicht ausreichend weit abkühlen kann, um den Brennwerteffekt auszunutzen.

Tabelle 11: Kenngrößen des Gasbrennwertkessels

Größe	Wert	Einheit	Quelle
Jahresnutzungsgrad η	0,87		Annahme
Verbrennungstemperatur	800	°C	Annex 49 (2017)
Hilfsstrombedarf	1	%	Annahme

Quelle: © Solites

Es ist anzumerken, dass im Gegensatz zu Abbildung 37 bei den Benchmarkwerten (s. Tabelle 12) beim Primärenergiebedarf nur der fossile Anteil der Energieträger, sowie der nicht-erneuerbare Anteil am Strombedarf (PE-Faktor: 1,8 fossil, 1 erneuerbar) betrachtet werden, was zu einer Differenz zwischen Abbildung und Tabelle führt. Die Exergie wird immer komplett gewertet, da hier nicht zwischen erneuerbarem und fossilem Anteil unterschieden wird.

Abbildung 37 zeigt, wie sich der Energie-/ und Exergiegehalt während des Umwandlungsprozesses vom Primärstoff zum Nutzen ändert. Unter dem Nutzen ist hierbei die den Gebäuden zugeführte Wärme mit einer wärmemengengewichteten Nutzttemperatur von 24,6 °C zu verstehen. Um eine einheitliche Darstellung für alle betrachteten Versorgungstechnologien zu ermöglichen wurden für die auf der Abszisse angegebenen Zustandspunkte und die dazwischen ablaufenden Prozessschritte identische Bezeichnungen verwendet. Diese sind für die verschiedenen Versorgungstechnologien jeweils in Schemazeichnungen veranschaulicht (s. z.B. Abbildung 36).

Bei der Energie (Balken) ist der Nutzungsgrad der einzelnen Prozessschritte abzulesen. So sind im ersten Schritt („**Produktion Energieträger**“) die Primärenergiefaktoren bei der Produktion der Energieträger des fossilen Gases und des Stroms erkennbar, im zweiten Schritt („**Wärmeerzeugung**“) spiegeln sich der Nutzungsgrad und der Hilfsstrombedarf des Gasbrennwertkessels wider. Im 3. Schritt („**Wärmeeinspeisung**“) sind geringe Wärmeverluste in der Heizzentrale sichtbar und im 4. Schritt („**Wärmenutzung**“) werden die Wärmeverluste des Wärmenetzes deutlich.

Die Berechnung der in Abbildung 37 und auch bei den weiteren Versorgungstechnologien ermittelten Energiewerte erfolgte ausgehend vom Prozessende unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade, Wärmeverluste etc. Damit ist sichergestellt, dass alle Berechnungen auf einen Nutzen von 1.000 MWh normiert sind.

Zu den auf diese Weise ermittelten Energien wurden anschließend gemäß dem in Kapitel 3.4.1 erläuterten Verfahren die zugehörigen Exergien berechnet. Die Exergieänderungen im Zuge der einzelnen Prozessschritte zwischen den Zustandspunkten werden an Hand der schraffierten Flächen deutlich. Bei den Zustandspunkten „Primärstoff“ und „Energieträger“ stimmen in Abbildung 37 die Werte der Energien und Exergien überein, da sowohl Strom als auch fossile Brennstoffe einen Carnot-Faktor von 1 aufweisen. Beim Vorliegen von Wärme weichen die Energie- und Exergiewerte voneinander ab, da die Wärmeexergie mit temperaturabhängigen Carnot-Faktor bewertet wird, der kleiner als 1 ist.

Für die auf die beschriebene Weise untersuchten Versorgungstechnologien werden jeweils Benchmarkwerte ermittelt und abschließend miteinander verglichen. Die Benchmarkwerte für das System mit Gasbrennwertkessel sind in Tabelle 12 zusammengefasst. Dieses System besitzt einen nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarf von 1.480 MWh, verursacht 320 t CO₂-Emissionen, benötigt 1.509 MWh Primärenergie bzw. Primärenergie und besitzt deshalb einen Exergieausnutzungsgrad

von lediglich 4,5 %. Das Überschreiten des nicht-erneuerbaren Primärenergiebedarfs durch den (gesamten) Primärenergie- bzw. Primärenergie- bzw. Primärenergiebedarf ist bedingt durch den erneuerbaren Anteil des Strombedarfs.

Abbildung 37: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gasbrennwertkesseln

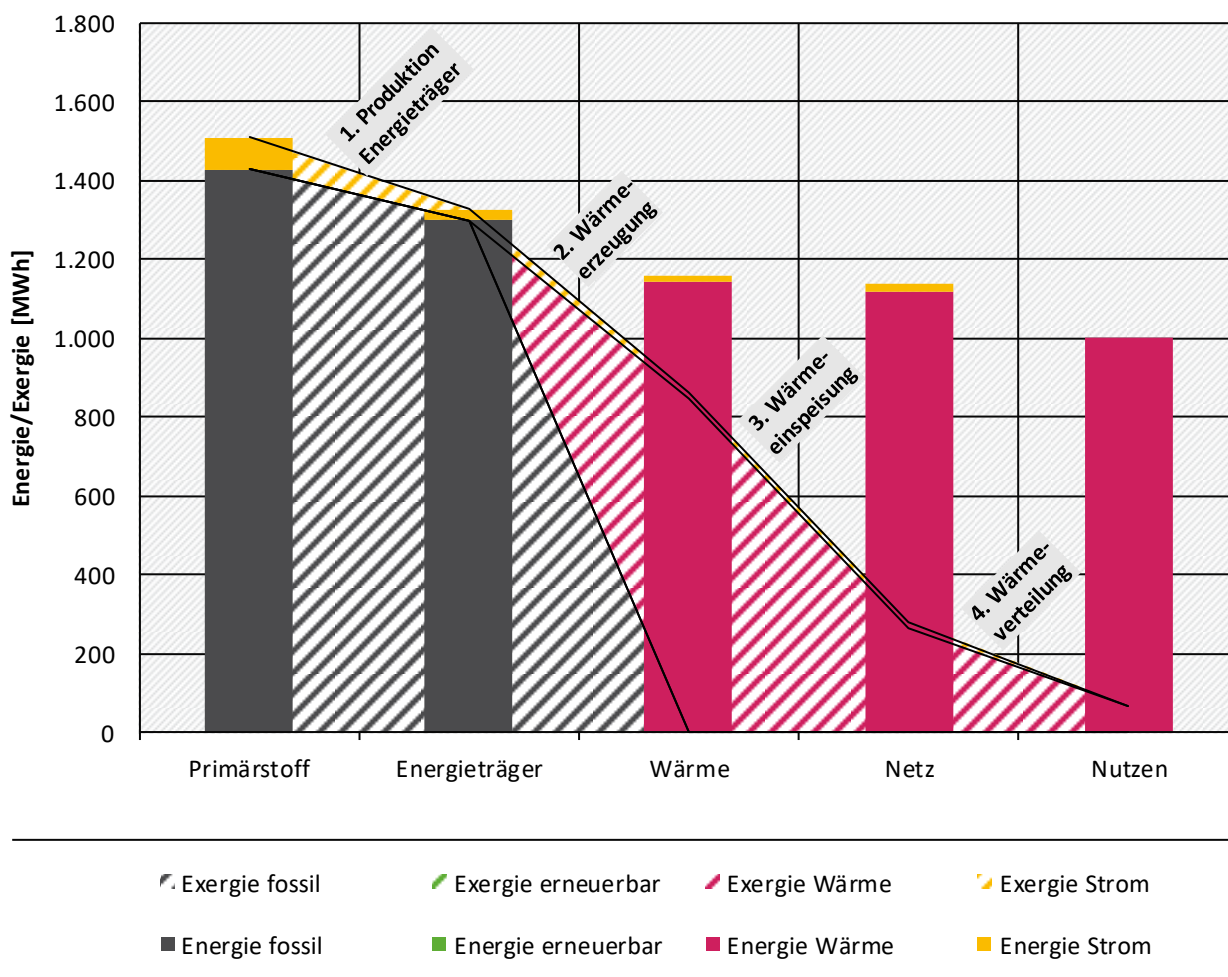


Tabelle 12: Ergebnisse für den Gasbrennwertkessel

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1480	MWh
CO ₂ -Emissionen	320	t
Primärenergiebedarf	1509	MWh
Primärenergiegrad	4,5	%

Quelle: © Solites

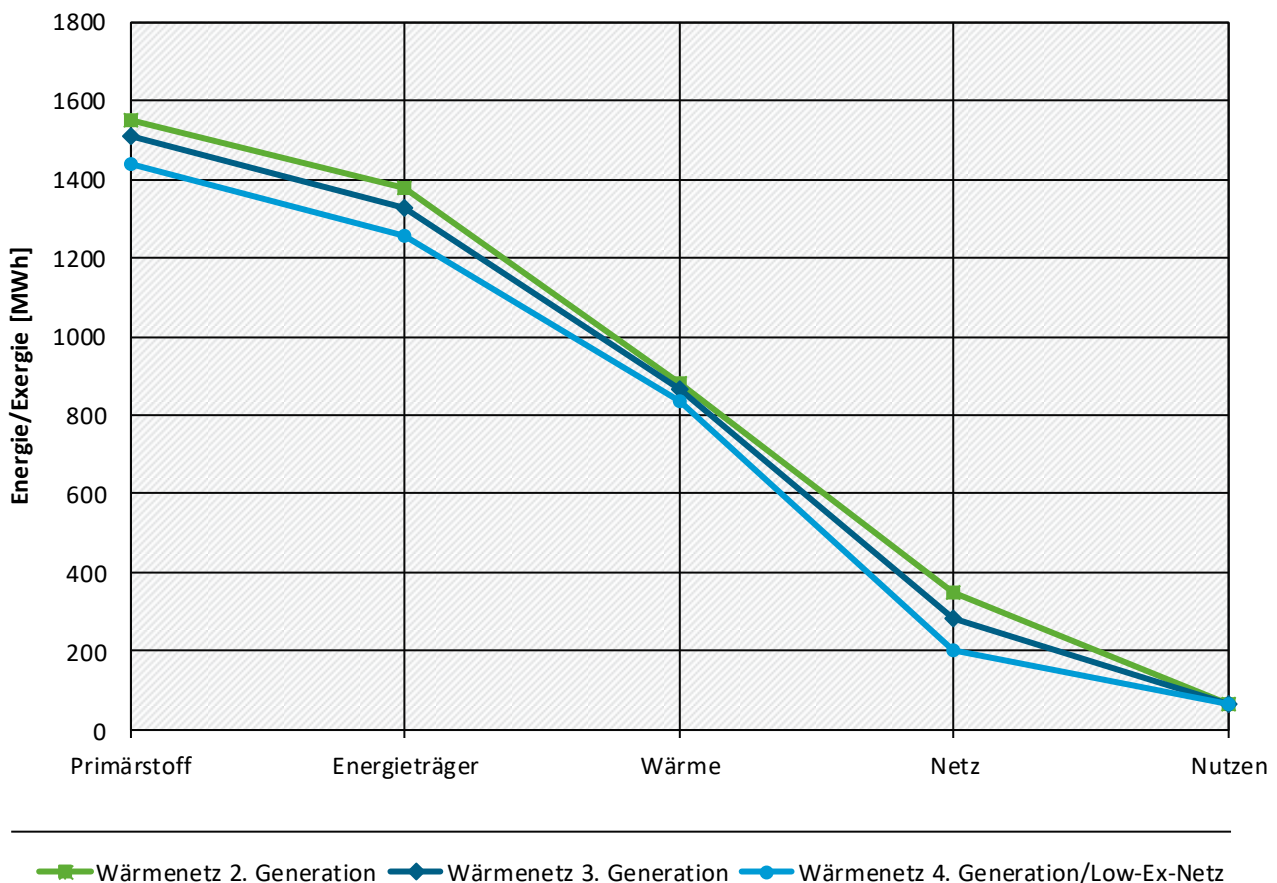
3.4.3.1 Vergleich verschiedener Wärmenetze

Um unterschiedliche Wärmeerzeuger, speziell Niedertemperaturwärmeerzeuger sinnvoll vergleichen zu können, wird deren jeweilige Kombination mit den drei definierten Wärmenetztypen untersucht.

Beim Gasbrennwertkessel wird hierbei auf Grund der unterschiedlich stark ausgeprägten Nutzung des Brennwerteffekts eine Abhängigkeit des Jahresnutzungsgrades von der Netzzücklauftemperatur berücksichtigt. So werden für das Low-Ex-Wärmenetz 89 %, für das Wärmenetz der 3. Generation 87 % und für das Wärmenetz der 2. Generation 86 % als Jahresnutzungsgrade des Brennwertkessels angenommen.

In Abbildung 38 wird der Unterschied zwischen den einzelnen Wärmenetzen über den Exergiegehalt während der einzelnen Prozessschritte gezeigt. Hier ist erkennbar, dass die Nutzexergie identisch ist, da alle drei Wärmenetze den gleichen Bedarf abdecken. Die Netzexergie hingegen unterscheidet sich, da sich die Netzverluste unterscheiden und die Vorlauftemperaturen der einzelnen Netze sehr unterschiedlich sind, wodurch sich der Exergiegehalt entsprechend des Carnotfaktors ändert.

Abbildung 38: Exergiegehalt während des Energieumwandlungsprozess in verschiedenen, mit Gasbrennwertkesseln versorgten Wärmenetzen



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Bei der Wärmeerzeugung (Verbrennung) ist der Carnotfaktor aufgrund der gleichen Rauchgastemperaturen identisch und der Exergieunterschied somit nur gering. Chemische sowie elektrische Energie können als vollständige Exergie betrachtet werden. Deshalb ist der in Tabelle 13 für jedes Wärmenetz

dargestellte nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf nahezu identisch mit dem zugehörigen Primärenergiebedarf. Die geringen Unterschiede resultieren aus dem nicht-erneuerbaren Anteil des eingesetzten Stroms.

Die Primärenergiefaktoren orientieren sich bei allen Berechnungen an der EnEV (2017), die CO₂-Emissionsfaktoren an Memmler et al. (2017), GEMIS (2017) und Jührich (2016). Lediglich für die industrielle Abwärmenutzung, die ohne „Vorkette“ betrachtet wird (s. Abschnitt 3.4.7), wird hiervon abgewichen. Die einzelnen Berechnungsannahmen können Anhang A1 entnommen werden.

Tabelle 13: Ergebnisse der einzelnen Wärmenetze

	Wärmenetz 2. Generation	Wärmenetz 3. Generation	Wärmenetz 4. Generation (Low-Ex-Netz)
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1529 MWh	1480 MWh	1403 MWh
CO ₂ -Emissionen	329 t	320 t	305 t
Primärenergiebedarf	1552 MWh	1509 MWh	1436 MWh
Primärenergiegrad	4,4 %	4,5 %	4,7 %

Quelle: © Solites

3.4.4 BHKW (Gas)

Als nächstes soll ein gasbetriebenes Blockheizkraftwerk als Wärmeerzeuger betrachtet werden.

Bei einer solchen KWK-Anlage entsteht neben Wärmeenergie auch elektrische Energie. Deshalb muss der eingesetzte Brennstoff auf die Produkte Wärme und Strom aufgeteilt werden. Bei der Betrachtung der Energie geschieht dies aufgrund des Energieerhaltungssatzes mit dem Anteil (A_{th}) des thermischen Nutzungsgrades am Gesamtnutzungsgrad:

$$A_{th} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{th} + \eta_{el}}$$

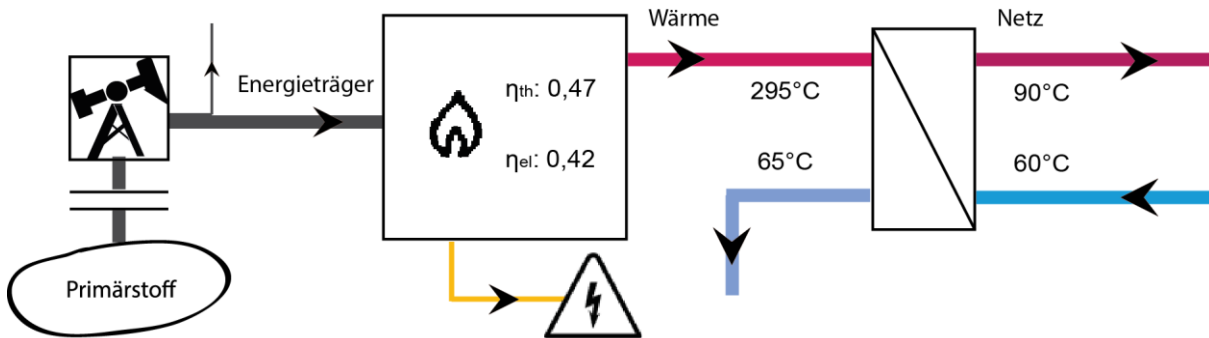
Bei der Aufteilung der Exergie des eingesetzten Brennstoffs auf die Produkte Wärme und Strom muss zusätzlich zur energetischen Aufteilung die Arbeitsfähigkeit der ausgekoppelten Wärme mitbetrachtet werden, um die unterschiedliche Energiequalität von Wärme und Strom berücksichtigen zu können. Deshalb wird der für die Wärmeerzeugung verwendete Exergieanteil des Brennstoffs mit der Allokationsmethode über den Carnot-Faktor (n_c) bestimmt. So ergibt sich für den thermischen Allokationsfaktor (Al_{th}):

$$Al_{th} = \frac{\eta_{th} * n_c}{\eta_{th} * n_c + \eta_{el}}$$

Mit dem gleichen, in AGFW (2017) erläuterten Verfahren können auch die CO₂-Emissionen für die KWK-Wärme bestimmt werden (siehe auch Kap. 2.2.2).

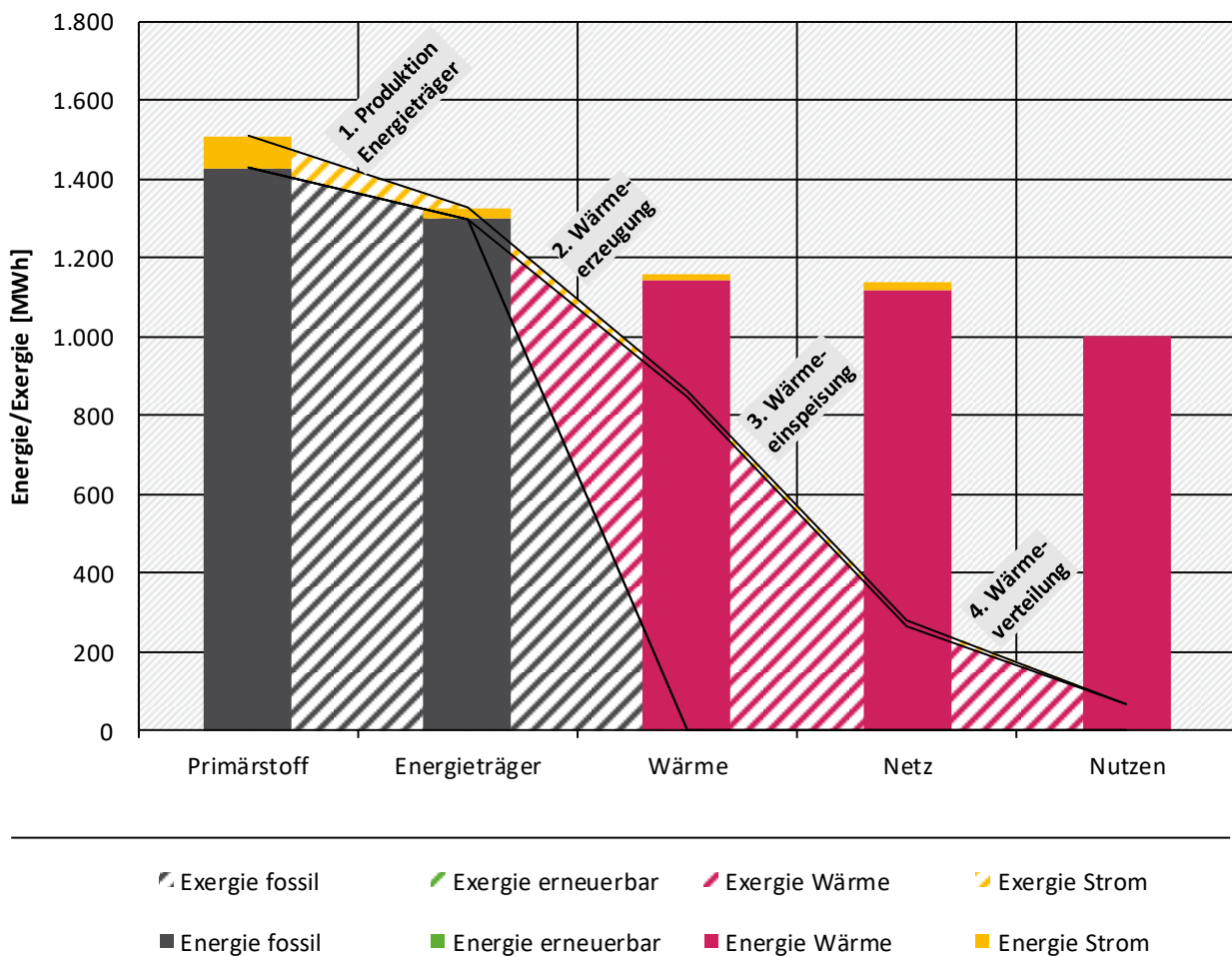
Das betrachtete BHKW besitzt folgende Kennwerte und kann dem Schema entsprechend eingebunden werden:

Abbildung 39: Schema zur Einbindung eines Gas-BHKWs in ein Fernwärmenetz



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Abbildung 40: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei einem BHKW



Quelle: eigene Darstellung, Solites

In Abbildung 40 fällt sofort der große Unterschied zwischen dem Energie- und Exergiebedarf für die Zustandspunkte Primärstoff und Energieträger auf. Dies ist auf die unterschiedliche Aufteilung des Energie- und Exergiebedarfs für die Strom- und Wärmeerzeugung zurückzuführen. Während die Energie aufgrund des Energieerhaltungssatzes nicht zunehmen kann, wird die Exergie nur anteilig zu ihrem Allokationsfaktor gewertet.

Würde man den erzeugten Strom ebenfalls mit in der Abbildung darstellen, so würde für Primärstoff und Energieträger die Gesamtenergie gleich der Gesamtexergie sein. Mit einem Primärexergieausnutzungsgrad von 6,5 % nutzt das BHKW demnach den Brennstoff deutlich besser aus als der Gasbrennwertkessel mit 4,5 %. Der Primärexergiebedarf sowie die CO₂-Emissionen des BHKW sind dementsprechend um knapp 50 % geringer als beim Gasbrennwertkessel.

Tabelle 14: Ergebnisse für das BHKW

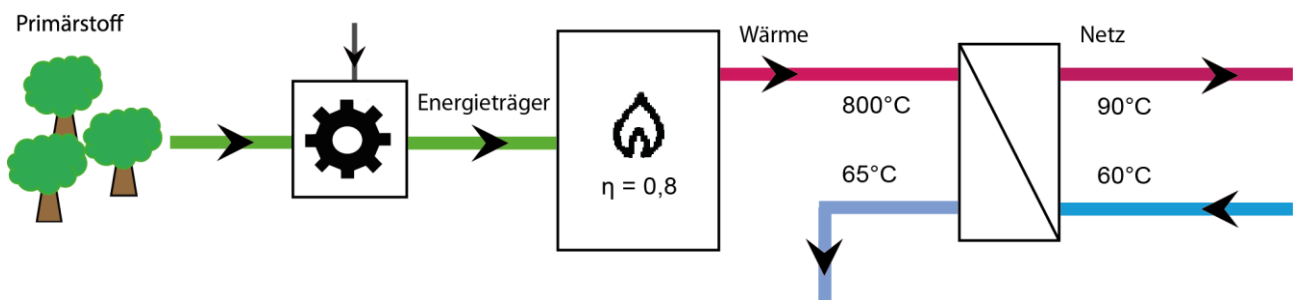
Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1448	MWh
CO ₂ -Emissionen	221	t
Primärexergiebedarf	1043	MWh
Primärexergienutzungsgrad	6,5	%

Quelle: © Solites

3.4.5 Holzpelletkessel

Um einen niedrigeren Primärenergiefaktor für das Fernwärmenetz zu erhalten und weniger CO₂-Emissionen zu produzieren, wird oft auf eine Biomassefeuerung wie Hackschnitzel oder Holzpellets zurückgegriffen. Diese kann wie folgt eingebunden werden.

Abbildung 41: Schema zur Einbindung eines Holzpelletkessels



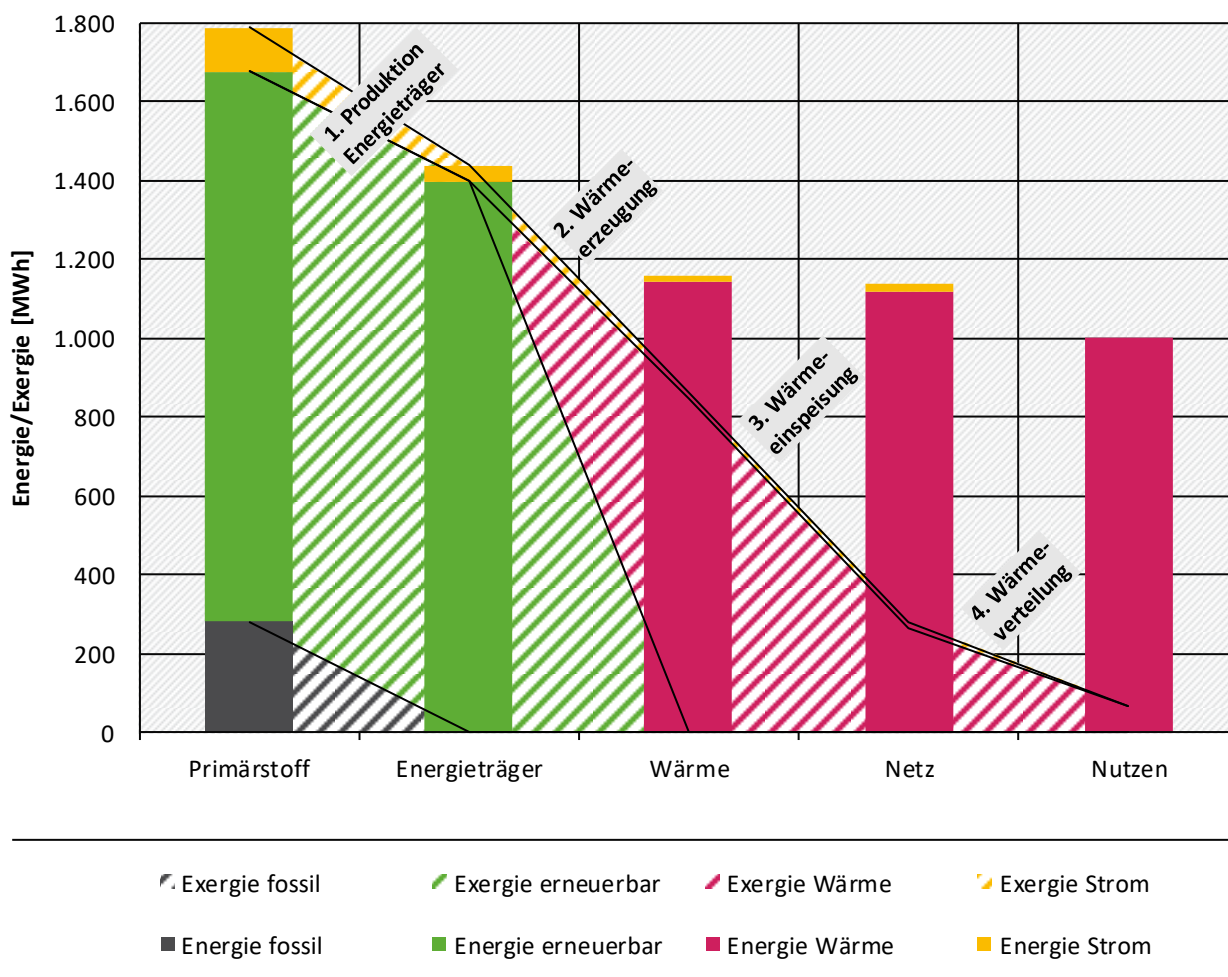
Quelle: eigene Darstellung, Solites

Für die Pelletproduktion wird durchschnittlich ein Anteil von 20 % an zusätzlicher fossiler Energie benötigt, weshalb sich der gesamte Primärenergiefaktor auf 1,2 erhöht. Außerdem arbeitet ein Pelletkessel mit einem Jahresnutzungsgrad von ca. 80 % und erzeugt so Rauchgas mit einer Temperatur von 800 °C, das den Wärmeübertrager durchströmt.

In Abbildung 42 ist der Exergiegehalt bei der Wärmeerzeugung durch einen Holzpelletskessel dargestellt. Auffallend ist, dass der Primärenergiebedarf sowie der Primärexergiebedarf mit 1.790 MWh sehr hoch sind, was auf den verhältnismäßig niedrigen Jahresnutzungsgrad von 0,8 sowie den Primärenergiefaktor von 1,2 zurückzuführen ist. Der Großteil der verbrauchten Primärenergie ist jedoch

erneuerbar (1.438 MWh) und so entstehen nur 120 t CO₂-Emissionen. Trotzdem ist ein Primärexergienutzungsgrad von lediglich 3,8 % als schlecht zu bewerten, was deutlich macht, dass das exergetische Potential von Biomasse durch eine thermische Verwertung nur wenig ausgenutzt wird.

Abbildung 42: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei einem Holzpelletkessel



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Tabelle 15: Ergebnisse für den Holzpelletkessel

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	352	MWh
CO ₂ -Emissionen	120	t
Primärexergiebedarf	1790	MWh
Primärexergienutzungsgrad	3,8	%

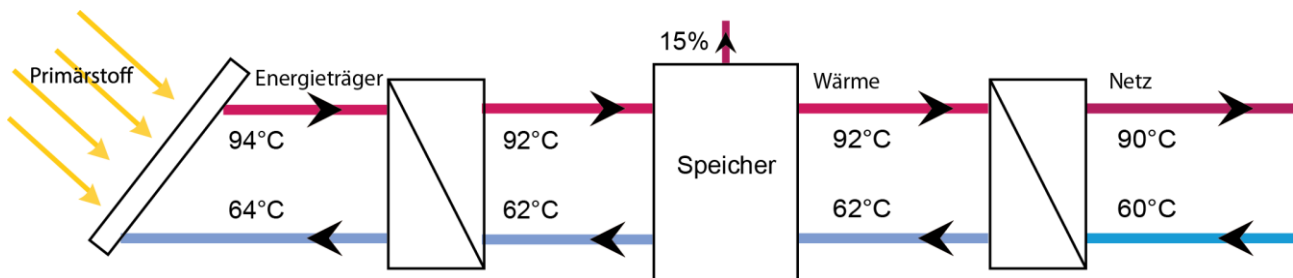
Quelle: © Solites

Problematisch ist zudem die beschränkte Verfügbarkeit von Biomasse. Einen möglichen Lösungsweg zeigen Carus et al. (2014) auf, die zu dem Ergebnis kommen, dass eine Kaskadennutzung von Biomasse (d.h. die nachwachsenden Rohstoffe werden vor einer energetischen Nutzung so oft wie möglich stofflich und erst am Ende energetisch genutzt) deutliche ökobilanzielle Vorteile gegenüber einer rein energetischen Nutzung von Biomasse hat.

3.4.6 Solarthermie

Da ein Wärmenetz mit einem 100 %igen solaren Deckungsanteil unrealistisch ist, muss, um die Vergleichbarkeit mit anderen Wärmeerzeugungstechnologien zu gewährleisten, diese Betrachtung als Teilstück eines größeren Wärmenetzes mit einem solaren Deckungsanteil von z.B. 20 % verstanden werden. Die Solaranlage könnte wie folgt eingebunden sein:

Abbildung 43: Schema einer solaren Fernwärmeunterstützung



Quelle: eigene Darstellung, Solites

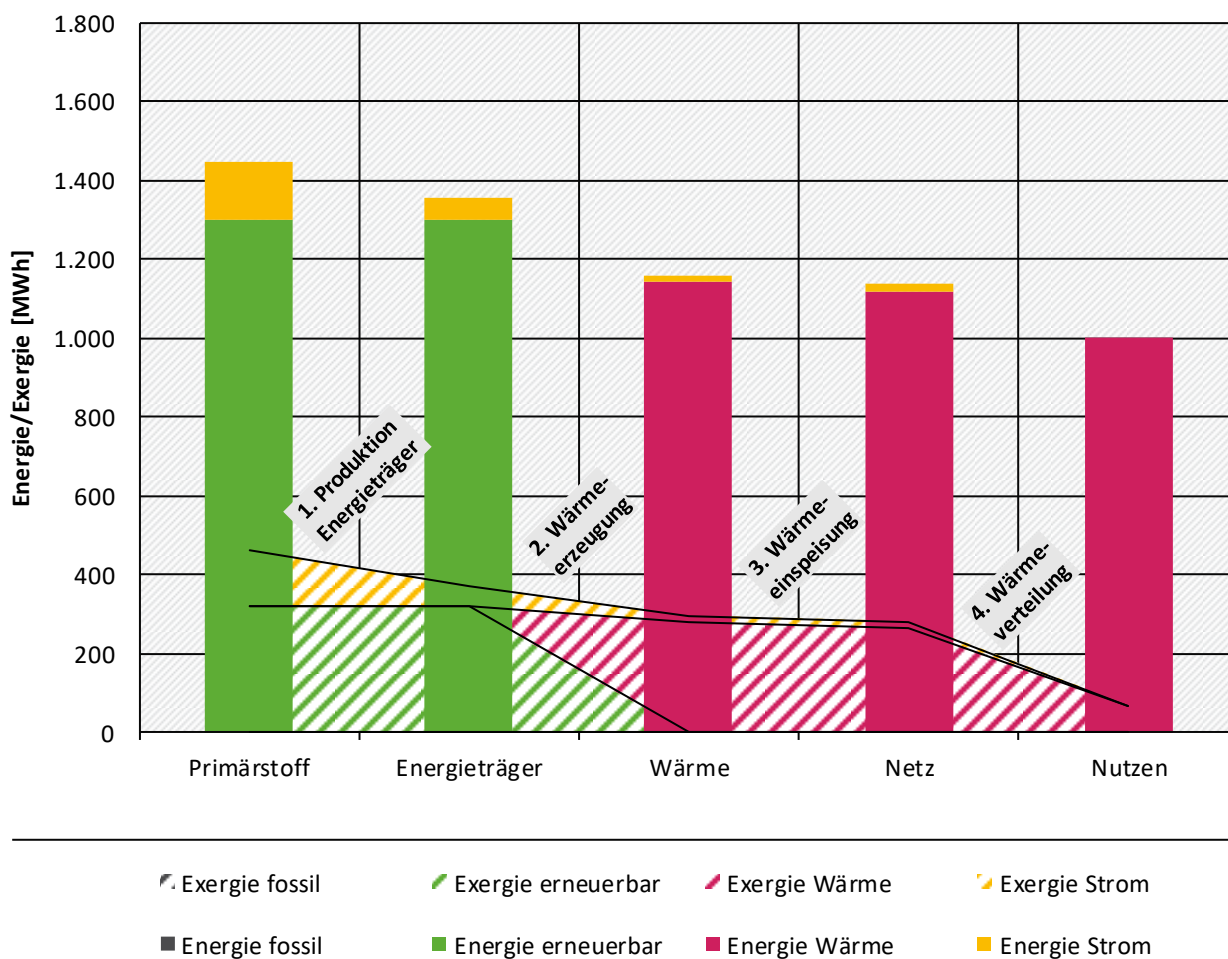
Der Solarkreis wird mit einer Vorlauftemperatur von 94 °C (Wärmeträger Wasser/Glykol) betrieben. Hierbei werden für solche Rahmenbedingungen übliche durchschnittliche Leitungs- und Speicher- verluste von insgesamt 15 % berücksichtigt, die im Beispiel bilanziell bei der Wärmeerzeugung einberechnet werden.

Das Fernwärmenetz kann sowohl direkt als auch über den Speicher gespeist werden. Der Wirkungsgrad der Kollektoren, sowie Wärmeverluste innerhalb des Solarkreises werden aufgrund des Vergleichsverfahrens nicht berücksichtigt.

In Abbildung 44 wird deutlich, dass solare Strahlungsenergie mit Solarkollektoren sehr effizient und nachhaltig mit wenig Hilfsstrombedarf eingesammelt werden kann. Das System besitzt so einen Primärenergiebedarf von 1.447 MWh, welcher aber mit 1.354 MWh erneuerbar gedeckt wird und somit nur 92 MWh nicht-erneuerbaren Anteil besitzt.

Das System produziert so nur 43 t CO₂-Emissionen was als äußerst klimafreundlich zu bewerten ist. Da die Umweltenergie Solarstrahlung genau wie Windenergie oder Meeresenergie einfach „verpufft“ wenn sie nicht genutzt wird, wird der Energie erst eine Energiequalität angerechnet, sobald sie als „nutzbare“ Energie (Wärme) vorliegt. So liegt der Primärenergiebedarf bei 462 MWh, was einer Exergieausnutzung von 14,6 % entspricht und verdeutlicht, dass Niedertemperaturheizsysteme Exergie sehr effizient nutzen, da sie kaum hochwertige chemische oder elektrische Energie benötigen.

Abbildung 44: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei solarer Wärmeerzeugung



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Tabelle 16: Ergebnisse für solare Wärmeerzeugung

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	92	MWh
Primärenergiebedarf erneuerbar	1.354	MWh
CO ₂ -Emissionen	43	t
Primärexergiebedarf	462	MWh
Primärexergienutzungsgrad	14,6	%

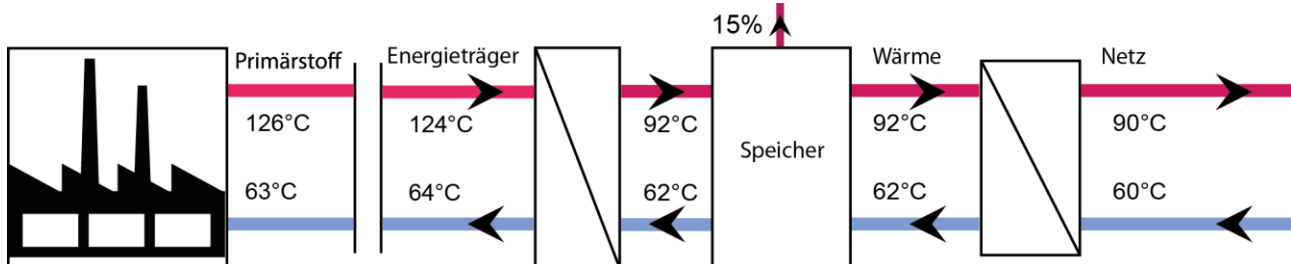
Quelle: © Solites

3.4.7 Industrielle Abwärmenutzung mit einem Wärmeübertrager

Viele Industriebetriebe in Deutschland erzeugen oft Abwärme die sie nicht nutzen können und so in die Umgebung abführen müssen. In folgendem soll die Nutzung dieser andernfalls „verlorenen“ Wärme mittels eines Wärmeübertragers betrachtet werden.

Diese Betrachtungsweise spiegelt sich sowohl in einem gesamten als auch einem erneuerbaren Primärenergiefaktor von 1 wider. Der CO₂-Emissionsfaktor wird mit 0 t/kWh angesetzt. Die Abwärme wird also ohne „Vorkette“ betrachtet. Diese Vereinfachung wurde gewählt, da eine Betrachtung der Entstehung der Abwärme aufgrund von schwer vergleichbaren Prozessen kaum möglich ist. Es wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass bei der Entstehung der Abwärme auch fossile Energieträger beteiligt sein können.

Abbildung 45: Schema einer industriellen Abwärmenutzung



Quelle: eigene Darstellung, Solites

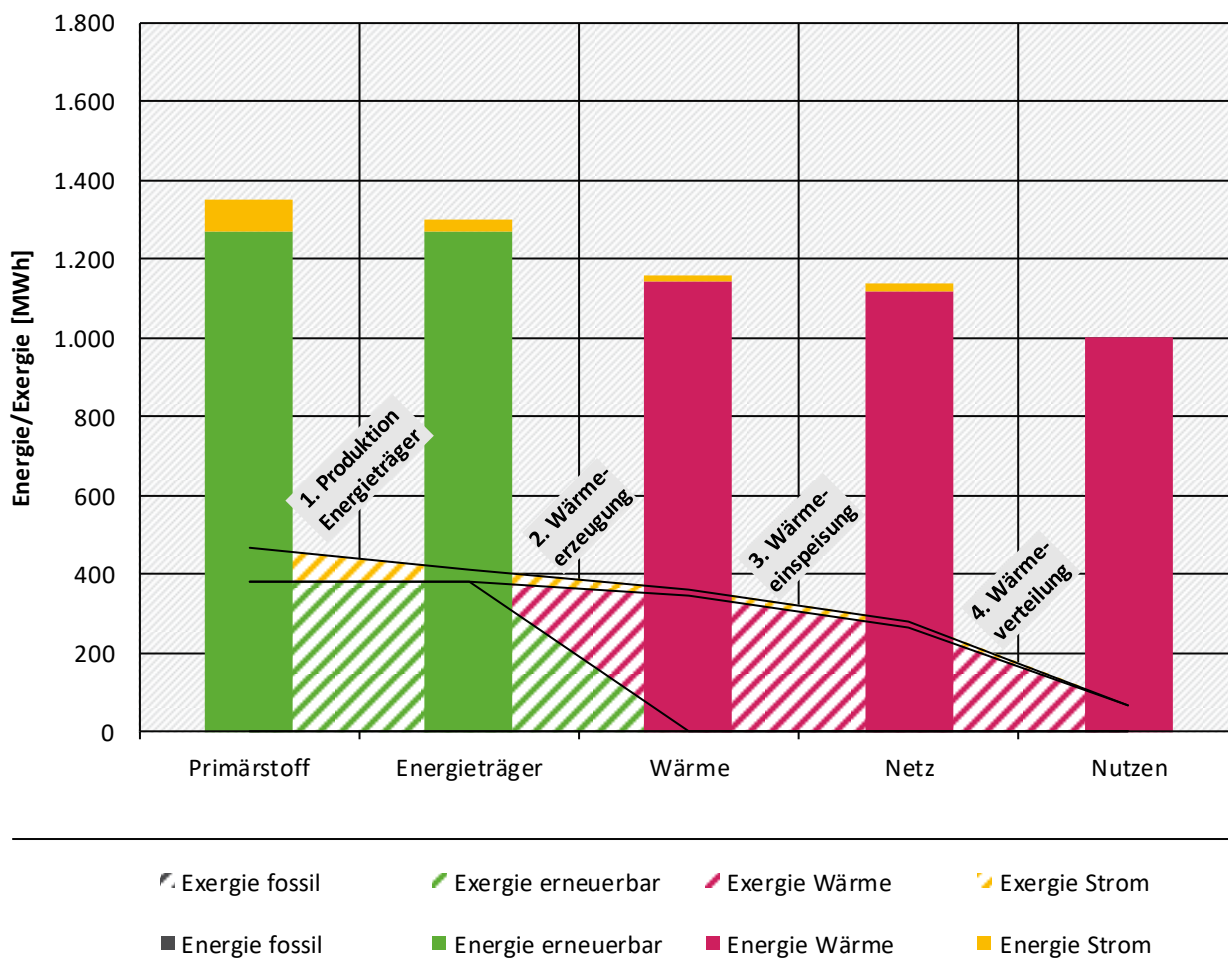
Hierbei wird angenommen, dass die Abwärme auf einem Temperaturniveau von 124 °C in der Heizzentrale ankommt, vorherige Wärmeverluste nicht mit einbezogen werden (siehe Solarthermie) und die Abwärmeauskopplung keinen weiteren Energieaufwand für den Industrieprozess verursacht.

In der Heizzentrale werden Bedarfs- und Erzeugungsspitzen über einen Pufferspeicher abgefangen, der durchschnittlich 10 % Wärmeverluste aufweist. Für den Wärmetransport wird ein Strombedarf von 1 % der transportierten Energiemenge angesetzt. Unter diesen Annahmen ergibt sich das Diagramm in Abbildung 46.

Wie in Abbildung 46 ersichtlich, ist die Nutzung industrieller Abwärme ähnlich effizient wie Solarenergie, da sie auch „kostenlos“ zur Verfügung steht und sonst in die Umwelt verpuffen würde. Da nur ein geringer Strombedarf für den Transport aufgewendet werden muss, liegt der nicht-erneuerbare Primärenergiebedarf mit 54 MWh also bei lediglich 5 % der Nutzwärme und ist somit als extrem niedrig zu bewerten.

Außerdem entstehen nur 42 t CO₂-Emissionen. Da die Temperatur ebenfalls relativ niedrig liegt, besitzt die Energie lediglich eine Energiequalität von 30 % und somit entstehen nur 466 MWh Primärenergiebedarf, was einen Ausnutzungsgrad von 14,5 % zur Folge hat.

Abbildung 46: Exergiegehalt bei Abwärmenutzung mit einem Wärmeübertrager



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Tabelle 17: Ergebnisse für solare Wärmeerzeugung

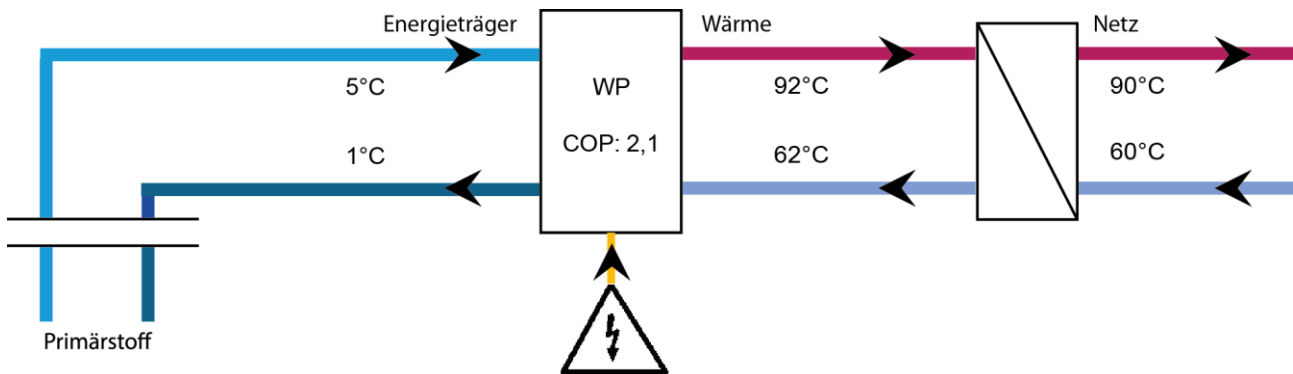
Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	54	MWh
CO ₂ -Emissionen	17	t
Primärenergiebedarf	466	MWh
Primärenergiegrad	14,5	%

Quelle: © Solites

3.4.8 Großwärmepumpe mit Erdwärmesonden

Als nächste Variante wird die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme durch eine zentrale elektrische Großwärmepumpe untersucht. Der Einsatz einer zentralen Wärmepumpe in einem Fernwärmenetz ist in Abbildung 47 veranschaulicht.

Abbildung 47: Schema zur Erdwärmenutzung durch Erdwärmesonden und eine Wärmepumpe



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Für den Wärmetransport vom Untergrund, der im ungestörten Zustand je nach Tiefe und Standort der Erdwärmesonden eine Temperatur von ca. 10-15 °C aufweist, zum in den Sondenrohren zirkulierenden Wärmeträgermedium ist eine treibende Temperaturdifferenz nötig. Es werden dementsprechend typische Vor- und Rücklauftemperaturen des in den Sondenrohren zirkulierenden Wärmeträgermediums von 5 und 1 °C definiert, die die ungestörte Untergrundtemperatur unterschreiten. Der COP von Wärmepumpen hängt extrem von dem zu leistenden Temperaturhub sowie der Kondensator- und Verdampfertemperatur (T_{kond} bzw. T_{ver}) ab. Er wird wie folgt berechnet:

$$COP = G \times COP_{max} = G \times \frac{T_{kond}}{T_{kond} - T_{ver}}$$

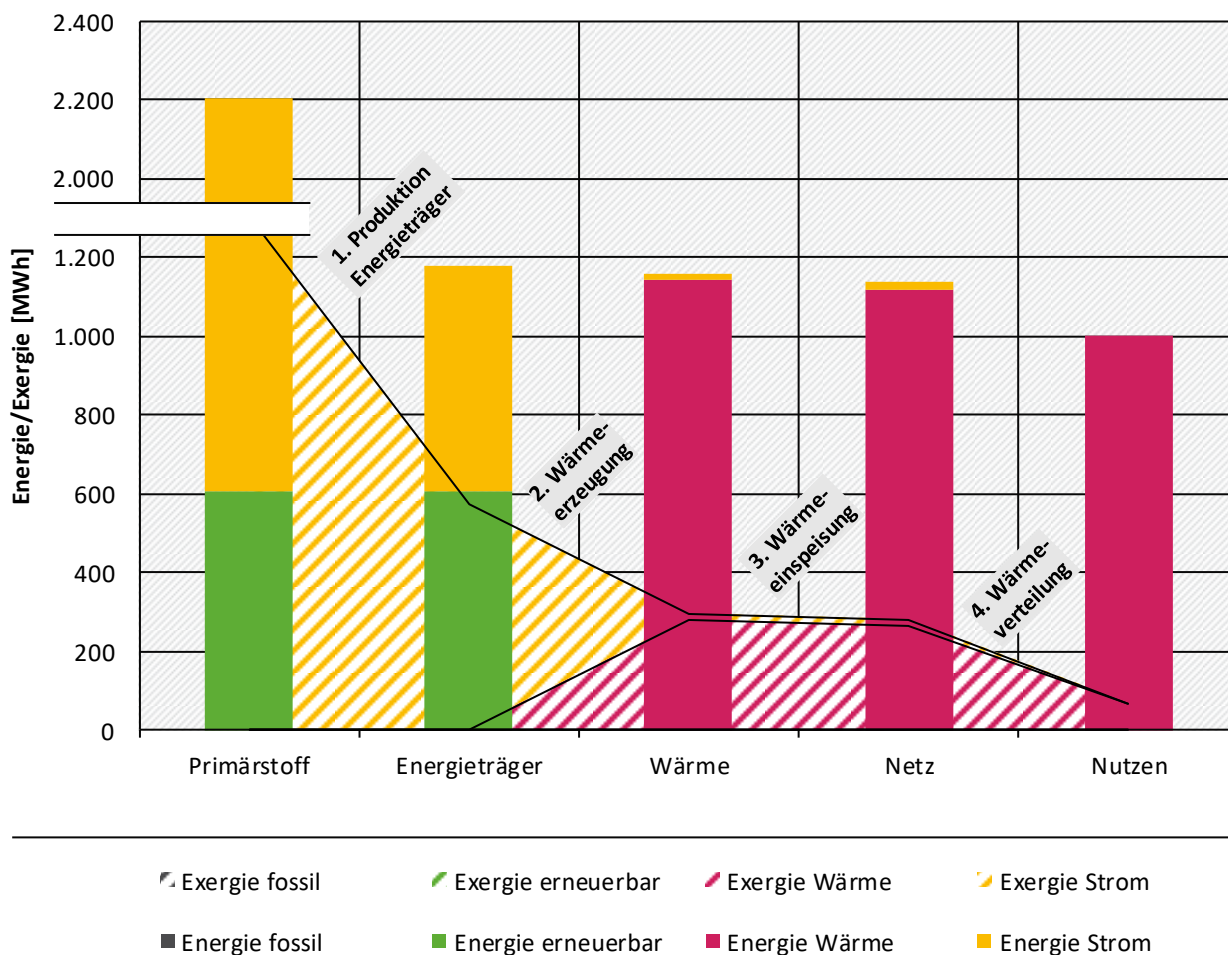
Der Gütegrad G definiert hierbei das Verhältnis zwischen dem theoretisch maximal möglichen COP_{max} und dem tatsächlichen COP der realen Maschine. Für die untersuchten Großwärmepumpen wird der Gütegrad G mit 0,55 angenommen.

Die Kondensatortemperatur ist die Temperatur bei der das Kältemittel kondensiert und die Wärme abgegriffen werden kann. Sie ist 2 Kelvin größer als die zu erzeugende Temperatur, da auch hier ein Wärmeübertrager vorliegt. Die Verdampfertemperatur ist dementsprechend 2 Kelvin niedriger als die Rücklauftemperatur des Erdsondenkreises. Vor allem in Schweden finden viele Wärmepumpen ähnliche Einsatzbedingungen bei der Nutzung von Oberflächenwasser als Wärmequelle vor.

Wie in Abbildung 48 zu sehen ist, benötigt die Wärmepumpe bei einem so großen Temperaturhub nahezu gleich viel elektrische Energie wie Umweltenergie was auch durch den geringen COP von 2,1 deutlich wird. Da die Umweltwärme auch hier auf einem so niedrigen Temperaturniveau vorliegt, ist der Exergiegehalt fast gleich 0.

Es schlägt also nur der Primärenergiegehalt des benötigten Stroms zu Buche, der allerdings 1.604 MWh beträgt und so lediglich eine Exergieausnutzung von 4,2 % mit sich führt, was im Vergleich zu den anderen Systemen den höchsten Bedarf darstellt. Der Primärenergiebedarf von 1.030 MWh ist jedoch aufgrund des erneuerbaren Anteils nicht ganz so hoch.

Abbildung 48: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einer Wärmepumpe und oberflächennahen Erdwärmesonden



Quelle: eigene Darstellung, Solites

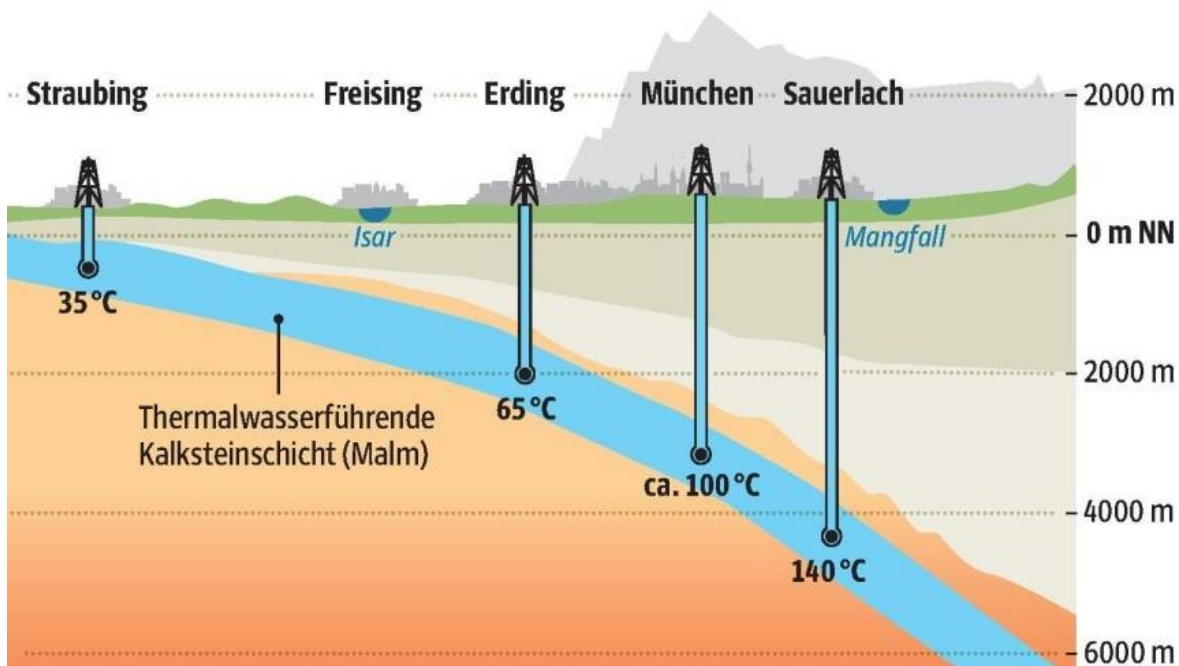
Tabelle 18: Ergebnisse für die Wärmeerzeugung mit Wärmepumpe und oberflächennahen Erdwärmesonden

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1030	MWh
CO ₂ -Emissionen	343	t
Primärenergiebedarf	1604	MWh
Primärenergiegrad	4,2	%

3.4.9 Tiefe Geothermie

Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal tiefengeothermischer Anlagen sind die vorliegenden Fördertemperaturen, die üblicherweise mit zunehmender Bohrtiefe zunehmen. Abbildung 49 zeigt dies exemplarisch für das süddeutsche Molassebecken, in dem sich bisher die meisten der in Deutschland umgesetzten Geothermieanlagen befinden. Bei den nachfolgend exergetisch betrachteten tiefengeothermischen Anlagen wird zwischen den beiden Fördertemperaturen 64 °C und 94 °C unterschieden (s. Tabelle 19).

Abbildung 49: Schnitt Süddeutsches Molassebecken



Quelle: Süddeutsche Zeitung (2015)

Um den Strombedarf der Tiefpumpe bei der energetischen und exergetischen Bewertung individuell für alle betrachteten tiefengeothermischen Anlagen (s. Tabelle 19) berücksichtigen zu können, wird der Anteil $f_{el,P}$ der elektrischen Tiefpumpenleistung $P_{el,P}$ an der geothermischen Entzugsleistung P gemäß folgender Gleichung berechnet:

$$f_{el,P} = \frac{P_{el,P}}{P} = \frac{\rho_f \cdot g \cdot H \cdot \frac{Q}{\eta_P}}{\rho_f \cdot Q \cdot c_f \cdot (T_1 - T_2)} = \frac{g \cdot H}{c_f \cdot (T_1 - T_2) \cdot \eta_P} \quad \text{Gleichung (1)}$$

mit

ρ_f : Dichte des Thermalwassers

c_f : spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers

g : Erdbeschleunigung

H : Förderhöhe der Tief-/Förderpumpe

Q : Fördervolumenstrom der Tiefbohrung

η_P : Wirkungsgrad der Tief-/Förderpumpe

(T_1-T_2) : Spreizung zwischen Förder- und Injektionstemperatur

Hierbei wird deutlich, dass $f_{el,P}$ von der Förderhöhe, der spezifischen Wärmekapazität des Thermalwassers, dem Wirkungsgrad der Tiefpumpe und der Spreizung zwischen Förder- und Injektionstemperatur abhängt.

Der Wirkungsgrad der Tiefpumpe wird auf Basis von Erfahrungswerten mit 80 % angenommen. Bei den in dieser Arbeit exergetisch betrachteten tiefengeothermischen Anlagen (s. Tabelle 19) werden die im süddeutschen Molassebecken üblichen Rahmenbedingungen zur Bestimmung des Anteils der Förderpumpenleistung an der geothermischen Entzugsleistung angenommen. Auf Basis eigener Erfahrungen wurde dementsprechend unabhängig von der betrachteten Fördertemperatur (64 oder 94 °C; s. Tabelle 19) und damit der Bohrtiefe vereinfachend eine einheitliche Förderhöhe von 600 m angesetzt. Die spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers c_f wurde für das süddeutsche Molassebecken und die betrachteten Fördertemperaturen vereinfachend temperaturunabhängig mit $c_f = 4180 \text{ J/kg/K}$ festgelegt. Dieser Wert stimmt mit einer Abweichung von weniger als 0,2 % sehr gut mit den in Tabelle 27 für das süddeutsche Molassebecken bis zu einer Reservoirtemperatur von 100 °C angegebenen Werten überein.

Mit den für die im süddeutschen Molassebecken konstant angenommen Werten η_P , c_f und H stellt der Anteil $f_{el,P}$ der elektrischen Tiefpumpenleistung an der geothermischen Entzugsleistung eine Funktion in Abhängigkeit der Spreizung zwischen Förder- und Injektionstemperatur dar. Für die in den meisten Varianten (s. Tabelle 19) betrachtete Temperaturspreizung von 29 K ergibt sich unter den getroffenen Annahmen $f_{el,P} \approx 6 \%$. Dieser Wert stimmt sehr gut mit dem in Memmler et al. (2017) ermittelten überein. Wird die Spreizung zwischen Förder- und Injektionstemperatur unter Beibehaltung aller weiteren Parameter verdoppelt, so halbiert sich $f_{el,P}$ auf ca. 3 %, umgekehrt führt eine Halbierung der Spreizung zwischen Förder- und Injektionstemperatur unter Beibehaltung aller weiteren Parameter zu einer Verdopplung von $f_{el,P}$ auf ca. 12 %.

Es wird darauf hingewiesen, dass die ermittelten Ergebnisse der energetischen und exergetischen Bewertung für die in Tabelle 19 angegebenen Förder- und Injektionstemperaturkombinationen sehr einfach vom süddeutschen Molassebecken auf andere Regionen übertragen werden können. Hierzu können sämtliche berechneten Energie- und Exergiemengen mit Ausnahme des Strombedarfs der Förderpumpe für den gewählten Standort übernommen werden. Der Strombedarf der Förderpumpe kann einfach für die am gewählten Standort erwartete spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers (s. Tabelle 27) sowie die am gewählten Standort erforderliche Förderhöhe mit Hilfe der oben stehenden Gleichung 1 von $f_{el,P}$ berechnet werden.

Für die Untersuchung werden verschiedene Varianten der Geothermiebohrung und der Nutzung angenommen. So werden zum einen Geothermiebohrungen mit 94 °C Fördertemperatur und zum anderen mit 64 °C Fördertemperatur angenommen. Die Reinjektionstemperaturen wurden mit 35, 45 und 65 °C festgelegt. Die außerdem betrachtete Reinjektionstemperatur von 45 °C ergibt sich bei der direkten Versorgung des Wärmenetzes der 4. Generation ohne exergetische Aufwertung aus der Netzzücklauftemperatur von 40 °C. Eine Übersicht der untersuchten Kombinationen aus Fördertemperaturen, Injektionstemperaturen und Wärmenetzen zeigt Tabelle 19.

Tabelle 19: Untersuchte Kombinationen aus Fördertemperaturen, Injektionstemperaturen und Wärmenetzen

	Fördertemperatur 64 °C	Fördertemperatur 94 °C
Reinjektionstemperatur 65 °C	-	Wärmenetz 3. Generation (90 60)
Reinjektionstemperatur 45 °C	Wärmenetz 4. Generation (60 40)	Wärmenetz 4. Generation (60 40)
Reinjektionstemperatur 35 °C	Wärmenetz 2. Generation (120 65) mit exergetischer Aufwertung Wärmenetz 3. Generation (90 60) mit exergetischer Aufwertung	Wärmenetz 2. Generation (120 65) mit exergetischer Aufwertung*

* Lediglich bei dieser Kombination ist die Betrachtung einer exergetischen Aufwertung mit Hilfe eines Elektrodenkessels sinnvoll. Die Reinjektionstemperatur beträgt in diesem Fall 70 °C

Quelle: © Solites

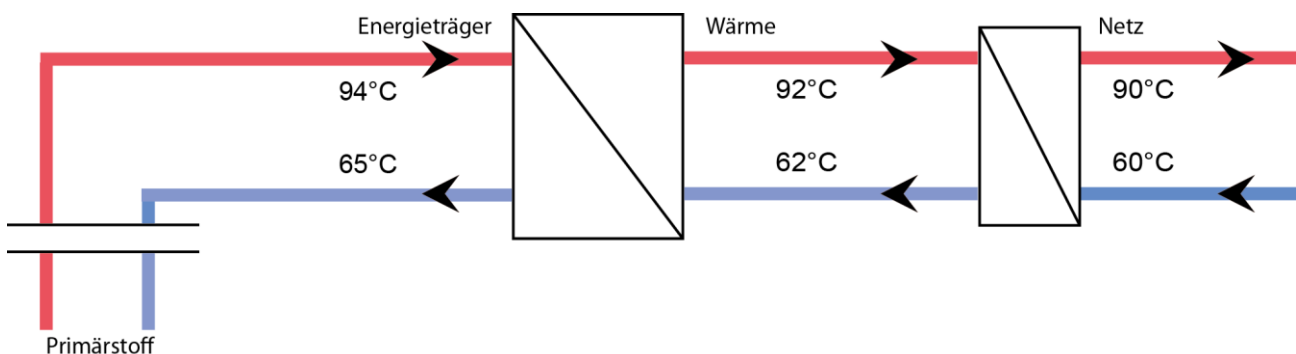
Im Folgenden wird der Regelfall einer direkten Nutzung über einen Wärmeübertrager, sowie die möglichen Aufwertungsoptionen mittels einer elektrischen Kompressionswärmepumpe, einer gasbetriebenen (Ab-)Sorptionswärmepumpe, einer Gasmotorwärmepumpe sowie eines Wärmetransformators betrachtet. Die Nachheizung durch einen Gasbrennwertkessel oder ähnliche Wärmeerzeuger wird nicht betrachtet, da diese Variante lediglich eine Mischform aus Gasbrennwertkessel und Wärmeübertrager darstellen und somit eine eindeutige Bewertung der hydrothermalen Geothermie erschweren.

Um die Nutzung hydrothermaler Geothermie hinsichtlich CO₂-Emissionen und der Exergieausnutzung bestmöglich bewerten zu können, werden daher nachfolgend hypothetische Wärmeversorgungen betrachtet, die ausschließlich aus geothermischer Energie gespeist werden. Dies bedeutet, dass sowohl bei direkter Nutzung von geothermischer Wärme mit Hilfe eines Wärmeübertragers als auch im Fall der exergetischen Aufwertung geothermischer Wärme stets das durch das betrachtete Wärmenetz erforderliche Vorlauftemperaturniveau erreicht werden muss.

Hydrothermale Geothermie (94 °C) mit Wärmenutzung über Wärmeübertrager

Geothermie wird in den meisten Wärmenetzen zur Grundlastdeckung eingesetzt und direkt über einen Plattenwärmeübertrager in das Wärmenetz eingespeist. An Stelle eines Wärmeübertragers sind im vorliegenden Fall (s. Abbildung 50) zwei in Reihe geschaltete Wärmeübertrager vorhanden um eine bestmögliche Konsistenz mit den nachfolgend betrachteten Fällen der exergetischen Aufwertung zu erreichen. Die beiden Wärmeübertrager weisen jedoch eine sehr geringe Grädigkeit von 2 K auf, so dass durch diese ein einzelner Wärmeübertrager mit einer praxisnahen Grädigkeit von 4 K abgebildet wird.

Abbildung 50: Schema zur Geothermienutzung über einen Wärmeübertrager



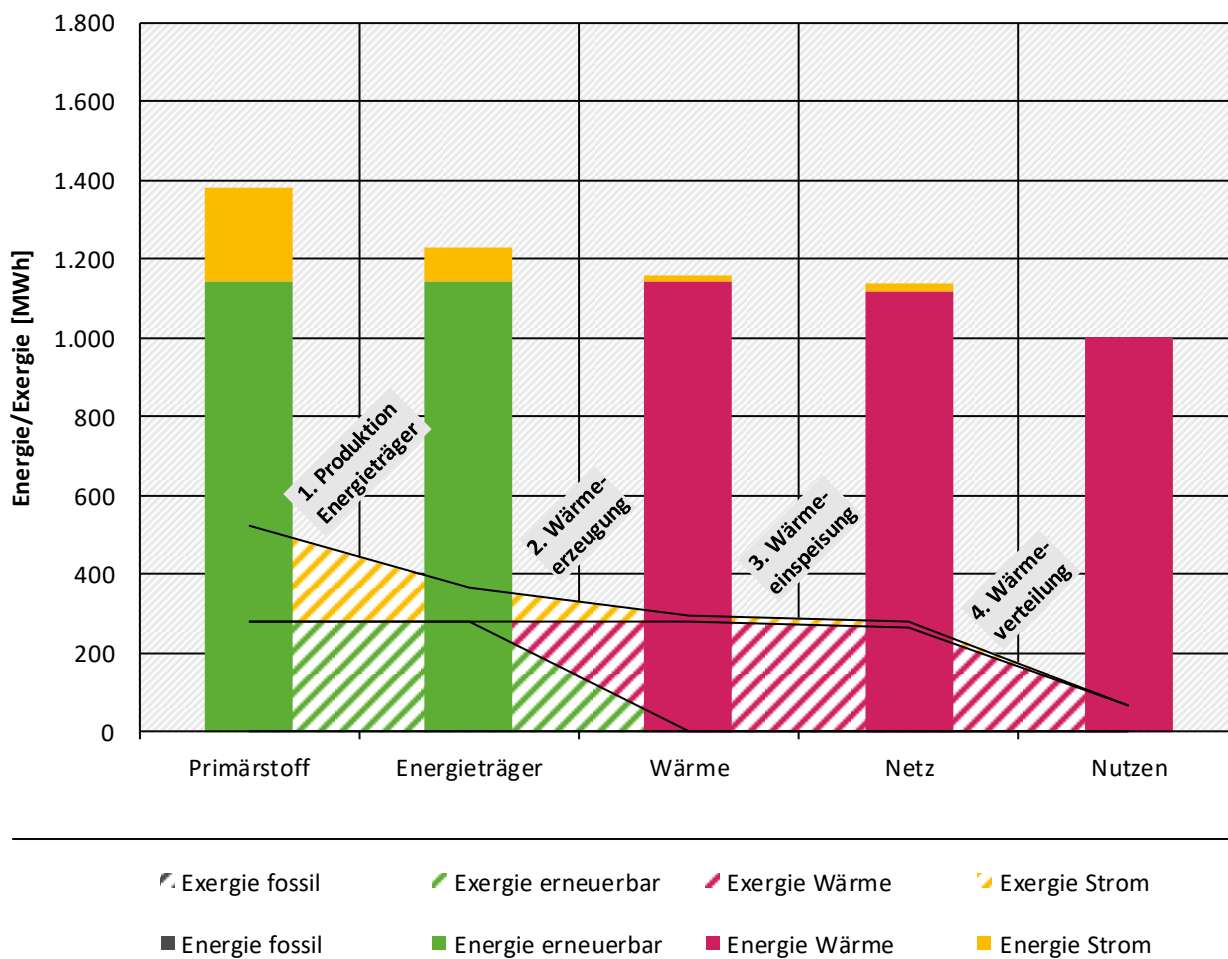
Quelle: eigene Darstellung, Solites

In diesem Beispiel wird Thermalwasser mit einer Fördertemperatur von 94 °C gefördert, was ungefähr einer Tiefe von 3.000 m entspricht. In Anbetracht der Wärmeübertragergrädigkeiten von jeweils 2 K besitzt das Thermalwasser genau die nötige Temperatur um die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes von 90 °C bereitzustellen. Durch den Wärmeübertrager kann eine Reinjektionstemperatur von 65 °C erreicht werden.

Für Abbildung 51 und die folgenden Geothermievarianten ist anzumerken, dass der bei Energieträger gezeigte Strombedarf zeitlich versetzt schon eingesetzt wurde um das Thermalwasser zu fördern. Bei dieser Variante wird ersichtlich, dass ein sehr gutes Nutzverhältnis zwischen Erdwärme aus der Geothermiebohrung und aufgewendetem Strom herrscht. So ist diese Variante ähnlich effizient wie die Solarthermie und die Nutzung industrieller Abwärme.

Es wird außerdem ebenso kein zusätzlicher Energieträger benötigt, sodass eine Exergieausnutzung von 13,0 % erreicht werden kann. Die CO₂-Emissionen sind mit 50 t entsprechend niedrig, sodass das System als sehr effizient und umweltschonend zu bewerten ist. Dieses System ist jedoch nur bedingt mit den folgenden Geothermievarianten vergleichbar, da eine höhere Fördertemperatur vorliegt.

Abbildung 51: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einem Wärmeübertrager



Quelle: eigene Darstellung, Solites

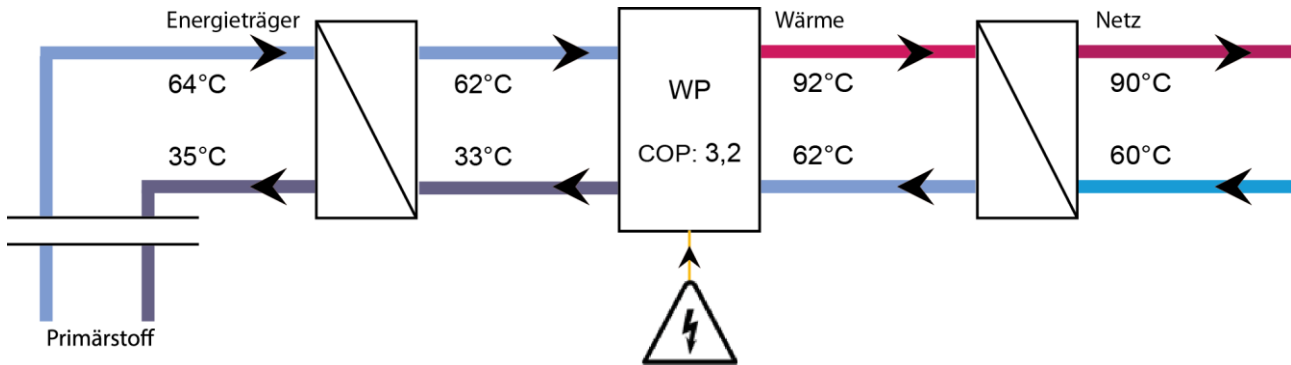
Tabelle 20: Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmeübertrager

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	155	MWh
CO ₂ -Emissionen	50	t
Primärenergiebedarf	521	MWh
Primärenergienutzungsgrad	13,0	%

Hydrothermale Geothermie (64 °C) mit Wärmenutzung über elektrische Wärmepumpe

Wenn die Fördertemperatur nicht für eine Direktnutzung ausreichend ist, muss sie aufgewertet werden. In einer ersten Variante soll die Aufwertungsoption einer elektrischen Wärmepumpe untersucht werden.

Abbildung 52: Schema der Aufwertung durch eine elektrische Wärmepumpe



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Es fällt hier der verhältnismäßig niedrige COP von 3,2 auf, der aus der hohen Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf Wärmenetz und Rücklauf Geothermie resultiert. Wäre die Rücklauftemperatur des Thermalwassers höher, würde sich auch der COP erhöhen, aber gleichzeitig wäre auch der Strombedarf der Förderpumpe größer.

Wie in Abbildung 53 zu erkennen ist, macht der elektrische Energiebedarf einen deutlichen Anteil am Gesamtenergiebedarf aus, ist jedoch geringer als bei der Wärmepumpe mit Erdwärmesonden. Die elektrische Energie für die WP beträgt 356 MWh und dazu kommen noch 63 MWh Pumpenstrombedarf, wobei die Förderung des Thermalwassers den größten Anteil ausmacht. Der Exergieausnutzungsgrad ist mit 5,2 % deutlich schlechter als bei der direkten Wärmenutzung über einen Wärmeübertrager. Die CO₂-Emissionen sind mit 238 t zwischen BHKW und dem Gasbrennwertkessel anzusiedeln.

Abbildung 53: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse einer elektrischen Wärmepumpe

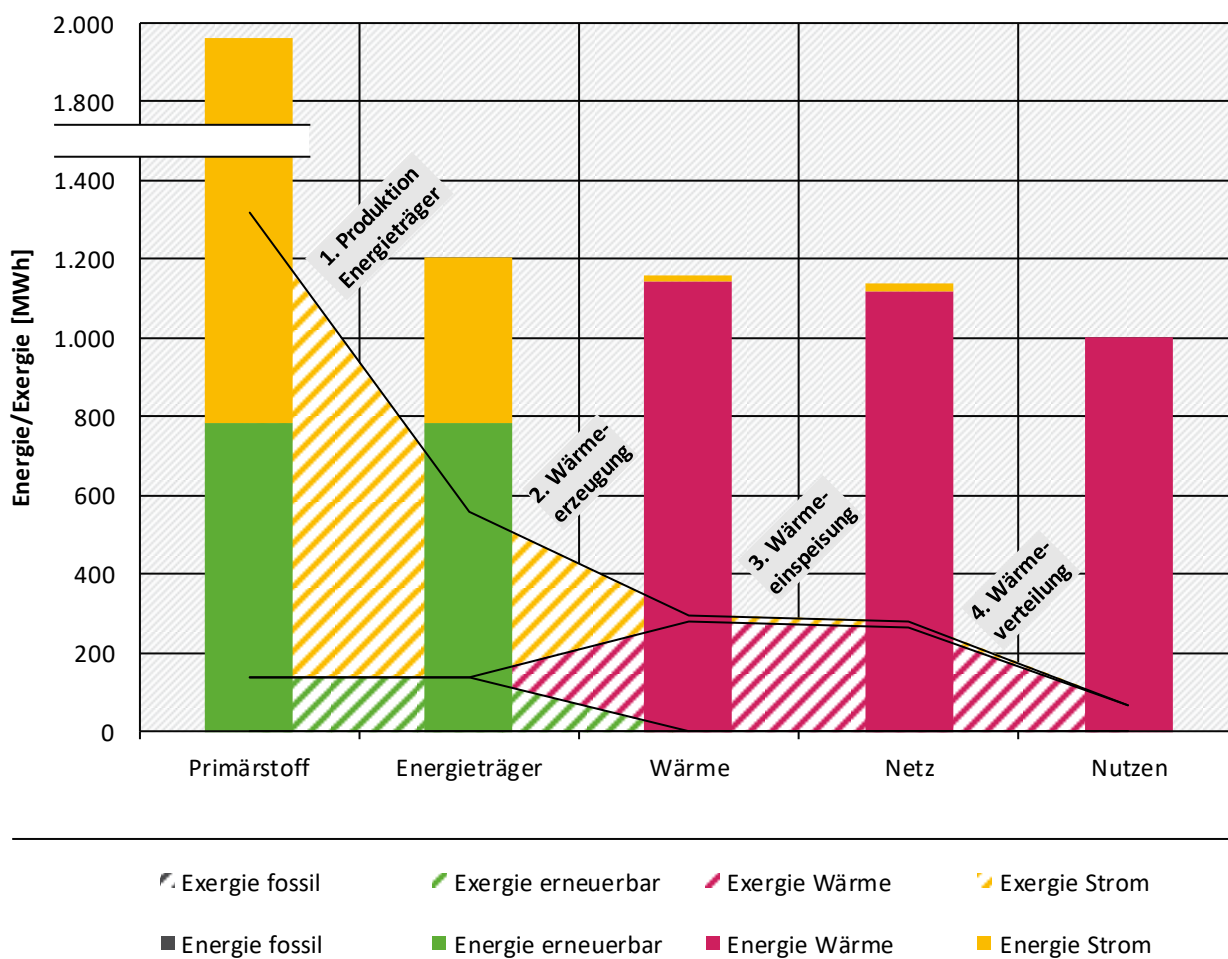


Tabelle 21: Ergebnisse für geothermale Wärmeerzeugung über eine elektrische Wärmepumpe

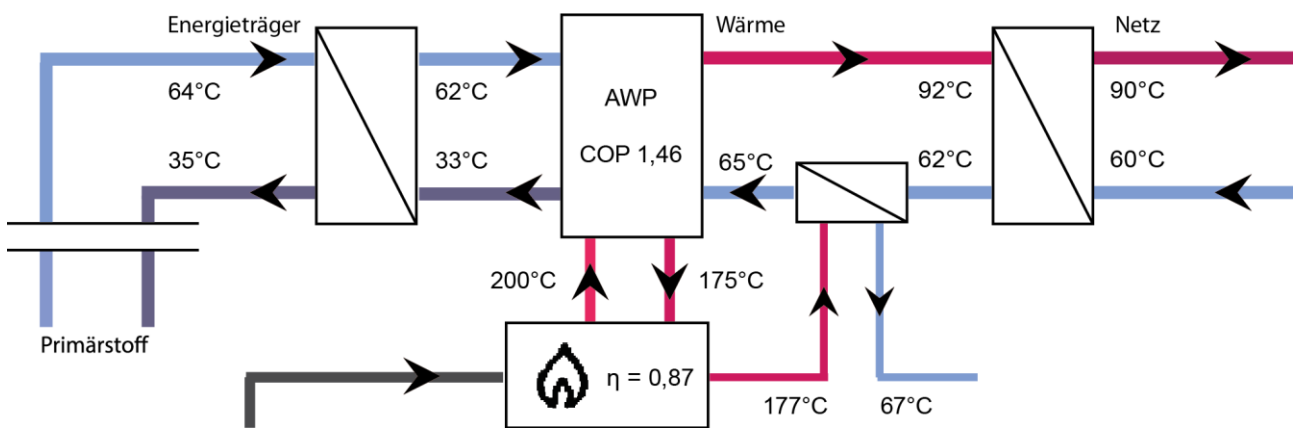
Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	758	MWh
CO ₂ -Emissionen	238	t
Primärenergiebedarf	1318	MWh
Primärenergienutzungsgrad	5,1	%

Hydrothermale Geothermie (64 °C) mit Wärmenutzung über Sorptionswärmepumpe

Besitzt das Thermalwasser keine ausreichend hohe Temperatur, so kann es durch eine Sorptionswärmepumpe aufgewertet werden. Die Sorptionswärmepumpe benötigt Antriebswärme auf einem hohen Temperaturniveau deutlich oberhalb der gewünschten Wärmenetzvorlauftemperatur. Diese Antriebswärme wird in direkt befeuerten Sorptionswärmepumpen durch einen Gasbrenner erzeugt. Steht Abwärme auf einem ausreichend hohen Temperaturniveau zur Verfügung, so ist deren Nutzung als Antriebswärme einer direkten Befeuerung vorzuziehen.

Die Möglichkeit der Abwärmenutzung ist jedoch sehr von den lokalen Rahmenbedingungen abhängig, so dass für die durchgeführten Analysen universeller einsetzbare direkt befeuerte Sorptionswärmepumpen betrachtet werden. Systeme zur Wärmenutzung über Sorptionswärmepumpen können in vielen verschiedenen Variationen ausgeführt werden. Für den Vergleich wird das System wie in Abbildung 11 dargestellt angenommen.

Abbildung 54: Schema der Einbindung einer Sorptionswärmepumpe



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Alle vorliegenden Werte wurden aufgrund der bereits beschriebenen Annahmen berechnet. Es wird außerdem ein Gütegrad G für den internen Prozess der Sorptionswärmepumpen von 0,7 angenommen. Außerdem wird eine Austreibertemperatur T_{heiz} von 200 °C angenommen, die zwar höher als für Sorptionswärmepumpen üblich, aber für das hohe Temperaturniveau von bis zu 124 °C Kondensatortemperatur (im hier dargestellten Beispiel gilt: $T_{kond} = 94$ °C) notwendig ist. Die Verdampfertemperatur T_{ver} beträgt 31 °C. Aus den vorliegenden Werten wird die Leistungszahl nach Carnot berechnet. Es gilt folgende Formel (2):

$$COP = G \times \frac{T_{kond}}{T_{kond} - T_{ver}} \times \frac{T_{heiz} - T_{ver}}{T_{heiz}} \quad \text{Gleichung (2)}$$

Zusätzlich wurde eine Grädigkeit von 25 K für die Heizwasseraus Kühlung angenommen. Der Anteil der über den Abgaswärmeübertrager bereitgestellten Wärme, ändert sich in Abhängigkeit von der Netzzurücklauftemperatur. Der Gaskessel inklusive Abgaswärmeübertrager hat einen Jahrenutzungsgrad von 87 %.

Durch die gasbetriebene Absorptionswärmepumpe und den Wärmeübertrager, wird bei diesem System für die Wärmeerzeugung etwa ein Viertel Erdwärme genutzt. Deshalb sind auch die CO₂-Emissionen mit 259 t zwar niedriger als bei dem Gasbrennwertkessel, aber trotzdem noch höher als bei der elektrischen Kompressionswärmepumpe.

Diese Einsparung ist beim Primärenergiebedarf nicht so deutlich zu sehen, da die Erdwärme auch Exergie besitzt und der Strombedarf höher ist. So erreicht das System mit Sorptionswärmepumpe einen Primärenergiebedarf von 1278 MWh und somit einen Exergienutzungsgrad von 5,3 %.

Abbildung 55: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gassorptionswärmepumpen

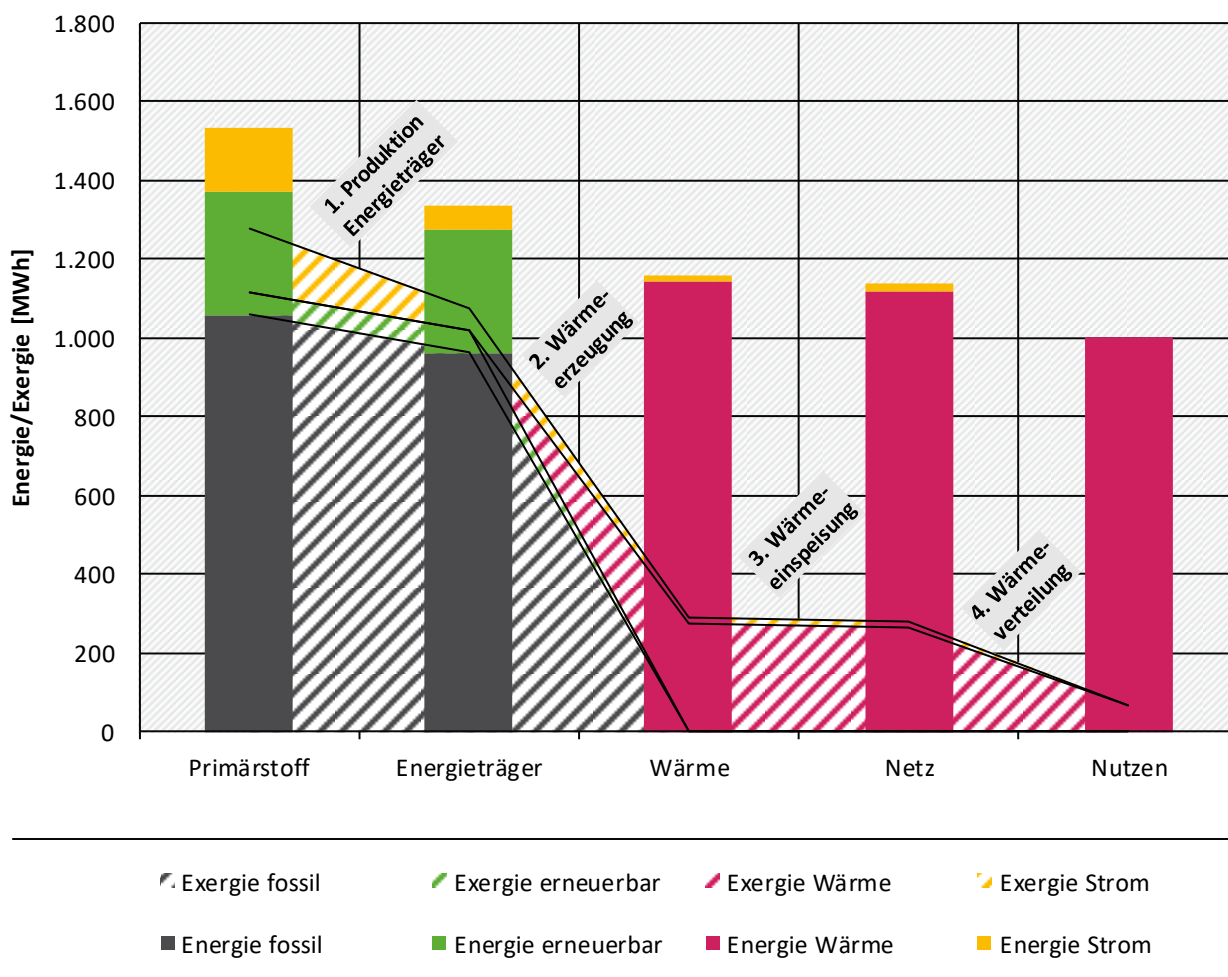


Tabelle 22: Ergebnisse für die Gasabsorptionswärmepumpe

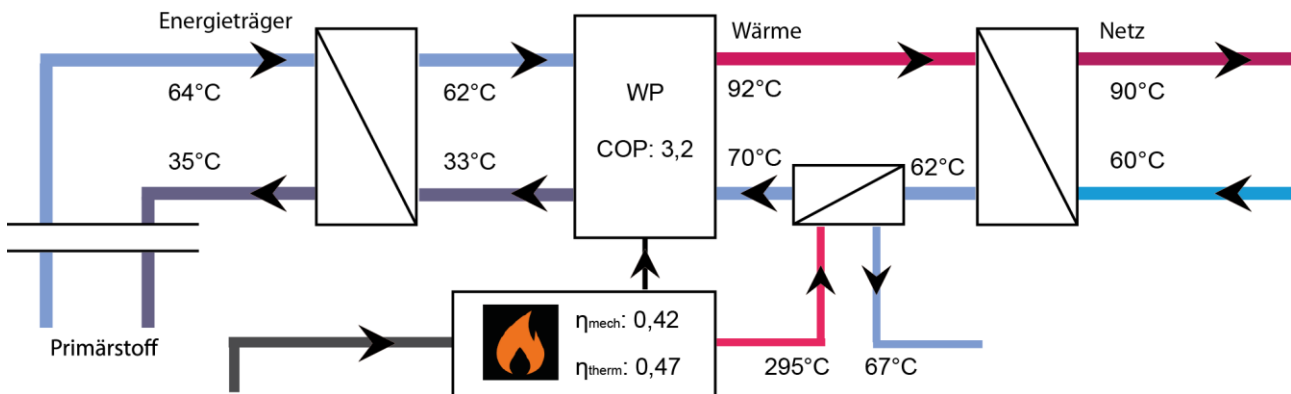
Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1164	MWh
CO ₂ -Emissionen	259	t
Primärenergiebedarf	1278	MWh
Primärenergiegrad	5,3	%

Quelle: © Solites

Hydrothermale Geothermie (64 °C) mit Wärmenutzung über Gasmotorwärmepumpe

Eine weitere Art der Aufwertung durch eine Wärmepumpe ist die Gasmotorwärmepumpe. Die Gasmotorwärmepumpe arbeitet wie eine elektrische (Kompressions-)Wärmepumpe die mit einem Gasmotor betrieben wird. Dementsprechend kann sie als eine KWK Anlage (Erzeugung mechanischer Antriebsenergie sowie Abwärmenutzung) mit zusätzlicher Kompressionswärmepumpe betrachtet werden. Die Annahmen der jeweiligen Szenarien können also kombiniert werden.

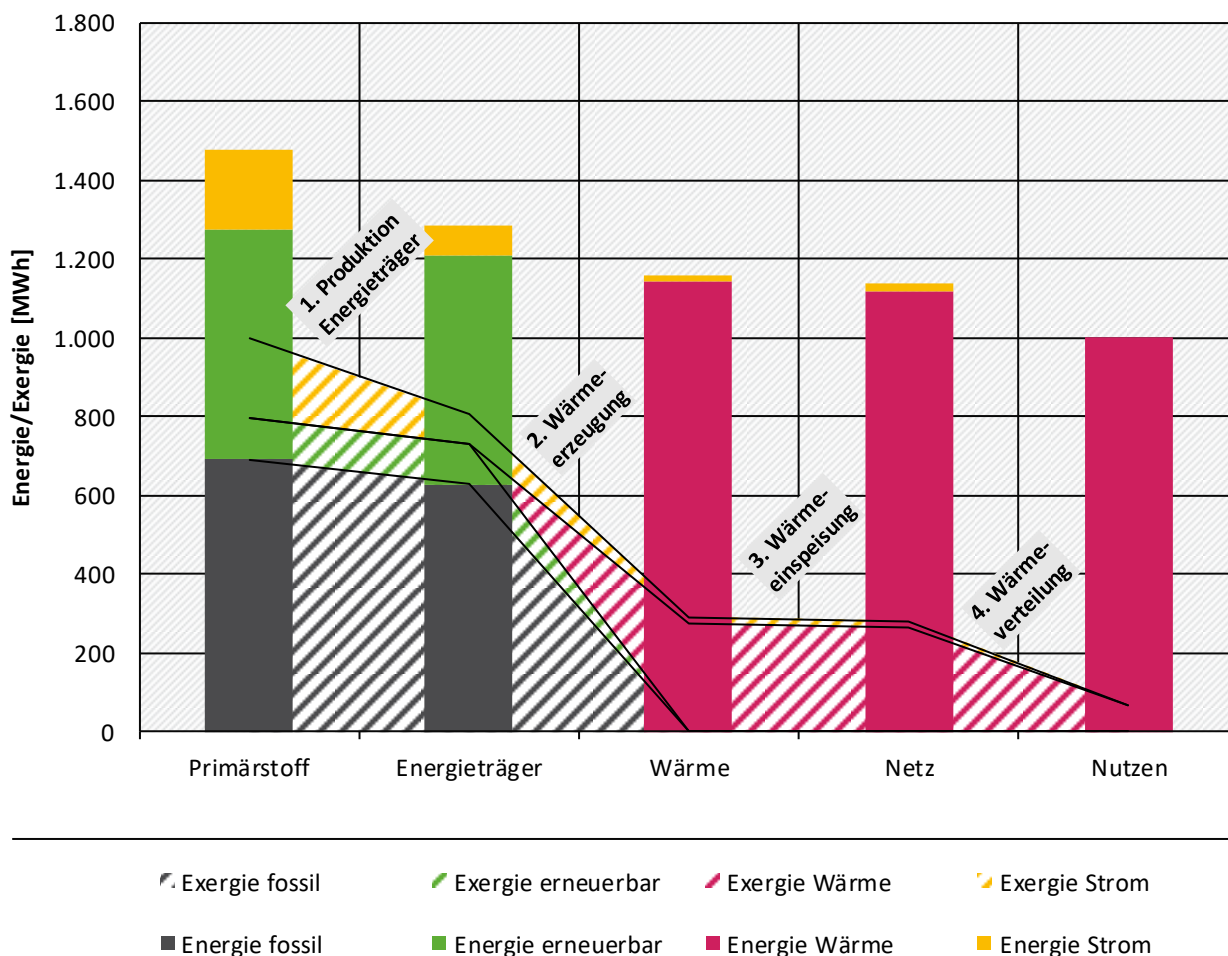
Abbildung 56: Schema der Einbindung einer Gasmotorwärmepumpe



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Alle vorliegenden Werte wurden aufgrund der bereits beschriebenen Annahmen berechnet. So entsteht eine gesamte JAZ für das Wärmeerzeugungssystem von 1,82, was deutlich höher ist als bei dem Gasbrennwertkessel.

Abbildung 57: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse bei Gasmotorwärmepumpen



Durch die Gasmotorwärmepumpe wird bei diesem System ca. die Hälfte der eingesetzten Primärenergie aus Geothermie gewonnen. Deshalb sind auch die CO₂-Emissionen mit 188 t niedrig und der Exergieausnutzungsgrad ist mit 6,8 % besser als bei allen anderen für das Wärmenetz der 3. Generation mit Förder- und Reinjektionstemperaturen von 64 und 35 °C betrachteten Aufwertungsoptionen.

Tabelle 23: Ergebnisse für die Gasmotorwärmepumpe

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	691	MWh
CO ₂ -Emissionen	188	t
Primärenergiebedarf	997	MWh
Primärenergieausnutzungsgrad	6,8	%

Quelle: © Solites

Hydrothermale Geothermie (64 °C) mit Wärmenutzung über einen Wärmetransformator

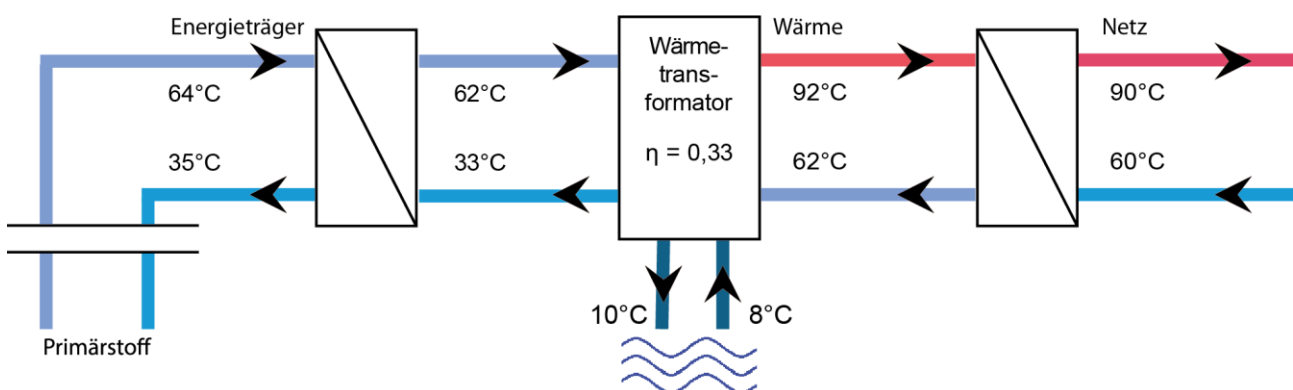
Ein Wärmetransformator arbeitet ähnlich wie eine Absorptionswärmepumpe, wobei die Wärme auf mittlerem Temperaturniveau (Vor- und Rücklauftemperatur der Wärmequelle $T_{2,VL}$ und $T_{2,RL}$) vorliegt und auf ein höheres Temperaturniveau der Temperatur $T_{3,VL}$ transferiert wird. Dieser benötigt aber eine große Menge Wärme auf mittlerem Temperaturniveau damit eine kleine Menge Nutzwärme mit hohem Temperaturniveau entsteht. Dabei entsteht Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau, die durch Kühlwasser der Austrittstemperatur $T_{1,VL}$ abgeführt wird. Das Verhältnis von Nutzwärme zu Abwärme spiegelt sich im Nutzungsgrad η wieder und wird wie folgt berechnet:

$$\eta = G \times \frac{T_{3,VL} + \Delta\vartheta_g}{T_{3,VL} - T_{1,VL}} \times \left[1 - \frac{T_{1,VL} + \Delta\vartheta_g}{T_{2,VL} - T_{2,RL}} \times \ln \left(\frac{T_{2,VL} - \Delta\vartheta_g}{T_{2,RL} - \Delta\vartheta_g} \right) \right] \quad \text{Gleichung (3)}$$

Da sich diese Gleichung auf den internen Prozess des Wärmetransformators bezieht, werden hierbei Grädigkeiten in Höhe von $\Delta\vartheta_g = 2 \text{ K}$ für alle Wärmeübertrager berücksichtigt. Der auf den internen Prozess des Wärmetransformators bezogene Gütegrad wird mit $G = 0,7$ berücksichtigt.

In Abbildung 58 ist die Einbindung des Wärmetransformators für Wärmenetz der 3. Generation sowie Förder- und Reinjektionstemperaturen des Thermalwassers von 64 und 35 °C dargestellt. In diesem Beispiel gilt außerdem $T_{1,VL} = 10 \text{ °C}$, $T_{2,VL} = 62 \text{ °C}$, $T_{2,RL} = 33 \text{ °C}$ und $T_{3,VL} = 92 \text{ °C}$.

Abbildung 58: Schema der Einbindung eines Wärmetransformators



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Für das Beispiel in Abbildung 58 ergibt sich ein Wärmeverhältnis von 0,33 zwischen eingesetzter und gewonnener Wärme.

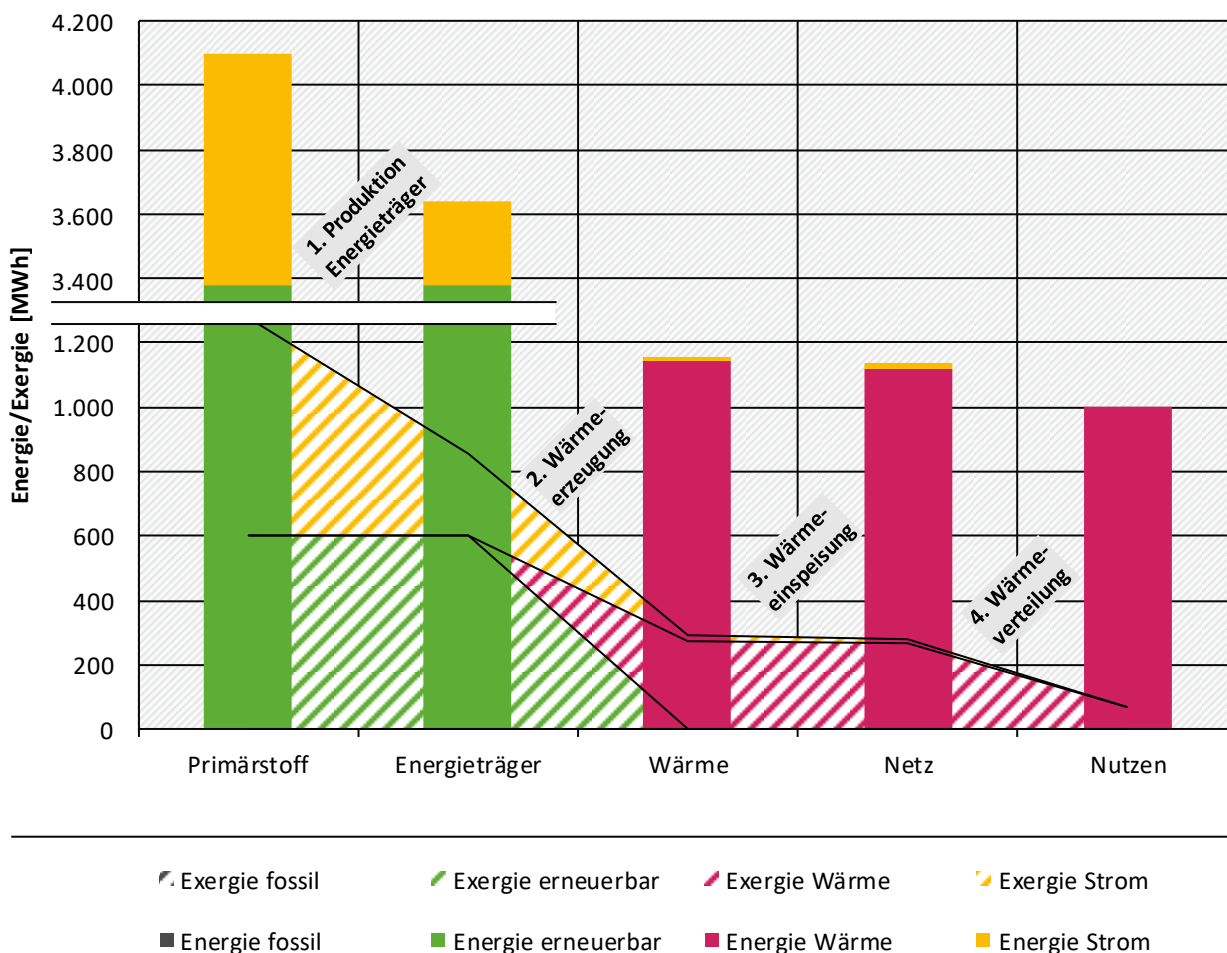
In Abbildung 59 ist zu sehen, dass bei einem Wärmetransformator sehr viel Wärme benötigt wird und nur relativ wenig genutzt werden kann. Jedoch ist zu beachten, dass diese Wärme als erneuerbare Erdwärme zur Verfügung steht und so ein sehr niedriger nicht-erneuerbarer Primärenergiebedarf von nur 462 MWh entsteht. Aufgrund des hohen Förderbedarfs ist der entsprechende Strombedarf sehr hoch, weshalb nur ein Exergieausnutzungsgrad von 5,1 % zustande kommt.

Bemerkenswert ist, dass der Wärmetransformator die Kombination eines Wärmenetzes der 3. Generation mit Förder- und Reinjektionstemperaturen von 64 und 35 °C unter allen betrachteten Aufwertungsoptionen die geringsten CO₂-Emissionen aufweist.

Diese CO₂-Emissionen sind nahezu ausschließlich durch nicht-erneuerbaren Teil des Strombedarfs verursacht, der v.a. zur Förderung der im Verhältnis zu den anderen Varianten enorm großen Thermalwassermengen benötigt wird. In diesem Zusammenhang ist jedoch anzumerken, dass in den

meisten Fällen die Geothermienutzung einer begrenzten Schüttung unterliegt und zur Grundlastdeckung beiträgt. Deshalb ist der „verschwenderische“ Einsatz von Geothermiewärme in einem Wärmetransformator nicht zu vernachlässigen. Außerdem muss ein sehr großer Teil der Wärme in die Umwelt abgegeben werden (wegen Rückkühlung).

Abbildung 59: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit einem Wärmetransformator



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Tabelle 24: Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmetransformator

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	462	MWh
CO ₂ -Emissionen	147	t
Primärenergiebedarf	1318	MWh
Primärenergiegrad	5,1	%

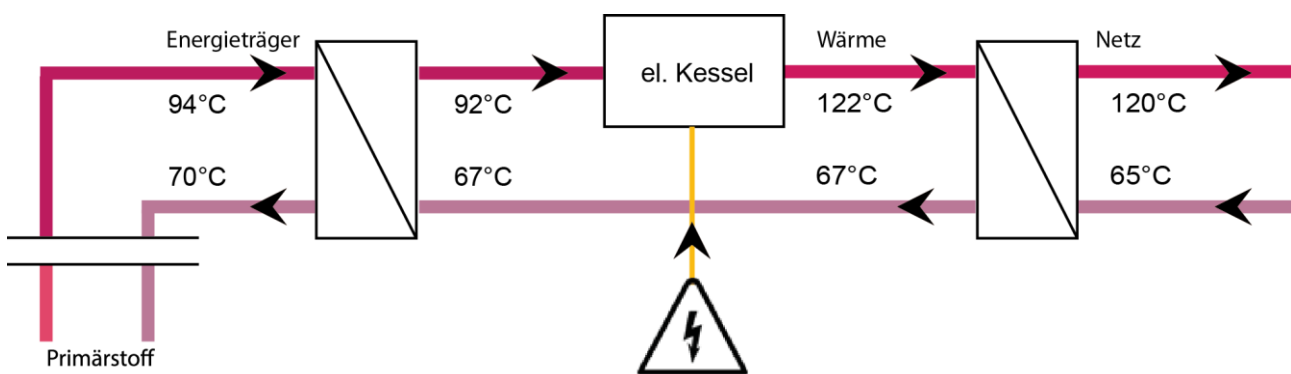
Quelle: © Solites

Hydrothermale Geothermie (94 °C) mit Wärmenutzung über Wärmeübertrager und exergetischer Aufwertung durch einen Elektrodenkessel

Die Betrachtung der in Abbildung 60 dargestellten Variante mit direkter Geothermienutzung und exergetischer Aufwertung durch einen Elektrodenkessel ist nur für Kombinationen sinnvoll, bei denen die Fördertemperatur einerseits die Netzrücklaufumtemperatur um mindestens 5 K übersteigt und andererseits die Netzvorlaufumtemperatur unterschreitet.

Daher erfolgt die Betrachtung dieser Variante lediglich für das Wärmenetz der 2. Generation in Kombination mit einer Fördertemperatur von 94 °C. Hierbei ergibt sich eine Reinjektionstemperatur von 70 °C.

Abbildung 60: Schema zur Geothermienutzung über Wärmeübertrager und einen Elektrodenkessel



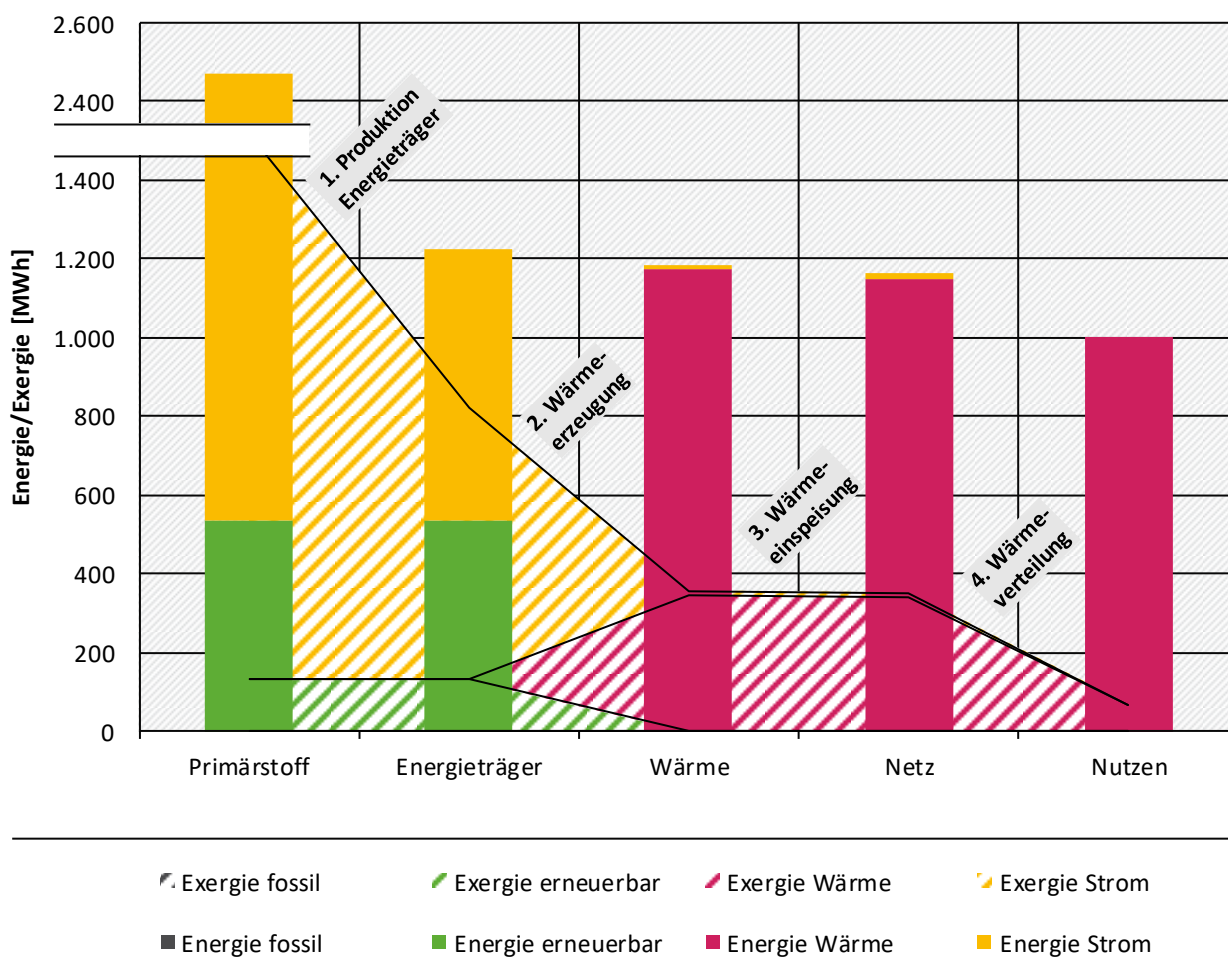
Quelle: eigene Darstellung, Solites

Der Anteil der geothermischen Direktnutzung an der Wärmebereitstellung beträgt ca. 45 %. Das entspricht einer Erwärmung um 25 K (=92 °C-67 °C) bezogen auf die gesamte Erwärmung in Höhe von 55 K (=122 °C-67 °C).

Auf Grund der veränderten Randbedingungen (Wärmenetz der 2. Generation an Stelle eines Wärmenetzes der 3. Generation und Fördertemperatur von 94 °C an Stelle von 64 °C) kann die hier untersuchte direkte geothermische Nutzung mit exergetischer Aufwertung durch einen Elektrodenkessel nicht direkt mit den vorstehend betrachteten Wärmeversorgungsstechnologien verglichen werden.

Die hier untersuchte Versorgungstechnologie kann jedoch mit dem in Kapitel 3.4.3.1 für das Wärmenetz der 2. Generation analysierten Gasbrennwertkessel verglichen werden. Hierbei zeigt sich, dass der Gasbrennwertkessel bei allen Benchmarkwerten (siehe Tabelle 13 und Tabelle 25) besser abschneidet. Daher wird die exergetische Aufwertung mit einem Elektrodenkessel bei den folgenden Variantenvergleichen nicht erneut aufgegriffen.

Abbildung 61: Exergiegehalt der Energieumwandlungsprozesse mit Wärmeübertrager und Elektrodenkessel



Quelle: eigene Darstellung, Solites

Tabelle 25: Ergebnisse für hydrothermale Geothermie mit Wärmeübertrager und exergetischer Aufwertung durch einen Elektrodenkessel

Größe	Wert	Einheit
Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar	1885	MWh
CO ₂ -Emissionen	391	t
Primärenergiebedarf	2066	MWh
Primärenergienutzungsgrad	3,3	%

Quelle: © Solites

Vergleich der Geothermievarianten und Aufwertungsoptionen

Um eine übersichtliche Bewertung aller Wärmeerzeuger und -quellen in Kombination mit den drei betrachteten Wärmenetzen zu ermöglichen, wird zunächst für die Tiefengeothermie für die drei untersuchten Aufwertungskombinationen mit verschiedenen Förder-/Reinjektionstemperaturen und Wärmenetztemperaturen die jeweils beste technische Aufwertungsoption ausgewählt. Die drei betrachteten Kombinationen sind (siehe auch Tabelle 19 auf S. 118):

- ▶ Kombination 1: Förder-/Reinjektionstemperatur 64/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 90/60 °C
- ▶ Kombination 2: Förder-/Reinjektionstemperatur 64/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 120/65 °C
- ▶ Kombination 3: Förder-/Reinjektionstemperatur 94/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 120/65 °C

Die verglichenen technischen Aufwertungsoptionen sind:

- ▶ Sorptionswärmepumpe
- ▶ Gasmotorwärmepumpe
- ▶ Elektrische Wärmepumpe und
- ▶ Wärmetransformator

Weitere technische Aufwertungsoptionen, die lediglich einer Kombination von zwei verschiedenen Wärmeerzeugungsvarianten (z.B. tiefe Geothermie mit Wärmeübertrager und nachgeschaltetem Gasbrennwertkessel) gleichkommen, werden hier nicht betrachtet. Hierzu gehören beispielsweise die Nachheizung durch einen Gasbrennwertkessel, einen Elektroheizstab oder eine andere Wärmequelle. Die nicht betrachteten Kombinationen sind entweder technisch nicht sinnvoll (z.B. Elektroheizstab), weniger effizient als eine Gasmotorwärmepumpe (z.B. Gasbrennwertkessel) oder sie sind extrem von den getroffenen Annahmen abhängig (z.B. Abwärme als zusätzliche Wärmequelle mit einer beliebig definierten Temperatur).

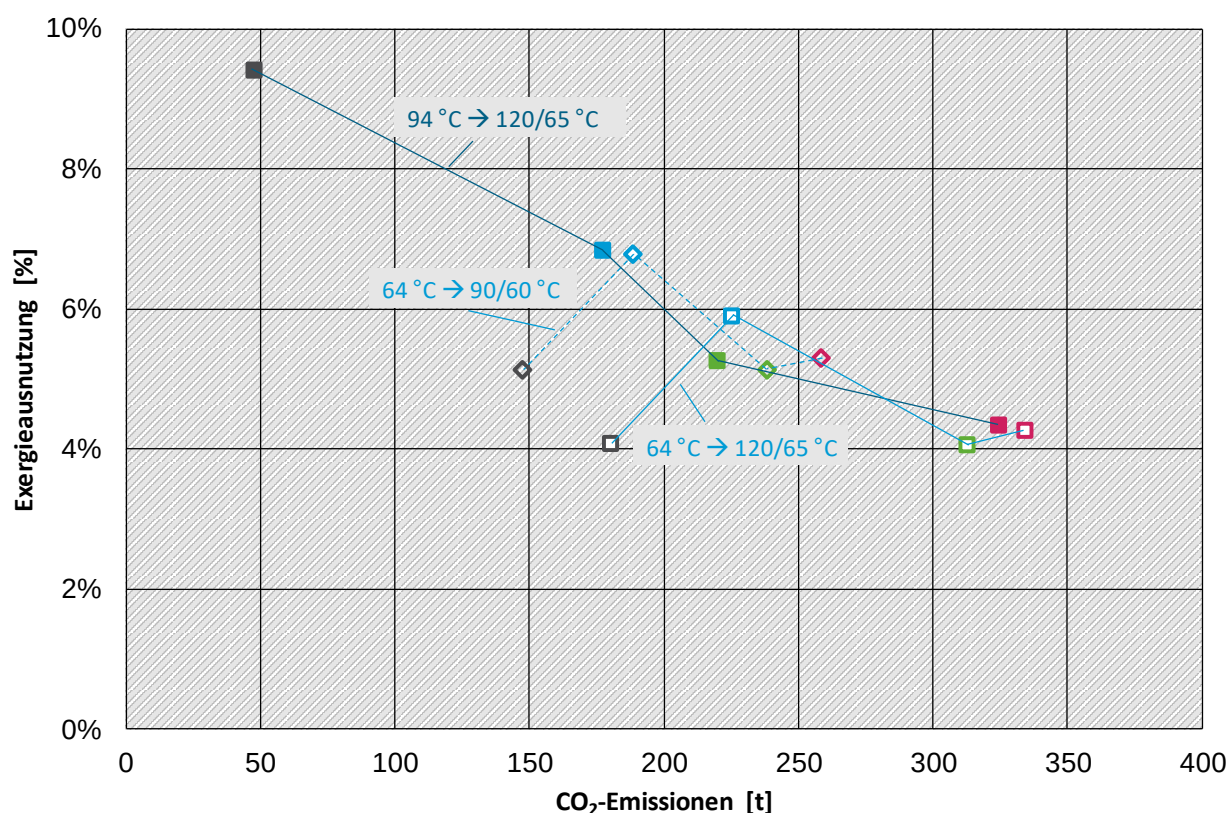
Als wesentliches Bewertungskriterium für die Auswahl der technisch besten Aufwertungsoptionen werden die CO₂-Emissionen inklusive Vorkettenemissionen betrachtet, da diese die Klimaschädlichkeit am besten nachbilden. Außerdem wird der Exergieausnutzungsgrad mitberücksichtigt, da dieser die Effizienz der „Energiequalitätsausnutzung“ einbezieht.

