

Gutachten

Perspektive der Fernwärme

Maßnahmenprogramm 2030

Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik

Im Auftrag des



Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.



Impressum

Autoren

Nils Thamling, Nora Langreder, Dominik Rau, Marco Wunsch (Prognos AG)
Christian Maaß, Dr. Matthias Sandrock, Gerrit Fuß, Paula Möhring, Dr. Alexandra Purkus,
Dr. Nikolai Strodel (Hamburg Institut)

Im Auftrag des

AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.

Abschlussdatum

November 2020

Titelfotos

©AdobeStock-fovito

©SWM

©iStock-senorcampesino

©AdobeStock-visivasnc

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
1 Management Summary	1
2 Ausgangslage und Zielsetzung	4
3 Ausbaupotenzial der Fernwärme	5
3.1 Technologien zur CO ₂ -freien Bereitstellung von Fernwärme	6
3.2 Entwicklung des Wärmemarktes bis 2050	8
3.3 Ausbaupfad der Fernwärme bis 2050	10
3.4 Energieträgerstruktur der zusätzlichen Fernwärmeerzeugung bis 2030	13
3.5 Investitionen und Förderbedarf bis 2030	16
4 Politikinstrumente	20
4.1 Vorüberlegungen	20
4.2 Politikinstrumente zur Transformation der Fernwärme	25
4.3 Übergeordnete Rahmenbedingungen für die Fernwärme	25
4.3.1 Schärfung der Preissignale	25
4.3.2 Wärmeplanung als strategisches Leitinstrument	27
4.4 Neue Impulse für den Ausbau und die Verdichtung von Wärmenetzen	29
4.4.1 Urbane Bestandsgebäude als prioritäre Zielgruppe	29
4.4.2 Neujustierung der Wärmelieferverordnung	30
4.4.3 Neuordnung der Finanzierung von Wärmenetz-Ausbau und - Verdichtung	31
4.5 Dekarbonisierung von Wärmenetzen	32
4.5.1 Systemische Förderung für die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetzsysteme	33
4.5.2 Weiterentwicklung KWKG und Förderung	33
4.5.3 Ordnungsrecht	34

4.5.4	Technologiespezifische Instrumente	39
5	Best-Practice-Beispiele	50
5.1	Dänemark	51
5.2	Schweden	54
5.3	Österreich	55
5.4	Frankreich	56
5.5	Schweiz	58
5.6	Niederlande	59
6	Fazit und Ausblick: Erneuerbare Fernwärme als zentrales Element sozial-ökologischer Wärmepolitik	61
7	Anhang	63
7.1	Großwärmepumpen	63
7.2	Solarthermie	65
7.3	Biomasse	67
7.4	Industrielle Abwärme	68
7.5	Tiefe Geothermie	69
7.6	Abfallverbrennung	70
7.7	Elektrokessel	71
7.8	Wärmeverteilung und Speicher	72
	Literatur	74

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technische Parameter der betrachteten Technologien beispielhaft für 10 MW in 2020	6
Tabelle 2:	Anzahl, Einwohner je Stadt und Einwohner gesamt in Landgemeinden, Kleinstädten, Mittelstädten und Großstädten	8
Tabelle 3:	Annahmen zum Ausbau der Fernwärme in den Typstädten	10
Tabelle 4:	Prozentanteile erneuerbarer Wärme und Abwärme in den zehn Modellnetzen im Jahr 2030	14
Tabelle 5:	Kenndaten und Investitionen der Typnetze für das Jahr 2030 im Überblick	17
Tabelle 6:	Übersicht von realisierten und in Planung befindlichen Wärmespeichern in Deutschland mit einem Volumen von mehr als 10.000 m ³	47
Tabelle 7:	Datenblatt Großwärmepumpen Abwasser (zentral nach Klärwerk)	63
Tabelle 8:	Datenblatt Großwärmepumpen Oberflächenwasser (See, Fluss, Meer)	64
Tabelle 9:	Datenblatt Großwärmepumpen Niedertemperatur-Geothermie (800 bis 2.000 m)	64
Tabelle 10:	Datenblatt Großwärmepumpen Umgebungsluft	64
Tabelle 11:	Datenblatt Solarthermie (Flachkollektoren)	65
Tabelle 12:	Datenblatt Solarthermie (Vakuumröhrenkollektoren)	66
Tabelle 13:	Datenblatt feste Biomasse (Holzhackschnitzel)	67
Tabelle 14:	Datenblatt industrielle Abwärme	68
Tabelle 15:	Datenblatt tiefe Geothermie	70
Tabelle 16:	Datenblatt Widerstandserhitzer	71
Tabelle 17:	Datenblatt Elektrodenkessel	71
Tabelle 18:	Kosten der Anbindungsleitung	72
Tabelle 19:	Kosten von Wärmespeichern	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Methodisches Vorgehen zur Beschreibung des Ausbaupfades	5
Abbildung 2:	Fernwärmegestehungskosten 2020 und 2030 in Euro/MWh	7
Abbildung 3:	Durchschnittlicher Endenergieverbrauch für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung und Prozessenergie in der Industrie nach Typstädten	9
Abbildung 4:	Durchschnittlicher Fernwärmeverbrauch je Typstadt mit Fernwärme in den Jahren 2018, 2030, 2050 nach Typstädten in GWh/a	11
Abbildung 5:	Gesamter Fernwärmeverbrauch nach Gebäuden und Industrie sowie nach Typstadt in den Jahren 2018, 2030, 2050 in TWh/a	12
Abbildung 6:	Durchschnittliche Trassenkilometer je Typstadt und gesamt nach Typstädten	13
Abbildung 7:	Fernwärmerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien in den Jahren 2018 und 2030. In TWh/a	15
Abbildung 8:	Struktur der Fernwärmerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien in Klein-, Mittel- und Großstädten im Jahr 2030	16
Abbildung 9:	Investitionen und Fördermittelbedarf bis 2030	18
Abbildung 10:	CO ₂ -Einsparung durch den Ausbau erneuerbarer Fernwärmeerzeugung bis 2030	19
Abbildung 11:	Spezifische Speicherkosten eines Modellerdbeckenspeichers mit einem Volumen von 100.000 m ³ unter deutschen Marktbedingungen (2019)	48
Abbildung 12:	Anteil der fernwärmeversorgten Bevölkerung in verschiedenen Ländern	50
Abbildung 13:	Anteil der Erzeugungstechnologien bzw. Brennstoffe an der Fernwärmeproduktion in Dänemark von 1994 bis 2018	52
Abbildung 14:	Brennstoffanteile der Fernwärme 2018 in Frankreich	56
Abbildung 15:	Energieplankarte der Stadt Zürich aus dem Jahr 2017	59

1 Management Summary

Rolle der Fernwärme für die Wärmewende

Fernwärme wird in nahezu allen aktuellen Langfristszenarien als einer der zentralen Schlüssel für die urbane Wärmewende identifiziert. Um dieser Rolle gerecht zu werden, sind umfangreiche technische Maßnahmen notwendig, die von der Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare und klimaneutrale Energieträger bis hin zum Ausbau und zur Verdichtung der Fernwärme reichen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen benötigt entschlossene politische Weichenstellungen. Durch einen ambitionierten Ausbau und eine Verdichtung der Wärmenetze kann der Anteil der Fernwärme langfristig auf etwa 30 % des Wärmebedarfs der Gebäude gesteigert werden. Außerdem muss eine Dekarbonisierung der Fernwärme weiter vorangetrieben werden, um den Zielwert von 45 % erneuerbarer Wärme und Abwärme in 2030 zu erreichen.

Vor allem in Anbetracht der perspektivisch steigenden Kosten für fossile Heizenergieträger und der oft hohen spezifischen Kosten für tiefgehende energetische Gebäudesanierungen ist die Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Wärme ein sozialverträgliches Mittel zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Damit gewinnt die Förderung von erneuerbaren Energien in der Fernwärme gegenüber der Förderung von Effizienzmaßnahmen deutlich an klimapolitischer Wirksamkeit und Relevanz.

Investitionen und Förderung

Um die gesteckten Ziele zu erreichen, bedarf es trotz des neu eingeführten CO₂-Preises einer Förderung. Im Vergleich zu den in den meisten Wärmenetzen anlegbaren Fernwärmegestehungskosten von aktuell rund 25 bis 30 €/MWh besteht bei den meisten CO₂-neutralen Erzeugungsoptionen eine Wirtschaftlichkeitslücke. Die Wärmegestehungskosten der meisten erneuerbaren Wärmeerzeuger liegen auch 2030 oberhalb des fossilen Fernwärmepreises.

Für den angestrebten Ausbau der Fernwärmenetze, der Wärmespeicher und neuen Erzeugungsanlagen sind bis zum Jahr 2030 in Summe Investitionen von etwa 33 Milliarden Euro notwendig, pro Jahr also im Mittel 3,3 Milliarden Euro. Mit 16 Milliarden Euro entfällt etwa die Hälfte der Investitionen auf den Ausbau bzw. die Erweiterung von Wärmenetzen. Gut 11,1 Milliarden Euro entfallen auf Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und der Nutzbarmachung von Abwärme, etwa 4,3 Milliarden Euro auf den Anschluss neuer Wärmequellen an bestehende Netze. Je nach Entwicklung der zukünftigen Rahmenbedingungen, insbesondere der CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt und im EU-Emissionshandel (ETS), wird der Förderbedarf für erneuerbare Fernwärmeerzeugung nach 2030 voraussichtlich deutlich niedriger sein.

Das geplante Programm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ kann die Förderlandschaft aus KWKG, EEG und anderen Förderprogrammen gezielt ergänzen. Bei einer Ausstattung mit etwa einer Milliarde Euro pro Jahr bis 2030 hat das Programm das Potenzial die bestehende Förderlücke im Bereich der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung zu schließen. Neben der Mittelausstattung ist eine längerfristige Perspektive des Programms für seinen Erfolg entscheidend.

Übergeordnete Rahmensetzung

Neben einer ausreichenden Förderung bedarf es auch einer Anpassung des regulatorischen Rahmens, da die Fehlanreize aus dem bestehenden Abgabensystem erheblich sind. Eine Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen für klimaneutrale Wärmeerzeugung im Verhältnis zu fossilen Energieträgern ist daher gerade für eine fiskalisch langfristig durchzuhaltende, erfolgreiche Förderpolitik unabdingbar.

Preissignale allein bieten dabei keinen ausreichenden Impuls für die Beschleunigung der Wärmewende mit und in Fernwärmesystemen – zu sehr beeinflussen Marktverzerrungen (wie z. B. das Vermieter-Mieter-Dilemma, die strukturelle Beharrungs-Tendenz von Wohnungseigentümergeinschaften (WEGs) oder die angespannten Mietmärkte in Großstädten) den Wärmemarkt insbesondere in den verdichteten Städten. Es verbleibt auf absehbare Zeit ein Bedarf an ergänzenden Steuerungsinstrumenten.

Ausbau Fernwärme

Am leichtesten und schnellsten gelingt eine Erhöhung des Marktanteils von (zunehmend klimaneutralen) Wärmenetzen durch die Steigerung des Anschlussgrades an vorhandene Wärmenetze in verdichteten urbanen Quartieren. Deshalb sollten Instrumente zum Ausbau von Wärmenetzen zuerst hier ansetzen.

Neben der in der Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) zusammengeführten Förderungen sind auch neue Formen der Förderung denkbar, die auf einen definierten Ausbaupfad zum Neuanschluss von Wärmekunden sowie auf einen möglichst effizienten, wettbewerblich gestalteten Mitteleinsatz zielen.

Das Mietrecht und die Wärmelieferverordnung (WärmeLV) gehören derzeit zu den entscheidenden und am meisten diskutierten Hindernissen nicht nur generell für den Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand, sondern auch für eine Verdichtung von Wärmenetzen.

Vereinfacht gesprochen darf die Umstellung einer vom Vermieter betriebenen Heizung auf Wärmelieferung durch Dritte demnach für die Mieter keine höheren Wärmekosten verursachen als in den drei vorhergehenden Jahren. Wegen der aktuell niedrigen Erdgas-Preise werden somit Erdgas-Heizungen in diesen Gebäuden zementiert, was bei künftig steigenden CO₂-Preisen zu hohen Kosten führt.

Es bedarf daher eines Perspektivwechsels der WärmeLV. Anstatt „in den Rückspiegel“ zu schauen, muss der Blick nach vorne gerichtet werden. So sollten als Benchmark die antizipierten zukünftigen Kosten einer Wärmewende-kompatiblen dezentralen Wärmeversorgung herangezogen werden.

Dekarbonisierung Fernwärme

Die Förderung nach dem KWKG ist nicht ausreichend, um die Fernwärmeversorgung vollständig auf klimaneutrale Erzeugung umzubauen. Es bedarf daher für neue Fernwärmeerzeuger einer instrumentellen Unterstützung, mit der auch ohne damit verbundene KWK-Anlagen erneuerbare Energien in die wirtschaftliche Anwendung gebracht werden.

Begleitend zu finanziellen Regelungen könnten auch ordnungsrechtliche Elemente zu einer schnelleren Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung beitragen, z. B. durch Nutzungspflichten für erneuerbare Energien in Gebäuden.

Langfristig sind (Groß-)Wärmepumpen eine der wichtigsten Einzeltechnologien zur Fernwärmebereitstellung und erzeugen etwa ein Drittel der Fernwärme. Bei Wärmepumpen und Elektrokesseln haben die Strombezugskosten für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen eine entscheidende Bedeutung. Im Regelfall fallen bei der Fernwärmeerzeugung alle Abgaben und Umlagen an, sodass die Strombezugskosten und damit auch die Wärmegeheimungskosten heute relativ hoch liegen. Ohne Förderung lassen sich aktuell in Deutschland keine Projekte wirtschaftlich umsetzen. Um die bestehenden Potenziale von Wärmepumpen und Elektrokesseln zur Erzeugung von Fernwärme effizient erschließen zu können, wird eine Reform der Strompreissystematik notwendig sein. Überbrückend sollte eine Befreiung von Umlagen und Abgaben, sowie eine konsequente Umsetzung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ vorangetrieben werden.

Für die Fernwärme bietet die Nutzung von industrieller Abwärme erhebliche Potenziale, die bisher häufig noch ungenutzt bleiben. Neben der bisher im Fokus stehenden Hochtemperatur-Abwärme sollte Abwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau verstärkt in den Blick genommen werden, um diese zu nutzen und mithilfe von Großwärmepumpen auf das in Wärmenetzen erforderliche Temperaturniveau zu heben. Zudem sollten die spezifischen Risiken von Abwärmeprojekten (bspw. Ausfallrisiko) förderrechtlich adressiert werden. Abwärme, die unvermeidbar in effizienten Prozessen anfällt, sollte erneuerbarer Wärme gleichgestellt werden.

Um das große Potenzial der Geothermie in Zukunft deutlich stärker ausnutzen zu können, sind eine Anpassung der Förderkulisse sowie weitere flankierende Maßnahmen erforderlich. Im Rahmen der Bohrkostenförderung sollte bspw. die maximale Förderhöhe auf 30 Millionen Euro erhöht werden. Zudem sollte die bisher geltende Beschränkung der Anzahl förderfähiger Bohrungen pro Projekt aufgehoben werden. Weiterhin sollte das Fündigkeitsrisiko stärker als bisher über staatliche Finanzmittel abgesichert oder staatlich finanzierte bzw. abgesicherte Bohrkampagnen durchgeführt werden, deren Kosten aus späteren Erlösen refinanziert werden. Zudem ist die Verbesserung der Datenlage für die Planung tiefegeothermischer Anlagen essenziell.

Um das Potenzial der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in höherem Maße nutzen zu können, müssen thermische Speicherkapazitäten weiter ausgebaut und das Förderregime angepasst werden.

Strategische Wärmeplanung als übergreifende Aufgabe

Die Transformation der Wärmeversorgung ist zu weiten Teilen eine planerische, strategische Aufgabe. In den vergangenen drei Jahrzehnten hat die Politik auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene diese planerische Rolle jedoch kaum für sich angenommen. Wärmeversorgung wurde weitgehend als Thema betrachtet, das von den Gebäudeeigentümern gelöst werden muss. Resultat ist ein seit Jahrzehnten weitgehend starrer Wärmemarkt, der den Anforderungen des Umbaus in Richtung einer klimaneutralen Wärmeversorgung nicht gerecht wird.

Die strategische Wärmeplanung sollte als Leitinstrument umsetzungsorientiert eingeführt werden. Förderleitlinien des Bundes und der Länder sollten daher zukünftig den Vorbehalt enthalten, dass nur solche Maßnahmen gefördert werden, die kompatibel mit etwaigen kommunalen Wärmeplänen sind.

2 Ausgangslage und Zielsetzung

Fernwärme wurde in nahezu allen aktuellen Langfristszenarien als einer der zentralen Schlüssel für die urbane Wärmewende identifiziert. Um dieser Rolle gerecht zu werden, sind umfangreiche technische Maßnahmen notwendig, die von der Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare und klimaneutrale Energieträger bis hin zum Ausbau und zur Verdichtung der Fernwärme reichen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen ist kein Selbstläufer, sondern benötigt entschlossene politische Weichenstellungen.

Mit dem beschlossenen Kohleausstiegsgesetz und den Änderungen im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wurden in diesem Jahr erste Weichen in die richtige Richtung gestellt.

Der Gebäudebestand muss bis spätestens 2050 klimaneutral versorgt werden, um die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 90 % oder mehr zu senken. Eine Verringerung des Wärmebedarfs in den Gebäuden ist ein notwendiger Schlüssel dazu. Der verbleibende Wärmebedarf muss dann langfristig klimaneutral bereitgestellt werden.

In städtischen Gebieten können der Ausbau und die Dekarbonisierung der Fernwärme einen wesentlichen Beitrag liefern. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass durch einen ambitionierten Ausbau und eine Verdichtung der Wärmenetze der Anteil der Fernwärme langfristig auf etwa 30 % des Wärmebedarfs der Gebäude gesteigert werden kann. Außerdem muss eine Dekarbonisierung der Fernwärme stattfinden, um den Zielwert von 45 % erneuerbarer Wärme in 2030 zu erreichen.

Mit dem Gutachten wird gezeigt, wie hoch das Potenzial der Fernwärme im Wärmemarkt ist und mit welchen Optionen Fernwärme zukünftig klimaneutral produziert werden kann. Neben den notwendigen Investitionen und dem möglichen Förderbedarf werden regulatorische Rahmenbedingungen skizziert, die diesen Prozess unterstützen.

Diese Studie konzentriert sich auf Städte und urbane Räume. Sie greift sowohl bestehende Vorarbeiten, wie z. B. die vom AGFW in Auftrag gegebene „Die 70/70-Strategie“ und „40/40-Strategie – Unser Konzept für die Wärmewende“ auf als auch aktuellere Arbeiten wie BDI Klimapfade (BCG & Prognos, 2018), Berechnungen zum Nationalen Energie- und Klimaplan (Kemmler et al., 2020) und zum Klimaschutzprogramm 2030 (BMU, 2019).

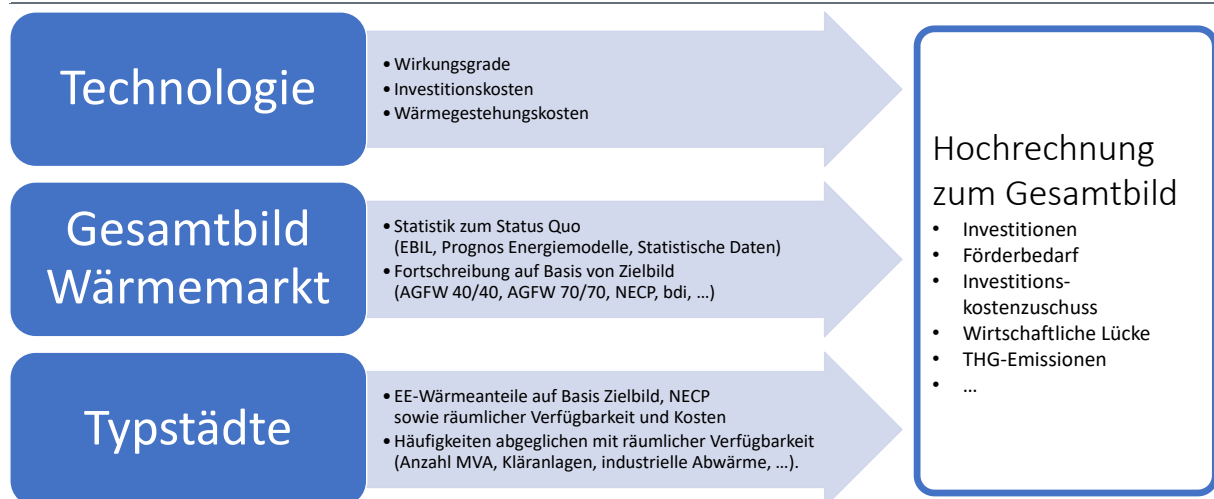
3 Ausbaupotenzial der Fernwärme

Mit dem Gutachten soll ein Konzept entwickelt werden, mit dem die notwendigen technischen Maßnahmen im Bereich Wärmenetze auf den Weg gebracht werden können. Grundlage hierfür ist die Darstellung des potenziellen Beitrags der Fernwärme zur Wärmewende sowie der notwendigen technischen Maßnahmen und Investitionen. Folgende Datengrundlagen wurden verwendet:

- Status Quo der Nutzung von Fernwärme und ihrer Rolle im Energiesystem
- Fortschreibung der Nutzung von Fernwärme basierend auf den vorausgegangenen Studien (AGFW 70/70 und 40/40) und weiteren aktuellen Studien
- Technologiedaten

Grundannahme der folgenden Betrachtungen ist, dass der Gebäudesektor spätestens im Jahr 2050 klimaneutral ist. Aus Energiesystemstudien wie der BDI-Studie (BCG & Prognos, 2018), den Klimaschutzszenarien (Öko-Institut; Fraunhofer ISI, 2015) oder auch den Energiewirtschaftliche Projektionen für das BMWi (Kemmler et al., 2020) lässt sich ableiten, dass für die Zielerreichung im Gebäudesektor neben einer erhöhten Energieeffizienz und dem direkten Einsatz von erneuerbaren Energien eine langfristig klimaneutrale Erzeugung der Fernwärme eine bedeutende Rolle spielt. Im Fokus der Studie stehen Städte und urbane Räume. Die Fortschreibung der Nutzung von Fernwärme erfolgt über einen typologischen Ansatz, der lokal unterschiedliche Potenziale und Wärmenachfragen berücksichtigt. Abbildung 1 gibt einen Überblick über das methodische Vorgehen zur Beschreibung des Ausbaupfades und zur Ermittlung von Investitionen und Förderbedarf.

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Beschreibung des Ausbaupfades



Quelle: eigene Darstellung

3.1 Technologien zur CO₂-freien Bereitstellung von Fernwärme

Im ersten Schritt erfolgt die Abschätzung der Wärmegestehungskosten der verschiedenen erneuerbaren und klimaneutralen Wärmetechnologien zur Erzeugung von erneuerbarer Wärme für die Fernwärme. Dabei werden die folgenden Technologien betrachtet:

- Großwärmepumpen
- Solarthermie
- Feste Biomasse
- Industrielle Abwärme
- Tiefe Geothermie
- Abfallverbrennung
- Elektrokessel

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die technischen und wirtschaftlichen Parameter der Technologien im Jahr 2020 exemplarisch bezogen auf Anlagen von 10 MW installierter Wärmeleistung. Im Anhang sind die detaillierten technischen Parameter und Kosten bis 2050 dargestellt sowie die Einsatzbereiche und Potenziale beschrieben. Diese Parameter liegen der anschließenden Berechnung der Wärmegestehungskosten zu Grunde. Der Kalkulationszins beträgt 6 %, die Kalkulationsdauer entspricht der technologiespezifischen Betriebsdauer von 20 bzw. 25 Jahren. Detaillierte Daten zu den Technologien finden sich im Anhang zum Bericht.

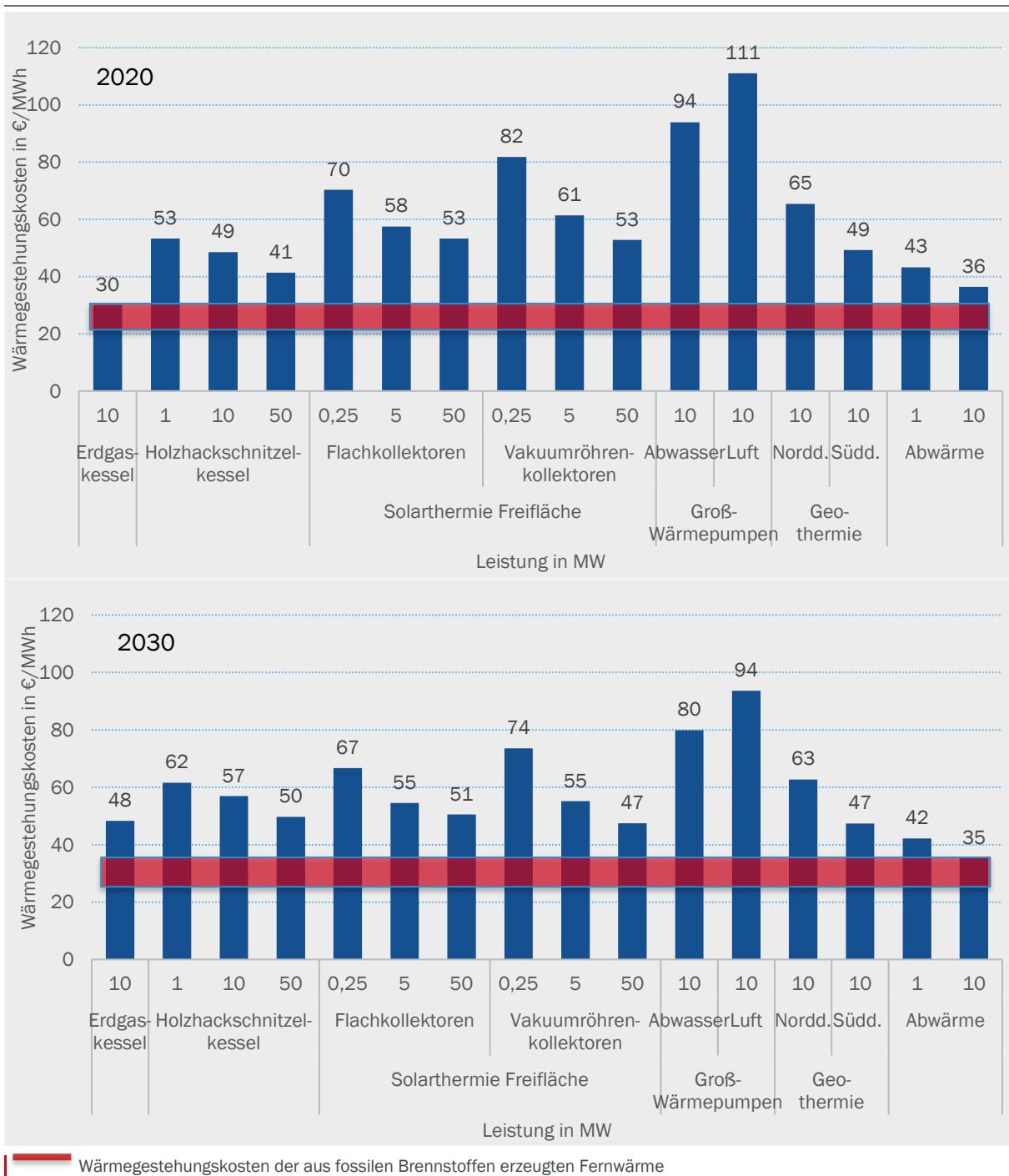
Tabelle 1: Technische Parameter der betrachteten Technologien beispielhaft für 10 MW in 2020

	Investition	Betriebs-jahre	Variable Be-triebskosten	Fixe Be-triebskosten	Nutzungs-grad/JAZ	typische VBH
	EUR/kW	a	EUR/MWh	EUR/kW/a		h/a
Holzhackschnitzelkessel	500	25	1,0	32,2	84 %	5.000
Freiflächen-Solarthermie, Flachkollektoren	675	25	-	4,7	*	1.000
Freiflächen-Solarthermie, Vakuumröhrenkollektoren	720	25	-	5,0	*	1.000
Groß-WP Abwasser	1.080	20	3,5	5,0	JAZ: 3	3.000
Groß-WP Luft	1.037	20	-	36,2	JAZ: 2,5	3.000
Geothermie Nord	2.000	25	8,0	35,0	JAZ: 9	5.000
Geothermie Süd	1.100	25	8,0	25,0	JAZ: 9	5.000
Industrielle Abwärme	400	20	-	20,0	JAZ: 9,5	3.000

*Solarthermie: Ertrag pro m², Flachkollektoren 400 kWh/m²/a, Vakuumröhrenkollektoren 500 kWh/ m²/a

Die folgenden Abbildungen zeigen die Wärmegestehungskosten der verschiedenen Technologien nach Größenklasse der installierten Anlagen für die Jahre 2020 und 2030 im Vergleich zu den typischen Wärmegestehungskosten von vorwiegend mit fossilen Energieträgern erzeugter Fernwärme.

Abbildung 2: Fernwärmegestehungskosten 2020 und 2030 in Euro/MWh



Im Vergleich zu einem in den meisten Wärmenetzen anlegbaren Preis für die Fernwärmeerzeugung von aktuell rund 25 bis 30 €/MWh besteht bei den meisten CO₂-neutralen Erzeugungsoptionen eine Wirtschaftlichkeitslücke.

Bis 2030 wird durch voraussichtlich steigende Erdgas- und CO₂-Preise die Fernwärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen teurer werden. Gleichzeitig wird die erneuerbare Wärmeerzeugung durch Skaleneffekte und die technische Weiterentwicklung günstiger werden. Potenziell sinkende Strombezugskosten könnten bei Wärmepumpen und in geringerem Maße auch für Geothermieprojekte zu sinkenden Wärmegestehungskosten führen. Die Wärmegestehungskosten der meisten erneuerbaren Wärmeerzeuger liegen dennoch auch 2030 oberhalb des fossilen Fernwärmepreises.

Je nach Entwicklung der zukünftigen Rahmenbedingungen, insbesondere der CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt und im EU-Emissionshandel (ETS), wird der Förderbedarf für erneuerbare Fernwärmeerzeugung nach 2030 voraussichtlich deutlich niedriger sein.

3.2 Entwicklung des Wärmemarktes bis 2050

Die Fortschreibung der Nutzung von Fernwärme erfolgt über einen typologischen Ansatz. Insgesamt werden im Status Quo sowie für das Jahr 2030 10 Typstädte dargestellt. Dieser Ansatz ermöglicht es, unterschiedliche Größenklassen, sowie die Verfügbarkeit von lokal begrenzten EE-Wärmepotenzialen näherungsweise abzubilden. Letzteres ist für die Aussagekraft der Ergebnisse von großer Bedeutung, da Wärmepotenziale einiger Quellen (insbesondere industrielle Abwärme, Freiflächen-Solarthermie, Geothermie, Abfallverbrennung) nicht flächendeckend, sondern nur punktuell vorhanden sind.

In Anlehnung an die Raumabgrenzung der laufenden Stadtbeobachtung des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) und der in der 40/40 Strategie des AGFW gewählten Abgrenzung zeigt Tabelle 2. Mit 26,4 Mio. Einwohnern leben nach dieser Klassifizierung die meisten Menschen in den 81 Großstädten mit mehr als 100.000 Einwohnern. Im Mittel leben dort je Großstadt 329 Tsd. Einwohner. In den 619 Mittelstädten Deutschlands mit bis zu 100 Tsd. Einwohnern leben insgesamt 22,9 Mio. Menschen und in den Kleinstädten mit bis zu 20 Tsd. Einwohnern etwa 22,3 Mio. Menschen. In den Landgemeinden mit bis zu 5 Tsd. Einwohner leben insgesamt rund 11,9 Mio. Menschen. Analog zu der 40/40 Strategie werden die Landgemeinden nicht in die Berechnungen mit einbezogen, gleichwohl auch hier Potenziale für kleine kommunale Wärmenetze vorhanden sind.

