102/16-45 Wissenschaftliche Unterstützungsleistung und Wirkungsabschätzung für ein Basisförderprogramm zur Transformation von Wärmenetzen

Endbericht, Vorfassung

Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi

Heidelberg, Berlin, Würzburg, Leimen, 21.08.2020

Impressum

Autoren

Martin Pehnt, Sebastian Blömer, Michael Nast, Angelika Paar, ifeu

Eva-Maria Klotz, Dominik Rau, Marco Wünsch, Prognos

Markus Kahles, SUER

Ulf Jacobshagen, Charlotta Maiworm, Juliane Kaspers, BBH

Rolf Miljes, Svenja Vera Vorhoff, Daniel Beshah, pwc

Stephan Richter, Susanne Ochse, GEF

Susanne Schmelcher, Michael Müller, dena

Auftraggeber

BMWi, Abteilung II

Inhalt

1 Zusammenfassung ... 7

2 Einleitung ... 10

2.1 Warum ein Bundesprogramm effiziente Wärmenetze? ... 10

2.2 Ziel und Struktur dieses Projektes ... 13

3 Vorprüfungen ... 14

3.1 Vorgehensweise ... 14

3.2 Analyse der Förderlücken ... 14

3.2.1 Derzeitige Förderung und sachliche Förderlücken ... 14

3.2.2 Wirtschaftliche Förderlücke ... 17

3.3 Instrumente der kommunalen Wärmekonzeptionierung: Wärmenetz-Transformationspläne, kommunale Wärmeplanung und Quartierskonzepte 22

3.3.1 Grundlagen ... 22

3.3.2 Konsequenzen für das Förderprogramm in Bezug auf die Trafopläne ... 27

3.4 Flankierende Elemente ... 28

3.5 Juristische Vorprüfungen ... 31

3.5.1 Beihilferecht ... 32

3.5.1.1 Investitionsbeihilfen ... 32

3.5.1.2 Betriebsbeihilfen ... 35

3.5.1.3 Kumulierung ... 36

3.5.2 Haushaltsrecht ... 36

4 Vorschlag für das Grundkonzept im Überblick ... 38

4.1 Übersicht ... 38

4.2 Säule 1: Förderung von Machbarkeitsstudien und Wärmenetz-Transformationsplänen ... 40

4.3 Säule 2: „Easy Access“: Einzelmaßnahmenförderung ... 41

4.4 Säule 3: Investitionsbeihilfe für systemische Förderung ... 41

4.5 Säule 4: Betriebsbeihilfe für erneuerbare Wärmebereitstellung ... 43

4.6 Randbedingungen der Förderung ... 45

4.7 Qualitätsanforderungen an die Fördertatbestände ... 46

4.8 Differenzierung der Fördersätze ... 46

4.9 Förderung der Maßnahmen beim Kunden ... 46

4.10 Randbedingungen der Förderung ... 47

4.11 Flankierende Förderelemente ... 47

4.12 Flankierende Instrumente ... 48

4.13 Verschmelzung mit dem Programm Wärmenetzsysteme 4.0 ... 49

5 Anforderungen an Wärmenetztransformationspläne ... 50

5.1 Überblick ... 50

5.2 Zweck und Definitionen ... 50

5.3 Inhaltliche Elemente eines Trafoplans ... 54

6 Fördervolumen, eingesparte CO_2-Emissionen und konjunkturelle Auswirkungen ... 60

7 Juristische Umsetzung und weitere Prüffragen ... 64

7.1 Haushaltsrechtliche Umsetzung des Förderprogramms ... 64

7.2 Beihilferechtliche Umsetzung des Förderprogramms ... 65

7.2.1 Förderung von Machbarkeitsstudien und Wärmenetz-Transformationsplänen ... 65

7.2.2 Einzelmaßnahmenförderung ... 66

7.2.2.1 Erneuerbare Wärmeerzeuger ... 66

7.2.2.2 Wärmenetze ... 67

7.2.2.3 Wärmespeicher ... 68

7.2.3 Systemische Förderung für Maßnahmenpakete ... 69

7.2.4 Betriebsbeihilfe für EE-Wärmeerzeuger ... 70

7.2.5 Angemessenheit der Förderung im Übrigen ... 71

7.2.5.1 Anmeldeschwellen für Investitionsbeihilfen ... 71

7.2.5.2 Anmeldeschwellen für Betriebsbeihilfen ... 73

7.3 Weitere Prüffragen ... 74

7.3.1 Verankerung im KWKG ... 74

7.3.2 Abgrenzung zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ... 74

7.3.3 Privilegierungen für Wärmepumpen ... 76

7.3.3.1 Bestehende und potenzielle Privilegierungen ... 76

7.3.3.2 Privilegierungstatbestände und Betriebsbeihilfe ... 77

7.3.4 Wärmelieferungen: § 556c BGB ... 78

7.3.4.1 Lösung über Betriebskosten ... 79

7.3.4.2 Lösung über Förderung ... 80

8 Rückmeldungen der Stakeholder ... 83

8.1 Rückmeldungen zum Gesamtkonzept ... 83

8.2 Rückmeldungen zum Trafoplan ... 84

8.3 Spartenspezifische Rückmeldungen ... 85

8.4 Rückmeldungen zu den flankierenden Instrumenten ... 86

9 Ausführliche Ableitung der Förderanforderungen ... 87

9.1 Große Solarthermie ... 87

9.2 Tiefe Geothermie ... 93

9.3 Großwärmepumpen 99

9.4 Biomasse 102

9.5 Thermische Abfallbehandlungsanlagen/Müllverbrennung 107

9.6 Abwärme 108

9.7 Wärmespeicher 116

9.8 Power-to-Heat (PtH) 122

9.9 Steuerungs- und Regelungstechnik für Wärmenetzsysteme 125

9.10 Hausübergabestationen und Kundenanlagen 128

9.11 Wasserstoff und synthetische Brennstoffe 133

9.12 Absenkung des Temperaturniveaus und Optimierung der Netze 135

9.13 Contracting von Hausübergabestationen und Kundenanlagen 140

9.14 Wärmenetze und Netzausbau 141

9.14.1 Effizienzanforderung an Wärmenetze 142

10 Anhang: LCOE-Kostenvergleich 146

11 Literaturverzeichnis 148

1 Zusammenfassung

Rund drei Viertel der Fernwärmeerzeugung entfallen auf die direkte Nutzung fossiler Energieträger, insbesondere Kohle- und Gas-Heizkraftwerke. Auch perspektivisch sind Fernwärmenetze ein wichtiges Versorgungselement. Sie tragen dazu bei, erneuerbare Energieträger und Abwärmepotenziale zu optimierten volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten zu erschließen und auch verdichtete Räume oder Wärmesenken in der Nähe größerer klimaschonender Wärmequellen nachhaltig versorgen zu können.

Allerdings weisen erneuerbare Energien in Fernwärmenetzen häufig eine Wirtschaftlichkeitslücke gegenüber fossilen Alternativen auf.

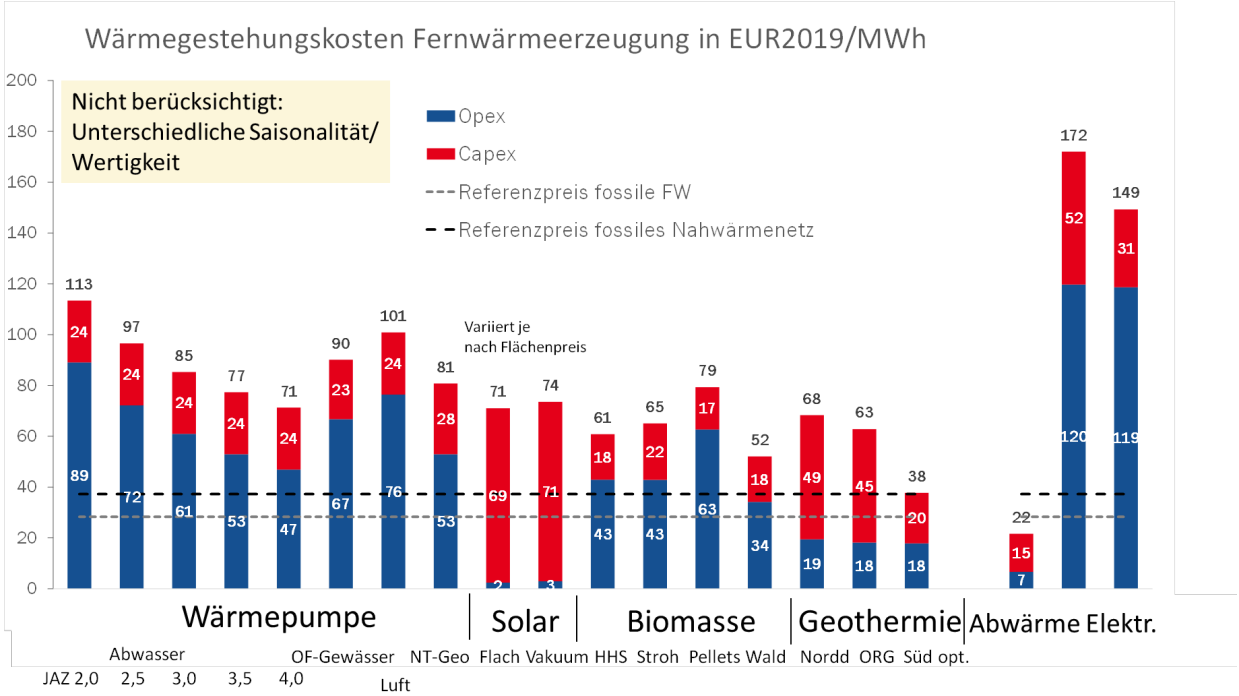

Abbildung 1-1: Wärmegestehungskosten der Wärmerzeuger zur Einspeisung in Wärmenetze (Quelle: eigene Berechnungen)

In diesem Projekt wird, basierend auf einer ausführlichen Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, der Förderlandschaft, der juristischen Rahmenbedingungen und der Charakteristika der einzelnen Technologien, ein Förderkonzept für ein „Bundesprogramm effiziente Wärmenetze“ erarbeitet.

Das Förderprogramm beruht auf folgenden Säulen:

- **Förderung der vorbereitenden Konzeptionierung** der Wärmenetze entweder in Form von Machbarkeitsstudien für Neubaunetze oder von Transformationsplänen für Bestandsnetze. Der **Wärmenetz-Transformationsplan** zeigt einen Entwicklungspfad bestehender Wärmenetze mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen für die nächsten 30 Jahre bis zu einem Zielzustand eines defossilisierten Wärmenetzes auf. Hierzu analysiert der Transformationsplan, wie und mit welchen konkreten Maßnahmen eine beschleunigte Defossilisierung sowie ggf. ein

Aus- oder Umbau des Fernwärmenetzes erfolgen kann und wie das Netz optimal in das Gesamtenergiesystem eingebunden werden kann. Die Transformationspläne müssen den Weg zu einem Zielzustand bis im Jahr 2050 aufzeigen, mit dem ein konkretes Wärmenetz vollständig mit Wärme aus klimaschonenden Energieträgern versorgt wird. Der Defossilisierungspfad sollte weitestmöglich auf lokal verfügbare klimaschonende Energieträger, i. w. erneuerbare Energien, Abwärme und Energieeffizienz zurückgreifen. Neue Gas-gefeuerte KWK ist nicht grundsätzlich ausgeschlossen, allerdings ist ein realistischer Ausstiegspfad aus der fossilen KWK, der nicht ausschließlich aus einem Umstieg auf synthetische Brennstoffe besteht, von vornherein vorzuzeichnen.

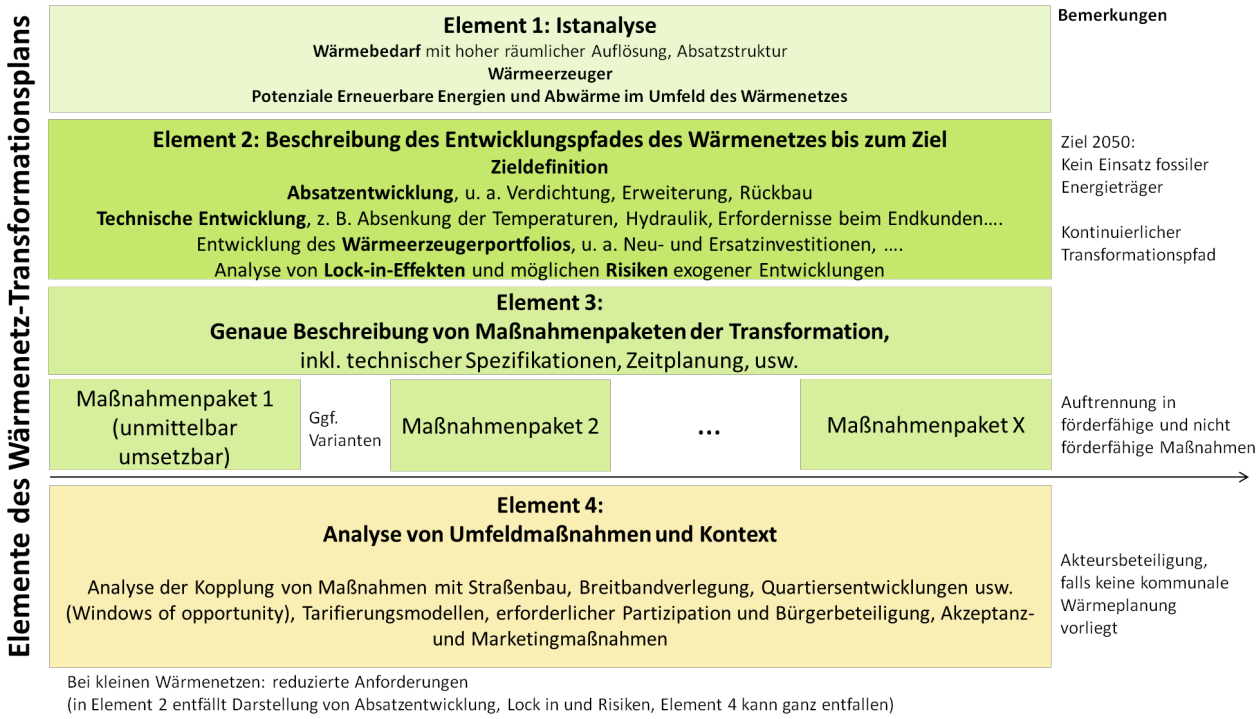

Abbildung 1-2: Inhaltliche Elemente eines Wärmenetz-Transformationsplans (Quelle: eigene Darstellung)

- **Einzelmaßnahmen-Förderung** von Anlagen der Solarthermie, Großwärmepumpen, Biomassekessel (Voraussetzungen: Emissionsgrenzwerte, Nachweis der Nutzung nachhaltiger Brennstoffe, große Kessel: Beschränkung der Betriebsstunden zum Einsatz in energiewirtschaftlich optimierten Fällen), Wärmenetze und Wärmespeicher unter bestimmten Voraussetzungen mit 40 % der förderfähigen Investitionsgesamtkosten. Diese Einzelmaßnahmenförderung ist konzipiert beispielsweise für kleinere Netze oder für Fälle, in denen ein unkomplizierter schneller Zugang zur Förderung entscheidend ist.
- **Systemische Förderung**: Auf Basis des o. g. Transformationsplans, der die Maßnahmen in Bestandswärmenetzen zu sinnvollen Maßnahmenpaketen bündelt, werden Maßnahmen gefördert, die für die Defossilisierung der Netze erforderlich sind, also beispielsweise Investitionen in Wärmeerzeuger, Ausbau, Neubau, Optimierung und Nachverdichtung von Wärmenetzen, Maßnahmen der Effizienzsteigerung und Digitalisierung, Wärmespeicher, Maßnahmen bei Endkunden usw. Auch diese Maßnahmenpakete erhalten 40 % der förderfähigen Investitionskosten.

- Um die auch nach Abzug der Investitionsförderung noch vorhandene Wirtschaftlichkeitslücke zu mildern bzw. um einen erfolgsabhängigen Anreiz zur möglichst hohen Einspeisung von EE-Wärme zu leisten, wird zudem eine **Einspeisevergütung** für Solarthermie und Großwärmepumpen geleistet.

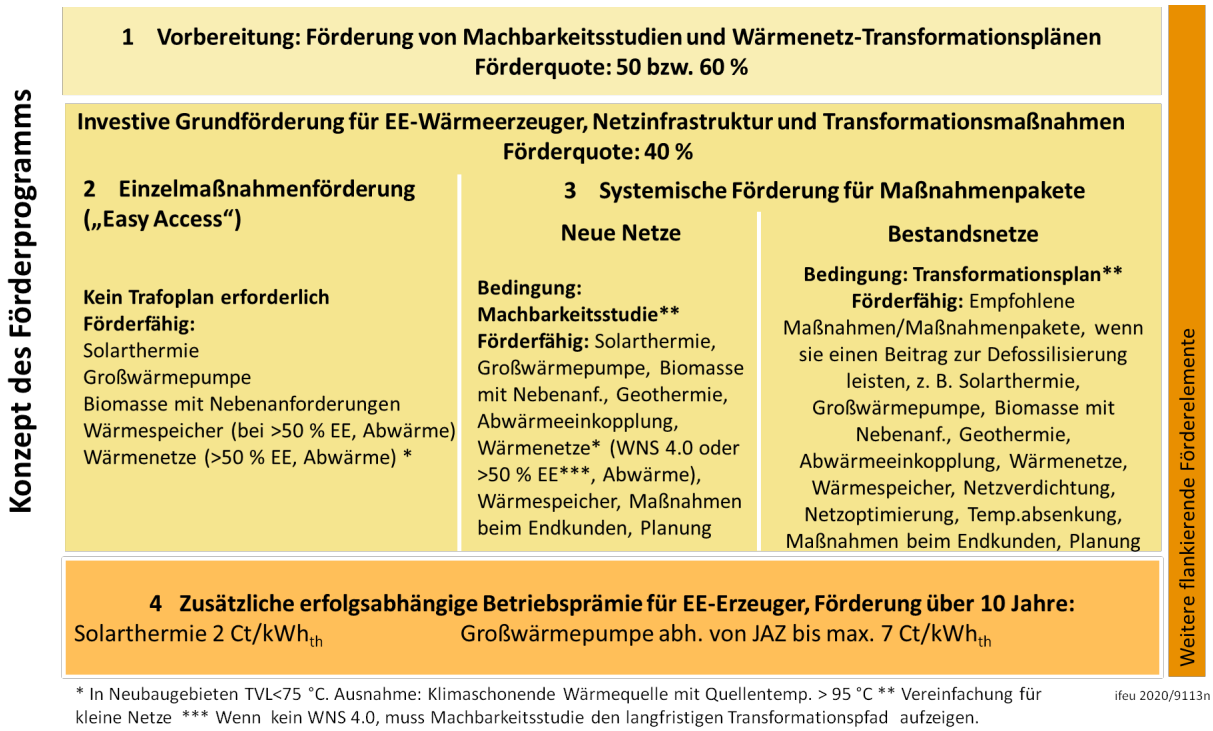

Abbildung 1-3: Grundkonzept des Bundesprogramms effiziente Wärmenetze (Quelle: eigene Darstellung)

Für das Förderkonzept wurde eine detaillierte technologiespezifische Analyse durchgeführt. Zudem wurde ein Konzept zur beihilferechtlichen Umsetzung erstellt.

Außerdem definiert das Projekt eine Reihe **flankierender Instrumente**, die zum Erfolg des Programms beitragen können.

Auf Basis einer Abschätzung zur möglichen Absatzentwicklung – ein grundsätzlich positives Umfeld mit weiteren Rahmenbedingungen vorausgesetzt – würde zu einem Ausbau von bis zu 23 TWh zusätzlicher EE-Wärme-Erzeugung im Jahr 2030 führen. Nach dieser vorläufigen Abschätzung fließen durch dieses Förderprogramm zwischen 200 und 1.300 Mio. € pro Jahr. Dadurch werden Investitionen von insgesamt 12 Mrd. Euro angestoßen. Die jährlich addierte Einsparung beläuft sich im Jahr 2030 auf 4,2 Mio. Tonnen CO_2.

2 Einleitung

Legende: Golden unterlegt sind Textpassagen, die für die Erstellung der Richtlinie und/oder Merkblätter besonders relevant sind bzw. weitere politische Maßnahmen zur Nachverfolgung nennen.

2.1 Warum ein Bundesprogramm effiziente Wärmenetze?

Mit dem nun beschlossenen Kohleausstieg wurden wichtige Impulse für die Defossilisierung der Fernwärmeerzeugung in Deutschland gesetzt. Um die Treibhausgaseinsparungen im Gebäudesektor bis 2030 und 2050 im anvisierten Maße zu reduzieren, müssen jedoch noch deutlich stärkere Anstrengungen zur Umstrukturierung, Defossilisierung und zum Ausbau von Wärmenetzen unternommen werden, zumal die abgängigen fossilen Kapazitäten zur Wärmeeinspeisung durch Wärmeerzeuger ersetzt werden müssen, die klimaschonende Energieträger einsetzen. Auch für die Umsetzung des Artikel 23 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (REDII), der eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Bereich Wärme- und Kälte um 1,3 Prozentpunkte jährlich gegenüber dem Anteil der erneuerbaren Energien im Wärme- und Kältesektor in 2020 vorsieht, sind in den kommenden Jahren weitere Anstrengungen erforderlich.

Die Fernwärmeversorgung ist derzeit noch überwiegend fossil geprägt. 2018 stammten rund drei Viertel der Fernwärmeerzeugung aus der direkten Nutzung fossiler Energieträger. Rund ein Viertel der Wärmeerzeugung entfällt auf erneuerbare Energien und Abwärme – darunter fast ausschließlich biogene Brennstoffe und Wärme aus der Abfallverbrennung. Alternative Wärmeerzeuger wie Tiefengeothermie, Solarthermie oder Großwärmepumpen spielen bisher nur eine marginale Rolle in der Fernwärmeerzeugung (Abbildung 2-1).

Mit dem zunehmenden Wegfall der Wärmeauskopplung aus Kohlekraftwerken besteht die Gefahr, dass Fernwärmenetze als Wärmeinfrastruktur zur Disposition stehen, wenn nicht klimaschonende alternative Erzeuger installiert werden.

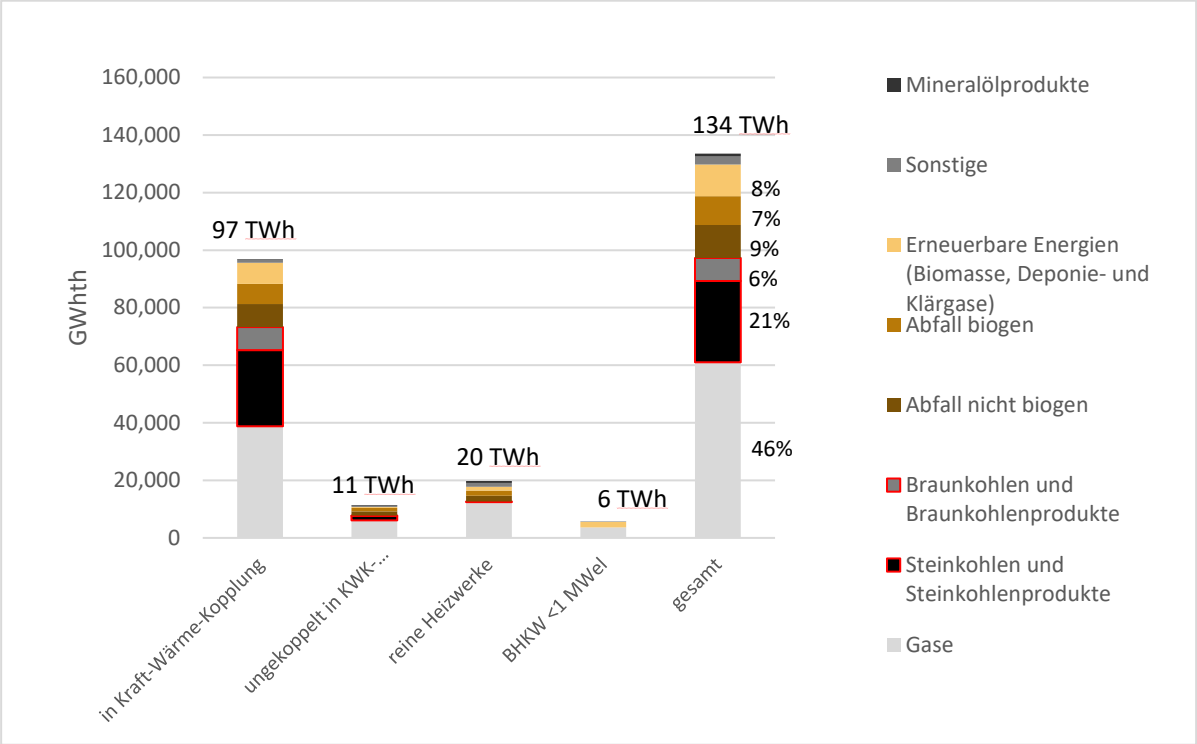

Abbildung 2-1: Nettowärmeerzeugung in Nah- und Fernwärme im Jahr 2018. Eigene Darstellung nach Destatis (2019a), Destatis (2019b).

Eine netzbasierte Wärmeversorgung bietet eine Reihe von Vorteilen für die Zielerreichung im Wärmemarkt. Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch können räumlich getrennt erfolgen. Innerhalb von Siedlungen stehen die für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen erforderlichen Flächen häufig nicht zur Verfügung bzw. immissionsseitige Begrenzungen für die dezentrale EE-Wärmeerzeugung (Schadstoffe, Lärmbelastungen) fallen weg. Skaleneffekte und aufwändigere Verfahrenstechnik ermöglichen eine wirtschaftliche und oft umweltverträglichere Wärmebereitstellung. Die Nutzung industrieller Abwärme und tiefer Erdwärme wird durch Wärmenetze überhaupt erst möglich. Außerdem erleichtern Wärmenetze eine flexible, systemorientierte Fahrweise, Speicherung und Sektorkopplung.

Die Umstellung der Wärmenetze auf klimaschonende Energieträger erfordert nicht nur neue Erzeuger, sondern auch erhebliche Umbaumaßnahmen im Netz. Die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen bezogen auf Trassenkilometer und Wärmeabsatz wird maßgeblich durch große städtische Netze (>100km) geprägt, deren Vorlauftemperaturen im Jahresbetrieb mindestens 90°C, oftmals aber auch deutlich höher liegen (Bundesnetzagentur 2012, Abbildung 2-2).

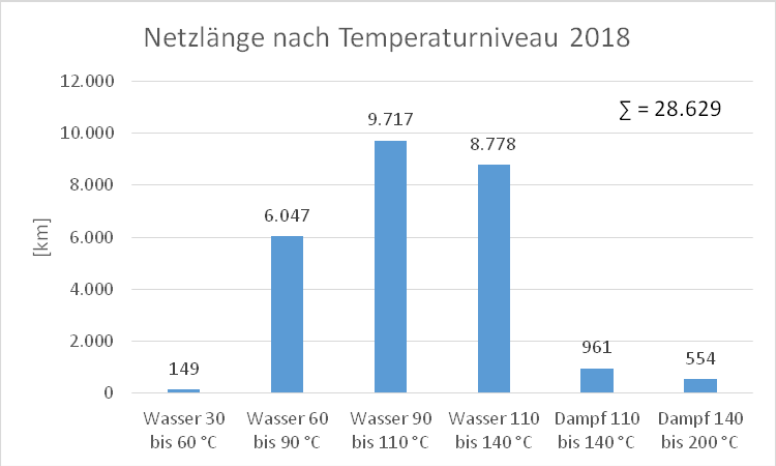

Abbildung 2-2: Netzlänge nach Temperaturniveau. Quelle: eigene Darstellung nach Destatis (2019b)

Die dominierende, mehrheitlich fossile Wärmeerzeugung in größeren, zentralen KWK-Anlagen im historisch gewachsenen Verbund mit hochtemperierten Verteilsystemen stellt eine große technische und wirtschaftliche Herausforderung für die Umsetzung von Transformationsmaßnahmen durch die Netzbetreiber dar.

Der Transformationsprozess in Wärmenetzen ist ein langfristiger Prozess, der sich über Jahre bis Jahrzehnte erstreckt. Bedingt durch die historische Entwicklung der Netze und eine vielfältige Erzeugerstruktur werden sich die Optimierungsprozesse über viele Jahre hinziehen und oftmals in mehreren Investitionsschritten erfolgen. Zudem erfordern vorbereitende Arbeiten (Planung, Erkundung, Ausschreibung, Genehmigung usw.) oft mehrere Jahre. Ein Förderprogramm muss daher diese schrittweisen Entwicklungsprozesse aufgreifen, langfristig begleiten und gleichzeitig sicherstellen, dass keine Lock-in-Effekte auftreten.

Unter den gegenwärtigen und in den nächsten Jahren zu erwartenden CO_2-Preisen verbleibt eine Wirtschaftlichkeitslücke. Wie sich auch aus Rn. 115 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 - 2020 (UEBLL) ergibt, ist davon auszugehen, dass ein gewisses Marktversagen verbleibt. Dieses Marktversagen kann mithilfe von Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere erneuerbarer Wärme, behoben werden. Die Höhe der Wirtschaftlichkeitslücke wird im folgenden Kapitel detailliert abgeleitet. Hinzu kommt gerade bei kapitalkostenintensiven Technologien eine Hürde, die sich aus den hohen Upfront-Kosten ergibt. Gerade beim Neu- und Ausbau energieeffizienter Wärmenetze sowie bei der Transformation bestehender Wärmenetze ergeben sich zudem positive externe Effekte, die nicht eingepreist werden können. So ist eine Finanzierung dieser Anfangsinvestitionen nicht vollständig über einen wettbewerbsfähigen Wärmepreis möglich. Um dennoch den notwendigen Transformationsschub anzureizen, ist eine Förderung dringend erforderlich.

Der aktuelle Förderrahmen für alternative Wärmeerzeuger und für deren Einkopplung sowie essentielle Netztransformationsmaßnahmen ist derzeit nicht ausreichend. Unter den im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes implementierten Rahmenbedingungen mit einer hohen Förderung von Gas-KWK besteht die Tendenz einer Weiterführung zentraler fossiler KWK-Erzeugung in vielen Net-

zen. Langfristige Netztransformationsmaßnahmen, die die gezielte Einbindung von EE-Wärmeerzeugern ermöglichen, werden mittelfristig im bestehenden Regime aus KWKG, ETS und MAP nicht ausreichend angereizt.

Eine Förderung des Umbaus der Wärmenetz-Versorgung muss nicht nur gefördert werden, um die Netzbetreiber zu unterstützen, sondern auch, um Preiseffekte beim Endkunden abzupuffern. Fernwärme ist gerade im städtischen Bereich eine wichtige und preislich kompetitive Wärmeversorgungsoption. Da erneuerbare Einspeiseoptionen höhere Erzeugungskosten haben, erhöhen – je nach Entwicklung des CO_2-Preises – steigende Anteile erneuerbare Energien auch den Fernwärmepreis. Dies betrifft oftmals Mieter und Bewohner von Mehrfamilienhäusern, die überproportional mit Fernwärme versorgt werden. Durch eine Förderung können Preiseffekte bei preisempfindlichen Bevölkerungsgruppen abgepuffert werden.

Eine langfristig verlässliche Förderung schafft auch einen **Anreiz für Hersteller**, neue Produktkategorien, beispielsweise Großwärmepumpen, ins Portfolio aufzunehmen.

2.2 Ziel und Struktur dieses Projektes

Ziel dieses Projektes ist die Erarbeitung von Eckpunkten und Förderelementen eines neuen „Bundesprogramms effiziente Wärmenetze“ (BEW). Zu diesem Zweck werden zunächst verschiedene Vorprüfungen zu Förderlücken, Instrumenten der kommunalen Wärmekonzeptionierung und verschiedener juristischer Fragen vorgenommen (Kapitel 3). Aufbauend darauf wird ein Grundkonzept für die Förderung erarbeitet (Kapitel 4), dessen Details auf den Ausführungen zu einzelnen Technologien im Anhang (Kapitel 8) beruhen. Kapitel 5 fokussiert auf die Ausgestaltung der Wärmenetztransformationspläne. In Kapitel 6 wird eine Abschätzung der eingesparten CO_2-Emissionen und des Fördervolumens vorgenommen und Kapitel 7 vertieft juristische Fragen der Umsetzung des Förderprogramms.

3 Vorprüfungen

3.1 Vorgehensweise

Grundlage der vorliegenden Ausfertigung sind umfangreiche Datenanalysen auf Basis der Datenbanken der Gutachter, eine Analyse sämtlicher Förderinstrumente im relevanten Umfeld, eine Literaturanalyse von Studien, Evaluierungen und Stellungnahmen, die in den jeweiligen Kapiteln zitiert werden, sowie Statements und Vorträge im Rahmen verschiedener Veranstaltungen. Weiterhin wurden Vorgespräche zur Wärmeplanung, aber auch zu den Fördertatbeständen geführt mit verschiedenen Praxisakteuren der Wärmenetz-Branche. Außerdem flossen Anregungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bzw. der dort angesiedelten Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) ein.

Tabelle 3-1: Ausgewertete Konzepte

Gegenstandsbereich:	Kommunale Wärmepläne	Wärmenetze: Neubau	Wärmenetze: Bestand	Übergeordnete strategische Planung
NKI-geförderte Teilkonzepte Wärme	18			5
iKWKTransformationspläne		Alle	Alle	
Transformationspläne für Versorger				
Trafo Fernwärme (ifeu, GEF, AGFW 2013)			3	
Machbarkeitsstudien WNS 4.0		7	2	

3.2 Analyse der Förderlücken

3.2.1 Derzeitige Förderung und sachliche Förderlücken

Die Förderlandschaft bezüglich erneuerbarer Energien in Wärmenetzen und anderen Wärmenetz-bezogenen Investitionen ist ausdifferenziert (Tabelle 3-2). Neben dem MAP und dem KWKG gibt es zahlreiche weitere Förderprogramme, die z. T. einzelne Elemente oder Ausgestaltungsvarianten fördern (i.KWK). Auch die Kumulierungsregelungen differieren in den verschiedenen Programmen.

Ein durchgängig fehlender Förderaspekt ist die Optimierung und Modernisierung von einzelnen Netzelementen und Kundenanlagen ohne Neu- oder Ausbau des Netzes. Der Zusammenschluss bestehender Wärmenetze und die Erweiterung eines bestehenden Wärmenetzes sind nach §§ 18 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 KWKG förderfähig. Dies gilt allerdings nur, wenn ein Mindestanteil der transportierten Wärmemenge aus KWK-Anlagen stammt. Verbindungsleitungen zu EE-Wärmeerzeugern, die nicht KWK-Anlagen sind, sind dagegen nicht im KWKG förderfähig. Die Förderung im MAP ist mit 60 €/Trassenmeter (Tm) deutlich zu niedrig, da Verlegekosten oftmals über 500 €/Tm, im städtischen Bereich sogar vielfach im vierstelligen Bereich liegen.

Tabelle 3-2: Überblick über bestehende Fördermöglichkeiten für Wärmenetz-bezogene Aktivitäten und Kumulierbarkeit

	Ausbau bestehender Wärmenetze	Neubau von Wärmenetzen	Modernisierung/ Optimierung von bestehenden Netzen	Modernisierung/ Optimierung beim Kunden	Anschluss der Objekte an die Wärmenetze	Systemförderung	EE-Wärmeerzeugung in Wärmenetzen	Wärmespeicher	Kumulierbarkeit mit
KWKG	Investitionszuschuss	Investitionszuschuss	Investitionszuschuss (Umstellung Dampf- auf Heißwassernetz, Netzverstärkungsmaßnahmen)	-	Leitung bis ins Haus; keine Förderung der Hausübergabestation	iKWK (Betriebsbeihilfe für KWK+EE-Wärme)	im Gesetzgebungsverfahren: EE-Wärmebonus	Investitionszuschuss	Betriebsbeihilfe: keine Kumulierung Investitionsbehilfe: Kumulierung wenn sie ausdrücklich zusätzlich zur Investitionsbeihilfe gewährt wird, sonst müssen Zuschüsse abgesetzt werden
EEG	-	-	-	-	-	-	indirekt über die Stromförderung von Geothermie und Biomasse-KWK (Betriebsbeihilfe)	-	Kumulierung: nur soweit kumulierute Förderung zzgl. Erlöse aus der Veräußerung der erzeugten Energie die Erzeugungskosten nicht überschreiten; vermiedene Kosten sind zu berücksichtigen
MAP	Tilgungszuschuss	Tilgungszuschuss			Förderung der Hausübergabestation		Investitionszuschuss, Tilgungszuschuss	Tilgungszuschuss bei der Errichtiung und Erweiterung großer Wärmespeicher ab 10 m³	Ja: grds. bis zu den Beihilfehöchstgrenzen bzw. maximal bis zur Summe der förderfähigen Kosten ausdrücklich kumulierbar mit KfW 153, 167 keine Kumulierung mit KWKG-Förderung für Wärmenetze und Wärmespeicher sowie mit § 35c EStG
Wärmenetze 4.0	eher nicht, weil Kriterien nicht erreichbar sind	ja	eher nicht, weil Kriterien nicht erreichbar sind		Förderung von Informationsmaßnahmen um Anschlussquote zu erhöhen	Investitionszuschuss für neue Wärmenetze, Speicher und EE-Wärme-Erzeuger	-	-	Kumulierungsverbot für dieselben förderfähigen Ausgaben Ausnahme: KWKG-Förderung für KWK-Strom oder für erneuerbare erzeugte Wärme
KfW-Programm 201, 202 (energetische Stadtsanierung / Quartiersversorgung)	Darlehen mit Tilgungszuschuss	Darlehen mit Tilgungszuschuss	Darlehen mit Tilgungszuschuss		?	Darlehen mit Tilgungszuschuss	Darlehen mit Tilgungszuschuss für Biomasse- und Klärgas-KWK	Darlehen mit Tilgungszuschuss	Ja: solange die Fördersumme die Summe der Aufwendungen nicht übersteigt und Beihilfehöchstbeträge eingehalten werden Ja: mit KWKG Wärmenetz- und Wärmespeicheröfrderung, sofern es sich um ein Vorhaben mit hohem Quartiersbezug handelt Keine Kombination mit Förderung für Stromerzeugung nach EEG oder KWKG Keine Kombination mit Förderpgroammen des Bundes für dieselbe Maßnahme
KfW Gebäudeprogramme 430 (WG) und 276 (NWG) Ab 2020: BEG	-	-	-	geplant: Hausübergabestationen und kleine Wärmenetze	Investitionszuschuss (wenn besser als EnEV/GEG, unabhängig vom Wärmeerzeuger)	-	-	-	Ja: solange die Fördersumme die Summe der förderfähigen Kosten nicht übersteigt und Beihilfehöchstbeträge eingehalten werden Keine Kumulierung mit KfW 151/152, KfW 159/455, MAP, § 35a Ans- 3 EStG. § 35c EStG, EEG/KWKG-Förderung für Anlagen zur Stromerzeugung
EnEV/ EE-WärmeG/ GEG	indirekt (Gebäudeneubau; Ersatzmaßnahme)	indirekt (Gebäudeneubau; Ersatzmaßnahme)	-		Anschluss von Neubauten und vollsanierten Gebäuden	-	selten Effekt, um PEF zu verbessern	-	[Vorschriften enthalten keinen direkten Fördertatbestand, nur Ordnungsrecht und die Rechtsgrundlage für MAP - s.o. - daher auch keine Kumulierungsregelung]
7. Energieforschungsprogramm (EFP)		Pilotvorhaben							Zulässigkeit der Kumulierung richtet sich nach Art. 8 AGVO, d.h. es müssen die in Art. 4 AGVO festgelegten Anmeldeschwellen und Beihilfehöchstintensitäten eingehalten werden; eine Kumulierung ist möglich, sofern die Beihilfemaßnahmen unterschiedliche bestimmbare beihilfefähige Kosten betreffen
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft – Modul 2: Prozesswärme aus erneuerbaren Energien							(Tilgungszuschuss) Prozesswärmebereitstellung aus Solarkollektoranlagen, Biomasse-Anlagen, Wärmepumpen		Kumulierungsverbot
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft – Modul 1: Querschnittstechnologien?							(Tilgungszuschuss) Wärmeübertrager für Abwärmenutzung und Wärmerückgewinnung;		Kumulierungsverbot
Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft – Modul 4: Energiebezogene Optminierung von Anlagen und Prozessen?						(Tilgungszuschuss) Kosten für die Einbindung des Systems in den vorhandenen Prozess, Kosten für die Anlagensteuerung, Kosten für die installierten Mess- und Datenerfassungseinrichtungen			Kumulierungsverbot

Ferner werden unterschiedliche Förderansätze verfolgt (Tabelle 3-3). Teilweise ist die Förderung prozentual gestaltet, teilweise spezifisch (€/Meter Bohrung, €/kW usw.). Besonders hemmend wirken verschiedene Obergrenzen für die Förderung, beispielsweise die Obergrenze von 50.000 € für Großwärmepumpen oder die Obergrenze für Geothermieprojekte.

Tabelle 3-3: Fördersätze und Qualitätsanforderungen (nächste Seite)

Wärmeerzeuger	MAP	KfW 295	i.KWK	KWKG (2020)	WNS 4.0	EEG	BEG (Entwurf)
Große Solarthermie für Wärmenetze							
Förderung	40 % + 10 % KMU-Bonus oder ertragsabh. Förderung	45% + 10% KMU-Bonus	Sehr hoch, abh. von KWK-Anlage	EE-Wärmebonus: Sehr hoch, abh. von KWK-Anlage	mind. 30%, bis zu 50 %		
Beschränkungen	Techn. Anforderungen des Merkblatts	Techn. Anforderungen des Merkblatts	Techn. Anforderungen der iKWK-Ausschreibung, u. a. Bündelung von Technologien,	Nur für WN mit Neubau-KWK (Stand 4'20)	max. 15 Mio. €, Bewilligungszeitraum max. 4 Jahre		
Großwärmepumpen							
Förderung	80 €/kW, Erdsonden 4-6 €/m		Sehr hoch, abh. von KWK-Anlage	EE-Wärmebonus: Sehr hoch, abh. von KWK-Anlage	mind. 30%, bis zu 50 %		
Beschränkungen	max. 100.000 € Förderung, keine Luft/Wasser-WP, Luft/Luft-WP. JAZ >3,8 (elektr.)		Techn. Anforderungen der iKWK-Ausschreibung, u. a. Bündelung von Technologien, Arbeitszahl 1,25	Nur für WN mit Neubau-KWK (Stand 4'20)	max. 15 Mio. €, Bewilligungszeitraum max. 4 Jahre		
Große Biomassekessel							
Förderung	20 €/kW Basisförderung, 10 (Speicher-) zw. 25 €/kW (staubarm) Bonus für Innovationen	45 % der Invest.mehrkosten + 10% KMU-Bonus					
Beschränkungen	max. 50.000 €, Einhaltungen von Emissionsgrenzwerten, hydraul. Abgleich	Baumusterprüfung bzw. eta min, ab 100 kW Abgas-WT					
Biomasse-KWK							
Förderung	40 €/kW für feste Biomasse-KWK					Strom-Ausschreibung	
Beschränkungen	Anforderungen an Wirkungsgrade						
Tiefe Geothermie							
Förderung	Pro Vorhaben mit bis zu 4 Bohrungen: max. 2 Mio€ Anlagenförderung, max. 10 Mio. € Bohrkostenförderung, + 50% von Mehraufwänden bis					Festvergütung für Strom	
Beschränkungen	De facto Obergrenzen der Förderung für rein thermische Anlagenkonzepte: 10 MWth, 4.500m Tiefe, 10 Mio€ Bohrkostenförderung, 2 Mio. € Anlagenkosten. Erkundungsbohrungen werden nicht gefördert. Niedrigere Fördersätze für kombinierte Strom-/Wärme-Projekte: Vergütung über EEG wird abgegolten						
Abwärme							
Förderung		30% + 10 % KMU-Bonus		40%	bis zu 50% (Modul 2)		
Beschränkungen		max. 500 €/t CO2, bis max. 10 Mio. €		mind. 75% Abwärme. Bei Kombinationen mind. 10 % KWK, max. 20 Mio. €/Projekt	mind. 50% Abwärme oder mind. 1,5 GWh/a sind über Mindesnutzungsdauer von 10 Jahren einzuhalten; max. 15 Mio. €		
Wärmenetze							
Förderung	60 €/Tm, außerdem Förderung von 1.800 € pro Hausübergabestation			40% (Stand 4'04)	Als Teil des WNS 4.0		je nach EH-Stufe
Beschränkungen	mind. 50 % EE/Abwärme, oder 20 % solar + Zusatzanforderungen. Höchstens 1-1,5 Mio. €. Mindestabsatz 500 kWh/m/a			mind. 75 % KWK, EE oder Abwärme. Bei Kombinationen mind. 10 % KWK			Gebäudenetze mit mind. 50 % EE
Wärmespeicher							
Förderung	250 €/m^3.			250 €/m^3 Wasser	Als Teil des WNS 4.0		
Beschränkungen	ab 10m^3, max. 1 Mio. €. Anforderung an Verluste und Wärmemenge			mind. 50% KWK-Wärme bzw. 25% KWK-Wärme durch Anrechnung EE oder Abwärme; max. 10 Mio. €/Projekt			
Optimierungsmaßnahmen im Netz							
Förderung			derzeit keine Förderung				
Optimierungsmaßnahmen beim Kunden							
Förderung							30-35 %
Beschränkungen							Anschluss an Gebäudenetz oder öffentl. Netz (mind. 25 % EE)
Planung							
Förderung					Fördersatz WNS 4.0		
Beschränkungen					Nur für WNS 4.0: von LPH5 „Ausführungsplanung“ bis LPH8 „Bauüberwachung und Dokumentation“ zuwendungsfähig		
Bemerkungen					Abgrenzung der LPH manchmal schwierig		

3.2.2 Wirtschaftliche Förderlücke

Vorgehen

Um zu bestimmen, ob und wenn ja in welcher Höhe eine Förderlücke vorliegt, wurden für erneuerbare Fernwärmeerzeuger die Wärmegestehungskosten berechnet und mit den erwartbaren Erlösen verglichen. Als erwartbare Erlöse werden die durchschnittlichen Erzeugungskosten fossiler Fernwärme („Referenzpreis FW“), bestehend aus einem Mix aus KWK-Wärme und Wärme aus Erdgaskesseln, angesetzt. Die Förderlücke ergibt sich aus der Differenz der EE-Wärmegestehungskosten und dem Referenzpreis FW. Dabei wird nach größeren Fernwärmenetzen, in denen die Referenzanlagen am EU-ETS teilnehmen, und kleineren (Nah)wärmenetzen, in denen die Referenzanlagen unter das BEHG fallen, unterschieden.