Die Ergebnisse des Vergleichs der exergetischen Aufwertungsoptionen sind in Abbildung 62 dargestellt. Die Berechnungen erfolgten analog zu den im Verlauf dieses Kapitels detailliert erläuterten exergetischen Aufwertungen.

Abweichend hiervon wurde im Fall der Aufwertung von 94 °C Fördertemperatur auf 120 °C Netzvorlauftemperatur eine kaskadierte Einspeisung der tiefen Geothermie berücksichtigt. So erfolgt zunächst eine Wärmeeinspeisung ins Wärmenetz mit einem Wärmeübertrager und erst anschließend erfolgt die exergetische Aufwertung. Die direkte Einspeisung mit einem Wärmeübertrager ist für die beiden betrachteten Fälle mit 64 °C Fördertemperatur auf Grund der Netzurücklauftemperaturen von 60 bzw. 65 °C demgegenüber nicht möglich.

Für alle betrachteten Aufwertungsvarianten gilt, dass die Effizienz der Aufwertung (COP der Wärmepumpe bzw. Wärmeverhältnis des Wärmetransformators) mit zunehmendem Temperaturhub abnimmt. Dies kann sich bei unterschiedlichen Aufwertungstechnologien unterschiedlich intensiv auswirken.

Abbildung 62: Exergieausnutzungsgrad und CO₂-Emissionen exergetischer Aufwertungsoptionen für tiefe Geothermie im Vergleich



		WN 3. Gen. 90/60 °C	WN 2. Gen. 120/65 °C
Geothermie 64 °C (Reinjektionstemperatur 35 °C)	Sorptionswärmepumpe	---	---
	Gasmotorwärmepumpe	---	---
	Elektrische Wärmepumpe	---	---
	Wärmetransformator	---	---
Geothermie 94 °C (Reinjektionstemperatur 35 °C)	Sorptionswärmepumpe	Keine Aufwertung erforderlich	---
	Gasmotorwärmepumpe		---
	Elektrische Wärmepumpe		---
	Wärmetransformator		---

WN: Wärmenetz; Gen.: Generation

Quelle: eigene Darstellung, Solites

Als Ergebnis des Vergleichs in Abbildung 62 zeigt sich, dass der Wärmetransformator für alle drei Kombinationen die geringsten CO₂-Emissionen aufweist, jeweils gefolgt von der Gasmotorwärmepumpe. Dies ist dadurch bedingt, dass für den Wärmetransformator lediglich Geothermiewärme als Antriebswärme nötig ist. Im Vergleich mit den Antriebsenergien der anderen Aufwertungsoptionen resultieren für die durch den Wärmetransformator genutzten Geothermiewärmemengen unter Einbezug der Vorkettenemissionen (z.B. für die Erstellung der Bohrung und für die Förderung des Thermalwassers) die geringsten CO₂-Emissionen.

Die beste CO₂-Effizienz geht nicht notwendigerweise mit der besten Exergieausnutzung einher. So weist bei Fördertemperaturen von 64 °C nicht der Wärmetransformator, sondern die Gasmotorwärmepumpe die höchste Exergieausnutzung auf. Das bei der Exergieausnutzung etwas schlechtere Abschneiden des Wärmetransformators ist dadurch bedingt, dass der Wärmetransformator sehr große Mengen an Antriebswärme benötigt – wenngleich diese auf niedrigem Temperaturniveau benötigt werden.

Die Gas-Sorptionswärmepumpe ist in allen Fällen die schlechteste Aufwertungsoption, da im Verhältnis zum Gaseinsatz relativ wenig Geothermiewärme genutzt werden kann. Die elektrische Kompressionswärmepumpe schneidet in dem Vergleich zwar besser ab als die Gas-Sorptionswärmepumpe, sie kann aber aufgrund des hohen CO₂-Emissionsfaktors und des hohen Primärenergiefaktors von Strom nicht mit der Gasmotorwärmepumpe mithalten.

Bei dem vorstehenden theoretischen Vergleich wurde davon ausgegangen, dass die geothermische Ressource in ausreichendem Umfang auf dem jeweils definierten Temperaturniveau zur Verfügung steht.

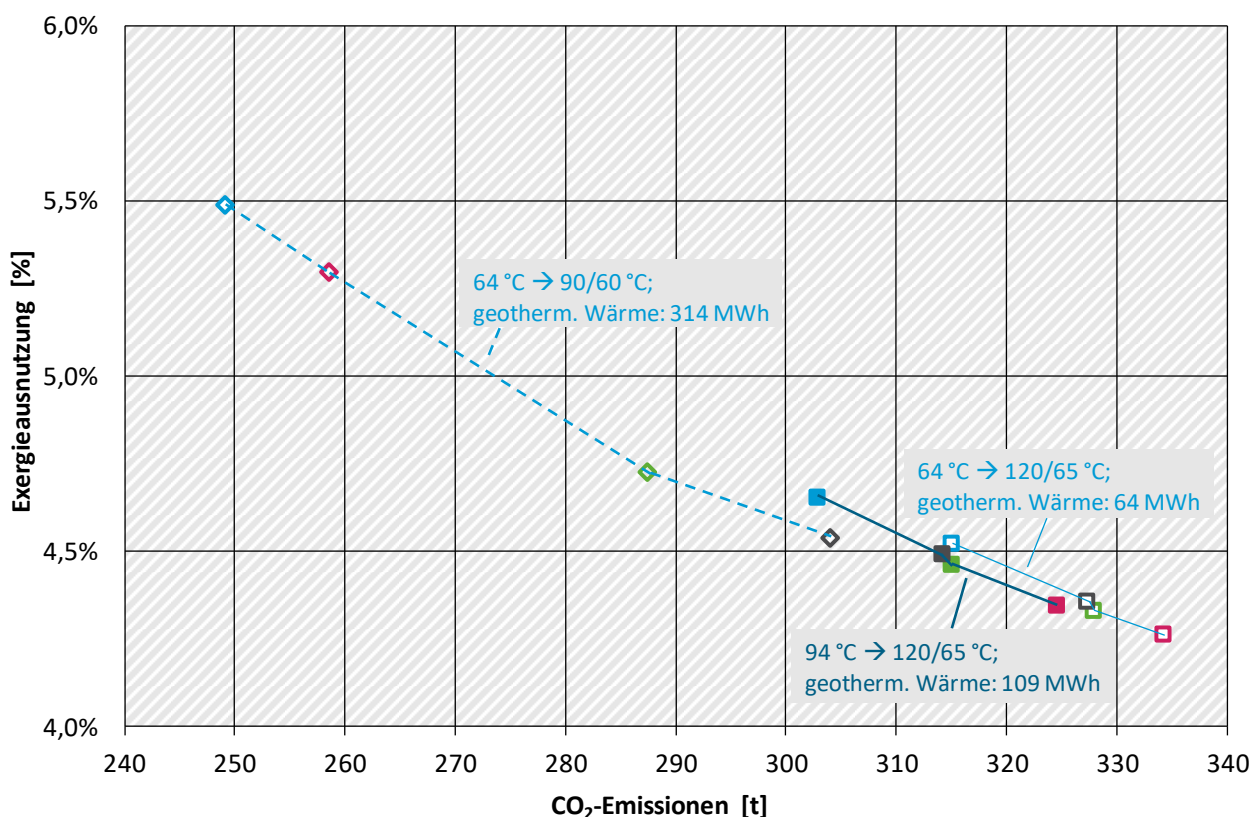
In der Praxis wird es jedoch eher der Fall sein, dass die Nutzbarkeit der geothermischen Ressourcen durch die Anzahl der vorhandenen Bohrungen und deren Schüttung begrenzt ist. Die zu deckende Wärmelast kann zudem deutlich höher sein als die zur Verfügung stehende geothermische Wärmeleistung.

In diesem Fall gilt es, die zur Verfügung stehende geothermische Ressource möglichst effizient zu nutzen. Zur Betrachtung dieses Falls wird die zur Verfügung stehende geothermische Wärmemenge so limitiert, dass für jede der drei Kombinationen (Kombination 1, 2, 3; s.o.) aus Fördertemperatur und Wärmenetz lediglich mit einer der vier untersuchten Aufwertungsoptionen eine vollständige Deckung des Nutzwärmebedarfs von 1.000 MWh erreicht wird.

Es steht also für alle Aufwertungsoptionen innerhalb einer der betrachteten Kombinationen dieselbe geothermische Wärmemenge zur Verfügung. Dadurch kann mit Hilfe der exergetischen Aufwertung innerhalb jeder Konfiguration für drei der vier Aufwertungsoptionen keine vollständige Lastdeckung erreicht werden. In diesen Fällen wird daher zusätzlich ein parallel geschalteter Gasbrennwertkessel zur Deckung des Restwärmebedarfs berücksichtigt. Es wird darauf hingewiesen, dass dies eine vereinfachte Betrachtung darstellt, da in der Praxis eher eine serielle Einbindung des zusätzlichen Gasbrennwertkessels zu erwarten ist, so dass der Temperaturhub der exergetischen Aufwertung begrenzt wird.

Die Ergebnisse des Vergleichs mit begrenzten geothermischen Ressourcen sind in Abbildung 63 dargestellt. Hierbei werden jeweils die vier Varianten innerhalb einer Konfiguration (definierte Förder-/Reinjektionstemperatur + Netztemperaturen) einander gegenübergestellt. Um die zwischen den verschiedenen Varianten resultierenden Unterschiede in Abbildung 63 besser zu veranschaulichen, wurden in dieser Abbildung gegenüber Abbildung 62 die auf den Achsen angegebenen Wertebereiche angepasst. Der Vergleich von Abbildung 62 und Abbildung 63 zeigt, dass der Wärmetransformator bei begrenzten geothermischen Ressourcen innerhalb jeder der drei Konfigurationen hinsichtlich Exergieausnutzung und CO₂-Emissionen deutlich schlechter abschneidet als bei unbeschränkten geothermischen Ressourcen.

Abbildung 63: Exergieausnutzungsgrad und CO₂-Emissionen exergetischer Aufwertungsoptionen für tiefe Geothermie mit bedarfsgerecht parallel geschaltetem Gasbrennwertkessel bei begrenzten geothermischen Ressourcen im Vergleich



		WN 3. Gen. 90/60 °C	WN 2. Gen. 120/65 °C
Geothermie 64 °C (Reinjektionstemperatur 35 °C)	Sorptionswärmepumpe	---	---
	Gasmotorwärmepumpe	---	---
	Elektrische Wärmepumpe	---	---
	Wärmetransformator	---	---
Geothermie 94 °C (Reinjektionstemperatur 35 °C)	Sorptionswärmepumpe	Keine Aufwertung erforderlich	---
	Gasmotorwärmepumpe		---
	Elektrische Wärmepumpe		---
	Wärmetransformator		---

WN: Wärmenetz; Gen.: Generation

Quelle: eigene Darstellung, Solites

Für die Praxis kann hieraus abgeleitet werden, dass der Einsatz von Wärmetransformatoren zur exergetischen Aufwertung tiefegeothermischer Ressourcen unter Berücksichtigung der CO₂-Emissionen und der Exergieausnutzung nur bei einem großen Energieüberschuss der geothermischen Ressource gegenüber der zu deckenden Last sinnvoll ist.

Bei begrenzten geothermischen Ressourcen schneidet hinsichtlich dieser beiden Bewertungsfaktoren die Gasmotorwärmepumpe jeweils am besten ab, gefolgt von der Sorptionswärmepumpe (beim Wärmenetz der 3. Generation) oder dem Wärmetransformator (bei den beiden betrachteten Wärmenetzen der 2. Generation).

Hinsichtlich der Auswahl eines Wärmepumpentyps für die Praxis ist eine Einzelfallbetrachtung erforderlich und eine genaue Auslegung der Wärmepumpen für den jeweiligen Anwendungsfall wird empfohlen.

Für die im nächsten Kapitel folgende Bewertung der Ergebnisse werden die besten Aufwertungsoptionen übernommen, die unter der Annahme ausreichend zur Verfügung stehender tiefengeothermischer Ressourcen ermittelt wurden.

Diese sind:

- ▶ Für Kombination 1 (Förder-/Reinjektionstemperatur 64/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 90/60 °C): Gasmotorwärmepumpe
- ▶ Für Kombination 2 (Förder-/Reinjektionstemperatur 64/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 120/65 °C): Gasmotorwärmepumpe
- ▶ Für Kombination 3 (Förder-/Reinjektionstemperatur 94/35 °C wird aufgewertet für ein Wärmenetz mit den Temperaturen 120/65 °C): Gasmotorwärmepumpe

3.4.10 Bewertung der Ergebnisse

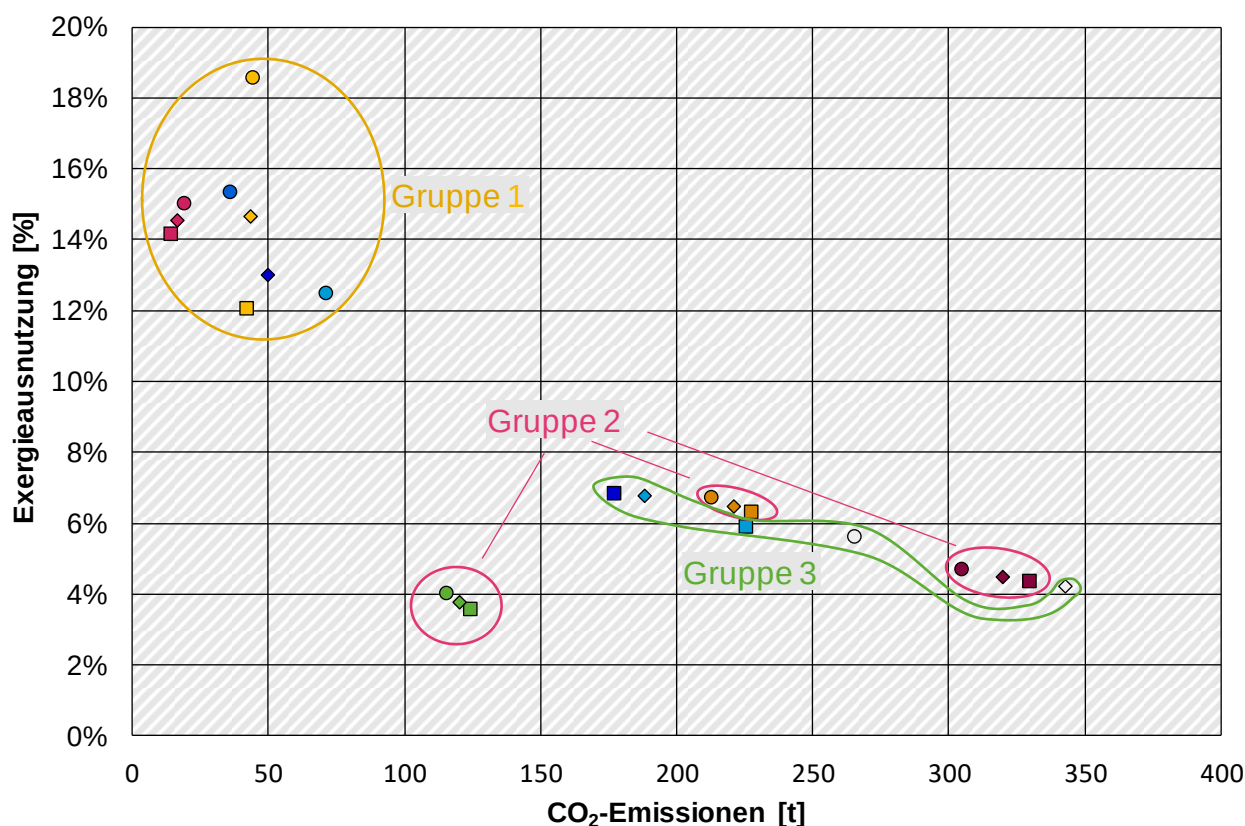
Im Folgendem sollen die besten Varianten der tiefen Geothermienutzung (verschiedene Förder-/Reinjektionstemperaturen, verschiedene Netztemperaturen, wenn erforderlich: mit exergetischer Aufwertung) mit den restlichen Erzeugungsvarianten verglichen werden. Die Vergleichssystematik beruht auf den Benchmark-Werten CO₂-Emissionen und Exergieausnutzungsgrad und wird für alle drei Netzvarianten dargestellt.

Die Gesamtübersicht der CO₂-Emissionen und Exergieausnutzungsgrade für alle Kombinationen aus den verschiedenen Versorgungstechnologien und Wärmenetzen ist in Abbildung 64 dargestellt.

Aus Abbildung 64 wird deutlich, dass die Erzeuger im Wesentlichen in drei Gruppen aufgeteilt werden können: Die **sehr effiziente Gruppe 1** mit niedrigen CO₂-Emissionen und hohen Exergieausnutzungsgraden beinhaltet alle „Wärmeerzeuger“ die vorhandene Wärme direkt nutzen und in das Wärmenetz einspeisen. Hierzu gehören Solarthermie, Abwärmenutzung und tiefe Geothermie ohne exergetische Aufwertung.

Gruppe 2 erzeugt Wärme durch Verbrennung von Energieträgern. Diese Prozesse sind nur wenig abhängig von den Netztemperaturen und arbeiten bei fast jedem Temperaturniveau ähnlich effizient. Die CO₂-Emissionen sind jedoch sehr vom Energieträger abhängig, so gibt es sehr große Unterschiede zwischen fossilen (Gasbrennwert) und erneuerbaren (Holzpellet-Heizwerk). Außerdem ist eine Bereitstellung elektrischer Energie über KWK möglich, was die CO₂-Emissionen für die Nutzwärme senkt und die Exergieausnutzung steigert (Gas-BHKW).

In die **Gruppe 3** lassen sich alle Aufwertungsoptionen eingliedern. Deren Exergieausnutzung und CO₂-Emissionen sind sehr stark von den Quellen- und Zieltemperaturen abhängig. Je geringer die Differenz zwischen diesen beiden Temperaturniveaus ist, desto effizienter erfolgt in der Regel die exergetische Aufwertung.

Abbildung 64: Exergieausnutzungsgrad und CO₂-Emissionen im Vergleich

	WN 4. Gen. 60/40 °C	WN 3. Gen. 90/60 °C	WN 2. Gen. 120/65 °C
Gasbrennwert	●	◆	■
Gas-BHKW	●	◆	■
Holzpellet-Heizwerk	●	◆	■
Solarthermie	●	◆	■
Abwärme-Nutzung	●	◆	■
Erdwärmesonden + elektrische Wärmepumpe	○	◇	technisch nicht realisierbar
Geothermie hydrothermal 64 °C	●	◆ Gasmotor-WP	■ Gasmotor-WP
Geothermie hydrothermal 94 °C	●	◆	■ Gasmotor-WP

WN: Wärmenetz; Gen.: Generation

Quelle: eigene Darstellung, Solites

Das System mit Erdwärmesonden und zentraler elektrischer Wärmepumpe kann auch zur näherungsweisen exergetischen Bewertung eines kalten Nahwärmenetzes, bei dem die exergetische Aufwertung nicht mit einer zentralen, sondern mit mehreren dezentralen Wärmepumpen erfolgt, herangezogen werden.

Die für die exergetische Bewertung relevanten Unterschiede zwischen dem System mit zentralen und dezentralen Wärmepumpen besteht vornehmlich im Temperaturniveau und der Temperaturspreizung des Wärmenetzes. Diese beiden Kenngrößen wirken sich auf die Wärmeverluste und den Pum-

penergieaufwand der Wärmenetze aus. Vor diesem Hintergrund kann die Kombination aus Erdwärmesonden, zentraler Wärmepumpe und Low-Ex-Netz als Anhaltswert für die exergetische Bewertung einer kalten Nahwärme herangezogen werden.

Bei allen Technologien ist der Exergieausnutzungsgrad mit einer Wärmeverteilung über ein Low-Ex-Netz am höchsten. Außerdem werden die CO₂-Emissionen mit höheren Netztemperaturen größer. Einzige Ausnahmen bilden hier die Solarthermie, Biomasse und die industrielle Abwärmenutzung. Aufgrund der extrem niedrigen CO₂-Faktoren spielt bei diesen Systemen der Hilfsstrombedarf (aus dem öffentlichen Stromversorgungsnetz – deutscher Strommix) eine wesentliche Rolle und so entsteht kein nennenswerter Unterschied bei den CO₂-Emissionen.

Industrielle Abwärmenutzung schneidet bei der CO₂-Betrachtung am besten ab. Dies liegt hauptsächlich an dem geringen Hilfsstrombedarf für die Auskopplung und an der Nicht-Berücksichtigung der Vorkettenemissionen (s. Erläuterung in Abschnitt 3.4.7). Der Exergieausnutzungsgrad liegt zwischen 14,0 und 15,0 % was für eine sehr gute Ausnutzung der Energiequalität des Wärmestroms spricht. Jedoch muss beachtet werden, dass dies natürlich nur gilt, wenn auch tatsächlich eine Abwärmeauskopplung ohne zusätzlichen Aufwand beim Industrieprozess möglich ist und die Abwärme sonst hätte in die Umwelt abgeführt werden müssen.

Bei Solarthermie hingegen ist die Spreizung des Exergieausnutzungsgrades sehr viel größer, da hier unterschiedliche Vorlauftemperaturen des Glykolkreises zu Grunde liegen und auch größere Unterschiede bei den Wärmeverlusten angenommen wurden. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen sind Solarthermie und industrielle Abwärmenutzung ähnlich gut, wobei bei Solarthermie die vorwiegende Nutzung im Sommer stattfindet. Außerdem wird für die Betrachtung der Solarthermie die in den Kollektoren erzeugte Wärme als Ausgangsbasis verwendet und der stark temperaturabhängige Kollektorwirkungsgrad wird nicht berücksichtigt.

Bei der direkten Geothermienutzung über einen Wärmeübertrager ist der Exergieausnutzungsgrad ebenfalls sehr hoch. Aufgrund des erhöhten Strombedarfs der Förderpumpe sind die durch den Hilfsenergiebedarf emittierten CO₂-Emissionen etwas höher als bei Solarthermie und Abwärmenutzung. Die Unterschiede zwischen den drei Varianten mit direkter Nutzung der tiefen Geothermie über einen Wärmeübertrager sind im Wesentlichen auf unterschiedliche Temperaturdifferenzen zwischen Förder- und Reinjektionstemperatur zurückzuführen. So entsteht bei der Nutzung von Thermalwasser mit 94 °C in einem Low-Ex-Netz mit einer Reinjektionstemperatur von 45 °C (5 K oberhalb der Netzzücklauftemperatur) nur ein sehr geringer Strombedarf für die Förderpumpe von ca. 3,6 % (bezogen auf die geförderte Wärmemenge) und somit wird ein sehr hoher Exergieausnutzungsgrad von 15,4 % erreicht.

Die Exergie- und CO₂-Bilanz der tiefen Geothermie ist sehr abhängig von den Wärmenetztemperaturen, da die Fördertemperatur nicht verändert werden kann. Reicht die Fördertemperatur nicht aus, oder soll die Injektionstemperatur unter die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes gesenkt werden, kann die Wärme zusätzlich aufgewertet werden. Hierbei gibt es verschiedene Möglichkeiten:

Die elektrische Kompressionswärmepumpe kann bei geringeren Temperaturunterschieden zwischen Injektionstemperatur und Netzzvorlauftemperatur effizient arbeiten. Die CO₂-Emissionen des Systems sinken mit dem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien bei der Strombereitstellung.

Ähnlich wie die elektrische Wärmepumpe arbeitet die Gasmotorwärmepumpe. Diese kann bei etwas größeren Temperaturdifferenzen zwischen Reinjektionstemperatur und Netzzvorlauftemperatur immer noch effizient arbeiten, da sie zusätzlich einen Abwärmeanteil besitzt, welcher nicht so temperaturabhängig ist. Diese Wärmepumpen verbrauchen allerdings Gas.

Ähnlich arbeitet die gasbetriebene Sorptionswärmepumpe, wobei die Jahresarbeitszahlen bei den vorliegenden Beispielen immer kleiner als bei der Gasmotorwärmepumpe waren und so höhere CO₂-Emissionen als auch schlechtere Exergienutzungsgrade zustande kamen.

Ohne Gasverbrennung kommt hingegen der Wärmetransformator aus. Er benötigt zwar entsprechend viel Geothermiewärme, die aber bis auf den nötigen Förderpumpenstrom niedrige CO₂-Emissionen aufweist und so umweltfreundlich Wärme aufgewertet werden kann. Der Wärmetransformator ist sehr stark von den jeweiligen Systemtemperaturen abhängig und kann beispielsweise auch in der industriellen Abwärmeaufwertung eingesetzt werden. Eine Einschränkung beim Einsatz von Wärmetransformatoren ist das Erfordernis zur Realisierung großer Rückkühlanlagen, mit denen die prozessbedingte Überschusswärme an die Umwelt abgeführt werden muss. Hierbei ist die Rückkühltemperatur ebenfalls ausschlaggebend, da diese wesentlich zum Nutzungsgrad des Wärmetransformators beiträgt. Ein Wärmetransformator ist nur empfehlenswert, wenn ein sehr großer Wärmeüberschuss auf einem Temperaturniveau unterhalb der erforderlichen Netzvorlauftemperatur vorhanden ist.

Ebenfalls sehr niedrige CO₂-Emissionen verursacht der Holzpelletkessel, wobei der Exergieausnutzungsgrad sehr schlecht ist. Dies ist auf den sehr niedrigen Jahresnutzungsgrad und die hohe Energiequalität von Biomasse zurückzuführen. Holzpellets sollten also nicht als Grundlasterzeuger eingesetzt werden, sondern es ist eher zu empfehlen, dass sie aufgrund der guten Lagerfähigkeit im Mittel- und Spitzenlastbereich einzusetzen.

Hierbei könnten sie Gaskessel verdrängen, die ebenfalls einen niedrigen Exergieausnutzungsgrad aufweisen und gleichzeitig die höchsten CO₂-Emissionen in dem vorliegenden Vergleichsspektrum verursachen.

Problematisch bei der Verbrennung fester Biomasse können u.a. die begrenzte Brennstoffverfügbarkeit (vgl. Carus et al., 2014) und erhöhte Staubemissionen (vgl. Memmler et al., 2017) sein.

Als weiterer Wärmeerzeuger können Gas-BHKWs genutzt werden, wobei diese gegenüber Gasbrennwertkesseln durch den erzeugten Strom einen deutlich höheren Exergieausnutzungsgrad aufweisen und entsprechend der Allokationsmethode auch weniger CO₂-Emissionen verursachen. Diese werden aufgrund der Wirtschaftlichkeit (mit KWKG-Förderung) meist als Mittel- oder sogar Grundlasterzeuger eingesetzt und nutzen so den Vorteil der guten Lagerfähigkeit von Gas nicht aus. Durch eine zukünftig verstärkte Flexibilisierung der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung, können KWK-Anlagen auch in Verbindung mit Niedertemperaturwärmeströmen aus erneuerbaren Energien eine nachhaltige Wärmeversorgung gewährleisten.

3.5 Zwischenergebnis

Es stehen grundsätzlich verschiedene Niedertemperaturwärmequellen zur Verfügung, die auf der Grundlage des jeweiligen Nutzungspotenzials und der technischen Randbedingungen zur Integration in Fernwärmesysteme geeignet sind. Für eine langfristig klimaneutrale Wärmeversorgung wird es erforderlich sein, die sich hier bietenden Potenziale konsequent auszunutzen.

Die Temperatur der Wärmequelle ist in der Praxis oft tiefer als die Temperatur des Wärmenetzes. Um die Wärmequelle als Wärmelieferant für die Wärmesenke (hier das Wärmenetz) nutzen zu können, muss demnach entweder die Temperatur der Wärmequelle über die Temperatur der Wärmesenke erhöht werden, oder die Temperatur der Wärmesenke unter die Temperatur der Wärmequelle abgesenkt werden.

Die zentrale Erkenntnis der Untersuchungen in Kapitel 3 lautet:

Aus Sicht des Klimaschutzes und eines hohen Ausnutzungsgrades der vorhandenen Exergie sind insbesondere die Systeme vorteilhaft, bei denen die Wärme direkt genutzt und in das Wärmenetz eingespeist werden kann. Hierzu gehören Solarthermie, Abwärmenutzung und tiefe Geothermie ohne exergetische Aufwertung.

Tiefe Geothermie-Anlagen weisen, zusammen mit solarthermischer Wärmeerzeugung und industrieller Abwärme, ein breites technologisch mögliches Temperaturband in einem hohen Temperaturbereich (Tiefengeothermie bis zu 200 °C, Solar-Vakuumröhrenkollektoren bis ca. 120 °C, bei Abwärme auch mehr als 200 °C) auf, sodass eine Direktversorgung oder zumindest eine Vorwärmung der Rücklauftemperatur auch von Wärmenetzen der 2. Generation möglich erscheint. Die technisch-exergetische Betrachtung der tiefen Geothermie zeigt zudem das breite Anwendungsspektrum auf.

Die tiefe Geothermie kann im Hinblick auf das Temperaturspektrum stellvertretend für die verschiedenen Niedertemperaturwärmequellen betrachtet werden. Im Folgenden wird eine Ermittlung des zur Verfügung stehenden Potenzials und die möglichen Einschränkungen bezüglich deren Nutzbarmachung durchgeführt.

In Kap. 8.1 wird jedoch aufgezeigt, dass sich bei der ökonomischen Betrachtung einige grundlegende Unterschiede zwischen der Tiefengeothermie, der Solarthermie und der Nutzung von Umweltwärme manifestieren. Im Ergebnis erscheint die Tiefengeothermie – abweichend zur Annahme bei der Formulierung des Forschungsprojektes – nicht geeignet, in allen Punkten einen Analogieschluss zu den anderen NTWS herzustellen.

4 Potenziale tiefengeothermischer Wärmenutzung in Deutschland und deren Nutzbarmachung

Die Nutzung tiefengeothermischer Ressourcen bietet ein großes Potenzial für eine nachhaltige und umweltverträgliche Energieversorgung. Wie bereits in Kapitel 3.2.1 dargestellt, umfassen Nutzungskonzepte sowohl offene Systeme (hydrothermale und petrothermale Systeme) als auch geschlossene Systeme (Tiefen Erdwärmesonden).

Die Produktionstemperatur ergibt sich aus der Reservoirtemperatur und den Wärmeverlusten bei der Förderung. Je höher die Temperatur im Reservoir, desto mehr Anwendungsmöglichkeiten (direkte Wärmenutzung, Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung) sind bei Fündigkeit gegeben. Für Geothermieprojekte ist ein hoher geothermischer Gradient von Vorteil, da unter dieser Voraussetzung höhere Temperaturen in geringeren Tiefenlagen erreicht werden. Die höchsten geothermischen Gradienten liegen in Deutschland im Oberrheingraben vor (Abbildung 26).

Da **hydrothermale Systeme** geeignete Reservoirgesteine mit hohen Durchlässigkeiten erfordern, ist ihre Nutzbarkeit räumlich eingeschränkt. Als Gebiete mit hydrothermale Potenzial können nur solche ausgewiesen werden, in denen Grundwasserleiter (Aquifere) mit hoher Transmissivität in relevanten Teufen- bzw. Temperaturbereichen auftreten. Die Durchlässigkeit der Reservoirgesteine, welche die Fließraten bestimmen, hängt im Wesentlichen von zwei Faktoren ab:

- ▶ Strukturgeologische Situation (Anwesenheit hydraulisch durchlässiger Störungszonen bzw. Kluftsysteme, Spannungsregime)
- ▶ Fazies und Lithologie der Reservoirgesteine

Die Fazies beschreibt dabei alle Gesteinseigenschaften, die aus seiner Entstehungsgeschichte herrühren. Unter Lithologie versteht man die mineralogische Zusammensetzung und Textur der Gesteine. Zusammen mit den vorherrschenden Kluft- und Störungssystemen ergeben sich aus der Lithofazies die spezifischen Speichereigenschaften wie Porosität und Permeabilität. Das hydrothermale Potential konzentriert sich in Deutschland aufgrund der genannten geologisch-geothermischen Einschränkungen im Wesentlichen auf die folgenden drei Zielregionen:

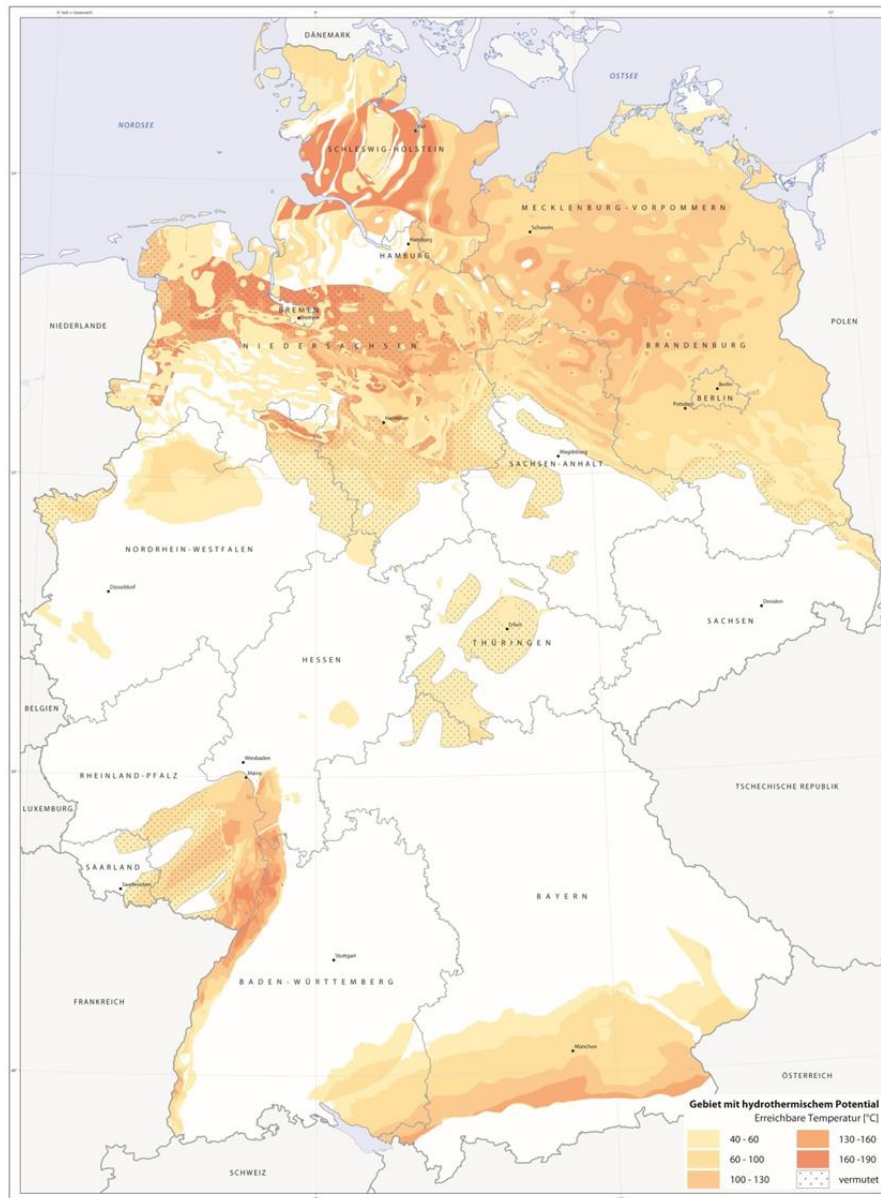
- ▶ Süddeutsches Molassebecken
- ▶ Oberrheingraben
- ▶ Norddeutsches Becken

Abbildung 65 zeigt die Gebiete in Deutschland mit nachgewiesenem und vermutetem hydrothermale Potenzial nach Schulz et al. (2013). Vereinfacht betrachtet handelt es sich dabei um eine Verschneidung des Temperaturuntergrundmodells (vgl. Abbildung 26) mit der Verbreitung des jeweils tiefsten potenziell nutzbaren Aquifers.

Als mögliche Zielhorizonte werden dabei lediglich poröse, klüftige Sandsteine sowie Karbonate mit einer Mächtigkeit von mindestens 20 m, einer Porosität von >20 % und einer Permeabilität von >500 mD in Tiefenlagen <7000 m betrachtet (Schulz et al., 2013). Nicht vollumfänglich berücksichtigt werden dabei die lithofazielle Ausprägung der Nutzhorizonte sowie das strukturgeologische Inventar, die beide erheblichen Einfluss auf das tatsächliche geothermische Potenzial an einem Standort haben (vgl. auch 4.3.1.1). Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Weitere hydrothermale Potenziale sind u.a. in Nordrhein-Westfalen gegeben. Dort werden aktuell Karbonatgesteine des Devon und Unterkarbon sowie Sandsteine des Karbon (Ruhrsandstein) im Hinblick auf ihre geothermischen Eigenschaften untersucht. Zusätzliche Potenziale sind – insbesondere für Nordrhein-Westfalen – in der Grubenwassernutzung und saisonale Wärmespeicherung in ehemaligen

Steinkohlebergwerken mit Tiefen von max. 1.200 m und Gebirgstemperaturen von bis zu 45 °C gegeben (Bracke et al., 2016). Im Rahmen des Bund-/Länder Rahmenprogramm TRUDI (Tief-runter-unter-die Ruhr) soll ab 2018 praktisch untersucht werden, ob und wie die Erschließung der Tiefengeothermie im Ruhrgebiet möglich ist (GZB 2017).

Abbildung 65: Deutschlandkarte der Gebiete mit hydrothermalem Potenzial unter Angabe der maximal erreichbaren Temperatur¹⁴



Quelle: Schulz et al. (2013), verändert

Da **petrothermale Systeme** nicht auf natürliche Thermalwasseraquifere im Untergrund angewiesen sind, sind sie in der Theorie nahezu standortunabhängig (ubiquitär) umsetzbar. Tatsächlich ist für

¹⁴ Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Weitere Potenziale können in den weißen Gebieten vorliegen, so z.B. in Nordrhein-Westfalen.

petrothermale Systeme jedoch die Kenntnis des Spannungsfelds entscheidend. Erfahrungen aus petrothermalen Projekten, z.B. im australischen Cooper Basin (Baisch et al., 2015), haben gezeigt, dass eine hydraulische Stimulation nicht uneingeschränkt an jedem Standort möglich ist, sondern dass es Grundvoraussetzungen hinsichtlich des geomechanischen Verhaltens und der damit verbundenen strukturellen hydraulischen Leitfähigkeit erfordert, um durch hydraulische Stimulation den ökonomischen Betrieb einer Anlage darstellen zu können.

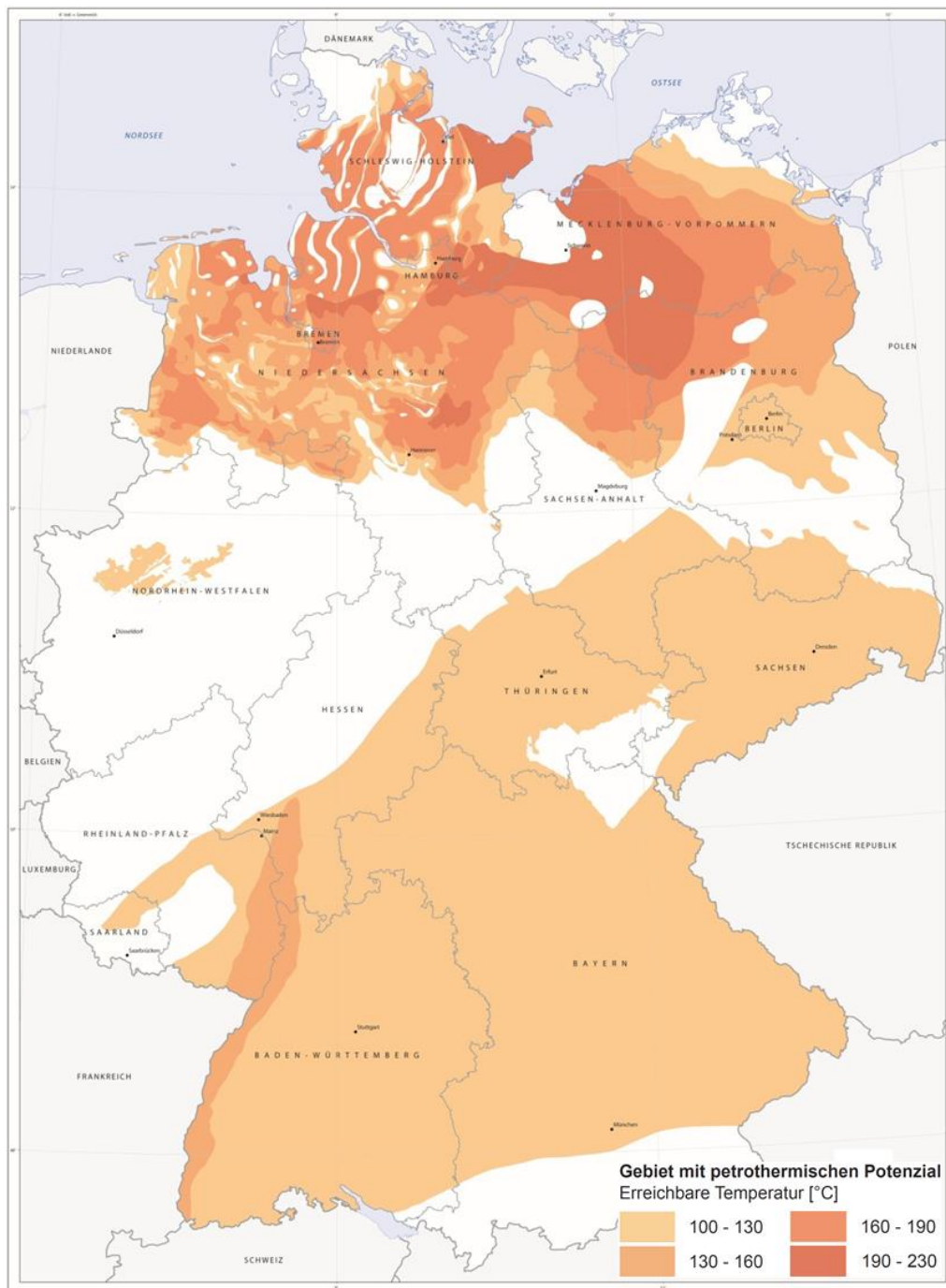
Abbildung 66 zeigt die Gebiete in Deutschland mit petrothermale Potenzial nach Schulz et al. (2013). Als Reservoirgesteine werden Magmatite, Metamorphite und dichte Sedimentgesteine betrachtet. Dabei werden lediglich Formationen in Tiefenlagen zwischen 3.000 m und 7.000 m mit einer prognostizierten Temperatur über 100 °C berücksichtigt. Potentielle petrothermale Reservoirs mit Temperaturen unter 100 °C, die für eine Wärmenutzung möglicherweise relevant sein könnten, wurden nicht untersucht, da unterstellt wurde, dass petrothermale Projekten ausschließlich als stromgeführte Projekte umgesetzt werden.

Durch die meist größeren Tiefenlagen des kristallinen Grundgebirges und der dichten Sedimentgesteine können im Vergleich zur hydrothermalen Geothermie durchschnittlich höhere Temperaturen erschlossen werden.

Petrothermale Geothermie ist nach wie vor kein marktüblicher Standard. Weltweit existieren nur einige wenige Projekte. Häufig handelt es sich um Forschungsprojekte ohne Wirtschaftlichkeitsanspruch (z.B. Groß Schönebeck, Soultz-sous-Forêts). Einige Vorhaben wie das Projekt in Bad Urach wurden aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit abgebrochen.

Daneben stellt in einigen Regionen eine mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung ein aktuelles Hemmnis für die Entwicklung dar. Grund ist zumeist die Angst vor negativen Umweltauswirkungen, insbesondere induzierten seismischen Ereignissen, die auftreten, wenn Spannungen im Untergrund durch Scherversatzbewegungen infolge des durch die Fluidinjektion aufgebauten Drucks abgebaut werden. So ereigneten sich beispielsweise beim Geothermieprojekt in Basel infolge der hydraulischen Stimulation mehrere spürbare Beben mit Stärken von bis zu 3,4 auf der Richterskala, die zu leichten Schäden an Gebäuden führten. Als Reaktion wurde das Projekt Basel zunächst gestoppt und schließlich beendet. Als weiterführende Literatur zum Thema Umweltauswirkungen von Stimulationsmaßnahmen in der Geothermie sei an dieser Stelle auf Plenefisch et al. (2015) verwiesen.

Abbildung 66: Deutschlandkarte der Gebiete mit petrothermalem Potenzial unter Angabe der erreichbaren Temperatur¹⁵



Quelle: Schulz et al. (2013), verändert

¹⁵ Bei der zugrundeliegenden Untersuchung wurden nur Formationen mit Temperaturen über 100 °C berücksichtigt. Weitere Potentialgebiete mit Temperaturen zwischen 40 und 100 °C können in den weißen Gebieten vorliegen.

4.1 Potenzialbegriffe

Bei der Abschätzung des energetischen Potenzials aus Tiefer Geothermie wird zwischen verschiedenen Potenzialbegriffen differenziert. In der deutschsprachigen Literatur wird zumeist zwischen dem theoretischen, dem technischen, dem wirtschaftlichen und dem erschließbaren/ausschöpfbaren Potential unterschieden (z.B. Kayser & Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013, Paschen et al., 2003). Die international gebräuchlichen Begriffe der Ressourcen und Reserven sind nach BGR (2015) in Bezug auf die Geothermie zwar nur bedingt anwendbar, werden jedoch teilweise synonym für das technische und das wirtschaftliche Potenzial verwendet (z.B. Schulz et al., 2013). Einen aktuellen Überblick über nationale und internationale Vorgaben zur Nennung und Klassifizierung von geothermischen Reserven und Ressourcen findet sich in Agemar et al. (2018). Für eine weltweit gültige Klassifizierung sei auch auf UNECE (2016) verwiesen.

Generell sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den hier betrachteten Potenzialen nicht um Potenziale im physikalischen Sinne handelt, sondern entweder um eine mögliche Energiemenge oder um eine Leistung.

Das **theoretische Potenzial** beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (Kayser und Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013). In der Geothermie beschreibt das theoretische Angebotspotenzial die in den Nutzhorizonten gespeicherte Wärmemenge (Kock und Kaltschmitt 2012). Dabei ist nicht von Bedeutung, ob tatsächlich geeignete technische Methoden zur Nutzbarmachung existieren. Ebenso werden ökologische, strukturelle und administrative Beschränkungen nicht berücksichtigt. Das theoretische Potenzial ist daher deutlich größer als die real nutzbare Energiemenge (BMU 2007). Ihm kommt daher zur Bewertung der tatsächlichen Nutzbarkeit keine praktische Relevanz zu (Kayser und Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013).

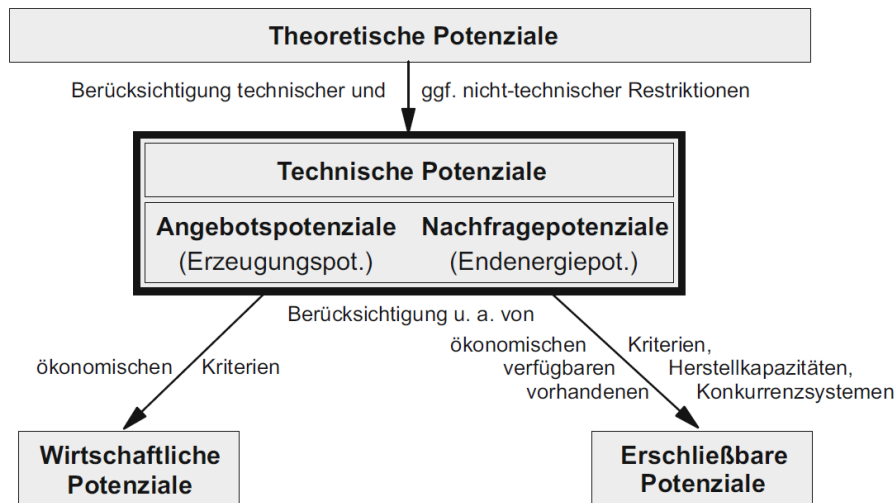
Das **technische Potenzial** beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Rahmenbedingungen nutzbar gemacht werden könnte. Zusätzlich werden meist strukturelle, ökologische und gesetzliche Vorgaben (z.B. Nutzungsrestriktionen in Nationalparks) berücksichtigt, da sie ähnlich den technischen Einschränkungen als „unüberwindbar“ angesehen werden können (BMU 2007, Kaltschmitt et al., 2013, Kayser und Kaltschmitt 1998, Paschen et al., 2003). Wirtschaftliche oder sozioökonomische Einschränkungen werden nicht berücksichtigt.

Bei den technischen Potenzialen kann zwischen dem technischen Angebotspotenzial und dem technischen Nachfragepotenzial unterschieden werden. Diese Unterscheidung ist immer dann erforderlich, wenn das Energieangebot die potenzielle Energienachfrage übersteigt (BMU 2007, Kaltschmitt et al., 2013, Kayser und Kaltschmitt 1998, Paschen et al., 2003).

Das **technische Angebotspotenzial**, auch Erzeugungspotenzial genannt, beschreibt dabei die bereitstellbare Energie unter Berücksichtigung von technischen, strukturellen und gesetzlichen Restriktionen. Beim **technischen Nachfragepotenzial**, auch Endenergiepotenzial genannt, handelt es sich hingegen um den Anteil des Angebotspotenzials, der auch von den Verbrauchern potenziell genutzt werden kann. Damit müssen hier zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen sowie Speicher- und Verteilungsverluste betrachtet werden (Kaltschmitt et al., 2013).

Da letzterer Aspekt bei den Potenzialberechnungen im Rahmen der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt werden konnte, wird der Begriff des **technischen Bereitstellungspotenzials** definiert, welcher den Anteil des technischen Angebotspotenzials beschreibt, der in Gebieten mit einer ausreichend hohen Bedarfsdichte vorliegt, welche eine Verteilung der Wärme über Fernwärmenetze rechtfertigt. Hierbei wird der Richtwert aus Dänemark übernommen (vgl. 4.3.1.2).

Abbildung 67: Abgrenzung der unterschiedlichen Potenzialbegriffe



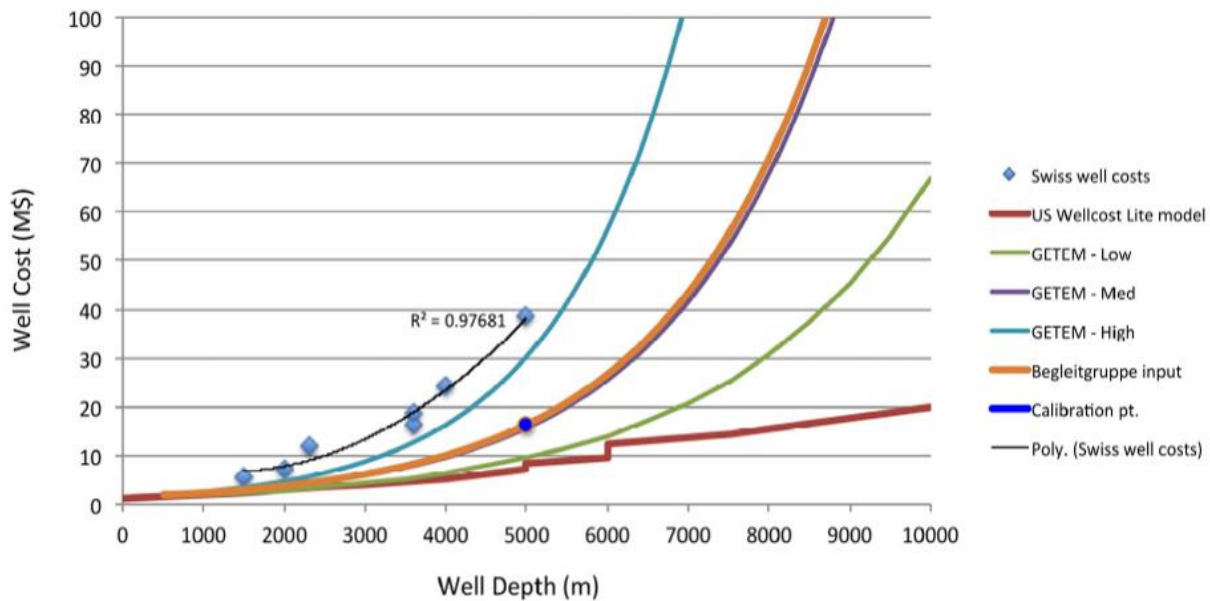
Quelle: Kaltschmitt et al. (2013)

Unter dem wirtschaftlichen Potenzial wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der im Kontext der gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich genutzt werden kann (Kayser und Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013), bzw. der Anteil des technischen Potenzials, der genutzt werden würde, wenn alle wirtschaftlich konkurrenzfähigen Anteile des technischen Potenzials ausgeschöpft würden (Paschen et al., 2003).

Neben den Faktoren, die auch das technische Potenzial beeinflussen, wird das wirtschaftliche Potenzial sehr stark von den konventionellen Vergleichssystemen und den jeweiligen Energieträgerpreisen beeinflusst (Kayser und Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013, Paschen et al., 2003) sowie im Falle geothermischer Wärmeprojekte von den Wärmegestehungskosten, die vor allem durch die Bohrkosten, die erreichbare Fördermenge und die Reservoirtemperatur beeinflusst werden. Die Bohrkosten als einer der wesentlichen Kostenfaktoren tiefengeothermischer Wärmeprojekte nehmen dabei mit der Tiefe überproportional zu (vgl. GEOELEC 2013, Abbildung 68).

Das wirtschaftliche Potenzial der tiefengeothermischen Wärmenutzung ist also auf ein gewisses Tiefenniveau begrenzt. Des Weiteren hat auch der Bohr- und Ausbaudurchmesser einen Einfluss auf die Bohrkosten, da nicht nur größere Endteufen sondern auch größere Durchmesser größere Bohranlagen erfordern. Maßgebend für den Bohrenddurchmesser ist dabei die geplante Nutzungsform. So erfordern hohe Fließraten, wie sie insbesondere für eine Stromerzeugung erforderlich sind, zumeist größere Durchmesser als reine Wärmeprojekte.

Abbildung 68: US-amerikanische und Schweizer (Modell-)Kosten für geothermische Bohrungen



Quelle: Hirschberg et al. (2015)

Das **erschließbare Potenzial**, auch ausschöpfbares Potenzial genannt (Paschen et al., 2003), beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung. Das erschließbare Potenzial ist in der Regel geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da das wirtschaftliche Potential im Allgemeinen nicht sofort, sondern aufgrund vielfältiger Restriktionen nur innerhalb eines längeren Zeitraums vollständig erschließbar ist. Das erschließbare Potenzial kann jedoch auch größer als das wirtschaftliche Potential sein, wenn beispielsweise die entsprechende Energieform subventioniert wird (Kayser und Kaltschmitt 1998, Kaltschmitt et al., 2013, Paschen et al., 2003).

Da dem theoretischen Potenzial bei der Bewertung der tatsächlichen Nutzbarkeit keine praktische Relevanz zukommt, werden im Rahmen der vorliegenden Studie für diese Potenziale lediglich Ergebnisse früherer Studien aufgeführt.

Der Fokus liegt stattdessen auf der Quantifizierung der technischen Potenziale für eine Wärmebereitstellung aus hydrothermalen und petrothermalen Geothermie, wobei zwischen dem technischen Angebotspotenzial und dem technischen Bereitstellungspotenzial unterschieden wird. Da die wirtschaftlichen und erschließbaren Potentiale erheblich von den sich gegebenenfalls schnell ändernden energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen abhängig sind, wird auf diese Potentiale im Rahmen der vorliegenden Studie nicht näher eingegangen.

4.2 Übersicht bisheriger Potenzialabschätzungen

4.2.1 Hydrothermale Systeme

Diverse Studien haben sich in der Vergangenheit bereits mit der Quantifizierung des hydrothermalen Potenzials für Deutschland beschäftigt. So wurde das technische Gesamtpotenzial hydrothermalen Systeme zur Wärmebereitstellung unter Annahme einer Nutzung im Verlauf von 100 Jahren von Kayser und Kaltschmitt (1998) auf 550 TWh/a (1980 PJ/a) geschätzt. Davon entfallen 139 TWh/a auf das Norddeutsche Becken, 167 TWh/a auf den Oberrheingraben und 244 TWh/a auf das süddeutsche Molassebecken.

Eine Studie des Deutschen Bundestags („TAB-Studie“, Paschen et al., 2003) gibt für hydrothermale Systeme in Deutschland ein technisches Potenzial von 25 EJ bei Realisierung einer gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion (Kraft-Wärme-Kopplung) an. Unter Annahme einer Nutzungsdauer von 100 Jahren entspräche dies 250 PJ/a bzw. 69 TWh/a. Bei Einsatz von Wärmepumpen kann das Potenzial auf 50 EJ verdoppelt werden. Dies entspräche bei einer Nutzungsdauer von 100 Jahren einem Potenzial von 500 PJ/a bzw. 139 TWh/a.

Obwohl störungsgebundene Systeme zu hydrothermalen Systemen zählen, betrachten Paschen et al. (2003) das technische Potenzial von Störungszonen gesondert und geben hier 65 EJ bei Realisierung einer gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion (Kraft-Wärme-Kopplung) und 120 EJ bei Einsatz von Wärmepumpen an. Unter Annahme einer Nutzungsdauer von 100 Jahren entspräche dies 650 PJ/a (180 TWh/a) bzw. 1.200 PJ/a (333 TWh/a). Eine differenziertere Abschätzung des geothermischen Potenzials von Störungszonen erfolgte im Rahmen des Forschungsprojektes „Störtief“ (Gorling 2016). Demnach beträgt das theoretische geothermische Potenzial der Störungen in Deutschland für eine Betriebsdauer von 50 Jahre $9,53 \cdot 10^{20}$ J (= 953 EJ).

Eine weitere Potenzialabschätzung für hydrothermale Systeme in Deutschland erfolgte durch Kaltschmitt et al. (2006). Das theoretische Angebotspotenzial liegt demnach bei rund 1.574 EJ bzw. knapp 16 EJ/a (4.372 TWh/a) bei einer unterstellten Nutzungsdauer von 100 Jahren. Das größte Potenzial entfällt dabei auf das Norddeutsche Becken (1.019 EJ), gefolgt vom Süddeutschen Molassebecken (279 EJ), dem Oberrheingraben (215 EJ) und weiteren Gebieten mit potenziellem hydrothermale Potenzial (61 EJ).

Das technische Angebotspotenzial (Wärmeerzeugungspotenzial) wird von Kaltschmitt et al. (2006) mit 514 EJ angegeben. Dies entspricht 5.140 PJ/a (1.428 TWh/a) bei einer unterstellten Nutzungsdauer von 100 Jahren und lediglich einem Drittel des theoretischen Angebotspotenzials. Auf das Norddeutsche Becken entfällt dabei ein Erzeugungspotential von 328 EJ, auf das Molassebecken 99 EJ, auf den Oberrheingraben 67 EJ sowie 20 EJ auf weitere Gebiete mit potenziellen hydrothermalen Nutzhorizonten.

Kock & Kaltschmitt (2012) berücksichtigen, dass eine Verteilung geothermischer Niedertemperaturwärme über Fernwärmenetze aus wirtschaftlicher Sicht i.d.R. nur dann sinnvoll ist, wenn entsprechende Netze bereits vorhanden oder eine entsprechend hohe Wärmenachfragedichte gegeben sind. Die Untersuchungen beschränken sich dabei auf Gemeinden mit mindestens 20.000 Einwohnern. Nach Kock & Kaltschmitt (2012) ist in den geothermiehoffigen Gebieten Deutschlands (Norddeutsches Becken, Molassebecken und Oberrheingraben) ein technisches Nachfragepotenzial nach Niedertemperaturwärme von insgesamt 341 TWh/a gegeben. Der geothermisch erschließbare Anteil, d.h. der Anteil, der nicht bereits durch Gas und Fernwärme abgedeckt wird, beträgt 206 TWh/a. Davon werden 53 TWh/a (26 %) als wirtschaftlich erschließbar eingestuft.

Eine noch detailliertere Betrachtung der Wärmenachfragepotenziale einschließlich Modellierung der Wärmeverbrauchsentwicklung ist in Jochum et al. (2017) gegeben, wobei nur nachgewiesene hydrothermale Reservoirs mit Temperaturen über 60 °C berücksichtigt werden.

Unter Annahme:

- ▶ eines Massenstroms von 35 kg/s im Norddeutschen Becken, 90 kg/s im Oberrheingraben und 125 kg/s im Süddeutschen Molassebecken,
- ▶ einer spezifischen Wärmekapazität des Thermalwassers von 4.000 J/kg K,
- ▶ einer Injektionstemperatur von 65 °C,
- ▶ eines Flächenbedarfs von 4 km² pro Dublette
- ▶ sowie 3.000 Volllaststunden je Heizwerk

ließen sich nach Jochum et al. (2017) aktuell 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 (15,8 PJ). In neuen Nahwärmenetzen ließen sich aktuell 26,3 TWh (94,7 PJ) technisch erschließen. Diese Menge sinkt bei ambitionierter energetischer Sanierung des Wohngebäudebestandes bis 2050 auf 13,3 TWh (47,9 PJ). Die Fernwärmeversorgungsgebiete mit dem höchsten technischen Tiefengeothermie-Potenzial sind dabei Karlsruhe, München und Mannheim.

Weitere hydrothermale Potenziale sind auch außerhalb der drei Hauptregionen gegeben, so beispielsweise in Nordrhein-Westfalen. Das im Ruhrgebiet theoretisch erschließbare geothermische Gesamtpotenzial wird von Bracke et al. (2016) mit ca. 92.300 GWh/a angegeben.

4.2.2 Petrothermale Systeme

Die Potenziale petrothermaler Systeme in Deutschland wurden in der Vergangenheit nicht im gleichen Umfang wie die Potenziale hydrothermaler Systeme untersucht, da sich in Deutschland bislang noch keine kommerziellen petrothermalen Projekte in Betrieb befinden. Gleichzeitig wurde bei Potenzialbetrachtungen stets von stromgeführten Projekten ausgegangen.

So beziffern Paschen et al. (2003) das technische Potenzial für Stromerzeugung aus petrothermalen Systemen in Deutschland auf 1.100 EJ (ca. 306.000 TWh bzw. 35.000 GWh). Das technische Potenzial für petrothermale Wärmeenergie bei Realisierung einer gekoppelten Strom- und Wärmeenergieproduktion (Kraft-Wärme-Kopplung) beträgt nach Paschen et al. (2003) 1.600 EJ (ca. 444.000 TWh bzw. 51.000 GWh), bei Einsatz von Wärmepumpen sogar 2.800 EJ (ca. 778.000 TWh bzw. 89.000 GWh). Limitierende geologisch-geomechanische, seismologische sowie oberflächennahe Faktoren wurden dabei nicht berücksichtigt.

4.2.3 Tiefe Erdwärmesonden

Unter Annahme einer technisch-ökonomischen Obergrenze von 10.000 m und einem konstanten Temperaturgradienten von 3 °K/100 m wird von Kaltschmitt et al. (2013) für Deutschland ein theoretisches Potenzial von rund 12.000 EJ/a (3.333 PWh/a) für Tiefe Erdwärmesonden bei einer Erschließung im Verlauf von 100 Jahren bzw. von 1.200 EJ/a bei 1.000 Jahren angegeben.

Das technische Angebotspotenzial (Wärmeerzeugungspotenzial) für die Nutzung von Tiefen Erdwärmesonden wird unter Annahme einer Maximalteufe von 3.000 m auf 3.010 PJ/a (836 TWh/a) geschätzt (Kaltschmitt et al., 2006) bzw. auf 5.015 PJ/a (1.393 TWh/a) bei einer Maximalteufe von 5.000 m (Kaltschmitt et al., 2013). Dabei wird jeweils eine Entzugsleistung von 200 W/m sowie ein Mindestabstand von 100 m zwischen einzelnen Sonden unterstellt.

Das wirtschaftliche Potenzial der Wärmeerzeugung mittels Tiefer Erdwärmesonden fällt deutlich geringer aus. Grund sind die hohen Investitionskosten für die Niederbringung der Bohrung in Kombination mit den geringen thermischen Leistungen tiefer Erdwärmesonden von maximal einigen hundert Kilowatt. So kommen einige Studien wie Keiser (2017) zu dem Ergebnis, dass der Betrieb einer Tiefen Erdwärmesonde nur im Falle einer bereits bestehenden Bohrung, beispielsweise als Plan B bei einem hydrothermalen Geothermievorhaben, wirtschaftlich sinnvoll ist.

In diesem Zusammenhang birgt auch die Nachnutzung offener, nicht fündiger oder nicht mehr wirtschaftlich zu betreibender Kohlenwasserstoffbohrungen ein Potenzial, da die Bohrkosten hier nicht anfallen. Gemäß einer Studie für Niedersachsen (ZTG et al., 2017) ist jedoch davon auszugehen, dass der Großteil dieser Bohrungen nicht für eine geothermische Nutzung zur Verfügung steht. Grund ist Tatsache, dass für nicht mehr benötigte Bohrungen eine Verfüllungspflicht besteht. Eine weitere Einschränkung ergibt sich daraus, dass bestehende Bohrungen häufig an Standorten ohne ausreichende Wärmenachfrage niedergebracht wurden (ebd.). Darüber hinaus ist zu beachten, dass Kohlenwasserstoffbohrungen zumeist recht geringe Querschnitte aufweisen und die Leistungsfähigkeit nicht der einer neu konzipierten Tiefen Erdwärmesonde entspricht. Dennoch hält Würtele (2014) eine Umwidmung in der Regel dann für wirtschaftlich sinnvoll, wenn ein Wärmeabnehmer weniger als 500 m entfernt vorhanden ist.

4.3 Potenzialberechnungen

4.3.1 Methodik

4.3.1.1 Technisches Angebotspotenzial

Die Quantifizierung des hydrothermalen und petrothermalen Potenzials erfolgt im Rahmen dieser Studie GIS-basiert auf Basis der Potenzialkarten des Geothermie-Atlas (Schulz et al., 2013), wobei nur Gebiete mit nachgewiesenem Potenzial betrachtet werden, nicht jedoch Gebiete mit vermutetem Potenzial (vgl. Abbildung 65)¹⁶. Da anzunehmen ist, dass mittelfristig hydrothermale Projekte gegenüber petrothermalen Projekten den Vorzug erhalten, wurden neben den Gesamtpotentialen petrothermalen Systeme zusätzlich auch gesonderte Werte für die petrothermalen Potenziale ermittelt, die außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen vorliegen.

Von den Potenzialregionen werden Schutzgebiete ausgenommen, in denen die Umsetzung von Geothermieprojekten nicht oder nur beschränkt möglich ist. Dabei werden zwei Szenarien unterschieden (vgl. auch Abbildung 73):

Szenario A: Von der Potenzialabschätzung ausgeschlossen werden Heilquellenschutzgebiete sowie Wasserschutzgebiete (Zone I, II, IIIA), da eine geothermische Nutzung hier in der Regel nicht darstellbar ist. Ebenfalls ausgeschlossen werden Naturschutzgebiete und Nationalparks¹⁷. Im Falle hydrothermalen Systeme geht dies über die gesetzlichen Regelungen hinaus. Petrothermale Projekte sind in Naturschutzgebieten und Nationalparks gemäß § 23 Abs. 3 BNatSchG bzw. § 24 Abs. 3 BNatSchG generell untersagt. Die Ausschlussgebiete reduzieren die für die Potenzialanalyse betrachtete Fläche um 12-13 % (vgl. Tabelle 26).

¹⁶ Hierdurch bleiben Rotliegendesreservoirs unberücksichtigt (vgl. Schulz et al., 2013).

¹⁷ Die Datensätze der Wasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete, Naturschutzgebiete und Nationalparks wurden 2017 von den Landesämtern bezogen.

Szenario B: Neben den bereits in Szenario A ausgeschlossenen Schutzgebieten werden zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) und Nationale Naturmonumente als Ausschlussfläche definiert¹⁸. Dies entspricht einem konservativen Ansatz, da eine geothermische Nutzung in diesen Schutzgebieten prinzipiell unter Auflagen bzw. nach einer Umweltverträglichkeits(vor)prüfung möglich ist. Die Ausschlussgebiete reduzieren die für die Potenzialanalyse betrachtete Fläche insgesamt um 39-44 % (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26: Flächenreduktionen durch Ausschluss von Schutzgebieten

	Hydrothermal	Petrothermal	Petrothermal - Hydrothermal
Szenario A	12 %	12 %	13 %
Szenario B	39 %	42 %	44 %

Nicht berücksichtigt bei der Potenzialabschätzung werden sonstige Raumordnungskonzepte sowie konkurrierende Nutzungsformen des tiefen Untergrundes. Letztere sind vor allem die Kohlenwasserstoffförderung, Erdgasspeicherung, balneologische Nutzung und die Endlagerfrage¹⁹. Als weitere Nutzungskonkurrenz ist auch die CO₂-Speicherung (Carbon Capture and Storage – CCS) denkbar, da dort nach Speicher-Barriere-Komplexen gesucht wird, deren bevorzugte Gesteinseigenschaften weitgehend denen hydrothormaler Reservoirs entsprechen. Aktuell wird das CCS-Konzept jedoch von den CO₂-emittierenden Kraftwerksunternehmen in Deutschland nicht mehr prioritär verfolgt.

Für die Potenzialabschätzung wird von einer maximalen Packungsdichte von Dubletten ausgegangen. Da sich benachbarte Geothermieprojekte gegenseitig beeinflussen können, wenn sie auf dieselbe Zielformation zugreifen, müssen die Produktions- und Injektionsbohrungen einen gewissen Mindestabstand aufweisen, um einen hydraulischen und thermischen Kurzschluss innerhalb der geplanten Betriebsdauer zu vermeiden.

Im bayerischen Molassebecken sind beispielsweise bereits 22 tiefengeothermische Anlagen zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung sowie etliche Thermalbäder in Betrieb, die alle den Malm-Aquifer nutzen (BVG 2017a auf Basis www.geotis.de). Es ergeben sich zwangsläufig hydraulische Wechselwirkungen (Druckabsenkungen und -aufhöhungen), die bislang jedoch nur in Ausnahmefällen 1 bar

¹⁸ Bei den berücksichtigten Flächen der FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention und Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) handelt es sich um Datensätze mit Stand 2010-2015, die vom Umweltbundesamt bereitgestellt wurden. Die Datensätze wurde um aktuellere Daten (Stand Juni 2017) ergänzt, soweit diese vorlagen. Gesetzlich geschützte Biotope, geschützte Landschaftsbestandteile und Naturdenkmäler wurden aus Ermangelung eines bundesweiten Datensatzes bei der Potenzialanalyse nicht berücksichtigt.

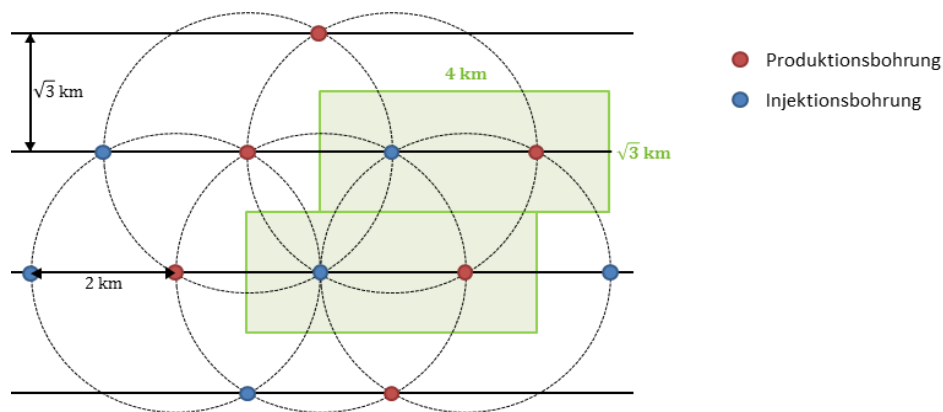
¹⁹ Gemäß § 21 des Standortauswahlgesetz (StandAG) werden Gebiete, in denen in einer Teufe von 300 bis 1.500 Metern unter der Geländeoberkante stratiforme Steinsalz- oder Tonsteinformationen mit einer Mächtigkeit von mindestens 100 Metern, Salzformationen in steiler Lagerung oder Kristallingesteinsformationen mit einer vertikalen Ausdehnung von mindestens 100 Metern auftreten, für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen reserviert. Auch wenn an einem Standort ein Ausschlusskriterium für die Errichtung eines Endlagers vorliegt und die Errichtung einer Geothermieanlage damit möglich ist, werden die Projektlaufzeiten durch den zusätzlichen Prüfungsaufwand für alle Bohrvorhaben ab 100 m Tiefe verzögert. Aus der Praxis ist noch kein Fall bekannt, in dem das StandAG ein Tiefengeothermieprojekt eingeschränkt hat.

übersteigen und meist im Betrieb nicht erkennbar sind (Zimmer 2015). Thermische Auswirkungen sind bisher auf den Nahbereich der Reinjektionsbohrungen beschränkt. Als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung für neue Geothermie-Projekte wurde federführend vom Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) das Software-Tool „Thermisch-hydraulische Modellierung des Malmgrundwasserleiters im Großraum München“ entwickelt (Dussel et al., 2016). Dieses erlaubt eine Vorhersage der Druck- und Temperaturbedingungen im Aquifer, so dass mögliche gegenseitige thermische und hydraulische Beeinflussungen mehrerer Geothermieranlagen und deren Lebensdauer abgeschätzt werden können.

Ähnliches gilt für das Pariser Becken, in dem zahlreiche Anlagen bereits den Dogger-Aquifer nutzen und sich weitere Projekte im Bau befinden. Zudem sind dort eine Vielzahl neue Projekte geplant, insbesondere in Nachbarschaft bereits existierender Anlagen. Daher wird auch hier auf eine großräumige thermisch-hydraulische Modellierung und den Aufbau einer gemeinsamen Datenbank gesetzt, um eine Optimierung der Standorte und damit die optimale Ausnutzung des geothermischen Potenzials zu gewährleisten (vgl. Lopez et al., 2010 und Kapitel 5.1.2.8).

In früheren Potenzialstudien wurde für benachbarte Bohrungen ein Abstand von 1 km und somit ein Flächenbedarf je Dublette von 4 km² angenommen (Schulz und Jobmann 1989, Kayser und Kaltschmitt 1998, Paschen et al., 2003, Koch und Kaltschmitt 2012, Jochum et al., 2017). Die Praxis zeigt jedoch, dass 1 km eher als Mindestabstand zu betrachten ist. Zahlreiche Modellierungen und Projektbeispiele zeigen, dass insbesondere für Projekte mit hohen Fließraten ein größerer Abstand von Produktions- und Injektionsbohrung erforderlich ist. Aus diesem Grund wird für die vorliegende Potenzialabschätzung konservativ ein Abstand von 2 km zwischen benachbarten Bohrungen gewählt. Daraus ergibt sich ein Flächenbedarf je Dublette von $4\sqrt{3}$ km² (vgl. Abbildung 69). Dies entspricht rund 7 km².

Abbildung 69: Geometrische Betrachtung zur Abschätzung des Flächenbedarfs pro Dublette



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

Das technische Angebotspotenzial wird als Summe der Leistungen der maximal zu realisierenden Anlagenzahl in den Potenzialregionen berechnet. Um dem Fündigkeitsrisiko Rechnung zu tragen, wird die mögliche Leistung mit einem Korrekturfaktor F multipliziert.

$$\text{Angebotspotenzial} = \sum_{k=i}^n P_i \cdot F \quad \text{Gleichung (4)}$$

Die mögliche thermische Leistung P die an einem Standort aus dem Thermalwasser extrahiert werden kann, berechnet sich dabei als Produkt der Förderrate (Q), der Dichte (ρ_f) und der spezifischen Wärmekapazität (c_f) des Thermalwassers sowie der Differenz zwischen Fördertemperatur (T_1) und Injektionstemperatur (T_2).

$$P = Q \cdot \rho_f \cdot c_f \cdot (T_1 - T_2) \quad \text{Gleichung (5)}$$

Das Produkt aus Förderrate und Dichte wird auch als Massenstrom ($\dot{m}$) bezeichnet. Die einzelnen Einflussgrößen werden für die Potenzialberechnung in Abhängigkeit des Standortes festgesetzt (vgl. Tabelle 27). Erläuterungen zur Herleitung der einzelnen Parameter finden sich nachfolgend.

Tabelle 27: Eingabe-Parameter für die Berechnung der technischen Angebotspotenziale aus Tiefer Geothermie in Deutschland. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken

	$T_{\text{Geoth.-Atlas}}$ [°C]	T_1 [°C]	$T_{2,\text{Sz.1}}$ [°C]	$T_{2,\text{Sz.2}}$ [°C]	Q [l/s]	$\dot{m}$ [kg/s]	ρ_f [kg/m³]	c_f [J/kg · K]
Hydrothermal	SMB	40-60	50	35	99	98	989	4173
		60-100	80	35		96	973	4188
		100-130	115	35		94	949	4229
		130-160	145	35		91	924	4284
	ORG	40-60	50	35	50	50	994	4152
		60-100	80	35		53	1051	3846
		100-130	115	35		53	1053	3774
		130-160	145	35		52	1048	3741
		160-190	175	35		51	1015	3830
	NDB	40-60	50	35	35	41	1167	3471
		60-100	80	35		46	1325	2968
		100-130	115	35		51	1458	2624
		130-160	145	35		50	1419	2683
		160-190	175	35		48	1373	2772
Petrothermal		100-130	115	35	25	26	1053	3774
		130-160	145	35		26	1025	3833
		160-190	175	35		25	992	3922
		190-230	210	35		24	948	4088

Fördertemperatur (T_1)

Die Zuweisung der Fördertemperaturen erfolgt auf Basis der Temperaturverteilung aus dem Geothermie-Atlas (Schulz et al., 2013; Abbildung 65 bzw. Abbildung 66). Als Fördertemperatur wird dabei die mittlere Temperatur der jeweiligen Temperaturklasse für die Berechnungen herangezogen (vgl. Tabelle 27). Da es sich bei den dargestellten Temperaturklassen um die Temperaturen des jeweils tiefsten potenziellen Nutzhorizonts handelt, stellt die Potenzialabschätzung in dieser Hinsicht das Best-Case-Szenario dar. Eine Abschätzung der Potenziale für die gegebenenfalls in geringeren Tiefenlagen vorhandenen Formationen ist aus Ermangelung einer entsprechenden Datengrundlage aktuell nicht möglich.

Injektionstemperatur (T_2)

Die Injektionstemperatur (T_2) wird sowohl von der Betriebstemperatur des Wärmenetzes als auch durch die anlagenseitigen Anforderungen zur Vermeidung von Scaling und Korrosion bestimmt. Prinzipiell können höhere thermische Leistungen erzielt und damit die im Thermalwasser gespeicherte Energie vollständiger genutzt werden, wenn es gelingt, die Rücklauftemperatur herabzusetzen. Aus diesem Grund werden für die Potenzialabschätzung zwei Szenarien betrachtet:

Szenario 1: Die Injektionstemperatur wird pauschal auf 65 °C festgesetzt. Dies entspricht einem gängigen Wert bei aktuellen Geothermieprojekten in Deutschland. Aufgrund dieser Beschränkung werden in Szenario 1 lediglich Regionen mit Reservoirtemperaturen über 60 °C betrachtet (Temperaturzone 60-100 °C mit $T_1 = 80$ °C).

Szenario 2: Unter Annahme eines zukünftig verstärkten Ausbaus von Low-Ex-Netzen wird eine Injektionstemperatur von 35 °C angesetzt. Dadurch können Reservoirs mit einer Temperatur ab 40 °C betrachtet werden. Für den Fall einer hohen Temperaturspreizung ist jedoch folgendes zu beachten:

1. Eine stärkere Auskühlung im Vergleich zu üblichen Temperaturspreizungen kann eine höhere Scaling-Problematik bedingen. Scaling bezeichnet dabei Mineralausfällungen in Rohrleitungen und anderen Bauteilen einer Geothermieranlage durch die Änderung von Lösungsgleichgewichten. Scalings können die Leistung einer Geothermieranlage herabsetzen und erhöhte Wartungskosten verursachen. Ein typisches Ausfällungsprodukt durch Abkühlung, insbesondere im Oberrheingraben und Norddeutschen Becken, stellt das schwerlösliche Bariumsulfat (BaSO_4 , Baryt) dar. Es lagert sich bevorzugt am Wärmeübertrager ab. Da Baryt die Tendenz aufweist, auch radioaktive Elemente in das Kristallgitter miteinzubauen, sind diese Scales als besonders kritisch zu beurteilen (z.B. Degering et al., 2011). Scalings können durch die Zugabe von Inhibitoren in den Thermalwasserkreislauf reduziert werden. Diese stellen jedoch einen externen Eintrag in das System dar, müssen auf die jeweilige standortspezifische Thermalwasserzusammensetzung ausgelegt werden und sind mit zusätzlichen Kosten verbunden. Neben abnehmerseitigen Restriktionen wird die Entwärmung bei bestehenden Geothermieranlagen in Deutschland daher üblicherweise auch aufgrund der Scaling-Problematik begrenzt.
2. Ein weiterer Aspekt ist die thermische Beeinflussung des Reservoirs sowie die Mischwasser-Problematik bei der Reinjektion des Thermalwassers. Durch die Mischung des abgekühlten Wassers mit dem heißen Formationswasser können in der Mischwasserzone einzelne Mineralphasen vom untersättigten in den übersättigten Zustand übergehen und somit Ausfällungen auftreten, welche die Durchlässigkeit im Reservoir und

damit die Injektivität herabsetzen. Gleichzeitig weist das reinjizierte Wasser eine höhere Dichte und höhere Viskosität als das Reservoirfluid auf. Mit steigender Abkühlung des Thermalwassers wird die Injektivität daher nicht nur aufgrund der Scaling-Problematik im Aquifer, sondern auch durch den höheren Fließwiderstand herabgesetzt. Gemeinsam mit der thermischen Auskühlung des Untergrundes, die zu einer Kontraktion des Gesteins führen kann, begünstigt eine geringe Injektionstemperatur daher auch das Auftreten induzierter Seismizität. Durch geringere Injektionstemperaturen wird darüber hinaus auch ein frühzeitiger thermischer Durchbruch zwischen der Injektions- und Produktionsbohrung riskiert, in dessen Folge die Produktionstemperatur sinkt.

3. Ein weiterer temperaturgesteuerter Prozess sind mikrobiell induzierte Ausfällungen und Korrosionserscheinung, insbesondere bei Temperaturen unter 60 °C. Untersuchungen, wie beispielsweise im Rahmen des Forschungsprojekts „AquiScreen“ (FKZ: 0327634, Würdemann et al., 2010) haben gezeigt, dass an die jeweiligen Aquiferbedingungen angepasste Biozönosen existieren, die zu Wachstum und Vermehrung fähig sind. Mikrobiell bedingte Schäden durch Biofilme, die gleichzeitig Kristallisationsansatzpunkte für mineralische Scales bilden, konnten bereits in verschiedenen Geothermieranlagen nachgewiesen werden (z.B. Würdemann 2014). Gleichzeitig tragen viele Mikroorganismen durch ihre Stoffwechselprodukte zur Ausfällung von Mineralen bei. So kann beispielsweise durch Sulfat-reduzierende Bakterien gebildetes Sulfid mit im Fluid gelösten Metallionen wie Eisen (Fe^{2+}) oder Blei (Pb^{2+}) als Metallsulfid (z.B. Pyrit, Galenit) ausfallen. Daneben können Mikroorganismen auch für Korrosion in Geothermie-Anlagen verantwortlich sein (z.B. Neumann et al., 2013; Lerm et al., 2012, 2013; Würdemann 2014, Würdemann et al., 2016). Dabei sind vor allem Sulfat-reduzierende Bakterien relevant, die in ihrem Stoffwechsel H_2S produzieren. Ein verstärktes Auftreten von Sulfat-reduzierenden Bakterien nach der Abkühlung von Thermalwässern im Wärmetauscher konnte bereits nachgewiesen und mit Korrosionserscheinungen und einer Abnahme der Injektivität in Verbindung gebracht werden (Würdemann et al., 2016). Mikrobielle Prozesse können durch die Zugabe von Inhibitoren bekämpft werden; allerdings sind auch hier die bereits oben genannten Begleit Aspekte zu berücksichtigen.
4. Obwohl bei geringeren Temperaturen mehr CO_2 im Thermalwasser gelöst werden kann und somit das Risiko karbonatischer Ausfällungen sinkt, führt mehr gelöstes CO_2 zu einer höheren Kohlensäureaktivität, sodass die korrosiven Eigenschaften des Thermalwassers zunehmen. Im Einzelfall muss entschieden werden, ob teurere korrosionsbeständige Werkstoffe eingesetzt werden, oder aber eine gewisse Korrosion der Anlagenteile in Kauf genommen wird.

Förderrate (Q)

Die Förderrate wird für das Süddeutsche Molassebecken und den Oberrheingraben getrennt als Mittelwert der Betriebsdaten bisheriger Strom- und/oder Wärmeprojekte in den jeweiligen Regionen ermittelt (vgl. Tabelle 27). Im Falle des Oberrheingrabens umfasst die Berechnung aufgrund der vergleichbaren geologisch-geothermischen Verhältnisse die Förderraten aus dem französischen Projekt Rittershoffen im Elsass und dem Projekt Riehen bei Basel (Schweiz).

Für das Süddeutsche Molassebecken sei darauf hingewiesen, dass aktuell ausschließlich Projekte im bayerischen Teil des Molassebeckens in Betrieb sind und die mittlere Förderrate von 99 l/s auf diesen Projekten basiert. Im baden-württembergischen Teil des Molassebeckens sind hingegen bislang keine Anlagen zu Strom- und/oder Fernwärmebereitstellung in Betrieb. Dort muss jedoch aufgrund der faziellen Ausprägung des Nutzhorizontes mit deutlich geringeren Förderraten gerechnet werden (vgl. Punkt „Fündigkeitsrisiko“).

Da es sich bei den im Betrieb befindlichen Geothermieprojekten im Norddeutschen Becken überwiegend um alte Anlagen handelt, deren Bohrungen ohne Richtbohrtechnik niedergebracht wurden, wird für das Norddeutsche Becken nicht der Mittelwert von 24 l/s sondern die aktuell höchste Förderate von 35 l/s angesetzt.

Für petrothermale Projekte wird auf Basis der Erfahrungen aus dem Geothermieprojekt Soultz-sous-Forêts eine mittlere Fließrate von 25 l/s angenommen (vgl. Tischner et al., 2006).

Physikochemische Thermalwassereigenschaften (ρ_f und c_f)

Da die thermische Leistung einer Geothermieranlage neben der Förderrate und der Temperatur maßgeblich von den physikochemischen Thermalwassereigenschaften beeinflusst wird, werden Dichte (ρ_f) und spezifische Wärmekapazität (c_f) nicht als konstant angenommen, sondern nach McDermott et al. (2005) und Sun et al. (2008) als Funktion des Gesamtlösungsinhalts (TDS) und der Temperatur für die einzelnen Regionen berechnet (vgl. Tabelle 27). Die Zuweisung der Gesamtlösungsinhalte erfolgt dabei auf Basis der Ergebnisse des Forschungsprojekts PETH (FKZ: 0325761, Jodocy et al., 2016, Thorwart und Wolfgramm 2016).

Für petrothermale Systeme wird pauschal ein Gesamtlösungsinhalt von 100 g/l unterstellt, da im kristallinen Grundgebirge ab ca. 1.800 m Tiefe in bisher untersuchten Wässern ausschließlich Gesamtlösungsinhalte ≥ 100 g/l angetroffen wurden (Jodocy et al., 2016).

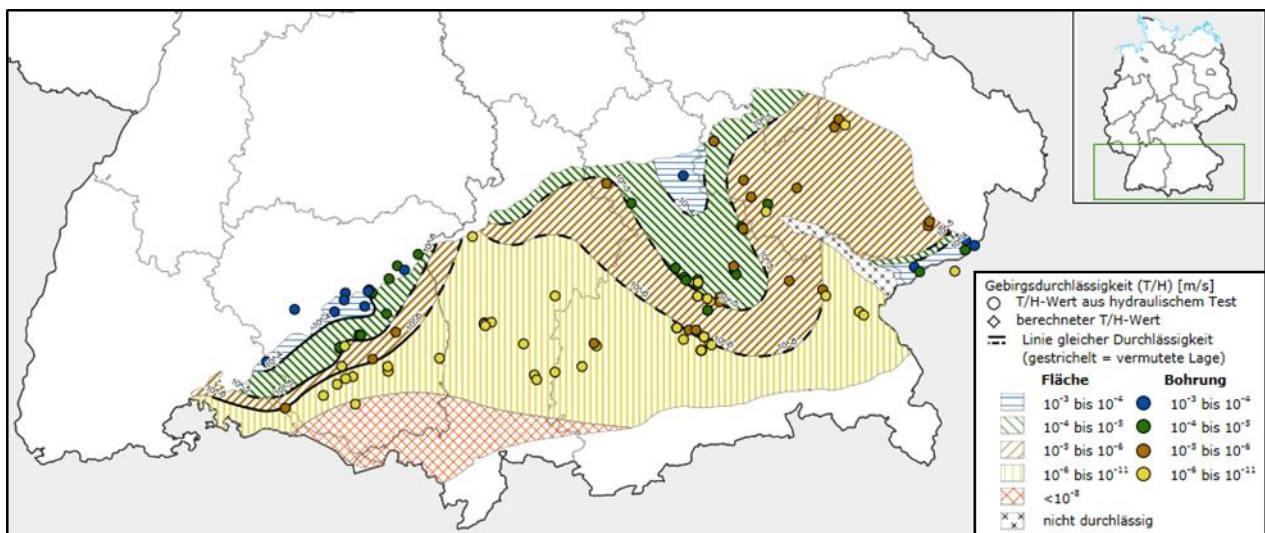
Fündigkeitsrisiko

Für offene Systeme besteht ein allgemeines Fündigkeitsrisiko hinsichtlich zu geringer Fließraten und Temperaturen. Während sich die Lagerstättentemperatur jedoch im Vorfeld der Erschließung recht genau abschätzen lässt, gründet die Abschätzung der erwarteten Volumenströme zumeist auf Referenzprojekten. Die Reservoirgeologie kann dabei jedoch kleinräumig variieren. Die tatsächliche Förderrate ist erst nach Bohrungsniederbringung und hydraulischen Testarbeiten bekannt.

Änderungen der Reservoirigenschaften sind in der lithofaziellen Ausprägung der Gesteine sowie der struktureologischen Situation begründet. Je nach Ablagerungssituation und Versenkungsgeschichte können Gesteine derselben Formation verschiedene Lithofaziestypen mit unterschiedlichen Speichergesteinseigenschaften und unterschiedlichem Bruchverhalten aufweisen. Dadurch werden die für hydrothermale Systeme potenziell nutzbaren Aquifere auf die Bereiche beschränkt, in denen Lithofaziestypen mit guten Speichereigenschaften bzw. hohem Zerteilungsgrad vorherrschen.

Im Süddeutschen Molassebecken stellen beispielsweise die teils verkarsteten Kalke und Dolomite des Oberjura (Malm) den wichtigsten Thermalwasseraquifer dar, der im Großraum München bereits in zahlreichen Projekten erfolgreich erschlossen wurde. Die fazielle Ausprägung des Oberjura ist jedoch von entscheidender Bedeutung für den Erfolg eines Geothermieprojekts, da sie die Gebirgsdurchlässigkeiten und damit die erzielbaren Förderraten maßgeblich beeinflusst. So weisen massige Riffstrukturen (Massenkalkfazies bzw. Rifffazies) häufig aufgrund von Verkarstung und Dolomitisierung eine hohe natürliche Durchlässigkeit auf. Hingegen ist die Helvetische Fazies, die im Südwesten Bayerns und Südosten Baden-Württembergs verbreitet ist, durch dichte Kalksteine mit äußerst geringen Gebirgsdurchlässigkeiten geprägt (vgl. Abbildung 70). Aus diesem Grund verliert der Oberjura trotz der höheren Temperaturen im südwestlichen Bereich des Molassebeckens (vgl. Abbildung 65) seine Bedeutung als hydrothermaler Nutzhorizont (Stober & Jodocy 2011).

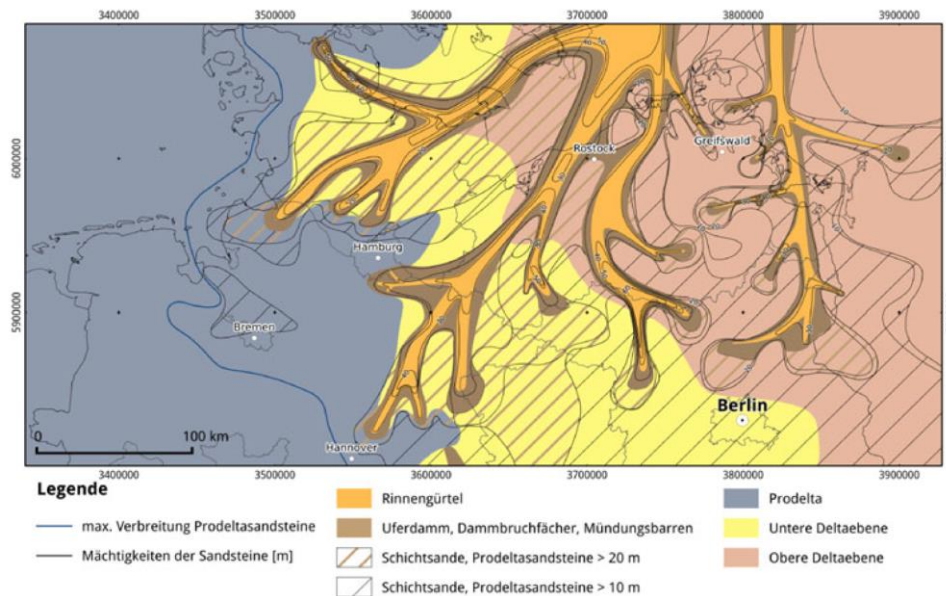
Abbildung 70: Gebirgsdurchlässigkeiten im Oberjura-Aquifer des Süddeutschen Molassebeckens



Quelle: GeotIS (Agemar et al., 2014a,b)

Ein weiteres Beispiel ist der Obere Keuper, dem im nördlichen und östlichen Norddeutschen Becken ein großes hydrothermales Potenzial zugeschrieben wird (z.B. Wolfgramm et al., 2011), welches im Fall des Geothermiekraftwerks Neustadt-Glewe bereits nachgewiesen werden konnte. Das Potenzial erstreckt sich jedoch nicht auf den gesamten Oberen Keuper, sondern nur auf bis zu 10 km breite Ringengürtel, in denen bis zu 60 m mächtige Sandsteine auftreten, die sehr gute Reservoireigenschaften besitzen. Andere Faziesausbildungen, wie die tonigeren Ablagerungen des Prodeltas im westlichen Norddeutschen Becken, weisen hingegen keine Aquifere ähnlich guter Qualität auf (Wolfgramm et al., 2011, Abbildung 71).

Abbildung 71: Fazieskarte der Oberen Exter-Formation (Oberer Keuper) im Norddeutschen Becken



Quelle: Wolfgramm et al. (2014)

Neben der lithofaziellen Ausprägung der Reservoirgesteine spielt auch die strukturelle Situation eine entscheidende Rolle für das geothermische Potenzial, sowohl für petrothermale Systeme, als auch für hydrothermale Projekte, die meist so geplant werden, dass die Bohrungen Störungszonen durchteufen. Grund ist die Tatsache, dass es sich bei Störungszonen um Bereiche erhöhter hydraulischer Leitfähigkeit handeln kann, in denen höhere Fließraten als im ungestörten Aquifer realisiert werden können.

Dabei ist jedoch die Abhängigkeit der hydraulischen Durchlässigkeit vom regionalen und lokalen Spannungsfeld zu berücksichtigen. Das Spannungsfeld bestimmt, ob Klüfte und Störungszonen offen oder geschlossen sind. Ein weiterer Zusammenhang besteht zwischen dem Alter und der Geschichte einer Störungszone und ihrer Durchlässigkeit: Junge Störungen, die rezent aktiv sind, sind generell eher offen und weisen eine erhöhte hydraulische Leitfähigkeit auf. Die Klüfte in alten Störungssystemen sind hingegen häufig durch Ausfällungen verschlossen. Eine ausführliche Darstellung über diese und weitere Faktoren und Merkmale, welche bei der Identifizierung hydraulisch leitfähiger Zerrüttungszonen entlang von Störungen hilfreich sein können, findet sich in Agemar et al. (2017).

Da lithofazielle und strukturelle Potenzialeinschränkungen aufgrund mangelnder räumlich differenzierter Daten bei der Potenzialberechnung nicht berücksichtigt werden können, wird dem Fündigkeitsrisiko in Form eines Korrekturfaktors F von 0,75 Rechnung getragen. Dieser gründet auf dem Anteil tiefengeothermischer Projekte in Deutschland von rund 25 %, die in der Vergangenheit aufgrund geologischer, technischer und/oder wirtschaftlicher Gründe nach Niederbringung von mindestens einer Bohrung aufgegeben wurden.

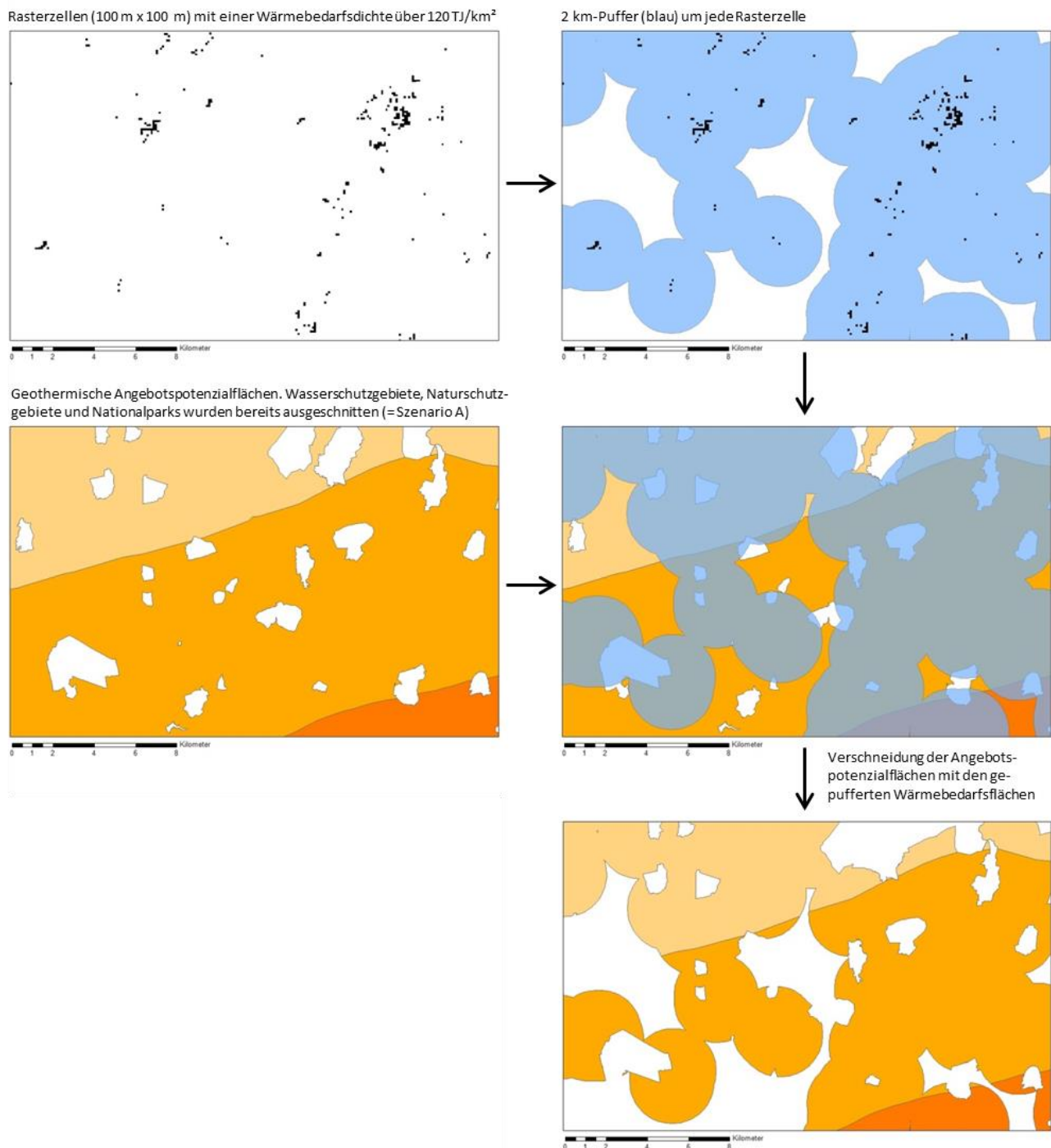
4.3.1.2 Technisches Bereitstellungspotenzial

Da die Erschließung tiefengeothermischer Ressourcen in Deutschland erhebliche Investitionen erfordert, ist ihre Nutzung in der Praxis auf Standorte mit einer ausreichend hohen Wärmenachfrage beschränkt, um eine Verteilung der Niedertemperaturwärme über Fernwärmenetze wirtschaftlich darstellen zu können. Aus diesem Grund wird für die Ermittlung des technischen Wärmebereitstellungspotenzials das Angebotspotenzial (vgl. 4.3.1.1) mit der Wärmebedarfsdichte verschnitten. Datengrundlage bildet der EU28 Raster-Datensatz Heat Demand 2015 des Pan-Europäischen Thermischen Atlas Peta in der Version 4.1. Peta 4.1 wurde im Rahmen des EU-Horizon 2020-Projektes Heat Roadmap Europe von den Universitäten Flensburg, Halmstad (SE) und Aalborg (DK) entwickelt. Peta modelliert dabei den Wärmebedarf in einer geografischen Auflösung von 100 m x 100 m (1 ha).

Für die Potenzialanalyse werden Rasterzellen mit einer Wärmebedarfsdichte über 120 TJ/km² (1.200 GJ/ha) berücksichtigt. Dabei wird um jede Zelle ein Puffer von 2 km gelegt, da mögliche Geothermieranlagen auch außerhalb des Versorgungsgebiets liegen können und gleichzeitig potenzielle Versorgungsgebiete auf diese Weise zusammengeschlossen werden (vgl. Abbildung 72). Zwar sind im Einzelfall auch längere Anschlussleitungen denkbar (z.B. Geothermieprojekt Rittershoffen im Elsass), allerdings wird auf einen größeren Puffer als 2 km verzichtet, da andernfalls isoliert liegende Rasterzellen übergewichtet werden.

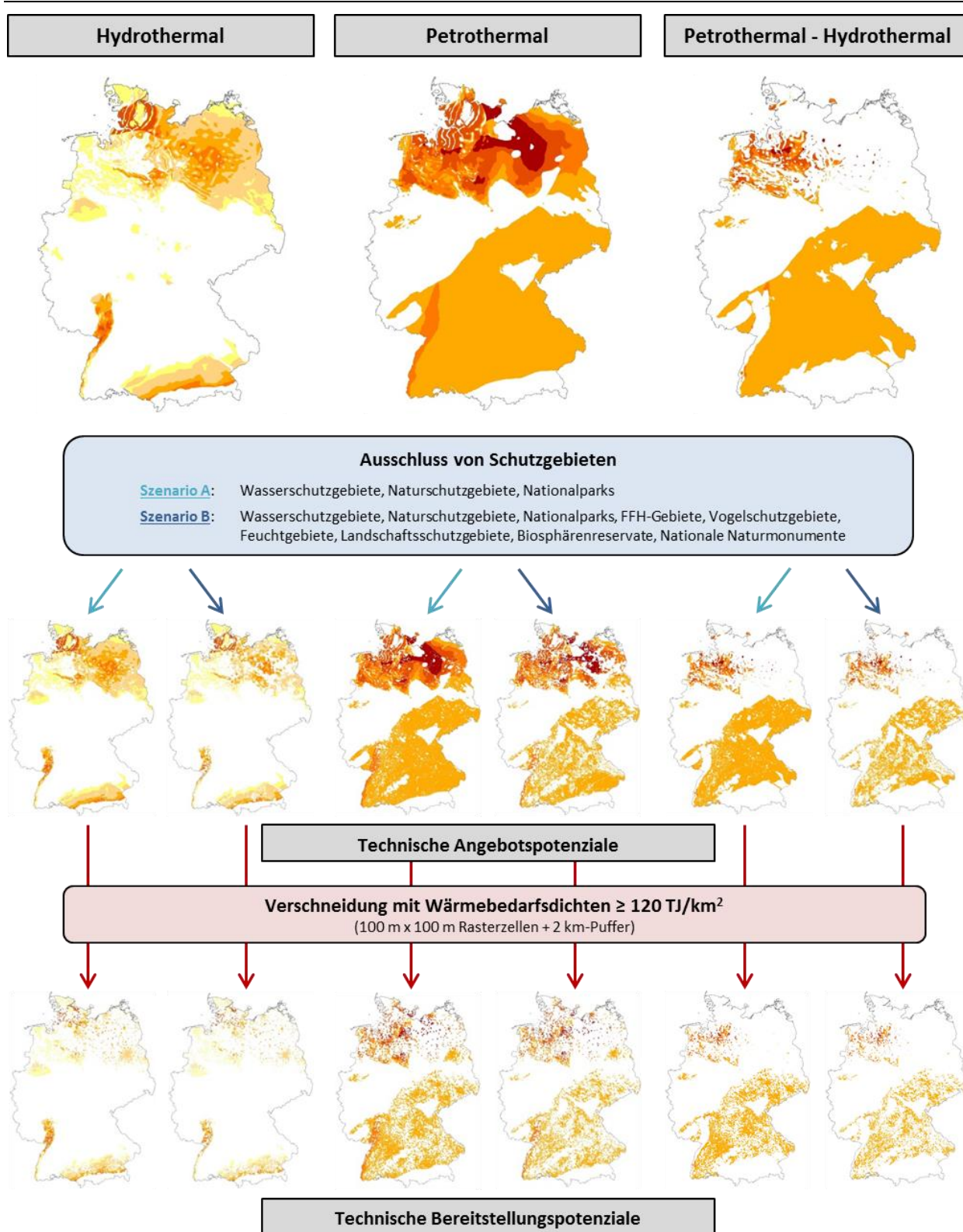
Der Schwellenwert von 120 TJ/km² entspricht dem Wert, der in Dänemark im Falle bestehender Siedlungsgebiete üblicherweise als Anschlussvoraussetzung angenommen wird (Danish Energy Agency 2013). Obwohl in Deutschland aktuell von der Fernwärmewirtschaft in der Regel höhere Wärmedichten als Voraussetzungen angenommen werden, wird der dänische Richtwert für die Potenzialanalyse übernommen, um das erschließbare Potenzial unter günstigen Rahmenbedingungen (wie in Dänemark heute schon vorhanden) abzubilden, die für einen zukünftigen Ausbau der Fernwärmenetze in Deutschland anzustreben sind.

Abbildung 72: Beispielhafte Darstellung der Flächenberechnungen zur Bestimmung der technischen Bereitstellungspotenziale



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

Abbildung 73: Gesamtübersicht der Flächenberechnungen zur Ermittlung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermaler Potenzialregionen (Farbgebung entsprechen Temperaturklassen, vgl. Abbildung 65 und Abbildung 66)



4.3.2 Technische Angebots- und Bereitstellungspotenziale

4.3.2.1 Hydrothermale Systeme

Die technischen Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus hydrothormaler Geothermie in Deutschland sind in Tabelle 28 zusammengefasst. Unter Ausschluss von Wasserschutzgebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks (Szenario A) beläuft sich das technische Angebotspotenzial auf 55 GW für Szenario A1 ($T_2 = 65^\circ\text{C}$) bzw. auf 112 GW für Szenario A2 ($T_2 = 35^\circ\text{C}$). Auf die einzig in Szenario 2 betrachtete Reservoirtemperaturklasse von 40-60 °C (geringe Bohrtiefen) entfällt dabei in Szenario A2 ein Anteil von 8 %.

Tabelle 28: Technische Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus hydrothormaler Geothermie in Deutschland. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken

	Szenario A				Szenario B			
	Szenario A1		Szenario A2		Szenario B1		Szenario B2	
	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]
SMB	18	44	39	98	14	36	32	81
ORG	6	14	9	23	4	9	6	15
NDB	32	79	63	158	21	51	37	92
Gesamt	55	138	112	279	39	96	75	188

Unter Annahme von 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk entsprechen die genannten Leistungen rund 138 TWh/a (Szenario A1) bzw. 279 TWh/a (Szenario A2). Werden zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) und Nationale Naturmonumente als Ausschlussfläche definiert (Szenario B) reduziert sich das Angebotspotenzial auf 39 GW für Szenario B1 und auf 75 GW für Szenario B2. Unter Annahme von 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk entspricht dies 96 TWh/a (Szenario B1) bzw. 188 TWh/a (Szenario B2). Das größte technische Angebotspotenzial entfällt jeweils auf das Norddeutsche Becken, bedingt durch die größte Potenzialfläche (vgl. Abbildung 65).

Tabelle 29: Technische Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothormaler Geothermie. SMB: Süddeutsches Molassebecken, ORG: Oberrheingraben, NDB: Norddeutsches Becken

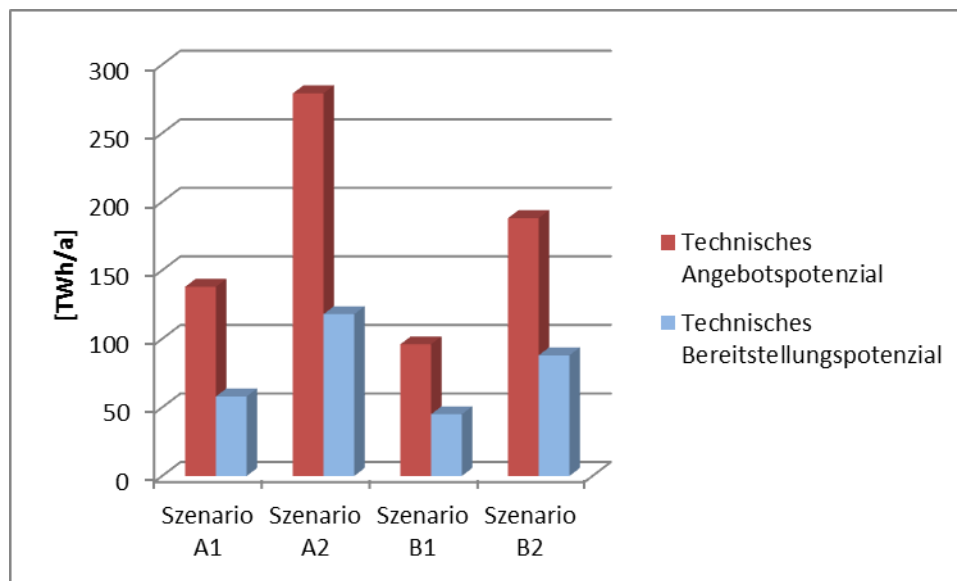
	Szenario A				Szenario B			
	Szenario A1		Szenario A2		Szenario B1		Szenario B2	
	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]
SMB	11	28	24	60	9	23	20	50
ORG	5	12	8	20	3	8	5	14
NDB	7	18	15	38	5	13	10	24
Gesamt	23	58	47	118	18	45	35	88

Unter Berücksichtigung der Wärmebedarfsdichte ergibt sich für Deutschland ein technisches Bereitstellungspotenzial von 23 GW für Szenario A1 bzw. von 47 GW für Szenario A2. Werden auch hier

2.500 Volllaststunden pro Jahr unterstellt, entspricht dies 58 TWh/a (Szenario A1) bzw. 118 TWh/a (Szenario A2). Im Szenario B reduziert sich das technische Bereitstellungspotenzial auf 18 GW (Szenario B1) und 35 GW (Szenario B2), bzw. 45 TWh/a (Szenario B1) und 88 TWh/a (Szenario B2).

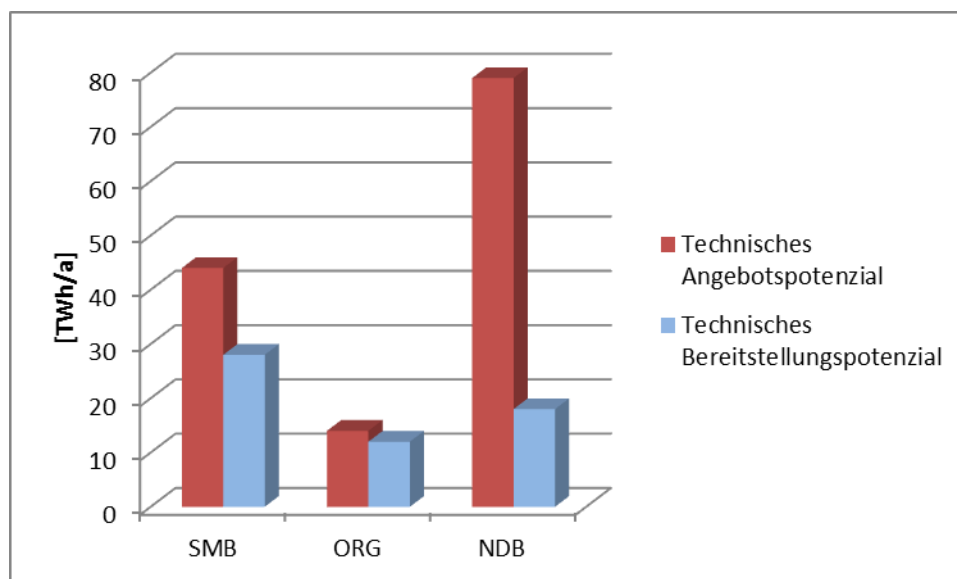
Eine Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für hydrothermale Systeme ist in Abbildung 74 dargestellt. Demnach entfallen 42 % (Szenario A) bzw. 47 % (Szenario B) des technischen Angebotspotenzials auf Gebiete mit einer Wärmebedarfsdichte $\geq 120 \text{ TJ/km}^2$.

Abbildung 74: Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen Systemen in Deutschland



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

Abbildung 75: Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen Systemen im Süddeutschen Molassebecken (SMB), Oberrheingraben (ORG) und Norddeutschen Becken (NDB)



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

Während das größte technische Angebotspotenzial im Norddeutschen Becken vorliegt, entfällt das größte Bereitstellungspotenzial auf das Süddeutsche Molassebecken, gefolgt vom Norddeutschen Becken und dem Oberrheingraben. Im dicht besiedelten Oberrheingraben kann dabei fast das gesamte Angebotspotenzial auch bereitgestellt werden (vgl. Abbildung 75).

4.3.2.2 Petrothermale Systeme

Die technischen Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus petrothermalen Systemen in Deutschland sind in Tabelle 30 zusammengefasst. Unter Ausschluss von Wasserschutzgebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks (Szenario A) beläuft sich das technische Angebotspotenzial auf 129 GW für Szenario A1 ($T_2 = 65^\circ\text{C}$) bzw. auf 191 GW für Szenario A2 ($T_2 = 35^\circ\text{C}$). Unter Annahme von 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk entspricht dies 322 TWh/a (Szenario A1) bzw. 478 TWh/a (Szenario A2). Das petrothermale Angebotspotenzial außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen („Petrothermal – Hydrothermal“) beläuft sich dabei auf 71 GW für Szenario A1 und auf 111 GW für Szenario A2, bzw. 178 TWh/a (Szenario A1) und 277 TWh/a (Szenario A2).

Werden zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) und Nationale Naturmonumente als Ausschlussfläche definiert (Szenario B) reduziert sich das technische Angebotspotenzial auf 86 GW (Szenario B1) bzw. auf 127 GW (Szenario B2). Unter Annahme von 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk entspricht dies 214 TWh/a (Szenario B1) bzw. 317 TWh/a (Szenario B2). Auf Gebiete außerhalb von hydrothermalen Potenzialregionen entfällt hier ein technisches Angebotspotenzial von 46 GW für Szenario B1 und 72 GW für Szenario B2, bzw. 116 TWh/a (Szenario B1) und 179 TWh/a (Szenario B2).

Tabelle 30: Technische Angebotspotenziale für eine Wärmebereitstellung aus petrothermalen Systemen in Deutschland

	Szenario A				Szenario B			
	Szenario A1		Szenario A2		Szenario B1		Szenario B2	
	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]	[GW]	[TWh/a]
Petrothermal	129	322	191	478	86	214	127	317
Petrothermal – Hydrothermal	71	178	111	277	46	116	72	179

Unter Berücksichtigung der Wärmebedarfsdichte ergibt sich ein technisches Bereitstellungspotenzial aus petrothermalen Systemen von 56 GW für Szenario A1 bzw. von 85 GW für Szenario A2. Werden 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk unterstellt, entspricht dies 140 TWh/a (Szenario A1) bzw. 211 TWh/a (Szenario A2). Das petrothermale Bereitstellungspotenzial außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen beläuft sich dabei auf 36 GW für Szenario A1 und 55 GW für Szenario A2, bzw. 89 TWh/a (Szenario A1) und 139 TWh/a (Szenario A2).