Tabelle 2: Anzahl, Einwohner je Stadt und Einwohner gesamt in Landgemeinden, Kleinstädten, Mittelstädten und Großstädten

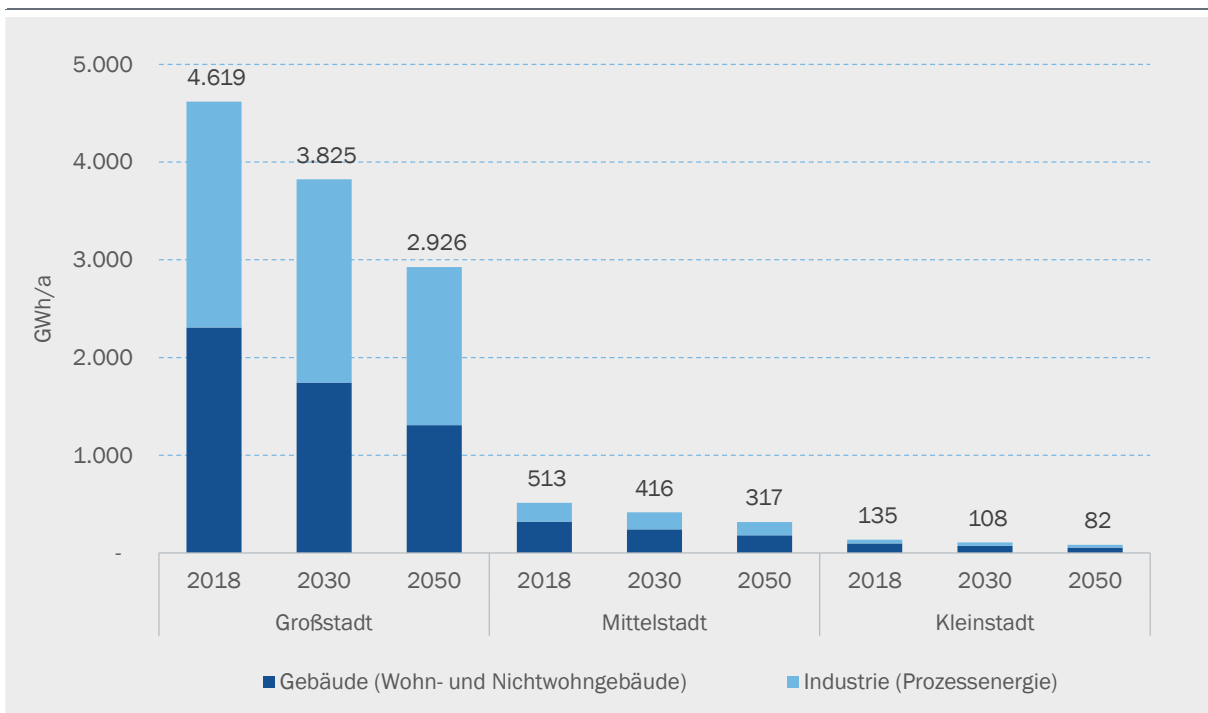
Typstadt	Anzahl	Tsd. Einwohner je Stadt	Mio. Einwohner gesamt
Großstadt, >100 Tsd. EW	81	329	26,6
Mittelstadt, bis 100 Tsd. EW	619	37	22,9
Kleinstadt, bis 20 Tsd. EW	2.230	10	22,3
Landgemeinde, bis 5.000 EW (nicht betrachtet)	8.167	1,4	11,4
Summe	11.097		83,3

Quelle: (Ache & Waltersbacher, 2020)

Für den Status quo der Wärmenachfrage in den Typstädten wurden die Wärmedichten des hotmaps-Projektes ausgewertet und als Ausgangsbasis für die Fortschreibung verwendet (HOTMAPS Project, 2020). Auf diese Weise fließen die unterschiedlichen Verhältnisse von Ein- und Zweifamilienhäusern zu Mehrfamilienhäusern sowie unterschiedliche Wohnflächen pro Einwohner in die Bewertung mit ein. Die Entwicklung der Wärmenachfrage sowie des Anteils der Fernwärme in den Typstädten erfolgt in Anlehnung an die Szenarien zum NECP der Bundesregierung (Kemmler et al., 2020). Auch wenn es regional unterschiedliche Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung gibt und in den vergangenen 20 Jahren ein Trend zur Urbanisierung zu beobachten war, wird für alle Typstädte vereinfachend eine identische Entwicklung für die Zukunft unterstellt.

Abbildung 3 kann der Endenergieverbrauch in Groß-, Mittel- und Kleinstädten für Gebäude und Industrie / Prozessenergie entnommen werden. Aufgrund der unterstellten Effizienzgewinne sinkt der Endenergieverbrauch bis 2050 in allen Typstädten. In der Großstadt sinkt die gesamte Wärmenachfrage von aktuell gut 4,6 TWh/a bis 2030 auf gut 3,8 TWh/a. Bis 2050 erfolgt ein weiterer Rückgang auf gut 2,9 TWh/a je Großstadt. In den Klein- und Mittelstädten sind die Entwicklungen ähnlich.

Abbildung 3: Durchschnittlicher Endenergieverbrauch für Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung und Prozessenergie in der Industrie nach Typstädten



Quelle: eigene Berechnungen

3.3 Ausbaupfad der Fernwärme bis 2050

Fernwärme kann in urbanen Räumen bei einem entsprechenden Netzausbau bzw. entsprechender Netzverdichtung größere Anteile des Wärmebedarfs als heute decken. Die Annahmen zum Ausbau der Wärmenetze orientieren sich dabei an bestehenden Studien, insbesondere den energiewirtschaftlichen Projektionen (Kemmler et al., 2020) und aktuellen Studien des AGFW (AGFW, 2018a). Die Entwicklung des Anteils der Fernwärme am Endenergieverbrauch nach Stadtgröße und Sektor ist in Tabelle 3 dargestellt. Die langfristigen Zielwerte für das Jahr 2050 wurden aus der AGFW-40/40-Strategie übernommen. Die Zielwerte für 2030 wurden an die Entwicklung nach Erscheinen der 40/40-Strategie angepasst und leicht nach unten verändert.

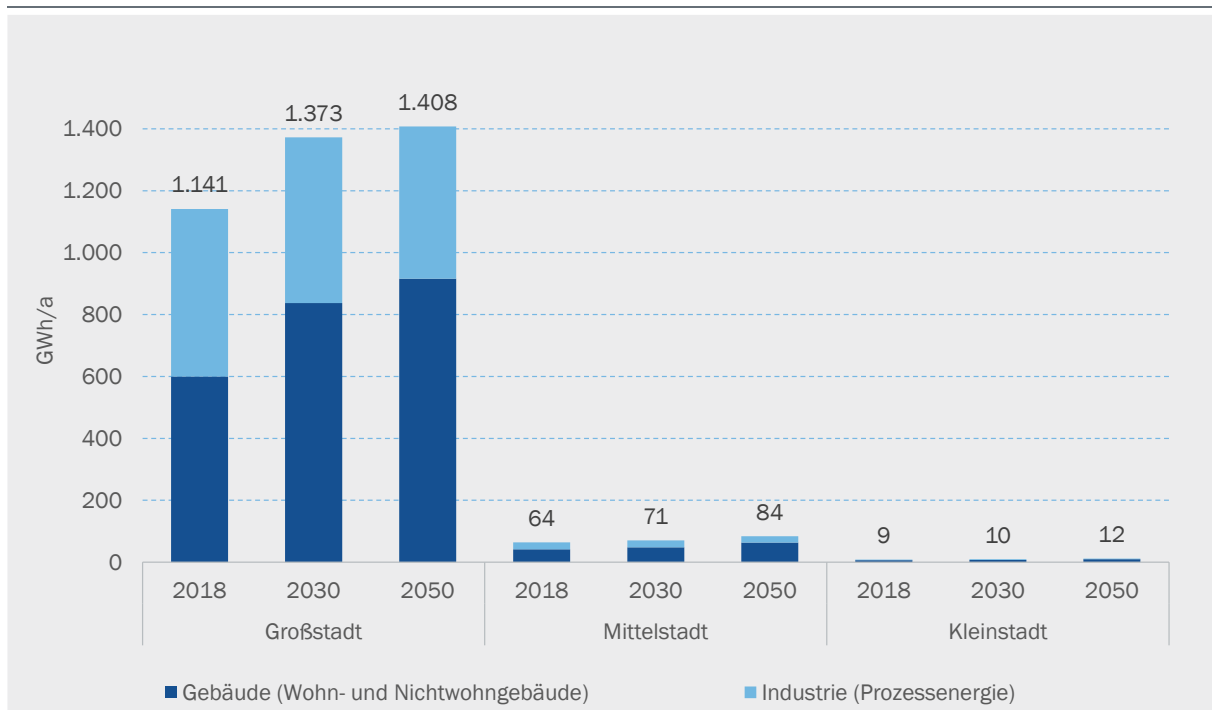
Tabelle 3: Annahmen zum Ausbau der Fernwärme in den Typstädten

Jahr	2020	2030	2050
Anteil Gemeinden mit Fernwärme			
Großstadt	95 %	100 %	100 %
Mittelstadt	50 %	60 %	80 %
Kleinstadt	25 %	40 %	60 %
Anteil der Fernwärme am Wärmeverbrauch der Gebäude je Gemeinde			
Großstadt	26 %	48 %	70 %
Mittelstadt	13 %	20 %	35 %
Kleinstadt	7 %	10 %	18 %
Anteil der Fernwärme am Wärmeverbrauch der Industrie je Gemeinde			
Großstadt	23 %	26 %	30 %
Mittelstadt	12 %	13 %	15 %
Kleinstadt	6 %	6 %	8 %

Quellen: (AG Energiebilanzen e.V., 2020; AGFW, 2015, 2018a)

Trotz rückläufiger Wärmenachfrage in den Typstädten steigt der Fernwärmeverbrauch in allen Typstädten bis 2050 deutlich an (Abbildung 4). Der absolut höchste Anstieg ist in den Großstädten bis zum Jahr 2030 zu beobachten. Der Fernwärmeverbrauch steigt im Mittel von 1.141 GWh/a im Jahr 2018 um 232 GWh/a auf 1.373 GWh/a im Jahr 2030 je Großstadt. Bis zum Jahr 2050 erfolgt ein weiterer leichter Anstieg auf 1.408 GWh/a. Dies entspricht einer Zunahme um gut 23 % im Vergleich zum Jahr 2018. Auch in den Mittelstädten nimmt der Fernwärmeverbrauch deutlich zu. Er steigt um gut 31 % von 64 GWh/a im Jahr 2018 auf 84 GWh/a im Jahr 2050. In den Kleinstädten liegt der Anstieg bei knapp über 35 %, wobei der Fernwärmeverbrauch hier mit 9 bis 12 GWh/a in den Gemeinden sehr gering ist. Unter den getroffenen Annahmen zum Ausbau der Wärmenetze steigt der Fernwärmeverbrauch langfristig. Der Anstieg des Fernwärmeverbrauchs ist ausschließlich auf einen höheren Absatz in Gebäuden zurückzuführen. Hier überlagern sich zwei Effekte: Der Fernwärmeabsatz je angeschlossenen Gebäude verringert sich aufgrund der durchgeführten energetischen Gebäudemodernisierungen. Dies wird durch den Anschluss neuer Gebäude an das Fernwärmenetz überkompensiert, sodass der Absatz in Summe steigt. Der Fernwärmeabsatz in der Industrie nimmt bis 2050 um 9 % leicht ab. Die Effizienzgewinne auf Seiten der Industrie wiegen etwas stärker als die höhere Anschlussquote.

Abbildung 4: Durchschnittlicher Fernwärmeverbrauch je Typstadt mit Fernwärme in den Jahren 2018, 2030, 2050 nach Typstädten in GWh/a

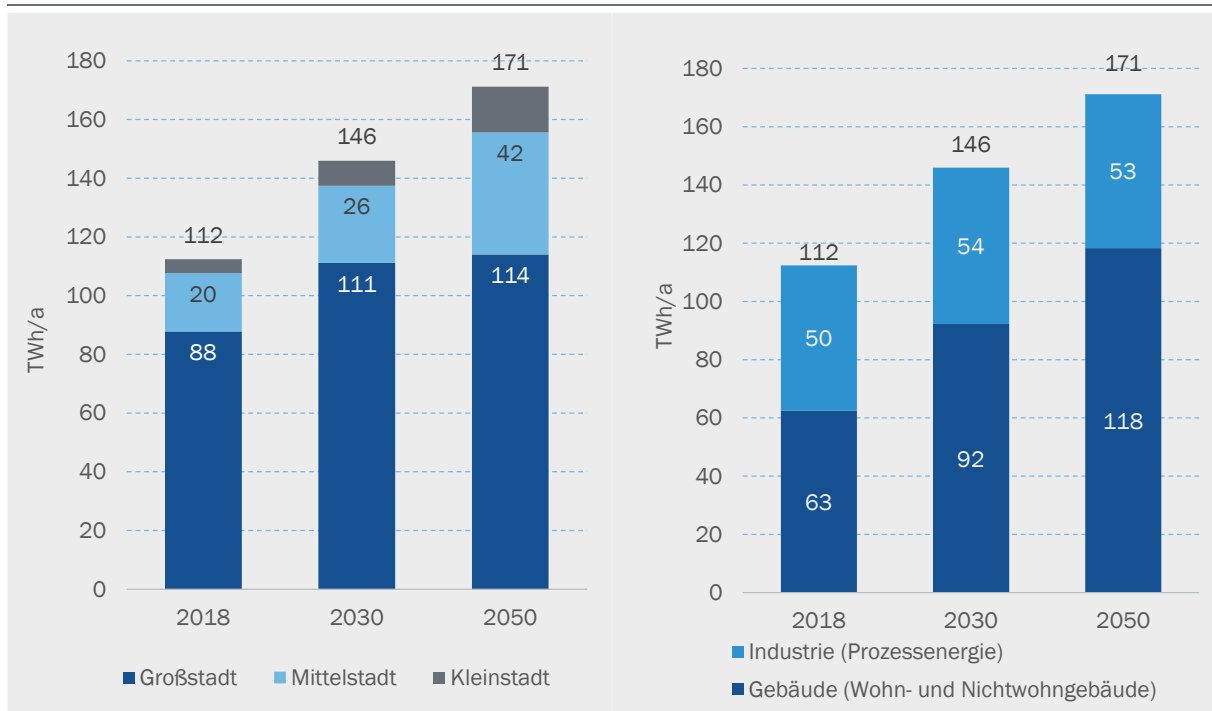


Quelle: eigene Berechnungen

Neben dem erhöhten Fernwärmeverbrauch in den Typstädten steigt entsprechend den Annahmen zum Zielbild auch die Zahl der Städte, die über Fernwärme verfügen (Tabelle 3). Im Jahr 2030 sind bereits alle Großstädte an ein Wärmenetz angeschlossen, bei den Mittelstädten sind es 60 % und bei den Kleinstädten 40 %. Hieraus ergibt sich in Summe eine deutliche Steigerung des Fernwärmeverbrauchs bis zum Jahr 2050 (Abbildung 5). In den Großstädten steigt der Fernwärmeverbrauch von aktuell 88 TWh/a um etwa 26 % auf 111 TWh/a im Jahr 2030. Danach bleibt er annähernd konstant. In den Mittelstädten ist ein Anstieg von 20 TWh/a auf 26 TWh/a bis zum Jahr 2030 zu beobachten (+32 %). Bis 2050 gibt es einen sehr deutlichen Anstieg auf 42 TWh/a – das entspricht etwas mehr als einer Verdoppelung. In den Kleinstädten ist der relative Anstieg mit +78 % gegenüber 2018 am stärksten. Bis 2050 verdreifacht sich der Fernwärmeabsatz in den Kleinstädten auf 16 TWh/a.

Das rechte Diagramm in Abbildung 5 zeigt, dass der Anstieg des Fernwärmeverbrauchs überwiegend auf die Gebäude zurückgeht. Er steigt von 63 TWh/a im Jahr 2018 auf 92 TWh/a im Jahr 2030 und 118 TWh/a im Jahr 2050. Der Verbrauch durch die Industrie steigt leicht um 6 % bis 2050. Die zusätzlichen Wärmenetze kompensieren den zuvor beschriebenen Rückgang des industriellen Fernwärmeverbrauchs in den Gemeinden.

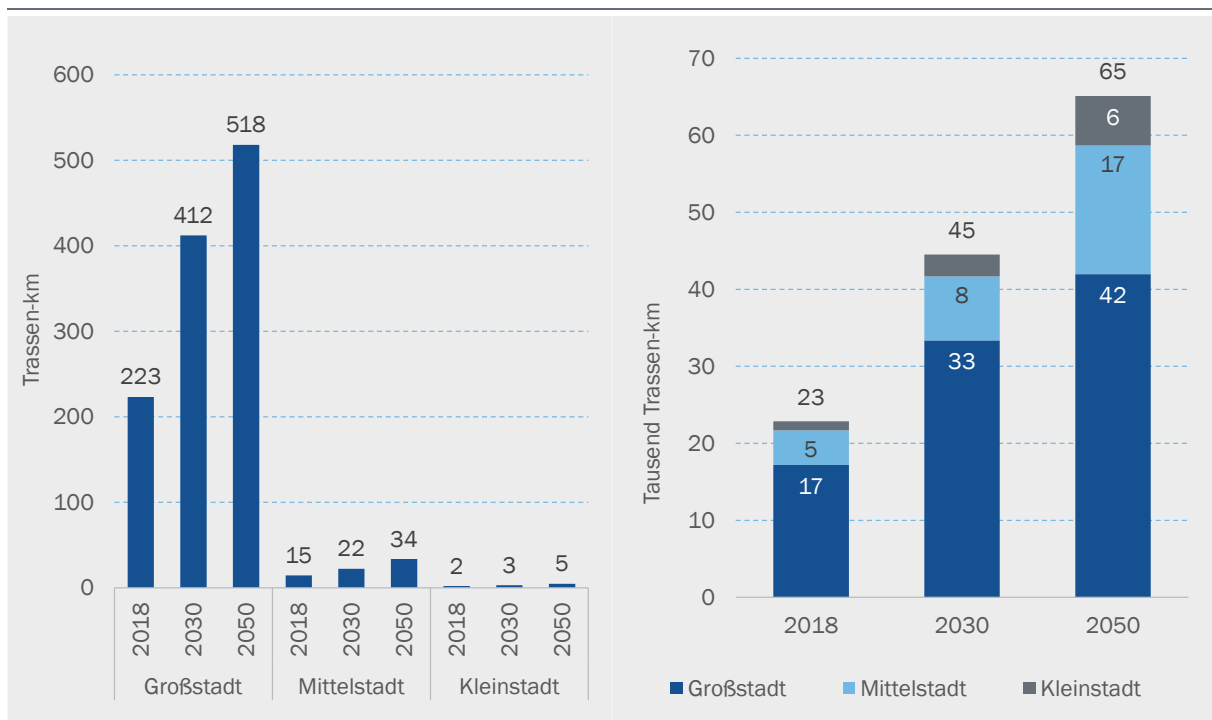
Abbildung 5: Gesamter Fernwärmeverbrauch nach Gebäuden und Industrie sowie nach Typstadt in den Jahren 2018, 2030, 2050 in TWh/a



Quelle: eigene Berechnungen

Die Abschätzung des benötigten Fernwärmenetzausbaus erfolgt über die Anzahl der angeschlossenen Gebäude und die Trassenlänge je angeschlossenen Gebäude. Laut AGFW Hauptbericht liegt dieser Wert aktuell bei 58 Trassenmeter je Gebäude (AGFW, 2018b). Aufgrund der angestrebten Netzverdichtung mit gesteigerten Anschlussraten in Gebieten mit Wärmenetzen wird davon ausgegangen, dass sich die mittlere Trassenlänge je Gebäude verringert. Sie sinkt auf 50 Meter pro Gebäude (2050). Abbildung 6 zeigt die durchschnittlichen Trassenkilometer je Gemeinde nach Typstadt sowie die Gesamtlänge aller Fernwärmenetze für die Jahre 2018, 2030 und 2050. Die Gesamtlänge verdoppelt sich bis 2030 nahezu von aktuell etwa 23 Tsd. Trassenkilometer auf dann 45 Tsd. Trassenkilometer. Im Zeitraum bis 2050 werden dann nochmals 20 Tsd. Trassenkilometer hinzugebaut, sodass die Gesamtlänge im Jahr 2050 bei 65 Tsd. Trassenkilometern liegt.

Abbildung 6: Durchschnittliche Trassenkilometer je Typstadt und gesamt nach Typstädten



Quelle: eigene Berechnungen

3.4 Energieträgerstruktur der zusätzlichen Fernwärmeerzeugung bis 2030

Die Anteile der Technologien an der Wärmeerzeugung in den betrachteten zehn Modellnetzen ist in Tabelle 4 dargestellt (Betrachtungszeitpunkt ist 2030). Die Hochrechnung erfolgt anhand der möglichen Anzahl der Netze dieses Typs in Deutschland. Dabei wurden die Häufigkeiten der Technologien mit den lokalen Verfügbarkeiten und Gegebenheiten im Jahr 2030 abgeglichen. Dies erfolgt auf Basis von bestehenden Studien, insbesondere (Blömer et al., 2019; Gerhardt et al., 2019; HOTMAPS Project, 2020) für folgende Wärmequellen. Den Annahmen zu den einzelnen Technologien folgende Überlegungen zugrunde:

- Industrielle Abwärme: Industrielle Abwärme ist überwiegend in mittleren und großen Städten verfügbar. In Kleinstädten ist sie zwar auch vereinzelt vorhanden aber nicht in der Breite.
- Freiflächen Solarthermie: Die Flächenpotenziale konzentrieren sich überwiegend auf den ländlichen Raum. In kleinen Städten sind daher im Mittel Wärmeanteile von 25 % denkbar. In mittleren und großen Städten sind die Potenziale aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Flächen geringer.
- Großwärmepumpe: Sie soll möglichst niederkalorische Umweltwärme nutzen. Hierzu zählen vorwiegend Niedertemperaturabwärme aus Prozessen der Industrie und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), aus Kläranlagen und Grubenwasser sowie Umweltwärmequellen wie Flusswasser oder Seewasser. Diese Quellen werden verstärkt in mittleren und großen Städten gesehen.

- Tiefe Geothermie: Die technischen Potenziale der Geothermie erstrecken sich über große Bereiche. Allerdings sind die spezifischen Investitionen der Technologie im kleinen Leistungsbe- reich sehr hoch, sodass sie unter Kostenaspekten nur in mittleren und großen Städten einge- setzt wird.
- Abfallverbrennung: MVA befinden sich meist in der Nähe von großen Städten, sodass diese Wärmequelle fast ausschließlich in dort genutzt werden kann.
- Biomasse: Biomasse wird insbesondere dann eingesetzt, wenn keine ausreichend hohen Po- tenziale anderer erneuerbarer Energien vorhanden sind.

Tabelle 4: Prozentanteile erneuerbarer Wärme und Abwärme in den zehn Modellnetzen im Jahr 2030

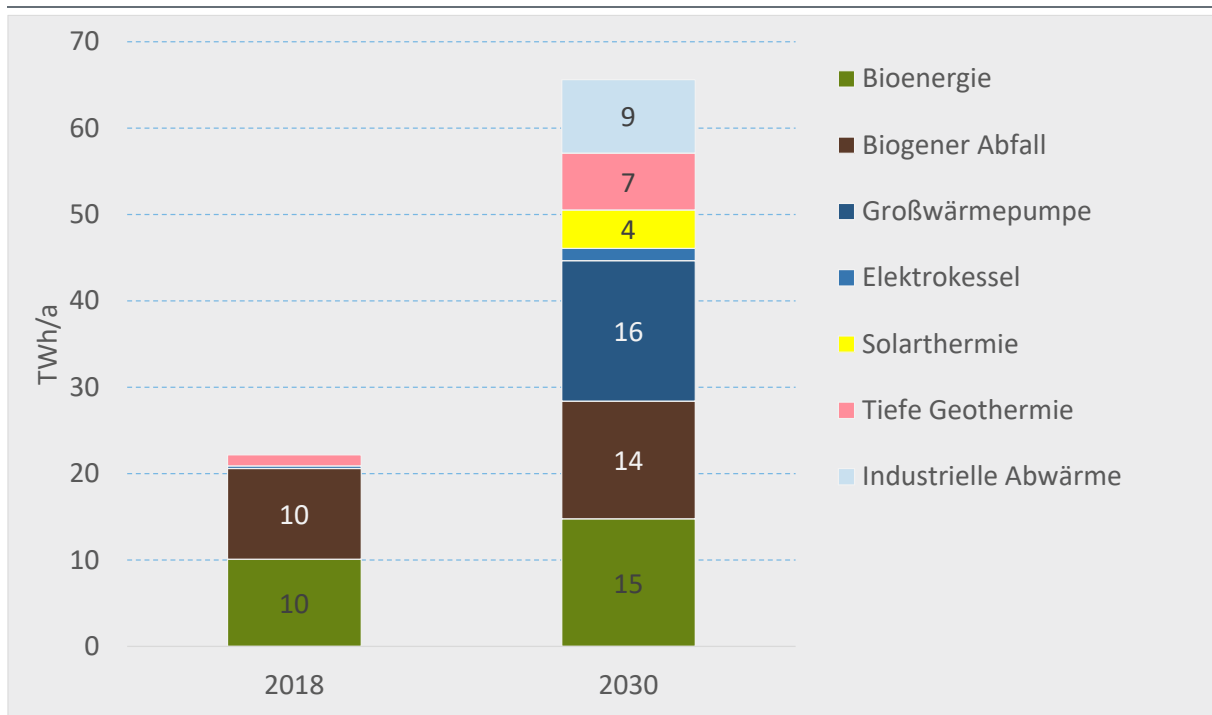
Modellnetz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Größe	Klein	Klein	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Groß	Groß	Groß	Groß
Anzahl in DE	446	446	146	146	50	30	20	30	21	10
Solar	25 %	5 %	5 %	5 %	5 %	-	2 %	2 %	2 %	-
Biomasse	-	40 %	-	-	30 %	10 %	10 %	15 %	10 %	-
WP Abwasser	15 %	-	35 %	20 %	-	10 %	15 %	5 %	10 %	5 %
Abwärme	-	-	-	15 %	-	-	20 %	-	5 %	-
Tiefe Geother- mie	-	-	-	-	10 %	-	-	-	5 %	35 %
MVA / TAB	-	-	-	-	-	20 %	-	25 %	10 %	-
Elektrokessel	10 %	-	-	-	5 %	-	-	2 %	-	-
Summe EE und Abwärme	50 %	45 %	40 %	40 %	50 %	40 %	47 %	49 %	42 %	40 %

Quelle: eigene Annahmen

Die Anteile erneuerbarer Fernwärmeerzeugung und Abwärmenutzung wurden so gewählt, dass im Mittel über die verschiedenen Modellnetze bis 2030 ein klimaneutraler Erzeugungsanteil von 45 % erreicht wird. Entsprechend der vorgenommenen Hochrechnung dieser Modellnetze auf Gesamtdeutschland entspricht dies 66 TWh. Im Vergleich zum Jahr 2018 ist das ein Zuwachs von klimafreundlicher Fernwärme von etwa 45 TWh. Mit diesem Zwischenschritt bis 2030 wird eine gute Basis für eine spätestens 2050 vollständig klimaneutrale Fernwärmeerzeugung geschaffen.

Abbildung 7 zeigt den resultierenden Ausbau der Fernwärmeerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030. Die Erzeugung aus Biomasse steigt von 10 TWh im Jahr 2018 auf 15 TWh/a und die Wärmenutzung aus Abfall von 10 auf 14 TWh. Die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie wächst von etwa 1 TWh/a auf 7 TWh/a. Den größten Anteil an der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung haben die Großwärmepumpen mit gut 16 TWh/a gefolgt von der industriellen Abwärme mit 9 TWh/a. Beide haben aktuell noch keine nennenswerte Wärmeerzeugung und treten neu in den Markt ein. Die Solarthermie erreicht eine Wärmeerzeugung von gut 4 TWh pro Jahr und Elektrodenkessel liegen bei gut 1 TWh/a. Der Sockel an Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen sinkt von knapp 90 TWh/a auf gut 80 TWh/a. Entsprechend den getroffenen Annahmen verdreifacht sich die Erzeugung von Fernwärme aus erneuerbaren Energien und der Nutzung von Abwärme bis zum Jahr 2030 von heute etwa 22 TWh auf 66 TWh.

Abbildung 7: Fernwärmerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien in den Jahren 2018 und 2030. In TWh/a



Quelle: eigene Berechnungen

Aufgrund der Einschätzungen zur lokalen Verfügbarkeit der EE-Wärmequellen und der industriellen Abwärme ergeben sich für die Typstädte deutlich unterschiedliche Wärmeerzeugungsstrukturen. Abbildung 8 zeigt die prozentuale Zusammensetzung für die Summenwerte der Wärmeerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien für die drei Typstädte.

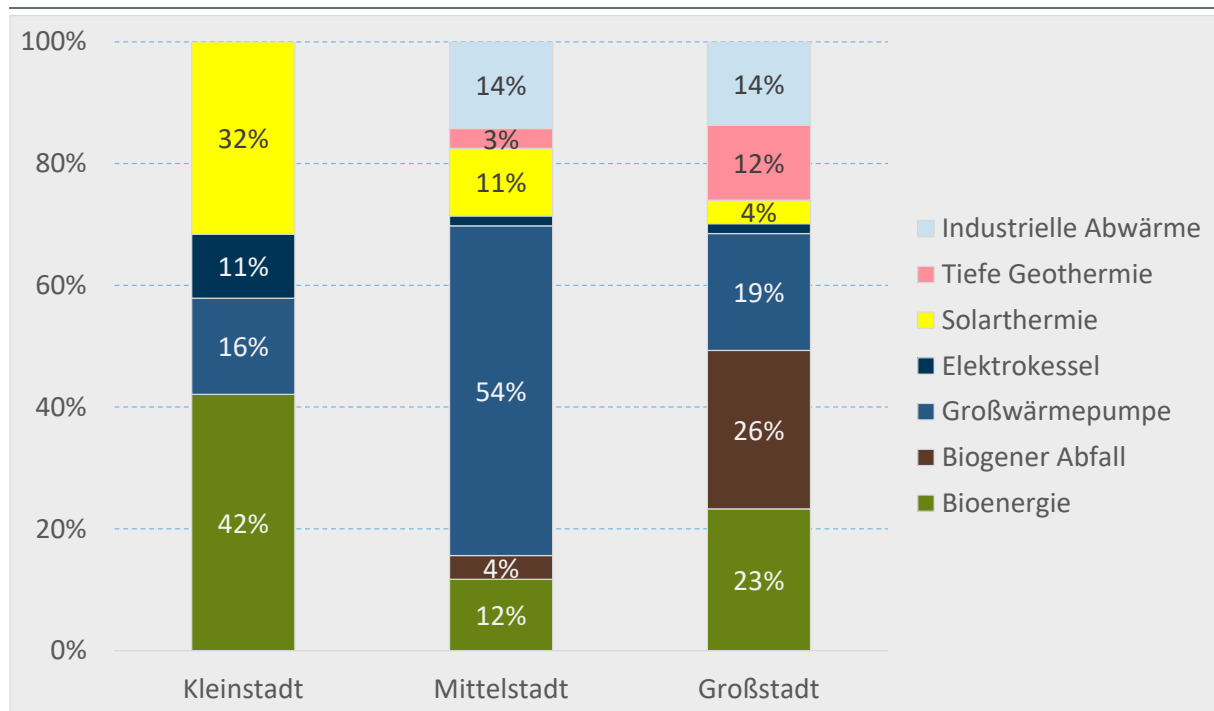
In den Großstädten zeigt sich ein breiter Mix an Technologien aus Abwärme und erneuerbaren Energien. Dennoch stammt knapp die Hälfte der CO₂-frei erzeugten Fernwärme aus Biomasse und der Abfallverwertung. Die Großwärmepumpen erreichen einen Anteil von 19 %. Geothermie und industrielle Abwärme liegen mit 12 % bzw. 14 % sehr nahe beieinander, während die Freiflächen Solarthermie mit 4 % eine untergeordnete Rolle einnimmt.

In den Mittelstädten ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Die Verbrennung von Biomasse und Abfall stellt weniger als ein Fünftel der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien und Abwärme. Mit 54 % dominieren hier Wärmepumpen. Die industrielle Abwärme erreicht einen Anteil von 14 %. Die Solarthermie stellt aufgrund der im Vergleich zu den Großstädten besseren Verfügbarkeit von Freiflächen 11 % der CO₂-frei erzeugten Fernwärme. Der Anteil der tiefen Geothermie liegt bei 3 %.

In den Kleinstädten ergibt sich nochmals eine deutlich andere Struktur. Aufgrund der guten Verfügbarkeit von Freiflächen stammt knapp ein Drittel der CO₂-frei erzeugten Fernwärme aus Solarthermie. Aufgrund der oben genannten Restriktionen hinsichtlich der technischen und wirtschaft-

lichen Potenziale stehen in den Kleinstädten jedoch nur vergleichsweise wenig bzw. keine Potenziale von Geothermie, industrieller Abwärme, Abfall und Großwärmepumpen zur Verfügung. Daher hat die Biomasse hier einen Anteil von 42 % an der CO₂-frei erzeugten Fernwärme.

Abbildung 8: Struktur der Fernwärmerzeugung aus Abwärme und erneuerbaren Energien in Klein-, Mittel- und Großstädten im Jahr 2030



Quelle: eigene Berechnungen

3.5 Investitionen und Förderbedarf bis 2030

Zusätzlich zur Erzeugungsstruktur wurden für jedes der 10 Typnetze die Investitionen und die resultierenden Wärmegestehungskosten berechnet (Kapitel 3.1). Letztere wurden den Wärmegestehungskosten einer typischen Objektversorgung gegenübergestellt. Auf diese Weise können die wirtschaftliche Lücke und damit der Förderbedarf einer Fernwärmeversorgung aus Perspektive der Kunden bestimmt werden.

Tabelle 5 stellt einige Kenndaten sowie die notwendigen Investitionen für alle 10 Typnetze dar, die am Beispiel von Typnetz 7 erläutert werden. Dieses Netz liegt in einer Großstadt und hat im Jahr 2030 eine Länge von 422 km. Der Fernwärmeabsatz liegt bei 1.372 TWh/a wovon 47 % bzw. 645 TWh aus industrieller Abwärme und erneuerbaren Energien gedeckt werden (vgl. Tabelle 4). Bis zum Jahr 2030 liegen die Investitionen in neue EE-Wärmeanlagen bei 115 Mio. Euro. Für die Einbindung der neuen EE-Wärme-Anlagen in die Wärmenetze werden weitere 33 Mio. Euro benötigt. Für Wärmespeicher werden 14 Mio. Euro benötigt. Der größte Investitionsblock liegt mit 188 Mio. Euro jedoch beim Wärmeverteilnetz.