Die Berechnung der EE-Wärmegestehungskosten erfolgt dynamisch über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren (konkret für die Betriebsjahre 2021 bis 2040) mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 %. Die Annahmen zur Entwicklung der Großhandels-, CO_2-Zertifikats- und Endkundenpreise sind in Tabelle 3-4 dargestellt.

Tabelle 3-4: Annahmen zur Berechnung der Förderlücke

		2020	2025	2030	2040
Gas GÜP, Ho	$€_{2019}$/ MWh	11	22	22	25
Strom Baseload	$€_{2019}$/ MWh	30	53	63	68
Zertifikatepreis EU-ETS	$€_{2019}$/t	20	25	36	53
Non-ETS (BEHG)	$€_{2019}$/t	0	48	145	200
Hackschnitzel frei KW	$€_{2019}$/ MWh	18	20	22	32
Stroh frei KW	$€_{2019}$/ MWh	20	21	22	24
Pellets frei KW	$€_{2019}$/ MWh	38	42	46	56
Waldrestholz frei KW	$€_{2019}$/ MWh	13	18	20	24
Strompreis - Großwärmepumpen	$Cent_{2019}$/kWh	17,0	17,4	16,7	15,2
Strompreis - Elektrokessel *	$Cent_{2019}$/kWh	14,0	12,2	10,3	8,4

*Annahme: Betrieb in Stunden mit einem mittleren Großhandelspreis von 0 €/MWh

Als EE-/ CO_2-freie Fernwärmeerzeugung werden die Technologien Freiflächen-Solarthermie, Großwärmepumpe (GWP), tiefe Geothermie, Biomasse-Kessel, industrielle Abwärmenutzung und Elektrodenkessel betrachtet. Für die Berechnung der Förderlücke wurden typische Beispielfälle mit einer Größe von 10 MW_{th} definiert, die weiteren Parameter sind in Tabelle 45 aufgeführt. Um den Einfluss verschieden hoher Jahresarbeitszahlen (JAZ) auf die Wirtschaftlichkeit der Großwärmepumpen abzubilden, werden für einen Fall (Abwasser-GWP) Varianten mit JAZ zwischen 2 und 4 gerechnet. Für Geothermie werden drei Fälle, mit jeweils unterschiedlicher Fündigkeit betrachtet, angelehnt an reale

Gegebenheiten im norddeutschen Becken, dem Oberrheingraben und dem Molassebecken. Bei einigen Technologien ergeben sich zusätzliche Kosten für die Anbindung an die Heizzentrale über eine neu zu errichtende Transportleitung. Diese werden für Solarthermie-Anlagen mit einer durchschnittlichen Länge von 500 m, bei Großwärmepumpen mit einer durchschnittlichen Länge von 250 m und bei Abwärme-Projekten mit einer durchschnittlichen Länge von 1.000 m berücksichtigt. Die Kosten pro Meter Leitung liegen je nach zu transportierender Wärmemenge und baulichem Untergrund zwischen 900 und 1.600 EUR/m.

Tabelle 3-5: Parameter EE-/ CO_2-freie Fernwärmeerzeugung *

	Investition	Betriebskosten, variabel	Betriebskosten, fix	Nutzungsgrad/ Typ. JAZ
	€/kW	€/MWh	€/kW	
Großwärmepumpen				
Abwasser	1080	3,5	5	3,0
Oberflächen-Gewässer	1037	3,5	12	2,7
Luft	1120		36	2,5
NT-Geothermie	1242	3,5	29	4,0
Solarthermie				
Flachkollektor	270 €/m^2	1,9	0,5	0,4 MWh/m^2/a
Vakuumröhrenk.	360 €/m^2	2,5	0,4	0,5 MWh/m^2/a
Biomasse Kessel				
Holzhackschnitzel	700	3	35	0,85
Stroh	870	3	43	0,8
Pellets	650	2	28	0,86
Waldrestholz	700	3	30	0,83
Geothermie				
Norddeut. Becken	3.203	8	32	9
Oberrheingraben	2.914	7	30	9

Molasse	1.207	7	28	9
Industr. Abwärme	400		20	
Widerstandserhitzer	150		0,65	0,99
Elektrodenkessel	88		0,9	0,99

* ohne Kosten für die Anbindung

Ergebnisse

Abbildung 3-1, Tabelle 3-6 und Tabelle 3-7 stellen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung dar. Die Wärmegestehungskosten für erneuerbare Fernwärme liegen mit den oben getroffenen Annahmen zwischen 4 und 11 Cent/ kWh. die Kosten für industrielle Abwärme bei knapp 2 Cent/kWh und für Wärme aus Elektrokesseln bei 14 bis 17 Cent/kWh. Der Referenzpreis für fossile Fernwärme in einem großen Fernwärmenetz liegt bei knapp 3 Cent/kWh. Bis auf industrielle Abwärme liegen alle Wärmegestehungskosten darüber und es ergeben sich, Elektrokessel ausgenommen, Förderlücken zwischen 1 und 9 Cent/kWh. Wird als Referenz die Einspeisung in ein kleineres Netz mit einem Referenzpreis von 3,7 Cent/kWh angenommen (dargestellt in

Tabelle 3-7), reduziert sich die Förderlücke auf 0 bis 8 Cent/kWh. Bis auf den Fall eines optimierten Geothermie-Projektes im Molassebecken bestehen jedoch weiterhin Förderlücken.

In Fällen, in denen der Capex-Anteil an den Gesamtkosten hoch ist, würde sich eine Investitionsförderung zur Deckung der Förderlücke eignen. Das ist insbesondere bei Solarthermie und in Teilen bei Geothermie der Fall. In den anderen Fällen wären Investitionsförderungen deutlich über 100% der Investition nötig, um die Förderlücke zu schließen. In diesen Fällen wäre eine Betriebsbeihilfe das deutlich bessere Förderinstrument.

Es ist zu beachten, dass diese Berechnungen typische Erzeugungsfälle und Referenzpreise darstellen. Saisonal und regional können die Referenzpreise für die Wärmeeinspeisung abweichen. Auch die Wärmegestehungskosten können von den Beispielfällen abweichen. Besonders Geothermie-Projekte und Projekte zur industriellen Abwärme sind sehr fallspezifisch. Die dargestellten Technologien können prinzipiell in kleinen Nahwärmenetzen als auch in großen Fernwärmenetzen eingesetzt werden. Wärmepumpen erreichen deutlich höhere JAZ als 2,5 allerdings nur in Netzen mit einer relativ niedrigen Zieltemperatur oder einer relativ warmen Wärmequelle (z. B. Abluft, Grubenwasser, o. ä.). Selbst bei den sehr günstigen Fällen (ausgenommen industrielle Abwärme) besteht jedoch weiterhin eine Förderlücke.

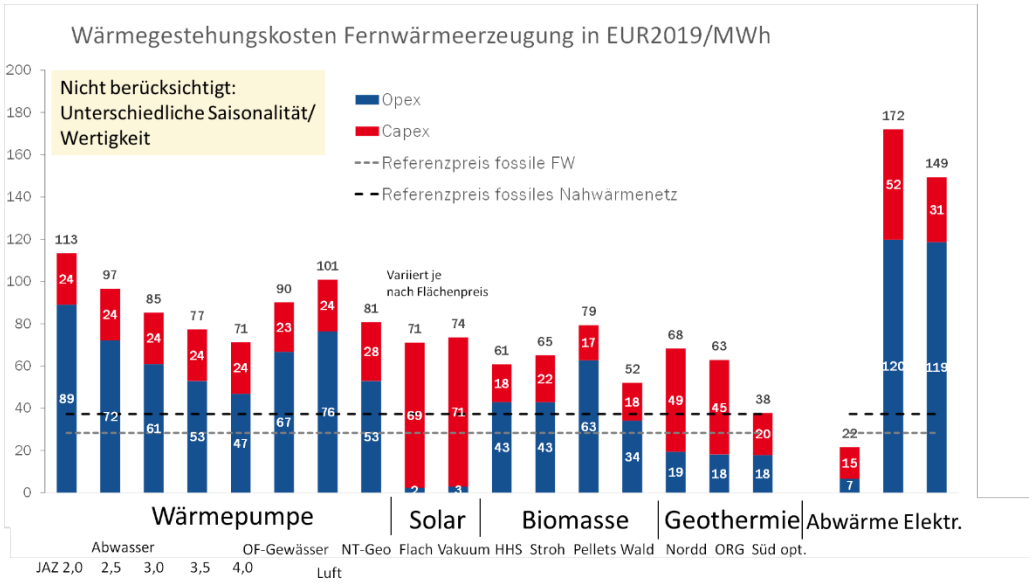

Abbildung 3-1: Wärmegestehungskosten der Wärmerzeuger zur Einspeisung in Wärmenetze

Tabelle 3-6: Großes Fernwärmenetz: Wärmegestehungskosten und Förderlücke

	Capex	Opex	Gesamtkosten	Referenzpreis fossile FW-Erzeugung	Förderlücke
	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh
Großwärmepumpen					
Abwasser, JAZ 2.0	24	89	113	28	85
Abwasser, JAZ 2.5	24	72	97	28	68
Abwasser, JAZ 3	24	61	85	28	57
Abwasser, JAZ 3.5	24	53	77	28	49
Abwasser, JAZ 4	24	47	71	28	43
Oberflächen-Gewässer, JAZ 2,8	23	67	90	28	62
Luft JAZ 2,5	24	76	101	28	73
NT-Geothermie JAZ 4	28	53	81	28	52
Solarthermie					
Flachkollektor	69	2	71	28	43
Vakuumröhrenk.	71	3	74	28	45
Biomasse Kessel					
Holzhackschnitzel	18	43	61	28	33
Stroh	22	43	65	28	37
Pellets	17	63	79	28	51
Waldrestholz	18	34	52	28	24

Geothermie					
Norddeut. Becken	49	19	68	28	40
Oberrheingraben	45	18	63	28	35
Molasse	20	18	38	28	9
Industr. Abwärme	15	7	22	28	
Widerstandserhitzer	52	120	172	28	144
Elektrodenkessel	31	119	149	28	121

Tabelle 3-7: Nahwärmenetz: Wärmegestehungskosten und notwendiger Investitionszuschuss

	Capex	Opex	Gesamtkosten	Referenzpreis fossile FW-Erzeugung	Förderlücke
	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh	€2019/MWh
Großwärmepumpen					
Abwasser, JAZ 2.0	24	89	113	37	76
Abwasser, JAZ 2.5	24	72	97	37	59
Abwasser, JAZ 3	24	61	85	37	48
Abwasser, JAZ 3.5	24	53	77	37	40
Abwasser, JAZ 4	24	47	71	37	34
Oberflächen-Gewässer JAZ 2,8	23	67	90	37	53
Luft JAZ 2,5	24	76	101	37	64
NT-Geothermie JAZ 4	28	53	81	37	44
Solarthermie					
Flachkollektor	69	2	71	37	34
Vakuumröhrenk.	71	3	74	37	36
Biomasse Kessel					
Holzhackschnitzel	18	43	61	37	24
Stroh	22	43	65	37	28
Pellets	17	63	79	37	42
Waldrestholz	18	34	52	37	15
Geothermie					
Norddeut. Becken	49	19	68	37	31
Oberrheingraben	45	18	63	37	26
Molasse	20	18	38	37	0

Industr. Abwärme	15	7	22	37	
Widerstandserhitzer	52	120	172	37	135
Elektrodenkessel	31	119	149	37	112

3.3 Instrumente der kommunalen Wärmekonzeptionierung: Wärmenetz-Transformationspläne, kommunale Wärmeplanung und Quartierskonzepte

3.3.1 Grundlagen

Bei der Transformation der Wärmeversorgung in Städten und Gemeinden spielen verschiedene Instrumente und Akteure eine Rolle. Wie in Abbildung 3-2 dargestellt, können die Akteure im Kontext der hier beschriebenen Instrumente „Wärmeplan“, „Wärmenetztransformationsplan“ (Trafoplan) und „Quartierskonzept (KfW 432)“ in drei Gruppen eingeteilt werden. Zum einen die Kommunen bzw. Vertreter der Verwaltung und Kommunalpolitik in der Rolle der „Planerin und Regulierin“, des Weiteren die Stadtwerke bzw. lokalen Wärmeversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite und letztlich die lokalen Unternehmen (bspw. Wohnungswirtschaft, Gewerbe, Industrie) und die Bürger bzw. Eigentümer auf der Nachfrageseite. Da die Wärmeversorgung sowohl durch die Angebots- als auch die Nachfrageseite geprägt und Leitplanken durch Planung und Regulierung festgelegt werden, bewegen sich die Instrumente über die Akteurskategorien hinweg und bilden eine Schnittmenge. Sowohl der Trafoplan als auch Quartierskonzepte sind durch die Vorgaben im Wärmeplan (wenn vorhanden) gebunden. Doch diese beiden Instrumente können auch gemeinsame Inhalte aufweisen, immer dann, wenn Quartierskonzepte für Quartiere in Wärmenetzgebieten erstellt werden bzw. die Wärmenetze erweitern wollen.

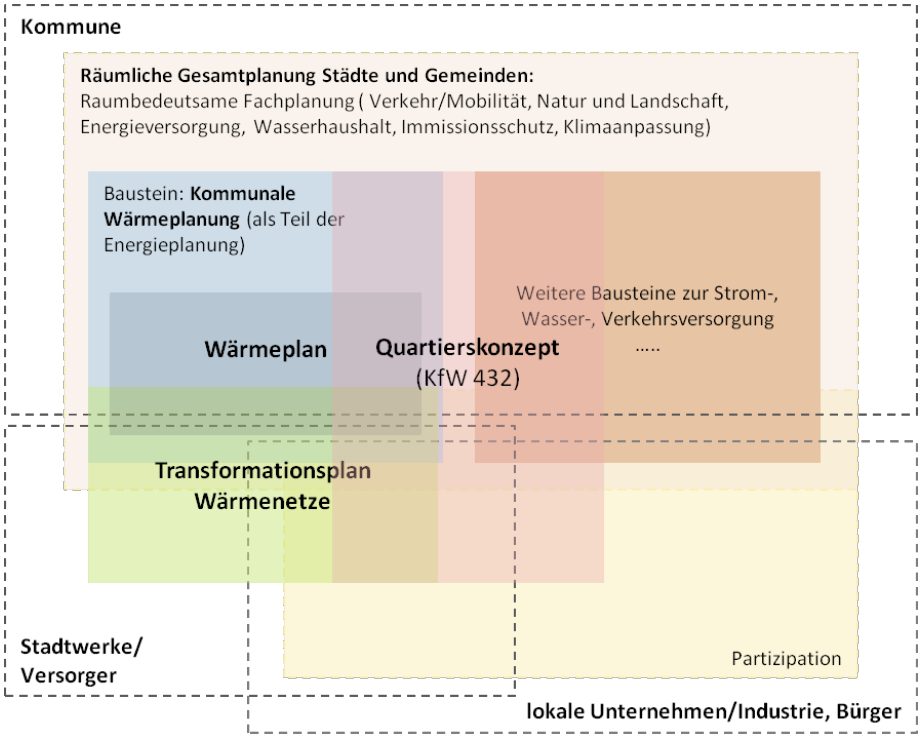

Abbildung 3-2: Akteure und Schnittstellen der Instrumente und Prozesses Wärmeplanung, Wärmeplan, Transformationsplan Wärmenetze und Quartierskonzepte (KfW 432) – eigene Darstellung

Tabelle 3-8: Vergleich der Konzeptionsinstrumente

	Wärmeplan	Wärmenetz-Transformationsplan	Quartierskonzept (KfW 432)
Beschreibung	Öffentlich zugängliches informelles Planungsinstrument der kommunalen Wärmeplanung als eigenständiger Teil der kommunalen Energieleitplanung Dient der transparenten Ausgestaltung und ganzheitlichen Koordination einer langfristig effizienten und defossilisierten kommunalen Wärmeversorgung. Dabei werden sowohl gebäudeintegrierte als auch netzbasierte Wärmeversorgungskonzepte und Wärmeschutzmaßnahmen in den Gebäuden im gesamten Stadtgebiet betrachtet. Durch die Zusammenstellung sämtlicher für den Wärmesektor relevanten räumlichen und technischen Daten werden nachhaltige Pfade aufgezeigt, wie der Wärmebedarf	Meist unternehmensinterner Fahrplan in Bezug auf den Transformationsprozess eines Wärmenetzsystems Stellt Einzelmaßnahmen in ein Gesamtkonzept und gibt somit einen Fahrplan, der sowohl den Einstieg in konkrete erste Maßnahmen als auch eine Zukunftsperspektive gibt. Dadurch werden aktuell anstehende und zukünftig geplante Aus- und Umbaumaßnahmen des Wärmenetzsystems (Erzeugung, Netze, Übergabe) koordiniert und es kann eine systematische Schritt-für-Schritt-Transformation hin zu eine einer effizienten und defossilisierten Versorgung erfolgen.	Ggf. im Rahmen der Begleitforschung Energetische Stadtsanierung veröffentlichtes technisches Energieversorgungskonzept (Wärme/Strom/Mobilität), inklusive Wärmeschutzmaßnahmen in den Gebäuden und Maßnahmen zur Erhaltung der Baukultur. Wichtiger Aspekt ist die lokale Implementierung und somit die Nutzung Lokaler Potenziale (Flächen, EE, Abwärme) unter Beteiligung der lokalen Akteure (Öffentlichkeit und Unternehmen). Dies ermöglicht die Umsetzung einer lokalen Energiewende - Wertschöpfung findet je nach Ausgestaltung vor Ort statt, schafft Teilhabe und klimafreundliche, aber vor allem

	reduziert und lokale Wärmepotenziale (EE und Abwärme), Synergien nutzbar gemacht und Lock-in- Effekte vermieden werden können.		auch resilientere Versorgungsstrukturen.
Bezugsgröße	Gesamte Kommune	Bestimmtes Wärmenetzgebiet	Bestimmtes Stadtquartier als abgegrenztes Gebiet
Bezugszeitraum	Langfristig: Zielhorizont 2050 mit Ableitung von Maßnahmen zur kurz-, mittel- und langfristigen Umsetzung.	Langfristig: Zielhorizont 2050 mit Zwischenzielen beschrieben durch kurz-, mittel- und langfristige Umsetzungsmaßnahmen.	Kurzfristig: Erstellung zur direkten Weiterentwicklung und Umsetzung; allerdings besteht innerhalb des Konzepts die Anforderung einer Zielaussage für 2020/2050.
Bezugsgegenstand	Wärmeerzeugung und Gebäude	Wärmenetzsystem (Erzeugung, Netze, Übergabe); indirekt auch über die Übergabestation hinweg	Dezentrales Energieversorgungssystem, Gebäude, Baukultur, Sozialstruktur
Akteure	• Impuls: Vertreter der Verwaltung und der Kommunalpolitik • Erstellung: Fachplaner, Stadt- bzw. Gemeindewerke, Kommunale Verwaltung • Nutzer: Fachplaner, lokale Akteure, (Stadtwerke, Wohnungswirtschaft, Unternehmen, Eigentümer), Öffentlichkeit	• Impuls: Wärmever-sorgungsunternehmen /Stadtwerke, Vertreter der Verwaltung und Kommunalpolitik • Erstellung: Wärmever-sorgungsunternehmen/ Stadtwerke und Fachplaner • Nutzer: Wärmever-sorgungsunternehmen/ Stadtwerke	• Impuls: Kommunale Gebietskörperschaften oder deren rechtlich unselbstständige Eigenbetriebe. • Erstellung: Fachplaner, lokale Akteure • Nutzer: Kommune und lokale Akteure
Verwendung	a. Entwicklungsszenarien des Wärmeplans gehen in die formalen Stadtplanungsinstrumente (Flächennutzungs-, Bauleitplan) über und dienen somit bspw. als Entscheidungs-grundlage für Entwicklungsauflagen in bestimmten Stadt-gebieten b. Stellen die erforderlichen Informationen und Daten für eine Detailplanung der Wärmeversorgung auf Quartiersebene bereit, auf welcher dann technische Versorgungs-Varianten erarbeitet werden können. c. Bietet der Bevölkerung sowie den vor Ort ansässigen relevanten Akteuren einen transparenten Rahmen zur Entwicklung von eigenen und/oder Beteiligungsmöglich-	a. Entwicklungspfad gibt Wärmeversorgungs-unternehmen den Rahmen für eine langfristig strategische Ausrichtung von Investitionen. b. Beinhaltet einen Förderfahrplan, in welchem alle zu fördernden Maßnahmen gelistet sind und dieser somit als Grundlage für einen Förderantrag dienen kann bzw. ist Voraussetzung für die Beantragung der systemischen Förderung von Maßnahmenpaketen. c. Dient in der Umsetzung den involvierten Akteuren als Basis zur Detailplanung der Einzelmaßnahmen. d. Durch Festlegung von Ausmaß und Beitrag der Einzelmaßnahmen kann zu gewissen Zeitpunkten ein	a. Technische und wirtschaftliche Grundlage für die Umsetzungsplanung, Betreiber und Beteiligungsmodelle b. Kommunikationsinstrument zur Aktivierung von Akteuren zur Konzeptbeteiligung c. Instrument für die Kommune, die kommunalen Klimaschutzziele im Quartier anzuwenden und umzusetzen.

	keiten an fremden Vorhaben. d. Kommunikations-instrument, um relevante Akteure für Vorhaben zu gewinnen und/oder um die unterschiedlichen Interessen auszubalancieren.	Monitoring in Hinblick auf das Zielbild und den kontinuierlichen Transformationspfad erfolgen. e. Ergebnis/Zielbild kann zur Kommunikation bei der zur Kundengewinnung genutzt werden.	
Prozess/ Elemente	a. Beschaffung und Strukturierung von Daten und Informationen auf Basis bestehender Pläne b. Bedarfserfassung (Wärmebedarf und Energieinfrastruktur) c. Potenzialerfassung (EE und Abwärme) d. Erstellung von Entwicklungsszenarien e. Überführung der Entwicklungsszenarien in das Format des Wärmeplans und andere relevante Planungsinstrumente	a. Ist-Analyse b. Beschreibung des Entwicklungspfades des Wärmenetzes bis zum Ziel c. Genaue Beschreibung von Maßnahmenpaketen der Transformation d. Analyse von Umfeldmaßnahmen und Kontext	a. Ausgangsanalyse b. Integriertes Energiekonzept c. Aktionspläne und Handlungskonzepte unter Beteiligung der Öffentlichkeit d. Ggf. Darstellung baukulturelle Zielstellung e. Gesamtenergiebilanz des Quartiers als Ausgangspunkt sowie als Zielaussage 2020/2050 f. Analyse möglicher Umsetzungshemmnisse g. Maßnahmenkatalog zur energetischen Sanierung h. Wirtschaftlichkeit/Kostenanalyse i. Öffentlichkeitsarbeit

Wärmeplan

Der Wärmeplan ist als eigenständiger Teil der kommunalen Energieleitplanung ein öffentlich zugängliches, informelles Planungsinstrument der kommunalen Wärmeplanung. Er dient der transparenten Ausgestaltung und ganzheitlichen Koordination einer effizienten und defossilisierten kommunalen Wärmeversorgung. Dabei werden sowohl gebäudeintegrierte als auch netzbasierte Wärmeversorgungskonzepte sowie der Wärmeschutz in den Gebäuden im gesamten Stadtgebiet betrachtet.

Er gliedert sich grob in die Elemente „Ist-Analyse“, „Entwicklungsszenarien“ und „Anwendung“. Im Rahmen der „Ist-Analyse“ werden die relevanten räumlichen und technischen Daten und Informationen bspw. auf Basis bestehender Pläne strukturiert zusammengefasst. Die Daten beziehen sich sowohl auf eine Bedarfserfassung (Wärmebedarf und Energieinfrastruktur), als auch auf eine Potenzialerfassung (Erneuerbare Energien und Abwärme). Im Element „Entwicklungsszenarien“ werden auf Basis der Ist-Analyse klimafreundliche und zielkompatible Pfade für das gesamte Stadtgebiet aufgezeigt, wie der Wärmebedarf reduziert, lokale Wärmepotenziale und Synergien genutzt und Lock-in-Effekte vermieden werden können. Darauf folgend werden die „Entwicklungsszenarien“ in die formellen Planungsinstrumente (Bauleitplan, Flächennutzungsplan) überführt und somit in der städtebaulichen Planung angewendet. Wärmepläne verfolgen eine langfristige Perspektive, mit einem Zielhorizont 2050 mit Ableitung von Maßnahmen zur kurz-, mittel- und langfristigen Umsetzung.

Der Impuls eines Wärmeplans geht im Rahmen der Energie- bzw. Wärmeplanung von Vertretern der Verwaltung und der Kommunalpolitik aus. Er kann auch Bestandteil eines kommunalen Klimaschutzplans sein bzw. als Maßnahme daraus abgeleitet werden. Erstellt werden Wärmepläne von Fachplanern unter der Mitarbeit von Stadt- bzw. Gemeindewerken und der kommunalen Verwaltung, da bei diesen Akteuren viele der notwendigen Daten und Informationen vorliegen. Im Rahmen der Anwendungsphase bieten Wärmepläne vielfältige Nutzungsmöglichkeiten für verschiedene Akteursgruppen. Die Entwicklungsszenarien des Wärmeplans dienen bspw. als Entscheidungsgrundlage für Entwicklungsauflagen in bestimmten Stadtgebieten. Sie stellen die erforderlichen Informationen und Daten für eine Detailplanung der Wärmeversorgung auf Quartiersebene bereit, auf welcher dann technische Versorgungsvarianten erarbeitet werden können. Sie bieten der Bevölkerung sowie den vor Ort ansässigen relevanten Akteuren einen transparenten Rahmen zur Entwicklung von eigenen Vorhaben und/oder Beteiligungsmöglichkeiten an fremden Vorhaben. Zusätzlich dienen sie als Kommunikationsinstrument, um relevante Akteure für Vorhaben zu gewinnen und/oder um die unterschiedlichen Interessen auszugleichen.

Wärmenetze Transformationsplan(Trafoplan)

Das meist unternehmensinterne Instrument Wärmenetz Transformationsplan, kurz Trafoplan, ist ein wichtiger, aber bislang noch nicht definierter Baustein im Transformationsprozess eines Wärmenetzsystems in einem bestimmten Wärmenetzgebiet. Er stellt Einzelmaßnahmen in ein Gesamtkonzept und gibt somit einen Fahrplan, der sowohl den Einstieg in konkrete erste Maßnahmen als auch eine Zukunftsperspektive gibt. Dadurch werden aktuell anstehende und zukünftig geplante Aus- und Umbaumaßnahmen des Wärmenetzsystems (Erzeugung, Netze, Übergabe) koordiniert und es kann eine systematische Schritt-für-Schritt-Transformation hin zu einer effizienten und defossilisierten Versorgung erfolgen. Wie auch die Wärmepläne verfolgen die hier neu eingeführten Trafopläne eine langfristig Perspektive, ebenfalls mit einem Zielhorizont 2050. Zwischenziele werden im Kontext von Trafoplänen durch kurz-, mittel- und langfristige Umsetzungsmaßnahmen definiert.

Der Impuls zur Erstellung eines Trafoplans geht von den jeweiligen Wärmeversorgungsunternehmen bzw. Stadtwerken und/oder von Vertretern der Verwaltung und Kommunalpolitik aus. Sie werden i.d.R. unternehmensintern, unter Mitarbeit von Fachplanern, erstellt. Zum Einsatz kommen diese in den Versorgungsunternehmen im Rahmen einer langfristigen strategischen Ausrichtung von Investitionen, da die erarbeiteten Entwicklungspfade diesbezüglich einen Fahrplan vorgeben. Ein wichtiger Bestandteil ist ein Förderfahrplan, in welchem alle zu fördernden Maßnahmen gelistet werden. Dieser dient als Grundlage für einen Förderantrag bzw. ist die im Förderprogramm festgelegte Voraussetzung für die Beantragung der systemischen Förderung von Maßnahmenpaketen. Des Weiteren dient die detaillierte Beschreibung der Maßnahmen den involvierten Akteuren in der Umsetzung als Basis zur Detailplanung der Einzelmaßnahmen. Auch kann durch Festlegung von Ausmaß und Beitrag der Einzelmaßnahmen zu gewissen Zeitpunkten ein Monitoring in Hinblick auf das Zielbild und den kontinuierlichen Transformationspfad erfolgen. Zusätzlich kann ein Trafoplan als Kommunikationsinstrument eingesetzt werden, da bereits erzielte bzw. geplante Transformationsschritte in Richtung einer nachhaltigen/klimaneutralen/klimafreundlichen Versorgung zur Kundengewinnung genutzt werden können.

Quartierskonzept (KfW 432)

Das Quartierskonzept (KfW 432) ist Teil des KfW-Programms „Energetische Stadtsanierung“, welches mit dem Programmteil 432 integrierte energetische Quartierskonzepte und Sanierungsmanagements fördert. Die Konzepte werden ggf. im Rahmen der Begleitforschung Energetische Stadtsanierung veröffentlicht. Bei dem Konzept handelt es sich um ein technisches Energieversorgungskonzept (Wärme/Strom/Mobilität), inklusive Maßnahmen zum Wärmeschutz in den Gebäuden und zur Erhaltung der Baukultur. Wichtiger Aspekt ist die lokale Implementierung und somit die Nutzung lokaler Potenziale (Flächen, Erneuerbare Energien, Abwärme) unter Beteiligung der lokalen Akteure (Öffentlichkeit und Unternehmen). Dies ermöglicht die Umsetzung einer lokalen Energiewende. Eine Wertschöpfung findet je nach Ausgestaltung vor Ort statt, schafft Teilhabe und klimafreundliche, aber vor allem auch resilientere Versorgungsstrukturen. Quartierskonzepte werden immer für ein bestimmtes Stadtquartier innerhalb eines abgegrenzten Gebiets erstellt. Das Konzept an sich hat eher eine kurzfristige Perspektive, da es als Basis zur direkten Weiterentwicklung in der Planung und Umsetzung dient. Allerdings besteht innerhalb des Konzepts die Anforderung einer Zielaussage für 2050.

Der Impuls für ein Quartierskonzept kann von lokalen Akteuren ausgehen, die Beantragung der Förderung muss aber durch kommunale Gebietskörperschaften oder deren rechtlich unselbstständige Eigenbetriebe erfolgen. Im Rahmen des KfW-Programms bestehen Quartierskonzepte aus definierten Bestandteilen. Auch hier wird zunächst eine Ausgangsanalyse erstellt, die sich allerdings nur auf das abgegrenzte Gebiet bezieht. Auf Basis der Analyse wird das „Integrierte Energiekonzept“ entwickelt, welches durch Aktionspläne und Handlungskonzepte unter Beteiligung aller betroffenen Akteure einschließlich der Öffentlichkeit (Information, Beratung, Partizipation) ergänzt wird. Neben einer Gesamtenergiebilanz des Quartiers und einer energetischen Zielstellung muss je nach Ausgangssituation auch eine baukulturelle Zielstellung formuliert werden. Eine Analyse der Wirtschaftlichkeit, möglicher Umsetzungshemmnisse sowie Maßnahmen zur Erfolgskontrolle geben wichtige Informationen für die spätere Umsetzung. Um nicht nur die Versorgungsinfrastruktur abzubilden, muss für die im Quartier befindlichen Gebäude auch noch ein Maßnahmenkatalog zur energetischen Sanierung erstellt werden. In Bezug auf den Verwendungszweck sind Quartierskonzepte primär eine technische und wirtschaftliche Grundlage für die darauffolgende Umsetzungsplanung und die damit verbundenen Betreiber- und Beteiligungsmodelle. Zusätzlich können sie als Kommunikationsinstrument zur Aktivierung von Akteuren zur Konzeptbeteiligung dienen. Gleichzeitig sind sie aber auch ein Instrument für die Kommune, die kommunalen Klimaschutzziele im Quartier, also konkret vor Ort anzuwenden und umzusetzen.

3.3.2 Konsequenzen fürdas Förderprogramm in Bezug auf die Trafopläne

Wie in Abbildung 3-3 dargestellt, lassen sich die Elemente der verschiedenen Instrumente in drei Gruppen einteilen. Alle Instrumente weisen Elemente einer Ist-Analyse auf. Auch haben alle Instrumente Elemente, die Entwicklungspfade beschrieben und daraus Maßnahmen bzw. im Falle des Quartierskonzepts eine konkrete Planung ableiten. Letztlich weisen auch alle drei partizipative Elemente auf bzw. Analysen die sich mit dem Kontext, d. h. Einbeziehung von Akteuren, beschäftigen.

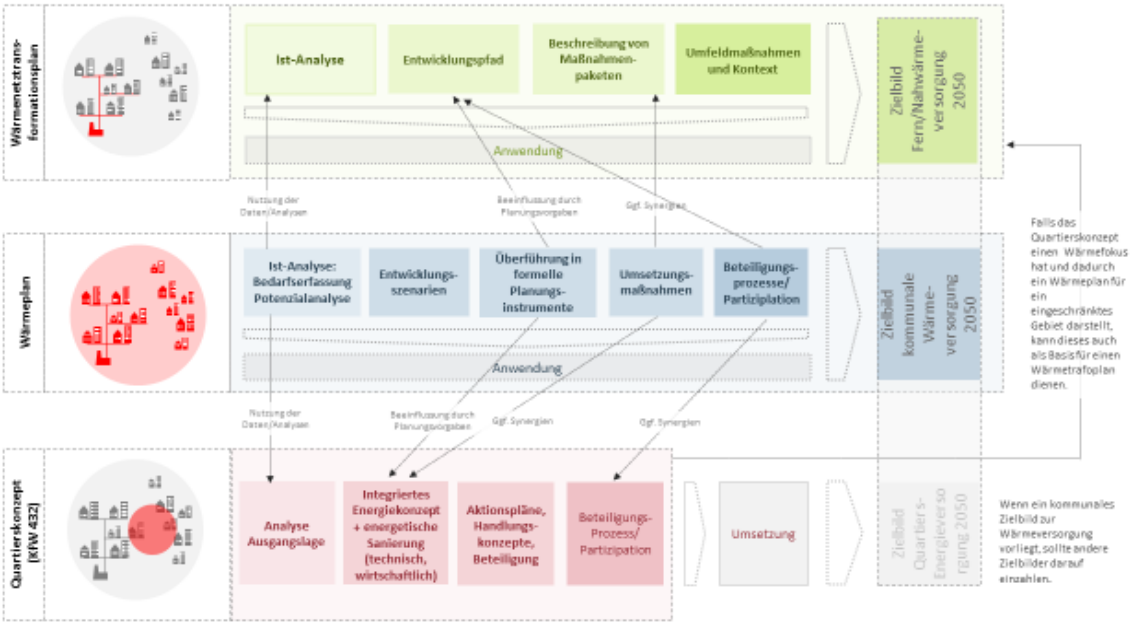

Abbildung 3-3: Synergien der Instrumente und Prozesses Wärmeplanung, Wärmeplan, Transformationsplan Wärmenetze und Quartierskonzepte (KfW 432) – eigene Darstellung

Als Konsequenz für die Erstellung eines Trafoplans zeigt sich, dass es für die Erstellung der einzelnen Elemente einen Unterschied macht, welche Instrumente bereits im Netzgebiet vorliegen. So kann der Aufwand bspw. minimiert werden, wenn bereits Daten in Ist-Analysen in Form eines Wärmeplans, aber auch durch Quartierskonzepte, aufbereitet und zugänglich sind. Wenn ein Wärmeplan vorliegt, muss das Transformationskonzept bzgl. „Gesamtzielbild für die Kommune“ darauf zurückgreifen, kompatibel damit sein – oder darf wenn, dann nur begründet und in Rücksprache mit der Kommune davon abweichen. Vorliegende Daten und Informationen sollten verwandt werden, wobei dieser Aufwand dann nicht förderfähig ist. Wenn kein Wärmeplan vorliegt, muss das Transformationskonzept auch einen Blick auf die Gesamtkommune werfen (wegen möglicher Nachverdichtung, Gasnetzrückbau, Netzerweiterung etc.). In dem Fall ist auch eine Abstimmung mit Stakeholdern/Partizipation erforderlich.

Diese Anforderungen werden in Kapitel 4 präzisiert.

3.4 Flankierende Elemente

Die in der Ausschreibung genannten flankierenden Elemente werden zum Großteil bereits durch unterschiedlichste Bundesprogramme abgedeckt, die in Tabelle 3-2 aufgezeigt werden. Ausgehend von der kommunalen Wärmeplanung (Förderung durch das BMU im Rahmen der NKI, Betrachtungsgebiet gesamte Kommune) über spezifischere konzeptionelle Studien (Quartierskonzepte KfW 432 und Potenzialstudie Abwärme) bis hin zur Förderung konkreter Planungsleistungen für neue Wärmenetzsysteme 4.0 (HOAI-Phase 1 bis 4 im Modul 1 und Phase 5 bis 8 in Modul 2) werden alle Stufen der konzeptionellen/planenden Bearbeitung gefördert.

Bislang noch nicht gefördert wird ein Transformationsplan für Bestandsnetze, wie er in Kapitel 5 beschrieben wird.

Zu den vorhandenen Förderprogrammen gibt es einige Aspekte, die optimiert werden könnten oder die es zu beachten gibt:

- **Kommunale Wärmeplanung:** In der Kommunalrichtlinie der vom BMU/PTJ administrierten Nationalen Klimaschutzinitiative NKI wird die kommunale Wärmeplanung gefördert, seit 2019 inkl. der Einstellung eines Klimaschutzmanagements, welches für die Entwicklung des Wärmeplans wie auch für die Umsetzung zuständig ist. Im Rahmen dieses Förderprogramms wird somit auch dem verwaltungsinternen Personalbedarf, der für die kontinuierliche Begleitung und Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung notwendig ist, Rechnung getragen. Hier ist insbesondere darauf zu achten, dass die **Anschlussfähigkeit zwischen Wärmeplanung und dem Bundesförderprogramm effiziente Wärmenetze** besteht. In manchen Bundesländern wurde die Förderung der Kommunalrichtlinie aufgestockt durch die Möglichkeit der Kumulierung (z. B. Baden-Württemberg, Thüringen).
- **Potenzialstudie Abwärme:** Ebenfalls ein Förderbereich in der Kommunalrichtlinie der NKI; Hier kann quasi auf Niveau einer Machbarkeitsstudie analysiert werden, ob Abwärme in Industrieunternehmen für die kommunale Wärmeversorgung genutzt werden kann. Dieses Förderangebot besteht erst seit Anfang 2019, Erfahrungen liegen daher noch nicht vor. Es muss jedoch davon ausgegangen werden, dass das Angebot nicht im vollen Maße in Anspruch genommen wird, da auch hier im Wesentlichen **Kommunen und kommunale Unternehmen antragsberechtigt** sind, nicht jedoch die Industrieunternehmen. Auch hier müssten Nachbesserungen erfolgen.

In Tabelle 3-1 sind auch weitere bestehende Förderinstrumente beschrieben, die die Defossilisierung der Wärmeversorgung indirekt unterstützten, indem sie die Hemmnisse Know-how- oder Motivationsdefizit z. B. durch fehlende Best-Practices, adressieren.

Tabelle 3-9: Förderung von flankierenden Elementen der Wärmeplanung

Konzeptförderungen	Förderinhalt (kurz)	Förderquoten und Förderhöhe	Zuwendungsempfänger	Bemerkungen
Wärmeplanung NKI-Kommunalrichtlinie	Quellen-, Senkenanalyse Gesamtstadt, Wärmeatlas, Potenzialanalysen: Ausbau EE, Abwärmequellen, Wärme und Kälte, Entwicklungsszenarien; Festlegung von mittelfristigen THG-Minderungszielen (15 Jahre und 2050) Festlegung von zielkonformen Handlungsstrategien und Maßnahmen, die durch das KSM umgesetzt werden können	bis zu 65% (90% bei finanzschwache	Kommunen, kommunale Unternehmen mit mind. 25% kommunaler Beteiligung	Gefördert wird die Konzeptentwicklung inkl. der Neu-Einstellung eines für die Konzepterstellung und anschließende Umsetzung zuständige Klimaschutzmanagements
Quartierskonzepte KfW 432 (Energetische Stadtsanierung)	Bestandsanalyse (Gesamtenergiebilanz), Potenzialanalyse, Zieldefinition für energetische Stadtsanierung, Hemmnisanalyse, Maßnahmenentwicklung, Quartiersmanagement für die Dauer von 3-5 Jahren	65% der förderfähigen Kosten	Kommunen und kommunale Unternehmen (rechtlich unselbständige Eigentbetriebe)	Förderung der Konzepterstellung sowie der Umsetzung durch ein Quartiersmanagement (max. 150.000 € pro Quartier, bei Laufzeitverlängerung max. 250.000 €)
Potenzialstudie Abwärme (NKI-Kommunalrichtlinie)	Bestandsanalyse, Potenzialanalyse, Ableitung von Klimaschutzzielen, Entwicklung von kurz-, mittel- und langfristigen Umsetzungsstrategien, Optimierungsmaßnahmen (Grobplanung) und Fahrplan für Umsetzung, Feinplanung für kurzfristig umsetzbare Maßnahmen inkl. technischer Planung und wirtschaftlicher Bewertung	50% der förderfähigen Kosten (70% bei finanzschwachen Kommunen)	Kommunen, kommunale Unternehmen mit mind. 25% kommunaler Beteiligung Bewilligungszeitraum: 12 Monate	Industriebetriebe sind hier nicht antragsberechtigt!
Wärmenetze 4.0 Machbarkeitsstudien (Modul I)	Anfertigung einer Machbarkeitsstudie, welche die Realisierbarkeit eines Wärmenetzsystems 4.0 untersucht (Schritt 1: Variantenuntersuchung, Potenzialabschätzung, Vordimentsionierung, Kostenabschätzung --> ggf. Abbruch / Schritt 2: für das umzusetzende Konzept Detaillierung und Ausgestaltung / Dimensionierung der jeweiligen Komponenten und Betrachtung der Genehmigungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit. Schritt 2 endet mit einer Kostenberechnung und Zusammenstellen der Unterlagen zur Einholung notwendiger Genehmigungen)	bis zu 60% der förderfähigen Kosten, max. 600.000 € (nicht KMU: 50%)	Unternehmen, Kommunen (soweit wirtschaftlich tätig), kommunale Betriebe, kommunale Zweckverbände, eingetragene Vereine und eingetragene Genossenschaften	Förderfähig sind alle Ausgaben, die notwendig sind, um die Machbarkeit des Wärmenetzsystems zu überprüfen. Hierbei sind neben der eigentlichen Machbarkeitsstudie auch Planungsleistungen nach HOAI der Leistungsphasen eins (LPH1) bis vier (LPH4) förderfähig.
Planungsförderung	**Förderinhalt (kurz)**	**Förderquoten und Förderhöhe**	**Zuwendungsempfänger**	**Bemerkungen**
Weiterführende Planungsleistungen im Programm Wärmenetze 4.0 (Modul II)	Hier sind alle Leistungsphasen nach HOAI von LPH5 „Ausführungsplanung“ bis LPH8 „Bauüberwachung und Dokumentation“ zuwendungsfähig. Es sind nur solche Planungsleistungen förderfähig, die sich auf Gewerke beziehen, die unmittelbar relevant für die Wärmeerzeugung und -verteilung im Wärmenetz sind.	30% bei nicht KMU, 40% bei KMU	Unternehmen, Kommunen (soweit wirtschaftlich tätig), kommunale Betriebe, kommunale Zweckverbände, eingetragene Vereine und	
Vernetzung und Know-How-Aufbau	**Förderinhalt (kurz)**	**Förderquoten und Förderhöhe**	**Zuwendungsempfänger**	**Bemerkungen**
Kommunale Netzwerke (BMU)	Initiierung, Unterstützung und Moderation eines dauerhaften Erfahrungsaustauschs zu Energieeffizienz-, Klimaschutz und Ressourceneffizienz-Themen, In-Anspruchnahme von Beratungsleistungen zu konkreten Fragestellungen	60% der zuwendungsfähigen Ausgaben, max. 20.000 € je Netzwerkteilnehmer (10.000 € ab dem 2. Jahr)	juristische Personen, Netzwerkmanager*innen	Themenoffen, ein Energieeffizienznetzwerk zum Thema Fernwärme-Transformation könnte etabliert werden.
Regionale Wärmenetz-Kompetenzzentren (Land Ba-Wü)	Zur Beförderung des Ausbaus energieeffizienter Wärmenetze wurde im Juli 2015 ein landesweites Kompetenzzentrum Wärmenetze bei der Klima- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) eingerichtet. Als weitere regionale und lokale Unterstützungsmaßnahme wird mit dieser Verwaltungsvorschrift zusätzlich jeweils eine Beratungs- und Netzwerkinitiative in den zwölf Regionen in Baden-Württemberg gefördert, die das Thema Wärmenetze in der Region proaktiv aufgreift, Kommunen und die Öffentlichkeit über das Thema informiert und konkrete fachlich-konzeptionelle Vorschläge zur Umsetzung von Wärmenetzen in Kommunen macht. Dazu kann auch gehören, konkrete Projekte proaktiv zu begleiten und voranzutreiben, um Akzeptanz in der Bevölkerung zu	Die Höhe der Zuwendung beträgt maximal bis zu 90 Prozent der förderfähigen Kosten und maximal bis zu 90.000 EUR und wird für eine Projektlaufzeit von drei Jahren bewilligt.	Kommunen (Städte, Gemeinden und Landkreise) und kommunale Zusammenschlüsse, Betriebe, Unternehmen und sonstige Einrichtungen, die vollständig in kommunaler Trägerschaft stehen.	Förderung ist ausgelaufen, Förderzeitraum lief Ende 2019 aus

Im Rahmen der Förderung von **Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerken** könnte eine gezielte Vernetzung zu Wärmenetztransformationen gefördert werden. Ob es bereits Netzwerke mit diesem Fokusthema gibt, ist derzeit nicht bekannt. Klassische Netzwerkthemen sind das kommunale Energiemanagement aber auch Themen wie Klärschlammverwertung im Verbund. Jedoch handelt es sich bei den in diesem Rahmen geförderten Netzwerken um selbstbestimmte Netzwerke mit selber definierten Zielen und Aktivitäten. Die Übertragung von Aufgaben, die sich an den oben genannten Zielen orientieren, erscheint im Rahmen dieses Programms nicht praktikabel.