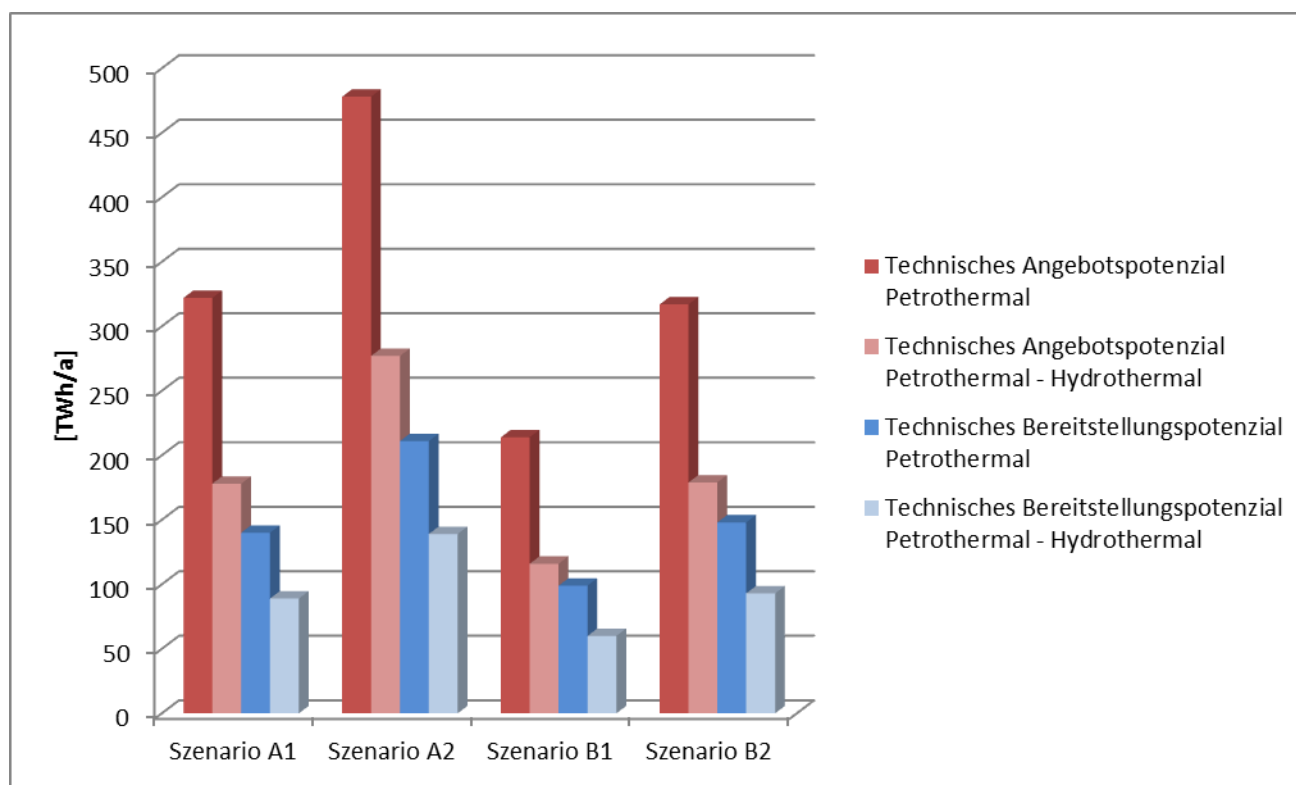
Im Szenario B reduziert sich das technische Bereitstellungspotenzial auf 39 GW (Szenario B1) bzw. auf 59 GW (Szenario B2). Unter Annahme von 2.500 Volllaststunden pro Jahr je Heizwerk entspricht dies 99 TWh/a (Szenario B1) bzw. 148 TWh/a (Szenario B2). Auf Gebiete außerhalb von hydrothermalen Potenzialregionen entfällt hier ein technisches Bereitstellungspotenzial von 24 GW (Szenario B1) und 37 GW (Szenario B2), bzw. 60 TWh/a (Szenario B1) und 93 TWh/a (Szenario B2).

Tabelle 31: Technische Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus petrothermalen Systemen in Deutschland

	Szenario A				Szenario B			
	Szenario A1 [GW] [TWh/a]		Szenario A2 [GW] [TWh/a]		Szenario B1 [GW] [TWh/a]		Szenario B2 [GW] [TWh/a]	
Petrothermal	56	140	85	211	39	99	59	148
Petrothermal – Hydrothermal	36	89	55	139	24	60	37	93

Eine Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale aus petrothermalen Systemen ist in Abbildung 76 dargestellt. Demnach entfallen 43-50 % (Szenario A) bzw. 46-52 % (Szenario B) des technischen Angebotspotenzials auf Gebiete mit einer Wärmebedarfsdichte über 120 TJ/km².

Abbildung 76: Gegenüberstellung der technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus petrothermalen Systemen in Deutschland, sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermaler Potenzialregionen (Petrothermal - Hydrothermal)

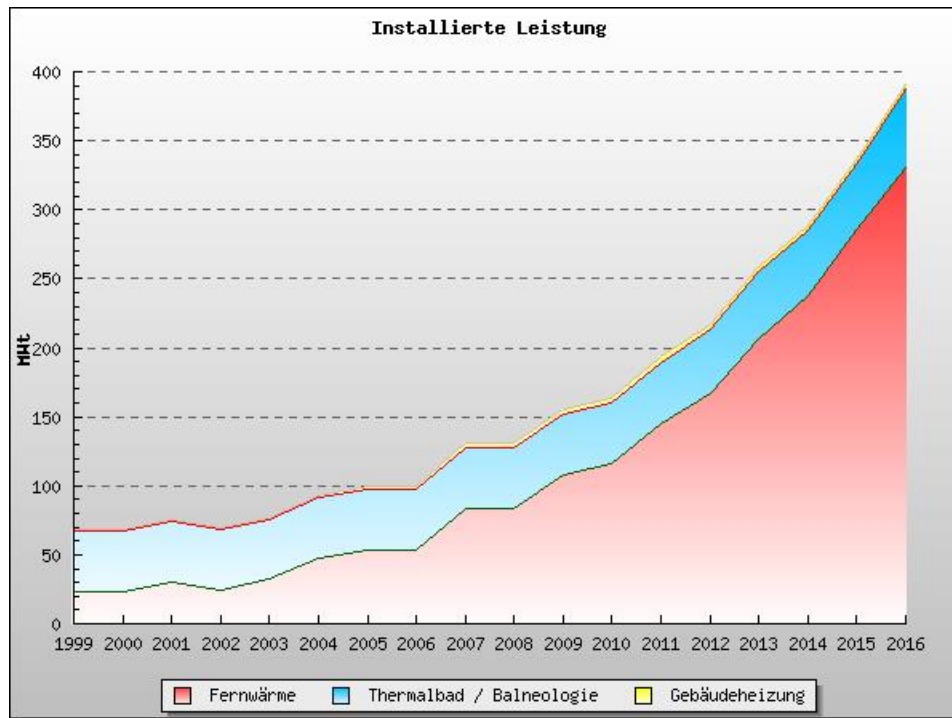


Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH

4.4 Entwicklungsprognosen

Aktuell existieren in Deutschland 33 geothermische Anlagen zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung mit insgesamt 314 MW_{th} installierter Leistung (BVG 2017a nach www.geotis.de). Der Großteil der installierten Leistung entfällt dabei auf das süddeutsche Molassebecken. Statistische Zahlen des Geothermischen Informationssystems (Agemar et al., 2014 a, b) zeigen, dass die Entwicklung der installierten thermischen Leistung geothermischer Anlagen stetig steigend ist (Abbildung 77).

Abbildung 77: Statistische Entwicklung der installierten Wärmeleistung in Deutschland



Quelle: GeotIS (Agemar et al., 2014a, b)

Der Endenergieverbrauch von Wärme aus Tiefer Geothermie lag im Jahr 2016 bei 1.044 GWh (BMWi 2017b). Je nach Entwicklungsszenario des Bundesverbands Erneuerbare Energien (Nitsch 2014) wird in den folgenden Jahren mit folgendem Zuwachs von Wärme aus hydrothermaler Tiefer Geothermie gerechnet:

- ▶ auf 5,6 TWh/a bis zum Jahr 2030 und 15,0 TWh/a bis zum Jahr 2050 (Szenario GROKO-II)
- ▶ bzw. auf 19,3 TWh/a bis zum Jahr 2030 und 35,5 TWh/a bis zum Jahr 2050 (Szenario 100-II).

Die Bandbreite der prognostizierten Werte zeigt nicht nur Unterschiede zwischen den Methoden zur Bestimmung der betrachteten Zielszenarien auf, sondern illustriert auch die Unsicherheiten hinsichtlich der Bewertung der wirtschaftlich zu erschließenden Potenziale. Generell erscheinen vor allem hydrothermale Systeme geeignet, bereits kurzfristig einen Beitrag zur Wärmeversorgung in Deutschland zu leisten.

4.5 Zwischenergebnis

Die Nutzung tiefengeothermischer Ressourcen bietet ein großes Potenzial für eine nachhaltige und umweltverträgliche Energieversorgung. Auf Basis der Temperaturverteilung des Geothermie-Atlas (Schulz et al., 2013), den Betriebsdaten aktueller Geothermieprojekte in Deutschland sowie neuester Forschungsergebnisse hinsichtlich der physikochemischen Thermalwassereigenschaften wurde unter Annahme einer maximalen Packungsdichte an Dubletten mit Bohrungsabständen von 2.000 m und jährlich 2.500 Volllaststunden je Anlage die technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen bestimmt.

Im Falle hydrothermaler Systeme ist dabei zu beachten, dass es sich bei den angenommenen Reservoirtemperaturen um die Temperaturen des jeweils tiefsten potenziellen Nutzhorizonts handelt. Eine Abschätzung der Potenziale für die in geringeren Tiefenlagen vorhandenen Formationen ist aus Ermangelung einer entsprechenden Datengrundlage aktuell nicht möglich. Da in der Praxis zumeist nicht der tiefste Horizont erschlossen wird, sondern der mit der höchsten erwarteten Fließrate und somit dem geringsten Fündigkeitsrisiko, wird das Potenzial in dieser Hinsicht überschätzt. Hinzu kommt, dass die Tiefenlage auch abnehmerseitig definiert wird. So werden Projekte mit großen Bohrtiefen und entsprechend hohen Kosten im Allgemeinen nur dann realisiert, wenn eine ausreichend große Nachfrage gegeben ist. In diesem Fall sind auch längere Anschlussstrassen denkbar.

Zusätzlich ist zu beachten, dass die unterstellten Fließraten auf den Daten bestehender Geothermieanlagen in den Potenzialregionen gründen. Für das Süddeutsche Molassebecken basiert die Fließrate von 99 l/s beispielsweise ausschließlich auf Projekten in Bayern. Diese Fließrate wird aus Ermangelung von Daten auch für den baden-württembergischen Teil des Beckens angenommen, obwohl dort mit deutlich geringeren Förderraten gerechnet werden muss (vgl. dazu 4.3.1.1). Das hydrothermale Potenzial wird daher auch in dieser Hinsicht tendenziell überschätzt. Eine künftige Erhöhung der Fließraten ist prinzipiell durch Weiterentwicklungen in der Bohrtechnik (z.B. horizontal, multilateral) und der Stimulation denkbar.

Im Falle petrothermalen Systeme ist zu beachten, dass potenzielle petrothermale Reservoirs mit Temperaturen unter 100 °C, die für eine Wärmenutzung relevant sein könnten, nicht untersucht wurden, da sie im Geothermie-Atlas (Schulz et al., 2013) nicht aufgeführt sind. Das petrothermale Potenzial wird damit tendenziell unterschätzt.

Unter Ausschluss von Wasserschutzgebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks (Szenario A) beläuft sich das technische Angebotspotenzial für hydrothermale Geothermie auf 138 TWh/a, wenn eine Reinjektionstemperatur von 65 °C angenommen wird (Szenario A1) bzw. auf 279 TWh/a bei einer unterstellten Reinjektionstemperatur von 35 °C (Szenario A2). Das größte Angebotspotenzial entfällt dabei auf das Norddeutsche Becken, bedingt durch die größte Potenzialfläche. Werden zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone) und Nationale Naturmonumente als Ausschlussfläche definiert (Szenario B) reduziert sich das technische Angebotspotenzial für hydrothermale Geothermie auf 96 TWh/a für Szenario B1 bzw. 188 TWh/a für Szenario B2.

Für petrothermale Systeme beläuft sich das technische Angebotspotenzial auf 322 TWh/a für Szenario A1 bzw. auf 478 TWh/a für Szenario A2. Durch den Ausschluss weiterer Schutzgebiete (Szenario B) reduziert sich das Angebotspotenzial auf 214 TWh/a (Szenario B1) bzw. 317 TWh/a (Szenario B2). Werden lediglich die petrothermalen Potenziale außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen betrachtet, reduziert sich das Angebotspotenzial auf 178 TWh/a für Szenario A1 bzw. 277 TWh/a für Szenario A2. Im Szenario B beläuft sich das Angebotspotenzial auf 116 TWh/a (Szenario B1) bzw. 179 TWh/a (Szenario B2).

Da die wirtschaftliche Erschließung der geothermischen Ressourcen in der Praxis an eine gewisse Mindestwärmenachfrage gebunden ist, wurden in einem zweiten Schritt die Bereitstellungspotenziale in Regionen mit einer Wärmebedarfsdichte von über 120 TJ/km² betrachtet. Demnach ließen sich aus hydrothermalen Systemen aktuell 58 TWh/a (Szenario A1) bzw. 118 TWh/a (Szenario A2) in Fernwärmenetzen erschließen. Für Szenario B reduzieren sich die Bereitstellungspotenziale auf 45 TWh/a (Szenario B1) bzw. 88 TWh/a (Szenario B2). Das größte Bereitstellungspotenzial entfällt auf das Süddeutsche Molassebecken. In dicht besiedelten Gebieten wie dem Oberrheingraben kann fast das gesamte Angebotspotenzial auch bereitgestellt werden.

Für petrothermale Systeme beläuft sich das technische Bereitstellungspotenzial auf 140 TWh/a für Szenario A1 bzw. auf 211 TWh/a für Szenario A2. Im Szenario B reduziert sich das Bereitstellungspotenzial auf 99 TWh/a für Szenario B1 bzw. auf 148 TWh/a für Szenario B2. Werden lediglich die petrothermalen Potenziale außerhalb der hydrothermalen Potenzialregionen betrachtet, reduziert sich das Bereitstellungspotenzial auf 89 TWh/a für Szenario A1 bzw. 139 TWh/a für Szenario A2. Im Szenario B beläuft sich das Bereitstellungspotenzial dagegen auf 60 TWh/a (B1) bzw. 93 TWh/a (B2).

Tabelle 32: Potenziale für eine Wärmeversorgung aus hydrothermalen und petrothermalen Systemen, sowie petrothermalen Systemen außerhalb hydrothermaler Potenzialregionen.²⁰

Nutzung	Szenario	Technisches Angebotspotenzial [TWh/a]	Technisches Bereitstellungspotenzial [TWh/a]
Hydrothermal	A1	138	58
	A2	279	118
	B1	96	45
	B2	188	88
Petrothermal	A1	322	140
	A2	478	211
	B1	214	99
	B2	317	148
Petrothermal – Hydrothermal	A1	178	89
	A2	277	139
	B1	116	60
	B2	179	93

Prinzipiell können höhere thermische Leistungen erzielt und damit die im Thermalwasser gespeicherte Energie vollständiger genutzt werden, wenn es gelingt, die Rücklauftemperatur herabzusetzen. In diesem Zusammenhang ist der verstärkte Ausbau von Low-Ex-Netzen von besonderer Bedeutung. Gleichzeitig sind bei geringen Reinjektionstemperaturen die zunehmende Scaling-Problematik, mikrobielle Aktivitäten sowie die thermische Beeinflussung des Reservoirs zu berücksichtigen. Hier

²⁰ Im Szenario A werden Wasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete, Naturschutzgebiete und Nationalparks von der Potenzialanalyse ausgenommen; im Szenario B zusätzlich FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Feuchtgebiete nach Ramsar-Konvention, Biosphärenreservate und Nationale Naturmonumente. Im Szenario 1 wird die Reinjektionstemperatur pauschal auf 65 °C festgesetzt. Im Szenario 2 wird eine Injektionstemperatur von 35 °C unterstellt.

sind angepasste, ganzheitliche Lösungen für den gesamten Thermalwasserkreislauf erforderlich, um einen nachhaltigen, störungsarmen und wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

5 Fallstudien in Deutschland und Nachbarländern

5.1 Fallbeispiele tiefengeothermischer Wärmenutzung in Deutschland und Nachbarländern

Übergeordnetes Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über bisherige Nutzungen geothermischer Niedertemperaturwärmeströme in Deutschland sowie Nachbarländern mit vergleichbaren geologischen Verhältnissen zu geben.

Hierzu wurde in einem ersten Schritt eine Auswahl von sieben nationalen und zwei europäischen Praxisbeispielen getroffen, welche als Fallbeispiele für die Nutzung tiefengeothermischer Niedertemperaturwärmeströme betrachtet werden (vgl. 5.1.1). Darüber hinaus wurde ein Projektdatenblatt zur einheitlichen und übersichtlichen Darstellung der Fallbeispiele entworfen.

Für jedes Fallbeispiel wurde neben einer umfassenden Literaturrecherche auch ein Fragebogen an einen der verantwortlichen Ansprechpartner des Projekts versandt sowie in den meisten Fällen ein Experten-Interview durchgeführt. Dabei wurden insbesondere Informationen zu folgenden Aspekten zusammengetragen und in die Projektdatenblätter aufgenommen:

- ▶ Stammdaten (u.a. Projektname, Betreiber, Betriebsbeginn)
- ▶ Geothermische Quelle (u.a. geothermische Provinz, geologische Verhältnisse, Chemismus)
- ▶ Erschließung (u.a. Bohrungen, Pumpen, Fördertemperatur, Fördermenge)
- ▶ Energetisches Konzept (u.a. Art der Nutzung, Unterscheidung wärme-/stromgeführter Anlagen, installierte Leistung, Wärmepumpen, Spitzenlastabdeckung, Wärmespeicher)
- ▶ Abnehmerstruktur (u.a. Temperaturniveaus der Wärmenutzung, Bedarfskurve)
- ▶ Wärmenetz (u.a. Länge, Anschlussquote, Netztemperaturen, Einspeisevariante, Vergleich Planung / aktueller Ausbau)
- ▶ Ökonomische Gesichtspunkte (u.a. Investitionskosten, Finanzierung, Anlagenverfügbarkeit, Anlagenauslastung, Jahresproduktion, Amortisation, Rendite)
- ▶ Umweltfolgen, Umwelteffekte (insbesondere CO₂-Einsparungen)
- ▶ Aufgetretene Probleme und Lerneffekte (u.a. technische Herausforderungen, energetische Herausforderungen, Markthemmnisse, Akzeptanz)

Die Experten-Interviews befassten sich darüber hinaus mit folgenden Fragestellungen:

- ▶ Was sind Ihrer Meinung nach die Stärken, was die Herausforderungen tiefengeothermischer Wärmeprojekte (insbesondere im Hinblick auf die Wärmenutzung)?
- ▶ Wie können geothermische Wärmequellen möglichst energie-effizient in die Wärme-Infrastruktur integriert werden? Was gibt es dabei für technische Schwierigkeiten bzw. Lösungen?
- ▶ Wie stellt sich der tatsächliche Nutzungsverlauf im Vergleich zur maximal verfügbaren thermischen Leistung aus der Geothermie dar? Wird das vorhandene Potenzial vollständig ausgenutzt?
- ▶ Wie ist die Wirtschaftlichkeit tiefengeothermischer Wärmeprojekte zu beurteilen?
- ▶ Welche Umwelteffekte sind durch die tiefengeothermische Wärmenutzung zu erwarten?
- ▶ Würden Sie Ihr Projekt heute genauso nochmal umsetzen? Was sind die „lessons learned“ und welche neuen technischen Entwicklungen gibt es?
- ▶ Wie sieht für Sie das tiefengeothermische Wärmeprojekt der Zukunft aus?
- ▶ Welche Handlungsempfehlungen würden Sie geben?

Abschließend wurden, aufbauend auf den Lerneffekten der Fallbeispiele, den übergeordneten Bewertungen und Überlegungen zu möglichen Nutzungsszenarien, eine Reihe von Handlungsfeldern

für die zukünftige Entwicklung tiefengeothermischer Wärmeprojekte in Deutschland zusammengestellt.

5.1.1 Auswahl geothermischer Wärmeprojekte

Laut Bundesverband Geothermie (BVG 2017a) sind derzeit 33 geothermische Heizwerke und Heizkraftwerke mit einer installierten Wärmeleistung von insgesamt rund 314 MW in Deutschland im Betrieb.

Basierend auf der Projektliste des Bundesverbandes Geothermie, der Übersicht der geothermischen Standorte des Geothermischen Informationssystems für Deutschland (Agemar et al., 2014 a, b) sowie der Branchenkenntnis der Bietergemeinschaft wurden neun geothermische Wärmeprojekte vorgeschlagen, welche im Rahmen dieser Studie als repräsentative Fallbeispiele der Nutzung tiefengeothermischer Niedertemperaturwärmeströme dienen sollen.

Die Fallbeispiele stellen primär die Bandbreite der Nutzungsmöglichkeiten tiefengeothermischer Wärmeprojekte dar. Deshalb orientiert sich die Auswahl vorrangig an den spezifischen Merkmalen der Wärmenutzungsseite und nur untergeordnet an geografischen oder geologischen Rahmenbedingungen.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden vor diesem Hintergrund sieben nationale Projekte sowie je ein Projekt aus Frankreich und der Schweiz für die weitere Betrachtung ausgewählt, welche die folgenden Besonderheiten aufweisen:

Unterhaching

- ▶ Pionierprojekt zur kombinierten Strom- und Wärmenutzung
- ▶ Geothermische Spitzenlastabdeckung und Redundanz durch Wärmeverbund mit dem Geothermieprojekt Grünwald
- ▶ Hohe Fließrate von 140 l/s

Neustadt-Glewe

- ▶ In Betrieb seit 20 Jahren
- ▶ Ursprünglich Industrieversorgung (Lederbetrieb), jetzt Wohnbebauung und Gewerbe (deckt 90 % des Fernwärmebedarfs)
- ▶ In den Jahren 2003-2010 kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung
- ▶ Hohe Salinität als technische Herausforderung

Waren (Müritz)

- ▶ Erste Geothermieranlage in Deutschland
- ▶ Geringe Temperatur und Fließrate
- ▶ Hohe Salinität als technische Herausforderung

Erding

- ▶ Nachnutzung einer bestehenden Kohlenwasserstoff-Bohrung
- ▶ Kaskadennutzung: Fernwärme, Thermalbad, ehemals Trinkwasser
- ▶ Temperaturanhebung über Wärmepumpen

AFK (Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim)

- ▶ Erstes interkommunales Geothermieprojekt Deutschlands
- ▶ Versorgung von drei Gemeinden
- ▶ Temperaturanhebung über Wärmepumpen

Kirchweidach

- ▶ Gewächshaus-Nutzung
- ▶ Geplante Kaskadennutzung: Stromerzeugung, Fernwärmeerzeugung, Gewächshaus
- ▶ Dezentrale Einspeisung (Biogasanlage als weitere Energiequelle)
- ▶ Temperaturanhebung über Wärmepumpen

Arnsberg

- ▶ Tiefe Erdwärmesonde
- ▶ Energetische und stoffliche Nutzung

Pariser Becken

- ▶ Über 40 Jahre Betriebserfahrung
- ▶ Mehr als 40 Anlagen in Betrieb
- ▶ Viele Projekte auf engem Raum
- ▶ Regionales Aquifermanagement
- ▶ Korrosionsmanagement
- ▶ Staatliche Förderung und Risikoabsicherung

Riehen

- ▶ Betrieb seit über 20 Jahren
- ▶ Innerstädtische Bohrung
- ▶ Grenzüberschreitender Wärmeverbund
- ▶ Stetiger Ausbau
- ▶ Temperaturerhöhung mit Wärmepumpen

Aus dem deutschen Teil des Oberrheingrabens wurde kein Fallbeispiel aufgenommen. Zwar weist diese Region ein erhebliches geothermisches Potenzial mit z.T. sehr hohen Fördertemperaturen auf (Beispiel Insheim: 165 °C in ca. 3.600 m Tiefe, BVG 2017a), allerdings wird die tiefe Geothermie in dieser Region bisher kaum zur Wärmeversorgung genutzt.

Die Projekte in Insheim und Bruchsal liefern bis heute ausschließlich Strom (Pfalzwerke 2015, Enerchange 2015), auch wenn für beide Kraftwerke eine zukünftige Wärmeauskopplung geplant ist. Das Projekt in Landau steht aktuell aufgrund verschiedener Faktoren still (z.B. Rheinpfalz 2015). Mangels Erfahrung waren die frühzeitige Information und Einbeziehung der Öffentlichkeit hier unzureichend. Nach einigen spürbaren seismischen Ereignissen im Zusammenhang mit dem Geothermieprojekt organisierten sich lokal und regional aktive Bürgerinitiativen, die den Ausbau der Tiefen-

geothermie im Oberrheingraben nun stark behindern. Sorgfältiges Risikomanagement und Risikokommunikation sind daher von besonderer Bedeutung bei einer zukünftigen Nutzung des großen geothermischen Potentials in dieser Region.

Das Geothermieprojekt Rittershoffen im Elsass wurde im Juni 2016 eingeweiht. Es weist als Besonderheiten die hydraulische Stimulation der Förderbohrung sowie eine 15 km lange Anbindungsleitung zum Anschluss eines großen Industrieabnehmers auf. Da aus diesem Projekt bislang noch nicht ausreichend Betriebserfahrung für eine Bewertung vorliegt, wurde das Projekt nicht in die Liste der Fallbeispiele aufgenommen.

Die drei dänischen Geothermieprojekte Thisted, Copenhagen und Sønderborg wurden auf die Fragestellung hin geprüft, ob dort Konzepte zum Einsatz kommen, die von den übrigen Fallbeispielen nicht abgedeckt werden (Mahler 1995, 2000, 2014, Mahler et al., 2013, Rogen et al., 2015). Die dänischen Projekte nutzen die permeablen Sandstein-Horizonte der Gassum-Formation mit Fördertemperaturen von ca. 40-70 °C.

Die Anlagen sind mit Absorptionswärmepumpen ausgestattet, die durch Biomasseanlagen und/oder fossile KWK-Anlagen angetrieben werden. In Sønderborg wird seit 2013 ein Geothermie-Hackschnitzel-Kombikraftwerk betrieben, um vier Wärmepumpen zu befeuern. In Thisted steht das älteste dänische Kraftwerk, dessen Wärmepumpe durch eine Stroh-Verbrennungsanlage betrieben wird. In Copenhagen werden Holzpellets zur Energieversorgung der drei Wärmepumpen genutzt.

Eine Besonderheit der dänischen Projekte ist die niedrige Reinjektionstemperatur, die in Thisted bei lediglich 12 °C liegt. Eine niedrige Reinjektionstemperatur birgt insbesondere bei der in den Formationen vorherrschenden hohen Mineralisierung der Thermalwässer das Risiko von Ausfällungen. Da sich ähnliche Charakteristika, Herausforderungen und technische Lösungsansätze jedoch auch bei den Fallbeispielen des Norddeutschen Beckens sowie dem Beispiel Riehen finden, wurde kein dänisches Projekt zu der Liste der Fallbeispiele hinzugefügt.

Auch in den Niederlanden befinden sich zahlreiche erfolgreiche Projekte zur tiefengeothermischen Wärmenutzung. Sie werden überwiegend zur Versorgung von Gewächshausanlagen umgesetzt. Da mit dem Projekt Kirchweidach ein nationales Fallbeispiel für die Gewächshausnutzung vorliegt, wurden auch die niederländischen Projekte nicht als eigene Fallbeispiele untersucht.

5.1.2 Fallstudien tiefengeothermischer Wärmenutzung

Im Folgenden werden die wesentlichen Merkmale der betrachteten Fallstudien zusammengefasst, um einen Überblick über die aktuellen technischen Möglichkeiten und Lösungen im Bereich der tiefengeothermischen Wärmenutzung zu geben. Die Projektdatenblätter der neun Fallstudien befinden sich in Anhang A.1.

5.1.2.1 Unterhaching

Das Geothermieprojekt Unterhaching (Abbildung 78) war das Pilotprojekt der kombinierten Strom- und Wärmenutzung tiefengeothermischer Ressourcen in der bayerischen Molasse. Es wurde ursprünglich als stromgeführtes Projekt konzipiert, jedoch später, in Hinblick auf eine günstige Wärmevermarktung, wärmegeführt realisiert. Das Projekt versorgt seit 2007 die Haushalte der Gemeinde mit Fernwärme. Die Stromproduktion startete im Jahr 2009. Im Wärmeverbund mit dem Nachbarprojekt Grünwald sind zwei der produktivsten Bohrungen Bayerns über eine 5,3 km lange Fernwärmeleitung verbunden. Die beiden Projekte können durch diese Verbindung im Bedarfsfall Wärme vom jeweiligen Partner beziehen.

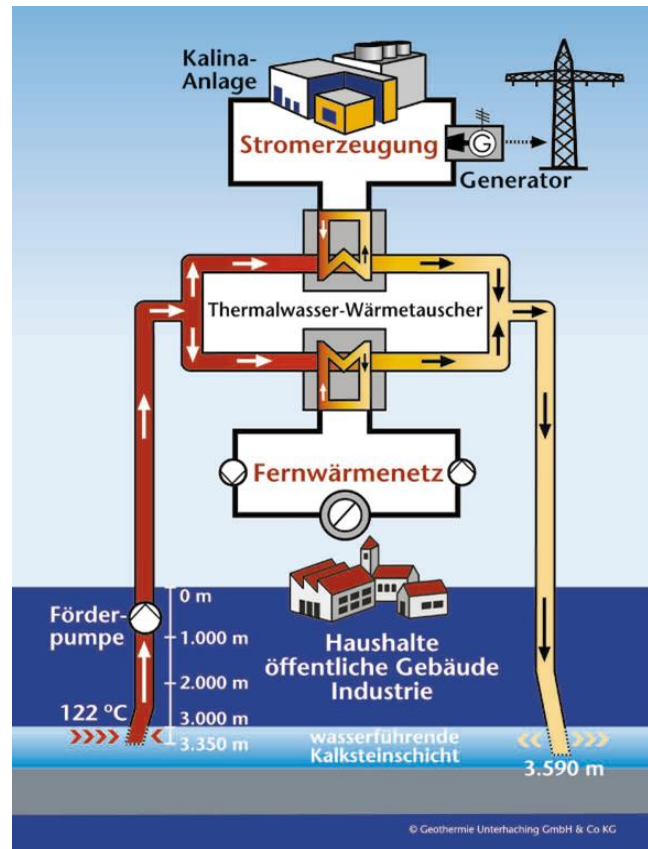
In seiner Vorreiterrolle innerhalb der geothermischen Entwicklung in Deutschland war das wärmegeführte Geothermieprojekt Teil vieler vom Bund geförderter Forschungsvorhaben. Diese Rolle wird durch eine sehr offene Kommunikationsstruktur der bisherigen Herausforderungen, Probleme und Erfahrungen (zum Beispiel in Hinblick auf häufige Ausfälle der Pumpen in der Anfangsphase des Projekts sowie das Durchschreiten der Lernkurve in der noch nicht ausgereiften Kalina-Kraftwerkstechnik) unterstrichen. Die daraus resultierenden Informationen, Erfahrungen und Schlussfolgerungen liefern einen wertvollen Beitrag zur Entwicklung künftiger Geothermieprojekte in Deutschland.

Eine Besonderheit in Unterhaching ist der Fokus auf die Versorgung des Fernwärmenetzes. Zwar verfügte die Anlage von 2009 bis 2017 über ein Kalina-Kraftwerk zur Erzeugung von Elektrizität, allerdings wurde lediglich die Menge an Energie aus dem Thermalwasser in elektrischen Strom umgewandelt, welche nach der Fernwärmeversorgung noch zur Verfügung stand. Aus Betreibersicht hatte die Fernwärmeversorgung stets Priorität, um die vertraglich zugesicherte Leistung von 70 MW dauerhaft und zuverlässig an die angeschlossenen Privat- und Industriekunden zu liefern. Abhängig vom aktuellen Wärmebedarf führte dies zu einer höheren Auslastung der Kalina-Anlage im Sommer, da im Winter ein höherer Wärmebedarf herrscht.

Die Vorlauftemperatur der Fernwärmeabnahme variiert in einem Bereich von 90 °C bis 115 °C. Zur Abdeckung von Spitzenlasten verfügt die Anlage neben dem Wärmeverbund mit Grünwald über ein fossil befeuertes Heizwerk. Sollte der Wärmebedarf durch Netzausbau oder Erhöhung der Anschlussquote weiter steigen, wird über eine dritte Bohrung nachgedacht.

Ende 2017 wurde die Unterhachinger Produktions GmbH & Co. KG zu 95 % von der Erdwärme Grünwald (EWG) übernommen. Nach einer Reihe von Pannen im Kalina-Kraftwerk (Pumpenausfälle, Implosion des Ammoniak-Behälters im Jahre 2014 und defekte Dichtungen) und einem damit verbundenen unrentablen Betrieb über mehrere Jahre wurde die Kalina-Anlage im August 2017 abgeschaltet. Im Jahre 2018 soll das Kraftwerk voraussichtlich stillgelegt werden. Eine Verstromung ist über die Wärmeverbundsleitung nach Grünwald und die ORC-Anlage in Laufzorn weiterhin möglich (Süddeutsche Zeitung 2017a,b,c, Merkur 2017b).

Abbildung 78: Anlagenschema Unterhaching



Quelle: Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG (2015)

5.1.2.2 Neustadt-Glewe

Das hydrothermale Heizkraftwerk Neustadt-Glewe (Abbildung 79) wurde ab 1984 entwickelt, nachdem bei Explorationsbohrungen für Erdgas und Öl Thermalwasser entdeckt wurden. Es ist seit 1995 in Betrieb. In Neustadt-Glewe wird Thermalwasser mit 97 °C aus ca. 2.400 m Tiefe gefördert. Es ist keine Wärmepumpe nötig, da die Temperatur für die Nutzung ausreicht. Zur Erschließung des Reservoirs wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Die Förderrate liegt bei 11-30 l/s. Das Heizwerk besitzt eine Spitzenleistung von 14 MW_{th}, wovon 4 MW_{th} geothermisch erzeugt werden. Über 90 % der ins Netz eingespeisten Fernwärme werden aus geothermischer Energie gewonnen. Für die Spitzenlast und als Reserve wird die Versorgung mit Öl und Gas gesichert (Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH 2015).

Die technische Mindestlast der Pumpe für eine ausreichende Motorenkühlung durch das Thermalwasser beträgt 40 m³/h (11 l/s). Diese Rate wird auch im Sommer aufrechterhalten, auch wenn der Fernwärmebedarf dann nur 20 m³/h beträgt. Es wird also „zu viel“ Wasser gefördert und damit Vor- und Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes mehr als nötig angehoben. Dadurch steigt auch die Injektionstemperatur auf bis zu 75 °C im Sommer. Im Winter kann die Injektionstemperatur hingegen auf 52 °C gesenkt werden.

Eine Besonderheit des Standortes ist die hohe Salinität von ca. 220 g/l. Durch die hohe Mineralisierung resultieren teilweise Schwerspat- und Bleiausfällungen und die Korrosion von Anlagenteilen. So kam es z.B. im Jahre 2001 zu zwei Pumpenschäden durch korrodierte Dichtungen. Auch im Jahre 2011 kam es zu Stillstandzeiten von über 100 Tagen aufgrund von Pumpenwechsel, dem notwendigen Austausch von weiteren Bauteilen sowie Anlagenumbauten zur Optimierung des Monitorings

und der Vermeidung von Scalings. Abgesehen von diesen unvorhersehbaren Ereignissen wird mit Stillstandzeiten von maximal 10 Tagen im Jahr geplant (Hielscher 2015).

Bei geringen Fließraten im Sommer entsteht an der Injektionsbohrung ein Unterdruck von bis zu -8 bar, dem versucht wird, mit geeigneten technischen Maßnahmen (z.B. Regelarmaturen) entgegenzuwirken. Wichtig ist dabei insbesondere die Vermeidung von Sauerstoffzutritt in die Injektionsbohrung, um die Ausfällung von Eisenoxiden zu verhindern.

In Neustadt-Glewe werden jedes Jahr 550.000 m³ Thermalwasser gefördert und wieder reinjiziert. Seit Betriebsbeginn wurden so bisher 11 Mio. m³ zirkuliert. Durch diese enorme Menge ergeben sich auch Fragestellungen hinsichtlich der Radioaktivität der akkumulierten Mineralausfällungen, z.B. in Rohrleitungen oder an den Wärmetauscherplatten. Die Ausfällungen werden begutachtet, fachgerecht entsorgt und die Anlage wird ordnungsgemäß freigemessen. Das Thema radioaktive Ablagerungen wurde unter anderem im Rahmen des Forschungsvorhabens „Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen – Teilprojekt: Mobilisierung und Ablagerungsprozesse natürlicher Radionuklide“ (Förderkennzeichen 0329937C, Degering et al., 2009) untersucht und ist bis heute aktueller Forschungsinhalt (u.a. Degering et al., 2011, 2013, 2015).

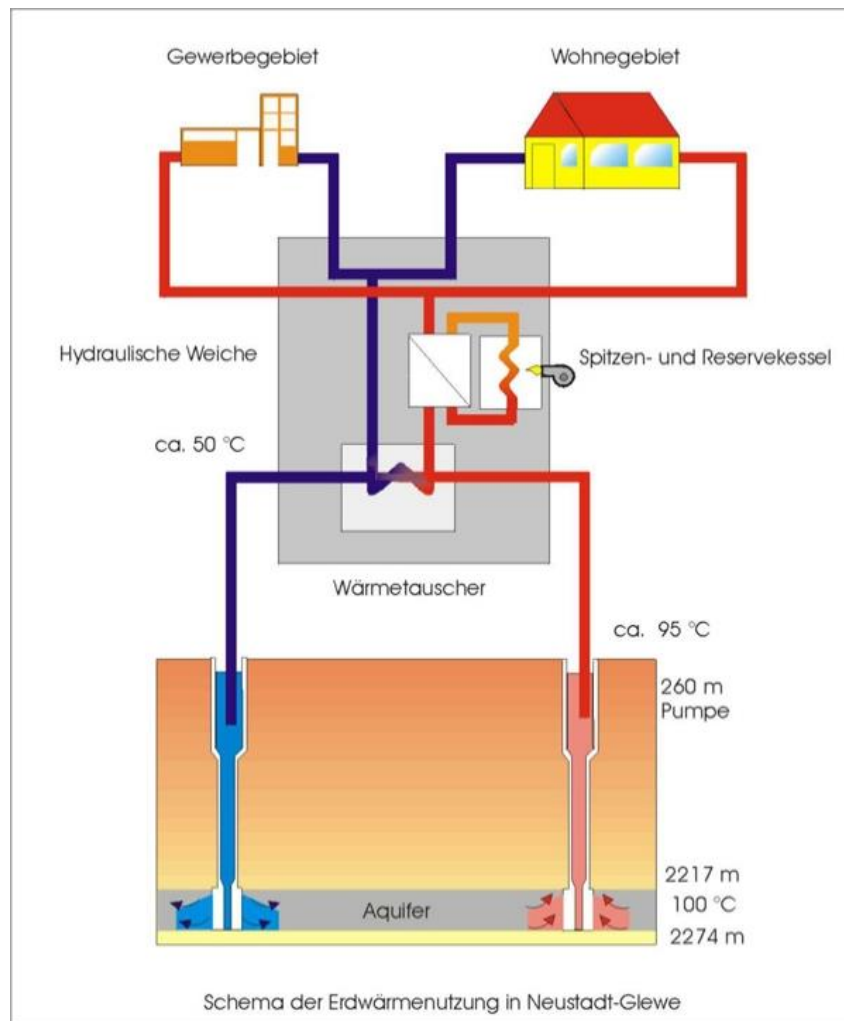
Die Reparatur-, Wartungs- und Instandhaltungskosten betragen etwa 10 % des jährlichen Wärmeerlöses (Hinrichs 2009).

Im Jahr 2003 wurde zusätzlich zum Heizwerk ein geothermisches ORC-Kraftwerk zur Erzeugung von 200 kW Strom als erstes dieser Art in Deutschland und als kältestes Wärmekraftwerk der Welt errichtet. Bei der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage stand die Fernwärmeerzeugung im Vordergrund. Nur in den Sommermonaten oder bei geringem Bedarf wurde Strom erzeugt, um die thermische Energie optimal auszunutzen (Lund & Chiasson 2007).

Die Anlage hat die technische Machbarkeit der Technologie gezeigt, wies aber aufgrund der niedrigen Temperaturspreizung (niedrige Thermalwassertemperatur, Begrenzung der Auskühlung aufgrund vertraglicher Verpflichtungen gegenüber existierenden Wärmekunden) einen sehr geringen Wirkungsgrad von wenigen Prozent auf. Aufgrund einer technischen Störung und zu hoher wirtschaftlicher Aufwendungen für die Reparatur wurde die Kraftwerks-Anlage 2010 stillgelegt.

Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden in Neustadt-Glewe mehrere Forschungsvorhaben mit verschiedenen Instituten behandelt, unter anderem zu den Themen Mikrobiologie, Gaszusammensetzung, Radioaktivität und Materialprüfung (z.B. BMU 2009).

Abbildung 79: Anlagenschema Neustadt-Glewe



Quelle: Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2015)

5.1.2.3 Waren (Müritz)

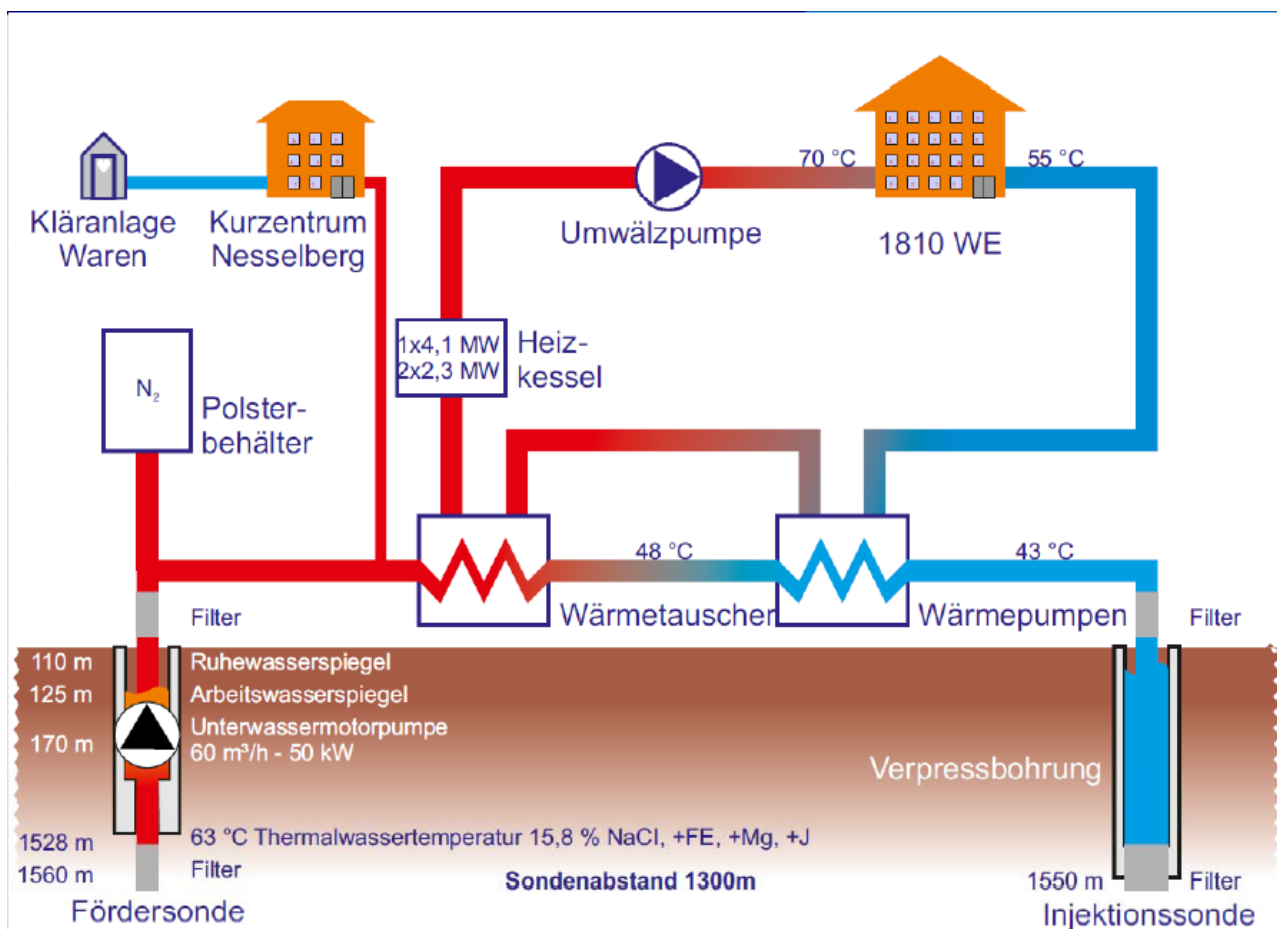
Die erste Geothermieranlage in Deutschland wurde 1984 in Waren an der Müritz im Norddeutschen Becken in Betrieb genommen (Abbildung 80). An diesem Standort gesammelte Erfahrungen dienen als Grundlage für die Weiterentwicklung der Geothermie in Deutschland insgesamt.

Das 63 °C heiße, saline Thermalwasser wird aus porösen Sandsteinschichten des Rähkeuper gefördert und liefert Wärme für das Fernwärmenetz, an das über vier Heiznetze ca. 1.800 Wohneinheiten angeschlossen sind. Darüber hinaus wird Thermalwasser für ein Heilbad bereitgestellt, in dem die Thermalsole und daraus gewonnenes Badesalz genutzt werden (Stadtwerke Waren 2015). Seit 1986 wird das abgekühlte Thermalwasser wieder reinjiziert.

Bei vollständiger Abkühlung bis auf 10 °C könnte die Anlage eine geothermische Leistung von 3,7 MW liefern. Allerdings werden die Heizsysteme der lokalen Wohnungsgesellschaften bisher aufgrund des hohen technischen Aufwands nicht auf die für Geothermie günstigen niedrigen Vor- und Rücklauftemperaturen ausgelegt. In Ostdeutschland ist es außerdem üblich, dass sowohl Heizung als auch Warmwasserbereitung aus dem Wärmenetz gespeist werden. Für die Warmwasserbereitung sind Rücklauftemperaturen von mindestens 55 °C nötig. Aus den genannten Gründen bleibt die tat-

Durch die hohe Salinität ist ein durchgängiger Korrosions- und Ausfällungsschutz nötig. Dieser umfasst die Stickstoff-Begasung von Förder- und Injektionsbohrung sowie aller mit Thermalwasser in Berührung kommender Anlagenteile, Titan-Wärmetauscher, kunststoffbeschichtete Bohrungsverrohrungen, Pumpsteigleitungen und erdverlegte Rohre aus Fiberglas, eine obertägige Verrohrung in gummiertem Stahl und Polypropylen sowie gummierte Behälter und Membranventile (Stadtwerke Waren 2015, Reimer 2015).

Abbildung 80: Schema Heizzentrale Waren (Müritz)



Quelle: Waren (Müritz) Heilbad (2012)

5.1.2.4 Erding

In Erding wurden in einer Tiefe zwischen 1.800 und 2.200 m heiße Thermalwässer im Oberjura (Malm) erschlossen. Seit 1998 werden diese vom Zweckverband für Geowärme Erding zur Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes und des Thermalbads Erding genutzt (Abbildung 81). Das Thermalbad wurde 1999 gegründet und sichert die Grundaustauslastung der Geothermieranlage. Das Thermalwasser wird in der Therme Erding zusätzlich stofflich verwendet.

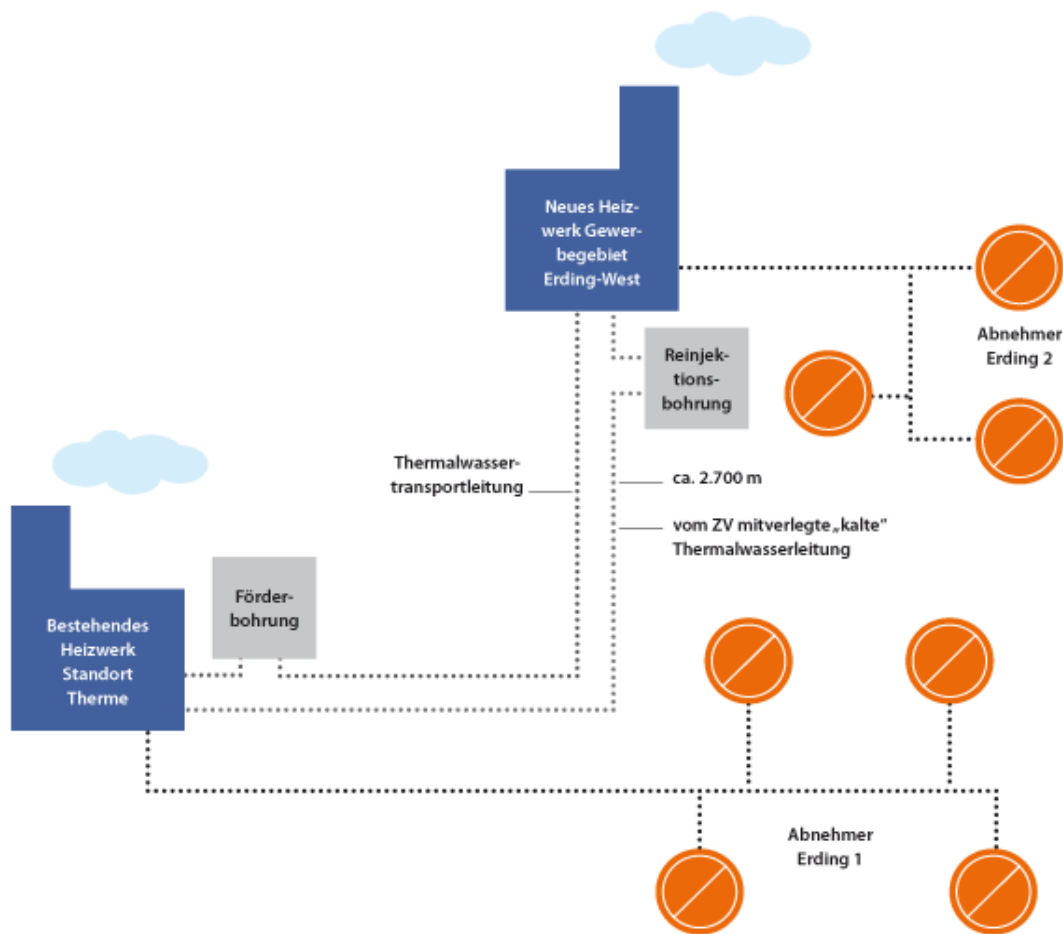
Beim Aufbau des Fernwärmenetzes wurden 2.000 neu errichtete Wohneinheiten an das Netz angeschlossen und später weitere, bestehende Wohneinheiten eingebunden (Gabauer 2000).

Bis 2008 stand nur eine Produktionsbohrung zur Verfügung, weshalb das thermisch genutzte Wasser anschließend zu Trinkwasser aufbereitet wurde. Um einen gestiegenen Wärmebedarf zu decken, wurde 2008 eine Reinjektionsbohrung abgeteuft und seit 2009 das Thermalwasser wieder in den Untergrund verpresst. Die Förderrate konnte daraufhin von 24 l/s auf 48 l/s verdoppelt werden.

Das geförderte Thermalwasser wird zu zwei Heizwerken geleitet. In beiden Heizwerken wird das Fernwärmewasser auf 48 °C erwärmt, anschließend über zwei Wärmepumpen auf 80 °C und schließlich mittels eines Heißwasserkessels auf die endgültige Fernwärme-Vorlauftemperatur von maximal 110 °C erhitzt. Gleichzeitig wird das Thermalwasser auf 20 °C abgekühlt. Das thermisch genutzte Thermalwasser, das nicht stofflich verwertet werden kann, wird wieder reinjiziert. Das stofflich genutzte Wasser wird nicht reinjiziert, sondern oberirdisch als Abwasser entsorgt (Gabauer 2015). Das genutzte Fernwärmewasser wird mit einer Rücklauftemperatur von 45 °C wieder in die beiden Heizwerke geleitet (Zweckverband Geowärme Erding 2015). Die Anschlussleistung der Geothermie Erding lag 2017 bei 67,7 MW (Merkur 2017a).

Ein weiterer Ausbau der Geothermie Erding ist geplant. Dabei soll die Anschlussleistung schrittweise auf maximal 75 MW gesteigert werden. Neue Fernwärmetrassen sowie eine Verdichtung des Netzes sind vorgesehen. Für die Jahre 2018 und 2019 sind mit einem geschätzten Investitionsvolumen von 5 Mio. € eine Erweiterung des Heizwerkes 1 mit einer Redundanz-Wärmepumpe sowie der Einbau eines 200 m³ fassenden Thermalwasserspeichers vorgesehen (Merkur 2017a). Der Speicher soll über Nacht Thermalwasser sammeln, um es am nächsten Morgen an die Therme abzugeben.

Abbildung 81: Schema Fernwärmeversorgung Erding



Quelle: Geowärme Erding (2015)

5.1.2.5 AFK (Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim)

Als erstes interkommunales Projekt in Deutschland nimmt das Geothermieprojekt Aschheim-Feldkirchen-Kirchheim (Abbildung 82) eine besondere Rolle ein. Im Jahr 2007 schlossen sich die drei Gemeinden zu einer Arbeitsgemeinschaft zusammen und trieben die Projektentwicklung voran.

In der neu errichteten Heizzentrale, direkt neben dem Bohrlochkopf der Förderbohrung in Aschheim, wird die Energie des 85,4 °C heißen Thermalwassers über Wärmetauscher auf das Wasser des Fernwärmekreislaufs übertragen. Durch die Einbindung von direkt erdgasgefeuerten Absorptionswärmepumpen wird das Temperaturniveau zur Einspeisung ins Fernwärmenetz angehoben und gleichzeitig die Temperaturspreizung im Thermalwasserkreislauf erhöht. Ein erdgasbetriebenes Blockheizkraftwerk (ca. 800 kW) deckt 50 % des Eigenstrombedarfs der Mittellastanlage, die dort entstehende Abwärme wird ebenfalls in das Fernwärmenetz eingespeist.

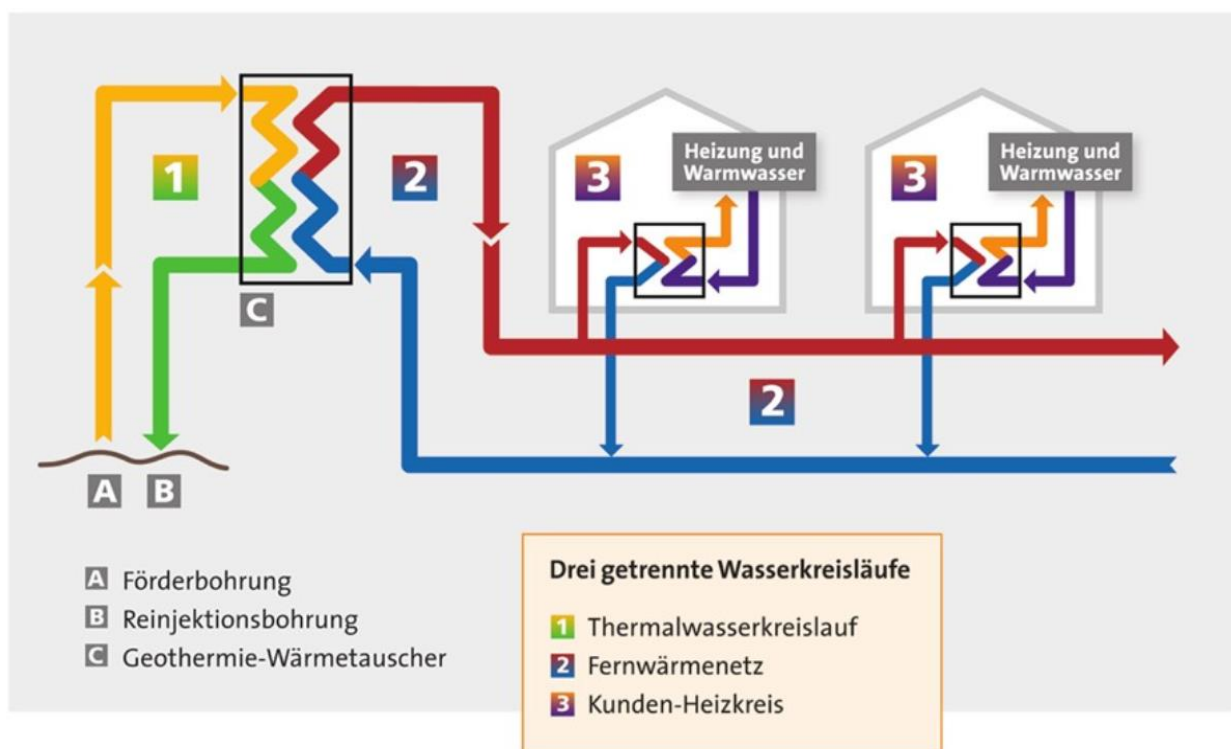
Die Geothermie deckt in diesem Projekt die Wärme-Grundlast ab. Dabei wurde in den ersten Ausbaustufen von 2008 bis 2013 bereits ein Viertel des Wärmebedarfs durch die Geothermie gedeckt. Im Vergleich zu einer energetischen Sanierung auf Gebäudeebene kann die Wärmewende durch das zentrale Geothermieprojekt deutlich schneller umgesetzt werden (Moeck 2015).

Die AFK Geothermie arbeitet mit weiteren Geothermieprojekten, wissenschaftlichen Einrichtungen und privaten Verbundpartnern in einem BMUB geförderten Forschungsprojekt zur ökologischen und ökonomischen Optimierung tiefegeothermischer Anlagen zusammen (Förderkennzeichen

0325262A/B). Eine der wichtigsten Größen ist hierbei die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes. Um eine geringere Netzzücklauftemperatur und somit auch eine geringere Injektionstemperatur ins Reservoir zu erreichen, ist primär eine geringere Rücklauftemperatur bei jedem angeschlossenen Haushalt erforderlich. Dies ist häufig durch technische Verbesserungen, wie z. B. eine verbesserte Regeltechnik oder effizientere Pumpen, zu erreichen.

Weiterhin wichtig sind eine passgenaue Hydraulik und die Optimierung von Wärme- und Temperaturverlusten durch schlanke Rohrdimensionierung, Dämmung und exergetisch günstige Hausübergabestationen (FVEE 2015). In den letzten drei Jahren konnte die Rücklauftemperatur so von 59 °C auf 52 °C gesenkt werden. Die Absenkung der Rücklauftemperatur erhöht die geothermische Leistung durch eine größere Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf, was direkt in den Businessplan einfließt (AFK Geothermie GmbH 2015, Moeck 2015).

Abbildung 82: Die drei getrennten Wasserkreisläufe Thermalwasser, Fernwärme und Hausanschluss des AFK Projekts



Quelle: AFK Geothermie GmbH (2013)

5.1.2.6 Kirchweidach

Das Geothermie Projekt in Kirchweidach im Bayerischen Molassebecken (Abbildung 83) ist seit 2008 in der Planung und befindet sich seit Anfang 2013 in einer ersten Betriebsphase. Ziel des Projektes ist eine mehrstufige Nutzung der geothermischen Energie über Stromerzeugung, Fernwärme für rund 300 Hausanschlüsse und die Versorgung eines inzwischen 20 ha großen Gewächshausbetriebes.

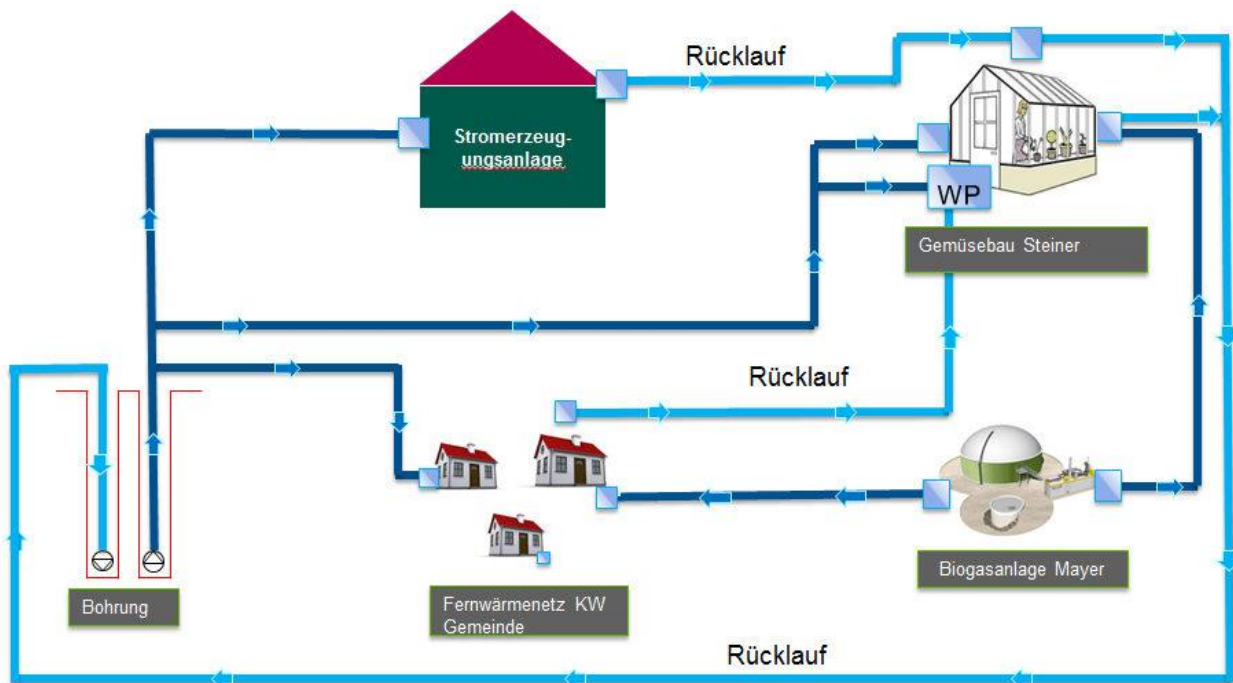
Das Thermalwasser wird aus ca. 3.800 m Tiefe mit einer Temperatur von 124 °C gewonnen. Das Reservoir ermöglicht eine maximale Förderung von 125 l/s, die derzeit jedoch aufgrund von technischen Schwierigkeiten mit der leistungsstarken Pumpe noch nicht umgesetzt werden kann. Die elektrische Leistung des Kraftwerks soll vorerst 0,7 MW bei einer Förderrate von voraussichtlich 70 l/s betragen. Die thermische Leistung liegt aktuell bei ca. 30 MW.

Der größte Wärme-Abnehmer ist seit Ende 2013 ein Gewächshaus, das ganzjährig auf 18-20 °C beheizt werden soll und neben der direkten Wärmelieferung aus der Geothermie auch den Rücklauf des Fernwärmenetzes nutzen kann. Die Abwärme einer lokalen Biogasanlage wird in die Grundlast integriert. Das Gewächshaus nimmt jährlich etwa 70 GWh Geothermiewärme ab, wobei diese Abnahme jahreszeitlich bedingt schwankt.

Durch die lokale Produktion können durch den Gemüse-Import aus Spanien oder den Niederlanden verursachte Emissionen reduziert werden und eine CO₂-Einsparung von mindestens 8.400 t pro Jahr erreicht werden.

Seit Anfang 2015 werden auch Wohngebäude mit Fernwärme versorgt. Die Anschlussquote beträgt ca. 80 %.

Abbildung 83: Nutzungsschema Geothermie Kirchweidach



Quelle: Richter (2014)

5.1.2.7 Arnsberg

In Arnsberg wurde 2005 eine erste Bohrung zur Erschließung geothermischer Ressourcen niedergebracht. Das Gebiet gehört nicht zu den drei klassischen Geothermieregionen Deutschlands, hat aber mit einer Temperaturzunahme von ca. 30 °C je Kilometer Tiefe ebenfalls ein nutzbares Potenzial. Aufgrund ihrer ubiquitären Nutzbarkeit bieten sich hier tiefe Erdwärmesonden zur Erschließung des geothermischen Potentials an. Ziel war es, einen in ca. 2.800 m Tiefe liegenden Karstaquifer für die Wärmenutzung zu erschließen. Allerdings traf man in 586 m auf artesisch austretende Thermalsole. Die ursprünglich geplante Tiefbohrung wurde an diesem Standort abgebrochen und die 25 °C warmen, salinen Wasser für das Freizeitbad NASS genutzt (BVG 2015).

2008 wurde eine neue Bohrung begonnen, die 2.835 m erreichte und damit die tiefste Bohrung in Nordrhein-Westfalen ist. Diese liefert seit Februar 2012 Wärmeenergie für das Freizeitbad NASS und

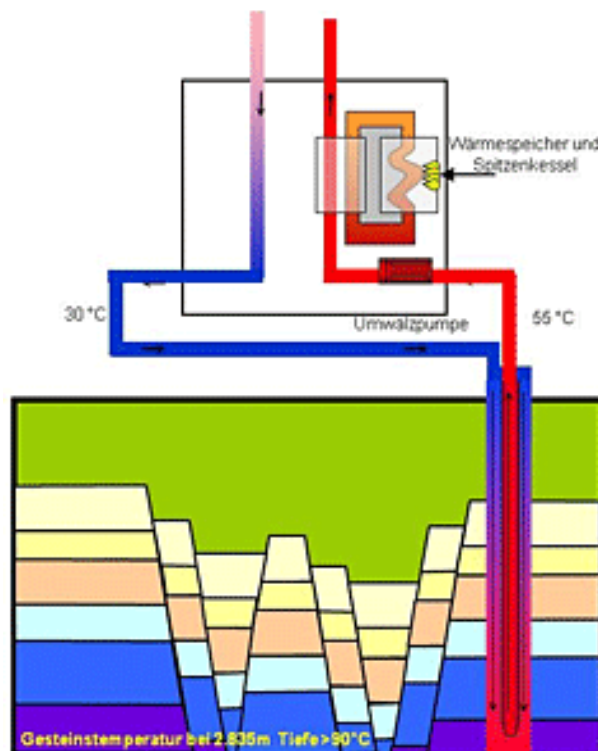
deckt über 75 % des Wärmebedarfes des Bades (Stadt Arnsberg 2015). Im Detail wird die Wärmeenergie für Fußbodenheizung, statische Heizungen, Warmwasserbereitung, Schwimmbeckenerwärmung und Raumlufthtemperierung genutzt (Würtele 2014).

Die Wärme wird dem Untergrund über eine tiefe Erdwärmesonde entzogen, indem Wasser in einem hydraulisch geschlossenen Kreislauf zirkuliert und Wärme aus dem Umgebungsgestein überträgt (Abbildung 84). Im Gegensatz zu hydrothermaler Geothermie ist nur eine Bohrung erforderlich und es findet kein Stoffaustausch im Untergrund statt. Die eingebaute Umwälzpumpe benötigt nur eine geringe Leistung von durchschnittlich 15 kW.

Da ein zunächst eingebautes Innenrohr dem Druck und den Temperaturen im Untergrund nicht standhalten konnte, wurde ein neu entwickeltes System eingebaut. Die Rohre sind aus einer äußeren Stahlschicht und einer inneren, isolierenden Kunststoffschicht aufgebaut und seit dem Einbau verlässlich (Stadtwerke Arnsberg 2012).

Die Leistung der Sonde blieb mit 167 kW hinter den ursprünglichen Erwartungen von 250-350 kW zurück. Gründe dafür sind die gegenüber der Planung etwa 200 m geringere Bohrtiefe, der geringere Bohrdurchmesser (8 5/8“ vs. 9 5/8“), die schlechtere Isolierung der Kunststoff-Innenliner gegenüber der ursprünglich vorgesehenen isolierten GFK-Verrohrung sowie die damit einhergehenden niedrigeren Temperaturen am Bohrlochkopf (49 °C vs. 55 °C) (Würtele 2014).

Abbildung 84: Schematische Darstellung einer tiefen Erdwärmesonde



Quelle: Stadtwerke Arnsberg (2012)

5.1.2.8 Pariser Becken

Im Pariser Becken wurden seit 1971 mehr als 60 Projekte zur geothermischen Wärmeversorgung umgesetzt. Der Zielhorizont Dogger war bereits durch frühere Kohlenwasserstoff-Exploration bekannt. Die geothermische Entwicklung wurde zum einen durch umfangreiche staatliche Fördermaßnahmen

(insbesondere ein Risikoabsicherungsprogramm für erfolgversprechende Geothermievorhaben, Steuervergünstigungen, finanzielle Unterstützung von Bohrungen und Fernwärmenetzen sowie Forschungsförderung) und zum anderen durch die günstige Abnehmerstruktur, d.h. hohe Bevölkerungsdichte und kompakte Wohnbebauung in den Pariser Vororten mit hohen möglichen Anschlussraten und verpflichtender Fernwärmeanbindung aufgrund kommunaler Baubestimmungen angestoßen.

Insbesondere das staatliche Risikoabsicherungsprogramm (eingeführt in den 80er Jahren (Phase 1), reaktiviert im Jahr 2005 (Phase 2)) wird als wesentlicher Motor für den Ausbau der Geothermie im Pariser Becken angesehen (Lopez et al., 2010). Es deckt sowohl das geologische Explorationsrisiko (zu geringe Fließraten/Temperaturen) als auch die langfristige Nachhaltigkeit (z.B. Korrosion/ Ausfällungen, Temperaturabfall mit der Zeit) ab. Weitere Details zu den staatlichen Fördermaßnahmen finden sich im Datenblatt zum Pariser Becken in Anhang A1.

Die größten Herausforderungen für die Geothermie im Pariser Becken liegen in den aggressiven, korrosiven Wässern und im wirtschaftlichen Konkurrenzdruck anderer Energiequellen, insbesondere bei niedrigen Erdgas-Preisen. Bis 2010 wurden aus diesen Gründen insgesamt 42 Bohrungen stillgelegt, wobei der wirtschaftliche Konkurrenzkampf mit günstigen fossilen Brennstoffen zur Aufgabe von ca. 20 Projekten führte.

Um die Korrosions-Problematik zu verringern, werden chemische Inhibitoren eingebracht sowie ein konsequentes Monitoring der Fluide und der Bohrungen eingesetzt. Weiterhin wurden gute Erfahrungen mit dem Work-Over (Reparatur) von beschädigten Bohrungen (insbesondere der Pumpenkammer) gemacht. Die Bohrungen der neuesten Generation werden mit einer Stahlverrohrung (Stabilität) und einem Glasfaser-Liner (Korrosionsschutz) komplettiert.

Aufgrund wirtschaftlicher Zwänge (massive Kreditlast ohne Eigenkapital, niedrige Preise für fossile Brennstoffe) wurden in den vergangenen Jahrzehnten 17 von 29 geothermischen Fernwärmeprojekten im Pariser Becken zu Gas-KWK-Anlagen umfunktioniert. Der KWK-Strom wurde zu sehr attraktiven Konditionen abgenommen und konnte somit die Bilanz verbessern. Dabei verdrängte das Gas bei diesen KWK-Anlagen insbesondere im Winter die Geothermie aus der Grundlastversorgung. Die Auslastung der Geothermie sank damit im Winter um 40 % gegenüber ihrem eigentlichen Potenzial (Ungemach 2001). Die reduzierten Förderraten führten daneben aufgrund der geringeren Fließraten und höheren Verweilzeiten zu vermehrten Problemen mit Korrosion und Ausfällungen sowie zu Schäden an der Verrohrung (Lopez et al., 2010). Bei den aktuellen hohen Gaspreisen und wachsenden ökologischen Bedenken sinkt die Anzahl der Gas-KWK-Anlagen wieder, und der Trend geht zu Geothermie- und Wärmepumpenprojekten.

Fernwärme ist generell abhängig von den Außentemperaturen im Jahresgang und der damit wechselnden Nachfrage. Im Pariser Becken gelten folgende Regularien für reine geothermische Netze: bei Außentemperaturen unterhalb der festgelegten Übergangstemperatur (zwischen 5 und 8 °C) wird die Dublette mit maximaler Fließrate gefahren, und der Spitzenbedarf wird von zusätzlichen Heizkesseln bereitgestellt. Bei Außentemperaturen oberhalb der „heizfreien Temperatur“ (17 °C), wird die Dublette mit minimaler Fließrate betrieben, sobald Wärmenachfrage besteht. Bei Außentemperaturen zwischen diesen beiden Grenzwerten nehmen die Fließrate und damit auch die Pumpengeschwindigkeit linear ab. Die Regelung erfolgt automatisch durch Druck- und Temperatursensoren im geothermischen Kreislauf und im Wärmenetz (Ungemach 2001).

Alte Bestands-Wohngebäude sind typischerweise nicht auf Niedrigtemperatur-Wärmeversorgung ausgerichtet. Für ältere Wärmenetze sind Vor- und Rücklauftemperaturen von 90/70 °C keine Ausnahme. Die Hochtemperatur-Heiznetze beschränken den möglichen Temperaturabfall und schließen damit das Erreichen niedriger Reinjektionstemperaturen aus. Jüngere Projektgenerationen zeichnen

sich hingegen häufig durch Wärmenetze mit mittleren (70/50 °C) oder niedrigen (50/30 °C) Temperaturen aus. Forschungsergebnisse weisen darauf hin, dass in Hinblick auf die Ausfällungs-Problematik sogar Reinjektionstemperaturen von bis zu 20 °C möglich sind (Borozdina et al., 2012).

Die wichtigste Lektion aus mehreren Jahrzehnten der Wärmenutzung im Pariser Becken ist, dass sorgfältiges Monitoring und die Instandhaltung der Bohrung die Schlüssel sind, um die Ressource nachhaltig und langfristig erfolgreich nutzen zu können. Auf der Grundlage von gut dokumentierten Bohrungen können Probleme üblicherweise schnell gelöst werden. Die Technologie ist heute beherrschbar.

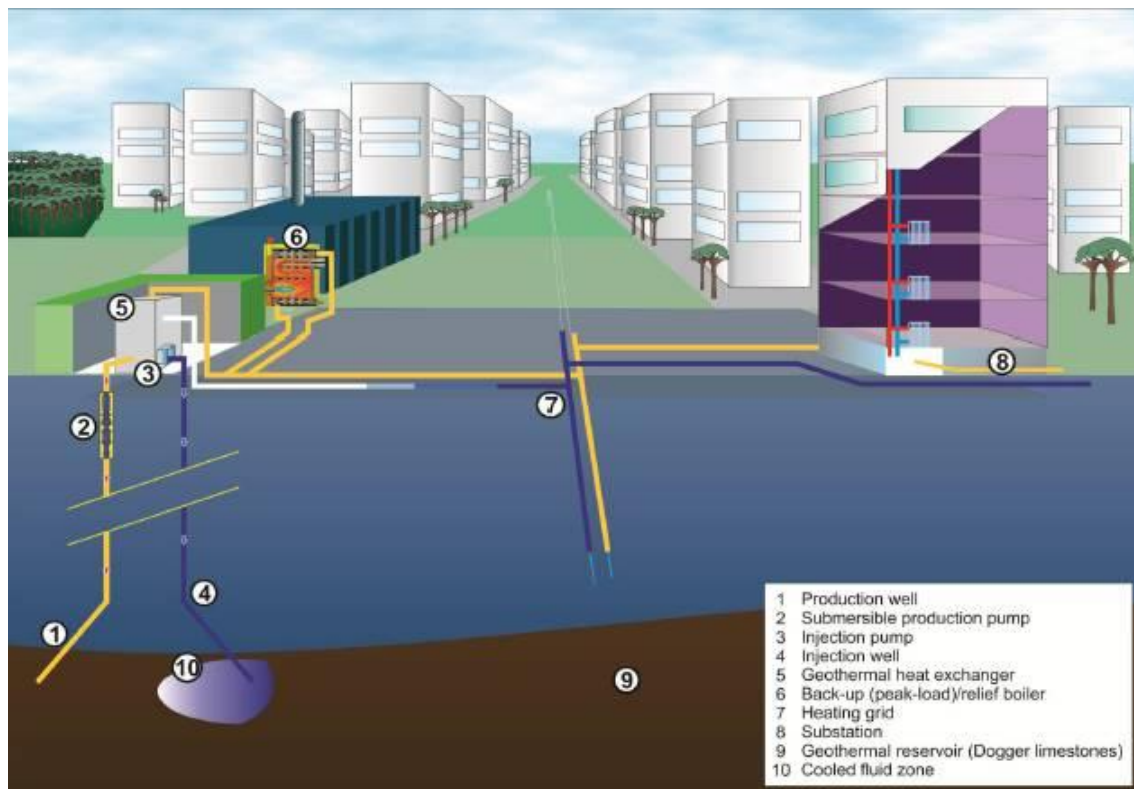
Das Bohren in urbanen Gebieten mit limitierten Platzverhältnissen wird allerdings immer schwieriger. Dieses Problem wird dadurch verschärft, dass meist erst sehr kurzfristig feststeht, welche Bohranlage genau die Bohrungen erstellen wird und man daher verschiedene Optionen bei der Planung des Bohrplatzes berücksichtigen muss. In Frankreich muss ein Bohrlochkopf mindestens 50 m vom nächsten Grundstück entfernt sein, was die Suche nach einem geeigneten Bohrplatz zusätzlich erschwert.

Die öffentliche Akzeptanz stellt im Pariser Becken kein größeres Problem dar. Vor dem Hintergrund mehrerer Jahrzehnte Erfahrung ist die Bevölkerung mittlerweile an Geothermieprojekte gewöhnt, zumal ein äußerst geringes seismisches Risiko besteht, da es sich beim Pariser Becken um ein Sedimentbecken handelt. In der jüngeren Vergangenheit gab es lediglich bei einem Projekt Einwände eines Eigentümers wegen eines zu geringen Abstands der Bohrung zu seiner Grundstücksgrenze. Dieses Problem konnte jedoch durch erfolgreiche Verhandlungen gelöst werden.

Eine von den Projektentwicklern und dem Geologischen Dienst gepflegte regionale Datenbank hilft sehr dabei, viele Projekte auf kleinem Raum kooperativ nebeneinander zu betreiben. Eine wünschenswerte Verbesserung wäre noch die zusätzliche Installation von Monitoring-Brunnen, um kontinuierlich Temperatur- und Druckveränderungen überwachen zu können.

Die Erfolgswahrscheinlichkeit von Geothermieprojekten im Pariser Becken ist sehr hoch (in den letzten 5 Jahren: 90 %). Für Fälle, bei denen die Reservoir-Transmissivität nicht ausreichend ist, wird derzeit versucht, die benötigten Fließraten durch subhorizontales Bohren zu erreichen. In einem Projekt ist eine 1 km lange horizontale Bohrstrecke mit Durchmessern von 8 1/2 oder 9 7/8 Zoll geplant.

Abbildung 85: Typisches Fernwärmeversorgungs-Schema im Pariser Becken



Quelle: Ungemach & Borozdina (2012)

5.1.2.9 Riehen

Seit 1994 ist in Riehen die erste geothermische Großanlage der Schweiz in Betrieb. Das Thermalwasser wird aus 1.547 m Tiefe mit einer Fließrate von bis zu 23 l/s aus dem Muschelkalk gefördert.

Das 65 °C warme Wasser wird im Wärmetauscher auf 57 °C und anschließend mit einer Wärmepumpe auf 25 °C abgekühlt. Gleichzeitig wird das Fernwärmewasser aus dem Rücklauf, das eine Temperatur zwischen 48 °C und 52 °C aufweist, auf 70 °C erwärmt. In einem nachgeschalteten BHKW (und bei Bedarf Gaskessel) wird das Wasser auf die Vorlauftemperatur von 90 °C (bei -8 °C) erhitzt. In den angeschlossenen BHKW wird Strom für den Anlagenbetrieb produziert und die Abwärme ins Wärmenetz eingeleitet (Wärmeverbund Riehen AG 2015). Die „Mittel“- und Spitzenlastabdeckung erfolgt durch Fernwärme (Abwärme aus Müllverbrennung) und Gaskessel.

Durch die Mineralisation des Thermalwassers (16 - 18 g/l) ist ein Korrosionsschutz der Anlagenteile erforderlich. Dieser umfasst unter anderem den Einsatz von Kunststoff und Titanbauteilen und die Injektion von Inhibitoren an der Basis der Bohrung. Trotzdem kam es in der Vergangenheit zu mehreren Pumpenschäden durch Scaling und Korrosion (Schädle 2009b).

Aus wirtschaftlichen Gründen wird die Geothermieranlage zeitweise, je nach Wärmebedarf, im Sommer reduziert betrieben oder abgeschaltet. Der Wärmebedarf wird in diesem Fall aus dem gasbetriebenen, stromgeführten BHKW gedeckt, welches über die kantonale Förderung (garantierte Einspeisevergütung für KWK-Strom) ökonomisch vorteilhaft betrieben werden kann. Reparaturen werden ebenfalls im Sommer durchgeführt (Schädle 2015).

Im Jahr 2009 wurde die Wärmeverbund Riehen AG gegründet. Im Rahmen des Projektes «Riehen Plus» wurde durch den Zusammenschluss der drei Netze Riehen Dorf, Niederholz und Wasserstelzen

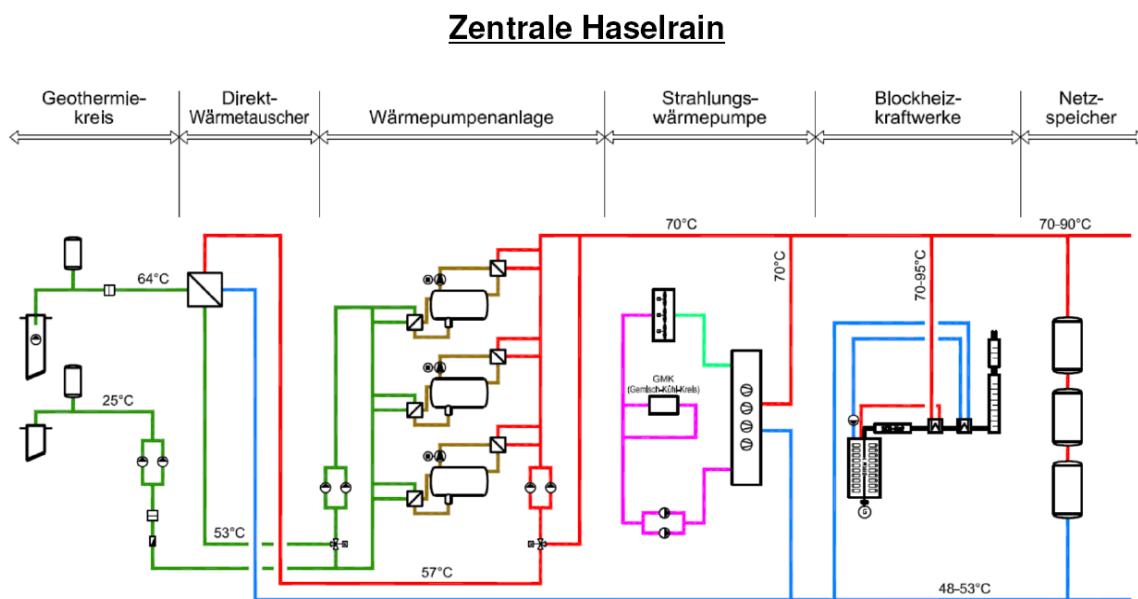
zum Wärmeverbund Riehen das Fernwärmenetz erweitert. Dadurch konnten administrative Kosten gespart und die Verteilung der geothermischen Wärme insbesondere im Sommer optimiert werden. Durch die Erweiterung konnte daneben die Fließrate angehoben und damit die Leistung der Heizzentrale erhöht werden. Der Netzausbau wird auch in Zukunft weiter vorangetrieben, um die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Kundschaft weiterhin zu erhöhen (Wärmeverbund Riehen AG 2016).

Seit 2009 wird auch die Anlage intensiv ausgebaut, um der steigenden Nachfrage entgegenzukommen. Im Jahr 2014 wurden eine neue Pumpe sowie größer dimensionierte Förderrohre eingebaut.

Aktuell wird der Bau einer zweiten Geothermieanlage erwogen, um den Anteil der erneuerbarer Energie im Wärmeverbund Riehen AG zu erhöhen. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie soll geprüft werden, ob die wirtschaftlichen, finanziellen und geologischen Grundlagen gegeben sind. Läuft alles nach Plan, könnten bereits 2021 erste Testbohrungen erfolgen (bz Basel 2018).

In Riehen ist das wirtschaftliche Ziel eine schwarze Null, welches voraussichtlich in 2-3 Jahren erreicht wird. Trotz des Standorts im erdbebengefährdeten südlichen Teil des Oberrheingrabens (Erdbebenzone 3) spielen Seismizität und Kritik aus der Bevölkerung in Riehen keinerlei Rolle.

Abbildung 86: Schema Heizzentrale Riehen



Quelle: Schädle (2014)

5.1.3 Erfahrungen aus den Fallstudien

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus den Fallstudien und den durchgeführten Experteninterviews, der Auswertung von Literatur sowie der Branchenkenntnis der Autoren können folgende übergeordnete Erfahrungen bzw. verallgemeinerbare Kriterien im Hinblick auf die Nutzung tiefengeothermischer NTWS abgeleitet werden:

5.1.3.1 Stärken tiefengeothermischer Wärmenutzung

Die Geothermie ist eine innovative, ressourcenschonende und umweltverträgliche Zukunftsenergie, die einen großen Beitrag zur heimischen Energieversorgung, insbesondere der Wärmeversorgung leisten kann (Gabauer 2015).

Die wesentlichen Stärken der Geothermie sind dabei:

- ▶ Geothermie besitzt ein großes, nahezu unerschöpfliches Potenzial und ist theoretisch überall verfügbar
- ▶ Geothermie deckt ein weites Temperaturspektrum ab und kann sehr effizient genutzt werden
- ▶ Geothermie ist eine nachhaltige, langlebige und verlässliche Energiequelle
- ▶ Geothermie besitzt ein enormes CO₂-Einsparpotenzial und hat ein vergleichbar geringes Schadensrisiko
- ▶ Geothermie ist eine regionale bzw. lokale Energie, welche dezentral und krisensicher vor Ort genutzt werden kann und im Vergleich zu anderen Energieträgern keiner umweltschädlichen Transporte bedarf

Weitere Vorteile der Geothermie im Vergleich zu einigen anderen erneuerbaren Energien sind:

- ▶ Geothermie steht ganzjährig, witterungs- und tageszeitunabhängig zur Verfügung und bedarf daher keiner Energiespeicherung
- ▶ Geothermie ist platzsparend

Für die praktische Umsetzung tiefengeothermischer Wärmeprojekte ergeben sich aus den genannten Stärken folgende Vorteile:

- ▶ Geothermie kann (unter bestimmten geologischen Voraussetzungen) Wärmeenergie in einem weiten Temperaturbereich zur Verfügung stellen und (in gewissen Grenzen) in der jeweils benötigten Menge gefördert werden.
- ▶ Geothermie hat ein breites technisches Anwendungsspektrum (z.B. Möglichkeit der Kopplung mit anderen Energieträgern oder Wärmepumpen).
- ▶ Geothermie ist grundlastfähig.
- ▶ Durch die über den Jahresgang gleichbleibenden Energiemengen ist die Geothermie bei einem fündigen Projekt im Vergleich zu z.B. Wind- und Solarenergie besser planbar und einfacher integrierbar.
- ▶ Wenn das Potenzial der Geothermie einmal erschlossen ist, so steht unverzüglich eine erhebliche Energiequelle zur Verfügung, welche sofort vollständig verfügbar ist. Mit der Energielieferung und dem Energieverkauf kann also, sofern die oberirdische Infrastruktur entsprechend ausgebaut ist, direkt begonnen werden.
- ▶ Im Vergleich zu Biomasse oder konventionellen Energieträgern fallen keine Brennstoffkosten im Betrieb an.
- ▶ Ein Geothermiekreislauf kann sehr stabil und zuverlässig betrieben werden. Die Verfügbarkeit einer Geothermie-Anlage ist in der Regel sehr hoch (Beispiel Unterhaching: 95 %).
- ▶ Mit moderner Regeltechnik lässt sich eine Geothermieanlage gut automatisch steuern. So läuft beispielsweise die Anlage in Neustadt-Glewe 72 Stunden überwachungsfrei. Dadurch lassen sich die Personalkosten im Betrieb gering halten.
- ▶ In einem geothermischen Fernwärmeprojekt sind die Wirkungsgrade meist sehr hoch und die Energieverluste minimal.
- ▶ Bei geothermischen Wärmeprojekten schätzen die Endkunden die relative Preisstabilität und die kompakte, wartungsarme Fernwärme-Heiztechnik im eigenen Keller.

5.1.3.2 Herausforderungen tiefengeothermischer Wärmenutzung

Die wesentlichen Herausforderungen für Geothermie-Projekte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- ▶ Fündigkeitsrisiko: Unsicherheit bezüglich Förderrate und –temperatur vor Niederbringung der Bohrungen
- ▶ Hohe Anfangs-Investitionskosten für die Bohrung(en) bei gleichzeitiger Unsicherheit bezüglich des Projekterfolgs
- ▶ Versicherungslösungen für Fündigkeitsrisiko stehen nur sehr begrenzt und nur mit hoher zusätzlicher finanzieller Belastung zur Verfügung
- ▶ Daher Schwierigkeiten hinsichtlich Risiko-/Anschubfinanzierung für frühe Projektphasen (größtes Hemmnis der Projektentwicklung)
- ▶ Grenzwertige Wirtschaftlichkeit, im derzeitigen Förderumfeld relativ niedrige Renditen
- ▶ In Phasen niedriger Öl- und Gaspreise ist es für die Geothermie sehr schwierig, am Wärmemarkt konkurrenzfähig zu sein
- ▶ Speziell für Wärmeprojekte: fehlender rechtlicher Rahmen für Einspeisevorrang
- ▶ Lokal mögliche große Herausforderung, gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen

Weitere Herausforderungen technischer Natur sind:

- ▶ Hydrochemische Effekte bei der Nutzung des Thermalwassers (Ablagerungen, Korrosion), für deren Entstehung und Vermeidung es wissenschaftlich z.T. noch keine abschließenden Erklärungen gibt.
- ▶ Noch offene Fragestellungen in einigen Bereichen der eingesetzten Technologien, insbesondere im Hinblick auf die Technik und die Standzeiten der Hochleistungs-Pumpen, wenige Hersteller von erforderlichen Pumpen
- ▶ Standortbezogen kann ein Risiko induzierter Seismizität bestehen

Für die technische Umsetzung von tiefengeothermischen Wärmeprojekten bedeutet dies:

- ▶ Wesentlich für den Erfolg eines Geothermieprojekts ist die Minimierung des Fündigkeitsrisikos. In dieser Hinsicht ist eine qualifizierte Planung nach Stand der Wissenschaft und Technik essentiell.
- ▶ Jedes Projekt ist individuell. Daher ist unter anderem die Anlagentechnik nicht trivial, sondern muss projektspezifisch ausgelegt werden.
- ▶ Da nicht an allen Standorten ausreichend hohe Fördertemperaturen zur Verfügung stehen, besteht häufig die Notwendigkeit der Kopplung mit anderen Energieträgern.
- ▶ Technische Maßnahmen gegen Ablagerungen (Scaling) und Korrosion erfordern besondere Aufmerksamkeit. Je nach Thermalwasserzusammensetzung können in den Ablagerungen radioaktive Rückstände auftreten, für die arbeitsschutzrechtliche, abfall- und transportrechtliche Vorschriften berücksichtigt werden müssen.
- ▶ Ausfallzeiten durch Pumpenstillstand sollten durch geeignete Strategien minimiert werden.
- ▶ Das projektspezifische seismische Risiko muss nach Stand der Wissenschaft und Technik beurteilt und minimiert werden. Ein seismisches Monitoring ist zu empfehlen.
- ▶ Akzeptanz und Information der Bevölkerung erfordern an einigen Standorten erhöhter Aufmerksamkeit und Anstrengungen bei der Bürgerbeteiligung

5.1.3.3 Systemintegration

Geothermische Wärmequellen können sowohl in ein existierendes als auch ein neues Fernwärmenetz eingebunden werden. Dies geschieht in der Regel über einen Direktwärmetauscher, welcher die Wärme aus dem Thermalwasserkreislauf auf den Fernwärmekreislauf überträgt.

Bei geringen Fördertemperaturen ist außerdem eine Temperaturanhebung auf die notwendigen Netztemperaturen erforderlich. Diese Temperaturanhebung kann entweder über Wärmepumpen (z.B. Riechen, Erding) oder über eine Zuheizung aus anderen Energiequellen realisiert werden. Die Wärmepumpen bieten den Vorteil, dass sie das Thermalwasser weiter auskühlen und somit die Ausnutzung des (erneuerbaren) geothermischen Potenzials verbessern.

Mit Einsatz einer Wärmepumpe werden häufig auch Wärmespeicher gebaut. Diese verleiten allerdings zum häufigen Abschalten der Anlage, was wiederum eine große Herausforderung für die Tiefpumpe darstellt. Weiterhin ist die Wirtschaftlichkeit eines Wärmepumpeneinsatzes stark von den Strompreisen abhängig.

Grundsätzlich empfiehlt sich, eine Geothermieanlage für die reine Wärmenutzung durch eine Zusatzanlage zu ergänzen, da sonst nur sehr geringe Volllaststunden erreicht werden können, was wiederum die Wirtschaftlichkeit stark reduziert. Typischerweise wird die Geothermie daher für die Grund- und die untere Mittellast des Bedarfs geplant. Für die Spitzenlast und als Redundanz ist eine unabhängige Energiequelle vorzusehen. Dies sind in der Regel Öl-/Gaskessel oder BHKWs. BHKWs haben den Vorteil, dass damit auch der Betriebsstrom z.B. für die Förderpumpen erzeugt werden kann. Alternativen sind aber auch Fernwärme z.B. aus einer Müllverbrennungsanlage. Darüber hinaus besteht bei benachbarten Geothermieanlagen die Möglichkeit der geothermischen Redundanz (Beispiel Unterhaching/Grünwald).

In der Regel wird eine Geothermieanlage zur Versorgung eines Fernwärmenetzes automatisch durch die Wärmenachfrage gesteuert. Dabei fordert das Fernwärmenetz über Impulsgebung mehr Leistung bei der Tiefpumpe an, wenn die Soll-Vorlauftemperatur im Netz abfällt. Ist die Leistungsgrenze der Pumpe erreicht, werden die Spitzenlastquellen (z.B. Öl-/Gaskessel) aktiviert.

Je nach Systemkonfiguration variiert der Anteil der Geothermie am Wärmebedarf eines Netzes beträchtlich. Allein bei den Projekten im Pariser Becken liegt sie zwischen 2 und 98 % (vgl. Projektdatenblatt „Pariser Becken“ im Anhang).

Auf der Abnahmeseite eignen sich für die Systemintegration idealerweise z.B. Neubausiedlungen mit möglichst großer Anschlussleistung und niedrigen Netztemperaturen. Je tiefer die zu realisierende Rücklauftemperatur, desto höher die mögliche Temperaturspreizung (ΔT) und somit die Ausnutzung der geothermisch bereitgestellten thermischen Leistung.

Aufgrund der hohen Kosten von Geothermievorhaben ist jedoch eine bestimmte Mindestnetzgröße Grundvoraussetzung für die wirtschaftliche Umsetzung. Daraus folgt in der Regel die Notwendigkeit, die geothermische Wärme auch in den Bestand (vorhandene Infrastruktur) zu integrieren. Auch für kommunale Betreiber ist es in der Regel nicht möglich, nur die Objekte anzuschließen, die eine niedrige Temperatur benötigen. Somit wird häufig im Wesentlichen der Bestand angeschlossen. Dabei beeinflusst die Bestandstruktur die notwendigen Netztemperaturen.

In Unterhaching stammen beispielsweise die meisten Gebäude aus den 1960er bis 1980er Jahren. Die Vorlauftemperatur liegt hier meist bei etwa 90 °C, die Rücklauftemperatur bei etwa 75-80 °C. In diesem Fall ist die Reservoirtemperatur so hoch, dass sie auch für diese hohen Netztemperaturen ausreicht.

Für viele Projekte insbesondere mit relativ flach liegenden Aquiferen liegen die Vorlauftemperaturen der Heizungsanlagen jedoch zu hoch, als dass sie die notwendigen Temperaturen direkt bereitstellen könnten. Diese Herausforderung wird verstärkt durch den Trend zu höheren Mindestraumtemperaturen. Sollte das geothermische Reservoir nur Temperaturen kleiner 90 °C bereitstellen und eine Temperaturerhöhung nicht wirtschaftlich sein, ist nur die Versorgung von Objekten mit niedrigem Temperaturbedarf möglich. Tendenziell ist durch die fortschreitende Sanierung / Dämmung und Neubautätigkeit dennoch davon auszugehen, dass die erforderliche Netztemperatur zukünftig abnehmen wird. In Unterhaching findet dies aktuell mit etwa 0.25 K pro Jahr statt.

In der Regel ist ein Fernwärmeausbau ein gleitender Prozess. Prinzipiell ist das Ziel, möglichst viele Kunden anzuschließen, um die Abhängigkeit von einzelnen Abnehmern zu minimieren. Allerdings kann auch eine Entscheidung gegen den Anschluss bestimmter Bereiche gefällt werden, wenn dort z.B. nur wenige Anwohner bereit sind, sich an die Fernwärme anschließen zu lassen. Ideal sind Gewerbekunden mit möglichst konstanter Wärmenachfrage, die eine Wärmeabnahme auch im Sommer gewährleisten und somit die Grundaustlastung sichern. Ab einer gewissen Größe rechtfertigen diese meist auch einen Netzneubau. Bei ausreichend hohen Reservoirtemperaturen kann ansonsten auch eine Stromerzeugung in der Anfangsphase Erlöse erwirtschaften, während das Wärmenetz auf-/ausgebaut wird.

Wichtig für den Projekterfolg ist in jedem Fall eine gründliche Wärmesenken-Analyse, bei der definiert wird, wie die erwartete geothermische Wärmequelle zum lokalen Bedarf passt. Bei steigendem Wärmebedarf und steigender Anschlussleistung kann über die Erweiterung der Förderbohrung, einen Sidetrack oder Ertüchtigungsmaßnahmen zur Verbesserung der Injektivität der Injektionsbohrung oder auch über die Ergänzung der Geothermieranlage durch beispielsweise eine große Wärmepumpe nachgedacht werden.

Im Hinblick auf die Netzdimensionierung sind weitere Überlegungen hinsichtlich Netzgröße, Durchmesser, Temperaturen und Drücken anzustellen, um für die projektspezifischen Rahmenbedingungen das betriebswirtschaftlich-technische Optimum zu finden.

Für das Projekt Rittershoffen im Oberrheingraben soll versucht werden, den Wärmeverlust innerhalb der 15 km langen Verbindungsleitung durch Doppelummantelung auf unter 3 K zu begrenzen. Durch das Geothermieprojekt wird eine thermische Leistung von 24 MW_{th} bereitgestellt, mit der ein Hersteller von Maisstärke mit 100 MW_{th} Wärmebedarf beliefert wird (ESG 2014). Es zeigt sich also, dass es ökonomisch sinnvoll sein kann, von einem Standort mit hohem geothermischem Potenzial aus in eine lange Anbindungsleistung zu investieren, wenn ein Wärmekunde mit konstant hohem Bedarf vorhanden ist.

5.1.3.4 Potenzialausnutzung

Ein aus Projektentwicklersicht wesentlicher Parameter für einen wirtschaftlichen Projekterfolg ist die mögliche thermische Leistung, die aus dem Thermalwasser extrahiert werden kann. Sie berechnet sich als Produkt der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität des Thermalwassers sowie der Förderrate und Temperaturdifferenz zwischen Fördertemperatur und Reinjektionstemperatur (vgl. Gleichung 5, Kapitel 4.3.1.1). Welcher Anteil der verfügbaren thermischen Leistung tatsächlich in einem Projekt genutzt wird, ist jedoch von verschiedenen Faktoren abhängig (vgl. auch Kapitel 4.3.1).

Generell diktieren die Wärmekunden die Auslastung der Geothermie. Insbesondere reine Wärmeprojekte weisen im Vergleich zu Stromprojekten die Schwäche auf, dass sie unter dem im Sommer geringeren Wärmebedarf „leiden“ und daher häufig nur 2.000 bis maximal 5.000 Vollaststunden realisierbar sind. Dabei beträgt der Wärmebedarf im Sommer z.B. in Neustadt-Glewe nur weniger als 1/5 des

Bedarfs im Winter. Das vorhandene geothermische Potenzial wird also in solchen Fällen aufgrund der Nachfragesituation (und somit indirekt der Netzgröße) nicht gänzlich ausgenutzt.

Auch in Riehen wird die Geothermieranlage im Sommer bei geringer Wärmenachfrage in der Leistung reduziert oder abgeschaltet. Der Wärmebedarf wird in diesem Fall durch das aus ökonomischen Gründen (garantierte Einspeisevergütung des Kantons für Strom aus KWK) ganzjährig laufende, gasbetriebene BHKW gedeckt. Das geothermische Potenzial wird hier also aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht vollständig ausgenutzt.

Weitere Gründe für nicht vollständige Nutzung des Potenzials können sich aus zu hohen Netztemperaturen ergeben. So könnte beispielsweise in Waren (Müritz) bei einer vollständigen Auskühlung bis auf 10 °C eine thermische Leistung von 3,7 MW aus der Geothermie entzogen werden. Aufgrund der hohen Vor- und Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz liegt die Reinjektionstemperatur jedoch noch bei 50 °C. Daher werden im Jahresdurchschnitt nur 500 kW Leistung aus der Geothermie entzogen. In bestehenden Wärmenetzen liegen also oft unterschätzte Potenziale zur Effizienzverbesserung durch eine Absenkung der Rücklauftemperaturen.

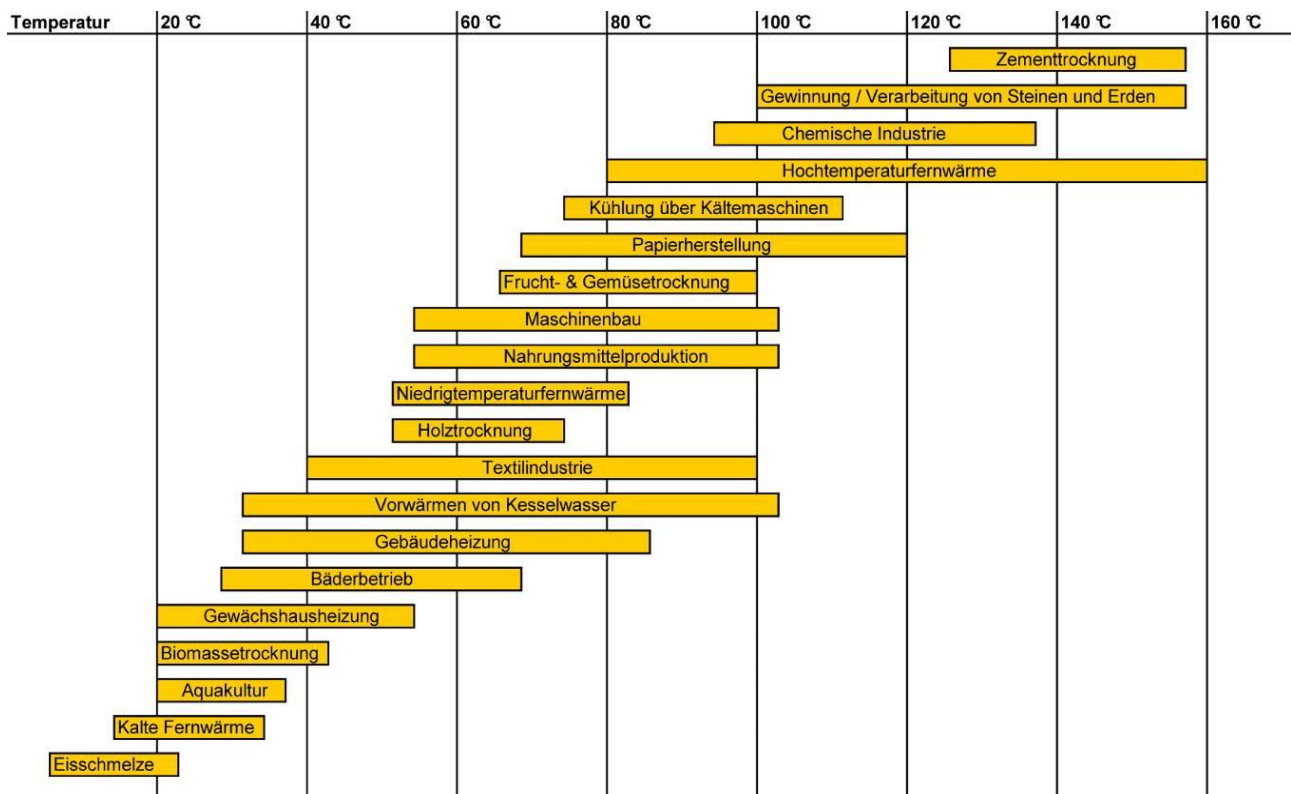
Auch bei geothermischen Stromprojekten ergibt sich häufig die Situation des nicht vollständig genutzten Potenzials, wenn die geothermische "Restwärme" nach dem Verstromungsprozess keiner weiteren Wärmenutzung zugeführt werden kann.

Ideal sind unter diesen Aspekten (und bei ausreichend hoher Fördertemperatur) kombinierte Strom- und Wärmeprojekte. So ermöglicht zum Beispiel die Parallelschaltung von Wärmeversorgung und Kraftwerksbetrieb in Unterhaching eine nahezu vollständige Ausnutzung des vorhandenen geothermischen Potenzials. Allerdings beträgt auch hier die Reinjektionstemperatur noch mindestens 57 °C. Eine weitere Auskühlung wird zur Vermeidung von Ausfällungen bewusst nicht vorgenommen.

Eine weitere Option zur effizienteren Ausnutzung des geothermischen Potenzials sind Wärmenetze, die so groß sind, dass auch im Sommer ein ausreichender Wärmebedarf besteht. Ist die Sommerlast groß genug, kann die Geothermie das ganze Jahr mit maximaler Leistung durchlaufen.

Auch der Anschluss von ausreichend vielen Industriekunden mit ganzjährigem Wärmebedarf kann eine ganzjährige Auslastung garantieren. Ideal sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht wäre dabei eine Kaskadennutzung zur Abnahme von Wärme unterschiedlicher Temperaturniveaus, für die verschiedenste potentielle Wärmeabnehmer in Frage kommen (vgl. Abbildung 87). Eine Kaskadennutzung bedeutet, dass die Rücklauftemperatur eines Hochtemperaturnutzers (z.B. Kraftwerk zur Stromerzeugung) als Vorlauf mehrerer (mindestens zwei) Niedertemperaturnutzer (z.B. Gewächshaus, Thermalbad) unterschiedlicher Temperaturniveaus verwendet wird. Brachliegende Potenziale aus den Rückläufen verringern die Effizienz eines Geothermieprojektes und sind somit möglichst zu vermeiden.

Abbildung 87: Wärmeabnehmer unterschiedlicher Temperaturniveaus



Quelle: © GeoThermal Engineering GmbH, nach Lund (2009)

Große Gewerbekunden können also die Auskühlung über das ganze Jahr maximieren und somit die Ausnutzung des Potenzials deutlich verbessern. So könnte z.B. die Auskühlung um weitere 20 °C in Neustadt-Glewe die aus Geothermie bereitgestellte Leistung um mehrere Megawatt erhöhen. Forschungsergebnisse weisen darauf hin, dass eine solche Reduktion der Injektionstemperatur im Hinblick auf mögliche Probleme durch mikrobiologische Prozesse an diesem Standort machbar wäre (Krüger et al., 2007).

Da die thermische Leistung einer Geothermiebohrung im Vorfeld nur bedingt abschätzbar ist, ist die Dimensionierung eines Geothermieprojektes in der Planungsphase eine besondere Herausforderung. In der Regel wird die Fündigkeit einer Bohrung besser oder schlechter ausfallen als im Vorfeld definiert. So war z.B. in Unterhaching die thermische Leistung der Förderbohrung 30 % höher als ursprünglich erwartet. Ist die Fündigkeit besser als geplant, so wird eine weitere Wärmesenke benötigt, wenn man das thermische Potenzial komplett ausschöpfen will.

5.1.3.5 Wirtschaftlichkeit

Da sich Geothermieprojekte untereinander sehr stark unterscheiden, ist auch die Wirtschaftlichkeit eines Projektes sehr individuell zu beurteilen. Typischerweise weisen Geothermieprojekte jedoch sehr moderate Renditen auf. Viele Projekte können nur mittels verschiedener Fördermechanismen wirtschaftlich betrieben werden.

Tiefe Geothermieprojekte erfordern hohe Anfangsinvestitionen für die Bohrungen, das Heiz(kraft)werk und das Wärmenetz. Paar et al. (2013) geben spezifische Investitionskosten von 1.348 €/kW_{th} an. Der Anteil der Kapitalkosten an den spezifischen Wärmegestehungskosten für die Geothermie beträgt rd. 71 %. 18 % entfallen auf die Energiekosten (Pumpstrom) und 11 % auf die

Betriebskosten (ebd.). Den vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten stehen niedrige spezifische Wärmegestehungskosten gegenüber. Sie werden von Paar et al. (2013) mit 37 €/MWh angegeben. In dem dort beschriebenen Modellnetz ist die Geothermie im Vergleich mit allen anderen Varianten die wirtschaftliche Vorzugslösung.

Im Vergleich zu den letzten Jahrzehnten ist aufgrund der heute niedrigeren Zinssätze eine Realisierung von tiefengeothermischen Wärmeprojekten prinzipiell einfacher umzusetzen. Des Weiteren gibt es einen Anlagendruck bei großen Fonds, die sich aktuell verstärkt mit der Projektfinanzierung auseinandersetzen. Dennoch bleiben die Anschub-Finanzierung und Risikoabsicherung wesentliche ökonomische Herausforderungen. Die Notwendigkeit, viele Millionen Euro Risikokapital in Vorleistung zu investieren, steht immer der Alternative gegenüber, zum Beispiel lediglich ein fossiles Heizkraftwerk zu errichten, welches für ein Geothermieprojekt gegebenenfalls auch noch als Redundanzanlage notwendig wäre.

Üblicherweise gestalten sich die ersten Jahre der geothermischen Projektentwicklung aus wirtschaftlicher Sicht schwierig. Bei einem fundigen Geothermieprojekt (ausreichende Temperatur und Förderrate) mit ausreichend großem Wärmenetz ist trotzdem zu erwarten, dass sich die Investitionskosten in etwa 10-15 Jahren amortisieren und mit dem Wärmeverkauf Gewinne erzielt werden können.

So liefert zum Beispiel die Geothermieranlage in Waren (Müritz) seit vielen Jahren etwa zehnmal mehr Leistung, als sie verbraucht. Da das Projekt schon lange im Betrieb ist und die Investitionen abgeschrieben sind, lassen sich damit heute Gewinne erzielen. Ähnlich stellt sich die Situation in Neustadt-Glewe dar. Auch die Conim AG (2015) kommt in ihrer ökonomischen Analyse des Wärmeverbundes Riehn zu dem Ergebnis, dass die direkte geothermische Wärmegewinnung bereits bei Temperaturen zwischen 60 °C und 90 °C wirtschaftlich möglich ist, wenn auch niedrige Temperaturstufen von wärmeintensiven Betrieben abgenommen werden. Die Analyse berichtet außerdem, dass die geothermische erzeugte Wärme der Wärmeverbund Riehn AG unter Berücksichtigung der erhaltenen Fördermittel auch heute schon im Vergleich zu Erdgas konkurrenzfähig ist.

Im Gegensatz zu Stromprojekten, welche über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit einer garantierten Einspeisevergütung gefördert werden, stehen geothermische Wärmeprojekte immer in Konkurrenz zum Wärmepreis anderer (auch fossiler) Erzeugungstechnologien. Insbesondere in Zeiten sinkender Ölpreise steht die Geothermie somit unter starkem Konkurrenzdruck.

Prinzipiell können reine Wärmeprojekte am Wärmemarkt einen wirtschaftlichen Preis in Konkurrenz zu fossilen Brennstoffen erzielen, wenn die Wirtschaftlichkeitserwartungen und Finanzierungen langfristig ausgelegt sind. Die möglichst optimale Nutzung der verfügbaren Temperaturkaskade stellt häufig den Schlüssel für die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojekts dar.

In kombinierten Strom- und Wärmeprojekten ist es der Mix aus beiden, der die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens bestimmt. Zwar steht das geothermische Potenzial nach Abteufen der Bohrungen sofort komplett zur Verfügung, allerdings ist ein eventueller Netzneubau zeitaufwendig. Bis zur Inbetriebnahme des Wärmenetzes kann in diesem Fall die Verstromung über die EEG-Einnahmen die wirtschaftliche Basis des Projektbetriebs sichern, falls die Inbetriebnahme des Kraftwerks zügig möglich ist. Dabei müssen sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Umweltwirkung einer Stromerzeugung angesichts der Wirkungsgrad-Limitierungen sehr sorgfältig geprüft werden.

Da es sich jedoch um eine grenzwertige Wirtschaftlichkeit handelt, wird der staatlichen Förderung eine große Bedeutung für die Umsetzung von tiefen Geothermievorhaben zugemessen (s. Kap. 10.2.5).

5.1.3.6 Lerneffekte

Die meisten Betreiber der betrachteten Fallbeispiele gaben an, dass sie ihr Projekt auch heute noch einmal auf ähnliche Weise umsetzen würden. Als Gründe werden z.B. genannt, dass das Projekt wirtschaftlich erfolgreich geführt werden kann, oder dass das Zusammenwirken zwischen Kommune und privaten kompetenten Unternehmen gut funktioniert. Allerdings wurden auch einige Lernkurven durchschritten und einige Bereiche identifiziert, in denen es für zukünftige Projekte Verbesserungspotenzial gibt.

Im Folgenden werden einige übergeordnete Lerneffekte aus den Fallbeispielen zusammengefasst, welche für zukünftige Projektentwicklungen als positives Beispiel bzw. Handlungsempfehlungen dienen können:

- ▶ Ein Geothermieprojekt ist kein Selbstläufer. Es erfordert viel Erfahrung, kontinuierliche Betreuung, regelmäßige Kontrollen und Wartungen. So ist der wichtigste Lerneffekt aus mehreren Jahrzehnten der Wärmenutzung im Pariser Becken, dass sorgfältiges Monitoring und die Instandhaltung der Bohrung die Schlüssel sind, um die Ressource nachhaltig und langfristig erfolgreich nutzen zu können. Mit gut dokumentierten Bohrungen können Probleme üblicherweise schnell gelöst werden. Die Technologie ist heute beherrschbar.
- ▶ Eine Geothermieanlage erfordert bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt eine sehr breite und flexible Anlageplanung. Nicht nur die bekannten geologischen Risiken (Fündigkeit, Seismizität etc.) sind zu berücksichtigen, sondern auch Ungewissheiten in der Anlagenauslegung (Temperatur, Leistung, Verfügbarkeit). Bis heute sind Geothermieprojekte "Unikate" wodurch jede der Anlagen spezielle Herausforderungen stellt. Dabei ist bei geothermischen Wärmeprojekten insbesondere die obertägige Anlagentechnik oft von großer Komplexität. Es empfiehlt sich daher, ein übergeordnetes Projekt „Technik“ anzulegen, erfahrene Fachleute auf diesem Gebiet zu engagieren, die Verantwortlichen (auch die späteren Betreiber der Anlage) frühzeitig in die Projektplanung einzubinden, u.a. im Hinblick auf Anlagendimensionierung und Platzbedarf für Revisionen, sowie großen Wert auf die Kommunikation zwischen allen Beteiligten zu legen.
- ▶ Die Erfahrungen unter anderem in Neustadt-Glewe haben gezeigt, dass die eingesetzten Werkstoffe extrem wichtig für den erfolgreichen Anlagenbetrieb sind. Aus diesem Grunde wurde die Anlage in den Jahren 2011-2013 umgebaut, um die Materialauswahl z.B. bei Filtern, Wärmetauschern, Messtechnik, Dichtungen und Rohrleitungen zu optimieren. Dabei ist auch zu beachten, dass nicht jedes Material für jedes Thermalwasser ähnlich geeignet ist. Ein weiterer Lerneffekt war, die Filter an diesem Standort nicht direkt nach der Förderbohrung, sondern direkt vor dem Wärmetauscher einzubauen.
- ▶ Bei der Umsetzung von mehreren Projekten auf engem Raum ist ein regionales Aquifermanagement (z.B. nach dem Beispiel des Pariser Beckens) mit Datenaustausch zwischen den Projektentwicklern und -betreibern anzustreben.
- ▶ Zur Förderung der Akzeptanz eines Geothermieprojektes ist es wichtig, die lokale Bevölkerung bereits in der frühen Planungsphase zu informieren sowie ihre Sorgen und Ängste ernst zu nehmen. Als Beispiel einer erfolgreichen Bürgerbeteiligung ist der Bürgerdialog für das Geothermieprojekt Trebur zu nennen (<http://dialoggeo.de/>). Weitere Möglichkeiten einer Bürgerbeteiligung bieten beispielsweise Formate wie Tage der offenen Tür, Tage der Umwelt, Tage der erneuerbaren Energien etc.