Tabelle 5: Kenndaten und Investitionen der Typnetze für das Jahr 2030 im Überblick

Typstadt		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Größe		Klein	Kein	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Groß	Groß	Groß	Groß
Anzahl in DE		446	446	146	146	50	30	20	30	21	10
Kenndaten Fernwärme je Netz											
EE Wärme	GWh/a	4,8	4,3	28	28	35	28	645	673	576	549
Foss. Wärme	GWh/a	4,8	5,3	42	42	35	42	727	700	796	824
Netzlänge	km	3,2	3,2	23	23	23	23	422	422	422	422
Investitionen je Netz in Mio. Euro											
EE-Anlagen		2,3	1,2	8,3	7,0	12,4	4,6	115	85	121	286
Wärmespeicher		0,2	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	14	14	14	14
Einbindung		0,7	0,1	2,0	5,5	1,4	4,2	33	31	46	6
Wärmenetz		1,1	1,1	7,8	7,8	7,8	7,8	188	188	188	188

Quelle: eigene Berechnungen

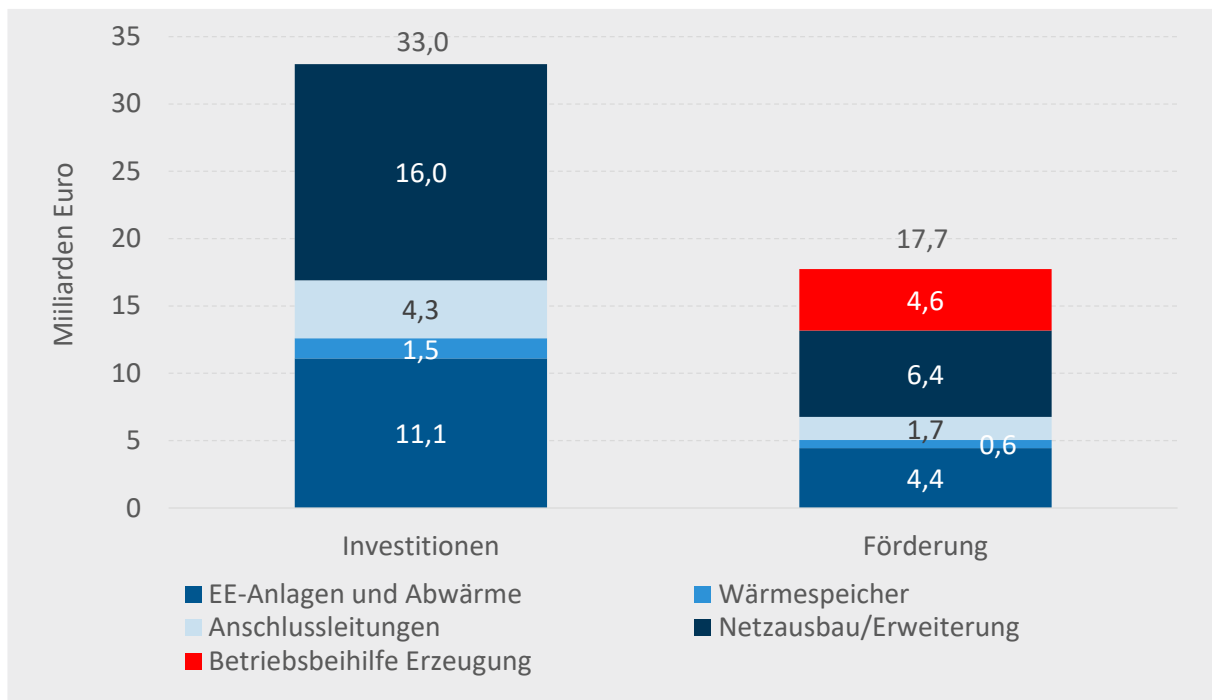
Für den angestrebten Ausbau der Fernwärmenetze, der Wärmespeicher und neuen Erzeugungsanlagen sind bis zum Jahr 2030 in Summe Investitionen von etwa 33 Milliarden Euro notwendig (Abbildung 9), pro Jahr also im Mittel 3,3 Milliarden Euro. Mit 16 Milliarden Euro entfällt etwa die Hälfte der Investitionen auf den Ausbau bzw. die Erweiterung von Wärmenetzen. Gut 11,1 Milliarden Euro entfallen auf Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und der Nutzbarmachung von Abwärme. Eng verbunden mit diesen Anlagen sind weitere Investitionen in Höhe von etwa 4,3 Milliarden Euro zum Anschluss dieser neuen Wärmequellen an bestehende Netze.

Es wird davon ausgegangen, dass in jedem Wärmenetz zukünftig Wärmespeicher errichtet werden. Damit ist eine bessere Integration der zunehmend wetter- und strompreisabhängig erzeugten Wärme möglich. Zudem wird eine flexiblere Fahrweise der bestehenden Anlagen im Strommarkt ermöglicht. Bis 2030 fallen Investitionen in Wärmespeicher in Höhe von etwa 1,5 Milliarden Euro an.

Die Berechnung des Förderbedarfs erfolgte unter folgenden Annahmen:

- Die heute bestehende erneuerbare Fernwärmeerzeugung bleibt bis 2030 erhalten
- Förderung des Wärmenetzausbaus (inkl. Anschlussleitungen) und von Wärmespeichern durch Investitionszuschüsse in Höhe von 40 %
- Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und Nutzung von Abwärme: Investitionszuschuss von 40 % und Zahlung einer Betriebsbeihilfe für die Wärmeerzeugung in Höhe der verbleibenden Wirtschaftlichkeitslücke

Abbildung 9: Investitionen und Fördermittelbedarf bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Insgesamt ist nach den hier gezeigten Berechnungen dafür im Zeitraum bis 2030 ein mittleres Fördervolumen von etwa 1,8 Milliarden Euro pro Jahr notwendig (17,7 Milliarden Euro bis 2030).

Bestehende Instrumente wie das KWKG und EEG sowie Landes- und EU-Mittel decken zum Teil Elemente des Ausbaus und der Transformation der Wärmenetze ab, z. B. Förderung des Wärmenetzausbaus im KWKG, der EE-Bonus für die Errichtung von innovativen KWK-Systemen oder die Förderung von Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie. Die Förderung ist aber sowohl im KWKG als auch EEG an die Stromerzeugung gekoppelt.

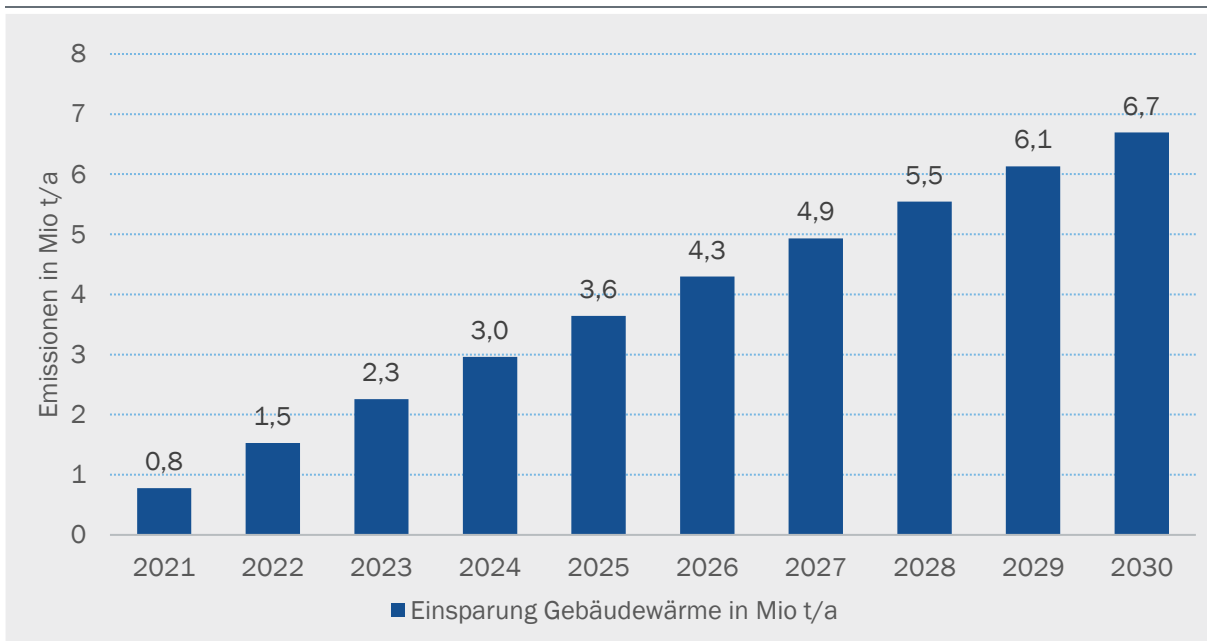
Das geplante Programm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“, welches im Kern den Umbau und die Modernisierung der Wärmenetze als Ziel hat, könnte die bestehende Förderlücke schließen. Unter der Annahme, dass 75 Prozent der insgesamt notwendigen Förderung der erneuerbaren Wärmeerzeugung (Betriebsbeihilfe, Investitionszuschuss und deren Einbindung) und 25 Prozent der Förderung für den Ausbau der Wärmenetze und Speicher über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze getragen wird, ergibt sich ein mittlerer jährlicher Förderbedarf von etwa einer Milliarde Euro pro Jahr im Zeitraum 2021 bis 2030 für das Programm.

Investitionen im Fernwärmebereich werden mit einer längerfristigen Perspektive getroffen. Für die Stadtwerke und Wärmenetzbetreiber sind daher verlässliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit wichtig, um die notwendigen Investitionsentscheidungen treffen zu können. Für den Erfolg des ist daher neben der Mittelausstattung eine längerfristige Perspektive entscheidend.

Durch den Zuwachs der Fernwärme werden im Gebäudesektor im Zeitraum 2021 bis 2030 in Summe etwa 39 Millionen Tonnen CO₂ eingespart (vgl. Abbildung 10). Für die Berechnung wurde für 2020 ein mittlerer Emissionsfaktor von Mehrfamilienhäusern in urbanen Räumen von 220 g/kWh angesetzt, welcher sich bis 2030 aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Gebäudewärme auf 187 g/kWh verringert. Die Einsparung durch den Ausbau der erneuerbaren Fernwärme wird 2021 etwa 0,8 Millionen Tonnen betragen und steigt bis 2030 auf 6,7 Millionen Tonnen. Im Zeitraum von 2021 bis 2030 ergeben sich damit kumulierte Einsparungen von 39 Millionen Tonnen CO₂.

Die Fernwärme liefert damit einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der deutschen Ziele im EU-Effort-Sharing-Bereich. Entsprechend verschiedener Studien (Gores et al., 2020) besteht aktuell eine hohe Wahrscheinlichkeit einer Zielverfehlung. Deutschland muss dann von anderen EU-Staaten Zertifikate kaufen. Bei einem angenommenen Preis von 50 bis 100 Euro pro Tonne (siehe Deutsch et al., 2018) könnte Deutschland durch den gesteigerten erneuerbaren Fernwärmeausbau und die Verringerung der Emissionen im Gebäudesektor insgesamt im Zeitraum bis 2030 zwischen 1,9 und 3,9 Milliarden Euro einsparen. Die EU-Kommission und das EU-Parlament haben aktuell eine Verschärfung der EU-Klimaziele vorgeschlagen. Infolge der voraussichtlich kommenden höheren Minderungsziele wird auch der Gebäudesektor als Teil des Effort-Sharing-Bereichs einen höheren Beitrag zur Emissionsreduktion leisten müssen. Zusätzlich werden sehr wahrscheinlich die Kosten für Zertifikate durch die Zielverschärfung höher als ohne Verschärfung liegen.

Abbildung 10: CO₂-Einsparung durch den Ausbau erneuerbarer Fernwärmeerzeugung bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

4 Politikinstrumente

4.1 Vorüberlegungen

Der vorgestellte Transformationspfad des Fernwärmeausbaus und die damit einhergehenden Investitionen in Höhe von ca. 33 Milliarden Euro und Förderbedarfe in Höhe von ca. 17,7 Milliarden Euro erscheint zunächst groß – allerdings sollten sie in Relation alternativer Entwicklungsmöglichkeiten zur Erreichung der Klimaneutralität betrachtet werden. Zudem lohnt sich der Blick auf die politischen Nebeneffekte und die indirekten Nutznießer der vorgeschlagenen Politikinstrumente: Viele dieser Instrumente zielen auf eine ökonomische und ökologische Verbesserung der Situation der Endverbraucher ab und tragen somit nicht nur zum Klimaschutz, sondern auch zur sozialen Balance und Akzeptanz der Wärmepolitik bei.

Erneuerbare Fernwärme als Garant für langfristige Kostenstabilität

Vor allem in Anbetracht der perspektivisch steigenden Kosten für fossile Heizenergieträger und der oft hohen spezifischen Kosten für tiefgehende energetische Gebäudesanierungen ist die Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Wärme ein sozialverträgliches Mittel zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Der Ausbau erneuerbarer Wärmeversorgungsstrukturen unterstützt eine Form der Wärmeerzeugung, die auf lokalen Ressourcen basiert und durch langjährige Wärmeliefer-Verträge preislich abgesichert ist.

Der jüngst vom DIW veröffentlichte Wärmemonitor 2019 (Stede et al., 2020) zeigt eindrucksvoll, dass die Fortschritte bei der Effizienz erstens über einen längeren Zeitraum relativ gering sind und zweitens die Einspareffekte vom Preisanstieg für Heizenergie finanziell mehr als kompensiert werden können. Erstmals seit vielen Jahren kam es 2019 überhaupt wieder zu einem Rückgang des Wärmebedarfs: Während der um lokale Klima- und Wetterveränderungen bereinigte Heizenergiebedarf 2019 um 3,2 % ggü. 2018 sank, stiegen allerdings die Heizenergiepreise (Heizöl und Erdgas) um 5,6 % im Vergleich zum Vorjahr. Trotz eines Rückgangs des Heizbedarfs im letzten Jahr zahlten deutsche Haushalte 2019 also 2,4 % mehr für ihre Heizausgaben als im Vorjahr. In den Vorjahren gab es hingegen noch nicht einmal einen Rückgang des (temperaturbereinigten) Heizenergiebedarfs (siehe näher unten).

Die im folgenden Kapitel vorgeschlagenen Instrumente bewirken eine Verschiebung der Kostenbestandteile für die Wärmeerzeugung von betrieblichen Kosten (Brennstoffkosten) zu investiven Kosten (Netz- Infrastruktur, erneuerbare Erzeugungskapazitäten) und sichern damit eine langfristige Stabilisierung und Vorhersehbarkeit der Wärmekosten. Die Preise für fossile Energieträger sind extrem volatil und hängen stark von den aktuellen weltwirtschaftlichen und geopolitischen Rahmenbedingungen ab. Die durch die Corona-Pandemie stark eingebrochene Ölnachfrage und das weiterhin hohe Angebot drücken die Marktpreise seit Februar 2020 auf Tiefstände, was sich auch dämpfend auf die Verbraucherpreise auswirkt. Diese Entwicklung ist u. a. in Anbetracht der ab 2021 einsetzenden CO₂-Bepreisung nach dem BEHG allerdings nicht als eine langfristige Tendenz zu interpretieren, sondern zeugt vielmehr von der extremen Volatilität und Abhängigkeit der fossilen Heizenergiepreise vom Weltgeschehen. Eine hierauf basierende Wärmeversorgung ist somit hohen Risiken ausgesetzt: Insbesondere einkommensschwache Bevölkerungsschichten wären stark betroffen, wenn die Brennstoffpreise aufgrund geopolitischer Veränderungen auf das Niveau früherer Jahre stark steigen oder wenn für das Erreichen des klimapolitischen Zielpfades

durch den europäischen oder nationalen Gesetzgeber ein CO₂-Preis ohne (oder mit stark erhöhter) Preisobergrenze eingeführt würde.

Werden die Kosten der CO₂-Bepreisung von fossilen Heizenergieträgern ab 2021 vollständig auf Mietende umgelegt¹, so ergeben sich im Jahr 2025 Mehrkosten für einen exemplarischen Haushalt von bis zu 155 EUR/Jahr. Je nach Haushalt steigt die Netto-Belastung im Jahr 2030 mit einem CO₂-Preisfad von 125 EUR/t (2030) auf bis zu 450 EUR/a an (Keimeyer et al., 2020).

Deutschland wendete 2015 rund 60 Milliarden Euro für den Import fossiler Brennstoffe auf, davon knapp die Hälfte für den Import von Erdgas.² Die im vorliegenden Gutachten ermittelten Investitionen in die Erzeugung und Verteilungsstruktur von erneuerbarer Wärme in Höhe von 3,3 Milliarden Euro jährlich bis 2030 verringern Importkosten, sorgen für Unabhängigkeit und können inländisches Wachstum stimulieren.

Sowohl die Rückschau 2019 wie auch die Prognosen bis 2030 machen also deutlich, dass eine deutliche Belastung von Haushalten durch die Preise fossiler Heizenergie besteht, die voraussichtlich weiter ansteigen wird. Dahingegen ist der Ausbau erneuerbarer Fernwärme in der Lage, den Verbrauchern langfristig stabile Wärmepreise zu garantieren. Der Wandel von fossiler dezentraler Wärmeversorgung hin zur erneuerbaren zentralen Wärmeerzeugung und -verteilung kann damit sozio-ökonomische Vorteile mit sich bringen. Änderungen in der Kostenbelastung von Haushalten hängen dabei auch davon ab, wie investive Kosten für die Dekarbonisierung der Wärmenetze verteilt werden. Förderprogramme, die sich am langfristigen volkswirtschaftlichen Nutzen einer klimaneutralen Wärmeversorgung ausrichten, tragen dazu bei, die Belastung von Haushalten durch die Wärmewende zu begrenzen.

Effektivität: Sichere Klimaschutzbeiträge durch erneuerbare Fernwärme

Neben der Dekarbonisierung des Wärmesektors durch erneuerbare Wärme sollte nach dem Prinzip „Efficiency First“ in erster Linie der Heizenergieverbrauch des Gebäudesektors gesenkt werden, um die Klimaziele zu erreichen. Im Vergleich mit Investitionen in Effizienzmaßnahmen können solche in erneuerbare Fernwärme jedoch eine größere Wirkung entfalten, da sie relativ unabhängig von möglichen Verhaltensänderungen der Endverbraucher sind.

Energieeffizienz im Gebäudesektor wird unter anderem durch die energetische Modernisierung von Gebäuden erreicht. Dafür wurden in Deutschland im Zeitraum von 2010 bis 2019 jährlich zwischen 39 und 44 Milliarden Euro investiert – dennoch sinkt der Heizenergiebedarf je Quadratmeter beheizter Wohnfläche nur leicht. Dieser wichtige Indikator für die Gebäudeeffizienz sank von 2008 bis 2015 zunächst von etwa 180 kWh/m²/a auf 155 kWh/m²/a und verharrt seitdem in etwa auf diesem Wert (AG Energiebilanzen 2020). Eine mögliche Erklärung dafür ist der Rebound-Effekt (vgl. BBSR, 2015): Nicht selten wird in sanierten Gebäuden nicht die erwartete Einsparung an Endenergie umgesetzt, z. B. weil die Umsetzung der Maßnahme nicht wie geplant ausgeführt wird oder weil von den Nutzern aufgrund der geringeren Kosten eine höhere Raumtemperatur eingestellt wird.

¹ Ob die Umlage auf Mietende in vollem Umfang geschieht, ist bislang noch in Klärung. Bei einer begrenzten Umlagefähigkeit werden die entstehenden Kosten beispielsweise zu 50 % von Vermietenden getragen, siehe Haufe Online Redaktion (2020),

https://www.haufe.de/immobilien/wirtschaft-politik/co2-preis-inwiefern-muessen-sich-vermieter-beteiligen_84342_525922.html.

² <https://www.pv-magazine.de/2017/01/25/deutschland-gibt-mehr-geld-fr-fossile-brennstoffimporte-als-fr-erneuerbare-aus>; Hohmann (2020), <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151081/umfrage/importe-von-erdgas-und-rohoel-nach-deutschland/#professional>, letzter Zugriff am 29.10.2020.

Neben dem nur leicht rückläufigen spezifischen Heizenergieverbrauch pro Quadratmeter wird der Bedarf für Gebäudewärme durch den Neubau von Gebäuden und die weiterhin wachsende Gebäude-Nutzfläche gesteigert. So hat allein die Wohnfläche seit dem Jahr 2008 um insgesamt 12 % zugenommen und das obwohl die Bevölkerungszahl im gleichen Zeitraum mit einer Steigerung von nur etwa 1 % nahezu konstant geblieben ist.

Während der Rückgang der Wärmenachfrage aus dem Gebäudebestand somit in der Vergangenheit unter den Erwartungen zurück blieb und auch für die Zukunft nicht sicher prognostiziert werden kann, tragen „Rebound-sichere“ Investitionen in die erneuerbare Fernwärme dazu bei, den Wärmesektor effektiv zu dekarbonisieren.

Wärmenetze als Ergebnis von Wärmeplanung: Effizient, partizipativ und sozial

Abgesehen von Investitionen in die leitungsgebundene erneuerbare Wärmeversorgung bietet auch das Instrument der Wärmeplanung als strategisches Leitinstrument (vgl. Kapitel 4.3.2) Vorteile für viele beteiligte Stakeholder.

In Dänemark sorgt die flächendeckende Wärmeplanung schon seit vielen Jahren für eine Wärmeversorgung, die den Endkunden zugutekommt. Die Auswirkungen der Wärmeplanung im spezifischen dänischen Kontext sind nicht in jeder Hinsicht auf die Situation in Deutschland übertragbar (vgl. Kapitel 5). Einige Aspekte können jedoch auf den deutschen Markt projiziert werden: Eine verbindliche Wärmeplanung bietet Planungs- und Investitionssicherheit – sowohl für Fernwärmeversorger als auch für Eigentümer – und kann so Fehlinvestitionen vorbeugen. Auf Basis aktueller Daten unter Berücksichtigung der Preisprognosen für Heizenergieträger und der Expertise verschiedener Akteursgruppen wird im Wärmeplanungs-Prozess in einem gemeinsamen Entscheidungsprozess eine umsetzungsorientierte Strategie erarbeitet. Mit dem resultierenden räumlich konkreten Wärmeplan sind die Ausbaupläne der Fernwärmestruktur sowie mögliche Vorranggebiete für Förderprogramme bzw. bestimmte Fördersätze für alle Beteiligten transparent dargestellt. Investitionsentscheidungen können so getroffen werden, dass unter Berücksichtigung der langfristigen Entwicklungen und der Klimaziele die kosteneffizienteste Heizlösung installiert wird.

Der öffentliche Diskurs und die Dokumentation des Prozesses bietet darüber hinaus die Möglichkeit, dass Verbraucher sich am Prozess der Wärmeplanung beteiligen (Chittum & Østergaard, 2014). Zudem kann die Wärmeplanung Möglichkeiten aufzeigen, wie die Wertschöpfung im regionalen Wirtschaftskreislauf verbleibt. Für erneuerbare Wärmenetze oder für biogene Brennstoffe getätigte Ausgaben bleiben häufig vor Ort, beispielsweise indem Aufträge an Unternehmen in der Region erteilt werden (Maier 2016)³.

Wird anerkannt, dass die Wärmewende als räumlich komplexes Vorhaben einen hohen Steuerungsbedarf hat und die Wärmeplanung als verbindliches Instrument flächendeckend eingeführt werden sollte, so ist nicht nur eine Dynamisierung des in den vergangenen Jahren statischen Wärmemarktes möglich. Es werden auch auf kommunaler Ebene gemeinschaftlich Ideallösungen gefunden und umgesetzt, die technisch sowie wirtschaftlich effizient sind. Durch die in diesem Gutachten vorgeschlagene staatliche Förderung erneuerbarer Fernwärme kann zudem gezielt für verdichtete Stadträume eine schnelle Dekarbonisierung großer Wohnungsbestände zu sozialverträglichen Preisen gewährleistet werden.

³ Siehe auch AGFW (2016). <https://www.agfw.de/energie-klimakonzepte-f-e/stadtentwicklung/laufende-projekte/wertschoepfung-aus-kwk-und-fernwaerme>, letzter Zugriff am 29.10.2020

Erneuerbare Fernwärme als zukunftssichere Lösung zur Vermeidung von „stranded assets“

Der aktuell eingeleitete Ausstieg der Bundesrepublik aus der Kohle sowie der in den kommenden Jahren abgeschlossene Atomausstieg verdeutlichen die enormen Kosten, die mit Investitionen in nicht zukunftssichere Infrastrukturen verbunden sind. Sowohl der Atomausstieg wie auch der Kohleausstieg kosten die Steuerzahler jeweils Milliardenbeträge an Entschädigungen für die bisherigen Betreiber dieser Anlagen.

Mit der sich abzeichnenden neuen Zielsetzung einer klimaneutralen Europäischen Union bis zum Jahr 2050 sowie mit dem Zwischenziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 ist absehbar, dass auch die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte weitgehend aus dem Wärmemarkt verdrängt werden. Ohne einen sehr schnell beginnenden Abbau relevanter Mengen an Heizöl- und Erdgas-Heizungen sind die Klimaziele rein rechnerisch kaum erreichbar.

Aktuell ist jedoch keine entsprechende Trendwende beim Austausch von Heizöl- und Erdgas-Heizungen erkennbar. Selbst im Gebäudeneubau werden in relevantem Umfang noch Erdgas-Heizungen neu einbaut (2015 51 %, vgl. Deutsche Energie-Agentur, 2016). Im Gebäudebestand werden in aller Regel mit fossilen Energien betriebene Heizungskessel durch neue Heizkessel für dieselben fossilen Brennstoffen ersetzt (2015 80 %, vgl. Deutsche Energie-Agentur, 2016). Wird bei einem Heizungswechsel heutzutage als Ersatz wieder eine Erdgas- oder Heizöl-Heizung eingebaut, so ist das in Hinblick auf die Einhaltung der Klimaziele 2030 und 2040 eine folgenschwere Investitionsentscheidung. Neben den steigenden Heizenergiekosten werden neue Sanierungsfälle geschaffen, denn grüne Gase stehen mittelfristig nur in sehr begrenztem Umfang und zu hohen Preisen zur Verfügung (s. Abschnitt 3.2.2). Die Anzahl der aktuell jährlich neu installierten Gasheizungsanlagen beträgt knapp 600.000.⁴ Dies ist nicht vereinbar mit einer Reduktion der THG-Emissionen im Gebäudesektor von -67 % bis 2030.⁵ Um das Sektorziel im Bereich Gebäude zu erreichen, muss bereits in den kommenden Jahren eine spürbare Reduktion der erdgas- und objektbasierten Wärmeversorgung von Gebäuden stattfinden. Die in den kommenden Jahren neu installierten Gasheizungen können also unter Einhaltung der Klimaschutzziele aller Voraussicht nach nicht bis zum Ende ihrer Lebensdauer von etwa 20 Jahren betrieben werden. Entweder müssen diese Anlagen vorzeitig stillgelegt und deren Inhaber entschädigt werden oder es sind teure Kompensationszahlungen im Rahmen der europäischen Lastenteilungsverordnung für das Verfehlen der Klimaziele im nicht-ETS-Sektor notwendig (Deutsch et al., 2018). Beides läuft auf sehr kostspielige Lösungen zulasten des Steuerzahlers hinaus.

Vor diesem Hintergrund sind die in diesem Gutachten beschriebenen Förderungsmaßnahmen und ordnungsrechtlichen Änderungen auch notwendig, um Fehlinvestitionen zu verhindern. Das „Einsparen“ von heutigen Investitionen in zukunftsfähige Technologien wie erneuerbare Fernwärme ist weder ökologisch noch finanziell nachhaltig, weil damit das Verfehlen der Klimaschutzziele sowie spätere, hohe Kosten für den Bundeshaushalt verbunden sind. Daher gilt es, heute Investitionen in eine sozialverträgliche Wärmewende auf Basis erneuerbarer Fernwärme zu lenken.

⁴ Circa 69.600 Gas-Heizwertkessel und 517.600 Gas-Brennwertkessel (2019), s. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/379021/umfrage/marktentwicklung-von-gasheizungen-in-deutschland/>

⁵ Ggü. 1990, Sektorziel Gebäude der Bundesregierung (Klimaschutzgesetz Stand 2019).

Lernkurven und Skaleneffekte für eine kostengünstigere Erneuerbare Fernwärme

Nicht zuletzt sind auch technologiespezifische Instrumente für eine soziale Wärmepolitik entscheidend, da durch die Förderung von (zukünftig) besonders wirtschaftlichen Technologien die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten für die Wärmewende geringer sind. Einige Technologien werden aktuell aufgrund bestehender regulatorischer Hemmnisse kaum zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Werden die Rahmenbedingungen für diese erneuerbaren Technologien verbessert, so wird deren Markthochlauf ermöglicht, Lernkurven- und Skaleneffekte führen mittel- und langfristig zu einer Preissenkung.

Anschaulich sind die Potenziale zur Kostensenkung im Stromsektor: Durch das EEG wurde vor rund 20 Jahren ein verlässlicher Förderrahmen geschaffen. Die anfänglich noch sehr hohen Kosten für Windkraft und Photovoltaik haben sich seitdem drastisch reduziert.

Ähnliche Effekte gilt es auch für den Wärmemarkt zu erschließen. Die großtechnischen Anlagen für die Erzeugung klimafreundlicher Fernwärme bieten hierfür besonders günstige Voraussetzungen:

- Die Nutzung von unvermeidbarer Abwärme bietet vielerorts erhebliche Potenziale, die häufig zu sehr geringen Kosten oder kostenlos zur Verfügung steht, jedoch noch zu selten genutzt wird. Mit spezifischen neuen Instrumenten zur Überwindung der Hürden ihrer Erschließung können diese Wärmequellen künftig genutzt werden und sich damit preissenkend (im Vergleich zu Wärmegestehungskosten anderer Erzeugungstechnologien) auswirken.
- In volkswirtschaftlich optimierten Energiesystemen nimmt die strombasierte Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen und Power-to-Heat eine Schlüsselrolle ein (BCG & Prognos, 2018; Gerhardt et al., 2019; Purr et al., 2019; Sterchele et al., 2020) und wird im Jahr 2050 voraussichtlich in vielen Netzen einen Großteil der Gebäudewärme erzeugen. Ein Markthochlauf dieser Technologien sorgt also für eine insgesamt möglichst kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele. Auch in der Großwärmepumpen-Technologie sind erhebliche technologische Entwicklungen zu erwarten: Zu nennen sind beispielsweise Rotationswärmepumpen mit höheren COPs und Temperatur-Output oder Wärmepumpen mit Flüssigeis-Rücklauf, die Wasser knapp oberhalb des Gefrierpunkts noch die latente Wärme entziehen können.
- Für die Geothermie gilt, dass beispielsweise durch neue Bohr- und Erschließungsverfahren mit geschlossenen Systemen Geothermie zukünftig auch an Standorten eingesetzt werden könnte, die sich bisher aus geologischen Gründen nicht eignen.
- Auch im Bereich der saisonalen Speicherung sind erhebliche technologische Innovationen mit Kostensenkungspotenzial möglich, wie die oben beschriebenen Ausführungen zu Aquifer-Wärmespeichern und anderen Wärmespeichern zeigen.

Auch wenn heute noch nicht im Einzelnen absehbar ist, ob und welche der genannten Technologien sich durchsetzen scheint jedoch klar, dass auch für die erneuerbare Fernwärme Sprunginnovationen möglich sind, die ein disruptives Potenzial für die Wärmeversorgung aufweisen. Durch eine gezielte F&E-Förderung sowie die Gewährleistung eines verlässlichen, großflächigen Markt-Rollouts durch Förderung und Anpassung des regulatorischen Rahmens gilt es, die Chancen für den Markthochlauf entsprechender Innovation zu verbessern und damit die erneuerbare Fernwärme perspektivisch noch kostengünstiger und damit sozialverträglicher zu machen.

4.2 Politikinstrumente zur Transformation der Fernwärme

Der in diesem Gutachten beschriebene Pfad für eine erfolgreiche Wärmewende erfordert deutliche Veränderungen: Erstens muss es in den nächsten Jahren ein deutliches Wachstum der Wärmenetze geben, das weit über die Ausbauraten der letzten Jahre hinaus geht. Zweitens müssen die bestehenden Wärmesysteme tiefgreifend umgebaut werden, um eine zügige Dekarbonisierung der Fernwärme zu ermöglichen.

Dieser tiefgreifende Wandel der Wärmeversorgung vieler Städte wird nur gelingen, wenn die Politik die notwendigen Steuerungsimpulse setzt. Die Entwicklungen der vergangenen Jahre zeigen, dass mit den bestehenden Instrumenten nicht die notwendigen schnellen und umfassenden Veränderungen der Wärmeinfrastruktur erreicht werden können.

Der Politik stehen unterschiedliche Instrumente zur Verfügung, mit denen der erforderliche Wärmenetzaus- und -umbau umgesetzt werden kann. Diese lassen sich grob in planerische, finanzielle und ordnungsrechtliche Instrumente kategorisieren. Einige der hierfür in Frage kommenden Instrumente werden im Folgenden näher dargestellt und untersucht – ohne dass damit der Anspruch auf das Design eines vollständigen Instrumentenbündels für die Wärmewende verfolgt wird.

Dabei werden zunächst solche Instrumente analysiert, die eine übergreifende Wirkung auf Wärmenetze haben (siehe Kapitel 4.3). Im Anschluss werden Instrumente untersucht, deren Hauptzielrichtung im quantitativen Ausbau und der Verdichtung von Wärmenetzen liegt (siehe Kapitel 4.4). Abschließend werden Instrumente analysiert, deren Hauptstoßrichtung die Dekarbonisierung der Wärmenetze ist (siehe Kapitel 4.5). Die in Kapitel 5 vorgestellten Best-Practice-Beispiele illustrieren die Anwendung von verschiedenen Instrumentenkombinationen.