In Baden-Württemberg wurden auf Basis einer Verwaltungsvereinbarung aus dem Jahr 2016 sog. **regionale Kompetenzzentren Wärmenetze** für einen Zeitraum von 3 Jahren gefördert. In allen 12 Regionen wurde ein regionales Kompetenzzentrum aufgebaut, welches beratend und informierend für Städte und Gemeinden aktiv war und zum Thema inhaltliche und konkrete fachlich-konzeptionelle Vorschläge zur Umsetzung von Wärmenetzen in Gemeinden gemacht hat. Dazu gehörte auch, konkrete Projekte proaktiv zu begleiten, Ausschreibungen zu unterstützen und voranzutreiben, um Akzeptanz in der Bevölkerung zu schaffen. Alle zwölf Zentren wurden vom landesweiten Kompetenzzentrum Wärmenetze bei der Klima- und Energieagentur Baden-Württemberg KEA koordiniert und begleitet.

In Baden-Württemberg ist derzeit noch nicht öffentlich, wie diese regionalen Kompetenzzentren weiter betrieben werden. Die regionale Verankerung erscheint insbesondere mit dem Ziel, Akzeptanz in der Bevölkerung zu erreichen, sinnvoll. Regionale oder landesweite Kompetenzzentren könnten in der Fördermittelbeantragung und -administration, in der Vernetzung und in der formellen und rechtlichen Beratung unterstützen. Eine bundesweite finanzielle Unterstützung hierfür erscheint sinnvoll.

Neben den genannten Förderprogrammen sind aus der Sicht der Praxis flankierende Maßnahmen sinnvoll, die insbesondere folgende Ziele verfolgen:

- **Qualitätssicherung**, insbesondere bei der Entwicklung der Transformationspläne, die als Grundlage für die Beantragung von investiven Förderungen dienen.
- Vernetzung zur **Übertragung von Best-Practice-Beispielen** und zum **Erfahrungsaustausch** zu rechtlichen Rahmenbedingungen, Vertragskonstruktionen, Contracting-Erfahrungen, Fördermitteladministration etc.
- Sensibilisierung und Beratung, um **Akzeptanz in der Bevölkerung** für die Fernwärme (mit dem Ziel der Verdichtung und des Ausbaus) zu steigern. Von entscheidender Relevanz wäre hier eine Beratung der Endkunden bzgl. eines Anschlusses an die Fernwärme und bzgl. möglicher Maßnahmen zur Absenkung des Temperaturniveaus. Eine solche Beratungsleistung könnte theoretisch auch von Energieberatern im Rahmen einer (geförderten) Energieberatung erfolgen. Es wäre aber auch denkbar und sinnvoll, eine losgelöste Fernwärme-Anschlussberatung zu konzipieren.
- Weiterbildung von Energieberatern zu Fragen der Wärmenetze. Energieberater, beispielsweise im Rahmen der BAFA-geförderten Vor-Ort-Beratung, sind oft auf dezentrale Versorgungslösungen fokussiert. Gezielte Weiterbildung und die Prüfpflicht, Wärmenetz-Lösungen im Rahmen der Energieberatung in Betracht zu ziehen, könnten hier weiterführen.

Die aus dieser Analyse abgeleiteten Vorschläge finden sich in Kapitel 4.9.

3.5 Juristische Vorprüfungen

Bei der Entwicklung eines Förderprogramms sind insbesondere die Rahmenbedingungen des Beihilferechts und des Haushaltsrechts zu berücksichtigen.

3.5.1 Beihilferecht

Aus beihilferechtlicher Sicht richten sich die grundlegenden Eckpunkte für die Ausgestaltung der Fördertatbestände auf die Höhe der angedachten Förderung, den Gegenstand der Förderung sowie die Art der Auszahlung der Förderung als Investitions- oder Betriebsbeihilfe. Je nachdem gelten im Rahmen der allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) oder der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) unterschiedliche Anforderungen an die Ausgestaltung der Förderung. Der Aufbau der Prüfung und die wesentlichen Prüfungspunkte richten sich jedoch nach ähnlichen Kriterien. Zweck beider Regelungen sowie der Beihilfenkontrolle insgesamt ist es, die gewährte Förderung auf ein angemessenes, d. h. notwendiges, Maß zu beschränken. Die Voraussetzungen und die Kumulierbarkeit der bestehenden Förderprogramme richtet sich im Regelfall nach den Vorgaben der AGVO und UEBLL.

Der wesentliche Vorteil der AGVO besteht darin, dass keine vorherige Notifizierung des Förderprogramms bei der EU-Kommission notwendig ist. Dafür besteht bei der inhaltlichen Ausgestaltung aber weniger Spielraum. Es sind nur solche Beihilfen von der Notifizierungspflicht nach Art. 108 AEUV ausgenommen, die eine bestimmte Höhe nicht überschreiten und exakt anhand der inhaltlichen Vorgaben der AGVO ausgestaltet sind. Die UEBLL bieten demgegenüber mehr Spielraum bei der inhaltlichen Ausgestaltung. Allerdings ist eine Notifizierung bei der EU-Kommission mit dem dazugehörigen Begründungsaufwand erforderlich. Die UEBLL konkretisieren dabei das Ermessen der EU-Kommission im Beihilfeverfahren. Werden die dort niedergelegten Vorgaben eingehalten, ist eine Genehmigung wahrscheinlich. Die Ausgestaltung einer Förderung außerhalb der dort niedergelegten Vorgaben ist nicht ausgeschlossen, erhöht aber den Begründungsaufwand und damit wahrscheinlich auch die Genehmigungsdauer.

Als Art der Förderung kommen Investitions- und Betriebsbeihilfen in Frage. Sowohl die AGVO als auch die UEBLL enthalten Möglichkeiten und Vorgaben zur Förderung der Transformation von Wärmenetzen in Form von Investitions- oder Betriebsbeihilfen.

Ohne Notifizierung, d.h. im Rahmen der AGVO, können Betriebsbeihilfen nur zur Förderung von kleinen EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung (< 500 kW) gewährt werden (Art. 43 AGVO). Darüber hinaus sind im Wärmebereich im Rahmen der AGVO Beihilfen für energieeffiziente Fernwärme nur in Form von Investitionsbeihilfen möglich (Art. 46 AGVO). Die Grenze, für die eine Investitionsbeihilfe ohne vorherige Notifizierung höchstens vergeben werden darf, liegt für das Fernwärme-Verteilnetz bei 20 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben (Art. 4 Abs. 1 lit. w) AGVO). Unklar ist, ob diese Anmeldeschwelle auch für weitere Investitionsmaßnahmen am Fernwärmesystem gilt.

Mit vorheriger Notifizierung sind im Rahmen der UEBLL unter bestimmten Voraussetzungen sowohl Investitions- als auch Betriebsbeihilfen möglich (Rn. 145 UEBLL).

Die Voraussetzungen für die Gewährung von Investitions- oder Betriebsbeihilfen im Rahmen der AGVO und der UEBLL sowie zur Kumulierung von Beihilfen werden im Folgenden näher dargestellt.

3.5.1.1 Investitionsbeihilfen

Investitionsbeihilfen knüpfen an Investitionskosten an. Für die Förderung müssen in einem ersten Schritt die **beihilfefähigen Kosten** ermittelt werden. In einem zweiten Schritt ist zu klären, welcher

Anteil dieser beihilfefähigen Kosten gefördert wird, also wie hoch die sogenannte **Beihilfeintensität** ist.

Die **beihilfefähigen Kosten** können sich ergeben aus

- den Investitionsmehrkosten oder
- der Finanzierungslücke.

Die Investitionsmehrkosten werden durch einen Vergleich der geförderten Investition mit der kontrafaktischen Fallkonstellation ohne Beihilfe ermittelt. Für die kontrafaktische Fallkonstellation, auch Referenzinvestition genannt, kann auf die Kosten einer technisch vergleichbaren Investition Bezug genommen werden, die ohne Beihilfe durchgeführt werden könnte, aber das Ziel der Förderung nicht in gleichem Maße erfüllt. Eine Investition ist technisch vergleichbar, wenn sie dieselbe Produktionskapazität und dieselben technischen Merkmale aufweist.

Wenn die Mehrkosten, die zur Verwirklichung des mit der Förderung verfolgten Ziels entstehen, getrennt ausgewiesen werden können, sind die Gesamtinvestitionskosten dieser getrennten Investition als Investitionsmehrkosten und somit als beihilfefähige Kosten anzusehen. Das ist etwa der Fall, wenn einer bereits existierenden Anlage ein “grünes” Element hinzugefügt wird.

Die Finanzierungslücke bei Fernwärmenetzen wird ermittelt, indem zunächst die Gesamtinvestitionskosten (abgezinster Wert) des Vorhabens festgestellt werden. Davon werden die Kosten abgezogen, die nicht beihilfefähig sind, beispielsweise Gebühren, Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten. Die Gesamtinvestitionskosten abzüglich der nicht beihilfefähigen Kosten werden nachstehend als Gesamtinvestitionskosten bzw. Investitionskosten bezeichnet. Als nächstes muss die Differenz zwischen der während der Lebensdauer der Investition anfallenden positiven und negativen Zahlungsströme, die auf ihren Barwert abgezinst werden, ermittelt werden. Daraus ergeben sich die folgenden Schritte:

- Einnahmen + Restwert - Betriebskosten = Nettoeinnahmen
- Investitionskosten – Nettoeinnahmen = Beihilfefähige Kosten

Die Kommission hat die Einnahmen in vergangenen Entscheidungen auf der Grundlage bestehender Wärmebezugsverträge ermittelt. Dem werden die Ausgaben für den Wärmebezug, eigene Betriebskosten und eine Eigenkapitalrendite nach Steuern entgegengestellt.

Falls die Finanzierungslücke bei integrierten Vorhaben nicht ermittelt werden kann, besteht auch die Möglichkeit, an die Gesamtkosten des Vorhabens anzuknüpfen. Das bedeutet aber auch eine geringere Beihilfeintensität (Rn. 75 UEBLL). Anhang 2 der UEBLL enthält eine Liste von kontrafaktischen Fallkonstellationen und Erläuterungen zur Berechnung der beihilfefähigen Kosten, die auf ähnliche Fälle übertragbar sind.

In welcher Höhe die beihilfefähigen Kosten in Form von Investitionsbeihilfen gefördert werden können, wird durch die zulässigen **Beihilfeintensitäten** bestimmt. Diese können je nach Gegenstand und Art der Förderung im Rahmen der AGVO und der UEBLL unterschiedlich ausfallen. Nachstehend wird dargestellt, wie sich die beihilfefähigen Kosten und die Beihilfeintensität anhand verschiedener Regelungen der AGVO und UEBLL bestimmen lassen.

- Investitionsbeihilfen für energieeffiziente Fernwärme und Fernkälte (Art. 46 AGVO)

Art. 46 AGVO ermöglicht unter bestimmten Voraussetzungen Investitionsbeihilfen für energieeffiziente Fernwärme ohne vorherige Notifizierung. Darunter wird ein Fernwärmesystem verstanden, dass mindestens 50 % EE, 50 % Abwärme, 75 % KWK-Wärme oder 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt. Der Begriff bezieht sich sowohl auf Erzeugungsanlagen als auch auf das Netz, einschließlich der zugehörigen Einrichtungen, das für die Verteilung der Wärme von den Anlagen an die Kunden benötigt wird.

Die AGVO unterscheidet bei der Bestimmung der zulässigen Höhe der Investitionsbeihilfe zwischen Erzeugungsanlagen und dem Netz. Bei Erzeugungsanlagen können bis 45 % der beihilfefähigen Kosten gefördert werden (Art. 46 Abs. 3). Die beihilfefähigen Kosten für die Erzeugungsanlage sind die Kosten, die im Vergleich zu einer konventionellen Erzeugungsanlage zusätzlich erforderlich sind für den Bau, die Erweiterung und die Modernisierung von einer oder mehreren Erzeugungseinheiten (Art. 46 Abs. 2) (Investitionsmehrkosten). Die beihilfefähigen Kosten für das Verteilnetz sind die Investitionskosten. Der Beihilfebetrag für das Netz darf nicht höher sein als die Differenz zwischen Investitionskosten und Betriebsgewinn (Art. 46 Abs. 5, 6 AGVO) (Finanzierungslücke). Fördermöglichkeiten für weitere Komponenten für energieeffiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme wie Speicher, Übergabestationen oder Maßnahmen zur Temperaturabsenkung sind nicht klar nach Art. 46 AGVO einzuordnen.

- Investitionsbeihilfen für energieeffiziente Fernwärmesysteme (Abschnitt. 3.4, Rn. 138 ff. UEBLL)

Im Rahmen der UEBLL fallen Beihilfen für energieeffiziente Fernwärmesysteme unter den Abschnitt für Beihilfen für Energieeffizienzmaßnahmen (Abschnitt 3.4. UEBLL, Rn. 138 ff.). Der Begriff des Fernwärmesystems wird ebenso definiert, wie im Rahmen der AGVO (s. o.). Hier besteht keine Einschränkung auf Investitionsbeihilfen. Vielmehr können Beihilfen, anders als in der AGVO, unabhängig von ihrer konkreten Form gewährt werden (Rn. 145). Daneben gibt es den Begriff der Fernwärmeinfrastruktur (vgl. Anhang I UEBLL), dieser ist allerdings nicht definiert.

Im Fall von Investitionsbeihilfen für energieeffiziente Fernwärmesysteme muss auch hier zur Ermittlung der beihilfefähigen Kosten zwischen Beihilfen für den Bau der Erzeugungsanlagen, Beihilfen für den Bau des Netzes und integrierten Vorhaben unterschieden werden (Rn. 148 i.V.m. Rn. 73 bis 76 UEBLL).

Im Fall des Netzes muss zur Ermittlung der beihilfefähigen Kosten die Finanzierungslücke zugrunde gelegt werden (Rn. 76 UEBLL). Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen den während der Lebensdauer der Investition anfallenden positiven und negativen Zahlungsströmen, die auf ihren Barwert abgezinst werden (in der Regel auf der Grundlage der Kapitalkosten), Rn.19 Nr. 32 UEBLL (vgl. hierzu obige Ausführungen zur Berechnung der Finanzierungslücke).

Für Erzeugungsanlagen müssen die beihilfefähigen Kosten grundsätzlich anhand der kontrafaktischen Fallkonstellation ermittelt werden (Rn. 73 UEBLL). Die UEBLL verweisen in Rn. 74 auf Anhang 2, der eine Liste von kontrafaktischen Fallkonstellationen beziehungsweise Erläuterungen zur Berechnung der beihilfefähigen Kosten enthält. Daraus geht hervor, dass die beihilfefähigen Kosten für Fernwärme- und Fernkälteanlagen die Investitionskosten für den Bau, die Erweiterung oder die Modernisierung einer oder mehrerer Erzeugungseinheiten sind, die Bestandteil des effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems sind.

Für sonstige Investitionsmaßnahmen sind die beihilfefähigen Investitionskosten ebenfalls anhand der kontrafaktischen Fallkonstellation zu ermitteln (Rn. 51 UEBLL). Dabei sind die Gesamtinvestitionskosten als beihilfefähige Investitionskosten zu sehen, wenn diese als getrennte Investition ausgewiesen werden können, etwa weil es sich als ein “grünes” Element oder “zusätzliche Komponenten” identifizieren lässt. Sonst ist ein Vergleich zur Referenzinvestition anzustellen, die ohne Beihilfe tatsächlich durchgeführt werden könnte (Rn. 73 lit. b) UEBLL).

Für integrierte Vorhaben kann sich die Ermittlung der kontrafaktischen Fallkonstellation als schwierig erweisen. Wenn keine überzeugende kontrafaktische Fallkonstellation ermittelt werden kann, ist die Kommission bereit, alternativ die Gesamtkosten des Vorhabens heranzuziehen. Das kann jedoch geringere Beihilfeintensitäten bedeuten, da der unterschiedlichen Berechnung der beihilfefähigen Kosten Rechnung getragen werden muss (Rn. 75).

Die jeweils zulässigen Förderquoten der beihilfefähigen Kosten bei Investitionsbeihilfen (Beihilfeintensitäten) werden in Anhang 1 der UEBLL aufgelistet:

- Förderung von erneuerbaren Energien: 65 % (kleine Unternehmen), 55 % (mittlere Unternehmen), 45 % (große Unternehmen), 100 % bei Ausschreibung,
- Fernwärme/Fernkältesysteme: 65 % (kleine Unternehmen), 55 % (mittlere Unternehmen), 45 % (große Unternehmen), 100 % bei Ausschreibung,
- Fernwärmeinfrastrukturen: 100 %.

3.5.1.2 Betriebsbeihilfen

Betriebsbeihilfen für die Erzeugung von EE-Fernwärme können unter den Voraussetzungen des Abschnitts 3.3.2.2. UEBLL gewährt werden (Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien, ausgenommen Strom aus erneuerbaren Energiequellen, Rn. 131 UEBLL). Die Voraussetzungen hierfür sind:

- die Beihilfe wird pro Energieeinheit gewährt, also etwa pro kWh;
- die Beihilfe liegt nicht über der Differenz zwischen den Gesamtgestehungskosten der jeweiligen Technologie (LCOE) und dem Marktpreis der jeweiligen Energieform. Die LCOE können eine normale Kapitalrendite umfassen. Die Bestimmung der richtigen Förderhöhe pro Erzeugungstechnologie könnte sich als komplex erweisen;
- die Erzeugungskosten werden regelmäßig, mindestens jährlich, aktualisiert;
- die Höhe der Betriebsbeihilfen können auch in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt werden. Die Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns, dass den beihilferechtlichen Vorgaben gerecht wird, ist komplex. Dafür wird der aus der Ausschreibung entstehende Betrag als angemessen erachtet;
- eine Betriebsbeihilfe darf (maximal) bis zur vollständigen Abschreibung der Anlage nach den üblichen Rechnungslegungsstandards gewährt werden;
- die Betriebsbeihilfe darf nicht höher sein als die Abschreibung der Investition.

Da die AGVO nur Betriebsbeihilfen für kleinere Anlagen vorsieht, wäre eine Betriebsbeihilfe jedenfalls an den Vorgaben der UEBLL auszurichten und der EU-Kommission zur Genehmigung vorzulegen.

3.5.1.3 Kumulierung

Beihilfen für dasselbe förderfähige Vorhaben müssen zusammen berücksichtigt werden. Eine Kumulierung verschiedener Beihilfen ist nur zulässig bis zur beihilferechtlich zulässigen Höchstgrenze für dieses Vorhaben (maximale Beihilfeintensität). Im Falle einer Kumulierung mehrerer Förderungen, müssen also die beihilfefähigen Kosten für das gesamte Vorhaben ermittelt und die zulässige Beihilfeintensität bestimmt werden, um festzustellen, ob die kumulierte Förderung diese Grenzen überschreitet oder nicht.

Neben der Beihilfeintensität sind auch Anmeldeschwellen für Einzelbeihilfen zu berücksichtigen, die sowohl in der AGVO als auch in den UEBLL enthalten sind. Die Schwellen sind unterschiedlich ausgedrückt, etwa in einem Beihilfebetrag (z. B. 15 Mio. € nach Rn. 20 lit. a UEBLL, 20 Mio. € für Fernwärmenetze nach Art. 4 Nr. 1 lit. w AGVO oder 50 Mio. € für Energieinfrastrukturen nach Rn. 20 lit. e UEBLL bzw. Art. 4 Nr. 1 lit. x AGVO) oder einer Anlagengröße (z. B. 300 MW für Betriebsbeihilfen für KWK-Anlagen, Rn. 20 lit. d UEBLL). Sie betreffen Vorhaben, die aufgrund ihrer Größe oder des Beihilfebetrags im Einzelfall bei der Kommission notifiziert werden müssen, obwohl die Förderung sich an die Vorgaben der AGVO hält oder auf der Grundlage einer genehmigten Beihilferegelung gewährt wird und daher grundsätzlich von der Notifizierung befreit wären. Im Falle der Kumulierung mehrerer Förderungen könnte eine Überschreitung der Schwellen eine Notifizierung erforderlich machen, auch wenn die Förderung im Rahmen der zulässigen Beihilfeintensität gewährt wird.

Verschiedene Förderungen können kombiniert werden, wenn es sich um unterschiedliche förderfähige Vorhaben handelt, beziehungsweise unterschiedliche beihilfefähige Kosten gefördert werden. Je nach Gestaltung der Förderregelung wäre es etwa möglich, die beihilfefähigen Kosten für die Wärmenetzinfrastruktur von den beihilfefähigen Kosten zur Förderung der Erzeugungsanlage zu trennen. Hierfür könnte sprechen, dass die UEBLL die beihilfefähigen Kosten solcher Vorhaben unterschiedlich bestimmt (Finanzierungslücke vs. Investitionsmehrkosten) und unterschiedliche Beihilfeintensitäten vorsieht. Auch die Förderung des Netzes über Investitionsbeihilfen und der Erzeugungsanlage (ausschließlich) über Betriebsbeihilfen deutet auf eine Trennbarkeit der beihilfefähigen Kosten. Eine Trennung hätte den Nachteil, dass man verschiedene Fördertatbestände entwickeln muss. Dafür wäre eine Kombinierung der Förderung möglich ohne ein erhebliches Risiko der Überschreitung der zulässigen Beihilfeintensitäten.

Wenn Investitionsbeihilfen für eine Erzeugungsanlage und Betriebsbeihilfen für ein Vorhaben kombiniert werden, müssen die Investitionsbeihilfen bei der Berechnung des Fördersatzes der Betriebsbeihilfen berücksichtigt werden. Dies kann in der Berechnung eine Herausforderung darstellen. Eine vorhabenscharfe Trennung der Betriebs- und Investitionsbeihilfen könnte die Abwicklung der Fördertatbestände erleichtern.

3.5.2 Haushaltsrecht

Die Fördermittel für das Programm können grundsätzlich über ein Sondervermögen verwaltet werden. Wenn Betriebsbeihilfen entwickelt werden, muss eine Mittelbindung gewährleistet sein über den Zeitraum, in dem die Förderung ausbezahlt werden soll. Dies könnte über Verpflichtungsermächtigungen umgesetzt werden. Die Förderung kann entweder über eine Förderrichtlinie oder ein Fördergesetz mit

genau definiertem Anspruch geregelt werden. Letzteres bietet eine höhere Rechtssicherheit für die Förderempfänger.

4 Vorschlag für das Grundkonzept im Überblick

4.1 Übersicht

Unser Vorschlag für das Bundesprogramm effiziente Wärmenetze basiert auf insgesamt vier Säulen: Der Förderung vorbereitender Konzeptarbeiten (1. Machbarkeitsstudien und Transformationspläne), 2. der Förderung von Einzelmaßnahmen zur Defossilisierung der Netze, 3. einer systemischen Förderung und 4. einer erfolgsabhängigen Betriebsprämie (Abbildung 4-1). Die Säulen werden unterstützt durch weitere flankierende Förderelemente.

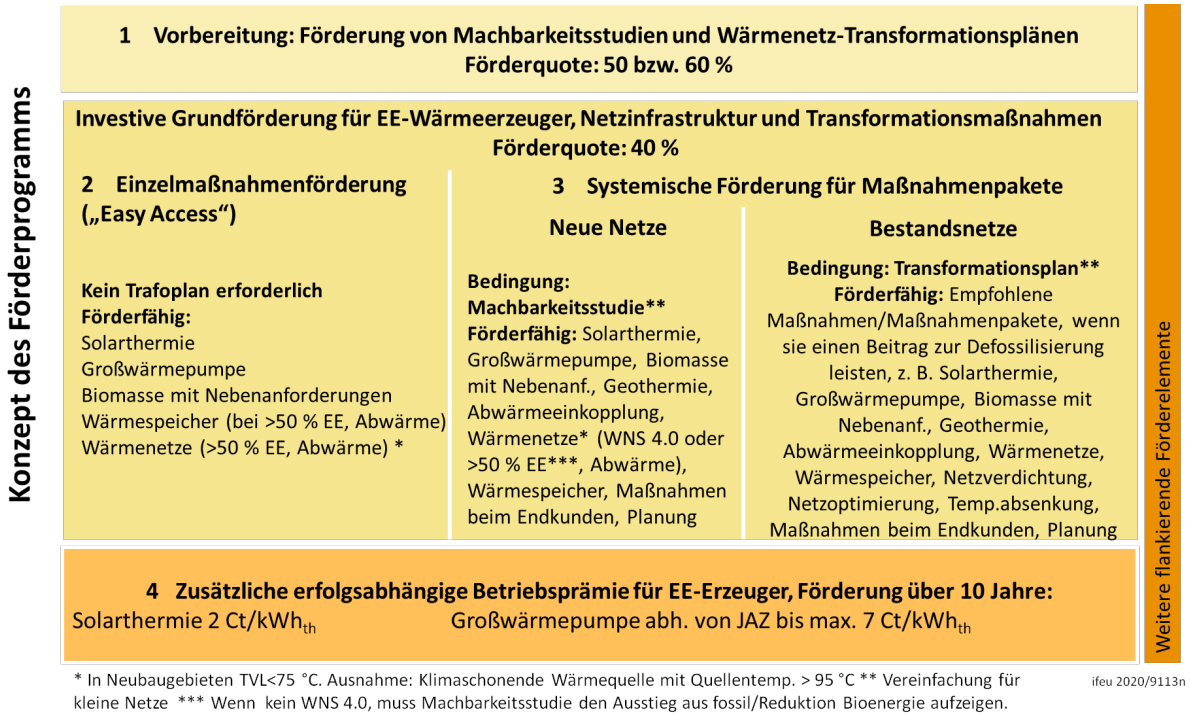

Abbildung 4-1: Grundkonzept des Bundesprogramms effiziente Wärmenetze

Tabelle 4-1: Förderansatz und Förderquoten

	Entweder Einzelmaßnahmenförderung	oder systemische Förderung mit Trafoplan/ Machbarkeitsstudie	Kombinierbar mit Betriebsbeihilfe (über 10 Jahre)
Solarthermie	40 %	40 %	2 Ct/kWh
Geothermie	Nicht relevant, da ohnehin umfangreiche Planung erforderlich	40 %, Keine Beschränkung auf eine Anzahl der Bohrungen	
Großwärmepumpen	40 %	40 %	Für die Wärme, die aus Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erzeugt wird: Abhängig von der jährlich nachgewiesenen JAZ Boni bis maximal 7 Ct/kWh gemäß 7 Ct/kWh – (17/2,5-17/JAZ)*0,75, maximal jedoch 7 Ct/kWh Durch den Faktor 0,75 wird ein Anreiz für höhere JAZ geschaffen. Bei einer Anpassung der Umlagen für WP-Strom erfolgt für zukünftige Förderungen eine entsprechende Anpassung. Für die Wärme, die aus EE-Eigenversorgung erzeugt wird, reduziert sich die Wärmevergütung auf 3 Ct/kWh – (8/2,5-8/JAZ)*0,75, maximal jedoch 3 Ct/kWh Wärme, die aus fossiler Eigenversorgung stammt, wird nicht vergütet.
Feste Biomasse-Kessel (klein) (Kessel < 10 MW oder Netze < 50 km Trassenlänge)	40 % mit Nachhaltigkeitsnachweis der Einsatzstoffe	40 % mit Nachhaltigkeitsnachweis der Einsatzstoffe	0
Feste Biomasse-Kessel (groß) Kessel >=10 MW oder Netze >= 50 km Trassenlänge	Nicht zugelassen	40 % mit Nachhaltigkeitsnachweis der Einsatzstoffe, max. 3000 h/a Betriebsstunden	0
Feste Biomasse-KWK	Zugelassen als Energieträger im Trafoplan/EE-Quote, aber keine Förderung in diesem Programm (Förderung im EEG)**		
Biogas-, Biomethan-KWK, Bioabfallvergärung mit KWK	Zugelassen als Energieträger im Trafoplan, aber keine Förderung in diesem Programm (Förderung im EEG)**		
Biogas-, Biomethan-Kessel	Zugelassen als Energieträger im Trafoplan, aber keine Förderung in diesem Programm**		

Abwärme und TAB, Klärschlammverbrennung		40 % ***	0
Wärmenetze (Neubau, Erweiterung, Nachverdichtung) inkl. Leitungs- und Tiefbau und Hausübergabestationen ****	40 % Anforderung: >50 % EE/Abwärme***** In Neubaugebieten müssen die Wärmenetze auf Temperaturen TVL< 75 °C als Betriebsparameter ausgelegt sein.	40 % Anforderung: Neubaunetze >50 % EE/Abwärme mit Trafoplan****** oder WNS 4.0***** Bestandsnetze: Trafoplan In Neubaugebieten müssen die Wärmenetze auf Temperaturen TVL< 75 °C als Betriebsparameter ausgelegt sein.	
Wärmespeicher	40 % bei >50 % EE/Abwärme oder WNS 4.0*****	40 %	
Alle anderen Optimierungsmaßnahmen im Netz		40 %	
Machbarkeitsstudien und Transformationskonzept	50 % (60 % bei KMU)		

* Zahlen müssen noch konsolidiert werden. ** Gilt für Erzeuger. Netzanbindung und Maßnahmen im Netz sind trotzdem förderfähig. *** Systemgrenze: Übergabestation ans Netz **** aber ohne weitere Maßnahmen wie Steuerung, Reglungen, Heizzentrale usw.). ***** Zu erreichen spätestens 5 Jahre nach Netzinbetriebnahme. ****** Der Trafoplan weist in diesem Fall nach, wie die verbleibenden fossilen Anteile langfristig ersetzt und die Bioenergie reduziert werden.

Neubaugebiete sind Versorgungsregionen mit >90 % Anteil neu errichteter Gebäude an Brutto-Grundfläche.

Für kleine Netze werden die Anforderungen an einen Trafoplan deutlich verschlankt.

4.2 Säule 1: Förderung von Machbarkeitsstudien und Wärmenetz-Transformationsplänen

Eine vorbereitende Konzeptionierung der Wärmenetze entweder in Form von Machbarkeitsstudien (siehe Wärmenetzsysteme 4.0) für Neubaunetze und Transformationspläne für Bestandsnetze ist ein wichtiges Element für die Realisierung von Defossilisierungsprozessen in Wärmenetzen. Gefördert werden die Erstellung von Machbarkeitsstudien und Transformationsplänen inklusive dafür erforderlicher empirischer Erhebungen.

Im Rahmen der Erstellung der Richtlinie sollten die Anforderungen an Machbarkeitsstudien/Transformationspläne abgestuft werden. Kleine Netze sollten die Möglichkeit haben, in Analogie zum Abwärmenutzungskonzept beim damaligen Abwärme-KfW-Förderprogramm eine modularisiertes/stärker standardisiertes Konzept z. B. mit einem vorkonfigurierten Template einreichen zu können.

4.3 Säule 2: „Easy Access“: Einzelmaßnahmenförderung

Eine Reihe von Maßnahmen an Wärmenetzen sind unabhängig von der Transformationsentwicklung für das Netz vorteilhaft. Unternehmen, die kurzfristig an solchen Maßnahmen interessiert sind, sollte der Aufwand nicht unnötig erhöht werden – wie etwa durch eine aufwändige Transformationsplanung -, damit sie diese einfach und unbürokratisch umsetzen können. Folgende Elemente sind für die Einzelmaßnahmenförderung geeignet:

- Solarthermie
- Wärmepumpen (ergänzend zum MAP auch Luft-Wasser-Wärmepumpen)
- Biomassekessel für die Nutzung von fester Biomasse, wenn der Nachweis erbracht wird, dass nachhaltige Brennstoffe, insbesondere lokale Reststoffe eingesetzt werden. Bei großen Kesseln oder großen Wärmenetzen wird zusätzlich gefordert, dass der Kessel mit maximal 3.000 Betriebsstunden pro Jahr gemäß Auslegungskonzept eingesetzt wird. In Netzen mit einer Trassenlänge <50 km oder einer thermischen Erzeugerleistung <10 MW gelten diese Einschränkungen nicht.[1] Die Diskussion über die Sinnhaftigkeit von Biomasse in Wärmenetzen wird in Kapitel 5.2 geführt.
- Wärmenetz-Leitungen, wenn das Netz über einen Anteil von erneuerbarer Wärme oder Abwärme von über 50 % verfügt. Der Ausbau von Wärmenetzen in Neubaugebieten sollte temperaturseitig begrenzt werden, beispielsweise auf Situationen, in denen das Netz bzw. Sekundärnetz Vorlauftemperaturen unter 75 °C aufweist, außer in Fällen, in denen eine klimaschonende Wärmequelle auf hohem Temperaturniveau vorliegt.
- Wärmespeicher, wenn dieser innerhalb eines Zeitrahmens von fünf Jahren nach Netzinbetriebnahme über einen Anteil von erneuerbarer Wärme oder Abwärme von über 50 % verfügt.

In dieser vereinfachten („Easy access“) Einzelmaßnahmen-Förderung muss KEIN Transformationsplan vorgelegt werden, es reicht ein Förderantrag aus. In Kapitel 8 werden diese Fördertatbestände identifiziert und Förderkriterien erarbeitet.

Aus der Analyse der Wirtschaftlichkeitslücke ergibt sich, dass eine Förderquote von **mind. 40 %** bezogen auf die Investitionsgesamtkosten eine Größenordnung ist, die man ansetzen sollte. Mit dieser Förderquote wäre man auch anschlussfähig zu den weiteren Förderprogrammen. Von einer zu stark ausdifferenzierten Ausgestaltung der Fördersätze sollte abgesehen werden. Kombinationen von Maßnahmen sind aus Sicht der Gutachter nicht erforderlich, zumal sie dann in der systemischen Fördersäule abgedeckt wären.

4.4 Säule 3: Investitionsbeihilfe für systemische Förderung

In der Praxis werden viele Bestandswärmenetze schrittweise transformiert in jeweils sinnvollen „Paketen“ von zeitgleich miteinander abgestimmten und sinnvollen Einzelmaßnahmen, die sich vielfach über viele Jahre hinstrecken. Hier ergibt sich eine Analogie zu Sanierungsfahrplänen für Wohngebäude.

[1] In Sonderfällen kann es sinnvoll sein, dass von diesen Vorgaben abgewichen wird. Dann kann auf die systemische Förderung zurückgegriffen werden. Wenn es unvorhersehbare Netzentwicklungen im Realbetrieb gibt, etwa den Wegfall einer Abwärmequelle, kann der Biomasse für einen begrenzten Zeitraum (z. B. zwei Jahre) auch länger als 3000 h/a betrieben werden.

Wichtig ist, dass die einzelnen Transformationsschritte einem Plan folgen, der das Ziel einer umfassenden Defossilisierung verfolgt und damit die Netze zu einem Zielzustand führt, der den Anforderungen des Programms genügt, und dass die Teilschritte keinen Lock-in-Effekt herbeiführen. Das Netztransformationskonzept wäre somit eine Voraussetzung für die Förderung von Netzteilen, die einzelnen Umstellungsmaßnahmen müssen kompatibel mit dem Netztransformationskonzept sein. Ausführliche Überlegungen zum Netztransformationskonzept finden sich in Kapitel 5.

Wenn für diese Netze die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen, insbesondere der Anteil erneuerbarer Energien und das Temperaturniveau, noch nicht in einem Entwicklungsschritt gewährleistet werden kann, so ist ein Maßnahmenpaket bestehend aus Maßnahmen bei Erzeugern, Speichern und Optimierungsmaßnahmen dann förderfähig, wenn

- ein Netztransformationsplan vorgelegt wird, der zielführende Maßnahmenpakete definiert und nachweist, wie mit weiteren zukünftigen Maßnahmen bis spätestens 2050 ein vollständig klimaschonendes Wärmenetz erzielt wird. Wenn bereits ein Konzept für einen Netzumbau besteht, so kann ein vereinfachter Transformationsplan vorgelegt werden, der i. w. die Maßnahmenpakete enthält (Details hierzu siehe Kapitel 5).
- das geförderte Maßnahmenpaket einen Beitrag zur Defossilisierung des Wärmenetzes leistet; der Nachweis erfolgt im Rahmen des Trafoplans für jedes Maßnahmenpaket.

Maßnahmen, die im Rahmen dieser Förderkomponente zu Maßnahmenpaketen zusammengeschnürt werden könnten, werden ausführlich in Kapitel 8 diskutiert.

Auch einzelne Maßnahmenpakete, die das Netz in Richtung Langfristziel führen, sind unter diesen Bedingungen ausdrücklich förderfähig. Der Trafoplan muss für jedes Maßnahmenpaket ein Einsparungsziel formulieren, an dem die Maßnahme dann gemessen werden kann.

Beispiel: Im Trafoplan sind sieben Maßnahmenpakete definiert. Das erste (Solaranlage und Stichleitung) und zweite (Ersatz der Pumpstation durch Hocheffizienzpumpen und zugleich Dämmung der Rohrleitungen) kann man direkt umsetzen, dann wird es in Jahr 1 gefördert. Das Maßnahmenpaket 3 und 4 folgt zwei Jahre später und wird mit dem Förderprogramm unterstützt. Die weiteren Maßnahmenpakete werden vorerst nicht umgesetzt. Es ist nicht Voraussetzung für die Förderung, dass der ganze Trafoplan umgesetzt wird.

Zu den förderfähigen Maßnahmen gehören:

- Erneuerbare Wärmeerzeuger wie in Säule 1, zzgl. Geothermie
- Maßnahmen zur Erschließung von Abwärme, einschließlich Redundanz-Wärmeerzeugern, inkl. Maßnahmen zur Erschließung der Abwärme aus Abwasser
- Wärmespeicher
- Wärmenetze in Bestandsquartieren, Netzausbau, Nachverdichtung, Stichleitungen und Wärmeleitungen zur Vernetzung von Wärmeerzeugern. Der Ausbau von Wärmenetzen in Neubaugebieten ist nur förderfähig, wenn das Netz bzw. Sekundärnetz Vorlauftemperaturen unter 75 °C aufweist, außer in Fällen, in denen eine klimaschonende Wärmequelle auf hohem Temperaturniveau vorliegt

- Maßnahmen zur Temperaturreduktion in Wärmenetzen
- Weitere Maßnahmen zur Netzoptimierung von Anlagen wie Druckerhöhungsstation, Druckregelstationen, Überströmer, Zwangsumwälzungen, wenn im Rahmen des Trafoplans aufgezeigt werden kann, dass diese Anlagen erforderlich sind, um die Netztransformation zu realisieren
- Maßnahmen zur Digitalisierung, Steuerung und Regelungstechnik
- Hausübergabestationen und Maßnahmen zur Optimierung der Wärmeversorgung beim Endkunden, wenn sie im Besitz des Netzbetreibers sind oder die Förderung an den Endkunden vollständig durchgereicht wird

Bestimmte Maßnahmen, die zwar für die Transformation des Netzes sinnvoll sein können, aber keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten oder explizit durch andere Instrumente gut gefördert werden, sollten aus der systemischen Förderung ausgeschlossen werden (sie dürfen aber im Trafoplan aufgeführt werden):

- Gas- oder Öl-Spitzenkessel
- KWK auf Basis fossiler Energieträger (wird im KWKG auskömmlich gefördert)
- Bei Abwärmenutzung und thermischen Abfallbehandlungsanlagen sind nur die Netzanbindungskosten bis zum Wärmeübertrager förderfähig.

4.5 Säule 4: Betriebsbeihilfe für erneuerbare Wärmebereitstellung

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse in Kapitel 3.2.2 zeigt auf, dass für einige der klimaschonenden Energieträger eine reine Förderung von 40 % der Investitionskosten **nicht ausreicht,** um die Wirtschaftlichkeitslücke zu füllen. Außerdem hat eine Aufteilung der Gesamtförderung auf einen Investitions- und einen Betriebsanteil den Vorteil, dass die **Vorteile beider Systeme kombiniert** werden. Eine Investitionsförderung senkt die Upfront-Barriere hoher Investitionen; eine Betriebsförderung schafft einen Anreiz für eine **Ertragsoptimierung** und möglichst hohe Einspeisungen erneuerbarer Energien. Die langfristige Orientierung dieser Betriebsbeihilfe über zehn Jahre stellt somit sicher, dass ein klimaschutzoptimierter Betrieb auch dauerhaft gewährleistet wird.

Daher wird vorgeschlagen, über 10 Jahre für Wärmepumpen und Solarthermie eine Betriebsbeihilfe pro eingespeister Kilowattstunde Wärme zu gewähren:

Wärmepumpen haben hohe variable Betriebskosten (Stromkosten). Solange keine Reform der Abgaben und Umlagen (Stromsteuer, EEG-Umlage, Netzentgelte, weitere Umlagen) erfolgt, deckt eine Betriebsbeihilfe diese Wirtschaftlichkeitslücke. Die Betriebsbeihilfe wird abhängig von der Jahresarbeitszahl (JAZ) gewährt, da bei hoher JAZ deutlich höhere Stromkosten anfallen. Um einen Anreiz für möglichst hohe JAZ zu geben, werden hocheffiziente Wärmepumpen in Bezug auf die Betriebsbeihilfe besser gewertet. Um eine Überförderung zu vermeiden, wird die Betriebsbeihilfe grundsätzlich nur für den Anteil der Wärme gewährt, der mit Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG) oder einem geschlossenen Verteilernetz (§ 110 EnWG) erzeugt wird und für den die EEG-Umlage in voller Höhe abzuführen ist. Wird der Strom nicht durch ein Netz geleitet, weil er etwa unmittelbar aus einer

Kundenanlage oder über eine Direktleitung (§ 3 Nr. 12 EnWG) aus erneuerbaren Energieanlagen bezogen wird, ist ein geringerer Fördersatz anzulegen. Dadurch kann eine Überförderung vermieden werden, die durch eingesparte Netzentgelte, Netzumlagen und ggf. auch eine reduzierte EEG-Umlage in solchen Versorgungskonstellationen entsteht (vgl. Abschnitt 7.3.3). Entsprechend wäre eine mess- und eichrechtskonforme Abgrenzung der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Strommengen erforderlich. Strom aus fossiler Stromerzeugung oder KWK auf Basis fossiler Brennstoffe ist ausgeschlossen, soweit der Strom für die Wärmeerzeugung ohne Netzdurchleitung bezogen wird.

Als Höhe der Betriebsbeihilfe wird vorgeschlagen:

7 Ct/kWh – (17/2,5-17/JAZ)*0,75, maximal jedoch 7 Ct/kWh

Durch den Faktor 0,75 wird ein Anreiz für höhere JAZ geschaffen. Bei einer An-passung der Umlagen für WP-Strom erfolgt für zukünftige Förderungen eine entsprechende Anpassung.