Im Hinblick auf die Herausforderungen und technischen Limitierungen der Hochleistungspumpen werden folgende Empfehlungen gegeben:

- ▶ Da jedes Projekt und jedes Thermalwasser sehr individuell ist, empfiehlt es sich im Hinblick auf die Tiefpumpe auf langfristige Kooperationen mit dem Pumpenhersteller zu setzen und den Hersteller möglichst nicht zu wechseln. So wurden beispielsweise die Pumpen in Neustadt-Glewe im Laufe der Jahre so auf die standortspezifischen Anforderungen angepasst, dass die letzte Pumpe 5 Jahre in Betrieb war und auch die aktuelle Pumpe bereits 4 Jahre im Einsatz ist.
- ▶ Für den Betrieb der Geothermieranlage und insbesondere die Geothermiepumpe als "Herzstück" sollte ein Betriebsverfügbarkeits-Vertrag mit dem Pumpenhersteller (z.B. Vereinbarung, dass bei Pumpenschaden innerhalb einer Woche für Ersatz gesorgt wird) angestrebt werden, um lange Stillstandzeiten zu vermeiden (Riechen). Bei Redundanz-Vorhaltung einer zweiten Pumpe hingegen besteht das Problem, dass die Garantiezeit der Pumpe auch im ungenutzten Zustand bei den meisten Anbietern abläuft.
- ▶ Für das Projekt Unterhaching wird eine Ersatzpumpe beim Hersteller vorgehalten. Darüber hinaus wurde auf der Lokation eine Flachbohrung abgeteuft, in der die neue Pumpe bei Bedarf vor Ort vorbereitet werden kann. Dies ermöglicht die Parallelisierung von Serviceprozessen und verkürzt somit die Ausfallzeiten durch Pumpenstillstand.
- ▶ Ein Geothermiesystem ist vom Prinzip her regel- und steuerbar. Die Unterwasserpumpen sind allerdings nicht auf häufige Starts und Stopps ausgelegt. Sie belasten die Motorenlager der Pumpe und können zu Ausfallungsproblematiken sowie hydraulischen Problemen im Steigstrang führen. Jedes Ab- und Anschalten der Pumpe birgt somit das Risiko von kostenintensiven Pumpenschäden. Durch die Dauerauslastung in gekoppelten Strom- und Wärmeprojekten wie in Unterhaching ergibt sich der Vorteil, dass die Pumpe kontinuierlich mit gleichem Volumenstrom laufen kann.
- ▶ Im Hinblick auf die Dimensionierung der Förderpumpe gilt es, das betriebswirtschaftliche Optimum zu finden zwischen einer Pumpe, die die im Winter nachgefragte Förderrate liefern kann und im Sommer mit möglichst geringer technischer Mindestlast gefahren werden kann.

Um die Nachhaltigkeit des Projekts in Waren (Müritz) zu erhalten, werden folgende Maßnahmen ergriffen:

- ▶ Druckhaltung und Vermeidung von Sauerstoff-Kontakt durch Stickstoff-Begasung von Förder- und Injektionsbohrung sowie derjenigen Anlagenteile, die mit Thermalwasser in Berührung kommen (z.B. Rohrleitungen, Druckbehälter, Armaturen)
- ▶ Einsatz von korrosionsbeständigen Materialien (Titan oder Polypropylen)
- ▶ Einbau und Wechsel von Filtern (z.B. vor der Injektionsbohrung als Schutz vor Ausfällungen im Aquifer)
- ▶ Filterkontrollen (ca. alle 3 Monate, Grobfilter vor Wärmetauscher fungieren als Indikator für Zustand der Bohrung)
- ▶ Regelmäßige Pumpenwechsel: in Waren ist alle 4-5 Jahre ein Pumpenwechsel notwendig, welcher durch langfristige Vorausplanung (ca. 9 Monate) innerhalb von einer Woche umgesetzt werden kann.

Zur Minimierung der Ausfällungs-Problematik werden in Unterhaching unter anderem folgende Maßnahmen ergriffen:

- ▶ Die Thermalwassertemperatur wird im Primärkreislauf nur um ca. 50 % gegenüber der Reservoirtemperatur ausgekühlt (minimale Reinjektionstemperatur: 57 °C), um die bei einer stärkeren Abkühlung ggf. entstehenden und schwer zu beseitigenden Silikatausfällungen zu vermeiden.
- ▶ Monitoring im Betrieb (u.a. Messung der Differenzdrücke an den Wärmetauschern)

- ▶ Karbonatausfällungen werden durch regelmäßige Säuerungen (ein- bis dreimal pro Jahr) entfernt. Hierzu wird z.B. bei Reinigung der Wärmetauscher im laufenden Betrieb eine Linie aus dem Thermalwasserkreislauf abgetrennt. Daraufhin wird das Thermalwasser ausgefahren und so lange Säure eingefahren, bis die Säure nicht mehr reagiert.
- ▶ Auch das komplette Kraftwerk wird auf diese Weise gereinigt. Allerdings wird hierfür die Pumpe abgeschaltet.
- ▶ Zweimal jährliche Säuerung der Thermalwasserpumpen im eingebauten Zustand (mit Betriebsunterbrechung)

In Neustadt-Glewe scheint im Hinblick auf die Ausfällungsthematik vor allem die Mischung von Thermalwässern unterschiedlicher Temperaturniveaus während der kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung problematisch gewesen zu sein. Seit der Stilllegung des Kraftwerks kommt es dort zu deutlich weniger Ablagerungen.

Auf europäischer Ebene gibt es aktuell z.B. unter dem Namen „OpERA“ (Operational Issues of Geothermal Installations) eine Plattform zum Austausch von Informationen und Erkenntnissen zu den Herausforderungen im Betrieb von Geothermieranlagen (Schreiber et al., 2016). Dort spielen auch Korrosion und Scaling (Ausfällungen) eine wichtige Rolle.

Als weitere Lerneffekte wurden von den Projektbetreibern einige übergeordnete Überlegungen angestellt, was bei einer zukünftigen Projektentwicklung vermutlich anders gemacht werden würde als in der Vergangenheit:

- ▶ Würde das Geothermieprojekt Unterhaching heute nochmal geplant, so wäre zu überlegen, eine Doppel-Dublette mit zwei Förderbohrungen umzusetzen, um die Leistungsanforderungen an die Pumpe geringer zu halten.
- ▶ Durch den Verbund mit Grünwald besteht eine geothermische Redundanz, auf die beispielsweise bei Pumpenstillstand zurückgegriffen werden kann. Etwa 80 % der früher notwendigen fossilen Zuheizung wären durch den Wärmeverbund vermeidbar gewesen.
- ▶ Die aggressiven Eigenschaften des Thermalwassers erfordern in der Regel die Verwendung von hochlegierten und damit teuren Edelstählen. Weiterhin ist der Thermalwasserkreislauf anfällig bezüglich auftretender Verkalkungen, was zu Ausfällen von Regelkomponenten im Kreislauf und dadurch aufgrund der vorgenannten Materialauswahl zu hohen Folgekosten und langen Lieferzeiten für Spezialkomponenten führen kann. Wahrscheinlich würde in Unterhaching bei einem neuen Ansatz der Thermalwasserkreislauf zwischen Förderung und Re-Injektion so klein wie möglich und mehrfach redundant gehalten werden und für die Energieübertragung auf die Verstromungsanlage entweder gleich das Fernwärmewasser oder einen geeigneten Zwischenkreislauf gewählt werden. Der Vorteil wäre dann, dass man das Kraftwerk mit nach DIN konditioniertem Heißwasser befahren und damit in einfachem Schwarzstahl bauen könnte. Der Verlust an ca. 2-3 °C gegenüber der originären Fördertemperatur wird durch eine hohe Verfügbarkeit, eine definierte Auslegungsfähigkeit von Wärmetauschern und geringere Folgekosten überkompensiert.

5.1.3.7 Nutzungsszenarien

Auf die Frage nach der Skizzierung des tiefengeothermischen Wärmeprojektes der Zukunft wurden zum Teil gegensätzliche Ansichten geäußert. Einige Marktteilnehmer gehen davon aus, dass die Zukunft in Richtung kombinierte Projekte mit einer Stromerzeugung als additiver Wärmesenke und Gegenspieler zur Wärmeerzeugung weist. Andere Marktteilnehmer erwarten, dass die Zukunft aufgrund der Limitierungen geothermischer Stromprojekte (im Wesentlichen: hohe Massenströme, geringe

Temperaturen, Herausforderungen mit Niedertemperaturturbinen, Wirkungsgradbeschränkungen) eher in reinen Wärmeprojekten liegt.

In jedem Fall sind tiefengeothermische Wärmeprojekte langfristig zu betrachtende Wärmeversorgungsprojekte mit hohen Anfangsinvestitionen, die bei geeigneter Geologie und geeigneter Abnehmerstruktur als dezentrale, örtliche, schadstoffarme Wärmeproduzenten wirtschaftlich betrieben werden können und sicherlich einen wichtigen Platz in der Wärmeversorgung haben werden.

Eine Wärmeversorgung mit Tiefer Geothermie bedarf einer minimalen Größe der Wärmeabnehmerstruktur. In der Vergangenheit wurden geothermische Wärmeprojekte häufig so geplant, dass nach einem Standort mit einer geeigneten Wärmesenke (z.B. Kommunen mit existierendem Fernwärmenetz) gesucht wurde.

Da der Erfolg eines tiefengeothermischen Projektes jedoch maßgeblich von den Verhältnissen im Untergrund abhängig ist, sollte für die möglichst umfassende Nutzung der tiefen Geothermie in Zukunft verstärkt versucht werden, einen aus geologisch-geothermischer Sicht geeigneten Standort zu identifizieren und diesen Standort dann gemeinsam mit einem Investor mit wärmeintensiver Produktion zu entwickeln. Dabei reichen für viele Prozesse bereits erschließbare Temperaturen von deutlich unter 100 °C (z.B. für Trocknungsprozesse). Dieser Gewerbekunde kann dann der Ausgangspunkt für den Anschluss weiterer Bauabschnitte sein („von der Insel zum Netz“). Das Ziel sollte dabei eine möglichst optimale Grundauslastung mit möglichst verschiedenen Abnehmern sein, um Abhängigkeiten zu reduzieren.

Ein großer zukünftiger Markt für die tiefe Geothermie kann auch der Ersatz aus dem Betrieb genomener fossiler KWK-Anlagen sein, die große kommunale Wärmenetze versorgen. Beginnend mit einem Inselnetz kann über mehrere benachbarte Geothermieranlagen eine regionale Wärmebedarfsdeckung erfolgen.

Idealerweise wird ein Geothermieprojekt gemeinsam mit einer Gemeinde umgesetzt. Eine Fernwärmesatzung mit Anschlusszwang hilft für eine hohe Anschlussquote, ist aber nicht zwangsläufig notwendig.

Das geothermische Wunschprojekt der Zukunft weist mehr Redundanz über mehrere Bohrungen vor und nutzt die dadurch entstehenden Skaleneffekte, auch im Hinblick auf die Reduzierung des Fündigkeitsrisikos und die Versicherbarkeit.

5.1.3.8 Politische Handlungsfelder

Neben den genannten technischen und ökonomischen Herausforderungen Tiefer Geothermie (vgl. auch Kapitel 4) können bei neu zu realisierende Vorhaben, insbesondere in Regionen ohne positive Referenzbeispiele in der Umgebung, aktuell verstärkt Akzeptanz-Probleme auftreten. Weiterhin erschweren verschärfte Umweltgesetzgebung und verlängerte Genehmigungszeiträume die Projektentwicklung. Geothermieprojekte kämpfen aktuell mit Rechtsunsicherheit (auch im Hinblick auf die EEG-Vergütung bei kombinierten Strom- und Wärmeprojekten) sowie mit den hohen Kosten für die Versicherung des Fündigkeitsrisikos, sollte das Projekt überhaupt versicherbar sein.

Damit geothermische Wärmeprojekte trotz dieser Hürden weiter umgesetzt werden, ist eine Förderung durch die Politik unabdingbar. Dies betrifft insbesondere ein Wärmegesetz, in dem ein Einspeisevorrang und eine angemessene Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme garantiert werden (vgl. England).

Eine beschleunigte Marktentwicklung benötigt aber ebenso ein klares politisches Signal, dass die Geothermie gewollt ist. Dazu gehören zum einen bundespolitische Entscheidungen, wie z.B. die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren, die Ausnahme von Tiefer Geothermie vom „Anti-Fracking-Gesetz“ oder der UVP-Pflicht.

Ebenso wichtig sind lokalpolitische Akzente, welche insbesondere die Akzeptanz von Geothermievorhaben verbessern.

Auch die Etablierung eines staatlichen Risikoabsicherungsprogramms sowie die bundesweite Förderung von Wärmenetzneubau in geothermischen Vorzugsregionen können bedeutende Marktanreize sein.

Damit die tiefe Geothermie belastbar an vielen Standorten in Deutschland möglich wird, sind außerdem zwingend die petrothermalen Techniken zur Gewinnung der Erdwärme weiter zu entwickeln.

Forschung und Entwicklung sowie Demonstrationsprojekte – z.B. in Regionen, in denen bisher keine Geothermieprojekte umgesetzt wurden – müssen weiter vorangetrieben werden. Hierbei stehen insbesondere branchenspezifischen Themen wie die Reservoirerkundung zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos, die Pumpentechnologie, Ausfällungsprozesse sowie Inhibitoren und Säuerung im Vordergrund.

5.2 Fallstudie zu Solarthermie

Solare Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2

Ein zu Beginn der Projektentwicklung im Jahr 2000 erstelltes Energiekonzept zeigt, dass die solare Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher für das Baugebiet Hirtenwiesen II, welches als ehemaliges Kasernengelände die größte Konversionsfläche Baden-Württembergs darstellt, die wirtschaftlichste Möglichkeit ist, die CO₂-Emissionen gegenüber dem vorgeschriebenen Baustandard um 50 % zu senken.

Nach weiterer Projektentwicklung wurde im Februar 2005 der Ausbau des bestehenden solaren Nahwärmesystems mit Kurzzeit-Wärmespeicher zum größten deutschen Solarsystem mit saisonalem Wärmespeicher begonnen, gefördert vom BMU und vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg.

Mit Vollendung des ersten Bauabschnittes im Mai 2012 werden von der solaren Nahwärme nun rund 260 Wohneinheiten, überwiegend in Einfamilienhäusern, sowie eine Schule und eine Sporthalle mit Wärme versorgt. Damit liegt der erwartete Jahresgesamtwärmebedarf des Nahwärmenetzes inklusive Verteilverlusten bei ca. 4.100 MWh.

Die solare Wärmeversorgung besteht aus ca. 7.500 m² Solarkollektorfläche, zwei Heisswasser-Pufferpeichern mit 100 bzw. 480 m³ Volumen, die als Druckspeicher (2,5 – 3 bar) ohne Wärmeübertrager direkt in das Wärmeerzeugungssystem eingebunden sind, und dem Erdsonden-Wärmespeicher. Da das versorgte Wärmenetz mit einem Druck von ca. 6 - 7 bar betrieben wird, ist dieses vom Wärmeerzeugungssystem durch einen Netzwärmeübertrager getrennt.

5.3 Fallstudie zur Nutzung industrieller Abwärme

Raffinerie-Abwärme in der Fernwärme Karlsruhe

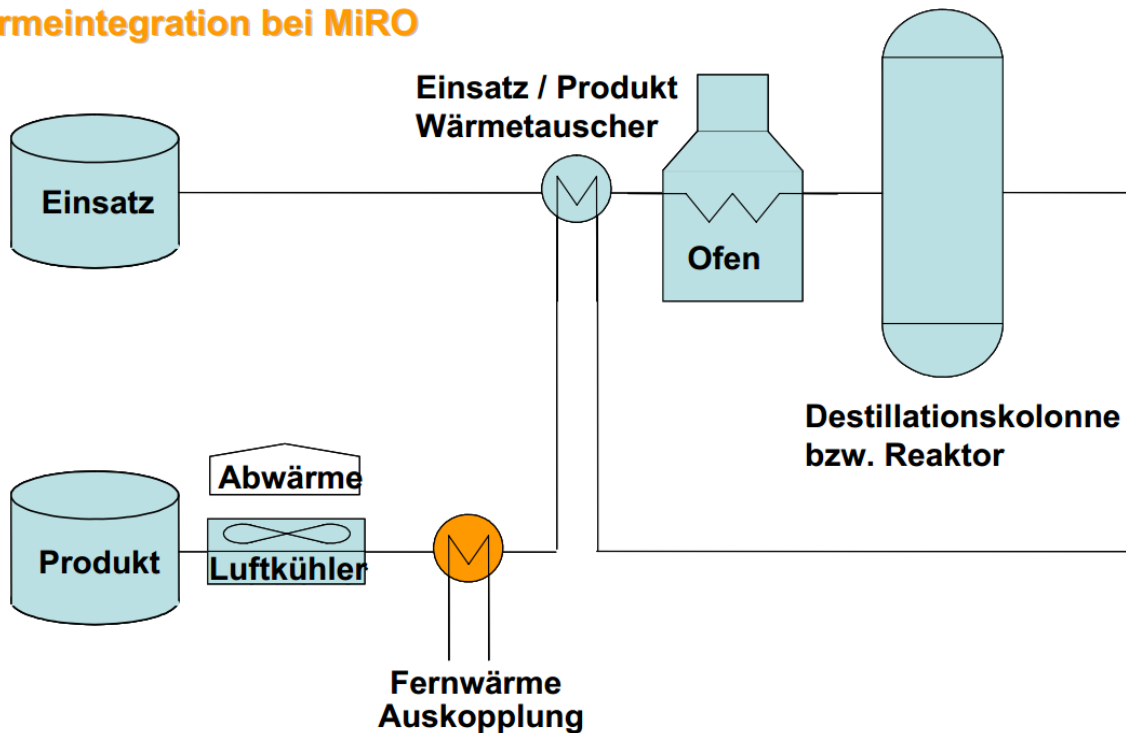
In Karlsruhe werden etwa 23.000 Wohnungen und mehr als 1.000 Gewerbebetriebe durch die Stadtwerke Karlsruhe mit Fernwärme versorgt. (s. Abbildung 88) Das Wärmenetz hat eine Gesamtlänge von etwa 180 km und wird temperaturabhängig gleitend mit Vorlauftemperaturen zwischen 85 °C und 130 °C gefahren. Die Rücklauftemperatur liegt zwischen 55 und 69 °C. Die Jahreshöchstlast liegt bei 272 MW_{th}, die Gesamt-Wärmeleistung bei 750 MW und die Netto-Wärmearbeit bei rund 800 GWh jährlich (Paar et al., 2013).

Die Wärmeerzeugung der Karlsruher Fernwärme basierte vor der Einbindung der Raffinerie-Abwärme zu etwa 65 % aus dem mit Steinkohle befeuerten Rheinhafendampfkraftwerk der EnBW, zu etwa 22 % aus dem Heizkraftwerk West, das mit Erdgas und Heizöl EL betrieben wird, und darüber hinaus Heizwerken zur Spitzenlastabdeckung.

Am Standort Karlsruhe findet sich eine der größten Kraftstoffraffinerien Deutschlands, die Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co KG (MIRO), die ein großes und bislang ungenutztes Abwärmepotenzial aufwies. Im Jahr 2010 wurde Abwärme aus dem Werksteil 2 der MIRO ausgekoppelt und über eine neu errichtete 5 km lange Zubringerleitung an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Karlsruhe angeschlossen. Die Wärmeleistung der Abwärme beträgt 40 MW bei einer Vorlauftemperatur von 120 °C und einer Rücklauftemperatur von 70 °C. Im Jahr 2013 wurden etwa 300 GWh Abwärme geliefert, dies entspricht mehr als einem Drittel des Fernwärmeabsatzes in Karlsruhe. Gleichzeitig wurde die Energieeffizienz der Raffinerie durch die Abwärmenutzung um rund 3 Prozent gesteigert.

Abbildung 88: Schema Abwärmenutzung MIRO Raffinerie

Wärmeintegration bei MiRO



Quelle: MIRO / Stadtwerke Karlsruhe

Aufgrund der sehr positiven Betriebserfahrungen haben die Stadtwerke Karlsruhe und die MIRO eine wesentliche Erweiterung der Abwärmeauskopplung beschlossen. Die derzeit im Bau befindliche zusätzliche Auskopplung von Wärme aus dem Werksteil 1 wird die Wärmeleistung auf ca. 90 MW mehr als verdoppeln. Die Wärmemenge aus Abwärme soll damit von 300 GWh/a auf 520 GWh/a steigen. Dafür wird das Fernwärmenetz der Stadt Karlsruhe deutlich ausgebaut (Stadtwerke Karlsruhe 2015).

Erwähnenswert in diesem Zusammenhang ist auch, dass die Abwärmenutzung zu einem vergleichsweise günstigen Fernwärmepreis beigetragen hat. Nach dem Energiepreisbericht für Baden-Württemberg haben Karlsruhe und Rastatt die günstigsten Preise im Land Baden-Württemberg (Schiffle et al., 2015).

Die sehr guten Erfahrungen aus der Nutzung der Raffinerieabwärme in Karlsruhe legen es nahe, die Situation auch bei anderen Raffinerie-Standorten näher zu betrachten. In Deutschland sind derzeit neben der MIRO zehn weitere Kraftstoffraffinerien in Betrieb, die teils in der Nähe zu großen Fernwärmenetzen liegen (z.B. Köln, Gelsenkirchen, Hamburg). Hier sind allerdings die generellen Zukunftsaussichten der auf Erdöl basierenden Raffineriebranche vor dem Hintergrund des politisch gewünschten Strukturwandels zur Elektromobilität in den Blick zu nehmen.

5.4 Zwischenergebnis

Aus den vorstehend dargestellten Fallstudien zur Tiefengeothermie, großflächigen Solarthermie und industriellen Abwärme werden verschiedene Unterschiede und Gemeinsamkeiten in Bezug auf deren Nutzung deutlich:

- ▶ Allen betrachteten Wärmequellen ist gemeinsam, dass ein Wärmenetz mit einer ausreichend großen Grundlast (sommerlicher Wärmebedarf) vorliegen muss, um kosteneffizient zu arbeiten.

- ▶ Die Einspeisung als Grundlast in ein bestehendes Wärmenetz hat Auswirkungen auf das bisherige Erzeugungsportfolio des Versorgers.
- ▶ Alle Wärmequellen benötigen vergleichsweise hohe Investitionen für den Anlagenbau. Die Betriebskosten sind jedoch in allen Fällen eher gering, so dass sich wettbewerbsfähige Wärmegestehungskosten ergeben können.
- ▶ Die tiefe Geothermie kann über das Jahr gleichbleibende Wärmemengen liefern und ist weitgehend unabhängig vom Energiemarkt. Je nach Standort bestehen jedoch Unsicherheiten bezüglich der Fündigkeit und der erreichbaren Leistung.
- ▶ Die großflächige Solarthermie kann im Wesentlichen nur im Sommerhalbjahr Wärme bereitstellen. Sie ist unabhängig vom Energiemarkt. Bei der Investition bestehen kaum technische Risiken.
- ▶ Die Nutzung industrieller Abwärme ist technisch vielfältig und teilweise anspruchsvoll. Es können sich bei guten Rahmenbedingungen sehr niedrige Wärmekosten ergeben. Die Wärmelieferung ist abhängig vom Fortbestand der Wärmequelle, woraus sich Ausfallrisiken ergeben.

In den folgenden Kapiteln werden die Optionen zur Systemintegration der Wärmeströme in Wärmenetze näher analysiert.

6 Räumliche und technische Systemintegration

Die Systemintegration der theoretisch verfügbaren Potenziale aus Niedertemperaturwärmeströmen in die bestehende Fernwärmeversorgung oder in neue Wärmenetze erfordert je nach Wärmequelle einen unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Aufwand. Dies betrifft ggfls.

- ▶ Überbrückung der Entfernung zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (z.B. durch den Bau von Leitungstrassen oder mobile Transportlösungen)
- ▶ Wärmespeicherung zur Synchronisierung von Dargebot und Wärmenachfrage (siehe auch Kap 7.2)
- ▶ Exergetische Aufwertung der Wärmeströme auf das erforderliche Temperaturniveau im Fernwärmesystem (Wärmepumpen, Kesseltechnologien, etc.)
- ▶ Hydraulische Einbindung der Wärmeströme an einem geeigneten Übergabepunkt des Fernwärmenetzes

Die Integration von Wärmeströmen in ein Fernwärmenetz ist technisch anspruchsvoller als die Einbindung von Strom in ein Stromverteilnetz. Wärme benötigt hierzu einen Träger, meist Wasser, der die Wärme dadurch transportiert, dass er durch Rohrleitungen strömt. Diese Strömung muss durch Pumpen erzeugt werden. Sie kann nur in kleinerem Umfang variiert werden als typischerweise elektrische Ströme im Stromnetz. Zusätzlich ist das Temperaturniveau zu beachten, auf dem die Wärme auf den Wärmeträger zu übertragen ist (Sandrock et al., 2015).

In ein Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von z.B. 80 °C und einer Rücklauftemperatur von 50° C kann keine Wärme auf einem Temperaturniveau von 40 °C eingespeist werden, da entsprechend einem der Hauptsätze der Thermodynamik „Wärme immer nur vom wärmeren auf ein kälteres Medium übertragen werden kann“. Wärme benötigt also eine sogenannte „treibende Temperaturdifferenz“ für ihre Übertragung.

Diese im Vergleich zum Stromnetz zusätzliche Dimension der Temperaturabhängigkeit der Energieübertragung in ein Wärmenetz führt zur Notwendigkeit, wesentlich komplexere Gesamtsysteme betrachten zu müssen, um Integrationsoptionen von Wärme in Wärmenetze bewerten zu können.

So sollte z.B. die Einbindung von Wärmeströmen in Wärmenetze derart erfolgen, dass die Gesamteffizienz des Wärmesystems nicht verringert wird und die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt. Wird hierbei in der Energiezentrale eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) betrieben, muss z.B. auch untersucht werden, ob nicht die in das Wärmenetz eingebundene Wärme die Effizienz der KWK-Anlage reduziert und sich damit auch auf die Stromversorgung auswirkt.

In diesem Kapitel werden die grundsätzlich zur Verfügung stehenden Optionen für die Integration von Niedertemperaturwärmeströmen in bestehende oder neu zu errichtende Wärmenetze betrachtet. Hierbei steht eine Vielzahl technischer Möglichkeiten zur Verfügung, die auf die örtlichen Gegebenheiten hin optimiert werden können. Als Sonderfall wird auch die sogenannte „kalte Nahwärme“ berücksichtigt.

6.1 Wärmetransport

Das Dargebot an Niedertemperaturwärmeströmen kann nur dann nutzbar gemacht werden, wenn Wärmequelle und Abnahmeinfrastruktur eine angemessene räumliche Nähe aufweisen.

Die Angemessenheit der räumlichen Nähe ist primär durch die Wirtschaftlichkeit des technischen Aufwandes zum Transport der Wärme von der Wärmequelle zur Abnahmeinfrastruktur bestimmt. Diese hängt von mehreren Faktoren ab und ist in wesentlichem Maße von den Projekttrandbedingungen abhängig, so dass keine allgemeinen Richtwerte angegeben werden können.

Grundsätzlich gilt, dass die Wirtschaftlichkeit des Wärmetransports zwischen Wärmequelle und Abnahmeinfrastruktur umso besser wird, je mehr nutzbare Wärme transportiert werden kann. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass die zu überbrückende Distanz zwischen Wärmequelle und Abnahmeinfrastruktur umso größer sein kann, je mehr nutzbare Wärme zu transportieren ist. Die für die Wirtschaftlichkeit wesentlichen Einflußfaktoren sind:

1. Notwendiger Durchmesser der Wärmetransportrohre
2. Zu überwindendes Gelände (hier sind insbesondere statische Höhendifferenzen zu beachten)
3. Eignung des Untergrundes zur Verlegung von Wärmetransportleitungen
4. Zu überwindende Infrastruktur, insbesondere die mit Zuständigkeiten außerhalb des lokalen Kontextes wie Bundesautobahnen, Bahnlinien etc.
5. Zu überwindende Infrastruktur, die im Eigentum Vieler ist wie z.B. Kleingartenanlagen

Um die Niedertemperaturwärme in einem Fernwärmesystem nutzen zu können, sind teilweise größere Entfernungen zwischen dem Ort der Wärmequelle und der Einspeisung in das Fernwärmenetz zu überbrücken.

Somit werden für die Anbindung der Wärmequellen an bestehende Wärmenetze in der Regel Wärmetransportleitungen errichtet werden müssen. Wärmeferntransport von einer Erzeugungsanlage zum Fernwärmenetz wird in Deutschland bereits heute über Entfernungen bis zu etwa 25 km durchgeführt (Schmitt et al., 2014).

Die Neuverlegung von Wärmetrassen über die Distanz von mehr als 10 Kilometern ist ökonomisch darstellbar, wenn die Wärmequelle über eine große thermische Leistung verfügt, die Wärmegestehungskosten sehr niedrig sind und das Wärmenetz über einen langen Zeitraum refinanziert werden kann.

Neben der eigentlichen räumlichen Distanz zwischen Niedertemperatur-Wärmequelle und Wärmenetz ist es entscheidend, wo im Wärmenetz die Niedertemperaturwärme eingebunden werden kann. Geeignete Stellen weisen einen Rohrdurchmesser und eine Mindesttransportleistung im Wärmenetz auf, die den Abtransport der eingebundenen Wärme ermöglichen. Zwar kann eine bestehende, zu kleine Fernwärmerohrleitung ausgetauscht werden, jedoch muss dann auch die veränderte Netzhydraulik vom Betreiber beherrscht werden können. Zudem muss es an der Einbindestelle möglich sein, eine Technikzentrale zu errichten, die alle für die Einbindung notwendigen technischen Einrichtungen enthält.

In Einzelfällen kann auch eine Anbindung an Wärmenetzinfrastrukturen sinnvoll sein, die nicht auf der Verlegung neuer Rohrleitungstrassen basiert. Verschiedene Ansätze zum Straßentransport mobiler Energiespeicher wurden bereits in Modellvorhaben umgesetzt. Beispielhaft kann hier das Pilotprojekt der Abfallwirtschaftsgesellschaft Neckar-Odenwaldkreis genannt werden (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg 2014).

Die ökonomischen Rahmenbedingungen setzen dieser Technologie jedoch enge Grenzen. Als Dauermenwert kann davon ausgegangen werden, dass bei Transportdistanzen über ca. 30 km keine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann (Quelle: A. Hauer, ZAE Bayern, persönliche Auskunft).

6.2 Exergetische Aufwertung

Das Temperaturniveau von Niedertemperaturwärmeströmen ist in vielen Fällen zu gering für eine direkte Nutzung in bestehenden Fernwärmesystemen. Übliche Fernheizsysteme der 2. und 3. Generation weisen Vorlauftemperaturen von 90-135 °C auf, doch es sind auch niedrigere Temperaturen von 75-90 °C zu finden. Dabei wird meist die Vorlauftemperatur gleitend der Wärmelast oder der Außentemperatur angepasst, sodass im Sommerhalbjahr geringere Netztemperaturen vorherrschen. Die Rücklauftemperatur liegt in Deutschland in der Regel zwischen 40 und maximal 80 °C.

Es sollte zunächst überprüft werden, ob:

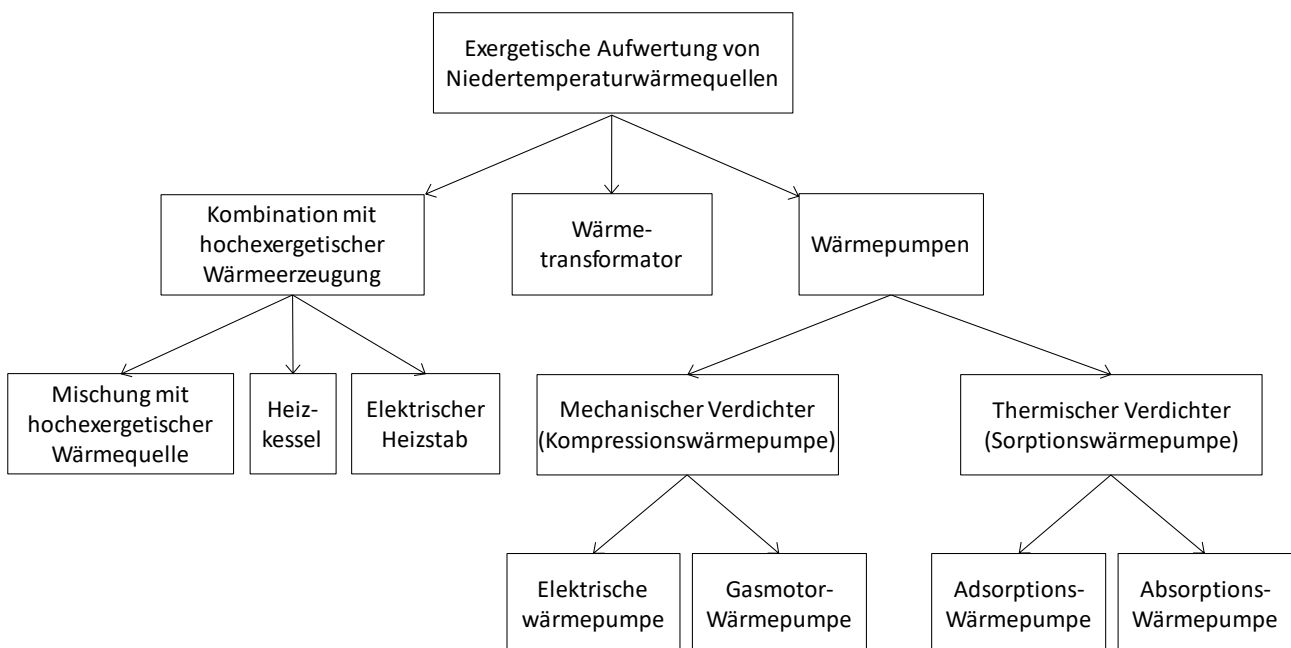
- ▶ durch eine geeignete hydraulische Einbindung der Wärme (s. Abschnitt 6.3),
- ▶ durch eine Optimierung der Abnahmesysteme auf Verbraucherebene (s. Abschnitt 6.4)
- ▶ und/oder durch eine exergetische Optimierung neuer bzw. die exergetische Neustrukturierung bestehender Netze (s. Abschnitt 7.1.3)

das netz- und verbraucherseitig erforderliche Temperaturniveau so abgesenkt werden kann, dass auf eine exergetische Aufwertung ganz oder zumindest teilweise verzichtet werden kann.

Sofern das netz- und verbraucherseitig erforderliche Temperaturniveau nicht entsprechend abgesenkt werden kann, müssen die NTWS exergetisch aufgewertet werden.

Die hierfür in Frage kommenden Möglichkeiten sind in Abbildung 89 dargestellt.

Abbildung 89: Übersicht zu exergetischen Aufwertungsoptionen für Niedertemperaturwärmequellen



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Die exergetische Aufwertung wurde in Kapitel 3.4 an Hand verschiedener Beispiele der Tiefengeothermie sowie für verschiedene Wärmenetztemperaturen untersucht. Hierbei wurden Gasmotorwärmepumpen, gasbefeuerte Sorptionswärmepumpen, elektrische Wärmepumpen und Wärmetransformatoren betrachtet.

Es zeigte sich, dass die Gasmotorwärmepumpe sowohl hinsichtlich CO₂-Emissionen als auch der exergetischen Ausnutzung unter den getroffenen Berechnungsannahmen in den meisten Fällen am besten abschneidet. Allerdings weisen Gasmotorwärmepumpen auf Grund des darin verbauten Verbrennungsmotors hohe Investitions- und Wartungskosten auf (siehe auch Fallstudie Waren Müritz). Vermutlich ist dies der Grund, warum in bestehenden tiefen Geothermieranlagen vorwiegend Absorptionswärmepumpen oder Elektrowärmepumpen zum Einsatz kommen.

Auch die im Fernwärmesektor (bisher nicht zur geothermischen Nutzung eingesetzten Wärmepumpen mit großem Leistungsbereich) werden entweder durch elektrischen Strom oder durch thermische Energie (z.B. Brennstoffe, Hochtemperatur-Abwärme) angetrieben. Durch den Einsatz von Hochtemperatur-Abwärme zum Antrieb einer Sorptionswärmepumpe könnte die CO₂-Bilanz und die exergetische Ausnutzung gegenüber der gasbetriebenen Sorptionswärmepumpe weiter verbessert werden. Sofern Abwärme auf ausreichend hohem Antriebstemperaturniveau (150 – 200 °C) zur Verfügung steht, stellt die Verwendung einer mit dieser Abwärme angetriebenen Sorptionswärmepumpe eine sehr vorteilhafte exergetische Aufwertung dar.

Der Einsatz von Wärmepumpen ist nicht nur durch die Antriebsenergie beschränkt, sondern durch den thermodynamischen Prozess. Hierbei können nicht beliebige Temperaturniveaus von Wärmequelle und Wärmesenke kombiniert werden. Bei Niedertemperaturwärmequellen ist die maximal erreichbare Temperatur auf der Kondensatorseite der Wärmepumpe (Wärmesenke) limitiert und abhängig von der Höhe und Varianz der Quellentemperatur sowie der notwendigen Regelbarkeit der Wärmepumpe etc. Eine Erschließung von Niedertemperaturwärmequellen im Bereich von 10 °C zur Einbindung in den Vorlauf bestehender Primär- oder Sekundärnetze ist in vielen Fällen technisch kaum realisierbar und in der Regel wirtschaftlich nicht darstellbar.

Der Einsatz von Wärmetransformatoren erscheint grundsätzlich sinnvoll, wenn Energie im Überschuss zur Verfügung steht, jedoch auf einem zu geringen Temperaturniveau. In diesem Fall können Wärmetransformatoren aus exergetischer Sicht und hinsichtlich der CO₂-Emissionen eine vorteilhafte Aufwertungsoption sein.

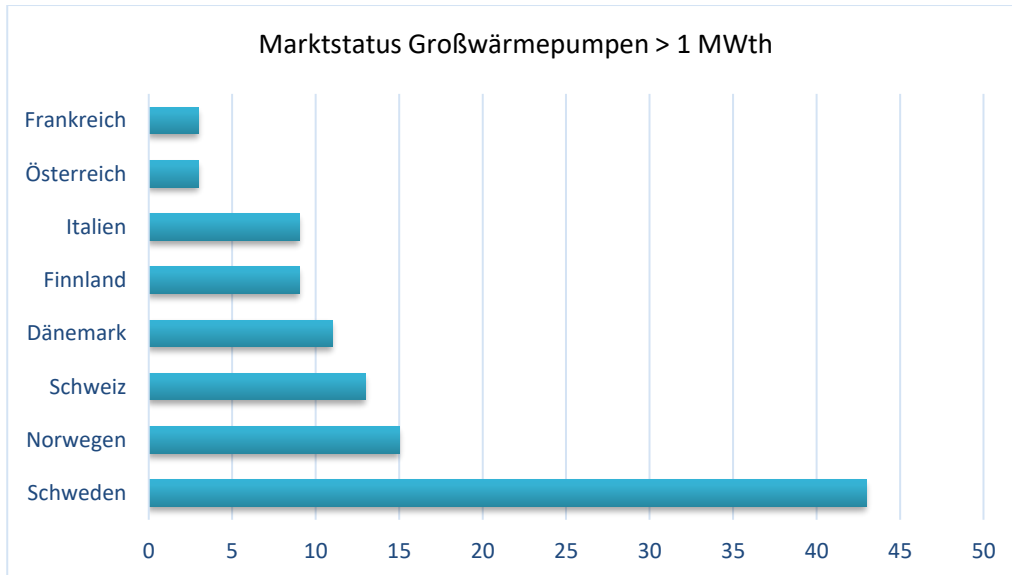
Neben der vorteilhaften Aufwertung durch Wärmepumpen kann eine exergetische Aufwertung auch durch eine Kombination der Niedertemperaturwärmequelle mit einer hochexergetischen Wärmezeugung (z.B. konventionelle Kesseltechnologien, elektrischer Heizstab, Abwärme) erfolgen. Auch Kombinationen aus beiden Technologien kommen zum Einsatz, wenn der geforderte Temperaturhub durch die Wärmepumpe nicht geleistet werden kann. Die Nacherwärmung kann dabei zentral oder dezentral erfolgen.

Die exergetische Aufwertung durch eine Kombination mit Hochexergiewärmequellen wurde in Abschnitt 3.4 nicht betrachtet. Stattdessen kann diese Kombination zur Bewertung gedanklich anteilig in die beiden kombinierten Einzelsysteme aufgeteilt werden.

Damit wird offensichtlich, dass konventionelle Kesseltechnologien oder Elektroheizstäbe zur exergetischen Aufwertung hinsichtlich der Exergieausnutzung und CO₂-Emissionen nachteilige Technologien sind. Industrieabwärme und mit Einschränkungen auch Abwärme aus KWK-Anlagen sind hingegen als positiv zu bewerten.

Es wird darauf hingewiesen, dass in Europa durchaus bereits ein Markt für Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von je mehr als 1 MW existiert, insbesondere im skandinavischen Bereich. Derzeit sind mehr als 100 solcher Anlagen in verschiedenen europäischen Ländern in Betrieb.

Abbildung 90: Anzahl realisierter Großwärmepumpen mit thermischen Leistungen $> 1 \text{ MW}_{\text{th}}$ und Einbindung in Fernwärmesysteme



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut, Daten: David (2016)

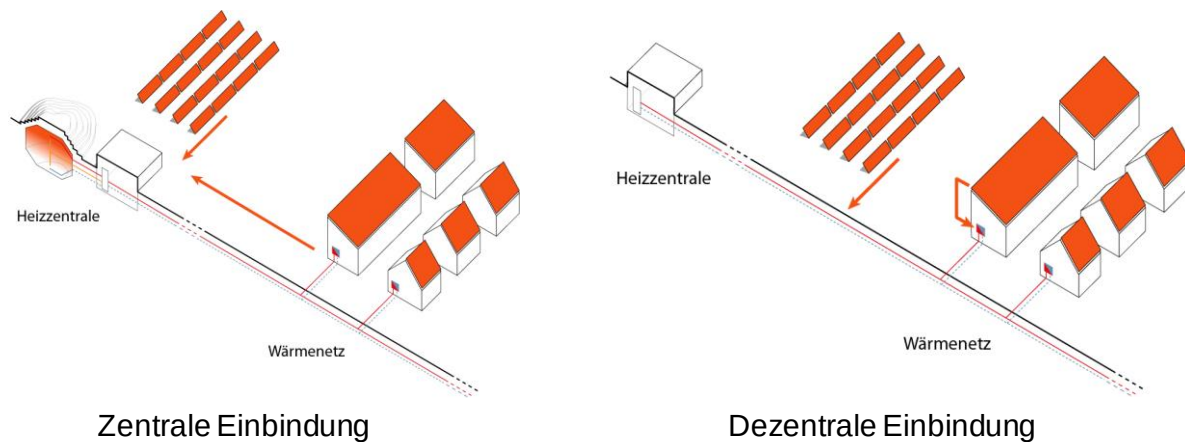
Durch den hohen Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen (Stromsteuer, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Umlage nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftungsumlage § 17 EnWG, Konzessionsabgabe) ist in Deutschland der Strombezug für Letztverbraucher selbst bei sehr niedrigen Börsenstrompreisen noch so teuer, dass die Rentabilität für den Anlagenbetrieb kaum gegeben ist. Daher besteht hier bei den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen für diese Aggregate in Deutschland noch kein geeignetes Marktumfeld (siehe auch Kap. 10.1.9).

6.3 Hydraulische Einbindung der Wärme

Die Einbindung von Wärme in Wärmenetze kann grundsätzlich zentral oder dezentral erfolgen.

Mit „zentraler Einbindung“ wird die technische Lösung bezeichnet, unterschiedliche Wärmeerzeuger oder auch Wärmespeicher in der Heizzentrale als Ort der Energieerzeugung einzubinden. Im Gesamtsystem einer netzbasierten Wärmeversorgung bedeutet dies, dass eine zentral eingebundene Wärme damit auf der Erzeugerseite Wärme in das Gesamtsystem liefert. Wird Wärme in die eigentliche Verteilung, meist sind dies erdverlegte Rohrleitungen, oder sogar in die Wärmeübergabestation beim jeweiligen Kunden eingebunden, wird dies als „dezentrale Einbindung“ bezeichnet. Abbildung 91 zeigt einen schematischen Vergleich.

Abbildung 91: Schematischer Vergleich von zentraler und dezentraler Einbindung von Wärmequellen in Wärmenetze am Beispiel der Solarthermie

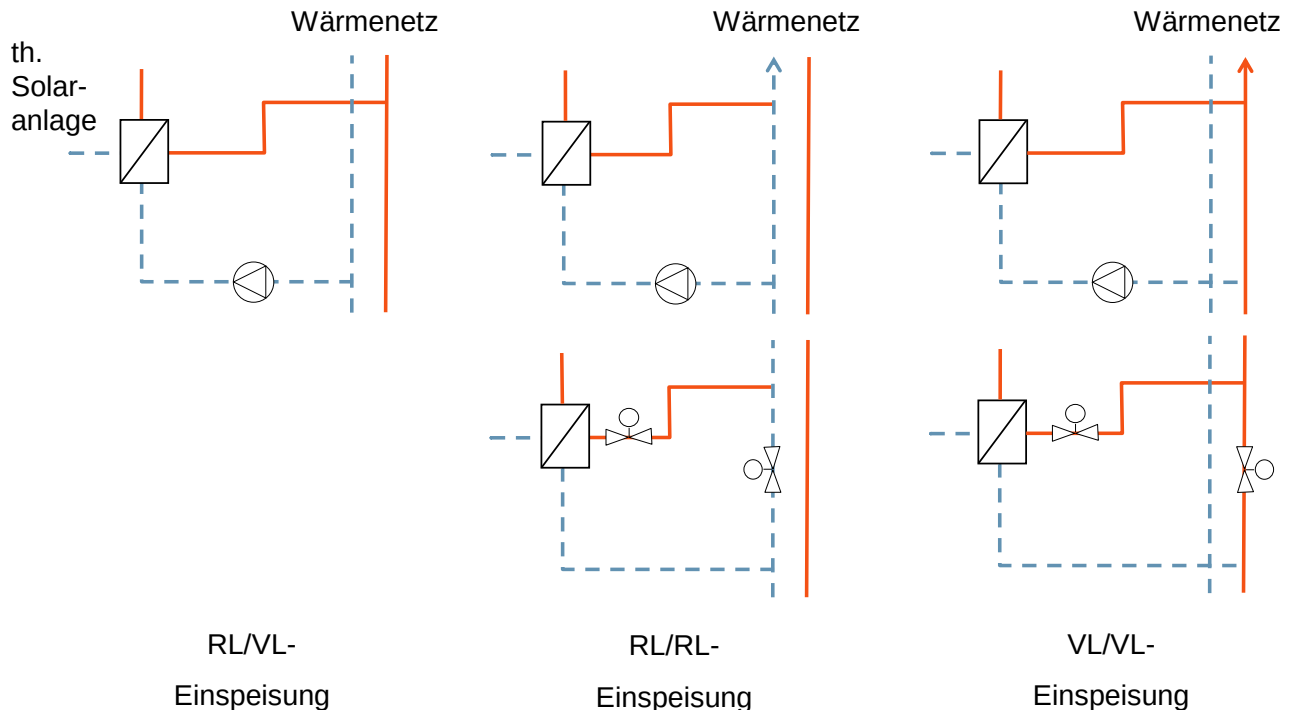


Quelle: Mangold (2014)

6.3.1 Dezentrale Einbindung

„Für die dezentrale Einbindung in Wärmenetze sind drei prinzipielle Varianten möglich. Diese sind nachfolgend mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen aufgeführt. Die daraus resultierende Akzeptanz bezüglich der jeweiligen Einbindevariante aus Sicht der Wärmelieferanten und Netzbetreiber fasst Tabelle 33 zusammen, eine schematische Darstellung der Varianten zeigt Abbildung 92. Kombinationen der aufgeführten prinzipiellen Varianten in einer Einspeisestation sind möglich.“ (Schäfer et al., 2015).

Abbildung 92: Schematische Darstellung der drei möglichen dezentralen Einbindevarianten in Wärmenetze mit Pumpe (obere Reihe) oder regelbarem Strömungswiderstand (untere Reihe)



Quelle: Schäfer et al. (2015)

Im Folgenden werden die Einbindevarianten näher erläutert:

6.3.1.1 Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf - RL/VL

„Bei dieser Einbindevariante wird dem Wärmenetz aus dem Rücklauf Wärmeträgermedium entnommen, erwärmt und in den Vorlauf eingespeist. Die aufzuprägende Temperaturdifferenz ist vom Betriebszustand des Wärmenetzes sowie den Vorgaben des Betreibers abhängig und demnach Veränderungen unterworfen. Der in der Einspeisestation geförderte Massenstrom ist zu variieren und entsprechend dem Wärmeleistungseintrag sowie der notwendigen Temperaturdifferenz anzupassen. Die zu überwindende Druckdifferenz an der Einspeisestelle ist für diese Einbindevariante am größten und kann abhängig vom Wärmenetz sowie der Position im Wärmenetz durchaus mehrere Bar betragen. Es resultiert ein dementsprechender elektrischer Energieaufwand für die Pumpe.

Von Seiten der Wärmenetzbetreiber wird diese Einbindevariante präferiert. Zum einen ist die Beeinträchtigung der Temperaturniveaus im Wärmenetz am geringsten. Die Rücklauftemperatur bleibt unbeeinflusst und die eingespeiste Wärme wird auf einem direkt nutzbaren Niveau bereitgestellt. Zum anderen wird ein Teil der im Wärmenetz notwendigen elektrischen Pumpenenergie vom Betreiber der dezentralen Einspeisestation aufgebracht und finanziell getragen.“ (Schäfer et al., 2015).

6.3.1.2 Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Rücklauf - RL/RL

Hier „wird dem Rücklauf des Wärmenetzes Wärmeträgermedium entzogen und diesem nach einer Erwärmung zurückgeführt. Die Grenzen der Temperaturerhöhung werden meist vom Netzbetreiber vorgeschrieben (in der Regel 5 K - 15 K). Die große Dynamik des Wärmeleistungseintrags z.B. bei So-

larthermie erfordert in der Regel erneut eine Variation des Massenstroms im Einspeisekreis entsprechend der festgelegten Temperaturdifferenz. Die zu überwindende Druckdifferenz an der Einspeisestelle ist gering. Die Regelung des entnommenen Massenstroms kann wahlweise über eine Pumpe oder einen zusätzlichen regelbaren Strömungswiderstand in der Rücklaufleitung des Wärmenetzes erfolgen. Zur korrekten Positionierung der Pumpe im Anschlussstrang ist die Information der Strömungsrichtung des Wärmeträgermediums im Wärmenetz erforderlich.

Für den Netzbetreiber ist die Vermeidung zusätzlicher Strömungswiderstände in der Fernwärmeleitung vorteilhaft, da andernfalls der elektrische Energiebedarf der zentralen Netzpumpe ansteigt. Dagegen sind für eine Lösung der Entnahme mit Pumpe Einspeisestellen mit veränderlicher Strömungsrichtung des Wärmeträgermediums nicht geeignet. Die bei dieser Einspeisevariante resultierende Zunahme der Wärmeverluste des mit eingespeister Wärme durchströmten Rohrabchnittes aufgrund der ansteigenden Temperatur im Rücklauf nach der Einspeisestelle ist unerwünscht, jedoch bei Einspeisungen in näherer Umgebung zur zentralen Wärmezeugungseinheit akzeptiert.“ (Schäfer et al., 2015).

6.3.1.3 Entnahme aus dem Vorlauf und Einspeisung in den Vorlauf - VL/VL

„Anstelle des Rücklaufs wird in dieser Einspeisevariante dem Vorlauf Wärmeträgermedium entzogen, weiter erwärmt und erneut in den Vorlauf eingespeist. Wie im Fall der RL/RL-Einspeisung wird die zulässige Temperaturanhebung vom Netzbetreiber vorgeschrieben und es kommt zu einer Zunahme der Wärmeverluste im durchströmten Leitungsstrang aufgrund des gestiegenen Temperaturniveaus nach der Einspeisestelle. Die Regelung des zu variierenden Massenstroms kann ebenfalls gleich der RL/RL-Einspeisung über eine Pumpe (Information der Strömungsrichtung erforderlich) oder einen regelbaren Strömungswiderstand in der Wärmenetzleitung erfolgen.

Die resultierenden ansteigenden Wärmeverluste des Vorlaufstrangs sind von Seiten der Netzbetreiber unerwünscht, dennoch kann die Bereitstellung von Wärme auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau vorteilhaft sein.“ (Schäfer et al., 2015).

Das hohe mittlere Temperaturniveau wirkt sich ggf. negativ auf die Wärmeeinspeiser aus.

6.3.2 Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme auf die zentralen Erzeuger und das Wärmenetz

Das im Jahr 2015 abgeschlossene Verbundforschungsvorhaben „Dezentral“ – *Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie* (Rühling et al., 2015). Schäfer et al. (2015) untersuchten unter anderem die Rückwirkung einer dezentralen Einspeisung auf den zentralen Wärmeerzeuger: Wenn die dezentrale Einspeisung auch in den Schwachlastzeiten des Wärmenetzes erfolgt, ist der netzbedingte Massenstrom relativ klein.

Durch die Aufprägung eines zusätzlichen Massenstroms durch den dezentralen Einspeiser ist es insbesondere in diesen Schwachlastzeiten möglich, dass sich die Strömungsrichtung im Wärmenetz umkehrt und die dezentral eingespeiste Wärme sogar die Heizzentrale erreicht und dann, falls technisch möglich, den zentralen Wärmeerzeuger überströmen möchte. Dieser Betriebszustand ist vom Betreiber der Heizzentrale unerwünscht und kann zu technischen Problemen in der zentralen Wärmezeugung, zu Betriebsproblemen im Wärmenetz und zu Versorgungslücken der Kunden führen.

Aus diesem Grund ist eine (umfangreiche) dezentrale Einspeisung von Wärme in Wärmenetze vorab netzspezifisch technisch zu prüfen. Im Folgevorhaben „Delfin“ - *Prognose der Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien und anderen Wärmeerzeugern in Fernwärmenetze* (Hay et al., 2017) sollen allgemeinere Richtwerte für diese Fragestellung erarbeitet werden.

Die Auswirkungen dezentraler Einspeisung von Wärme in das Wärmenetz sind ebenso grundlegend zu beachten: Wie schon erläutert, ist nicht nur zu beachten, welche Wärmemengen dezentral eingespeist werden sollen, sondern auch welcher Massenstrom hierbei aufgeprägt wird (siehe vorhergehender Abschnitt) und auf welcher Temperatur die einzuspeisende Wärme zur Verfügung gestellt wird! Die im Boden verlegten Fernwärmerohre sind abhängig von ihren Betriebstemperaturen thermischen Längenänderungen unterworfen, die aufgrund der in Wärmenetzen oft beträchtlichen Rohrleitungslängen und notwendigen Abzweigungen zu statischen Belastungen der Rohre und der Verbindungen führen, die genau vorausberechnet werden müssen. Diese statische Auslegung des Wärmenetzes führt zum Einbau von Dehnungsbögen, Festlagern etc., um eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten für das eigentliche Rohrnetz zu ermöglichen. Würde nun durch die dezentrale Einspeisung von Wärme in die Rohrleitungen des Fernwärmenetzes dessen Betriebstemperatur verändert, werden die Rohrleitungen zwangsweise thermisch beansprucht.

Diese thermische Beanspruchung kann die Lebensdauer der Rohrleitungen reduzieren. Dieser Aspekt ist insbesondere bei Bestandsnetzen grundlegend zu beachten, da die Rohrmaterialien, Bauweisen und statischen Auslegungen solcher Bestandsnetze Jahrzehnte-alt sein können und damit nicht für durch etwaige dezentrale Wärmeeinspeisungen entstehende statische Zusatzbelastungen der Rohrleitungen ausgelegt sind.

Maximaltemperaturen, für die das Netz ausgelegt wurde, dürfen von vornherein nicht überschritten werden. Eine rasche Ermüdung der Systeme tritt durch häufige Temperaturänderungen in Abhängigkeit ihrer Höhe und damit verbundenen Lastwechseln auf. Je öfter eine große Temperaturänderung eintritt, desto schneller können Leitungen ihre Festigkeit verlieren. Dies kann auch zu Anforderungen an eine Mindesttemperatur in den Rohrleitungen führen.

Für neue Leitungen lässt sich der Umstand häufiger Lastwechsel mit Hilfe der Systemwahl und -auslegung berücksichtigen, so dass sie übliche Lebensdauern erreichen können. Stark in der Temperatur variierende große Einspeiser sollte man ohnehin möglichst zentral einbinden, um stets für einen Temperatenausgleich sorgen zu können. Das bis Ende 2018 laufende Verbundforschungsvorhaben „Delfin“ (Hay et al., 2017) soll auch hierzu praxisrelevante Hinweise erarbeiten.

Mit aktuellem Wissen ergibt sich aus beiden vorgenannten Punkten die Anforderung, dass eine dezentrale Einspeisung von Wärme die Temperatur im Wärmenetz nicht verändern darf. Dies ist insbesondere für stark fluktuierende Wärmequellen, wie z.B. die Solarthermie nur durch entsprechende Einspeisetechniken und Regelprinzipien möglich.

Erste Pilotvorhaben (wie z.B. BINE 2015a) entwickeln und testen hierfür geeignete Einbindestationen. Eine grundlegende Bewertung der Varianten zur dezentralen Einbindung von Wärme in Wärmenetze zeigt Tabelle 33.

Tabelle 33: Akzeptanz für die jeweilige Einspeisevariante aus Sicht der Betreiber von Wärmenetz und Niedertemperaturwärmequelle

Einspeisevariante	RL/ VL	RL/ RL	VL/ VL
Netzbetreiber	+	o	o
Betreiber der Niedertemperatur-Wärmequelle	o	+	o

Quelle: Schäfer et al., 2015;

Legende: +: akzeptiert mit geringen Vorbehalten o: akzeptiert mit größeren Vorbehalten

6.3.3 Zentrale Einbindung

Im Gegensatz zur dezentralen Einbindung von Wärme in Wärmenetze erfolgt die zentrale Einbindung am für Wärmenetze „gewohnten“ Ort der Energieerzeugung. Ist hierbei die eigentliche Wärmeerzeugung der Niedertemperatur-Wärmequelle vom Ort der zentralen Energieerzeugung entfernt, muss diese Wärme in gesonderten Rohrleitungen zur zentralen Energieerzeugung geleitet werden, siehe Abbildung 91.

Dies führt zu folgenden Vorteilen:

- ▶ Dynamische Schwankungen der Wärmequellen etc. können zentral durch den Betreiber der Energieerzeugung beherrscht und mit den anderen vorhandenen Energieerzeugern abgestimmt werden. Eine Beeinflussung der Wärmeversorgung kann vermieden werden.
- ▶ Unabhängig von variierenden Temperaturen der zentral eingebundenen Niedertemperatur-Wärmequellen können bei in der Zentrale hierzu angepassten Techniken die Betriebstemperaturen der Fernwärmenetze konstant gehalten werden. Dies verhindert negative Einflüsse auf die statische Lebensdauer der Rohrleitungen des Wärmenetzes.

Bei einer zentralen Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen ist diese system- und projektspezifisch an die vor Ort vorhandene Anlage anzupassen. Zentrale Energieerzeugungen von Wärmenetzen sind keine Serienprodukte, wie z.B. Wärmeerzeuger für Wohngebäude, sondern projektspezifisch geplante, oft historisch gewachsene Anlagen, die zudem den Planungs- und Betriebswünschen des jeweiligen Investors entsprechen. Daher können hier keine allgemeingültigen Details gegeben werden.

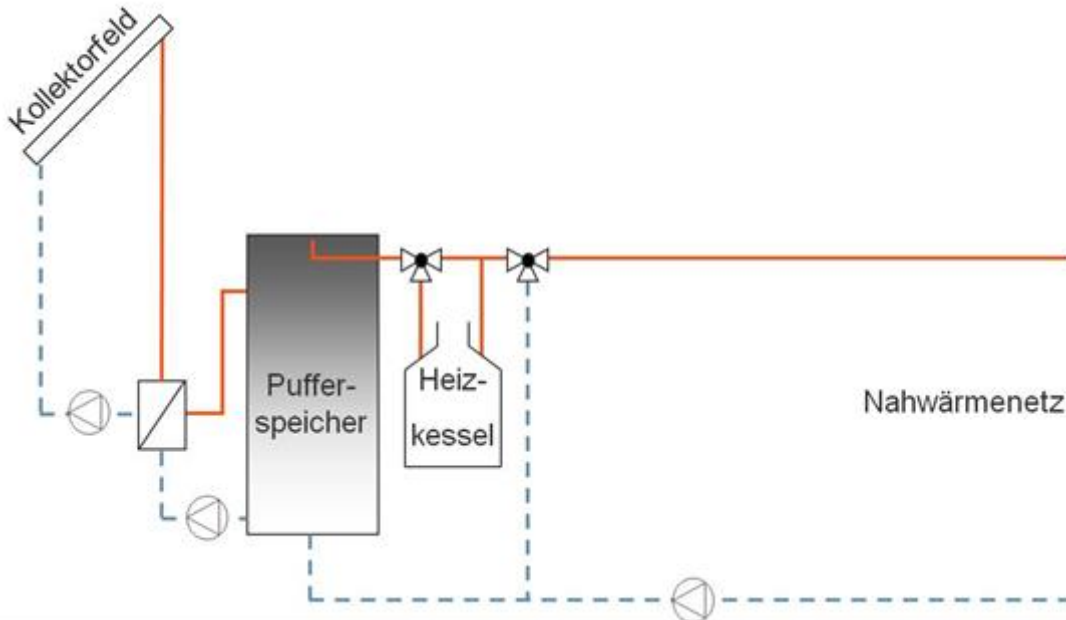
Im Rahmen der begleiteten Pilotvorhaben zur Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze der Forschungsprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus konnten allgemeine Hydraulikkonzepte erarbeitet werden, die im Folgenden kurz vorgestellt und erläutert werden (DGS 2012). Die erwähnten Forschungsprogramme ermöglichten eine grundlegende Erarbeitung und Evaluierung der Randbedingungen zur Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze am Beispiel der Solarthermie. Deshalb wird dieses hier ebenso gewählt. Die Einbindungsmöglichkeiten der weiteren Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze sind noch nicht in vergleichbarem Umfang wissenschaftlich evaluiert.

Die von der Niedertemperatur-Wärmequelle gelieferte Wärme wird in einem Pufferspeicher gespeichert. Der Pufferspeicher ist insbesondere bei Solarthermie als Niedertemperatur-Wärmequelle meist notwendig, da die Wärme stark fluktuierend zur Verfügung gestellt wird. Aus dem Pufferspeicher wird die Wärme an das Wärmenetz geliefert.

Reicht die vom Speicher entnommene Temperatur nicht aus, wird über einen Kessel nachgeheizt, der z.B. seriell zum Speicher an das Wärmenetz angeschlossen ist. Sind im Fernwärmenetz nur wenige Hausübergabestationen mit großen Wärmelasten vorhanden, führt dies zu hohen Leistungsschwankungen im Fernwärmenetz, die über die Regelung des Heizkessels nur unzureichend ausgeglichen werden können, auch wenn dieser über eine hydraulische Weiche in das Fernwärmenetz eingebunden ist.

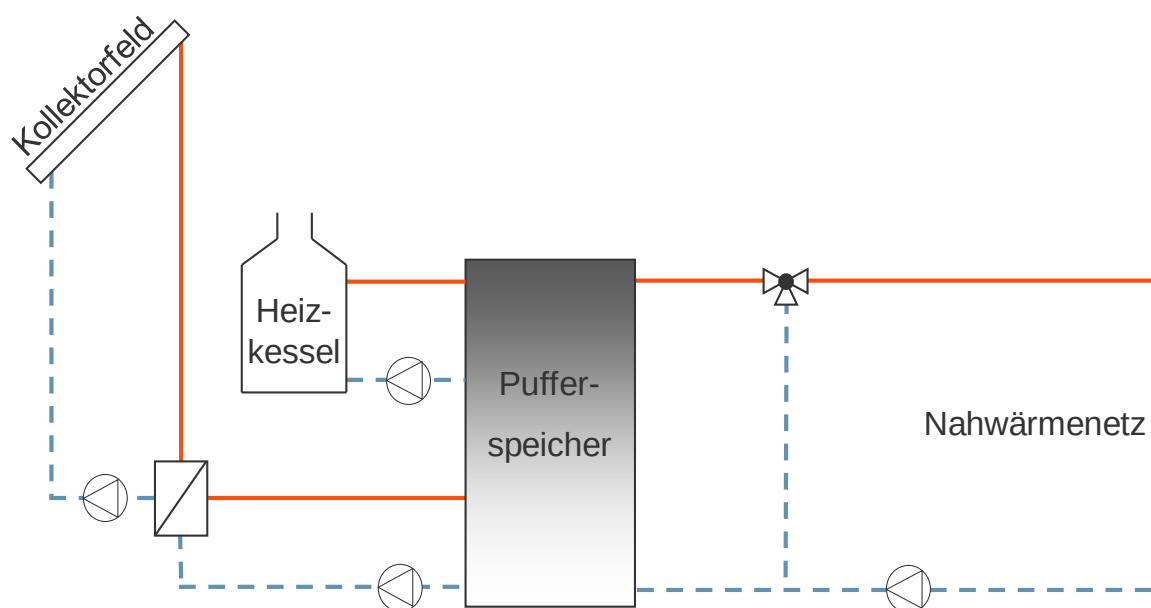
Die Folge ist eine stark, bis über 10 Kelvin (K) schwankende Netzvorlauftemperatur. In diesem Fall wäre eine parallele Einbindung des Heizkessels besser, da die Leistungsschwankungen im Fernwärmenetz durch den Pufferspeicher ausgeglichen werden können. Sind im Fernwärmenetz viele Hausübergabestationen mit kleiner Anschlussleistung installiert, sind bei dementsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktoren die Leistungsschwankungen in der Heizzentrale so moderat, dass ein seriell eingekoppelter Heizkessel diese meist abbilden kann.

Abbildung 93: Wärmeerzeugung für ein Wärmenetz mit Solarthermie als Beispiel einer Niedertemperatur-Wärmequelle und serieller Einbindung des Heizkessels nach dem Pufferspeicher



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Abbildung 94: Wärmeerzeugung für ein Wärmenetz mit Solarthermie als Beispiel einer Niedertemperatur-Wärmequelle und paralleler Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Wird nur ein Heizkessel verwendet, kann die serielle Einbindung des Heizkessels zum Takten des Kessels führen, wenn die vom Pufferspeicher entnommene Temperatur nur wenige Grad unter dem Sollwert der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes liegt. Dann ist die zur Erwärmung notwendige Wärmeleistung kleiner als die kleinste mögliche Wärmeleistung des Kessels. Wenn zusätzlich ein Heizkessel mit kleinerer Leistung installiert wird, kann das Takten der Kesselanlage stark reduziert werden (Schmidt und Mangold 2003).

Bei einer parallelen Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher kann der Kessel einen Teil des Pufferspeichervolumens erwärmen. Dies führt einerseits zu einem gleichmäßigeren Betrieb des Kessels und das Takten des Kessels kann reduziert werden. Andererseits erhöhen sich die jährlichen Speicherverluste im Vergleich zur seriellen Einbindung des Kessels (Schmidt und Mangold 2003).

„Eine Erwärmung des unteren Speichervolumens durch die vom Kessel erwärmten oberen Speicherschichten würde den Solarertrag verringern (Schmidt und Mangold 2003)“. Hier stehen heute Schichtbeladeeinrichtungen auch für große Pufferspeichervolumen zur Verfügung, die bei richtiger Dimensionierung zu einem sehr guten Temperaturschichtungsverhalten auch bei dynamischem Pufferspeicherbetrieb führen. „Teilweise wurden von den Betreibern selbst entworfene Schichtbeladeeinrichtungen eingebaut, die die Durchmischung des Pufferspeichers zwar reduzieren, aber noch keine Temperaturschichtung im Speicher erreichen, die eine parallele Einbindung des Heizkessels in den Pufferspeicher ohne Nachteile für den Betrieb der Solaranlage ermöglichen (Schmidt und Mangold 2003)“.

6.4 Optimierung der Abnahmesysteme auf Verbraucherebene

Werden Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze eingebunden, weist die durch die Wärmequelle zur Verfügung gestellte Wärmemenge ein gegenüber Hochtemperatur-Wärmequellen geringes Temperaturniveau auf. Der Fokus für die nachfolgenden Betrachtungen liegt auf Wärmequellen mit einem Temperaturniveau unterhalb von 90 °C.

In einem Wärmenetz kann die tiefste zur Verfügung gestellte Temperatur wieder erwärmt werden. Dies ist die Netzzücklauftemperatur. Diese ergibt sich durch die Auskühlung der Vorlauftemperatur als Mischtemperatur eines jeden einzelnen Wärmeabnehmers. Die zusätzlich auftretenden Wärmeverluste des Wärmenetzes reduzieren die Rücklauftemperatur kaum. Damit wird die Netzzücklauftemperatur bestimmt durch die Gebäudetechnik eines jeden an das Wärmenetz angeschlossenen Kunden.

Eine Reduzierung dieser Netzzücklauftemperatur ist damit nur möglich, wenn die Gebäudetechnik eines jeden einzelnen Kunden auf eine möglichst große Auskühlung der Vorlauftemperatur optimiert wird. Je nach Wärmenetzstruktur können hierbei einzelne Abnehmer durch eine sehr schlechte Auskühlung der Vorlauftemperatur eine hohe Netzzücklauftemperatur verursachen. In solchen Fällen kann es technisch und wirtschaftlich einfach möglich sein, durch eine Optimierung der Gebäudetechnik dieser wenigen Abnehmer die Auskühlung der Vorlauftemperatur wesentlich zu verbessern und die Netzzücklauftemperatur dadurch wesentlich abzusenken.

Grundsätzlich stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung, um die Rücklauftemperatur aus der Gebäudetechnik der Verbraucher absenken zu können:

6.4.1 Trinkwassererwärmung

Die Trinkwassererwärmung führt zu sehr niedrigen Netzzücklauftemperaturen, wenn Frischwasser erwärmt werden kann. Dieses hat meist Temperaturen zwischen 10 und 15 °C und dessen Erwärmung führt, durch die treibende Temperaturdifferenz des Wärmeübertragers von in der Regel 5 K, zu

einer Netzurücklauftemperatur von 20 °C. Dies ist allerdings nur der Fall, wenn Trinkwarmwasser verbraucht wird und dadurch kaltes Frischwasser nachströmt. Ein Großteil des Tages muss jedoch vorwiegend die Trinkwarmwasser-Zirkulation wiedererwärmt werden.

Die notwendige Sicherstellung einer hygienischen Trinkwassererwärmung erfordert nach DVGW zugelassene Maßnahmen zur Vermeidung von zu starkem Legionellenwachstum in den Trinkwasserleitungen und dem Trinkwarmwasserspeicher. Üblicherweise müssen die an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebäude je nach Art der Warmwasserbereitung mit einer Mindesttemperatur von 65 °C versorgt werden. Eine Auskühlung dieser Vorlauftemperatur wird durch die vorgeschriebene Temperaturhaltung in Trinkwarmwasser-Zirkulationsleitungen verhindert.

Da in den Sommermonaten keine Raumheizsysteme in Betrieb sind, stehen deren oft geringere Rücklauftemperaturen nicht zur Verfügung, um die durch die hygienischen Anforderungen an die Trinkwassererwärmung bedingten hohen Netzurücklauftemperaturen abkühlen zu können. Die Folge sind die in den meisten Wärmenetzen typischen sommerlichen Netzurücklauftemperaturen von im Durchschnitt zwischen 55 und 65 °C.

In der Gebäudetechnik- und Fernwärmebranche werden unterschiedliche technische Ansätze diskutiert, um die Rücklauftemperatur aus der Trinkwarmwassererwärmung möglichst niedrig zu halten:

Eine sogenannte „**Frischwasserstation**“ erwärmt das Trinkwarmwasser im Durchflussprinzip. Bei direkter Erwärmung des Frischwassers von 10 bis 15 °C können die oben beschriebenen niedrigen Netzurücklauftemperaturen von 20 °C entstehen. Hat die Gebäudetechnik eine Trinkwarmwasserzirkulation, muss diese entsprechend DVGW-Richtlinien dauerhaft erwärmt werden. Dies führt auch in Frischwasserstationen zu Netzurücklauftemperaturen von 55 bis 65 °C.

Eine **hydraulisch gut abgegliche Trinkwarmwasserzirkulation** kann die durchschnittliche Rücklauftemperatur um wenige Grad Kelvin im Rahmen des erwähnten Temperaturbandes der DVGW-Richtlinien absenken. Letztendlich führt diese allerdings nicht zu solch niedrigen Netzurücklauftemperaturen, wie für ein Low-Ex-Netz gewünscht. Die für die Erwärmung der Trinkwarmwasserzirkulation notwendige Wärmemenge kann durch eine hydraulisch gut abgegliche Trinkwarmwasserzirkulation minimiert werden.

Nur bei Vermeidung einer Trinkwarmwasserzirkulationsleitung sind, zumindest theoretisch, niedrigere Netzurücklauftemperaturen möglich. So wurde z.B. im geförderten Pilotvorhaben „Solare Nahwärme Ackermannbogen“ ein Gesamtsystem entwickelt, das **Wohnungsübergabestationen** in Mehrfamiliengebäuden verwendet.

In jeder Wohnung wurde auf eine Trinkwarmwasserzirkulation verzichtet und der maximale Inhalt des wohnungsinternen Trinkwarmwasser-Leitungssystems auf unter 3 Liter beschränkt. Dann kann nach DVGW-Richtlinie auf Systeme zur Zirkulation des Trinkwarmwassers verzichtet werden. Dadurch ist nur Frischwasser zu erwärmen, so dass sich auf der Wärmenetzseite des Wärmeübertragers zur Trinkwassererwärmung eine dementsprechend niedere Temperatur von rund 20 °C ergibt.

In der Praxis ergeben diese Systeme meist jedoch nicht dementsprechend tiefe Netzurücklauftemperaturen. Grund hierfür ist, dass die Hausanschlussleitung zwischen dem Fernwärmestrang in der Straße und jedem Wärmeübertrager zur Trinkwassererwärmung auf Netzzorlauftemperatur warm gehalten werden muss. Hierzu ist ein Bypass notwendig, der etwas Vorlaufwasser in den Rücklauf überströmen lässt. In der Praxis kann dies dazu führen, dass im Fernwärmenetz die Rücklauftemperatur auf das Temperaturniveau der Vorlauftemperatur ansteigt.

Hier zeigen wissenschaftliche Arbeiten und Tests von Forschungsinstituten (z.B. ZAE Bayern in Garching), dass es technisch möglich ist, sehr niedrige Netzurücklauftemperaturen zu erzielen, die meisten am Markt angebotenen Geräte in der „Grundausstattung“ dies jedoch nicht erreichen.

Durch eine gezielte wissenschaftliche Projektbegleitung konnte z.B. im Pilotvorhaben „Solare Nahwärme Ackermannbogen“ eine leistungsgemittelte Netzrücklauftemperatur von 30,6 °C erreicht werden. Hierzu waren insbesondere im Vergleich zur „Grundausstattung“ wesentlich größere Wärmeübertrager zur Erwärmung des Trinkwassers notwendig, wie in der folgenden Abbildung zu erkennen.

Abbildung 95: Zwei Wohnungsübergabestationen des Pilotvorhabens SNAB (Solare Nahwärme Ackermannbogen) mit großem Wärmeübertrager, eine von mehreren Ausführungsvarianten



Quelle: Mangold et al. (2007)

Zusätzlich werden **innovative Entwicklungen** durchgeführt, die hygienisches Trinkwarmwasser ohne Zirkulationssysteme erreichen sollen, wie z.B. das Ultrafiltrationsverfahren.

6.4.2 Raumheizsystem

6.4.2.1 Bestehende Raumheizsystem

Im Raumheizsystem kühlt jede Heizfläche die Vorlauftemperatur ab, wenn dabei Wärme abgegeben wird. Je besser der Durchfluss durch die Heizfläche unter Berücksichtigung deren Bauweise (Hydraulik) auf eine große Auskühlung des Vorlaufs optimiert ist, desto geringer kann die Rücklauftemperatur dieser Heizfläche werden.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass je hydraulischem Strang die Heizflächen hydraulisch zusammenhängen. Dies bedeutet, dass jede einzelne Heizfläche unter Beachtung des Gesamtzusammenhangs der Heizflächen in einem Gebäude auf eine möglichst große Auskühlung der Vorlauftemperatur auszurüsten und einzustellen ist. Dies wird als „**hydraulischer Abgleich**“ bezeichnet und ist seit einigen Jahren Stand der Technik, jedoch in der Praxis nur selten durchgeführt.

In bestehenden Raumheizsystemen ist als erste Maßnahme grundsätzlich zu empfehlen, den hydraulischen Abgleich durchzuführen. Für den Netzbetreiber ist diese Maßnahme jedoch in der Regel außerhalb seines Eigentums und damit nicht direkt durchführbar. Hier ist der Netzbetreiber auf das Verständnis und den Willen seiner Kunden angewiesen, den hydraulischen Abgleich durchzuführen – und meist auch dessen Kosten zu übernehmen.

Bei einer **energetischen Sanierung der Gebäudehülle**, wie z.B. der Dämmung der Außenwände, sinkt in der Regel der Heizbedarf der Räume. Dadurch können auch bestehende Heizflächen mit geringeren Temperaturen betrieben werden. Maßgebend ist hierbei die Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Heizflächentemperatur und der Raumtemperatur. Wird aufgrund der energetischen Sanierung der Gebäudehülle eine geringere Heizleistung als zuvor benötigt, kann diese Temperaturdifferenz reduziert werden. Hierdurch können die Vor- und Rücklauftemperatur des Heizkreises abgesenkt werden. Ggf. ist hierbei der hydraulische Abgleich zu erneuern. Ein typischer Praxisfall ist, dass ein mit Heizkörpern ausgestattetes Raumheizsystem, das vor der energetischen Gebäudesanierung im Auslegungsfall mit 90 °C Vorlauf- und 70 °C Rücklauftemperatur betrieben wurde, nach der Sanierung auf 70 °C Vorlauf- und 40 °C Rücklauftemperatur im Auslegungsfall abgesenkt werden kann.

Ein **Austausch der bestehenden Heizflächen** durch Heizflächen, die eine geringere mittlere Betriebstemperatur aufweisen, erfordert meist eine deutliche Vergrößerung der Heizflächen. Sollen Heizkörper ausgetauscht werden, muss dies architektonisch möglich sein. Bestehende Wandnischen für Heizkörper können hier eine mögliche Flächenvergrößerung ebenso beschränken wie geringer Platz wie z.B. im Bad oder der Küche. Ein Ersatz von Heizkörpern durch Raumheizflächen (Fußboden oder Wandheizung) erfordert einen großen Eingriff in die Bausubstanz.

Insbesondere bei dem Einbau von Fußbodenheizungen im Bestand sind die baukonstruktiven Folgen groß und mit dementsprechenden Zusatzkosten verbunden: durch den Einbau einer Fußbodenheizung erhöht sich in der Regel der Fußbodenaufbau und damit alle Anschlüsse an den Türen, Treppen, der Wohnungstüre, der Balkontüre etc. Zudem müssen die hydraulischen Anschlussleitungen sowie das Heizkostenabrechnungssystem angepasst werden. Die Summe dieser Aufwände ist in der Praxis so hoch, dass der Ersatz von Heizkörpern durch Fußbodenheizungen nur sehr selten durchgeführt wird – in der Regel nur im Rahmen einer Grundsanierung eines Gebäudes (siehe auch Kap. 8.1.4.3).

Der Austausch von Heizkörpern durch Wandheizungen führt zu reduzierten baukonstruktiven Anschlussproblemen. Die mit Wandheizung versehenen Wände dürfen jedoch nicht mit Möbeln o.ä. zugestellt werden, was diese Effizienzmaßnahme im praktischen Einsatz stark einschränkt.

6.4.2.2 Neue Raumheizsysteme

Groß ausgelegte Heizkörper oder Flächenheizungen in Verbindung mit sorgfältig durchgeführten hydraulischen Abgleichen ermöglichen große Temperaturspreizungen zwischen Vorlauf und Rücklauf und können zur Absenkung der Rücklauftemperatur beitragen. Im Neubau sind diese aus technischer Sicht meist einfach in das Bauvorhaben zu integrieren. Die hierfür aufzubringenden Mehrkosten werden sehr unterschiedlich angegeben und bewertet.

Eine Kombination von Heizkörpern und Fußbodenheizung, die den Rücklauf des Heizkörpers weiter auskühlt, wurde im Pilotvorhaben SNAB (Solare Nahwärme Ackermannbogen) sehr erfolgreich getestet. Die folgende Abbildung zeigt die hierbei realisierte Gebäudetechnik.

Abbildung 96: Wohnungsübergabestation über Heizverteiler Fußbodenheizung im Flurbereich einer Wohnung (links), Wandheizkörper, kombiniert mit Fußbodenheizung zur Rücklaufauskühlung (rechts)



Quelle: Mangold et al. (2007)

Erste Pilotgebäude mit hochgedämmten Gebäudehüllen und sehr geringem Heizbedarf verwenden als einziges Heizsystem Baukernaktivierungen, die im Bürobereich seit einigen Jahren erfolgreich zur Grundtemperierung eingesetzt werden. Hierzu werden meist Kunststoffrohre auf die untere Bewehrungslage montiert und in die Decke einbetoniert (siehe folgende Abbildung).

Abbildung 97: Einbau einer Baukernaktivierung in eine zu betonierende Decke



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Diese Kunststoffrohre durchwärmen die Betondecke (den „Baukern“) und halten diese Gebäudemasse auf Heiztemperatur. Durch die große Masse dieser Heizflächen sind diese Heizungen entsprechend träge. In wie weit sich diese einfachen Heizflächen eignen, um eine auch bei schnell variierenden Heizbedarfen dauerhaft behagliche Innenraumtemperatur sicher zu stellen, muss sich in den nächsten Jahren noch zeigen.

6.5 Zwischenergebnis

Die Systemintegration der theoretisch verfügbaren Potenziale aus Niedertemperaturwärmeströmen in die bestehende Fernwärmeversorgung oder in neue Wärmenetze erfordert je nach Wärmequelle einen unterschiedlichen technologischen und wirtschaftlichen Aufwand, abhängig von der Entfernung der Niedertemperaturwärmequelle vom Wärmenetz, der notwendigen Wärmespeicherfunktionen und der ggf. notwendigen exergetischen Aufwertung. Die aus wirtschaftlichen Gründen maximal zu überwindende Entfernung der Niedertemperaturquelle vom Wärmenetz hängt von vielen Faktoren ab, wie z.B. vom zu überwindenden Gelände und der zu überwindenden Infrastruktur.

Eine exergetische Aufwertung der Niedertemperaturwärmeströme ist insbesondere bei bestehenden Wärmenetzen notwendig, da die zur Verfügung stehende Temperatur der Niedertemperatur-Wärmequelle meist nicht einmal zur Vorwärmung der Netzzücklauftemperatur ausreicht. Zur exergetischen Aufwertung, d.h. zur Anhebung des Temperaturniveaus, stehen mehrere Technologien zur Verfügung, meist wird hierzu eine Wärmepumpe verwendet.

Die hydraulische Einbindung der Wärme in das Wärmenetz bestimmt maßgebend das Gesamtsystem sowie die für dessen zuverlässigen und effizienten Betrieb notwendige Regeltechnik. Hierbei kann es (technisch und wirtschaftlich) sinnvoll sein, Wärmespeicher einzusetzen.

Eine Optimierung der Abnahmesysteme auf Verbraucherseite kann zu einer Absenkung der Vor- und Rücklauftemperatur im Wärmenetz und damit zu höherer Effizienz bei der Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen führen. Die hierfür notwendigen Arbeiten in den hydraulischen Systemen jedes an das Wärmenetz angeschlossenen Kunden sind jedoch meist aufwändig. Die Sicherstellung der Trinkwasserhygiene beschränkt zudem zusätzlich die Möglichkeiten zur Reduktion der Wärmenetztemperaturen.

7 Netzeigenschaften und Nutzungsstrukturen

7.1 Exergetisch optimierte Wärmenetze

Im Kontext dieser Studie sind exergetisch optimierte Wärmenetze durch den Betrieb auf einem möglichst niedrigen Exergieniveau, also durch niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen von maximal ca. jeweils 70 °C charakterisiert. Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die technischen Varianten „exergetisch optimierter Wärmenetze“ und deren Möglichkeiten und Grenzen. Pilotanlagen der einzelnen Typen wurden recherchiert und veranschaulichen die jeweiligen Netztypen.

7.1.1 Niedertemperatur- und Low-Ex-Netze

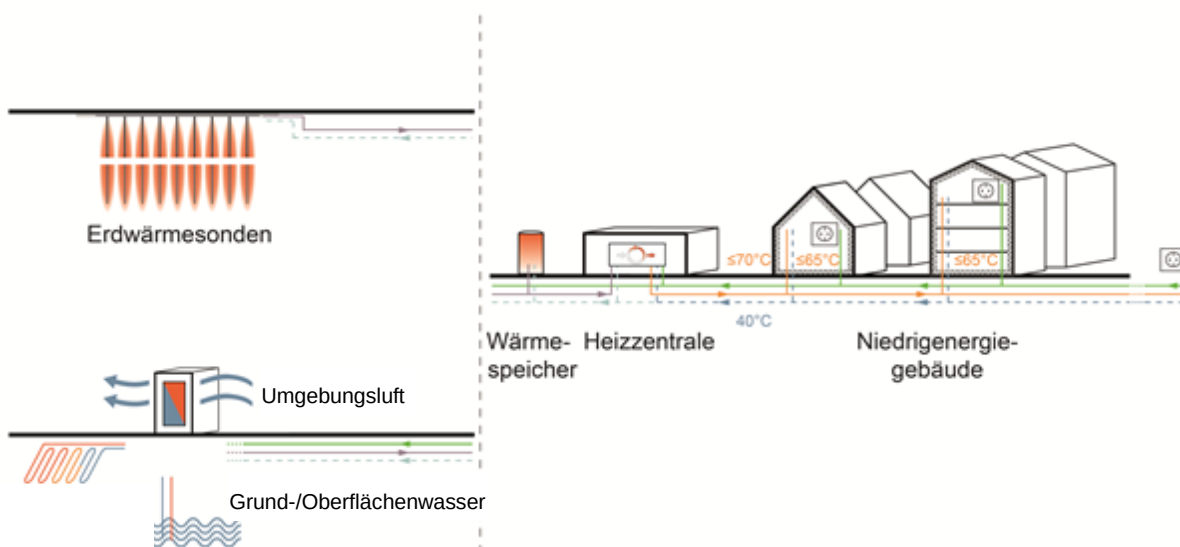
Der Begriff „Low-Ex-Netz“ ist technisch nicht definiert und wird in unterschiedlichem Zusammenhang gebraucht. Zu Beginn der Entwicklung solarer Nahwärmenetze Mitte der 1990er wurden nach heutigem Sprachgebrauch Niedertemperaturnetze mit einer Vorlauftemperatur von 65 bis 75 °C und einer Rücklauftemperatur von geplant ca. 40 °C realisiert. Diese wurden damals teilweise schon als Low-Ex-Netz (siehe auch Tabelle 3) bezeichnet.

Mit der Realisierung der solaren Nahwärme am Ackermannbogen in München in den Jahren 2006 bis 2008 wurde ein erstes Low-Ex-Netz nach heutigem Sprachgebrauch (vgl. Tabelle 6) realisiert, das im ersten Betriebsjahr eine Vorlauftemperatur von 60 °C und eine über das erste Jahr leistungsgemittelte Netzzücklauftemperatur von 30,6 °C erreichte.

Die folgenden Grafiken und Tabellen zeigen einen Überblick über diese historisch entstandene Varianz eines technischen Verständnisses des Begriffs der „Low-Ex-Netze“:

Niedertemperaturnetze:

Abbildung 98: Schema eines Niedertemperaturnetzes



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Niedertemperaturnetze verwenden eine Niedertemperaturquelle wie z.B. ein Erdwärmesondenfeld oder Umweltwärme, erhöhen die Quellentemperatur durch eine Wärmepumpe in der Heizzentrale (ggf. mit Nachheizung) und verteilen diese Wärme durch ein Wärmenetz an die Kunden.

Die Wärmeverteilung erfolgt auf einem Temperaturniveau von max. 70 °C, die in der Praxis erzielbare Rücklauftemperatur liegt bei 40 °C, in Ausnahmefällen mit dementsprechend kostenintensiver Gebäudetechnik auch darunter. Die Gebäudetechnik muss hierfür angepasst sein und mit einer Maximaltemperatur von 65 °C die Wärmeversorgung des Gebäudes sicherstellen. Hierzu müssen die Gebäude in der Regel gut wärmegeklämt sein (siehe auch Kap. 7.1.3.2).

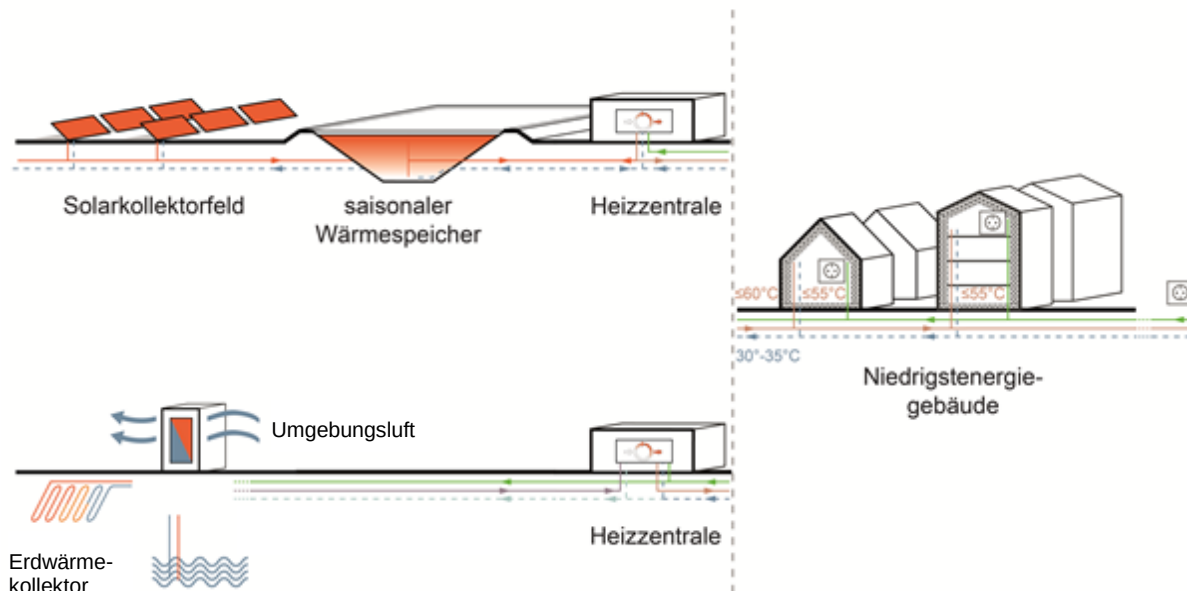
Tabelle 34: Beispiele realisierter Niedertemperaturnetze in Deutschland und Österreich

	Trassenlänge [km]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]	Energieerzeugung 1	Energieerzeugung 2	Energieerzeugung 3	Pufferspeicher	Anschlüsse (Gebäude)	Art der Gebäude	Betreiber	Inbetriebnahme
Berlin		70	40	Rücklauf Fernwärmenetz	Heizkraftwerk	Regenerative Erzeugung durch Eigentümer		ca. 1000 WE		BTB	
Eggenstein-Leopoldsdorfen	0,3	70	40	Solarthermie: 1600 m ²	Gaskessel 2x 600 kWth		Kies-Wasser-Wärmespeicher: 4500 m ³	ca. 10 Gebäude	Schulen, Sport-hallen, Feuer-wehr und Hallenbad		2007
Friedrichshagen-Wiggenhagen		70	40	Solarthermie: 5600 m ²	Gas-Brennwert-kessel: 2x ca. 1.700 kW		Heißwasser-Wärmespeicher: 12.000 m ³	8 Gebäude	Mehrschoss	Technische Werke Friedrichshafen	1996
Hannover-Kronsberg		70	40	Solarthermie: 1470 m ²	Rest: Fernwärme der Stadt Hannover		Heißwasser-Wärmespeicher: ca. 2750 m ³	8 Gebäude (106 WE)	Mehrfamiliengebäude	Avacon AG	2000
Karlsruhe	2,6	max. 75		Fernwärmenetz Karlsruhe, niedrigere Temp.				1364 WE	vorgesehen WE	Stadtwerke Karlsruhe	2014
München		60	35	Geothermie: 12 MWth, ca. 90 °C, 90l/s, 2500					Wohnen und Gewerbe	Stadtwerke München	geplant 2016
Salzburg		65	35-50	Solarthermie: 2.047 m ²	Wärmepumpe: 160 kW	Nachheizung über Fernwärmenetz	200 m ³	300 WE + Gewerbe		Stadtwerke Salzburg	2011
Ulm	5	70	50	Fernwärmenetz Ulm, niedrigere Temp.				ca. 125 Gebäude		Stadtwerke Ulm	2012

Quelle: Recherche Solites

Low-Ex-Netze:

Abbildung 99: Schema eines Low-Ex-Netzes



Quelle: eigene Darstellung, © Solites

Ein Low-Ex-Netz ähnelt dem Niedertemperaturnetz. Wichtigster Unterschied ist das Temperaturniveau der Wärmeverteilung im Wärmenetz. In heutigem Kontext bedeutet „Low-Ex“, dass die Wärmeverteilung auf einem Temperaturniveau von maximal 60°C erfolgt und eine Rücklauftemperatur von 30 bis 35 oder 40°C erreicht wird. Hierfür muss die Gebäudetechnik mit maximal 55°C die Wärmeversorgung des Gebäudes sicherstellen. Dies bedeutet:

- ▶ Trinkwassererwärmung unter Einhaltung der DVGW Richtlinie 551-553 im Durchflussprinzip und eines maximalen Wasserinhalts des Rohrleitungssystems von der Erwärmung bis zur Zapfstelle von 3 l. Gerade im Mehrfamilienhausbereich bedeutet dies: Wohnungsübergabestationen und hierfür angepasste Grundrisse!
- ▶ Raumheizungssystem mit groß dimensionierten Radiatoren oder Fußboden- bzw. Wandheizung.
- ▶ Gut gedämmte Gebäudehülle

Diese Bedingungen zeigen, dass Low-Ex-Netze typischerweise nur im Neubau oder bei einer Grundsanierung von Bestandsgebäuden realisiert werden können. Eine „Nachrüstung“ bestehender Wärmenetze auf ein Low-Ex-Netz ist nicht möglich, da die Gebäudetechnik und die Gebäudehülle jedes (!) an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäudes angepasst werden müsste.

Tabelle 35: Übersicht realisierter und geplanter Low-Ex-Netze in Deutschland und den Niederlanden

	Trassenlänge [km]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]	Energieerzeugung 1	Energieerzeugung 2	Energieerzeugung 3	Pufferspeicher	anderer Speicher	Anschlüsse (Gebäude)	Art der Gebäude	Betreiber	Inbetriebnahme
Bad Aibling Nordnetz	3,5	55 (Nordnetz)		Solarthermie: 2000 m ³	Hackgaskessel: 500 kW		60 m ³ zentral	dezentrale gebäudeeigene Pufferspeicher	15			2011
Bad Cannstatt Stuttgart		30		Abwärme aus Abwasser	BHKW in Heizzentrale				450 WE + Dienstleistungsbäude			geplant 2020
Crailsheim		60	30	Solarthermie: 7500 m ³	Heizkraftwerk der Stadtwerke Crailsheim	Kompressions-Wärmepumpe: 80 kWel	Erdsonden-Wärmespeicher: 37.000 m ³	Heißwasser: Schulhof: 100 m ³ ; Erdwall: 480 m ³	ca. 470	Wohngebäude und Schule	Stadtwerke Crailsheim GmbH	2005
Hamburg Bramfeld		60	30	Solarthermie: 3.000 m ³	Gaskessel 1x200kW, 1x500kW	Abwärme aus Müllheizkraftwerk	Warmwasser-WSP: 4.500 m ³		124 Gebäude	Reihenhäuser	E.ON Hanse Wärme GmbH	1996
Heerlen, Niederlande		warm: 35-40; kalt: 17	20-23	geothermal per Grubenwasser & Wärmepumpe					170 WE + öffentliche Gebäude			2011
Landshut		35-60	35	BHKW: 15,5 kWth; 5,5 kWel	Spitzenlastkessel: 120 kWth	oberflächennahe Erdwärmesonden	10.000 l		180 WE	Wohngebäude, 16 Gebäude	Stadtwerke Landshut	2012
Ludwigsburg		40	25	50 Erdwärmesonden (200 kW)	Erdgas BHKW: 112 kWel, 236 kWth	Gaskessel: 900 kW	dezentral in jedem Gebäude		überwiegend WE, vereinzelt Gewerbe	137 Gebäude	Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim	2011
München Ackermannbo-		60	30	Solarthermie: 2.921 m ³			Heißwasser-Wärmespeicher: 6000 m ³		12	319 WE in Niedrigenergiebauweise	Stadtwerke München	2007
Rostock-Brinckmans-		50	30	Solarthermie: 1.000 m ³	Gas-Brennwert-Kessel: 250 kW	Wärmepumpe 110 kW	30 m ³	Aquifer-Wärmespeicher: 20.000 m ³	108 Wohnungen (7000 m ² Wohnfläche)	11 Mehrfamilienhäuser		2000
Steinfurt-Borghorst		40-50	25	Solarthermie: 510 m ³ (solare Deckungsanteil: 3,6 %)	Gas-Brennwertkessel: 550 kW		Pufferspeicher: 3 m ³	Kies-Wasser-Wärmespeicher: 1500 m ³	42 WE	Pas-sivhäuser, Niederrhein	Waltermann & Terbrack GbR, Wett-ringen	2000

Quelle: Recherche Solites

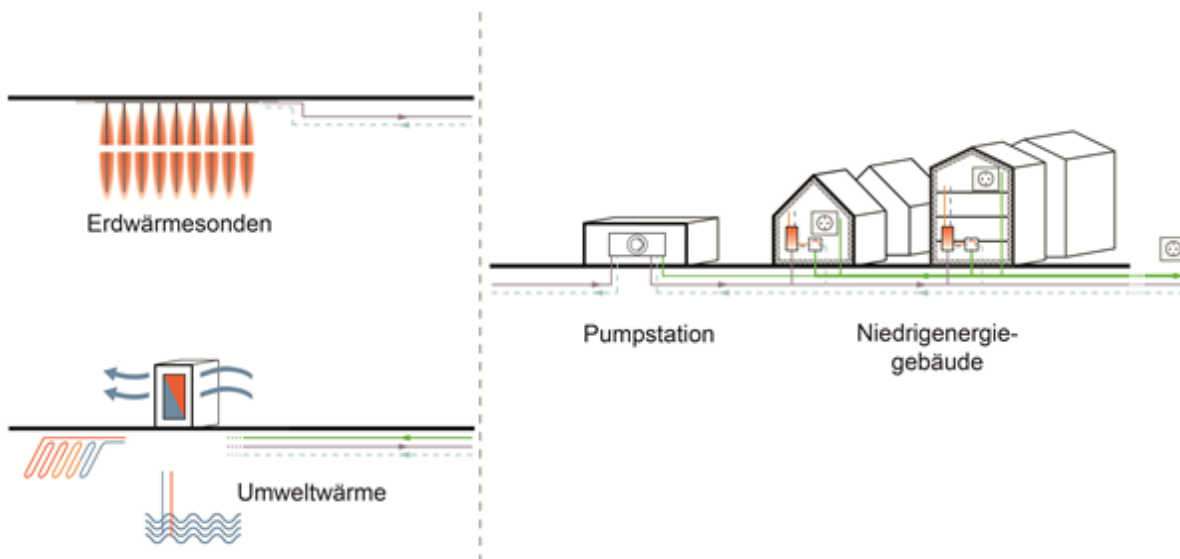
7.1.2 Kalte Nahwärmenetze

Mit „kalter Nahwärme“²¹ wird in der Regel eine leitungsgebundene Wärmeversorgung bezeichnet, in der Wasser zu den einzelnen Verbrauchern geleitet wird, das eine so niedrige Temperatur aufweist, dass das Rohrnetz ohne Wärmedämmung und nur mit geringer dynamischer Beanspruchung durch Temperaturwechsel realisiert werden kann – eben entsprechend eines Rohrnetzes für Kaltwasser, was zur Namensgebung „kalte Nahwärme“ führt.

Typisch für kalte Nahwärmenetze sind Vorlauftemperaturen in Bereichen von 15 bis 25, teilweise auch 30 °C. Bei den einzelnen Verbrauchern kann dann aus der im „kalten Nahwärmenetz“ zur Verfügung stehenden Wärmeenergie durch den Einsatz von Wärmepumpen Wärme auf höherem Temperaturniveau erzeugt werden. (Abbildung 100)

Für eine energetische Bewertung ist es unabdingbar, eine Gesamtsystembetrachtung durchzuführen, die den Strom zum Betrieb der dezentral notwendigen Wärmepumpen ebenso berücksichtigt wie den Mehraufwand im Nahwärmenetz: Dieser entsteht, da die zu den Verbrauchern zu transportierende Wärmemenge durch eine geringere Temperaturdifferenz realisiert werden muss. Dies führt zur Notwendigkeit höherer Massenströme im Netz im Vergleich zu einem Wärmenetz mit höherem Temperaturniveau. Diese höheren Massenströme erfordern ggf. größere Durchmesser für die Verteilleitungen sowie einen höheren Strombedarf für die Netzpumpen.

Abbildung 100: Schema eines kalten Nahwärmenetzes



Quelle: eigene Darstellung; © Solites

Im Gegensatz zum Niedertemperatur- oder Low-Ex-Netz wird in der „Heizzentrale“ das durch Niedertemperaturwärmequellen erwärmte Wasser nur gepumpt, die Erwärmung erfolgt in den einzelnen Gebäuden.

²¹ Auch wenn es sich hier rechtlich ebenfalls um Fernwärme handelt, hat sich hier der Begriff kalte Nahwärme etabliert.

Kalte Nahwärmenetze wurden weitaus mehr konzipiert als realisiert. Ein Grund hierfür ist die nicht immer gegebene Wirtschaftlichkeit des Konzeptes. Die vermeintliche Kosteneinsparung für ein unge-dämmtes Nahwärmenetz wird durch größere notwendige Rohrdurchmesser und erhöhte Betriebskosten reduziert. Werden zusätzlich die Investitions- und Betriebskosten für die notwendigen dezentralen Wärmepumpen berücksichtigt, ergibt sich oft das Ergebnis, dass diese Variante unwirtschaftlicher ist als eine Nutzung derselben Niedertemperaturquelle mit einer zentral eingebundenen Wärmepumpe und einer Wärmeverteilung auf moderatem Temperaturniveau, z.B. mit 65 bis 70 °C Vorlauftemperatur trotz der dann höheren Wärmeverluste des Wärmenetzes (Gudmundsson 2017).

So werden die Wärmekosten bei dem „kalten Nahwärmenetz“ in Dollstein bei (Pehnt et al. 2017) mit 15,1 ct/kWh beziffert, was sowohl gegenüber einer üblichen Fernwärmeversorgung als auch einer dezentralen Wärmeversorgung nicht wettbewerbsfähig ist.

Tabelle 36: Beispiele realisierter und geplanter kalter Nahwärmenetze in Deutschland

	Trassenlänge [km]	Vorlauf-temperatur [°C]	Energieerzeugung 1	Energieerzeugung 2	Energieerzeugung 3	Energieerzeugung 4	Anschlüsse (Gebäude)	Art der Gebäude	Betreiber	Inbetriebnahme
Biberach		12	34 Erdsonden, 200 m tief, 12 °C			dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden	45 Gebäude	Niedrigenergiehäuser, Wohngebäude		
Kassel		40	Solarthermie	Erdwärmesondenfeld	Sole-Wasser-Wärmepumpe	dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden	130 Gebäude mit 150 WE		Städtische Werke AG Kassel	
March	2,5	11	Geothermie	Entnahme: 7 Brunnen, 42 l/s, 150 m³/h, 11 °C	12 Schluckbrunnen, 8 °C		38 Gebäude mit 151 WE	Wohngebäude	EnBW	2008
Schifferstadt		12	20 Erdsonden, 100 m tief, 12 °C			dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden	40 Gebäude mit 40 WE		Stadwerke Schifferstadt	2015
Schleswig			Erdwärmekollektor 1,5 m tief, Abstand: 1 m	Geothermie: Mühlenbach wird 2 °C entzogen		dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden	123 Grundstücke	Wohngebäude	Schleswiger Stadtwerke	geplant 2017
Troisdorf	ca. 1		2 Entnahmefrühen, 2 Schluckbrunnen				55 Abnehmer		Stadtwerke Troisdorf	2013
Plusener-giesiedlung Wülfenroth			Agrothermie System Doppelacker	geothermische Nutzung Boden in 2 m Tiefe			25 Plusenergiegebäude + REWE Gebäude	Wohngebäude	Vattenfall Europa Wärme AG	2020
Zwickau	0,25	23-24	Geothermie: Wärmenutzung Grubenwasser	625 m tiefe Bohrung, 25 °C warmes Wasser		dezentrale Wärmepumpen in Gebäuden	Westfälische Hochschule Zwickau (WHZ)		Zwickauer Energieversorgung (ZEV)	2013

Quelle: Recherche Solites

7.1.3 Exergetische Optimierung bestehender Wärmenetze

Die Bestrebungen zu niedrigen Netztemperaturen sollten langfristig nicht nur auf neu zu errichtende Low-Ex-Netze beschränkt bleiben, sondern auch den großen Bestand bestehender Wärmenetze in den Blick nehmen. Die exergetische Optimierung bestehender Wärmenetze kann die Effizienz der Einspeisung von Niedertemperaturwärmequellen und auch die Energieeffizienz des gesamten Systems verbessern.

Während bei Neubauvorhaben die Wärmenetze und Kundenanlagen von Beginn an auf niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen optimiert werden können, ist die Transformation des Bestands an Fernwärmesystemen technisch und ökonomisch eine große Herausforderung.

In vielen bestehenden Wärmenetzen sind die Systemparameter für die Einspeisung von Niedertemperaturwärme derzeit vergleichsweise ungünstig. Die hohe Heizmitteltemperatur erschwert die Einbindung von Niedertemperaturwärmequellen. Eine Temperaturabsenkung im System hätte darüber hinaus weitere Vorteile für den Versorger. Die thermischen Verluste des Netzes werden reduziert und bei einer Absenkung der Rücklauftemperatur kann die Wärmeenergie (bei erhöhter Spreizung) besser ausgenutzt und letztlich mehr Kunden versorgt werden (Sandrock et al., 2015).

Viele Fernwärmeversorger führen schon seit Jahren Einzelmaßnahmen zur Absenkung der Netzvor- und Rücklauftemperaturen durch. Da hiervon jeder Kunde betroffen ist, sind die notwendigen Maßnahmen gerade in den Gebäuden der Kunden oft vielfältig und umfangreich, ehe auch nur in einzelnen Netzabschnitten das Temperaturniveau (gering) abgesenkt werden kann.

Bei der exergetischen Optimierung bestehender Wärmenetze ist zwischen der Temperaturabsenkung im Vorlauf und der Temperaturabsenkung im Rücklauf zu unterscheiden.

7.1.3.1 Vorlauftemperaturabsenkung

Den Möglichkeiten zur Absenkung der Vorlauftemperatur in bestehenden Wärmenetzen sind in der Praxis enge Grenzen gesetzt:

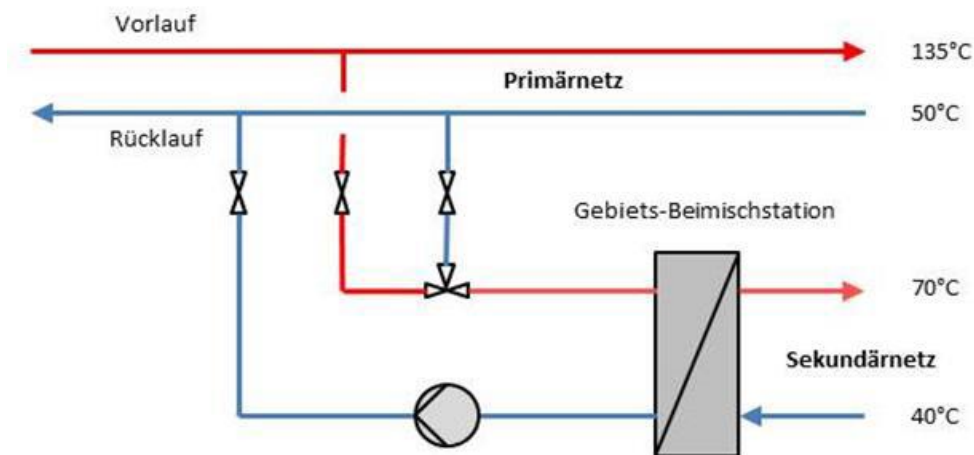
- Die Absenkung der Vorlauftemperatur vermindert die Spreizung im System (falls nicht die Rücklauftemperatur in gleichem Umfang mit abgesenkt wird). Bei einer unveränderten Wärmelast hat dies eine Erhöhung des Volumenstroms zur Folge. Dieser wiederum bedingt eine erhebliche Erhöhung des Druckverlustes im Rohrsystem, der im Quadrat zu Volumenstrom wächst. Die durch den erhöhten Volumenstrom induzierte Druckverlustserhöhung kann häufig nur bedingt durch größere Pumpen kompensiert werden. Teilweise sind kostenintensive Netzerweiterungen, Maschenschlüsse oder ein Trassenaustausch erforderlich (Henke 2014).
- Die abgesenkte Vorlauftemperatur könnte bei einzelnen Kunden nicht ausreichend sein, wenn deren Verbrauchsanlagen auf hohe Temperaturen angewiesen oder deren Wärmetauscheranlagen auf ein hohes treibendes Temperaturgefälle ausgelegt sind. Diese Anlagen müssten angepasst oder die Kunden anderweitig versorgt werden.

Eine technische Möglichkeit zur Absenkung der Vorlauftemperatur in einem bestehenden Wärmenetz ist die Unterteilung des Netzes in ein Primärnetz (das wie bisher mit hohen Temperaturen betrieben wird) und nachgelagerte Netzteile, die als Sekundärnetz mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden.

Grundlage für solche eine Aufteilung in Primär- und Sekundärnetz ist eine hydraulische Analyse des bestehenden Fernwärmenetzes. Dabei müssen die Versorgungsgebiete identifiziert werden, in denen auf Basis der vorhandenen Abnahme- und Verteilstruktur eine Absenkung der Vorlauftemperatur ohne Einschränkung der Versorgungssicherheit möglich ist. Diese über das Sekundärnetz versorgten

Gebiete sollten zusammenhängende Netzteile darstellen. Die kundenseitigen Übergabestationen müssen auf die geringere Temperatur in diesem Gebiet angepasst werden. Im Ergebnis resultiert daraus ein höher temperiertes Fernwärmenetz zur Sicherung der Versorgung für alle Stadtteile mit hoher Temperatur und daneben Sekundärnetze, die jeweils nachgelagerte Gebiete mit geringerer Systemtemperatur versorgen. Die hydraulische Anbindung der Sekundärnetze an das Primärnetz kann über eine Gebietsbeimischstation erfolgen (Sandrock et al., 2015).

Abbildung 101: Rücklauf-Beimischung zur Temperaturabsenkung bei Sekundärnetzen



Quelle: Sandrock et al. (2015)

Die Transformation eines bestehenden Fernwärmesystems in ein kombiniertes System aus Primär- und Sekundärnetz mit Absenkung der Temperaturen wurde für die Fernwärmeversorgung Ulm entwickelt und könnte auch bei anderen Fernwärmenetzen eingesetzt werden (Zepf 2011).

Für die Umsetzung einer derartigen Maßnahme ist eine hydraulische Simulation des betreffenden Netztes auf Grundlage der vorhandenen technischen Netzdaten (Rohrdimensionen, Druckverhältnisse, Durchflussparameter etc.) sowie der Wärmelastbedingungen im Gebiet notwendig. Die Integration von Niedertemperaturwärmeströmen könnte dann dezentral in die (dann mit geringerer Systemtemperatur betriebenen) Sekundärnetze erfolgen (Zepf et al., 2012, AGFW 2014 c, Sandrock et al., 2015).

Die oben dargestellten Maßnahmen zur Absenkung der Vorlauftemperatur können sich jedoch im konkreten Fall als sehr kostenintensiv erweisen. Aus der Sicht eines Versorgungsunternehmens müssen dabei die entstehenden Kosten sorgfältig den erreichbaren Zielen gegenübergestellt werden. In Kap. 8.1.4.2 ist eine Kostenschätzung am Beispiel eines innerstädtischen Quartiers ausgeführt.

Tendenziell könnten sich in einigen Fernwärmenetzen in den neuen Bundesländern größere Potenziale zur Absenkung der Vorlauftemperatur als in den alten Bundesländern ergeben. Die dort vorhandenen Systeme weisen eine vergleichsweise hohe Anschlussdichte auf. Gleichzeitig sinkt durch den demografischen Wandel in einigen Kommunen der Absatz an Fernwärme und ermöglicht durch die geringere Leistungsanforderung damit eine Versorgung mit niedrigeren Temperaturen.

7.1.3.2 Absenkung der Rücklauftemperatur

Während die Absenkung der Vorlauftemperatur durch die Verringerung der Spreizung auf technische Herausforderungen trifft, hat eine Reduzierung der Rücklauftemperatur im Ergebnis grundsätzlich positive Auswirkungen für das Versorgungsunternehmen.

Die Gesamteffizienz im System erhöht sich, die Wärmeverluste verringern sich und es können über die größere Spreizung mit der bestehenden Infrastruktur mehr Kunden versorgt und entsprechend mehr Wärme abgesetzt werden. Zudem können Maßnahmen zur Rücklaufabsenkung jederzeit auch sukzessive im Bestand durchgeführt werden, ohne die Versorgungssicherheit einzelner Abnehmer zu gefährden (Knierim 2007).

Viele Fernwärmeversorger sehen es als wichtige Aufgabe zur Optimierung ihrer Fernwärmeverteilung an, die Rücklauftemperaturen so weit als möglich zu minimieren. Dies gilt insbesondere bei einer starken hydraulischen Auslastung des jeweiligen Versorgungssystems, denn so können zusätzliche Kunden angeschlossen werden.

Mögliche Maßnahmen zur Rücklauftemperaturabsenkung sind:

- ▶ Versorgung von geeigneten Abnehmern oder Quartieren über den Rücklauf
- ▶ Hydraulische Optimierung der Übergabestationen bei den Kunden
- ▶ Minderung der kundenseitigen Temperaturanforderungen bei Raumheizung und Trinkwassererwärmung

Die Einbindung von Wärmesenken in den Rücklauf, um diesen weiter abzukühlen, ist ein in der Praxis etabliertes Verfahren. Hier bieten sich insbesondere solche Wärmesenken an, die nur eine niedrige Nutztemperatur benötigen, wie etwa raumluftechnische Anlagen, die Beheizung von Schwimmbädern oder Gebäude mit Fußbodenheizungen.

Der flächenhaften Umsetzung von Rücklaufanschlüssen sind in der Praxis jedoch enge Grenzen gesetzt. Die Rücklaufversorgung ist darauf angewiesen, dass von einer ausreichenden Anzahl vorgelagerter Kunden der Fernwärmerücklauf zuverlässig mit einer ausreichend hohen Temperatur geliefert wird. Dies muss durch eine hydraulische Analyse der Netzverhältnisse verifiziert und ggfls. durch Messungen abgesichert werden.

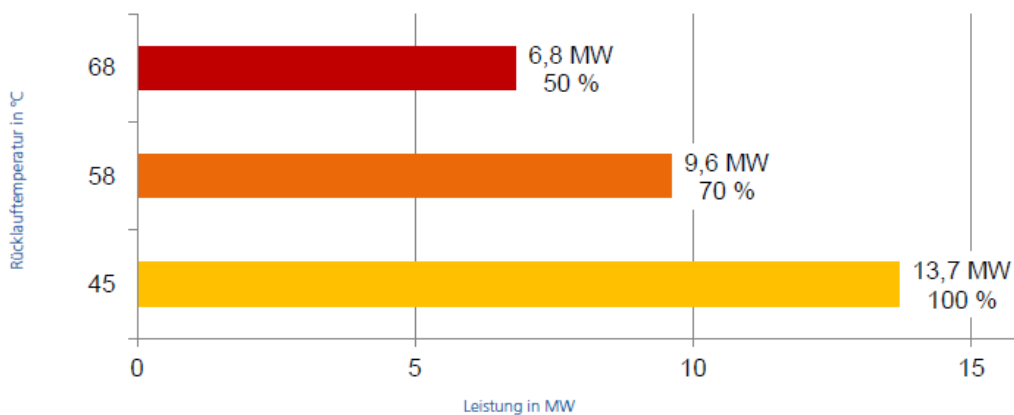
Bei einer Häufung von Rücklaufanschlüssen in einem Gebiet kann sich die Rücklauftemperatur so stark reduzieren, dass kein weiterer Rücklaufanschluss realisiert werden kann (Zepf 2012). Auch kann der erforderliche höhere Volumenstrom bei der Rücklaufversorgung in der Praxis problematisch sein. Derartige Anschlüsse müssen immer pumpennah und nicht in der Nähe des Netzschlechtpunktes verortet sein (Henke 2014).

Eine hydraulische Optimierung der Fernwärmeübergabestationen ist insbesondere dann angezeigt, wenn sich die Wärmelast des Gebäudes durch eine energetische Modernisierung vermindert hat. Das Vorgehen dazu ist bei den Fernwärmeversorgern uneinheitlich. Manche Versorger bieten diese Leistung als Service an und passen auch den Wärmeliefervertrag an die verringerte Leistung an. Andere Versorger weisen darauf hin, dass dies kein rechtlicher Anspruch des Kunden im Rahmen des laufenden Vertrages sei (Maaß et al., 2015).

Die Maßnahmen zur Anpassung von Kundenanlagen (Raumheizungssystem und Trinkwassererwärmung) sind in Kap. 6.4 betrachtet. Diese fallen in den eigenen Verantwortungsbereich der Fernwärmekunden. Der Fernwärmeversorger kann hier nur beraten, durch tarifliche Anreize auf eine niedrige Rücklauftemperatur hinwirken oder entsprechende Festlegungen im Wärmeliefervertrag fixieren.

Wie wichtig eine niedrige Rücklauftemperatur insbesondere für die Nutzung der Wärme aus Tiefengeothermie ist, zeigt Abbildung 102. Hier ist die thermische Leistung der von den Stadtwerken München betriebenen Geothermie-Anlage München-Riem in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur dargestellt. Bei einer kundenseitigen Rücklauftemperatur von 45 °C wie sie im Wärmeliefervertrag festgehalten ist, käme die Anlage auf die Nennleistung von 13,7 MW. In der Praxis werden jedoch Rücklauftemperaturen von knapp 60 °C gemessen und damit die mögliche thermische Leistung der Geothermie um etwa 30 % vermindert.