4.3 Übergeordnete Rahmenbedingungen für die Fernwärme

Eine wichtige Voraussetzung für den anzustrebenden Ausbau der Fernwärme ist ein „Level Playing Field“ im Wettbewerb zwischen zentraler, netzgebundener Wärmeversorgung und dezentraler Wärmeversorgung. Die spezifischen Vor- und Nachteile beider Wärmeversorgungsoptionen sollen in möglichst effizienter Art und Weise zum Tragen kommen. Derzeit sind einige regulatorische Weichen jedoch so gestellt, dass dezentrale Versorgungsoptionen bevorteilt werden und Wärmenetz-Lösungen trotz mittel- und langfristiger Effizienzvorteile selbst in prädestinierten Anwendungsfällen im urban hochverdichteten Gebäudebestand nicht zum Zuge kommen. Diese Benachteiligungen im Wettbewerbsgefüge gilt es zu beseitigen.

4.3.1 Schärfung der Preissignale

Ein wichtiges Element zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung durch erneuerbare Wärmenetze sind treibhausgasbezogene Preissignale im Wärmemarkt. Bis zum Inkrafttreten der CO₂-Bepreisung auf der Grundlage des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) im kommenden Jahr besteht ein struktureller Nachteil der Fernwärme gegenüber der dezentralen Wärmeerzeugung, weil fossile Wärmeerzeuger mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW anders als dezentrale Heizungen dem TEHG unterliegen.

Sobald der CO₂-Preis im nationalen Emissionshandel auf Grundlage des BEHG über dem CO₂-Preis im TEHG liegt, wird dieser strukturelle Nachteil der Fernwärme beseitigt. Allerdings werden

sich durch die im BEHG bis 2025 verankerten moderaten Preiskorridore bis maximal 55 Euro/t kurzfristig kaum Steuerungsimpulse für den angestrebten breiten Rollout erneuerbarer Wärmenetze und den „grünen“ Umbau bestehender Wärmenetze ergeben. Auch die bisher von der Bundesregierung beschlossenen oder angedachten Anpassungen im Abgaben- und Steuersystem, insbesondere die Absenkung der EEG-Umlage, lassen noch keinen tiefgreifenden Einfluss für die Wärmewende erwarten.

Potenziell ist der Einfluss des Preis- und Abgabensystems im Energiesektor auf die netzgebundene Wärmeversorgung jedoch groß. Dies zeigen auch Erfahrungen aus Schweden und Dänemark, die bereits frühzeitig mit CO₂-Steuern eindeutige Preissignale gesetzt haben (siehe 5.1 und 5.2). In Deutschland könnte ein früherer oder stärkerer Anstieg der Preisobergrenzen im BEHG oder gar deren frühere Abschaffung die Wettbewerbssituation für klimaneutrale netzgebundene Wärmeversorgung erheblich verbessern. Ähnliches gilt für die Gestaltung der Abgaben auf Strom für netzdienlich betriebene Großwärmepumpen, die gemeinsam mit großen Wärmespeichern und KWK-Anlagen ein hohes Maß an Flexibilität für den immer volatileren Strommarkt bieten können. So hat sich etwa Dänemark für eine geringere Besteuerung des Stroms für Wärmepumpen entschieden (siehe 5.1).

Durch staatliche Förderung können ökonomische Anreize gesetzt werden, um Schwächen bzw. fehlende Impulse aus dem bestehenden Preis- und Abgabensystem auszugleichen. Kapitel 5 zeigt die Bandbreite an Förderinstrumenten, die dabei zum Einsatz kommen können – die Förderung von Netzanschlüssen (z. B. in Österreich), die Unterstützung von Investitionsvorhaben (z. B. in Frankreich) oder die niederländischen Ausschreibungen für erneuerbare Wärmeproduktion sind nur einige Beispiele. Die Begrenztheit der öffentlichen Mittel setzt diesem Ansatz jedoch Grenzen. Angesichts der beträchtlichen Fördersummen, die unter Zugrundelegung des bisherigen Preis- und Abgabenrahmens erforderlich wären, um den angestrebten Aus- und Umbau der Fernwärme zu induzieren, erscheint ein rein auf Förderinstrumente setzender Weg unrealistisch: Die Fehlanreize aus dem bestehenden Abgabensystem sind so groß, dass es aussichtslos erscheint, hier „gegen an zu fördern“. Eine weitere Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen für klimaneutrale Wärmeerzeugung im Verhältnis zu fossilen Energieträgern ist daher gerade für eine fiskalisch langfristig durchzuhaltende, erfolgreiche Förderpolitik unabdingbar. Auch in den Best-Practice-Beispielen in Kapitel 5 werden Förderinstrumente als Teil von Instrumentenmixen eingesetzt.

Dabei dürften Preissignale allein kein ausreichendes Instrumentarium für die Beschleunigung der Wärmewende mit und in Fernwärmesystemen darstellen – zu sehr beeinflussen Marktverzerrungen (wie z. B. das Vermieter-Mieter-Dilemma, die strukturelle Beharrungs-Tendenz von Wohnungseigentümergeinschaften (WEGs) oder die angespannten Mietmärkte in Großstädten) den Wärmemarkt insbesondere in den verdichteten Städten. Es verbleibt auf absehbare Zeit ein Bedarf an ergänzenden Steuerungsinstrumenten. Je stärker jedoch die CO₂-Kosten sich zukünftig im Wärmemarkt wiederfinden, desto eher kann auf kleinteilige Steuerungsinstrumente wie Förderung und Ordnungsrecht verzichtet werden.

Es ist daher sinnvoll, das Instrument des Brennstoffemissionshandels weiter zu stärken und damit möglichst frühzeitig noch wirksamere Preissignale im Wärmemarkt zu setzen. Jedoch müssen auch die Auswirkungen auf die nicht dem TEHG unterliegenden KWK-Anlagen berücksichtigt werden, da insbesondere im Aufbau neuer Wärmenetze auch solche KWK-Anlagen zur Absicherung der Wärmeversorgung zum Einsatz kommen können. Eine Anpassung des übrigen Abgaben- und Umlagesystems, wie z. B. der EEG-Umlage, der Netzentgelte und der Energiesteuern muss vorangetrieben werden. Je besser es gelingt, bereits auf Preisebene Anreize für klimafreundliche Investitionsentscheidungen zu setzen, desto geringer wird der Bedarf an flankierenden Förderungen

oder ordnungsrechtlichen Regelungen. Mit der Internalisierung der klimabezogenen Kosten in die Brennstoffpreise und klimagerechter Abgabenregelungen entsteht ein fairerer Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Heizsystemen, bei dem die Fernwärme ihre Stärken als Sammler und Verteiler von großen, klimaneutralen Wärmequellen in verdichteten Gebieten ausspielen kann. Durch die Preisobergrenzen im BEHG ist die CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt hiervon jedoch noch weit entfernt, sodass weitere Instrumente zum Erreichen des Zielpfades für klimaneutrale Fernwärmenetze erforderlich sind.

4.3.2 Wärmeplanung als strategisches Leitinstrument

Die Transformation der Wärmeversorgung ist zu weiten Teilen eine planerische, strategische Aufgabe. In den vergangenen drei Jahrzehnten hat die Politik auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene diese planerische Rolle jedoch kaum für sich angenommen. Wärmeversorgung wurde weitgehend als Thema betrachtet, das von den Gebäudeeigentümern gelöst werden muss, wofür ihnen auf dem Energiemarkt unterschiedliche Angebote zur Wärmelieferung zur Verfügung stehen.

Das Ergebnis dieser planerisch-strategischen Verweigerungshaltung der Politik ist ein seit Jahrzehnten weitgehend starrer Wärmemarkt, der den Anforderungen des Umbaus in Richtung einer klimaneutralen Wärmeversorgung nicht im Ansatz gerecht wird. Insbesondere kann ein Ausbau von Wärmenetzen nur gelingen, wenn hierauf auf verschiedenen politischen Ebenen (Bund, Land, Kommune) zielgerichtet, langfristig und konzeptionell hingearbeitet wird. Ohne ein strategisches, koordiniertes und planvolles Handeln ist die Entwicklung komplexer kollektiver Wärmenetzsysteme strukturell unmöglich. Auch in Deutschland sind die heute bestehenden Wärmenetze überwiegend in den vier Jahrzehnten nach dem zweiten Weltkrieg entwickelt worden, als hierfür in den Gebietsmonopolen der Energieversorger in enger Verflechtung mit den Kommunen (Deutschland West) bzw. im Sozialismus (Ost) entsprechende Strategien für kommunale Wärmenetze entwickelt und mit hohen Milliardenbeträgen umgesetzt wurden.

Auch heute wird allgemein anerkannt, dass ein starker Ausbau und eine Verdichtung der Wärmenetze die effizientesten und effektivsten Wege zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung in den verdichteten Städten sind. Die politische Konsequenz aus dieser Erkenntnis muss in der Schaffung und Nutzung der hierfür erforderlichen planerischen Instrumente liegen, da die gerade erwähnten alten Monopol- und informellen Planungsstrukturen nicht mehr existieren. Anregungen können dabei auch Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern bieten. Dänemark, wo der Anteil der fernwärmeversorgten Bevölkerung über 60 % liegt (Fleiter et al., 2016), setzte bereits in den 80er Jahren auf kommunale Energiepläne, um Gebiete für die Fernwärme- und Gasversorgung auszuweisen (siehe 5.1). Auch Frankreich setzt auf planerische Instrumente, um Transformationspfade für bestehende Wärmenetze aufzuzeigen oder die Machbarkeit von Fernwärme in neuen Quartieren zu evaluieren (siehe 5.4).

Vor diesem Hintergrund ist die derzeitige Diskussion um die rechtliche Ausformulierung und Stärkung des Instruments der Wärmeplanung, z. B. durch die aktuelle Novellierung des baden-württembergischen Klimaschutzgesetzes, zu begrüßen (vgl. weiterführend Maaß, 2020).

Dabei sind mehrere Punkte wichtig:

- Die Kommunen und die Planer dürfen nicht mit der Durchführung der Wärmeplanung allein gelassen werden. Bislang gibt es noch nicht einmal ein einheitliches Verständnis von den Aufgaben und Inhalten einer Wärmeplanung – geschweige denn zu den dabei anzulegenden

Maßstäben und anzuwendenden Methoden. Ebenso fehlt es an Vorgaben des Bundes oder der Länder, welche inhaltlichen „Leitplanken“ die Kommunen aus der Sicht des Energiesystems zu beachten haben. Dies gilt beispielsweise für die Frage, in welchem Umfang zukünftig Biomasse und synthetische Brennstoffe im Wärmemarkt eingesetzt werden sollen. Ohne entsprechende Festlegungen seitens des Bundes ist zu erwarten, dass Kommunen in der Summe unrealistisch stark auf diese vermeintlich einfachen Lösungen setzen. Es bedarf daher einer strategischen Wärmeplanung auf den Ebenen des Bundes, der Länder (oder Regionen) sowie der Kommunen sowie einheitlicher, verbindlicher Vorgaben zur verpflichtenden Durchführung und zu den Inhalten und Methoden der Wärmeplanung.

- Wärmeplanung sollte als ein umsetzungsorientiertes Instrument konzipiert werden. Bisher wird Wärmeplanung in den meisten Kommunen und Ländern vor allem als informatorisches Instrument gesehen, mit dem unterschiedliche Daten zusammengeführt werden und ggf. auch konzeptionelle Handlungsoptionen analysiert werden. Mangels rechtlicher Vorgaben haben die Pläne jedoch zumeist den Charakter reiner Gutachten – und sind damit instrumentell weit entfernt von rechtsverbindlichen Planungsinstrumenten wie der (außenverbindlichen) Bauleitplanung oder der (behördenverbindlichen) Landschaftsplanung. Um einen dynamischen Aus- und Umbaupfad für Wärmenetze umsetzen zu können, muss die Wärmeplanung bei der Formulierung der (überwiegend landesrechtlichen) Ermächtigungsgrundlagen einen verbindlichen, umsetzungsorientierten und planerisch-konzeptionellen Charakter erhalten. Die im Rahmen der Wärmeplanung getroffenen Entscheidungen zur Zielsetzung für die zukünftige Wärmeversorgung der einzelnen Quartiere kann dann als Grundlage für anschließendes verbindliches Verwaltungshandeln dienen:
 - Erschließungs- oder Anschluss-Beitragssatzungen (siehe näher unten) sowie Anschluss- und Benutzungsgebote (seitens der Kommunen)
 - lokalspezifisch ausgerichtete Förderung: Es erscheint nicht sinnvoll, wenn der Bund oder das Land Ersatzinvestitionen in dezentrale Wärmeversorgung in Gebieten fördern, in denen nach einem kommunalen Wärmeplan der Anschlussgrad an ein vorhandenes Wärmenetz erhöht werden soll. In solchen Gebieten wäre es sinnvoller, die Förderung auf neue Hausanschlussleitungen zu konzentrieren. Förderleitlinien des Bundes und der Länder sollten daher zukünftig den Vorbehalt enthalten, dass nur solche Maßnahmen gefördert werden, die kompatibel mit etwaigen kommunalen Wärmeplänen sind.
 - Ordnungsrecht: Soweit kommunale Wärmepläne für bestimmte räumliche Gebiete bestimmte Wärmeversorgungslösungen vorsehen oder ausschließen, sollten die Kommunen die Möglichkeit zur Umsetzung erhalten.
 - Gasnetz-Infrastruktur: Soweit in kommunalen Wärmeplänen bestimmte Quartiere als Vorranggebiete für Fernwärme und/oder Rückbaugebiete für das Gasnetz gekennzeichnet werden, sollte dies auch Rückwirkungen auf das Recht zum Ausbau, Unterhalt und ggf. Rückbau von Gasverteilnetzen haben. Zu diesem Zweck wäre u. a. eine Einschränkung des Anspruchs auf Netzanschluss in § 17 EnWG zu modifizieren.
 - Bauleitpläne: Wärmepläne sollten auch in der Bauleitplanung beachtet werden müssen. Dies gilt z. B. für die Flächensicherung für flächenmäßig relevante Maßnahmen des Wärmeplans, aber auch für die Schaffung von Baurecht auf neuen Flächen, die nur unter Beachtung der Vorgaben des Wärmeplans erfolgen darf.

Die obigen Beispiele für mögliche Schnittstellen zwischen der Wärmeplanung und anderen Instrumenten der Wärmewende verdeutlichen das große Potenzial und die zentrale Bedeutung der Wärmeplanung für die Wärmewende. Die Wärmeplanung sollte daher als neues Steuerungsinstrument auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene rechtlich verankert werden. Die unterschiedlichen Rollen der Akteure dieser Mehrebenen-Wärmeplanung gilt es, an anderer Stelle vertieft zu untersuchen.

Dem Bund obliegt die Aufgabe, die Wärmeplanung als flächendeckendes neues Planungsinstrument einzuführen und inhaltliche Leitplanken für die nachgeordneten Ebenen der Wärmeplanung zu setzen.

4.4 Neue Impulse für den Ausbau und die Verdichtung von Wärmenetzen

Der aufgezeigte Bedarf nach einem schnellen Ausbau der Wärmenetze verlangt nach Instrumenten, welche die wirtschaftliche Positionierung der Fernwärme im Wettbewerb mit dezentralen Heizungen auf Basis fossiler Brennstoffe grundlegend verbessern. Auch hier gilt es, im Sinne eines „Level Playing Field“, für den Abbau struktureller Benachteiligung von Wärmenetzen im urbanen Wettbewerb mit Erdgas-Heizungen im Gebäudebestand zu sorgen. Die bisherigen Instrumente zum Ausbau der Fernwärme in Deutschland (KWKG, MAP, früher auch das Stadtumbauprogramm Ost) scheinen allein nicht geeignet, um das angestrebte dynamische Wachstum von Wärmenetzen zu induzieren.

4.4.1 Urbane Bestandsgebäude als prioritäre Zielgruppe

Am leichtesten und schnellsten gelingt eine Erhöhung des Marktanteils von Wärmenetzen durch die Steigerung des Anschlussgrades an vorhandene Wärmenetze in verdichteten urbanen Quartieren. Deshalb sollten Instrumente zum Ausbau von Wärmenetzen zuerst hier ansetzen. Wo bereits Wärmenetze liegen, sind die Infrastrukturkosten zur Erschließung neuer Fernwärmekunden deutlich niedriger als bei der Neuerschließung von Gebieten. Gerade in hochverdichteten Stadträumen mit bestehenden Wärmenetzen bieten Verdichtung und Ausbau dieser Wärmenetze die Option zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des urbanen Gebäudebestands.

Dieser Befund steht jedoch im Gegensatz zur Realität in vielen Städten: Selbst in Gebieten mit vorhandenen Fernwärmenetzen sind die Anschlussgrade an die Fernwärme häufig noch deutlich ausbaufähig. Eine Ausdehnung vorhandener Wärmenetze in benachbarte Bestandsquartiere ist eher die Ausnahme als die Regel. Anders als in den 1960er bis 1980er Jahren erfolgt der Ausbau der Wärmenetze nicht dynamisch und flächendeckend, sondern moderat und objektspezifisch.

Nicht selten liegen Fernwärme- und Gasnetz in derselben Straße. In solchen Konstellationen treffen Gebäudeeigentümer nicht selten die Entscheidung, die Gasheizung weiter zu betreiben oder sogar diese zu erneuern. Selbst die „niedrig hängenden Früchte“ für den Ausbau der Wärmenetze können dadurch bisher zu selten geerntet werden. Dies ist in mehrfacher Hinsicht kontraproduktiv:

- Um die zur effizienten Erreichung der Klimaschutzziele bereits kurz- und mittelfristig erforderliche Dynamik bei der Erhöhung der von Wärmenetzen erschlossenen Gebäude zu erreichen, bedarf es insbesondere im Gebäudebestand bei Ersatzinvestitionen in die Wärmeversorgung einer hohen Anschlussrate an die bestehenden Wärmenetze.
- Mit dem Einbau neuer Erdgasheizungen schließt sich für die nächsten ein bis zwei Jahrzehnte das Fenster der Möglichkeiten für einen grünen „fuel switch“ in diesen Gebäuden.
- Gerade Bestandsgebäude in verdichteten Quartieren sind mit dezentralen Heizungslösungen besonders schwer zu dekarbonisieren. Hier ist es besonders schwer, dies mit Wärmepumpen (hohe spezifische Wärmebedarfe, fehlende Verfügbarkeit geeigneter Wärmequellen, mangelnde Aufstellflächen für Wärmepumpen in Gebäuden und angrenzenden Flächen, Lärmproblematik in hochverdichteten Quartieren) oder Biomasse (Luftqualität, fehlende nachhaltig verfügbare lokale Ressourcen) erfolgreich durchzuführen.

- Es wird eine Möglichkeit vergeben, das bestehende Wärmenetz effizienter betreiben zu können, indem mit derselben Infrastruktur mehr Gebäude versorgt werden.

Der Verdichtung von Wärmenetzen in urbanen Quartieren mit bestehenden Wärmenetzen sowie der Ausbau von vorhandenen Wärmenetzen in Richtung benachbarter verdichteter Quartiere sollte daher ein Schwerpunktbereich für Politikinstrumente der Wärmewende sein. Die in Kapitel 5 aufgeführten Beispiele zeigen diverse Optionen auf, wie der Ausbau von Wärmenetzen auch im Bestand vorangetrieben werden kann. Welche Instrumente jeweils zum Einsatz kommen, ist allerdings stark von den jeweiligen Rahmenbedingungen in verschiedenen Ländern abhängig.

Dabei gilt es, die Ursachen für die oben beschriebenen Investitionsentscheidungen zugunsten von Verbrennungsheizungen mit fossilen Energieträgern im Gebäudebestand zu adressieren. Diese liegen bei näherer Betrachtung in einer strukturellen Benachteiligung von Wärmenetzen insbesondere gegenüber Erdgas-Verbrennungsheizungen in verdichteten urbanen Quartieren.

Diese werden im Folgenden näher dargestellt und es werden Möglichkeiten zum Abbau dieser Benachteiligungen entwickelt.

4.4.2 Neujustierung der Wärmelieferverordnung

Der Paragraph 556c BGB und die die darauf basierende Wärmelieferverordnung (WärmeLV) gehören zu den wichtigsten Hindernissen einer Verdichtung von Wärmenetzen im Gebäudebestand. Vereinfacht gesprochen darf die Umstellung einer vom Vermieter betriebenen Heizung auf Wärmelieferung durch Dritte demnach für die Mieter keine höheren Wärmekosten verursachen als in den drei vorhergehenden Jahren. Das bedeutet oftmals, dass neben den ggf. höheren Brennstoffkosten, auch die Investitionskosten für die neue Wärmeversorgung/den Wärmenetzanschluss nicht kompensiert werden können, und damit ein Austausch der alten Heizung nicht stattfindet.

Vor Inkrafttreten der WärmeLV 2013 war der Anschluss von bestehenden Gebäuden im Netzgebiet ein „klassischer“ Fall im Fernwärme-Vertrieb, wenn die dezentralen Erdgas-Heizungen der Gebäudeeigentümer ihre technische Nutzungsdauer erreicht hatten. Durch die WärmeLV sowie durch den Preisverfall für Erdgas und Heizöl hat sich jedoch diese Zielgruppe in den Vertriebsabteilungen der meisten Fernwärmeversorger vom Wachstumsbringer zum Sorgenkind entwickelt.

Das in der Sache berechtigte Ziel von § 556c BGB und WärmeLV besteht darin, Mieter vor unverhältnismäßig überhöhten Wärmekosten nach einer Umstellung der Wärmebereitstellung in dezentralen Gebäudeheizungen des Vermieters durch Dritte (Contractoren oder Fernwärmeversorger) zu schützen.

Diese Regelung droht im Rahmen der Wärmewende jedoch das Gegenteil zu bewirken⁶: Die im Ergebnis bewirkte Zementierung der dezentralen Erdgas-Heizungen in diesen Gebäuden führt mittelfristig zu besonders hohen Wärmekosten für die Mieter. Zumal der Vermieter nach aktueller Rechtslage die stetig steigenden CO₂-Kosten aus dem Brennstoffemissionshandel über die Mietnebenkosten sowie auch die Kosten einer zunehmend ineffizienten alten Heizungsanlage auf die Mieter umlegen kann. Die perspektivisch bestehenden Potenziale von Wärmenetzen zur Sicherstellung einer kostengünstigen und effizienten Wärmeversorgung auf Basis von Abwärme und großtechnisch erschlossenen erneuerbaren Energien werden konsequent ausgeblendet.

⁶ Eine aktuell anstehende Evaluierung der WärmeLV soll hierzu weitere, objektive Erkenntnisse zur Verfügung stellen.

Aus Sicht der Wärmewende besteht das Grundproblem der WärmeLV in der retrospektiven Ermittlung der Referenzkosten des bestehenden Wärmesystems. Maßgeblich sind jeweils die Kosten der letzten drei Abrechnungsjahre der bestehenden Wärmeversorgung – in denen fossile Brennstoffe extrem günstig waren. Der reine Blick „in den Rückspiegel“ verdeckt jedoch, dass innerhalb der Laufzeit einer Ersatzinvestition z. B. in eine neue Gastherme von über 15 Jahren die Brennstoffkosten allein aufgrund der CO₂-Bepreisung deutlich steigen werden. Geht man von der Abschaffung der Ober- und Untergrenzen der CO₂-Preise im BEHG ab spätestens 2026 aus, ergeben sich Wärmekosten, mit denen erneuerbare Fernwärme deutlich besser konkurrieren kann als mit den zuletzt sehr niedrigen Erdgaspreisen.

Es bedarf daher eines Perspektivwechsels: Anstelle in den Rückspiegel zu schauen, muss der Blick auf den vor den Gebäudenutzern liegenden Weg in eine nachhaltige Wärmeversorgung gerichtet werden. Ein zukunftsweisender Ansatz⁷ könnte darin liegen, die WärmeLV derart anzupassen, dass die Preis-Referenz nicht durch retrospektive Betrachtung der vergangenen Kosten der bestehenden (meist rein fossilen) Wärmeerzeugung ermittelt wird, sondern durch die antizipierten zukünftigen Kosten einer Wärmewende-kompatiblen dezentralen Wärmeversorgung.

Die Methodik zur Ermittlung eines solchen antizipierten Referenzpreises kann an dieser Stelle nicht vollständig ausgearbeitet werden. Am einfachsten erscheint es, wenn für die Laufzeit des Referenz-Wärmesystems (z. B. im Fall einer Brennwert-Gastherme 15 Jahre) von staatlicher Seite auf der Grundlage von Markt- und Preismodellen ein „erwarteter“ Preispfad für fossile Brennstoffe und CO₂ nach dem BEHG bestimmt würde und hieraus ein Mittelwert gebildet wird, der auf die jährlichen Kosten der Wärmeversorgung in den letzten Jahren aufgeschlagen wird. Angesichts der inhärenten Prognose-Ungenauigkeit einer modellgestützten Ermittlung künftiger Brennstoff- und CO₂-Preise müssten die Werte regelmäßig anhand der realen Entwicklung zu überprüft und angepasst werden.

Alternativ könnten die Vollkosten für eine künftige Wärmeversorgung mit einem bestimmten Mindestanteil erneuerbarer Wärme oder Abwärme als neuer Preis-Benchmark eingeführt werden. Dieser Mindestanteil könnte sich daran orientieren, wie hoch der Anteil klimaneutraler Wärmequellen im jeweiligen Wärmenetz ist bzw. wie sich dieser Anteil verbindlich entwickeln soll. Sieht beispielsweise ein Fernwärmeversorger in einem Wärmenetz-Transformationsplan vor, dass der Anteil klimaneutraler Wärmequellen innerhalb der nächsten fünf Jahre auf z. B. 25 % steigt, könnte als Preis-Referenz z. B. der Preis der letzten Jahre für den Erdgasbezug sowie eines gedachten Anteils von 25 % „grüner Gase“ genutzt werden.

4.4.3 Neuordnung der Finanzierung von Wärmenetz-Ausbau und -Verdichtung

Ein weiteres wesentliches Hindernis für den erforderlichen schnellen und massiven Ausbau bzw. die entsprechende Verdichtung von Wärmenetzen in urbanen Gebieten liegt in den Mechanismen zur Refinanzierung der Kosten für die erstmalige Herstellung der Infrastruktur.

In verdichteten urbanen Quartieren, die bisher noch nicht von einem Wärmenetz erschlossen sind, erfolgt die Wärmeversorgung üblicherweise über ein vorhandenes Gasverteilnetz, das in der Regel seit Jahrzehnten vorhanden und wirtschaftlich längst refinanziert ist. Sollen solche Gebiete neu mit einem Wärmenetz erschlossen werden sollen, müssen die hohen Kosten für die Investition in das Wärmenetz erwirtschaftet werden. In der Regel erfolgt dies im Wesentlichen über die

⁷ Die anstehende Evaluierung der WärmeLV kann weitere Lösungsoptionen aufzeigen

Erlöse der Fernwärmeversorger aus dem Verkauf von Fernwärme. Ergänzend steht zudem die Investitionsförderung für neue Leitungen nach dem KWKG oder nach dem Marktanreizprogramm bzw. zukünftig nach dem BEW zur Verfügung. Die Förderung durch das KWKG – und auch in den Plänen für das zukünftige BEW – ist auf maximal 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten gedeckelt. Es verbleiben also mindestens 60 % der Investitionskosten für den Ausbau von Wärmenetzen, die üblicherweise aus den Fernwärme-Erlösen gedeckt werden müssen – während die Infrastruktur des konkurrierenden Gasnetzes bereits refinanziert ist. Da die Kosten für den Leitungsbau insbesondere in den verdichteten Großstädten üblicherweise hoch sind, ist dies eine erhebliche wirtschaftliche Hypothek für den Ausbau und die Verdichtung von Wärmenetzen. Es ist fraglich, ob die angestrebte Dynamik beim Ausbau und der Verdichtung der Wärmenetze mit den aktuellen sowie den derzeit diskutierten Förderinstrumenten erreicht werden kann.

Um den Ausbau und die Verdichtung von Wärmenetzen anzureizen, bedarf es daher einer deutlich verbesserten Finanzierungssituation für den Infrastruktur-Ausbau. Hierfür stehen verschiedene instrumentelle Wege zur Verfügung:

Förderung: Die Umwelt- und Energiebeihilfe-Leitlinien der EU erlauben für Fernwärme-Infrastruktur eine Beihilfeintensität von bis zu 100 % (Anhang I, Zeile „Beihilfe für Energieinfrastrukturen, Fernwärmeinfrastrukturen“). Der Nachteil an einer reinen Erhöhung der Förderung liegt in der dadurch entstehenden hohen Belastung für die öffentlichen Haushalte – die jedoch z. B. durch die erheblichen Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds aus den Einnahmen des BEHG gedeckt werden könnten. Wichtig für die Praxis ist in jedem Fall eine frühzeitige hohe Verbindlichkeit der Förderung für die Fernwärmeversorger, z. B. durch langfristig gültige und bereits bei Planungsbeginn zu erteilende verbindliche Förderbescheide oder durch Statuierung eines gesetzlichen (gegenüber heute erhöhten) Förderanspruchs.

Denkbar sind auch neue Formen der Förderung, die auf einen definierten Ausbaupfad zum Neuanschluss von Wärmekunden sowie auf einen möglichst effizienten, wettbewerblich gestalteten Mitteleinsatz zielen. Es sollte vertieft geprüft werden, ob und wie der vom Bund angestrebte Ausbau von Wärmenetzen in einen entsprechenden jahresscharf definierten Ausbau- und Förderpfad übersetzt werden sollte. Ausgangspunkt dieser Überlegung sind regelmäßige Ausschreibungen für die wärmenetzseitige Erschließung quantitativ definierter, bisher dezentral mit fossilen Brennstoffen versorgten Gebieten. In der Praxis könnte eine solche Ausschreibung so aussehen, dass die Wärmenetz-Neuerschließung von Gebieten mit einem in der Ausschreibung definierten Wärmebedarf ausgeschrieben wird, der bisher durch fossile Brennstoffe gedeckt wird. Will der Bund z. B. in einer Ausschreibungsrunde die wärmenetzseitige Neuerschließung von Gebieten mit einer heutigen Wärmeabnahme von 100 GWh fördern, so wären Fernwärmeversorger aufgefordert ihren Förderbedarf für die Erschließung neuer Wärmenetz-Gebiete in konkreten Geboten zu benennen. Die Gebote mit den niedrigsten Förderkosten pro erschlossene MWh erhalten den Zuschlag für die Förderung, bis die ausgeschriebene Wärmemenge durch bezuschlagte Gebote erreicht wird.

4.5 Dekarbonisierung von Wärmenetzen

Die bisherigen politischen Bemühungen zur Integration von Abwärme und erneuerbaren Energien konzentrieren sich auf die Förderpolitik. Insbesondere mit dem Marktanreizprogramm (MAP) wurden durch investive Zuschüsse und Darlehen erste Akzente gesetzt, die zahlreichen Projekten zur Realisierung verholfen haben, jedoch ohne quantitativ bei der Fernwärmeerzeugung insgesamt eine relevante Wirkung erzielen zu können. Weitere Anreize zum Einsatz Erneuerbarer Fernwärme ergaben sich indirekt über das EEG (Biomasse).

Seit der Novellierung des KWKG im Jahr 2017 bestehen die noch relativ neuen Fördermöglichkeiten für „innovative KWK“-Systeme, allerdings sind die jährlichen Ausschreibungsvolumina ebenfalls zu gering, um eine relevante quantitative Dynamik auslösen zu können. Eine wesentliche Neuerung dieser Regelungen besteht darin, dass über die betriebliche Förderung der in KWK-Anlagen erzeugten Elektrizität auch für die Wärmeproduktion eine indirekte betriebliche Förderung eingeführt wurde. Seit der jüngsten Novellierung des KWKG im Zuge des Steinkohle-Ausstiegs existiert zudem der hieran instrumentell anknüpfende EE-Wärmebonus im KWKG, dessen Höhe nicht durch Ausschreibungen ermittelt wird, sondern gesetzlich festgelegt ist.

4.5.1 Systemische Förderung für die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetzsysteme

Die bisherige Wärmenetzförderung für mehr EE und klimaneutrale Energieträger fokussierte stark auf neue, kleinere bis mittlere Wärmenetze. Bisher fehlte ein Instrument, das auf die Transformation von bestehenden Wärmenetzen/-systemen abzielt.

Vor kurzem wurden erste Vorschläge für eine Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) vorgelegt, die voraussichtlich 2021 in Kraft treten sollen und u. a. die entsprechenden Regelungen im MAP ablösen. Als vorbereitende Maßnahme sollen Machbarkeitsstudien und Wärmenetz-Transformationspläne mit 60 % der Kosten gefördert werden. Hauptbestandteil des Vorschlags ist eine investive Grundförderung für Wärmeerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien, Netzinfrastruktur und Transformationsmaßnahmen (Förderquote von 40 %). Dabei wird zwischen einer Einzelmaßnahmenförderung für bestimmte Technologien und der systemischen Förderung für Maßnahmenpakete unterschieden, für die zusätzliche Kriterien gelten. Zusätzlich soll es für Großwärmepumpen eine betriebliche Förderung in Höhe von bis zu 7 ct/kWh geben, ggf. auch für Solarthermie (Höhe noch nicht definiert).

Eine wesentliche Neuerung des BEW-Entwurfs ist die Kombination aus Investitionszuschüssen und einer Betriebsförderung zur Erzeugung von erneuerbarer Fernwärme.