3 Ct/kWh – (8/2,5-8/JAZ)*0,75, maximal jedoch 3 Ct/kWh für Wärme, die mit EE-Strom ohne Netzdurchleitung erzeugt wird.

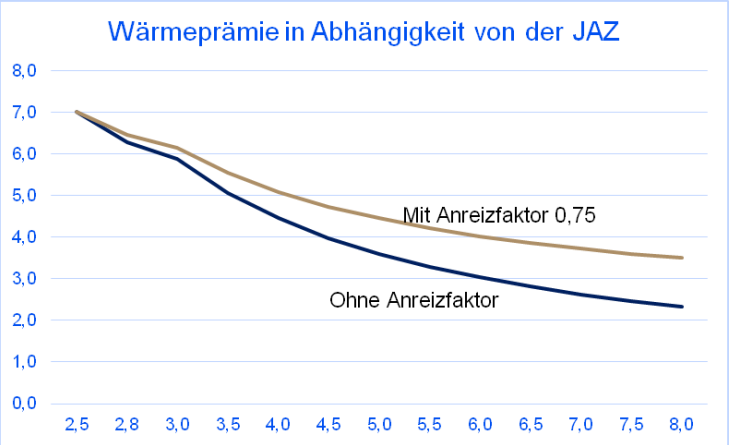

Abbildung 4-2: Höhe der Betriebsbeihilfe in Abhängigkeit von der JAZ

- Für **Solarthermie** schlagen insbesondere Flächenkosten zu Buche. Eine Betriebsbeihilfe gibt zudem einen Anreiz für eine ertragsoptimierte Betriebsweise und Einbindung der Anlage und belohnt den tatsächlichen Klimaschutz durch die Anlage.
- Eine Betriebsprämie für **tiefe Geothermie** wurde ausgiebig diskutiert. Geothermie muss hohe Stromkosten (Pumpstrom) decken, für die i. d. R. ebenfalls Abgaben und Umlagen abgerechnet werden. Zudem konkurriert im laufenden Betrieb Geothermie vielfach mit Wärme aus KWK-Anlagen, die einen KWK-Bonus erhalten.
  Allerdings unterscheidet sich die Wirtschaftlichkeitslücke sehr nach Standort. Erwogen wurde daher zunächst eine Einzelfallprüfung, nach der für jeden Standort die Wirtschaftlichkeitslücke identifiziert und eine Betriebsbeihilfe zwischen 0 und 2 Ct/kWh ausgezahlt wird. Auf Grund der Komplexität des Prüfvorgangs wurde dann erwogen, einen Kennwert zu definieren, der für eine Bestimmung der Betriebsprämie beigezogen werden kann. Die Temperatur als Parameter ist schwierig, da höhere Temperaturen zwar einen höheren Energieoutput liefern, aber

auch höhere Anforderungen an die Pumpen mit sich bringen, was relevant für die Betriebskosten ist. Für eine niedrige Schüttung hingegen wäre eine Fündigkeitsversicherung das bessere Instrument.
Der Verzicht auf eine Betriebsprämie hat einen weiteren Vorteil. Viele Netze, beispielsweise im Norddeutschen Becken, werden den Volumenstrom aus den Bohrungen mit Wärmepumpen nachheizen. In diesen Fällen müsste eine Abgrenzung erfolgen, damit nicht eine Wärmeprämie mehrfach gezahlt wird.

In Gesprächen mit der Branche und verschiedenen Geothermie-Experten wurde daher entschieden, bei der Geothermie bei einer reinen Investitionsförderung zu bleiben, dann aber den Fördersatz auch für die Bohrungen von zuvor geplanten 25 % auf 40 % anzuheben. Flankierend sollte eine Fündigkeitsversicherung etabliert werden.

4.6 Randbedingungen der Förderung

Eine wichtige Rahmenbedingung sind die **Förderobergrenzen**. Typische Transformationsschritte in Wärmenetzen können durchaus in der Größenordnung im Bereich zwischen einigen Millionen € bei kleinen Netzen, bei Netzen bis 100 km bei einem zweistelligen bis unteren dreistelligen Millionenbetrag und bei großen Netzen bei einem mittleren dreistelligen Millionenbetrag liegen. Durch eine geeignete Definition des Projektbegriffs etwa als einzelne Schritte des Transformationsplans könnte eine Obergrenze von beispielsweise 30 Mio. € angebracht sein.

Wichtig für den Erfolg des Förderprogramms ist zudem eine hohe **Latenzzeit**. Eine Förderdauer in Anlehnung an Wärmenetzsysteme 4.0 von 4 Jahren ist nicht ausreichend. Projektrealisierungen gerade von stufenweisen Projekten mit mehreren Ausbaustufen ziehen sich oftmals viele Jahre hin. Beispielsweise benötigt ein Geothermieprojekt von der Phase der Vorprüfungen bis zur Installation 6-8 Jahre. Hier müssen auch **nachträglich Nachjustierungen** der beantragten Förderelemente durch einen Änderungsantrag möglich sein.

Erwägenswert ist auch die Möglichkeit eines **vorzeitigen Maßnahmenbeginns**, der bedeutet, dass Antragsteller nach Antragstellung, aber vor Erhalt des Zuwendungsbescheides mit der Maßnahme beginnen können.

Ein weiterer Aspekt, der die Effizienz und die Effektivität des Förderprogramms steigern kann, ist die Möglichkeit der **Förderbündelung von Antragstellern für ihre Kunden.** Insbesondere sollte es möglich sein, dass Netzbetreiber für ihre Kunden gebündelt Förderung beispielsweise für Hausübergabestationen oder Optimierungsmaßnahmen beantragen. Eine solche Bündelung ist auch in einigen anderen Programmen möglich, z. B. in progres.NRW, wenn die Antragsteller nachweisen, dass die Förderung komplett an den Kunden weitergereicht wird.

Wir schlagen vor, dass das Programm mit anderen Fördermechanismen kombiniert, aber nicht kumuliert werden kann. Insbesondere sollte Förderung nach dem EEG oder KWKG vorrangig in Anspruch genommen werden, sofern die Fördervoraussetzungen erfüllt sind. Für den einzelnen Fördertatbestand besteht aber ein **Kumulierungsverbot mit anderen Bundesprogrammen**, sofern die Förderung dieselben beihilfefähigen Kosten betrifft.

4.7 Qualitätsanforderungen an die Fördertatbestände

Grundsätzlich sollte das Förderprogramm möglichst schlank konzipiert sein und daher sollten Qualitätsanforderungen, beispielsweise Emissionsgrenzwerte, Mindestnutzungsgrade, Anforderungen an Betriebsstoffe usw. dann gefordert werden, wenn es für eine Sicherstellung eines umweltverträglichen Betriebs erforderlich ist.

In Kapitel 8 werden für alle Technologien die Förderanforderungen untersucht. Sie können für die Definition der Anforderungen in einer Förderrichtlinie herangezogen werden. Sie lehnen sich an heutige Qualitätsanforderungen im MAP an, wurden aber überprüft und priorisiert, damit im Endergebnis ein möglichst elegantes Förderprogramm entsteht.

Neben den allgemeinen Förderanforderungen schlagen wir auch eine Erhöhung der Transparenz und Dokumentation vor: Mit Beantragung der Förderung erklären sich die Antragsteller bereit, ihre Berechnung für den Primärenergiefaktor zu dokumentieren und drei Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage einen Sachstandsbericht abzufragen, der über die Realperformance des Netzes berichtet und Abweichungen vom Planungsstand erläutert. Dieses Controlling sollte sehr unbürokratisch aufgesetzt werden, am besten mit einer elektronischen Eingabemaske.

Der Transformationsplan ist einzureichen und für die Evaluierung freizugeben.

4.8 Differenzierung der Fördersätze

Eine Differenzierung der prozentualen Fördersätze halten wir grundsätzlich, basierend auf der Analyse der Wirtschaftlichkeitslücke, nicht für zwingend notwendig.

Auch andere Formen der Differenzierung wären denkbar. Beispielsweise könnten Wärmenetze im urbanen Raum mit deutlich höheren Verlegekosten höher gefördert werden. Durch die prozentuale Förderung ergibt sich allerdings bereits ein höherer Förderbetrag, und hohe Wärmeanschlussdichten kompensieren einen Teil der Kostendifferenz zu ländlichen Wärmenetzen.

Eine weitere Differenzierung könnte sich an dem Mietniveau oder Kriterien der sozialen Stadt orientieren. Allerdings würde eine rechtssichere Parametrisierung dieses Tatbestands methodische Probleme bereiten. Zudem sollten soziale Fragen der Kosten des Wohnens mit den entsprechenden Instrumenten (z. B. Klimawohngeld) adressiert werden.

4.9 Förderung der Maßnahmen beim Kunden

Maßnahmen beim Kunden, insbesondere optimierte Hausübergabestationen, aber auch ggf. weitere Maßnahmen wie die Installation von Temperaturboostern, sollten auch im Rahmen dieses Programms förderfähig sein. Dabei ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden:

- Sind die Anlagen im Besitz des Wärmenetzbetreibers, so kann er unmittelbar für diese Anlagen die Förderung beantragen.
- Sind die Anlagen im Besitz des Endkunden, so schlagen die Gutachter vor, dass der Netzbetreiber einen gebündelten Förderantrag stellen kann, wenn er zusagt, dass die Förderung an den Endkunden vollständig weitergegeben wird. Eine solche Förderkonstruktion wurde auch

bereits in anderen Förderprogrammen gewählt, z. B. in Progres NRW oder im Programm „Wärmewende im Heizungskeller“ des Landes Baden-Württemberg.

4.10 Randbedingungen der Förderung

Eine Reihe von Aspekten könnten in der Förderrichtlinie einen reibungslosen und erfolgreichen Ablauf unterstützen:

- eine deutliche **Vereinfachung** bei den Machbarkeitsstudien bzw. Trafopläne **für kleine Netze** (z. B. unter 10 km, < 3 GWh)
- Die Möglichkeit, schon während der Erarbeitung der Machbarkeitsstudien bzw. Trafopläne den Förderantrag für das Hauptvorhaben zu stellen, damit unverzüglich im Anschluss an die Vorphase ein Projektbeginn erfolgen kann (**parallele Beantragung**). Dazu könnte eine Bescheinigung für eine unverbindliche Förderinaussichtstellung erfolgen, ohne dass die Planungen schon in Leistungsphase 4 fortgeschritten sein müssen.

Für die Definition des Anteils „50 % Erneuerbare“ müsste der EE-Anteil von Wärmepumpen festgelegt werden. Hierzu gibt es in den verschiedenen Rechenwerken (EE-Richtlinie, Wärmenetze 4.0, GEG, EWärmeG usw.) unterschiedliche Formeln, mit denen dies erfolgt. Idealerweise sollte diese Definition gemeinsam mit der Branche erfolgen.

4.11 Flankierende Förderelemente

Folgende flankierende Förderelemente schlagen wir vor:

- Förderung der **Planung** der Transformationsschritte durch Einbezug in die förderfähigen Kosten.
- Ein KfW-Kreditprogramm mit **Risikoübernahme** für Tiefe Geothermie und Abwärme. Das vorliegende Konzept, das dem MAP zu Grunde liegt, wurde nicht in Anspruch genommen. Dafür sind einige konzeptionelle Probleme ursächlich.
  Ein neues Programm könnte ebenfalls bei der KfW angesiedelt und über ein Kreditprogramm abgewickelt werden, bei dem die KfW das Risiko für evtl. ausbleibende Tilgungen übernimmt. Derzeit wird von der Kanzlei Rödl & Partner ein Vorschlag erarbeitet. Verschiedene Änderungen gegenüber dem MAP-Konzept wären vorzunehmen, z. B. eine Streckung des Haftungszeitraums (nicht nur bis zur Fündigkeit der ersten Bohrung). Um Missbrauch zu vermeiden, sollte ein solches Programm an weitere Kriterien geknüpft werden, etwa an die Beteiligung der betroffenen Kommunen. Eine detaillierte Ausarbeitung zu dieser Risikoabsicherung geht aber über den Rahmen des vorliegenden Gutachtens hinaus.
- Eine **Ergänzungsförderung für §556c** halten wir nicht für notwendig. Dies wird in Kapitel 3.2.1 untersucht.
- Separate **Potenzialstudien** für erneuerbare Energien bzw. Abwärme werden bereits in der Nationalen Klimaschutzinitiative gefördert und müssen daher hier nicht gefördert werden.

- Hilfreich wäre stattdessen eine fortgeführte **Entwicklungsförderung für neue Elemente der Wärmenetztransformation**, beispielsweise im Rahmen von Energiewendebauen. Viele Wärmenetzbetreiber betreten mit der Transformation Neuland. So haben einige Wärmenetzbetreiber die Entwicklung speziell auf ihre Bedürfnisse optimierter Hausübergabestationen ausgeschrieben. In einem konkreten Fall geht es z. B. um die Integration von automatischer gebäudescharfer Lastgang- und Temperaturerfassung zur Rücklaufoptimierung, Anpassung an das Temperaturniveau, Digitalisierung, Integration einer Miniwärmepumpe. In den begleitenden Konsultationen zu diesem Projekt wurden beispielsweise folgende Aspekte genannt: Entwicklung neuer digitalisierter Übergabestation, Automatisierung, IT-Datenmanagement, Betriebskonzepte und Betriebsschulungen, neue Tarifmodelle, weiter gefasst aber auch Flächenakquise, Probebohrungen, Akquisegespräche mit Abwärmebetreibern usw.

4.12 Flankierende Instrumente

Ein bundesweites **Kompetenzzentrum Wärme** mit bündelnder Beratungsfunktion kann Kommunen und Wärmenetzbetreiber mit Unterlagen, Rechtsberatung und Materialien für die Beratung von Endkunden zur optimierten Anbindung (z. B. Beratung zur Temperaturreduktion) versorgen.

In Ergänzung zum eigentlichen Förderprogramm schlagen die Gutachter verschiedene weitere instrumentelle Maßnahmen vor. Dazu zählen

- eine langfristige **gesetzliche Verankerung**, und am besten auch Finanzierung, des BEW beispielsweise durch eine **Wärmeumlage**;
- Anpassungen im **Mietrecht** durch eine Neuregelung des Kriteriums der Kostenneutralität (§556c) (siehe Kapitel 7),
- eine Überarbeitung der **Abgaben-Struktur** im Strommarkt, die, wenn erfolgt, eine entsprechende Absenkung der Betriebsprämie für Wärmepumpen ermöglichen würde. Dies betrifft vor allem die **EEG-Umlage** auf Pumpstrom (Geothermie) und für Wärmepumpen sowie die **Stromsteuer**.
- eine **Überarbeitung der Berechnungslogik für Primärenergiefaktoren und CO_2**, insbesondere für Wärmepumpen in den technischen Regelwerken, hier: der FW 309-1 und 309-6. Dabei sind insbesondere der Stromfaktor sowie die Anrechnungslogik von EE-Kraftwerken auf den Stromfaktor zu ändern. Derzeit kommt es bei vielen Netzen bei Einführung einer Großwärmepumpe zu einer Verschlechterung des Primärenergiefaktors, da die fossile KWK mit der Stromgutschriftmethode sehr niedrige Primärenergiefaktoren erreicht; PEF von Altholz ist anzupassen.
- **Anforderungen an das Temperaturniveau** der Heizverteilung bei grundlegenden Sanierungen im **Gebäude-Energie-Gesetz**;
- eine Weiterentwicklung des **Genehmigungsverfahrens** insbesondere mit Blick auf Geothermie. Hier wäre es sinnvoll, eine gebündelte Beantragung räumlich naher Geothermieprojekte mit Bezug auf Bergrecht und Umweltverträglichkeit zu ermöglichen.

- Eine flankierende Bereitstellung aller **geologischen Daten** (z. B. aus Öl- und Gasbohrungen) für Geothermieprojekte in einem übergeordneten Geothermie-Strategieprojekt
- eine Weiterentwicklung der **kommunalen Wärmeplanung**.
- Maßnahmen zur Erhöhung der **Tariftransparenz** und **Transparenz der ökologischen Qualität** der Netze. Fernwärmenetzbetreiber sollten die Berechnung ihres PEF und CO_2-Faktors veröffentlichen. Außerdem sollte durch einen neutralen Wirtschaftsprüfer überprüft werden, dass die Förderung auch den Endkunden zu Gute kommt. Dies kann eingebettet werden in weitere Maßnahmen der Tariftransparenz
- Ein Instrument zur **kostenfreien Bereitstellung** (z. B. Erbpacht) **von Flächen** im öffentlichen (z. B. Bundes-) Besitz für erneuerbare Energien. Hierzu wird durch ifeu ein Vorschlag erarbeitet.
- **Elektrolyseure** in Wasserstoff-Programmen für Abwärmenutzung einplanen
- **Verpflichtende Anforderungen** an die Abwärmenutzung bei Gewährung des Spitzenausgleichs

4.13 Verschmelzung mit dem Programm Wärmenetzsysteme 4.0

Durch das vorliegende Konzept kann das Programm Wärmenetzsysteme 4.0 vollständig im BEW aufgehen. Die Förderraten sind ähnlich, und die Machbarkeitsstudie wird mit bis zu 60 % gefördert analog zum Transformationsplan bei Bestandswärmenetzen.

5 Anforderungen an Wärmenetztransformationspläne

5.1 Überblick

Aus der Analyse der vorliegenden Konzepte und der Praxiserfahrung der Projektpartner werden im Folgenden inhaltliche Anforderungen an einen Wärmenetz-Transformationsplan abgeleitet und begründet, die in Abbildung 5-1 zusammengefasst sind.

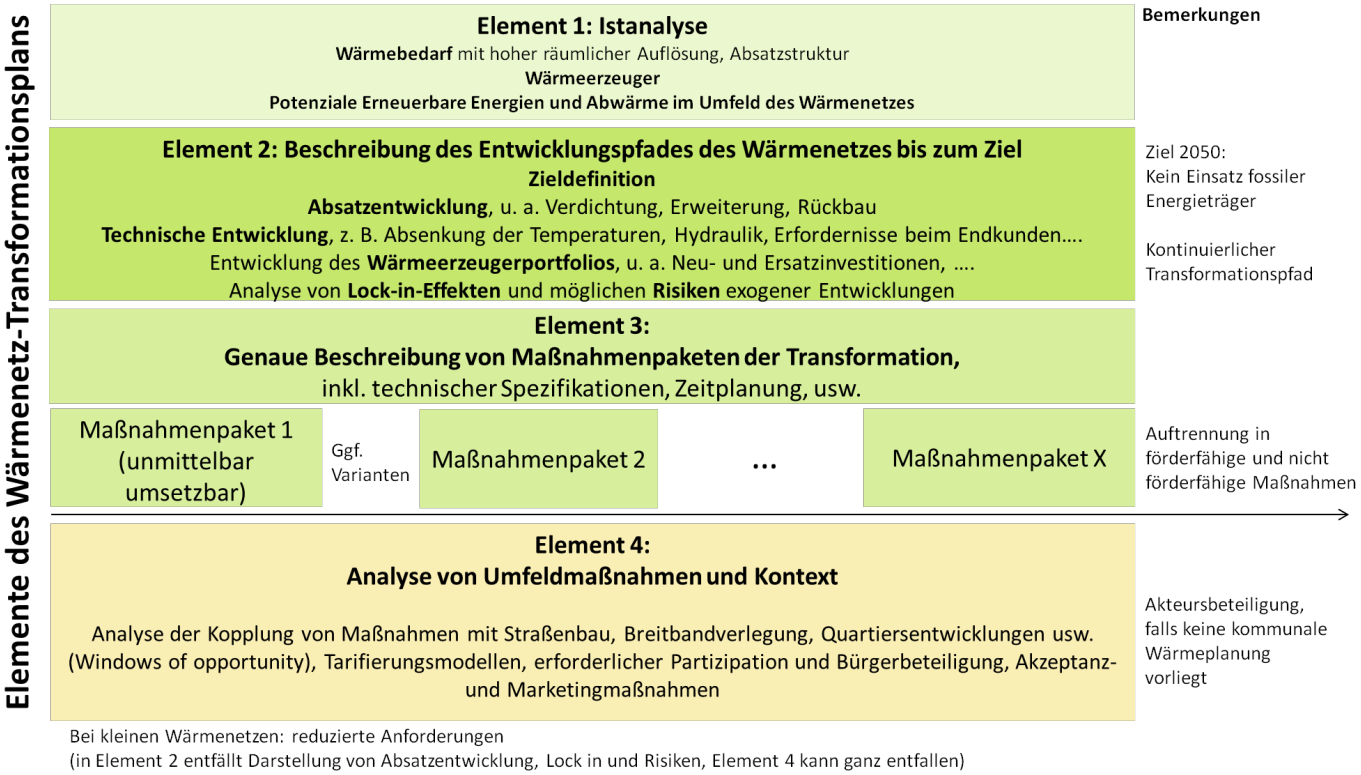

Abbildung 5-1: Inhaltliche Elemente eines Wärmenetz-Transformationsplans (Quelle: eigene Darstellung)

5.2 Zweck und Definitionen

Zweck des Trafoplans

> Der Wärmenetz-Transformationsplan (im Folgenden kurz: Trafoplan) zeigt einen Entwicklungspfad bestehender Wärmenetze mit konkreten Umsetzungsmaßnahmen für die nächsten 30 Jahre bis zu einem Zielzustand eines vollständig defossilisierten Wärmenetzes auf. Hierzu analysiert der Trafoplan, wie und mit welchen konkreten Maßnahmen eine beschleunigte Defossilisierung sowie ggf. ein Aus- oder Umbau des Fernwärmenetzes erfolgen und wie das Netz optimal in das Gesamtenergiesystem eingebunden werden kann.

Langfristiges Ausbauziel des Trafoplans

> Die Trafopläne müssen den Weg zu einem Zielzustand bis im Jahr 2050 aufzeigen, mit dem ein konkretes Wärmenetz vollständig mit Wärme aus klimaschonenden Energieträgern versorgt wird. Der Defossilisierungspfad sollte weitestmöglich auf lokal verfügbare klimaschonende Energieträger, also erneuerbare Energien, unvermeidbare Abwärme und Energieeffizienz zurückgreifen. Neue Gas-gefeuerte KWK ist nicht grundsätzlich ausgeschlossen, allerdings ist ein realistischer Ausstiegspfad aus der fossilen KWK, der nicht ausschließlich aus einem Umstieg auf synthetische Brennstoffe besteht, von vornherein vorzuzeichnen. Die Gesamtsumme der bis 2050 ausgestoßenen Treibhausgase ist dabei eine wichtige Bemessungsgröße.

Begründung: Der Begriff „Wärme aus klimaschonenden Energieträgern“ wird im nächsten Paragrafen definiert. Eine Mindestanforderung wie auch im WNS 4.0-Programm an den Energieträgermix ist die geeignetste Zieldefinition, da die Definition von quantitativen Kenngrößen, etwa „< xxx g CO_2/kWh“ oder „PEF < 0,xxx“ abhängig vom jeweiligen Berechnungsverfahren ist und damit nicht hinreichend eindeutige Anforderungsdefinitionen abbildet. Der größte Teil der deutschen Fernwärme stammt aus KWK-Anlagen. Beim Kuppelprodukt KWK-Wärme besteht bekanntlich das Problem der Aufteilung der gesamten Brennstoffmenge auf die beiden Kuppelprodukte Strom und Wärme. Es gibt verschiedene Methoden (Stromgutschrift, einige Varianten von Carnot, Finnische Methode, u. a.), die zu unterschiedlichen Ergebnissen führen und die alle verschiedene Vor- und Nachteile haben.

Würde ein Höchstwert für die THG-Emissionen vorgegeben, so müsst auch eine dieser Allokationsmethoden mit vorgegeben werden. Bei jeder dieser Methoden gibt es des Weiteren Interpretationsspielräume für einzelne Parameter, die Einfluss auf die Ergebnisse haben. Das gleiche gilt für Primärenergiefaktoren, wobei bei diesen zusätzlich die gegenwärtig nach FW 309 Teil 1 anzusetzende Stromgutschriftmethode zu niedrigen Faktoren auch für fossile KWK-Netze führt, da der KWK-Stromanteil verglichen mit anderen Berechnungsverfahren vorteilhaft bewertet wird. In den untersuchten kommunalen Wärmekonzepten wird oftmals GEMIS als Berechnungstool eingesetzt. Auch GEMIS rechnet mit hohen Stromgutschriften, die besonders bei fossiler KWK hohe CO_2-Einsparungen errechnet, die langfristig, nach einer Defossilisierung des Kraftwerksparks, die zu erwartenden THG-Einsparungen überschätzt.

Aus diesem Grunde sind Zwischenschritte eines Transformationsplanes über Gas-gefeuerte KWK-Anlagen lediglich Zwischenschritte, die um weitergehende Entwicklungspfade zur Ablösung dieser Gasanteile ergänzt werden müssen.

Rolle der KWK. Solange gleichzeitig ein Strom- und Wärmebedarf vorhanden ist, der nicht über (brennstofflose) erneuerbare Energien gedeckt werden kann, ist KWK weiterhin eine effiziente Erzeugungsform. Gas-KWK kann kurzfristig Kohle-KWK ersetzen und ist außerdem eine konkurrenzfähige Wärmequelle für Wärmenetze. Bei der Erzeugung in KWK-Anlagen ist zunehmend Flexibilität, z. B. über den Einsatz von Wärmespeichern, notwendig, um keine erneuerbaren Energien zu verdrängen. In der Perspektive nach 2030 bis 2040 können nur noch CO_2-freie Energieträger (Biomasse, Wasserstoff, CO_2-freie synthetische Energieträger) in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Deren Verfügbarkeit ist jedoch voraussichtlich begrenzt bzw. werden diese Energieträger deutlich teurer sein als fossile. Fossile KWK wird damit kurz- und mittelfristig noch eine Rolle zur Fernwärmeerzeugung haben, diese nimmt aber kontinuierlich ab. Dies sollte in den Transformationsplänen berücksichtigt sein.

Rolle der festen Biomasse. Die Rolle der Biomasse wird derzeit in verschiedenen Szenario-Projekten detailliert untersucht. Mit Bezug auf die Transformation von Bestandswärmenetzen ist folgendes zu bedenken:

- Es geht vielfach um den Ersatz von großen Wärmerzeugern mit vielen Hundert MW Wärmeleistung. Dieser Ersatz ist meist nicht mit einem Energieträger zu bewerkstelligen, sondern benötigt vielfach einen Mix an Energieträgern und einem zunehmend modularen Anlagenpark. Das kurzfristige Potenzial für Solarthermie, tiefe Geothermie, Abwärme und Großwärmepumpen reicht nicht aus, um in dieser Dekade alle fossilen Wärmeerzeuger zu ersetzen. Dies gelingt erst in einem langfristigen Prozess, wenn das für Großwärmepumpen erforderliche Temperaturniveau durch Optimierungsmaßnahmen im Netz und beim Kunden erreicht wurde. Damit können Biomasse-Wärmeerzeuger auch eine Zwischenphase überbrücken.
- Im Winter kann Biomasse zudem gezielt helfen, das Temperaturniveau zu erhöhen und damit gerade auch städtische Netze beispielsweise in Altstädten zu versorgen, weil es hydraulische Anforderungen oder TGA-seitige Anforderungen in den Altbauten gibt.
- In einigen Langfristanalysen ist durchaus das Ergebnis, das industrielle Prozesswärme stärker auf elektrische bzw. PtG-Prozesse zurückgreifen muss und damit Holzmengen für Wärmenetze bzw. KWK zur Verfügung stehen.
- In diesen Szenarien kommt zudem auch Biomasse-CCS eine Rolle zu, um negative Emissionen zur Kompensation nicht vermeidbarer Emissionen etwa aus der Landwirtschaft zu ermöglichen.
- In ländlichen Wärmenetzen erschließen Biomassekessel zudem lokales Wertschöpfungspotenzial ohne große Nutzungskonkurrenzen.

Insgesamt folgt daraus ein vorsichtiges, gestuftes Vorgehen bzgl. Biomasse:

Förderfähig sind Biomasse-Kessel nur mit Randbedingungen an Volllaststunden bzw. Einsatzstoffen (siehe Kapitel 9.4). Der Trafoplan muss eine Analyse der einzusetzenden Biomasse vornehmen, einen allfälligen Ausstiegspfad aus der Biomasse beschreiben und zudem die CCS-Tauglichkeit prüfen.

Biomasse-KWK wird nicht im vorliegenden Programm gefördert, da das EEG das maßgebliche Instrument für die Mengensteuerung ist. Allerdings muss die Biomasse-KWK natürlich im Trafoplan berücksichtigt werden.

Aus diesem Grund wird auch für die Definition von „klimaschonenden Energieträgern“ nicht auf die Definition der KWK-Ausschreibungsverordnung zurückgegriffen.

Biogas und Biomethan. Wärme aus Biogasanlagen sollte als klimaschonende Wärme anerkannt werden. Dies betrifft zum einen Biogasanlagen, die mit Reststoffen, insbesondere Gülle und Speiseabfälle betrieben werden. Derzeit sind auch noch EEG-finanzierte Biogas-Anlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe in Betrieb. Die Kritik an nachwachsenden Rohstoffen, vor allem Mais, für Biogasanlagen hat dazu geführt, dass Änderungen im EEG durchgeführt wurden. Diese werden automatisch zu Marktveränderungen führen. Das EEG ist hier das maßgebliche Instrument. Eine Förderung der Biogasanlagen oder von Biogasleitungen ist nicht erforderlich.

Ähnlich ist die Lage bei Biomethan, also aufbereitetem und ins Erdgasnetz eingespeisten Biogas. Das Potenzial von Biomethan aus Reststoffen in Deutschland kann noch gesteigert werden, unterliegt aber dennoch Potenzialgrenzen. Daher kann nicht die gesamte Trafo-Strategie für große Netze auf Biomethan aufbauen. Aber ein gewisser Beitrag ist gerechtfertigt. Die Menge an eingesetztem Biomethan wird ebenfalls durch das EEG geregelt, da der Biomethan-Einsatz in KWK erfolgen sollte.

Rolle von Wasserstoff. Um einen treibhausgasneutralen Energieverbrauch zu erreichen, ist laut aktuellen Energie- und Klimaschutzszenarien mittel- bis langfristig der Einsatz von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen notwendig. Noch gibt es aber hohe Unsicherheiten, welche Technologie sich durchsetzen wird und wie sich die Kosten entwickeln werden. Der Einsatz im Wärmebereich wird wahrscheinlich eher gering sein, da es günstigere Technologien gibt. Voraussichtlich notwendig ist der Einsatz von Wasserstoff in der Energiewirtschaft in Kraftwerken und KWK-Anlagen in Spitzenlastsituationen, vorwiegend im Winter. Der Einsatz von Wasserstoff in KWK-Anlagen bzw. die Errichtung von „H2“-ready KWK-Anlagen, die auch mit Wasserstoff betrieben werden können, sollte jedoch, falls überhaupt, im Rahmen des KWKG gefördert werden. Für die reine Fernwärmeerzeugung wird Wasserstoff voraussichtlich aus Kostengründen nicht eingesetzt werden. Im Rahmen eines Trafoplans kann die Nutzung von Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen als einer von mehreren Bausteinen aufgenommen werden. Dabei ist sicherzustellen, dass dies nicht die einzige oder die Hauptmaßnahme ist, da dann eine Umsetzung aufgrund der hohen Kosten unwahrscheinlich ist.

Definition klimaschonende Energieträger

> Als Wärme aus klimaschonenden Energieträgern gilt Wärme,

- die durch Nutzung der Solarstrahlung zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs technisch nutzbar gemacht wurde (Solarthermie, Photovoltaik in Kombination mit Wärmeerzeuger, Hybridkollektoren (PVT),
- die dem Erdboden entnommen wurde durch tiefe Geothermie oder oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden, -kollektoren, Grundwasserwärmepumpe, thermische Untergrundspeicher, Energiepfähle), auch wenn sie mittels Wärmepumpen technisch nutzbar gemacht wird,
- die der Luft oder dem Wasser oder sonstigen weiteren Wärmequellen entnommen wird, auch wenn sie mittels Wärmepumpen technisch nutzbar gemacht wird,
- die aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse erzeugte Wärme mit Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der jeweils geltenden Fassung.
  Für die Biomasse ist im Rahmen des Transformationskonzepts nachzuweisen, dass die Biomasse langfristig und nachhaltig zur Verfügung gestellt werden kann und nicht in Konkurrenz tritt mit klimapolitisch vorteilhafteren Anwendungsmöglichkeiten.
- die aus Klärschlämmen im Sinne der Klärschlammverordnung (in der jeweils geltenden Fassung), Klärgas, Grubengas oder Deponiegas technisch nutzbar gemacht wurde; bei Gruben- und Deponiegas muss der Trafoplan den Zeitverlauf der zur Verfügung stehenden Emissionen berücksichtigen;

- die aus Abwärme technisch nutzbar gemacht wurde. Abwärme ist jede unvermeidbare Wärmemenge, die als Nebenprodukt in Prozessen einer bestehenden Industrieanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ohne Zugang zu einem Wärmenetzsystem ungenutzt in die Luft oder ins Wasser abgeleitet werden würde.
  Eine Wärmemenge gilt als unvermeidbar, wenn diese aus zwingenden wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen, oder sonstigen Gründen im Prozess nicht nutzbar ist und mit größtmöglich vertretbarem Aufwand und technischen Effizienzmaßnahmen auch nicht verringert werden kann. Durch die Nutzung der Abwärme dürfen mittelfristig keine Effizienzmaßnahmen verhindert werden. Wärme aus KWK-Anlagen wird nicht als Abwärme anerkannt, ausgenommen hiervon ist Wärme aus KWK-Anlagen, welche Bestandteil von Industrieanlagen sind, deren Primärprozess nicht die Kraft-Wärme-Kopplung ist.
  Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen gilt nicht als unvermeidbar, wenn die Brennstoffe zu mehr als beispielsweise 30 % aus anderen Ländern importiert werden.
- aus direktelektrischen Wärmeerzeugern, sofern diese im netzdienlichen bzw. „Nutzen-statt-Abregeln“-Betrieb sind oder unmittelbar mit einer Anlage zur Stromerzeugung aus Wind, Wasserkraft oder Sonnenenergie verknüpft sind (Power to heat).
- Wasserstoff zählt als klimaschonend, wenn er nachweislich aus erneuerbaren Energieträgern, beispielweise mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Energieanlagen produziert wurde. Hierzu gibt es derzeit allerdings noch kein übergreifendes Bewertungsinstrument.

Zwischenziele des Trafoplans

> Die Zwischenziele werden anhand der erwarteten CO_2-Einsparungen nach jedem Maßnahmenpaket angegeben. Dies sind auch die Meilensteine, an denen der Fortschritt des Transformationsprozesses gemessen wird.

5.3 Inhaltliche Elemente eines Trafoplans

> Der Trafoplan analysiert

1) den Ist-Zustand des Wärmenetzes und der Umgebung des Wärmenetzes,

Hierzu müssen folgende Angaben erfolgen:

- Angabe der Systemgrenze des Trafoplans
- Erfassung und räumliche Darstellung (z. B. über Karten oder Kataster) des aktuellen Energieverbrauchs bzw. -bedarfs für Wärme und Kälte für das betrachtete Gebiet, aufgeteilt nach kommunalen Liegenschaften, Wohngebäuden, Gebäuden für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie
- Beschreibung der aktuellen Betriebsweise (Energieträgeraufteilung, Temperaturfahrkurven, hydraulische Betriebsbeschreibung und Auslastungsanalyse, etc.)

- Erstellung einer Energie- und Treibhausgasbilanz auf Basis der aktuellen Bedarfs- bzw. Verbrauchsdaten und Energieträgerverteilungen nach den geltenden Regeln der Technik
- Potenziale der Nutzung erneuerbarer Energien: Solarthermie, Großwärmepumpen, Biomassekessel, Biomasse-KWK, tiefe Geothermie
- Potenziale der Nutzung von Abwärme für das Wärmenetz, inkl. Abwärmepotenziale von industriellen Anlagen, Rechenzentren, von Abwasser und sonstigen Niedertemperaturquellen. Dabei ist zu belegen, dass die Abwärmepotenziale nicht durch Abwärmevermeidung, prozessinterne Verwendung oder innerbetriebliche Verwendung vermeidbar gewesen wären.
- Potenziale der Nutzung von Abwärme aus thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB). Bei vorhandenen TABs sind die Potenziale einer verstärkten Wärmeauskopplung zu eruieren. Insgesamt ist eine Bedarfsprüfung aus der Abfallwirtschaftssicht für den Bau der TAB vorzulegen, nachzuweisen auf Basis von Abfallwirtschaftsplänen/Abfallwirtschaftskonzepten der planmäßig angeschlossenen Entsorgungsgebiete.
- Potenziale der Nutzung klimaschonender Kraft-Wärme-Kopplung
- Angabe der Datenquellen (z. B. Abrechnungen, Messungen, Schätzungen) und Genauigkeitseinschätzung

Wenn bereits eine kommunale Wärmeplanung vorliegt, sind die Daten aus dieser Planung zu berücksichtigen, zu prüfen und ggf. zu ergänzen.

2) Zukünftige Entwicklungspfade des Netzes bis zum Ziel

- Erstellung von langfristigen Energiebedarfsszenarien unter Berücksichtigung energetischer Sanierung, Zuwachsraten etc.
- Analyse des Wärmeerzeuger-Portfolios (Neu- und Ersatzinvestitionen, auslaufende ökonomische Unterstützung, Steigerung des Anteils klimaschonender Wärmeerzeugung, Nutzung der technischen Potenziale, Maßnahmen zur Steigerung des Wirkungsgrads und des bedarfsgerechten Einsatzes von bestehenden Erzeugungsanlagen; Bewertung von möglichen Phaseout-Schritten und Lock-in-Entscheidungen)
- Räumliche Zuordnung von Maßnahmen durch Untergliederung und ggf. Zonierung des Netzes: Analyse von Schwerpunktzonen für kurz- bis mittelfristige Maßnahmen, mögliche Anlagenstandorte und Einspeisepunkte für erneuerbare Energien usw.
- Temperaturabsenkung: Der Transformationsplan muss untersuchen, wie und bis auf welches Niveau die Temperatur abgesenkt werden kann. Grenzen, ab deren Erreichen weitergehende Maßnahmen zur T-Absenkung erforderlich werden sowie die Maßnahmen sind zu benennen.
- Potenzial für Nachverdichtung und Ausweitung des Wärmenetzes inklusive Vorschläge für Trassenverläufe. Die Nachverdichtungs-/Ausweitungsregionen für Fernwärme sind mit den einschlägigen Stakeholdern zu konsultieren, falls diese Konsultation noch nicht im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung stattgefunden hat.
- Einsatz netzinterner Messtechnik

- Analyse von Lock-In-Effekten und möglichen Risiken etwa durch politische Maßnahmen, Nachfrageentwicklungen usw. Hier geht es darum, den Entwicklungspfad des Netzes hinsichtlich seiner Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an äußere Rahmenbedingungen zu überprüfen, z. B. modulare Kraftwerks-/Heizwerksstrukturen, Brennstoff-Umstellungsmöglichkeiten usw.
- Potenzielle Nähe zu CO_2-Senken. Vor dem Hintergrund der erforderlichen Klimaneutralität 2050 und damit einhergehend der Etablierung von Anlagen mit negativen CO_2-Emissionen (Biomasse + CCS) ist bei Vorhandensein von größeren CO_2-Punktquellen zu prüfen, ob es perspektivisch (nach 2030) Möglichkeiten einer CO_2-Abtrennung und -Speicherung oder -Nutzung gibt.

Für die Analyse der Entwicklungspfade kann es hilfreich sein, ein Basisszenario und mehrere Alternativszenarien zu untersuchen, dies ist aber nicht zwingend vorgeschrieben, solange ein analysiertes Szenario zielkonform ist. Die Kriterien, anhand derer die Entwicklungspfade bewertet werden, umfassen mindestens ökologische und wirtschaftliche Kriterien.

Wenn bereits eine kommunale Wärmeplanung bzw. Quartierskonzepte vorliegen, sind die Annahmen zur Entwicklung des Energiebedarfs und der dezentralen Versorgung mit diesen abzustimmen. Wenn nicht, sind die Annahmen des Trafoplans mit kommunalen Entscheidungsträgern abzustimmen.

3) Genaue Beschreibung der erforderlichen Maßnahmen im Netz

- Genaue anlagenscharfe technische Beschreibung der geplanten Maßnahmen. Hierbei sind sowohl die Anlagentechnik als auch erforderliche Maßnahmen der Betriebsführung und des Controllings der durchgeführten Maßnahmen zu berücksichtigen.
- Berechnung der eingesparten Energie und der eingesparten CO_2-Emissionen aufgeteilt nach Strom-, Wärme-, Brennstoff- und Hilfsenergieeinsparung mit Darstellung der Berechnungsmethodik. Die Berechnung erfolgt für CO_2 gemäß FW 309 Teil 6.
- Angabe des Kostenrahmens und der förderfähigen Kosten.

Die Mindestanforderungen nach den einschlägigen Regeln der Technik an die eingesetzten Komponenten und Effizienzmaßnahmen müssen eingehalten und – soweit wirtschaftlich sinnvoll – überschritten werden.

Nicht abschließende Liste möglicher Maßnahmen:

- Austausch von vorhandenen Wärmeerzeugern und Einsatz neuer Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien, Abwärme und hocheffizienter KWK
- Netzoptimierung durch Einsatz von Kurz-, Mittel- und Langfrist-Wärmespeichern, Absenkung des Temperaturniveaus von Vor- bzw. Rücklauf bei Großkunden, einzelnen Kunden, in Netzteilen, Aufbau von Sekundärnetzen, verstärkte Rücklauf-Nutzung, Umstellung Heizdampf auf Heizwasser, hydraulische Optimierung, Neudimensionierung und Kapazitätserweiterungen, Druckanpassungen, Anpassungen bis zu Erneuerung der Regelung und der Regelungstechnik, intelligente Messtechnik, Anpassung und Neuauslegung der Kundenstationen, neue Pumpen (Dimensionierung, drehzahlgeregelte Hocheffizienzpumpen), optimierter Netzbetrieb im Sommer, Vergrößerung der Heizflächen in den angeschlossenen Gebäuden, Anpassung und Erneuerung der TWW im Gebäude,

- Optimierung der kundenseitigen Anlagen durch neue Tarifmodelle, hydraulischen Abgleich der Heizsysteme, Umrüstung von Speichersystemen auf Frischwasserstationen, Maßnahmen zur alternativen Brauchwasser-Erwärmung, Rückbau von Zirkulationsleitungen, Verbesserung der Grädigkeit von Heizungs- und Brauchwasser-Wärmeübertragern, Anpassung der Art der TWW zur Reduzierung der Temperaturanforderungen, intelligente Messtechnik, die rücklauftemperaturabhängige Tarife oder Mehrauskühlungsrabatte erlaubt.

Die Maßnahmen können auch nicht förderfähige Maßnahmen inkludieren, die separat auszuweisen sind.

Die Maßnahmen werden zeitlich zu sinnvollen Maßnahmenpaketen gebündelt und als Transformationsplan auf einem Zeitstrahl angezeigt.

4) Analyse von Umfeldmaßnahmen und Kontext

Analyse und Vorschläge zu weiteren, die Transformation des Wärmenetzes betreffenden Aspekten, sofern diese Synergien mit dem Transformationsprozess bieten und nicht in Umsetzungsverhinderungen oder Mehrkosten münden. Das sind

- Kopplung von Maßnahmen mit Straßenbau, Leitungsarbeiten (Strom, Wasser, Abwasser, Telefon, Breitband), Quartiersentwicklungen usw. (Windows of opportunity),
- erforderliche Partizipation und Bürgerbeteiligung,
- Begleitmaßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz, Kommunikation und Marketingmaßnahmen (etwa Begleitmaßnahmen zur Steigerung von Akzeptanz und Anschlussdichte (Baustellenbesichtigungen, Stadtteilfeste, Reportagen, zielgruppenspezifische Angebote usw.).

Optional können folgende Elemente als Bestandteil des Trafoplans mit gefördert werden:

- Tarifierungsmodelle und Vorbereitung der Automatisierung
- Aufbau IT-Datenmanagement
- Gespräche und Akquise mit/von Investoren, Abwärmeanbietern, usw.

Vereinfachung bei kleinen Wärmenetzen

> Kleine und mittlere Wärmenetze müssen nur einen reduzierten Trafoplan vorlegen. Bei ihnen kann bzgl. Element 2 die detaillierte Analyse der Absatzentwicklung vereinfacht werden. Eine umfassende Analyse von Lock-in-Effekten und Risiken kann entfallen, ebenso wie Element 4 Analyse von Umfeldmaßnahmen und Kontext.

Als kleine/mittlere Wärmenetze zählen Netze mit einer Netzlänge unter 50 km oder unter 10 MW Anschlussleistung der Wärmeerzeuger.

Begründung: Kleine Wärmenetze, beispielsweise in Bioenergiedörfern oder anderen dörflichen Strukturen, sind vielfach deutlich einfacher konzipiert. Ein kostenaufwändiger Trafoplan wäre ein Umsetzungshemmnis für die systemische Fördersäule. Um im Rahmen der Transformationspläne den praktischen Gegebenheiten gerecht zu werden, erfolgt eine Kurzanalyse, bezüglich möglicher beste-

hender Netztypologien bzw. ob unterschiedliche Netzcharakteristika (bspw. Länge, Heizmedium, Erzeugungsstruktur) unterschiedliche Herangehensweisen an einen Transformationsplan bedürfen. Für die Analysen wurden verschiedene Datenquellen vom BMWi, dem Bundeskartellamt, von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, dem BDEW, dem Statistischen Bundesamt und dem AGFW genutzt. Leider gibt es in der Datenerfassung zum Fernwärmebestand in Deutschland keinen vollständigen Datensatz, da sich keine der Institutionen auf den gesamten Wärmenetzbestand bezieht. Daraus resultiert eine gewisse Inkonsistenz in der Datenlage. Auch sind manche der genutzten Daten nicht aktuell. Als geeignetste Unterscheidungsgröße wurde die Netzgröße identifiziert, da hier ein direkter Zusammenhang zur Komplexität des Transformationsprozesses besteht.