Abbildung 102: Leistung der Tiefengeothermieanlage München Riem in Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur

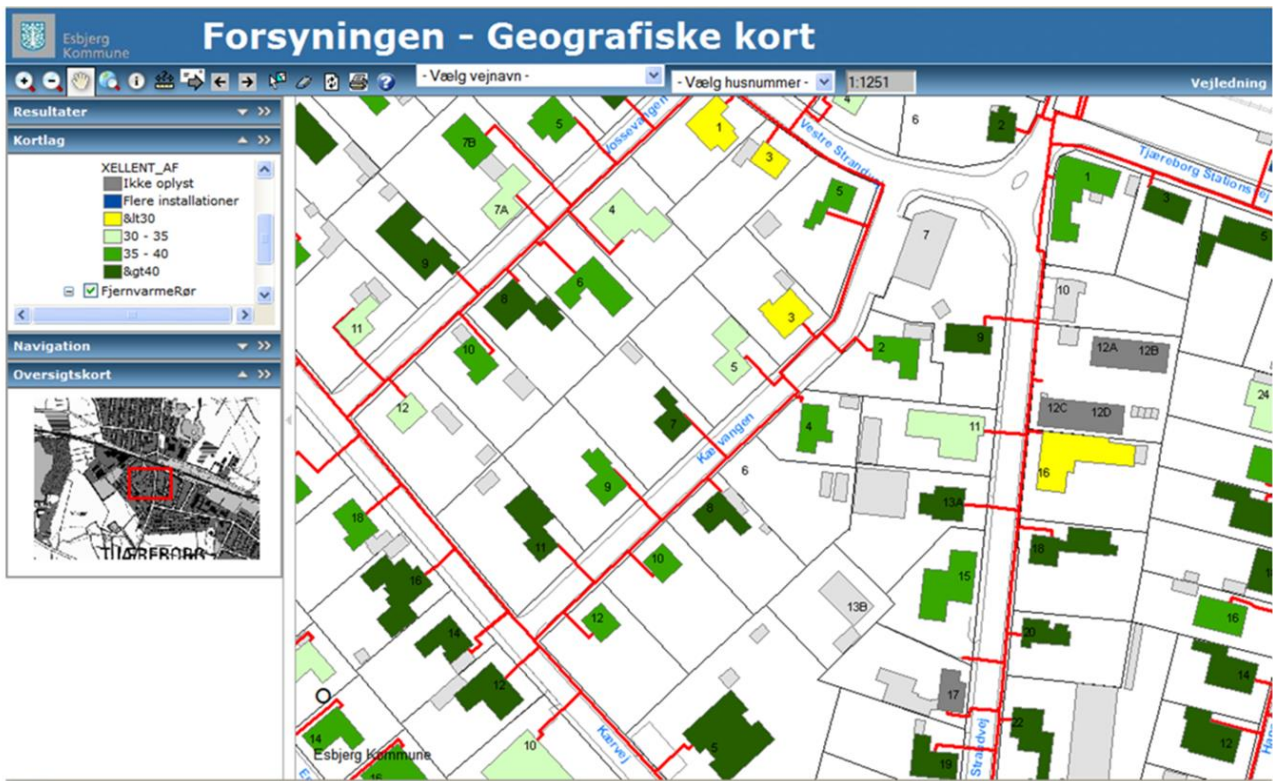


Quelle: Stadtwerke München (2015)

Für die Umsetzung möglicher Maßnahmen zur Temperaturabsenkung ist für die Versorger die Identifikation der Kunden wichtig, die mit einer besonders hohen Rücklauftemperatur das Netz belasten. Dazu kann bei der Ablesung der Wärmemengenzähler der Energiedurchsatz mit dem Heizwasserdurchsatz ins Verhältnis gesetzt und ausgewertet werden.

Sehr vorteilhaft für eine noch bessere Datengrundlage ist eine Ausstattung der Messtechnik mit fernauslesbaren Temperaturgebern, die auf die Messwarte des Versorgers aufgeschaltet werden können. So können viele Fernwärmeversorger in Dänemark die Rücklauftemperaturen der einzelnen Nutzer digital überwachen und Maßnahmen zur Sicherstellung niedriger Rücklauftemperaturen umsetzen.

Abbildung 103: Rücklauftemperaturen der Einzelabnehmer im Internet



Quelle: Wolfgang Schulz

Teilweise sind die einzelnen Temperaturen der Verbraucher gebäudescharf im Internet zu finden, wie dies hier in Abbildung 103 für die Stadt Esbjerg der Fall ist. Eine derartige Darstellung im Internet ist zwar in Deutschland aufgrund der hiesigen Datenschutzbestimmungen kaum vorstellbar, zeigt aber die bei den dänischen Fernwärmeversorgern vorliegende Informationsdichte, die als Grundlage für exergetische Optimierungsmaßnahmen sehr hilfreich ist.

Einige Fernwärmeversorger bieten auch Tarifstrukturen, die Anreize für eine niedrige Rücklauftemperatur setzen (vgl. Abbildung 104). Wird der vereinbarte Wert für die Rücklauftemperatur kunden-
seitig überschritten, erfolgt ein Aufpreis auf den Fernwärme-Arbeitspreis.

Abbildung 104: Preisstruktur der Fjernvarme Vojens mit Anreiz für niedrige Rücklauftemperatur

Fjernvarme Vojens Fernwärmepreise ab 1. Juni 2014 1 DKK = 0,13439 € (Stand 2.12.2014)	DKK netto	€ netto
Arbeitspreis Fernwärme in MWh	464,00	62,36
Der Versorger hat hohes Interesse an niedrigen Rücklauftemperaturen. Die Rücklauftemperatur soll 30° C nicht überschreiten. Verbräuche können diese durch Regulierung des Volumenstroms beeinflussen		
Aufschlag bei ungenügender Rücklaufabkühlung (bisher nur für Verbraucher mit mehr als 100 MWh/a)	+ 1% auf den Arbeitspreis pro 1 °C Überschreitung von 30°C	
Warmwasserumlauf pro m³ für Kunden über 100 MWh/a	2,60	0,35
Grundpreis je m² Wohn- oder Gewerbefläche	22,00	2,96

Quelle: Hamburg Institut, Daten: Vojens Fjernvarme Preisblatt 2014

Ein tariflicher Anreiz für eine bessere Rücklaufabkühlung ist auch die Bemessung des Grundpreises am tatsächlichen (und gemessenen) Heizwasserdurchfluss statt an der von Kunden bestellten maximalen Wärmeleistung.

Die Hamburgischen Electricitätswerke AG hat eine solche Regelung bereits im Jahr 1971 für deren Fernwärmenetz in Hamburg eingeführt. Auch auf Grundlage dieser Maßnahme konnte die Rücklauftemperatur langfristig von 70 °C auf 55 °C gesenkt werden (Dommann 1994). Erst durch diese Maßnahme wurde das kundenseitige Interesse geweckt, das Fernheizwasser möglichst umfänglich auszukühlen, da dies nun ein wesentlicher Faktor der Energierechnung war.

7.2 Wärmespeicherung

Der deutliche Ausbau regenerativer Stromerzeugung in Deutschland führt zu grundlegend neuen Anforderungen im Energiesektor. Die aktuellen Entwicklungen in Deutschland zeigen, dass durch die vermehrte Zunahme der sommerlichen Stromproduktion aus Photovoltaik und der ganzjährigen Stromproduktion aus Wind erste Großkraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden können und daher abgeschaltet werden.

Wärmespeicher ermöglichen durch die zeitliche Entkopplung der Wärmenachfrage und den Anforderungen des Stromsystems eine flexiblere Betriebsweise von KWK-Anlagen sowie eine effizientere Integration erneuerbarer Energien (Wünsch et al., 2011).

„Ein Blick nach Dänemark, das schon einen deutlich höheren regenerativen Stromanteil als Deutschland hat, zeigt mögliche zukünftige Entwicklungen auch für den deutschen Energiemarkt: regenerative Energien ersetzen vermehrt die (sommerliche) Stromproduktion vollständig. Dies führt dazu, dass die vorhandenen Fernwärmesysteme, die durch die Abwärme von Kraft-Wärme-Kopplungen betrieben wurden, ihre Wärmequelle verlieren. Hier zeigt sich, dass je nach technisch-wirtschaftlichen Randbedingungen der Einsatz von großvolumigen, multifunktionalen Wärmespeichern eine wirtschaftliche Lösung zur Sicherstellung der Strom- und Wärmeversorgung ganzer Siedlungen und Städte darstellt.“ (Pauschinger 2014).

Die kostengünstige Speicherung von Wärme über längerfristige Zeiträume ist jedoch über die Koppelung zum Strommarkt hinaus ein entscheidendes Element um hohe Anteile an erneuerbaren Energien und Abwärme in die Fernwärmeversorgung zu integrieren.

Das Dargebot der betrachteten Niedertemperaturquellen korreliert nur unzureichend mit der Wärmelast. Während der höchste Wärmeabsatz in die kalten Wintermonate fällt, konzentriert sich das Angebot an solarer Wärme auf das Sommerhalbjahr. Industrielle und gewerbliche Abwärme wie auch die Wärme aus der Müllverbrennung fällt in der Regel gleichbleibend im Jahresverlauf an. Auch die Nutzung der Wärme aus Tiefengeothermie ist dann besonders wirtschaftlich, wenn diese über das ganze Jahr gleichbleibend genutzt werden kann.

„Somit konkurrieren verschiedene Energiequellen um die Deckung der Wärmelasten in den Sommer- und Übergangsmonaten“ (Sandrock et al., 2016a). Für eine ganzjährige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Wärmepotenziale könnten großvolumige Wärmespeicher zum Einsatz kommen, die eine Nutzung der eingespeicherten Wärme in den laststarken Monaten ermöglichen.

7.2.1 Oberirdische Wärmespeicher

In Deutschland werden derzeit zentral in Wärmenetze eingebundene Wärmespeicher mit mehreren 10.000 m³ Wasserinhalt realisiert, die Abwärme aus großen KWK-Anlagen aufnehmen. Diese oberirdisch realisierten Stahltanks speichern Abwärme für kurze Zeit (Stunden bis Tage) und dienen zur Betriebsoptimierung der Stromerzeugung und zum Spitzenlastmanagement der Fernwärmeversorgung. Die oberirdisch realisierten Wärmespeicher sind meist drucklos aus einer Stahlhülle, mit Wasser gefüllt und nach dem System „Hedbäck“ über Differenzdruckpumpen direkt in das Wärmeerzeugungssystem eingebunden. Abbildung 105 zeigt einen der größten Speicher der Fernwärme Linz AG in Österreich.

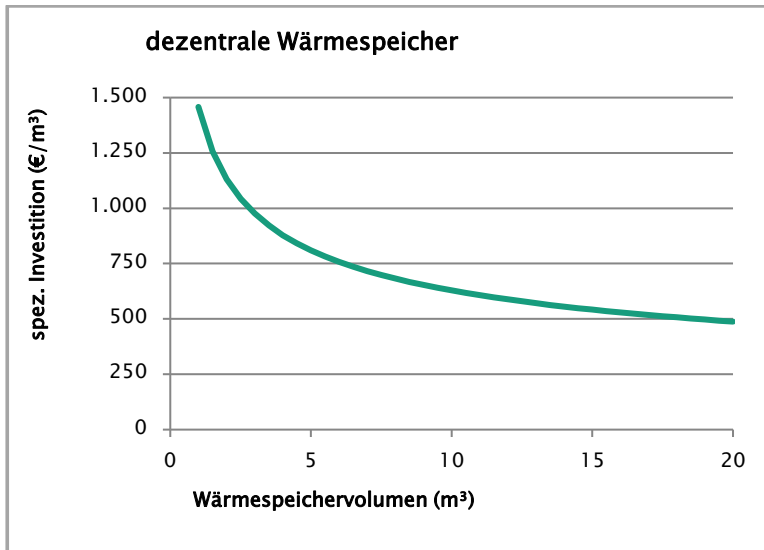
Abbildung 105: Oberirdisch realisierter Stahltank der Fernwärme Linz AG



Quelle: F. Ochs, Universität Stuttgart

Die Baukosten dieser Speicher betragen mehrere Hundert Euro je m^3 . Hier ergibt sich eine Abhängigkeit von dem Speichervolumen, da bei großen Speichern das Verhältnis von Oberflächen zu Volumen zunehmend günstiger wird. Abbildung 106 zeigt die spezifischen Kosten für dezentrale drucklose Wärmespeicher bis 20 m^3 .

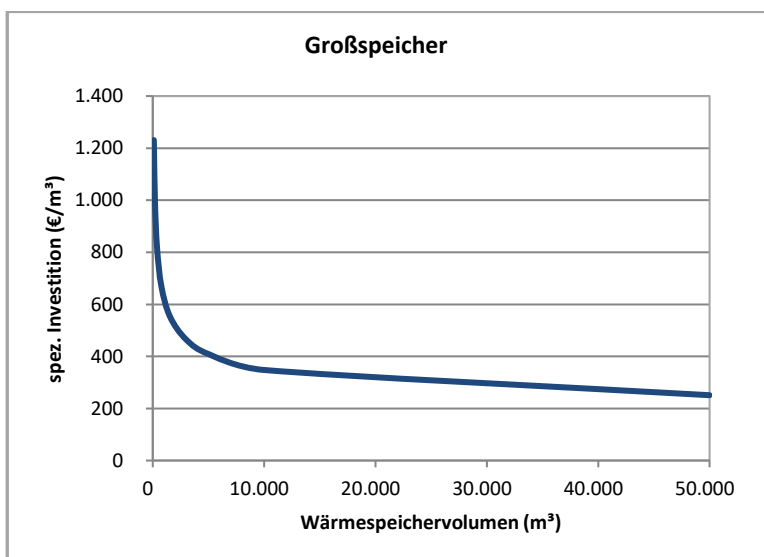
Abbildung 106: Spezifische Kosten für dezentrale drucklose Wärmespeicher



Quelle: IUTA (2002)

Die Investitionskosten für drucklose Speicher sind stark vom Volumen abhängig. Großspeicher mit mehreren 1.000 Kubikmetern Inhalt weisen deutlich geringere spezifische Kosten je m^3 auf.

Abbildung 107: Spezifische Investitionskosten von drucklosen Großspeichern



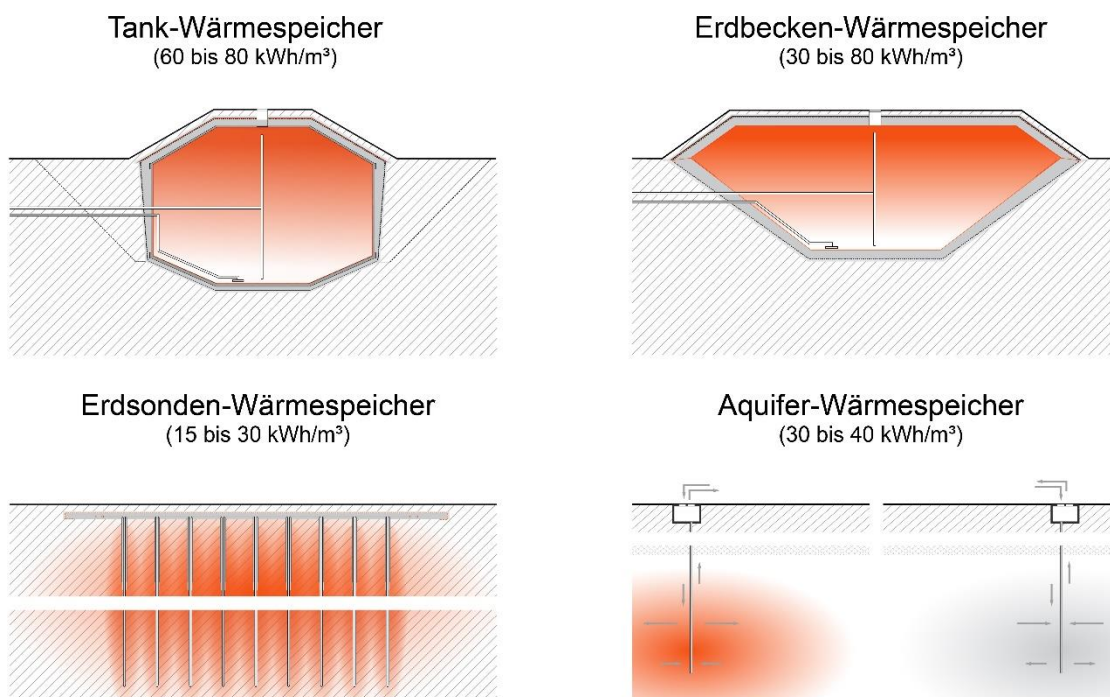
Quelle: Schulz (2013a)

Wird der Wärmespeicher hingegen in den Untergrund integriert, speichert dieser direkt die Wärme oder nimmt statische Lasten des in ihn integrierten Wärmespeichers auf. Diese in den Untergrund integrierten Wärmespeicher sind daher kostengünstiger als die oberirdisch realisierten.

7.2.2 In den Untergrund integrierte Wärmespeicher

In den Untergrund integrierte Wärmespeicher wurden in Deutschland über F+E-Programme zur saisonalen Speicherung von Solarwärme entwickelt. Seit 1996 konnten elf Pilotanlagen errichtet werden. Hierbei wurden die folgenden vier Speichertechnologien entwickelt, die jeweils in mindestens einer Pilotanlage in Betrieb sind (Abbildung 108) (Mangold et al., 2007):

Abbildung 108: Typen von saisonalen Wärmespeichern (in Klammern ist die durchschnittliche Wärmekapazität je m³ Speichervolumen als Richtwert angegeben)



Quelle: eigene Darstellung, © Solites, basierend auf: Benner et al. (1998) mit weiteren Ergänzungen

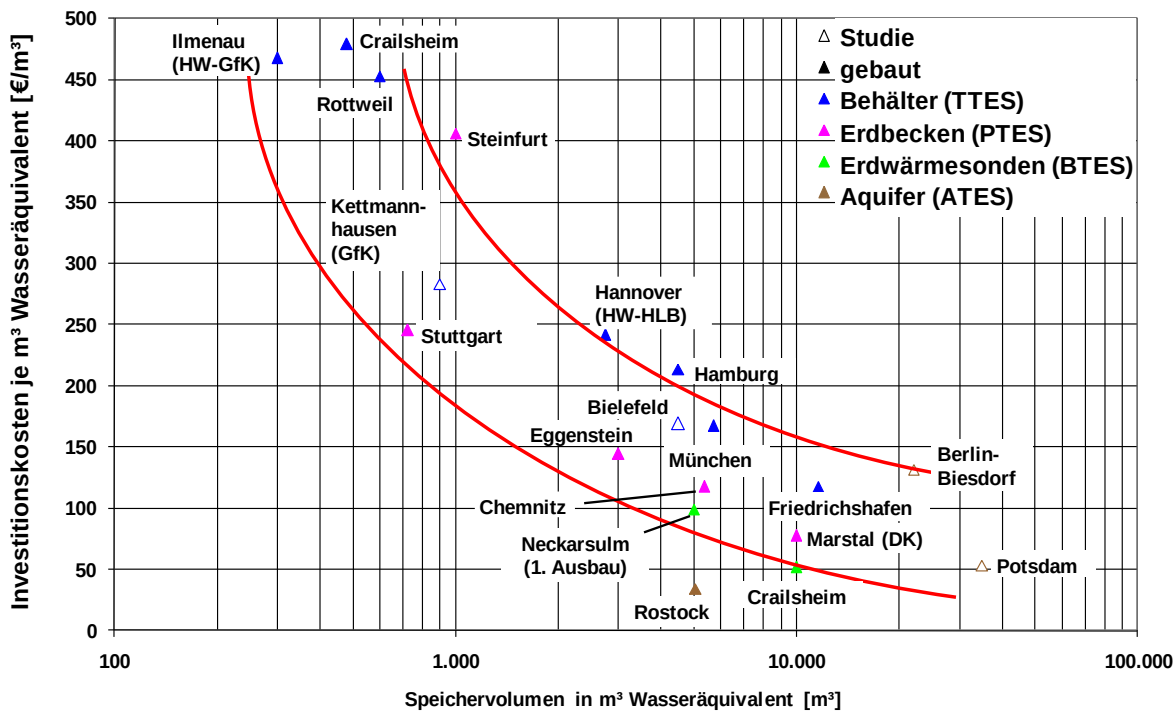
„Tank-Wärmespeicher bestehen meist aus einem Stahlbetonbehälter, der außen wärmegeklämt und im Inneren meist mit Edelstahlblech wasser(dampf)dicht ausgekleidet ist. Der Behälter wird mit Wasser gefüllt, das bis auf 98 °C erwärmt werden kann.

Erdbecken-Wärmespeicher entstehen, in dem eine Baugrube (teilweise) wärmegeklämt, mit Kunststoffbahnen abgedichtet und mit Wasser gefüllt wird. Dieser wärmegeklämte Teich wird durch einen schwimmenden oder freitragenden Deckel geschlossen (Mangold et al., 2007).“ Alternativ liegt der Deckel auf einer wassergesättigten Kiesfüllung der Speichergrube auf.

„Erdsonden-Wärmespeicher nutzen das Gestein im Untergrund zur Wärmespeicherung. Durch Wasser durchflossene Erdsonden, die in vertikale Bohrlöcher eingegossen werden, wird das Gestein erwärmt und wieder abgekühlt.

Aquifer-Wärmespeicher werden durch Brunnen erschlossen, die aus unterirdischen, Wasser führenden Gesteinsschichten (Aquiferen) Wasser an die Erdoberfläche pumpen, dieses erwärmen und wieder in den Untergrund einspeichern. Durch eine Umkehr des Pumpvorganges kann die gespeicherte Wärme genutzt werden.“ (Mangold et al., 2007).

Abbildung 109: Spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern (Angaben ohne Planungskosten und MwSt.)



Quelle: eigene Darstellung, © Solites, basierend auf: Benner et al. (2003) mit weiteren Aktualisierungen und Ergänzungen

Abbildung 109 zeigt eine Übersicht über die Baukosten der in Deutschland realisierten in den Untergrund integrierten großvolumigen Wärmespeicher. „Zum Vergleich sind die Kosten einiger detailliert durchgeführter Projektstudien sowie von dänischen Erdbecken-Wärmespeichern mit aufgeführt.

Die Kosten zeigen eine starke Degression mit Zunahme des Speichervolumens. Bei großen Speichern mit Volumina ab 10.000 m³ werden Baukosten zwischen 50 und 100 €/m³ Wasseräquivalent erreicht. Im mittelgroßen Bereich zwischen 3.000 und 6.000 m³ ist außerdem ein deutlicher Zusammenhang zwischen den Baukosten und dem Speichertypus zu erkennen: Tank-Wärmespeicher sind hierbei eher im oberen Bereich der Kosten wiederzufinden. Darunter liegen in absteigender Reihenfolge die Kosten von Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeichern.“ (Mangold et al., 2012).

„Bei der Betrachtung der dargestellten Kosten muss berücksichtigt werden, dass nicht alle Speichertypen an jedem Standort realisiert werden können, da sie sehr unterschiedliche Anforderungen an die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse des Untergrundes stellen. Des Weiteren sind sie auch hinsichtlich ihrer thermischen Leistungsfähigkeit und Effizienz nicht direkt vergleichbar.

So können beispielsweise mit einem wassergefüllten Tank-Wärmespeicher sehr hohe Be- und Entladeleistungen sowie hohe Nutzungsgrade erreicht werden, Erdsonden-Wärmespeicher dagegen sind

hinsichtlich maximaler Be-/ und Entladeleistungen beschränkt, und auch die Nutzungsgrade liegen bedingt durch die fehlende Wärmedämmung an den seitlichen Randbereichen und am Boden im direkten Vergleich niedriger. Diese Eigenschaften können bzw. müssen in einem Speichersystem durch geeignete zusätzliche anlagentechnische Komponenten wie Pufferspeicher und Wärmepumpen kompensiert werden. Die dafür anfallenden Zusatzkosten auf Systemebene sind in Abbildung 109 allerdings nicht enthalten.“ (Mangold et al., 2012).

Detaillierte Informationen zu diesen in den Untergrund integrierbaren, großvolumigen Wärmespeichern sind z.B. unter www.saisonalspeicher.de (Solites 2018a) zu finden.

„Bis jetzt in Deutschland realisierte solare Wärmenetze mit saisonalem Wärmespeicher nutzen den Speicher allein zur Speicherung von Solarwärme. Dabei wird aus Sicht der Betreiber das Bauteil Speicher nur mit, im Vergleich zu sonstiger Wärme, relativ teurer Solarwärme beladen. Das Speichervolumen kann jedoch weitaus flexibler für weitere Anwendungen genutzt werden, abhängig von der Systemintegration des Speichers (Mangold et al., 2012).“ Neue Anwendungen der Bauweisen in den Untergrund integrierter Wärmespeicher nutzen den Speicher **multifunktional** zur Abwärmespeicherung und Betriebsoptimierung von KWK-Anlagen. Im Folgenden werden Pilotvorhaben erläutert.

7.2.3 Deutsche Multifunktions-Wärmespeicher

Im Rahmen eines geförderten Forschungs- und Pilotvorhabens baute die E.ON Hanse Wärme GmbH im Jahr 2010 den ersten, 1996 errichteten saisonalen Wärmespeicher Deutschlands in Hamburg-Bramfeld zu einem Multifunktions-Wärmespeicher um. „Neben der saisonalen Speicherung von solarer Wärme aus der bestehenden Solaranlage speichern die 4.000 m³ Wasservolumen des Speichers Abwärme aus einem Müllheizkraftwerk.

Damit können Spitzenlasten des Fernwärmeverbundnetzes Hamburg-Ost (120 MW / 400 GWh) auch aus dem Speicher gedeckt und die sonst hierfür notwendigen fossil betriebenen Heizkessel abgeschaltet werden. Weiterhin kann dadurch der KWK-Anteil in dem Fernwärmeverbundnetz weiter erhöht werden. Zeitgleich ermöglicht die Einbindung des Multifunktions-Wärmespeichers in das Fernwärmeverbundnetz, dieses weiter zu solarisieren.“ (Mangold et al., 2012).

Die multifunktionale „Nutzung des Wärmespeichers erforderte einen Umbau des bestehenden Speicherbauwerks. Dafür sind hauptsächlich die höheren thermischen Belastungen für das Bauwerk verantwortlich, die aus den wesentlich höheren Be- und Entladeleistungen von bis zu 10 MW resultieren. Dadurch ist es im Extremfall nun möglich, den Speicher innerhalb von 24 h vollständig durchzuladen“ (Mangold et al., 2012). Diesen Belastungen war das Betontragwerk des alten Speichers aus statischer Sicht nicht gewachsen (Mangold et al., 2012). Der Betriebsbeginn des Multifunktions-Wärmespeichers erfolgte im Oktober 2010.

Im Jahr 2012 wurde in Hamburg ein weiterer Multifunktions-Wärmespeicher realisiert. Zur Internationalen Bauausstellung 2013 in Hamburg-Wilhelmsburg wurde ein Fernwärmesystem begonnen, das in mehreren Bauabschnitten realisiert wird und im Endausbau Wärme aus einem Solarthermiefeld, Abwärme aus der Industrie, einem BHKW und eine Holzhackschnitzelfeuerung zu einer CO₂-neutralen Wärmeversorgung kombiniert. Der 2.000 m³ große, in den sogenannten „Energiebunker“ integrierte Multifunktions-Wärmespeicher dient dabei als zentrales Volumen zum Management, d.h. zum Wärmemengen- und Wärmelastausgleich bei der Wärmeerzeugung.

7.2.4 Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit Multifunktions-Wärmespeicher - das dänische Pilotprojekt „SUNSTORE 4“

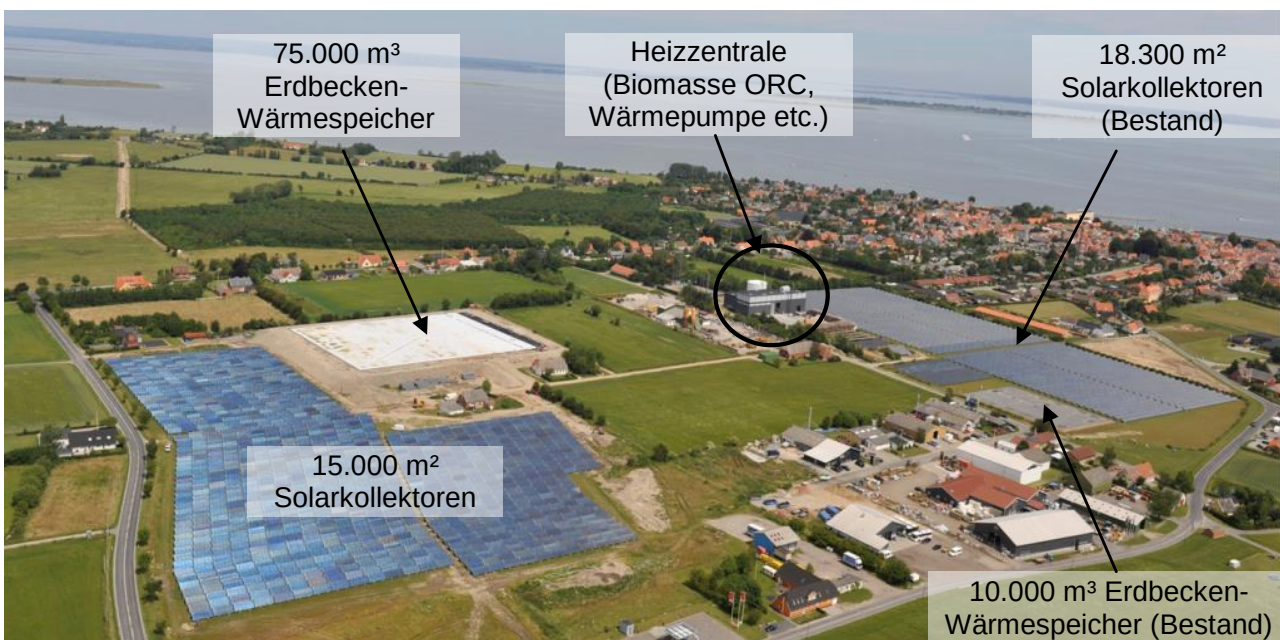
„In Marstal auf der dänischen Insel Aerö wurde im Jahr 2012 ein neuartiges, auf 100 % erneuerbaren Energien basierendes Anlagenkonzept für das örtliche Fernwärmesystem umgesetzt. Zentrale Komponenten sind eine solarthermische Großanlage mit einer Nennleistung von 23,4 MWth, ein Multifunktions-Wärmespeicher mit 75.000 m³ Wasserinhalt und ein Biomasse-Heizkraftwerk mit ORC-Anlage. Das als „Smart District Heating“ bezeichnete Gesamtkonzept ermöglicht dem lokalen Wärmeversorger eine wirtschaftlich attraktive Teilnahme am Strom-Regelenergiemarkt.

Auf der dänischen Insel Aerö wird seit dem Jahr 1962 ein Fernwärmenetz betrieben, das die Kleinstadt Marstal mit Wärme versorgt. Im Jahr 1996 wurde ein erstes großes Solarkollektorfeld mit 8.000 m² zusammen mit einem 2.100 m³ Stahltank-Wärmespeicher installiert. Im Jahr 2003 wurde das System im Rahmen eines EU-Vorhabens auf eine Gesamtkollektorfläche von 18.300 m² ausgebaut. Zusätzlich wurde ein saisonaler Erdbecken-Wärmespeicher mit einem Wasservolumen von 10.000 m³ errichtet. Der solare Deckungsanteil an der gesamten jährlichen Wärmelieferung von 28 GWh lag damit bei ca. 30 %.

Im Rahmen des EU-Vorhabens SUNSTORE 4 (Schmidt, T., et al., 2013) wurde die Anlage im Jahr 2012 erneut erweitert auf insgesamt 33.300 m² Solarkollektorfläche, die einer Nennleistung von 23,4 MWth entsprechen. Für die neu hinzugekommene Kollektorfläche wurde ein neuer saisonaler Erdbecken-Wärmespeicher mit einem Wasservolumen von 75.000 m³ gebaut. Ein Biomasse-Heizkraftwerk mit ORC-Anlage und eine CO₂-Kompressions-Wärmepumpe dienen neben der Wärmeversorgung auch der regenerativen Stromproduktion und der Nutzung von Regenerativstrom-Überproduktionsmengen nach dem „Power-to-Heat“-Prinzip.

Das Gesamtsystem ermöglicht eine zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierende Versorgung des durch Neuanschlüsse gestiegenen jährlichen Wärmebedarfs von 32 GWh. Abbildung 110 zeigt ein Luftbild der Anlage.“ (Schmidt und Mangold 2013).

Abbildung 110: Ansicht der solaren Fernwärme in Marstal, Dänemark. Links dargestellt der neue Solarteil, rechts die Bestandsanlage



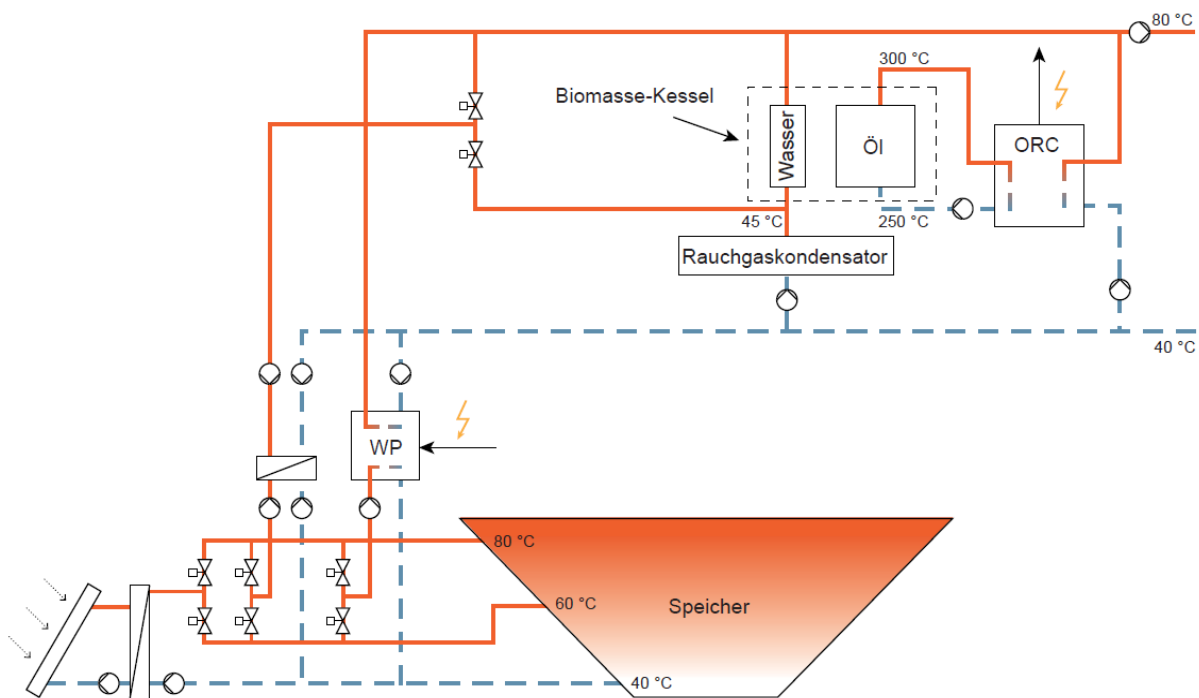
Quelle: Schmidt/Mangold (2013)

„Bereits heute führt ein hoher Anteil an Regenerativstrom in der gesamten Stromversorgung in Dänemark zu einer veränderten Betriebsweise von KWK-Anlagen. Durch den sich verringern den Bedarf an konventionell erzeugtem Strom und die höhere Dynamik in der gesamten Stromerzeugung verlagern sich die Betriebsstrategien von KWK-Anlagen weg von der Erzeugung möglichst hoher Strommengen mit langen Laufzeiten hin zu einem Betrieb zu Spitzenzeiten mit einer Teilnahme am Strommarkt und an der Stromnetzstabilisierung.

Dieser Betrieb ist gekennzeichnet durch verkürzte KWK-Laufzeiten und einen schnellen Ausgleich von Strom-Über- bzw. Minderproduktionsmengen. Die flexible, meist stromgeführte Betriebsführung der KWK-Anlagen wird dabei durch einen großen Wärmespeicher ermöglicht, dem KWK-Abwärme und solare Wärme jederzeit zugeführt und zu Bedarfszeiten zum Verbrauchsdeckung entnommen werden können.“ (Schmidt und Mangold 2013).

„Abbildung 111 zeigt das Systemkonzept des neuen SUNSTORE 4-Teils der solaren Fernwärme in Marstal (Schmidt und Mangold 2013).“

Abbildung 111: Systemkonzept des SUNSTORE 4-Teils der solaren Fernwärme in Marstal



Quelle: Schmidt/Mangold (2013)

„Die Hauptkomponenten des neuen Anlagenteils sind (siehe Abbildung 111):

- ▶ 15.000 m² Solarkollektoren (bodenaufgeständerte Freifeldanlage)
- ▶ 75.000 m³ Erdbecken-Wärmespeicher (Speichermedium Wasser, Kapazität 5 GWhth)
- ▶ 4 MW Biomassekessel
- ▶ 750 kWel ORC-Anlage (Organic-Rankine-Cycle)
- ▶ 1,5 MW CO₂-Kompressions-Wärmepumpe

Die Bestandsanlage umfasst die weiteren Hauptkomponenten (in Abbildung 111 nicht dargestellt):

- ▶ 18.300 m² Solarkollektoren (bodenaufgeständerte Freifeldanlage)

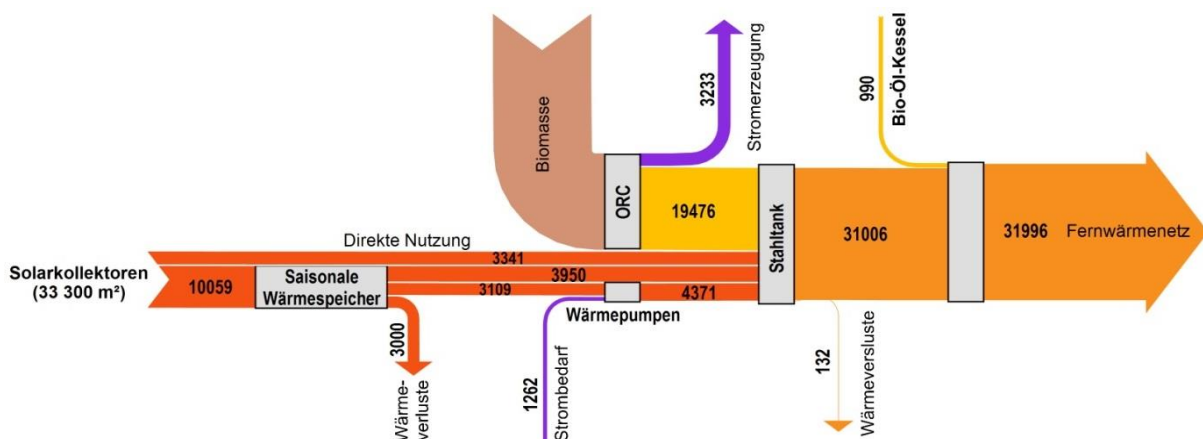
- ▶ 2.100 m³ Stahltank-Wärmespeicher (Speichermedium Wasser)
- ▶ 10.000 m³ Erdbecken-Wärmespeicher (Speichermedium Wasser)
- ▶ 500 kW Kompressions-Wärmepumpe
- ▶ 18,3 MW Bio-Öl-Kessel (zukünftig als Redundanz-Wärmeerzeuger)

In der Sommerzeit liefern die Solarkollektoren Wärme zur direkten Nutzung an das Fernwärmenetz und beladen zusätzlich die beiden Wärmespeicher. Sinken die Temperaturen der Wärmespeicher im Herbst bzw. im Winter unter ein zur direkten Nutzung erforderliches Temperaturniveau, muss mit Hilfe der Wärmepumpen und des Biomassekessels nachgeheizt werden.

Die Wärmepumpen laufen vorwiegend bei niedrigen Strompreisen und kühlen den Speicher weiter ab, um Nutzwärme an das Fernwärmenetz bzw. in den Stahltank zu liefern. Der Biomassekessel liefert eine Wärmeleistung von 4 MW, aus denen in der ORC Anlage 750 kW Strom erzeugt werden. Die restliche Wärmeleistung wird an das Fernwärmenetz abgegeben. Im Bedarfsfall kann der Biomassekessel auch ohne Betrieb der ORC-Anlage Wärme direkt an das Fernwärmenetz liefern.

Abbildung 112 veranschaulicht die Anteile der verschiedenen Hauptkomponenten an der Jahres-Wärmeerzeugung.“ (Schmidt und Mangold 2013).

Abbildung 112: Energieflussdiagramm der Gesamtanlage in Marstal (Werte in MWh/a, basierend auf Simulationswerten von PlanEnergi (DK), Planungsstand Sept. 2011)



Quelle: Schmidt/Mangold (2013)

„Der neue Erdbecken-Wärmespeicher hat ein Wasservolumen von 75.000 m³. Er ist als umgekehrter Pyramidenstumpf mit rechteckiger Grundfläche ausgebildet. Die horizontalen Dimensionen des Speichervolumens im Deckenbereich betragen 113 x 88 m, im Bodenbereich 48 x 23 m, die Höhe liegt bei 16 m. Abbildung 113 zeigt Fotos des Speichers während der Bauzeit.

Die Auskleidung der Speicherbaugrube besteht aus einer HDPE-Folie, die im Wand- und Bodenbereich auf einem Schutzvlies ausgelegt und verschweißt wurde. Nach dem Befüllen der Baugrube mit Wasser wurde der Speicher mit einer schwimmenden und wärmegeämmten Abdeckung versehen. Als Dämmmaterial wurde kreuzvernetzter Polyethylenschaum mit einer Dämmstärke von 240 mm eingesetzt. Das Dämmmaterial wurde in Form großer Matten in mehreren Lagen auf der auf der Wasseroberfläche schwimmenden Auskleidungsfolie ausgelegt. Die Wand- und Bodenbereiche blieben als Folge einer Kosten-Nutzen-Rechnung ungedämmt.

Die gesamten Baukosten des Wärmespeichers betrugen knapp 3 Mio. Euro bzw. 39 Euro/m³ (ohne MwSt.). In diesen Kosten sind die Planungskosten sowie die notwendige Anlagentechnik in der Heizzentrale enthalten.“ (Schmidt und Mangold 2013).

Abbildung 113: Fotos des Erdbecken-Wärmespeichers während der Bauzeit; links: Auskleidung der Baugrube und Be-/ Entladeturm; rechts: Aufbringen der Abdeckfolie auf der Wasseroberfläche



Quelle: Marstal Fjernvarme

7.3 Flexibilität und Sektorenkopplung

Die Integration der betrachteten Niedertemperaturwärmequellen in kommunale Fernwärmenetze ist für die Sektorenkopplung und die Erhöhung der Flexibilität im Energiesystem grundsätzlich vorteilhaft.

Über die Infrastruktur von Fernwärmenetzen können verschiedenartige Wärmeströme in das System integriert und mit der verbraucherseitigen Wärmelast synchronisiert werden (vgl. Abbildung 10).

Falls die Wärme für die vorgesehene Nutzung auf einem zu niedrigen Temperaturniveau vorliegt, kann eine exergetische Aufwertung z.B. über strombetriebene Wärmepumpen stattfinden und damit eine Sektorenkopplung zum Strommarkt erfolgen.

Die Flexibilität in Bezug auf das fluktuierende Strom-Dargebot aus Windstrom und Photovoltaik kann dabei durch den Einsatz von Wärmespeichern (vgl. Kap. 7.2.4) erhöht werden. Diese Wärmespeicher können auch den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen flexibilisieren.

Aus exergetischer Sicht ist es jedoch sinnvoll, soweit als möglich auf eine Aufwertung der Niedertemperaturwärmeströme zu verzichten und die zur Verfügung stehende Wärme direkt zu nutzen (vgl. Kap. 6.2).

Auch unter ökonomischen Bedingungen ist der Betrieb von Wärmepumpen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen durch die hohen Umlagen und Entgelte auf den aus dem Netz bezogenen Strom wirtschaftlich kaum darstellbar (vgl. Abbildung 117).

In der Praxis sollten daher die Auswirkungen der Integration von Niedertemperaturwärmeströmen in kommunale Fernwärmesysteme in Bezug auf Sektorenkopplung und Flexibilität unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht überschätzt werden.

7.4 Zwischenergebnis

Exergetisch optimierte Wärmenetze sind im Kontext dieser Studie durch den Betrieb auf einem möglichst niedrigen Exergieniveau, also durch niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen von maximal ca. jeweils 70 °C charakterisiert. Hierzu wurden insbesondere in den letzten Jahren unterschiedliche Arten von exergetisch optimierten Wärmenetzen realisiert, die nicht technisch genau definiert sind, sich jedoch insbesondere in der Lokalisation der exergetischen Aufwertung unterscheiden:

Während in Niedertemperatur- und Low-Ex-Netzen die exergetische Aufwertung der Niedertemperaturwärmequelle in der Heizzentrale – meist durch eine Wärmepumpe – erfolgt, wird in kalten Nahwärmenetzen die Wärme der Niedertemperaturwärmequelle zu den einzelnen Kunden geliefert und erst dort exergetisch aufgewertet.

Die exergetische Optimierung bestehender Wärmenetze bedeutet, dass Maßnahmen durchgeführt werden, die zu einer Absenkung der erforderlichen Vor- und Rücklauftemperaturen im Wärmenetz führen. Hierzu können gebäudetechnische Maßnahmen bei den Kunden durchgeführt werden, wie technisch z.B. in Kapitel 6 beschrieben.

Weiterhin kann durch eine Abtrennung von Teilnetzen in diesen eine Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen erfolgen. Hier kann sich insbesondere für neu zu erschließende Wärmeteilnetze die Möglichkeit bieten, deren Vorlauftemperatur aus dem Rücklauf des bestehenden Wärmenetzes zu versorgen.

Zum Ausgleich der dynamischen Lasten in einem Wärmenetz und des davon oft unabhängigen dynamischen Anfalls der Niedertemperatur werden Wärmespeicher eingesetzt. Kleine Wärmespeicher sind hierbei spezifisch teurer als große, ebenso oberirdische im Vergleich zu in den Untergrund integrierte Wärmespeicher.

Die Systemeinbindung des oder der Wärmespeicher und die Regelstrategien zur Be- und Entladung entscheiden maßgebend über die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Konzepte zum Einsatz von Wärmespeichern. Für in den Untergrund integrierte Wärmespeicher ist zudem die Art der Böden am Speicherstandort entscheidend.

Werden Wärmespeicher für mehr als eine Funktion genutzt, wird von Multifunktions-Wärmespeichern gesprochen. Wärmespeicher können auch eine Nutzung von regenerativ erzeugtem Überschussstrom im Rahmen einer Sektorenkopplung erlauben, sofern hierzu eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

8 Ökonomisch-ökologische Nutzenanalyse

Die Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen in Wärmenetzen erfordert vergleichsweise hohe Anfangsinvestitionen in Erzeugungsanlagen und die Netzinfrastruktur. Entsprechend benötigen diese Investitionen lange Zeiträume zur Refinanzierung. Die Beurteilung des ökonomischen und ökologischen Nutzens der dargelegten Technologieoptionen erfordert somit Annahmen für die Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens in der Zukunft.

Diese Annahmen sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die langfristige Entwicklung von Brennstoffpreisen und der Entwicklung des Strommarktes ist in hohem Maß ungewiss. Daneben hat die nicht vorhersehbare Entwicklung des Kapitalmarktes mit den darauf aufbauenden Finanzierungsbedingungen für energiewirtschaftliche Investitionen einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Auch technologische Entwicklungen können die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen stark beeinflussen. Mit Blick auf das Jahr 2050 könnten in etwa 30 Jahren Technologien zum Einsatz kommen, die heute noch nicht als wettbewerbsfähig eingestuft werden oder gänzlich unbekannt sind. Als Beispiel dafür kann die Photovoltaik dienen, die vor 30 Jahren noch völlig unwirtschaftlich und allenfalls für Anwendungen im Weltraum geeignet schien.

Daneben hat die künftige Energiepolitik einen mindestens ebenso großen – wenn nicht sogar den größten – Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Der Energiemarkt ist in großem Maß von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Änderungen im Förderregime oder der Energiebesteuerung können erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit energiewirtschaftlicher Investitionen nach sich ziehen. Energiepolitische Lenkungsinstrumente wie eine CO₂- oder Brennstoffsteuer oder eine energiepolitische Stärkung des EU-Emissionshandels würden die Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen befördern. Auch die künftige Entwicklung der Energiepolitik auf nationaler und europäischer Ebene ist wenig vorhersehbar.

Vor diesem Hintergrund muss die nachfolgend dargestellte ökonomisch-ökologische Nutzenanalyse als Annäherung verstanden werden, die in den kommenden Jahren je nach Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen ist.

8.1 Mikroökonomische Betrachtung mit Schwerpunkt Tiefengeothermie

Die mikroökonomische Betrachtung fokussiert sich nachfolgend auf den Nutzen des Einsatzes von Wärme aus tiefer Geothermie in bestehenden kommunalen Fernwärmesystemen.

8.1.1 Investitionskosten der Wärmeerzeugung

In Tabelle 37 sind die Investitionskosten von Wärmeerzeugungsanlagen bei der Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen und fossilen Erzeugungsanlagen gegenübergestellt. Hierbei sind jeweils thermische Leistungen der Anlagen von 10-30 MW zugrunde gelegt. Die Kosten beinhalten keine Brennstoffe, Strom oder Aufwendungen zur Systemintegration in das aufnehmende Fernwärmesystem.

Tabelle 37: Investitionskosten der Wärmeerzeugung

Erzeugungsanlage	Investition [€/kW _{th}]	Quelle
Erdgas-Kessel	100	Schmidt et al. (2017)
Erdgas-KWK	839	Henning und Palzer (2015)
Tiefengeothermie	1.280	Paar et al. (2013)
Großflächen-Solarthermie	343	Mauthner und Herkel (2016)
Großwärmepumpe	781	Henning und Palzer (2015)

Gegenüber einem fossilen Erdgaskessel benötigen die Erzeugungsanlagen zur Nutzung von Geothermie, Solarthermie oder Umweltwärme damit bis zu 13-fach höhere Investitionen. Die Investitionskosten für Erdgas-KWK sind hier nur bedingt vergleichbar, da diese Anlagen gleichzeitig der Stromerzeugung dienen und hierüber entsprechende zusätzliche Erlöse generiert werden.

Bei der Tiefengeothermie sind die leistungsbezogenen Investitionskosten stark abhängig von den vor Ort vorliegenden geologischen Rahmenbedingungen, dem geothermischen Gradienten, der Schüttung und dem gewünschten Nutz-Temperaturniveau. Somit können die tatsächlichen Kosten stark streuen.

Im Beispiel der Tabelle 37 ist nach Paar et al. (2013) eine Geothermieanlage in Ansatz gebracht, die eine thermische Leistung von 25 MW aufweist. Hier ist eine Bohrung (Dublette) mit einer Tiefe von 4.000 m und einer am Bohrkopf anliegenden Temperatur von 120 °C²² vorausgesetzt. Die angenommene Fließrate im Betrieb (Schüttung) beträgt 100 l/s. Nach Abzug angenommener Verluste am Wärmeübertrager von 5 K kann mit einer Vorlauftemperatur von 115 °C in das Wärmenetz eingespeist werden.

Insgesamt betragen die Investitionskosten im betrachteten Fall etwa 32 Mio Euro. Davon entfallen:

- ▶ 25 Mio Euro auf die Bohrkosten der Dublette
- ▶ 2 Mio Euro auf die Tiefenförderpumpe inkl. eines Redundanzaggregats sowie
- ▶ 5 Mio Euro auf Leittechnik, Hydraulik und Wärmeübertrager

Die resultierenden 1.280 Euro Investition je kW thermischer Leistung korrelieren sehr gut mit den Ergebnissen einer von der EU-Kommission im Dezember 2017 veröffentlichten Studie zu großskaligen Technikanwendungen im Bereich der Wärme- und Kälteversorgung in der EU (Grosse et al., 2017). In dieser Studie werden die Investitionskosten der Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie

²² In Kap. 8.1.4.1 ist ein Beispiel mit niedrigeren Fördertemperaturen dargestellt, das jedoch im Ergebnis weniger wirtschaftlich ist.

mit 1.300 Euro je kW thermischer Leistung (Bezugsjahr 2015) beziffert. Ein dazu stark abweichender Ansatz findet sich in Henning und Palzer (2015), wo Investitionskosten von 3.936 Euro je kW Wärmeleistung (Bezugsjahr 2013) angegeben werden.

8.1.2 Indikative Wärmegestehungskosten

Aus den Investitionskosten und den Betriebskosten lassen sich die Wärmegestehungskosten für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärmeströmen bestimmen. Bei den Kostenbestandteilen ist zwischen fixen und variablen Kosten zu unterscheiden.

Fixe Kosten fallen an, nachdem die Investition in die Anlage getätigt ist. Sie sind unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der Anlage zur Wärmebereitstellung. Variable Kosten entstehen aus dem technischen Betrieb der Anlage, etwa durch den Brennstoffbedarf. Die variablen Kosten sind entscheidend für die Einsatzreihenfolge der Anlagen im Erzeugungsportfolio des Unternehmens und bestimmen damit die Auslastung der Anlage. Damit setzen die Kosten zusammen aus:

- ▶ Kapitalkosten (Finanzierung der Investition)
- ▶ Brennstoffkosten, Stromkosten
- ▶ Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung
- ▶ Verwaltung und Versicherung
- ▶ Personalkosten
- ▶ Abzüglich Erträge aus Stromverkauf bei KWK-Anlagen

Bei Tiefengeothermie-Anlagen sind die Wärmegestehungskosten in der Praxis stark abhängig von der realisierbaren Schüttung im Betrieb und den Vollbenutzungsstunden der Anlage. Die thermische Leistung der Geothermieanlage ist insbesondere von der erzielbaren Temperaturdifferenz zwischen Bohrkopf und Rücklauftemperatur des nachgeschalteten Wärmenetzes sowie der Schüttung abhängig.

Die in Tabelle 37 als Beispiel aufgeführte Tiefengeothermie-Anlage (siehe Paar et al., 2013) weist auf der Grundlage der in Tabelle 38 aufgeführten Parameter gemäß Gleichung 5 in Abhängigkeit der Schüttung folgende thermische Leistung auf:

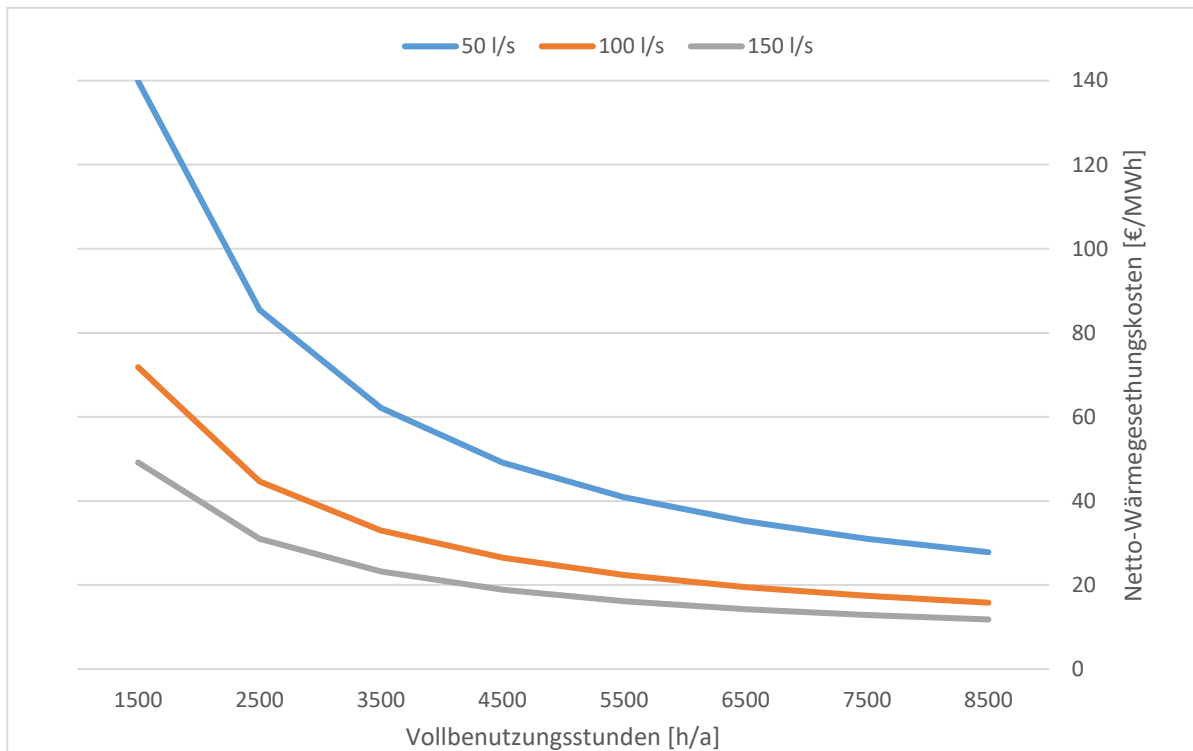
- ▶ 12,5 MW bei einer Schüttung von 50 Liter/s
- ▶ 25,0 MW bei einer Schüttung von 100 Liter/s
- ▶ 37,5 MW bei einer Schüttung von 150 Liter/s

Tabelle 38: Parameter der Leistungsberechnung (aus Paar et al., 2013)

Parameter	Wert
Dichte Fluid ρ_F	998 kg/m ³
Spez. Wärmekapazität Wasser c_F	4.187 J/kg K
Schüttung Q	50 – 150 l/s
Temperatur Bohrkopf T_i	120 °C
Rücklauftemperatur Netz T_R	60 °C

Abbildung 114 zeigt die Abhängigkeit der mit den Parametern aus Tabelle 38 berechneten Wärmegestehungskosten der Beispielanlage nach Paar et al. (2013) von der Schüttung und der Jahreslaufzeit (Vollbenutzungsstunden).

Abbildung 114: Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie in Abhängigkeit von Schüttung und Vollbenutzungsstunden (4.000 m Tiefe, 120 °C am Bohrkopf)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten wurden die in Tabelle 39 aufgeführten Annahmen zugrunde gelegt. Hierbei werden für die Berechnung der Kapitalkosten jeweils ein Zinssatz von 4 % und eine Nutzungsdauer von 50 Jahren bei der Bohrung, 15 Jahren bei den technischen Anlagen zur Systemintegration und 3 Jahren bei der Tiefenpumpe angenommen.

Tabelle 39: Berechnungsgrundlagen Wärmegestehungskosten Geothermie

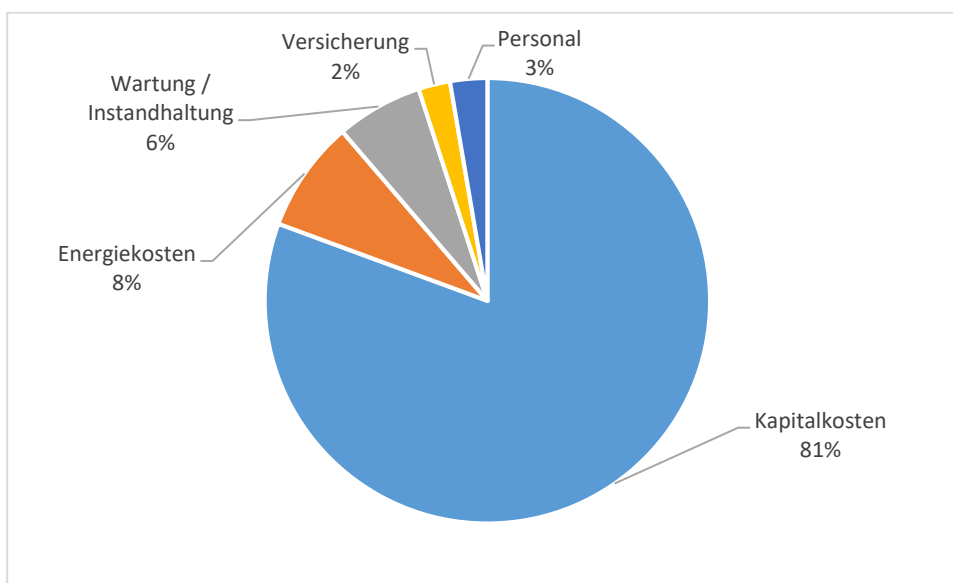
Investitionen	Ansatz	Quelle
Geothermie-Bohrung	25 Mio €	Paar et al. (2013)
Tiefenpumpe incl. Redundanzaggregat	2 Mio €	ebd.
Leittechnik, Hydraulik, Wärmeübertrager	5 Mio €	ebd.
Betriebskosten (jährlich)		
Wartung/Instandhaltung Pumpe	2 % der Investition	ebd.
Wartung/Instandhaltung Leittechnik etc.	1,5 % der Investition	ebd.
Thermalwasserreinigung	80.000 €/a	ebd.
Personalaufwand	75.000 €/a	ebd.
Stromkosten	263.000 €/a	Eigene Annahme
Verwaltung und Versicherung	54.000 €/a	Eigene Annahme

Im Ergebnis sind bei einer niedrigen Schüttung von 50 l/s wettbewerbsfähige Kosten gegenüber einer fossilen Wärmeerzeugung nur bei sehr hohen Vollbenutzungsstunden erreichbar. Damit ist eine Auslegung der Anlage an der sommerlichen Wärmelast im nachgelagerten Wärmenetz erforderlich.

Unter Zugrundelegung einer Schüttung von 100 l/s und einer Auslastung der Anlage von 3.000 Vollbenutzungsstunden werden Wärmegestehungskosten von etwa 37 €/MWh erreicht. Bei einer Schüttung von 150 l/s und einer ganzjährigen Auslastung der Anlage können sehr niedrige Wärmegestehungskosten von 11-12 €/MWh erzielt werden. Anlagen mit Vollbenutzungsstunden unterhalb von 1.500 h/a sind dagegen unter heutigen Rahmenbedingungen gegenüber einer fossilen Wärmeerzeugung nicht wirtschaftlich darstellbar.

Bei der Annahme einer Schüttung von 100 l/s und 3.000 Vollbenutzungsstunden werden 75,2 GWh Wärme bereitgestellt. Dafür ist ein Kostenaufwand von ca. 2,78 Mio € jährlich erforderlich. Die spezifischen Wärmegestehungskosten ergeben sich unter diesen Rahmenbedingungen zu 37 € je MWh Wärme. Die Kosten teilen sich nach Abbildung 114 unter diesen Rahmenbedingungen wie folgt auf:

Abbildung 115: Aufteilung der Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie
(4.000 m Tiefe, 120 °C am Bohrkopf, Schüttung 100 l/s, 3.000 VBH/a)



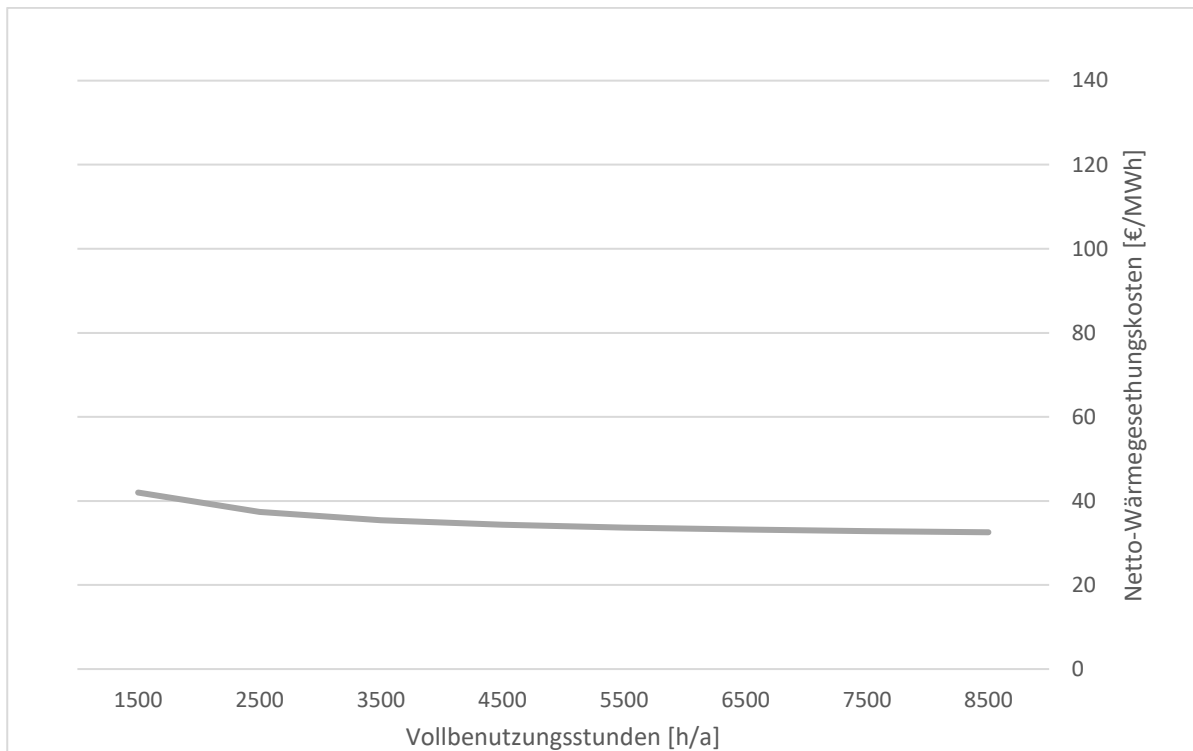
Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Der Fixkostenanteil aus Kapitalkosten, Personal und Versicherung beträgt im betrachteten Fall etwa 86 % der Wärmegestehungskosten. Damit sind die spezifischen Wärmekosten in hohem Maß abhängig von der Auslastung der Anlage (siehe auch Abbildung 114).

Im Gegensatz dazu weisen die Wärmegestehungskosten eines in der thermischen Leistung adäquaten **Erdgaskessels** eine wesentlich geringere Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage auf. Bei einer Auslastung von 3.000 Vollbenutzungsstunden errechnen sich hier spezifische Wärmegestehungskosten von etwa 36 € je MWh. Dies ist mit der vorgenannten Tiefengeothermie-Anlage vergleichbar.

Durch den sehr geringen Fixkostenanteil von ca. 8 % an den Wärmegestehungskosten werden jedoch die spezifischen Wärmekosten des Gaskessels bei Änderung der Auslastung der Anlage nur wenig beeinflusst. Diese Anlagen können somit auch mit guter Wirtschaftlichkeit zu Deckung von Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden. Abbildung 116 zeigt die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten eines 25 MW-Erdgaskessels von den jährlichen Vollbenutzungsstunden unter heutigen Marktbedingungen. Zum Vergleich mit Abbildung 114 wurde der Maßstab hier beibehalten.

Abbildung 116: Wärmegestehungskosten Erdgaskessel in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden (25 MW Leistung)

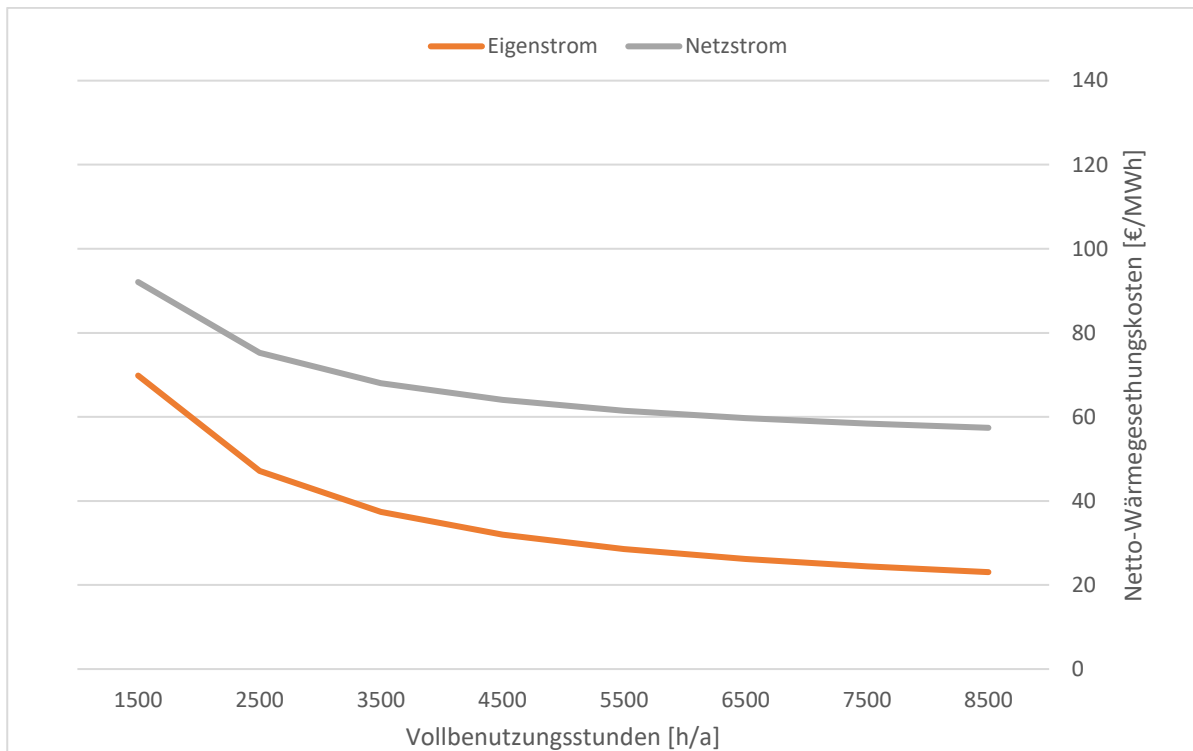


Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Abbildung 116 zeigt auch, dass aus Sicht eines Fernwärmeversorgers die Einbindung von Wärme aus Tiefengeothermieranlagen wettbewerbsfähig gegenüber einem Erdgaskessel ist, wenn die Wärmegestehungskosten unterhalb eines Wertes von etwa 35 € je MWh liegen. Dies wird im Beispiel der Anlage aus Abbildung 115 erst ab Vollbenutzungsstunden von > 3.200 h/a erreicht. Damit ist die Analyse des systemischen Zusammenwirkens der Tiefengeothermie-Anlage mit den übrigen Anlagen im Erzeugungsportfolio des Fernwärmeversorgers bedeutsam. Diese Betrachtung erfolgt im nachfolgenden Kapitel.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten der anderen Niedertemperaturwärmequellen von der jeweiligen Auslastung der Anlage ist unterschiedlich ausgeprägt. Beispielhaft zeigt Abbildung 117 die Wärmegestehungskosten von **Großwärmepumpen** in Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage in einem Bereich zwischen 1.500 und 8.500 Jahresstunden. Hierbei wird eine Großwärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 25 MW und einem COP von 3.0 angenommen. Der Fixkostenanteil an den Wärmegestehungskosten beträgt hier etwa 40 %.

Abbildung 117: Wärmegestehungskosten Großwärmepumpe in Abhängigkeit von den Vollbenutzungsstunden (25 MW Leistung, COP 3.0)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Damit ist die Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage durch den geringeren Fixkostenanteil weniger deutlich ausgeprägt als bei der Tiefengeothermie (vgl. Abbildung 114). In einem Korridor von 1.500 bis 8.500 Jahrestunden beträgt die Schwankung der Wärmegestehungskosten bei der tiefen Geothermie etwa 75 %, während es bei der Wärmepumpe etwa 40 % sind (in beiden Fällen auf der Basis von Netzstrom). Zudem ist die thermische Leistung einer Großwärmepumpe in Abhängigkeit des nachgelagerten Systems im Gegensatz zur Tiefengeothermie skalierbar und kann damit auf hohe Vollbenutzungsstunden optimiert werden.

Sehr deutlich wird auch, dass der Betrieb einer Wärmepumpe mit Strombezug aus dem Netz nicht zu wettbewerbsfähigen Wärmegestehungskosten gegenüber einer fossilen Wärmeerzeugung über Erdgaskessel führt (vgl. Abbildung 116). Durch die hohen Umlagen und Entgelte auf den Strompreis können selbst bei niedrigen Börsenstrompreisen im Regelfall keine wirtschaftlichen Wärmegestehungskosten erzielt werden (siehe auch 10.1.9).

Wird jedoch die Wärmepumpe über eine BHKW-Eigenstromversorgung im Inselbetrieb ohne mittelbaren oder unmittelbaren Anschluss an das Stromnetz autark mit Strom versorgt, entfällt nach § 61 a Nr. 2 EEG die EEG-Umlage und es können bei hohen Auslastungen niedrige Wärmegestehungskosten unter 30 € je MWh erreicht werden. Die vom BHKW im KWK-Prozess erzeugte Wärme kann dabei ebenfalls in das System integriert werden und parallel zur exergetischen Aufwertung auf der Heizseite der Wärmepumpe dienen.

Die Wärmegestehungskosten von großflächigen **Solarthermie**-Anlagen weisen ebenfalls hohe Fixkosten und sehr geringe Betriebskosten auf. Diese Anlagen werden jedoch in der Praxis unter wirtschaftlichen Erwägungen in der Regel so ausgelegt, dass der solare Energieertrag den sommerlichen Wärmebedarf im nachgelagerten Netz nicht übersteigt. Bei großen Freiflächenanlagen können auf

diese Weise unter guten Voraussetzungen annähernd wettbewerbsfähige Wärmekosten gegenüber fossiler Wärmeerzeugung erreicht werden (s. Tabelle 40).

Soll ein höherer solarer Anteil am Wärmebedarf erreicht werden, sind großvolumige Wärmespeicher erforderlich, die die Wärmekosten im System entsprechend erhöhen (s. Kap. 7.3). Dies ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur über eine hohe finanzielle Förderung wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 40: Wärmegestehungskosten von Solarthermieranlagen (ohne Fördermittel)

Anlagenart	Wärmekosten	Quelle
Mehrfamilienhäuser (Dachmontage, 30-300 m ²)	89 - 134 €/MWh	Mauthner und Herkel (2016)
Quartiersversorgung (Dachmontage, 500 – 5.000 m ²)	73 – 112 €/MWh	ebd.
Einbindung Fernwärmesystem (Freiflächenanlage, 5.000 – 20.000 m ²)	37 – 46 €/MWh	ebd.

Die Kosten für die Bereitstellung **industrieller Abwärme** sind sehr stark abhängig von den Rahmenbedingungen des einzelnen Projektes. Bei der Integration dieser Abwärmeströme werden in der Regel bilaterale Wärmelieferverträge zwischen Industriebetrieb/Contractor und dem Fernwärmeversorger abgeschlossen. Diese Verträge fallen unter das Betriebs- und Geschäftsgeheimnis der beteiligten Unternehmen und werden regelhaft nicht veröffentlicht.

Nach den Praxis-Erfahrungen der Autoren liegen die Wärmebereitstellungskosten industrieller Abwärme für den Fernwärmeversorger in einem Korridor von 10 – 20 € je MWh ab Werksgrenze der Industrieanlage. Paar et al. (2013) beziffert den Preis für Abwärme mit 15 € je MWh. Üblicherweise wird die Abwärme als Bandlieferung dem Fernwärmeunternehmen zur Verfügung gestellt, d.h. der Preis ist unabhängig von der tatsächlichen Abnahme zu entrichten. Damit wird diese Wärme möglichst als Grundlastwärme eingesetzt.

Auch für die Wärmelieferung aus Anlagen zur **Müllverbrennung**, die ebenfalls in vielen Fällen nicht zum eigenen Erzeugungsportfolio der Fernwärmeversorger gehören, sind ähnliche oder im Einzelfall auch noch geringere Wärmelieferpreise üblich, da die Entsorgungskosten über Gebühren gedeckt werden. Auch die Wärme aus der Müllverbrennung wird vorrangig zur Deckung der Grundlast eingesetzt.

8.1.3 Systemorientierte Wärmegestehungskosten

Die realen Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Technologieoptionen sind vom Zusammenwirken der verschiedenen Erzeugungseinheiten im Portfolio des Fernwärmeversorgers abhängig. Aus diesem Grund ist eine systemorientierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit nötig.

Für diese Betrachtung wird eine Einsatzoptimierung der Anlagen im gesamten Fernwärmesystem nach den jeweiligen variablen Kosten der Wärmeerzeugung und der jeweils vorliegenden Wärmelast im Jahresverlauf durchgeführt (sog. dispatch).

Zur Deckung der Wärmelast kommt jeweils die Anlage zum Einsatz, die die geringsten variablen Kosten aufweist („merit order“). Dabei werden mögliche Stromerlöse bei KWK-Anlagen mitberücksichtigt. Sogenannte „must-run“ Kapazitäten wie die Müllverbrennung werden in der Betriebsstrategie mit Priorität eingestuft, da diese Anlagen aus Gründen der Entsorgungssicherheit ohnehin laufen müssen. Aus der Einsatzoptimierung ergeben sich die Laufzeiten und damit auch die spezifischen Wärmegestehungskosten der jeweiligen Anlagen.

Für das Beispiel der Tiefengeothermie-Anlage nach Abbildung 115 wird die Integration der Wärme in drei verschiedene Modell-Wärmenetze mit unterschiedlichen Netzparametern rechnerisch simuliert. Die drei Modellnetze sind wie folgt charakterisiert:

Tabelle 41: Modell-Wärmenetze für die Integration von Wärme aus Tiefengeothermie

Modellnetz	Charakteristik
Wärmenetz Großstadt	Wärmeabsatz: 2.000 GWh/a Netzlänge: 400 km Erzeugung: Müll, Kohle-HKW, Gas-GuD, Gaskessel Netztemperaturen: VL 90-135 °C, RL 60 °C
Wärmenetz Mittelstadt	Wärmeabsatz: 500 GWh/a Netzlänge: 100 km Erzeugung: Industrieabwärme, Gas-BHKW, Gaskessel Netztemperaturen: VL 80-120 °C, RL 60 °C
Wärmenetz Kleinstadt	Wärmeabsatz: 60 GWh/a Netzlänge: 20 km Erzeugung: Gas-BHKW, Gaskessel Netztemperaturen: VL 70-105 °C, RL 55 °C

Die rechnerische Simulation der Modell-Wärmenetze erfolgt über das Programm *EnergyPRO*, ein Modellierungswerkzeug zur techno-ökonomischen Laufzeitsimulation von Energiesystemen mit unterschiedlichen Erzeugerparks, das von EMD International aus Aalborg entwickelt wurde. Dieses Modellierungswerkzeug wird seit mehr als 20 Jahren von verschiedenen Akteuren wie Energieunternehmen, Beratungsfirmen, Forschungseinrichtungen, Anlagenherstellern sowie Betreibern genutzt. Es ermöglicht die Optimierung des Energiesystems unter Berücksichtigung externer Faktoren, wie z.B. Brennstoffpreisen, Wetterdaten oder Börsenstrompreisen auf Stundenbasis.

In alle drei vorstehenden Wärmeversorgungssysteme wird rechnerisch die Wärme aus einer Tiefengeothermieanlage mit 25 MW thermischer Leistung (s. Abbildung 115) integriert. Zu den Zeiten, in denen die erforderliche Vorlauftemperatur im System durch die Anlage nicht erreicht wird, erfolgt eine Nachheizung über die im jeweiligen System vorhandenen Gaskessel.

8.1.3.1 Wärmenetz Großstadt

Das Modell-Wärmenetz Großstadt hat einen Wärmeabsatz von 2.000 GWh/a, der sich zu $\frac{2}{3}$ auf Wohngebäude (Mehrfamilienhäuser) und zu $\frac{1}{3}$ auf gewerbliche Abnehmer (GHD) aufteilt. Der rechnerische Jahreslastgang basiert auf den entsprechenden Standardlastprofilen. Die Netzlänge beträgt 400 km, dabei sind 12 % Wärmenetzverluste im System kalkuliert, die zusätzlich aufgewendet werden müssen. Die thermische Spitzenlast im System beträgt etwa 690 MW.

Die Wärmeerzeugung erfolgt in der Referenzvariante über folgende Anlagen:

- ▶ 60 MW_{th} Müllverbrennungsanlage
- ▶ 142 MW_{th} Steinkohle-Heizkraftwerk
- ▶ 127 MW_{th} Erdgas-GuD-Heizkraftwerk
- ▶ 340 MW_{th} Erdgas-Heizkessel

Bei den Erzeugungsanlagen handelt es sich um Bestandsanlagen, die durch das Auslaufen des Förderzeitraums keine KWK-Zulage mehr erhalten.

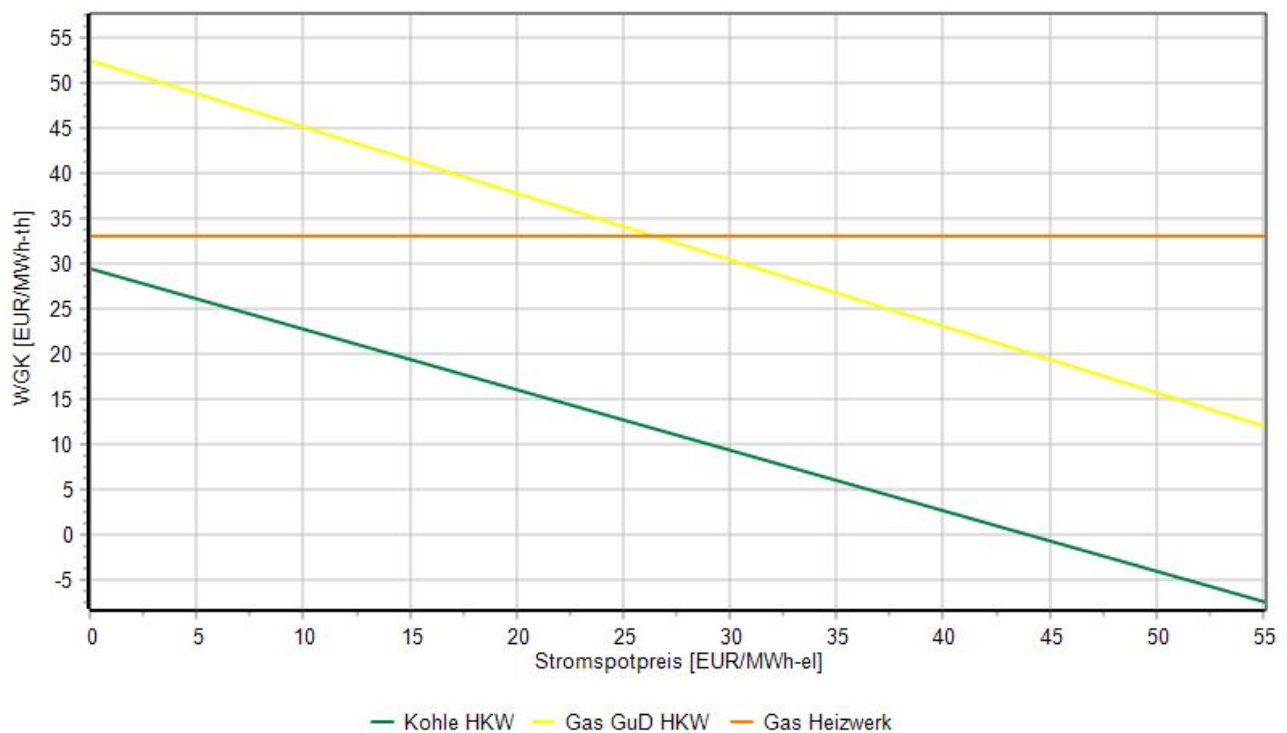
Die Einsatzreihenfolge der Anlagen richtet sich nach den variablen Erzeugungskosten der Anlagen. Dabei ist die Müllverbrennung mit Priorität in der Betriebsstrategie eingestuft, da hier ein Entsorgungsauftrag zu erfüllen ist und diese Wärme ohnehin anfällt. Bei den anderen Anlagen werden die variablen Erzeugungskosten für jede Stunde des Jahres berechnet und auf diese Weise das betriebswirtschaftliche Optimum zur Deckung der Wärmelast berücksichtigt. Stromerlöse durch KWK-Anlagen werden anhand der Börsenstrompreise (Spotmarkt) des Jahres 2016 monetär berücksichtigt.

Abbildung 118 zeigt die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten der jeweiligen Anlagen vom Strompreis. Im Fall des Gas-Heizwerks ist keine Abhängigkeit gegeben, da nur Wärme erzeugt wird. Hier liegen die Wärmekosten bei etwa 34 € je MWh. Bei den KWK-Anlagen ändern sich die Wärmegestehungskosten mit dem Strompreis. Ist der Strompreis höher als 26 € je MWh (s. Schnittpunkt in der Grafik), ist der Betrieb des Gas-GuD-Heizkraftwerks wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber dem Gas-Heizkessel.

Die Wärmegestehungskosten des Steinkohleheizkraftwerks sind durch die geringen Brennstoffkosten bei allen betrachteten Strompreisen geringer als die des Heizkessels und der Gas-GuD-Anlage. Aus diesem Grund kommt das Kohle-HKW gegenüber den Erdgasanlagen vorrangig zum Einsatz.

Die Wärmekosten aus der Müllverbrennung sind in der Grafik nicht mit dargestellt. Hier wird für die Modellierung davon ausgegangen, dass diese über einen Wärmeliefervertrag zu einem Preis von 15 € je MWh bereitgestellt wird (siehe auch Kap. 8.1.1).

Abbildung 118: Wärmegestehungskosten (WGK) Modellnetz Großstadt in Abhängigkeit vom Strom-Spotpreis

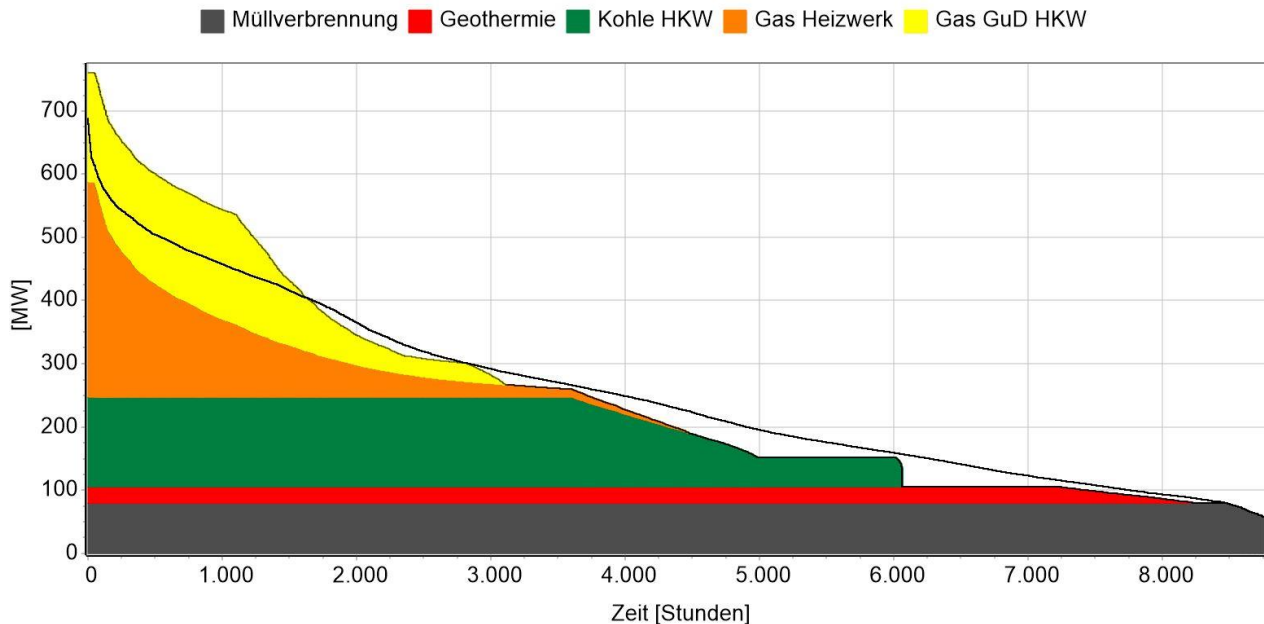


Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Die Modellierung der Integration von Wärme aus einer Tiefengeothermie-Anlage in das System erfolgt ebenfalls über die variablen Kosten zur Deckung der erforderlichen Wärmelast. Da die Tiefengeothermie nur sehr geringe variable Kosten aufweist, wird diese Wärme bei der Einsatzreihenfolge mit hoher Priorität berücksichtigt. Ergebnis der Modellierung ist ein Jahreslastgang mit dem nach Betriebsstunden geordneten Einsatzplan der Erzeugungsanlagen, wie er in

Abbildung 119 dargestellt ist.

Abbildung 119: Jahreslastgang Modellnetz Großstadt mit Tiefengeothermie



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Durch die sehr geringen variablen Kosten der Tiefengeothermie wird deren Wärme nach der Müllverbrennung mit hoher Priorität als Grundlastwärme eingesetzt (rote Fläche in der Abbildung). Im Ergebnis hat in dieser Konstellation die Geothermie mit 193 GWh einen Anteil von etwa 9 % der gesamten Wärmeproduktion. Je 31 % des Wärmebedarfs werden jeweils durch die Müllverbrennung und das Steinkohle-HKW bereitgestellt, der Rest durch die Erdgas-Anlagen. Die hohe Auslastung der Geothermie führt bei der Anlage zu 7.730 Vollbenutzungsstunden. Damit werden sehr geringe Wärmegestehungskosten von 14 €/je MWh bei der Geothermie erreicht.

8.1.3.2 Wärmenetz Mittelstadt

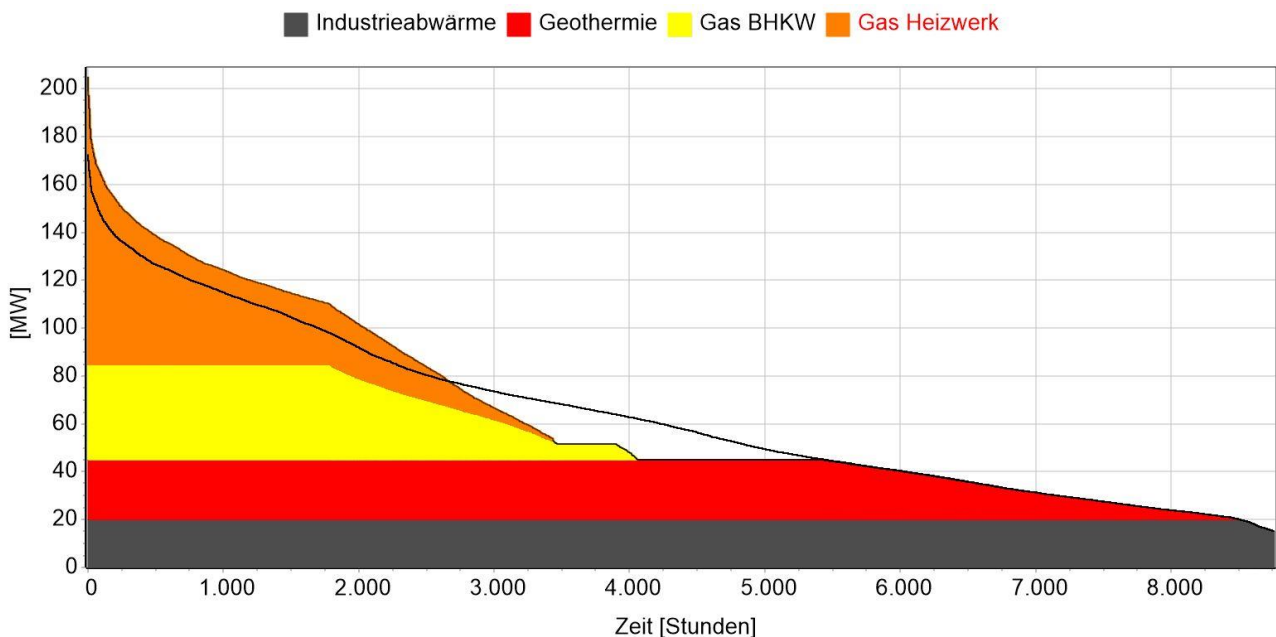
Das Fernwärmesystem im Modell-Wärmenetz Mittelstadt weist einen Wärmeabsatz von 500 GWh/a auf, der sich zu $\frac{2}{3}$ auf Wohngebäude (Mehrfamilienhäuser) und zu $\frac{1}{3}$ auf gewerbliche Abnehmer aufteilt. Die Netzlänge beträgt 100 km, dabei sind 13 % Wärmenetzverluste im System kalkuliert. Die thermische Spitzenlast im System beträgt etwa 170 MW.

Die Wärmeerzeugung erfolgt in der Referenzvariante über folgende Anlagen:

- ▶ 20 MW_{th} Industrieabwärme
- ▶ 40 MW_{th} Erdgas-BHKW
- ▶ 120 MW_{th} Erdgas-Heizkessel

Wie bei dem Modell-Wärmenetz Großstadt handelt es sich bei den Erzeugungsanlagen um Bestandsanlagen. Das BHKW erhält durch das Auslaufen des Förderzeitraums keine KWK-Zulage mehr. Wird in der systemischen Modellierung die 25 MW Tiefengeothermieanlage mit in das Erzeugerportfolio integriert, ergibt sich der in Abbildung 120 dargestellte Jahreslastgang.

Abbildung 120: Jahreslastgang Modellnetz Mittelstadt mit Tiefengeothermie



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

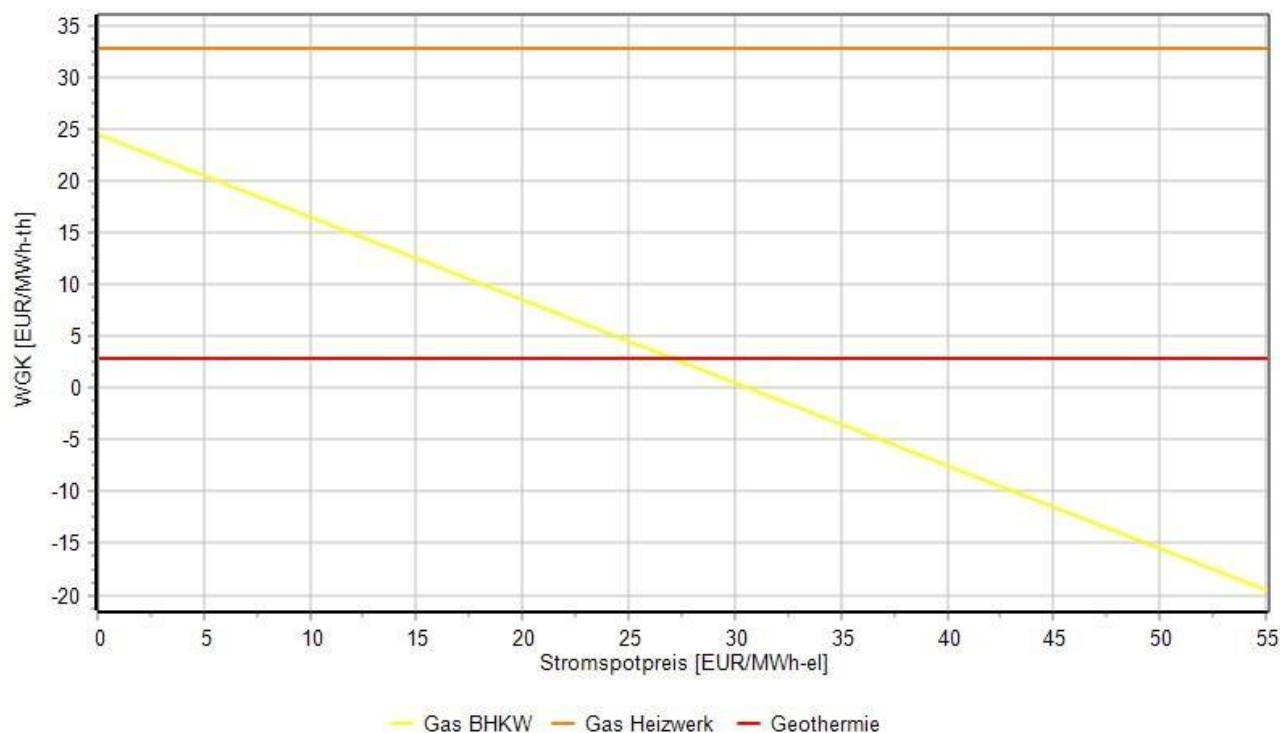
Ähnlich wie bei dem Modellnetz Großstadt kommt die Geothermie aufgrund der sehr geringen variablen Kosten im Dispatch als Grundlastwärme zum Einsatz. Die Wärmeproduktion aus Erdgas-BHKW und Erdgaskessel wird durch die Geothermie verdrängt.

Insgesamt wird durch die 25 MW Geothermie-Anlage mit etwa 172 GWh ein Anteil von etwa 30 % am Gesamtwärmebedarf bereitgestellt. Es werden etwa 6.900 Vollbenutzungsstunden erzielt und damit Wärmegestehungskosten von etwa 15 € je MWh erreicht.

Eine deutlich veränderte Situation liegt vor, wenn statt dem Bestands-BHKW (ohne KWK-Zulage) eine neues BHKW zum Einsatz kommt, für das die Zulage nach dem KWKG in Anspruch genommen werden kann (Förderzeitraum 30.000 Betriebsstunden). Durch die KWK-Zulage verändern sich die variablen Wärmegestehungskosten zugunsten des Erdgas-BHKWs.

Wie die Abbildung 121 zeigt, sind die variablen Wärmekosten des Erdgas-BHKWs ab einem Strompreis von etwa 27 € je MWh geringer als die der Tiefengeothermie.

Abbildung 121: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit vom Strompreis mit KWK-Zulage

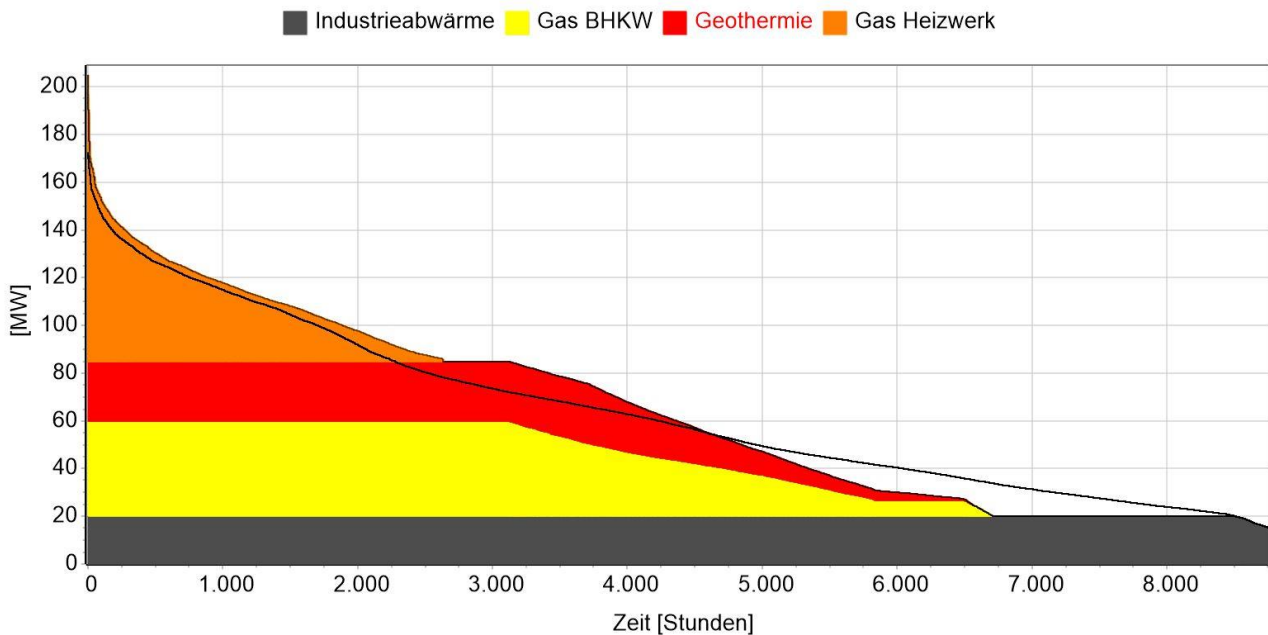


Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Die teilweise Verdrängung der Geothermie durch die Wärme aus Erdgas-KWK zeigt sich entsprechend auch in der Jahresdauerkurve, die in Abbildung 122 dargestellt ist.

Der Anteil der Geothermie reduziert sich durch die KWK-Zulage auf 121 GWh/a und damit einen Anteil von 21 % am Gesamtbedarf. Die Vollbenutzungsstunden der Geothermie sinken von 6.900 h/a auf 4.850 h/a und die Wärmegestehungskosten steigen von 15 € je MWh auf 20 € je MWh.

Abbildung 122: Jahreslastgang Modellnetz Mittelstadt mit Tiefengeothermie und KWK-Zulage



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

8.1.3.3 Wärmenetz Kleinstadt

Im Modell-Wärmenetz Kleinstadt wird einen Wärmeabsatz von 60 GWh/a zugrunde gelegt, der sich zu $\frac{2}{3}$ auf Mehrfamilienhäuser und zu $\frac{1}{3}$ auf Einfamilienhäuser aufteilt. Der rechnerische Jahreslastgang basiert auf den entsprechenden Standardlastprofilen. Die Netzlänge beträgt 25 km, dabei sind 16 % Wärmenetzverluste im System kalkuliert, die zusätzlich in der Erzeugung aufgewendet werden müssen. Die thermische Spitzenlast im System beträgt etwa 32 MW.

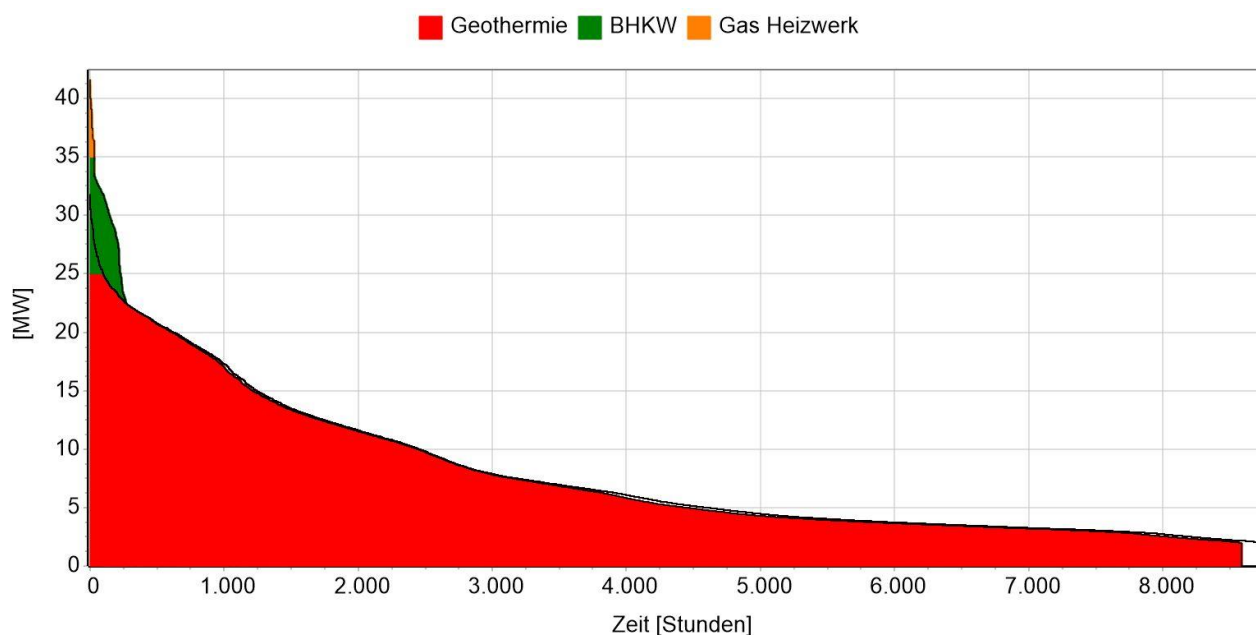
Die Wärmeerzeugung erfolgt in der Referenzvariante über folgende Anlagen:

- ▶ 10 MW_{th} Erdgas-BHKW
- ▶ 50 MW_{th} Erdgas-Heizkessel

Bei den Erzeugungsanlagen werden Bestandsanlagen vorausgesetzt, die durch das Auslaufen des Förderzeitraums keine KWK-Zulage mehr erhalten. In dieser Konfiguration stellt das BHKW etwa 40 % der Wärmeproduktion und der Gaskessel 60 %.

Wird in dieses Wärmesystem die Wärme aus einer 25 MW Tiefengeothermieranlage integriert, so ist diese in der Lage, nahezu den gesamten Wärmebedarf zu decken. Dies ist in Abbildung 123 dargestellt. Das BHKW käme in diesem Fall nur noch zu wenigen Stunden mit hohen Strompreisen zum Einsatz und darüber hinaus sehr geringfügig der Gaskessel zur Deckung der Spitzenlast.

Abbildung 123: Jahreslastgang Modellnetz Kleinstadt mit Tiefengeothermie

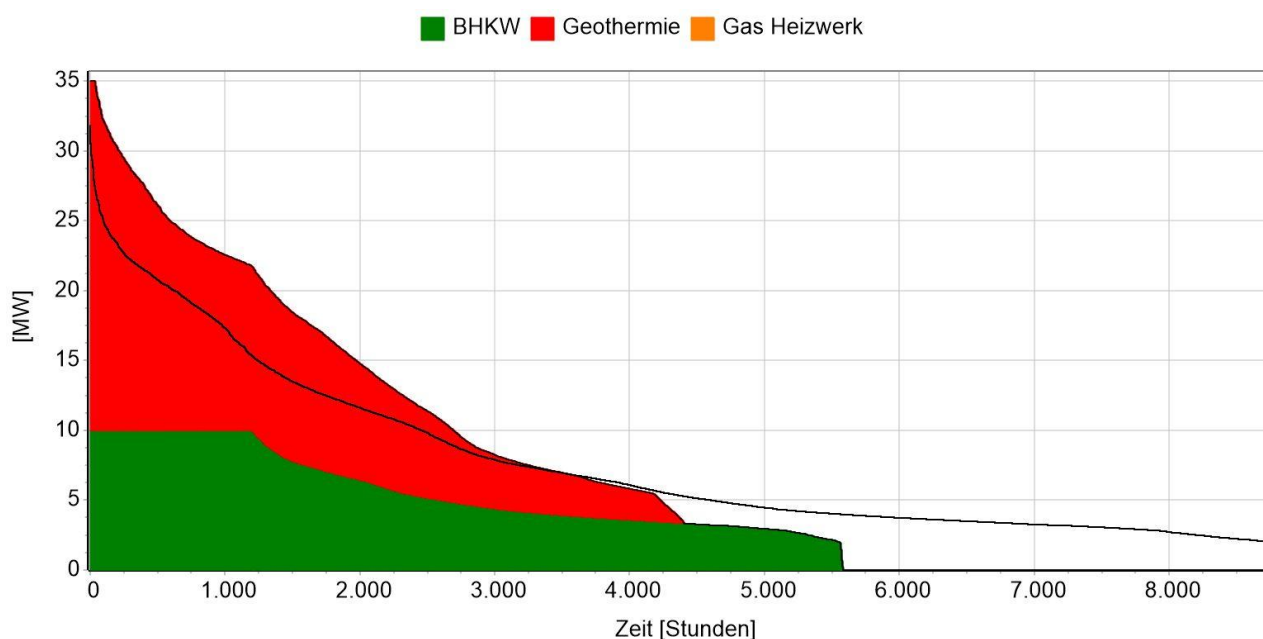


Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

In dieser Konstellation würde der Wärmebedarf zu fast 98 % durch die Geothermie abgedeckt. Die Anlage kommt auf etwa 2.700 Vollbenutzungsstunden. Die Wärmegestehungskosten der Geothermie belaufen sich auf 33 € je MWh.

Auch in diesem Fall hätte die Berücksichtigung einer etwaigen KWK-Zulage für das BHKW große Auswirkungen auf den Einsatzplan der Anlagen. Würde für die Stromeinspeisung des BHKW die Zahlung einer Zulage nach dem KWKG 2016 erfolgen, so würde ein Teil der Geothermiewärme aus wirtschaftlichen Gründen durch fossile KWK-Wärme verdrängt werden (Abbildung 124).

Abbildung 124: Jahreslastgang Modellnetz Kleinstadt mit Tiefengeothermie und KWK-Zulage



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Der Anteil der Geothermie an der Wärmeproduktion reduziert sich bei Berücksichtigung der KWK-Zulage von 98 % auf etwa 54 %. Das BHKW trägt 46 % bei. Dadurch sinken die Vollbenutzungsstunden der Geothermie auf 1.490 h/a ab und die spezifischen Wärmegestehungskosten würden auf 57 € je MWh ansteigen. Diese Berechnungen zeigen die große Bedeutung des KWKG und dessen Lenkungswirkung auf die Investitionen im Fernwärmemarkt. Dies ist im Kapitel 10.1.4 näher ausgeführt.

8.1.4 Einzelwirtschaftliche Betrachtungen

Neben den systemorientierten Betrachtungen in Kap. 8.1.3 werden nachfolgend einige Einzelbetrachtungen zur Einbindung von NTWS in Wärmenetze ausgeführt.

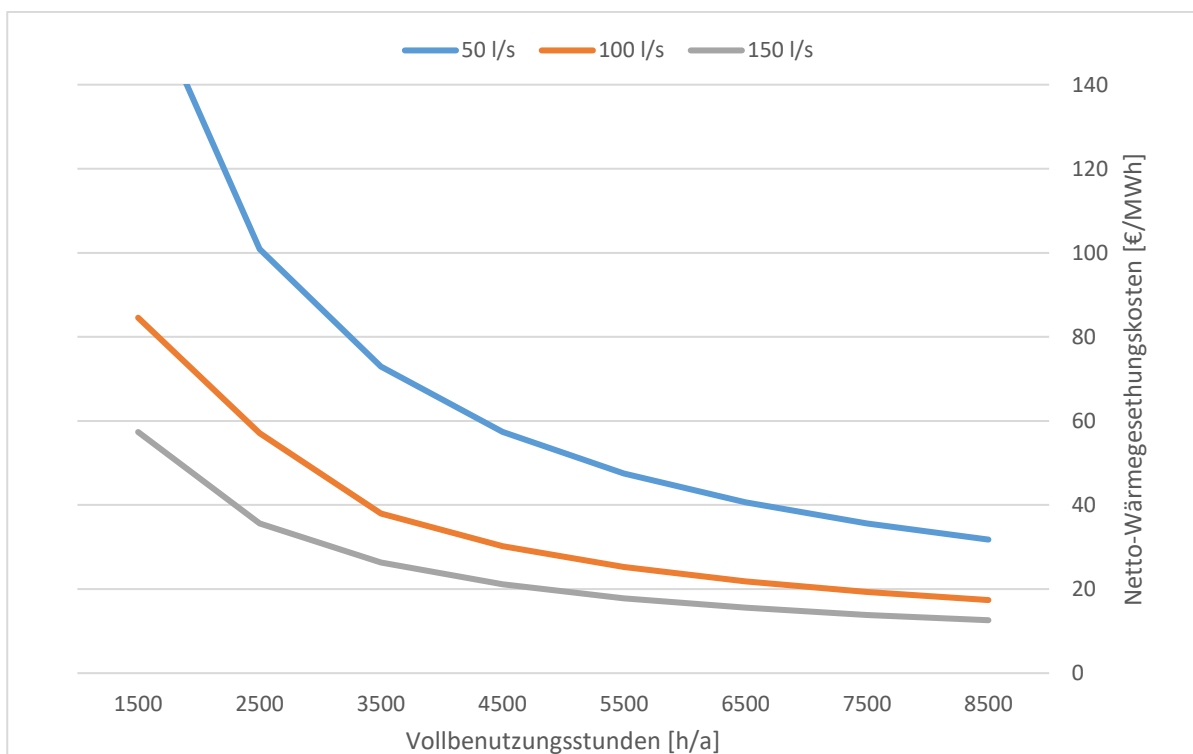
8.1.4.1 Wärmegestehungskosten bei niedrigem Nutz-Temperaturniveau

Eine niedrige Vorlauftemperatur im Wärmenetz begünstigt grundsätzlich die Integration von Wärmeströmen, die ihrerseits auf einem niedrigen Temperaturniveau vorliegen.

Bei Wärme aus **Tiefengeothermie**-Anlagen können bei Vorliegen der entsprechenden geologischen Gegebenheiten eine geringere Bohrtiefe gewählt und damit Investitionskosten eingespart werden. Die thermische Leistung der Anlage ist dabei abhängig von der Temperaturdifferenz von Fördertemperatur und Rücklauf des Wärmenetzes.

Gegenüber der Modell-Anlage in Abbildung 114 (4.000 m Bohrtiefe; Fördertemperatur 120 °C, Rücklauf 60 °C) sind in Abbildung 125 die Wärmegestehungskosten einer Anlage mit 2.500 m Bohrtiefe und einer Temperaturdifferenz zwischen Fördertemperatur 75 °C und Netzzrücklauf 40 °C in Abhängigkeit von der Auslastung dargestellt.

Abbildung 125: Wärmegestehungskosten Tiefengeothermie in Abhängigkeit von Schüttung und Vollbenutzungsstunden (2.500 m Tiefe, 75 °C am Bohrkopf, 40 °C Wärmenetzzrücklauf)



Quelle: eigene Darstellung, Hamburg Institut

Trotz geringerer Investitionskosten bei der Bohrung erhöhen sich unter diesen Voraussetzungen die Wärmegestehungskosten um etwa 18 % gegenüber der Referenzvariante, da aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz zwischen Fördertemperatur und Wärmenetzzrücklauf die thermische Leistung der Anlage deutlich geringer ist. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei einer Bohrtiefe von 3.000 m mit einer Fördertemperatur von 90 °C und einem Wärmenetzzrücklauf von 50 °C.

Die Minderung bei den Investitionskosten in den genannten Beispielen ist nicht in der Lage, die verringerte Leistung der Anlagen wirtschaftlich zu kompensieren. Erst bei einer angenommenen Rücklauftemperatur von 33 °C würden sich bei der Anlage mit 2.500 m Bohrtiefe die gleichen Wärmekosten wie bei der 4.000 m tiefen Anlage ergeben. Eine solch niedrige Rücklauftemperatur ist nur mit hohem Aufwand und Flächenheizsystemen zu erreichen.

Hier zeigt sich ein grundlegender Unterschied in der ökonomischen Analyse der Tiefengeothermie gegenüber der Solarthermie und der Wärmepumpentechnologie. Bei der Tiefengeothermie bemessen sich die Wärmegestehungskosten grundsätzlich an der Auslastung der Anlage und der Temperaturdifferenz zwischen Förderung und Wärmenetzzrücklauf.

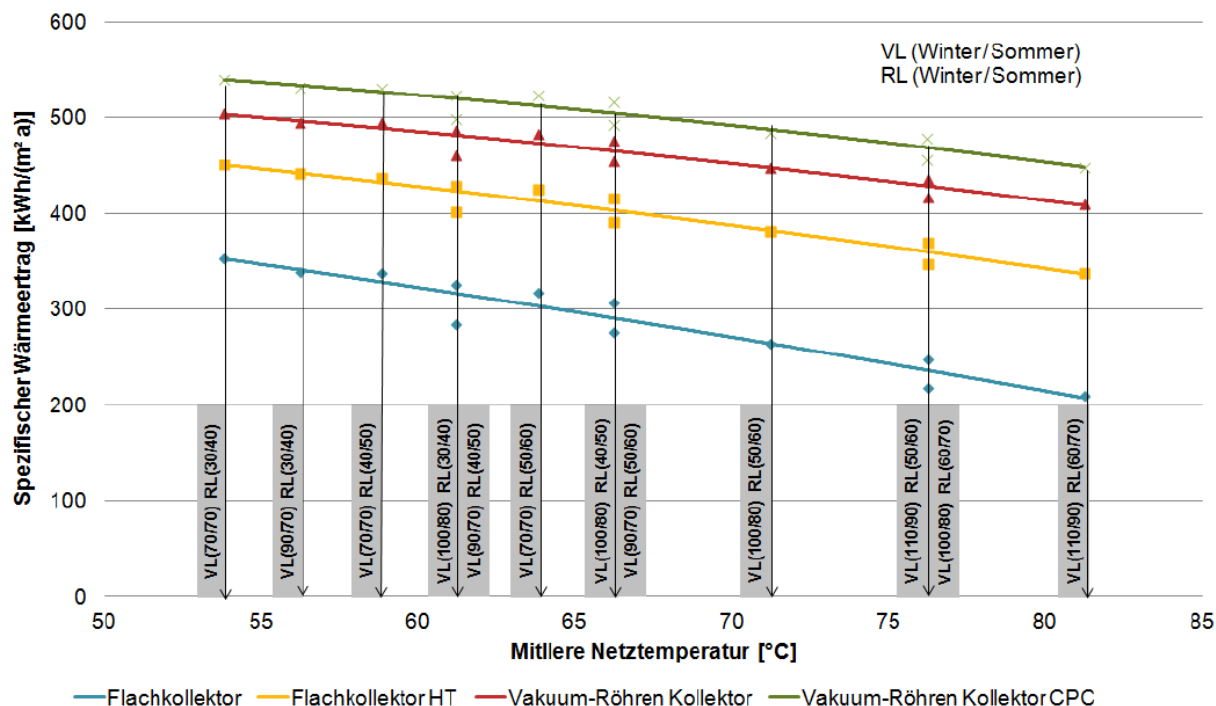
Eine Absenkung der Vorlauftemperatur im System ist in diesem Fall im Hinblick auf die Wärmegestehungskosten der Tiefengeothermie nur dann ökonomisch vorteilhaft, wenn die Rücklauftemperatur in gleicher Weise abgesenkt werden kann. Eine niedrige Vorlauftemperatur wäre nur vorteilhaft, wenn die geforderte Nutztemperatur eine nachgeschaltete exergetische Aufwertung durch Gaskessel o.ä. ersetzt.