Insbesondere für die Schlüsseltechnologie der Großwärmepumpe dürfte eine betriebliche Förderung im aktuellen energiewirtschaftlichen Umfeld unabdingbar sein, um zu wettbewerbsfähigen Wärmegestehungskosten zu kommen. Ebenso erscheint eine langfristige Absicherung der Förderung angesichts der langen Abschreibungszeiträume der Investitionen zwingend erforderlich, um ausreichende Investitionssicherheit herzustellen. Angesichts der oben dargestellten erheblichen Förderbedarfe insbesondere für den Ausbau und die Dekarbonisierung der bestehenden Fernwärmenetze dürfte zumindest mittelfristig das aktuell im Haushaltsplanentwurf für 2021 vorgesehene Fördervolumen in Höhe von jährlich rund 0,2 Milliarden Euro bei weitem bis 2030 nicht ausreichen.

4.5.2 Weiterentwicklung KWKG und Förderung

Das KWKG bildet bisher die mit Abstand wichtigste Finanzierungsquelle für Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme sowie für Leitungen und Wärmespeicher. Durch die laufende Finanzierung des Anlagenbetriebs in Form von Zuschlägen pro erzeugter kWh Strom war die KWK in der Regel die wirtschaftlich attraktivste Form der Fernwärmeerzeugung. Auch aus diesem Grund konzentrierte sich die Investitionstätigkeit der Fernwärmeversorger bei der Wärmeversorgung in der Vergangenheit meist auf KWK-Anlagen.

Mit der Einführung des EE-Bonus für innovative KWK-Systeme, der zu einer Erhöhung des KWK-Zuschlags um bis zu 7 Cent pro kWh führen kann, wenn mindestens die Hälfte der im System erzeugten Wärme aus erneuerbaren Energien stammt, wurde eine insgesamt attraktive Förderregelung für den Zubau erneuerbarer Energien in Wärmenetzen gestaltet.

Zumindest auf längere Sicht ist die Förderung nach dem KWKG jedoch nicht ausreichend, um die Fernwärmeversorgung vollständig auf klimaneutrale Erzeugung umzubauen. Es bedarf daher für neue Fernwärme-Erzeuger einer instrumentellen Unterstützung, mit der auch ohne damit verbundene KWK-Anlagen erneuerbare Energien in die wirtschaftliche Anwendung gebracht werden.

Auch die KWK-Förderung wird in den nächsten Jahren weiterentwickelt werden müssen. Kernelemente könnten dabei sein:

- Weitere Fokussierung der Förderung auf möglichst flexible KWK-Systeme (KWK-Anlagen, Wärmespeicher, Spitzenkessel, Elektroheizer usw.) und Auslegung der KWK-Anlagen auf zunehmend geringere Betriebsstunden
- Einstieg in die Förderung von Wasserstoff-KWK
- Langfristige Anpassung der Förderung des Einsatzes von fossilen Energieträgern unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit von Strom und Wärme.

Durch die sehr wahrscheinlich kommende Anhebung des Klimaschutzziels der EU und den entsprechenden Auswirkungen auf die KWK steigt der zeitliche Handlungsdruck einer Anpassung der Förderung. Die Weiterentwicklung könnte zudem durch eine vertiefte, vergleichende Analyse von bestehenden Förderinstrumenten anderer EU-Staaten unterstützt werden, die Zuschläge für erneuerbar produzierte Fernwärme bieten (z. B. in den Niederlanden, siehe 5.6).

4.5.3 Ordnungsrecht

Begleitend zu finanziellen Regelungen könnten auch ordnungsrechtliche Elemente zu einer schnelleren Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung beitragen. Dies wird beispielsweise durch den Fall von Dänemark illustriert, dass bereits 2013 ein Verbot von Ölkesseln und Erdgasheizungen in Neubauten eingeführt hat, gefolgt von einem Verbot von Ölkesseln in bestehenden Gebäuden in 2016 (siehe 5.1). Eine Alternative oder Ergänzung zu Verboten stellen Nutzungspflichten für erneuerbare Energien dar.

Nutzungspflichten für erneuerbare Energien im Neubau: Für neue Gebäude ist im Gebäudeenergiegesetz (vormals im EEWärmeG des Bundes) eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien vorgesehen. Neue Gebäude müssen einen Anteil des Wärmebedarfs auf Basis erneuerbarer Energien decken. Diese Pflicht kann auch durch den Bezug von Fernwärme erfüllt werden, die zu mindestens 50 % in KWK erzeugt wurde. Aus diesen Regelungen ergibt sich ein gewisser Steuerungsimpuls für die Errichter von neuen Gebäuden, diese an ein vorhandenes Wärmenetzsystem anzubinden, das den gesetzlichen Anforderungen entspricht.

Für den Neubau von Gebäuden erscheint eine deutliche Verschärfung der gesetzlichen Anforderungen geboten, um innerhalb der nächsten Jahre zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu gelangen. Die Errichtung von neuen Gebäuden, die überwiegend mit fossilen Brennstoffen beheizt werden (z. B. zu 85 % mit einer Erdgas-Brennwert-Heizung und 15 % Solarthermie) trägt nicht zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bei, sondern schafft neue Sanierungsfälle. Es ist kein Grund ersichtlich, neue Gebäude nicht zu einer vollständigen Wärmeversorgung auf Basis

erneuerbarer Energien oder Abwärme zu verpflichten. Dementsprechend wären auch die Anforderungen an die Fernwärmeversorgung zu erhöhen, wenn Fernwärme zur Erfüllung entsprechender verschärfter Anforderungen an die Wärmeversorgung neuer Gebäude genutzt werden soll. Allerdings muss bei der Festlegung von Anforderungen der Systemcharakter der Fernwärme berücksichtigt werden. Denn Wärmenetze in den Städten versorgen in der Regel größtenteils Bestandsgebäude und nur eine geringe Anzahl neuer Gebäude. Erhöhte Anforderungen an neue Gebäude werden damit automatisch auf den Bestand übertragen. Der erforderliche Umbau des gesamten Wärmenetzes ist aber in den meisten Fällen wirtschaftlich und damit auch unter wettbewerblichen Aspekten nicht darstellbar. Es würde die Fernwärme gegenüber der Objektversorgung überverpflichten.

Den Fernwärmeversorgern sollte daher ein möglichst flexibles Instrumentarium an die Hand gegeben werden, um eine Versorgung von Neubauten mit erneuerbaren Energien nachweisen zu können oder aber die Bestandsgebäudeversorgung zu berücksichtigen. Es gibt hierfür unterschiedliche Lösungsansätze, die ob ihrer Vor- und Nachteile noch diskutiert und deren Einsatz im Hinblick auf Glaubwürdigkeit (Vorwurf "Greenwashing") und Kompatibilität mit gesetzlichen Anforderungen sowie Berechnungsvorschriften (bspw. Primärenergetische Berechnung; „Ein Netz, ein Faktor“) überprüft werden müssen (siehe Exkurs zur Vermarktung grüner Fernwärme unten).

Anforderungen an Bestandsgebäude: Außer in Baden-Württemberg und Hamburg gibt es bisher keine Anforderungen an die Nutzung von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand. Auch die Anforderungen an die Energieeffizienz von bestehenden Gebäuden sind in der Praxis nur selten relevant. Dementsprechend sind sowohl die Sanierungsraten wie auch die Durchdringung der Wärmeversorgung von Bestandsgebäuden mit erneuerbaren Energien viel zu niedrig, um das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes innerhalb von maximal zwei bis drei Jahrzehnten erreichen zu können. Es bedarf daher aller Voraussicht nach auch ordnungsrechtlicher Impulse, um im Gebäudebestand zu einer deutlichen Dynamik bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu kommen.

Soweit entsprechende ordnungsrechtliche Vorschriften insbesondere zur anteiligen Nutzung von Erneuerbaren Energien beim Austausch von Heizungen eingeführt werden, wären auch an die Erfüllungsoption durch den Anschluss an ein Wärmenetz entsprechende Anforderungen zu stellen. Allerdings sollte die Anforderungen an die Objektversorgung – aus den bereits genannten Gründen - nicht 1:1 auf ein Wärmenetzsystem übertragen werden.

Exkurs: Herkunftsnachweise bei der Vermarktung grüner Fernwärme

Die Vermarktung grüner Fernwärmeprodukte eröffnet Wärmeversorgern die Möglichkeit, kundenseitig eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Wärme aus erneuerbaren Energien zu erschließen. Dies kann die Refinanzierung von Investitionen in entsprechende Erzeugungsanlagen erleichtern und Anreize setzen, erneuerbare Energien verstärkt auch in bestehende Wärmenetze zu integrieren. Neben einer ökologisch motivierten Nachfrage von Privatkunden kann der Bezug grüner Fernwärme für Unternehmenskunden und die öffentliche Hand eine Option zur Umsetzung nachhaltiger Beschaffungsstrategien darstellen.

Eine Barriere für die Entwicklung grüner Fernwärmemärkte besteht darin, dass im Wärmebereich bislang Nachweissysteme fehlen, die eine rechtssichere, transparente und eindeutige Zuordnung von Wärmemengen zu einzelnen Verbrauchern ermöglichen würden. Wie bei Strom und Gas findet bei einer netzgebundenen Wärmeversorgung eine Vermischung der Wärmemengen aller Erzeuger statt, so dass eine Nachverfolgung oder gar Steuerung des physikalischen Wegs, den bestimmte Energieeinheiten nehmen, nicht möglich ist. Im Strombereich sowie für Biomethan existieren etablierte Nachweissysteme, die eine bilanzielle Zuordnung von Energie aus erneuerbaren Quellen ermöglichen. Für Ökostrom betreibt das Umweltbundesamt seit 2013 ein Herkunftsnachweisregister und setzt damit Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG um. Die Ausweisung der Grünstromeigenschaft gegenüber einzelnen Verbrauchern erfolgt durch die Stromkennzeichnung, die für Stromversorgungsunternehmen verpflichtend ist. Für Biomethan ist die Verwendung von Massenbilanzierungssystemen Voraussetzung für eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder eine Anrechnung auf erneuerbare Energien-Nutzungspflichten nach dem Gebäudeenergiegesetz (vormals EEWärmeG). Durch Artikel 19 der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001/EU ist der Anwendungsbereich von Herkunftsnachweisen (HKN) auf Wärme, Kälte und Gase erweitert worden. Zur Umsetzung der Richtlinie müssen Mitgliedsstaaten zukünftig dafür sorgen, dass Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen auf Anfrage HKN ausgestellt bekommen, und Mechanismen für deren elektronische Ausstellung, Übertragung und Entwertung schaffen. Eine solche Verpflichtung bestand nach der Vorgängerrichtlinie nur für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen. Zur Konkretisierung von Anforderungen verweist die neugefasste Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf die CEN-Norm EN 16325, die aktuell überarbeitet wird.⁸

Auf Herkunftsnachweisen werden für jede erzeugte MWh zentrale Eigenschaften wie die Energiequelle, die Technologie und das Inbetriebnahmedatum der Anlage festgehalten. HKN können innerhalb eines Jahres veräußert und übertragen werden, wobei eine Kopplung mit Energielieferungen grundsätzlich möglich aber nicht notwendig ist. Schließlich werden HKN für den Verbrauch einer bestimmten MWh entwertet. Im Strombereich führen in Deutschland Versorgungsunternehmen die Entwertung für ihre Kunden durch, die hierdurch Sicherheit erhalten, dass die „grünen“ Eigenschaften entsprechender Energiemengen nicht doppelt vermarktet werden. Ähnlich wie beim Ökostrom könnten Wärmeversorger zukünftig auf Basis von HKN Produkte mit 100 % erneuerbaren Energien zusammenstellen und gezielt an Kunden mit einer entsprechenden höheren Zahlungsbereitschaft liefern. Für die Umsetzung von Wärme-HKN-Systemen müssen allerdings verschiedene Herausforderungen gelöst werden, die sich aus den spezifischen technischen, marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Fernwärmeversorgung ergeben. So gilt für die Handelbarkeit von Strom-HKN der EU-Binnenmarkt als Systemgrenze – grundsätzlich unabhängig von physikalischen Energieflüssen.⁹ Anders als Strom- oder auch Gasmärkte sind

⁸ Für eine Entwurfsfassung siehe FaStGO (2020), https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/AIB%20Project-Consult/FaStGO/AIB-2020-FASTGO-02%20task%202%20part%202%20update%20FASTGO%20proposal_EN%2016325_revision_carrier-specific_20200708_after%20consultation_clean.pdf.

⁹ In Deutschland besteht dabei die besondere Situation, dass für EEG-geförderte Strommengen keine HKN ausgestellt werden, was die vermarktbare Menge von Ökostrom aus inländischen Anlagen einschränkt. Beim Nachweis der Grünstromeigenschaft spielen daher importierte HKN aus anderen EU-Staaten eine wichtige Rolle.

Wärmemärkte jedoch lokale Systeme. Wenn grüne Fernwärmelieferungen mit Herkunftsnachweisen unterlegt werden, die nicht aus dem eigenen Wärmenetz stammen, kann dies die Glaubwürdigkeit des Nachweissystems erheblich beeinträchtigen ("Greenwashing"). Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Verbraucher erwarten, mit dem Bezug grüner Fernwärme zu Dekarbonisierung des eigenen Netzes beizutragen. Diesem Problem kann durch die Festlegung begegnet werden, dass für den Nachweis der grünen Wärmeeigenschaft Herkunftsnachweise aus Anlagen genutzt werden müssen, die an dasselbe Netz angeschlossen sind wie die Verbraucher.¹⁰

Würde hingegen eine Handelbarkeit von HKN zwischen unverbundenen Netzen zugelassen, müsste zunächst geklärt werden, welche Wärmeeigenschaften gegenüber Verbrauchern ausgewiesen werden, wenn grüne Eigenschaften aus ihrem Wärmenetz exportiert werden. Wird die Handelbarkeit auf miteinander verbundene Netze beschränkt, ist der zur Verfügung stehende Eigenschaftspool hingegen klar definiert. Um grüne Fernwärmeprodukte zusammenzustellen, könnten Versorger in diesem Fall nur auf HKN von erneuerbaren Wärmeerzeugungsanlagen zurückgreifen, die an das entsprechende Netzsystem angeschlossen sind. Um eine Doppelvermarktung grüner Eigenschaften auszuschließen, wäre aber auch in diesem Fall ein Wärmekennzeichnungssystem notwendig, um gegenüber allen angeschlossenen Verbrauchern die erneuerbaren Energien-Anteile am gesamten Wärmeversorgungsmix sowie am spezifischen, gelieferten Wärmeprodukt auszuweisen. Erfolgt eine bilanzielle Lieferung von grüner Fernwärme an bestimmte Verbraucher, die bereit sind hierfür einen Bonus zu bezahlen, muss gegenüber Verbrauchern im Standardtarif ein entsprechend niedrigerer Erneuerbaren-Anteil ausgewiesen werden – es sei denn, die Menge der zur Verfügung stehenden grünen Eigenschaften nimmt durch eine Ausweitung der erneuerbaren Erzeugungskapazität zu. Ob differenzierte Fernwärmeprodukte angeboten werden, bliebe auch nach Einführung eines HKN-Systems grundsätzlich den Versorgungsunternehmen überlassen.

Weitere Herausforderungen, die das Design von Wärme-HKN-Systemen betreffen, ergeben sich z. B. hinsichtlich der Behandlung von Speicher- und Netzverlusten, die bei Wärmeversorgungssystemen deutlich höher ausfallen als im Strombereich, oder aus der Behandlung von Schnittstellen zwischen Nachweissystemen im Strom-, Wärme- und Gasbereich. Hier stellt sich etwa die Frage, unter welchen Voraussetzungen in Power to Heat-Anlagen erzeugte Wärme als erneuerbar gilt. Auch das Zusammenspiel von staatlichen Förderinstrumenten und der Ausstellung von HKN für erneuerbare Energien-Anlagen bleibt im Wärmebereich noch zu klären. Entsprechende Ausgestaltungsfragen sind Gegenstand laufender Forschungen.¹¹

Bislang gibt es international erst wenige Anwendungsfälle für Wärme-HKN (auf nationaler Ebene haben die Niederlande ein solches System). Dementsprechend existiert noch keine breite Erfahrungsbasis anhand derer sich beurteilen ließe, unter welchen Bedingungen sich ein Markt für grüne Fernwärme entwickelt. Auf Nachfrageseite könnte ein Bezug grüner, mit HKN unterlegter Fernwärmeprodukte für Unternehmenskunden besonders relevant sein, da die eindeutige Zuordnung grüner Eigenschaften nach der Scope 2 Guidance des international anerkannten GHG Protocol eine Voraussetzung zur Anwendung des marktbasierenden Treibhausgasbilanzierungsansatzes ist. Dieser ermöglicht Unternehmen, grüne Energieprodukte mit einem niedrigeren Emissionsfaktor zu bilanzieren als der durchschnittlichen Emissionsintensität des relevanten Netzes. Notwendige Voraussetzung wäre allerdings, dass Versorger spezifische Emissionsfaktoren für entsprechende Wärmeprodukte ausweisen.

Forschungsbedarf besteht zudem bei der Frage, welche Rolle grüne, mit HKN hinterlegte Fernwärmeprodukte bei der Erfüllung von Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) an die energetische Ge-

¹⁰ Siehe Abschnitt 5.4.6 in FaStGO (2020), a. a. O.

¹¹ Siehe etwa Hamburg Institut (2020), https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/200910_Projektbeschreibung_IW3.pdf.

bäudequalität spielen könnten. Der Primärenergiefaktor der Fernwärme, der in die Berechnung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden einfließt, wird aktuell einheitlich für das gesamte Wärmenetz ermittelt. Sinkt der Primärenergiefaktor durch einen Ausbau der erneuerbaren Wärmeerzeugung, kommt der Nutzen in Form von niedrigeren Anforderungen an die Gebäudedämmung allen angeschlossenen Verbrauchern zugute. Insbesondere bei Eigentümern von Neubauten wäre ein erhöhtes Interesse am Bezug eines grünen Fernwärmeprodukts zu erwarten, wenn die ihnen zugeordneten, erneuerbaren Wärmeeigenschaften für die Ermittlung eines produktspezifischen Primärenergiefaktors genutzt werden könnten. Gebäudeeigentümer könnten in einem solchen Fall entscheiden, ob sie über einen Preisaufschlag zur Refinanzierung von erneuerbaren Kapazitäten in ihrem Wärmenetz beitragen, in dezentrale erneuerbare Energien-Anlagen am Gebäude investieren oder ein anspruchsvolleres Niveau bei der Gebäudedämmung umsetzen. Dies könnte die Zahlungsbereitschaft für grüne Fernwärmeprodukte und damit die Anreize zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen erhöhen. Voraussetzung für diesen Anwendungsfall wäre, dass HKN aus demselben Netz stammen, an das Verbraucher angeschlossen sind. Dabei müsste die langfristige bilanzielle Lieferung entsprechender grüner Wärmemengen sichergestellt werden. Gleichzeitig ist zu beachten, welche Auswirkungen eine Änderung von Primärenergiefaktoren auf Bestandsgebäude hätte. Wenn Neubauten zum Zeitpunkt ihres Anschlusses an ein Wärmenetz den dann geltenden Primärenergiefaktor zur Berechnung ihres Primärenergiebedarfs nutzen, könnte eine nachträgliche Verschlechterung dazu führen, dass Anforderungen des GEG nicht länger eingehalten werden können – eine solche Situation gilt es auszuschließen. Eine Möglichkeit könnte hier darin bestehen, nur für Herkunftsnachweise aus Neuanlagen, die nach einem bestimmten Zeitpunkt zugebaut wurden, eine Rolle im Rahmen von GEG-Anforderungen vorzusehen. Welche regulatorischen Anpassungen für eine produktspezifische Differenzierung von Primärenergiefaktoren ggf. erforderlich wären, ist im Zuge vertiefender rechtswissenschaftlicher Analysen zu klären.

4.5.4 Technologiespezifische Instrumente

Abwärme

Für die Fernwärme bietet die Nutzung von industrieller Abwärme erhebliche Potenziale, die bisher häufig noch ungenutzt sind. Für die Dekarbonisierung der Fernwärme bedarf es daher einer breiten regulatorischen und finanziellen Offensive zur Hebung dieser Potenziale. Zwar gibt es bereits seit langem Förderprogramme des Bundes, um industrielle Abwärmepotenziale zu heben. Diese haben bislang jedoch offensichtlich nicht ausgereicht, um Abwärme flächendeckend in Fernwärmesysteme zu integrieren. Wichtig ist daher eine genauere Betrachtung der bestehenden Hemmnisse und der regulatorischen Grundlagen, die einer Abwärmenutzung im Wege stehen. Hierbei fallen (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) drei Aspekte ins Auge:

- 1.** Neben der bisher im Fokus stehenden Hochtemperatur-Abwärme sollte Abwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau verstärkt in den Blick genommen werden, um diese zu nutzen und mithilfe von Großwärmepumpen auf das in Wärmenetzen erforderliche Temperaturniveau zu heben.
- 2.** Projekte zur Nutzung industrieller Abwärme weisen ein spezifisches Risikoprofil auf. Dieses wird vom bestehenden Förderregime noch nicht ausreichend adressiert.
- 3.** Abwärme wird im bestehenden Förderrecht, insbesondere im KWKG, gegenüber erneuerbarer Wärme schlechter gestellt. Für Abwärme, die unvermeidbar in effizienten Prozessen anfällt, gibt es hierfür aus Sicht des Klimaschutzes keinen sachlichen Grund.

Zu 1) Niedertemperatur-Abwärme

Bislang liegt in Deutschland in Bezug auf die Abwärmenutzung der Fokus stark auf dem Bereich der Hochtemperatur-Abwärme, die ohne nennenswerte Aufwertung in Wärmenetze aufgenommen werden kann. In verschiedenen Projekten wurden die Potenziale von Hochtemperatur-Abwärme ermittelt und dargestellt. Noch nicht systematisch erfasst sind hingegen Abwärmequellen auf einem niedrigen Temperaturniveau, welches über Wärmepumpen auf das erforderliche Niveau gebracht werden kann. Dies trifft z. B. auf Abwärme aus Kläranlagen, aus thermischer Abfallbehandlung, der chemischen Industrie, aus Gewerbe/Dienstleistung (wie Rechenzentren oder Wäschereien usw.) oder aus anderen Kühl- oder Produktionsprozessen zu. Diese Abwärme gilt es zukünftig in Fernwärmesystemen zu nutzen. Es sollten daher nicht nur die entsprechenden Potenziale ermittelt werden, sondern auch spezifische finanzielle und regulatorische Instrumente zu ihrer Nutzbarmachung entwickelt werden. Mit der ausdrücklichen Einbeziehung der Abwärme aus dem Abfluss von Kläranlagen ist im KWKG ein Anfang gemacht worden. Jedoch greift diese Entwicklung noch zu kurz: Wichtig wäre hier eine einheitliche Definition zu schaffen, welche die Gesamtheit potenziell zur Verfügung stehender Abwärmequellen integriert (s. unten).

Hierüber hinaus sind jedoch zahlreiche weitere Instrumente denkbar. Insbesondere bedarf es einer Berücksichtigung der Abwärmenutzung in der Siedlungsplanung. Heute werden z. B. Rechenzentren nicht selten „auf der grünen Wiese“ fernab von jeglicher Fernwärmeinfrastruktur geplant. In Stockholm (siehe Fallbeispiel in 5.2) wird hingegen eine gezielte Angebotsplanung zur Ansiedlung von Rechenzentren in der Nähe von Fernwärmenetzen durchgeführt. Auch für andere Quellen von niederkalorischer Abwärme sollte daher im Zuge der Wärmeplanung eine gezielte Ansiedlung in der Nähe von Wärmenetzen erfolgen. Einen weiteren Anwendungsfall bietet Frankreich (siehe 5.4), wo für neue Industrieanlagen Wirtschaftlichkeitsanalysen zur Auskopplung von Fernwärme vorgesehen sind.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang auch eine Änderung der Abgaben- und Anreizstruktur für Wärmepumpen (siehe unten) sowie zu deren integrierter Nutzung zur Erzeugung von Kälte und Wärme. Im Zuge des Klimawandels sind die natürlichen Ressourcen zur Kühlung (Grundwasser, Boden, Umgebungsluft) erheblich begrenzt bzw. es besteht ein Konflikt mit Maßnahmen zur Klimaanpassung – z. B. in Frankfurt führt dies bereits heute zu Engpässen zur Ausweisung neuer Standorte für Rechenzentren. Mit einer verbesserten Anreizstruktur für Wärmepumpen (siehe unten) könnten diese die Nutzung der natürlichen Kältequellen entlasten: Anstatt Abwärme in die Umgebung zu entlassen und damit die lokale Umgebungstemperatur zu erhöhen, könnten Wärmepumpen dem Kühlmedium die Wärme entziehen und diese für Wärmenetze nutzbar machen.

Zu 2): Mechanismen zur Risiko-Abfederung

Ebenso wichtig wie eine finanzielle Förderung der erforderlichen Investitionen zur Nutzbarmachung dieser Abwärme sowie für den Betrieb von Wärmepumpen zur ggf. erforderlichen Temperaturerhöhung ist ein Mechanismus zur Risikotragung im Fall der Insolvenz oder des anderweitigen Ausfalls des Abwärmeproduzenten. Diese Risiken lassen sich auf dem Versicherungsmarkt nur für wenige Jahre versichern. Die Investitionen in Leitungen zur Anbindung der Abwärmequelle an das Fernwärmenetz haben häufig jedoch lange Abschreibungsdauern. Sinnvoll erscheint daher das Angebot staatlicher Bürgschaften oder Fonds, mit denen entsprechende Risiken gebündelt und abgesichert werden können. Die Auszahlungshöhe der staatlichen Sicherheit würde sich entlang der Abschreibungszeiten der Investitionen degressiv gestalten.

Zu 3): Gleichstellung von Abwärme mit Erneuerbarer Wärme

Soweit und solange Abwärme unvermeidbar anfällt, spricht aus klimapolitischer wie auch aus industriepolitischer Sicht sehr viel dafür, diese Abwärme mit erneuerbarer Wärme gleichzustellen und alle hierfür anwendbaren Fördermöglichkeiten entsprechend zur Anwendung zu bringen.

Die Nutzung von Abwärmequellen sollte immer – und nur dann - gefördert werden, wenn die Abwärme unvermeidbar anfällt. Es wäre klimapolitisch kontraproduktiv, durch staatliche Förderung Anreize zum Betrieb ineffizienter Prozesse zu setzen, bei denen Abwärme anfällt. Im Sinne des Prinzips „Efficiency First“ muss vielmehr alles darangesetzt werden, das Entstehen von Abwärme zu vermeiden. Dementsprechend müssen Vorkehrungen in den gesetzlichen Vorschriften und Förderungsbedingungen getroffen werden, damit keine ineffizienten Prozesse über die Förderung der Abwärmenutzung perpetuiert werden.

Zugleich bedarf es für unvermeidbare Abwärme einer Gleichstellung mit erneuerbarer Wärme, wie durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie bereits vorgeschrieben. Hierzu bedarf es regulatorischer Klarstellungen und Regelungen, um das Abwärmepotenzial vollständig und rechtssicher heben zu können.

Bislang war Abwärme rechtlich insgesamt nicht als „erneuerbare Wärme“ eingeordnet. Dies ergab sich aus § 7 Nr. 12 KWK-AusV in Verbindung mit dem EEWärmeG. Gemäß § 7 Nr. 12 KWK-AusV ist „innovative erneuerbare Wärme“

„die erneuerbare Wärme aus Wärmetechniken,

a) die jeweils eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 erreichen,

b) deren Wärmeerzeugung außerhalb des innovativen KWK-Systems für die Raumheizung, die Warmwasseraufbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird und

c) die, soweit sie Gas einsetzen, ausschließlich gasförmige Biomasse einsetzen; § 44b Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend anzuwenden,

Der Begriff der „erneuerbaren Wärme“ wird weder im KWKG, noch in der KWK-AusV definiert. Das KWKG und die KWKG-AusV setzen voraus, dass damit die im EEWärmeG (bzw. nunmehr: GEG) verwendete Legaldefinition auch für das KWKG gilt.

In § 2 Abs. 1 EEWärmeG wurden die unterschiedlichen Quellen erneuerbarer Wärme aufgezählt: Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie und Biomasse. Gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 2 EEWärmeG war Umweltwärme

„die der Luft oder dem Wasser entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme mit Ausnahme von Abwärme“.

Abwärme war in § 2 Abs. 2 Nr. 1 EEWärmeG legaldefiniert als *„die Wärme, die aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abluft- und Abwasserströmen entnommen wird“.*

Mit Inkrafttreten des GEG gilt Abwärme aus Abwasser (einschließlich Kühlwasser) jedoch zukünftig als „erneuerbare Wärme“. In § 3 Nr. 30 GEG wird der Begriff der Umweltwärme legaldefiniert als

„die der Luft, dem Wasser oder der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abwasserströmen entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme oder Kälte mit Ausnahme der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abluftströmen entnommene Wärme,“.

Dieser neue Begriff der Umweltwärme geht deutlich weiter als der vorherige. Insbesondere wird damit Abwärme aus Abwasser generell erfasst. Damit soll ausweislich der Gesetzesbegründung auch der entsprechenden Terminologie der novellierten europäischen EE-Richtlinie Rechnung getragen werden. Dadurch gilt auch Abwasser aus Kühlprozessen (Kühlwasser) künftig als erneuerbare Wärme.

Es bedarf jedoch weiterer regulatorischer Klarstellungen und Regelungen, um das Abwärmepotenzial vollständig und rechtssicher heben zu können. Durch die Bezugnahme der Definition von „innovative erneuerbare Wärme“ in § 7 Nr. 12 KWK-AusschreibungsVO auf den im GEG legaldefinierten Begriff der „erneuerbaren Wärme“ ergibt sich eine Förderfähigkeit von Abwasser-Abwärme im Rahmen des EE-Bonus. Jedoch sollte klargestellt werden, dass Abwärme aus Abwasser generell als „erneuerbare Wärme“ gilt, nicht lediglich Abwärme aus dem Abwasser von Klärwerken.

Unter Abwasser versteht sich gemäß § 54 Abs. 1 WGH *„das durch häuslichen, gewerblichen, landwirtschaftlichen oder sonstigen Gebrauch in seinen Eigenschaften veränderte Wasser“.* Damit ist auch das Kühlwasser aus industriellen Prozessen Abwasser. Dieser eindeutige Befund wird durch eine zuvor eingefügte weitere Änderung im Gesetz gestört, Gemeint ist der sinnvolle neue Einschub zur Entnahme von Wärme aus dem Ablauf von Klärwerken in der novellierten Fassung des § 2 Nr. 9a KWKG. Dort wird der Begriff „innovative KWK-Systeme“ nunmehr wie folgt legaldefiniert (die vom Gesetzgeber neu eingefügten Worte sind unterstrichen):

„besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien oder aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln“

Die Einfügung der Wörter „*oder aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen*“ wurde bereits seitens der Bundesregierung im Regierungsentwurf vorgenommen, um Abwasser von Kläranlagen in den Kanon der privilegierten Wärmequellen aufzunehmen.

Durch die deutlich weitergehende Integration von jeglicher Abwasser-Abwärme in den Begriff der Umweltwärme in § 3 Nr. 30 GEG, die im federführenden Ausschuss des Bundestags erst in seiner letzten Sitzung kurz vor Beschluss des Gesetzes im Plenum vorgenommen wurde, ist die gesonderte Einbeziehung von Abwärme aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen nach dieser Lesart hinfällig und überflüssig geworden. Die Änderung im GEG erfolgte sehr spät im Gesetzgebungsprozess. Durch eine zeitliche Überschneidung mit Änderungen des KWKG, hat der Bundestag beim Beschluss des KWKG diese Sachlage offenbar nicht erkannt und keine entsprechende redaktionelle Angleichung des Regierungsentwurfs für die KWKG-Änderung vorgenommen. Ohne Kenntnis dieser inhaltlichen und zeitlichen Abläufe im Gesetzgebungsprozess wirkt diese Gesetzeslage verwirrend: Durch die explizite Bezugnahme des § 2 Nr. 9 KWKG lediglich auf Abwärme aus Klärwerken könnte der Eindruck entstehen, es sei nur Abwärme aus dem Abwasser von Klärwerken als erneuerbare Wärme zu beurteilen.

Diese problematische redaktionelle Fassung von GEG und KWKG führt zu einer investitionsfeindlichen Rechtsunsicherheit. In einer der folgenden Novellierungen des GEG oder des KWKG sollte daher klar geregelt werden, dass die Bezugnahme auf Klärwerksabwärme lediglich eine exemplarische Bedeutung hat, nicht jedoch eine ausschließende Wirkung in Bezug auf anderer Abwasser-Wärmequellen.

Hierüber hinaus bedarf es einer Regelung zur Einbeziehung von unvermeidbarer Abwärme in der Abluft in die KWK-Förderung. Der Bundestag hat sich mit dem GEG-Beschluss ausdrücklich festgelegt, dass Abwärme aus Abluft im Gegensatz zur Abwärme aus Abwasser keine erneuerbare Wärme sein soll. Dieser Beschluss ist in seiner Pauschalität fachlich nicht begründbar und verhindert die sinnvolle Nutzung von unvermeidbarer Abwärme aus Industrieprozessen. Es bedarf daher einer differenzierten Regelung, die mindestens auch die in der Abluft befindliche unvermeidbare Abwärme umfasst, die z. B. in chemischen Reaktionen entstehen kann. Anders als bei der bloßen Rückgewinnung von Wärme z. B. durch Wärmerückgewinnungsanlagen aus der Raumluft, handelt es sich hier um „echte“ Abwärme, und nicht um Wärme, die eigens zuvor erzeugt wurde.