Nach der Analyse der Sektorenuntersuchung des Bundeskartellamtes (Bundeskartellamt 2012) würden Netze in die Kategorien kleiner 1km, 1km-10km, 10km-100km und größer 100 km eingeteilt. In dem damals untersuchten Gebiet wiesen 70 % der Netzgebiete eine Trassenlänge kleiner als 1 km auf. Allerdings fanden ca. 86 % des Fernwärmeabsatzes in den ca. 3 % der Netzgebieten statt, die über eine Trassenlänge von mehr als 100 km verfügen (38 Großnetze in urbanen Gebieten). In den Netzgebieten kleiner 1 km fand lediglich ca. 1,6 % des Fernwärmeabsatzes statt. Dies zeigt, dass vor allem die Transformation der Großnetze hin zu einem klimaneutralen Betrieb einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten können und auch müssen.

Für die Transformationspläne wird empfohlen, die vom Bundeskartellamt eingeführten vier Kategorien noch weiter zusammenzufassen. So sollen Netze mit einer Trassenlänge von weniger als 50 km eine Vereinfachung in den Anforderungen an einen Transformationsplan erhalten.

Aussteller eines Trafoplans, Abgleich mit kommunaler Wärmeplanung

> In der Regel sind die Netzbetreiber und von ihnen beauftragte Gutachter die Ersteller des Trafoplans. Dabei muss ein Abgleich mit den entscheidenden Stakeholdern vor Ort, insbesondere mit der Kommune, erfolgen. Wo eine kommunale Wärmeplanung oder Quartiersplanung vorliegt, ist auf Erkenntnisse, Daten und Prozesse (z. B. Beteiligungsprozesse) zurückzugreifen, die im Rahmen der Quartiersplanung oder der kommunalen Wärmeplanung erhoben bzw. durchgeführt wurden. Für den Fall, dass die Partizipation im Rahmen anderer Planungsprozesse bereits stattgefunden hat, sind die Kosten hierfür nicht förderfähig.

Begründung: Trafopläne könnten ähnlich wie die kommunale Wärmeplanung und Quartierskonzepten (KfW 432) wichtige Instrumente in der Transformation der Wärmeversorgung darstellen. Untereinander weisen die drei Instrumente zahlreiche Schnittstellen auf. Die kommunale Wärmeplanung deckt in vielen Fällen, besonders in kleinen Kommunen, schon einen Großteil der Anforderungen an einen Trafoplan ab. So kann durch das Vorhandensein eines Wärmeplans auf Basis einer validen Daten- und Informationsgrundlage die Erstellung von Trafoplänen erleichtert werden, da sich davon vor allem das oben beschriebene Element 1: Ist–Analyse gut ableiten lässt. Auf der anderen Seite kann eine kommunale Wärmeplanung aber auch den Rahmen für die Entwicklungspfade und das Zielbild, welches Bestandteil von Element 3 der Trafopläne ist, setzen. Bei der Erstellung ist ein Abgleich mit den kommunalen formellen Planungsinstrumenten (Flächennutzungsplan und Bebauungsplan), in

welche der Wärmeplan letztlich übergeht, notwendig. Denn sowohl der Trafoplan als auch Quartierskonzepte sind durch die Vorgaben in den formellen Planungsinstrumenten wie auch im Wärmeplan gebunden.

6 Fördervolumen, eingesparte CO_2-Emissionen und konjunkturelle Auswirkungen

Durch die beschriebenen Fördertatbestände werden Investitionen in neue Anlagen und Infrastrukturen induziert. Damit kann das Programm einen wesentlichen konjunkturellen Impuls entfalten und eine langfristig wirksame Transformation der Wärmeversorgung bewirken.

Eine genaue Quantifizierung ist unter den gegebenen Unsicherheiten nur sehr schwer möglich. In Abstimmung mit Marktakteuren und der Projekterfahrung im Konsortium wurde dennoch versucht, eine erste grobe Abschätzung möglicher Anlagen durch das Förderprogramm zu liefern. Dabei ist auch der große Zeitverzug von Maßnahmen zu berücksichtigen, der sich durch die langen Planungsvorläufe ergibt.

Wir gehen von einem Programmstart Mitte des Jahres 2021 aus. Daher erfolgt der Hochlauf des Programms schrittweise.

Für die THG-Einsparungen setzen wir angesichts der großen Unsicherheiten für die Aktivitätsraten stark vereinfacht einen Faktor von 180 g/kWh an. Dieser ergibt sich bei Substitution von Wärme aus einem mittleren Netz mit hohen Anteilen fossiler Energieträger, die teilweise in KWK genutzt werden. Würde man Wärme aus einem Erdgas-Kessel verdrängen, so wäre die CO_2-Einsparung ein Drittel höher, bei Verdrängung von Heizöl 70 % höher.

Die Ausbaupfade sind von den jeweiligen Spartenbearbeitern abgeschätzt und im Konsortium diskutiert worden. Sie orientieren sich an Schätzungen der Branche, Notwendigkeiten orientiert am NECP-Szenario und weiteren Überlegungen zur Verfügbarkeit von Potenzialen und Flächen.

Die erforderlichen Haushaltsmittel werden auf Basis einer sehr vereinfachten Förderquote von i. w. 40 % ermittelt. Großwärmepumpen werden mit einer Betriebsbeihilfe in Höhe von 6 Ct/kWh im Mittel der Projekte über 10 Jahre bewertet, dabei sind die Finanzmittel dem Jahr der Inbetriebnahme zugeordnet. Vernachlässigt werden zeitliche Verzögerungseffekte durch die Vorlaufzeiten, angezeigt ist hier das Jahr der Antragstellung. Solarthermie wird mit 2 Ct/kWh Betriebsbeihilfe bewertet.

Nach dieser vorläufigen Abschätzung fließen durch dieses Förderprogramm zwischen 200 und 1.300 Mio. € pro Jahr. Dadurch werden Investitionen von insgesamt 12 Mrd. Euro angestoßen. Die jährlich addierte Einsparung beläuft sich im Jahr 2030 auf 4,2 Mio. Tonnen CO_2.

Tabelle 6-1 (nächste Seite): Abschätzung der geförderten Anlagen und erzielten CO_2-Einsparungen nach Jahr der Antragstellung

Tabelle 6.1: Abschätzung der geförderten Anlagen und erzielten CO_2-Einsparungen nach Jahr der Antragstellung

Solar		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Investitionszuschuss		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Betriebsförderung	EUR/MWh	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Zubau	MW	10	25	75	100	150	150	200	200	200	200
Spez. Invest	EUR/kW	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
Investition	Mio. Euro	7	18	54	72	108	108	144	144	144	144
VBH	h/a	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Kumulierte Leistung	MW	10	35	110	210	360	510	710	910	1110	1310
Wärmeerzeugung neue Anlagen	GWh	10	25	75	100	150	150	200	200	200	200
Wärmeerzeugung geförderte Anlage	GWh	10	35	110	210	360	510	710	910	1110	1310
CO_2-Einsparung	kt/a	1,8	4,5	13,5	18	27	27	36	36	36	36
Kumul. CO_2-Einsparung	kt/a	1,8	6,3	19,8	37,8	64,8	91,8	127,8	163,8	199,8	236
Auszahlung in Fördermittelnehmer im jeweiligen Jahr											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	3	7	22	29	43	43	58	58	58	58
Betriebsförderung	Mio. Euro	0	1	2	4	7	10	14	18	22	26
Förderung Gesamt	Mio. Euro	3	8	24	33	50	53	72	76	80	84
Fördermittelbedarf über die Förderdauer der in die Förderung kommenden Anlagen											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	3	7	22	29	43	43	58	58	58	58
Betriebsförderung	Mio. Euro	2	5	15	20	30	30	40	40	40	40
Förderung Gesamt	Mio. Euro	5	12	37	49	73	73	98	98	98	98

Tiefe Geothermie		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Investitionszuschuss		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Betriebsförderung	EUR/MWh										
Zubau	MW	0	0	0	0	0	200	400	500	500	500
Spez. Invest	EUR/kW	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Investition	Mio. Euro	0	0	0	0	0	400	800	1000	1000	1000
VBH	h/a	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Kumulierte Leistung	MW	0	0	0	0	0	200	600	1100	1600	2100
Wärmeerzeugung neue Anlagen	GWh	0	0	0	0	0	800	1600	2000	2000	2000
Wärmeerzeugung geförderte Anlage	GWh	0	0	0	0	0	800	2400	4400	6400	8400
CO_2-Einsparung	kt/a	0	0	0	0	0	144	288	360	360	360
Kumul. CO_2-Einsparung	kt/a	0	0	0	0	0	144	432	792	1152	1512
Auszahlung in Fördermittelnehmer im jeweiligen Jahr											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400
Betriebsförderung	Mio. Euro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Förderung Gesamt	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400
Fördermittelbedarf über die Förderdauer der in die Förderung kommenden Anlagen											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400
Betriebsförderung	Mio. Euro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Förderung Gesamt	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400

Wärmepumpe		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Investitionszuschuss		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Betriebsförderung	EUR/MWh	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Zubau	MW	25	50	100	150	200	250	300	300	300	300
Spez. Invest	EUR/kW	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Investition	Mio. Euro	27,5	55	110	165	220	275	330	330	330	330
VBH	h/a	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Kumulierte Leistung	MW	25	75	175	325	525	775	1075	1375	1675	1975
Wärmeerzeugung neue Anlagen	GWh	100	200	400	600	800	1000	1200	1200	1200	1200
Wärmeerzeugung geförderte Anlage	GWh	100	300	700	1300	2100	3100	4300	5500	6700	7900
CO_2-Einsparung	kt/a	18	36	72	108	144	180	216	216	216	216
Kumul. CO_2-Einsparung	kt/a	18	54	126	234	378	558	774	990	1206	1422
Auszahlung in Fördermittelnehmer im jeweiligen Jahr											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	11	22	44	66	88	110	132	132	132	132
Betriebsförderung	Mio. Euro	6	18	42	78	126	186	258	330	402	474
Förderung Gesamt	Mio. Euro	17	40	86	144	214	296	390	462	534	606
Fördermittelbedarf über die Förderdauer der in die Förderung kommenden Anlagen											
Investitionszuschuss	Mio. Euro	11	22	44	66	88	110	132	132	132	132
Betriebsförderung	Mio. Euro	60	120	240	360	480	600	720	720	720	720
Förderung Gesamt	Mio. Euro	71	142	284	426	568	710	852	852	852	852

Biomassekessel		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Investitionszuschuss		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Betriebsförderung	EUR/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zubau	MW	0	50	100	100	100	150	150	150	150	100
Spez. Invest	EUR/kW	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Investition	Mio. Euro	0	40	80	80	80	120	120	120	120	80
VBH	h/a	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Kumulierte Leistung	MW	0	50	150	250	350	500	650	800	950	1050
Wärmeerzeugung neue Anlagen	GWh	0	150	300	300	300	450	450	450	450	300
Wärmeerzeugung geförderte Anlage	GWh	0	150	450	750	1050	1500	1950	2400	2850	3150
CO_2-Einsparung	kt/a	0	27	54	54	54	81	81	81	81	54
Kumul. CO_2-Einsparung	kt/a	0	27	81	135	189	270	351	432	513	567
Investitionszuschuss	Mio. Euro	0	16	32	32	32	48	48	48	48	32
Betriebsförderung	Mio. Euro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Förderung Gesamt	Mio. Euro	0	16	32	32	32	48	48	48	48	32

Abwärme		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Investitionszuschuss		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Betriebsförderung	EUR/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zubau	MW	0	70	73	76	80	85	89	93	98	102
Spez. Invest	EUR/kW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Investition	Mio. Euro	0	35	36,5	38	40	42,5	44,5	46,5	49	51
VBH	h/a	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Kumulierte Leistung	MW	0	70	143	219	299	384	473	566	664	766
Wärmeerzeugung neue Anlagen	GWh	0	210	219	228	240	255	267	279	294	306
Wärmeerzeugung geförderte Anlage	GWh	0	210	429	657	897	1152	1419	1698	1992	2298
CO_2-Einsparung	kt/a	0	38	39	41	43	46	48	50	53	55
Kumul. CO_2-Einsparung	kt/a	0	38	77	118	161	207	255	306	359	414
Investitionszuschuss	Mio. Euro	0	14	14,6	15,2	16	17	17,8	18,6	19,6	20,4
Betriebsförderung	Mio. Euro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Förderung Gesamt	Mio. Euro	0	14	14,6	15,2	16	17	17,8	18,6	19,6	20,4

Förderung		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Wärmenetze	Mio. Euro	0	64	64	64	80	80	80	80	80	80
Wärmespeicher	Mio. Euro	0	43	45	47	49	51	54	57	60	63
Andere Optimierungsmaßnahmen	Mio. Euro	0	4	8	12	12	16	16	16	16	16
Machbarkeitsstudien und Trafopläne	Mio. Euro	0	1	2	2	2	2	2	1	1	1

Investitionen		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2021-2030**
Gesamt	**Mio. Euro**	**35**	**455**	**606**	**697**	**836**	**1350**	**1853**	**2062**	**2074**	**2046**	**12013**
Solar	Mio. Euro	7	18	54	72	108	108	144	144	144	144	943
Tiefe Geothermie	Mio. Euro	0	0	0	0	0	400	800	1000	1000	1000	4200
Wärmepumpe	Mio. Euro	28	55	110	165	220	275	330	330	330	330	2173
Biomassekessel	Mio. Euro	0	40	80	80	80	120	120	120	120	80	840
Abwärme	Mio. Euro	0	35	37	38	40	43	45	47	49	51	383
Wärmenetze	Mio. Euro	0	160	160	160	200	200	200	200	200	200	1680
Wärmespeicher	Mio. Euro	0	135	141	148	154	161	170	180	190	199	1478
Andere Optimierungsmaßnahmen	Mio. Euro	0	10	20	30	30	40	40	40	40	40	290
Machbarkeitsstudien, Trafopläne	Mio. Euro	1	2	4	4	4	4	4	2	2	2	26

Fördermittelbedarf über die Förderdauer		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2021-2030**
der in die Förderung kommenden Anlagen												
Gesamtförderung	**Mio. Euro**	**76**	**307**	**498**	**659**	**845**	**1171**	**1502**	**1585**	**1590**	**1579**	**9812**
Solar	Mio. Euro	5	12	37	49	73	73	98	98	98	98	639
Tiefe Geothermie	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400	1680
Wärmepumpe	Mio. Euro	71	142	284	426	568	710	852	852	852	852	5609
Biomassekessel	Mio. Euro	0	16	32	32	32	48	48	48	48	32	336
Abwärme	Mio. Euro	0	14	15	15	16	17	18	19	20	20	153
Wärmenetze	Mio. Euro	0	64	64	64	80	80	80	80	80	80	672
Wärmespeicher	Mio. Euro	0	54	57	59	62	64	68	72	76	80	591
Andere Optimierungsmaßnahmen	Mio. Euro	0	4	8	12	12	16	16	16	16	16	116
Machbarkeitsstudien, Trafopläne	Mio. Euro	0	1	2	2	2	2	2	1	1	1	16

Zahlungen in dem Jahr an die Fördermittelnehmer		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Gesamtförderung	**Mio. Euro**	**21**	**190**	**276**	**349**	**456**	**724**	**1000**	**1159**	**1238**	**1302**
Solar	Mio. Euro	3	8	24	33	50	53	72	76	80	84
Tiefe Geothermie	Mio. Euro	0	0	0	0	0	160	320	400	400	400
Wärmepumpe	Mio. Euro	17	40	86	144	214	296	390	462	534	606
Biomassekessel	Mio. Euro	0	16	32	32	32	48	48	48	48	32
Abwärme	Mio. Euro	0	14	15	15	16	17	18	19	20	20
Wärmenetze	Mio. Euro	0	64	64	64	80	80	80	80	80	80
Wärmespeicher	Mio. Euro	0	43	45	47	49	51	54	57	60	63
Andere Optimierungsmaßnahmen	Mio. Euro	0	4	8	12	12	16	16	16	16	16
Machbarkeitsstudien, Trafopläne	Mio. Euro	0	1	2	2	2	2	2	1	1	1

EE-Wärme		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Gesamt	TWh	0,1	0,7	1,7	2,9	4,4	7,1	10,8	14,9	19,1	23,1
Solar	GWh	10	35	110	210	360	510	710	910	1110	1310
Tiefe Geothermie	GWh	0	0	0	0	0	800	2400	4400	6400	8400
Wärmepumpe	GWh	100	300	700	1300	2100	3100	4300	5500	6700	7900
Biomassekessel	GWh	0	150	450	750	1050	1500	1950	2400	2850	3150
Abwärme	GWh	0	210	429	657	897	1152	1419	1698	1992	2298

Kumulierte CO_2-Einsparung		**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
(jährlich addiert)											
Gesamt	kt/a	**20**	**125**	**304**	**525**	**793**	**1271**	**1940**	**2683**	**3429**	**4150**
Solar	kt/a	2	6	20	38	65	92	128	164	200	236
Tiefe Geothermie	kt/a	0	0	0	0	0	144	432	792	1152	1512
Wärmepumpe	kt/a	18	54	126	234	378	558	774	990	1206	1422
Biomassekessel	kt/a	0	27	81	135	189	270	351	432	513	567
Abwärme	kt/a	0	38	77	118	161	207	255	306	359	414
Wärmenetze											
Wärmespeicher											
Andere Optimierungsmaßnahmen											
Machbarkeitsstudien und Trafopläne											

7 Juristische Umsetzung und weitere Prüffragen

Für eine erfolgreiche Gestaltung und Umsetzung des Förderprogramms müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Hier sind insbesondere Vorgaben aus dem Haushaltsrecht und dem Beihilferecht zu prüfen sowie weitere rechtliche Einzelfragen.

7.1 Haushaltsrechtliche Umsetzung des Förderprogramms

Im Bundeshaushaltsgesetz 2020 wurden im Rahmen des Wirtschaftsplans des Sondervermögens des Energie- und Klimafonds (EKF) unter dem Titel 893 03 Mittel zur Umsetzung eines Förderprogramms "Transformation Wärmenetze" festgesetzt (Anlage 3 des Haushaltsgesetzes 2020, S. 68). Der Wirtschaftsplan des Sondervermögens EKF wird gemeinsam mit dem Bundeshaushalt im Rahmen des jeweiligen Haushaltsgesetzes festgestellt (§ 6 S. 3 EKFG). Auf das Sondervermögen des EKF sind die allgemeinen haushaltsrechtlichen Vorgaben der Bundeshaushaltsordnung (BHO) anzuwenden (§ 6 S. 4 EKFG i.V.m. § 113 BHO). Darüber hinaus sieht § 58 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KvbG) vor, dass das BMWi die treibhausgasneutrale Erzeugung und Nutzung von Wärme fördert. Eine entsprechende Förderrichtlinie soll laut Gesetzesbegründung bis Ende 2020 vorliegen und mit einem Fördervolumen von zusätzlich 1 Mrd. Euro aus dem Bundeshaushalt ausgestattet werden.

Für den Ausgabetitel "Transformation Wärmenetze" sind bislang 108,294 Mio. € für das Haushaltsjahr 2020 veranschlagt. 35,310 Mio. € ergeben sich als Rest aus dem Jahr 2019. Verpflichtungsermächtigungen sind für die Jahre 2021 bis 2025 in Höhe von insg. 292,395 Mio. € vorgesehen:

- Haushaltsjahr 2021 bis zu 86,028 Mio. €
- Haushaltsjahr 2022 bis zu 101,487 Mio. €
- Haushaltsjahr 2023 bis zu 85,6 Mio. €
- Haushaltsjahr 2024 bis zu 12,28 Mio. €
- Haushaltsjahr 2025 bis zu 7,0 Mio. €

Diese Verpflichtungsermächtigungen bis 2025 decken somit nicht den gesamten Zeitraum einer 10-jährigen Betriebsförderung ab. Hieraus ergeben sich aus haushaltsrechtlicher Sicht zwei zu beachtende Punkte:

- Die Betriebsförderung wird nicht auf einmal, sondern über 10 Jahre verteilt ausbezahlt. Für ein Haushaltsjahr veranschlagte, aber nicht abgerufene Mittel verfallen aber grundsätzlich am Ende eines Haushaltsjahres (§ 45 Abs. 1 S. 1 BHO), es sei denn, es wird per Haushaltsvermerk eine Übertragbarkeit angeordnet. Ein entsprechender Haushaltsvermerk zur Übertragbarkeit ist bei dem Titel 893 03 direkt zwar nicht vorgesehen. Allerdings ist im Wirtschaftsplan des EKF ein allgemeiner Vermerk der Übertragbarkeit der Ausgaben im EKF vorgesehen (Anlage 3 des Haushaltsgesetzes 2020, S. 47, Haushaltsvermerk Nr. 1). Ausgabereste können damit den Ausgabeermächtigungen des nächsten Haushaltsjahrs zugeschrieben werden. Für die Inanspruchnahme übertragener Ausgabereste ist die Einwilligung des BMF erforderlich (§ 45

Abs. 3 BHO). Nicht in Anspruch genommene Verpflichtungsermächtigungen sind nicht übertragbar, sondern verfallen und müssen im nächsten Haushalt neu festgesetzt werden (vgl. BHO-VV: Nr. 3 zu § 19).

- Auf Basis der bisherigen Verpflichtungsermächtigungen können nur finanzielle Verpflichtungen eingegangen werden, die bis einschließlich des Haushaltsjahrs 2025 fällig werden. Ein Förderbescheid über eine 10-jährige Betriebsförderung wäre somit nicht durch entsprechende Verpflichtungsermächtigungen gedeckt. Eine Verpflichtung des Haushaltsgesetzgebers zur Bereitstellung entsprechender Mittel besteht somit nur bis einschließlich des Jahres 2025. Darüberhinausgehende Zahlungen könnten dem Anlagenbetreiber zwar theoretisch zum Zeitpunkt der Bewilligung der Förderung in Aussicht gestellt werden. Diese Zusage stünde aber unter dem Vorbehalt, dass zukünftig überhaupt entsprechende Mittel bereitgestellt werden und wäre mit entsprechender Rechtsunsicherheit verbunden.

Sofern Betriebsbeihilfen ausbezahlt werden, sollte aus Sicht der Mittelempfänger eine **sichere Mittelbindung** über den gesamten Auszahlungszeitraum gewährleistet sein. Dies könnte haushaltsrechtlich über entsprechende Verpflichtungsermächtigungen umgesetzt werden. 10-jährige Verpflichtungsermächtigungen sind im Rahmen des Wirtschaftsplans an verschiedenen Stellen vorgesehen und somit nicht unüblich (vgl. Förderung von Maßnahmen zur energetischen Stadtsanierung (Titel 661 01), Förderung von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung (Titel 661 07), Maßnahmen zum nationalen Klimaschutz (Titel 686 23), Reallabore der Energiewende (Titel 686 26), Industrielle Fertigung für mobile und stationäre Energiespeicher (Titel 893 04)). Es sollte somit im Sinne einer langfristigen Finanzierungsperspektive angestrebt werden, 10-jährige Verpflichtungsermächtigungen für die Transformation der Wärmenetze im Gesetz über den Bundeshaushalt 2021 im Rahmen des Wirtschaftsplans des EKF zu veranschlagen. Gleichermaßen wäre in den Folgejahren vorzugehen, um den Mittelempfängern jeweils ab Beginn der Förderung über den gesamten Auszahlungszeitraum eine sichere Mittelbindung zu gewähren.

7.2 Beihilferechtliche Umsetzung des Förderprogramms

Die verschiedenen “Säulen” des Förderprogramms sind je nach Inhalt und Ausrichtung an unterschiedlichen beihilferechtlichen Anforderungen zu messen.

7.2.1 Förderung von Machbarkeitsstudien und Wärmenetz-Transformationsplänen

Beihilfen für Umweltstudien sind an den allgemeinen Vereinbarkeitskriterien für Umwelt- und Energiebeihilfen zu messen, (Rn. (18) lit. c, Rn. (25) lit. a). Sie können gefördert werden, wenn sie in direktem Zusammenhang mit den nach den UEBLL beihilfefähigen Investitionen stehen, selbst wenn die Investition aufgrund der Ergebnisse einer Vorstudie nicht getätigt wird (Rn. (32) UEBLL). Die Vereinbarkeitskriterien ergeben sich aus Nummer 3.2.

Die beihilfefähigen Kosten sind in Anhang 2 der UEBLL geregelt, auf den Rn. (74) UEBLL verweist. Danach sind die Kosten der Studien beihilfefähig. Welcher Anteil der Kosten förderfähig ist, ergibt sich

aus Anhang 1 der UEBLL, auf den Rn. (77) UEBLL verweist und aus dem sich die Beihilfehöchstintensität ergibt. Demzufolge sind die Kosten einer Umweltstudie bei großen Unternehmen zu 50 %, mittleren Unternehmen zu 60 % und kleinen Unternehmen zu 70 % beihilfefähig.

Die Machbarkeitsstudien und Transformationspläne dienen der Durchführung von beihilfefähigen Investitionen in erneuerbare Wärmeerzeuger, Wärmenetze und weitere Fernwärmeinfrastruktur. Die Kosten der Studien und Pläne sind mithin förderfähig. Der anvisierte Fördersatz von 60 % ist mit den UEBLL vereinbar, sofern es sich beim Antragsteller um ein kleines oder mittleres Unternehmen handelt. Bei großen Unternehmen ist der Fördersatz auf 50 % zu beschränkten.

Dieselben Fördersätze ergeben sich im Rahmen der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO). Die Förderung für Durchführbarkeitsstudien richtet sich nach Art. 25 AGVO. Nach Art. 25 Abs. 7, 5 lit. d) AGVO können 60% für mittlere, 70% für kleine und 50% für große Unternehmen gefördert werden.

7.2.2 Einzelmaßnahmenförderung

Im Rahmen der zweiten Komponente des Förderprogramms werden verschiedene Erzeugungsanlagen als auch Wärmespeicher und Wärmenetze mit Investitionsbeihilfen gefördert. Für alle Fördergegenstände ist eine Förderung von 40 % der Gesamtinvestitionskosten vorgesehen.

Der Begriff des energieeffizienten Fernwärme- und Fernkältesystems bezieht sich auf die Erzeugungsanlagen und die weitere Infrastruktur, also das Netz einschließlich der zugehörigen Einrichtungen, die für die Verteilung der Wärme bzw. Kälte von den Produktionseinheiten an den Kunden benötigt werden (Rn. (19) Nr. (14) UEBLL). Grundsätzlich sind Investitionsbeihilfen für Energieeffizienz, einschließlich Fernwärme, in Abschnitt 3.4. UEBLL geregelt. Innerhalb dieses Abschnitts verweist Rn. (148) UEBLL zur Bestimmung der beihilfefähigen Kosten auf Rn. (73) bis (75). Rn. (74) verweist dabei auf Anhang 2 UEBLL, der eine Liste von kontrafaktischen Fallkonstellationen bzw. Erläuterungen zur Berechnung der beihilfefähigen Kosten enthält, die auf ähnliche Fälle übertragbar sind. Aus Anhang 1 UEBLL ergeben sich die Beihilfeintensitäten für Investitionsbeihilfen, auf den Rn. (77) UEBLL verweist. Für die nachstehende beihilferechtliche Bewertung wird zwischen den verschiedenen Fördergegenständen differenziert.

7.2.2.1 Erneuerbare Wärmeerzeuger

Energieeffiziente Fernwärme und Fernkälte erfasst nach der Definition in Rn. (19) UEBLL ein Fernwärme- und Fernkältesystem, das mindestens 50 % erneuerbare Energien, 50 % Abwärme, 75 % KWK-Wärme oder 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt (vgl. Art. 2 Nr. 41 Richtlinie 2012/27/EU, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2019/944). Dabei bezieht sich der Begriff auf Anlagen, die die Wärme erzeugen und das Netz, einschließlich zugehöriger Einrichtungen, das für die Verteilung der Wärme von den Produktionseinheiten an die Kunden benötigt wird. Die Vorgaben zur Förderung energieeffizienter Fernwärme- oder Fernkältesysteme gelten ausdrücklich auch für den Bau der Erzeugungsanlagen (Rn. (76) UEBLL), die an das Netz angebunden sind. Dabei ist nicht er-

sichtlich, dass zwischen Nah- und Fernwärme unterschieden wird. Die im BEW geförderten Wärmeerzeugungsanlagen dürften als Fernwärme- und Fernkälteanlagen einzuordnen sein, da sie als Erzeugungseinheiten im Rahmen eines Fernwärme- oder Fernkältesystems dienen sollen.

Rn. (74) verweist dabei auf Anhang 2 UEBLL, der eine Liste von kontrafaktischen Fallkonstellationen bzw. Erläuterungen zur Berechnung der beihilfefähigen Kosten enthält, die auf ähnliche Fälle übertragbar sind. Beihilfefähige Kosten von „Fernwärme- und Fernkälteanlagen“ sind danach:

> „die Investitionskosten für den Bau, die Erweiterung oder die Modernisierung einer oder mehrerer Erzeugungseinheiten, die Bestandteil des effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems sind“.

In Anhang 1 UEBLL sind keine spezifischen Angaben über Beihilfeintensitäten für „Fernwärme- und Fernkälteanlagen“ zu finden. Allerdings kann sich die Beihilfeintensität entweder nach den Vorgaben für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien oder für Fernwärme- oder Fernkältesysteme richten. In beiden Kategorien sind jeweils 45 % der beihilfefähigen Kosten förderfähig.

Die Förderung des BEW von 40% der Investitionskosten für den Bau der erneuerbaren Wärmeerzeuger, die Bestandteil eines effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems sind, liegt unter der nach Anhang 1 und 2 UEBLL zulässigen Förderung von 45 % der Investitionskosten und ist mithin angemessen.

7.2.2.2 Wärmenetze

Zur Bestimmung der beihilfefähigen Kosten für den Bau eines Wärmenetzes für ein energieeffizientes Fernwärme- oder Fernkältesystem ist nach Rn. (76) UEBLL, ähnlich wie bei der Förderung von Energieinfrastrukturen, die Finanzierungslücke zugrunde zu legen. Die zulässige Beihilfeintensität für Fernwärmeinfrastrukturen liegt bei 100 % der beihilfefähigen Kosten (Rn. (74), Anhang 1 UEBLL).

Zum Nachweis der Finanzierungslücke für Wärmenetze, wird auf die beihilferechtliche Genehmigung des KWKG 2016 (SA.42393) zurückgegriffen. Dort wird unter Rn. (43) ff. und in den Berechnungen in Tabelle 5 dargelegt, dass die Förderung von Wärmenetzen mit bis zu 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten bei einem Durchmesser unter 100 mm und von 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten bei größeren Durchmessern keine Überförderung darstellt. Nach den uns vorliegenden Angaben im Zusammenhang mit der Genehmigung der KWKG-Novellierung im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes, sind die Werte, die dieser Berechnung zugrunde liegen, im Wesentlichen noch gültig. Es haben sich gegenüber 2016 jedoch zwei relevante Änderungen ergeben, die auch die Grundlage für die Anpassung der Förderung im KWKG auf 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten bilden.

- Die Kosten für die Verlegung der Verteilleitungen haben sich in den letzten Jahren u.a. aufgrund von hoher Nachfrage und Kostensteigerung im Tiefbaubereich erhöht. Dies betrifft insbesondere die Baustellenkosten für die Verlegung der Hausanschlussleitungen an das Verteilnetz, die in der Regel über 100 Millimeter breit sind. Im Mittel werden durch die vermehrte Einspeisung von EE-Wärme zudem auch höhere Rohrdurchmesser erforderlich. Verbunden mit den höheren Verlegungskosten führt dies insgesamt zu gesteigerten Investitionskosten bei den Leitungssystemen größer 100 Millimeter.

- Durch die Gebäudesanierung sinkt der Wärmebedarf, wodurch die Fernwärmeerlöse entsprechend kontinuierlich sinken. Dies führt insgesamt zu einer schlechteren Refinanzierung der Investitionen in neue Wärmenetze, d. h. die Wirtschaftlichkeit hat sich für alle Leitungssysteme etwas verschlechtert. Werden Wärmenetze zu einem hohen Anteil mit erneuerbaren Energien gespeist, stellt sich die Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze ähnlich dar. Aufgrund der gestiegenen Anforderungen und zusätzlicher Kosten zur Einbindung steigender Anteile erneuerbarer Wärme ist die Wirtschaftlichkeit tendenziell schlechter als bei hohen KWK-Anteilen und eine Förderung in Höhe von 40 % der Gesamtinvestitionskosten angemessen.

Ausgehend von einer Finanzierungslücke von 40 % der Investitionskosten, die wiederum zu 100 % durch Förderung geschlossen werden kann, ergibt sich ein Fördersatz von 40 % der Gesamtinvestitionskosten. Der im BEW anvisierte Fördersatz ist demnach mit den Vorgaben der UEBLL vereinbar.

7.2.2.3 Wärmespeicher

Zur Bestimmung der beihilfefähigen Kosten für Wärmespeicher gibt es keine besonderen Regelungen in den UEBLL, sodass die Kosten nach Rn. (73) UEBLL zu ermitteln sind. Die Integration von Wärmespeichern dient der Steigerung der Energieeffizienz eines Wärmenetzes. Im Falle von Wärme- und Kältespeichern können die Kosten als getrennte Investition im Sinne der Rn. (73) lit. a) UEBLL ausgewiesen werden (siehe auch Rn. 240 der Entscheidung SA.42393). Entsprechend sind die Gesamtinvestitionskosten als die beihilfefähigen Kosten anzusehen.

Zum Nachweis der benötigten Beihilfeintensität könnte auch hier auf die beihilferechtliche Genehmigung des KWKG 2016 (SA.42393) zurückgegriffen werden. Dort wird unter den Rn. 38 ff. und 233 ff. der Entscheidung dargelegt, dass eine Förderung von 250 €/m³ und maximal 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten angemessen ist. Dies stünde im Einklang mit Anhang I UEBLL, wonach Beihilfen für Energieeffizienzmaßnahmen in Höhe von 30 % der beihilfefähigen Kosten gewährt werden dürfen, beziehungsweise für mittlere Unternehmen in Höhe von 40 % und für kleine Unternehmen gar in Höhe von 50 %. Die anvisierte 40 %-Förderung des BEW wäre danach mit den Vorgaben der UEBLL vereinbar, sofern sie für kleine und mittlere Unternehmen gewährt wird. Für große Unternehmen müsste der Fördersatz auf 30 % begrenzt werden.

Eine Einordnung der Wärmespeicher als Bestandteil des Fernwärme- und Fernkältesystems erscheint jedoch ebenfalls möglich. Bei der Nutzung von Wärme aus erneuerbaren, teils volatilen Quellen, ist der Einsatz von Wärmespeichern erforderlich, um zeitliche Verzögerungen zwischen der Wärmeerzeugung und dem Wärmebedarf auszugleichen und möglichst große Mengen an emissionsarmer Wärme einzubinden. Auf diese Weise kann die Energieeffizienz des gesamten Systems gesteigert werden Als Bestandteil eines Fernwärme- und Fernkältesystems, könnte eine Förderung in Höhe von 45 % der beihilfefähigen Kosten gewährt werden. Eine Förderung von 40 % der Investitionskosten für Wärmespeicher als Bestandteil eines effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems, läge auch für große Unternehmen unterhalb der nach Anhang 1 UEBLL zulässigen Förderung von 45 % der Investitionskosten und wäre mithin angemessen. Aufgrund des höheren und einheitlichen Fördersatzes ist die Variante vorzugswürdig.

7.2.3 Systemische Förderung für Maßnahmenpakete

Zum energieeffizienten Fernwärme- und Fernkältesystem gehört das Netz einschließlich der zugehörigen Einrichtungen, die für die Verteilung der Wärme bzw. Kälte von den Produktionseinheiten an den Kunden benötigt werden (Rn. (19) Nr. (14)). Für die Versorgung sind neben dem Bau von Wärmenetzen und Wärmespeichern auch weitere Maßnahmen erforderlich, etwa zur Netzverdichtung, Netzoptimierung, Temperaturabsenkung sowie Maßnahmen beim Kunden, um eine umweltfreundliche, effiziente und zuverlässige Wärmeversorgung zu gewährleisten.

Investitionsbeihilfen für Energieeffizienz, einschließlich Fernwärme, sind in Abschnitt 3.4. UEBLL geregelt, der in Rn. (148) UEBLL zur Bestimmung der beihilfefähigen Kosten auf Rn. (73) ff. verweist. Nach Rn. (76) gelten bei energieeffizienten Fernwärme- und Fernkältesystemen für den Bau der Erzeugungsanlagen die Rn. (73) bis (75), während bei dem Bau des Netzes, ähnlich wie bei der Prüfung von Energieinfrastrukturen, für die Bestimmung der beihilfefähigen Kosten die Finanzierungslücke zugrunde zu legen ist. Rn. (74) verweist dabei auf Anhang 2 UEBLL, der eine Liste von kontrafaktischen Fallkonstellationen bzw. Erläuterungen zur Berechnung der beihilfefähigen Kosten enthält, die auf ähnliche Fälle übertragbar sind. Aus Anhang 1 UEBLL ergeben sich die Beihilfeintensitäten für Investitionsbeihilfen, auf den Rn. (77) UEBLL verweist.

Für den Bau erneuerbarer Wärmeerzeuger, die Bestandteil eines effizienten Fernwärme- und Fernkältesystems sind, ist eine Förderung von 40% der Investitionskosten im Rahmen der zulässigen Beihilfeintensitäten nach Rn. (74), (77), und Anhang 1 und 2 UEBLL als angemessen anzusehen (siehe oben unter 8.2.2.1).

Hinsichtlich der Förderung der Maßnahmen zum Neu- und Ausbau von Wärmenetzen wurde in der beihilferechtlichen Genehmigung des KWKG 2016 (SA.42393) unter Rn. (43) ff. und in den Berechnungen in Tabelle 5, sowie in den obigen ergänzenden Ausführungen zur Anpassung der Förderung im KWKG 2020 (siehe oben unter 8.2.2.2 Wärmenetze) dargelegt, dass die Förderung von Wärmenetzinfrastruktur mit bis zu 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten keine Überförderung darstellt. Es ist regelmäßig von einer Finanzierungslücke von mindestens 40 % der Investitionskosten beim Bau neuer Fernwärmeinfrastruktur auszugehen. Da die zulässige Beihilfeintensität für Fernwärmeinfrastrukturen bis zu 100 % der beihilfefähigen Kosten beträgt (Rn. 74, Anhang 1 UEBLL), ist eine entsprechende Förderung von 40 % der Investitionskosten als angemessen anzusehen.

Hinsichtlich der Förderung weiterer Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Quellen in ein Wärmenetz in effizienter Weise zu ermöglichen, sind keine besonderen Vorgaben in den UEBLL enthalten. Darunter fallen etwa Optimierungsmaßnahmen, die Integration von Speichern, intelligente Messtechnik oder Maßnahmen beim Endkunden. Diese Kosten können als getrennte “grüne” Investitionen ausgewiesen werden, da sie ausschließlich der Verwirklichung des Ziels einer möglichst energieeffizienten Wärmeversorgung dienen unter Einbindung hoher Anteile von erneuerbarer Wärme. Damit sind die Gesamtinvestitionskosten als beihilfefähige Kosten nach Rn. (73) lit. a UEBLL anzusehen. Aus Anhang 1 UEBLL ergeben sich die Beihilfeintensitäten für Investitionsbeihilfen, auf den Rn. (77) UEBLL verweist. Dort sind Fernwärme- oder Fernkältesysteme sogar mit 45 % der beihilfefähigen Kosten förderfähig. Da die genannten Maßnahmen der Verbesserung des energieeffizienten Fernwärme- oder Fernkältesystems dienen, dürften sie ebenfalls von dem Begriff und der

damit zusammenhängenden Regelung zur Beihilfeintensität erfasst sein. Mithin ist auch hier eine Förderung von 40 % der Investitionskosten angemessen.

Im Ergebnis ist für alle Maßnahmen in der systemischen Förderung ein Fördersatz von 40 % der Gesamtinvestitionskosten mit den Vorgaben der UEBLL vereinbar. Mithin dürfte auch eine systemische Förderung, die verschiedene Maßnahmen zum Bau oder zur Transformation eines Wärmenetzes kombiniert und insgesamt zu einem Anteil von bis zu 40 % der Investitionskosten fördert, mit dem Beihilferecht und den Vorgaben der UEBLL im Einklang stehen.

7.2.4 Betriebsbeihilfe für EE-Wärmeerzeuger

Nach Rn. (69) der UEBLL werden Umwelt- und Energiebeihilfen als angemessen betrachtet, wenn der Beihilfebetrag auf das zur Verwirklichung des angestrebten Umwelt- oder Energieziels erforderliche Minimum beschränkt ist. Unter Abschnitt 3.2.5.2 UEBLL können Beihilfen auf der Grundlage mehrerer Beihilferegelungen gleichzeitig gewährt werden, sofern der Gesamtbetrag der staatlichen Beihilfe für eine Tätigkeit oder ein Vorhaben die in den Leitlinien festgesetzten Beihilfeobergrenzen nicht übersteigt.

In Rn. (131) sind vier kumulative Voraussetzungen für Betriebsbeihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien geregelt, die erfüllt sein müssen (im Folgenden: a bis d), damit eine Beihilfe als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden kann.

a) Die Beihilfe pro Energieeinheit liegt nicht über der Differenz zwischen den Gesamtgestehungskosten der mit der jeweiligen Technologie erzeugten Energie (levelized costs of producing energy, LCOE) und dem Marktpreis der jeweiligen Energieform

In Deutschland gibt es keinen Marktpreis für Wärme, da der Wärmemarkt zersplittert ist und 86 % der Wärme vor Ort durch Wärmeverbraucher selber erzeugt wird. Aus diesem Grund wurde zur Berechnung der Förderung die Differenz zwischen den Gestehungskosten der mit der jeweiligen Technologie erzeugten Wärme und den Gestehungskosten für Wärme, die auf der Basis konventioneller Technologien erzeugt wird, zugrunde gelegt.

Die Fördersätze werden auf der Grundlage der Differenz zwischen den Gestehungskosten für Wärme aus Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und Wärme, die aus fossilen Brennstoffen erzeugt wird (kontrafaktische Konstellation) berechnet. Die Kosten der Erzeugung aus fossilen Brennstoffen richten sich nach den Erzeugungskosten für Fernwärme, die zu einem Anteil von 50 % in Gaskesseln und 50 % in KWK-Anlagen erzeugt wird.

Der in Anhang 10 bereitgestellte Vergleich der LCOE für die geförderten Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und der kontrafaktischen Technologien sowie der zu Grunde gelegten Annahmen zeigt, dass im Ergebnis die Förderung für jede erzeugte Wärmemenge nicht die Differenz zwischen den LCOE der geförderten Technologien und der kontrafaktischen Gestehungskosten überschreitet.

b) Die LCOE können eine normale Kapitalrendite umfassen. Bei der Berechnung der LCOE werden Investitionsbeihilfen vom Gesamtbetrag der Investition abgezogen

Die Kapitalrendite für Antragsteller umfasst 6 %. Dieser Wert wurde auf der Grundlage der Analyse von Beratern und dem Feedback eines breiten Spektrums an Interessensgruppen ermittelt.

Die Berechnung der Fördersätze berücksichtigt die Investitionsförderung für Erzeugungsanlagen, die im Rahmen der Einzelmaßnahmenförderung sowie der systemischen Förderung gewährt werden kann. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass es zu keiner Überförderung derselben beihilfefähigen Kosten kommt.

Zudem wird bei der Höhe der Betriebsbeihilfe für Wärmepumpen differenziert, ob der eingesetzte Strom aus einem Netz oder dezentral ohne Netznutzung bezogen wird. Auf diese Weise soll eine Überförderung ausgeschlossen werden, die etwa durch bestimmte Privilegierungen für dezentrale Versorgung entstehen können, die sich auf die EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, Netzentgelte und Netzumlagen auswirken.

c) Die Erzeugungskosten werden regelmäßig, mindestens jedoch jährlich, aktualisiert

Die Fördersätze müssen veröffentlicht und der Höhe nach regelmäßig überprüft werden. Der Antragsteller erhält die Förderung in der Höhe, wie sie im Förderbescheid festgelegt ist, für die Dauer des Bewilligungszeitraums.

d) Beihilfen werden nur bis zur vollständigen Abschreibung der Anlage nach den üblichen Rechnungslegungsstandards gewährt, um zu verhindern, dass die auf den LCOE beruhende Betriebsbeihilfe die Abschreibung der Investition übersteigt

Die Förderung ist beschränkt auf zehn Jahre. Da die Erzeugungsanlagen eine Abschreibungsdauer zwischen zehn und zwanzig Jahren haben, übersteigt die Förderdauer die Dauer der Abschreibung der Anlage nach den üblichen Rechnungslegungsstandards nicht.

7.2.5 Angemessenheit der Förderung im Übrigen

Um die Angemessenheit der Förderregelung zu wahren, besteht die Pflicht, eine Einzelfallnotifizierung durchzuführen, wenn die gewährten Beihilfen bestimmte Anmeldeschwellen überschreiten. Um Rechtssicherheit für die Planung von potenziell umfangreichen und langjährigen Wärmenetzprojekten zu erreichen, sollte im Rahmen des Genehmigungsverfahrens die einschlägige Anmeldeschwelle für Einzelfallnotifizierungen der Höhe nach festgelegt werden. Ferner ist zu definieren, welche Maßnahmen bei der Berechnung der Anmeldeschwelle berücksichtigt werden müssen. Hier ist zwischen Investitionsbeihilfen und Betriebsbeihilfen zu differenzieren.