Hierbei muss betont werden, dass es sich um ein Gedankenexperiment zur Verdeutlichung des thermodynamischen Einflusses handelt, das nur unter den für den Vergleich mit anderen Niedertemperaturquellen getroffenen Annahmen gültig ist. Wird die ursprüngliche Quelle zugrundegelegt und statt der Verringerung der Wärmeabnahme die nichtgenutzte Wärme in einem zusätzlichen Prozess verwertet, beispielsweise durch Verstromung, verbliebe die Wirtschaftlichkeit auf dem gleichen Niveau. Gleiches ließe sich durch eine, die Temperaturabsenkung ausgleichende Volumenstromerhöhung erzielen.

Die Erwartbarkeit höherer Fließraten infolge einer geringeren Zementierung bei jüngeren Sedimenten werden ebensowenig berücksichtigt, wie die Möglichkeit höhere geothermische Deckungsgrade zu erreichen oder alternative Nutzungsoptionen zu erschließen. Durch eine Verringerung des Erschließungsrisikos und die gerigeren Wärmeverluste kann sich die Strategie geringer Bohrtiefen und niedriger Temperaturen langfristig auch als wirtschaftlich gleichwertig oder überlegen erweisen, hier gilt es die weiteren Entwicklungen in der tiefen Geothermie abzuwarten.

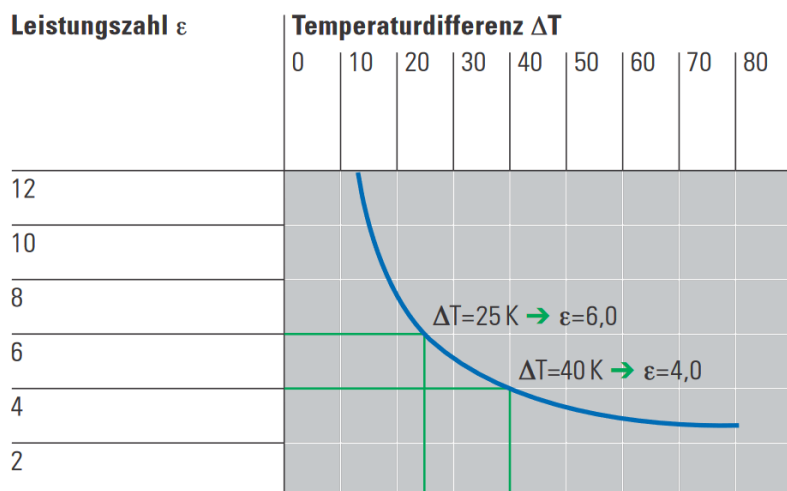
Bei der **Solarthermie** dagegen ist der thermische Wirkungsgrad des Prozesses in hohem Maß von der Temperaturdifferenz zwischen Kollektortemperatur und Rücklauf aus dem Netz abhängig. Wird dem Kollektor ein Rücklauf mit niedriger Temperatur zugeführt, steigt der spezifische Energieertrag. Allerdings ist dieser auch von der geforderten Nutztemperatur im System abhängig. Die eingestrahlte Solarenergie muss im Kollektor durch technischen Aufwand auf das Nutztemperaturniveau gebracht werden. Je niedriger dieses Niveau ist (in der Regel die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes), umso höher ist diese Umwandlungseffizienz (Abbildung 126). Die solare Wärmeerzeugung würde somit von einer Absenkung der Vorlauftemperatur im System energetisch und ökonomisch profitieren.

Abbildung 126: Spezifischer solarer Wärmeertrag in Abhängigkeit von der Netztemperatur



Quelle: SolnetBW (2015)

Bei der Wärmebereitstellung durch **Wärmepumpen** ist die Leistung des Aggregates ebenfalls von der Temperaturdifferenz abhängig. Die Leistungszahl ist umso geringer, je größer der erforderliche Temperaturhub – die Differenz zwischen Verdampfer und Verflüssiger – ist (Abbildung 127). Auch ist die durch Wärmepumpen erreichbare Vorlauftemperatur technisch begrenzt.

Abbildung 127: Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen als Funktion der Temperaturdifferenz ΔT zwischen Verdampfer und Verflüssiger

Quelle: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (2005)

Bei niedrigen Vorlauftemperaturen im Wärmenetz wäre die Integration von Wärmeströmen aus Wärmepumpen sowohl exergetisch als auch ökonomisch vorteilhaft. Durch den geringeren Temperaturhub zwischen Primärwärmequelle und Nutztemperatur wird ein besserer COP, also eine höhere Effizienz gewährleistet. Die thermische Leistung der Wärmepumpe kann an die Wärmelast des nachgelagerten Systems angepasst werden.

Die Verringerung der Vorlauftemperatur im Fernwärmesystem erleichtert grundsätzlich die systemische Einbindung von NTWS. Bei niedrigen Netztemperaturen kann oft auf eine nachgeschaltete exergetische Aufwertung (z.B. durch Wärmepumpen) verzichtet werden. Dies verbessert auch die Exergieausnutzung im System (s. Kap. 3.4).

Die ökonomischen Auswirkungen einer Vorlauftemperaturabsenkung auf die Integration von Niedertemperaturwärmequellen in ein Wärmenetz sind jedoch je nach Wärmequelle und nachgeschaltetem Wärmenetz differenziert zu betrachten. Nicht in jedem Fall gehen niedrige Vorlauftemperaturen bei der Integration von Wärme aus NTWS mit einer höheren Wirtschaftlichkeit einher. Hier ist zu unterscheiden zwischen zwei grundsätzlichen Erzeugungsoptionen:

- ▶ Wärmebereitstellung auf der Grundlage eines thermodynamischen Prozesses (z. B. Wärmepumpen und Solarthermie)
- ▶ Wärmebereitstellung mit direkter Wärmenutzung ohne exergetische Aufwertung (z. B. tiefe Geothermie und Abwärmenutzung)

Bei der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen und Solarthermie handelt es sich um thermodynamische Prozesse, deren Umwandlungseffizienz von der geforderten Nutztemperatur abhängt. Je niedriger die Vorlauftemperatur im nachgelagerten Netz ist, desto größer ist der COP bei Wärmepumpen und auch der thermische Wirkungsgrad bei Solarkollektoren.

Steht die Wärmequelle auf einem Temperaturniveau zur Verfügung, das eine direkte Nutzung im nachgelagerten Wärmenetz zulässt (direkte Wärmenutzung), so bemisst sich deren thermische Leistung am Volumenstrom sowie der Differenz zwischen Einspeisung und Rücklauf. Wird diese Temperaturdifferenz verringert, so sinken bei gleichbleibendem Volumenstrom auch Leistung und abrechenbare Wärmearbeit. Bei einer fixen Investition würde dies die Wärmekosten erhöhen.

Dieser Fall trifft zu auf die tiefe Geothermie oder die Abwärmenutzung, wenn das zur Verfügung stehende Wärmereservoir (z.B. Thermalwasser) direkt oder über Wärmeübertrager genutzt wird (ohne nachgeschaltete exergetische Aufwertung).

Steht bei der tiefen Geothermie das Wärmereservoir auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung (z.B. 120 °C), dann ermöglicht dies eine große Temperaturdifferenz zwischen Förderung und Wärmenetzrücklauf (Spreizung). Der Erlös aus dem Wärmeverkauf ist direkt proportional zum Produkt aus Massenstrom und der Spreizung.

Da der Wärmenetzrücklauf technisch nicht beliebig tief abgesenkt werden kann, bedeutet eine Verminderung des Wärmenetzvorlaufs in der Regel eine Minderung der Spreizung. Bei gleicher Schüttung der Geothermiebohrung vermindern sich damit die thermische Leistung und der kundenseitige Wärmeerlös aus Geothermie. Die Wärmegestehungskosten steigen damit an. Für die Nutzung von Abwärme (ohne Wärmepumpe) gilt sinngemäß das Gleiche.

Wenn jedoch die Wärmequelle nicht auf dem geforderten Nutztemperaturniveau zur Verfügung steht und exergetisch aufgewertet werden muss (z.B. über eine Wärmepumpe), könnte dieser Aufwertungsschritt an das Nutztemperaturniveau angepasst und entsprechend Kosten eingespart werden. In diesem Fall wirkt sich eine Verringerung der geforderten Nutztemperatur kostenmindernd aus.

Dies würde grundsätzlich auch für den Fall der tiefen Geothermie gelten, wenn hier nur eine geringe Fördertemperatur vorliegt. Jedoch können im Fall der tiefen Geothermie die Bohrkosten je Meter Bohrtiefe so groß sein, dass eine verminderte Spreizung durch geringere Bohrkosten ökonomisch ohne eine höhere Förderleistung nicht kompensiert werden kann (s. Abbildung 114 und Abbildung 125).

8.1.4.2 Exergetische Optimierung von Bestandsnetzen

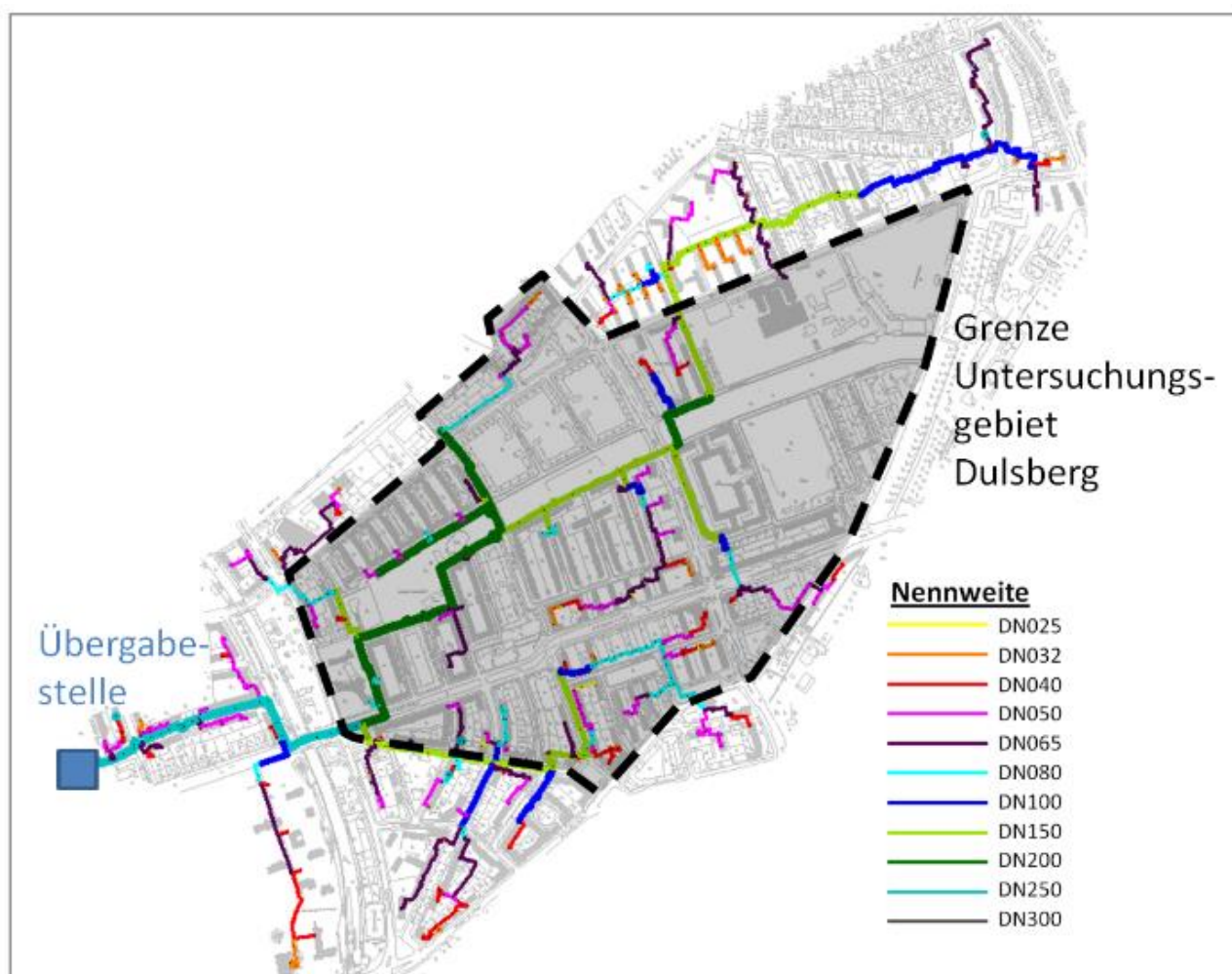
Die Potenziale und Herausforderungen der Absenkung von Vor- und Rücklauftemperaturen in Fernwärmesystemen sind in den Kap. 6.4 und 7.1 dargestellt. Wenngleich diese Themen in der Fernwärmebranche etabliert sind, finden sich kaum belastbare Angaben über die mit den Maßnahmen verbundenen Kosten. Insbesondere für den entscheidenden Sektor der Umrüstung bestehender Wärmenetze auf niedrigere Heizmitteltemperaturen sind veröffentlichte Kostenangaben kaum zu finden.

Nach Mackowiak (2017) ist für eine exergetische Optimierung von Bestandnetzen eine strukturierte Analyse des Netzes mit hydraulischer Berechnung, Verbesserung des Energie-Monitorings und Aufbau einer zentralen Leittechnik sinnvoll, die die Wärmeübertragerstation beim Kunden steuert und optimiert. Für diese Optimierung sind begleitende Investitionen z.B. für fernauslesbare Wärmemengenzähler und fernsteuerbare Stellglieder in den Fernwärmestationen erforderlich. Durch die verbesserte Effizienz und die künftige Einsparung von Personal durch die zentrale Leittechnik seien diese Aufwendungen aus unternehmerischer Sicht sinnvoll.

Eine durch das Unternehmen GEF Ingenieure (Leimen) durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse für eine Absenkung der Temperaturen durch die Umrüstung auf Sekundärnetze (vgl. Abbildung 101) in einem gewachsenen innerstädtischen Quartier findet sich in Hermelink et al. (2017). Der Wärmebedarf in dem dort betrachteten Stadtquartier in Hamburg-Dulsberg wird anteilig aus dem Fernwärmenetz der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (VWH) gedeckt, das mit einer gleitenden Vorlauftemperatur von 90-133 °C und einem Rücklauf von 53 °C betrieben wird. Der Anschlussgrad beträgt 65 %, es sind 180 Kundenanlagen angeschlossen. Die Netzlänge im Quartier beträgt 15 km.

Da das Quartier über eine zentrale Übergabestelle mit Fernwärme versorgt wird könnte sich hier eine Umstrukturierung mit einem Sekundärnetz anbieten, um die Vor- und Rücklauftemperaturen weiter abzusenken (s. Abbildung 128).

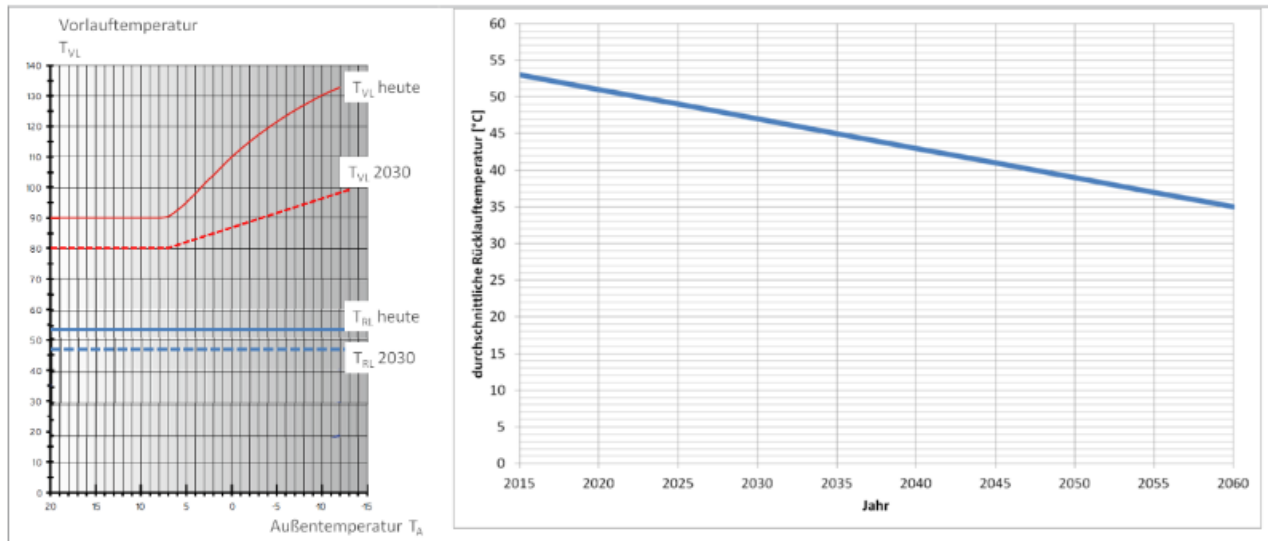
Abbildung 128: Fernwärmeversorgung im Quartier Hamburg-Dulsberg



Quelle: Hermelink et al. (2017)

Durch die energetische Modernisierung der Heizanlagen und unter der Voraussetzung einer künftig zunehmenden Verwendung moderner Heizsysteme mit niedrigem Temperaturniveau (Fußbodenheizungen, Wandflächenheizungen und großflächige Heizkörper) wäre hier mit einer Rücklauf Temperaturabsenkung von 0,4 Kelvin (K) je Jahr zu rechnen. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2030 wäre damit eine Absenkung von 6 K zu erzielen (vgl. Abbildung 129). Diese Investitionen erfolgen in diesem Zukunftsszenario im Rahmen der ohnehin stattfindenden kundenseitigen Modernisierung der Gebäude und führen nicht zu Mehrkosten auf Seiten des Versorgers.

Abbildung 129: Mögliche Entwicklung der Netztemperaturen im Quartier Dulsberg



Quelle: Hermelink et al. (2017)

Die Vorlauftemperatur könnte ohne Änderung der Spreizung in diesem Zuge auf 84 – 129 °C abgesenkt werden. Um eine weitere Absenkung der Vorlauftemperatur über dieses Maß zu erreichen, wären zusätzliche Investitionen seitens des Fernwärmeversorgers notwendig. Diese betreffen:

- ▶ Bau einer Masche bzw. eines Ringschlusses im Dulsberger Fernwärmenetz
- ▶ Umstellung von 8 direkten Kundenanlagen auf indirekte Versorgung
- ▶ Bau einer Fernwärmestation Dulsberg (Gebietsbeimischstation)
- ▶ Sanierung der Heizungsanlagen in Rahmen der Gebäudesanierung

Nach Hermelink et al. (2017) können diese Investitionskosten mit etwa 950.000 € veranschlagt werden. Annuiert und unter Berücksichtigung der Betriebskosten ergibt sich ein jährlicher Kostenaufwand für die Absenkung der Vorlauftemperatur in Höhe von 80.400 €/a. Dem steht eine jährliche Kosteneinsparung in Höhe von etwa 15.600 Euro durch die reduzierte Wärmeerzeugung gegenüber. Die Absenkung der Vorlauftemperatur ist also in diesem Beispiel aus Sicht des Versorgers aus sich heraus deutlich unwirtschaftlich.

Eine Verallgemeinerung der in diesem Projekt analysierten Wirtschaftlichkeit kann sicher nicht ohne Weiteres erfolgen. Hier fehlt es bislang – wie eingangs dargestellt – an dokumentierten Beispielen, die auf der Grundlage veröffentlichter Kostenangaben eine belastbare Datenbasis darstellen.

8.1.4.3 Einbau von Flächenheizungen im Gebäudebestand

Gebäude mit Flächenheizungen (z.B. Fußbodenheizungen, Wandflächenheizungen) benötigen für die Raumheizung ein vergleichsweise geringes Temperaturniveau des Heizmittels und sind damit geeignet, die Rücklauftemperatur wesentlich abzusenken (vgl. Kap. 6.4.2 und 7.1.3.2).

Bei der Neukonzeption von Gebäuden und Quartieren können derartige Heizsysteme mit vergleichsweise geringem zusätzlichem Kostenaufwand errichtet werden. Eine Umrüstung des Gebäudebestands auf Flächenheizsysteme ist jedoch sehr kostenintensiv.

Mit einem spezifischen Kostenansatz von 80 € je m² Wohnfläche für Umrüstung des Heizsystems auf Flächenheizung sind diese Kosten höher als eine bautechnische „Vollsanierung“, die in der gleichen Quelle mit 73 € je m² (bei Mehrfamilienhäusern) angegeben wird (Bürger et al., 2017).

Diese Kostenrelation macht deutlich, dass eine flächendeckende Umrüstung des Gebäudebestandes auf Heizflächensysteme wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Allein für das in 8.1.3.3 dargestellte Beispiel des Modell-Wärmenetzes Kleinstadt wären bei einem angenommen spezifischen Raumwärmebedarf von 150 kWh je m² beheizter Fläche ein Investitionsvolumen von 32 Mio. € notwendig.

8.2 Umwelt- und Klimaschutzwirkung

Die Betrachtung der Umwelt- und Klimaschutzwirkung fokussiert sich nachfolgend auf Wärmeströme aus der tiefen Geothermie.

Die „Wärmerzeugung“ erfolgt bei Geothermieranlagen nicht unter Verwendung von Brennstoffen, sondern durch Ausnutzen der im Erdinneren vorhandenen Wärme. Lediglich Strom zum Antrieb der Förderpumpen geht in die durch den Betrieb induzierten Emissionen ein. Im Wesentlichen bemisst sich die Klimaschutzwirkung der tiefengeothermischen Wärme somit an den vermiedenen Emissionen der von ihr verdrängten Wärme in dem jeweiligen System, sowie den Effekten aus Errichtung und Rückbau der Anlagen.

Es ist davon auszugehen, dass die durch tiefe Geothermie bereit gestellte Wärme ausschließlich in Fernwärmesysteme eingespeist wird und dort Wärme aus anderweitigen Erzeugungsanlagen verdrängt. Wird ein Wärmenetz speziell zum Zweck einer geothermischen Wärmeverwertung errichtet, so müsste in diesem Fall als Vergleich eine dezentrale Versorgung in Ansatz gebracht werden.

Die durch die Geothermie verdrängte Wärme und die damit verbundenen Emissionen hängen von dem jeweiligen Erzeugungsportfolio in dem konkreten Fernwärmesystem ab. In Kap. 8.1.3 ist dargelegt, auf welche Weise sich die Geothermie in die Einsatzreihenfolge der jeweiligen Erzeugungsanlagen einfügen kann.

Diese ist abhängig von Brennstoffpreisen, Strompreisen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie etwa der KWK-Zulage. Hierdurch wird ggfls. das theoretisch mögliche Emissions-Einsparpotenzial nicht vollständig ausgeschöpft. So wird z.B. in Riehen das fossile BHKW aufgrund wirtschaftlicher Entscheidungen ganzjährig ausgelastet, die Geothermieranlage jedoch in den Sommermonaten reduziert betrieben oder sogar abgeschaltet (Kap. 5.1.3.4). In Kap. 8.1.3 ist bei den Modellnetzen Mittelstadt und Kleinstadt die wirtschaftliche Verdrängung der Geothermie durch KWK-geförderte Wärme dargelegt.

Der gemittelte CO₂-Einsparungsfaktor geothermischer Wärmeprojekte ist hoch, wenn die Emissionswerte einer üblichen Fernwärmeversorgung auf Basis fossiler Brennstoffe als Verdrängungsmaßstab herangezogen werden. In (Memmler et al., 2017) wird der gemittelte Emissionswert der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit 315 g CO₂-Äquivalenten je kWh beziffert.

Entsprechend wird dann auch der Brutto-Vermeidungsfaktor an CO₂-Äquivalenten je kWh Tiefengeothermischer Wärme errechnet. Unter Zugrundelegung des betrieblichen Aufwands bei der Erzeugung (Strom für Tiefenpumpe) sowie der Aufwendungen für den Anlagenbau ergibt sich ein Netto-Vermeidungsfaktor in Höhe von 327 g CO₂-Äquivalenten je kWh.

Da die tiefe Geothermie in Deutschland im Jahr 2016 etwa 1.044 GWh Wärme bereitgestellt hat, entspricht dies einer absoluten Vermeidung an CO₂-Äquivalenten von 341.886 t (Memmler et al., 2017).

Vom Umweltbundesamt wurde eine umfangreiche Studie in Auftrag gegeben, die die Umwelteffekte geothermischer Kraftwerke zur Stromerzeugung beleuchtet (Frick et al., 2007). Die Studie kommt insgesamt zu dem Ergebnis, dass nahezu keine negativen ökologischen Einflüsse durch den Betrieb einer geothermischen Anlage zu erwarten sind, wenn die geologischen Besonderheiten berücksichtigt werden und die im Thermalwasser enthaltene Energie möglichst umfassend und effizient genutzt wird. Durch Lebenswegbetrachtungen kann gezeigt werden, dass geothermische Stromerzeugung im Vergleich zu anderen Optionen merklich zur Entlastung von Klima und Umwelt beitragen kann (Frick und Kaltschmitt 2009, Lohse 2017).

Die meisten Aussagen lassen sich auch auf geothermische Wärmeprojekte übertragen. Geothermische Wärmeprojekte haben darüber hinaus den Vorteil, dass sie einen hohen Wirkungsgrad aufweisen und dass sie kein Arbeitsmittel für den Sekundärkreislauf zur Stromerzeugung benötigen, welches potenzielle negative Umwelteffekte mit sich bringen kann (Janczik und Kaltschmitt 2017).

Eine aktuelle Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Plenefisch et al., 2015) kommt weiterhin zu dem Ergebnis, dass die tiefe Geothermie in Deutschland keine unbeherrschbaren Risiken für die Umwelt birgt. Dabei konzentriert sich die Studie auf die möglichen Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen, insbesondere die Aspekte induzierte Seismizität und Grundwassergefährdung.

Geothermieranlagen zur Wärmenutzung haben oberirdisch einen geringen Flächenbedarf und fallen in der Industrielandschaft und je nach architektonischer Ausgestaltung auch im Wohnumfeld kaum auf. Ein österreichisches Wärmeprojekt hat die Heizzentrale zum Beispiel unterirdisch installiert und den Zugang mit einer Glaspyramide ummantelt. Insbesondere geothermische Wärmeprojekte zeichnen sich darüber hinaus durch einen sehr geräusch- und emissionsarmen Betrieb aus. Von temporärem Charakter sind Umwelteinflüsse durch erhöhtes Verkehrsaufkommen oder Lärmbeeinträchtigungen in der Bauphase.

In einer Studie zur zukünftigen Wärmeversorgung des Stadtteils München-Freiham (Fieger et al., 2009) wurden die Umweltauswirkungen durch die Energiebereitstellung aus einem geplanten Geothermie-Niedertemperatur-Netz (mit Erdgaskessel zur Spitzenlastabdeckung) mit weiteren möglichen, ökologisch vorteilhaften Wärmeversorgungstechnologien (Grundwasser-Wärmepumpe, Grundwasserwärmepumpe mit solarthermischer Anlage, Holzpelletkessel, Pflanzenöl-BHKW mit Pflanzenöl-Heizkessel) gegenübergestellt. Im Ergebnis wies die Geothermie gemeinsam mit dem Holzpellet-Heizkessel die niedrigsten CO₂-Emissionen auf. Weiterhin zeigte sie die geringsten Staubemissionen sowie nach dem Holzpellet-Heizkessel den zweitniedrigsten kumulierten Energieaufwand (Summe der kumulierten Energieaufwendungen für die Herstellung, die Nutzung und die Entsorgung eines ökonomischen Gutes). Die Geothermie kann somit ein wichtiger Grundstein für die Wärmewende sein.

Für den sicheren Bau und Betrieb eines Geothermieprojektes muss das seismische Risiko eines Projektes sorgfältig berücksichtigt werden. Hierzu empfehlen sich eine seismische Risikostudie im Vorfeld einer Projektentwicklung sowie aufbauend auf deren Ergebnisse an ausgewählten Standorten ein seismisches Monitoring im Bau und/oder Betrieb. Entsprechende Empfehlungen finden sich z.B. in FKPE (2012) und FKPE (2014).

Je nach Zusammensetzung der lokalen Tiefenwässer muss beim Auftreten von oberirdischen Ablagerungen darüber hinaus dem Arbeitsschutz vor eventuell vorhandenen radioaktiven Anreicherungen in Anlagenteilen nach aktuellem Stand der Technik Sorge getragen werden. Dabei müssen beim Betrieb der Anlage und bei der Entsorgung von eventuell auftretenden Rückständen die Bestimmungen des Strahlenschutzes eingehalten werden. Obwohl der Betrieb geothermischer Anlagen in der Strahlenschutzverordnung nicht genannt ist, ist es gängige Praxis, die Regelungen der Verordnung und

die entsprechenden Implikationen für das Abfall- und Transportrecht auch auf die tiefe Geothermie anzuwenden (Degering & Köhler 2009).

Da Bohrungen immer einen Eingriff in den Untergrund bedeuten, müssen bei ihrer Durchführung Gefährdungen für die Schutzgüter Boden, Grundwasser und Luft soweit möglich ausgeschlossen werden. Es müssen entsprechende Vorkehrungen getroffen und Sicherheitseinrichtungen bereitgehalten werden, um Gefährdungen und Beeinträchtigungen durch stoffliche Einträge möglichst auszuschließen.

8.3 Zwischenergebnis

Die ökonomischen Rahmenbedingungen bei der Integration von NTWS in kommunale Fernwärmesysteme hängen nicht nur ab von der zu integrierenden Wärmequelle, sondern von zahlreichen anderen Kriterien des konkreten Fernwärmesystems.

Die Wärmeerzeugungskosten der jeweiligen Technologieoptionen sind somit vom Zusammenwirken der verschiedenen Erzeugungseinheiten im Portfolio des Fernwärmeversorgers abhängig. Aus diesem Grund ist eine systemorientierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit nötig.

Für diese Betrachtung wird regelhaft vom Fernwärmeversorger eine Einsatzoptimierung der Anlagen im gesamten Fernwärmesystem nach den jeweiligen variablen Kosten der Wärmeerzeugung und der jeweils vorliegenden Wärmelast im Jahresverlauf durchgeführt. Zur Deckung der Wärmelast kommt jeweils die Anlage zum Einsatz, die die geringsten variablen Kosten aufweist. Aus der Einsatzoptimierung ergeben sich die Laufzeiten und damit auch die spezifischen Wärmegestehungskosten der jeweiligen Anlagen.

In vielen Fällen weisen die hier betrachteten NTWS besonders hohe Investitionskosten auf, während die Betriebskosten vergleichsweise gering sind. Die hohen Fixkosten (Kapitalkosten) müssen dann auf die tatsächliche Einsatzzeit umgelegt werden, in denen die Anlage Erlöse erwirtschaftet. Die realen Wärmegestehungskosten sind damit stark abhängig von der Auslastung der Anlage im Jahresverlauf.

Hier sind insbesondere die lastarmen Sommermonate von Bedeutung. Sind im Anlagenportfolio des Fernwärmeversorgers z.B. Abfallverbrennungsanlagen vorhanden, können diese eine mögliche Wärmeerzeugung als NTWS verdrängen. Das gleiche gilt für KWK-Anlagen, die unter Hinzurechnung der KWK-Zulage sehr günstige Wärmekosten aufweisen können und damit NTWS-Wärme verdrängen. Die Verdrängung der NTWS-Wärme verringert die Auslastung der Anlage und erhöht somit deren spezifische Wärmegestehungskosten.

Die Verringerung der Vorlauftemperatur im Fernwärmesystem ermöglicht die Einbindung von NTWS auch ohne exergetische Aufwertung (z.B. durch Wärmepumpen). Jedoch geht die Verringerung der Vorlauftemperatur nicht in jedem Fall mit einer höheren Wirtschaftlichkeit bei der Integration von NTWS einher.

Während es sich bei der Solarthermie und der Anwendung von Wärmepumpen um thermodynamische Prozesse handelt, deren Umwandlungseffizienz bei niedrigen geforderten Nutztemperatur ansteigt, ist dies bei der tiefen Geothermie und der Abwärmenutzung nicht der Fall. Hier wird das zur Verfügung stehende Wärmereservoir (z.B. das Thermalwasser) direkt oder über Wärmetauscher genutzt.

Steht bei der tiefen Geothermie das Wärmereservoir auf einem hohen Temperaturniveau zur Verfügung (z.B. 120 °C), dann ermöglicht dies eine große Temperaturdifferenz zwischen Förderung und Wärmenetzrücklauf (Spreizung). Der Erlös aus dem Wärmeverkauf ist direkt proportional zum Produkt aus Massenstrom und der Spreizung.

Da der Wärmenetzrücklauf technisch nicht beliebig tief abgesenkt werden kann, bedeutet eine Verminderung des Wärmenetzvorlaufs in der Regel eine Minderung der Spreizung. Bei gleicher Schüttung der Geothermiebohrung vermindert sich die thermische Leistung und der kundenseitige Wärme-erlös aus Geothermie, wenn von einer geringeren Vorlauftemperatur ausgegangen wird. Die Wärme-gestehungskosten steigen damit unter den getroffenen Annahmen an. Dies gilt ebenso für Abwärme-nutzung.

9 Akteursanalyse

Im Folgenden wird analysiert, welche Rolle den unterschiedlichen Akteuren bei der Marktausweitung der Nutzung von Niedertemperaturwärmeströmen in Fernwärmesystemen zukommt. Wesentliche Akteure sind dabei die Kommunen, die Energiewirtschaft (inklusive Betreiber von Fernwärmenetzen), die Branchenverbände der erneuerbaren Energien, Investoren und Banken sowie auf der Abnahmeseite die Wohnungswirtschaft und Endkunden.

9.1 Kommunen

Kommunen nehmen bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung grundsätzlich eine zentrale Rolle ein. Sie sind in vielen Fällen als kommunaler Eigenbetrieb oder Gesellschafter von Stadtwerken für die Wärmeversorgung unternehmerisch verantwortlich. In dieser Rolle können sie Einfluss nehmen auf die Planung der Wärmeinfrastruktur und den Betrieb des örtlichen Fernwärmesystems.

Für die Kommunen als Wärmeversorger kommen in Bezug auf die Marktausweitung der NTWS in Wärmenetzen die gleichen Hemmnisse wie bei der privaten Energiewirtschaft zum Tragen. Investitionsentscheidungen werden primär aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen getroffen und die Versorgungssicherheit hat bei der Fernwärme einen großen Stellenwert. Der Strukturwandel im Energiemarkt in Verbindung mit den niedrigen Preisen für fossile Energieträger führt zu großen Unsicherheiten in Bezug auf die langfristige Erlössituation und damit zu einer Investitionszurückhaltung.

Investitionen in Fernwärmesysteme stehen zudem in vielen Kommunen in Konkurrenz zu bestehenden Erdgas-Infrastrukturen. Der Neubau von Fernwärmesystemen würde bei vorhandenen Gasverteilnetzen die Wirtschaftlichkeit beider Systeme beeinträchtigen. Obwohl oftmals parallele Infrastrukturen von Fernwärme und Erdgas im Straßenraum verlegt sind, ist dies aus betriebswirtschaftlicher Sicht suboptimal und verursacht unnötige Kosten.

Auch die Konzessionsabgaben aus dem Betrieb von Gasverteilnetzen können hemmend auf den Ausbau von Wärmenetzen wirken. Die Kommunen erhalten durch die von den Gasnetzbetreibern zu entrichtende Konzessionsabgabe eine wichtige Einnahmequelle für den kommunalen Haushalt. Eine als Kompensation mögliche Einführung von Sondernutzungsentgelten für die Wegenutzung durch Fernwärmeleitungen würde die Fernwärme verteuern und im Wettbewerb zur Objektversorgung benachteiligen.

Neben der unternehmerischen Rolle haben Kommunen auch auf planerischer und ordnungsrechtlicher Ebene eine Rolle bei der Marktausweitung von Wärmenetzen mit NTWS. Sie können die Wärmeversorgung von Quartieren oder auch der gesamten Gemeinde beeinflussen – auch wenn sie nicht selbst in die Wärmeversorgung involviert sind. Durch geeignete Instrumente der Bauleitplanung kann eine leitungsgebundene Wärmeversorgung befördert werden. Daneben können ordnungsrechtliche Vorgaben für einen Anschluss- und Benutzungszwang an konkrete Fernwärmesysteme erlassen werden.

Voraussetzung für die Anwendung derartiger Instrumente ist jedoch ein entsprechender politischer Wille in der Kommune. Darüber hinaus sind die planungsrechtlichen Kompetenzen im BauGB und den nachgeordneten Verordnungen in Bezug auf den Wärmenetzsektor in einigen Aspekten rechtlich umstritten (s. 10.4.2). Auch der Erlass kommunaler Fernwärmesatzungen mit Anschluss- und Benutzungszwang ist regelmäßig Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen (s. Kap. 10.4.3).

9.2 Energiewirtschaft

Der Wärmesektor wird derzeit stark von fossil befeuerten Gas- und Ölkesseln in der Objektversorgung dominiert. Diese stehen in Konkurrenz zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung durch die Fernwärme. Die objektgebundenen Technologien werden seit Jahrzehnten von einflussreichen Akteuren der Gas- und Mineralölwirtschaft sowie Herstellern von Heizkesseln unterstützt. Die Interessenwahrnehmung zur Sicherung des Absatzmarktes fossiler Heizkessel wird durch Verbände wie den MWV oder den BDH²³ politisch getragen und mit kapitalintensiven Imagekampagnen flankiert (Bruns et al., 2012, Bruns et al., 2012a).

Ein Beispiel für eine solche Imagekampagne ist die Initiative Zukunft Erdgas <https://www.zukunft-erdgas.info/>. Ziel dieser Kampagne ist es, den Energieträger Erdgas im Wettbewerb zu positionieren und den Markt von Morgen zu sichern. Diese Kampagne wird neben Versorgern und Heizungsherstellern u.a. getragen von den finanzstarken Unternehmen E.ON, Gazprom und Wingas.

Ein weiteres Beispiel mit dem Energieträger Heizöl im Fokus ist die Initiative Zukunftsheizen <https://www.zukunftsheizen.de/startseite.html> des Instituts für Wärme und Öltechnik e.V. Diese Kampagne wird finanziell u.a. von den Herstellerfirmen aber auch von Brennstoffversorgern wie etwa Shell, Esso und Aral gestützt.

Verschiedene Protagonisten der fossilen Einzelheizungen haben sich in der Allianz Freie Wärme e.V. <http://www.freie-waerme.de/home/> zusammengeschlossen, um explizit gegen leitungsgebundene Wärmeversorgung und kommunale Instrumente wie den Anschluss- und Benutzungszwang oder Verbrennungsverbote zu argumentieren. Neben dem bereits angesprochenen Verband der Heizungsindustrie und den Heizkesselherstellern, der Initiative Pro Schornstein e.V. sind hier u.a. auch die Verbände des SHK-Handwerks und der Schornsteinfeger eingebunden.

Im Rahmen der Allianz Freie Wärme werden u.a. auch wissenschaftliche Studien finanziert, die die Vorteilhaftigkeit der objektbezogenen Versorgung gegenüber Fernwärmesystemen belegen sollen. Die in 2016 erschienene Studie „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärme-markt“ kommt zum Ergebnis, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung mit sanierten Einzelheizungen günstiger zu erreichen sind als mit Fernwärmenetzen. Zugleich sei die Fernwärme für die Verbraucher in der Regel mit höheren Heizkosten verbunden (Pfnür et al., 2016). Diese Studie hat in den Medien größere Aufmerksamkeit erzeugt.

Im Gegensatz zu den Protagonisten fossiler Einzelheizsysteme ist eine Interessenvertretung für Fernwärmeversorgungen auf Basis von erneuerbarer Energien oder NTWS nur in deutlich geringerem Umfang wahrnehmbar. Der wichtigste Branchenverband für die Fernwärme ist der AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., früher: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme).

Der AGFW begleitet und unterstützt zwar die Integration von erneuerbaren Energien und NTWS in Fernwärmesysteme auf verschiedenen Ebenen, etwa über Forschungsprojekte und technische Expertise. Die hauptsächliche Zielsetzung des Verbands in der politischen Diskussion besteht jedoch bis heute darin, die wirtschaftliche Basis der Fernwärmeunternehmen in der öffentlichen Versorgung zu sichern, die derzeit in sehr großem Maß auf fossiler KWK basiert.

Vor dem Hintergrund der teils schwierigen wirtschaftlichen Situation in der Branche durch die Preisentwicklung an der Strombörse und der damit wegbrechenden Erlöse aus dem KWK-Strom fokussiert sich der Verband auf die Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Versorger

²³ BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, MWV: Mineralölwirtschaftsverband, BDH: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie

etwa im KWKG und im Mietrecht. Die explizite Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien und NTWS im Fernwärmesektor ist aufgrund der damit ggfls. verbundenen höheren Wärmegestehungskosten und der Konkurrenz zu objektbasierten Versorgungssystemen derzeit kein zentrales Ziel des Verbandes.

Die langfristige Transformation zu erneuerbaren Energien im Fernwärmesektor ist jedoch als eines von zwei Szenarien in der im Jahr 2015 entwickelten 70/70-Strategie des AGFW dargestellt. (AGFW 2015) Hier wird eine mögliche Entwicklung beschrieben, in der bis zum Jahr 2050 jeweils 70 % des Wärmebedarfs in den 70 einwohnerstärksten Städten in Deutschland durch Fernwärme bereitgestellt werden. Neben einem BAU-Szenario (*business as usual*), das auch langfristig hauptsächlich auf Erdgas-KWK basiert, wird dort auch ein EE-Szenario beschrieben, in dem fossile Brennstoffe sukzessive durch erneuerbare Energien ersetzt werden und der Anteil an KWK deutlich sinkt. Für beide Szenarien ist ein erheblicher Netzausbau notwendig und es wird gleichzeitig eine Effizienzverbesserung im Netzbetrieb u.a. durch Absenkung der Heizmitteltemperaturen vorausgesetzt.

Neben dem AGFW sind weitere energiewirtschaftliche Verbände im Bereich der leitungsgebundenen Wärme von Relevanz. In einer aktuellen Studie aus dem Jahr 2017 kommt der BDEW zu Einschätzung, dass die Fernwärmeversorgung insbesondere in den urban geprägten Regionen Deutschlands ein unverzichtbarer Bestandteil einer nachhaltigen Umsetzung der Energie- und insbesondere der Wärmewende sei. Die Versorgung mit CO₂-freier und CO₂-armer Wärme über Wärmenetze stelle eine volkswirtschaftlich ökonomische Möglichkeit dar, die genutzt werden sollte (BDEW 2017).

Energiepolitisch stark präsent ist der VKU (Verband kommunaler Unternehmen), der als Interessenvertretung der Stadtwerke großen Einfluss besitzt. Ähnlich wie beim AGFW steht jedoch beim VKU die Absicherung der wirtschaftlichen Basis für die Stadtwerke durch die bisherigen Geschäftsmodelle im Vordergrund und nur am Rande technische Innovationen zu Wärmenetzen auf Basis EE und NTWS.

Weitere Interessenvertreter sind der VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.), der insbesondere Unternehmen mit Erzeugungsanlagen und Wärmenetzen im industriellen Sektor vertritt, der B.KWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung) sowie der VfW (Verband für Wärmelieferung), in dem vor allem Contracting-Unternehmen organisiert sind. Auch von diesen Verbänden geht kein wesentlicher Impuls zur Integration von EE und NTWS in Wärmenetze aus.

9.3 EE-Branchenverbände

Ein direktes Interesse an der Marktausweitung der erneuerbaren Energien im künftigen Energiesystem hat der BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie), der als Dachverband für die einzelnen Spartenverbände (Bioenergie, Solarenergie etc.) auftritt. Während sich der BEE in den letzten Jahren insbesondere mit dem Strommarkt befasst hat, kommt nun dort der Wärmesektor verstärkt in den Fokus. Unter dem Titel "Effizient Erneuerbar" hat der BEE im Jahr 2016 ein Positionspapier mit einer Analyse des Wärmemarkts und Eckpunkten einer Wärme- und Kältestrategie veröffentlicht. (BEE 2016)

Neben Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien in dezentralen Anwendungen zeigt der BEE in diesem Positionspapier auch Potenziale und Maßnahmen für erneuerbare Energien in Wärmenetzen auf. Wichtigste Maßnahme aus Sicht des BEE ist eine klimafreundliche Finanzreform mit dem Ziel einer höheren Besteuerung fossiler Energieträger, wodurch Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energien gleichermaßen profitieren würden. Im Bereich der Wärmenetze empfiehlt der BEE die Umsetzung flankierender Instrumente, z.B. einen aufwachsenden Mindestanteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen sowie eine verpflichtende Wärmenutzungsplanung für Kommunen.

Für die Marktausweitung der Wärmenetze auf Basis erneuerbaren Energien und NTWS ist somit der BEE ein relevanter Treiber. Jedoch ist dabei zu beachten, dass die tragenden Spartenverbände innerhalb des BEE mit sehr unterschiedlichen Technologien befasst sind und bisher ihren Marktanteil in erster Linie auf der Basis dezentraler Anwendungen (z.B. Holzheizungen oder Wärmepumpen) erzielen. So wurde die in 9.2 erwähnte Studie „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt“, die sich sehr kritisch mit der Fernwärmeversorgung befasst (Pfnür et al., 2016) auch vom DEPV (Deutscher Energieholz- und Pelletsverband e.V.) kofinanziert, der ebenfalls Mitglied im BEE ist. Dies erschwert eine klare Positionierung des BEE zum Thema Wärmenetze.

Für die Anwendung der Geothermie ist neben dem BEE insbesondere der Bundesverband Geothermie e.V. (BVG) aktiv. Der Verband fordert in einem Positionspapier im Zusammenhang mit dem Klimaschutzplan der Bundesregierung u.a. einen Mindestanteil erneuerbarer Energien in Fernwärmenetzen sowie die Umstellung der Systeme auf niedrigere Temperaturen (BVG 2016a). Im energiepolitischen Diskurs hat der Bundesverband Geothermie gegenüber den mitgliederstärkeren energiewirtschaftlichen Lobbyverbänden jedoch nur ein eingeschränktes Wirkungsfeld.

9.4 Investoren

Der Strukturwandel zu erneuerbaren Energien im Stromsektor wurde in großem Umfang durch Investoren herbeigeführt, die Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen oder Solarstromanlagen errichtet haben. Die klassische Energiewirtschaft hat diese Entwicklung nur randständig begleitet. Wesentliche Treiber waren hier vor allem Privatpersonen, Projektierer, Fonds und Banken, Gewerbebetriebe und Landwirte. Noch im Jahr 2012 betrug der Anteil der Energieversorger an der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus EE-Anlagen weniger als 10 %. (Sandrock et al., 2015, S. 44). Möglich war dies vor allem durch den gesetzlich geregelten Netzzugang der Anlagen zum Stromnetz und die langfristig garantierte Einspeisevergütung.

Diese Situation trifft auf den Wärmemarkt nicht zu. Der Investor einer EE-Erzeugungsanlage – beispielsweise einer Anlage zur Tiefengeothermienutzung – hat keinen gesetzlich geregelten Zugang zu bestehenden Wärmenetzinfrastrukturen, wie es nach dem Energiewirtschaftsgesetz im Stromsektor der Fall ist. Demnach müsste sich der Investor mit dem Fernwärmeversorger über die Modalitäten der Wärmeeinspeisung und deren Vergütung bilateral einigen und sehr langfristige Verträge zur Abnahme der Wärme schließen.

Wenn kein Wärmenetz vorhanden ist, müsste der Investor neben der Investition in die Erzeugungsanlage gleichzeitig ein Wärmenetz errichten und Wärmeabnehmer als Kunden akquirieren. Dies erfordert hohe Investitionen sowie lange Planungs- und Genehmigungszeiträume. Daneben müsste der Investor die gesamte Wärmeleistung entsprechend der kundenseitigen Last bereitstellen und könnte sich nicht nur auf eine Erzeugungsanlage beschränken (hier im Beispiel Tiefengeothermie), für die er die Kompetenzen mitbringt. Er würde somit in eine klassische Versorgerrolle kommen. Allenfalls bei der Errichtung kleiner Wärmenetze z.B. auf Basis bestehender Biogasanlagen, deren Wärme einer Nutzung zugeführt wird, könnte dieses Geschäftsmodell interessant sein.

Aus den vorgenannten Gründen ist der Markt der Integration von EE-Wärme und NTWS in Wärmenetze derzeit wenig interessant.

9.5 Wohnungswirtschaft und Endkunden

Auch die Wärmekunden der Fernwärmeversorger sind bedeutsame Akteure bei der möglichen Marktausweitung von EE-Wärmenetzen und der Einbindung von NTWS in diese Systeme. Hierbei ist zu un-

terscheiden zwischen Hausbesitzern (Ein- und Zweifamilienhäuser), die über Fernwärme den Wärmebedarf des selbst bewohnten Hauses abdecken, dem Mietwohnungssektor und den anderen Nutzergruppen wie gewerblichen Nutzern, Industriebetrieben oder öffentlichen Gebäuden.

Die größte Nutzergruppe bei der Fernwärme ist der Mietwohnungssektor. Hier ist die professionelle Wohnungswirtschaft ein besonders wichtiger Akteur, auf Bundesebene sind dies insbesondere der GdW (Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen) und der BfW (Bundesverband freier Immobilien- und Wohnungsunternehmen). Daneben sind private Eigentümer von Mietwohngebäuden und Wohnungseigentumsgemeinschaften relevant, jedoch kaum organisiert. Gegenüber den privaten und selbst nutzenden Kunden (Ein- und Zweifamilienhäuser) ist der Mietwohnungssektor dadurch gekennzeichnet, dass ein Vertragsverhältnis zwischen Fernwärmeversorger und dem Eigentümer besteht, in der Regel nicht jedoch zum Verbraucher (dem Mieter). Die Wärmekosten werden dann vom Wohnungsunternehmen an den Mieter durchgeleitet.

Für die Wohnungswirtschaft ist eine Versorgung durch Fernwärme gegenüber einer eigenen Objektversorgung mit verschiedenen Vorteilen verbunden. Es entfallen die Investitionen in eine eigene Heizkesselanlage und Schornsteinanlagen sowie deren Wartung und Instandsetzung. Ferner ist der Raumbedarf im Gebäude geringer. Sehr wichtig ist auch der sogenannte Primärenergiefaktor der Versorgung. In Verbindung mit einem geringen Primärenergiefaktor können die primärenergetischen Anforderungen aus der Energieeinsparverordnung mit einem vergleichsweise geringen Aufwand an baulichem Wärmeschutz erreicht werden, was zu deutlichen Kosteneinsparungen in der Wohnungswirtschaft führt. Die derzeit gültige Berechnungsmethodik der Primärenergiefaktoren führt bei den üblichen Fernwärmeversorgungen mit einem hohen Anteil an KWK zu sehr niedrigen Primärenergiefaktoren. Viele Versorgungssysteme weisen sogar einen Primärenergiefaktor von 0,0 auf.

Vor diesem Hintergrund ist die Wohnungswirtschaft grundsätzlich sehr interessiert an klimafreundlichen und kostengünstigen Versorgungslösungen (GdW 2013).

Dabei spielt insbesondere auch eine Rolle, dass aus Sicht der Wohnungswirtschaft eine ambitionierte energetische Modernisierung des Gebäudebestands auf Grenzen stößt und Dämmrestriktionen aufgrund bauphysikalischer, architektonischer, gestalterischer und soziologischer Faktoren vorhanden sind. Durch einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien in der Versorgung (die auch den Primärenergiefaktor verringern) könnte die Wohnungswirtschaft entsprechende Investitionen in baulichen Wärmeschutz vermeiden. Hier kommt es darauf an, ein wirtschaftliches Optimum zwischen Energieeffizienz und erneuerbaren Energien zu finden. In diesem Zusammenhang könnte die Wohnungswirtschaft auch in Zukunft ein einflussreicher Akteur sein für die Integration von EE und NTWS in Wärmenetze.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass von Seiten der Wohnungswirtschaft, sowie der Mieter- und Verbraucherverbände auch deutliche Kritik an der heutigen Praxis der Fernwärmeversorgung geäußert wird. Wesentliche Kritikpunkte sind dabei die Höhe der Fernwärmepreise, der Preistransparenz, der Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis sowie der fehlenden Anpassungspflicht der Leistung bei erfolgter Gebäudemodernisierung.

Eine ausführliche Darstellung der strukturellen Defizite des Fernwärmesektors bezogen auf den Verbraucherschutz findet sich in einem Praxisbericht für das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Maaß et al., 2015).

Besonders intensiv wird Kritik geäußert im Zusammenhang mit einem bestehenden oder vorgesehenen kommunalen Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme, durch den ein Wettbewerb um die Versorgung gänzlich ausgeschlossen wird. Etliche dieser Fälle sind Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen.

Auch von Seiten der gewerblichen Abnehmer von Fernwärme wird teilweise Kritik an der heutigen Praxis der Fernwärme geäußert. Der VEA (Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V.) erstellt dazu jährlich eine Preisübersicht und weist insbesondere auf die Höhe der Preise und die sehr großen regionalen Preisunterschiede hin (VEA 2016).

9.6 Zwischenergebnis

Die Akteurslandschaft ist in Bezug auf die Marktausweitung der Integration erneuerbarer Energien und NTWS in Fernwärmenetzen sehr heterogen und es ist kein einflussreicher Protagonist erkennbar, der sich dieses Feld zu einem zentralen Anliegen macht.

Der Wärmesektor wird weiterhin von fossil gespeisten und dezentralen Heizkesseln dominiert. Die finanzstarken Stakeholder aus der fossilen Energiewirtschaft aber auch Handwerksorganisationen versuchen, diesen Absatzmarkt zu sichern und sehen die leitungsgebundene Wärmeversorgung als Konkurrenz.

Der AGFW als Branchenvertretung der Fernwärmewirtschaft ist zwar im Grundsatz gegenüber erneuerbaren Energien und NTWS aufgeschlossen, fokussiert sich aber bisher ebenfalls auf die Bewahrung der klassischen Geschäftsmodelle der fossilen KWK.

Im Bereich der Branchenverbände der erneuerbaren Energien forciert der BEE ein Wachstum der erneuerbaren Energien mit Wärmenetzen, kann jedoch aufgrund der Mitgliederstruktur seiner Branchenverbände gegenüber der dezentralen Versorgung keine eindeutige Positionierung aufbauen.

Für Investoren und Projektentwickler ist der Markt bisher wenig interessant, da im Bereich der Wärmenetze bisher kein gesetzlich geregelter Zugang zu den Infrastrukturen wie im liberalisierten Strom- und Gasbereich existiert. Lediglich für kleine, meist auf Biogas-Anlagen basierende Wärmenetze ergibt sich ein gewisses Marktpotenzial für Projektentwickler.

Eine Mobilisierung der Wohnungswirtschaft und der Endverbraucher für die Marktausweitung der Fernwärme insgesamt und damit verbunden deren Unterstützung einer Transformation zu erneuerbaren Energien in diesen Systemen wird nur gelingen, wenn die Fernwärme im Wettbewerb gegenüber fossilen Energieträgern attraktiv ist und zur einem kosteneffizienten Lösungsweg für das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestand beiträgt. Für die Wohnungswirtschaft könnte dies eine wichtige Option in deren langfristiger Energiestrategie sein, da hierdurch kostenaufwändige Gebäudesanierungen kompensiert werden können.

10 Hemmnisanalyse

Bisher wird die Tiefen-Geothermie – wie auch die anderen oben aufgeführten Niedertemperaturwärmeströme – nur randständig in der Fernwärmewirtschaft genutzt. Nachfolgend werden Hemmnisse für die weitere Marktausweitung betrachtet und mögliche Lösungsansätze entwickelt.

Die Hemmnisse werden kategorisiert in:

- ▶ Ökonomische Hemmnisse
- ▶ Finanzierungshemmnisse
- ▶ Planerische Hemmnisse
- ▶ Regulatorische Hemmnisse
- ▶ Technische Hemmnisse
- ▶ Gesellschaftliche Hemmnisse

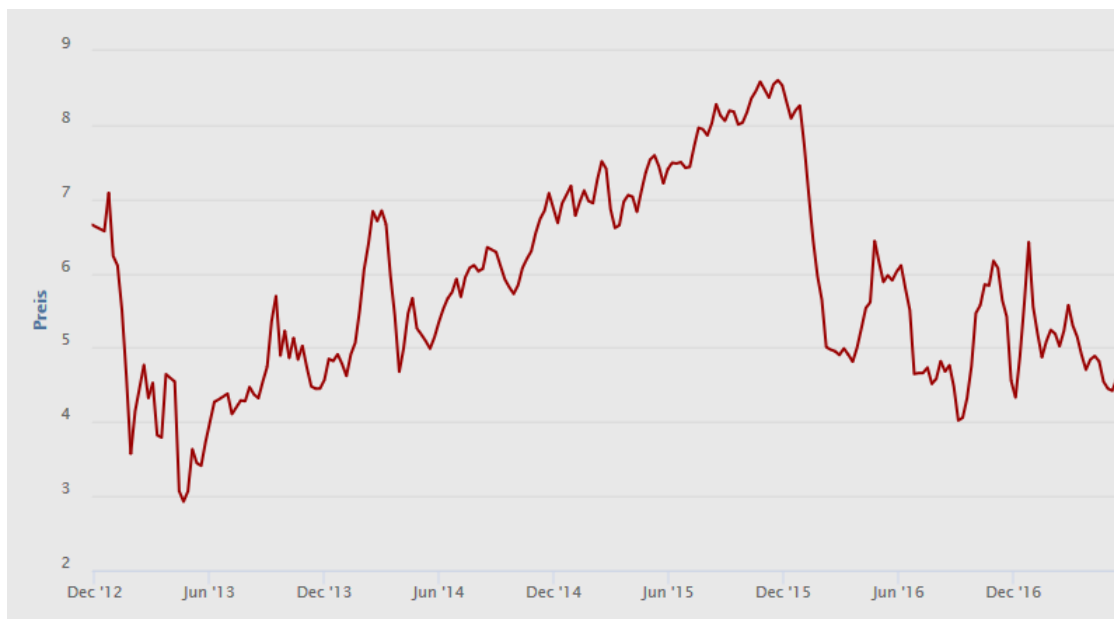
Hierbei ist zu beachten, dass eine Zuordnung der existierenden Hemmnisse zu den oben aufgeführten Kategorien nicht in jedem Fall eindeutig erfolgen kann. So kann etwa die derzeit fehlende Anreizwirkung des bestehenden KWKG für die Marktausweitung von NTWS sowohl der Kategorie Rechtliche Hemmnisse wie auch den ökonomischen Hemmnissen zugeordnet werden.

10.1 Ökonomische Hemmnisse

10.1.1 Mangelnde Lenkungswirkung Emissionshandel

Das wesentliche klimapolitische Instrument auf europäischer Ebene ist der Emissionshandel. Der Zertifikatspreis für CO₂ liegt jedoch seit Jahren kontinuierlich auf einem sehr niedrigen Niveau unterhalb eines Wertes von 10 Euro. Durch die niedrigen Preise der CO₂-Zertifikate zeigt der Emissionshandel kaum Lenkungswirkung zu kohlenstoffarmen Brennstoffen und dem Einsatz erneuerbarer Energien (Abbildung 130).

Abbildung 130: Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises in den letzten 5 Jahren



Quelle: EEX (2017)

Dazu kommt, dass der Fernwärmesektor erst nach und nach und nur bei großen Erzeugungsanlagen (Feuerungswärmeleistung > 20 MW) in den Emissionshandel einbezogen wird. Die Fernwärme war zunächst bis 2013 (Anfang 3. Handelsperiode) ausgenommen.

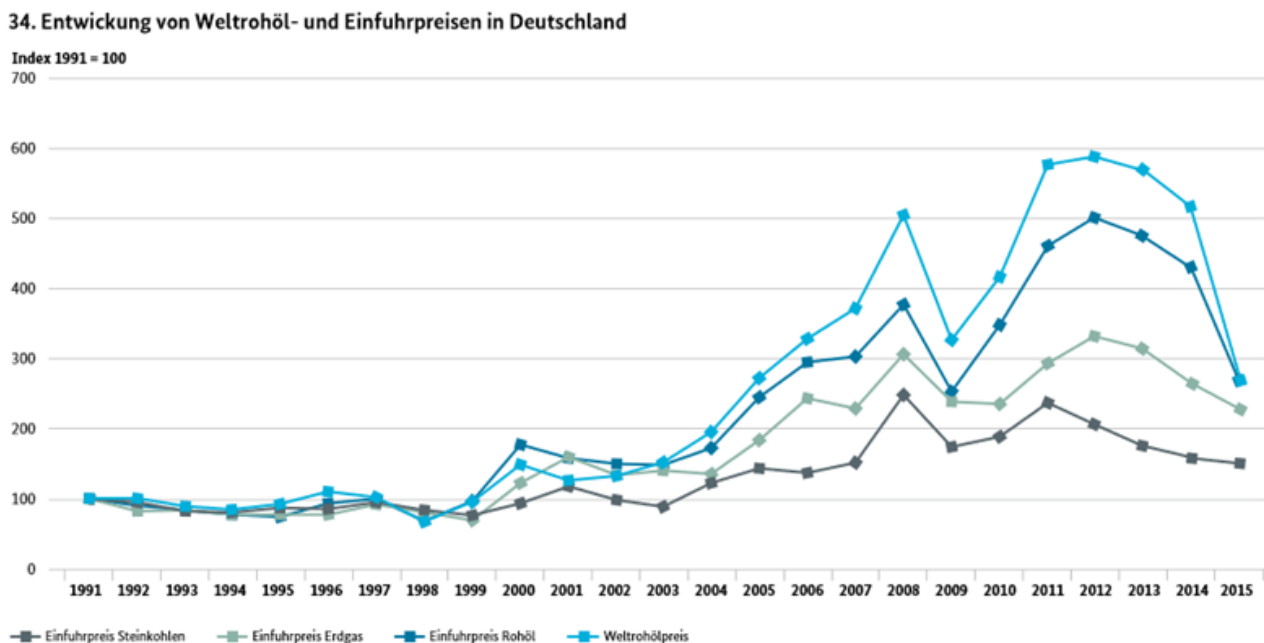
Zudem erhalten neue KWK-Anlagen, die ab dem 01.01.2013 in Betrieb gegangen sind und unter das Treibhausemissionshandelsgesetz (TEHG) fallen, nach § 7 Abs. 5 KWKG einen Zuschlag von 0,3 Cent je kWh auf die KWK-Zulage, die die Kosten der Emissionszertifikate sogar überkompensiert.

Der sehr niedrige Emissionspreis in Verbindung mit der Kompensationsregelung im KWKG entfaltet damit keine Steuerungswirkung für die Fernwärmeversorger in Richtung NTWS oder erneuerbarer Energien. Es ist derzeit nicht absehbar, ob sich diese Situation in näherer Zukunft entscheidend verändert.

10.1.2 Mangelnder Handlungsdruck durch niedrige Brennstoffpreise

Die Bezugspreise der fossilen Brennstoffe für die Fernwärmeerzeugung (Kohle, Gas, Öl) haben sich in den letzten Jahren nur wenig erhöht bzw. sind sogar deutlich gesunken, wie Abbildung 131 zeigt.

Abbildung 131: Entwicklung von Weltrohöl- und Einfuhrpreisen in Deutschland



Quelle: BMWi (2016h)

Durch das sehr niedrige Preisniveau für fossile Brennstoffe besteht für die Fernwärmeversorger kein Anreiz zur Umstellung auf erneuerbare Wärme oder Abwärme. Prognosen über die Zukunft der Brennstoffpreise am Markt sind sehr unsicher. Falls die Brennstoffpreise mittelfristig wieder ansteigen sollten, werden die Preissteigerungen als eher moderat angenommen. Hier ist insbesondere der Brennstoff Erdgas von Bedeutung, der den dezentralen Heizungsmarkt im Wettbewerb zum Fernwärmesektor dominiert.

10.1.3 Mangelnde Lenkungswirkung Energiebesteuerung

Eine Lenkungswirkung zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz kann auch durch eine Besteuerung fossiler Brennstoffe befördert werden. Ursprünglich wollte die Europäische Kommission bereits in den 90er Jahren eine europaweite Kohlenstoff- und Energiesteuer einführen, was jedoch am Widerstand der Mitgliedsstaaten gescheitert ist.

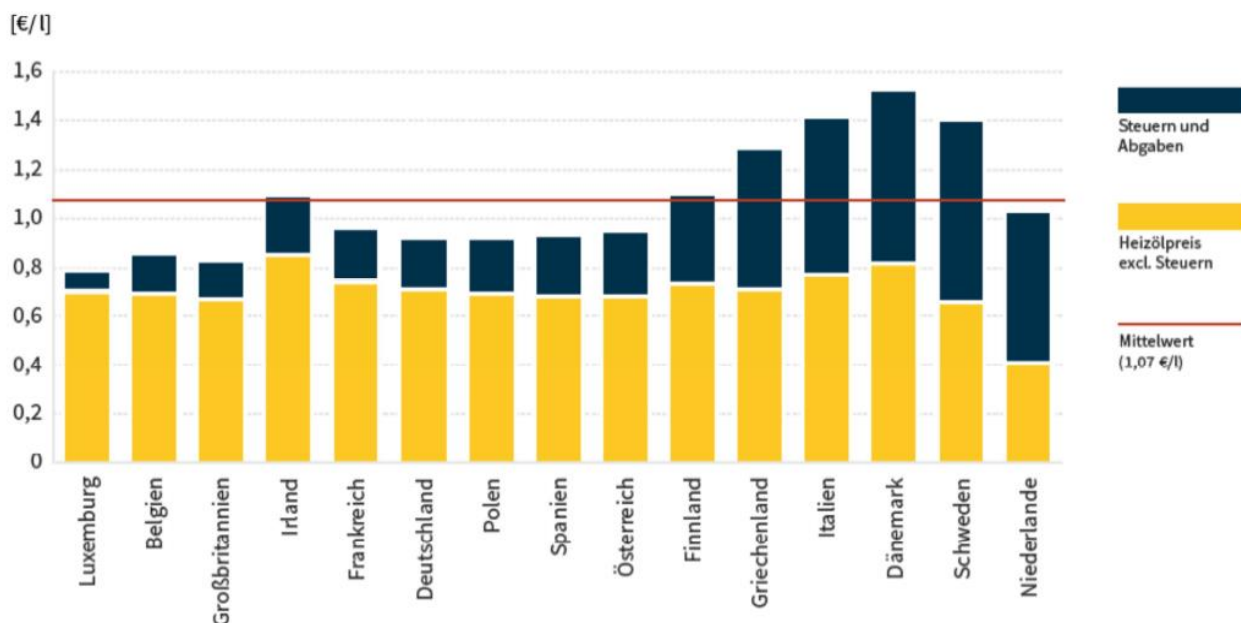
Die Energiebesteuerung in Deutschland ist je nach Energieträger sehr unterschiedlich ausgestaltet. Für den Energieträger Strom fällt eine vergleichsweise hohe Steuer an. Das Gleiche gilt für den Treibstoffsektor. Hier beträgt die Steuer auf Benzin etwa 65 ct/Liter, das entspricht etwa 7,4 ct/kWh. Im Bereich der Brennstoffe ist die jeweilige Steuerlast dagegen vergleichsweise gering mit folgenden Steuersätzen:

- ▶ 0,12 ct/kWh bei Braun- und Steinkohle
- ▶ 0,55 ct/kWh bei Erdgas
- ▶ 0,21 - 0,62 ct/kWh bei Heizöl

Die auf Brennstoffe erhobene vergleichsweise niedrige Steuer zeigt wenig Lenkungswirkung zur Umsteuerung auf erneuerbare Energieträger. Aus der Sicht des Klimaschutzes ist zudem wenig verständlich, dass unter den aufgeführten Brennstoffen das Erdgas in Bezug auf die CO₂-Emission am höchsten besteuert wird und bei der Verwendung von Kohle nur eine sehr geringe Steuer anfällt.

Auch der internationale Vergleich zeigt, dass sich die Steuerlast auf fossile Brennstoffe in Deutschland auf einem geringen Niveau befindet. Abbildung 132 zeigt am Beispiel Heizöl, dass der Anteil an Steuern und Abgaben in vielen europäischen Ländern weitaus größer ist als in Deutschland.

Abbildung 132: Heizölpreise im europäischen Vergleich



Quelle: BEE (2017), Datenbasis 2014

Eine Lenkungswirkung zu erneuerbaren Energien ist bei diesen niedrigen Sätzen zudem kaum gegeben. Dazu kommt, dass beim Einsatz von KWK, wie sie heute in der Fernwärmeversorgung üblich ist, die Stromsteuer (für den Verbrauch im Objekt bei KWK-Anlagen bis 2 MW_{el}) sowie die Energiesteuer

auf den Brennstoffeinsatz sogar vollständig rückerstattet werden und damit jegliche Steuerungswirkung kompensiert wird.

Derzeit werden auf verschiedenen Ebenen Diskussionen um zusätzliche ökonomische Lenkungsinstrumente durch eine höhere Besteuerung fossiler Brennstoffe bzw. Einführung einer CO₂-Steuer geführt. Bei einer Beibehaltung der o.g. Rückerstattung bei KWK-Anwendungen wäre auch bei einer etwaigen Erhöhung der Energiesteuer keine Lenkungswirkung zu erneuerbaren Energien gegeben.

10.1.4 Lenkungswirkung des KWK-Gesetzes

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz KWKG²⁴ ist derzeit eines der wichtigsten ökonomischen Steuerungsinstrumente für die Fernwärmewirtschaft. Die durch die Zahlung einer KWK-Zulage geförderte Vermarktung des KWK-Stroms war die Grundlage für auskömmliche Renditen in der Fernwärmewirtschaft. Dies hat aber auch dazu geführt, dass die Anlagen in der Regel auf maximale jährliche Betriebsstundenzahlen optimiert und mit geringer Orientierung am Strommarkt ausgelegt wurden.

Im Ergebnis wird in zahlreichen Fernwärmesystemen die wärmetechnische Grundlast durch KWK-Wärme abgedeckt, während die Abdeckung der Spitzenlast in der Regel durch Gaskessel erfolgt, die nur geringe Investitionen in Bezug auf die Leistung benötigen. Die Grundlastabdeckung durch KWK konkurriert mit der Integration von Niedertemperaturwärmeströmen.

Das Fallbeispiel Riehen (Kap. 5.1.2.9) zeigt die Verdrängung der Geothermiewärme durch fossile Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung, die sich durch die KWK-Zulage als ökonomischere Erzeugung für den Versorger darstellt. Hierdurch bleibt das geothermische Potenzial teilweise ungenutzt.

Modellhafte Betrachtungen des Einflusses der KWK-Zulage auf die Auslastung von Geothermieranlagen sind in auch in Kapitel 8.1.3 dargestellt. Die aus der Zahlung der KWK-Zulage resultierenden sehr niedrigen Wärmegestehungskosten verdrängen bei der Einsatzoptimierung im Anlagenportfolio die Wärmeerzeugung aus Geothermie. Damit steigen durch die geringere Auslastung der Geothermie deren spezifische Wärmeerzeugungskosten und der Anteil an Geothermie bei der gesamten Wärmeerzeugung sinkt.

Auch die Integration der Solarthermie wird erschwert, denn das solare Strahlungsangebot konzentriert sich auf Zeiträume mit saisonal geringer Wärmenachfrage, in denen die KWK-Anlagen auf Basis der KWK-Zulage Wärme zu sehr günstigen Preisen bereitstellen kann. In ähnlichem Maß kann durch die geförderte KWK-Wärme auch die Integration anderer NTWS-Wärmeströme, wie etwa Wärme aus Umweltwärme oder industrielle Abwärme ökonomisch beeinträchtigt werden.

10.1.5 Ausrichtung der Fernwärmeversorger am Strommarkt

Fernwärmeversorger haben ihr Erzeugungsportfolio in den letzten Jahrzehnten stark am Strommarkt ausgerichtet und über den KWK-Strom bis vor kurzem attraktive Erlöse und Renditen erzielt. Angesichts der unsicheren Entwicklung im Energiemarkt sind sie kaum bereit, in neue Technologien zu investieren.

Die Energiewirtschaft ist wegen des tiefgreifenden Strukturwandels im Stromsektor in Bezug auf neue Investitionen sehr zurückhaltend. Die künftigen Entwicklungen am Strommarkt sind aus Sicht der Unternehmen unsicher und darüber hinaus sind die Erlöse am Strommarkt durch die Zunahme der EE deutlich gesunken. Dies betrifft auch die Fernwärmewirtschaft, denn bei Neu-Investitionen in

²⁴ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist

Erzeugungsanlagen wurden vor allem KWK-Anlagen errichtet, die in ihrer Wirtschaftlichkeit auch vom Strommarkt abhängig sind. KWK und Fernwärme wurden bisher sowohl in politischen Diskussionen als auch in ökonomischen Analysen meist als Einheit betrachtet (Greller und Bieberbach 2015).

Vor diesem Hintergrund scheuen sich viele Fernwärmeversorger vor Investitionen in neue Technologien, sondern versuchen vielmehr die bisherigen Geschäftsmodelle auf Basis fossiler KWK z.B. durch Flexibilitätsmaßnahmen wie den Bau von Heißwasserspeichern zu optimieren.

Solange Fernwärmeversorger zudem kein Interesse an einer Nutzung der EE und Abwärme haben, weil sie z. B. ihre bestehenden, meist mit fossilen Energien betriebenen Anlagen weiter betreiben und gut auslasten wollen, bleiben geothermische und andere Wärmepotenziale zwangsläufig ungenutzt.

10.1.6 Sinkender Wärmebedarf

Der erforderliche Wärmebedarf für die Beheizung von Gebäuden sinkt in Folge der zunehmenden energetischen Modernisierung des Gebäudebestands. Wenngleich die bisher erreichte Reduzierung hinter den ambitionierten energiepolitischen Zielsetzungen zurückbleibt, so ist doch der Trend zur Verbrauchsreduzierung deutlich erkennbar. Dieser wird zudem in den kommenden Jahren durch politische Instrumente verstärkt werden müssen, um die Klimaziele erreichen zu können.

Die Reduzierung des Heizbedarfs mit der damit einhergehenden Verminderung des Wärmeabsatzes wirkt sich tendenziell nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung aus. Fernwärmesysteme weisen durch die hohen Investitionen in das Leitungsnetz einen hohen Fixkostenanteil auf, bei sinkendem Wärmeabsatz steigen somit die spezifischen Kosten der Wärmeversorgung.

Ohne eine unternehmensstrategische Gegensteuerung würde die Fernwärme somit auf lange Sicht wirtschaftlich unattraktiv werden. Jedoch muss die energetische Gebäudesanierung nicht zwangsläufig ein Hemmnis für die Integration von NTWS und EE-Wärme in bestehende Fernwärmesysteme sein. Die Reduzierung der Wärmenachfrage findet aufgrund der niedrigen Sanierungsrate nur sukzessive und innerhalb eines längeren Zeitraumes statt. Durch Maßnahmen der Netzverdichtung und geringfügigen Ausbau der Netze an den Randbereichen können neue Wärmekunden hinzugewonnen werden, die den Absatzrückgang kompensieren.

In besonderem Maß macht sich die erhöhte energetische Gebäudeeffizienz bei Neubauvorhaben bemerkbar. Die hohen energetischen Standards in Neubauquartieren machen die Investition in ein Wärmenetz in vielen Fällen unwirtschaftlich, obwohl hier die Verlegung im Zuge der ohnehin notwendigen Erschließungsmaßnahmen vergleichsweise kostengünstig ist.

Hier ist im Einzelfall zu prüfen, ob die Wärmenachfrage und deren räumliche Wärmedichte ausreichend sind, um ein neues Wärmenetz zu etablieren. Oft bietet sich dabei auch ein Verbund mit dem umliegenden Gebäudebestand an, um einen höheren Wärmeabsatz zu erreichen.

10.1.7 Konkurrenz Gasnetzinfrastruktur

Wie bereits in Kapitel 9.1 ausgeführt besteht in vielen Kommunen eine Konkurrenz zwischen Fernwärmenetz und Gasverteilnetz. Ist ein flächendeckendes Gasverteilnetz bereits vorhanden, das zur Versorgung der dezentralen Heizanlagen dient, dann ist eine Investition in ein paralleles Wärmenetz nur schwer refinanzierbar (Hensel 2013).

Liegen Wärmenetz und Gasnetz eigentumsrechtlich in unterschiedlichen Gesellschaften, liegt durch die auf der Hand liegende wirtschaftliche Konkurrenzsituation eine Konfliktlage vor. Grundsätzlich

einfacher stellt sich die Lage dar, wenn beide Versorgungsarten in einem gemeinsamen Unternehmen gebündelt sind und damit eine integrierte Versorgungsplanung ermöglicht wird. Aber auch in diesem Fall ist der Parallelbetrieb zweier kostenaufwändiger Versorgungsarten wirtschaftlich suboptimal. Hier müsste dann ggfls. mit dem Ausbau des Wärmenetzes ein Rückbau der Gasversorgung stattfinden. Der Rückbau einer bestehenden Gasnetzinfrastruktur zugunsten einer Fernwärmeversorgung ist jedoch konfliktträchtig und kann zu Verbraucherbeschwerden führen (Bundesnetzagentur 2010, S. 242).

Weiterhin profitiert die Kommune durch Einnahmen aus der Konzessionsabgabe, die die Gasversorger aufgrund der Nutzung des öffentlichen Straßenraums zu entrichten haben. Diese Einnahmen sind für die städtischen Haushalte eingeplant und dienen zur Finanzierung verschiedener kommunaler Aufgaben. Ein Wegbrechen dieser Einnahmen ist nicht im Interesse der Kommunen.

10.1.8 Regionale Marktsituationen

Auch regionale Marktsituationen können die Umsetzung von kapitalintensiven Investitionen in EE wie die tiefe Geothermie beeinflussen: auch wenn es im Oberrheingraben ein vergleichsweise hohes geothermisches Potenzial gibt, kann hier bis auf das Projekt Riehen in der Nähe von Basel keine Erfolgsgeschichte zur Umsetzung von geothermischen Wärmeprojekten geschrieben werden. Dies hängt möglicherweise damit zusammen, dass in den traditionellen Fernwärmestädten (v.a. Mannheim, aber auch Heidelberg und Karlsruhe) überwiegend Fernwärme in Kohle-Heizkraftwerken produziert wird, die aufgrund der vergleichsweise niedrigen Preise der Importkohle die Wärme sehr günstig produzieren können.

Hinzu kommt für die meisten hier diskutierten NTWS die Wettbewerbssituation zu Abfallverbrennungsanlagen, die ganzjährig eine Wärmegrundlast zu sehr günstigen Wärmegestehungskosten bereitstellen und gerade in den lastarmen Sommermonaten das Potenzial von Solarthermie und Umweltwärme ungenutzt lassen.

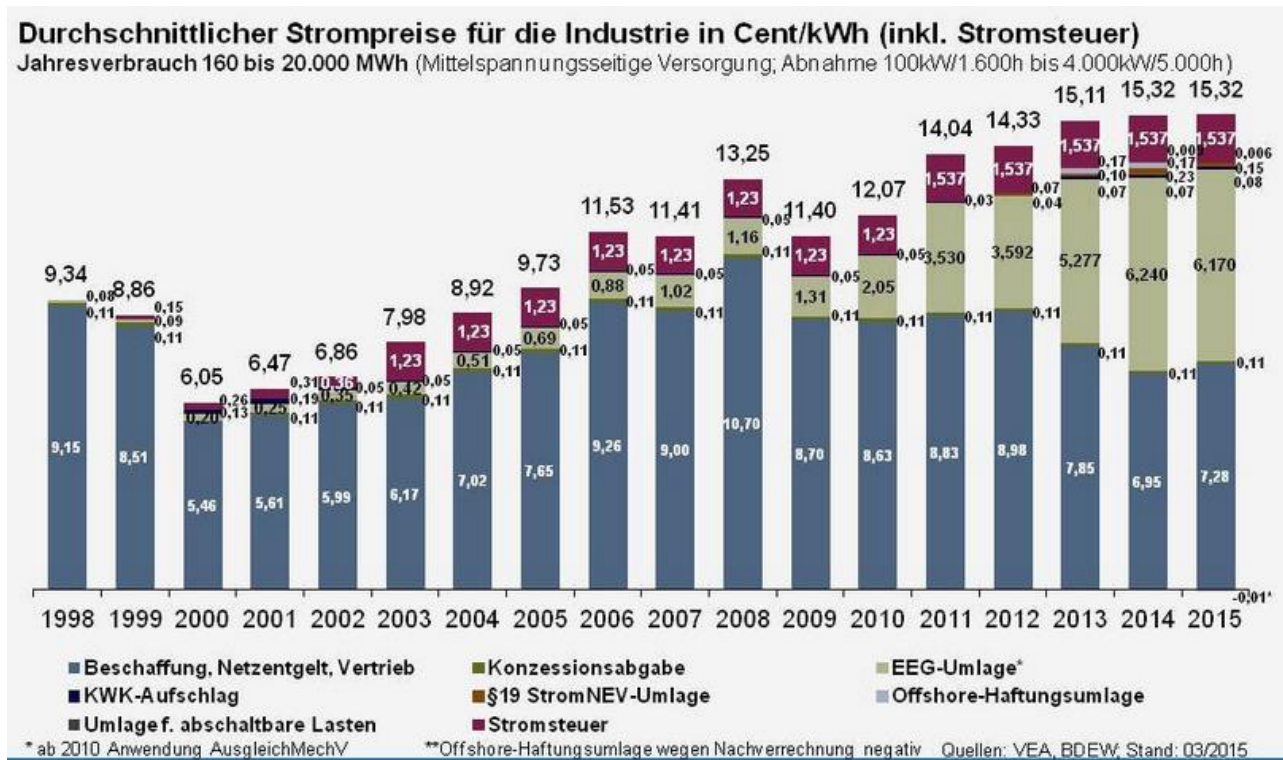
Zudem kann die Veränderung der regionalen Nachfragestruktur ein Hemmnis darstellen für die Marktausweitung von EE und NTWS in Wärmenetzen. Insbesondere in den neuen Bundesländern sind Gebiete mit bestehender Fernwärmeinfrastruktur von einem tiefgreifenden Bevölkerungsrückgang betroffen. Diese demographischen Veränderungen führen zu Wohnungsleerstand und beeinträchtigen damit die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung. Dies betrifft insbesondere Plattenbauten am Stadtrand. Diese regionalen Umwälzungsprozesse gefährden – neben der ohnehin stattfindenden Absatzminderung durch Gebäudemodernisierung – den wirtschaftlichen Betrieb der Fernwärmeinfrastruktur.

10.1.9 Regulatorisches Umfeld für Strom-Wärmepumpen

In vielen Fällen ist für die Integration von Niedertemperaturwärmequellen in Wärmenetze eine exergetische Aufwertung erforderlich. Eine marktübliche Technologie dafür ist eine mit Strom betriebene Kompressionswärmepumpe. In Deutschland ist bisher der Strombezug von Letztverbrauchern mit zu einem sehr großen Anteil durch Steuern, Abgaben und Umlagen determiniert.

In Abbildung 133 ist die Entwicklung der Industriestrompreise in der Mittelspannungsversorgung bei einem Jahresverbrauch von 160 bis 20.000 MWh dargestellt. Selbst wenn der Börsenstrompreis bei 0 ct/kWh liegt, fallen immer noch etwa 8 ct/kWh durch Steuern und Umlagen an.

Abbildung 133: Entwicklung des Industriestrompreises



Quelle: BDEW Jahresbericht 2015

Damit kann sich die Nutzung von Strom über die Wärmepumpen das gesamte System bis zur Unwirtschaftlichkeit verteuern (s. Abbildung 117). Bei Großwärmepumpen mit Jahresarbeitszahlen von >3 wirken sich jedoch die hohen Abgaben und Umlagen bei weitem nicht so stark aus wie bei Elektrokesseln.

Im Gegensatz dazu können z.B. die dänischen Fernwärmebetreiber den Strom aus Deutschland ohne Umlagen kaufen und ihn bei niedrigen Börsenstrompreisen über Elektrokessel und Wärmepumpen in den dortigen Fernwärmesystemen nutzen.

10.2 Finanzierungshemmnisse

10.2.1 Investitionen in Erzeugungsanlagen

Viele Erzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wie Tiefengeothermieprojekte, oder große solarthermische Anlagen erfordern hohe bis sehr hohe Anfangsinvestitionen, weisen dann aber sehr geringe Betriebskosten auf (vgl. 8.1.1).

Diese Investitionsvorhaben erfordern einerseits einen hohen Kapitalaufwand und müssen zudem über einen längeren Zeitraum durch die Wärmeerlöse refinanziert werden. Letztlich werden Wärmeversorger nur Investitionen tätigen, wenn diese Erlössituation auf längere Sicht gesichert erscheint und ein angemessener Gewinn erwirtschaftet werden kann.

Alle genannten Fälle setzen damit eine langfristig gesicherte Erlössituation auf Kundenseite zur Refinanzierung und auch eine entsprechende Unternehmensplanung voraus. Bei reiner Auslegung auf Raumwärmegewinnung für ein Fernwärmenetz ist zudem kein kontinuierlicher Wärmeabsatz und

damit Erlös über das Jahr gewährleistet. Wirtschaftlich günstigere Lastprofile bestehen bei der Versorgung gewerblicher oder industrieller Abnehmer aus oder wenn die Anlage nur zur Grundlastabsicherung (v. a. Warmwasser) genutzt wird.

Darüber hinaus besteht bei Explorationen zur tiefen Geothermie das finanzielle Risiko, dass sich herausstellt, dass ein mit großem Aufwand untersuchter Standort doch nicht wirtschaftlich genutzt werden kann (Fündigkeitsrisiko) (vgl. Kap. 5.1.3.2).

Bei der Nutzung industrieller Abwärme kommt überdies die Frage nach dem Risikonehmer hinzu für den Fall, dass die Wärmequelle entfällt (vgl. Kap. 3.2.6 und 5.3).

10.2.2 Investitionen in Netz-Infrastruktur

Neben den hohen Investitionen in die Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme sind für die Integration in bestehende Netze oder für den Bau neuer Netze erhebliche Investitionen in die Netz-Infrastruktur erforderlich. Häufig sind die Anlagen (z.B. tiefe Geothermie, Freiflächen-Solarthermie, industrielle Abwärme) nicht in der räumlichen Nähe von Wärmenetzen angeordnet. Die Anlagen müssen somit über neu zu errichtende Wärmetrassen an Wärmenetze angebunden werden. Je nach Oberflächenbeschaffenheit, Untergrund und gegebenenfalls zu querenden Verkehrswege sind damit erhebliche Kosten verbunden, die refinanziert werden müssen.

Aus diesem Grund ist es naheliegend, zunächst an solchen Standorten in EE-Anlagen bzw. in die Einspeisung industrieller Abwärme zu investieren, die nur über Sticleitungen an ein vorhandenes Netz angeschlossen zu werden brauchen oder sogar innerhalb eines Netzes liegen.

Wärmeferntransport wird in Deutschland bereits heute über Entfernungen bis zu etwa 30 km durchgeführt. Wenn kostengünstige Wärmequellen mit hoher Leistung bereitstehen, kann der Bau neuer Transportleitungen mit einer Länge von mehr als 20 km durchaus wirtschaftlich sein (Schmitt et al., 2014).

Für die tiefe Geothermie ist zu beachten, dass zumindest das hydrothermale Potenzial der tiefen Geothermie sehr von den standortspezifischen Untergrundbedingungen abhängig ist. Diese Projekte werden daher in der Regel an geologisch-geothermisch günstigen Standorten durchgeführt, an denen häufig kein Wärmenetz vorhanden ist und somit der Netzneubau in das Projektbudget integriert werden muss.

Die Fernwärme-Netzkosten können lt. ASUE (2011a, S. 14) bis zu 50 % der Gesamtkosten bei der Nutzung von Tiefer Geothermie zur Wärmebereitstellung betragen. Die vorliegenden Daten aus den Fallbeispielen in Kapitel 5.1.2 zeigen, dass sich die Netzanteile an den Gesamtkosten zwischen 37 % (Beispiel Neustadt-Glewe, Kap. 5.1.2.2 mit Projektdatenblatt 1.2 im Anhang A 1) und 70 % (Beispiele im Pariser Becken, Kap. 5.1.2.8 mit Projektdatenblatt 1.8 im Anhang) bewegen.

10.2.3 Risikobewertung bei Banken

Beim Bau von Wärmenetzen und der Errichtung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind die Banken oft zurückhaltend bei der Kreditvergabe. Die sehr langen Refinanzierungszeiträume bei der leitungsgebundenen Energieversorgung, die zudem auf einen nicht gesetzlich abgesicherten Absatzmarkt aufbaut, sind gegenüber der Investition in staatlich regulierte Strom- und Gasverteilnetze weniger interessant.

Auch die Finanzkraft und damit die Bonität der Unternehmen haben sich in den letzten Jahren vor dem Hintergrund einer in vielen Fällen wirtschaftlich schwierigen Situation eher verschlechtert (Brunner 2017).

Nach einer aktuellen Studie des Instituts für den öffentlichen Sektor e.V. in Zusammenarbeit mit KPMG befinden sich von den 100 analysierten Unternehmen mehr als $\frac{3}{4}$ in einer angespannten wirtschaftlichen oder eher unbefriedigenden wirtschaftlichen Situation. (Institut für den öffentlichen Sektor e.V. und KPMG 2016). Im Jahr 2014 waren bei mehr als 80 Prozent der mehrheitlich kommunalen Energieversorger die Nettoumsätze rückläufig (PWC 2016).

Dazu fehlen oftmals Vergleichswerte und Erfahrungen für eine Risikoabschätzung der Banken bei Investitionen in Wärmenetze oder Erzeugungsanlagen. Ein externer Beratungsmarkt für „risk assessment“ im Bereich Wärmeinfrastruktur hat sich noch nicht etabliert.

10.2.4 Kommunale Haushaltsfinanzierung über Stadtwerke

Wie bereits in Kapitel 2.2.4 dargestellt, halten viele Kommunen gesellschaftsrechtliche Anteile an den lokalen Fernwärmeversorgern oder sind deren Eigentümer. Die Fernwärmeversorgung ist eines der historisch gewachsenen Betätigungsfelder der Daseinsvorsorge von Stadtwerken.

Die kommunalen Stadtwerke sind dabei in den meisten Fällen nicht nur Fernwärmeversorger, sondern Querverbund-Unternehmen mit einem teils sehr weit aufgefächerten Portfolio an Leistungen von der Strom-, Gas- oder Fernwärmeversorgung über Entsorgungsleistungen bis hin zum Betrieb des öffentlichen Nahverkehrs, Schwimmbädern, Häfen, Telekommunikation oder Tierheimen.

Die Erlöse aus dem Energiesektor dienen bisher in vielen Kommunen zur Deckung weniger profitabler oder defizitärer kommunaler Aufgaben, etwa bei dem Betrieb von Schwimmbädern oder zur finanziellen Unterstützung des öffentlichen Personennahverkehrs. Dies kann betriebsintern über Spartenverrechnungen oder über eine Gewinnabführung an den Kommunalhaushalt erfolgen.

Im Jahr 2014 schütteten mehr als 80 % der Stadtwerke erwirtschaftete Gewinne an ihre Anteilseigner aus. Die durchschnittliche Ausschüttungsquote betrug mehr als 50 % des Jahresüberschusses (Kompetenzzentrum öffentliche Wirtschaft und DKB 2016 S. 17).

Die Finanzierungsmöglichkeiten der Stadtwerke aus dem unternehmerischen Sektor Energieversorgung und die Möglichkeiten der kommunalen Querfinanzierung geraten von verschiedenen Seiten unter Druck.

- ▶ Der Strukturwandel in der Energiewirtschaft mit dem Wachstum an erneuerbaren Energien im Stromsektor hat zu nachhaltigen Preissenkungen an der Strombörse geführt. Damit sind die früher sehr auskömmlichen Erlöse aus den KWK-Anlagen der Stadtwerke drastisch zurückgegangen.
- ▶ Insbesondere im gewerblichen und industriellen Bereich sind durch KWK-Eigenversorgungen zunehmend Kunden für die Fernwärmeversorger verloren gegangen und damit die Erlöse der kommunalen Unternehmen gesunken.
- ▶ Durch die Anreizregulierung bei den Verteilnetzen von Strom und Gas sind die anrechenbaren Kosten stark reguliert worden. Eine finanzielle Stützung der Kommunalhaushalte aus diesen Geschäftsfeldern ist sehr schwierig geworden.

Der Druck auf Ausschüttung von Gewinnen an die Kommunen aus dem Fernwärmesparte der Unternehmen ist vor diesem Hintergrund in den letzten Jahren stark gestiegen. Die Ausschüttungen der Erlöse aus dem Fernwärmegeschäft an die Kommunen schmälert die Eigenkapitalausstattung der Unternehmen und erschwert Investitionen in die Fernwärmeinfrastruktur.

Ein weiterer Nachteil der Abführung von Gewinnen aus dem Fernwärmegeschäft an den Kommunalhaushalt ist die Auswirkung auf den Endkundenpreis der Fernwärme. Je höher die Gewinnabschöpfung ist, desto größer lastet der Druck auf den Fernwärmepreisen. Mit höheren Fernwärmepreisen

sinken wiederum die Akzeptanz bei den Nutzern und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Einzelheizungen. Dies erschwert einen künftigen Fernwärmeausbau und erschwert die langfristige Kundenbindung.

10.2.5 Förderanreize und Bürgschaften

Die Investition in neue Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Wärme und die nachgelagerte Infrastruktur (Wärmenetze, Wärmespeicher etc.) wird in Deutschland über finanzielle Anreize und zinsgünstige Kredite unterstützt. Obwohl hier teilweise attraktive Förderbedingungen vorliegen, hat sich der Markt noch nicht entsprechend entwickelt.

Dies lässt vermuten, dass die Förderlandschaft noch nicht optimal auf die Bedürfnisse der einzelnen erneuerbaren Energien angepasst ist und dass neben finanziellen Anreizen weitere fördernde oder regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich sind.

Die Bundesregierung fördert reine Wärmeprojekte über das Marktanreizprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Dieses Programm zielt spezifisch auf die Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt ab. Abbildung 134 zeigt die relevanten Förderbausteine für die geothermische Projektentwicklung. Dabei besteht die Förderung aus der Bereitstellung von zinsgünstigen Darlehen durch die KfW sowie die Gewährung von Tilgungszuschüssen für bestimmte Projektkosten.

Abbildung 134: Übersicht der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (tiefe Geothermie und Wärmenetze)

Tiefengeothermie	Tiefengeothermieranlagen ab 400 m Bohrtiefe • zur Wärmeerzeugung <i>Fündigkeitsrisiko: anteilige Übernahme in separatem KfW-Förderprogramm</i>	• Anlagen: 200 € je kWth, max. 2.000.000 € je Einzelanlage • Bohrungen: von 375 € bis 750 € je Meter Bohrtiefe, max. 2.500.000 € je Bohrung, max. 10.000.000 € insgesamt • Mehraufwand bei Bohrungen: 50 % des Mehraufwands je Bohrung, max. 50 % der Plankosten, max. 1.250.000 € je Bohrung, max. 5.000.000 € je Vorhaben
	• zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) <i>Fündigkeitsrisiko: anteilige Übernahme in separatem KfW-Förderprogramm</i>	• Anlagen: [1- (elektr. Bruttoleistung P_{el} / thermische Nennwärmeleistung Q_{th})] x 200 € je kWth, max. 1.000.000 € je Einzelanlage • Bohrungen: von 375 € bis 500 € je Meter Bohrtiefe, keine Förderung der Tiefe ab 2.500 m, max. 975.000 € je Bohrung, max. 3.900.000 € insgesamt • Mehraufwand bei Bohrungen: wie bei Wärmeerzeugung, vgl. oben
Wärmenetz	• Wärmenetze für Wärme aus EE mit bestimmten Mindestanteilen • inklusive Hausübergabestationen (gilt nicht für Neubauten) <i>Keine Förderung für Netze, die mit Wärme aus KWK-Anlagen gespeist werden, die KWKG förderfähig sind</i>	• bis zu 60 € je Meter Trasse, max. 1.000.000 € • bei Wärmeeinspeisung aus Tiefengeothermie, max. 1.500.000 € • 1.800 € je Hausübergabestation, bei verbindlichem Anschlussvertrag und keinem Anschlusszwang (gilt nicht für Neubauten)

Quelle: BMWi (2015b)

Über das KfW-Programm 294 werden seit 2016 darüber hinaus Investitionsanreize für die Nutzung von Abwärme gewährt. Sie betragen bis 40 % der förderfähigen Kosten. Dieses KfW-Programm wird im Rahmen der "Offensive Abwärmennutzung" des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert.

Eine Schwierigkeit der KfW-Programme besteht in der Forderung, dass die KfW-Kredite von einer Hausbank durchgeleitet werden müssen. Gerade in Zeiten unsicherer Finanzmärkte scheuen sich jedoch die meisten Hausbanken, mit in das Risiko einzusteigen (s. Kap. 10.2.3). Dies erschwert vor allem privaten Investoren den Zugang zu diesen Förderprogrammen.

Die Förderkriterien sind zudem an einzelnen Punkten für die Integration großer Wärmeströme aus Niedertemperaturströmen wenig attraktiv. Dies betrifft insbesondere die maximale Förderhöhe bei Großwärmepumpen und großen Wärmespeichern.

Während im KfW-Programm zum Einsatz erneuerbarer Energien (KfW 271) die maximale Förderhöhe bei großen Wärmespeichern 1 Mio. € beträgt, sind bei Speichern in Verbindung mit KWK-Anlagen 10 Mio. € Fördersumme nach dem KWKG möglich. Gerade Wärmespeicher auf Basis erneuerbarer

Energien benötigen jedoch wegen des teilweise geringeren Temperaturniveaus ein größeres Volumen und damit auch eine höhere Investition.

Bei den Wärmepumpen ist die maximale Förderhöhe auf 50.000 € fixiert. Bei einer spezifischen Investition von ca. 780 € je kW thermischer Leistung (Henning und Palzer 2015) und einer Förderquote von 30 % ist dieses Programm bereits bei einer Wärmepumpe von etwa 2 kW Leistung ausgereizt, obwohl für Fernwärmesysteme deutliche größere Leistungen installiert werden könnten.

10.3 Regulatorische Hemmnisse

Für die Integration von NTWS in das Energiesystem ist der Regulierungsrahmen im Bereich Wärmenetze sehr bedeutsam. Dies betrifft sowohl die Regelungen, die den Ausbau von Wärmenetzen betreffen als auch Regelungen zum Strukturwandel hin zu NTWS in bestehenden Systemen.

10.3.1 Fehlende ökologische Kriterien für Wärmenetze

Derzeit gibt es für die leitungsgebundene Wärmeversorgung keine verbindlichen regulatorischen Vorgaben in Bezug auf Klimafreundlichkeit, Energieeffizienz oder eines Mindestanteils an erneuerbaren Energien. Wichtige ordnungsrechtliche Instrumente wie die Energieeinsparverordnung (EnEV) oder das Erneuerbare Energien Wärmegesetz (EEWärmeG) weisen bisher nur eine sehr geringe Steuerungswirkung zur Steigerung des Einsatzes von NTWS in Wärmenetzen auf (Sandrock et al., 2015).

Bisher ist nach dem EEWärmeG kein Mindestanteil an erneuerbaren Energien bei leitungsgebundener Wärmeversorgung vorgesehen. So ist als Ersatzmaßnahme gegenüber dem Einsatz erneuerbarer Energie der Anschluss an ein Wärmenetz möglich, das zu mindestens 50 % aus KWK gespeist wird. Diese Anforderung kann mit dem Einsatz rein fossiler Brennstoffe – auch mit Braunkohle – erreicht werden. Fossile KWK kann damit den Einsatz an EE verdrängen – dies gilt nicht nur für Wärmenetze, sondern auch für die Objektversorgung.

Der Anwendungsbereich des EEWärmeG beschränkt sich zudem derzeit auf den Neubau und umfasst den Gebäudebestand nicht. Nur bei öffentlichen Gebäuden werden Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer Energien bei einer grundlegenden Renovierung der Gebäude gestellt. Im Übrigen werden für den Gebäudebestand den Bundesländern entsprechende Regelungskompetenzen zugewiesen. Bisher hat nur das Land Baden-Württemberg eine entsprechende landesgesetzliche Regelung erlassen.²⁵

Im Rahmen der EnEV geht die leitungsgebundene Wärmeversorgung über den Primärenergiefaktor (PE) in die Energiebilanz des Gebäudes ein. Bei der Berechnung der PE-Faktoren ergeben sich durch das hier angewendete Stromgutschriftverfahren bei KWK sehr niedrige Primärenergiefaktoren. Durch die niedrigen Primärenergiefaktoren der KWK-Wärmenetze (oft 0,0) besteht für die Wärmeversorger kein Anreiz zum Einsatz von NTWS, da die Verdrängung von KWK-Wärme durch NTWS sogar in vielen Fällen den PE-Faktor rechnerisch erhöhen würde (Sandrock et al., 2015).

10.3.2 Unzureichende Preiskontrolle im Fernwärmemarkt

Wegen der in der Regel marktbeherrschenden Stellung von Fernwärme-Anbietern (Bundesgerichtshof 2008) unterliegen diese grundsätzlich einer allgemeinen behördlichen Missbrauchskontrolle. Im

²⁵ Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EwärmeG) vom 17. März 2015. Gbl. Nr. 5 vom 20. März 2015

Hinblick auf die behördliche Kontrolle von Fernwärmepreisen ist insbesondere das Missbrauchsverbot in § 19 Abs. 1 GWB von Bedeutung. Danach ist „*die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung durch ein oder mehrere Unternehmen verboten.*“

Nach Einschätzung des Bundeskartellamtes (BkartA) waren Anzeichen dafür vorhanden, dass einzelne Fernwärmeversorger ihre marktbeherrschende Stellung missbräuchlich nutzen. Dazu bietet allein die Feststellung Anlass, dass die Fernwärmepreise in verschiedenen Versorgungsgebieten um 100 % voneinander abweichen. In der Folge hat das BKartA Ermittlungen gegen mehrere Versorger aufgenommen.

Das Preismissbrauchsverfahren des BKartA wurde im Februar 2017 beendet und hat im Ergebnis zu Rückerstattungen und Preissenkungen der betroffenen Fernwärmeversorger zugunsten der Fernwärmekunden in Höhe von etwa 55 Mio. € geführt (Bundeskartellamt 2017). Neben dem BKartA haben in der Folge auch mehrere Landeskartellämter ähnliche Untersuchungen auf Landesebene vorgenommen und teilweise auch Preissenkungen bei Versorgern angeordnet, z.B. die Landeskartellämter von Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Brandenburg, Thüringen und Baden-Württemberg.

Im Rahmen der Sektorenuntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamtes (Bundeskartellamt 2012) wurde die Frage aufgeworfen, inwieweit die rechtlichen Befugnisse für die Kartellbehörden bei der Preiskontrolle im Fernwärmesektor hinreichend sind.

Anders als im Sektor Strom und Gas tragen derzeit die Kartellbehörden im Rahmen von Missbrauchsverfahren die Beweislast. Sie müssen allen relevanten Kostenfaktoren im Einzelnen nachgehen und müssen diese bewerten. Die dabei anzulegenden Kriterien sind in sich hochkomplex (Büdenbender 2011). Die Unternehmen haben in dieser Konstellation einen erheblichen Informationsvorsprung gegenüber den Wettbewerbsbehörden (Gent und Brodt 2013).

Vor dem Hintergrund des hohen Aufwandes bei Missbrauchsverfahren ist zudem die personelle Ausstattung der Kartellbehörden im Fernwärmesektor sehr gering. Im Bundeskartellamt ist eine einzige Beschlussabteilung mit nur drei Mitgliedern für die Fernwärme - und daneben auch für die Bereiche Mineralöl, Strom, Gas, Trink- und Abwasser, Elektrotechnik und Kohlebergbau zuständig. In der Bundesnetzagentur mit etwa 2.700 Mitarbeitern ist dagegen eine Abteilung mit dreizehn Referaten für die Bereiche Strom und Gas zuständig.

Auch viele Landeskartellbehörden stehen vor erheblichen Problemen bei der Bewältigung dieser Aufgabe. In der Regel agieren Fernwärme-Anbieter nicht über die Ländergrenzen hinweg, sodass Missbrauchsverfahren jeweils durch die Landeskartellbehörden geführt werden müssen, die ebenfalls eine nur geringe Personalausstattung aufweisen (Maaß et al., 2015).

10.3.3 Fehlender Wettbewerb im Fernwärmesektor

Die durch die EU getriebenen Bemühungen zur Herstellung von Wettbewerb auf einem europäischen Binnenmarkt für Energie betreffen nur die Sektoren der Strom- und Gasversorgung. Diese werden durch das deutsche Energiewirtschaftsgesetz EnWG und zahlreiche nachgeordnete Verordnungen reguliert. Die Fernwärmeversorgung ist davon bisher nicht betroffen.

Wie bereits in Kapitel 2.2 aufgezeigt, ist der Zugang zu Fernwärmenetzen bisher nicht liberalisiert, so dass es keinen Wettbewerb in diesem Markt gibt. Bislang haben potenzielle Wärmenetzeinspeiser keinen rechtlich gesicherten Anspruch, Wärme aus NTWS in das bestehende Netz eines Dritten gegen Vergütung einzuspeisen oder die Wärme an eigene Kunden gegen Nutzungsentgelt durchzuleiten, wie es bei Gas- und Stromnetzen der Fall ist.

Die Übernahme von Wärmemengen aus einer Anlage, die von Dritten betrieben wird, ist für Fernwärmeversorger grundsätzlich üblich. So wird in vielen Städten die Wärme aus Müllverbrennungsanlagen in die Fernwärme eingespeist. Auch die Integration industrieller Abwärme in örtliche Wärmenetze wird oft realisiert. Zu beachten ist jedoch, dass die Umsetzung derartiger Wärmeeinspeisungen auf der Kooperationsbereitschaft der beteiligten Geschäftspartner und entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen basiert (Sandrock et al., 2015).

10.3.4 Mietrechtliche Begrenzungen

Mit der Mietrechtsnovelle 2013 wurden im Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) Regelungen eingeführt, die eine Umstellung von Wärmeverbrauchern auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung erschweren können. So ist die Umstellung auf Wärme-Contracting nach § 556c BGB ohne Zustimmung der Mieter an die Auflage gebunden, dass die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen. Diese Vorgabe dient dem Ziel, die Verbraucherinteressen der Mieter zu schützen.

Gerade vor dem Hintergrund der derzeit sehr niedrigen fossilen Brennstoffpreise (s. Kap. 10.1.2) ist die Umstellung auf eine leitungsgebundene Wärmeversorgung und den damit verbundenen hohen Investitionskosten eine große Herausforderung. Diese Regelung wirkt sich damit nachteilig auf diejenigen Wärmelieferanten aus, die die Investitionskosten in den Wärmekosten mit einkalkulieren müssen.

Nach rechtlicher Analyse des Branchenverbandes AGFW sind diese Regelungen jedoch auf das sog. Wärme-Contracting ausgerichtet und können nicht ohne weiteres auf die Fernwärmeversorgung angewendet werden (AGFW 2014 b). Die hier weiterhin bestehenden rechtlichen Unsicherheiten sind jedoch hinderlich für etwaige Investitionen.

Weiterhin ist die Umlage von Modernisierungskosten nach § 555b BGB und § 559 BGB nur noch möglich, wenn durch die Maßnahme Endenergie eingespart wird. Modernisierungsmaßnahmen mit dem Effekt der Primärenergieeinsparung sind danach nicht mehr umlagefähig.

10.3.5 Regulierungsrahmen für tiefe Geothermie

Dieser Abschnitt beschreibt den derzeitigen Regulierungsrahmen für tiefe Geothermie in Deutschland sowie mögliche Entwicklungen in naher Zukunft. Der Regulierungsrahmen für die Nutzung der tiefen Geothermie ist im Wesentlichen vorgegeben durch

- a) das Bundesberggesetz (BBergG) und die Bergverordnung über Einwirkungsbereiche (Einwirkungsbereichs-Bergverordnung - EinwirkungsBergV),
- b) die Bergverordnung für alle bergbaulichen Bereiche (Allgemeine Bundesbergverordnung - ABBergV),
- c) das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) mit der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau),
- d) das Wasserhaushaltsgesetz (WHG),
- e) das Baugesetzbuch (BauGB),
- f) die Landesentwicklungs- und Regionalplanung, Landschaftsplanung, das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) und Landesnaturschutzgesetze,
- g) die lokale Bauleitplanung, gemeindliche Flächennutzungspläne, Bebauungspläne, städtebauliche Verträge, usw.

Das Genehmigungsverfahren für ein Tiefengeothermieprojekt ist komplex, da eine Vielzahl von unterschiedlichen Rechtsgebieten im Rahmen des Genehmigungsverfahrens parallel bearbeitet werden

müssen. Die Vielzahl von Genehmigungen macht Projekte angreifbar durch Klagen, die im gestuften Genehmigungsverfahren auch nach Bohr- bzw. Baubeginn noch rechtswirksam eingereicht werden können. Diese Problematik erschwert Investitionen in die Projektentwicklung deutlich.

Da bei der Projektplanung das Ergebnis (Temperatur, Schüttung und damit Leistung und z.T. die Baukörpergröße) nicht exakt festgelegt werden kann, kann es zu Konflikten mit Genehmigungsverfahren, z.B. nach dem Baurecht kommen. Projektentwickler benötigen deshalb eine umfassende Rechtsberatung im Rahmen des Entwicklungsprozesses.

Die beiden wichtigsten Genehmigungsstränge sind die Genehmigungsverfahren für die Bohrplätze und die Bohrungen, die dem Bergrecht, den tangierenden Rechtsbereichen und dem Wasserrecht zugeordnet werden können (Punkte a - d oben). Hier ist ein gestuftes Genehmigungsverfahren üblich, welches der Tatsache Rechnung trägt, dass beim Bohrlochbergbau das Ergebnis im Vorfeld nicht feststeht. So wird z.B. ein Bohrungstest erst genehmigt, wenn die Bohrung tatsächlich abgeteuft wurde.

In Naturschutzgebieten und Natura-2000-Gebieten besteht für Bohrungen ab 1.000 m Tiefe eine UVP-Pflicht (§ 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau). Tiefbohrungen zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme unter Aufbrechen von Gestein unter hydraulischem Druck (= petrothermale Projekte) erfordern bei Einsatz von wassergefährdenden Stoffen oder Lage in einer Erdbebenzone 1 bis 3 ebenfalls eine Umweltverträglichkeitsprüfung (§ 1 Nr. 8a UVP-V Bergbau). In Naturschutzgebieten und Nationalparks sind petrothermale Projekte generell untersagt (§ 23 Abs. 3 BNatSchG, § 24 Abs. 3 BNatSchG). Für die Gewinnung (Förderung) von Thermalwasser ist je nach Entnahmemenge eine allgemeine oder standortspezifische Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich (Anlage 1, Nr. 13.3 UVP-G).

Es ist zu erwarten, dass für zukünftige Projekte UVP-Vorprüfungen und gegebenenfalls vollumfängliche UVP-Prüfungen mit Planfeststellung vermehrt gefordert werden. Für den Projektentwickler ist dies mit einem zusätzlichen Zeit- und Kostenaufwand verbunden. Trotz des langwierigen Verfahrens bietet eine UVP-(Vor-)Prüfung eine höhere Rechtssicherheit für spätere Projektphasen. Neben der Rechtssicherheit können UVP-Verfahren auch positiv im Sinne der erforderlichen Bürgerbeteiligung gesehen werden.

Für den obertägigen Bau der Wärme-bzw. Stromerzeugungsanlagen gilt ein Baugenehmigungsverfahren (Punkte e) bis h)). Da Tiefengeothermieprojekte an geologische Bohrlandepunkte gebunden sind, sind diese Genehmigungsverfahren häufig auch für den Außenbereich durchzuführen. Dies bedeutet üblicherweise eine Änderung des Flächennutzungsplanes und ein Raumordnungsverfahren. Im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens werden sämtliche Emissionen und Auflagen für den Anlagenbetrieb festgelegt.

Im BBergG und in der EinwirkungsBergV wird nunmehr die Bergschadensvermutung auf den Bohrlochbergbau angewendet, so dass sich Bürgerinnen und Bürger in der Umgebung von Geothermieanlagen in einem geregelten Rechtsrahmen befinden (vgl. auch Gesetz zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen vom 12.8.2016, BGBl I S. 1962).

Hierbei handelt es sich jedoch nicht um eine gesetzliche Form der Beweislastumkehr, sondern um eine – ähnlich dem Anscheinsbeweis – gesetzliche Kausalitätsvermutung. Im Schadensfall muss der Anlagenbetreiber zur Erschütterung der gesetzlichen Verursachungsvermutung zunächst nur einen alternativen und plausiblen Ursachenzusammenhang für den Schaden darlegen. Im Streitfall müssen damit die potentiell Geschädigten nachweisen, dass Schäden an ihrem Eigentum mit Sicherheit aus dem Anlagenbetrieb heraus aufgetreten sind.

Damit geothermische Wärmeprojekte trotz der oben identifizierten Hürden weiter umgesetzt werden, sind klare politische Signale notwendig, dass die Geothermie gewollt ist. In dieser Hinsicht sollten

bei der zukünftigen Gesetzgebung auch Möglichkeiten zur Vereinfachung genutzt und Genehmigungen aus einer Hand angestrebt werden.

Darüber hinaus ist eine 3D-Raumplanung für den Untergrund anzustreben, damit eine verträgliche stockwerksweise Nutzung abgebildet werden kann und konkurrierende Nutzungsformen einer planerisch abgewogenen Prioritätensetzung zugeführt werden können.

10.4 Planerische Hemmnisse

In diesem Kapitel werden planerische Hemmnisse für eine Marktausweitung von Niedertemperaturwärmeströmen im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung analysiert.

Planungsrechtliche Relevanz besteht hier vor allem aufgrund des Flächenbedarfs der Erzeugung und der Verteilnetze. Während bei der üblichen Wärmeversorgung auf Basis fossiler Brennstoffe durch Import der Energieträger nahezu keine Flächen vor Ort benötigt werden, ist dies bei der Wärmebereitstellung aus NTWS grundsätzlich anders. Im Gegensatz zu Brennstoffen wie Öl und Gas, die problemlos über weite Entfernungen transportiert werden können, kann Wärme nur mit Verlusten transportiert werden und erfordert daher in vielen Fällen vor Ort Flächen für Erzeugung und Verteilung.

Der Raumbedarf bei der Transformation der Wärmeversorgung zu erneuerbaren Energien wird künftig auch planerisch eine höhere Bedeutung erlangen, denn die Nutzungskonkurrenz bei der Flächennutzung ist insbesondere in urbanen Siedlungsräumen sehr groß. Für den Wohnungsbau, für Gewerbeansiedlungen werden zunehmend Flächen benötigt. Aber auch Flächen für Landwirtschaft, Landschafts- und Naturschutz müssen vorgehalten und planerisch berücksichtigt werden (Sandrock et al., 2016).

Die hier betrachteten Niedertemperaturwärmequellen sind in Bezug auf den (oberirdischen) Flächenbedarf sehr unterschiedlich in ihren spezifischen Anforderungen. Während die tiefe Geothermie und die Nutzung von Abwärme nur einen geringen Flächenbedarf aufweisen, werden bei der Freiflächen-Solarthermie durchaus erhebliche Flächen benötigt. Dabei sollte jedoch im Blick behalten werden, dass die derzeit im Sektor EE-Wärme vorherrschende Wärmeerzeugung auf Basis Biomasse ein Vielfaches an Fläche beansprucht und somit auch die Solarthermie eine eher effiziente Flächennutzung darstellt.

Im Sinne einer vorausschauenden Flächensicherung ist insbesondere in Städten und größeren Gemeinden sowie deren Umfeld eine planerische Befassung mit der künftigen Wärmeversorgung notwendig.

10.4.1 Raumordnungs- und Landesplanungsrecht

Im Raumordnungsgesetz (ROG) des Bundes und den Landes-Planungsgesetzen sind keine gesonderten Vorgaben für die Wärmeversorgung auf Basis erneuerbare Energien enthalten. Relevant sind hier vor allem die Vorgaben zur Konkretisierung von Raumordnungsplänen im Sinne einer nachhaltigen Raumentwicklung.

Aufgabe der Regionalplanung als Teil der Raumplanung ist eine geordnete Raumentwicklung, bei der unterschiedliche Anforderungen an den Raum aufeinander abzustimmen sind, die auf der jeweiligen Planungsebene auftretenden Konflikte auszugleichen sind und Vorsorge für einzelne Nutzungen und Funktionen des Raums zu treffen ist (§ 1 Abs. 1 ROG). Nach § 7 Abs. 2 ROG und § 1 Abs. 7 BauGB sind alle Belange miteinander und untereinander abzuwägen (Maaß et al., 2015a).

Die raumbezogenen Anforderungen des jeweiligen Energieträgers müssen von den Trägern der Regionalplanung in Einklang mit anderen konkurrierenden Flächenansprüchen gebracht werden. Die

Wahl der dafür geeigneten Instrumente überlässt das ROG den Ländern und sonstigen Planungsträgern. Auch die Landesplanungsgesetze enthalten daher Regelungen für die Festsetzung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere auf der Ebene der Regionalplanung (Ahlhelm et al., 2012).

Für Anwendungen mit größerem Raumbedarf wie etwa der Freiflächen-Solarthermie könnten Instrumente der Raumplanung zur Anwendung kommen, um insbesondere am Rand von Ballungsräumen die notwendigen Flächen zu sichern. Das vorhandene Instrumentarium der Raumplanung scheint auch grundsätzlich geeignet, eine geordnete derartige Flächenentwicklung zu steuern. Jedoch finden sich in der Planungspraxis bisher noch kaum Anwendungsbeispiele (Maaß et al, 2015a).