Es bietet sich daher an, in § 2 Nummer 9a KWKG auf die Definition von Abwärme im Sinne von Art. 2 Nr. 9 der RED II (Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Rates und des Europäischen Parlaments vom 11. Dezember 2018) zu verweisen. Diese Änderung wäre folgerichtig: Die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU behandelt unvermeidbare industrielle Abwärme und Erneuerbare Wärme im Zusammenhang mit KWK- und Fernwärmesystemen weitestgehend gleich. Das ist sachgerecht, denn vorhandene Abwärme sollte nicht in der Umwelt verpuffen, sondern genutzt werden.

Ein sinnvoller Ansatz, um die Förderung von Abwärmenutzung auf effiziente Prozesse zu beschränken findet sich in den technischen Anforderungen der „Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“¹² Dort heißt es in Satz 1 der Fußnote 14, die sich auf die Passage zur Wärmenetzförderung bezieht:

„Anerkannt wird Abwärme aus industriellen oder gewerblichen Prozessen, sofern nachgewiesen wird, dass der Abwärme erzeugende Prozess effizient ist und nach dem Stand der Technik betrieben wird.“

Diese Anforderungen ließen sich auch auf die neuen Fördertatbestände zur Abwärmenutzung im KWKG (EE-Bonus) ausweiten.

Ohnehin bedarf es einer Anpassung der o. g. Richtlinie. Eine solche Anpassung ist erforderlich, weil innovative Wärmesysteme den technischen Anforderungen der Richtlinie entsprechen müssen, vgl. § 24 Abs. 1 Nr. 2 c KWKAusV. In der Verwaltungsvorschrift kommt Abwärme bisher nur im Zusammenhang mit der Netz-Förderung vor, jedoch nicht im Zusammenhang mit dem neuen EE-Bonus oder iKKW. Um den Willen des Gesetzgebers zur Berücksichtigung von Abwasserwärme im Rahmen des EE-Bonus umzusetzen, bedarf es somit einer den neuen Regeln des KWKG folgenden Anpassung der „Technischen Anforderungen“. Solange das nicht erfolgt, gibt es eine gewisse Unklarheit und Rechtsunsicherheit, weil der o. g. Verweis in der KWKAusV auf die Anforderungen der Richtlinie in Bezug auf den EE-Bonus für Abwärme ins Leere läuft.

Die Anforderung in Fußnote 14 der Richtlinie, wonach die Anhebung von Temperatur und Druck um nur 20 % zulässig ist, sollte hingegen nicht übernommen werden, weil es dafür keinen energiewirtschaftlichen oder Klimaschutzpolitischen Grund gibt. Die Nutzung von industrieller Abwärme ist unabhängig von ihrer Temperatur bzw. der Temperaturdifferenz zum Wärmenetz sinnvoll - auch in den Fällen, in denen eine Temperaturanhebung um mehr als 20 % erforderlich sein sollte.

Um das Potenzial der Abwärme für Wärmenetze in Gänze zu erschließen, ist eine weit gefasste Definition von Abwärme wichtig und sinnvoll.

Geothermie

Auch die Geothermie bietet für die Fernwärme erhebliche Chancen. Wärme aus tiefer und mitteltiefer Geothermie kann sinnvoll nur in großen Wärmesenken – insbesondere Fernwärmenetzen – genutzt werden. Die Erzeugung von Fernwärme auf der Basis von Tiefengeothermie (Bohrtiefe > 400 m) ist in den letzten Jahren deutlich angewachsen auf einen Wert von derzeit etwa 1 TWh/a (GeotIS Geothermische Standorte 2020)¹³. Dies entspricht jedoch nur einem Anteil von weniger als 1 % des derzeitigen Fernwärmeaufkommens.

Nach den Angaben des Bundesverbands Geothermie sind derzeit 33 tiefengeothermische Anlagen zur Wärmeerzeugung in Betrieb, weitere drei Anlagen sind derzeit in Planung. (Bundesverband Geothermie 2020)¹⁴. Die Anlagenstandorte der tiefen Geothermie konzentrieren sich bisher

¹² http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwbund_30122019_IIC3.htm

¹³ GeotIS Geothermische Standorte (2018): Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland in Bezug auf (Agemar et al., 2014).

¹⁴ Bundesverband Geothermie (2020): Geothermie in Zahlen. Hg. v. Bundesverband Geothermie. Online verfügbar unter <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>, zuletzt geprüft am 29.10.2020.

stark auf den Großraum München. Für die Nutzung der tiefen Geothermie sind die dort vorhandenen hydrogeologischen Strukturen im sogenannten „Molassebecken“ besonders vorteilhaft. Alle größeren Anlagen mit mehr als 5 MW thermischer Leistung sind dort zu finden.

In einem kürzlich veröffentlichten Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (Sandrock et al., 2020) wurden die die technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung auf Basis der tiefen Geothermie in Deutschland analysiert. Bei der heute üblichen hydrothermalen Nutzung ist ein Reservoirgestein im Untergrund mit hohen Durchlässigkeiten erforderlich. 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.

Je nach Randbedingungen und unter Berücksichtigung einer erforderlichen räumlichen Mindestwärmedichte auf der Abnahmeseite wurde in der Untersuchung ein technisches Bereitstellungspotenzial zwischen 45 und 118 TWh/a ermittelt.

Um dieses große Potenzial in Zukunft deutlich stärker ausnutzen zu können, sind eine Anpassung der Förderkulisse sowie weitere flankierende Maßnahmen erforderlich.

Die Fernwärmeerzeugung über tiefe Geothermie erfordert hohe bis sehr hohe Anfangsinvestitionen, weist dann aber im Betrieb geringe Betriebskosten auf. 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.

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, weil beispielsweise die notwendigen Schüttraten für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht erreicht werden können (Fündigkeitsrisiko).

Um genügend hohe Anreize für Investition in die tiefe Geothermie zu setzen, sollte die bisherige Förderkulisse deutlich attraktiver gestaltet werden. Im Rahmen der Bohrkostenförderung sollte die maximale Förderhöhe von 10 Mio. € auf 30 Mio. € erhöht werden. Zudem sollte die bisher geltende Beschränkung der Anzahl förderfähiger Bohrungen pro Projekt aufgehoben werden, um auch Mehrfach-Dubletten oder nachträgliche Projekterweiterungen einer Förderung zugänglich zu machen und auf diese Weise geothermische Redundanzen zu ermöglichen.

Weiterhin sollte das Fündigkeitsrisiko stärker als bisher über staatliche Finanzmittel abgesichert werden oder staatlich finanzierte bzw. abgesicherte Bohrkampagnen durchgeführt werden, deren Kosten aus späteren Erlösen refinanziert werden

Flankierend zur Förderung und Absicherung des Fündigkeitsrisikos ist die Verbesserung der Datenlage für die Planung tiefeingeothermischer Anlagen essenziell. Dabei stellt insbesondere der fehlende öffentliche Zugang zu existierenden Explorations- und Bohrdaten aus der Kohlenwasserstoffindustrie ein planerisches und ökonomisches Hemmnis für die Projektentwicklung in der tiefen Geothermie dar. Die Ausweisung von Gebieten mit geothermischem Potenzial sollte weiter vorangetrieben werden.

Wärmepumpen und Elektrokessel

Für die zukünftige Fernwärmewärmeversorgung können Wärmepumpen und Elektrokessel eine zentrale Rolle spielen, da sie im Gegensatz zu vielen anderen Optionen fast überall eingesetzt werden können und eine wichtige Schnittstellenfunktion zwischen Strom- und Fernwärmesystem wahrnehmen. Sie erhöhen die Flexibilität im Stromsystem, indem sie in Situationen mit einer hohen erneuerbaren Einspeisung und niedrigen Strompreisen Strom nutzen und in Stunden mit einer hohen Residuallast keinen Strom verbrauchen. Die notwendige Wärme wird dann durch andere Erzeuger oder Wärmespeichern gedeckt (siehe nächste Seite).

Wärmequellen für Wärmepumpen wie Oberflächengewässer, das Abwasser von Kläranlagen, industrielle Abwärme oder auch Umgebungsluft sind in jeder Stadt erschließbar. Wärmepumpen tragen auch zur Deckung der Wärmeerzeugung im Winterhalbjahr bei, insbesondere in Zeiten mit hoher Windstromerzeugung. Elektrokessel weisen relativ niedrige Investitionskosten und benötigen für einen rentablen Betrieb weniger Einsatzstunden als andere Technologien. Damit eignen sich Elektrokessel gut für die Nutzung von Stromerzeugungsspitzen, die sonst abgeregelt werden müssten.

Ergebnisse von Energiesystemstudien wie der BDI Studie oder der aktuell erschienenen Studie „Klimaneutrales Deutschland“ unterstreichen die Bedeutung von Wärmepumpen und Elektrokesseln im zukünftigen Fernwärmeerzeugungsmix. Langfristig sind Wärmepumpen die wichtigste Einzeltechnologie zur Fernwärmebereitstellung und erzeugen etwa ein Drittel der Fernwärme.

Bei Wärmepumpen und Elektrokesseln haben die Strombezugskosten für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen eine sehr große Bedeutung. Im Regelfall fallen bei der Fernwärmeerzeugung alle Abgaben und Umlagen an, sodass die Strombezugskosten und damit auch die Wärmegestehungskosten heute relativ hoch liegen. Ohne Förderung sind aktuell in Deutschland keine Projekte wirtschaftlich.

Durch die im KWKG in diesem Jahr eingeführte Förderung (PtH-Bonus und EE-Bonus) und die voraussichtliche Förderung ab 2021 im BEW wird voraussichtlich der Markthochlauf des Einsatzes von Großwärmepumpen und Elektrokesseln in Deutschland angestoßen.

Der Einsatz von Elektrokesseln zur Nutzung von sonst abgeregeltem Strom (EnWG §13 Absatz 6a) ist im sogenannten Netzausbaugebiet möglich und wird angereizt. Aufgrund der engen räumlichen Beschränkung und komplizierten Regelung wurden bisher in Deutschland nur sehr wenige Projekte umgesetzt.

Um die bestehenden Potenziale von Wärmepumpen und Elektrokesseln zur Erzeugung von Fernwärme effizient erschließen zu können, wird eine Reform der Reform der Regelungen der einzelnen Strompreiskomponenten voraussichtlich notwendig sein.

Diese kann unter anderem folgenden Punkte beinhalten:

Steuern/Abgaben/Netzentgelte

- geringe Besteuerung des Stroms für Wärmepumpen wie z. B. in Dänemark
- Wegfall/Ermäßigung der Netzentgelte für systemdienlich gesteuerte Wärmepumpen

EEG-Umlage

- Befreiung von systemdienlich betriebenen Großwärmepumpen von der EEG-Umlage (analog zur diskutierten Befreiung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherstellung)

Weiterentwicklung der bestehenden Regelungen zu zuschaltbaren Lasten.

- Teilfinanzierung von Wärmepumpen und Elektrokesseln durch Stromnetzbetreiber
- Aufhebung der räumlichen Beschränkung des § 13 Absatz 6a EnWG

Großwärmespeicher

Die zukünftige Fernwärmeerzeugerstruktur wird durch die Vielzahl an Erzeugern mit unterschiedlichen Charakteristika komplexer und abhängiger vom Strommarkt. Durch neue Wärmeerzeuger, die direkt (Wärmepumpe, Elektrokessel) oder indirekt (z.B. Abwärme) mit dem Strommarkt interagieren sowie durch den steigenden Anteil fluktuierender Strom- und Fernwärmeerzeugung steigt zudem die Abhängigkeit vom Strommarkt. Vor diesem Hintergrund werden stromnetzdienliche Wärmeerzeugungseinheiten sowie in der Grundlast konkurrierende Wärmeerzeugungseinheiten die Notwendigkeit von thermischen Speicherkapazitäten deutlich verschärfen. Um das Potenzial der Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in höherem Maße nutzen zu können, müssen bestehende Speicherkapazitäten weiter ausgebaut werden.

Großwärmespeicher und die Flexibilisierung von KWK-Anlagen:

Durch den Einsatz von Großwärmespeichern wird der Betrieb von KWK-Anlagen flexibilisiert, indem in Abhängigkeit von verschiedenen Marktsituationen entsprechend reagiert werden kann. Im Gegensatz zur Stromspeicherung ist Wärme im Stunden bis Tagesbereich gut speicherbar. Große Wärmespeicher können Wärmelast- und Strompreisschwankungen ausgleichen und bieten die Möglichkeit, KWK-Strom- und Wärmeerzeugung an die neue Marktsituation mit stark fluktuierenden Einspeisungen anzupassen. Dadurch können Versorgungssicherheit und Stromerlös erhöht werden.

Großwärmespeicher und der Ausgleich von Saisonalität:

Im Fernwärmemix der Zukunft treten Grundlasterzeuger in dem sommerlich begrenzten Wärmebedarf der Fernwärmenetze zunehmend in Konkurrenz zueinander. Zu nennen wäre hier vornehmlich die Solarthermie, die Geothermie und die industrielle Abwärme. Am Beispiel des Fernwärmenetzes Hamburg konnte aufgezeigt werden, dass durch die Transformation des Fernwärmenetzes ein erheblicher Ausbau der (saisonalen) Wärmespeicherung notwendig wird. Ein beispielhafter Ausbaupfad mit Solarthermie, Geothermie und industrieller Abwärmenutzung beziffert die für eine vollständige Nutzung dieser Wärmequellen notwendigen Speicherleistung während der Sommermonate auf mindestens 175 MW.

Großwärmespeicher in Deutschland:

Neben vereinzelt Forschungs- und Pilotprojekten sind in Deutschland hauptsächlich Behälterwärmespeicher errichtet worden. Derzeit sind in Deutschland 15 Behälter- bzw. Tankwärmespeicher mit mehr als 10.000 m³ in Bau oder Betrieb.

Tabelle 6: Übersicht von realisierten und in Planung befindlichen Wärmespeichern in Deutschland mit einem Volumen von mehr als 10.000 m³

Baujahr/geplante Fertigstellung	Bauträger	Ort	Volumen	max. Temperatur (°C)
2025	Wärme Hamburg	Dradenau	ca. 50.000 m ³	135
2023	Stadtwerke München	München	ca. 45.000 m ³	k. A.
2021	Vattenfall	Berlin-Spandau	60.000 m ³	99
2018	Stadtwerke Heidelberg	Heidelberg	20.000 m ³	>100
2018	Stadtwerke Duisburg	Duisburg	43.000 m ³	115
2017	EVH GmbH	Halle/Saale	50.000 m ³	k. A.
2016	Stadtwerke Kiel	Kiel	40.000 m ³	115
2016	Stadtwerke Düsseldorf	Düsseldorf	35.000 m ³	98
2016	EWP Potsdam	Potsdam	41.000 m ³	98
2016	DVW Dessau	Dessau	22.000 m ³	98
2015	Fernheizwerk Neukölln AG / Vattenfall	Neukölln	10.000 m ³	110
2014	GKM AG Mannheim	Mannheim	43.000 m ³	113
2014	N-Ergie	Nürnberg	33.000 m ³	113-117
2013	Stadtwerke Flensburg	Flensburg	29.000 m ³	100
2013	Vattenfall	Hamburg-Tiefstack	20.000 m ³	k. A.

Quelle: eigene Recherchen HIC

Drucklose Behälterspeicher haben mit etwa 300-500 €/m³ die höchsten spezifischen Baukosten der technisch etablierten Großwärmespeicher (Kraft, 2018). Behälterwärmespeicher werden in erster Linie zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen eingesetzt und können sich über eine hohe Anzahl an Speicherzyklen rechnen.

Im Gegensatz dazu haben großskalige Multifunktionsspeicher wie Aquiferwärmespeicher oder Erdbeckenspeicher zwar deutlich geringere spezifische Investitionskosten, können jedoch als Langzeitspeicher nur 1-2 Be- und Entladezyklen realisieren.

Wirtschaftlichkeit von Großwärmespeichern:

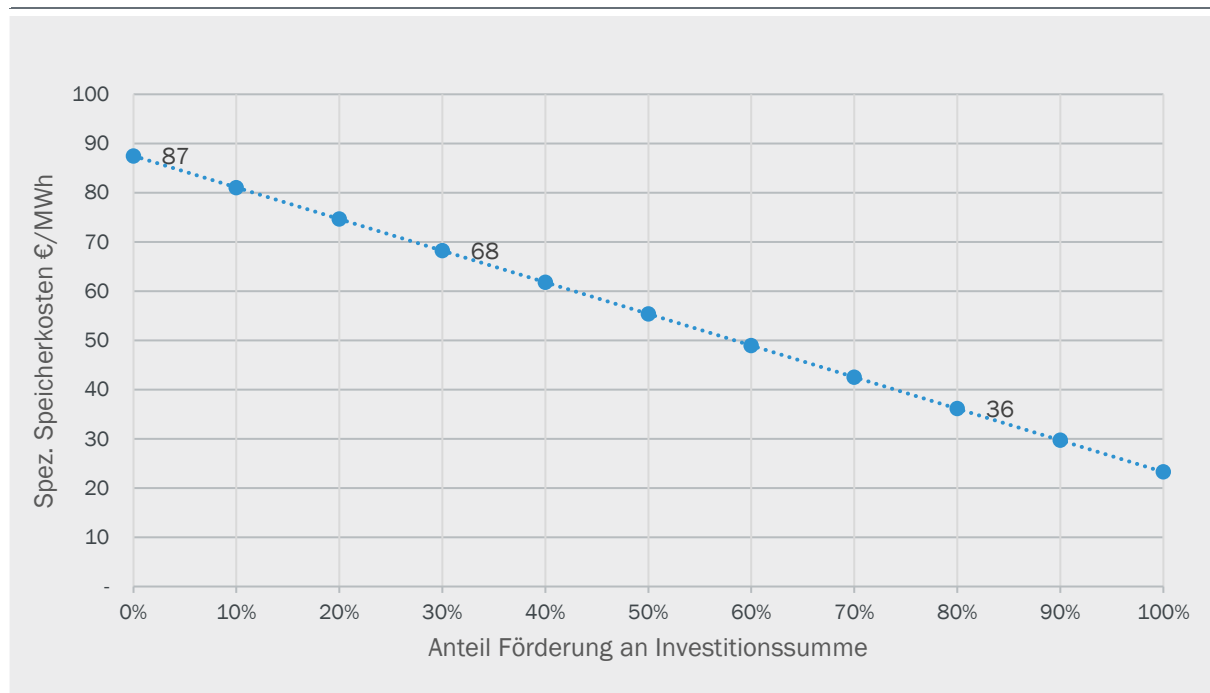
Die Wirtschaftlichkeit von Großwärmespeichern hängt in erster Linie ab von

- Art, Größe und Geometrie des Wärmespeichers
- Anzahl der Be- und Entladezyklen
- Gestehungskosten der eingespeicherten Wärme bzw. Erlöse durch die Flexibilisierung
- Speicherwirkungsgrad

Am Beispiel eines Modellspeichers hat das Hamburg Institut in Kooperation mit dem Dichtungsbahnen-Hersteller Solmax die Wirtschaftlichkeit eines Erdbeckenspeichers unter deutschen Marktbedingungen (2019) untersucht. Am Beispiel eines 100.000 m³ großen Erdbeckenspeichers wurde zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeitslücke eine Vollkostenrechnung in Anlehnung an die VDI 2067 durchgeführt.

In Summe kostet die Errichtung des Erdbeckenspeichers etwa 4,5 Mio. €. Das entspricht spezifischen Investitionskosten von 45 €/m³. Bei einer angenommenen Speichereffizienz von 80 % resultieren spezifische Speicherkosten von rund 87 €/MWh ohne Berücksichtigung von Förderungen.

Abbildung 11: Spezifische Speicherkosten eines Modellerdbeckenspeichers mit einem Volumen von 100.000 m³ unter deutschen Marktbedingungen (2019)



Quelle: eigene Berechnungen HIC

Vergleicht man die spezifischen Speicherkosten mit marktüblichen Fernwärme-Gestehungskosten von ca. 30-35 €/MWh (ifeu, 2020), erkennt man die Wirtschaftlichkeitslücke. Selbst unter Vernachlässigung der Grundstückskosten für die Speichererrichtung müssten mindestens 52 €/MWh durch Förderungen ausgeglichen werden.

Allerdings wird in dieser Kalkulation implizit davon ausgegangen, dass die eingespeicherte Wärme Grenzkosten von Null aufweist. Ist dies nicht der Fall, müssen die mittleren Wärmegestehungskosten der eingespeicherten Wärme zu den Speicherkosten addiert werden, um die Wärmelieferkosten zu erhalten.

Förderungen von Großwärmespeichern:

Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern werden derzeit maximal 30 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten über das KWKG bzw. über das Marktanreizprogramm gefördert. Die maximale Förderhöhe beläuft sich auf 10 Millionen Euro im Rahmen des KWKG und 1 Millionen Euro im Rahmen des MAP.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Förderkulisse lassen sich im Falle des Erdbecken-Modellspeichers spezifische Speicherkosten von 68 €/MWh (KWKG) bzw. 73 €/MWh (MAP) erzielen.

Am Beispiel des Modellspeichers zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeitslücke von bestimmten Großwärmespeichern unter den derzeitigen Fördermöglichkeiten nicht geschlossen werden kann. Darüber hinaus ist insbesondere das Effizienzkriterium für die Wärmespeicherung in einem Aquifer oder Erdbecken schwer prognostizierbar.

Möglichkeiten eines Förderprogrammes für Großwärmespeicher:

- 1.** Ermittlung der Wirtschaftlichkeitslücke über unrentierliche Kosten (ähnlich AGFW FW 703)¹⁵
- 2.** Absicherung von Risiken wie Fündigkeitsrisiko oder Baukostensteigerung durch Grundwasser
- 3.** Betriebsförderung des Speichers durch Bonifizierung der speicherbedingten CO₂-Vermeidung

¹⁵ <https://www.fw703.de>

5 Best-Practice-Beispiele

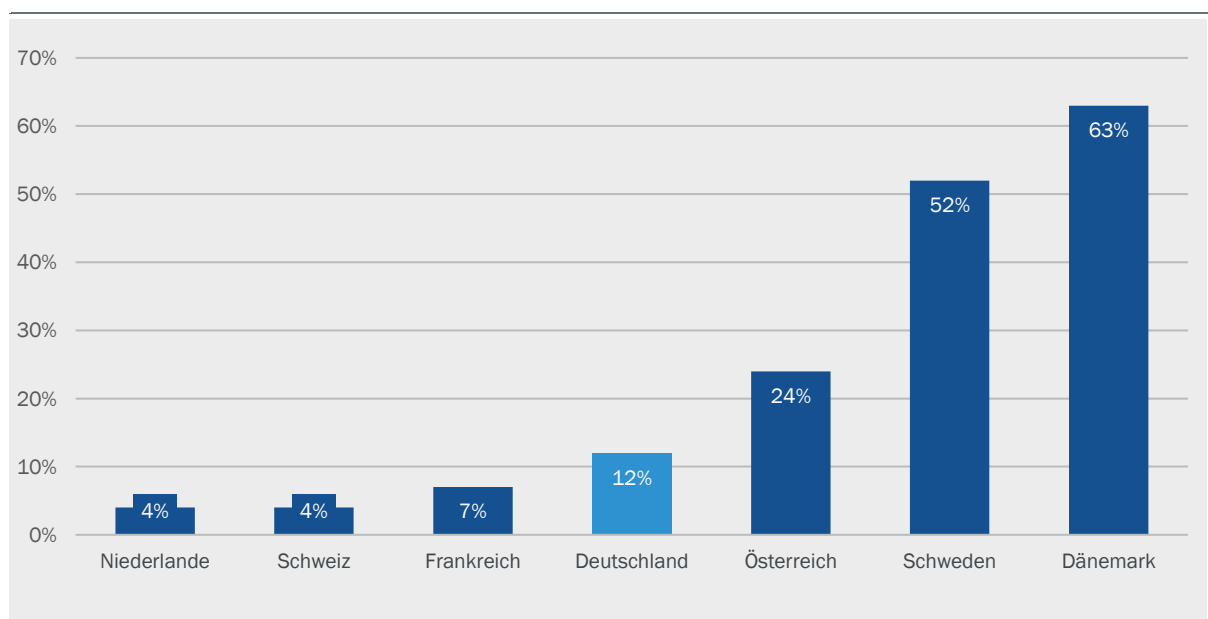
Für die anstehende Transformation des Fernwärmesektors zu erneuerbaren Energien und Abwärme sind weitreichende Anpassungen der ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig. Hierfür haben verschiedene europäische Länder sehr unterschiedliche Ansätze gefunden. Dies beruht einerseits auf den vielfältigen Ausgangspositionen in Bezug auf die Fernwärme, aber auch auf einer unterschiedlichen Historie im Energiemarkt.

In dieser Untersuchung werden im Rahmen eines kursorischen Überblicks die politischen Instrumente im Fernwärmesektor und deren Auswirkungen in sieben europäischen Ländern betrachtet. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden folgende Länder als Best-Practice-Beispiele ausgewählt:

1. Dänemark
2. Schweden
3. Österreich
4. Frankreich
5. Schweiz
6. Niederlande

Die betrachteten Länder weisen recht unterschiedliche Anteile der Fernwärmeversorgung an der gesamten Wärmeversorgung auf. In Abbildung 12 ist der mit Fernwärme versorgte Bevölkerungsanteil der jeweiligen Länder dargestellt. Hier liegt Deutschland mit 12 % Fernwärmeanteil unter den betrachteten Ländern im Mittelfeld.

Abbildung 12: Anteil der fernwärmeversorgten Bevölkerung in verschiedenen Ländern



Quelle: (Fleiter et al., 2016)

Keines der untersuchten Best-Practice-Länder ist direkt mit Deutschland zu vergleichen, und eine Übertragbarkeit der dort etablierten politischen Instrumente auf die Situation in Deutschland ist nicht in jedem Fall gegeben. Die energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind andere; somit herrschen jeweils unterschiedliche Voraussetzungen für die Wirkung der Instrumente. Dennoch erscheint es wesentlich, bereits umgesetzte wirkmächtige Instrumente unter den jeweils vorherrschenden Rahmenbedingungen zu analysieren und für die Entwicklung eines Maßnahmenprogramms für Deutschland zu berücksichtigen.

Neben der auf die politischen Instrumente bezogenen Analyse wird für jedes Land auch ein konkretes Beispiel eines Fernwärmesystems benannt. Da in Deutschland der bei weitem größte Absatz von Fernwärme über die großen Fernwärmenetze stattfindet (Schweikardt et al., 2012)¹⁶, stehen dabei Fernwärmesysteme im urbanen Raum im Fokus. An diesen Beispielen zeigt sich vor allem die differenzierte technische Ausgestaltung der Fernwärmeerzeugung in der Praxis, ggf. in Verbindung mit kommunalen Planungsinstrumenten.

5.1 Dänemark

Dänemark weist unter den betrachteten Ländern mit 63 % den höchsten Fernwärmeanteil in der Bevölkerung auf. Nur noch etwa 650 Tsd. der 2,7 Mio. dänischen Haushalte verfügen über eine dezentrale Wärmeversorgung. Damit ist in Dänemark – anders als in Deutschland – eine Fernwärmeinfrastruktur nicht nur in den dichter besiedelten urbanen Siedlungsbereichen vorhanden, sondern auch in ländlichen Gebieten weit verbreitet.

Der hohe Fernwärmeanteil in Dänemark geht auf eine lange Historie des Fernwärmeausbaus auf der Grundlage staatlicher Lenkungsinstrumente zurück. Bereits im Jahr 1979 erstellte die dänische Regierung den ersten Energieplan und verabschiedete ein Wärmeversorgungsgesetz (lov om varmeforsyning). Dieses sah einen obligatorischen Anschluss an die Fernwärme oder die Gasversorgung, eine Wärmepreisgestaltung über tatsächliche Kosten auf gemeinnütziger Basis, den Ausbau der Fernwärme sowie die Umstellung der Fernwärme auf Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbare Energien vor. Bis dahin beherrschte das Heizen mit Öl den dänischen Wärmemarkt, weshalb Dänemark vergleichsweise stark von der Ölkrise getroffen wurde. In den 1980er-Jahren erstellten eine steigende Anzahl an Gemeinden und Städten kommunale Energiepläne, die Gebiete für die Fernwärme- und Gasversorgung auswiesen.

In den folgenden Jahrzehnten folgte eine große Zahl an steuer- und ordnungspolitischen Maßnahmen zur Steuerung des Wärme- und Energiesektors durch die dänische Regierung (Danish Energy Agency, 2016).

- 1986: Erhöhung der Steuern auf Öl, Erdgas und Strom für Heizzwecke
- 1988: Verbot des elektrischen Heizens in Gebieten mit Wärmenetzen oder Gasversorgung
- 1992: Einführung einer CO₂-Steuer auf fossile Brennstoffe
- 1994: Verbot von elektrischen Heizungen in bestehenden Gebäuden
- 2013: Verbot von Ölkesseln und Erdgasheizungen in Neubauten
- 2016: Verbot von Ölkesseln in bestehenden Gebäuden

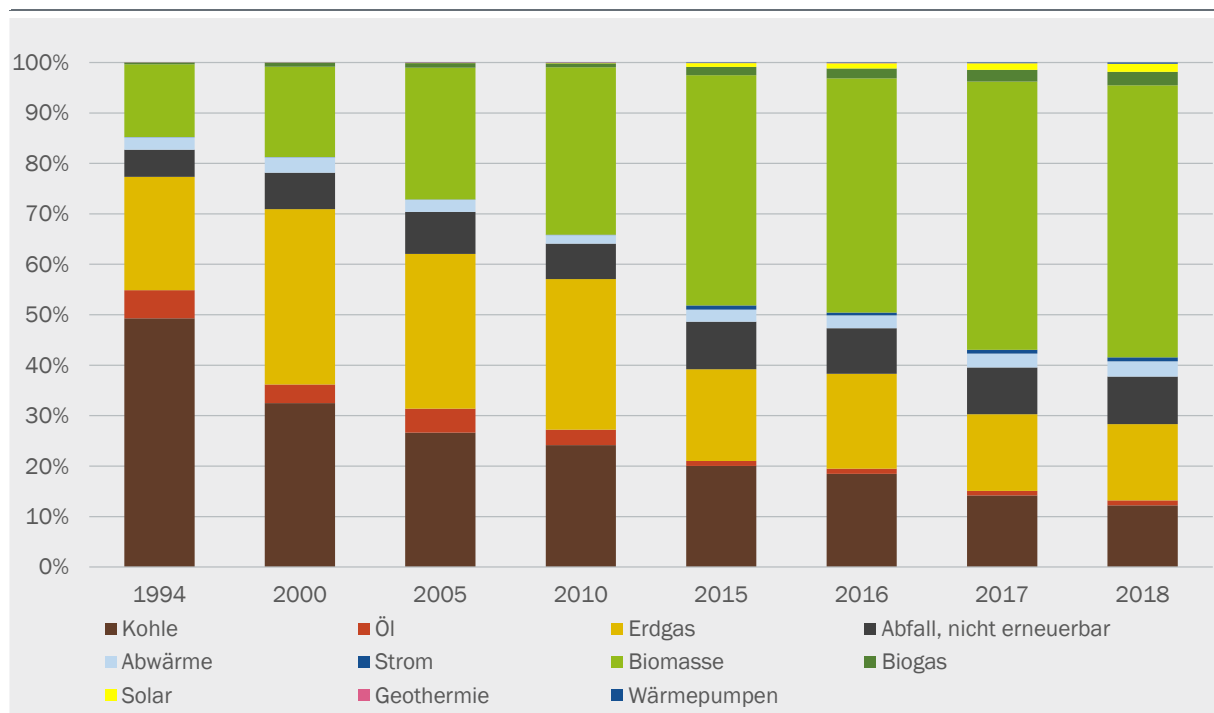
¹⁶ Nach der Sektoruntersuchung Fernwärme des Bundeskartellamts findet mehr als 80 % des Fernwärmeabsatzes in nur etwa 100 Großnetzen mit mehr als 100 km Trassenlänge statt.

Neben diesen steuer- und ordnungsrechtlichen Instrumenten ist die Verankerung des Nonprofit-Prinzips in der dänischen Fernwärmeversorgung von besonderer Bedeutung. Betreiber von Wärmenetzen und -kraftwerken sind dazu verpflichtet, die erwirtschafteten Gewinne in die Infrastruktur und den Ausbau der Netze zur reinvestieren. Diese sichert einerseits die Instandhaltung, Optimierung und Ausweitung des Netzes und ermöglicht andererseits stabile Bedingungen für die Endverbraucher.

Der starke staatliche Rahmen im dänischen Fernwärmesektor hat auch dazu geführt, dass der Anteil an Genossenschaften als Eigentümer von Fernwärmenetzen hier besonders hoch ist (Tappeser, 2017). Der Anteil der Genossenschaften an den Fernwärmeunternehmen in Dänemark beträgt etwa 85 %, während dieser in Deutschland bislang nur einen marginalen Anteil aufweist (Bürger et al., 2019).

Der vom Fernwärmeverband beauftragte Wärmeplan Dänemark (Dyrelund, 2010) gilt als richtungsweisend für die dänische Wärmepolitik (Inderberg & Eikeland, 2016). Die Studie sollte den Wärmeplan von 2008 aktualisieren und detaillieren. Ziele des Wärmeplans 2010 waren sowohl die Darstellung der mittels Fernwärmeversorgung erzielten CO₂-Reduktionen als auch die Entwicklung von Szenarien für eine Halbierung des CO₂-Ausstoßes bis 2020 und für einen nahezu klimaneutralen Wärmesektor im Jahr 2050. Der Wärmeplan 2010 formuliert damit ein höheres Ambitionsniveau: Über die Erdöl-Unabhängigkeit hinaus soll die dänische Wärmeversorgung langfristig von allen fossilen Brennstoffen unabhängig werden. Abbildung 13 zeigt die starke Veränderung in der Fernwärmeerzeugung in Dänemark von 1994 bis 2018.