7.2.5.1 Anmeldeschwellen für Investitionsbeihilfen

Grundsätzlich sehen Rn. 20 lit. a) UEBLL eine allgemeine Anmeldeschwelle für Investitionsbeihilfen mit einem Beihilfebetrag von über 15 Mio. € pro Unternehmen vor. Für Investitionsbeihilfen für Fernwärme- und Fernkältesysteme gibt es keine besonderen Anmeldeschwellen. Berücksichtigt man den potenziellen Umfang von Wärmenetzprojekten und den weiten Anwendungsbereich dieses Förderprogramms, könnte diese Anmeldeschwelle schnell erreicht werden, insbesondere bei mittleren und großen Wärmenetzen (siehe oben unter 5.6). Die Durchführung einer Einzelfallnotifizierung vor der EU-Kommission ist mit Rechtsunsicherheiten, einer zeitlichen Verzögerung des Projekts und einem hohen Verwaltungsaufwand für Behörden und den Förderempfänger verbunden. Eine Notifizierung könnte daher ein Hemmnis für die Inanspruchnahme der Fördermittel darstellen.

Unter Rückgriff auf spezielle Anmeldeschwellen der AGVO und weitere Anmeldeschwellen in Rn. 20 UEBLL, könnte jedoch die Genehmigung einer höheren Anmeldeschwelle für das Programm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze in Betracht kommen. Zur Bestimmung dieser Anmeldeschwelle sind zwei Varianten möglich.

- Nach Variante eins ist der Vorhabenbegriff, auf den sich die Anmeldeschwelle bezieht, eng auszulegen bei einer niedrigen Anmeldeschwelle. Für Investitionsbeihilfen würde eine Anmeldeschwelle von 20 Mio. € pro Unternehmen und Investitionsvorhaben gelten. Die Höhe der Anmeldeschwelle steht im Einklang mit der Schwelle für Investitionsbeihilfen für Fernwärme- oder Fernkälteverteilnetze nach Art. 4 Nr. 1 lit. w) AGVO. Da im Rahmen der vorliegenden Förderrichtlinie ebenfalls verschiedene Komponenten von Fernwärme- und Fernkältesystemen gefördert werden, ist die Bezugnahme auf die besondere Anmeldeschwelle der AGVO sachgerecht und mit dem Beihilferecht vereinbar. Ein Investitionsvorhaben ist dabei jeweils eine Maßnahme zur Einzelförderung nach (2) oder ein Maßnahmenpaket in der systemischen Förderung nach (3), wie es im Transformationsplan bestimmt wird. Für eine Betrachtung als einzelne Vorhaben spricht, dass die beihilfefähigen Kosten und Beihilfeintensitäten für diese Maßnahmen auf unterschiedliche Weise ermittelt werden. Ferner sind für die jeweilige Einzelförderung und für die Maßnahmenpakete der systemischen Förderung innerhalb der Richtlinie eigene Fördertitel, Förderanträge und Nachweisverfahren vorgesehen.
- Nach Variante zwei ist der Vorhabenbegriff weiter gefasst, dafür ist jedoch auch die Anmeldeschwelle höher angesetzt. Für Investitionsbeihilfen würde eine Anmeldeschwelle von 50 Mio. € pro Unternehmen und Investitionsvorhaben gelten. Die Höhe der Anmeldeschwelle entspricht der Schwelle für Energieinfrastrukturen nach Rn. (20) lit. e) UEBLL. Ein gefördertes Vorhaben umfasst dabei alle Maßnahmen, also Einzelmaßnahmen und Maßnahmenpakete, die an einem Fernwärme- oder Fernkältesystem vorgenommen und mit Investitionsbeihilfen gefördert werden.

Fernwärme- und Fernkältesysteme fallen zwar nicht unter die Definition der Energieinfrastruktur. Der Rückgriff auf die Anmeldeschwelle für Energieinfrastruktur von 50 Mio. €, die höher ist als die allgemeine Anmeldeschwelle von 15 Mio. € (Rn. 20 lit. a) UEBLL), erscheint jedoch, insbesondere vor dem Hintergrund der zu erwartenden Beihilfebeträge geboten. Energieinfrastruktur erfasst unter anderem die materielle Ausrüstung oder Anlagen zur Versorgung mit Strom, Gas, Erdöl und CO2, einschließlich Leitungen, Speicheranlagen und weitere Anlagen, die für den ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Betrieb des Systems unentbehrlich sind. Aufgrund der hohen Investitionskosten für solche Vorhaben, gilt eine Anmeldeschwelle von 50 Mio. € an Stelle der allgemeinen Schwelle von 15 Mio. €. So müssen nur solche Vorhaben ein Genehmigungsverfahren durchlaufen, für die außergewöhnlich hohe Beihilfebeträge gewährt werden, was zur Entlastung der Kommission, der nationalen Behörden und der geförderten Unternehmen beiträgt. Die Investitionskosten für die Infrastruktur von Fernwärme- und Fernkältesystemen sind der Höhe nach vergleichbar mit den Investitionskosten für Energieinfrastruktur im Sinne der UEBLL. Mithin wäre auch für Investitionsbeihilfen für Fernwärme- und Fernkältesysteme eine Schwelle von 50 Mio. € angemessen. Dies gilt erst recht wenn man berücksichtigt, dass mit Fernwärme- und Fernkältesystemen ressourcenschonende und klimafreundliche Technologien gefördert werden, die sogar besser geeignet sind, Ziele von gemeinsamem Interesse zu erreichen als etwa Gas- und Erdölinfrastruktur, die als Energieinfrastrukturen im Rahmen der UEBLL subventioniert

werden können. Eine Anmeldeschwelle von 50 Mio. € trägt somit zur erfolgreichen Realisierung der geförderten Vorhaben und der damit verfolgten Ziele bei.

Hinsichtlich der Abgrenzung eines geförderten Vorhabens, besteht mit einem weiten Vorhabenbegriff, der alle Investitionsmaßnahmen an einem Fernwärme- und Fernkältesystem erfasst, eine geringere Gefahr der künstlichen Aufteilung von Maßnahmenpaketen, um die Anmeldeschwelle zu umgehen (vgl. etwa Erwägungsgrund (16) sowie Art. 4 Nr. 2 AGVO). Die Handhabung der Schwelle wird auf diese Weise vereinfacht. Zugleich besteht weiterhin die Gefahr, dass sogar die Schwelle von 50 Mio. € nicht ausreicht und bei mittleren und großen Wärmenetzen, ab einem gewissen Zeitpunkt überschritten wird. Das gilt insbesondere, wenn man berücksichtigt, dass sich die Transformation eines Wärmenetzes über den Zeitraum von mehreren Jahrzehnten erstrecken kann, in denen sich die wirtschaftlichen und klimatischen Verhältnisse erheblich verändern können. Die Trafopläne sollen einen Defossilisierungspfad bis 2050 aufweisen. Um Projekte, die bei der Transformation eines Wärmenetzes weit fortgeschritten sind, vor den Risiken eines Notifizierungsverfahrens am Ende des Transformationsprozesses zu schützen, könnte daher auch eine zeitliche Begrenzung des Vorhabenbegriffs erwägt werden. Beispielsweise würde ein gefördertes Vorhaben alle Investitionsmaßnahmen an einem Fernwärme- oder Fernkältesystem erfassen, die über einen Zeitraum von zehn Jahren getätigt werden. Der Zehnjahreszeitraum würde der Laufzeit der Betriebsbeihilfe entsprechen. Allerdings gibt es für eine zeitliche Begrenzung des Vorhabenbegriffs bzw. der Kumulierungsregeln des Beihilferechts keine Vorgaben oder Anhaltspunkte in den UEBLL. In dieser Hinsicht dürfte also ein erhöhter Begründungsaufand gegenüber der Kommission anfallen.

7.2.5.2 Anmeldeschwellen für Betriebsbeihilfen

Die UEBLL und AGVO sehen keine ausdrücklichen Anmeldeschwellen für Betriebsbeihilfen für die Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Quellen vor. Die allgemeine Schwelle von 15 Mio. € bezieht sich nur auf Investitionsbeihilfen.

Eine Anmeldeschwelle könnte jedoch aus Rn. (20) lit. b UEBLL abgeleitet werden. Dort ist eine Anmeldepflicht für Betriebsbeihilfen für die Erzeugung von Strom und/oder die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen mit einer Stromerzeugungskapazität von mehr als 250 MW vorgesehen. Dabei knüpfen die Betriebsbeihilfen für Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms an die erzeugten Strommengen an. Eine Grenze für die Stromerzeugungskapazität der geförderten Anlage beeinflusst somit unmittelbar auch den Umfang der Betriebsbeihilfe.

Die Erzeugung von Strom und/oder Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen steht in einem engen Zusammenhang mit der reinen Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Ein Rückgriff auf die Anmeldeschwellen aus Rn. (20) lit. b UEBLL erscheint daher geboten. Da jedoch mit dem vorliegenden Förderprogramm nur die Wärmeerzeugung gefördert wird, sollte für die Bestimmung der Anmeldeschwelle entsprechend auf die Wärmeerzeugungskapazität der geförderten Anlage abgestellt werden. So kann der Umfang der gewährten Betriebsbeihilfen pro Wärmeerzeugungsanlage begrenzt und kontrolliert werden. Der Umfang der Kapazitätsschwelle von 250 MWth dürfte ebenfalls angemessen sein. Wie sich auch aus § 58 KVBG und der Gesetzesbegründung ergibt, soll das Förderprogramm schließlich dazu beitragen die Wärmeerzeugungskapazitäten aus Kohlekraftwerken, die im Zuge des Kohleausstiegs in absehbarer Zeit wegfallen werden, zu ersetzen.

Mit ähnlichen Argumenten scheint im Übrigen auch ein Rückgriff auf die Anmeldeschelle von 300 MW für Betriebsbeihilfen für Kraft-Wärme-Kopplung nach Rn. (20) lit. d UEBLL vertretbar.

7.3 Weitere Prüffragen

7.3.1 Verankerung im KWKG

Es wäre grundsätzlich denkbar, die Förderregelung auch im KWKG zu verankern und über die KWKG-Umlage zu finanzieren. Die KWKG-Umlage wird bislang nicht als Steuer oder Abgabe eingeordnet, sodass die Zulässigkeit zunächst nicht an finanzverfassungsrechtlichen Kriterien (Stichwort: Gruppennützigkeit) zu messen ist.

Falls die Förderung im KWKG geregelt wird, wäre eine Abwicklung entsprechend der Wärmenetzförderung des KWKG denkbar, d. h. über eine BAFA-Zulassung und die Übertragungsnetzbetreiber. Bei einer Finanzierung über das KWKG ließe sich, gestützt auf die EuGH-Entscheidung zum EEG 2012 (Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268), argumentieren, dass die Förderung keine Beihilfe im Sinne des Unionsrechts darstellt. Dies hätte den Vorteil, dass eine Orientierung an den Kriterien des Beihilferechts nicht zwingend wäre.

Allerdings sind politische und wirtschaftliche Hürden bei der Verankerung der Förderung im KWKG zu berücksichtigen. Das betrifft insbesondere die Frage, wie sehr die KWK-Umlage durch die neuen Fördertatbestände ansteigen würde und ob es politisch vermittelbar ist, dass Stromkunden in ganz Deutschland lokale Wärmenetzprojekte finanzieren. In rechtlicher Hinsicht besteht zudem ein Risiko, dass die “Argumentationskette” des Umlagesystems ab einem gewissen Punkt überspannt wird. Das KWKG und das darin verankerte Umlagesystem hat in erster Linie die Steigerung des Anteils an Kraft-Wärme-Kopplung in der Stromerzeugung zum Ziel. Somit besteht ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen den Zielen des Gesetzes und der Belastung der Stromkunden mit einer Umlage. Dieser Zusammenhang ist zumindest stark abgeschwächt, wenn mit derselben Umlage erneuerbare Wärmeerzeugung und Wärmenetze ohne KWK gefördert werden. Dies bedarf einer tiefergehenden Prüfung und voraussichtlich einer Gesetzesänderung, die jedoch nicht vom Umfang dieses Projekts gedeckt ist.

7.3.2 Abgrenzung zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Das Basisförderprogramm zur Transformation von Fernwärmenetzen ist darauf ausgerichtet, Maßnahmen zu unterstützen, die nicht bereits von den aktuell geltenden Fördergesetzen und -programmen abgedeckt werden. Hier ist in erster Linie das KWKG zu berücksichtigen, in dem Fördertatbestände mit Bezug zur Fernwärmeversorgung geregelt sind. Das KWKG wird haushaltsunabhängig über eine Umlage finanziert und bietet mit einem gesetzlich geregelten Förderanspruch eine sichere Rechtsgrundlage für Maßnahmen im Bereich der Fernwärmeversorgung. Das KWKG, das im Zusammenhang mit dem Kohleausstiegsgesetzes bis 2029 (Aufnahme Dauerbetrieb von KWK-Anlagen bzw. Inbetriebnahme Netze und- Speicher bis spätestens 31.12.2029) verlängert wurde, sollte mithin auch in Zukunft das vorrangige Förderinstrument bleiben für Maßnahmen, die von den dort geregelten Tatbe-

ständen abgedeckt sind. Das gilt insbesondere, um eine Überfrachtung des BEW, das haushaltsfinanziert ist, zu vermeiden. Hierzu könnte die vorrangige Anwendung des KWKG in der BEW-Förderrichtlinie klarstellend verankert werden. Sofern eine parallele Inanspruchnahme der Förderung nach dem KWKG und dem BEW ermöglicht wird, sollte eine Regelung zur Vermeidung einer Doppelförderung aufgenommen werden. Ein Beispiel für eine solche Regelung in Bezug auf die Förderung von KWK-Anlagen ergibt sich bereits aus § 7 Abs. 5 KWKG 2020. Dort ist die Verrechnung der Förderbeträge für denselben Fördergegenstand vorgesehen. Für die Förderung von Wärmenetzen gibt es bislang keine entsprechende Kumulierungsregelung.

Aktuell fördert das KWKG die Erzeugung von KWK-Strom in KWK-Anlagen und Kombinationen von erneuerbarer Wärmeerzeugung und KWK-Anlagen (iKWK, geplanter EE-Wärmebonus) über **Betriebsbeihilfen**. Diese Betriebsbeihilfen, einschließlich der Bonus für erneuerbare Wärme, knüpfen jedoch in der Abwicklung ausschließlich an die Erzeugung von KWK-Strom an. Eine Betriebsbeihilfe, die ausschließlich die Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Quellen oder Abwärmenutzung fördert, unabhängig von der KWK-Stromerzeugung, ist im KWKG nicht vorgesehen. Demgegenüber fördert das BEW keine KWK-Anlagen, der Fokus der BEW-Betriebsbeihilfe liegt auf der EE-Wärmeerzeugung und Abwärmenutzung. Eine Abgrenzung ist somit durch diese unterschiedlichen Zielrichtungen und Anknüpfungspunkte möglich.

Nach § 18 ff. KWKG werden **Investitionszuschüsse für den Aus- und Neubau** von Wärme- und Kältenetzen gewährt. Dem Ausbau gleichgestellt sind Netzverstärkungsmaßnahmen, die zu einer Erhöhung der transportierbaren Wärmemenge von mindestens 50 Prozent im betreffenden Trassenabschnitt führen und der Zusammenschluss bestehender Wärmenetze. Voraussetzung für eine Förderung ist, dass die Versorgung der Abnehmenden, die an das neue oder ausgebaute Wärmenetz angeschlossen sind, zu 75 % mit Wärme aus KWK-Anlagen erfolgt. Alternativ kann nach § 19 ff. KWKG der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen auch gefördert werden, wenn die Wärme zu mindestens 50 % beziehungsweise bei Inbetriebnahme ab 2023 zu 75 % aus einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme stammt. Ein Mindestanteil von 10 % (Stand: KWKG 2020) der Wärme aus KWK-Anlagen darf in letzterem Fall nicht unterschritten werden. Der Anwendungsbereich des BEW ist angesichts des grundsätzlich weit gefassten Fördertatbestands des KWKG eher klein. Eine Förderung nach dem BEW kommt in Betracht, wenn der Mindestanteil an Wärme aus KWK unterschritten wird, aber die erforderlichen Anteile an Wärme aus erneuerbaren Quellen im Übrigen erreicht werden.

Nach §§ 18 ff. KWKG ist die **Anbindung** einer KWK-Anlage an ein bestehendes Wärmenetz zuschlagsberechtigt. Demgegenüber ist die Anbindung einer Abwärmequelle oder einer Anlage zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Quellen nicht zuschlagsberechtigt. Letzteres kann nunmehr durch das BEW gefördert werden. Außerdem sieht das BEW Beihilfen für Maßnahmen beim Wärmekunden vor, wie etwa der Austausch oder die Errichtung von Hausübergabestationen oder Messgeräte. Diese werden bislang nicht nach dem KWKG gefördert.

Maßnahmen an einem bestehenden Wärmenetz, die allein auf die **Erhöhung der Effizienz** des Netzes ausgerichtet sind, können ebenfalls nicht nach dem KWKG gefördert werden, mit Ausnahme des Umbaus bestehender Wärmenetze für die Umstellung von Heizdampf auf Heizwasser. Unter Maßnahmen zur Erhöhung der Effizienz fallen etwa solche zur Temperaturabsenkung. Diese Art von Maßnahmen wird nach dem BEW finanziell unterstützt.

§§ 22 ff. KWKG fördert **Wärme- und Kältespeicher**. Voraussetzung ist, dass die Wärme des Wärmespeichers überwiegend, also zu mehr als 50 %, aus KWK-Anlagen stammt. Das KWKG 2020 fördert Wärmespeicher ebenfalls, wenn die Wärme überwiegend aus innovativen KWK-Systemen stammt, einschließlich deren Komponenten zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme und strombasierter Wärme. Die Förderung eines Wärmespeichers mit einem geringeren Anteil als 25 % KWK-Wärme ist nicht zuschlagsberechtigt. Das BEW wirkt hier ergänzend und ermöglicht auch die Förderung von Speichern, die Wärme aus erneuerbaren Quellen oder Abwärme speichern, dabei aber den Mindestanteil an KWK-Wärme unterschreiten.

Zuletzt sind im BEW eigene Fördertatbestände vorgesehen, die nicht im KWKG geregelt sind. Hierzu gehört insbesondere die Förderung für **Transformationspläne und Studien** für integrierte Vorhaben.

7.3.3 Privilegierungen für Wärmepumpen

Als flankierende Maßnahmen kommen auch weitere Privilegierungstatbestände für Strom in Betracht, der zum Betrieb von Wärmepumpen eingesetzt wird.

7.3.3.1 Bestehende und potenzielle Privilegierungen

Strom zum Betrieb von Wärmepumpen fällt nicht unter den **Kraftwerkseigenverbrauch** nach § 61a EEG, da hiervon nur Strommengen erfasst sind, die in Hilfs- und Nebenanlagen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Es kommen jedoch andere Privilegierungstatbestände des EEG in Betracht. Wird eine Wärmepumpe mit Strom aus einer hocheffizienten KWK-Anlage oder einer Anlage, in der ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, im Rahmen der Eigenversorgung betrieben, kann sich die EEG-Umlage auf 40 % (§§ 61b, 61c EEG) verringern. Bei einer Bestandsanlage im Sinne der § 61e bis § 61 g EEG sowie bei Anwendbarkeit des § 104 Abs. 4 EEG kann sich die EEG-Umlage auf 0 % verringern. Schließlich entfällt die EEG-Umlage bei Eigenversorgungen nach § 61a EEG.

Darüber hinaus könnten Privilegierungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG einschlägig sein. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 ist Strom von der Stromsteuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird. Diese Befreiung ist nur möglich, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt ist Strom, der aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird, von der Stromsteuer befreit, wenn der Strom vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an den Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang der Anlage geleistet wird. Diese Befreiung ist auch möglich, wenn der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird. Entscheidend ist nur, dass der Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnommen wird, d.h. in einem Umkreis von 4,5 km zu der Erzeugungsanlage.

Sofern der Strom zum Betrieb der Wärmepumpe nicht aus einem Netz bezogen wird, könnten zudem die **Netzentgelte, Netzumlagen und die Konzessionsabgabe** entfallen.

Es wäre denkbar, weitere beziehungsweise eigene Privilegierungen für die Nutzung von Strom in Wärmepumpen zu entwickeln, insbesondere wenn die Privilegierung an eine bestimmte Jahresarbeitszahl oder an den systemdienlichen Einsatz geknüpft ist. Beispielsweise könnte im Rahmen des EEG eine Privilegierung nach dem Vorbild der besonderen Ausgleichsregelung entwickelt werden. Im Rahmen des Stromsteuergesetzes könnte nach dem Vorbild von § 9 Abs. 1 Nr. 2 (Stromsteuerbefreiung für Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird) ein Tatbestand geregelt werden, der die Entnahme von Strom zur Wärmeerzeugung privilegiert. Hierfür wären Gesetzesänderungen erforderlich.

Bei den genannten Privilegierungen könnte es sich jedoch (unter der Annahme, dass das EEG eine Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV ist) um Beihilfen im Sinne des Unionsrechts handeln. In jedem Fall wirken diese sich auf die Höhe der Betriebskosten aus und somit auch auf die Förderbedürftigkeit. Eine Anwendung bzw. Entwicklung solcher Tatbestände müsste daher anhand beihilferechtlicher Kriterien geprüft werden, insbesondere unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit der Betriebsbeihilfe für Wärmepumpen.

7.3.3.2 Privilegierungstatbestände und Betriebsbeihilfe

Es gibt innovative Konzepte zur Versorgung einer Wärmepumpe mit Strom aus den erneuerbaren Quellen Wind und Sonne, der im räumlichen Zusammenhang erzeugt und (teilweise ohne Netzdurchleitung) verbraucht wird. Solche Konzepte sollten nicht automatisch von der Förderung ausgeschlossen sein. Zugleich könnten einige der genannten gesetzlichen Privilegierungstatbestände bereits anwendbar sein.

Um eine Überförderung von Wärmpumpen zu vermeiden, sollte die Betriebsbeihilfe daher grundsätzlich nur für Wärme gewährt werden, die mit Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder einem geschlossenen Verteilernetz nach § 110 EnWG erzeugt wird, für den die volle EEG-Umlage abzuführen ist. In diesen Versorgungskonstellationen fallen die Kosten der EEG-Umlage bis auf die für Bestandsanlagen geltenden Ausnahmeregelungen im EEG, Netzentgelte und Netzumlagen an, sodass die Betriebskosten für die Wärmepumpen der Höhe nach den Kosten entsprechen dürften, die für die Berechnung der Betriebsbeihilfe angesetzt wurden. Aufgrund der Ausnahmeregelungen für Bestandsanlagen ist die Förderung nur zu gewähren, wenn für den für die Wärmeerzeugung aus dem Netz bezogenen Strom die volle EEG-Umlage abgeführt wurde. Eine ähnliche Regelung wurde in § 7 Abs. 1 KWKG 2020 aufgenommen.

Es ist grundsätzlich möglich, dass Privilegierungen im Hinblick auf die Konzessionsabgabe und Stromsteuerbefreiungen in diesen Fällen weiterhin anwendbar sind. Da die Konzessionsabgabe jedoch nur in geringer Höhe anfällt, erscheint die Berücksichtigung einer dahingehenden Privilegierung bei der Bestimmung des Fördersatzes wirtschaftlich vernachlässigbar. Hinsichtlich einer möglichen Stromsteuerbefreiung ist anzumerken, dass eine Befreiung zunächst dem Anlagenbetreiber und Stromlieferanten zu Gute kommt. Dieser Vorteil muss bei einer Belieferung nicht zwingend an den Letztverbraucher durchgereicht werden. Der Vorteil würde bei der Eigenerzeugung verbleiben. Zudem ist eine Stromsteuerbefreiung auch bei einem Strombezug aus einem Netz möglich. Der Höhe nach läge eine Stromsteuerbefreiung mit einem Regelsatz von 2,05 Ct/kWh jedoch innerhalb der Kostenspanne, die sich auch durch andere Bedingungen des Marktes und der Stromgestehungskosten

ergibt. Der Vorteil einer Stromsteuerbefreiung allein scheint mithin ebenfalls nicht die Gefahr einer Überforderung mit sich zu bringen.

Wird Strom genutzt, der ohne Netzdurchleitung, etwa über eine Kundenanlage oder Direktleitung bezogen wird, können Netzumlagen und Netzentgelte entfallen. Dies führt zu einer nicht unerheblichen Absenkung der Strombezugskosten, womit in solchen Versorgungskonstellationen die Gefahr einer Überförderung besteht. Aus diesen Gründen sieht die Betriebsbeihilfe für Wärmepumpen einen abgesenkten Fördersatz vor, der die Vorteile solcher Versorgungsmodelle berücksichtigt. Auf diese Weise kann eine Überförderung für Wärmepumpen vermieden werden. Zugleich werden innovative Konzepte, in denen etwa Strom aus lokalen Wind- oder PV-Anlagen zum Wärmepumpenbetrieb eingesetzt werden, nicht von der Förderung ausgeschlossen.

Infolge der abgestuften Fördersätze, müssen Wärmepumpen, für die eine Betriebsbeihilfe gewährt wird, jedenfalls über mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen verfügen zur kontinuierlichen Erfassung und Abgrenzung der für die Wärmebereitstellung eingesetzten bzw. bezogenen Strommengen. Anhand dieser Messeinrichtungen ist nachzuweisen, welche erzeugten Wärmemengen förderfähig sind und nach welchem Fördersatz.

7.3.4 Wärmelieferungen: § 556c BGB

Wird ein Gebäude vermietet, muss der Eigentümer bzw. der Vermieter Investitionskosten für eine Heizungsanlage grundsätzlich in die Grundmiete einkalkulieren. Eine Weitergabe ist allenfalls über eine Mieterhöhung nach § 559 BGB denkbar, der jedoch bestimmte Einschränkungen und regelmäßig nur eine teilweise Weitergabe der Kosten vorsieht. Die Heizkosten können hingegen regelmäßig im Rahmen der Betriebskostenabrechnung nach den Vorgaben der Betriebskostenverordnung bzw. der Heizkostenverordnung auf den Mieter umgelegt werden, sofern der Mietvertrag eine entsprechende Klausel enthält (vgl. § 556 BGB).

Aus dieser rechtlichen Lage ergibt sich das sogenannte Vermieter-Mieter-Dilemma: der Vermieter hat kein eigenes Interesse in eine (effizientere bzw. klimafreundliche) Heizungsanlage zu investieren, da diese Kosten nicht oder nur teilweise im Rahmen einer Mieterhöhung weitergegeben werden können. Er profitiert gleichzeitig nicht von den Vorteilen der Investition, wie etwa geringere Heizkosten durch Energieeinsparungen, da der Mieter diese Kosten regelmäßig ohnehin als Betriebskosten zu tragen hat.

Die gewerbliche Wärmelieferung, sei es über Energiedienstleistungen wie Contracting oder über Fernwärme, könnte hier eine Lösung bieten. Der Vermieter könnte im Falle der gewerblichen Wärmelieferung nach der Betriebskostenverordnung bzw. der Heizkostenverordnung das gesamte Wärmeentgelt über die Heizkostenabrechnung auf den Mieter umlegen. In der Vergangenheit konnten die Kosten der gewerblichen Wärmelieferung bei einer Umstellung von einer Eigenversorgung mit Wärme auf eine gewerbliche Wärmelieferung im laufenden Mietverhältnis nur dann umgelegt werden, wenn der Mieter zugestimmt hat oder dies ausdrücklich im Mietvertrag vereinbart war.

Um eine Umstellung vom Eigenbetrieb auf eine gewerbliche Wärmelieferung in laufenden Mietverhältnissen zu erleichtern, hat der Gesetzgeber mit § 556c BGB eine Regelung eingeführt, die eine Um-

stellung im laufenden Mietverhältnis unabhängig von der Zustimmung des Mieters und einer entsprechenden Regelung im Mietvertrag ermöglicht. Aus Gründen des Mieterschutzes sieht § 556c BGB aber vor, dass die Kosten der gewerblichen Wärmelieferung nur dann auf den Mieter umgelegt werden, wenn die Kosten der gewerblichen Wärmelieferung die bisherigen Betriebskosten für die Eigenversorgung mit Wärme und Warmwasser nicht übersteigen (sog. Kostenneutralität). Die auf Grundlage des § 556c BGB erlassene Wärmelieferverordnung (WärmeLV) regelt die Vorgaben, wie dieser Kostenvergleich im Einzelnen durchzuführen ist.

Bisher hat diese Lösung nicht den gewünschten Erfolg gebracht. In der Praxis stellt der Nachweis der Kostenneutralität eine Herausforderung dar. Nach dem Kostenvergleich nach den §§ 8 bis 10 WärmeLV werden die Kosten der Eigenversorgung, die der Mieter bislang als Betriebskosten zu tragen hatte, mit den Kosten verglichen, die der Mieter tragen müsste, wenn er dieselben Wärmemengen im Wege der Wärmelieferung bezogen hätte (§ 8 WärmeLV). Während jedoch der Vermieter im Eigenbetrieb nur Brennstoffkosten sowie die Kosten der dazugehörigen Hausanlage ohne Investitions- und Instandhaltungskosten weitergeben kann, enthalten die Kosten der gewerblichen Wärmelieferung neben den Brennstoffkosten regelmäßig auch Investitions- und Instandhaltungskosten und eine Marge des gewerblichen Wärmelieferanten. In der Folge gelingt es – jedenfalls im Anwendungsbereich des § 556c BGB – praktisch nur selten, die nach § 556c BGB und der WärmeLV geforderte Kostenneutralität einzuhalten. Ist die Kostenneutralität nicht gewahrt, kann der Vermieter zwar auf eine gewerbliche Wärmelieferung umstellen, kann aber dann nicht das Wärmeentgelt, sondern nur diejenigen Kosten umlegen, die er auch bislang umlegen konnte (Brennstoffkosten und Kosten der dazugehörigen Hausanlage, aber keine Investitionskosten o. ä.). Der Vermieter würde demnach diese Kosten selbst tragen und deshalb regelmäßig eine Umstellung und den damit verbundenen Aufwand ablehnen.

Da die gewerbliche Wärmelieferung eine Möglichkeit sein könnte, um bei der Lösung des Vermieter-Mieter-Dilemmas voranzuschreiten, sollte die Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen im Wärmebereich zumindest nicht gegenüber dem Eigenbetrieb einer Heizungsanlage benachteiligt sein. Hierfür kommen verschiedene Lösungen über die Anpassung der Regelungen im Miet- und Betriebskostenrecht oder eine Förderung in Betracht.

7.3.4.1 Lösung über Betriebskosten

Der Grund für die bisherige Erfolglosigkeit des § 556c BGB und der darauf gestützten Wärmelieferverordnung dürfte in der Kostenneutralität liegen, insbesondere in dem Rechenverfahren zur Ermittlung der Kostenneutralität. Als Lösung könnte das **Kriterium der Kostenneutralität in § 556c BGB** beziehungsweise in der Wärmelieferverordnung neu geregelt werden:

- Es können weitere Faktoren bei der Berechnung berücksichtigt werden, etwa Kosten künftiger CO_2-Bepreisung oder der Zustand der bestehenden Heizungsanlage.
- Es könnte ein reiner Betriebskostenvergleich erfolgen, ohne Berücksichtigung der Kostenanteile des Wärmepreises, die auf Investitionen zurückzuführen sind.
- Denkbar wären auch Ausnahmen vom Erfordernis der Einhaltung der Kostenneutralität in bestimmten begrenzten Fällen.

Bei den Vorschlägen ist zu berücksichtigen, dass eine Änderung der Berechnung oder eine Ausnahme vom Erfordernis der Kostenneutralität mit einer höheren finanziellen Belastung der Mieter verbunden sein dürfte. Erhöhungen der Kosten für Mieter sind vor dem Hintergrund der Debatten um bezahlbaren Wohnraum insbesondere in Großstädten politisch umstritten. Es würde sich dabei zwar nur um eine Erhöhung der für den gemieteten Raum zu entrichtenden Betriebskosten handeln und nicht um eine Erhöhung der tatsächlichen Miete, über die höheren Betriebskosten würde der Vermieter aber bei seinen Investitionskosten für eine neue Heizungsanlage entlastet.

Ein Argument für eine Anpassung oder eine Ausnahme des Kriteriums der Kostenneutralität bei der Umstellung auf eine gewerbliche Wärmelieferung ergibt sich jedoch aus dem Vergleich mit § 559 BGB. Danach kann der Vermieter Modernisierungskosten, die er grundsätzlich als Investitionskosten selber zu tragen hätte, im Rahmen der Miete teilweise auf den Mieter umlegen. Die Investition in eine neue, effizientere Heizungsanlage gilt dabei als energetische Modernisierung im Sinne des § 555b Nr. 1 BGB. Voraussetzung ist allerdings, dass der Vermieter diese energetische Modernisierung selbst durchführt, also die Investitionskosten selbst trägt. Liegen diese Voraussetzungen vor, kann der Vermieter die jährliche Miete nach § 559 Abs. 1 BGB um acht Prozent der für die Wohnung aufgewendeten Kosten erhöhen. Dadurch entsteht ebenfalls eine finanzielle Mehrbelastung des Mieters. In diesem Fall erfolgt die Mehrbelastung zwar über die Miete und nicht über die Betriebskosten. Trotzdem zeigt die Regelung, dass der Gesetzgeber eine Mehrbelastung des Mieters für zumutbar erachtet, wenn eine bestehende Heizungsanlage im Eigenbetrieb durch eine effizientere Heizungsanlage im Eigenbetrieb ausgetauscht wird. Es wäre konsequent hier einen Gleichlauf zwischen Eigenbetrieb und gewerblicher Wärmelieferung herzustellen und eine Mehrbelastung des Mieters auch im Falle der Umstellung auf eine gewerbliche Wärmelieferung zu erlauben.

Eine Änderung oder Ausnahme von der Kostenneutralität könnte höhere Akzeptanz genießen, wenn die Erhöhung der Betriebskosten begrenzt wird und bzw. oder die Umstellung mit den Zielen der Wärmewende im Einklang steht. Das könnte etwa bedeuten, dass eine Abweichung von der Kostenneutralität oder eine andere Berechnungsmethode dann in Frage kommen, wenn bei der Umstellung ein bestimmter Mindestanteil der Wärme aus erneuerbaren Quellen, Abwärme oder KWK stammt und ein Mindestmaß an Effizienzsteigerung erreicht wird.

7.3.4.2 Lösung über Förderung

Ein weiterer Lösungsansatz wäre, die Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen zu fördern, beispielsweise mit staatlichen Zuschüssen.

Denkbar wäre eine Förderung des Contractors oder des Fernwärmeversorgers. Ein staatlicher Zuschuss könnte dazu beitragen die Umstellungskosten abzusenken, damit das Kriterium Kostenneutralität besser gewahrt wird. Da jedoch die Berechnung der Kostenneutralität für verschiedene versorgte Gebäude unterschiedlich ausfällt, dürfte es eine Herausforderung darstellen, eine pauschale Förderhöhe zu ermitteln, die hierfür angemessen ist. Zudem müssen die Vorgaben des Beihilferechts eingehalten werden. Das bedeutet zum einen, dass in der Regel nur die Investitionsmehrkosten förderfähig sind, also nur ein Anteil der tatsächlichen Investitionskosten. Sofern eine Förderung im Rahmen der AGVO angestrebt wird, gelten außerdem bestimmte Beihilfehöchstintensitäten. Das heißt, dass auch die Investitionsmehrkosten nur zu einem bestimmten Anteil gefördert werden können. Denkbar wäre

eine Förderung der Hausanschlusskosten. Hiermit wird aber nicht zwingend Kostenneutralität erreicht, da der Hausanschlusskostenbeitrag zum Teil vom Hauseigentümer finanziert wird und in dem Fall nicht Bestandteil der Wärmekosten ist. Denkbar ist, dass die Hausanschlusskosten in die Grundpreisberechnung der Fernwärmeversorger anteilig eingepreist werden, um hiermit die Hemmschwelle des Hauseigentümers für einen Wechsel zur Fernwärmeversorgung zu reduzieren. Sofern eine Förderung der Hausanschlusskosten eingeführt wird, könnte der Grundpreis im Versorgungsgebiet ggf. gesenkt und die Kostenneutralität damit leichter erreicht werden. Hier wäre in wirtschaftlicher Hinsicht zu prüfen, ob eine Förderung der Hausanschlusskosten ausreicht, um die Erfüllung der Kostenneutralität zu erleichtern. In beihilferechtlicher Hinsicht wäre näher zu prüfen, welcher Anteil der Hausanschlusskosten förderfähig ist und wie diese Förderung möglichst pauschal ausgestaltet werden kann. Hierfür wäre eine weitergehende Prüfung erforderlich.

Eine weitere Möglichkeit wäre es, den Hauseigentümer oder Vermieter mit einem Zuschuss zu fördern, wenn dieser eine Umstellung vom Eigenbetrieb auf eine gewerbliche Wärmelieferung anstrebt. Handelt es sich bei dem Hauseigentümer oder Vermieter nicht um ein Unternehmen (eine wirtschaftliche Tätigkeit ausübende Einheit), ist das Beihilferecht nicht anwendbar. Im Übrigen wären auch hier beihilferechtliche Vorgaben zu berücksichtigen. Eine Förderung des Hauseigentümers oder Vermieters könnte unter Umständen sowohl auf der Grundlage der AGVO als auch De-minimis-Verordnung entwickelt werden, wobei im Rahmen der De-minimis-VO höhere Fördersätze in Frage kommen als im Rahmen der AGVO.

Verschiedene Lösungen sind denkbar, wovon im Folgenden zwei Grundvarianten genannt werden.

- Der Vermieter/Hauseigentümer erhält eine Zuschusszahlung z. B. zum Hausanschlusskostenbeitrag/ Baukostenzuschuss nach §§9, 10 AVBFernwärmeV. Dies ist aber bereits jetzt im BEW vorgesehen.
- Der Vermieter/Hauseigentümer könnte die Heizkosten bis zur Grenze der Kostenneutralität weiter an seine Mieter wälzen. Die Kosten, die den Betrag der Kostenneutralität übersteigen, würden die Grundlage einer laufenden Förderung über einen bestimmten Zeitraum bilden.

Zunächst ist näher zu prüfen, was das konkrete Ziel der Förderung wäre: die Steigerung der Energieeffizienz oder die Erhöhung des Anteils an Energie aus erneuerbaren Quellen. Je nachdem, kommen unterschiedliche Fördersätze in Frage. Aus der Zielsetzung könnten auch Anforderungen an die Qualität der gewerblichen Wärmelieferung bei der Umstellung abgeleitet werden. Für beide genannten Varianten ergibt sich zudem das Problem, wie – zunächst ohne Rücksicht auf beihilferechtliche Kriterien – eine angemessene Förderhöhe ermittelt werden kann. Aufgrund der Unterschiede in den versorgten Gebäuden, sowohl was die Eigenschaften des Gebäudes selbst und der bisherigen Heizungsanlage angeht, dürfte der Unterschied zwischen den Kosten der bisherigen Versorgung und den Kosten der gewerblichen Wärmelieferung im Einzelfall unterschiedlich ausfallen. Hier wäre zu prüfen, ob es gelingen kann, einen plausiblen pauschalen Förderbetrag zu ermitteln. Sonst ist die Höhe der Förderung im Einzelfall zu ermitteln, was jedoch ggf. die Umsetzung für die zuständige Stelle und den Förderempfänger komplexer gestalten könnte.

In beihilferechtlicher Hinsicht wäre zu prüfen, ob die Umstellungskosten förderfähig wären. Die Förderung könnte entweder mit einer einmaligen Zuschusszahlung (Variante 1) oder gestreckt über einen

bestimmten Zeitraum gezahlt werden (Variante 2). In rechtlicher Hinsicht ergibt sich bei der gewerblichen Wärmelieferung das Problem, dass grundsätzlich der Wärmelieferant diese tatsächlichen Investitionskosten zu tragen hat, nicht der Hauseigentümer oder Vermieter. Der Preis für die Wärmelieferung finanziert zwar die Investitionskosten, der Hauseigentümer oder Vermieter ist jedoch nicht unmittelbar mit diesen Kosten belastet. Eine denkbare Lösung wäre, dass der Vermieter oder Hauseigentümer im Sinne der Variante 1 einen Zuschuss zu den Hausanschlusskosten erhält. Hiermit wird aber - wie bereits ausgeführt - nicht zwingend Kostenneutralität erreicht.

Denkbar wäre auch die Entwicklung einer Art Betriebsbeihilfe, die im Zeitpunkt der Umstellung zur Wahrung der Kostenneutralität gewährt wird über einen bestimmten Zeitraum. Hier besteht jedoch das vergleichbare Problem, dass der Vermieter oder der Hauseigentümer nicht unmittelbar mit den Kosten des Betriebs belastet ist, sondern der gewerbliche Wärmelieferant.

Zur Beurteilung der Frage, ob die Förderung des Hauseigentümers oder Vermieters im Einklang mit dem Beihilferecht in Frage kommt, wäre eine tiefergehende Prüfung erforderlich. Lösungen außerhalb des Beihilferechts – d. h. für Vermieter und Hauseigentümer, die keine “Unternehmen” sind oder eine Förderung unterhalb der de-minimis-Schwelle – scheinen eher umsetzbar. Hier besteht jedoch das Risiko, das der Kreis der potenziellen Förderempfänger deutlich eingeschränkt wird.

8 Rückmeldungen der Stakeholder

Das Förderkonzept wurde im Zeitraum zwischen Juni und August mit verschiedenen Stakeholdern und auf Veranstaltungen diskutiert und darauf aufbauend verfeinert. Input kam auch von verschiedenen Veranstaltungen, u. a. der DUH-Veranstaltung Erneuerbare Wärmenetze für mehr Klimaschutz – Wie kann die Transformation gelingen? am 21.4.2020, dem BEE-Runder Tisch Wärmenetze am 22.4.2020, dem Webinar Großwärmepumpen des BWP am 20.5.2020, dem Netzwerk Energie- und Wissensspeicher am 9.6.2020 in Eltville.

Persönliche Gespräche wurden mit unterschiedlichen Stakeholdern geführt, u. a. mit Dr. Max Peters, Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, André Deinhard, Bundesverband Geothermie, Helmut Mangold, IEP Pullach, Leonhard Thien, Energieagentur Nordrhein-Westfalen, Eduard Zimmer, Stadtwerke Heidelberg, Lutz Stahl, Deutsche Erdwärme, Nils Weil, Bundesverband Erneuerbare Energien, Charlotte Brauns, Carsten Körnig, BSW, Martin Willige Ritter Solar, Stadtwerke München, EnBW, Bastian Olzem, Berit Berghahn, Maren Petersen, BDEW, John Miller, Jens Kühne, AGFW, Jan Wullenweber, VKU. Gabriela von Goerne, Dr. Torsten Tischner, BGR. Andreas Bertram, Umweltbundesamt. Matthias Held, Fachverband Holzenergie, Sebastian Henghuber BBE. Malte Trumpa, Hauptstadtbüro Bioenergie, Martin Lohrmann, Wirtschaft-Umwelt; Konrad Raab, Tilo Kurtz, Dr. Sigmund Heller, Bastian-Laurenz Reinhardt, Fabian Nagel (Umweltministerium Baden-Württemberg).

Am 19. August 2020 wurde das in diesem Endbericht erarbeitete Konzept in einer Verbändeanhörung präsentiert. Folgende Verbände, Stadtwerke und Akteure waren anwesend: John Miller/ Jens Kühne (AGFW); Fabian Schmitz-Grethlein,/Jan Wullenweber (VKU); Jan Witt/ Bastian Olzem (BDEW); Tobias Dworschak (VfW); Nils Weil (BEE); Jens Dörschel (DEPV); Carsten Körnig/ Charlotte Brauns/ Stefan Abrecht (BSW); Björn Schreinermacher (BWP); Matthias Held/Malte Trumpa (Fachverband Holzenergie im BBE); Georg Friedl/Sandra Rostek (Fachverband Biogas e.V); Kristina Herman (FEE); André Deinhardt/Thomas Jahrfeld Bundesverband Geothermie e.V.; Stefan Lochmüller (N-Ergie AG); Oliver Kopp (MVV); Martin Ziel (Stadtwerke Leipzig GmbH); Stefan Schelosk/ Lars Velse (enercity AG); Michael Teigeler (Stadtwerke Heidelberg); Juliane Leinitz (SWM); Andreas Schnauß (Vattenfall Wärme Berlin AG); Martin Pehnt (Ifeu); Marco Wünsch (Prognos), Charlotta Maiworm (BBH); Markus Kahles (SUER); Rolf Miljes (PwC); Stephan Richter (GEF); Susanne Schmelcher (dena), Juliane Jeuck (BMWi III B1), Kerstin Deller (BMWi IIB3WS), Natascha Wessel (BMWi IIB3WS).

8.1 Rückmeldungen zum Gesamtkonzept

Das Gesamtfeedback der Verbände und Akteure ist **sehr positiv**. Dem Programm wird ein hoher Beitrag zu einer effektiven Ausgestaltung der Wärmewende beigemessen. Die Akteure begrüßen insbesondere auch die Kombination von Investitions- und Betriebsförderung mit weiteren flankierenden Maßnahmen. Auch die Aufteilung in die Einzelmaßnahmenförderung und die systemische Förderung wurde begrüßt. Positiv hervorgehoben wird auch der **Erstellungsprozess** der Programm-Erstellung.