Die erforderlichen Anlagen für die Nutzung von Tiefer Geothermie sind dagegen als solche in der Regel nicht raumbedeutsam und unterliegen keiner raumordnerischen Festlegung. Daher kommen hier übergreifende Planansätze (wie bspw. landespolitische Konzepte zur Energieversorgung) zum Tragen, die zum Beispiel in Landesentwicklungsplänen oder Landesentwicklungsprogrammen fixiert werden können.

Ein Beispiel dafür ist der Landesentwicklungsprogramm Rheinland-Pfalz, der hier Grundsätze zur Nutzung geothermischer Potenziale fixiert. Dort heißt es: „....Aufgrund der fast flächendeckend vorhandenen geologischen Potenziale kommt der Nutzung der Geothermie einschließlich der Tiefengeothermie besondere Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere für die Nutzung von Erdwärme im Oberrheingraben wegen der dort ausgebildeten speziellen geologischen Tiefenstrukturen.... Die Regionalplanung kann für raumbedeutsame Anlagen geeignete Standortbereiche ausweisen.“ (LEP Rheinland-Pfalz 2008).

10.4.2 Kommunale Bauleitplanung

Grundlage des Bauplanungsrechts ist das Baugesetzbuch (BauGB). Dort wird die generelle Zulässigkeit von Bauvorhaben aus städtebaulicher Sicht geregelt und es werden übergeordnete Ziele und Grenzen für eine strukturierte Bebauung definiert. Für konkrete Bauvorhaben werden die Zulässigkeitsentscheidungen am Maßstab der jeweiligen Landesbauordnungen getroffen.

Seit dem EAG Bau 2004 ist der Klimaschutz bei den Abwägungsprozessen im Rahmen der Bauleitplanung grundsätzlich mit zu berücksichtigen. Der Gestaltungsspielraum der Gemeinde wird dabei beschränkt durch den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit im Rahmen der planerischen Abwägung (Mitschang 2010).

Der **Flächennutzungsplan** nach § 5 BauGB ist der verbindlichen Bauleitplanung vorgelagert. Mit der Flächennutzungsplanung wird zwar kein unmittelbares Baurecht geschaffen, jedoch bindet sich die Kommune für die weitere konkrete Ausgestaltung der Bebauungspläne. Im Flächennutzungsplan sind u.a. Darstellungen von Bauflächen möglich, die eine Marktausweitung der NTWS begünstigen:

- ▶ Flächen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien
- ▶ Flächen für die Wärmeleitungstrassen
- ▶ Bauflächen zur Nutzung der Wärme

Über den Flächennutzungsplan kann die Kommune damit geeignete Flächen sichern für die Erzeugung von Wärme und notwendige Versorgungsleitungen und diese für die spätere verbindliche Bebauungsplanung ausweisen.

Mit der **verbindlichen Bauleitplanung** konkretisiert die Kommune die Ziele des Flächennutzungsplans über Bebauungspläne. Diese definieren einen rechtsverbindlichen Rahmen der baulichen Raumnutzung für Dritte. Hier wird unterschieden zwischen:

- ▶ Einfacher Bebauungsplan nach § 30 Abs. 3 BauGB

- ▶ Qualifizierter Bebauungsplan nach § 30 Abs. 1 BauGB, sowie
- ▶ Vorhabenbezogener Bebauungsplan nach § 12 BauGB.

Auf der Grundlage von § 9 BauGB kann die Kommune im Rahmen der Erstellung von Bebauungsplänen auch energetische Festsetzungen treffen. Auf diese Weise kann die Nutzung von NTWS in Wärmenetzen begünstigt werden. Festsetzungen können u.a. betreffen:

- ▶ Versorgungsflächen, einschließlich der Flächen für Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärmekopplung (§ 9 Abs. 1, 12 BauGB)
- ▶ Gebiete, in denen bei der Errichtung von Gebäuden oder bestimmten sonstigen baulichen Anlagen bestimmte bauliche und sonstige technische Maßnahmen für die Erzeugung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung getroffen werden müssen (§ 9 Abs. 1, 23 BauGB)

Darüber hinaus können die Kommunen auf der Grundlage von § 34 BauGB oder § 11 BauGB (Städtebauliche Verträge siehe auch Kap. 11.4.2) die Bebauung planerisch steuern.

Die Darstellungen **von Flächen** im Flächennutzungsplan (vorbereitender Bauleitplan) und die Festsetzungen im Bebauungsplan (verbindlicher Bauleitplan) für energetische Belange ist geübte Verwaltungspraxis.

- ▶ Beispiel Büsingen: Die Gemeinde Büsingen hat 2011 im Rahmen der vorhabenbezogenen Bebauungspläne „Herblinger Straße“ und „Höhenstraße“ Sondergebiete ausgewiesen, um die Voraussetzungen zur Errichtung einer Freiflächen-Solarthermieranlage zu schaffen. Die Flächen wurden als Sonderbauflächen gem. § 11 BauNVO im Flächennutzungsplan dargestellt (Sandrock und Maaß 2014).
- ▶ Beispiel Freiham/Neuaubing: In einem Bebauungsplan der Landeshauptstadt München, der die Stadterweiterung in Freiham und die Bestandssanierung in Neuaubing umfasst, wurden die planungsrechtlichen Voraussetzungen für ein Fernwärmenetz auf Basis Geothermie geschaffen (Landeshauptstadt München 2013).

Während die Darstellung derartiger Flächen in der Praxis der Bauleitplanung vielfach genutzt wird, ist die **Festsetzung der konkreten Nutzung** von Energie-Infrastrukturen innerhalb der dargestellten Flächen (z.B. Anschluß an und Nutzung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung) sowie die **Festsetzung bestimmter energetischer Kennwerte** oder Ausstattungen der Gebäude im Rahmen der Bauleitplanung rechtlich unsicher.

Bisher ist die Fachdiskussion um derartige Festsetzungsmöglichkeiten auf der Grundlage des BauGB nicht abgeschlossen. So stuft (Ahlhelm et al., 2012) in einer Ausarbeitung für das Umweltbundesamt die Festsetzung eines Anschluss- und Benutzungszwangs an eine zentrale Anlage über den Bebauungsplan als unzulässig ein.

Dagegen kommt (Battis et al., 2009) im Auftrag des BMVBS und des BBR zur Auffassung, dass der neugefasste § 1 Abs. 5 S. 2 BauGB und § 1 Abs. 6 Nr. 7 lit. h) BauGB dafür spreche, dass eine derartig festgesetzte klimaschützende Wärmeversorgung ein zulässiges vorsorge- und klimaschutzmotiviertes Vorgehen der Kommune darstellen kann.

Bisher fehlt es jedenfalls an praktischen Erfahrungen mit derartigen Festsetzungen auf der Grundlage des BauGB. Für die Statuierung eines Anschluss- und Benutzungsgebots an eine zentrale Wärmeversorgung stehen den Kommunen jedoch auch andere Instrumente etwa auf Grundlage der jeweiligen Gemeindeordnung in Verbindung mit § 16 EEWärmeG zur Verfügung (s. Kap. 10.4.3).

Eine Erweiterung der Festsetzungsmöglichkeiten auf der Grundlage des BauGB wird in Anbetracht der bereits bestehenden sehr vielfältigen planungsrechtlichen Gestaltungsmöglichkeiten von verschiedener Seite nicht empfohlen (BMVBS 2010). Andererseits hat die Verwaltungspraxis in der Freien und Hansestadt Hamburg gezeigt, dass bei einer Vielzahl von Baugebieten über energetische Festsetzungen im Bebauungsplan Wärmenetze und dessen Nutzung rechtlich fixiert werden konnten. Die Stadt Hamburg stützt sich wegen der unsicheren rechtlichen Grundlage dafür jedoch nicht auf das BauGB, sondern auf eine eigene landesgesetzliche Regelung, das Hamburger Klimaschutzgesetz (Sandrock und Maaß 2014).

Vor diesem Hintergrund wurden in dem oben genannten Beispiel Freiamt/Neuaubing bauplanerische Festsetzungen zum Anschluss an das Wärmenetz nicht fixiert, wie auch etwaige gebäudetechnischen Standards nicht festgelegt wurden. Stattdessen sollte der Anschluss an das Fernwärmenetz über die Grundstückskaufverträge gesichert werden (Ahlhelm et al., 2013).

Die Sicherung des Anschlusses an das Wärmenetz über bauplanungsrechtliche Vorgaben im Bebauungsplan wurde auch bei anderen Bebauungsplänen nicht vorgenommen, etwa in den Bebauungsplänen Graf Bismarck Gelsenkirchen oder Eggensteiner, Sudeten- und Pionierstraße in Karlsruhe (Ahlhelm et al., 2013).

Stattdessen wurde auch dort der Weg über zivilrechtliche Grundstückskaufverträge gewählt. Dabei ist zu beachten, dass die alternative Sicherung des Wärmenetzanschlusses über die Grundstückskaufverträge nur dann gegeben ist, wenn sich die Grundstücke vor der Bebauung eigentumsrechtlich in der Hand der Kommune befinden.

Die Erfahrungen aus den Fallstudien zeigen zudem, dass eine Anpassung der Nutzeranlagen an niedrige Heizmitteltemperaturen eine große Herausforderung darstellt und in der Praxis dadurch die möglichen Potenziale nicht ausgeschöpft werden (z.B. Fallstudie Waren/Müritzk, Kap. 5.1.2.3).

Um die Eignung der Kundenanlagen für niedrige Netztemperaturen zu gewährleisten wird analog zur Sicherung des Anschlusses teilweise das Mittel zivilrechtlicher Vereinbarungen in den jeweiligen Grundstückskaufverträgen gewählt (s. Projekt Ackermannbogen, Kap. 6.4.1). Auch hier gilt jedoch, dass die Kommune ein derartiges Vorgehen nur dann direkt steuern kann, wenn die Grundstücke sich im öffentlichen Eigentum befinden und somit ein direkter Einfluss auf die Vertragsinhalte gegeben ist.

10.4.3 Anschluss- und Benutzungszwang

Ein Anschluss- und Benutzungszwang (ABZ) ist ein grundsätzlich bewährtes Instrument, um bei der Errichtung einer leitungsbunden Wärmeversorgung eine hohe kundenseitige Anschlussquote zu sichern und damit die spezifischen Kosten der Wärmebereitstellung je Anschlussnehmer zu mindern. Ein ABZ wird in den alten Bundesländern hauptsächlich bei der Planung von neuen Siedlungsgebieten genutzt. In den neuen Bundesländern existieren auch zahlreiche Anschluss- und Benutzungsgebote für den Gebäudebestand, der einen Anschluss an ein Wärmenetz im Fall des anstehenden Austauschs der bestehenden Heizung vorsieht (Sandrock und Maaß 2014).

Um einen ABZ in bestimmten Gebieten umzusetzen, können sich die Kommunen auf verschiedene rechtliche Grundlagen stützen.

Die in den meisten Fällen (etwa 70 %) angewendete Methode ist der Erlass einer gemeindlichen Fernwärmesatzung. Eine entsprechende landesrechtliche Kompetenzzuweisung für die Kommunen findet sich in allen Bundesländern, meist in den jeweiligen Gemeindeordnungen (Deutsches Institut für Urbanistik 2011). Die Satzung muss die Verhältnismäßigkeit beachten und dabei grundsätzlich geeignet sein, die formulierten Ziele zu verfolgen.

Der Bundesgesetzgeber hat mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) die rechtliche Grundlage für einen ABZ aus Klimaschutzgründen gestärkt. Nach § 16 EEWärmeG wird den Kommunen ermöglicht, „von einer Bestimmung des Landesrechts, die sie zur Begründung eines ABZ an ein Netz der öffentlichen Fernwärme- oder Fernkältenutzung ermächtigt, auch zum Zweck des Klima- und Ressourcenschutzes Gebrauch zu machen“. § 16 EEWärmeG stellt dabei keine eigene Ermächtigungsgrundlage zum Erlass eines Anschluss- und Benutzungszwangs dar, sondern ist eine Erweiterung der bereits bestehenden landesrechtlichen Regelungen (Tomerius 2013, Ennuschat 2009).

Gegenüber einer Gemeindesatzung kommen auch privatrechtliche Vereinbarungen in Städtebaulichen Verträgen nach § 11 BauGB oder Grundstückskaufverträgen zur Fixierung der Nutzung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Betracht. Diese werden gegenüber dem Instrument der Gemeindesatzung deutlich weniger häufig angewandt. Nach einer Befragung des AGFW bei 350 Fernwärmeversorgern lag deren Anteil im Jahr 2005 bei etwa 30 % (AGFW 2005). Inwieweit die Novellierung des BauGB im Jahr 2011 zu einer verstärkten Anwendung geführt hat, ist nicht bekannt.

Auch ein Verbrennungsverbot nach § 9 Nr. 23 a) BauGB wirkt ähnlich wie ein ABZ, da dezentrale Kesselanlagen bzw. bestimmte Brennstoffe im betreffenden Quartier nicht zulässig sind. Dies kommt jedoch nur in Ausnahmefällen bei besonders sensiblen Gebieten hinsichtlich der Luftqualität wie etwa Kurorten oder Naherholungsgebieten zur Anwendung (Sandrock und Maaß 2014). Nach (AGFW 2005) ist dies nur bei etwa 1 % der ABZ der Fall.

Anschluss- und Benutzungsgebote erleichtern die Planung und den Ausbau von Wärmenetzen. Durch die Prognostizierbarkeit der Kundenentwicklung wird eine langfristige Sicherheit zur möglichen Refinanzierung der Investitionen geschaffen. Grundsätzlich sind Anschluss- und Benutzungsgebote durch den hohen Anschlussgrad und damit einhergehende optimale Auslastung des Netzes auch geeignet, die Kosten der Wärmeversorgung zu minimieren.

Das Bundeskartellamt hat jedoch festgestellt, dass die Fernwärmepreise trotz dieser erheblichen wirtschaftlichen Vorteile in Gebieten mit Anschluss- und Benutzungszwang überdurchschnittlich hoch sind (Bundeskartellamt 2012). Es liegt daher der Schluss nahe, dass ein mangelnder Systemwettbewerb der Fernwärme mit alternativen Heizsystemen zu Monopol-Renditen und/oder geringer Effizienz führen kann.

Die potenziellen Vorteile von Anschluss- und Benutzungsgeboten können daher nur dann zum Tragen kommen, wenn gleichzeitig eine funktionierende Regulierung und Preisaufsicht sicherstellt, dass die Effizienzgewinne tatsächlich gehoben werden und die Wärmekunden davon profitieren (Sandrock et al., 2015).

Auch aus diesem Grund ist der Erlass kommunaler Fernwärmesatzungen mit Anschluss- und Benutzungszwang regelmäßig Gegenstand gerichtlicher Verfahren. Dies gilt insbesondere dann, wenn eine solche Satzung auf den Gebäudebestand bezogen ist und eine Umrüstungspflicht der betroffenen Gebäudeeigentümer nach sich zieht. Hier wird oft auch eingewendet, dass nicht der kommunale Klimaschutz im Vordergrund stehe, sondern die Verbesserung der Erlössituation kommunaler Stadtwerke (z.B.: Oberverwaltungsgericht Sachsen-Anhalt 2014, Bundesverwaltungsgericht 2016).

Der Erlass eines Anschluss- und Benutzungsgebotes birgt über die oft geringe Akzeptanz der Betroffenen hinaus auch vergaberechtliche Risiken für Kommunen sowie Kontrollpflichten und ggfls. auch Übernahmeverpflichtungen der Kommunen.

Wenn ein neues Siedlungsgebiet über eine leitungsgebundene Wärmeversorgung mit Energie versorgt und dies über einen gemeindlichen Anschluss- und Benutzungszwang gesichert werden soll, verfügt die Kommune aufgrund ihres Eigentums am Straßengrund über eine marktbeherrschende

Stellung im Sinne eines Wegemonopols und handelt als Unternehmen im Sinne des Kartellrechts (Körber 2016).

Der Fernwärmeversorger ist auf die Nutzung des öffentlichen Straßenraums zur Verlegung seiner Leitungen angewiesen. Ob die Auswahl eines Versorgers dabei nach einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren nach den Maßgaben einer Dienstleistungskonzession nach europäischem Recht erfolgen muss, wird in der juristischen Literatur unterschiedlich beurteilt (Reidt 2012, Abgeordnetenhaus Berlin 2015).

Bei der Erteilung von Gestattungsverträgen, die auf der Grundlage eines ABZ eine Pflicht zum Aufbau und Betrieb der Wärmeinfrastruktur inkl. einer Versorgungspflicht beinhalten, sollten diese Anforderungen jedoch allein aus Gründen der Rechtssicherheit eingehalten werden. In diesen Fällen wird einem Marktteilnehmer nach Auffassung des Bundeskartellamtes (Bundeskartellamt 2012) eine weitgehend ausschließliche Versorgerstellung verschafft, wodurch ein theoretisch mögliches paralleles Wärmenetz wirtschaftlich nicht effektiv nutzbar sei.

Zu den vergaberechtlichen Risiken bei der Auswahl der Versorgungsunternehmen kommen zudem Pflichten der Kommune zur Sicherstellung der Versorgung, sowie einer umfassenden Kontrollfunktion. Die Grundrechtseinschränkung der Bürger, ihre Wärmeversorgung nicht selbst bestimmen zu können, geht einher mit einer Sicherstellungs- und Kontrollpflicht der Kommune. Die Versorgung ist durch die Kommune auch dann aufrecht zu erhalten, wenn das Versorgungsunternehmen seiner Versorgungspflicht – z.B. durch Insolvenz – nicht mehr nachkommen kann. Überträgt die Kommune die Versorgung einem privat organisierten Unternehmen, so muss diese weitgehende Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten auf das Unternehmen sicherstellen, die sich an dem Maßstab eines öffentlich-rechtlichen Verhältnisses orientieren (Bundesverwaltungsgericht 2005). Dies würde im Grundsatz auch eine demokratisch legitimierte Preiskontrolle beinhalten.

10.4.4 Flächenkonkurrenz

Für große solarthermische Anlagen werden Flächen benötigt, die mit anderen Nutzungen konkurrieren. Hier steht – neben Konversionsflächen sowie Industrie- und Gewerbegebieten – vor allem der grundsätzlich nach § 35 BauGB von Bebauung freizuhaltende Außenbereich zur Verfügung. Vor dem Hintergrund der generellen politischen Zielsetzung einer begrenzten Neuinanspruchnahme unbebauter Flächen besteht hier ein Spannungsverhältnis zwischen den Zielen des Klimaschutzes und des sparsamen Umgangs mit der Ressource Fläche (Maaß et al., 2015a).

Daneben sind insbesondere im Außenbereich die Anforderungen von Landschafts- und Naturschutz zu beachten. Im Wege der Bauleitplanung ist in diesem Fall die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung gemäß § 18 Abs. 1 BNatSchG i.V.m. § 1a Abs. 3 BauGB relevant.

In der Praxis dürften sich die herausgebildeten Kriterien zur Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Solarthermie-Freiflächenanlagen übertragen lassen (z.B. Peschel 2010). Das naturschutzrechtliche Konfliktpotenzial ist hier überschaubar: Im Fokus stehen in der Regel die (wegen des Verzichts auf Fundamente nur geringfügige) Bodenversiegelung und Bodenverdichtung, der Bodenabtrag, die Verschattung und die visuelle Wirkung der Anlage (Fellenberg und Schiller 2013).

Regelmäßig wird eine Freiflächenanlage wegen der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu einem naturschutzrechtlich relevanten Eingriff führen. Was die üblicherweise anhand der beanspruchten Fläche bemessene Kompensation angeht, ist zu beachten, dass sich durch die Anlage gerade bei zuvor naturschutzrechtlich weniger bedeutsamen Flächen wie etwa intensiv genutzten Ackerflächen auch positive Biotopeffekte einstellen können (Maaß et al., 2015a, Wagegg und Trumpp 2015, Herden et al., 2009).

10.4.5 Fehlende Planungsgrundlagen

Voraussetzungen für eine erfolgreiche Berücksichtigung der Belange von NTWS sind belastbare und detaillierte Informationen als Planungsgrundlage. Im Hinblick auf die verstärkte Nutzung der Tiefen und Oberflächennahen Geothermie ist die kontinuierliche Verbesserung der Kenntnis der Untergrundverhältnisse von großer Bedeutung.

Dabei stellt insbesondere der fehlende öffentliche Zugang zu existierenden Explorations- und Bohrendaten aus der Kohlenwasserstoffindustrie ein planerisches und ökonomisches Hemmnis für die Projektentwicklung in der tiefen Geothermie dar. Die Ausweisung von Gebieten mit geothermischem Potenzial sowie die Kartierung von für die Oberflächennahe Geothermie geeigneten bzw. ungeeigneten geologischen Formationen sollte weiter vorangetrieben werden.

Auf dem Gebiet der oberflächennahen Nutzung von Geothermie durch Erdwärmesonden stellt die Unkenntnis geologischer Formationen und ungünstiger Synergieeffekte eine Herausforderung dar: In Baden-Württemberg entstanden durch hydraulische Kurzschlüsse nach Erdwärmebohrungen Millionschäden an Häusern, aus denen mittlerweile gelernt wurde (vgl. Grimm et al., 2014), die aber in abgewandelter Form in Zukunft nicht ausgeschlossen werden können.

Die Nutzung der tiefen Geothermie zur Wärmeversorgung unterliegt einem planerischen Zielkonflikt: Wenn sie effizient erfolgen soll, sollte die betreffende Anlage zur Vermeidung großer Leitungsverluste und zur Reduzierung der Investitionen möglichst nahe beim Abnehmer stehen, am besten in unmittelbarer Nachbarschaft von Siedlungen oder Gewerbegebieten. Industriegebiete oder Siedlungen stellen aber immer auch Gebiete mit einer höheren Sensibilität und Vulnerabilität dar als unbesiedelte Flächen. Dies ist bei der Bewertung des seismischen Risikos besonders zu berücksichtigen.

Ähnlich ist es bei der Nutzung von industrieller Abwärme: Industriestandorte befinden sich in der Regel nicht in unmittelbarer Nähe von Wohnbebauung, hier müssten entsprechende Verbindungstrassen zu existierenden Fernwärmenetzen gelegt werden – was aber prinzipiell möglich und wirtschaftlich darstellbar sein kann, wenn es sich um eine Wärmequelle mit niedrigen Wärmegestehungskosten handelt (Schmitt et al., 2014).

Für die strategische Planung derartiger Infrastrukturen sind Informationen über mögliche Wärmequellen (z.B. Industrieanlagen mit Abwärmepotenzial) und möglicher Wärmesenken (z.B. vorhandene Wärmenetze) notwendig. Derartige Informationen liegen bislang nicht flächendeckend vor.

Auch bei der Entwicklung von kommunalen Klimaschutzkonzepten und/oder energetischen Quartierskonzepten ist eine belastbare Datenbasis erforderlich. Bisher gibt es keine allgemeinen Rechtsgrundlagen, auf dessen Grundlage die Ersteller derartiger Konzepte entsprechende Verbrauchsdaten von Energieversorgern oder Daten zur Wärmeversorgungstechniken von Schornsteinfegern abfordern können.

10.5 Technische Hemmnisse

10.5.1 Verlässlichkeit der Techniken

Technische Skepsis bezüglich der Verlässlichkeit der Technologien und damit wesentliche technische Hemmnisse betrifft z.B. das fehlende Vertrauen in Großflächen-Solarthermie oder Großwärmepumpen. Bei der Tiefen-Geothermie besteht die Unsicherheit im Hinblick auf das Fündigkeitsrisiko

(vgl. Kapitel 4). Im Kapitel 5.1.3.2 wurden weitere technische Herausforderungen der Tiefen-Geothermie benannt, die auch als technische Hemmnisse zum zügigen Einsatz der Technologie gelten können.

10.5.2 Risiken der Nutzung der Tiefen- und der oberflächennahen Geothermie

Die wesentlichen Risiken der tiefen Geothermie und der Umgang mit diesen wurden bereits im Kapitel 4 beschrieben. Petrothermale Verfahren, die in erster Linie zur Stromerzeugung genutzt werden, sind nach wie vor mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, die sich nur mit Pilotprojekten ausräumen lassen. Hierzu wäre z. B. eine umfangreiche Forschungsinitiative mit Demonstrationsanlagen erforderlich, die auch wirtschaftlichen Leistungsanforderungen genügen.

Als technische Risiken und damit Hemmnisse für die weitere Implementierung gelten bei der oberflächennahen Geothermie

- ▶ hydraulische Kurzschlüsse: Problematisch sind die Folgen, die indirekt durch das Schaffen oder Plombieren von Wasserwegsamkeiten im Untergrund und der dadurch bewirkten Änderungen der hydraulischen Verhältnisse entstehen. Bei der Verbindung zweier Grundwasserstockwerke mit unterschiedlichen hydraulischen Potenzialen (kritischer Stockwerksbau) kann die Grundwasserqualität beeinträchtigt werden, im Bereich von Altlasten ist die Mobilisation von Schadstoffen nicht auszuschließen (Grimm et al., 2014).
- ▶ Überdies kann die Wärmeträgerflüssigkeit durch unsorgfältiges Einbauen der Kunststoffsonden entweichen (Grimm et al., 2014).

Trotz mittlerweile über 30.000 funktionierender Erdwärmesonden allein in Baden-Württemberg hatten die in den letzten Jahren aufgetretenen Schadensfälle in Kombination mit z.T. unzureichenden Auslegungen zur Folge, dass die Zahl neu installierter EWS seit Ende des letzten Jahrzehnts stark gesunken ist (Grimm et al., 2014).

10.5.3 Unterschiedliche Exergieniveaus von Wärmenetzen

Wie im Kapitel 5.1.3.3 näher erläutert, sind die derzeitigen Systemparameter für die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in vielen städtischen Wärmenetzen vergleichsweise ungünstig. Eine hohe Heizmitteltemperatur erschwert sowohl den Einsatz erneuerbarer Energieträger, wie z.B. der Solarthermie, da der Kollektorstufigungsgrad stark von der geforderten Austrittstemperatur abhängt, als auch von industrieller Abwärme, die zumeist auf einem eher geringen Temperaturniveau anfällt. Die niedrige Temperatur dieser Wärmeströme erfordert dann oft eine Nachheizung durch eine komplementäre Technologie, z. B. eine zusätzliche Wärmepumpe. Die Kombination mit den im Bestand vorherrschenden KWK-Prozessen ist dabei suboptimal.

10.5.4 Dezentrale Struktur des Wärmesektors und Verluste von Wärmenetzen

Die stark dezentrale Struktur im Wärmesektor erschwert im Vergleich zum Stromsektor die Nutzung vorhandener Potenziale. Der Transport von Wärme über längere Entfernungen verursacht unweigerlich thermische Verluste im System. Diese werden in der Literatur (z.B. Wolff und Jagnow 2011a, 2011b, Clausen 2013, Schuberth und Tschetschorke 2013) sehr kontrovers beurteilt. Während z.B. (Wolff und Jagnow 2011a) die energetische Sinnhaftigkeit von Wärmenetzen in Gebieten mit niedriger räumlicher Wärmeabsatzdichte grundsätzlich in Frage stellen, verweisen (Schubert und Tschetschorke 2013) auf technische Möglichkeiten, diese Wärmeverluste zu minimieren. Die Wärmeverluste sollten durch eine möglichst geringe Heizmitteltemperatur, hocheffizient gedämmte Rohre

sowie eine optimierte Hydraulik und intelligente Steuerung des Netzbetriebs möglichst weit reduziert werden.

10.5.5 Zeitliche Versetzung von Energieangebot und Energienachfrage

Während geothermische Verfahren ein über das Jahr konstantes Energieangebot liefern, ist dies bei den anderen in dieser Studie betrachteten Technologien nicht der Fall.

Die Konzentration des solaren Angebots auf das Sommerhalbjahr erschwert die breite Anwendung dieser Technik im Wärmebereich, da der sommerliche Wärmebedarf hauptsächlich auf die häusliche Warmwasserbereitung und die industrielle Prozesswärme beschränkt ist. In der Heizperiode steht nur wenig Solarenergie zur Verfügung.

Industrielle Abwärme entsteht in Abhängigkeit von den Produktionsprozessen und Markterfordernissen, die zwar tendenziell gleichmäßig über das Jahr verteilt verlaufen, aber dabei nicht parallel zur Wärmenachfrage. Kältemaschinen für die Klimatisierung, in größerem Umfang aber auch für Kühlhäuser und industrielle Zwecke werden dagegen vorzugsweise im Sommer betrieben und hier entsteht auch die entsprechende Abwärme.

10.6 Gesellschaftliche Hemmnisse

10.6.1 Akzeptanz bei der Errichtung von Geothermieranlagen

Für die Akzeptanz für Energieprojekten vor Ort sind drei Einflussgrößen von zentraler Bedeutung:

- ▶ Verfahrensgerechtigkeit: inwiefern der Ablauf eines Projektes oder Beteiligungsprozesses von den Betroffenen als gerecht empfunden wird, also ob Interessen, Bedürfnisse und Einwände berücksichtigt wurden und ausreichend Informationen über das Verfahren zur Förderung der Transparenz bereitgestellt wurden.
- ▶ Verteilungsgerechtigkeit, ob die Kosten bzw. Lasten (z. B. Landschaftsbild oder Lärmbelastungen betreffend) und der Nutzen (z. B. finanzielle Gewinne, Nutzung von Strom und Wärme) eines Projektes als gerecht verteilt empfunden werden.
- ▶ Technologiebezogene Akzeptanz, die grundsätzliche Einstellung gegenüber einer Erneuerbaren-Energien-Technologie, die zum einen durch Vorerfahrung mit den Technologien im eigenen Umfeld sowie durch die Massenmedien stark beeinflusst werden kann.

Alle in dieser Studie angesprochenen NTWS-Projekte haben mit Akzeptanzproblemen zu tun: Die Errichtung von Geothermieranlagen trifft bei den Bürgern vor Ort in einigen Fällen bei einem Teil der Bevölkerung auf wenig Akzeptanz (siehe auch Kapitel 4). Wesentliches Element ist hier die Angst vor Gebäudeschäden – dies betrifft sowohl die Tiefe als auch die Oberflächennahe Geothermie.

Im Bereich der Nutzung der tiefen Geothermie sind die Erfahrungen in Deutschland mit der Akzeptanz in der Bevölkerung dagegen sehr unterschiedlich. Wo die Verfahren schon seit Jahrzehnten etabliert sind und wo man sich in der Nähe von funktionierenden Anlagen überzeugen kann (wie im Molassebecken), gibt es nur selten Akzeptanzprobleme. Im Oberrheingraben hat dagegen insbesondere das Projekt Landau für Schlagzeilen gesorgt. Seither ist in dieser Region der Bau neuer tiefengeothermischer Anlagen erheblich erschwert.

Seit dem Bekanntwerden erster Schadensfälle im Zusammenhang mit Erdwärmesonden wächst in Baden-Württemberg die Verunsicherung in der Bevölkerung und die Zahl der jährlichen Neuinstallationen ist seit 2009 rückläufig (Grimm et al., 2014). In Unkenntnis der Unterschiede wird die tiefe

Geothermie häufig für die Schadensfälle der oberflächennahen Geothermie in Mithaftung genommen.

10.6.2 Anschlussbereitschaft an Fernwärmesysteme

Die Wärmeversorgung ist seit jeher „selbstbestimmter“ als die Stromversorgung, wo erst in jüngster Zeit Eigenstromversorgung eine mögliche Alternative zum bisherigen Versorgungsmodell wurde. Dabei handelt es sich in der Regel um fossile Heizkessel auf Basis von Öl und Erdgas, die damit eine Abhängigkeit des Wärmekunden hinsichtlich des Brennstoffes und dessen Preises an den Weltmärkten nach sich zieht.

Auch Eigentümer und Betreiber von Einzel-Heizungsanlagen sind somit in einer faktischen Abhängigkeit von Energieversorgern, jedoch scheint mit der Verfügungsgewalt über die Heizung ein Gefühl von Kontrolle und Eigenverantwortung verbunden zu werden. Entsprechende Kampagnen, die sich gegen die Verpflichtung zum Anschluss an Fernwärmenetze richten („für freie Wärme“), knüpfen jedenfalls an diesem psychologischen Bedürfnis nach Kontrolle und Entscheidungsfreiheit an.

Der Anschluss an eine Fernwärmeversorgung löst bei vielen Verbrauchern ein Gefühl der Fremdbestimmtheit und Bevormundung aus. Dazu kommt, dass Fernwärmekunden weitgehend von ihrem Fernwärmeversorger abhängig sind. Im liberalisierten Strom- und Gasmarkt ist diese besondere Abhängigkeit nicht mehr vorhanden, im Fernwärmesektor gibt es jedoch keine Möglichkeit, den Anbieter zu wechseln. Kunden, die sich für den Anschluss an ein Fernwärmenetz entschieden haben, sind vielmehr auf Dauer in diesem Heizsystem „gefangen“, da das nachträgliche Umrüsten mit meist unwirtschaftlich hohen Kosten verbunden ist.

Diese vollständige und dauerhafte Abhängigkeit von einem einzigen Lieferanten geht im Fernwärmesektor teilweise einher mit einer nicht transparenten Preisgestaltung, unklarer ökologischer Qualität und dem nicht nachvollziehbaren Verbleib der erzielten Gewinne. Vielerorts werden zudem die Preise für den Wärmebezug von den Konsumenten als zu hoch empfunden. Die Fernwärmeversorger haben aus diesem Grund teilweise mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen.

11 Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen skizziert, um unter Berücksichtigung der vorstehend beschriebenen Hemmnisse die Marktausweitung der Integration von NTWS in kommunale Fernwärmesysteme zu befördern.

Aus den derzeitigen dargestellten strukturellen Rahmenbedingungen resultiert bisher kein unterstützender Einfluss für eine Markteinführung der Niedertemperatur-Fernwärme in Deutschland. Auch ein allgemeiner Ausbau der Fernwärme-Infrastruktur in Deutschland, der gute Voraussetzungen für die kostengünstige Integration bieten würde, steht bisher nicht im Fokus der bundesdeutschen Wärmepolitik.

Wie erfolgreich ein staatlicher Regulierungsrahmen sein kann, zeigen die Erfahrungen aus dem Nachbarland Dänemark. Dänemark verfolgt seit der Ölkrise in den 1970er Jahren eine nationale Strategie, um eine flächendeckende Wärmenetzinfrastruktur auszubauen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien basiert. Damit hat Dänemark energiepolitische Leitplanken errichtet, die sowohl für die Energiewirtschaft als auch die Bürgerinnen und Bürger ein verlässliches Investitionsklima geschaffen haben.

Wesentliche Bestandteile dieses Regulierungsrahmens und der darauf fußenden strukturellen Rahmenbedingungen sind:

- ▶ Eine langfristig angelegte nationale Wärmepolitik mit verlässlichem Rechtsrahmen,
- ▶ ein nationales Wärmegesetz mit verpflichtender kommunaler Wärmeplanung,
- ▶ darauf aufbauend der Ausbau von Wärmenetzen bis in ländliche Regionen,
- ▶ günstige Finanzierungsmöglichkeiten für Infrastrukturinvestitionen,
- ▶ eine hohe Besteuerung fossiler Brennstoffe,
- ▶ eine staatliche Preisaufsicht für Fernwärme (Betreiber als Non-profit-Unternehmen),
- ▶ weit überwiegend genossenschaftliche Organisation der Versorgung,
- ▶ lokale Erzeugungsstruktur mit niedrigen Heizmitteltemperaturen

Mit der bestehenden Fernwärmeversorgung hat Dänemark somit eine Infrastruktur zur Verfügung, die in Bezug auf den Klimaschutz, die Versorgungs- und Kostensicherheit und die nationale Wertschöpfung sehr vorteilhaft ist. Die dänische Wärmepolitik setzt zur Erreichung ihrer sehr ambitionierten Klimaziele im Gegensatz zur deutschen Strategie weniger auf eine tiefgreifende energetische Modernisierung des Gebäudebestands, sondern in starkem Maß auf eine Versorgungsstruktur auf Basis erneuerbarer Wärme.

Im Ergebnis hat die dänische Wärmepolitik dazu geführt, dass Dänemark heute etwa 60 % seines Wärmebedarfs über leitungsgebundene Wärme decken kann (in Deutschland etwa 10 %) und mehr als 50 % dieser Wärme bereits heute auf erneuerbaren Energien basiert (Anteil in Deutschland etwa 12 %, vgl. Kapitel 2.2).

Um die Potenziale von Wärmenetz-Infrastrukturen für die Integration von Niedertemperaturwärme in den Energiemarkt tatsächlich zu erschließen, sollten also auch flankierende Maßnahmen zur Optimierung des Rechtsrahmens erfolgen, um diesen im Hinblick auf eine stärkere Integration der NTWS zu verbessern.

Dabei geht es sowohl um Regelungen, die einen dynamischen Ausbau der Fernwärme ermöglichen als auch um Regelungen zur ökologischen Verbesserung der Wärmeenergie und um Normen zum Schutz des Wettbewerbs und der Verbraucherinteressen.

Dies könnten planungsrechtliche Instrumente sein, die in der kommunalen Planung die Umsetzung von Projekten zur Einbindung von NTWS befördern. Es sind aber auch höhergesetzliche Regelungen denkbar, die einen ökologischen Aus- und Umbau der Fernwärmeversorgung mit der Einbindung von klimafreundlichen Niedertemperaturwärmeströmen flankieren.

Auch die Einbeziehung bürgerschaftlichen Engagements ist erforderlich, um den Umstrukturierungsprozess auf eine gesellschaftlich breite Basis zu stellen. Es bedarf dafür auch einer weit reichenden Bürgerbeteiligung und Partizipation.

11.1 Ökonomische Lenkungsinstrumente

11.1.1 Wirkungsverbesserung des Emissionshandels

In Kap. 10.1.1 ist dargelegt, dass der Emissionshandel durch die seit Jahren sehr niedrigen Handelspreise kaum Lenkungswirkung zur Verwendung CO₂-armer oder erneuerbarer Energieträger aufweist. Trotzdem ist der Emissionshandel von seiner grundsätzlichen Anlage her geeignet, eine solche Lenkungswirkung zu entfalten, falls die Zertifikatspreise ein entsprechendes Preisniveau erreichen würden.

In einem Positionspapier des Umweltbundesamts werden konkrete Empfehlungen zur Strukturreform des europäischen Emissionshandels gegeben, um die Kompatibilität mit der interagierenden Energie- und Klimapolitik zu verbessern (Gibis et al., 2016).

Seit dem Mai 2017 ist ein merklicher Anstieg der CO₂-Preise zu beobachten. Ein Grund dafür könnte in der vereinbarten Reform des Emissionshandels durch die sogenannte Marktstabilitätsreserve liegen, die ab dem 1.1.2019 in Kraft tritt.

Vor dem Hintergrund des seit Jahren schwachen Preissignals aus dem Emissionshandel planen jedoch etliche Mitgliedstaaten zusätzliche nationale klima- oder energiepolitische Instrumente einzuführen oder haben dies bereits getan.

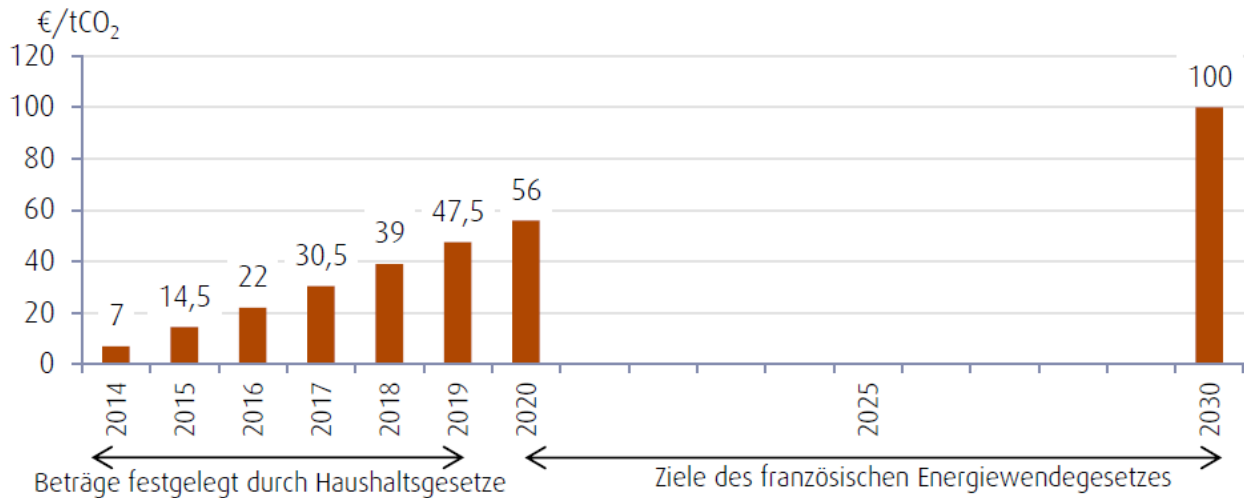
11.1.2 Brennstoff- oder CO₂-Steuer

Ergänzend zum Emissionshandel könnte eine nationale Besteuerung auf fossile Brennstoffe oder CO₂ den Markt für erneuerbare Energien deutlich beleben. Die Diskussion über derartige Instrumente wird seit einiger Zeit auch in Deutschland intensiv geführt.

Nationale Steuern auf CO₂ sind bereits in einigen Nachbarländern Deutschlands umgesetzt, z.B. in Großbritannien, Schweden, Frankreich und der Schweiz. Beispielhaft sind derzeit in Frankreich 20 % der Emissionen durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) abgedeckt, während 40 % der Emissionen über die nationale CO₂-Steuer abgedeckt sind. Diese Steuer betrifft einen Teil der Emissionen, die durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe in Haushalten wie im gewerblichen Bereich entstehen.

Der sogenannte „Beitrag für Klima und Energie“ (*contribution climat-énergie*) wird seit 2014 bei privaten und gewerblichen Verbrauchern erhoben. Die dem EU-ETS unterworfenen Industrieanlagen fallen nicht unter diese Regelung, um eine Doppelbesteuerung zu verhindern. Zu Beginn betrug dieser Beitrag für Klima und Energie 7 €/t CO₂. In verschiedenen Haushaltsgesetzen sowie im französischen Gesetz für die Energiewende und grünes Wachstum (*loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) wurde der in Abbildung 135 dargestellte Entwicklungspfad festgelegt, um bis zum Jahr 2030 einen Preis von 100 €/t CO₂ zu erreichen (Boyette 2017).

Abbildung 135: Entwicklungspfad für den französischen Beitrag für Klima und Energie



Quelle: Boyette (2017)

Die Einnahmen aus dem französischen Beitrag für Klima und Energie werden auf 2,3 Mrd. € im Jahr 2015 und 3,8 Mrd. € im Jahr 2016 geschätzt. Ab 2017 sollen diese teilweise zur Finanzierung der erneuerbaren Energien verwendet werden (Boyette 2017).

Eine CO₂-Bepreisung in dieser Höhe sollte eine deutliche Lenkungswirkung zur Transformation des Wärmesektors zu erneuerbaren Energien nach sich ziehen. Eine detaillierte Darstellung der für eine Umsetzung in Deutschland denkbaren Varianten einer ökologischen Steuerreform und deren möglicher Gegenfinanzierung würde den Rahmen dieses Berichtes sprengen.

11.1.3 Anpassung des KWKG

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ermöglicht in vielen Fällen eine bessere Ausnutzung des Energiegehaltes der eingesetzten Brennstoffe. Auch kann die KWK angesichts des Wachstums fluktuierender regenerativer Erzeugung durch die Deckung der Residuallast einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. In diesem Zusammenhang sollte jedoch im Blick behalten werden, dass die KWK nur dann einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann, wenn dabei relativ CO₂-arme Brennstoffe oder erneuerbare Energien eingesetzt werden.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es erforderlich, die KWK-Anlagen künftig mehr als bisher strommarktorientiert, d.h. mit hoher Flexibilität zur Deckung der verbleibenden Strom-Residuallast zu betreiben. Dies erfordert eine möglichst weitgehende Konzentration des KWK-Einsatzes auf die Zeiten, in denen erneuerbarer Strom nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung steht.

Hier ist auch die Entwicklung des Strommarktes im Sommerhalbjahr zu beachten. Durch den steigenden Anteil von Solarstrom und den dadurch sinkenden Börsenpreisen wird der Einsatz von KWK in den Sommermonaten wirtschaftlich zukünftig verstärkt in Frage gestellt.

Gerade die vom Wärmebedarf her lastarmen Sommermonate sind für die Auslastung der Anlagen bei der Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen und deren Wirtschaftlichkeit besonders wichtig. Es sollte vermieden werden, dass durch die Förderung fossiler KWK mit den dadurch resultierenden niedrigen Wärmegestehungskosten eine Verdrängung möglicher Wärmeerzeugung aus NTWS stattfindet, bzw. die Investition in NTWS-Nutzung von vornherein unterbleibt (s. Kap. 10.1.4).

Mit der Novellierung des KWKG 2016 und der KWK-Ausschreibungsverordnung 2017²⁶ wurden Anreize für eine höhere Flexibilität und stärkere Orientierung am Strommarkt geschaffen. Als neue Förderkategorie wurden zudem Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme eingeführt, bei denen die Gesamtwärmebereitstellung des Systems zu mindestens 30 % auf Basis erneuerbarer Energien erfolgen soll. Die Ausschreibungen starten im Sommer 2018, Erfahrungen dazu lagen bei Abschluss des Berichtes noch nicht vor.

Seit dem KWKG 2012 werden darüber hinaus Investitionszuschüsse für Wärme- und Kältespeicher gefördert, die einen Beitrag zur flexiblen, stromgeführten Fahrweise leisten. Die Investitionszuschüsse für Wärme- und Kältespeicher wurden im Zuge der Novellierung des KWKG 2016 erhöht.

Ein weiter gehender Ansatz zur Auflösung der Konkurrenz zwischen NTWS-Wärmeströmen und KWK-Wärme in den lastarmen Monaten könnte darin bestehen, die Förderung der KWK in Wärmenetzen auf die Heizperiode zu beschränken. In der Summe müsste der KWK dadurch kein wirtschaftlicher Nachteil entstehen. Die Fördersätze für die Heizperiode könnten so gesetzt werden, dass Mindereinnahmen aus dem Sommer durch entsprechend erhöhte Zulagen in der Heizperiode kompensiert werden (BSW 2015).

Ein anderer Ansatz schlägt vor, die KWK-Förderung auf jährlich 2.500 Stunden pro Jahr zu begrenzen. Damit würden sich die Anlagenbetreiber auf die Stunden mit hohen Strompreisen konzentrieren und so die nötige Flexibilität im Strommarkt zu schaffen (Guss 2015).

11.1.4 Kommunales Straßen- und Wegerecht

Auch das Straßen- und Wegerecht bietet grundsätzlich ein geeignetes Steuerungsinstrument für Kommunen, um die verstärkte Integration von NTWS in die örtlichen Fernwärmesysteme zu befördern. Für die Nutzung des öffentlichen Straßenraums zur Verlegung von Fernwärmeleitungen kann die Kommune Sondernutzungsgebühren erheben.

Als Gegenleistung für die Gestattung der Nutzung der öffentlichen Straßen und Wege können Kommunen Sondernutzungsgebühren erheben (oft als Konzessionsabgaben bezeichnet). Im Bereich der Konzessionsabgaben für Strom- und Gasnetze ist die Höhe und Art der Bemessung der Konzessionsabgaben durch § 48 EnWG und die auf dieser Grundlage erlassenen Konzessionsabgabenverordnung geregelt, nicht jedoch im Fernwärmesektor. Die Vereinbarung von Sondernutzungsentgelten im Bereich der Fernwärme unterliegt damit grundsätzlich der Vertragsfreiheit.

Die zwischen der Kommune und dem Fernwärmebetreiber geschlossenen Gestattungsverträge enthalten daher in vielen Fällen Vereinbarungen über die Höhe und die Berechnungsgrundlagen der Entgelte. Als Bemessungsgrundlage können verschiedene Kriterien heran gezogen werden, beispielsweise die Leitungslänge, der Jahresumsatz, die Wärmemenge, Roheinnahmen oder jährliche oder einmalige Pauschalen. Hier können auch klimapolitische Erwägungen bei der Gebührenfestsetzung berücksichtigt werden (Sandrock und Maaß 2014).

So hat die Freie und Hansestadt Hamburg im Jahr 2011 Sondernutzungsgebühren für Fernwärmeleitungen im öffentlichen Straßenraum eingeführt, die sich gestaffelt nach den verwendeten Brennstoffen an der CO₂-Emission der Fernwärme orientieren. Für die Durchleitung von Fernwärme aus Kohle werden 0,05 ct/kWh erhoben, dagegen reduziert sich die Gebühr für erneuerbare Wärme auf 0,005 ct/kWh (FHH 2011). Damit entsteht ein Steuerungseffekt zur Umstellung der Erzeugung auf emissionsarme bzw. erneuerbare Energieträger.

²⁶ KWK-Ausschreibungsverordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167)

11.2 Förderung und Finanzierung

Der Fernwärmeabsatz in Deutschland stagniert seit Jahren. Es ist lediglich ein leichter, kontinuierlicher Anstieg der angeschlossenen Gebäude zu verzeichnen, durch den der niedrigere spezifische Verbrauch pro Gebäude aufgrund von energetischen Sanierungen kompensiert wird.

Die Gründe der beschriebenen Absatzstagnation sind vielfältig und können nicht allein mit einem Förderprogramm gelöst werden. Auch die fehlende Regulierung des Fernwärmesektors und die damit verbundene kritische Haltung vieler Verbraucher dürfte eine Rolle spielen, ebenso die Anforderungen der Wärmelieferverordnung. Es bedarf daher einer kohärenten regulatorischen Strategie, um den Fernwärmeausbau in den Städten zu beschleunigen. Hierzu gehört jedoch auch eine Verbesserung des Förderrahmens.

In Kap. 10.2 ist dargelegt, dass die Integration von NTWS in kommunale Fernwärmesystem trotz teilweise attraktiver Förder- und Finanzierungsprogramme noch nicht in ausreichendem Maß erfolgt. Optimierungen scheinen hier möglich insbesondere in der Ausgestaltung gut ausgestatteter Investitions-Förderprogramme, die auch die großen bestehenden Fernwärmesysteme mit einschließen. Daneben sollte auch eine Absicherung gegenüber Risiken bei der Finanzierung und Projektumsetzung erfolgen.

Seitens des BMWi wurde die Förderung im Bereich Energieeffizienz und erneuerbare Energien optimiert und neu ausgerichtet. Bestandteil der neuen Förderstrategie sind auch niedrig-exergetische Wärmenetze auf Basis erneuerbarer Energien sowie die entsprechende Optimierung bestehender Wärmenetzinfrastrukturen. Ein Ergebnis dieser Neuausrichtung ist die Einführung des neu entwickelten Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 seit dem 1. Juli 2017, mit der nicht nur Einzeltechnologien und -komponenten, sondern Gesamtsysteme im Bereich Wärmenetze gefördert werden (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2017, Pehnt et al., 2017).

Die zu fördernden Wärmenetze sollen hohe Anteile erneuerbarer Energien und Abwärme integrieren und ein deutlich niedrigeres Temperaturniveau im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen aufweisen. Gefördert werden zunächst Machbarkeitsstudien zu derartigen Systemen sowie in einem zweiten Schritt die Realisierung der Wärmenetzsysteme 4.0 mit bis zu 50 % der förderfähigen Vorhabenkosten. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung lagen zum neuen Programm Wärmenetze 4.0 noch keine Praxiserfahrungen vor.

11.2.1 Transformation urbaner Fernwärmesysteme

Die Erzeugung erneuerbarer Wärme in Wärmenetzen wird bislang politisch noch zurückhaltend angereizt. Die Energiepolitik der vergangenen Jahrzehnte hatte vorrangig auf der Gebäudeebene angesetzt und versucht, die Bauherren zur Umsetzung von Maßnahmen zur Energieeffizienz oder zum Einsatz erneuerbarer Energien zu bewegen.

Auf übergeordneten Systemebenen können jedoch oftmals effizientere Versorgungsstrategien entwickelt werden als auf Gebäudeebene. In den vergangenen Jahren wurden daher verstärkt auch Quartierskonzepte und Wärmenetze gefördert. Mit dem neuen Förderprogramm Wärmenetze 4.0 hat das BMWi jüngst einen Impuls zur Entwicklung neuer und innovativer Wärmenetze geleistet.

Der sehr begrüßenswerte Ansatz dieser systemischen Förderung wird nach derzeitigem Informationsstand jedoch auf die großen Fernwärmesysteme, die den Markt in Deutschland sehr deutlich dominieren nur randständig angewendet werden können. Während die Förderrichtlinien des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ eine maximale Vorlauftemperatur von 95 °C fixieren, sind im Bestand in diesen Netzen regelmäßige Temperaturen von 110-135 °C vorhanden.

Eine langfristige Absenkung dieser Temperaturen ist zwar in der Perspektive sinnvoll, erfordert aber sehr lange Zeiträume zu deren Umsetzung durch aufwändige und kleinteilige Optimierungen im Netzbetrieb und bei den Kundenanlagen und ist derzeit wirtschaftlich in der Regel nicht darstellbar (s. Kap. 7.1.3 und 8.1.4.2).

Die großen Fernwärmenetze mit einer Trassenlänge von mehr als 100 km decken derzeit mehr als 80 % des Fernwärmemarktes ab (s. Kap. 2.2.1). Daher ist deren Einbeziehung in die Förderstrategie besonders wichtig. Das hier vorhandene Potenzial für eine zügige und wirksame Wärmewende wird aus folgender überschlägiger Abschätzung deutlich:

- ▶ Würde der Anteil erneuerbarer Energien in den genannten etwa 40 großen Wärmenetzen auf 50 % gesteigert (wie es in etlichen skandinavischen Metropolen der Fall ist), so würde sich die Quote an erneuerbaren Energien am Gesamt-Wärmeverbrauch von heute 12,9 % auf 15,6 % erhöhen.
- ▶ Bei einer gleichzeitigen Verdopplung der Wärmenetz-Anschlussquote in diesen Netzen könnte sogar ein Wert von etwa 18,4 % EE am deutschen Wärmemarkt erzielt werden.

Dieses Potenzial kann durch eine kombinierte Strategie zur Verdichtung der urbanen Wärmenetze und deren Umstellung auf Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien innerhalb eines überschaubaren Zeitrahmens gehoben werden.

Dabei sollte sich die Förderstrategie nicht allein auf die wenigen großstädtischen Fernwärmesysteme beschränken. Auch die bestehenden Systeme von Stadtwerken mittlerer Größe sollten mit in den Blick genommen werden.

Für die Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmenetzen ist das Förderregime noch immer stark auf fossile KWK ausgerichtet. Dagegen fehlt ein geeigneter Regulierungs- und Förderrahmen für die Umstellung der vorhandenen Wärmenetze auf erneuerbare Energien. So wird bislang der quantitativ relevanteste und am schnellsten zu bedienende Hebel für die Wärmewende bislang kaum adressiert.

Die bestehenden städtischen Wärmenetze wurden in den 1960er bis 1980er Jahren mit öffentlichen Investitionen in Milliardenhöhe gebaut. Es bedarf zur Modernisierung und zum Ausbau dieser Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende eines weiteren finanziellen Anschubs durch die öffentliche Hand.

Es wird vorgeschlagen, dass der Bund die Umstellung der bestehenden Fernwärmenetze auf erneuerbare Energien sowie den Ausbau und die Verdichtung dieser Netze zu einem politischen Schwerpunkt der neuen Legislaturperiode macht. Zu diesem Zweck sollte der Bund ein über die kommenden zehn Jahre angelegtes Förderprogramm in der Größenordnung von mehreren Milliarden Euro in der Finanzplanung verankern.

Dabei sollten folgende Aspekte besonders berücksichtigt werden:

11.2.2 Wärmeerzeugung

In vielen Städten stehen in den nächsten Jahren Investitionsentscheidungen an, auf welche Weise technisch-wirtschaftlich abgängige fossile Heizwerke oder Heizkraftwerke in großen Fernwärmenetzen ersetzt werden sollen. Ohne eine zusätzliche Förderung des Bundes würden die aktuellen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Fördersituation für eine Lösung auf Basis fossiler Energien sprechen.

In vielen größeren Städten findet die Fernwärmeerzeugung zudem hauptsächlich in Kohleheizkraftwerken statt. Der mittelfristige Ausstieg aus der Kohleverbrennung ist maßgeblich für die Erreichung

der Klimaschutzziele Deutschlands. Anders als bei reinen Kohlekraftwerken hängt die Wirtschaftlichkeit und damit die zu erwartende Laufzeit von Kohleheizkraftwerken nicht nur von den auf dem Strommarkt zu erzielenden Erlösen ab, sondern auch von den Erlösen aus dem Verkauf der Wärme.

Um Anreize für eine Verkürzung der Laufzeiten von Kohleheizkraftwerken zu setzen, müssen daher wirtschaftlich attraktive Förderbedingungen für neue Heizwerke auf Basis erneuerbarer Energien geschaffen werden. Ein Förderprogramm des Bundes sollte daher auch darauf zielen, die Wärmegestehungskosten für Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbare Energien so zu senken, dass sie auch gegenüber bestehenden fossilen Heizkraftwerken attraktiv sind.

Die meisten Lösungsansätze auf Basis erneuerbarer Energien werden durch den Bund bislang nicht hinreichend gefördert, so dass auch bei Nutzung der aktuellen Fördermöglichkeiten keine wettbewerbsfähigen Wärmegestehungskosten gegenüber Anlagen mit fossilen Brennstoffen zu erzielen sind. Dies wird auch durch aktuelle Entscheidungen für Ersatzinvestitionen für neue Erdgas-KWK-Anlagen in zahlreichen großstädtischen Fernwärmesystemen belegt.

Erstes Ziel eines Förderprogrammes des Bundes sollte daher sein, durch entsprechende Förderung die Investitionsentscheidungen so zu beeinflussen, dass die Ersatzinvestitionen der Fernwärmeversorger zukünftig in erneuerbare Wärmezeugung fließen. Die Förderung sollte aus Sicht des Klimaschutzes daher so gestaltet werden, dass Investitionen in erneuerbare Wärme zu niedrigeren oder mindestens gleichen Wärmegestehungskosten führen wie Investitionen in neue Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler Energien.

Für verschiedene Technologien wie tiefe Geothermie, Freiflächen-Solarthermie und Industrieabwärme sind grundsätzlich bereits praxisgerechte Investitionsförderprogramme vorhanden.

Im Bereich der tiefen Geothermie sollte die Förderung der Investition über das Marktanreizprogramm angepasst werden. Der Zugang von privaten Investoren zu diesem Programm sollte vereinfacht werden. Darüber hinaus sollten die Fördersätze für Bohrungen so erhöht werden, dass sie wieder in etwa einer 30 % Förderquote entsprechen. Außerdem sollte die Beschränkung auf eine Doppeldublette aufgehoben werden. Der Baustein Anlagenförderung sollte erweitert werden (Aufhebung des strikten Trennungsgebots), um auch Mehrfach-Dubletten oder nachträgliche Projekterweiterungen förderfähig zu machen und so geothermische Redundanzen zu ermöglichen.

Jedoch können tiefe Geothermie, Industrieabwärme und Solarthermie nicht überall zur Anwendung kommen, da in vielen Großstädten keine hinreichenden nutzbaren Potenziale zur Verfügung stehen, um mit diesen Technologien hohe Anteile erneuerbarer Energien in den Wärmenetzen zu erreichen.

In den Großstädten bestehen hingegen vielfältige Möglichkeiten zur Nutzung von Niedrigtemperaturwärme mittels Großwärmepumpen. In vielen Städten Skandinaviens, z.B. in Stockholm, werden bereits heute die Wärmenetze weitgehend mit Großwärmepumpen betrieben.

In Kombination mit neuen Erdgas-KWK-Anlagen sind Großwärmepumpen auch in Deutschland geeignet, bislang mit Kohle oder Erdgas betriebene große Wärmeerzeuger zu ersetzen und dabei für hohe EE-Anteile in den Wärmenetzen zu sorgen. Großwärmepumpen zur Einbindung in großstädtische Fernwärmesysteme sind oft mit Investitionssummen im hohen zweistelligen Millionenbereich (bei entsprechender Skalierung ggf. sogar höher) verbunden. So wird für die an der zentralen Kläranlage Dradenau in Hamburg vorgesehene Großwärmepumpe ein Investitionsvolumen von ca. 70 Mio. € abgeschätzt (Sandrock et al., 2016a).

Für derartige Großwärmepumpen fehlt es jedoch an einer ausreichenden Förderung: Die Investitionszuschüsse durch das MAP sind auf 50.000 Euro gedeckelt, was bei Investitionskosten für größere Anlagen im zweistelligen Millionenbereich irrelevant ist.

Zu beachten ist ferner, dass aufgrund der geografischen Lage der Niedertemperatur-Wärmequellen (Gewässer, Klärwerke, ...) die neuen Großwärmepumpen häufig an Orten errichtet werden müssen, die bislang nicht mit dem Fernwärmenetz verbunden sind. Hierdurch können zusätzliche Investitionen in ähnlicher Größenordnung wie die Kosten des Baus der Wärmepumpe erforderlich werden.

Zudem wird die Notwendigkeit eines systemdienlichen Betriebes im Rahmen der Sektorenkopplung in der Regel den Bau eines Großwärmespeichers erfordern, der ebenfalls bei den Investitionen zu berücksichtigen ist (siehe auch folgendes Kapitel).

Insgesamt dürfte es für den Bau und den Anschluss von Großwärmepumpen im großstädtischen Kontext nicht selten zu Gesamtinvestitionskosten im hohen zweistelligen bis dreistelligen Millionenbereich kommen. Um das Ziel von wettbewerbsfähigen Wärmegestellungskosten gegenüber konventionellen, fossilen Erzeugungsanlagen zu kommen, dürften regelmäßig erhebliche Fördermittel erforderlich sein. Dabei kann es zu Situationen kommen, wo eine Förderung im Rahmen der Grenzen der AGFVO²⁷ nicht ausreicht. Anzustreben ist daher ein zweistufiges Förderregime:

- ▶ **Stufe 1 – Förderung innerhalb der AGFVO-Grenzen:** Projekte, die mit Zuschüssen im Rahmen der AGFVO wirtschaftlich werden, sollten entsprechend gefördert werden. Ein Förderprogramm im Rahmen der Grenzen der AGFVO müsste die maximale Förderung von Wärmepumpen auf 45 % der Investitionskosten deckeln, wobei die Zuschüsse auf maximal 20 Mio. Euro pro Vorhaben gedeckelt sind.
- ▶ **Stufe 2 – Einzelfallförderung über AGFVO-Grenzen hinaus:** Soweit für einzelne Projekte nachgewiesen werden kann, dass eine Förderung innerhalb der AGFVO-Grenzen zu keinen wettbewerbsfähigen Wärmegestellungskosten führt, sollte unter Wahrung der entsprechenden materiellen und verfahrensmäßigen Anforderungen vom Bund eine höhere Förderung gewährt werden können. Es soll daher ein mit der EU-Kommission abgestimmtes Förderprogramm und –verfahren im Rahmen der Leitlinien der EU-Kommission für Umwelt- und Energiebeihilfen²⁸ aufgesetzt werden, welches höhere Förderungen erlaubt. Es sollte ein Verfahren zur Ermittlung der Fördersätze und –summen bestimmt werden, welches den Anforderungen des jeweiligen Einzelfalls gerecht wird und sich im Rahmen der Bestimmungen der Kommissions-Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen bewegt. (Ggf. ist eine Zustimmung der EU-Kommission im Einzelfall einzuholen). Die AGFVO-Deckelung der Förderung würde ansonsten dazu führen, dass häufig nicht die angestrebte Wettbewerbsfähigkeit mit bestehenden Kohle-KWK-Anlagen erreicht wird. Es dürfte sogar fraglich sein, ob Zuschüsse im Rahmen der AGFVO ausreichen, die Wärmegestellungskosten aus Großwärmepumpen wettbewerbsfähig gegenüber neuen Erdgas-KWK-Anlagen zu stellen. Dies bedürfte indes vertiefter Untersuchung.

11.2.3 Wärmespeicherung

Langzeit-Wärmespeicher sind eine Infrastruktur, die auch in bestehenden Erzeugungsstrukturen von Fernwärmesystemen mit einem hohen Anteil fossiler Energien vorteilhaft ist. Mit Langzeit-Wärmespeichern ist es möglich, zum Zeitpunkt der Entstehung nicht nutzbare, überschüssige Wärme (z.B. aus Müllverbrennungsanlagen, Solarthermie, Industrieabwärme, Geothermie oder Großwärmepumpen) in die Heizperiode zu überführen. Sie ermöglichen zudem eine stärkere Flexibilisierung der

²⁷ Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung, abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/reform/gber_final_de.pdf

²⁸ Mitteilung der Kommission vom 28.06.2014, 2014/C 200/01, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020.

Fahrweise von KWK-Anlagen, die sich damit stärker an den Signalen des Strommarktes orientieren können.

Für große Fernwärmesysteme sind entsprechend große Wärmespeicher erforderlich, um quantitativ relevante Wärmemengen über längere Zeiträume speichern zu können. Konventionelle oberirdische Wärmespeicher stoßen in großen Wärmesystemen daher an ihre Grenzen.

Um für die Wärmeversorgung einer Großstadt relevante Mengen erneuerbarer Wärme über mehrere Wochen oder gar Monate speichern zu können, sind Wärmespeicher von mehreren hunderttausend bis Millionen Kubikmetern erforderlich. Derartige Speicher können mit konventionellen Stahlspeichern aufgrund städtebaulicher und flächenmäßiger Restriktionen sowie deren spezifische hohen Kosten kaum überirdisch errichtet werden. In Frage kommen jedoch bei entsprechenden örtlichen Gegebenheiten Aquiferspeicher oder große Erdbeckenspeicher an den Stadträndern.

Fördermöglichkeiten für Langzeitspeicher bieten bislang sowohl das MAP als auch das KWKG. Die Förderung des MAP sieht einen Kredit sowie einen Tilgungszuschuss von bis zu 30 % der Investitionskosten vor, maximal jedoch in Höhe von 1 Mio. Euro. Die in § 23 KWKG vorgesehene Förderung der Errichtung von großen Wärmespeichern beträgt ebenfalls höchstens 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten und ist auf 10 Millionen Euro je Projekt gedeckelt. Die Investitionskosten für größere Saisonalspeicher, die einen relevanten Anteil der Wärmelast eines urbanen Fernwärmesystems abdecken können, liegen bei 20-50 Mio Euro. Die Förderung des MAP mit der Deckelung des Zuschusses auf 1 Mio. Euro erscheint daher für größere Projekte zu knapp bemessen.

Die nach dem KWKG mögliche Förderhöhe von bis zu 10 Mio. Euro erscheint demgegenüber grundsätzlich der Höhe nach ausreichend. Allerdings ist fraglich, ob Aquiferspeicher nach dem KWKG förderfähig sind, da nach dem Gesetzeswortlaut nur der „Neubau“ von Speichern förderfähig ist sowie die „Umrüstung bestehender Behälter mit fabrikneuen Komponenten“ (§ 22 Abs. 4 S. 2 KWKG). Bei Aquiferspeichern werden jedoch keine künstlich hergestellten „Behälter“ genutzt, sondern natürliche hydrogeologische Formationen im Untergrund. Zudem ist bei Systemen mit hohem Anteil erneuerbarer Wärme nicht sicher, ob der Mindestanteil von 25 % eingespeister KWK-Wärme erfüllt werden kann. Es sollte daher eine vom KWKG losgelöste Förderung in ausreichender Höhe geschaffen werden.

Im Hinblick auf die Förderung von Wärmespeichern muss gewährleistet werden, dass auch Aquiferspeicher in ähnlicher Größenordnung wie Wärmespeicher nach dem KWKG gefördert werden können. Die Obergrenzen der AGFVO für neue Anlagen im Fernwärmesystem, d.h. eine Förderung mit bis zu 45 % der Investitionskosten mit maximal 20 Mio Euro pro Vorhaben, sollten ausgeschöpft werden.

Noch zu prüfen ist, ob für großvolumige Saisonalspeicher zusätzliche Betriebsbeihilfen für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Wegen der hohen Pumpkosten und der relativ niedrigen spezifischen Investitionskosten von Aquiferspeichern könnte dies erforderlich werden.

Die Errichtung von großvolumigen Langzeitspeichern in urbanen Wärmesystemen sollte ein vorrangiges Ziel der Förderung des Bundes darstellen. Dabei sollten insbesondere unterirdische Speicher besonders gefördert werden.

11.2.4 Netzausbau und -verdichtung

Parallel zu Umbau der Wärmeerzeugung sollte der zügige Ausbau bzw. die Verdichtung der großstädtischen Wärmenetze angereizt werden. Die vorhandenen großstädtischen Wärmenetze haben häufig einen relativ geringen Anschlussgrad von 25 bis 35 % der Gebäude im Versorgungsgebiet, nur in Ostdeutschland liegt der Anteil oft deutlich höher.

Da der spezifische Energiebedarf der Gebäude mit dem Fortschreiten der energetischen Sanierung sinkt, bestehen erhebliche technische Potenziale zur Steigerung der Anschlussquote an die Fernwärme in den Großstädten mit bestehenden Wärmenetzen. Für die Existenz der meist kommunal betriebenen Wärmenetze ist eine Erhöhung der Anschlussquote zudem wirtschaftlich erforderlich – bei stagnierender Anschlussquote und sinkenden spezifischen Wärmebedarf aufgrund energetischer Gebäudesanierung oder demographischer Veränderungen wird der Betrieb der Wärmenetze weniger effizient und ggf. unrentabel.

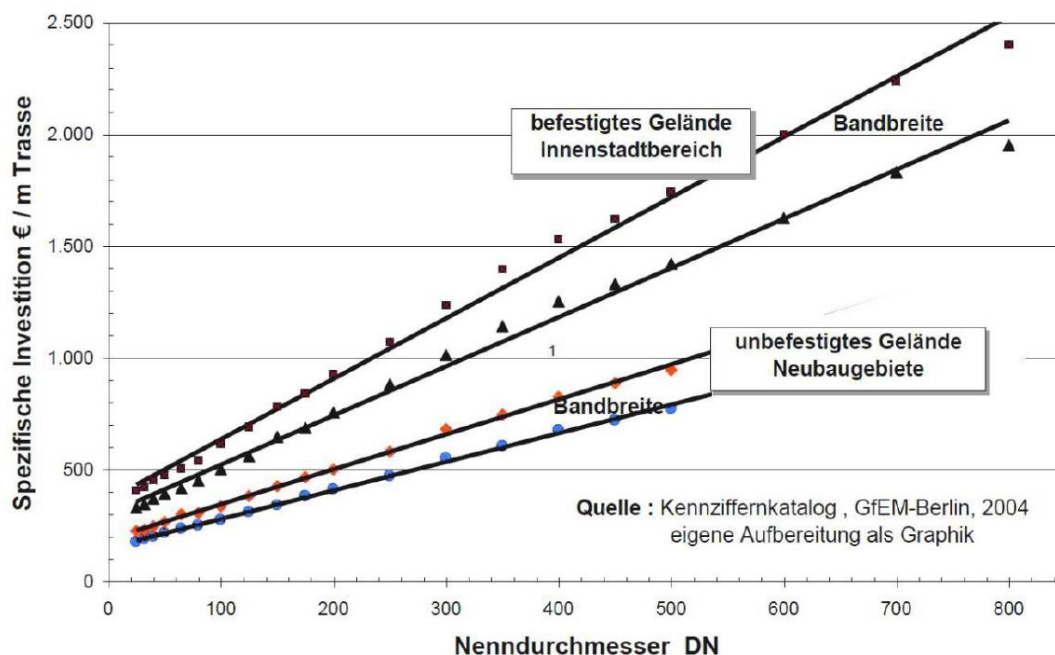
Im Rahmen einer übergreifenden Strategie sollten die verschiedenen Ursachen für den stagnierenden Fernwärmeabsatz adressiert werden. Dabei ist auch die Förderung so anzupassen, dass sie der Realität großstädtischer Baukosten für neue Leitungen und Hausanschlüsse gerecht wird und die Freiräume der AGFVO für Investitionszuschüsse voll ausgereizt werden.

Derzeit wird der Wärmenetzausbau über das KWKG und das MAP gefördert:

- ▶ Im Rahmen des KWKG wird die Verlegung von Fernwärmeleitungen mit Durchmesser bis 100 mm mit 100 Euro je laufenden Meter gefördert, maximal jedoch 40 % der Investitionskosten. Bei Wärmeleitungen mit mittleren Nenndurchmesser von mehr als 100 Millimetern werden 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus gefördert.
- ▶ Wärmenetze mit überwiegendem Anteil erneuerbarer Energien, die keine Förderung durch das KWKG erhalten, werden durch das MAP mit 60 EUR je neu errichtetem Meter, höchstens jedoch 1 Mio. Euro, gefördert (bzw. 1,5 Mio. bei Nutzung von Tiefengeothermie). Zusätzlich beträgt die Förderung 1.800 EUR für Hausübergabestationen von Bestandsgebäuden.

Beide Förderansätze bieten zu geringe Anreize für eine großflächige, dynamische Verdichtung bestehender Wärmenetze. Rohrleitungs- und Tiefbaumaßnahmen zur Erstellung von Fernwärmesystemen in verdichteten innerstädtischen Bereichen führen in der Regel zu Kosten von mehr als 1.000 Euro pro Trassenmeter (Abbildung 136).

Abbildung 136: Spezifische Investitionen beim Neubau von Wärmenetztrassen



Quelle: Jochum et al. (2017)

Auch der Bau relativ kurzer Anschlussleitungen an einzelne Häuser führt in der Regel zu Kosten im vier- bis fünfstelligen Euro-Bereich. In der Regel verlangen Fernwärmenetzbetreiber von den Grundeigentümern daher eine Beteiligung an den Baukosten für die Herstellung der Anschlussleitung. Die Deckelung der Förderung für neue Rohrleitungen auf 100 Euro (KWKG) bzw. 60 Euro (MAP) pro laufenden Meter wird dem Ziel der Verdichtung großstädtischer Wärmenetze daher nicht ausreichend gerecht.

Aufgrund der hohen spezifischen Kosten für Leitungsverlegung im hochverdichteten innerstädtischen Bereich ist der Bau von Leitungen zum Anschluss einzelner Gebäude sehr teuer. Eine höhere Förderung solcher Anschlussleitungen kann einen Beitrag zur angestrebten Verdichtung der Netze in den Großstädten leisten. Die Förderung sollte so angepasst werden, dass die im MAP und dem KWKG geregelte absolute Deckelung der Investitionszuschüsse pro Meter Leitung an die Realität großstädtischer Baukosten angepasst bzw. gestrichen wird, so dass lediglich eine prozentuale Deckelung der Investitionsbeihilfe verbleibt.

11.2.5 Bürgschaften und Risikoabsicherung

Die Nutzung von NTWS erfordert im Regelfall deutlich höhere Anfangsinvestitionen in die Anlagentechnik, als dies bei konventioneller fossiler Wärmeerzeugung der Fall ist (vgl. 10.2.1). Dies gilt analog für die Herstellung der Wärmenetz-Infrastruktur und ggfls. zuzüglich erforderlicher Wärmenetztrassen zur Anbindung der Erzeugungsanlagen (vgl. 10.2.2).

Durch die hohen Anfangsinvestitionen ist eine langfristig angelegte Finanzierung auf der Grundlage niedriger Kreditzinsen für eine Investitionsentscheidung notwendig. Die für die Finanzierung maßgeblichen Zinsparameter bestimmen sich aus dem Eigenanteil an der Investition, dem Kapitalmarktzins und der Laufzeit der Finanzierung. Für den Kapitalmarktzins ist wiederum die Bonität des Investors maßgeblich.

Die Finanzierung derartiger Investitionen kann in vielen Fällen durch zinsverbilligte Darlehen der KfW erfolgen (z.B. KfW Programm 271 Erneuerbare Energien Premium). In der Regel ist es möglich, für ein Vorhaben Fördermittel aus verschiedenen Förderprogrammen in Anspruch zu nehmen. Im Falle einer Kumulierung von Beihilfen darf jedoch die nach den einschlägigen Leitlinien der Europäischen Kommission zulässige Beihilfenintensität nicht überschritten werden.

Je nach Einstufung der Bonität des Investors durch die kreditgewährende Bank können die Zinssätze stark abweichen. Je besser die wirtschaftlichen Verhältnisse des Unternehmens eingeschätzt werden und je werthaltiger die gestellten Sicherheiten sind, desto niedriger ist der Zinssatz.

Die Zinssätze im KfW Programm 271 lagen im Januar 2016 zwischen 1,00 bis 8,15 Prozent je nach Bonität und Laufzeit des Kredits. Eine Bürgschaft durch die öffentliche Hand könnte in vielen Fällen den Zinssatz für den Investor senken und damit die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Dabei kommen kommunale Bürgschaften, Landesbürgschaften oder Bundesbürgschaften in Frage.

Auch im kommunalen Umfeld könnten Bürgschaften durch das Land oder den Bund das Finanzierungskonzept positiv beeinflussen. Kommunalen Wärmeprojekten kommt zwar zu Gute, dass für diese eine längere Amortisationszeit akzeptabler ist als derzeit für reine Finanzinvestoren. Zudem können die Kommunen in der Regel zu vergleichsweise geringen Zinssätzen Kapital aufnehmen und benötigen keine Hausbank für die Durchleitung von KfW-Krediten. Dennoch fehlt es auch Kommunen häufig an den nötigen finanziellen Rücklagen, um ein so langfristig angelegtes Projekt wie eine Fernwärmeversorgung mit Geothermie auch durchführen zu können.

So möchte zum Beispiel die Gemeinde Markt Schwaben aktuell ein Geothermieprojekt starten, zögert jedoch, weil die Angst vor einer Fehlinvestition existiert und die Gemeinde finanziell – wie viele andere Kommunen auch – nur durchschnittlich aufgestellt ist. Markt Schwaben möchte aus diesem Grunde nun statt eines eigenen Projektes die Dublette der Nachbargemeinde Poing mitnutzen (Moeck 2015).

Auch wenn der Businessplan langfristig darstellbar ist, können viele gewillte Kommunen nicht in die geothermische Projektentwicklung einsteigen, weil die Kommunalaufsicht bei nicht ausreichender Kapitalausstattung eher restriktiv entscheidet. Nur besser situierte Kommunen können sich eine Geothermie-Fernwärme leisten (FVEE 2015).

Neben den öffentlichen Bürgschaften zur ökonomischen Verbesserung des Finanzierungskonzepts können auch Instrumente zur Risikoabsicherung durch die öffentliche Hand hilfreich sein für die Marktausweitung von NTWS.

Im Bereich der Tiefengeothermie wäre die Etablierung eines staatlichen Risikoabsicherungsprogramms mit Haftungsfreistellung für die Kredite im Falle der Nicht-Fündigkeit oder der nicht gegebenen Nachhaltigkeit eines Projektes ein möglicher Ansatz. Ein solches Risikoabsicherungsprogramms muss dabei eine kritische Prüfung von Projektplanung, Erfolgswahrscheinlichkeit und Wirtschaftlichkeit beinhalten. Ein Praxisbeispiel dafür bietet die in Frankreich bestehende Risikoabsicherung (vgl. Kapitel 5.1.2.8).

Auch bei der Nutzung industrieller oder gewerblicher Abwärme muss ein möglicher Ausfall der Wärmequelle bei der Projektentwicklung mit einkalkuliert werden. Zwar kann eine Besicherung der Wärmeleistung in vielen Fällen durch eine fossile Wärmeerzeugung erfolgen, jedoch stehen hier regelhaft keine alternativen Wärmequellen zu Verfügung, die unter ökologischen und ökonomischen Kriterien mit der Abwärme vergleichbar sind. Dieses Ausfallrisiko ist in Verbindung mit den oft hohen Investitionen für die notwendige Wärmenetzinfrastruktur für die Anbindung der Wärmequellen ein großes Hemmnis gegenüber der Projektrealisierung (s. Kap. 3.2.6).

Ferner besteht auch für den Wärmeversorger das Risiko, dass sich mit unvorhergesehenem Wegfall der Abwärmequelle der Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung verschlechtert und damit die Wettbewerbsfähigkeit gefährdet ist. Geschieht der Wegfall zu einem zum ungünstigsten Zeitpunkt (kurz vor einer notwendigen Neubegutachtung), wird dies sehr kritisch. Eine Übergangsfrist für den Primärenergiefaktor von z.B. vier Jahren könnte es dem Versorger ermöglichen, den Wegfall der Abwärmequelle durch Planung und Errichtung einer anderen geeigneten erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlage zu kompensieren.

Ein staatliches Absicherungsprogramm, das die Risiken bei einem Ausfall der oben genannten Wärmequellen finanziell abfedert, könnte hier hilfreich sein. Grundlage einer solchen Risikoabsicherung ist die Tatsache, dass der Eintritt eines ökonomischen Ausfalls der Wärmequelle in der Realität nur bei wenigen Projekten eintritt und somit dessen Eintrittswahrscheinlichkeit bei einer gemeinsamen Betrachtung mehrerer Projekte abgesichert werden kann.

11.2.6 Umlagefinanzierte Förderung

Derzeit ist die Förderung von NTWS von der jeweiligen Haushaltslage im Bund abhängig. So unterliegt z.B. das Budget des MAP jährlich wiederkehrenden Finanzierungsunsicherheiten, weil es direkt aus dem Bundeshaushalt gespeist wird.

Für die erforderlichen hohen Investitionen in Erzeugungsanlagen und Wärmenetzinfrastruktur wäre die Einführung einer umlagefinanzierten Förderung eine mögliche Option. Diese könnte mehr Investitionssicherheit schaffen und einen kontinuierlichen Ausbau befördern.

Der Fördermechanismus des EEG und KWKG in Form von Einspeisevergütungen hat im Stromsektor gezeigt, dass ein Strukturwandel bei einer attraktiven umlagefinanzierten Förderung auch in relativ kurzen Zeiträumen angeregt werden kann. Eine derartige garantierte Einspeisevergütung für erneuerbare Wärme könnte entsprechend auch im Wärmesektor entscheidende Impulse liefern.

Ähnlich wie beim EEG und KWKG stünde hierbei nicht eine anteilige Investitionsförderung im Fokus, sondern eine Förderung der Einspeisung von Wärme aus NTWS in Wärmenetze während der Betriebszeit mit Zulagen. Ein Beispiel für ein solches Fördermodell bietet die Renewable Heat Incentive (RHI) in Großbritannien (RHI 2017). Hier wird die Einspeisung von Wärme in Wärmenetze (*Non-Domestic RHI*) aus Biomasse, Solarthermie, Wärmepumpen und Tiefengeothermie bezuschusst.

Die RHI führt dazu, dass in England und Schottland, wo Wärmenetze bisher unüblich sind, aktuell der Ausbau von Wärmenetzen vorbereitet wird (z.B. Manchester). Dabei spielt die Geothermie wegen der Möglichkeit, eine hohe thermische Leistung bereitzustellen, eine ausschlaggebende Rolle.

11.3 Weiterentwicklung des Rechtsrahmens

11.3.1 Mindestanteil EE-Wärme bei Fernwärme

In Kap. 10.3.1 ist dargelegt, dass das bundesweit geltende EEWärmeG im Hinblick auf den Fernwärmesektor wenig Lenkungswirkung zum Einsatz von erneuerbaren Energien aufweist.

Das EEWärmeG dient zur Umsetzung der Erneuerbare Energien Richtlinie EU-RL 2009/28/EG²⁹ in nationales Recht. Hierin ist festgelegt, dass die Mitgliedsstaaten in ihren Bauvorschriften und Regelwerken Maßnahmen aufnehmen müssen, um den Anteil erneuerbarer Energie im Gebäudebereich zu erhöhen. Konkret müssen dort Regelungen aufgenommen werden, die bei Neubau und grundlegender Renovierung ein Mindestmaß an Energie aus erneuerbaren Quellen sicherstellen sollen.

Die Anforderungen aus der EU-EE-Richtlinie kann auch über Fernwärme erfüllt werden, wenn diese *zu einem bedeutenden Anteil aus erneuerbaren Energien* erzeugt wird.

Bisher ist bei leitungsgebundener Wärmeversorgung nach dem EEWärmeG kein Mindestanteil an erneuerbaren Energien vorgesehen. Die Erfüllung der Anforderung durch die Ersatzmaßnahme Fernwärme ist vielmehr nicht daran gebunden, dass ein bedeutender Anteil der Fernwärme aus erneuerbarer Energie stammt. Gemäß § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG ist es ausreichend, wenn mindestens 50 % der Wärme aus KWK oder Abwärme stammt.

Ob mit den genannten Regelungen des EEWärmeG die Anforderungen der EU-EE-RL vollumfänglich erfüllt sind, ist rechtlich umstritten. So kommt ein vom damals zuständigen Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenes Rechtsgutachten zu der Einschätzung, dass bei Fernwärme ein 50%-iger Anteil von (fossiler) KWK nicht hinreichend ist, sondern erneuerbare Energieträger eingesetzt werden müssen (Fouquet et al., 2010).

Im Erfahrungsbericht zum EEWärmeG 2012 wird empfohlen, im Rahmen der nächsten Novellierung die Einführung eines Mindestanteils an erneuerbarer Energie zu prüfen (BMU 2012).

²⁹ Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

Ein Gutachten, das als Grundlage für den Erfahrungsbericht zum EEWärmeG vom BMU beauftragt wurde, kommt weiter gehend zu der Feststellung, dass eine Anerkennung von auf fossilen Energieträgern beruhender Fernwärme/Fernkälte aus KWK über den Stichtag 31.12.2014 hinaus grundsätzlich nach der EU-EE-RL nicht gewollt sei. Bei allen Varianten der Ersatzpflichterfüllung durch Fernwärme oder Fernkälte müsse grundsätzlich sichergestellt werden, dass die Wärme bzw. Kälte zu einem „bedeutenden Anteil“ aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden (Hofmann et al., 2013).

Dem gegenüber vertreten die Bundesregierung sowie der Branchenverband AGFW bisher die Auffassung, dass die Umsetzung der Richtlinie keine Änderung der Ersatzmaßnahme nach § 7 Abs. 1 Nr. 3 EEWärmeG erfordert, da Wärme aus Fernwärme/KWK/Abwärme im Sinne der Richtlinie austauschbar seien. Aus diesem Grund hat die Gesetzesbegründung zum Europarechtsanpassungsgesetz festgestellt: „Weitere Anpassungen im Katalog der Ersatzmaßnahmen nach dem (bisherigen) § 7 EEWärmeG sind ... nicht erforderlich, da die Zulässigkeit ... ausdrücklich durch den Artikel 13 Absatz 4 der Richtlinie 2009/28/EG abgesichert ist.“³⁰

Im Zuge der nächsten Novellierung des EEWärmeG (bzw. beim Erlass eines Gebäudeenergiegesetzes) könnten – den politischen Willen vorausgesetzt - sukzessive auch Mindest-Anteile erneuerbarer Energien für Wärmenetze eingeführt werden, wenn der Anschluss an ein Wärmenetz als Ersatzmaßnahme anerkannt werden soll. Dies würde die Integration von NTWS in kommunale Fernwärmesysteme befördern.

Einen vielversprechenden Ansatz zur Regulierung der Thematik auf Landesebene bietet das im Entwurf vorliegende Thüringer Klimagesetz (ThüKliG). Auf der Grundlage dieses Gesetzes sollen die Betreiber öffentlicher Wärmenetze die Vorgabe erhalten, Konzepte für Wärmenetze auf eine nahezu CO₂-neutrale Versorgung hin auszurichten, dies betrifft beispielsweise Stadtwerke mit Fernwärmeversorgung in Thüringen. Der Gesetzentwurf wurde im Dezember 2017 vom Kabinett dem Landtag zur Beschlussfassung zugeleitet (Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz 2017).

11.3.2 Primärenergiefaktor

Fernwärmeversorgungen basieren in der Regel zu einem wesentlichen Teil auf Kraft-Wärme-Koppelung (KWK). Nach der vom Branchenverband AGFW entwickelten Berechnungsmethodik FW 309-1 hat der Anteil der KWK einen sehr großen Einfluss auf den Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung. Hierbei wird angenommen, dass der durch KWK erzeugte Strom im System an anderer Stelle Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken verdrängt. Diese hierbei entstehende „Stromgutschrift“ führt im Ergebnis zu sehr niedrigen Primärenergiefaktoren. Bei vielen Fernwärmesystemen hat dieser Primärenergiefaktor sogar den Wert 0³¹ und suggeriert damit eine optimale Wärmequalität, die nicht mehr zu verbessern ist.

Der Primärenergiefaktor der Versorgung hat einen großen Einfluss auf die energetische Bewertung von Gebäuden nach der EnEV. Durch die Einrechnung der niedrigen Primärenergiefaktoren können Gebäude auch mit geringem baulichem Wärmeschutz das geforderte Primärenergie-Anforderungsniveau der EnEV erreichen. Dies ist zwar vorteilhaft für die Wohnungswirtschaft, da dies die Baukosten senken kann. Damit kann jedoch durch das geringere Wärmeschutzniveau die Endenergieeffizienz

³⁰ Deutscher Bundestag Drucksache 17/3629 (2010), Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE), S. 46.

³¹ Durch den Einsatz von Wärme aus der Abfallverbrennung oder aus Biomethan errechnen sich nach der Norm FW 309-1 sogar in vielen Fällen negative Primärenergiefaktoren, die dann auf den Wert 0 gesetzt werden.

des Gebäudes relativ schlecht ausfallen und der Wärmeverbrauch entsprechend hoch sein. Dies belastet die Mieter durch hohe Heizkosten.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Klimafreundlichkeit einer Wärmeversorgung durch den Primärenergiefaktor nicht oder nur unzureichend beurteilt werden kann. Der Primärenergiefaktor beschreibt in erster Linie die Effizienzketten von der Exploration des Brennstoffs bis hin zum Nutzungsort. Die Klimafreundlichkeit des Brennstoffs bleibt dabei unberücksichtigt. Aus diesem Grund weisen die brennstoffbezogenen Primärenergiefaktoren von Erdgas und Steinkohle nach EnEV/DIN V 18599-1 den gleichen Wert auf, obwohl deren Klimaschädlichkeit sehr unterschiedlich ist. Eine Beurteilung der Fernwärmeversorgung nach dem Primärenergiefaktor kann somit zu einer suboptimalen Bilanz im Klimaschutz führen und die Umsteuerung zu NTWS behindern.

Darüber hinaus erscheint die Methodik der Stromgutschrift grundsätzlich wenig geeignet, den systemischen Nutzen der KWK in Bezug auf den Klimaschutz zu bewerten. Spätestens seit der Schaffung eines europäischen Binnenmarkts ist der deutsche Strommarkt kein geschlossenes System mehr. Damit impliziert die Stromerzeugung durch KWK nicht zwangsläufig eine Verdrängung fossiler Kraftwerke in Deutschland. Aufgrund der Überkapazitäten an fossiler Stromerzeugung in Deutschland wird zunehmend billiger Strom aus abgeschriebenen Kohlekraftwerken in die europäischen Nachbarländer abgeleitet oder in anderen Nutzungsbereichen, z.B. zur Wärmenutzung (Power to heat) verwendet.

Auch kann in den Phasen eines Überangebots an Strom Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch fossile KWK verdrängt werden. Die KWK-Anlagen bleiben auch bei hoher Netzbelastung weiter in Betrieb, um die Versorgung mit Wärme sicherzustellen, während Windkraftanlagen, Biomasse- und Solarstromanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden (Bundesnetzagentur 2016).

Eine Überarbeitung der primärenergetischen Bewertungssystematik wird derzeit diskutiert. In dem Referentenentwurf des Gebäudeenergiegesetzes vom Januar 2017 war eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung vorgesehen, die zur Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs zu verwendenden Primärenergiefaktoren festzulegen. Dabei sollte auch die Klimawirkung der Energieträger eine Rolle spielen. Hier hieß es: *„Die Primärenergiefaktoren sind auf der Grundlage von technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen festzulegen, die unter Beachtung des Grundsatzes der Wirtschaftlichkeit die Klimawirkung der einzelnen Energieträger, Technologien und Verfahren zur Wärme- und Kältebereitstellung sowie von elektrischem Strom und deren Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung bewerten“* BMWi (2017a).

Mögliche Ansätze dazu liefert z.B. (Oschatz 2016). Hier wird angeregt, die Bestimmung von Primärenergiefaktoren bei Wärmenetzen entweder über das Stromverlust/Carnot-Verfahren nach AGFW FW 309-6 oder aber über pauschalisierte Brennstofffaktoren in Verbindung mit dem Exergie-Verfahren durchzuführen.

Hier bleibt abzuwarten, welche weitere Entwicklung dieses Thema im energiepolitischen Diskurs zeigt. Eine Optimierung der Berechnungsmethodik erscheint jedenfalls angezeigt.

11.3.3 Behördliche Preiskontrolle Fernwärme

In Kap. 10.3.2 wird die derzeit unzureichende behördliche Preiskontrolle im Fernwärmesektor analysiert, die im Ergebnis auch zu Akzeptanzproblemen auf Seiten der Verbraucher führen kann (Kap. 10.6.2).

Eine Möglichkeit zur Schärfung der Missbrauchskontrolle läge darin, den Fernwärmesektor in den Anwendungsbereich der bereits bestehenden besonderen Regelungen der Missbrauchskontrolle im Energiesektor nach § 29 GWB S. 1 Nr. 1 aufzunehmen.

Nach dieser Vorschrift gilt eine Beweislastumkehr und es ist durch die Versorger nachzuweisen, dass deren Entgelte grundsätzlich nicht ungünstiger sind als diejenigen anderer Versorgungsunternehmen auf vergleichbaren Märkten. Eine derartige Regelung ist vollzugsfreundlicher, da die zuständigen Kartellbehörden nicht darlegen müssen, welche Preise bei wirksamem Wettbewerb wahrscheinlich gelten würden.

Diese Vorschrift gilt bereits für Elektrizität und Gas und könnte auf den Fernwärmesektor ausgeweitet werden. Hierfür hat sich nicht nur das Bundeskartellamt (Bundeskartellamt 2012, S. 111 ff), sondern auch der Bundesrat ausgesprochen (Bundesrat 2012).

Die auf der Grundlage des § 44 Abs. 1 S. 4 GWB eingesetzte Monopolkommission hält eine Einbeziehung der Fernwärme in den Geltungsbereich des § 29 GWB sogar für nicht hinreichend im Sinne einer wirksamen Preiskontrolle. Im Fernwärmemarkt sei eine Aufsicht über die Wettbewerbskonformität des Preisniveaus dringend geboten. Sie schlug in ihrem Sondergutachten weitergehende Regulierungsvorschriften für die Fernwärme vor (Monopolkommission 2012).

Nach Vorschlag der Monopolkommission sollte zunächst eine Bundeskompetenz begründet werden, um politische Unabhängigkeit sicherzustellen und möglichst viele Vergleichsdaten heranzuziehen. Die konkreten Vorgaben für die Fernwärme sollten dann analog zum Bereich Strom und Gas im Wege einer Anreizregulierung realisiert werden (Monopolkommission 2010).

Noch weitergehend wäre eine ex-ante-Kontrolle durch entsprechende Genehmigungspflichten für Fernwärmepreise. Eine derartige Genehmigungspflicht besteht z.B. in Dänemark. Die Fernwärmepreise werden kostenorientiert reguliert, die unabhängige Regulierungsbehörde "Energitilsynet" überwacht die Preisvorschriften des Wärmeversorgungsgesetzes und genehmigt die Fernwärmepreise. Damit soll sichergestellt werden, dass die Haushalte und Unternehmen die notwendige Energie zu angemessenen, transparenten Preisen und fairen Bedingungen erhalten.

Die Unternehmen müssen alle Kosten und Preise offenlegen bzw. im Internet veröffentlichen. Andererseits werden auch Kunden- und Verbrauchsdaten digital ausgelesen und teilweise veröffentlicht. So orientieren sich z.B. Wärmepreise auch am Einhalten von vereinbarten Rücklauftemperaturen und werden mit zusätzlichen Kosten belegt, wenn diese nicht eingehalten werden.

11.3.4 Öffnung von Fernwärmenetzen

In Kap. 10.3.3 ist der im Sektor Fernwärme fehlende Wettbewerb und die daraus resultierenden Hemmnisse dargelegt. Eine Öffnung der Wärmenetze für Dritte kommt grundsätzlich in zwei Varianten in Betracht:

- ▶ Durchleitung von Wärme durch dritte Wärmeproduzenten zum Endkunden, wofür der Netzbetreiber ein Netzentgelt enthält. Dieses Modell orientiert sich an den Regelungen des EnWG für die Bereiche Strom und Gas.
- ▶ Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme und Vergütung CO₂-armer Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme. Dieses Modell überträgt das System des EEG auf den Wärmebereich.

Eine Durchleitungsmöglichkeit für Fernwärme ist im deutschen Recht bereits grundsätzlich angelegt. In § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen) ist ein kartellrechtliches Missbrauchsverbot formuliert, das nach Auffassung des Bundeskartellamts dem Grunde nach auch auf Wärmenetze Anwendung findet (Körber 2011).

Danach hätte ein Dritter gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts Anspruch auf Zugang zu einem Fernwärmenetz eines anderen, „wenn ihm aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden“. Der Anspruch ist jedoch ausgeschlossen „wenn das marktbeherrschende Unternehmen nachweist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“

In der Praxis spielt der theoretische Anspruch auf Netzzugang nach GWB bisher keine Rolle. Die Unsicherheiten durch das fehlende konkretisierende Regelwerk sind für einen potenziellen Wärmeanbieter zu groß, um die dazu notwendigen Investitionen zu tätigen. Es existieren weder Regelungen zur Bemessung von angemessenen Netznutzungsentgelten, noch sind die einzelnen Rechte und Pflichten von Netzbetreibern oder Wärmeanbietern näher bestimmt.

Das Bundeskartellamt sieht in der Durchleitung kein funktionierendes Geschäftsmodell und hält eine Regulierung des Netzzugangs derzeit nicht für geboten. Als Begründung wird angeführt, dass Wärme nicht überregional geliefert werden könne und sich Durchleitungsansprüche technisch und ökonomisch schwierig gestalten würden. Es seien durch eine Entflechtung allenfalls marginale wettbewerbliche Verbesserungen zu erwarten, denen erhebliche administrative Kosten und möglicherweise Synergieverluste gegenüberstehen würden (Bundeskartellamt 2012).

Diese Einschätzung könnte für kleine und mittelgroße Wärmenetze tatsächlich zutreffend sein. Jedoch ist für große Wärmenetze durchaus denkbar, dass die durch Wettbewerb generierten Vorteile die höheren Transaktionskosten überwiegen (Sandrock et al., 2015).

Mit dem Vorschlag der EU-Kommission für die Neufassung Erneuerbare Energien Richtlinie (2009/28/EG) ist die politische Diskussion zu diesem Thema sehr aktuell. Dort ist vorgesehen, dass nach Artikel 24 der novellierten Richtlinie Fernwärmebetreiber einem Dritten die Möglichkeit geben müssen, in ihr System einzuspeisen, um darüber eigene Kunden zu versorgen (TPA Third Party Access). Das Durchleitungsrecht sollte beschränkt werden auf Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme (auch aus Müllverbrennung). Das EU-Parlament hat dem Regulierungsvorschlag der EU-Kommission für einen "allgemeinen Zugangsanspruch" zu Fernwärme- und -kältenetzen nicht zugestimmt und votiert eher für einen Mindestanteil an EE. Hier bleibt abzuwarten, wie sich die politische Diskussion weiterentwickelt.

Das Modell der Durchleitung von Wärme an eigene Kunden ist für Investoren oder Betreiber von Energieerzeugungsanlagen zur Nutzung tiefer Geothermie nur bedingt ein passendes Geschäftsmodell, denn sie müssten die Wärme entsprechend dem Lastprofil der Kunden in das Wärmenetz einspeisen. Daran hätten Sie vermutlich kein Interesse oder wären dazu auch technisch nicht in der Lage. Sie hätten vermutlich vielmehr ein Interesse daran, dass der Netzbetreiber die Niedertemperaturwärme jeweils zum Zeitpunkt ihres Anfalls in das Wärmenetz übernimmt und einen Ausgleich bei Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage vornimmt.

Dieses Einspeisemodell basiert auf den Prinzipien des EEG und fixiert eine Abnahme- und Vergütungspflicht des Wärmenetzbetreibers gegenüber Dritten, die Niedertemperaturwärme in das Wärmenetz einspeisen wollen. Der Netzbetreiber bleibt in diesem Modell ein integrierter Versorger, der sowohl das Netz bewirtschaftet als auch Wärme erzeugt. Ausschließlich der Netzbetreiber liefert Wärme an den Endkunden, ein echter Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Anbietern existiert nicht. Auf der Angebotsseite wird jedoch für eine größere Vielfalt der Produzenten gesorgt.

Ein Vorteil des Einspeisemodells liegt in der Schaffung von Investitionssicherheit für die Marktausweitung von NTWS. Auch ein Einspeisemodell verursacht jedoch Transaktionskosten auf Seiten der Wärmenetzbetreiber. In diesem Zusammenhang ist darauf zu achten, dass etwaige Regelungen zum Drittzugang nicht zu erheblichen Steigerungen der Wärmekosten für die Fernwärmekunden führen, sondern mittel- und langfristig zu einer Kostenstabilisierung beitragen.

Die Schaffung eines Regulierungsrahmens für den Zugangs Dritter zu Wärmenetzen bietet insgesamt die Chance, durch Wettbewerb eine neue Dynamik für den Netzausbau und die Integration von NTWS in Wärmenetze zu schaffen. Die zur Verfügung stehenden Optionen sollten näher auf ihre praktische Realisierbarkeit und ihre potenziellen Wirkungen überprüft werden.

Gleichzeitig muss die Diskussion sehr sorgfältig geführt werden. Die möglichen Regelungen sollten nicht zu erheblichen Steigerungen der Wärmekosten führen, sondern mittel- und langfristig zu einer Kostenstabilisierung beitragen.

Weiterhin ist zu beachten, dass bisher keine regulatorischen Anwendungsbeispiele für die Öffnung von Wärmenetzen vorhanden sind. Der regulatorische Aufwand für eine Öffnung der Wärmenetze sollte daher nicht unterschätzt werden (Sandrock et al., 2015).

11.4 Planungsinstrumente

11.4.1 Raumordnungsplanung

Die Erzeugung von Wärme aus NTWS stellt grundsätzlich auch Anforderungen an die räumliche Planung. Während die Wärmeerzeugung auf Basis fossiler Energieträger praktisch überall stattfinden kann, ist die räumliche Verfügbarkeit vieler Anwendungsformen erneuerbarer Energieträger begrenzt.

Der Ausbau von Wärmenetzen auf der Basis von flächenintensiven NTWS und der Bau von Anlagen zur Wärmeerzeugung und Speicherung von Wärme können Konflikte wegen der dafür erforderlichen Fläche nach sich ziehen. Hilfreich wäre hier grundsätzlich eine vorsorgende Sicherung der erforderlichen Flächenkulisse. Jedoch ist nicht jedes NTWS-Fernwärmesystem bedeutsam aus raumplanerischer Sicht. Nur wenn das System sich raumbedeutsame Folgen nach sich zieht, ist eine Steuerung durch überörtliche Planung angezeigt. Bislang waren raumbedeutsame Folgen bei der Wärmeversorgung durch Wärmenetze regelhaft nicht gegeben: der notwendige Brennstoff für die Wärmeerzeugung wurde im Wesentlichen aus dem Ausland importiert und die Errichtung der dafür erforderlichen Infrastruktur (z.B. Erdgasleitungen) zieht in der Regel keine raumplanerischen Konflikte nach sich. Die Erzeugungsanlagen und Verteilnetze entfalten in der Regel keine über die Kommune hinausgehende, raumbedeutsame Wirkung. Bei der Errichtung einer der netzgebundenen Wärmeversorgung auf Basis NTWS könnte sich zumindest bei großen Wärmenetzen die Raumrelevanz auf der Erzeugungsseite sowie teilweise auch im Hinblick auf die Energiespeicherung verändern. Insbesondere im Fall der Erzeugung von Wärme durch Freiflächen-Solarthermie entsteht ein erheblicher Flächenbedarf, dessen Bewältigung eine frühzeitige Flächenvorsorge erforderlich macht oder einer überörtlichen Steuerung bedarf (Ratiodomo, Averdung Ingenieure, Hamburg Institut 2018).

Grundsätzlich stehen dafür – wie in Kap. 10.4.1 dargelegt, geeignete Instrumente wie etwa die Ausweisung von Vorranggebieten, Vorbehaltsgebieten oder Eignungsgebieten zur Verfügung. Mit Ausnahme der Windenergie ist jedoch die raumplanerische Befassung mit der Energieversorgung noch wenig etabliert.

Neben der möglichen Ausweisung von Flächen für raumbedeutsame Vorhaben zur Erzeugung erneuerbarer Wärme kommt auch eine planerische Befassung mit der möglichen Nutzung industrieller und

gewerblicher Abwärme in Betracht. Die Ausweisung von neuen Industrie- und Gewerbegebieten mit hohem Wärmebedarf könnte gezielt an Standorten mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Wärmeproduktion erfolgen. Im Umkehrschluß könnten auch neue Wohnsiedlungen in einer Entfernung zu Industriegebieten geplant werden, die eine Nutzung der dort entstehenden Abwärme ermöglichen.

Ein gutes Beispiel für eine übergreifende strategische Befassung mit der Wärmeversorgung aus raumplanerischer Sicht liefert das *Sachbereichskonzept Energie* des Landes Steiermark in Österreich. Es liefert eine wertvolle Grundlage für die durch die Kommunen zu erstellenden örtlichen Entwicklungskonzepte (Abart-Heriszt und Stöglehner 2018).

11.4.2 Bauleitplanung

In Kapitel 10.4.2 ist dargelegt, dass in Teilbereichen der Bauleitplanung auf der Grundlage des BauGB Unsicherheiten bezüglich der möglichen Festsetzungen bei der Energieversorgung bestehen. Dies betrifft eine mögliche Festsetzung der Nutzung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung oder etwa die Festlegung eines bestimmten Gebäudeeffizienzniveaus.

Ob eine Erweiterung der Festsetzungsmöglichkeiten auf der Grundlage des BauGB in Anbetracht der bereits bestehenden sehr vielfältigen planungsrechtlichen Gestaltungsmöglichkeiten sinnvoll und/oder erforderlich ist, soll auch im Rahmen eines aktuellen F&E-Vorhabens³² untersucht werden.

Mögliche Grundlagen für weiter gehende Festsetzungsmöglichkeiten könnten auch durch **landesgesetzliche Regelungen** geschaffen werden. Ein Beispiel dafür ist das Hamburgische Klimaschutzgesetz³³ der Freien und Hansestadt Hamburg. Dort wurden auf der Grundlage dieses Landesgesetzes in zahlreichen Bebauungsplänen Wärmenetze mit einem Mindestanteil erneuerbarer Energien und der Verpflichtung zu deren Nutzung festgesetzt. Dies betrifft auch Quartiere, deren Grundstücke sich nicht in öffentlicher Hand befanden und bei denen somit eine Sicherung über Grundstückskaufverträge nicht möglich gewesen wäre.

Beispielhaft hat die Freie und Hansestadt Hamburg im Jahr 2004 den Bebauungsplan St. Pauli 41 zur Konversion eines innerstädtischen Gewerbegebiets in ein Wohngebiet in Kraft gesetzt und dort ein Wärmenetz mit einem Mindestanteil von 30 % erneuerbarer Energien für die Warmwasserbereitung festgesetzt (Sandrock und Maaß 2014).

In einzelnen Fällen kann auch ein **vorhabenbezogener Bebauungsplan** nach § 12 BauGB (auch Vorhaben- und Erschließungsplan) ein geeignetes kommunales Planungsinstrument zur Marktausweitung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung sein. Der Investor eines Bauvorhabens trifft dabei Vereinbarungen mit der Kommune über die Durchführung und Kostentragung für die Erschließung des Gebietes und die Durchführung städtebaulicher Maßnahmen. Durch einen Satzungsbeschluss der Kommune wird der Vorhaben- und Erschließungsplan Bestandteil des vorhabenbezogenen Bebauungsplans. Dies kommt beispielsweise in Frage, wenn die Kostentragung für die Wärmenetz-Infrastruktur im Rahmen der Erschließung von Neubaugebieten geregelt werden soll.

³² F&E-Vorhaben „Evaluierung der Klima- und Innenentwicklungs-Novellen des BauGB 2011 / 2013 – Fallstudien“ FKZ 3716 15 101 0. Laufzeit: 12/2016 bis 03/2019. Auftraggeber: Umweltbundesamt

³³ Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas durch Energieeinsparung (Hamburgisches Klimaschutzgesetz – HmbKliSchG) Vom 25. Juni 1997), HmbGVBl. 1997, S. 261, geändert durch Gesetz vom 6. Juli 2006, HmbGVBl. S. 404

Der vorhabenbezogene Bebauungsplan ist nicht an das relativ enge Raster der Festsetzungsmöglichkeiten nach § 9 BauGB gebunden (§ 12 Abs. 3 Satz 2 BauGB). Es können damit Festlegungen zu energetischen Standards der Bauweise oder der Energienutzung getroffen werden, die über die Gestaltungsvorgaben der Bauleitplanung hinausgehen. Dies betrifft z.B. die mögliche Festlegung der Versorgung durch Wärmenetze oder erneuerbare Energien.

Der **städtebauliche Vertrag** nach § 11 BauGB ist gegenüber der hoheitlich von der Kommune festgesetzten Bebauungsplanung nach § 9 BauGB ein eher kooperatives Instrument. Mit diesem öffentlich-rechtlichen Vertrag können zwischen Kommune und dem Vertragspartner Regelungen zur Umsetzung städtebaulicher Ziele getroffen werden. Die Regelungsmöglichkeiten im städtebaulichen Vertrag sind relativ weit gefasst, dies gilt auch für Festlegungen in energetischer Sicht.

Um mögliche Hemmnisse bei der **Flächenbereitstellung** abzubauen, ist es sinnvoll, im Zuge der Planung von Beginn an ein ökologisches Flächenkonzept mit dem Ziel der Aufwertung der Biodiversität gegenüber der vorherigen Landnutzung zu erarbeiten und damit eine möglichst umfassende Nutzung von Synergien zwischen erneuerbaren Energie und Naturschutz zu erreichen. Dies ist bei dem Solarprojekt in Crailsheim (siehe auch Fallstudie Crailsheim Kap. 5.2) in beispielgebender Weise gelungen (Stadtwerke Crailsheim 2015b).

Zusammenfassend stehen mit den etablierten Instrumenten der Bauleitplanung Mittel zur kommunalen Steuerung der beschriebenen Vorhaben in Planungs- und Genehmigungsvorhaben zur Verfügung. An einigen Stellen könnte der Rechtsrahmen zugunsten der Rechtssicherheit für die Planungsträger noch geschärft oder weiter entwickelt werden.

Woran es jedoch in weiten Teilen noch fehlt, ist eine generelle strukturierte Strategieentwicklung der Kommunen für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung unabhängig von einzelnen Planverfahren – eine kommunale Wärmeplanung.

11.4.3 Wärmeplanung

Die energetische Modernisierung von Gebäuden und gleichermaßen die Umstellung auf erneuerbare Energien muss in Zukunft deutlich beschleunigt werden, um die Zielsetzungen einer zukunftsorientierten Energie- und Klimapolitik erreichen zu können.

Hier stehen die Kommunen im Fokus, da der Wärmemarkt ein regionaler Markt ist. Anders als Strom und Gas lässt sich Wärme nicht ohne größere Verluste über eine weitere Entfernung transportieren. Eine auf die örtlichen Gegebenheiten abgestimmte langfristige kommunale Wärmestrategie, die über die Betrachtung einzelner Gebäude hinausgeht, würde hier weitreichende Möglichkeiten eröffnen.

Wärmeerzeugung und Bedarfsdichten können konzeptionell abgestimmt und mit der Stadtplanung verzahnt werden. Verschiedene Interessen und Maßnahmen können koordiniert werden. Ziel eines solchen Planungsprozesses ist die Identifizierung und die Umsetzung der lokal jeweils günstigsten Strategie für die langfristige Wärmeversorgung der Kommune (Kahl 2013). Dabei ist ein integrativer Planungsansatz für das Zusammenspiel verschiedener NTWS anzustreben.

Insbesondere die Bestandsquartiere sind für die Wärmestrategie von Kommunen von entscheidender Bedeutung – obwohl die kommunalen Einwirkungsmöglichkeiten im Gebäudebestand gegenüber der Planung von Neubauquartieren deutlich geringer sind und diese im Regelfall noch kein Gegenstand städtebaulicher Planung sind.

In der Praxis läuft der energetische Modernisierungsprozess in den Kommunen heute meist noch wenig strukturiert ab. Anstehende Entscheidungen zur Wärmeversorgung werden durch die Gebäudeeigentümer nach individuellen und monetären Gesichtspunkten sowie auf der Grundlage der zur Ver-

fügung stehenden Versorgungsalternativen getroffen. Fernwärmeversorger treffen ihre Entscheidungen über einen etwaigen Ausbau ihrer Infrastruktur nach rein betriebswirtschaftlichen Erwägungen (Sandrock 2015a).

Für die Umsetzung der Energiewende ist dies nur eine suboptimale Lösung. Aus städtischer Sicht ist es sinnvoll, den örtlichen Erneuerungs- und Modernisierungsprozess strukturiert mit zu gestalten (Maier 2016).

In Dänemark gehört eine kommunale Wärmeplanung bereits seit 1979 zu den verpflichtenden Kernaufgaben jeder Kommune und hat wesentlich dazu beigetragen, dass Dänemark nunmehr über eine bis in kleine Gemeinden reichende Fernwärme-Infrastruktur verfügt, die es ermöglicht, erneuerbare Energien kostengünstig in das System zu integrieren (Nast et al., 2011).

Auf freiwilliger Basis wurden und werden kommunale Wärmeplanungen von Kommunen in Deutschland bereits mit Erfolg durchgeführt. Bundesweit kann u.a. die Förderung für ein Klimaschutz-Teilkonzept „Integrierte Wärmenutzung in Kommunen“ aus Mitteln der nationalen Klimaschutz-Initiative in Anspruch genommen werden.

Für die Kommunen bietet sich zudem auf Quartiersebene das mittlerweile etablierte Instrument eines Konzepts nach dem KfW-Förderprogramm 432 „Energetische Stadtsanierung - Quartierskonzepte und Sanierungsmanagement“ an. Sowohl die Konzept-Erstellung als auch eine spätere Begleitung der Umsetzung durch ein Sanierungsmanagement werden gefördert.

Besonders ambitionierte Kommunen können auch sogenannte *Masterpläne 100 % Klimaschutz* erstellen. Über die Masterplan-Richtlinie werden Kommunen besonders gefördert, die ihre Treibhausgasemission bis 2050 um 95 Prozent und ihre Endenergie um 50 Prozent gegenüber 1990 senken wollen.

Einen praxisorientierten Leitfaden für Kommunen stellt auch die Bayerische Staatsregierung unter dem Namen Energienutzungsplan zur Verfügung und fördert dessen Erstellung in Bayern (Bayerische Staatsregierung 2011).

Eine bindende Verpflichtung zur Wärmeplanung existiert bisher weder auf Bundes- noch auf Länderebene. Ansätze zu einem solchen Instrument sind in verschiedenen Studien zu finden, jedoch waren verschiedene Vorstöße zur Umsetzung eines solchen Instruments bisher politisch nicht erfolgreich.

Dagegen haben verschiedene Landesministerien Ansätze zu einer verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung weiterentwickelt, u.a. Schleswig-Holstein und Thüringen.

Schleswig-Holstein regelt im 2017 neu erlassenen *Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein*³⁴ in § 7, dass die Gemeinden im Rahmen ihres Rechts auf kommunale Selbstverwaltung berechtigt sind, kommunale Wärme- und Kältepläne aufzustellen. Zur Unterstützung dieser Pläne regelt der Landesgesetzgeber ausführlich, welche Daten von Dritten (z.B. den Energieversorgern) zu diesem Zweck herauszugeben sind und was die Gemeinden hierbei im Hinblick auf den Datenschutz zu beachten haben.

Nach dem Entwurf des Thüringer Klimagesetzes müssen Landkreise und Städte mit mehr als 30.000 Einwohnern spätestens ab dem Jahr 2025 Klimaschutzstrategien erstellen oder vorhandene Konzepte fortschreiben. Gemeinden mit mehr als 10.000 Einwohnern sollen solche Strategien erarbeiten. Kleinere Gemeinden sollen ab 2025 Wärmeanalysen und -konzepte erarbeiten (Stadt und Werk 2017).

³⁴ Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein vom 7. März 2017. Gesetz- und Verordnungsblatt für Schleswig-Holstein 2017; Ausgabe 30. März 2017. Nr.4. 1715/2017

Der Gesetzentwurf wurde im Dezember 2017 vom Kabinett dem Landtag zur Beschlussfassung zugeleitet (Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz 2017).

11.5 Bürgerbeteiligung und Kommunikation

Energiewirtschaftliche Projekte im großtechnischen Maßstab wie die Nutzung der tiefen Geothermie sehen sich vor die Aufgabe gestellt, die Energiewende auch als eine Wende des Verständnisses von Energieversorgung als Gemeinschaftsaufgabe im Sinne einer Teilhabe der Bürger sowohl an Entscheidungsprozessen als auch am Gewinn zu betrachten. Bei der verstärkten Nutzung der Geothermie ist auf beide Aspekte zu achten. Eine offene Diskussionskultur mit qualifizierter Bürgerbeteiligung ist für die Umsetzungschancen von Projekten hilfreich.