Abbildung 13: Anteil der Erzeugungstechnologien bzw. Brennstoffe an der Fernwärmeproduktion in Dänemark von 1994 bis 2018



Quelle: Energistyrelsen Energiestatistik 2019

Der ehemals sehr starke Anteil an Kohle und Erdgas wurde zugunsten erneuerbarer Energien stark zurückgedrängt. Dies hat auch wesentlich dazu beigetragen, dass seit 1980 der CO₂-Ausstoß pro Quadratmeter beheizter Fläche von 25 auf 10 kg/m²*a verringert werden konnte. Allerdings ist die Dekarbonisierung der Fernwärme auch verbunden mit einem hohen Biomasse-Anteil in der Fernwärmeerzeugung, der teilweise auf dem Import von Biomasse basiert. Der hohe Anteil an Biomasse soll künftig durch vermehrten Einsatz von Wärmepumpen, Solarthermie und Geothermie deutlich verringert werden. Im Bereich der Nutzung von großflächiger Solarthermie für die Fernwärme (Solar District Heating) ist Dänemark Vorreiter in Europa.

Im Jahr 2019 verabschiedete die dänische Regierung ein im internationalen Vergleich ambitioniertes Klimagesetz (Dunn et al., 2011), das eine THG-Reduktion um 70 % bis 2030 und Klimaneutralität im Jahr 2050 festlegt. Das Gesetz sieht vor, dass 90 % der Fernwärme im Jahr 2030 aus nicht-fossilen Energiequellen erzeugt wird¹⁷.

Biomasse und Solarthermie sind in Dänemark von Energiesteuern befreit. Zudem sorgt die geringe Besteuerung des Stroms für Wärmepumpen für sehr günstige Wärmeerzeugungskosten mit Wärmepumpen. Begünstigend für Großwärmepumpen in Wärmenetzen wirkt sich auch das gegenwärtige Auslaufen der PSO-Steuer (Public Service Obligation, die dänische EEG-Umlage) aus. Ab 2021 wird ein Strompreis von 5 Cent/kWh für gewerbliche Stromkunden erwartet (Schultz, 2018).

Die langjährige und konstante Wärmepolitik Dänemarks spiegelt sich in den dänischen Fernwärmenetzen. Exemplarisch werden das Fernwärmenetz von Aarhus, der zweitgrößten Stadt Dänemarks, und Dronninglund, einer Ortschaft mit ungefähr 4.000 Einwohnern im Norden Jütlands, vorgestellt.

Beispiel Aarhus

In Aarhus beziehen 95 % der 315.000 Einwohner Fernwärme. Diese ist zu 70 % erneuerbar. Das ehemalige Steinkohle-Kraftwerk Studstrup nutzt seit 2017 ausschließlich Holzpellets. Für die Umstellung investierte Dong Energy 175 Mio. Euro. Das Kraftwerk hat eine elektrische Leistung von 360 MW und eine thermische Leistung von 515 MW. Es verfeuert jährlich 750.000 bis 800.000 Tonnen Holzpellets.¹⁸

Ebenfalls im Jahr 2017 nahm Affaldvarme Aarhus das Stroh-Heizkraftwerk Lisbjerg in Betrieb.¹⁹ Es hat eine elektrische Leistung von 37 MW und eine thermische Leistung von 77 MW. Jährlich werden 240.000 Tonnen Stroh in Ballenform verbrannt. Durch Rauchgaskondensation liegt der Wirkungsgrad bei 103 %.²⁰ Die Investitionskosten lagen bei 174 Mio. Euro.

Des Weiteren ist die Nutzung der Tiefengeothermie in Vorbereitung. Je nach Resultat der Probebohrungen sollen die ersten Anlagen zwischen 2021 und 2024 in Betrieb gehen.²¹

¹⁷ 90 % andere Quellen als Kohle, Erdöl und Erdgas (Danish Ministry of Climate, 2019)

¹⁸ <https://stateofgreen.com/de/partners/stateofgreen/neuigkeiten/im-daenischen-aarhus-heizt-jetzt-fast-jeder-zweite-haushalt-gruen/>

¹⁹ <https://bkvv.dk/profil/om-os/>

²⁰ <https://bkvv.dk/profil/fakta-om-produktion/>

²¹ <https://www.tiefengeothermie.de/news/gruenes-licht-fuer-geothermische-erkundungsbohrungen-in-daenemark>

Beispiel Dronninglund

Im Fernwärmenetz der Ortschaft Dronninglund (4.000 Einwohner) beträgt die jährliche Wärme-
produktion 40 GWh. 77 % der Fernwärme sind erneuerbar und 40 % erzeugen Freiflächen-Solar-
thermie-Kollektoren mit einer Fläche von über 37.500 m². Ein saisonaler Erdbeckenspeicher mit
einem Volumen von 62.000 m³ speichert einen Teil der Solarwärme für die Heizperiode. Weitere
Wärmeerzeuger sind eine Absorptionswärmepumpe (2 MWth), ein Bio-Ölkessel (10 MWth) und
ein Erdgas-BHKW (3 MWth). Die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten liegen bei
5,9 ct/kWh (PlanEnergi, 2015).

5.2 Schweden

In Schweden heizen mehr als die Hälfte der Einwohner mit Fernwärme. Nur noch 6 % der Erzeu-
gung geht auf fossile Energieträger zurück. Die schwedische Regierung strebt die Klimaneutralität
Schwedens bis 2045 an.

Bereits im Jahr 1991 führte die Regierung eine CO₂-Steuer von 29 Euro/Tonne CO₂ ein, die heute
bei umgerechnet 120 Euro/Tonne liegt. Die CO₂-Steuer ist das wichtigste Lenkungsinstrument im
Energiebereich hin zu erneuerbaren Energien und Abwärme. Darüber hinaus existiert eine Ener-
giesteuer auf fossile Energieträger und eine Schwefelsteuer. Biomasse-KWK sowie der Wechsel
von Öl- und direktelektrischen Heizungen werden staatlich gefördert.

Mit dem Fernwärmegesetz von 2008 kamen zudem mehr Transparenz und Verbraucherschutz in
den schwedischen Fernwärmemarkt. Das Gesetz regelt auch die Messung und Rechnungstellung.
Für Kunden und für die Öffentlichkeit müssen die Informationen über die Preise der Fernwärme
und für einen Fernwärmanschluss leicht zugänglich sein. Für die Überwachung des Gesetzes ist
die Energiemarktinspektion zuständig. Das Fernwärmeamt bearbeitet Beschwerden über unzu-
längliche Transparenz.

Beispiel Stockholm

Innovativ in vielerlei Hinsicht stellt sich die Fernwärme der schwedischen Hauptstadt Stockholm
(ca. 976.000 Einwohner) dar. Rund 80 % des Wärmemarkts wird von der Fernwärme bedient. Fast
90 % davon sind erneuerbar oder aus Abwärme.

Es existieren mehrere Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von insgesamt
488 MW. Die Anlage Värtan Ropsten aus den Jahren 1984–1986 hat eine Leistung von 180 MW.
Als Wärmequelle nutzt sie Ostseewasser. In Hammarby nutzt eine Anlage aus 7 Wärmepumpen
mit 225 MW thermischer Gesamtleistung das Abwasser aus der Kläranlage. Diese Anlage weist
5.500 Vollbenutzungsstunden auf, erreicht einen COP von 3,5 und produziert etwa 1.240 GWh
Fernwärme jährlich.

Das 2016 in Betrieb genommene Biomasse-Heizkraftwerk Värtaverket hat eine thermische Lei-
stung von 280 MW und eine elektrische Leistung von 130 MW. Es verfeuert jährlich 3 Mio. Kubik-
meter Abfall und Waldrestholz. Weitere wichtige Abwärmequellen für die Fernwärme sind meh-
rere Rechenzentren in Stockholm. Bis 2040 sollen sie insgesamt 10 % des Wärmebedarfs liefern.

Das Stockholmer Fernwärmenetz wird vom Unternehmen Fortum Värme als sogenanntes offenes Wärmenetz („Open District Heating“) gestaltet. Abwärme kann über einen eigenen Spotmarkt verkauft werden. Stockholm Exergi betreibt zudem das größte Kältenetz der Welt, das seit seiner Inbetriebnahme im Jahr 1994 stetig erweitert wird.

5.3 Österreich

Die Fernwärme in Österreich befindet sich seit Ende der 1990er Jahre in einem stetigen Ausbau. Heute nutzen mehr als ein Viertel der österreichischen Bevölkerung Fernwärme. Bei Gebäuden mit über 20 Wohneinheiten liegt der Anteil bei 53 %, bei Gebäuden, die nach 2000 gebaut wurden, sogar bei mehr als 80 %. Während im Jahr 2000 noch 5,2 TWh abgesetzt wurden, waren es im Jahr 2016 bereits 12,7 TWh. Die Netzlänge wuchs von 2.400 km im Jahr 1997 auf 5.500 km im Jahr 2017.

Für diese Entwicklung gab es keine einheitliche bundesweite Politik. Vielmehr haben die verschiedenen Bundesländer selbstständig Fördersysteme und Planungsinstrumente geschaffen. Darunter fallen beispielsweise Förderungen für den Anschluss an die Fernwärme, für die Verdichtung von Wärmenetzen, die Nachrüstung der Rauchgaskondensation, die Nutzung industrieller Abwärme, für Wärmepumpen in Wärmenetzen oder für die Erneuerung von Kesselanlagen. Des Weiteren ermöglicht beispielsweise die Steiermark die Ausweisung verpflichtender Fernwärmeanchlussbereiche im Bestand mit Ausnahme für Gebäude, die schon anderweitig eine erneuerbare Energieversorgung oder nur einen geringfügigen Wärmebedarf haben.

Die österreichische Bundesregierung arbeitet derzeit an einer nationalen Wärmestrategie, die in diesem Jahr verabschiedet werden soll. Damit sollen die Sektorziele bis 2030 erreicht werden.²²

Beispiel Graz

Graz ist die zweitgrößte Stadt Österreichs (ca. 430.000 Einwohner) und befindet sich in der Steiermark. Ungefähr 40 % des Wärmebedarfs wird über die Fernwärme abgedeckt. Davon sind heute 25 % erneuerbar oder aus Abwärme, bis 2030 sollen es 50 % sein. Dazu trägt maßgeblich die Abwärme einer Papier- und Zellstofffabrik mit bis zu 35 MW Leistung und die Abwärme des Stahlwerks Marienhütte mit bis zu 11 MW Leistung bei. Im Stahlwerk Marienhütte nutzen Wärmepumpen den Kühlkreislauf mit Temperaturen zwischen 30 und 35 °C als Wärmequelle.

Zudem existieren verschiedene großflächige Solarthermie-Anlagen. Eine Anlage mit 2.000 m² Kollektorfläche befindet sich im HELIOS-Projekt, in dem zusätzlich ein Deponiegas-BHKW und eine PtH-Anlage Wärme erzeugen. Eine weitere Anlage mit 7.500 m² Kollektorfläche befindet sich bei der Fernwärmezentrale. Ob das Projekt „Big Solar Graz“ mit einer Kollektorfläche von 220.000 m² und einem 900.000 m³ großen Wasserspeicher realisiert wird, ist derzeit noch unsicher.

²² <https://www.bmlrt.gv.at/umwelt/energiewende/waermestrategie.html>

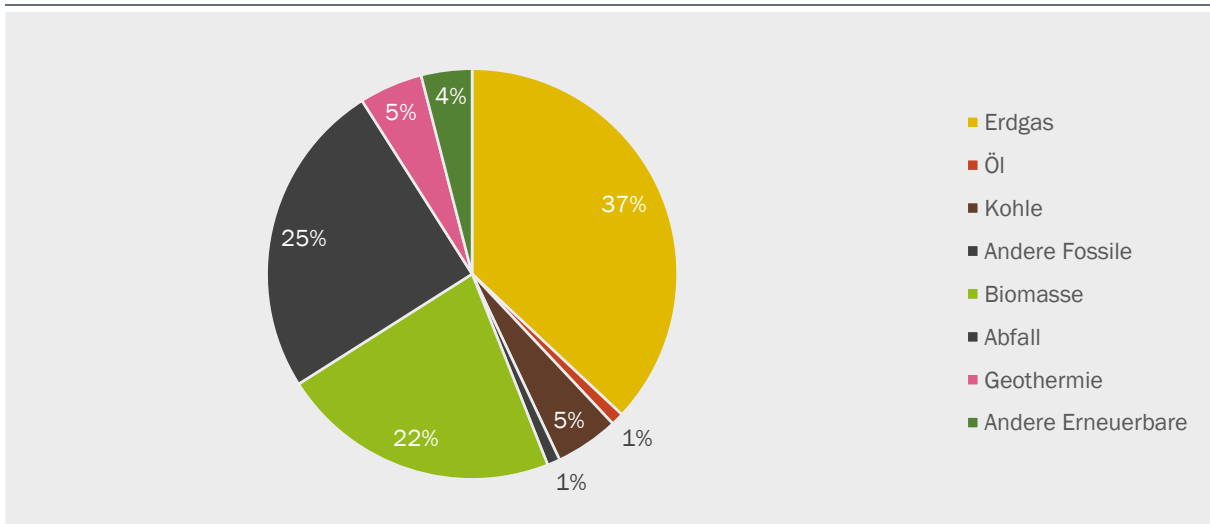
5.4 Frankreich

Frankreich gehört zu den Ländern, die einen geringeren Fernwärme-Anteil an der Wärmeversorgung haben als Deutschland. Hier heizen nur 7 % der Bevölkerung mit Fernwärme – jedoch mit steigender Tendenz.

Während die Wärmenetze in Frankreich in der Vergangenheit hauptsächlich mit Öl betrieben wurden, wurde die Versorgung mit den Ölkrisen 1974 und 1979 auf Kohle, Hausmüllverbrennung und Geothermie umgestellt. Seit den 1990er-Jahren ersetzte insbesondere die Erdgas-KWK Kohle und Heizöl in den Wärmenetzen. Von 2005 bis 2017 stieg die Zahl der Wärmenetze von circa 400 auf 761, gleichzeitig stieg der Anteil erneuerbarer Energien von 25 auf 56 % (Fedene, 2018; Lohse, 2020). Ein Großteil der französischen Fernwärmenetze werden in öffentlich-privaten Partnerschaften (ÖPP) oder von der öffentlichen Hand betrieben.

Der französische Staat fördert seit 2009 mit dem Wärme-Fonds (*Fonds Chaleur*) den Ausbau der Fernwärmenetze und der erneuerbaren Erzeugung. Seit der Gründung dieses Fonds wurden knapp 4.300 Investitionsvorhaben begleitet und mit insgesamt nahezu 2 Milliarden EUR von der ADEME (French Environment and Energy Management Agency) finanziell unterstützt. Die durchschnittliche Unterstützung liegt bei 30 % pro Projekt und ist so justiert, dass Projekte einen 5 % niedrigeren Wärmepreis als fossile Brennstoffe haben (Deutsch-Französische Industrie- und Handelskammer, 2019).

Abbildung 14: Brennstoffanteile der Fernwärme 2018 in Frankreich



Quelle: (SNCU, 2018)

Das im Jahr 2015 beschlossene Energiewendegesetz (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) hält Ziele für den Fernwärmeausbau fest. So soll die Erzeugung erneuerbarer Fernwärme bis 2030 verfünffacht und 5 bis 7 Mio. zusätzliche Haushalte angeschlossen werden. Dies entspricht einem Zielniveau von 39,5 TWh (MTES, 2019; SNCU, 2018). Im Jahr 2012 betrug die Zahl der Anschlüsse 2,2 Mio.

Zur Verbesserung der Ausbauplanung wurde die Kartierung von Wärmenetzen in allen Regionen verpflichtend. Räumliche Wärmebedarfe und Informationen zur den bestehenden Wärmenetzen (z. B. Erzeugereinheiten, Trassenpläne) sind als nationales Wärmekataster im Internet frei abrufbar²³.

Zudem sind für alle Wärmenetze, die vor 2009 errichtet wurden, Masterpläne zur künftigen Transformation zu erneuerbaren Energien zu erstellen. Flankierend sind in neuen Quartieren Machbarkeitsstudien für Fernwärme seit 2010 verpflichtend. Für Städte über 10.000 Einwohnern werden Machbarkeitsstudien finanziert. Für neue Industrieanlagen ist eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Auskopplung von Fernwärme obligatorisch. Die nationale Energieagentur ADEME bietet zu diesen Fragen umfangreiche Beratungs- und Forschungsangebote.

Zur Förderung der erneuerbaren Energien ist für den Arbeitspreis der Fernwärme bei erneuerbaren Anteilen über 50 % nur der reduzierte Mehrwertsteuersatz²⁴ zu entrichten. Für den Grundpreis ist der Mehrwertsteuersatz generell reduziert. Eine Anschlussvorschrift kann für neue und grundsanierte Gebäude in einem bestimmten Gebiet nur bei erneuerbaren Erzeugungsanteilen über 50 % erlassen werden (*Procedure de classement des réseaux*).

Beispiel Paris

Die französische Hauptstadt Paris verfügt über das größte Fernwärmesystem in Frankreich. In den letzten Jahren konnte der Einsatz von Kohle als Brennstoff sehr stark reduziert werden. Derzeit werden etwa 50 % der Pariser Fernwärme auf der Basis erneuerbarer Energien und Abwärme bereitgestellt (insb. Biomasse, Abfallverbrennung, Geothermie).²⁵ Darüber hinaus verfügt Paris über ein umfangreiches Fernkältenetz.

Die Stadt Paris hat 2007 einen Klimaschutzplan (*Paris Climate Action Plan*) verabschiedet, der auch zu einem Ausbau und der Dekarbonisierung der Fernwärme geführt hat. Im Jahr 2012 wurde ein Masterplan Fernwärme (*District Heating Master Plan*) verabschiedet, der nun gemeinsam mit den Umlandgemeinden umgesetzt wird. Der Betrieb der Fernwärme wird von der Stadt Paris konzessioniert und der Betreiber ist das Unternehmen CPCU (*Compagnie parisienne de chauffage urbain*), an dem die Stadt mit 33 % beteiligt ist. Im Hinblick auf die Fernwärmepreise tritt die Stadt als Regulator auf. (UNEP, 2020)

Ein neues Quartier mit innovativen Ansätzen zur nachhaltigen Wärmeversorgung soll bis zum Jahr 2028 etwa 20 km südwestlich von Paris entstehen. Die Nationale Entwicklungsgesellschaft Paris-Saclay (*EPAPS - Etablissement public d'aménagement Paris-Saclay*), die für die urbane Planung und Entwicklung in diesem Gebiet verantwortlich ist, steuert den kundenseitigen Anschluss an das moderne Fernwärmesystem. Das Projekt wurde im Kontext der Vorbereitungen auf die COP21 in Paris-Saclay initiiert. Das System basiert auf mehreren elektrischen Wärmepumpen, Gaskesseln sowie zwei mitteltiefen geothermischen Anlagen (Bohrtiefe ca. 700 m, Temperatur ~30 °C). Die Wärmepumpen stellen Warm- (45-63 °C) und Kaltwasser (6-12 °C) zur Verfügung, während das Netz mit mittleren Temperaturen von 15-30 °C die Wärmepumpen mit dem benötigten Wasser versorgt. Die geothermischen Anlagen decken ca. 60 % des gesamten Wärmebedarfs im Gebiet. Die gesamten Investitionskosten betragen ca. 50 Millionen Euro, wovon etwa 20 % durch staatliche Subventionen gefördert werden. (Galindo Fernández et al., 2016)

²³ http://carto.geo-ide.application.developpement-durable.gouv.fr/906/Carte_chaleur_nationale.map

²⁴ 5,5 % anstatt des regulären Mehrwertsteuersatzes von 20 %

²⁵ <https://goexplorer.org/paris-greening-district-heating-cuts-emissions/>

5.5 Schweiz

In der Schweiz liegt der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung bei 4 %, laut Verband Fernwärme Schweiz bei 8 %. Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu werden. Einige Gemeinden und Kantone haben zudem die 2000-Watt-Gesellschaft zum Ziel.²⁶

Die kommunale Energieplanung ist weit verbreitet: 18 von 26 Kantonen verwenden dieses Instruments (BFE, 2018). Hierbei wird unterschieden zwischen der Energieplanung der Kantone und der Energieplanung der Gemeinden. In den Energieplänen der Gemeinden sind u. a. Fernwärmegebiete, kritische Infrastrukturen, Vorranggebiete zur Nutzung von Energiequellen wie Kläranlagen oder Oberflächengewässer sowie z. T. Gebiete für den Rückbau der Gasversorgung zugunsten der Fernwärme fixiert.

Bereits 2014 legte der Verband Fernwärme Schweiz ein vom Ingenieurbüro eicher+pauli erarbeitetes "Weißbuch Fernwärme" vor. Danach können 38 % des schweizerischen Wärmebedarfs durch erneuerbare Fernwärme gedeckt werden. In den urbanen Räumen ist eine vollständige Versorgung durch erneuerbare Fernwärme möglich. Ein wesentlicher Teil der Fernwärme könnte nach dieser Studie durch die Nutzung von Umweltwärme aus der Schweizer Seen und Flüssen über Großwärmepumpen gewonnen werden. (Eicher+Pauli AG, 2014)

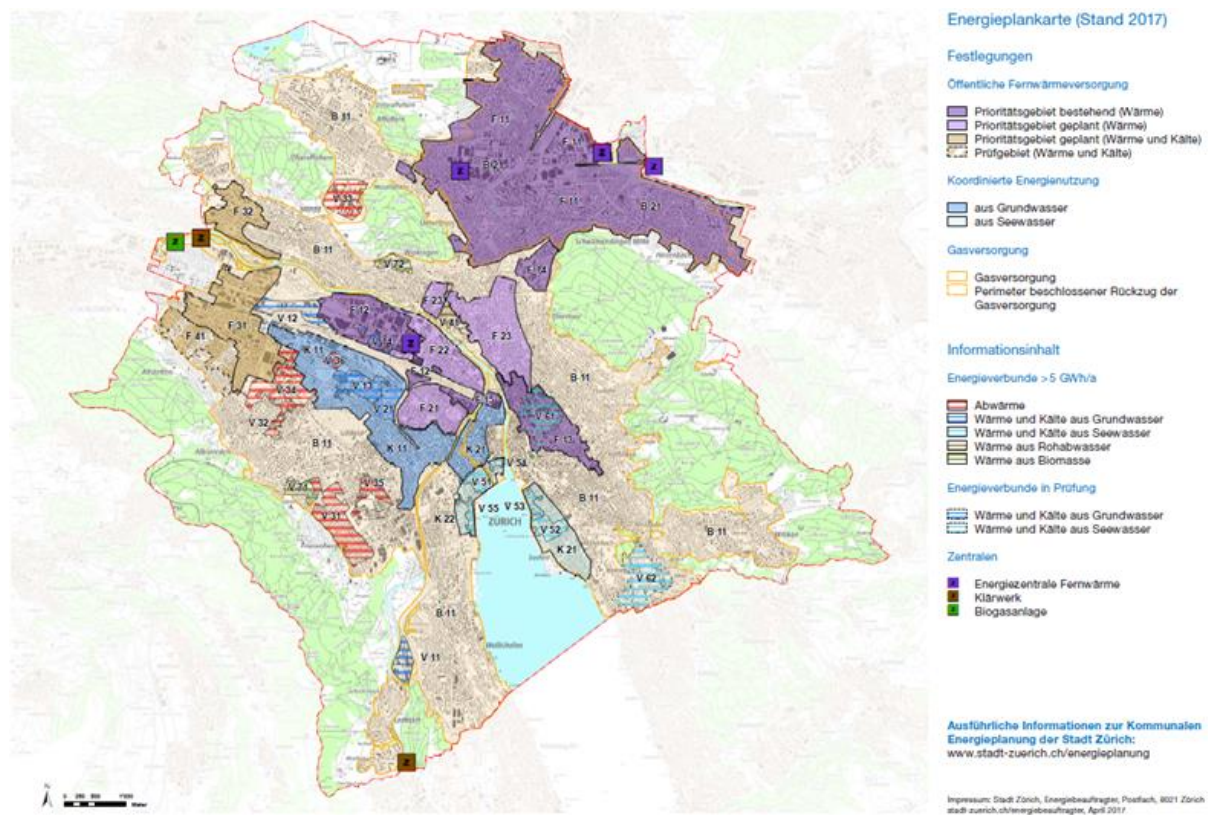
Beispiel Zürich

Die Züricher Fernwärme hat das zweitgrößte Versorgungsnetz der Schweiz. Rund 170.000 Wohnungen sind an das Netz angeschlossen. Der Wärmeumsatz liegt bei 750-800 GWh/a. Bislang teilte sich das Netz in ein großes Netz im Norden und mehrere Inselnetze im Zentrum auf. Durch eine 6 km lange Verbindungsleitung sollen diese Teile in den kommenden Jahren zu einem Netz verbunden werden. Mit 64 % macht die Müllverbrennung den größten Teil der Wärmeerzeugung aus. 12 % werden mit Holz, 3,5 % mit Flusswasser-Wärmepumpen und 20,5 % mit Gas und Öl erzeugt. Weitere Inselnetze nutzen Abwärme, Abwasser, Grundwasser und Seewasser als Wärmequellen. Künftig soll die Nutzung von Grundwasser und Seewasser weiter verstärkt werden. (Verband Fernwärme Schweiz, 2018)

Die Stadt Zürich hat eine detaillierte Energieplanung erarbeitet. Diese legt Prioritätsgebiete für die Fernwärme, Gasversorgungsgebiete, aber auch Gebiete für die koordinierte Nutzung von natürlichen Wärmequellen fest. Auch Planungen werden festgehalten. Im Bereich des Fernwärmegebiets Zürich-Nord wird im Jahr 2024 die Gasversorgung stillgelegt. Die Stilllegung weiterer Gasnetzbereiche behält sich die Energieplanung mit 15 Jahren Vorlauf vor. Im Jahr 2019 beschloss der Zürcher Stadtrat, dass Zürich bis 2030 netto CO₂-frei sein soll.

²⁶ Ein an der ETHZ entwickeltes energiepolitisches Modell, nach dem der Energiebedarf jedes Menschen einer durchschnittlichen Leistung von 2000 Watt (Primärenergie) entsprechen soll. Zürich, Luzern, Zug, Aarau, Dietikon, Nidau und Winterthur haben sich per Volksabstimmung zur 2000-Watt-Gesellschaft bekannt. (<https://www.local-energy.swiss/programme/2000-watt-gesellschaft/was-ist-die-2000-watt-gesellschaft.html#/>)

Abbildung 15: Energieplankarte der Stadt Zürich aus dem Jahr 2017



<https://www.stadt-zuerich.ch/dib/de/index/energieversorgung/energiebeauftragter/publikationen/energieplankarte-der-stadt-zuerich.html>

5.6 Niederlande

Die Fernwärme spielt bei der Energieversorgung in den Niederlanden noch eine recht geringe Rolle. Jedoch soll sich der Anteil der fernwärmeversorgten Gebäude in Zukunft stark erhöhen. Vor diesem Hintergrund sind die dazu vorgesehenen und bereits eingesetzten staatlichen Lenkungsinstrumente interessant.

Die Niederlande haben in den vergangenen Jahren eine beachtliche Wende in ihrer Wärmepolitik gemacht. In dem Land, das bislang fast seinen gesamten Wärmebedarf mit Erdgas deckte, sollen Neubauten ab 2021 nur noch mit Fernwärme oder Wärmepumpen beheizt werden dürfen. Bestehende Gebäude werden nach klaren Zielzahlen auf Fernwärme, Wärmepumpen oder Hybridlösungen mit erneuerbarem Gas umgestellt. Bis 2030 sollen 1,5 Mio. Wohnungen umgestellt sein – davon ca. 50 % auf Fernwärme. Dafür sollen 50.000 Gebäude umgerüstet und diese Zahl bis 2030 auf über 200.000 Gebäude pro Jahr gesteigert. Dies ist in der Klimavereinbarung festgehalten, die vorsieht, bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 49 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

Das 2014 verabschiedete Wärmegesetz führte eine Regulierung des Wärmemarkts ein. Seitdem gelten für Anschlüsse bis 100 kW nationale Höchstpreise, ein verbesserter Verbraucherschutz

und Vorgaben für Rechte und Pflichten von Versorgern und Kunden. Es gilt das “Nicht-mehr-als-sonst-Prinzip“: Fernwärmekunden dürfen nicht mehr zahlen, als sie für die gleiche Wärme mit einer Gasheizung bezahlen würden.

Derzeit befindet sich das Wärmegesetz in der Überarbeitung. Es soll im Jahr 2022 beschlossen werden. Wesentliche Punkte der Gesetzesänderung werden die Festlegung des Marktaufbaus, eine neue Marktregulierung und die Nachhaltigkeit sein. Zukünftig sollen Kommunen für die Wärmeplanung verantwortlich sein und dabei von den Provinzen und der Nationalregierung unterstützt werden. Die Preisregulierung soll auf eine kostenbasierte Kalkulation umgestellt werden. Zudem soll eine minimale CO₂-Reduktion festgelegt werden.

Zur Förderung erneuerbarer Wärme nutzt die niederländische Regierung sowohl Förderungen als auch Steuererleichterungen für Unternehmen. Das Programm SDE+ funktioniert nach einem Ausschreibungsprinzip, wonach Projekte mit höherer Kosteneffizienz eine höhere Chance auf einen Zuschlag haben. Das Programm ist sowohl für erneuerbaren Strom als auch Wärme und Gas nutzbar. Der Zuschlag wird pro produzierter kWh Wärme über einen Zeitraum von 15 Jahren gezahlt. In der Ausschreibungsrunde des Jahres 2020 betrug das Budget 4 Mrd. Euro.

Beispiel Rotterdam

Rotterdam ist mit etwa 620.000 Einwohnern die zweitgrößte Stadt in den Niederlanden. Traditionell basiert, wie bei der individuellen Gebäudeheizung, auch die Fernwärme in den Niederlanden auf Erdgas.

In Rotterdam findet seit mehreren Jahren ein tiefgreifender Strukturwandel in der städtischen Fernwärme, mit dem Ziel der verstärkten Nutzung klimafreundlicher Energiequellen statt fossiler Brennstoffe, statt. Mit dem *Nieuwe Warmteweg* soll künftig in großem Maßstab Wärme aus der Abfallverbrennung und industriellen Prozessen in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Die neue Verbundleitung ist 26 Kilometer lang und führt quer durch den Rotterdamer Hafen. Ergänzend werden großvolumige Wärmespeicher errichtet, um Wärmenachfrage und Dargebot zu synchronisieren. Die Investitionskosten betragen 100 Mio. Euro.

Perspektivisch soll das Netz zu einem Fernwärmeverbund weiterentwickelt werden, der Rotterdam, Den Haag, Leiden und weitere Städte miteinander verbindet. Allein 500.000 Haushalte sollen mit Industrieabwärme versorgt werden. Zudem soll verstärkt auf Geothermie gesetzt werden.

6 Fazit und Ausblick: Erneuerbare Fernwärme als zentrales Element sozial-ökologischer Wärmepolitik

Das Gutachten zeigt, dass der Ausbau von Fernwärmesystemen auf Basis erneuerbarer Energien einen substanziellen Beitrag zum Gelingen der Wärmewende und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten kann. Bis 2030 kann der hier skizzierte Ausbau der Fernwärme bis zu 7 Millionen Tonnen CO₂ jährlich im Gebäudesektor einsparen und damit einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Emissionen im Gebäudebereich leisten. Die vorgestellten Best-Practice-Beispiele und Politikinstrumente zeigen, wie die Umsetzung gelingen kann.

Die notwendigen Investitionen für die Erzeugung der erneuerbaren Fernwärme sowie den Aus- und Umbau der Fernwärme betragen etwa 33 Milliarden Euro bis 2030. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen ergibt sich insgesamt ein notwendiges Fördervolumen von etwa 1,8 Milliarden Euro pro Jahr.

Bestehende Instrumente wie das KWKG und EEG sowie Landes- und EU-Mittel decken zum Teil Elemente des Ausbaus und der Transformation der Wärmenetze ab, z. B. Förderung des Wärmenetzausbaus im KWKG, der EE-Bonus für die Errichtung von innovativen KWK-Systemen oder die Förderung von Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie. Die Förderung ist aber sowohl im KWKG als auch EEG an die Stromerzeugung gekoppelt.

Das geplante Programm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“, welches im Kern den Umbau und die Modernisierung der Wärmenetze als Ziel hat, könnte die bestehende Förderlücke schließen. Unter der Annahme, dass 75 Prozent der insgesamt notwendigen Förderung der erneuerbaren Wärmeerzeugung (Betriebsbeihilfe, Investitionszuschuss und deren Einbindung) und 25 Prozent der Förderung für den Ausbau der Wärmenetze und Speicher über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze getragen wird, ergibt sich ein mittlerer jährlicher Förderbedarf von etwa einer Milliarde Euro pro Jahr im Zeitraum 2021 bis 2030.

Neben dem Beitrag zum Klimaschutz bieten der Ausbau der Fernwärme und ihre Dekarbonisierung zusätzliche gesellschaftliche Vorteile. Insbesondere durch die Nutzung lokal verfügbarer EE-Wärmequellen und damit einhergehender Reduktion des Einkaufs fossiler Brennstoffe kann die dekarbonisierte Fernwärme einen Beitrag zur Stärkung regionaler und lokaler Wirtschaftskreisläufe leisten und lokal Arbeitsplätze sichern²⁷. Darüber hinaus werden die Wärmekosten durch den Umstieg der Fernwärmerzeugung auf erneuerbare Wärmequellen deutlich stabiler und besser vorhersehbar. Stark schwankende Belastungen der Haushalte durch volatile Rohstoffpreise werden gemindert.