Da die Akteure zahlreiche Projekte potenziell zahlreich erfolgversprechende Projekte mit hohem, auch langfristigen Förderbedarf sehen, konzentrieren sich grundsätzliche Rückmeldungen auf die Fristigkeit, Ausstattung und Verlässlichkeit des Programms:

- Eine denkbare **Begrenzung auf 50 Mio. € pro Projekt** wird als schwierig insbesondere für große Netzbetreiber angesehen, die ganzheitliche Adressierung über einen längeren Zeitraum planen. Es wird auf die – durchaus gut funktionierende – Möglichkeit der Einzelnotifizierung hingewiesen. Alternativ wird vorgeschlagen, die Obergrenze nicht auf den Netzbetreiber, sondern auf das Maßnahmenpaket zu beziehen oder Förderteile im Einzelmaßnahmen- und systemischen Programm separat zu werten.
- Es wird angemerkt, dass eine Netztransformation Dekaden in Anspruch nimmt. Eine entsprechende Absicherung, beispielsweise auch über eine gesetzlich abgesicherte **Wärmeumlage**, wird ins Spiel gebracht, um Planungssicherheit für die Netzbetreiber zu schaffen.
- Vor dem Hintergrund der konkreten (da gesetzlich verankerten) und degressiv gestalteten Förderung für fossile KWK wird auf die Bedeutung eines **stringenten Zeitplans** hingewiesen. Anfang 2021 treffen viele Unternehmen ihre Entscheidung. Momentan bietet der Fuel Switch auf Gas für die Akteure, die dem Kohleausteig unterliegen, kurzfristig mehr Sicherheit und erscheint als die einfachere Konzeption.
- **Gesamthöhe von 1 Mrd**. bzw. 1,8 Mrd. wird als zu niedrig betrachtet, da es den enormen Investitionen nicht gerecht wird. Vorgeschlagen wurde eher eine Größenordnung von 1 Mrd. pro Jahr. Auch wurde ein größeres Signal für die Technologiehersteller gewünscht. Es sollte auch beachtet werden, dass Investitionen der Akteure letztlich wieder Einnahmen generieren würden.
- **Abgrenzung BEG und BEW**. Es wurde betont, dass die beiden Instrumente nahtlos ineinandergreifen müssen. Hier wurde sowohl der Fall erwähnt, wenn es um die Förderung ähnliche Technologien geht als auch das Thema der Quartiersnetze. Dies konnte das BMWi nur bekräftigen. Die Förderung soll möglichst adressatengerecht sein und es ist auch das Ziel des BMWi, eine möglichst hohe Flexibilität zu gewährleisten. Eine gute Vereinbarkeit der beiden Instrumente soll angestrebt werden.

8.2 Rückmeldungen zum Trafoplan

Diskutiert werden die Anforderungen an Machbarkeitsstudien. Es wird vorgeschlagen, bei kopierfähigen Konzepten auch Standardkonzepte oder „Projektskizzen“ zuzulassen. Die Gutachter verweisen auf Möglichkeiten der Vereinfachung wie beispielsweise im Abwärmenutzungskonzept. Hier fehlen den Akteuren noch weitere Details (Vergabe an extern nötig? Umsetzungshilfen des BAFA, Reporting-Vorgaben, Nachweise), um das Instrument und den Aufwand letztlich einschätzen zu können. Eine häufige Frage bezog sich auch auf die Flexibilität innerhalb der langen Laufzeit. Hier ergeben sich durch technische Neuerungen, veränderte Bezugskonditionen etc. in den nächsten 30 Jahren auch Änderungen in der Transformationsstrategie. Dem wurde durch das Konsortium entgegengesetzt, dass Änderungen, allerdings im Rahmen der Zieldefinition, durchaus möglich sind.

Die beihilferechtliche Begrenzung auf 50 % Förderquote für Nicht-KMU wird seitens der Teilnehmer kritisch gesehen, ist aber der notwendige Ausgangspunkt für Verhandlungen mit der Kommission.

8.3 Spartenspezifische Rückmeldungen

Geothermie. Die Branche befürwortet diverse Verbesserungen in der Förderlandschaft gegenüber der heutigen Förderung, u. a. die Aufhebung der Dubletten-Begrenzung und die verbesserte Förderung der Bohrkosten. Auf die Bedeutung einer flankierenden Risikoversicherung wird hingewiesen. Geothermie solle auch als Einzelmaßnahme förderfähig sein, um die Bedeutung der Geothermie herauszuheben. Allerdings betonen die Gutachter, dass die Voraussetzungen für die Systemförderung ja eigentlich schon gegeben sind, weil bei der Geothermie i.d.R. entsprechende Machbarkeitsstudien vorliegen. Gefragt wird nach der mitteltiefen Geothermie, die tiefe Erdwärme mit Wärmepumpen fördert; diese wäre im vorliegenden Konzept förderfähig. Auch wurde betont, dass gerade für die Tiefen Geothermie aufgrund ihre langwierigen Planungs- und Umsetzungsprozesse der momentane Zeitrahmen von 4 Jahre als schwierig betrachtet wird. Eine schnelle Verlängerung bzw. Verstetigung würden begrüßt.

Biomasse. Die Branche verweist auf die hohe Bedeutung der Investitionsförderung. Eine Betriebsprämie wäre gleichwohl zu prüfen. Bei Biomassefeuerungen wird nach Anforderungen an kleine Kessel <10 MW gefragt. Die Gutachter verweisen darauf, dass neben Anforderungen an den Brennstoff weiterhin Qualitätsanforderungen u. a. an die Emissionsgrenzwerte in Analogie zum MAP gestellt werden. Diskutiert werden die Anforderungen an Neubaunetze. Nach dem Vorschlag der Gutachter müssen Neubaunetze entweder die WNS 4.0-Anforderungen einhalten oder mind. 50 % EE/Abwärme mit Trafoplan. Damit wären beispielsweise Netze auch förderfähig, die in einer Übergangsphase Biomasse einsetzen, bis die Temperaturabsenkung vorangeschritten ist. Die Flexibilisierung von bestehenden Biomasseanlagen wird als Fördervorschlag aufgebracht. Nach dem Vorschlag der Gutachter sind solche Maßnahmen förderfähig, sofern sie wärmeseitige Investitionen bedingen (z. B. Speicher).

Biogas/Biomethan. Hier wünscht sich die Branche, dass Biogas/Biomethan im BEW gestärkt wird, insbesondere durch eine Betriebskostenförderung für Biomethan. Die Gutachter weisen darauf hin, dass zum einen Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen nicht klimaneutral ist und von daher der Einsatz gezielt in besonders „bedürftige“ Bereiche, etwa in die stoffliche/chemische Nutzung, die Prozesswärme und die flexibilisierte KWK-Nutzung gelenkt werden sollte. Letzterer Bereich wird durch das KWKG bzw. das EEG instrumentell bedient. Diese Anlagen sind im Rahmen eines Trafoplans eine wichtige Säule, werden allerdings nicht durch das BEW gefördert. Spitzenkessel, die nachweislich mit Biogas/Biomethan betrieben werden, sowie Wärmeinfrastruktur zur Nachrüstung von Biogasanlagen sind zudem im Rahmen der systemischen Förderung förderfähig sind.

Solarthermie. Die Solarthermie-Branche weist daraufhin, dass 40 % noch unter der jetzigen Förderquote liegt, so dass eine Betriebsprämie von 1 Ct/kWh nicht ausreichend wäre, deutlich mehr Projekte anzuschieben als bislang. Die spezifischen Unterschiede zu den anderen Technologien wie bspw. die Pachtkosten für die Flächen müssen Beachtung finden. Gefragt wurde nach der Möglichkeit der Förderung von Saisonalspeichern, welche im Programm förderfähig sind.

Wärmepumpen. Eine Betriebskostenförderung wurde von den Akteuren begrüßt. Die Orientierung der Betriebskostenförderung an der JAZ wurde als positiv betrachtet. Das Konzept, die Förderungen sich abhängig von der Wirtschaftlichkeitslücke an den JAZ orientiert, wurde als richtig betrachtet, da dadurch auch Anlagen in Anwendungsfällen mit systembedingt niedrigen JAZ wirtschaftlich realisiert werden können. Betont wurde, dass das BEW ein Instrument werden sollte, was Breitenwirkung hat.

Sorge bestand im Kontext neuer Quartiersnetze (bspw. Kalte Nahwärme). Hier muss sichergestellt werden, dass diese auch durch die veränderten Förderbedingungen und in der Abgrenzung zum BEG förderfähig bleiben und nicht plötzlich in keinem Programm mehr adressiert werden.

Abwärme. Bezüglich der Abwärme-Förderung wird darauf hingewiesen, dass Anbindungsleitungen förderfähig sein müssen – so wie auch im Programm vorgesehen. Die **Abgrenzung zum EEW** wird thematisiert, da dort eine niedrigere Förderquote (nur 30%) vorgesehen ist und eine niedrige Förderobergrenze (10 Mio.€) größere Projekte verhindert und somit als zu restriktiv angesehen wird. Zusätzlich zu der systemischen Förderung sollte die Abwärme auch in dem Element der Einzelförderung vertreten sein, wird entsprechend vorgeschlagen. Dagegen spricht, dass gerade größere Abwärmeprojekte in systemische Förderkonzepte und damit Trafopläne eingebunden sein sollten; beispielsweise fallen viele Abwärmequellen vor dem Hintergrund eines langfristigen Strukturwandels in der Industrie weg. Gefragt wurde nach der Nutzung von Niedertemperaturabwärme über Wärmepumpen bspw. über Kühlprozessen/Rechenzentren. Diese ist auch Bestandteil des Programms. Von einem Akteur wird vorgeschlagen, auch die Backup-Versorgung mit fossilen Zusatzkesseln in die Förderung aufzunehmen. Diese Variante würde allerdings dem Förderzweck erneuerbarer Wärme widersprechen, zumal verschiedene EE-Optionen für die Spitzenlast zur Verfügung stehen.

8.4 Rückmeldungen zu den flankierenden Instrumenten

Die Akteure begrüßen, dass flankierende Instrumente und Maßnahmen aufgeführt werden. Explizit genannt wurden für die Geothermie das Vorliegen von ausreichenden Seismik-Daten und die Risikoversicherungen Abwärme und Geothermie.

Gewünscht wurden als weitere Umfeldmaßnahmen noch die asymmetrische Behandlung von fossilen BHKW im Rahmen des BEHG und Regelungen zur EE-Wärme-Einspeisung Dritter sowie Anpassungen bei den Förderbedingungen der iKWK.

9 Ausführliche Ableitung der Förderanforderungen

9.1 Große Solarthermie

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Bei solarthermischen Kollektorfeldern, die in Fernwärmenetze einspeisen, handelt es sich um großflächige Anlagen. Selbst bei einem kleinen Wärmenetz, z. B. für ein Energiedorf, wird auch bei einem geringen solaren Deckungsanteil von 10 % bereits eine Kollektorfläche von 1.000 m² und mehr benötigt. Die Kollektoren für diese Anlagen wurden bisher fast ausschließlich ebenerdig installiert. Prinzipiell können die benötigten Kollektoren auch auf Dächern installiert werden, aber auch hier ist aus Kostengründen von einer Kollektorfläche von wenigstens 100 m² je Dach auszugehen.

Der solare Ertrag heutiger solarthermischer Anlagen liegt im Bereich von 500 kWh/(m²*a). Er hängt deutlich von den Vor- und Rücklauftemperaturen des versorgten Netzes ab. Der Ertrag steigt um ca. 1 % mit jedem Grad, um das die mittlere Netztemperatur abgesenkt werden kann.

Naturgemäß liefern Solarkollektoren ihre Energie hauptsächlich in den einstrahlungsreichen Sommermonaten. Soll solare Wärme auch im Winter bereitgestellt werden, so sind saisonale Wärmespeicher erforderlich. Wärmespeicher sind stets mit Verlusten behaftet, die aber umso geringer ausfallen, je größer der Speicher ist. Große Anlagen für Wärmenetze haben diesbezüglich daher einen großen Vorteil gegenüber Solaranlagen, welche nur kleinere Einzelobjekte versorgen. Bei guten Systemauslegungen kann selbst bei saisonalen Speichern in Fernwärmenetzen mit Verlusten gerechnet werden, die unter 10 % der eingespeisten Solarwärme liegen, obwohl die Verweildauern der eingespeicherten Energiemenge im Speicher vergleichsweise lang sind.

In Deutschland nimmt das Interesse an solaren Wärmenetzen zu. Derzeit (Stand Februar 2019) sind Solaranlagen mit einer Kollektorfläche von insgesamt 63.000 m² in Betrieb. Weitere 21.000 m² entfallen auf Anlagen, die im Bau sind oder zumindest eine konkrete Planung vorliegt. In der Vorbereitungsphase befinden sich weitere ca. 97.000 m² (Mangold 2019).

In Dänemark wurden von diesen Großanlagen in den Jahren zwischen 2012 und 2016 sehr viele zugebaut (PlanEnergi 2020) Danach brach die Nachfrage stark ein[2]. Der größte dänische Kollektorhersteller Arcon-Sunmark hat daher seine Produktion eingestellt (Bröer 2020).

Beispiel

Die große dänische Solaranlage (37.600 m² Kollektorfläche) in Dronninglund wurde zusammen mit einem 62.000 m³ fassenden Erdbeckenspeicher gebaut. Die Messungen ergaben, dass wie geplant

[2] Als Gründe hierfür kommen in Frage:
- Abnahme der Preise für fossiles Erdgas
- Zunahme der Konkurrenz durch Wärmepumpen, welche mit überschüssigem Windstrom betrieben werden,
- Auslaufen einer staatlichen Förderung für Effizienzmaßnahmen, welche zeitweilig auch für solarthermische Anlagen in Anspruch genommen werden konnte.
- Arcon-Sunmark beklagt, dass die dänische Regierung zwar anspruchsvolle Klimaziele formuliert habe, es aber versäumt hat, die Wege dorthin zu konkretisieren.

mit Hilfe des Speichers ein hoher solarer Deckungsanteil von 40% des Fernwärmebedarfs von insgesamt 40.000 MWh erreicht wird, und dass die Verluste des saisonalen Speichers unter 10 % der eingespeisten Wärmemenge liegen[3] (PlanEnergi 2015, S. 4 ff und Winterscheid 2019, S.8).

In Deutschland gibt es eine Reihe kleinerer Anlagen. In Büsingen werden Vakuumröhrenkollektoren, mit denen sich höhere Temperaturen als mit den dänischen Flachkollektoren erreichen lassen, mit einer Fläche von 1.000 m² eingesetzt. Für die derzeit größte solarthermische Anlage in Ludwigsburg wurden 15.000 m² der dänischen Flachkollektoren installiert. Die in Hechingen geplante Anlage soll einen sehr hohen solaren Deckungsanteil von 70 % mit Hilfe von 7.000 m² Kollektoren und einem 18.000 m³ fassendem saisonalem Wärmespeicher erreicht werden. Dabei soll in Deutschland zum ersten Mal ein bisher nur in Dänemark erprobter, sehr kostengünstiger Erdbeckenspeicher mit schwimmender Abdeckung eingesetzt werden.

Beitrag zur Bestandstransformation

Durch die Wärme aus einer solarthermischen Anlage wird fossiler Brennstoff, welcher sonst in Heizwerken oder den Spitzenkesseln von KWK-Systemen eingesetzt worden wäre, verdrängt. Spitzenkessel werden so wie in Dänemark heute schon eine zunehmende Bedeutung gewinnen. Aufgrund der Einspeisung von volatilen erneuerbaren Energien wird es immer öfter zu Stunden mit sehr geringen oder gar negativen Einspeisevergütungen kommen, in denen sich die Stromerzeugung in KWK-Anlagen nicht mehr lohnt. Die dann fehlende KWK-Wärme kann dann entweder in Spitzenkesseln oder von solarthermischen Anlagen erzeugt werden. Die vermiedenen CO_2-Emissionen der Spitzenkessel können der Solaranlage gutgeschrieben werden.

Derzeitige Förderung

Das KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Premium“ bietet für große solarthermische Anlagen, welche in Fernwärmenetze einspeisen, eine Förderung von 40 % der anrechenbaren Investitionskosten. Für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) erhöht sich der Fördersatz um weitere 10 Prozentpunkte. Allerdings handelt es sich bei den Fernwärmeunternehmen, welche Bestandsnetze betreiben, meist um Großunternehmen. Alternativ ist eine ertragsabhängige Förderung möglich.

Für den Einsatz in der Prozesswärme fördert die Richtlinie für die „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ Sonnenkollektoren mit 45 % der förderfähigen Kosten. KMU erhalten einen Bonus von 10 %-Punkten.

Eine weitere Förderung ist im Zusammenhang mit dem Bau einer innovativen KWK-Anlage möglich (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz i. V. m. der KWK-Ausschreibungsverordnung). Eine KWK-Anlage gilt beispielsweise dann als innovativ, wenn das mit ihr kombinierte Kollektorfeld mindestens 30 % der Wärme erzeugt, die die KWK-Maschinen in 3.000 Stunden erzeugen können. Die Förderung erfolgt durch ein offenes Ausschreibungsverfahren. Die Anlagen, die die niedrigste Prämie pro kWh produzierten KWK-Stroms verlangen, erhalten den Zuschlag. Die Prämie ist auf 12 ct/kWh_{el} begrenzt. Sie

[3] Die mittlere Temperatur des Speichers ändert sich im Verlauf eines Jahres zwischen 10°C und 80°C. Die untere Temperatur liegt dabei deutlich unter der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes von 40 °C. Dies ist möglich, weil eine Wärmepumpe dem Rücklauf des Netzes Wärme entzieht, um sie auf einem höheren Temperaturniveau in den Vorlauf einzuspeisen.

wird für maximal 45.000 Volllaststunden der KWK-Anlage bezahlt. Es gibt kein Maximum für die Gesamtsumme der Prämie. Diese Förderung kann zu attraktiven Bedingungen für die Finanzierung großer solarthermischer Kollektorfelder führen.

Neu ist die geplante Förderung nach KWKG mit dem EE-Wärme-Bonus.

Die beiden Förderprogramme MAP und Effizienz in der Wirtschaft stellen leicht unterschiedliche Qualitätsanforderungen an die geförderten Sonnenkollektoren.

Förderung und technische Mindestanforderungen	MAP	Effizienz in der Wirtschaft	iKWK
Förderquote	40 % (+10%KMU)	45 % (+10%KMU)	Ausschreibungsergebnis
Qualitätsanforderung	Einhaltung Solar Keymark>525 kWh/m²a	Einhaltung Solar Keymark >525 kWh/m²a	Anforderungen des MAP müssen erfüllt werden
Planung	Einreichung Systemkonzept und Simulation	Planung entsprechend den Hinweisen und Vorgaben der VDI 3988 „Solarthermische Prozesswärme“, Durchführung einer Jahressimulation, frost- und stagnationssichere Planung und Ausführung	

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Große Solaranlagen, die am Erdboden installiert werden, sind auf die Fläche bezogen wesentlich kostengünstiger als kleine Solaranlagen, welche meist auf den Dächern von Einfamilienhäusern installiert werden. Während eine heizungsunterstützende Solaranlage mit einer Kollektorfläche von ca. 12 m² typische Nettoinvestitionskosten im Bereich von 600 €/m² aufweist, liegen die großen dänischen Anlagen im Bereich von 200 €/m² - einschließlich Anbindung an das Fernwärmenetz (Zech 2019, Pehnt 2017). In den Planungshilfen der dänischen Energiebehörde werden die Kosten großer (Flach-)Kollektorfelder mit der Formel Kollektorfeldkosten = 500.000 € + 180 €/m² abgeschätzt. (DEA 2019, S.296). Die Betriebs- und Wartungskosten sind sehr gering (Guidelines 2012).

In Deutschland sind Solaranlagen, die in Wärmenetze einspeisen, bisher noch deutlich kleiner und spezifisch auch deutlich teurer als in Dänemark. Hierzulande muss noch mit Kosten im Bereich von 400 €/m² gerechnet werden. Diese Felder sind dann aber häufig mit den ertragsstärkeren Vakuumröhrenkollektoren ausgestattet (Pehnt et al. 2017).

Abbildung 9-1 zeigt die hier verwendeten Investitionskosten. Für Flachkollektoren sind die umfangreichen dänischen Erfahrungswerte dargestellt. Für die selteneren und bisher kleineren Röhrenanlagen wurden Angaben aus deutschen Projekten[4] verwendet. Die Kostendegression für große Röhrenanlagen musste daher geschätzt werden.

[4] In Dänemark werden keine Röhrenkollektoren eingesetzt.

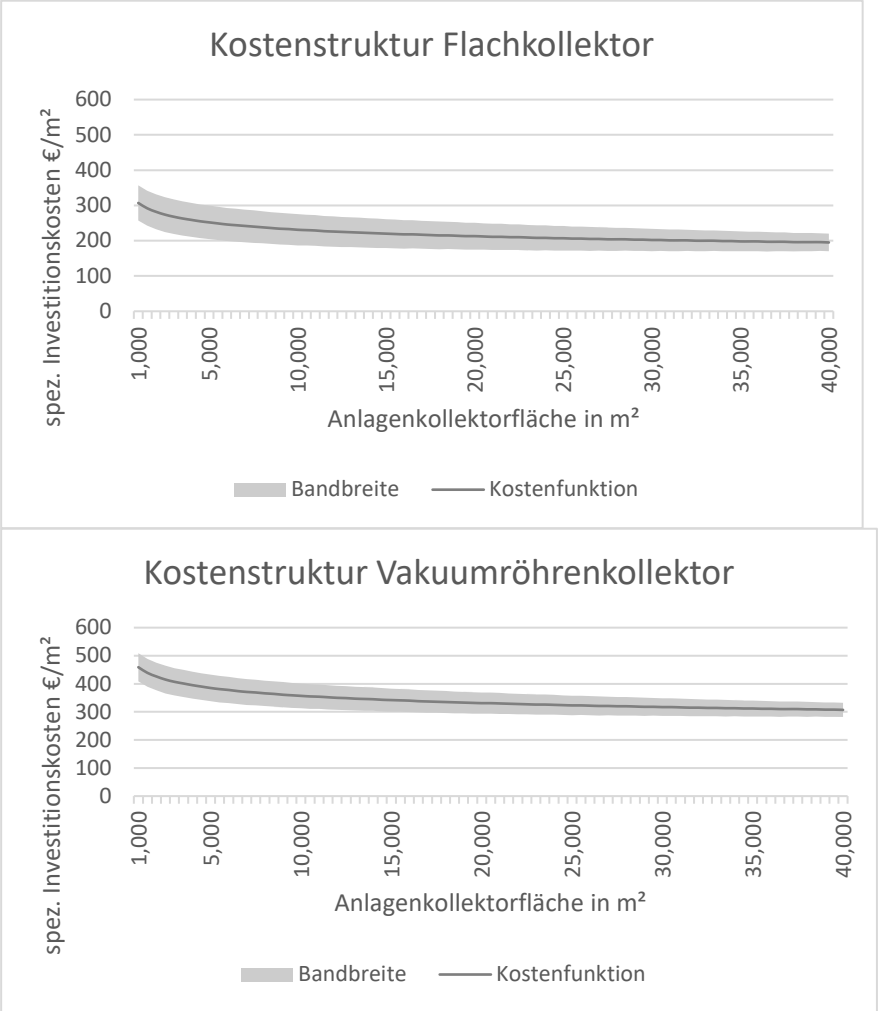

Abbildung 9-1: Kostenansatz für Kollektoren. Systemgrenze: kompletter Kollektorkreis inkl. Wärmeübergabe und Installation, aber ohne Wärmespeicher, Betriebsgebäude und Grundstück (Pehnt et al. 2017)

Abbildung 9-1 zeigt die Kosten von Flach und Röhrenkollektoren und deren ungefähre Kostenspannen auf. Röhrenkollektoren sind teurer. Bei ihnen kann aber eher mit zukünftigen Kostendegressionen gerechnet werden, da diese im europäischen Rahmen noch weitaus seltener als Flachkollektoren in Fernwärmenetzen eingesetzt werden.

Erfahrungen in Dänemark zeigen, dass durch die Wärme aus großen solarthermischen Anlagen häufig Erdgas, welches sonst in Spitzenkesseln verbrannt worden wäre, substituiert wird – gerade in den sehr verbreiteten Anlagen, die ihre Fernwärme zum überwiegenden Teil aus KWK-Prozessen beziehen, Grund hierfür ist, dass durch die volatile Einspeisung von EE-Strom die Börsenstrompreise zeitweilig so stark sinken, dass ein Betrieb der KWK-Anlagen nicht mehr lohnt und die weiterhin benötigte Wärme dann am kostengünstigsten mit Spitzenkesseln erzeugt wird. Die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen lässt sich daher anhand des Gaspreises bewerten. Da Gas-Brennwertkessel einen Wirkungsgrad von etwa 100 % aufweisen, kann mit jeder kWh Solarwärme ein kWh Erdgas ersetzt werden. Die

Beschaffungskosten von Erdgas für ein mittleres Stadtwerk werden hier mit 2,7 Ct/kWh angesetzt[5]. Typischerweise liegt die Wirtschaftlichkeitslücke aber bei (je nach Flächenkosten mitunter deutlich) über 30 %. Sie nimmt zu, wenn zusätzlich zum Kollektorfeld auch noch ein Solarspeicher benötigt wird. Hinzu kommen Risiken, die aus der hierzulande geringen Erfahrung mit großen solarthermischen Anlagen resultieren, sowie die Probleme bei der Beschaffung geeigneter Grundstücke.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

ifeu et al. (2020) führt aus, dass das schwerwiegendste Hemmnis beim Bau von solaren Großanlagen am Boden die fehlende Akzeptanz für die Nutzung von naturnahen Flächen für die Installation von technischen Anlagen ist[6]. Dies gilt, obwohl es einige Argumente gibt, die geeignet sind Bedenken gegen Freiflächenanlagen zu relativieren, nämlich die Flächeneffizienz, die weitere Nutzbarkeit der Fläche, günstige Bedingungen für die Ansiedlung von seltenen Pflanzen und Kleintieren usw.

Die für die Aufstellung der Kollektoren benötigte Landfläche ist größer als die Kollektorfläche. Sie hängt vom Abstand zwischen den Kollektorreihen ab. Ein geringer Abstand, wie er etwa bei dem weltweit größten Kollektorfeld in Silkeborg gewählt wurde, führt zu einem Flächenbedarf, der doppelt so groß ist wie die Bruttofläche[7] der Kollektoren (ifeu et al. 2020). Hinzu kommt der Flächenbedarf für etwaige Wege, technische Gebäude oder Speicher.

Um Akzeptanz für große solarthermische Anlagen zu schaffen, müssen die zuvor dargestellten Vorteile dieser Technologie kommuniziert werden. Hierzu ist eine Definition von Mindestzielen erforderlich, die aufgrund von Klimaschutz und Versorgungssicherheit erreicht werden müssen. Und es muss lokal abgewogen werden, wie sich diese Ziele am besten erreichen lassen. Es stehen hier die verschiedenen Optionen zur Energieeinsparung und zur Energiebereitstellung aus sonstigen erneuerbaren Energien in Konkurrenz. Alle Optionen sind mit unterschiedlichen Kosten-, Umwelt- oder Potenzialproblemen belastet.

Bei der Abwägung zwischen den Optionen sollten die Bürger aktiv beteiligt werden, z. B. in Form von Bürgergutachten. Diese sind aufwändig und müssen gefördert werden. Es wird sich günstig auswirken, wenn die Bürgerbeteiligung in eine kommunale Wärmeplanung eingebettet ist. Wenn Klimaschutz unter Einbeziehung von Fernwärme erreicht werden soll, muss die Kommune ohnehin ein wichtiger Akteur sein.

Eine Förderung der Transformation von Wärmenetzen sollte daher auch Bausteine für die Finanzierung von Bürgergutachten sowie Anreize zur Erarbeitung von kommunalen Wärmeplänen enthalten.

[5] Destatis gibt für industrielle Erdgas-Verbraucher mit einem Jahresbedarf zwischen 100.000 und 1.000.000 GJ einen mittleren Preis von 2,68 Ct(kWh für das 1. HJ 2019 an.
[6] Dagegen sind die Grundstückskosten vernachlässigbar, solange nur die in der Landwirtschaft üblichen Bodenpreise gefordert werden. Die Nutzung von Bauland ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich..
[7] Die Bruttofläche (also einschließlich des Kollektorrahmens) des typischen in Dänemark eingesetzten Kollektors der Fa. Arcon beträgt 13,57 m². Die transparente Fläche (sog. Aperturfläche) beträgt 12,6 m². In Dänemark beziehen sich die Flächenangaben meist auf die Aperturfläche, in Deutschland dagegen auf die Bruttofläche.

Spezifische CO_2-Einsparung

Mit jedem m² Kollektorfläche lassen sich jährlich 400 – 500 kWh Wärme erzeugen und gemäß den vorherigen Ausführungen auch jährlich eine Erdgasmenge mit dem gleichen Energiegehalt substituieren. Innerhalb der Lebensdauer des Kollektors von wenigstens 25 Jahren summiert sich die eingesparte Erdgasmenge auf ca. 11.250 kWh auf. Dadurch wird die Emission von 2,8 t an Treibhausgasen eingespart.

Die Investitionskosten je m² Kollektorfläche liegen je nach Art des Kollektors gemäß bei einer Kollektorfläche von 20.000 m² zwischen 210 und 330 €. Bei einem Fördersatz von 45 % entfallen ca. 120 € auf den Zuschuss. Mit jedem € an Fördermitteln werden somit ca. 23 kg an Treibhausgasen eingespart. Dies entspricht einem CO2-Preis von 43 €/$t_{CO2Äq}$.

Förderdynamik

Mit Stand Februar 2019 waren in Deutschland 63.000 m² Kollektorfläche in solaren Wärmenetzen installiert. Weitere 21.000 m² befanden sich in der konkreten Planung oder bereits in der Realisierungsphase. In der Vorbereitungsphase befanden sich 91.000 m², was das in jüngster Zeit gewachsene Interesse in Deutschland an diesen Anlagen belegt (Mangold 2019, Folie 8).

Solarthermische Anlagen in Wärmenetzen können eine energiewirtschaftlich wichtige Rolle spielen. Eine Vorhersage der Ausbaudynamik ist aber mit großen Unsicherheiten behaftet. Beides zeigt das Beispiel Dänemarks. Dort gab es einen Boom in den Jahren von 2011 bis 2016. Die jährlich zugebaute Fläche stieg dabei von 32.000 m² auf fast 500.000 m². Danach sank die Ausbaurate abrupt auf ein Zehntel des bereits erreichten Wertes (PlanEnergi 2020). Eine klare Ursache für diesen Rückgang ist nicht identifizierbar.

Im KfW-Teil des MAP wird für solarthermische Großanlagen (>40 m²), zu denen auch die in Wärmenetze einspeisenden Anlagen gehören, eine Förderung von wenigstens 30 % angeboten. Die Nachfrage nach diesen Fördermitteln ist gering. In den Jahren von 2013 bis 2018 konnte jährlich nur eine installierte Leistung zwischen 2.902 und 9.650 kW (entsprechend 4.100 und 13.800 m²) gefördert werden. Eine Tendenz ist nicht erkennbar. Dementsprechend wird als untere Bandbreite für die Nachfrage nach Fördermitteln ein konstanter Wert von 10.000 m² angesetzt.

Vor dem Hintergrund eines abnehmenden Klimanutzens von fossil betriebenen KWK-Anlagen werden die FWU zukünftig in zunehmendem Maße erneuerbaren Energien einsetzen müssen, wenn sie ihren Beitrag zum Klimaschutz liefern wollen.

Als obere Bandbreite wird davon ausgegangen, dass gut die Hälfte der in Vorbereitung befindlichen Anlagen in 2021 realisiert werden. Danach wird von einer Förderdynamik ausgegangen, die sich an der vor etwa 10 Jahre für das BMU erstellten Leitstudie 2011 (Nitsch u.a. 2011, S. 129) orientiert. Bei dieser Dynamik würden die in der Leitstudie damals für 2020 vorgesehenen Ausbauziele für solarthermische Wärmenetze wenigstens im Jahr 2028 doch noch erreicht werden (und die für 2040 im Jahr 2050).

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Grundsätzlich wird sowohl wirtschaftlicher Förderbedarf gesehen als auch Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse. Das zeigt sich auch in der Praxis, beispielsweise bei der fast fertiggestellten Anlage in Ludwigsburg (14.800 m² Kollektorfeld, 2.000 m³ Druckspeicher, 5 km neue Fernwärmeleitungen) mit projektierten Kosten von 13 Mio. €, davon 10 Mio. € Förderung. Aufgrund gestiegener Tiefbaukosten wurde das Projekt nochmals um 2 Mio. € teurer, sodass sich der hohe Förderanteil etwas verringert. Eine Amortisation wird erst in 25 Jahren erwartet (Neidlein 2020).

Auch im KfW-Teil der MAP-Förderung, in welchem u.a. für Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen, ein Fördersatz von 40% geboten wird, ist die Nachfrage nach Fördermitteln gering. Im Jahr 2018 konnten nur Fördermittel für 18 hinreichend große Solaranlagen (>40 m²) mit einer Kollektorfläche von insgesamt knapp 4.000 m² ausgezahlt werden (Zech 2019, S. A3-23).

Grundsätzlich sollten daher Sonnenkollektoren förderfähig sein. Als anschlussfähiger Fördersatz bietet sich 40 % an. Allerdings darf die Erwartung an die Förderwirkung nicht zu hoch gesetzt werden, da diese Förderhöhe bereits der existierenden Förderung entspricht und auch bei der sehr auskömmlichen iKWK-Förderung nicht viele Sonnenkollektoren (bis 1.4.2020 nur ein System) beantragt wurden. Der Flaschenhals der Solarthermie ist vor allem die Flächenverfügbarkeit, weshalb ein alternatives Flächeninstrument hier wirksamer erscheint (siehe ifeu-Vorschlag zur Bundes-Flächenverpflichtung). Zusätzlich zur Investförderung wird daher, wie in Kapitel 4.4 argumentiert, eine Betriebsbeihilfe vorgeschlagen.

Als Förderung ist ein prozentualer Zuschuss zu den nachgewiesenen Investitionskosten vorgesehen. Da ein erheblicher Teil der Investitionskosten nicht durch die Förderung abgedeckt sein wird, hat der Investor ein starkes Eigeninteresse an einer gut ausgelegten und qualitativ hochwertigen Anlage. Qualitative Mindestanforderungen an Komponenten oder Auslegung, wie sie im bisherigen MAP bei fixen Zuschüssen je m² Kollektorfläche angebracht waren, sind daher nicht mehr erforderlich.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote: 40 % plus Betriebsbeihilfe von 2 Ct/kWh

Technische Mindestanforderung? Nein

9.2 Tiefe Geothermie

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Im Schnitt nimmt die Temperatur des Untergrunds pro 1000m vertikaler Tiefe um 30K zu, stellenweise werden noch höhere Temperaturzuwächse erreicht. Die Nutzung von tiefen geothermischen Reservoiren, üblicherweise definiert ab einer Tiefe von >400m, über einen Primärkreislauf von Förder- und Re-Injektionsbohrungen mit Wasser als Wärmeträgermedium, bietet den Vorteil einer grundlastfähigen und steuerbaren Energiebereitstellung. Ihre Nutzbarkeit ist allerdings an die räumliche Überschneidung entsprechender Reservoire mit einer ausreichend hohen Wärmenachfrage gebunden, um den verhältnismäßig hohen Erschließungsaufwand zu refinanzieren.

Die bisherige Nutzung tiefer Geothermie in Deutschland konzentriert sich auf hydrothermale Reservoire in den drei Potenzialzonen norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und süddeutsches Molassebecken (SMB), mit einer starken Konzentration bestehender Projekte auf das SMB im Großraum München (Abbildung 9-3).

Dabei werden vorhandene Heißwasseraquifere mit Temperaturen bis zu 190°C üblicherweise mit einer Dublette, einer Förderbohrung und einer auf Reservoir-Ebene um mehrere hundert Meter entfernten Reinjektionsbohrung, erschlossen. Mittlerweile werden neue Projekte im Großraum München mit günstigen geologischen Ausgangsbedingungen auch mit mehreren abgelenkten Bohrungen von einem Bohrplatz aus konzipiert, wodurch punktuell noch höhere Leistungen erschlossen und Skaleneffekte bei der Erschließung genutzt werden können. Die im Förderwasser enthaltene Energie kann bei ausreichendem Temperaturniveau (>100°C) und ausreichender Förderrate zur Stromerzeugung in ORC- oder Kalina-Anlagen genutzt werden. Eine direkte Wärmenutzung über Wärmetauscher und eine Einspeisung in Wärmenetze ist auch bei niedrigeren Temperaturniveaus, die durch die Betriebstemperaturen der Wärmenetze bestimmt werden, möglich (Kaltschmitt 2014). Niedrige Netztemperaturen sind folglich auch für eine effizientere und breitere Erschließung tiefer Geothermie förderlich.

Zentrale Parameter für die Effizienz von Tiefengeothermieprojekten auf der Angebotsseite sind die erreichbare Temperatur des Reservoirs und die realisierbare Förderrate des Heißwassers (erreichbare Leistung) und die erforderliche Bohrtiefe (Kosten) – alle diese Parameter weisen auf Grund kleinräumiger geologischer Unterschiede eine vergleichsweise hohe Varianz auf und machen Voruntersuchungen bzw. eine umfassende Risikoabsicherung erforderlich (vgl. Abbildung 9-2).[8]

Im Jahr 2018 waren in Deutschland insgesamt 346 MW_{th} an Fernwärmeerzeugungskapazität aus hydrothermalen Reservoiren, verteilt auf 38 Anlagen mit dem primären Zweck der Fernwärmelieferung mit einer Jahresproduktion von 1.009 GWh_{th} installiert. Der Mittelwert der erreichten geothermischen Leistung pro Anlage lag bei 12 MW_{th}, der Median mit 10 MW_{th} leicht darunter. Drei Projekte erreichten Leistungen von >25 MW (GeotIS 2020, Abbildung 9-2).

[8] Hier ist zu beachten, dass ein Großteil der Anlagen bereits räumlich konzentriert im Großraum München ist und keine repräsentative Stichprobe für die vorhandenen Reservoire im gesamten Bundesgebiet vorliegt. So ist im Oberrheingraben mit günstigen hohen Temperaturen aber auch mit etwas niedrigeren Förderraten und höheren Bohrtiefen als im SMB zu rechnen und im Norddeutschen Becken insgesamt mit deutlich niedrigeren realisierbaren Förderraten von 20-30 l/s.

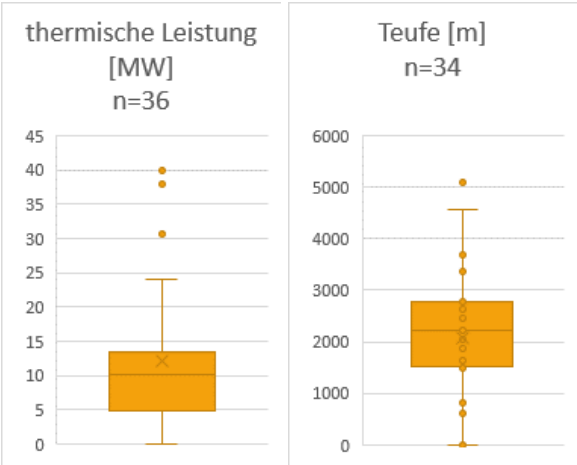

Abbildung 9-2: Verteilung erzielte geothermische Leistung und erforderliche vertikale Bohrtiefe (Teufe) bestehender Anlagen zur Nutzung hydrothermaler Reservoire >400m. Quelle: Agemar et al. (2014), GeotIS (2020).

Weitere Regionen mit ausreichenden Temperaturen des Gesteins, jedoch ohne natürliche Wasservorkommen als Trägermedium („petrothermale Reservoire“), können theoretisch durch einen künstlichen Aufschluss mittels unter Hochdruck zugeführtem Wasser oder an Störungszonen durch künstliche Stabilisierung vorhandener Klüfte erschlossen werden. Diese Verfahren sind jedoch erheblich aufwendiger, wenig erprobt und nach bisherigem Kenntnisstand insbesondere bei künstlichem Aufschluss mit Risiken geologischer Instabilität verbunden. Mittelfristig ist deshalb davon auszugehen, dass sich vornehmlich hydrothermale Reservoire für den Wärmemarkt erschließen lassen (Bracke 2014).

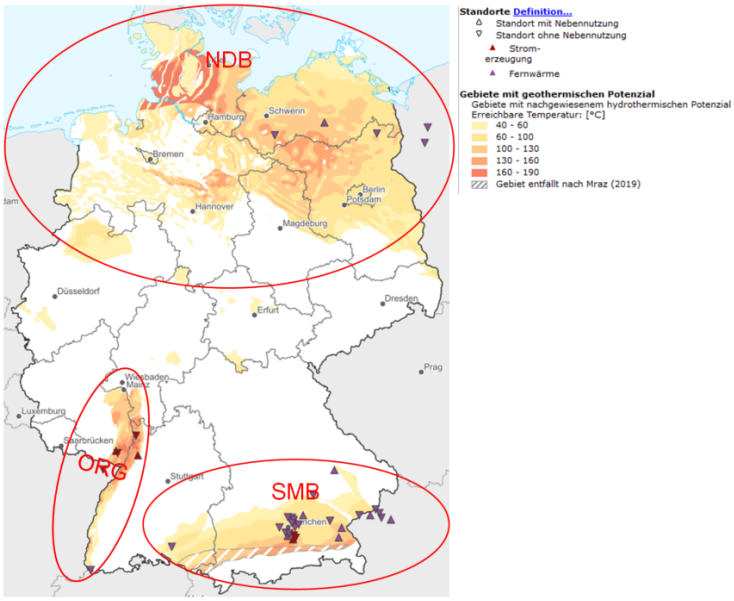

Abbildung 9-3: Überblick hydrothermaler Potenzialzonen und bestehender Anlagen zur Energieerzeugung (Agemar et al. 2014, GeotIS 2020).

Beispiel

Eine wichtige strategische Rolle nimmt die tiefe Geothermie bereits in den Konzepten der Energieversorger im süddeutschen Molassebecken rund um München ein. Hier ist ein Großteil der bisherigen thermischen Einspeiseleistung installiert und es hat sich ein Netzwerk an Forschungs- und Entwicklungsakteuren entwickelt. Die Stadtwerke München planen, bestätigt durch umfassende seismische Voruntersuchungen (u.a. Forschungsprojekt GRAME), mit 400 MW_{th} langfristig bis zu 80% ihrer Fernwärmeeinspeisung im Grundlastband zu bestreiten. Neben den günstigen geologischen Rahmenbedingungen in dieser Region, die sich v.a. in hohen realisierbaren Förderraten des Thermalwassers [l/s] niederschlägt, ist die vollständige Abnahme geothermischer Leistung in der Grundlast großer städtischer Fernwärmesysteme – projektiert werden in München >6000 VBH – hier sehr vorteilhaft für die Wirtschaftlichkeit. Diese Rahmenbedingungen sind jedoch sowohl was die absolute Höhe der Grundlast in den Sommermonaten, als auch was die Erzeugereinsatzreihenfolge bei vorhandenen alternativen Wärmerzeugern angeht, nur an wenigen Orten gegeben.

Beitrag zur Bestandstransformation

Aufgrund der hohen Investitionskosten werden für Anlagen zur Nutzung von Tiefengeothermie möglichst hohe Volllaststunden angestrebt. Durch die Wärme aus einem tiefen geothermischen Reservoir wird entsprechend fossiler Brennstoff, welcher sonst v.a. in Grundlasterzeugern eingesetzt worden wäre, verdrängt. Wo entsprechende Reservoire verfügbar sind und erschlossen werden können, werden punktuell vergleichsweise hohe, regelbare thermische Erzeugerleistung und hohe Einspeisemengen erzielbar sein und langfristig. Die Kombination mit Spitzenkesseln wird ähnlich wie bei bestehender KWK-dominierter Erzeugung konzipiert werden müssen.

Derzeitige Förderung

Bisher ist das wichtigste Förderinstrument für Projekte zur Wärmenutzung aus tiefen geothermischen Reservoiren das KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Premium“. Hier werden für Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie drei Bausteine von Tilgungszuschüssen zu den Investitionskosten, differenziert nach Anlagen zur reinen Wärmenutzung und Anlagen zur kombinierten Strom-/Wärmenutzung geboten, wobei für letztere geringere Fördersätze angelegt sind, um die Erlöse aus der EEG-Förderung der Stromerzeugung abzugelten:

Förderbaustein	Anlagentyp: Ausschließliche Wärmenutzung	Anlagentyp_ Kombinierte Strom-/Wärmeerzeugung
Anlagenförderung	200 €/kW_{th}, max. 2 Mio. € pro Anlage	$\left(1-\frac{P_{el}}{\dot{Q}_{th}}\right)$* 200 €/$kW_{th}$ $\dot{Q}_{th,min}$ > 4000 kW $P_{el} < \dot{Q}_{th}$ max. 1 Mio. € pro Anlage

Bohrkostenförderung	400-1000m: 375 €/m 1000-2500m: 500 €/m >2500m: 750 €/m max. 4 Bohrungen max. 2,5 Mio. € pro Bohrung bzw. 10 Mio. € pro Vorhaben (Entspricht maximaler vertikaler Tiefe von rund 4500m) keine Förderung von Erkundungsbohrungen	400-1000m: 375 €/m 1000-2500m: 500 €/m >2500m: 0 €/m max. 4 Bohrungen max. 975.000 € pro Bohrung keine Förderung von Erkundungsbohrungen
Mehraufwendungen	50% des nachgewiesenen Mehraufwands pro Bohrung (netto) max. 50% der ursprünglichen Plankosten max. 1,25 Mio. € pro Bohrung bzw. 5 Mio. € pro Vorhaben	50% des nachgewiesenen Mehraufwands pro Bohrung (netto) max. 50% der ursprünglichen Plankosten max. 1,25 Mio. € pro Bohrung bzw. 5 Mio. € pro Vorhaben

Eine weitere Förderung ist im Zusammenhang mit dem Bau einer innovativen KWK-Anlage möglich (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz i.V.m. der KWK-Ausschreibungsverordnung). Die Förderung erfolgt durch ein offenes Ausschreibungsverfahren.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Wärmegestehungskosten tiefengeothermischer Projekte sind zu rund zwei Drittel durch die Kapitalkosten für die Erschließung und zu einem Drittel durch die Betriebskosten bestimmt. Von zentraler Bedeutung für die Kapitalkosten sind die Aufwände für Tiefenbohrungen, die primär abhängig von der Tiefe der Reservoire und unabhängig von der erschließbaren thermischen Leistung anfallen. Die spezifischen Investitionskosten für Tiefenbohrungen aktueller Projekte im süddeutschen Molassebecken belaufen sich auf 2300 €/m. Im Verbund mit Investitionskosten für die Anlagentechnik lassen sich spezifische Investitionskosten von 3000 €/m abschätzen. Bei mittleren Bohrtiefen von 2500m bis 5000m ergeben sich Investitionskosten von 15-30 Mio. € pro Dublettenbohrung (Förder- und Re-Injektionsbohrungen) und Heizwerk.