Die Proteste gegen das Projekt Stuttgart 21, die Diskussionen um ein Endlagersuchgesetz oder auch den Ausbau der Höchstspannungsstromtrassen haben deutlich vor Augen geführt, dass Bürgerinnen und Bürger bei großen Bau- und Infrastrukturprojekten in Zukunft generell früher, intensiver und über das bislang gesetzlich vorgeschriebene Ausmaß einbezogen werden sollten. In den in den letzten Jahren erschienenen Handbüchern und Leitfäden (z.B. Müller-Pfannenstiel et al., 2014, VDI 2014, Claus et al., 2013) wird eingeräumt, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen zur Beteiligung der Öffentlichkeit bzw. der Bürgerinnen und Bürger bei Großvorhaben nicht mehr deren Erwartungen entsprechen. Dies löst Enttäuschung und in der Folge Proteste aus. Daher sollten die formellen Verfahren durch informelle Beteiligungsmöglichkeiten ergänzt werden.

11.5.1 Formelle Beteiligung

Formelle Bürgerbeteiligung wird in einer Studie des Kompetenzzentrums Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorgen (Lenk et al., 2014) definiert als gesetzlich vorgeschriebene Beteiligungen der Öffentlichkeit bei bestimmten Entscheidungsverfahren der öffentlichen Hand.

Formelle Beteiligungen finden bei Planungsverfahren auf allen staatlichen Ebenen sowie auf Ebenen von Mittelbehörden statt. So wird die Öffentlichkeit sowohl auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene als auch auf der regionalen Ebene beteiligt. In der Regel findet dabei eine mehrstufige Öffentlichkeitsbeteiligung statt.

Kritiker der formellen Beteiligung wenden vielfach ein, dass bei diesen Beteiligungen die Bürger zwar Einwände und Bedenken äußern können, die Berücksichtigung dieser jedoch im Rahmen der Abwägung dem Ermessen der durchführenden öffentlichen Stelle obliegt, die sich über Einwände hinwegsetzen können. Zudem wird oft kritisiert, dass bei Beginn der formellen Beteiligung das Ergebnis ohnehin bereits feststehen würde und nur bei Kleinigkeiten nachgesteuert werden könne.

Mit dem Planungsvereinheitlichungsgesetz 2013 wurde eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung, eine Internetbekanntmachung aller übrigen öffentlich bekanntzumachenden Vorgänge, die Pflicht zur Rechtsbehelfsbelehrung und die Gleichstellung der anerkannten Naturschutz- und Umweltschutzvereinigungen mit der betroffenen Öffentlichkeit eingeführt. Die frühe Öffentlichkeitsbeteiligung durch den Vorhabenträger soll dazu dienen, das Projekt in der Öffentlichkeit bekannt zu machen und diesen frühzeitig auf mögliche Probleme hinzuweisen. Die Planung kann dann angepasst werden und mehr Transparenz und vor allem Akzeptanz für das Vorhaben erzielen.

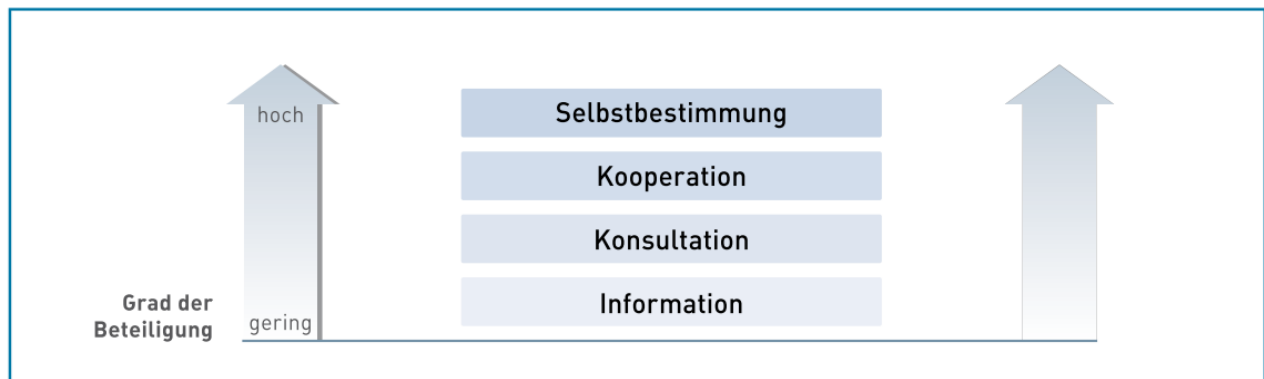
11.5.2 Informelle Beteiligung

Der Rückgriff auf Beteiligungsverfahren informeller Art kann als Versuch verstanden werden, die von den Bürgern gewünschte stärkere Einbindung in politische Prozesse und daraus folgende Genehmi-

gung von Vorhaben zu berücksichtigen. Zugleich soll die durch unzureichende Vermittlung politischer Entscheidungen entstandene Akzeptanzlücke durch diese Verfahren geschlossen werden. Der Begriff informell bezieht sich dabei in erster Linie auf die Tatsache, dass diese Partizipationsformen nicht gesetzlich vorgeschrieben sind. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der meist diskursive Charakter dieser Verfahren.

Die Agentur für Erneuerbare Energien beschreibt in ihrer Veröffentlichung „Akzeptanz & Bürgerbeteiligung“ (Wunderlich 2012), dass die Partizipationsforschung grundsätzlich vier Stufen der Beteiligung unterscheidet (Abbildung 137):

Abbildung 137: Stufen der informellen Bürgerbeteiligung



Quelle: Wunderlich (2012)

Grundvoraussetzung jeder Partizipation ist die *Information*. Von einem Projekt betroffene Bürger sollten frühzeitig und wenn möglich vollständig über dessen Vor- und Nachteile informiert werden. Informationsveranstaltungen zum geplanten Projekt oder Informationsfahrten zu anderen, bereits realisierten Erneuerbare-Energien-Anlagen werden in der Regel von vielen Bürgern angenommen. Die Information der Bürger stellt die Grundlage für eine umfassende Beteiligung dar. Ein vermehrtes Wissen über das geplante Projekt und die eingesetzte Technik allein ist jedoch noch keine hinreichende Grundlage für aktives Unterstützen des Projektes. Erkenntnisse aus der Umweltpsychologie zeigen, dass es nur einen schwachen und indirekten Zusammenhang zwischen Wissen und Handlungen gibt.

Die nächste Beteiligungsstufe ist die *Konsultation*. Hier wird ein Dialog mit den Bürgern geführt und deren Meinungen zu einem Projekt werden angehört. Dies kann beispielsweise in Bürgeranhörungen oder Befragungen realisiert werden. Die folgende Stufe der *Kooperation* und Mitentscheidung beschreibt die gemeinsame Planung eines Erneuerbare-Energien-Projektes durch Bürger und Politik. In der Praxis kommen dafür Instrumente wie Bürgergutachten oder Zukunftswerkstätten in Frage in denen die Bürger aktiv an der Entwicklung des Projektes mitwirken und in die Entscheidungen mit eingebunden sind. Die stärkste Ausprägung von Bürgerbeteiligung ist die *selbstbestimmte Durchführung* eines Projekts durch die Bürger selbst. Häufig geschieht dies in Bürgeranlagen, welche von engagierten Bürgern in Eigenverantwortung geplant, mit finanziert und umgesetzt werden.

Ein informelles Beteiligungsverfahren, um Bürger frühzeitig einzubinden und vor allem konfliktgeladene Situationen bei der Projektentwicklung zu lösen, ist seit der Baugesetz-Novelle 2013 die Durchführung einer Mediation. Sie ist ein konsensuales Konfliktlösungsverfahren, das in gerichtlichen und außergerichtlichen Verfahren zum Einsatz kommt. Nach § 1 Abs. 1 des 2012 in Kraft getretenen Mediationsgesetzes (MediationsG) ist die Mediation „ein vertrauliches und strukturiertes Verfahren, bei dem Parteien mit Hilfe eines oder mehrerer Mediatoren freiwillig und eigenverantwortlich eine einvernehmliche Beilegung ihres Konflikts anstreben“.

Eine die Planung vorbereitende oder begleitende Mediation ist laut BVerwG zulässig. Danach bestehen grundsätzlich keine Bedenken, dem Planverfahren ein informelles Verfahren mit dem Ziel vorzuschalten, eine Empfehlung für eine Planung zu erarbeiten, die auf breite Akzeptanz in der Öffentlichkeit stoßen kann. Das Mediationsergebnis ist allerdings nicht rechtsverbindlich.

In der BGR- Studie „Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen“ (Plenefisch et al., 2015) werden zusammenfassend sehr gute Hinweise für die Akzeptanz und die Durchführung von so großen und in der Öffentlichkeit oft mit Ängsten besetzten Energiebereitstellungsprojekten gegeben.

Die Autoren empfehlen eine größtmögliche Transparenz und proaktive Öffentlichkeitsarbeit ab dem ersten Moment – schon vor dem Beginn der Bohrmaßnahmen. Die Daten der Überwachung aller Parameter während der Bohrung sollten ggf. online verfügbar gemacht werden. Ein Echtzeit-Monitoring mit einem durch eine Gefährdungsanalyse entwickelten Frühwarnsystem und einem entsprechenden Reaktionsplan können größtmögliche Sicherheit bieten und damit Ängste abbauen und Vertrauen schenken.

11.5.3 Finanzielle Beteiligung

Auch die Chance einer finanziellen Bürgerbeteiligung könnte bei der Nutzung von NTWS aus Geothermie in Betracht gezogen werden, also die finanzielle Teilhabe von Anwohnern und Bürgern allgemein an einer geothermischen Erzeugungsanlage oder an einem Netz.

Diese Option bietet Kommunen, Energieversorgern und Netzbetreibern Chancen, vor allem bei der Stärkung des Eigenkapitals und der daraus resultierenden Hebelwirkung für die Investitionshöhe. Darüber hinaus kann es die Akzeptanz der Bürger zu dem jeweiligen Projekt fördern. Die Vielfalt der Objekte für finanzielle Bürgerbeteiligung nehmen deutlich zu: Neben der Übertragung des Bürgerwindpark-Modells auf die Geothermie lassen sich die Modelle auch generell auf Fernwärmesysteme anwenden.

Ein interessantes Modell wird z.B. in Dessau-Roßlau von den Stadtwerken beim Bau eines großen Wärmespeichers praktiziert: rund 1,5 Millionen Euro der Investition stammen von Dessau-Roßlauern – und da vor allen von Kunden der Stadtwerke. Die Stadtwerke und die Deutsche Kreditbank AG Berlin hatten vor dem Baubeginn ein Programm aufgelegt, mit dessen Hilfe sich Bürger an der Finanzierung des neuen Wärmespeichers beteiligen konnten. Dabei handelte es sich um eine festverzinsliche Geldanlage mit einer Laufzeit von fünf Jahren und einer Verzinsung zwischen 1,25 bis zwei Prozent.

Das klassische Modell des Bürgerkraftwerks (Wind, Sonne, Bioenergie) kann auf weitere Felder, vor allem Netze sowie die Erzeugung von NTW aus Geothermie, ausgedehnt werden. Denkbar sind Bürgerbeteiligungen an kompletten Teilsystemen bzw. lokalen Versorgungssystemen mit allen vier Dimensionen.

Die Möglichkeit, mit dem Investieren in erneuerbare Energie auch Geld zu verdienen, haben die Bürgerinnen und Bürger erkannt. Gleichzeitig wird dieser Trend durch die Entwicklung des Zinsniveaus und der privaten Geldvermögen begünstigt.

Das Zinsniveau für Geldanlagen befindet sich auf einem historischen Tiefstand. Gleichzeitig ist das verfügbare Geldvermögen der Haushalte so hoch wie noch nie. Die Bürger sind aus diesem Grund auf der Suche nach Alternativen zu den konventionellen Anlagemöglichkeiten über Sparbücher und Tagesgeldkonten hinaus.

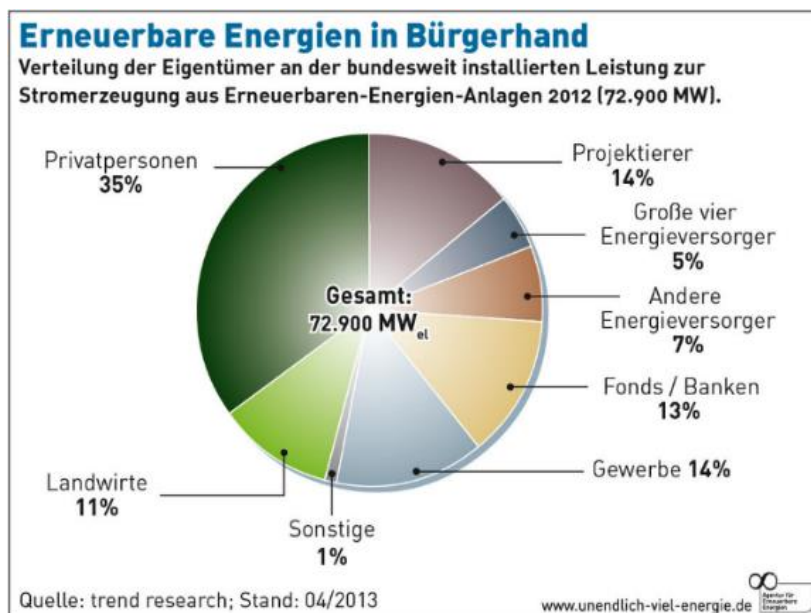
Wie bei jeder Investitionsentscheidung besteht das magische Dreieck einer Kapitalanlage aus den Faktoren Rendite, Sicherheit und Liquidität – auch für Private. Die Deutschen gelten als risikoavers und investieren deshalb bevorzugt in Geldanlagen mit geringerem Risiko.

Zurzeit sind Geldanlagen auf Spar-, Fest- und Termingeldkonten die Regel. Beschleunigt durch die Finanzmarktkrise, setzte außerdem ein großes Interesse an nachhaltige Geldanlagen ein. Das magische Anlagedreieck wird um die ethisch-nachhaltige Wertorientierung ergänzt. „Grüne Geldanlagen“, insbesondere in Erneuerbare-Energien-Projekte, stehen besonders hoch im Kurs.

Treiber dieser Entwicklung waren neben dem krisenbedingten Mentalitätswechsel bei Kleinanlegern die Rahmenbedingungen wie die garantierte Einspeisevergütung, aber auch der Rückgang der Kreditzinsen und die deutlichen Preisreduktionen bei erneuerbaren Energie-Anlagen wie PV-Modulen.

Betrachtet man Anteile der bürgerfinanzierten Anlagen im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 138) wird deutlich, dass die Bürgerenergie hier eine tragende Rolle spielt. Diese teilen sich stark abhängig von der Energieform auf Einzelpersonen oder Bürgergesellschaften auf. Durch kleinere Investitionsmöglichkeiten im PV-Bereich gibt es bei dieser Erzeugungsform eine Häufung von Einzeleigentümern, wohingegen Windkraftanlagen fast ausschließlich über Bürgergesellschaften finanziert werden.

Abbildung 138: Erneuerbare Energien in Bürgerhand und Eigentümergruppen



Quelle: AEE (2014)

Finanzwirtschaftliche Bürgerbeteiligung zeigt sich in der Praxis

- ▶ in der prinzipiellen Möglichkeit der „Bürger vor Ort“ zum Erwerb von Anteilen eines beteiligungsrelevanten Projekts oder
- ▶ in der prinzipiellen Möglichkeit zur indirekten/ideellen Beteiligung der Bürger („Bürgersparen“, „Klimasparbrief“) oder
- ▶ an der Möglichkeit, an Erträgen des Projektes zu partizipieren oder
- ▶ feste Zahlungen (Zinsen) aus der Geldanlage zu erhalten, und/oder
- ▶ an der Möglichkeit, gegebenenfalls Unternehmensentscheidungen persönlich beeinflussen zu können beziehungsweise zu diesen gehört werden zu können.

Abbildung 139 zeigt eine Auswahl indirekter und direkter finanzwirtschaftlicher Bürgerbeteiligung.

Abbildung 139: Auswahl der Arten finanzwirtschaftlicher Beteiligungen

Bürger ist Geldgeber – indirekte Bürgerbeteiligung	Bürger ist Geldgeber und (Mit-) Eigentümer – direkte Bürgerbeteiligung
Schuldverschreibungen Genussrechte Darlehen Stille Beteiligung „Bürgersparen“ / „Klimasparbriefe“	Anteile an Projektgesellschaft (zum Beispiel GmbH & Co. KG) Genossenschaftsanteile und anderes

© Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

Quelle: VKU (2016)

Rechtliche und finanzielle Unsicherheiten

Änderungen der rechtlichen, technischen und finanziellen Rahmenbedingungen stellen finanzielle Beteiligung von Bürgern vor völlig neue Fragen und Herausforderungen. Die kurzfristigen Änderungen des EEG seit 2012 – verbunden mit gravierenden Einspeisekürzungen – sowie Gesetzesvorhaben wie das Kapitalanlagegesetzbuch (KAGB) – das Kleinanlegerschutzgesetz haben die Verantwortlichen z.B. in Energiegenossenschaften stark verunsichert.

Mit dem EEG 2014 gab es eine bedeutsame energiewirtschaftliche Zäsur. Der Systemwechsel zur verpflichtenden Direktvermarktung ab 2016 auch für kleinere Anlagen sowie die Umstellung auf das Ausschreibungssystem ändern die Wettbewerbssituation auch für Energiegenossenschaften. Sie müssen sich nun in einem direkten Wettbewerb mit großen Energieunternehmen behaupten.

Durch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung werden Kredite knapper, teurer und kurzfristiger. Dies liegt insbesondere an dem Risiko eines Zahlungsausfalls bei den Direktvermarktern und an den Risiken der Vermarktungskosten, die dann nicht mehr zu umgehen sind. Dies kann gerade für Bürgerenergieprojekte problematisch sein, da sie Risiken nicht oder nur sehr begrenzt streuen können und bei Problemen in einem Projekt somit viel schneller in Zahlungsschwierigkeiten geraten als größere Unternehmen oder Konzerne. Auch für die Bürger selbst, die sich meist noch nie mit Energiemärkten beschäftigt haben, wird die Situation deutlich schwerer einschätzbar.

Die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem stellt das deutlich größere und ein möglicherweise existenzielles Risiko für die Bürgerenergie dar. So ist während der Planungsphase in einem Ausschreibungssystem keinerlei Berechenbarkeit der Gewinnsituation gegeben. Diese kann mehrere Jahre dauern, in denen schon erhebliche Kosten in gut sechstelliger Höhe anfallen können.

Bürger, die sich in einem einzelnen Projekt in ihrer Region engagieren, haben keine Möglichkeiten der Risikostreuung, wie sie bei größeren Unternehmen existieren. Das durch die Ausschreibung verursachte Risiko hat dabei eine andere Dimension als die bisherigen Risiken im Genehmigungsprozess. Denn für Bieter, die am Ende des Ausschreibungsprozesses keinen Zuschlag erhalten, sind die getätigten Investitionen vollständig verloren.

In Zukunft ist eine Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle erforderlich, um auf Veränderungen bei den rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen reagieren zu können. Damit ist ein Wandel von der Projektfinanzierung vergleichsweise kleiner Projekte hin zu stärker an der Unternehmensfinanzierung orientierten, evtl. auch kooperativen Finanzierungslösungen wahrscheinlich.

11.6 Technische Randbedingungen

Zusätzlich zu den in den vorhergehenden Kapiteln erläuterten ökonomischen, rechtlichen und organisatorischen Randbedingungen bestehen auch für technische Randbedingungen Handlungsnotwendigkeiten und/ oder Empfehlungen. Aufgrund der Komplexität der in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen technischen Systeme der NTWS sind diese sehr umfangreich und im Folgenden sicher nicht für jedes Teilsystem umfassend darstellbar. Vielmehr sind die im Folgenden aufgeführten und erläuterten Aspekte als Beispiele und Hinweise für technische Handlungsempfehlungen zu verstehen, die für eine vermehrte Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen notwendig sind. Diese wurden im Rahmen eines Expertenworkshops³⁵ mit den Anwesenden diskutiert und erarbeitet.

11.6.1 Absenkung der Betriebstemperaturen von Wärmenetzen

Wie unter anderem in den Kapiteln 2.1.2, 2.1.3 und insbesondere 6.4 erläutert, ist die Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen in Wärmenetzen grundlegend zur Effizienzsteigerung der Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen in diese Wärmenetze. Schon ohne deren Einbindung sind Effizienzgewinne klassischer Energieerzeugungstechnologien für Wärmenetze erzielbar, wenn die Betriebstemperaturen der Wärmenetze abgesenkt werden können. Viele Wärmenetzbetreiber arbeiten seit Jahren daran, dies Schritt für Schritt umsetzen zu können. Die hierzu notwendigen Arbeiten der hydraulischen Einregulierung von Hausübergabestationen und der aus Sicht der Wärmenetzbetreiber dahinterliegenden Gebäudetechnik sind aufwändig und oft mühsam. Zudem ist die Gebäudetechnik nicht im Eigentum des Wärmenetzbetreibers so wie oft auch die Hausübergabestation. Der Wärmenetzbetreiber ist daher auf die Kooperation und Unterstützung seines Kunden, des Wärmeempfängers, angewiesen. Dieses Anbieter-Kundenverhältnis bedingt, dass technische Maßnahmen zur Absenkung der Betriebstemperaturen des Wärmenetzes oft mit einer gewissen Sensibilität angegangen und umgesetzt werden müssen.

Die Anforderungen einer hygienisch einwandfreien Trinkwarmwasserversorgung wirken hierbei zudem hemmend (siehe Kapitel 6.4.1).

11.6.2 Durchführung von energetischen Sanierungen im Gebäudebestand

Wie im vorhergehenden Kapitel und insbesondere in Kapitel 6.4 beschrieben, ist eine Absenkung der Betriebstemperaturen des Wärmenetzes auch abhängig von den Betriebstemperaturen der Gebäudetechnik. Eine energetische Sanierung des Gebäudes kann dazu führen, dass die Betriebstemperaturen der Raumheizung abgesenkt werden können. Damit können auch die Betriebstemperaturen des Wärmenetzes zumindest in Zeiten des Raumheizbedarfs und im Rahmen der Sicherstellung einer hygienisch einwandfreien Trinkwarmwasserversorgung abgesenkt werden, sofern alle im betreffenden Bereich des Wärmenetzes angeschlossenen Gebäude dies erlauben. Allein diese Abhängigkeiten zeigen, wie komplex es ist, die Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen im Kontext energetischer Sanierungen des Gebäudebestandes zu betrachten. Hier kann nur von einer mittelfristigen, über viele Jahre sich ergebenden Verbesserung der Betriebsbedingungen von bestehenden Wärmenetzen ausgegangen werden, die außerhalb der technischen Einflußnahme des Wärmenetzbetreibers liegt.

Um dem Wärmenetzbetreiber zu ermöglichen, Bereiche oder Quartiere seines Versorgungsgebietes zu identifizieren, die in den vorab beschriebenen Entwicklungen entweder schon fortgeschritten sind

³⁵ Workshop zum Projekt am 7. März 2018 in Berlin

oder erfolgsversprechende Randbedingungen bieten, ist die Kenntnis der in jedem Gebäude vorhandenen Gebäudetechnik, deren technischer Zustand sowie die schon realisierten energetischen Sanierungsmaßnahmen je Gebäude grundlegend. Eine Kartierung dieser Daten kann, nach Meinung der Experten des Workshops, eine Grundlage sein für an einer Einspeisung von Niedertemperatur-Wärmequellen orientierten Wärmenetzplanung.

11.6.3 Entwicklung von technischen Standards für die dezentrale Einbindung von (erneuerbaren) Wärmequellen in Wärmenetze

Wie Kapitel 3 und 6, hierbei insbesondere Kapitel 6.3, zeigen, stehen Niedertemperatur-Wärmequellen nicht immer am Ort der Wärmeerzeugung eines Wärmenetzes (zentral) zur Verfügung, sondern müssen außerhalb der Heizzentrale dezentral in das Wärmenetz eingebunden werden. Die hydraulischen und thermischen Anforderungen solcher Einbindungen sind komplex (siehe auch Kapitel 6.3.1 und 6.3.2). Diese werden im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte derzeit entwickelt und in ersten Feldanlagen erprobt. Diese Entwicklungen sind jedoch noch nicht abgeschlossen und müssen dementsprechend weitergeführt werden, um in mehreren Jahren hierfür technische Standards für die dezentrale Einbindung von (erneuerbaren) Wärmequellen in Wärmenetze im Markt etablieren zu können.

11.6.4 Weiterentwicklung von Wärmeübergabestationen

Die Absenkung der Betriebstemperaturen von Wärmenetzen kann zum einen durch die in den Kapiteln 11.6.1 und 11.6.2 beschriebenen Maßnahmen ermöglicht werden, zum anderen können zusätzlich Wärmeübergabestationen eingesetzt werden, die mit innovativen Technologien oder systemischen Ansätzen ebenso zu einer möglichen Absenkung der Betriebstemperaturen von Wärmenetzen beitragen. Erste Ansätze für solche Wärmeübergabestationen stehen derzeit zur Verfügung, doch ist eine Weiterentwicklung dieser Konzepte hin zu am Markt eingeführten Produkten wünschenswert. Neben technologischen Entwicklungen und Laboranlagen sind hier ebenso erste Feldtests durchzuführen, um die entwickelten Technologien in den vielen im Wärmenetzmarkt existierenden Betriebsbedingungen testen zu können. Hierzu zählt auch die regelungstechnische Einbindung solcher Wärmeübergabestationen in bestehende Wärmenetze und in zukünftige Niedertemperatur-Wärmenetze.

11.6.5 Entwicklung von übergeordneten Regel- und Betriebssystemen für Wärmenetze mit Niedertemperatur-Wärmequellen

Insbesondere bei dezentraler Einbindung von Niedertemperatur-Wärmequellen in Wärmenetze (siehe Kapitel 11.6.3) bestehen neuartige Regel- und Betriebsaufgaben nicht nur am Punkt der Einbindung, sondern auch im übergeordneten System der gesamten wärmenetzgebundenen Versorgung (siehe insbesondere Kapitel 6.3.2). Die hierzu notwendigen Regel- und Betriebssysteme müssen erst noch entwickelt und in den unterschiedlichen Arten und Typen von Niedertemperatur-Wärmenetzen erprobt werden. Die hierzu notwendigen „Reallabore“ sind aufwändig, da nicht nur eine Versuchsanlage mit dezentraler Einbindung der Niedertemperatur-Wärmequelle in das Wärmenetz zu untersuchen ist, sondern mehrere dieser Anlagen im Zusammenspiel mit den weiteren Gesamtsystemkomponenten betrachtet werden müssen.

11.6.6 Entwicklung eines Marktes für Hochtemperatur-Wärmepumpen für Niedertemperatur-Wärmequellen

Zur Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen in den meisten Bestands-Wärmenetzen sowie in Wärmenetzen mit Vorlauftemperaturen, die mehrere zehn Grad über der Quellentemperatur liegen,

sind Hochtemperatur-Wärmepumpen notwendig (siehe auch Kapitel 3.4.8). Diese erhöhen im Idealfall die Quellentemperatur auf die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes. Je nach Gesamtsystem ist auch eine Teilerwärmung denkbar mit anschließender andersartiger Nachheizung auf die Vorlauf-temperatur.

Vergleichbare Wärmepumpen werden teilweise in der Industrie eingesetzt. Diese sind jedoch für den Einsatz in Wärmenetzen anzupassen. So sind z.B. meist die Anforderungen an die Regelbarkeit der Heizleistung in Wärmenetzen wesentlich höher als für einen Industrieprozess. In wie weit eine technologische Entwicklung von Wärmepumpenkreisprozessen und deren Umsetzung in die Bauteile eines Wärmepumpen-Aggregates noch notwendig ist, wurde von den Experten des Workshops unterschiedlich beurteilt. Einig waren sich jedoch alle Experten darin, dass ein Anbietermarkt für Wärmepumpen dieser Art notwendig ist, der jedoch erst entstehen kann, wenn eine dementsprechende Nachfrage existiert. Diese benötigt jedoch einen Anbietermarkt. Um diesen selbsthemmenden Zustand zu überwinden, sind Marktentwicklungsmaßnahmen notwendig, die mit Vorschriften oder/und mit Fördermitteln einen Markt für Hochtemperatur-Wärmepumpen für Niedertemperatur-Wärmequellen anreizen und bereiten.

12 Quellenverzeichnis

- Abart-Heriszt, L., Stöglehner, G. (2018): Das Sachbereichskonzept Energie. Ein Beitrag zum Örtlichen Entwicklungskonzept. Amt der Steiermärkischen Landesregierung – Umwelt und Raumordnung, Graz
- Abgeordnetenhaus von Berlin – Wissenschaftlicher Parlamentsdienst (2015): Gutachten zur gesetzlichen und vertraglichen Regulierung des Berliner Fernwärmenetzes auf Landesebene. 6.3.2015. Berlin <https://www.parlament-berlin.de/ados/17/EnKoEnergie/einladung/ee17-019-Gutachten%20WPD.pdf>. Abruf 12.12.2017.
- AEE Agentur für Erneuerbare Energien (2014): Großteil der Erneuerbaren Energien kommt aus Bürgerhand. Renew's Kompakt. 29.01.2014.
- AEE Agentur für Erneuerbare Energien (2017): Fossile Brennstoffe belasten Handelsbilanz. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/fossile-brennstoffe-belasten-handelsbilanz>. Abruf 6.6.2017.
- AFK Geothermie GmbH (2013): AFK Geothermie – Das 1. interkommunale Geothermieprojekt in Deutschland. Projektbrochure.
- AFK Geothermie GmbH (2015): Projektwebsite AFK Geothermie. <http://www.afk-geothermie.de/cms/index.php?idcat=1>; aufgerufen am 14.07.2015.
- Agemar, T., Schellschmidt, R., Schulz, R. (2012): Subsurface temperature distribution in Germany. Geothermics, 44, 65-77.
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., Schulz, R. (2014a): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. ZDGG Band 165 Heft 2, 129–144. Hannover.
- Agemar, T., Weber, J. & Schulz, R. (2014b): Deep Geothermal Energy Production in Germany. Energies, Band 7, Heft 7, 4397–4416.
- Agemar, T., Hese, F., Moeck, I. & Stober, I. (2017) Kriterienkatalog für die Erfassung tieferreichender Störungen und ihrer geothermischen Nutzbarkeit in Deutschland. ZDGG Volume 168, Number 2, pp. 285-300 (16).
- Agemar, T., Weber, J. & Moeck, I.S. (2018) Assessment and Public Reporting of Geothermal Resources in Germany: Review and Outlook. Energies 11(2). <http://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/332/htm>.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2005): Fernwärmesatzungen. Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten. Frankfurt a.M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2008): Branchenreport 2007. Frankfurt a.M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2010): Arbeitsblatt 309-1, Abschnitt 3.3. Frankfurt a.M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2013): AGFW Hauptbericht 2012. Frankfurt a. M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2014a): AGFW Hauptbericht 2013. Frankfurt a. M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2014b): Rechtlicher Leitfaden zur Umrüstung von Mietshäusern auf Fernwärme. 2014. Frankfurt a. M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2014c): Forschung und Entwicklung – Heft 26. EnEff: Wärme – Methodische Ansätze zur Temperaturabsenkung eines gewachsenen Fernwärmenetzes. Frankfurt a.M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2015): Die 70/70-Strategie. Erstellt durch Fraunhofer IFAM Bremen und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart. Frankfurt.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2016a): AGFW Hauptbericht 2015. Frankfurt a. M.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2016b): <https://www.agfw.de/energiewende-und-politik/system-kwk-fernwaerme/>. Abruf 13.11.2016.
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2017a): AGFW Hauptbericht 2016. Frankfurt a. M.

- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2017b): Brennstoff- und CO₂ – Aufteilung in KWK-Anlagen. Frankfurt a.M.
- Ahlhelm, I., Bula, A., Frerichs, S., Hinzen, A.; Madry, T., Schüle, R., Groth. K.-M., Kerstan, S., Freund, T., Jansen, U. (2012): Klimaschutz in der räumlichen Planung. Gestaltungsmöglichkeiten der Raumordnung und Bauleitplanung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3709 16 16. Dessau-Roßlau
- Ahlhelm, I., Bula, A., Frerichs, S., Groth. K.-M. et al. (2013): Klimaschutz in der räumlichen Planung. Gestaltungsmöglichkeiten der Raumordnung und Bauleitplanung. Kurzdokumentation der Fallstudien Im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3709 16 16. Dessau-Roßlau
- Annex 49 (2017): Annex49 Cascadia Tool; https://www.annex49.info/tools/02_Cascadia.zip, Abruf 18.03.2017.
- Antics, M (2015): Telefonisches Gespräch mit Miklos Antics (Geschäftsführer GPC Instrumentation Process) am 16.09.2015. Karlsruhe/Paris.
- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2015): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2013. Berlin.
- ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2010): BHKW Grundlagen. Berlin.
- ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011a): Tiefe Geothermie. Berlin.
- ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011b): Kenndaten aus den BHKW-Kenndaten 2011; <http://www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/bhkw-tools/BHKW-Kenndaten-Tabellen-2011.xls>; Abruf am 07.01.2018
- Bär, K., Rühaak, W., Homuth, S., Welsch, B., Sass, I. (2014): Möglichkeiten der mitteltiefen geothermischen Erschließung und Wärmespeicherung in urbanen Gebieten. 9. Tiefengeothermie-Forum – Technik und Praxis. Darmstadt.
- Baisch, S., Rothert, E., Stang, H., Vörös, R., Koch, C., McMahon, A. (2015): Continued Geothermal Reservoir Stimulation Experiments in the Cooper Basin (Australia). Bulletin of the Seismological Society of America 105/1, 198–209. USA, Albany.
- Barth, A., Schmidt, B., Joswig, M., Baisch, S., Fritschen, R., Gaucher, E., Kracht, M., Lehmann, K., Rüter, H., Schlittenhardt, J., Spies, T. (2014): Empfehlungen zur Erstellung von Stellungnahmen zur seismischen Gefährdung bei tiefengeothermischen Projekten. FKPE – Forschungskollegium Physik des Erdkörpers. AG Induzierte Seismizität. Oktober 2014. <http://www.geophys.uni-stuttgart.de/agis/images/Milestones/milestone3.pdf>. Abruf 08.10.2015.
- Battis, U., Kersten, J., Mitschang, S. (2009): Stadtentwicklung – Rechtsfragen zur ökologischen Stadterneuerung – Endbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) sowie des Bundesamtes für Bauwesen und Raumentwicklung (BBR). Berlin
- Bayerische Staatsregierung (2011): Hrsg: Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT) sowie die Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern (OBB im StMI). Leitfaden Energienutzungsplan. München
- Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (2005): Oberflächennahe Geothermie. Heizen und Kühlen mit Energie aus dem Untergrund. Ein Überblick für Bauherren, Planer und Fachhandwerker in Bayern. München
- Benner, M., Mahler, B., Mangold, D., Schmidt, T., Schulz, M., Seiwald, H. (1998): Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart. Forschungsbericht zum BMBF-Vorhaben 0329606C. Stuttgart.
- Benner, M., Bodmann, M., Mangold, D., Nußbicker, J., Raab, S., Schmidt, T., Seiwald, H. (2003): Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart. Forschungsbericht zum BMBF/BMWA-Vorhaben 0329606S. Stuttgart.

- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2014): Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung (2014). Berlin.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2017): Strategiepapier „Zukunft Wärmenetzsysteme“. Berlin.
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie (2015): Weiterentwicklungsoptionen des Rechts- und Förderrahmens für eine integrierte Wärme- und Kältestrategie. Vortrag auf dem Journalistenworkshop am 30.09.2015: „Kommt die Wärme-wende mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude?“ Berlin.
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie (2016): Effizient Erneuerbar: Was jetzt zum Gelingen einer Erneuerbaren Wärme-wende getan werden muss. BEE Positionspapier Analyse des Wärmemarktes und Eckpunkte einer Wärme- und Käl-testrategie. Berlin
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie (2017): Effizient Erneuerbar: Was jetzt zum Gelingen einer Erneuerbaren Wärme-wende getan werden muss. BEE-Positionspapier CO₂-Steuer mit Rückerstattungsmodell in der Wärmeversorgung. Berlin
- Bemmann, R. (2012): Betriebserfahrungen mit einem geothermische an Heizwerk. Bericht ERDWÄRME Neustadt-Glewe GmbH.
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2015): Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfüg-barkeit von Energierohstoffen (19). 172 Seiten, Hannover.
- Binder, T., Leukefeld, T., Pauschinger, T., Miedaner, O. (2014): Solarthermie im Denkmalschutz – Handlungsmöglichkeiten für Hauseigner und Architekten. Im Rahmen des Förderprojekts UrbanSolPlus erstellte Fachinformation. Stuttgart
- BINE (2003): BINE Informationsdienst: Projektinfo Geothermische Stromerzeugung in Neustadt-Glewe. Projektinfo 09/2003, 4 Seiten. FIZ Karlsruhe GmbH (Herausgeber). <http://www.bine.info/publikationen/projektinfos/publika-tion/geothermische-stromerzeugung-in-neustadt-glewe/>.
- BINE (2013): BINE Informationsdienst: Elektrisch angetriebene Wärmepumpen – Aktuelle Ergebnisse aus Forschung und Feldtests. FIZ Karlsruhe GmbH (Herausgeber). BMWi Förderkennzeichen 0327401A, 0327393B, 0327841A, B. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/I_2013/themen_0113_internetx.pdf Abruf 19.05.2017.
- BINE (2015a): BINE Informationsdienst: Solarthermie in Fernwärme einspeisen. Information zum BMWi Forschungsvorha-ben „SWD.SOL“ – Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG, Fkz 03ET1269 A bis C, Verbundforschungsvorhaben, Laufzeit 1.5.2015 bis 30.4.2018. <http://www.bine.info/NTWSuebersicht/NTWS/solarthermie-in-fernwaermenetze-einspeisen/>. Abruf 29.12.2017.
- BINE (2015b): BINE Informationsdienst: Projektinfo Geothermische Stromerzeugung in Neustadt-Glewe. FIZ Karlsruhe GmbH, Bonn. <http://www.bine.info/publikationen/projektinfos/publikation/geothermische-stromerzeugung-in-neustadt-glewe/>, aufgerufen am: 17.07.2015.
- Bittermann, H. J. (2011): Aus industrieller Abwärme wird kommunale Nutzwärme. Erdöl Erdgas Kohle 127. Jg. Heft 10 (2011) S. 376 ff.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. Berlin, 44 Seiten.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): Abschlussbericht zum Forschungsvorha-ben 0329937A: "Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen - Aspekte der langfristigen Betriebssicher-heit und der zukünftigen Technologie geothermischer Anlagen in Deutschland"; gefördert durch das Bundesministe-rium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Zeitraum: 01.05.2004 - 31.12.2008.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 19. Dezember 2012, S. 99.

- BMVBS – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.) (2010): Berliner Gespräche zum Städtebau-recht. Band I: Bericht.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Sanierungsbedarf im Gebäudebestand. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015a): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wär-me-gesetz. November 2015. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015b): Marktanreizprogramm 2015: Kurzübersicht alle Technolo-gien. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/foerderung-im-marktanreizprogramm-2015-kfw.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Abruf 09.09.2016.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015c): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Nicht-amtliche Lesefassung vom 01. April 2015. Berlin
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016aa): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tabelle 7, Stand 17.10.2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016b): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internatio-nale Entwicklung im Jahr 2015, September 2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016c): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tabelle 26, Stand 03.03.2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016d): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tabelle 28, Stand 21.10.2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016e): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tabelle 8b, Stand 6.10.2016.; Tabelle 1, Stand 19.10.2016; Tabelle 7, 17.10.2016; Tabelle 7 a, Stand 17.10.2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016f): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015. Stand August 2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016g): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Tabelle 25, Stand 19.10.2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016h): Energiedaten – Gesamtausgabe, Grafiken. Stand Mai 2016. Berlin.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internatio-nale Entwicklung im Jahr 2016. Berlin, 80 Seiten.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017b): Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Gesetz zur Einspa-rung von Energie und zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. Bearbei-tungsstand: 23.01.2017. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/energieeinsparung_referentenentwurf_bf.pdf. Abruf 28.12.2017.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Energiedaten – Gesamtausgabe, Grafiken. Stand Januar 2018. Berlin
- Bobach, M. V. (2016): Solar District Heating and Heat Pump at Rye Kraftvarmewærk. Vortrag auf der 4th International Solar District Heating Conference. Billund 2016.
- Boissavy, C., Vernier, R. & Laplaige, P. (2013): Geothermal Energy Use, Country Update for France. Proceedings European Geothermal Congress 2013, 3-7 June 2013. Italien, Pisa.
- Boissavy, C., Rocher, P., Laplaige, P. & Brange, C. (2016): Geothermal Energy Use, Country Update for France. Proceedings European Geothermal Congress 2016, 19-24 Sept 2016. Frankreich, Strasbourg.
- Bollin, E., Huber, K., Mangold, D. (2013): Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen. BINE-Fachbuch. Stuttgart.

- Borodzina, O., Ratouis, T., Ungemach, P., Antics, M. (2012): Thermochemical Modelling of Cooled Brine Injection Into Low Enthalpy Sedimentary Reservoirs. GRC Transactions, Vol. 36, 151-157.
- Boyette, M. (2017): CO₂-Bepreisung in Frankreich. <https://energie-fr-de.eu/de/effizienz-flexibilitaet/nachrichten/le-ser/memo-zur-co2-bepreisung-in-frankreich.html>. Abruf 3.1.2018.
- Bracke, R., Bussmann, G., Knutzen, L.; Ignacy, R., Eicker, T., Hahn, F. (2016): Potentiale der tiefen Geothermie in NRW. Geothermische Energie, Heft 84, 2016/2, 34-35.
- BRGM und ADEME (2016): Géothermie Perspectives: <http://www.geothermie-perspectives.fr/>. Abruf 28.10.2016.
- Bröer, G. (2016): Dänemark: 1 Million Quadratmeter Solarkollektoren für Fernwärme. <https://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/article/34742/danemark-1-million-quadratmeter-solarkollektoren-fur-fernwaerme> Abruf 12.11.2016.
- Brosowski, A., Adler, P., Erdmann, G., Stinner, W., Thrän, D., Mantau, U., Blanke, C., Mahro, B., Hering, T., Reinholdt, G. (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland. DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH. FNR (Hrsg.) Gülzow. Leipzig.
- Broßmann, E., Koch, M. (2005): First Experiences with Geothermal Power Plan in Neustadt-Glewe (Germany). Proceedings World Geothermal Congress 2005. Türkei, Antalya.
- Bruckner T. (2017): Kommunale Energieversorger: Gewinner oder Verlierer der Energiewende ? WISO-Diskurs 4/2017. Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn.
- Bruns, E., Futterlieb, M., Ohlhorst, D., Wenzel, B. (2012): Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive? Z. Energiewirtschaft 36: 159-172
- Bruns, E., Futterlieb, M., Ohlhorst, D., Wenzel, B. (2012a): Netze als Rückgrat der Energiewende. Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze. Universitätsverlag der TU Berlin.
- BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2015): Gesetzesentwurf zur Kraft-Wärme-Kopplung blockiert solare Fernwärme. <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/gesetzesentwurf-zur-kraft-waerme-kopplung-blockiert-solare-fernwaerme.html>. Abruf 16.11.2017.
- Büdenbender, U. (2011): Die kartellrechtliche Kontrolle der Fernwärmepreise. Düsseldorf Schriften zum Energie- und Kartellrecht; Bd. 17. etv Energieverlag, Essen
- Bürger, V., Hesse, T., Palzer, A., Köhler, B., Herkel, S., Engelmann, P. (2017): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Energieeffizienzpotenziale und die Auswirkungen des Klimawandels auf den Gebäudebestand. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Hrsg.: Umweltbundesamt. CLIMATE CHANGE 26/2017.
- Bugarel, F. (2012): Recent geothermal projects within the Paris Basin. Präsentation International Geothermal Conference. Freiburg.
- BUND (2007): Strom und Wärmeherzeugung aus Geothermie – Anforderungen an die Produktionsprozesse aus ökologischer Sicht. Positionspapier 42 BUND. Berlin.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2017): Wärmenetze 4.0. http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html. Abruf 19.12.2017.
- Bundesgerichtshof (2008): Urteil vom 29.04.2008, KZR 2/07, Beschluss vom 10.12.2008 – KVR 2/08
- Bundeskartellamt (2012): Sektoruntersuchung Fernwärme – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – August 2012. Bonn.
- Bundeskartellamt (2017): Verfahren gegen Fernwärmeversorger abgeschlossen. Pressemeldung vom 14.02.2017. https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2017/14_02_2017_Fernwaerme.html?sessionid=2488382AB8E01D54189D8975EC21CD55.2_cid371?nn=3591568 . Abruf 16.12.2017.
- Bundesnetzagentur (2010): Jahresbericht 2009.
- Bundesnetzagentur (2016): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Stand 1.8.2016
- Bundesrat (2012): Stellungnahme des Bundesrates vom 11.05.2012. BR-Drs. 176/12 (Beschluss), S. 7

- Bundesverwaltungsgericht (2005): Anschluss- und Benutzungszwang; privatrechtliche Ausgestaltung des Benutzungsverhältnisses. BVerwG 8 CN 1/04. Urteil vom 06.04.2005. Leipzig
- Bundesverwaltungsgericht (2016): Bundesrechtliche Ermächtigung zu Anschluss- und Benutzungszwang an kommunale Fernwärmeversorgung. BVerwG 10 CN 1.15. Urteil vom 08. September 2016. Leipzig
- BVG – Bundesverband Geothermie (2012): Agrothermie: Landwirtschaftliche Nutzflächen als Energiequelle. <http://www.geothermie.de/NTWS-anzeigen/2012/10/22/agrothermie-landwirtschaftliche-nutzflächen-als-energiequelle.html>. Abruf 2.6.2017.
- BVG – Bundesverband Geothermie (2015): Wissenswelt, Lexikon der Geothermie. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon.html>. Abruf 17.07.2015.
- BVG – Bundesverband Geothermie (2016): Lexikon der Geothermie: Ursprung geothermischer Energie. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie/ursprung-geothermischer-energie-und-geothermischer-gradient.html>. Abruf 23.08.2016.
- BVG – Bundesverband Geothermie (2016a): Stellungnahme zum Klimaschutzplan 2050. http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/bundesverband/presse/Positionspapiere/20160930_BVG_Stellungnahme_Klimaschutzplan_2050.pdf. Abruf 23.05.2017.
- BVG – Bundesverband Geothermie (2017a): Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland, Stand Oktober 2017. http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2017_01.pdf. Abruf 18.12.2017.
- BVG – Bundesverband Geothermie e.V. (2017b): Lexikon der Geothermie: EGS. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/e/egs.html>. Abruf 11.12.2017.
- BWP – Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2018): Absatzzahlen zu Heizungswärmepumpen in Deutschland 2011 bis 2017; https://www.waermepumpe.de/uploads/media/2018-01_AbsatzzahlenHWP_2011-2017.jpg. Abruf 21.02.2018.
- BWP – Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2018a): Pressemitteilungen zu den Absatzzahlen seit 2007, <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>. Abruf 21.02.2018.
- bz Basel (2018): Geothermie-Pionierprojekt wird ausgebaut – Gibt es in Riehen bereits 2021 erste Testbohrungen? <https://www.bzbasel.ch/basel/basel-stadt/geothermie-pionierprojekt-wird-ausgebaut-gibt-es-in-riehen-bereits-2021-erste-testbohrungen-132296678>. Abruf 11.04.2018.
- Carus, M., Raschka, A., Fehrenbach, H., Rettenmaier, N., Dammer, L., Köppen, S., Thöne, M., Dobroschke, S., Diekmann, L., Hermann, A., Hennenberg, K., Essel, R., Piotrowski, S., Detzel, A., Keller, H., Kauertz, B., Gärtner, S., Reinhardt, J. (2014): Ökologische Innovationspolitik – Mehr Ressourceneffizienz und Klimaschutz durch nachhaltige stoffliche Nutzungen von Biomasse, Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, Forschungskennzahl 371093109, Dessau-Roßlau
- Claus, F., Hampe, J., Hinzke, L., Lühr, K., Paust, A., Renkamp, A., Versteyl, A. (2013): Mehr Transparenz und Bürgerbeteiligung. Prozessschritte und Empfehlungen am Beispiel von Fernstraßen, Industrieanlagen und Kraftwerken. Bertelsmann Stiftung. Gütersloh. https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/Mehr_Transparenz_und_Buergerbeteiligung.pdf.
- Clausen, J. (2013): Wärmenetze und Langzeitwärmespeicher als Schlüsseltechnologien der nachhaltigen Wärmeversorgung. Entwicklungspotenziale und Handlungsoptionen. Vertiefungsstudie im Rahmen des Vorhabens „Diffusionspfade“ im Rahmen der BMBF Bekanntmachung „Innovationspolitische Handlungsfelder für die nachhaltige Entwicklung“ im Rahmen der Innovations- und Technikanalyse. Berlin.
- Conim AG (2015): Wärmeverbund Riehen AG, Ökonomische Analyse einer direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung. Finaler Entwurf, Schlussbericht zuhanden des Bundesamtes für Energie. Schweiz, Bern.
- Danish Energy Agency (2013): Technology Data for Energy Plants: Individual Heating Plants and Energy Transport. 134 Seiten. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/old_technology_data_for_individual_heating_plants_and_energy_transport_aug2016.pdf

- Daikin (2007): Heizen und Kühlen mit Flusswasser. <http://www.daikin.de/fachinformationen/fachaufsatze/flusswasser/>. Abruf 01.06.2017.
- David A. (2016): Large Heat Pumps in European District Heating Systems, En+Eff 22nd International Trade Fair and Congress. Präsentation. Frankfurt.
- Degenhart, H., Nestle, U. (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Leuphana Universität Lüneburg. Im Auftrag von Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und Naturschutzbund Deutschland e.V. (BUND). Lüneburg, Kiel.
- Degering, D., Köhler, M. (2009): Natürliche Radionuklide in Anlagen der tiefen Geothermie. Der Geothermiekongress 2009. Bochum.
- Degering, D., Köhler, M., Friedrich, H.J. (2009): Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen – Teilprojekt: Mobilisierung und Ablagerungsprozesse natürlicher Radionuklide, Förderkennzeichen 0329937C, VKTA. Dresden.
- Degering, D., Köhler, M., Hielscher, M. (2011): Vorkommen und Verhalten natürlicher Radionuklide im Aquifer, im Fluid und in den Ablagerungen der Geothermieranlage Neustadt-Glewe. Zeitschrift für geologische Wissenschaften, 39 3/4: 275-290. Berlin.
- Degering, D., Köhler, M., Fleischer, K. (2013): Bilanzierung und Entsorgung radioaktiver Rückstände aus Geothermieranlagen. In: Der Geothermiekongress 14.-15.11.2013. Essen.
- Degering, D., Krüger, F., Scheiber, J., Wolfgramm, M., Köhler, M. (2015): Radionuclide Release in Geothermal Aquifers – the Role of Alpha Recoil. Proceedings World Geothermal Congress 2015. 19-25 April 2015. Australien, Melbourne.
- Deutscher Bundestag (2017): Drucksache 18/12226. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer, Christian Kühn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Drucksache 18/11826). Erneuerbare Energien und Abwärme-Nutzung in der Wärmeversorgung. Berlin. 04.05.2017
- Deutsches Institut für Urbanistik (2011): Klimaschutz in Kommunen – Praxisleitfaden, Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH, Berlin
- DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (2005): DIN EN 806-2:2005-6: Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen – Teil 2: Planung. Berlin
- DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (2016): DIN V 18599 – 1:2016-10: Energetische Bewertung von Gebäuden- Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs – Teil 1: Anhang A. Berlin
- DGG & DGGT (2015), „Empfehlungen Oberflächennahe Geothermie – Planung, Bau, Betrieb und Überwachung – EA Geothermie“ des Arbeitskreises "Geothermie" der Fachsektion Hydrogeologie (FH-DGG) und Fachsektion Ingenieurgeologie (FI-DGGT/DGG), Deutsche Gesellschaft für Geowissenschaft e.V. (DGG) und Deutsche Gesellschaft für Geotechnik e.V. (DGGT) (Hrsg.), Ernst & Sohn, Berlin
- DGS – Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (2012): Leitfaden für das SHK-, Elektro- und Dachdeckerhandwerk, Fachplaner, Architekten, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen, 9. Auflage, August 2012. Berlin-Brandenburg.
- Dommann, D. (1994): Die Fernwärme- und Fernkälteversorgung in der Freien und Hansestadt Hamburg, Hrsg. HEW. Hamburg.
- Doppelreiter, D. (2013): Tiefe Erdwärmesonde – nachhaltige, verlässliche und preisstabile Wärme. RAG Austria 18.04.2013. Augsburg.
- DREWAG (2015): Innovatives Heizen für Dresdener Wohnungen. http://web.gdw.de/uploads/pdf/veranstaltungen/vkukongress/3_Vortrag_Boerner.pdf. Abruf 16.10.2015.
- Dumas, P., Antics, M., Ungemach, P. (2013): Report on Geothermal Drilling. Deliverable 3.3 im Rahmen des EU-Projekts GEOELEC. Belgien, Brüssel.

- Dussel, M., Lüschen, E., Thomas, R.; Agemar, T., Fritzer, T., Sieblitz, S., Huber, B., Birner, J. & Schulz, R. (2016): Forecast for thermal water use from Upper Jurassic carbonates in the Munich region (South German Molasse Basin). *Geothermics*, 60, 13–30.
- DVGW (2004): Arbeitsblatt W 551 2004-04. Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen. Hrsg. DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn.
- DWD Deutscher Wetterdienst (2016): Klimadaten Deutschland Monatsmittel. Offenbach am Main
- EEX (2017): European Emission Allowances. <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2017/05/19>. Abruf 21.05.2017.
- EHPA European Heat Pump Association (2015): The World's Largest “Natural” District Heat Pump. <http://www.ehpa.org/about/NTWS/article/the-worlds-largest-natural-district-heat-pump>. Abruf 2.6.2017.
- Eicher + Pauli AG (2014): Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie; Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz. Im Auftrag des Verband Fernwärme Schweiz VFS. Schweiz, Niederrdorf.
- Eikmeier, B. (2015): Effiziente Verknüpfung der Wärme- und Stromversorgung. Perspektiven für Fernwärme, Wärmenetze und KWK. Vortrag auf dem Journalistenworkshop 30.09.2015: Kommt die Wärmewende mit der “Energieeffizienzstrategie Gebäude”? Berlin.
- Enerchange (2015): Informationsportal Tiefe Geothermie. Bruchsal. <http://www.tiefengeothermie.de/projekte/bruchsal>. Abruf 17.09.2015.
- EnEV (2017): Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist
- Ennuschat, J., Volino, A. (2009): §16 EEWärmeG und der kommunalrechtliche Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme. *Contracting und Recht (CuR) 2009*, S. 90ff. Düsseldorf. Bodak Verlag, 2009.
- Erdwärme Grünwald GmbH (2014): Wärmeverbund und Energieerzeugung in Grünwald – Perspektiven und Einsparpotenziale. Praxisforum Energie Bayern, Haus der bayerischen Wirtschaft, 08.10.2014. München.
- Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2012): Präsentation zu Betriebserfahrungen mit einem geothermischen Heizwerk.
- Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2015): Projektwebseite Erdwärme Neustadt-Glewe. <http://www.erdwaerme-neustadt-glewe.de/>. Abruf 15.07.2015.
- ESG – ES-Géothermie (2014): Industrieprojekt Tiefengeothermie ECOGI-Roquette, Präsentation Forum TRION am 16. Mai 2014. Freiburg.
- Exorka GmbH (2015): Entwicklung einer modular aufgebauten Kalina- oder ORC-Anlage zur geothermischen Stromerzeugung. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 0325263.
- Fellenberg, F., Schiller, G. (2013): in Gerstner (Hrsg.). *Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien*. Kap. 2. Berlin
- Fieger, C., Gruber, A., Köll, L., Mauch, W., Pletl, C. (2009): Innovative Wärmeversorgung für München-Freiham. *BWK Bd. 61* Nr. 3, 54-58.
- Figueroa, F. (2011): Energie schlummert im See. *Baublatt* Nr. 30. S. 22-24. 2011. Rüschlikon (CH)
- FKPE (2012): Ritter, J., Baisch, S., Fritschen, R., Groos, J., Kraft, T., Plenefisch, T., Plenkens, K., Wassermann, J., 2012. Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität - Positionspapier des FKPE. *Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft e.V.*, Nr. 3/2012, ISSN 0934-6554, S. 17-31.
- FKPE (2014): Forschungskollegium Physik des Erdkörpers (FKPE) AG Induzierte Seismizität. Empfehlungen zur Erstellung von Stellungnahmen zur seismischen Gefährdung bei tiefengeothermischen Projekten. Oktober 2014. <http://www.geophys.uni-stuttgart.de/agis/images/Milestones/milestone3.pdf>. Aufgerufen am 08.10.2015.

- Fortum Wärme AB (2016): Fortum kauft Abwärme von Rechenzentrum. 22.3.2016.
<https://www.opendistrictheating.com/fortum-kauft-abwar-me-von-rechenzentrum/>. Abruf 1.6.2017.
- Fouquet, D., Prall, U., Luhmann, J., Jelitte, A., Hoffmann, I., Zeiss, C., Maaß, W. (2010): Kubbier Rechtsanwälte, Wuppertal Institut, WM Consultant: Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU; Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 1. Juli 2009 bis 31. Dezember 2010; FKZ 03MAP163; S. 433 ff.
- FHH – Freie und Hansestadt Hamburg (2011): Gebührenordnung für die Verwaltung und Benutzung der öffentlichen Wege, Grün- und Erholungsanlagen vom 6. Dezember 1994, i.d.F. vom 29.11.2011, HmbGVBl. Nr 45 S. 501.
- Fraunhofer – Institut für System- und Innovationsforschung ISE (2013): Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2012 für das verarbeitende Gewerbe. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Karlsruhe.
- Frick, S., Schröder, G., Rychtyk, M., Bohnenschäfer, W., Kaltschmitt, M. (2007): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Endbericht Im Auftrag des Umweltbundesamts. Dessau-Roßlau.
- Frick, S., Kaltschmitt, M. (2009): Ökologische Aspekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der Umwelteffekte im Lebensweg – Erdöl, Erdgas, Kohle, 125, 1, 37-42.
- Friotherm (2005): Herstellerinformationen über die Wärmepumpenanlage in Malmö. Friotherm. Frauenfeld (Schweiz).
http://www.friotherm.de/webautor-data/41/SysavE006_UK-1.pdf. Abruf 2.6.2017.
- Friotherm (2007): Herstellerinformationen über die Wärmepumpenanlage in Helsinki. Friotherm. Frauenfeld (Schweiz).
http://www.friotherm.de/webautor-data/41/katri_vala_e012_uk-1.pdf. Abruf 2.6.2017
- Friotherm (2008): Herstellerinformationen über die Wärmepumpenanlage in Värtan-Stockholm. Friotherm. Frauenfeld (Schweiz). http://www.friotherm.de/webautor-data/41/vaertan_e008_de_12jun08web.pdf. Abruf 2.6.2017
- Fritzer, T., Settles, E., Dorsch, K. (2010): Bayerischer Geothermieatlas – Hydrothermale Energiegewinnung. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie. München.
- Fröhlich, T. (2009): Das 1. Interkommunale Geothermieprojekt in Deutschland ist auf stetigem Erfolgskurs. In: Geothermie in Bayern, 2009, München.
- Frost, J.A. (2010): Introduction of the Lineshaft Downhole Geothermal Pump to the European Industry. Second European Geothermal Review – Geothermal Energy for Power Production, S. 30-41. 21.-23.06.2010. Mainz.
- Frost, J.A. (2013): Downhole Lineshaft Pumps & Landau Case Study. Third European Geothermal Review – Geothermal Energy for Electrical Power Production, S. 35. June 24.-26.06.2013. Mainz.
- Furbo, S. (2016): Variations of yearly thermal performance of Danish solar heating plants measured and calculated. Vortrag auf der 4th International Solar District Heating Conference. Billund
- FVEE – ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (2015): Jahrestagung 2015 – Forschung für die Wärmewende, Vortrag von Moeck, I. (GFZ/TUM) und Kuckelkorn, J. (ZAE Bayern): „Tiefengeothermie als Grundlastwärmequelle in der Metropolregion München“. Berlin.
- Gabauer, A. (2000): Geowärme für Erding – Das Projekt und seine Geschichte. Geothermische Energie- Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V., Nr. 30/31, 8.Jahrgang/Heft 3/4, 1-6. Geeste.
- Gabauer, A. (2015): Elektronische Mitteilung von Alois Gabauer, Geschäftsleiter Zweckverband Geowärme Erding, vom 3.8.2015.
- Gabauer, A. (2016): Nutzung der Geowärme in Erding – Erfahrungen aus über 25 Jahren. Vortrag Praxisforum Geothermie Bayern, 05.10.2016, München.
- GZB – Internationales Geothermiezentrum Bochum (2017): Mit TRUDI in die Zukunft der Wärmeversorgung an Rhein und Ruhr. Meldung vom 14.12.17. <http://www.geothermie-zentrum.de/aktuelles-veranstaltungen/einzelansicht/artikel/mit-trudi-in-die-zukunft-der-waermeversorgung-an-rhein-und-ruhr.html>, Abruf am 10.04.18.
- GdW – Gesamtverband der Wohnungswirtschaft (2013): GdW Energieprognose 2050. Berlin

- Geisinger, W. (2013): Geothermie Unterhaching – Hohe Verfügbarkeit ist die Summe vieler, kleiner Schritte. Praxisforum Geothermie 08.10.2013. München.
- Geisinger, W. (2015): Telefonisches Gespräch mit Wolfgang Geisinger, Geschäftsführer Geothermie Unterhaching Produktions-GmbH & Co. KG, am 28.8.2015. Karlsruhe/Unterhaching.
- Gemeinde Kirchweidach (2015): Fernwärme Kirchweidach. <http://www.kirchweidach.de/index.php?id=0,176>. Abruf 17.07.2015.
- Gemis (2017): http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2017_GEMIS-Ergebnisse-Auszug.xlsx, Abruf 05.01.2018.
- Gemüsebau Steiner (2015): Website <http://www.gemuesebau-steiner.de/>. Abruf 21.07.2015.
- Gent, K., Brodt, E. (2013) Fernwärmeversorgung: kein Kontrollfreier Raum, in: Klees/Gent (Hrsg.), Festschrift für Peter Salje. Sonderdruck. Carl-Heymanns-Verlag. S. 158
- GEOenergie Kirchweidach GmbH (2012): Pressemeldung „Geothermie Kirchweidach- Pumpe läuft wieder, 06.08.2015.
- GEOenergie Kirchweidach GmbH (2015): Projektwebseite GEOenergie Kirchweidach. <http://www.geoenergie-kirchweidach.de>. Abruf 17.07.2015.
- Geo-Energie Suisse (2015): Das Multirissystem der Geo-Energie Suisse AG. <https://www.youtube.com/watch?v=bV163pozaZc>. Abruf 17.9.2015.
- GeORG-Projektteam (2013): Geopotenziale des tieferen Untergrundes im Oberrheingraben, Fachlich-Technischer Abschlussbericht des INTERREG-Projekts GeORG, Teil 1. – LGRB-Informationen, 28: 103 S.; Freiburg i. Br.
- Geothermie- Nachrichten (2012): Arnsberg: endlich heißes Wasser aus NRW's tiefstem Bohrloch. <http://www.geothermie-nachrichten.de/arnsberg-endlich-heisses-wasser-aus-nrws-tiefstem-bohrloch>. Abruf 17.07.2015.
- Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG (2012): Geothermie Unterhaching – Die umweltfreundliche, kommunale Energieversorgung der Zukunft. Unterhaching.
- Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG (2015a): Projektwebsite Geothermiekraftwerk Unterhaching. www.geothermie-unterhaching.de; aufgerufen am 09.07.2015.
- Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG (2015a): Projektdatenblatt Geothermiekraftwerk Unterhaching. [https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/EAD248405DF5B567C125766200357527/\\$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching%202015.pdf](https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/gfx/EAD248405DF5B567C125766200357527/$file/Datenblatt%20Geothermie%20Unterhaching%202015.pdf); aufgerufen am 09.07.2015
- Gibis, C., Weiß, J., Kühleis, C., Lünenbürger, B., Pfeiffer, D., Knoche, G., Landgrebe, J. (2016): Kompatibilität des Europäischen Emissionshandels mit interagierenden energie- und klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen. Hrsg.: Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Glashauser, M. (2015): Elektronische Mitteilung von Michael Glashauser, Technischer Leiter AFK-Geothermie GmbH, vom 06.10.2015.
- Gores, S., Jörß, W., Ralph Harthan, R. (2014): KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. Öko-Institut e.V. FKZ 371097198. Climate Change 2/2014. Dessau-Roßlau.
- Gorling, L. [Hrsg.] (2016): Verbundvorhaben „Störtief“, Teilprojekt A: Die Rolle von tiefreichenden Störungszonen bei der geo-thermischen Energienutzung. Endbericht, 92 Seiten.
- Gottschalk, K. (2009): Geothermieprojekt Aschheim-Feldkirchen-Kirchheim – Fernwärmenetz planen und verwalten mit KESSnet CRM und RIWA GIS-Zentrum. In: Tiefe Geothermie, Heft 64, 2009.
- Greller, M., Bieberbach, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65/8, 14-17.
- Griebler C., Kellermann C., Kuntz D., Walker-Hertkorn S., Stumpp C., Hegler F. (2015). Auswirkungen thermischer Veränderungen infolge der Nutzung oberflächennaher Geothermie auf die Beschaffenheit des Grundwassers und seiner Lebensgemeinschaften – Empfehlungen für eine umweltverträgliche Nutzung, Texte 54/2015.

- Grimm, M., Stober, I., Kohl, T., Blum, P. (2014): Schadensfallanalyse von Erdwärmesondenbohrungen in Baden-Württemberg. In: Grundwasser – Zeitschrift der Fachsektion Hydrogeologie. Published online. Berlin, Heidelberg.
- Grosse, R., Christopher, B., Stefan, W., Geyer, R., Robbi, S. (2017): Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. EUR28859, Publication Office of the European Union, Luxembourg. Doi:10.2760/24422 JRC109006
- Grote, L., Hoffmann, P., Tänze, G. (2015): Studie Abwärmenutzung – Potenziale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge. Saarbrücken.
- Gubo, B. (2015): Telefonisches Gespräch mit Bernhard Gubo, Geschäftsführer Geoenergie Bayern GmbH, am 09.10.2015. Karlsruhe /Regensburg.
- Gudmundsson, O., Thorsen, J.E., Brand, M. (2017): Cost analysis for Cold District Heating versus Low Temperature District Heating. Vortrag auf der 3rd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating. Copenhagen, 12-13. September 2017
- Guss, H., Zipp, A. (2015): Bestandserhalt und systemdienlicher Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Vorschläge zur KWKG-Novelle 2016. IZES. Saarbrücken
- Haarmann, W., van Strien, L. (1999): Applications of corrosion free tubulars: the choice for GRE. Case history: Melun l'Almont, France. Bulletin d'Hydrogéologie 17, 441-447.
- Hamm, V. (2013): The Dogger aquifer of the Paris basin: geothermal exploitation and Ile-de-France geothermal resource management both at well and regional scale. Präsentation GeoTHERM. Offenburg.
- hanseWassser (2013): Die Energiequelle aus dem Kanal – Senator Dr. Lohse nimmt Anlage zur Abwasserwärmenutzung in Betrieb. Pressemitteilung. hanseWasser Bremen GmbH. Bremen
- Hay, S., Mangold, D., Rühling, K. (2017): „EnEff:Wärme – DELFIN: Prognose der Auswirkungen dezentraler Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien und anderen Wärmeerzeugern in Fernwärmenetze“, Beschreibung des Verbundforschungsvorhabens DELFIN, Fkz 03ET1358 A bis C, gefördert durch Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Laufzeit 1.1.2016 bis 31.12.2018, in: Tagungsband des „1. Kongress ENERGIEWENDEBAUEN 2017, Hrsg. Forschungszentrum Jülich GmbH/Projekträger Jülich
- Heindl, P., Schüßler, R., Löschel, A. (2014): Ist die Energiewende sozial gerecht? In: Wirtschaftsdienst 7, S. 508-514. Hamburg.
- Henke, S., Kröper, T., Spannig, J., Zeisberger, J., Ziegler, F., Braunmiller, G., David, R., Jensch, W., Piotrowski, A., Giglinger, M., Langer, L., Richter, M., Weinmann, E. (2014): EnEff: Wärme. LowEx-Systeme: Breitenanwendung von Niedertemperatur-Systemen für eine nachhaltige Wärmeversorgung. Hrsg.: AGFW Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Forschung und Entwicklung. Heft 34. S. 339 ff. Frankfurt. 2014
- Henning, H.-M., Palzer, A. (2012): 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE). Freiburg. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/studie-100-erneuerbare-energien-fuer-strom-und-waerme-in-deutschland>. Abruf 04.09.2015.
- Henning, H.-M., Palzer, A. (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Fraunhofer – Institut für System- und Innovationsforschung ISE (2013). Freiburg. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf>. Abruf 04.09.2015.
- Henning, H.-M., Palzer, A. (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer – Institut für System- und Innovationsforschung ISE (2015). Freiburg. [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf). Abruf 22.12.2017.
- Hensel, P. (2013): Optimierung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen unter Berücksichtigung eines bestehenden Gasnetzes. Dissertation Universität Paderborn
- Henzelmann, T., Kohl, I., Henritzki, P., Anke, C.P. (2017): Focus – Wärmewende in Sicht. Hrsg. Roland Berger GmbH

- Hermelink, A., Lindner, S., von Manteuffel, B., Richter, S., Schad, S., Luchterhand, D., Kaiser, K., Trocha, K., Schulze-Darup, B., Weber, K. L. (2017): Energiekonzept Hamburg-Dulsberg. Erstellung eines energetischen Konzepts für das Quartier Dulsberg im Rahmen des Programms 432 der KfW. Auftraggeber: Freie und Hansestadt Hamburg – Behörde für Umwelt und Energie. Hamburg. 2017
- Herden, C., Gharadjedaghi, B., Rasmus, J., Gödderz, S., Geiger, S., Jansen, S. (2009): Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von Freilandphotovoltaikanlagen. - Endbericht - Stand Januar 2006. FKZ: 805 82 027 Hrsg. Bundesamt für Naturschutz. Bonn
- Hertle, H., Jentsch, A., Eisenmann, L., Brasche, J., Brückner, S., Schmitt, C., Sager, C., Schurig, M. (2016): Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050. FKZ 371016124. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg.
- Hielscher, M. (2015): Telefonisches Gespräch mit Mario Hielscher, Heizwerksleiter Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, am 07.10.2015. Karlsruhe/Schwerin.
- Hinrichs, T. (Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH) (2009): Intensivseminar Geothermie-Entwicklung von Tiefengeothermie-Projekten: Erfahrungsbericht zur Wärmenetzerweiterung in Neustadt-Glewe im Jahr 2009. München.
- Hirschberg, S., Wiemer, S., Burgherr, P. (2015): Energy from the earth: Deep geothermal as a resource for the future? TA-SWISS, Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung (Hg.) 2/15, Zürich.
http://www.vdf.ethz.ch/service/3654/3655_Energy-from-the-Earth_OA.pdf. Abruf 17.9.2015.
- Hoffmann, M., Epperlein, G., Korndörfer, S., Theil, S. (2014): Energieeffiziente Fernwärmeversorgung unter Nutzung der Wärme aus Grubenwässern und anderen natürlichen Wärmequellen. Westsächsische Hochschule Zwickau. BMWI Förderkennzeichen 0327481 A. Zwickau.
- Hofmann, F., Schimschar, S., Bettgenhäuser, K., Weissleder, U., Fröhlich, J., Horst, J. Hoffmann, P., Mahler, M., Breitschopf, B., Steinbach, J., Ragwitz, M., Bürger, V., Becker, L., Klinski, S. (2013): Ecofys, Izes, Fraunhofer ISI, Öko-Institut, Prof. Klinski. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 18 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz; beauftragt durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 28.02.2013. S. 294 ff
- IFEU (2018): EnEff: Wärme: NENIA – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme. <https://www.ifeu.de/projekt/nenia/> Abruf 09.02.2018.
- IINAS (Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien GmbH): Gemis Version 4.9.4; www.gemis.de (Stand 21.03.2017). Darmstadt
- Ilieva, D., Haderlein, S., Morasch, B. (2014): Grundwassergefährdungspotenzial von Additiven in Wärmeträgerflüssigkeiten aus Erdwärmesonden. Grundwasser 19: 263-274
- Informationsportal Tiefe Geothermie (2015): www.tiefengeothermie.de. Abruf 20.07.2015.
- Institut für den öffentlichen Sektor, KPMG (2016): Der „Konzern Kommune“ in der Krise?, Berlin.
- IUTA Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. (2002): Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung. Duisburg-Rheinhausen. 2002
- Janczik, S., Kaltschmitt, M., 2017, Ökologische Analyse und Bewertung der Umwelteffekte effizienzsteigernder Maßnahmen von ORC-Geothermieranlagen, Climate Change 06/2017
- Jäntsich, E., Seibt, P. und Kabus, F. (2002): 20 Jahre Geothermie in Waren (Müritz) – Praxiserfahrungen. Tagungsband 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland. Geothermische Vereinigung. Waren (Müritz)
- Jochum, P., Lempik, J., Böttcher, S., Stelter, D., Krenz, T., Mellwig, P., Pehnt, M., von Oehsen, A., Blömer, S. & Hertle, H. (2017): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich (Kurztitel: Anlagenpotenzial). Endbericht, Beuth Hochschule für Technik, Berlin & ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

- Jodocy, M., Kraml, M., Braun, V. & Wunsch, A. (2016): Verbundprojekt PETher (FKZ 0325761): Physikalische Eigenschaften von Thermalwasser unter In-situ-Bedingungen – Teilvorhaben B: Modellierung von Kennkurven zur Beschreibung physikochemischer Eigenschaften von Thermalwasser – Abschlussbericht Arbeitspaket I: Datenrecherche und Typisierung der Thermalwässer im Oberrheingraben und Süddeutschen Molassebecken. Karlsruhe (unveröffentlicht).
- Juhrich, K. (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. CLIMATE CHANGE 27/2016.
- Kahl, W. (2013): Kommunale Wärme- und Klimaaktionspläne. EurUP Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht. Jahrgang 11/2013. 184 ff.
- Kaltschmitt, M., Kayser, M. (1997): Potenziale geothermischer Energie in Deutschland. Glückauf 133, 683-689. Essen.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. [Hrsg.] (2006): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Verlag, Heidelberg, 4. Auflage.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.) (2013): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Verlag, Heidelberg, 5. Auflage.
- Kapp, B. (2014): Geothermieprojekt Kirchweidach- Herausforderungen/Erfahrungen und Aussicht. Praxisforum Geothermie Bayern 2014. Geoenergie Bayern. München.
- Kayser M., Kaltschmitt M. (1998): Potenziale hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen. Universität Stuttgart. Stuttgart.
- Kayser, M., Kaltschmitt, M. (1999): Energie- und Emissionsbilanzen der Geothermianlage Neustadt-Glewe und Riechen. GFZ Potsdam STR99/04, Geothermie Report 99-1, 193-206.
- Keiser, U. (2017): Tiefe Erdwärmesonden (TEWS): Als Plan B rentabel.- Geothermie Schweiz, 27. Jhg, Nr. 62, S. 22-23.
- Kirsch, R., Balling, N., Fuchs, S., Hese, F., Hjuler, M., Nielsen, L. H., Offermann, P., Poulsen, N. E., Rabbel, W. (2015): Erdwärme für die Region Südjütland – Schleswig. Abschlussbericht des INTERREG-Projekts GeoPower. Kiel.
- Kirchweidacher Energie GmbH (2014): Informationsveranstaltung zur Erweiterung des Fernwärmenetzes 2015, 25.11.2014. Kirchweidach.
- Knierim, R. (2007): Rücklauftemperatur: Ungehobener Schatz für Versorger und Kunden. Euroheat & Power 36. Jg. H. 3. Belgien, Brüssel.
- Kock, N. Kaltschmitt, M. (2012): Geothermisch erschließbare Niedertemperaturwärmesenken in Deutschland – Identifikation und Quantifizierung.- Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36 (3), 191–203.
- Körber, T. (2011): Drittzugang zu Fernwärmenetzen. Schriften des Instituts für Energiewirtschaftsrecht an der Friedrich-Schiller-Universität Jena. 2011. Jena
- Körber, T. (2016): Ausschreibung von Fernwärmenetzen nach Maßgabe des Kartellrechts? EWeRK 3/2016. S. 155 ff
- Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge an der Universität Leipzig, DKB Deutsche Kreditbank Aktiengesellschaft AG (2016): Strukturwandel im Energiemarkt: Implikationen für die Unternehmenstätigkeit der Stadtwerke, Leipzig/Berlin
- Krüger, M., Wurtmann, A., Zoch, D. (2007): Risikobewertung mikrobieller Korrosion im Heizkraftwerk Neustadt-Glewe. Projekt BGR-Erdwärme GmbH – Abschlussbericht. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Kuntz, D., Kübert, M., Walker-Hertkorn, S. (2017): Modellgestützte Quantifizierung der Auswirkungen geothermischer Anlagen auf den Untergrund als „Thermal-Impact Faktor“; Vortrag am Kolloquium „Grundwassererwärmung in urbanen Gebieten –(k)ein Problem?“, Umweltamt der Stadt Dresden, 7.11.2017
- Landeshauptstadt München (2013): Energiegerechte Stadtentwicklung in München. Chancen für den Bestand durch energetisch innovative Neubaugebiete in Freiham und Neuaubing. Hrsg: Landeshauptstadt München. Referat für Stadtplanung und Bauordnung
- LANUV – Landesanstalt für Natur, Umwelt- und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (2015): Potenzialstudie Erneuerbare Energie Teil 4 – Geothermie. Recklinghausen.

- Law, R. (2015): Geon – Low carbon, low risk heat. Firmenprospekt Geothermal Engineering Ltd, ARUP. England, London.
- LAWA – Bund/Länderarbeitsgemeinschaft Wasser [Hrsg.] (2011): Empfehlungen der LAWA für wasserwirtschaftliche Anforderungen an Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren. Dresden, 20 Seiten.
- Lerm, S. (2012): Mikroorganismen in geothermischen Aquiferen – Einfluss mikrobieller Prozesse auf den Anlagenbetrieb. Dissertation Universität Potsdam.
- Lerm, S., Westphal, A., Eichinger, F., Huenges, E., Würdemann, H. (2013): Interactions between chemical inhibitors, scale formation, corrosion and microbes at geothermal plants. Mineralogical Magazine – Goldschmidt Conference Abstracts, 77(5): 1589. England, Middlesex.
- Lenk, T., Rottmann, O., Grüttner, A., Albrecht, R. (2014): Finanzielle Bürgerbeteiligung – Instrument zur Sicherstellung kommunaler Leistungserbringung. Studie des Kompetenzzentrums Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und daseinsvorsorge e.V. für die Bertelsmann Stiftung. Gütersloh. <https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/publikationen/publikation/did/finanzielle-buergerbeteiligung/>. Abruf 17.11.2016.
- LEP Landesentwicklungsprogramm Rheinland-Pfalz (2008): Leitbild Erneuerbare Energien im LEP IV des Landes Rheinland-Pfalz. Landesentwicklungsprogramm V: Sicherung und Fortentwicklung der Infrastruktur. S. 159.
- LLUR – Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2012): Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes Erdwärmekollektoren – Erdwärmesonden Empfehlungen für Planer, Ingenieure und Bauherren. Schriftenreihe: LLUR SH – Geologie und Boden 18. Flintbek.
- Lohse, C. (2017): Environmental impact by hydrogeothermal energy generation in low-enthalpy regions, Renewable Energy (2017), doi: 10.1016/j.renene.2017.06.030
- Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., Giuglaris, E. (2010): 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France. Geothermics 39, 339–356.
- Lund, J.W. (2009): Development of Direct-Use Projects. Proceedings GeoFund – IGA Geothermal Workshop, 16-19 February 2009, Seiten 53-64. Türkei, Istanbul.
- Lund, W., Chiasson, (2007): Examples of combined heat and power plants using geothermal energy. Proceedings European Geothermal Congress 2007. Unterhaching.
- Lund, H., Werner, S., Wiltshire, S., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F., Mathiesen, B. V. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH) – Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy 68 (2014) 1-11
- Maaß, C., Sandrock, M., Weyland, R. (2015): Fernwärme und Verbraucherschutz. Praxisbericht für die Verbraucherzentrale Hamburg e.V. Gefördert durch das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. 2015
- Maaß, C., Sandrock, M., Weyland, R. (2015a): Solare Fernwärme im Planungs- und Umweltrecht. ZUR Zeitschrift für Umweltrecht 2/2015. S. 78-85
- Maaß, C., Sandrock, M. (2016): Planungs- und Genehmigungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermie in Baden-Württemberg, Hamburg Institut, erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens SolnetBW, Hamburg
- Mackowiak, T. (2017): Projektvorstellung „Optimierung des Wärmeverbundnetzes Ost der Hansewerk Natur GmbH“. Vortrag auf der 5. Sitzung des Forums Wärme des Erneuerbare Energien Cluster Hamburg EECH „Optimierung von Wärmenetzen“. Hamburg. 28.09.2017 nicht öffentlich
- Mahler, A. (1995): Geothermal Plant with Absorption Heat Pump in Thisted. Integration with Heat and Power Plant and Use for Heat Storage and Removal of CO₂. Dansk Olie og Naturgas A/S. Dänemark, Virum.
- Mahler, A. (2000): Geothermal Plant with Efficient Absorption Heat Pumps Driven by Incineration CHP Plant- Successful Injection in Sandstone Aquifer- Country Update Denmark. Proceedings Geothermal World Congress 2010. Japan, Kyushu-Tohoku.
- Mahler, A., Rogen, B., Ditlefsen, C., Nielsen, L.H., Vangkilde-Pedersen, T. (2013): geothermal Energy Use, Country Update for Denmark. European Geothermal Congress 2013. Italien, Pisa.

- Mahler, A. (2014): Danish Experiences with Operation of Deep Geothermal District Heating Plants. 7. Norddeutsche Geothermietagung. Hannover.
- Maier, M. (2016): Die kommunale Wärmeplanung – ein wichtiger Treiber der Wärmewende. AEE Agentur für Erneuerbare Energie (Hrsg.). Renew's Spezial Nr. 79. November 2016. Berlin
- Mangold, D., Riegger, M., Schmidt, T. (2007): Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus. Solites. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L. Stuttgart.
- Mangold, D., Miedaner, O., Primoudi Tziggili, E., Schmidt, T., Unterberger, M., Zeh, B. (2012): Technisch-Wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Wissenschaftlich-Technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus. Solites. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N. Stuttgart
- Mangold, D. (2014): Solarthermie und Wärmenetze – Marktperspektiven für Baden-Württemberg. Vortrag am Kongress „Energie und Energiespeichertechnologien – Forschung trifft Praxis“. Stuttgart: 24.11.2014
- Masella, A. (2014): Heat pumps for the exploitation of geothermal sources in Milano. Workshop on Geothermal Energy – Status and future in the Peri-Adriatic Area. 25-27 August 2014 – Veli Losinj, Kroatien.
- Matthes, C. (2016): Wärmewende. Energieeffizienz, Dekarbonisierung, Kraft-Wärme-Kopplung und die leitungsgebundene Wärmeversorgung, http://www.gruene-fraktion-bayern.de/sites/default/files/160722_fg_waerme_matthes.pdf. Abruf 12.11.2016.
- Mauch, W., Corradini, R., Wiesemeyer, K., Schwentzek, M. (2010): „Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55.Jg. (2010) Heft 9
- Mauthner, F., Herkel, S. (2016): Report Technology and Demonstrators – Technical Report Subtask C – Part C1. Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments. IEA Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments. Gleisdorf. 31. Januar 2016
- Mayor of London (2013): Londons zero carbon energy resource – Secondary heat. Summary report – July 2013. https://www.london.gov.uk/sites/default/files/gla_migrate_files_destination/031250%20GLA%20Secondary%20Heat%20-%20Summary%20Report_0.pdf. Abruf 1.6.2017.
- McDermott, C.I., Randriamanjatoa, A.L., Tenzer, H., Sauter, M., Kolditz, O. (2005): Pressure Dependent Hydraulic Flow, Heat Transport and Geo-thermo-mechanical Deformation in HDR Crystalline Geothermal Systems: Preliminary Application to Identify Energy Recovery Schemes at Urach Spa. Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24.-29. April 2005.
- Memmler, M., Schrempf, L., Hermann, S., Schneider, S., Pabst, J., Dreher, M. (2014), Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Hrsg.: Umweltbundesamt. Climate Change, 29/2014.
- Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., Schneider, S. (2017), Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Climate Change, 23/2017.
- Merkur (2017a): Größeres Heizwerk für mehr Leistung. <https://www.merkur.de/lokales/erding/erding-ort28651/groesse-res-heizwerk-fuer-mehr-leistung-9382658.html>. Abruf 29.1.2018.
- Merkur (2017b): Pilotprojekt gescheitert. <https://www.merkur.de/lokales/muenchen-lk/unterhaching-ort29619/kalina-kraftwerk-in-unterhaching-wird-stillgelegt-9444051.html>. Abruf 29.1.2018.
- Merten, F., Krüger, C., Nebel, A., Schüwer, D., Lechtenböhrer, S. (2014): Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme. Climate Change 08/2014.
- Michl, R., Ehrmann, K., Bader, M., Kurz, S., Reu, E., Krauß, K., Mangold, D., Primoudi Tziggili, E. (2013): Klimaschutzkonzept Crailsheim. Crailsheim

- Midderhoff, U. (2013): Projekt Geothermie- Energie für Arnsberg. Präsentation Stadtwerke Arnsberg, GeoTHERM. Offenburg.
- Milles, U. (2015): BINE Informationsdienst: Geologie im Molassebecken. FIZ Karlsruhe (Herausgeber). BMU Förderkennzeichen 0327503,0327573, 0325041. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2009/Projektinfo_10-2009/projekt_1009_internetx.pdf. Abruf 22.09.2015.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2014): Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Stuttgart.
- Mineraloelraffinerie Oberrhein, Stadtwerke Karlsruhe (2008): Projektmappe: Abwärme der Raffinerie entlastet die Karlsruher Umwelt. Mai 2008
- Mitschang, S. (2010): Die Umsetzung klimaschützender und energieeinsparungsbezogener Anforderungen in der Bauleitplanung und im Besonderen Städtebaurecht. ZfBR 2010. Heft 6, S. 534 ff.
- Moeck, I. (2015): Elektronische Mitteilung von Prof. Dr. Inga Moeck, Extraordinariat Geothermie, Ingenieur fakultät Bau Geo Umwelt, Technische Universität München, vom 11.11.2015.
- Monopolkommission (2010): Achtzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2008/2009. BT-Drs. 17/2600, Tz. 20 ff
- Monopolkommission (2012): Sondergutachten 63: Die 8. GWB-Novelle aus wettbewerbspolitischer Sicht. Tz. 113. http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s63_volltext.pdf. Abruf 4.1.2018.
- Müller, C. von Goerne, G., Zehner, B., Steuer, S., Jähne-Klingberg, F., Knopf, S., Kuhlmann, G., Project Group (2015) A 3D model of the North German Basin – challenges and approaches. EURO GEO 2015. Spanien, Barcelona.
- Müller, R. (1998): Einfluss elektromagnetischer Felder auf Kristallisationsvorgänge: Praktische Anwendungen der Schlammbehandlung von Kläranlagen und in Trinkwassersystemen. Dissertation ETH Zürich, Nr. 12644 <http://dx.doi.org/10.3929/ethz-a-001987748>.
- Müller-Pfannenstiel, K., Schweizer-Ries, P., Schäfer, B., Hösch, U. (2014): Handbuch für eine gute Bürgerbeteiligung, Planung von Großvorhaben im Verkehrssektor. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.), Berlin. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/handbuch-buergerbeteiligung.pdf>. Abruf 9.10.2015.
- Nast, M., Schulz, W., Steinbach, J., Bürger, V., Klinski, S. (2011): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zum EEWärmeG. FKZ 0327675A, Berlin 2011.
- Neumann, D., Morozova, D., Scheiber, J., Teitz, S., Würdemann, H. (2013): Characterization of microbial diversity of a geothermal plant after long-term shutdown periods. – Mineralogical Magazine – Goldschmidt Conference Abstracts, 77(5): 1841. England, Middlesex.
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146
- Nitsch, J. (2014): GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs - insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
- Novacki, J.-E. (2013): Large Water Source Heat Pumps – The Swedish Experience. Abruf: 10.11.2016
- Oberverwaltungsgericht Sachsen-Anhalt (2014): Normenkontrollverfahren Stadt Halberstadt. Urteil vom 10. April 2014 – 4 K 180/12. Magdeburg
- Oschatz, B., Pehnt, M. (2016): Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu_Endbericht_Weiterentwicklung_PEF2.pdf. Abruf 15.12.2017.
- Paar, A., Herbert, F., Pehnt, M., Ochse, S., Richter, S., Maier, S., Kley, M., Huther, H., Kühne, J., Weidlich, I. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Hrsg.: AGFW Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Forschung und Entwicklung. Heft 24. Frankfurt. 2014

- Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht 84. Berlin.
- Passauer Neue Presse (2015): Geothermie Kirchweidach: Nur Kleinanlage statt Großkraftwerk. Online veröffentlicht am 02.01.2015.
- Pauschinger, T. (2014): SOLNET.BW - Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg.-Zwischenbericht. Förderkennzeichen BWE 13027 – BWE 13030. Stuttgart
- Pehnt, M., Bödeker, J., Arens, M., Jochem, E., Idrissova, F. (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg.
- Pehnt, M., Nast, M., Götz, C. Blömer, S., Barckhausen, A., Schröder, D., Miljes, R., Pottbäcker, C., Breier, H., Nabe, C., Lindner, S., Dannemann, B., Wenzel, T., Wünsch, M. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0. Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen. Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi. Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln.
- Persdorf, P., Ruesch, F., Haller, M.Y. (2015): Optionen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen. Schlussbericht des Projekts RegenOpt, Im Auftrag des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich
- Peschel, T. (2010): Solarparks – Chancen für die Biodiversität. Erfahrungsbericht zur biologischen Vielfalt in und um Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Hrsg. AEE. Berlin
- Pfalzwerke (2015): Geothermie-Projekt Insheim. Kraftwerk. <http://www.geothermie-insheim.de/index.php/das-kraftwerk>. Abruf 17.09.2015.
- Pfnür, A., Oschatz, B., Winiewska, B., Mailach, B. (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Forschungscenter Betriebliche Immobilienwirtschaft (FBI) an der Technischen Universität Darmstadt; ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH. Darmstadt, Dresden.
- Plenefisch, T., Brückner, L., Ceranna, L., Gestermann, N., Houben, G., Tischner, T., Wegler, U., Wellbrink, M., Bönnemann, C. (2015), Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen, Texte 104/2015.
- PWC Pricewaterhouse Coopers (2016): Finanzierungsfähigkeit kommunaler Energieversorger, Kennzahlenanalyse 2009–2014 und Finanzierungsstrategien für die Branche, Düsseldorf
- Ratiodomo Ing.-GmbH, Averdung Ingenieurgesellschaft GmbH, Hamburg Institut (2018): Vorschläge zur Erstellung eines „Programms zur Entwicklung von Wärmenetzen in der Planungsregion Vorpommern“. Nienhagen
- Reidt, O. (2012): Vergabe – und unionsrechtliche Vorgaben für die Verlegung und den Betrieb von Fernwärmeleitungen im öffentlichen Straßenraum. RdE 8/2012. S. 265-308
- Reimer, U. (2015): Telefonisches Gespräch mit Udo Reimer, Stadtwerke Waren, Abteilungsleiter Gas, Wasser, Fernwärme am 07.09.2015. Karlsruhe/Waren (Müritz).
- Rheinpfalz (2015): Suche nach Leck bei Landauer Kraftwerk, Artikel in DIE RHEINPFALZ – NR. 20 vom 24.1.2015.
- Richter, B. (2011): The Economic Sustainability of Geothermal Heat and Electricity Generation in Germany – The Unterhaching Pilot Project. Präsentation GeoPower Europe, 06.12.2011, Mailand (Italien).
- Richter, B. (2014): Wärmeauskopplung aus Tiefengeothermiekraftwerk ohne finanzielle Nachteile. Beitrag „Der Geothermiekongress DGK 11.-13.11.2014“. Essen.
- Richter, B., Stiehler, W. (2015): Branchenanalyse Fernwärme 2015. Rödl & Partner GbR. Nürnberg.
- Riegger, M., Heidinger, P., Lorinser, B., Stober, I. (2012): Auswerteverfahren zur Kontrolle der Verfüllqualität in Erdwärmesonden mit faseroptischen Temperaturmessungen. Grundwasser. 17 (2), 91–103.
- RHI Renewable Heat Incentive (2017): <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/non-domestic-rhi>. Abruf 28.12.2017.

- RLI – Reiner Lemoine Institut gGmbH (2012): Szenarioberechnung einer Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien. Im Auftrag der Fraktionen BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag und im Abgeordnetenhaus. Berlin.
- Rogen, B., Ditlefsen, C., Vangkilde-Pedersen, T., Nielsen, L.H., Mahler, A. (2015): Geothermal Energy Use, 2015 Country Update für Denmark. Proceedings World Geothermal Congress 2015. Australien, Melbourne.
- Dalla Rosa, A.; Li, H.; Svendsen, S.; Werner, S.; Persson, U.; Ruehling, K.; Felsmann, C.; Crane, M.; Burzynski, R.; Bevilacqua, C. (2014): DHC Annex X report: Toward 4th Generation District Heating: Experience and Potential of Low-Temperature District Heating.
- Rühling, K., Felsmann, C., Gnüchtel, S., Rhein, M., Robbi, S., Groß, S. (2010): LowEX-Fernwärme – Absenkung der Netztemperatur zur Verbesserung der Einsatzchancen regenerativer Energien. Dresden.
- Rühling, K., Gnüchtel, S., Felsmann, C., Heymann, M.; Rosemann, T. (2015): DEZENTRAL – Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie, BMWI Forschungsvorhaben 03ET1039B, Teilbericht des Verbundpartners Institut für Energietechnik, TU Dresden
- Sandrock, M., Maaß, C. (2014): Handlungsoptionen der kommunalen Energiepolitik zur Förderung der Solarthermie unter besonderer Berücksichtigung des Denkmalschutzes im Mehrfamilienhausbereich. Ausarbeitung des Hamburg Instituts im Rahmen des Förderprojekts UrbanSolPlus. Hamburg
- Sandrock, M., Maaß, C., Schaeffer, R. (2015): Fernwärme 3.0 – Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. Hamburg Institut. Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Hamburg.
- Sandrock, M. (2015): Wärmenetze als Rückgrat einer nachhaltigen kommunalen Energiepolitik“ in: IBA Hamburg GmbH (Hrsg.): Energieatlas Wilhelmsburg –Werkbericht 1. Hamburg.
- Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S. (2016): Solare Wärmenetze – Klimaschutz zu stabilen Kosten, EuroHeat&Power 45 (2016) S. 34-36
- Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Kaufmann, C., Fuß, G., Sørensen, P. A., Jensen, L.L., Radmann, K. (2016a): Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg. Teil 1: Handlungsoptionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks Wedel. Gutachten im Auftrag der Behörde für Umwelt und Energie der Freien und Hansestadt Hamburg.
- Schädle, K.-H. (2009a): Saubere Energie von Riehen für Riehen – Erdwärmenutzung Gegenwart und Zukunft. Gruneko AG. Schweiz, Basel.
- Schädle, K.-H.: (2009b): Nutzen wir die Saubere Energie auf der wir sitzen, Geothermie – Wärmeverbund Riehen. Gruneko AG. Schweiz, Basel.
- Schädle, K.-H. (2014): Erfahrungen aus 20 Jahren Geothermie Riehen. Gruneko AG. Schweiz, Basel. Trinationales Oberrhein- Forum 2014. Freiburg.
- Schädle, K.-H. (2015): Telefonisches Gespräch mit Karl-Heinz Schädle, Gruneko AG, Technischer Leiter Erdwärme Riehen am 30.7.2015. Karlsruhe/Riehen.
- Schäfer, K., Mangold, D., Pauschinger, T. (2015): DEZENTRAL – Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie, BMWI Forschungsvorhaben 03ET1039C, Teilbericht des Verbundpartners Solites, Stuttgart
- Schallenberg, K., Menzel, H., Erbas, K. (1999): Das Geothermische Heizwerk Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996. GFZ Potsdam STR99/04, Geothermie Report 99-1, 9-16.
- Schallenberg, K., Menzel, H. (1999): Leistung der Unterwassermotorpumpe im Betriebsjahr 1996. GFZ Potsdam STR99/04, Geothermie Report 99-1, 29-38.
- Schiffle, A., Bohnenschäfer, W., Louca, K., Reichmuth, M. (2015): Leipziger Institut für Energie GmbH. Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2014. Für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Leipzig.

- Schlesinger, M.; Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Koziel, S., Ley, A., Piégsa, A., Seefeldt, F., Straßburg, S., Weinert, K., Lindenberg, D., Knaut, A., Malischek, R., Nick, S., Panke, T., Paulus, S., Tode, C., Wagner, J., Lutz, C., Lehr, U., Ulrich, P. (2014): Entwicklung der Energiemärkte-Energiereferenzprognose. Endbericht für das BMWi. Basel, Köln, Os-nabrück. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energierefe-renzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Abruf 6.9.2015.
- Schmidt, T., Mangold, D. (2003): Status der solaren Nahwärme in Deutschland. Status-Tagung „Solare Kombianlagen für Mehrfamilienhäuser im europäischen Vergleich“. 14.11.03. Graz, Österreich
- Schmidt, T., Mangold, D. (2013): Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher – das dänische Pilotprojekt „SUNSTORE 4“. Symposium Thermische Solarenergie. Bad Staffelstein
- Schmidt, M.; Fuchs, A. L., Kelm, T., Abdalla, N., Bergk, F., Fehrenbach, H., Jamet, M., Lambrecht, U., Mellwig, P., Pehnt, M., Vogt, R., Bürger, V., Dehoust, G., Förster, H., Greiner, B., Hennenberg, K., Scheffler, M., Wiegmann, K., Elsland, R., Fleiter, T., Maaß, C., Sandrock, M., Nitsch, J. (2017): Energie- und Klimaschutzziele 2030. https://um.baden-wuert-temberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/4_Klima/Klimaschutz/170928_Endbe-richt_Energie- und Klimaschutzziele_2030.pdf. Abruf 9.2.2018
- Schmitt, F. Caspar, J., Holler, S. (2014): EnEff Wärme – Kostengünstiger Fernwärmetransport für den effektiven Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. MVV Energie AG. Hrsg.: AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.. Frankfurt/M.
- Schreiber, S., Lapanje, A., Ramsak, P. & Breembroek, G. [Eds.] (2016): Operational issues in Geothermal Energy in Europe: Status and Overview. Geothermal ERA NET Coordination Office, Reykjavík. <http://www.geothermaleranet.is/publication/reports/>.
- Schuberth, J., Tschetschorke, K. (2013): Strom- und Wärmeversorgung einer Siedlung bei unterschiedlichen Energieeffizienz-Standards. Climate Change 10/2013. http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_10_2013_stro-m-und-warmeverversorgung_einer_siedlung_bf_0.pdf.
- Schulz, R.; Jobmann, M. (1989): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im Süddeutschen Molassebecken, Teilgebiet: Hydrogeothermik; Final Report, Archive Number 105040; Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Hannover.
- Schulz, R., Suchi, E., Öhlschläger, D., Dittmann, J., Knopf, S., Müller, C. (2013): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie – Endbericht. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik. Hannover.
- Schulz, W., Brandstätt, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und angewandte Materialforschung (IFAM). Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW). Bremen. http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Waermeflexibilitaeten.pdf. Abruf 04.09.2015.
- Schulz, W., Nast, M. (2011): Dänemark bindet hohe Anteile erneuerbarer Energien – Umbau der Stromversorgung mit Wärmenetzen. In: Euroheat and Power / Fernwärme International, 40. Jg. (6), S. 26-31. Belgien, Brüssel.
- Seibt, A., Naumann, D., Hoth, P. (1999): Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern- Konsequenz für den Anlagenbetrieb. GFZ Potsdam STR99/04, Geothermie Report 99-1, 63-86.
- Seibt, A., Thorwart, K. (2011): Investigations into the Gas Phase of Geothermally Exploited Deep Waters and their Relevance for the Operation of Geothermal Plants. Z. geol. Wiss. 39 (2011) 3-4: 261-274. Berlin.
- SmartReFlex (2015): Smart and flexible 100% renewable district heating and cooling systems for European cities. AGFW, solites, Hamburg-Institut, Ambiente Italia et al. Rom. <http://www.smartreflex.eu/>. Abruf 04.09.2015.
- Solar District Heating (2012): Solar district heating guidelines. Collection of fact sheets. WP3 -D3.1 & D3.2. http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf. Abruf 04.09.2015.

- Solar District Heating (2018): Solare Wärmenetze – Solare Nah- und Fernwärme in Deutschland und in Baden-Württemberg, <http://solar-district-heating.eu/bw/SolareW%C3%A4rmenetze.aspx>, Abruf 21.02.2018.
- Solarthermalworld (2018): Solar Thermal Shows Highest Energy Yield Per Square Metre, <http://www.solarthermal-world.org/content/solar-thermal-shows-highest-energy-yield-square-metre>, Abruf 21.02.2018
- Solites (2018a): Saisonalspeicher.de | Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung. <http://www.saisonalspeicher.de>. Abruf am 21.11.2018
- Solites (2018b): SDH Online-Rechner. <http://www.sdh-online.solites.de>. Abruf am 21.11.2018
- SolnetBW (2015): Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategien. Solites, AGFW, KEA, IER, Hamburg Institut. http://www.hamburg-institut.com/images/pdf/forschungsberichte/150701_SolnetBW_web.pdf. Abruf 21.12.2017.
- Stadt & Werk (2017): Thüringen: Ziel klimaneutraler Freistaat. 5.4.2017 http://www.stadt-und-werk.de/meldung_26128_Ziel%3A+Klimaneutraler+Freistaat.pdf. Abruf 6.6.2017.
- Stadt Arnsberg (2015): Energiewende in der Stadt Arnsberg. <http://www.arnsberg.de/stadtwerke/geothermie.php>. Abruf 17.07.2015.
- Stadtentwicklungsamt Berlin (2014): Bezirksamt Friedrichshain-Kreuzberg von Berlin, Stadtentwicklungsamt, Merkblatt. Mit der Bitte um Beachtung bei der Planung von Bauvorhaben. Frühe Bürgerbeteiligung gem. § 25 Abs. 3 des Verwaltungsverfahrensgesetzes. Stand: 18.08.2014. <https://www.berlin.de/ba-friedrichshain-kreuzberg/politik-und-verwaltung/aemter/stadtentwicklungsamt/aktuelles/fruehe-buergerbeteiligung-gemaess-25-abs-3-des-verwaltungsverfahrensgesetzes-bei-der-planung-von-bauvorhaben-167640.php>. Abruf 04.12.2015.
- Stadtwerke Arnsberg (2012): Tiefengeothermie- eine zukunftsfähige Energieversorgung für Arnsberg. <http://www.stadtwerke-arnsberg.de/energie/tiefengeothermie.html>. Abruf 17.07.2015.
- Stadtwerke Crailsheim GmbH (2015a): Solare Nah- und Fernwärme, Fallbeispiel Crailsheim Hirtenwiesen, Typ: Solares Wärmenetz mit Langzeitwärmespeicher und hohen solaren Deckungsanteilen für Wohngebiete und Quartiere. http://solar-district-heating.eu/Portals/21/20150210_SolnetBW_Anlagensteckbrief_Crailsheim.pdf. Abruf 06.10.2015.
- Stadtwerke Crailsheim GmbH (2015b): Technik, Ökologie und Lebensqualität im Einklang – Das Crailsheimer Solarthermie-Projekt im Überblick. http://www.stw-crailsheim.de/fileadmin/images/top-themen/projekt-solaranlage-crailsheim/SWCR_Broschuere_thermische_Solaranlage.pdf. Abruf 06.10.2015.
- Stadtwerke Karlsruhe (2015): <http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka-de/aktuelles/2014/05/20140513.php>. Abruf am 10.10.2015.
- Stadtwerke Prenzlau GmbH, Geothermie Neubrandenburg GmbH (o.J.): Fernwärmekonzept Innenstadt Prenzlau. (Kurzfassung). Prenzlau.
- Stadtwerke München (2015): Fernwärme und Rücklauftemperatur in modernen Niedertemperaturnetzen. Broschüre. <https://www.swm.de/dam/jcr:7821c04d-9a95-44bf-9edb-2792c8c89f28/broschuere-fernwaerme-ruecklauftemperatur.pdf> Abruf 21.12.2017
- Stadtwerke Waren GmbH (2015): Projektbeschreibung der Geothermieranlage Waren (Müritz). <http://www.stadtwerke-waren.de/03.02.01.html>. Abruf 15.07.2015.
- Stober, I. (2006): Geothermische Verhältnisse und Nutzungsarten im Oberrheingraben. Präsentation: Trinationale Konferenz zur Geothermie. 03.05.2006, Europapark. Rust.
- Stober, I. & Jodocy, M. (2011): Geothermische Nutzhorizonte im westlichen Teil des Süddeutschen Molassebeckens.- Z. geol. Wiss., 39, 3/4; 161-172.
- Stober, I., Fritzer, T., Obst, K., Agemar, T., Schulz, R. (2016): Tiefe Geothermie – Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland, Hannover.

Süddeutsche Zeitung (2015): Die Münchner müssen sich keine Sorgen machen.

<https://www.sueddeutsche.de/muenchen/erdwaerme-fuer-muenchen-schatzsuche-per-schall-1.2719650-2>. Abruf: 25.11.2018

Süddeutsche Zeitung (2017a): Wasser auf die Mühlen.

<http://www.sueddeutsche.de/muenchen/landkreismuenchen/bilanz-wasser-auf-die-muehlen-1.3780840>, Abruf 29.1.2018.

Süddeutsche Zeitung (2017b): Brisantes Geschäft.

<http://www.sueddeutsche.de/muenchen/landkreismuenchen/gruenwaldunterhaching-brisantes-geschaeft-1.3789111>. Abruf 29.1.2018

Süddeutsche Zeitung (2017c): Pech aus der Tiefe.

<http://www.sueddeutsche.de/muenchen/landkreismuenchen/erdwaerme-pech-aus-der-tiefe-1.3793768>, Abruf 29.1.2018

Sun, H., Feistel, R., Koch, M., Markoe, A. (2008): New equations for density, entropy, heat capacity, and potential temperature of a saline thermal fluid. – Deep-Sea Research, I, 55, 1304-1310.

Tischner, T., Pfender, M., Teza, D. (2006): Abschlussbericht zum Vorhaben 0327097 „Hot Dry Rock Projekt Soultz: Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage“, 87 Seiten.

Thorwart, K. & Wolfgramm, M. (2016): Forschungsvorhaben 0325716A „PETher – Physikalische Eigenschaften von Thermalwasser unter In-situ-Bedingungen“: Typisierung von Thermalwässern im Norddeutschen Becken (NDB) sowie Auswahl von Standorten. 52 Seiten, Neubrandenburg (unveröffentlichter Zwischenbericht).

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (2017): Mehr Klimaschutz in Thüringen: Kabinett leitet Entwurf für Klimagesetz jetzt an den Landtag weiter. <http://www.thueringen.de/th8/tmuen/aktuell/presse/102336/index.aspx> Abruf 5.01.2018

Tomerius, S. (2013): Der Anschluss- und Benutzungszwang für kommunale Nah- und Fernwärmesysteme. ER 2/13 S. 61ff

UM BaWü (2009): Arbeitshilfe zum Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Grundwasserwärmepumpen für Ein- und Zweifamilienhäuser oder Anlagen mit Energieentzug bis zirka 45.000 kWh/a. Umweltministerium Baden-Württemberg. Stuttgart.

UM BaWü (2011): Leitlinien Qualitätssicherung Erdwärmesonden (LQS EWS), Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Stuttgart.

Umweltbundesamt (2012): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2012 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2010, Dessau-Roßlau, Juni 2012

Umweltbundesamt (2017): Wärmeverbrauch aus erneuerbaren Energien im Jahr 2016 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/11_abb_waermeverbrauch-ee_2017-09-29.png. Abruf 19.12.2017

Umweltbundesamt (2017a): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2016, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/erneuerbare_energien_in_deutschland_daten_zur_entwicklung_im_jahr_2016.pdf. Abruf 29.12.2017; Dessau-Roßlau

Umweltbundesamt (2017b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2016. Dessau-Roßlau.

UNECE – United Nations Economic Commission for Europe (2016): Specifications for the Application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) to Geothermal Energy Resources. United Nations, Geneva, Switzerland.

Ungemach, P. (2001): Insight into geothermal reservoir management. District Heating in the Paris Basin, France. GHC Bulletin, June 2001.

Ungemach, P. (2014): Best Drilling Practice in the Paris Basin. Präsentation GeoTHERM. Offenburg.

- Ungemach, P., Antics, M. (2015): Geothermal Well Drillings. Best Drilling Practice in the Paris Basin. Präsentation GeoTHERM. Offenburg.
- Ungemach, P., Borozdina, O. (2012): Geothermal District Heating (GDH) in the Paris Area. Case Study. Präsentation GeoTHERM. Offenburg.
- VEA Bundesverband der Energieabnehmer e.V. (2016): Fernwärme im Osten nach wie vor teurer als im Westen. 18.01.2016 <http://www.vea.de/presse/pressemitteilungen/presse/eintrag/detail/NTWS/fernwaerme-im-osten-nach-wie-vor-teurer-als-im-westen/> Abruf 1.6.2017
- VDI Nachrichten (2013): Tiefe Geothermie bringt Pumpen an ihre Leistungsgrenzen, Artikel von Thomas, T., 17.07.2015. <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Tiefe-Geothermie-bringt-Pumpen-an-Leistungsgrenzen>. Abruf 21.07.2015.
- VDI (2001): Richtlinie 4640 Blatt 2: Thermische Nutzung des Untergrundes, Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. Verein Deutscher Ingenieure e.V.. Düsseldorf.
- VDI (2010): Richtlinie 4640 Blatt 1: Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. Verein Deutscher Ingenieure e.V.. Düsseldorf.
- VDI (2014): Richtlinie 7000. Frühe Öffentlichkeitsbeteiligung bei Industrie- und Infrastrukturprojekten. Verein Deutscher Ingenieure e.V.. Düsseldorf.
- VDI (2015): Richtlinie 4640 Blatt 2 Entwurf: Thermische Nutzung des Untergrundes, Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen. Verein Deutscher Ingenieure e.V.. Düsseldorf.
- Vernier, R., Laplaige, P., Desplan, A. & Boissavy, C. (2015): France Country Update. Proceedings World Geothermal Congress 2015, 19-25 April 2015. Australien, Melbourne.
- VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2016): Stadtwerke und Bürgerbeteiligung. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/444.VKU_AEE_Broschuere_Buergerbeteiligung.PDF . Abruf 17.11.2016
- VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2016b): Zahlen, Daten, Fakten 2016: Kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen in Zahlen, Berlin
- VWH Vattenfall Wärme Hamburg GmbH (2016): Nutzung der Abwärme von Aurubis. 4. Sitzung des Energienetzbeirates Hamburg 10.11.2016. <http://www.hamburg.de/contentblob/7520636/c12163c37fde6d30f034b62b707a5bd9/data/d-anlage-5.pdf> Abruf 2.5.2017
- Wagegg, J., Trumpp, S. (2015): Freiflächen-Solaranlagen und Naturschutz – Eingriff oder Verbesserung im Vergleich zur Landwirtschaft. NuR (2015) 37. S. 851-821
- Wärmeverbund Riehen (2004): Energiestadt Riehen- European Energy Award Gold.
- Wärmeverbund Riehen AG (2014): Geschäftsbericht 2014. http://www.erdwaermeriehen.ch/media/de/dokumente/jahresbericht_wvr_2014.pdf . Abruf am 17.11.2016
- Wärmeverbund Riehen AG (2015): Website Wärmeverbund Riehen AG. <http://www.erdwaermeriehen.ch>. Abruf 21.07.2015.
- Wärmeverbund Riehen AG (2016): Geschäftsbericht 2015. http://www.erdwaermeriehen.ch/media/de/dokumente/Download/jahresbericht_wvr_2015_a3.pdf . Abruf am 17.11.2016
- Wagner, R., Weisskopf, T. (2014): Erdsondenpotenzial in der Stadt Zürich. Im Auftrag des Amtes für Hochbauten der Stadt Zürich
- Waren (Müritz) Heilbad (2012): Präsentation „Auf dem Weg vom ersten Geothermiestandort Deutschlands zum modernen Soleheilbad“. Geothermietag M-V IHK 18.09.2012. Neubrandenburg.
- Weimann, T. (2012): Das Geothermieprojekt Unterhaching: ein Beispiel für den Erfolg des Erneuerbaren Energien Gesetz EEG. Geothermie Bodensee, 23.05.2012. Schweiz, St. Gallen.

- Weinhold, N. (2016): Enormes Potenzial: Intelligentes Wärmekonzept eines Supermarkts. 22.05.2016. <http://www.erneuerbareenergien.de/enormes-potenzial-intelligentes-waermekonzept-eines-supermarkts/150/437/95508/> Abruf 1.6.2017
- Westholm, H., Sandrock, M., Kunz, C. (2015): Metaanalyse Energiewende im Wärmesektor. Forschungsradar Energiewende. Agentur für Erneuerbare Energien. Berlin.
- Wolff, D., Jagnow K. (2011a): Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen: Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung, Wolfenbüttel/Braunschweig, nur online unter www.delta-q.de. Abruf 17.11.2016
- Wolff, D., Jagnow, K. (2011b): Zukünftige Wärmeversorgung von Gebäuden. Nah- und Fernwärme: Aus- oder Rückbau?. In: TGA Fachplaner. Heft 09/2011, S. 26-29. http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/nah_und_fernwaerme_2011.pdf. Abruf 7.10.2015.
- Wolfgramm, M., Franz, M., Barth, G., Rauppach, K., Thorwart, K., Zimmermann, J. (2011): Relevanz der Sandsteinfazies im Norddeutschen Becken für die Produktivität von Geothermiebohrungen. Geothermiekongress 2011, Bochum.
- Wolfgramm, M., Franz, M., Agemar, T. (2014): Explorationsstrategie tiefer geothermischer Ressourcen am Beispiel des Norddeutschen Beckens. In: Bauer, M., Freeden, W., Jacobi, H., Neu, T. (Hrsg.) Handbuch Tiefe Geothermie: Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung. Springer. Berlin.
- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Hrsg. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin.
- Wünsch, W., Thamling, N., Peter, F., Seefeldt, F. (2011): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Prognos AG. Berlin. https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/111219_Prognos_Studie_AGFW_Waermespeicher_Integration_Erneuerbare_Energien_01.pdf. Abruf 8.1.2018
- Würtele, M. (2014): Tiefe Erdwärmesonde – ein gutes System nicht nur für Aachen, Arnsberg und Prenzlau. Präsentation Workshop TEWS und thermische Energiespeicherung, Stuttgart.
- Wulf, T., Brands, C., Günther, K., Meissner, P. (2012): Sachsen Bank Branchenszenarien Mitteldeutschland – Zukunftsszenarien für die Fernwärme in den neuen Bundesländern. Leipzig.
- Würdemann, H., Alawi, M., Lerm, S., Miethling-Graff, R., Mangelsdorf, K., Vetter, A., Vieth, A., Wandrey, M. (2010): Betriebssicherheit der geothermischen Nutzung von Aquiferen unter besonderer Berücksichtigung mikrobiologischer Aktivität und Partikelumlagerungen – Screening an repräsentativen Standorten (AquiScreen). Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 0327634.
- Würdemann, H. (2014): MiProTherm – Quantifizierung mikrobiologischer Stoffwechselprozesse zur Verbesserung des Prozessverständnisses in Bezug auf Scaling und Korrosion in geothermischen Anlagen. Endbericht zum Forschungsvorhaben 0325201.
- Würdemann, H., Westphal, A., Kleyböcker, A., Miethling-Graff, R., Teitz, S., Kasina, M., Seibt, A., Wolfgramm, M., Eichinger, F., Lerm, S. (2016): Störungen des Betriebs geothermischer Anlagen durch mikrobielle Stoffwechselprozesse und Erfolg von Gegenmaßnahmen. Grundwasser – Zeitschrift der Fachsektion Hydrogeologie, 21, 93–106.
- Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung (Hg.) (2015): Strom aus dem Untergrund. Kurzfassung der Studie von TA-SWISS Energy from the earth: Deep geothermal as a resource for the future? Zürich. [https://www.ta-swiss.ch/?redirect=getfile.php&cmd\[getfile\]\[uid\]=2732](https://www.ta-swiss.ch/?redirect=getfile.php&cmd[getfile][uid]=2732). Abruf 17.9.2015.
- Zepf, K. (2011): Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung. Euroheat & Power, März + April 2011, Sonderdruck 7032, S. 1-11. Frankfurt a.M.
- Zepf, K., Richter, S., Ziegler, R., Zieher, M., Floß, A. (2012): EnEff: Wärme – Exergetische Optimierung der Fernwärmeversorgung Ulm. Hrsg.: AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Forschung und Entwicklung - Heft 25. Frankfurt. 2014
- ZfK – Zeitung für kommunale Wirtschaft (2015): Steag baut Geothermieprojekt aus. 28. Juli 2015

- Ziesing, H.-J., Rohde, C., Kleeberger, H., Hardi, L., Geiger, B., Frondel, M., Janßen-Timmen, R., Sommer, S. (2016): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Berlin <http://www.ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html> Abruf 14.05.2017.
- Zimmer, R. (2015): Elektronische Mitteilung von Rainer Zimmer, Ministerialrat, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, vom 10.11.2015.
- Zentrum für Tiefengeothermie (ZTG) des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen; Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG); Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr; GeoEnergie Celle e.V. (2017): Geothermische Nachnutzung von Bohrungen, 23 Seiten.
- Zweckverband Geowärme Erding (2015): Projektwebseite Zweckverband Geowärme Erding. <http://www.geowaerme-erding.de/index.php>. Abruf am 16.07.2015.