Hierzu bedarf es eines entschlossenen und zügigen Ausbaus von Fernwärmenetzen sowie eines ebenso entschlossenen Umbaus der Erzeugungs-Infrastruktur in bestehenden Netzen. Neben den schon bestehenden Erzeugungsanlagen klimafreundlicher Fernwärme, insbesondere der Biomassenutzung und der Müllverbrennung, gewinnen zukünftig insbesondere Großwärmepumpen, die Nutzung von Abwärme und – in Abhängigkeit von regionalen Gegebenheiten – auch Geothermie

²⁷ Vgl. Kapitel 5 der AGFW 40/40-Strategie

erheblich an Bedeutung; in den kleineren und mittleren Netzen auch Solarthermie. Als Querschnittstechnologie zur Flexibilisierung der Sektorenkopplung Strom/Wärme und zur zeitweisen Speicherung überschüssiger Wärme spielen Großwärmespeicher künftig eine wichtige Rolle.

Der regulatorische und fördertechnische Rahmen zur Einleitung dieser Umbrüche der Wärmeversorgung Deutschlands ist derzeit nicht in ausreichendem Maße vorhanden. Dies gilt sowohl für den übergeordneten Rahmen, wie auch für die einzelnen Zukunftstechnologien. Auf übergeordneter Ebene bedarf es einer grundlegenden Anpassung des Abgabensystems, um erneuerbare Energien wettbewerbsfähiger zu machen, insbesondere Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, der in Großwärmepumpen verwendet wird. Daneben erscheint die Etablierung kohärenter Planungsprozesse auf kommunaler Ebene im Rahmen einer verbindlich einzuführenden Wärmeplanung als notwendiges Instrument, um möglichst kosteneffiziente, klimafreundliche Wärmeversorgungssysteme zu realisieren. Auch Anpassungen des ordnungsrechtlichen Rahmens, z. B. der WärmeLV sowie des GEG, erscheinen sinnvolle übergeordnete Änderungen.

Im Vordergrund steht jedoch eine deutlich verbesserte Förderkulisse für den Ausbau von Wärmenetzen und für die Integration erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme in Wärmenetze. Der vorhandene Förderrahmen ist für die erwähnten Schlüssel-Technologien grüner Fernwärmenetze fast durchweg unzureichend. Die in Kapitel 3 beschriebenen Kernbestandteile sind:

- Instrumente zur gezielten Marktentwicklung von Dekarbonisierungstechnologien durch die Kombination von Investitionszuschüssen und Betriebsförderung für Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Das geplante Programm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ hat das Potenzial, die bestehende Förderlücke im Bereich der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung bei richtiger Ausgestaltung zu schließen. Entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung ist dabei eine ausreichende Mittelausstattung und längerfristige Perspektive des Programms.
- Verstärkung der Steuerungsimpulse vorhandener Preissignale wie dem Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) oder der Absenkung der EEG-Umlage.
- Etablierung der Wärmeplanung als strategisches Leitinstrument zur koordinierten und auf politischen Zielsetzungen ausgerichteten Transformation der Wärmeversorgung
- Urbane Bestandsgebäude als prioritäre Zielgruppe für Fernwärme zur kostengünstigen und effektiven Erschließung von Potenzialen zur Minderung von THG-Emissionen.
- Neujustierung der Wärmelieferverordnung unter Berücksichtigung zukünftiger Kosten einer Wärmewende-kompatiblen Wärmeversorgung.
- Neuordnung der Finanzierung von Wärmenetz-Ausbau und -verdichtung
- Weiterentwicklung bestehender Förderinstrumente (KWKG, MAP, ...)
- Stärkung emissionsarmer und -freier Wärmeversorgung im Gebäudeenergiegesetz (GEG).

Aufgrund der vielen einzubindenden Akteure und der teilweise langen Planungszeiträume sollten die beschriebenen Maßnahmen mit möglichst hoher Priorität vorangebracht werden, damit sie bis 2030 ihre Wirkung voll entfalten können.

7 Anhang

7.1 Großwärmepumpen

In vielen Szenarien für die künftige Fernwärmeerzeugung spielen Wärmepumpen zur Nutzung verschiedener Niedertemperaturwärmequellen eine bedeutende Rolle. Großwärmepumpen sind besonders in skandinavischen Fernwärmesystemen schon seit vielen Jahren etabliert, mehr als 100 Aggregate mit jeweils mehr als 1 MW thermischer Leistung sind bereits in Betrieb (David, 2016). Über Wärmepumpen können verschiedene Niedertemperatur-Wärmequellen genutzt werden, etwa Oberflächengewässer (Flüsse, Seen, Meer), Abwasser, Grundwasser, Umgebungsluft oder oberflächennahe und mitteltiefe Geothermie. Auch niederkalorische Abwärmeströme aus Industrie und Gewerbe kommen als Wärmequellen in Betracht. Die energetische Effizienz der Wärmepumpen hängt vom erforderlichen Temperaturhub (zur Nutztemperatur im Fernwärmenetz) ab, daher ist eine Absenkung der Temperaturen im Fernwärmesystem grundsätzlich für die Effizienz von Wärmepumpen vorteilhaft. Die technische Entwicklung im Bereich der Wärmepumpen schreitet fort, dies betrifft u. a. den Ersatz klimaschädlicher Kältemittel wie auch Technologien zur Erreichung höherer Systemtemperaturen.

Es gibt diverse Potenziale, die mit Hilfe von Großwärmepumpen erschlossen werden können. Eine konstant zur Verfügung stehende Wärmequelle ist das Abwasser von Kläranlagen. In Deutschland gibt es über 4.000 Kläranlagen. Das Potenzial der Nutzung des Abwassers als Wärmequelle für Großwärmepumpen liegt bei etwa 25 TWh.

Die Kosten sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Bis 2030 wird von einer Kostendegression der Investitions- und Betriebskosten von 10 % ausgegangen.

Tabelle 7: Datenblatt Großwärmepumpen Abwasser (zentral nach Klärwerk)

Großwärmepumpen Abwasser	Einheit			
Thermische Leistung	MW	1	10	50
Investitionskosten	EUR/kW	1.080	1.080	1.080
Betriebsjahre	a	20	20	20
Variable Betriebskosten (ohne Strom)	EUR/MWh th	3,5	3,5	3,5
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	5	5	5
Jahresarbeitszahl		3,0	3,0	3,0
typische VBH	h/a	3.000	3.000	3.000

(Grøn Energi, 2018; Grosse et al., 2017; Rambøll, Dansk Fjernvarme, 2019)
<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

Tabelle 8: Datenblatt Großwärmepumpen Oberflächenwasser (See, Fluss, Meer)

Großwärmepumpen Wasser	Einheit			
Thermische Leistung	MW	1	10	50
Investitionskosten	EUR/kW	1.120	1.120	1.120
Betriebsjahre	a	20	20	20
Variable Betriebskosten (ohne Strom)	EUR/MWh th	3,5	3,5	3,5
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	12	12	12
Jahresarbeitszahl		2,7	2,7	2,7
typische VBH	h/a	3.000	3.000	3.000

(Grøn Energi, 2018; Grosse et al., 2017; Henning et al., 2015; Rambøll, Dansk Fjernvarme, 2019)

Tabelle 9: Datenblatt Großwärmepumpen Niedertemperatur-Geothermie (800 bis 2.000 m)

Großwärmepumpen Geothermie	Einheit			
Thermische Leistung	MW	1	10	50
Investitionskosten	EUR/kW	1.600	1.242	1.040
Betriebsjahre	a	25	25	25
Variable Betriebskosten (o. Strom)	EUR/MWh th	3,5	3,5	3,5
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	29	29	29
Jahresarbeitszahl		4,0	4,0	4,0
typische VBH	h/a	3.000	3.000	3.000

(Grøn Energi, 2018; Grosse et al., 2017; Rambøll, Dansk Fjernvarme, 2019)
<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

Tabelle 10: Datenblatt Großwärmepumpen Umgebungsluft

Großwärmepumpen Luft	Einheit		
Thermische Leistung	MW	1	10
Investitionskosten	EUR/kW	1.037	1.037
Betriebsjahre	a	20	20
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	36	36
Jahresarbeitszahl		2,5	2,5
typische VBH	h/a	3.000	3.000

(Grøn Energi, 2018; Grosse et al., 2017; Rambøll, Dansk Fjernvarme, 2019)
<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

7.2 Solarthermie

Zur Bereitstellung von Wärme für Raumheizung und Warmwasser bietet auch die Solarthermie als direkte Nutzung der Solarenergie eine interessante Option. In Deutschland wird der Markt der Solarthermie bisher weitgehend von kleinen Anlagen geprägt, die auf dezentralen Gebäudedächern montiert sind und nur wenige Quadratmeter Kollektorfläche umfassen. Die Wärmegestehungskosten bei solarthermischen Anlagen sind sehr stark abhängig von der Größe der Anlagen und der Art der Installation. Großflächige Anlagen, die auf Freiflächen installiert sind, erzielen drei- bis viermal niedrigere Wärmegestehungskosten als dezentrale Dachanlagen. (Mauthner & Herkel, 2016)

Ein wichtiger Grund für die Kostenreduktion gegenüber der Dachvariante ist die einfache Montageart, mit der sich große Kollektorfelder von mehreren Tausend Quadratmetern an nur wenigen Tagen komplett installieren lassen. Bei normaler Bodenbeschaffenheit ist keine Fundamentierung der Kollektormodule notwendig, sondern diese werden ähnlich wie bei Autobahn-Leitplanken auf vorkonfektionierte, in den Boden gerammte Stahlprofile aufgesetzt und zu großen Kollektorfeldern verbunden. Die frei aufgeständerte Anlage versiegelt den Boden nicht und ermöglicht die Anpflanzung geeigneter Vegetation zwischen den Kollektorreihen.

In Dänemark sind zahlreiche derartige Anlagen mit thermischen Leistungen bis zu etwa 100 MW im Einsatz und können Wärme zu wettbewerbsfähigen Preisen gegenüber fossiler Wärmeerzeugung bereitstellen. Typische dänische Anlagen haben eine Kollektorfläche von etwa 10.000 m², die bisher größte Anlage in Silkeborg weist mehr als 156.000 m² Kollektorfläche auf. Auch in Deutschland werden zunehmend mehr Solarthermie-Projekte im Fernwärmesektor umgesetzt.

Aufgrund der Saisonalität können und je nach Größe des Wärmenetzes können mit Tagesspeichern solare Deckungsraten von bis zu 15 bis 20 % des Wärmebedarfs und mit Saisonal speichern von bis zu 40 % des Wärmebedarfs über Solarthermie abgedeckt werden (Gerhardt et al., 2019). Das technische Potenzial von Solarthermie beträgt rund 78 TWh.

Die Kosten sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Bis 2030 wird von einer Kostendegression der Investitionskosten von 2 % bei Flachkollektoren und 7 % bei Vakuumröhrenkollektoren ausgegangen. Die Grundstückskosten sind in den Kosten nicht enthalten, da sie in Abhängigkeit des Ortes stark schwanken. Diese nehmen in Städten mit zunehmender Siedlungsdichte zu.

Tabelle 11: Datenblatt Solarthermie (Flachkollektoren)

Solarthermie (FK)	Einheit			
Kollektorfläche	m ²	500	10.000	100.000
Investitionskosten	EUR/ m ²	330	270	250
Investitionskosten	EUR/kW	825	675	625
Betriebsjahre	a	25	25	25
Betriebskosten	EUR/kW/a	5,78	4,73	4,38
Ertrag je qm	kWh/ m ² /a	400	400	400
typische VBH	h/a	1.000	1.000	1.000

(Grosse et al., 2017; ifeu et al., 2017a; Mauthner & Herkel, 2016; PlanEnergi, 2015) <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

Tabelle 12: Datenblatt Solarthermie (Vakuumröhrenkollektoren)

Solarthermie (VRK)	Einheit			
Kollektorfläche	m ²	500	10.000	100.000
Investitionskosten	EUR/ m ²	480	360	310
Investitionskosten	EUR/kW	960	720	620
Betriebsjahre	a	25	25	25
Betriebskosten	EUR/kW/a	6,72	5,04	4,34
Ertrag je qm	kWh/ m ² /a	500	500	500
typische VBH	h/a	1.000	1.000	1.000

(Grosse et al., 2017; ifeu et al., 2017a; Mauthner & Herkel, 2016)
<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
<https://www.ritter-xl-solar.de/>

7.3 Biomasse

Biomasse stellt eine in Deutschland weit verbreitete erneuerbare Wärmequelle dar. Bisher beruhen nahezu 90 % der erneuerbaren Wärmeerzeugung auf Biomasse. Auch im Bereich der Fernwärme ist Biomasse bisher mit Abstand der wichtigste Energieträger unter den erneuerbaren Energiequellen. Vorteilhaft gegenüber anderen erneuerbaren Wärmequellen ist bei der Biomasse die Speicherbarkeit des Brennstoffes und somit dessen Eignung, auch Wärme für die Spitzenlast zur Verfügung zu stellen. Weiterhin eignet sich Biomasse auch für die Bereitstellung hoher Nutztemperaturen.

Der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Wärme kann sich jedoch nicht weiterhin im Wesentlichen nur auf Biomasse stützen. Biomasse ist ein knappes und von vielen Seiten nachgefragtes Gut. Das regional verfügbare Biomassepotenzial ist eingeschränkt. Im nachfolgenden Datenblatt beschränkt sich die Betrachtung auf den Brennstoff Holzhackschnitzel. Andere biogene Energieträger wie etwa Stroh oder Biomethan werden hier nicht berücksichtigt.

Die typischen Vollbenutzungsstunden von Holzhackschnitzelkesseln liegen derzeit bei 5.000 h/a. Es wird angenommen, dass sich diese in Zukunft verringern, da Biomasseanlagen zunehmend zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt wird. Für das Jahr 2030 wird daher von 4.000 h/a ausgegangen.

Tabelle 13: Datenblatt feste Biomasse (Holzhackschnitzel)

Feste Biomasse	Einheit			
Thermische Leistung	MW	1	10	50
Investitionskosten	EUR/kW	680	500	300
Betriebsjahre	a	25	25	25
Variable Betriebskosten (o. Strom)	EUR/MWh	1	1	0,5
Fixe Betriebskosten	EUR/kW	32,2	32,2	20,0
Wirkungsgrad	%	84	84	84
typische VBH	h/a	5.000	5.000	5.000

Quelle: (Grosse et al., 2017) <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

7.4 Industrielle Abwärme

In vielen Industriebetrieben, insb. in der Chemieindustrie, Metallerzeugung und der Zementherstellung fällt Abwärme auf hohem Temperaturniveau an, die für die Nutzung als Fernwärme geeignet ist. Das Gesamtpotenzial über 50 °C liegt bei rund 43 TWh, der Großteil davon fällt über 95 °C an (ifeu et al., 2017b). Das verfügbare Potenzial von industrieller Abwärme ist stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig und unterscheidet sich stark in Temperaturniveau und Vollbenutzungsstunden.

Es gibt in Deutschland bereits einige realisierte Projekte, bei denen industrielle Abwärme in der Fernwärme genutzt wird. Das größte Projekt wurde in Hamburg realisiert, bei dem die Abwärme aus der Kupferherstellung von Aurubis mit rund 50 MW thermischer Leistung für die Fernwärme genutzt wird. Die Kosten von realisierten Projekten weisen eine relativ große Bandbreite auf und hängen von den Bedingungen des Industriebetriebes und der angrenzenden Abnehmerstruktur ab.

Tabelle 14: Datenblatt industrielle Abwärme

Industrielle Abwärme	Einheit			
Thermische Leistung	MW	1	10	50
Investitionskosten	EUR/kW	550	400	425
Betriebsjahre	a	20	20	20
Fixe Betriebskosten	EUR/MW/a	28	20	21
Jahresarbeitszahl*		9,5	9,5	9,5
typische VBH	h/a	3.000	3.000	3.000

dena: „Leuchttürme energieeffiziente Abwärmenutzung“, 2018. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leuchtturmprojekt-groesstes-industriewaermeprojekt-deutschlands-eroeffnet/>, geprüft am 09.11.2020 (Blömer et al., 2019)

7.5 Tiefe Geothermie

Als tiefe Geothermie wird die Nutzung von Erdwärme ab einer Tiefe von über 400 m bezeichnet. Die Temperatur im Erdreich nimmt um etwa 3 °C je 100 m Bohrtiefe zu (mittlerer geothermischer Gradient). Damit lassen sich bei entsprechender Bohrtiefe Temperaturen erzielen, die eine direkte Nutzung der Erdwärme zu Heizzwecken ohne den Einsatz von Wärmepumpen ermöglichen. Thermalwassertemperaturen von 75 bis 100 °C sind ab etwa 2 km Tiefe zu erwarten. Die Wärmeenergie kann bei der tiefen Geothermie entweder durch die Förderung von im Untergrund vorhandenem Tiefenwasser (hydrothermale Systeme) oder über künstlich erzeugte Wärmetauscher (petrothermale Systeme) entzogen. In der Praxis spielen petrothermale Systeme in Deutschland bisher keine Rolle.

Bei den hydrothermalen Systemen wird das Thermalwasser über eine Produktionsbohrung durch eine Tiefpumpe an die Oberfläche gefördert und dort über einen Wärmeübertrager ausgekühlt. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend über die Injektionsbohrung wieder in den Untergrund zurückgeleitet. Die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der tiefen Geothermie hängt maßgeblich von der Beschaffenheit des Untergrundes und der zu versorgenden Wärmelast ab. Gute geologische Voraussetzungen für die Nutzung der tiefen hydrothermalen Geothermie liegen in Deutschland insbesondere im süddeutschen Molassebecken, dem Oberrheingraben und dem Norddeutschen Becken vor. (Gerhardt et al., 2019) In einem kürzlich veröffentlichten Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (Sandrock et al., 2020) wurden die technischen Angebots- und Bereitstellungspotenziale für eine Wärmeversorgung auf Basis der tiefen Geothermie in Deutschland analysiert. Je nach Randbedingungen und unter Berücksichtigung einer erforderlichen räumlichen Mindestwärmedichte auf der Abnahmeseite wurde in der Untersuchung ein technisches Bereitstellungspotenzial zwischen 45 und 118 TWh/a ermittelt.

Die Anlagenleistungen ausgeführter Geothermieranlagen in Deutschland liegen zwischen 1 und 38 MW_{th}, im Mittel bei etwa 8-10 MW_{th}. Für die Nutzung der tiefen Geothermie sind somit aufgrund der wirtschaftlich erforderlichen Mindestleistung in der Regel größere Wärmenetze zur Nutzung der Wärme nötig. Zudem besteht bei der Investition in tiefe Geothermie ein nicht unerhebliches Fündigkeitsrisiko. Damit stellt der hohe Bedarf an Risikokapital für die Bohrungen eine große Herausforderung dar.

Die Kosten sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Bis 2030 wird von einer Kostendegression der Investitions- und Betriebskosten von 4 % ausgegangen. Die Kosten von realisierten Projekten streuen relativ stark und sind insbesondere abhängig vom Fündigkeitsrisiko, welche in Norddeutschland höher ist als im süddeutschen Molassebecken.

Tabelle 15: Datenblatt tiefe Geothermie

Tiefe Geothermie	Einheit	Norddeutschland	Süddeutschland (Molassebecken)
Thermische Leistung	MW	10	10
Investitionskosten	EUR/kW	2.000	1.100
Betriebsjahre	a	25	25
Variable Betriebskosten (ohne Strom)	EUR/MWh	8	8
Fixe Betriebskosten	EUR/kW	35	25
Jahresarbeitszahl*		9	9
typische VBH	h/a	5.000	5.000

(Grosse et al., 2017)

7.6 Abfallverbrennung

Die Abwärme von Müllverbrennungsanlagen fällt ganzjährig an und kann direkt für die Nutzung in Wärmenetzen geeignet. Das Potenzial der Wärmeerzeugung auf Abfall beträgt rund 25 TWh. Davon werden heute bereits 15 TWh in der Fernwärme genutzt (Gerhardt et al., 2019). Das Abfallvorkommen beträgt aktuell rund 25 Mio. t, etwa die Hälfte davon ist erneuerbar. Die Entwicklung der Abfallmengen hängt von verschiedenen Faktoren ab. Langfristig geht die Abfallmenge voraussichtlich zurück (UBA, 2018).

7.7 Elektrokessel

In Elektrokesseln bzw. Power-to-Heat-Anlagen wird Strom mit einem hohen Wirkungsgrad in Wärme umgewandelt. Für den Betrieb von PtH-Anlagen kann erneuerbarer Überschussstrom genutzt werden, insbesondere aus Windenergieanlagen in den nördlichen Bundesländern.

In der Fernwärmeerzeugung werden elektrische Widerstandskessel oder Elektrodenkessel eingesetzt. Typischerweise werden elektrische Widerstandskessel für kleine und mittlere Anwendungen bis zu 15 MW eingesetzt. Die Elektrodenkessel liegen im Bereich zwischen 10 und 50 MW.

Die Kosten sind in den folgenden Tabellen dargestellt und beinhalten auch die Kosten für den Trafo und die Einbindung. Da die Technologie gut etabliert ist, wurde keine Kostendegression unterstellt.

Tabelle 16: Datenblatt Widerstandserhitzer

Widerstandserhitzer	Einheit	
Thermische Leistung	MW	5
Investitionskosten	EUR/kW	150
Betriebsjahre	a	20
Fixe Betriebskosten	EUR/MW/a	650
Nutzungsgrad		99 %
typische VBH	h/a	250

(Bücken et al., 2017)

Tabelle 17: Datenblatt Elektrodenkessel

Elektrodenkessel	Einheit		
Thermische Leistung	MW	10	40
Investitionskosten	EUR/kW	88	50
Betriebsjahre	a	20	20
Fixe Betriebskosten	EUR/kW/a	0,88	0,50
Nutzungsgrad		99 %	99 %
typische VBH	h/a	250	250

(Bücken et al., 2017)

7.8 Wärmeverteilung und Speicher

Da die meisten erneuerbaren Wärmequellen lokal anfallen, ist für die Nutzung in der Fernwärme in vielen Fällen eine Anbindungsleitung notwendig. Die Kosten für die Anbindungsleitungen sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die transportierbare Leistung und somit die Nennleistung der Wärmeleitung ist abhängig von der Temperaturspreizung des Mediums. Außerdem ist das Verlegen von Leitungen im Stadtbereich aufgrund der notwendigen Tiefbauarbeiten deutlich teurer als das Verlegen im unbefestigten Gelände.

Tabelle 18: Kosten der Anbindungsleitung

Anbindungsleitung	Einheit	1 MW	10 MW	50 MW
Temp. 110/70 °C (KMR)		DN 100	DN 250	DN 450
Stadtbereich / befestigtes Gelände	€/m	1.260	2.100	4.140
Neubaugebiet / unbefestigtes Gelände	€/m	640	1.170	2.700
Temp. 70/40 °C (PMR bei DN 125, sonst KMR)		DN 125	DN 300	DN 500
Stadtbereich / befestigtes Gelände	€/m	1.170	2.200	4.470
Neubaugebiet / unbefestigtes Gelände	€/m	550	1.270	3.030

KMR = Kunststoffmantelrohr
 PMR = polymeres Mediumrohr
 (Konstantin, 2018), eigene Berechnungen

Neben den Anbindungsleitungen findet bis 2030 auch ein Ausbau des Fernwärmenetzes an sich statt. Für die Netzerweiterung wurden pauschal die Kosten von 1.000 €/m angesetzt.

Als Großwärmespeicher oder Saisonspeicher für Fernwärmenetze kommen verschiedene Typen zum Einsatz. Neben den typischen Tankspeichern können auch Erdbeckenspeicher eingesetzt werden, welche aus einem künstlich angelegten Teich bestehen, der abgedeckt wird. Außerdem können Aquifere, unterirdische wasserführende Gesteinsschichten, die mit Bohrungen erschlossen werden, als Wärmespeicher genutzt werden.

Die Kosten für verschiedene Speichertypen sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Kosten für Aquifer und Erdbeckenspeicher enthalten Grundstückskosten im sub-urbanen Raum von 7,50 €/m².

Tabelle 19: Kosten von Wärmespeichern

Speichertyp	Einheit	Größe	
Tankspeicher Druck	€/m ³	1.000 m ³	1.000
Tankspeicher drucklos	€/m ³	10.000 m ³	400
Saisonalspeicher Erdbecken	€/m ³	50.000 m ³	62
Saisonalspeicher Erdbecken	€/m ³	100.000 m ³	49
Saisonalspeicher Aquifer (400 m)	€/m ³	100.000 m ³	27
Saisonalspeicher Aquifer (700 m)	€/m ³	100.000 m ³	40

(Grosse et al., 2017; Mauthner & Herkel, 2016)

In die Berechnung des Investitionsbedarf bis 2030 sind lediglich Tagesspeicher und keine Saisonalspeicher einbezogen.

Literatur

- Ache, P., & Waltersbacher, M. (2020). *Datenbestand und Datenbedarf von Wohnbauland in Deutschland*.
- AG Energiebilanzen e.V. (2020). *Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018*.
- Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep geothermal energy production in Germany. *Energies*, 7(7), 4397–4416. <https://doi.org/10.3390/en7074397>
- AGFW. (2015). *Die 70 / 70-Strategie. Konzept und Ergebnisse*.
- AGFW. (2018a). *40/40 Strategie. Unser Konzept für die Wärmewende*.
- AGFW. (2018b). *AGFW – Hauptbericht 2018 2*.
- BBSR. (2015). *Quantifizierung von Rebound-Effekten bei der energetischen Sanierung von Nichtwohngebäuden / Bundesliegenschaften. Energiekennwerte, Prebound-Effekt und Verhalten der Nutzer/innen vor einer energetischen Sanierung. BBSR-Online-Publikation 02/2017, Bonn, Fe. 01*.
- BCG & Prognos. (2018). *BDI Klimapfade für Deutschland*. 286. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- BFE. (2018). *Stand der Energie- und Klimapolitik in den Kantonen 2018*. 1–132. https://naturwissenschaften.ch/uuid/195d7589-38d1-5951-bf8a-9985a821a72a?r=20190807115818_1565136843_380dff68-e68b-5111-93a2-f70ca6530e4d
- Blömer, S., Hering, D., Thomassen, P., Jäger, S., Götz, C., Pehnt, M., Ochse, S., Hespeler, S., Richter, S., Grytsch, G., Zopff, C., & Huber, B. (2019). *EnEff: Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland*. https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf
- BMU. (2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 Inhaltsverzeichnis*. *Bmu*, 1–173. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>
- Bücken, M., Freischlad, H., Kalunka, J., Kraft, D. A., Leisten, M., Milatz, S., Weltz, O., Wolter, T., Güntzel, T., Hache, J., & Halbauer, R. (2017). *Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen - Anhalt*.
- Bürger, V., Steinbach, J., Kranzl, L., & Müller, A. (2019). Third party access to district heating systems - Challenges for the practical implementation. *Energy Policy*, 132(June), 881–892. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.050>
- Chittum, A., & Østergaard, P. A. (2014). How Danish communal heat planning empowers municipalities and benefits individual consumers. *Energy Policy*, 74(C), 465–474. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.001>

- Danish Energy Agency. (2016). *Regulation and planning of district heating in Denmark*. 27. http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/climate-co2/Global-Cooperation/Publications/Publications/regulation_and_planning_of_district_heating_in_denmark.pdf
- Danish Ministry of Climate, E. and U. (2019). Denmark's Integrated National Energy and Climate Plan. *Årsrapport*, 8(5), 55.
- David, A. (2016). Large Heat Pumps in District Heating Systems. En+Eff 22nd International Trade Fair and Congress Frankfurt. *Siemens Power Engineering*, 6(5), 260–264.
- Deutsch-Französische Industrie- und Handelskammer. (2019). *Factsheet Frankreich*.
- Deutsch, M., Buck, M., Graichen, P., & Vorholz, F. (2018). Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt. Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung. *Agora Energiewende, Agora Verkehrswende*, 48.
- Deutsche Energie-Agentur. (2016). *Der dena-Gebäudereport, Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*. 1–200.
- Dunn, A. M., Hofmann, O. S., Waters, B., & Witchel, E. (2011). Cloaking malware with the trusted platform module. In *Proceedings of the 20th USENIX Security Symposium* (pp. 395–410).
- Dyrelund, A. (2010). *Heat Plan Denmark 2010 Low Carbon Urban Heating*.
- Eicher+Pauli AG. (2014). *Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie, Bern*. 1–65. https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Dienstleistungen/Weissbuch/Fernwaerme_Weissbuch-deutsch.pdf
- Fedene, F. des services energie environment. (2018). *Les reseaux de chaleur et de froid*.
- Fleiter, T., Steinbach, J., & Ragwitz, M. (2016). *Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heat-ing/cooling fuel deployment (fossil/renewables)*. September 2016.
- Galindo Fernández, M., Roger-Lacan, C., Gähns, U., & Aumaitre, V. (2016). Efficient district heating and cooling markets in the EU: Case studies analysis, replicable key success factors and potential policy implications. In *Joint Research Centre* (Issue December). <https://doi.org/10.2760/371045>
- Gerhardt, N., Ganal, I., Jentsch, M., Rodriguez, J., Stroh, K., & Buchmann, E. K. (2019). *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem -95 % THG-Klimaszenarien Teilbericht im Rahmen des Projektes : Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung*.
- Gores, S., Emele, L., & Graichen, J. (2020). *Einleitung und Zusammenfassung Gesamtemissionen mit Sektoren nach dem Klimaschutzplan 2050 Effort-Sharing-Emissionen im Vergleich zu den Zielen*. 1–7.
- Grøn Energi. (2018). *Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet*. December. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/inspirationskatalog_for_store_varmepumper.pdf
- 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. In *Publications Office of the European Union* (Vol. EUR28859, Issue EUR28859).

<https://doi.org/10.2760/24422>

- Henning, H.-M., Palzer, A., & Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2015). Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. *Energiewende Verstehen*, 111–131. https://doi.org/10.1007/978-3-662-57787-5_8
- HOTMAPS Project. (2020). *HOTMAPS - The open source mapping and planning tool for heating and cooling*. <https://www.hotmaps-project.eu/>
- ifeu. (2020). *Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW)*.
- ifeu, adelphi, ecofys, pwc, Agentur für Erneuerbare Energien, & dena. (2017a). *Wärmenetzsysteme 4.0*. 49(April). <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Wärmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>
- ifeu, adelphi, ecofys, pwc, Agentur für Erneuerbare Energien, & dena. (2017b). *Wärmenetzsysteme 4.0*. 49(April).
- Inderberg, T. H. J., & Eikeland, P. O. (2016). *Energy system transformation and long-term interest constellations in Denmark: can agency beat structure?*
- Keimeyer, F., Klinski, P. D. S., Braungardt, D. S., & Bürger, D. V. (2020). *Begrenzung der Umlagemöglichkeit der Kosten eines Brennstoff- Emissionshandels auf Mieter * innen*.
- Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piégsa, A., Spillmann, T., Wunsch, M., & Ziegenhagen, I. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Prognos, Fraunhofer ISI, GWS, linas, Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie, 10.03.2020*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Konstantin, P. (2018). *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. In *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55911-6>
- Kraft, A. (2018). *EEB ENERKO : Beratungsschwerpunkte*.
- Lohse, L. (2020). *Wärmenetze in Deutschland und Frankreich : Planung und Akteure Januar 2020*.
- Maaß, C. (2020). *Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung. ZUR – Umwelt Und Recht, 31(1), 22–31*.
- Mauthner, F., & Herkel, S. (2016). *Solar Thermal Applications in Urban Environments*.
- MTES. (2019). *Projet pour consultation – programmation plurannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028*.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI. (2015). *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht*. 467.
- PlanEnergi. (2015). *SUNSTORE 3 Phase 2 Implementation. March 2015*, 44.
- Purr, K., Günther, J., Lehmann, H., Nuss, P., & et al. (2019). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie - Climate Change 36/2019*. 444. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_

studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf

Rambøll, Dansk Fjernvarme, G. E. (2019). *Store varmepumper i fjernvarmen Dagsorden*. Oktober.

Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Westholm, H., & Schulz, W. (2020). *Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen*.
https://www.environment.gov.za/sites/default/files/reports/environmentoutlook_chapter1_1.pdf

Schultz, K. (2018). *Denmark – The new digital hub in Northern Europe. Data economy*.
<https://data-economy.com/denmark-the-new-digital-hub-in-northern-europe/>

Schweikardt, S., Didycz, M., Engelsing, F., & Wacker, K. (2012). *Sektoruntersuchung Fernwärme*. August, 130.
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung_Fernwaerme_-_Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3

SNCU. (2018). *Les réseaux de chaleur et de froid. Chiffres clés, analyses et evolution*.
https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/11/SNCU_plaquette_2018_pages_vd.pdf

Stede, J., Schütze, F., & Wietschel, J. (2020). *Wärmemonitor 2019 : Klimaziele bei Wohngebäuden trotz sinkender CO₂-Emissionen derzeit außer Reichweite*.

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A., & Henning, H. (2020). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*.

Tappeser, V. (2017). *Wärmenetze in Dänemark*. April.

UBA. (2018). *Energieerzeugung aus Abfällen*.

UNEP. (2020). *District energy in cities Paris case study*. 1–13.

Verband Fernwärme Schweiz. (2018). *Leitfaden Fernwärme / Fernkälte. Schlussbericht*. August.