Hinzu kommen gerade bei größeren Projekten in dichter bebauten urbanen Randlagen signifikante Aufwände für Wärmetransportleitungen mit erforderlichen Normdurchmessern von DN350- DN600 bis zum Netzeinspeisepunkt, die bis zu 30% der gesamten Investitionskosten ausmachen können. Angesichts der reservoirabhängig räumlich variierenden erschließbaren thermischen Leistung, ergeben sich daraus für reine Wärmenutzungsprojekte tiefer geothermischer Reservoire vergleichsweise stark variierende spezifische Investitionskosten von ca. 1.000 €/kW_{th} bis 3.000 €/kW_{th} frei Netzeinspeisepunkt.

Bezogen auf die geförderte Wärmemenge verbrauchen tiefengeothermische Heizwerke rund 10% Pumpstrom. Da in reinen Wärmenutzungsprojekten nicht von einer Abgaben-optimierten Eigenstromnutzung aus eigenen KWK-Anlagen ausgegangen werden kann, entfällt bei mittleren Strompreisen von 150€/MWh_{el} ohne Abgabenbefreiung der Großteil der Betriebskosten von ca. 15€/MWh_{th} auf Pumpstromkosten. Basierend auf den dargestellten deutlich variierenden Investitionskosten und den Aufwänden für Pumpstrom, liegen die Wärmegestehungskosten für reine Wärmenutzungsprojekte aus tiefen hydrothermalen Reservoiren im Bereich von 35-200 €/MWh_{th} mit einem mittleren Wert von rund 61 €/MW_{th} (siehe auch Kapitel 3.2.2).

Hierbei ist zu bedenken, dass durch die hohen Fördersätze aus dem EEG bisher ein starker Fokus auf der Stromerzeugung bei der Anlagenkonzeption lag und von der Branche auch zur Quer-Subventionierung einer kombinieten Wärmenutzung genutzt wurde.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Ein wichtiges Hemmnis für neue Tiefengeothermieprojekte ist das Fündigkeitsrisiko, das bei nicht erfolgreichen Bohrungen zu Stranded Investments und auch bei erfolgreichen Projekten zu zusätzlichen Versicherungskosten führt. Die bestehenden Informationsdefizite zur kleinräumigen Beschaffenheit des Untergrunds können nach Aussage von Branchenvertretern in einem mehrstufigen Prozess abgeschwächt werden, indem a) vorhandene geologische Daten aus anderen Sektoren des Bergbaus und auch der atomaren Endlagersuche (Standortauswahlgesetz) breiter verfügbar gemacht werden, b) staatlich geförderte Seismik-Kampagnen in den Schwerpunkt-Regionen mit hohem Angebots- und Nachfragepotenzial durchgeführt werden und die Daten an Projektentwickler verkauft werden oder alternativ seismische Voruntersuchungen ebenfalls gefördert werden und c) eine übergeordnete staatliche Risikoabsicherung für Wärmenutzungsprojekte etabliert wird.

Die Kosten seismischer Untersuchungen werden mit 25.000 €/km² beziffert. Bei Mindesteinzugsgebieten von 7 km² einer Förderbohrung (UBA 2020) fallen entsprechend pro Bohrung mindestens 175.000€ für die seismischen Voruntersuchen an.

Spezifische CO_2-Einsparung

Die mittleren spezifischen CO_2-Emissionen tiefengeothermischer Wärme werden in UBA (2018) mit 34 g CO_2-Äq./kWh beziffert. Da die Treibhausgasemissionen auch durch den Pumpstromeinsatz beeinflusst werden, ist zukünftig mit sinkenden spezifischen Emissionen tiefengeothermischer Wärme bei Bezug von Strom aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung zu rechnen.

Förderdynamik

Die Nachfrage nach der beschriebenen Förderung im KfW-Teil des MAP ist gering. Im Jahr 2018 wurde lediglich eine Tiefengeothermieanlage mit einer Leistung von 2,95 MW_{th} in Wert gestellt. Für die Förderabschätzung wird davon ausgegangen, dass ab Mitte der Dekade durch das Programm angestoßen Projekte mit einer Leistung von bis zu 500 MW_{th} angestoßen werden.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote: 40 % für alle Investitionen, inkl. der Bohrungen

Wenn die geothermische Anlage zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird, die Anlage eine EEG-Vergütung erhält und der Anteil der Wärmeleistung, der in die Turbine geht (P_{el}/η_{el}), größer als 30 % der gesamten Wärmeleistung $P_{el}/\eta_{el} + Q_{th}$ ist, reduziert sich die Förderung für die Bohrung, die Förder- und Injektionseinrichtungen und das Thermalwassersystem um den Faktor [1 - $(P_{el}/\eta_{el})/(P_{el}/\eta_{el} + Q_{th})$], wobei P_{el} die installierte elektrische Bruttoleistung der Turbine, η_{el} der elektrische Nutzungsgrad und Q_{th} die abnahmeseitige Wärmeanschlussleistung sind.
Unabhängig davon sind alle Komponenten der wärmetechnischen Einbindung voll förderfähig. Nicht förderfähig sind Kosten in Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage.

Technische Mindestanforderung? Nein

9.3 Großwärmepumpen

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Die meisten hier betrachteten Technologien stellen die Wärmeenergie direkt auf dem benötigten Temperaturniveau bereit. Um auch die Vielzahl an Wärmequellen zu nutzen, deren Temperaturniveau geringer ist, können Wärmepumpen eingesetzt werden. Durch den Einsatz von Strom wird in einem thermodynamischen Prozess Wärme auf dem gewünschten Temperaturniveau bereitgestellt, auch wenn die Wärmequelle kälter ist. Diese Wärmequelle wird dabei ausgekühlt.

Mögliche Quellen sind Außenluft, Grundwasser, Flüsse und Seen, oberflächennahe und tiefe Geothermie sowie Abwasser vor und nach Kläranlagen. Für Großwärmepumpen, die potenziell in Fernwärme eingebunden werden können, sind vor allem Quellen relevant, bei denen große Energiemengen entnommen werden können.

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch den theoretischen Carnot-Wirkungsgrad und die technisch realisierte Leistungszahl ϵ beschrieben. Der Carnot-Wirkungsgrad ist das Verhältnis von umgewandelter Wärmemenge zu eingesetzter (meist elektrischer) Energie. Der Wert ist abhängig von Quellen- und Senkentemperatur und umso höher, je näher diese beiden Temperaturen aneinander liegen. Relativ kühle Wärmequellen und sehr hohe Temperaturen im Bedarf senken den Wirkungsgrad also stark ab. Der mittlere Wert dieser Effizienz über ein Jahr wird auch als Jahresarbeitszahl (= JAZ) bezeichnet.

Der zugrundeliegende thermodynamische Prozess funktioniert durch ein Kältemittel mit bestimmten Eigenschaften in Bezug auf Druck und Temperatur. Verdunstungs- und Kondensationstemperatur müssen auf geeigneten Temperaturen liegen, um für den Prozess geeignet zu sein. Für hohe Temperaturen existieren spezielle Kältemittel, aber auch mehrstufige Wärmepumpen sind hier eine Lösung: Die Wärmeenergie wird hierbei von einer kühlen Wärmequelle zunächst von einer Wärmepumpe auf

ein mittleres Temperaturniveau angehoben. Anschließend wird dieses mittlere Temperaturniveau durch eine zweite Wärmepumpe mit einem anderen Kältemittel nochmals auf einen hohen Wert angehoben. Hierbei ist zweimal elektrische Energie für den Antrieb nötig.

Typische Werte für die JAZ liegen bei einstufigen Wärmepumpen bei 3-5 und bei mehrstufigen Wärmepumpen bei 2-3, je nach Quelle.

Die Definition einer „Großwärmepumpe“ gegenüber nicht großen „Wärmepumpen“ ist in der Literatur nicht festgelegt. Üblicherweise sind Wärmepumpen aber kleiner als viele konventionelle Wärmeerzeuger. Die Unterscheidung wird oftmals nach der Nutzung getroffen. Der Einsatz von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern oder mittleren Mehrfamilienhäusern steht hier der Nutzung in einem Fernwärmenetz oder der Industrie gegenüber. Dem Förderprogramm „Erneuerbare Energien Premium“ folgend, sind Wärmepumpen ab 100 kW Wärmeleistung „Großwärmepumpen“. Hersteller haben aktuell aber auch Systeme bis zu 2.500 kW Wärmeleistung im Angebot. Höhere Energiemengen können durch parallelisierte Systeme aus mehreren Geräten bereitgestellt werden.

Einschränkungen

Wärmepumpen sind ein wesentlicher Baustein für eine defossilisierte Wärmeversorgung der Zukunft. Dennoch zählen sie nicht automatisch zu den erneuerbaren Wärmequellen, sondern die Qualität ist maßgeblich vom Emissionsfaktor des verwendeten Stroms abhängig. Emissionsfrei ist die Wärme aus Wärmepumpen daher erst dann, wenn auch der verwendete Strommix rein erneuerbar ist.
Dennoch sind Wärmepumpen auch heute in der Regel schon deutlich klimaschonender, als konventionelle Wärmeerzeuger. Der Emissionsfaktor des verwendeten Strommix geteilt durch die Jahresarbeitszahl (ca. 2 bis 4) ist in aller Regel deutlich kleiner als die Emissionsfaktoren fossiler Alternativen. Empfohlen wird mit Blick auf den zunehmenden erneuerbaren Energieanteil im Strommix eine unkritische Behandlung von Wärmepumpen, die mit Netzstrom oder erneuerbaren Energien betrieben werden. Anlagen aus Eigenversorgung, insbesondere solche, deren Strombedarf aus alten Anlagen mit hohen Emissionen gedeckt wird, sollten nicht gefördert werden.

Auch auf das verwendete Kältemittel in der Wärmepumpe, das den thermodynamischen Prozess erst möglich macht, muss im Hinblick auf die Klimawirkung geachtet werden. Ein Großteil der in der Vergangenheit verwendeten Kältemittel in Klimaanlagen und Wärmepumpen (die im Wesentlichen auf dem gleichen Prozess beruhen) waren Chemikalien, aus der Gruppe der Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW), welche bekanntermaßen erheblich für den Rückgang der Ozonschicht verantwortlich waren. Von den Abkommen in Montreal und Kyoto bis hin zu vielen anderen Regelungen auf EU und nationaler Ebene sind diese Stoffe heute nahezu vollständig verboten. Die inzwischen verwendeten Alternativen sind zwar unkritisch für die Ozonschicht, weisen dafür aber ein erhebliches *global warming potential* (GWP, Faktor für den Vergleich von Treibhausgasen zu CO_2) auf. Seit 1.1.2020 sind Kältemittel mit einem GWP über 2.500 nach F-Gas-Verordnung (EU 517/2014) verboten, wodurch das häufig verwendete R404a (GWP = 3.920) seit diesem Jahr nicht mehr verwendet werden darf. Die beiden aktuell am häufigsten Verwendeten Kältemittel in Wärmepumpen sind R410a (GWP = 2.088) und R134a (GWP = 1.430), welche weiterhin extrem klimaschädlich sind und auch Wärmepumpen daher hohe Dichtheitsanforderungen nachweisen müssen.

Da die EU-Verordnung nach und nach strengere Vorgaben macht, sind zukünftig nur noch Alternativen einsetzbar, die sowohl für die Ozonschicht als auch in Bezug auf den Klimawandel unproblematisch

sind. Aktuell sind hier vor allem Propan, Propen, CO_2 und Ammoniak zu nennen. Auch neuartige oder bisher selten verwendete Stoffe (H-FKWs, HFOs) werden in ihrer Bedeutung dadurch zunehmen. Eine Förderung wäre diesen Regelungen vorgreifend vor allem sinnvoll, wenn das Kältemittel schon heute kein *global warming potential* aufweist.

Wie oben bereits beschrieben benötigen Wärmepumpen neben dem Strom zum Antrieb auch noch eine Wärmequelle auf einem niedrigerem Temperaturniveau. Neben den bereits genannten zwei Punkten ist auch die Wahl dieser Wärmequelle entscheidend für die Sinnhaftigkeit der Wärmepumpe für ein effizientes defossilisiertes Wärmesystem. Ohnehin vorhandene Quellen, wie Abwärme oder der ausgekühlte Rücklauf in Fernwärmenetzen sind dabei ebenso sinnvoll, wie auch Außenluft oder Grundwasser. Eigens erzeugte Wärme durch fossile (mit und ohne KWK) aber auch durch regenerative Energiequellen als Wärmequelle machen das Gesamtsystem (Wärmeerzeuger + Wärmepumpe) jedoch in vielerlei Hinsicht ineffizient und sollten nicht angestrebt werden.

Beispiel

Ein Beispiel für eine Großwärmepumpe mit 2 Mal 360 kW ist in der Vattenfallzentrale in Hamburg. Nähere Details dazu finden sich unter https://ochsner-energietechnik.com/portfolio-item/vattenfall-hamburg/

Beitrag zur Bestandstransformation

Wärmepumpen sind ein entscheidendes Element der Sektorkopplung. Vor allem in Kombination mit Wärmespeichern können vor allem Großwärmepumpen durch eine netzdienliche Fahrweise Flexibilität im Netz durch volatile Erzeugung abfedern. Bei absehbaren Stromüberschüssen im Netz können Wärmepumpen über den direkten Wärmebedarf aktiviert werden, und Wärmespeicher füllen. Im umgekehrten Fall können auch vorausschauend gefüllte Wärmespeicher dazu führen, dass Wärmepumpen zu Zeiten mit weniger verfügbarer Leistung im Stromnetz abgeschaltet oder zumindest mit reduzierter Leistung gefahren werden.

Derzeitige Förderung

Das *Marktanreizprogramm* fördert zwar Wärmepumpen, jedoch mit einer Fördergrenze von 50.000 €.

Das KfW-Förderprogramm *Erneuerbare Energien „Premium“* fördert Wärmepumpen ab 100 kW thermischer Leistung. Die Förderung wird nur gewährt, wenn eine Mindest-JAZ von 3,8 eingehalten wird, was für viele mehrstufige Wärmepumpen nur sehr schwer erreichbar ist. Ein Netzanschluss ist möglich. Die Förderung stellt Darlehen zu vergünstigten Konditionen bereit und gewährt zusätzlich einen Tilgungszuschuss von 80 € je $kW_{thermisch}$ bis zu einer Gesamtsumme von 50.000 €.

Darüber hinaus sind auch im BAFA-Förderprogramm Wärmenetze 4.0 Wärmepumpen förderfähig. Jedoch immer im Verbund mit einem Netz und allen damit verbundenen Investitionen und nicht als Einzelmaßnahme. Die Grundförderung beträgt hier 30 % der förderfähigen Kosten.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Typische Wärmegestehungskosten von Großwärmepumpen liegen, wie in 3.2.2 dargestellt, zwischen 8 und 10 Ct/kWh. Ein Großteil der Kosten entfällt auf die Betriebskosten, hierbei insbesondere auf die Stromkosten. Dabei führen hohe Jahresarbeitszahlen zu einem niedrigeren Stromverbrauch und damit

niedrigeren Stromkosten. Für eine höhere Gesamteffizienz sollten möglichst Wärmepumpen mit hohen JAZ zugebaut werden. Dies ist in Bestandsnetzen, die ein hohes Temperaturniveau aufweisen, ohne eine Temperaturabsenkung nur sehr schwer möglich. Um auch in diesen Netzen eine Alternative zu fossiler Wärmeerzeugung zu ermöglich, orientiert sich die Betriebsförderung an einer Großwärmepumpe mit einer JAZ von 2,5. Um eine Überförderung zu vermeiden, sinkt die Betriebsförderung über eine Formel mit der JAZ, wobei über einen Anreizfaktor sichergestellt wird, dass Großwärmepumpen mit hohen JAZ wirtschaftlich leicht besser gestellt werden. Dazu muss die JAZ durch die Betreiber jährlich ermittelt und mitgeteilt werden. Außerdem wird die Betriebsbeihilfe nur für den Anteil der eingesetzten Strommenge gewährt, der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen und für den die EEG-Umlage in voller Höhe entrichtet wird.

Förderdynamik

Mit der entwickelten Förderung aus Investitions- und Betriebsbeihilfe sollte ein wirtschaftlicher Betrieb von Großwärmepumpen in Wärmenetzen möglich sein. Der in Kapitel 6 dargestellte Zubau beruht darauf, dass damit der zur Erreichung der Klimaziele 2030 notwendige Ausbau an Großwärmepumpen erfolgt.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote 40% plus Betriebsbeihilfe

Technische Mindestanforderung:

Keine über EU-Anforderungen hinausgehenden Anforderungen an Kühlmittel. Bei einer Evaluierung des Programms sollten jedoch verwendete Wärmepumpen und deren Kühlmittel ebenfalls untersucht werden. Werden hauptsächlich Kühlmittel mit höherem *global warming potential* eingesetzt, sollte ein novelliertes Programm strengere Vorgaben zu Kühlmitteln machen. Andere Anforderungen analog https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_modul2_pw_merkblatt_tma_neu.pdf?__blob=publicationFile&v=3

9.4 Biomasse

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Biomasseanlagen in Wärmenetzen sind durch verschiedene Bundes- und Länderprogramme seit den 1990er Jahren befördert worden. Daraus resultieren eine ganze Reihe an Wärmenetzen, in denen Biomasseanlagen verschiedenster Gestalt zur Wärmeversorgung beitragen. Im Kontext der Wärmenetztransformation hin zu einem CO_2-neutralen Wärmenetz spielen Biomasseanlagen je nach Größenordnung des Netzes eine tragende oder eine unterstützende Rolle. Allerdings ist der Einsatz von Biomasse auf Grund der Nutzungskonkurrenz so zu steuern, dass ein maximaler energiewirtschaftlicher Nutzen entsteht. Siehe hierzu auch die Diskussion um die Rolle der Biomasse in Kapitel 5.3.

Grundsätzlich wird die feste Biomasse und Biogas/Biomethan in KWK im EEG bzw. KWKG abgebildet. Infolge dessen ist der Ansatz im vorliegenden Programm in Abhängigkeit der Netzgröße und damit der Bedeutung der Biomasse an der Wärmeaufbringung für die Netzversorgung zu betrachten.

Kleinst- und kleine Wärmenetz

In Kleinstwärmnetzen mit bis zu 50 km Netztrassenlänge und bis zu 10 MW Anschlusswert kann Biomasse im Rahmen des Netzaufbaus eine Hauptwärmequelle sein, sowohl in KWK als auch – bei Netzen mit sehr kleinen Anschlussleistungen – in reiner Frischwärmeerzeugung. In diesen Netzen ist es im Zuge eines Trafoplans relevant aufzuzeigen, welche anderen Techniken die Biomassenutzung ergänzen können, um den residualen Biomasseanteil zu bestimmen. Da gehobene technische Anforderungen aufgrund der Betriebs- und Wirtschaftlichkeitsstruktur in diesen Netzen nur begrenzt realisierbar sind, ergibt sich die Bedeutung der Biomasse im konkreten Einzelnetz aus der Menge an möglichen Alternativen. Biomasse sollte daher eine Residuallast abdecken.

Mittlere und große Wärmenetze (>50 km, >10 MW)

In mittleren Wärmenetzen wird Biomasse heute i.d.R. in KWK verwertet. Im Zuge der Netztransformation kann Biomasse neben Grund- und Mittellast insbesondere in der Spitzenlast eingesetzt werden. So ergibt sich im Wärmebereitstellungsportfolio eines konkreten Netzes immer eine Menge an variablen und wenig bis gar nicht beeinflussbaren Wärmemenge, eine Menge an Grund- und Mittellastwärmemengen und ein Bedarf an Spitzenlast sowie an flexibler Regellast. Gerade die Spitzen- und Regellast erfordert eine Wärmeerzeugung, die auf im besten Fall einfach speicherbaren Wärmeerzeugungsgrundlagen / -brennstoffen beruht. Hier kann Biomasse eine Rolle spielen. In diesem Fall ist ggf. neben der Nutzung in KWK gerade die Biomassenutzung in Frischwärme-/Kesselanlagen zielführend, da der Brennstoff Biomasse vergleichsweise einfach, kostengünstig und verlustarm (lediglich Degradation des Brennstoffs) gespeichert werden kann. In solchen Fällen sind Frischwärme-Biomasseanlagen eine sinnvolle technische Option.

Des Weiteren zeigen konkrete Beispiele, dass größere Einheiten wie gerade Kohle-KWK-Blöcke ein konkretes Außerbetriebnahmedatum haben und dann größere Leistungen in einem Zuge ersetzt werden müssen. Diese dann wegfallenden Anlagen haben in der Vergangenheit i.d.R. große Anteile der Jahresgrundlast geliefert. Somit ergibt sich für das Wärmenetz eine relativ große Erzeugungslücke, die in Anbetracht der Leistungen, Jahresarbeiten und Laufzeiten zu schließen ist. In solchen Fällen sind (KWK-)Anlagen auf Biomassebasis eine Option, die es ermöglicht, durch den Austausch einer Anlage einen relevanten Transformationsschritt zu gehen.

Grundsätzlich können aufgrund der Betriebs- und Wirtschaftlichkeitsstruktur deutlich höhere Anforderungen an die Anlagen gestellt werden als in Kleinstnetzen.

Technische Anforderungen

An alle Biomasse-Kessel werden die technischen Qualitätsanforderungen, insbesondere die Anforderungen bzgl. **Emissionen**, gemäß der aktuellen MAP-Richtlinie VII, Nr. 1.4 übertragen.

Darüberhinaus sollten in kleinen Netzen die Anforderungen an die Anlagentechnik vergleichsweise schlank sein, um umsetzbar und betriebsfähig zu sein. Im Rahmen der systemischen Förderung sollte im Transformationsplan die durch Biomasse zu deckende Residuallast betrachtet und im Transformationspfad dargestellt werden. Hieraus zeigt sich, welche Art von Biomasseanlage (KWK oder

Frischwärme) wann erforderlich wird und wann ein Schritt von einer Dauerbetriebsanlage (z.B. > 2500 oder 4000 h p.a.) zu einer Spitzenlastanlage (< 1500 h.p.a.) sinnvoll ist

In mittleren und großen Netzen wird zusätzlich eine Einschränkung der **Betriebsstunden** auf <3000 h/a gefordert, damit die Biomasse-Wärme energiewirtschaftlich gewinnbringend beispielsweise im Winter und/oder zur Temperaturerhöhung genutzt wird. Die Biomasse-Wärme könnte perspektivisch ab einer bestimmten Betriebszeit und einem Mindest-Beitrag zur Jahreswärmearbeit zur Erreichung der Dekarbonisationsziele eine **CCS-Readiness** für Anlagen berücksichtigt werden, wenn folgende Voraussetzung erfüllt sind:

- Lage des Netzes zu CO_2-Speichern
- Betrieb der Anlage über 2035 für weitere 10 Jahre
- Anteil an der Wärmeerzeugung über 10% bis 2035 und über 5% nach 2035

Dies wird aber nicht in der ersten Generation der Förderrichtlinie gefordert.

Anforderungen an die Nachhaltigkeit der Brennstoffe

Eine nachhaltige Wärmeversorgung muss auf nachhaltige Brennstoffe setzen. Wir schlagen eine im Konsortium abgestimmte Brennstoffliste vor, die zugelassene Brennstoffe listet. Der Antragsteller muss durch ein Betriebstagebuch nachweisen, dass er diese Brennstoffe einsetzt.

Die Positivliste kann auf Antrag beim BAFA ergänzt werden.

Tabelle 9-1: Nachhaltigkeitsanforderungen (Quelle: eigene Zusammenstellung ifeu/dena)

Biomasse-Rohstoff-Check			
Kesseltyp (Leistung, Kesseltyp): **Leistung (kWth)** **Standort (Straße, PLZ, Ort):** **Betreiber:** **Ansprechpartner (Name, Anschrift, Tel., Mail):** **Antragsnummer:**			
Einsatzstoffe Bitte tragen Sie hier die für den Betrieb geplanten Brennstoffe des Biomassekessels ein. Der Nachweis über die eingesetzten Brennstoffe und deren geforderten Qualitätskriterien hat durch ein Brennstoff-Tagebuch sowie entsprechender Lieferbelege der Brennstoffe zu erfolgen, welche auf Verlangen dem BAFA durch den Eigentümer der Heizungsanlage vorzulegen sind. Die Nachweise über die Brennstoffe sind in den ersten 15 Jahren nach Inbetriebnahmejahr der Heizungsanlage vom Eigentümer für jeweils mindestens 5 Jahre nach Lieferung aufzubewahren. In den Betriebsjahren sind Abweichungen innerhalb der angegebenen Brennstoffe zulässig und entsprechend im Brennstoff-Tagebuch zu vermerken. Es ist aber untersagt, nicht zugelassene Brennstoffe bzw. nicht angegebene Brennstoffe einzusetzen.			
Regionale Herkunft der Brennstoffe			
Zugelassen sind feste Brennstoffe aus dem europäischen Wirtschaftsraum und der Schweiz.			
Ohne weitere Nebenbedingungen zugelassen			
	Einsatzmenge t/a		Bezugsquelle
Landschaftspflegereste Straßenbegleitgrün Stroh Ernterückstände unbehandelte Resthölzer A1 Altholz A2 Altholz A3 Altholz Treibsel aus Gewässerpflege u.ä. Feste industrielle Substrate (Schalen, Trester, Hülsen)			
Mit Nebenbedingungen zugelassen			
	Einsatzmenge t/a	Nebenbedingungen	Bezugsquelle
Brennstoffe (Hackschnitzel, Pellets, Scheitholz, etc.) aus:			
Waldholz (wenn nicht weiter spezifiziert)		Es gelten die gleichen Anforderungen wie bei der Vergabe des Blauen Engels für Technisch getrocknete Holzhackschnitzel / Holzpellets aus Waldholz (DE-UZ 153) [a)]	
Sturmholz, Käferholz, X-Holz		nicht in der Papier-/Zellstoff- oder Holzwerkstoffindustrie verwendbar	
Rinde		nur bei Entrindung am Standort der industriellen Verarbeitung, d.h. außerhalb des	
Sägerestholz (Späne, Schwarten, Spreisel)		nicht stofflich verwertbare Qualitäten oder Mengen	
Holz aus Kurzumtriebsplantagen		zertifiziert nach RED II-anerkannten Systemen	
Miscanthus		zertifiziert nach RED II-anerkannten Systemen	
Getreidekörner		zertifiziert nach RED II-anerkannten Systemen	
Nicht zugelassene Brennstoffe	Begründung		
A4 Altholz	Aufgrund der hohen Schadstofflast dieser Hölzer ist eine Behandlung in einer geeigneten Anlagen nach 17.BImSchV erforderlich, der Hauptzweck dient der ordnungsgemäßen und gefahrlosen Entsorgung		
a) Dies bedeutet eine Zertifizierung nach PEFC, FSC oder Naturland, wobei im Falle einer PEFC-Zertifizierung nachzuweisen ist, dass keine Vollbaumnutzung erfolgt. https://produktinfo.blauer-engel.de/uploads/criteriafile/de/DE-UZ%20153-201101-de%20Kriterien.pdf			

Beispiel und Beiträge zur Bestandstransformation

Im Wärmenetz der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) wurden nach 2004 zwei Biomasseanlagen mit über 50 MW Feuerungswärmeleistung als KWK-Anlagen in Betrieb genommen, um bestehende Kohle-Blöcke zu ersetzen. Infolge der Anforderungen aus dem jeweils gültigen EEG wurden beide Anlagen mit

eigenständigen Turbinen neben dem Sammelschienenkraftwerk erreichtet. Im Zuge der Netzverbindung mit dem Netz Donautal und der dadurch stattfindenden Einbindung einer MVA in KWK hat sich eine Umstellung auf > 60% EE-Wärme eingestellt. Die verbleibende Wärmemenge wird durch Gas-KWK und gas-gefeuerte Frischwärme erzeugt. Diese beiden Anlagen haben seit 2004 den Ersatz von drei Kohle-KWK-Blöcken im Sammelschienenkraftwerk ermöglicht.

In einem Netz mit ca. 900 m Trassenlänge und 800 kW Anschlusswert in Gaiberg bei Heidelberg wurden durch die Errichtung zweier Pelletkessel mit einem 1000 m³ Wärmespeicher in 2008 bestehende Gaskessel ersetzt. Wenn nach 2025 nun die Pelletkessel zum erneuten Ersatz anstehen, ist ein Anteil aus Solarwärme oder auf Basis von Wärmepumpen möglich. Die Restwärmemenge wäre dann weiterhin durch ggf. eine Pelletkesselanlage zu decken. CCS ist aufgrund der Baulichkeit, Räumlichkeit und Lage kaum vorstellbar und lässt sich zudem wirtschaftlich nicht darstellen.

Eine ganz ähnliche Situation zeigt sich in Dotternhausen. Dort wird in einem ca. 5 km langen Netz mit ca. 2,5 MW Anschlusswert seit ca. 2014 Abwärme aus Pelletproduktion, Frischwärme aus Biomasse und Spitzenwärme aus Holz und Heizöl verwendet. Wenn dort Ersatzanlagen erforderlich werden, so könnte weitere Abwärme aus einem örtlichen Zementwerk und ggf. solare Wärme eingesetzt werden. Die Biomassemasseanlage könnte als Kesselanlage zur Spitzenlast und Redundanz dienen und die Ölkessel komplett ablösen. Es wäre quasi einer Verschiebung im Einsatzprofil. Auch hier ist CCS kaum technisch und wirtschaftlich darstellbar, wenngleich ggf. Speichermöglichkeiten in Kavernen in relativer Nähe gegeben wären.

Derzeitige Förderung

Derzeit wird Biomasse-KWK über das EEG gefördert. Ergänzend wäre es denkbar, das Sonderthema Sammelschienenkraftwerk aufzunehmen. Frischwärme aus Biomasse wird i. W. im MAP gefördert, die Förderquoten finden sich in Tabelle 3-3.

Förderdynamik

In der Entwicklung zwischen 2010 und 2030 darf angenommen werden, dass der Zubau an entsprechenden Biomassekessel zwischen 50 und 150 MW/a schwanken wird. Bei Kesseln zur Frischwärmeerzeugung sind Anlagen Leitungsbereich einiger 10 MW bei größeren und zwischen 5 und 20 MW bei kleineren und mittleren Netzen zu erwarten. Für größere Netze sind zunächst Trafo-Pläne vorzulegen. Damit ist ab Mitte des Betrachtungszeitraums eine größere Dynamik zu erwarten.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote: 40 %

Technische Mindestanforderung?

- aus MAP-Richtlinie VII Nr. 1.4 übernehmen.

Zusätzlich:

- Nachweis, dass der Kessel mit maximal 3000 Betriebsstunden pro Jahr gemäß Auslegungskonzept eingesetzt wird. In Netzen mit einer Trassenlänge <50 km oder einer thermischen Erzeugerleistung <10 MW gelten diese Einschränkungen nicht.
- Nachweis der eingesetzten zulässigen Brennstoffe gemäß Tabelle 9-1

9.5 Thermische Abfallbehandlungsanlagen/Müllverbrennung

Abfall kann im Zuge einer Wärmenetztransformation gerade in kleinen und großen Netzen eine wesentliche Rolle spielen. Bei Kleinstnetzen ist der Einsatz eher uninteressant (eine Ausnahme ist eine Konstellation wie in Weißenburg/Iller, wo eine reine Müllverbrennung vom Kondensations- und KWK-Betrieb umgestellt wurde und so ein Wärmenetz aufgebaut werden konnte).

Durch den Wegfall von insbesondere Braunkohleanlagen und der dort oft genutzten Option der Mitverbrennung werden Müllmenge „frei“, die bisher thermisch behandelt und deren Wärme verwertet wurde. Nimmt man an, dass die gesamte thermisch zu behandelnde Müllmenge aber ein weitgehendes Minimum erreicht hat, also nicht weiter abgesenkt werden wird, macht es Sinn, diesen Müll in der Entsorgung zugleich in der Versorgung mit Wärme heranzuziehen.

Derzeit wird Müll entweder in KWK oder in Kondensationskraftwerken genutzt. Wenn nun Müll aber in einem recht konstanten Umfang eine thermische Behandlung erfordert und die Wärme zur Verfügung steht, ist es sinnvoll, diese Wärme in Trafopläne einzubeziehen.

Eine Müllverbrennung ist für sich genommen sicher wirtschaftlich darstellbar, die Abwärmenutzung muss nicht gefördert werden. Aber die Maßnahmen, um die Wärme für ein Wärmenetz verfügbar zu machen, sollten im Sinne eines Trafoplans gefördert werden, beispielsweise Anbindungsleitungen an Netze oder weitergehende Maßnahmen.

Praxisbeispiel: In Brandenburg an der Havel soll Müllwärme aus einer Kondensations-Anlage über 20 km in das bestehende Wärmenetz in Brandenburg transportiert werden. Dort werden etwa 30 MW Leistung bereitgestellt. Damit werden vorhandenen GT-Anlagen ersetzt, die ansonsten in Gas-GT oder Motoren neu gebaut würden. Die Bewertung dort geht von ca. 70 kt CO_2-Einsparung p.a. aus. Die Leitung wird über EFRE-Mittel gefördert. Die Maßnahme kostet ca. 35 Mio. € für die Herstellung der Verbindungsleitung. Bei 8% Annuität p.a. fallen Kapitalkosten von 2,8 Mio. € p.a. an. Bei 2500 bis 4000 Vbh p.a. sind das dann etwa ~25…35 €/MWh. Die alternative Gas-KWK verursacht ca. 40…45 €/MWh. Insofern darf die Müllabwärme bzw. dürfen die Wärmerestkosten für Wärme aus Müll eine Obergrenze von ca. 5 bis 20 €/MWh nicht übersteigen.

Zudem ist ähnlich wie bei Biomasse Müll mit zunehmendem Anteil anderer Wärmequellen in der Grund- und Mittellast langfristig auch als Frischwärme in der Spitze oder zu anderen Residuallastzeiten denkbar. Zwar betragen die Speicherzeiten für Müll infolge des Sauerstoffeintrags und der einsetzenden Verrottung nur einige Wochen bis zu wenigen Monaten. Aber dennoch ist auch eine gewisse Lagerung inkl. Lagerungsbewirtschaftung möglich.

Der Umstieg von Müll-KWK auf Frischwärme kann zum Zeitpunkt des Turbinenersatzes selbsttragend sein. Andernfalls sind ggf. Vorhaltekosten anfällig, deren Beförderung ebenso denkbar ist.

Voraussetzung ist, dass Müll eine weitgehend nachvollziehbare Herkunft hat und eine Bedarfsprüfung aus Abfallwirtschaftssicht für den Bau der TAB vorgelegt wird, nachzuweisen auf Basis von Abfallwirtsplänen/Abfallwirtschaftskonzepten der planmäßig angeschlossenen Entsorgungsgebiete.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Die Errichtung und der Betrieb von MVA sowie MVA-interne Kosten zur Abwärmenutzung sollten nicht gefördert werden. Wenn aufgezeigt werden kann, dass die Nutzung von Müllwärme über die Kraftwerkserrichtung hinaus Mehrkosten wie Leitungsanbindungen und zusätzliche Wärmetauscher erfordert, dann sind diese Kosten zu fördern, sofern die Müllwärme im Sinne des Trafoplan optimiert wird (max. Ausnutzung der anfallenden Wärme auf trafoverträglichem Temperatur-Niveau, Untersuchung der Flexibilisierungspotenziale) und die o.g. Bedarfsprüfung für die thermische Abfallbehandlungsanlage vorgelegt wird.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Förderung der thermischen Anbindung (Verbindungsleitung und Wärmeübertrager samt Druckhaltung und Pumpen, nicht aber die Auskopplung an der Turbine) im Rahmen der systemischen Förderung. Dabei keine Doppelförderung durch das Abwärmeprogramm.

Förderquote 40%

Technische Mindestanforderung? Nachweis im Trafoplan (Bedarfsprüfung aus der Abfallwirtschaftssicht für den Bau der TAB, nachzuweisen auf Basis von Abfallwirtschaftsplänen/Abfallwirtschaftskonzepten der planmäßig angeschlossenen Entsorgungsgebiete, max. Ausnutzung der anfallenden Wärme auf trafoverträglichem Temperatur-Niveau, Nachweis, dass max. 30 % gemäß Konzept importierte Brennstoffe sind, Untersuchung der Flexibilisierungspotenziale)

9.6 Abwärme

Definition von Abwärme

Die Bewertung der Kompatibilität von Netztransformationsmaßnahmen mit einem übergeordneten politischen Ziel der Treibhausgasneutralität der Energieversorgung im Jahr 2050 ist auf eindeutige Treibhausgasemissionsfaktoren von Energiequellen innerhalb der betrachteten Systemgrenzen angewiesen.

Von zentraler Bedeutung ist hier zunächst die Definition des Begriffs „Abwärme“, die als treibhausgasneutraler Energieträger bei einer Nutzung in Bestandsfernwärmenetzen gewertet wird. Abwärme kann in einer technischen Definition zunächst beschrieben werden als „die eine Anlage verlassende Wärme, ausgenommen die Wärme, dessen Erzeugung der Zweckbestimmung der Anlage entspricht“ (Pehnt et. al 2010). In der politischen Diskussion und entsprechenden Normen werden weitere Eingrenzungen des Begriffs vorgenommen, um bestimmte Lenkungswirkungen zu erzielen. In Artikel 2, Abs. 9 der EU-RL 2018/2001 (REDII) wird Abwärme legaldefiniert:

„Abwärme und -kälte“ ist unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme- Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist“.

Diese gestufte Definition setzt zwar aktuell einen europaweiten normativen Standard für die Erfüllung der EU-Zielvorgaben zu EE- und Abwärmeanteilen im Wärmesektor, ist im Rahmen von Transformationsplänen aber nicht uneingeschränkt anwendbar.

Folgende Punkte sind bei der Definition des Abwärmebegriffs zu beachten:

1. **Abwärme vs. erneuerbare Wärme**

   Grundlegend stellt sich die Frage, inwieweit Abwärme aus der Umwandlung fossiler Energieträger überhaupt für ein Ziel treibhausgasneutraler Wärmeversorgung genutzt werden darf. Hier wird auf die Gefahr einer Konkurrenz zu rein erneuerbarer Wärme hingewiesen, die zu einer verminderten Erschließung von EE-Wärmepotenzialen und damit zu einer Verschleppung der Treibhausgasneutralität führe.

   Eine Eingrenzung auf Abwärme aus rein erneuerbaren Energieträgern ist in der Definition der REDII nicht enthalten und ist angesichts der technisch-systemischen Funktion von Wärmenetzen als Verteilinfrastruktur für Wärme, auch aus anderweitig regulierten Sektoren, für die Erstellung von Transformationsplänen für Bestandsfernwärme nicht erforderlich.

2. **Unvermeidbarkeit**

   Ein weiteres Kriterium in der REDII-Definition von Abwärme ist die „Unvermeidbarkeit“, die eine Fortführung ineffizienter Prozesse auf der Quellenseite oder gar in Einzelfällen eine beabsichtigte Erzeugung von Wärmeströmen für eine nachgelagerte Nutzung als quasi lastenfreie Energie verhindern soll. Erst wenn Effizienzmaßnahmen zur Reduzierung der Abwärme nicht mehr in einem vertretbaren Kosten-/Nutzenverhältnis stehen, sollte die Nutzung von Abwärme in Erwägung gezogen werden. Dieses in Hinblick auf das Gesamtziel der Treibhausgasneutralität plausible Kriterium ist in der Umsetzungspraxis nur schwer nachzuvollziehen.

   An dieser Stelle ist abzuwägen zwischen den gesamtsystemischen Einspareffekten durch die Implementierung eines Nachweissystems im Rahmen der Transformationsplanung und des dadurch entstehenden Aufwands für die beteiligten Akteure. Seitens potenzieller Abwärmelieferanten sind auch andere Nachweis- und Anreizsysteme für Energieeffizienzmaßnahmen etabliert, z. B. im Rahmen der DIN 50001 und zukünftige des BEHG, sodass das Risiko einer Verschleppung als eher gering erachtet werden kann.

   Darauf aufbauend wären für die Erstellung von Transformationsplänen für Bestandsfernwärmenetze eine niederschwellige Nachweispflicht für die Durchführung von Effizienzmaßnahmen, gekoppelt an bestehende Instrumente wie Energieaudits in Industrieunternehmen oder ein vorhandenes Abwärmekonzept nach dem KfW-Energieeffizienzprogramm, denkbar.

3. **Abwärme vs. KWK**

Wärme aus KWK-Anlagen ist keine Abwärme und das wird so auch in der REDII nicht unterstellt. Schwierig stellt sich in der REDII die Formulierung einer Abhängigkeit der Abwärmeeigenschaft eines Wärmestroms von dessen Zugang zu einem Fernwärme- oder Fernkältesystem dar, in dem KWK genutzt/geplant oder (nicht) möglich ist. Bei einer gedanklichen Streichung des Wortes „nicht“ als redaktionellem Fehler könnte eine im Kontext des Gesetzgebungsverfahrens einigermaßen plausible Auslegung im Sinne eines Schutzes bestehender KWK erfolgen, indem Abwärme als Energieträger nur dann vorläge, wenn keinerlei Konkurrenz zu Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen in der Wärmeerzeugung bestünde. Andere wortlautgetreue Auslegungen erscheinen unplausibel.

Ein Kernziel der Transformationsförderung von Bestandsnetzen besteht demgegenüber darin, den Anteil fossiler Brennstoffe an der Fernwärmeerzeugung – und damit auch der aktuell dominierenden fossilen KWK – zurückzudrängen. Gleichzeitig wird perspektivisch auch der Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen weiter rückläufig sein, was den Einsatzbereich von KWK als Effizienztechnologie minimiert bzw. deutlich höhere Anforderungen an stromgeführte Flexibilitäten und deutlich niedrigere Jahresvolllaststunden auch in der gekoppelten Wärmeerzeugung bedingt.

Eine weitere Definition von Abwärme, die aufbauend auf den gelisteten Punkten als Grundlage zur abschließenden Begriffsbestimmung im Sinne einer Transformationsplanung herangezogen werden kann, wurde vom Branchenverband AGFW publiziert:

„Wärme, die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder einer Energieumwandlung ist und dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste und unter anderen unter eine der folgenden Kategorien fällt:

- Produktion (z.B. Raffinerien, Stahlverarbeitung, Chemische Industrie)
- Dienstleistung (z.B. Rechenzentren, Wäscherein, Datenverarbeitung, Kühlhäuser, Abwasser)
- Abfallentsorgung (z.B. Thermische Abfallentsorgung, Abwasserentsorgung)
- Energieumwandlung (z.B. Kondensationskraftwerke, Abgaswärme, Bereitstellung von Systemdienstleistungen)“.

Allerdings ist diese Definition, insbesondere für die Anforderung „50 % EE oder Abwärme“, zu weit gefasst, da damit auch die gesamte (fossile) KWK anerkannt würde. Empfohlen wird die Übernahme der Definition aus dem Programm *Wärmenetzsysteme 4.0:*

„Abwärme ist jede unvermeidbare Wärmemenge, die als Nebenprodukt in Prozessen einer bestehenden Industrieanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ohne Zugang zu einem Wärmenetzsystem ungenutzt in die Luft oder ins Wasser abgeleitet werden würde.

Eine Wärmemenge gilt als unvermeidbar, wenn diese aus zwingenden wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen, oder sonstigen Gründen im Prozess nicht nutzbar ist und mit größtmöglich vertretbarem Aufwand und technischen Effizienzmaßnahmen auch nicht verringert werden kann. Durch die Nutzung der Abwärme dürfen mittelfristig keine Effizienzmaßnahmen verhindert werden.

Wärme aus KWK-Anlagen wird nicht als Abwärme anerkannt, ausgenommen hiervon ist Wärme aus KWK-Anlagen, welche Bestandteil von Industrieanlagen sind, deren Primärprozess nicht die Kraft-Wärme-Kopplung ist.“

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Grundsätzlich kann zwischen verschiedenen Abwärmequellen differenziert werden:

1) **Prozessabluft** zur Vorwärmung der Frischluft oder zur Heiz- bzw. Prozesswärmeerzeugung
2) **Kälteanlagen/Kühlsysteme** zur Heiz- bzw. Prozesswärmeerzeugung
3) **Drucklufterzeugung** zur Heiz- oder Brauchwassererwärmung
4) **Abwasser**

Bei der Nutzung von Abwärme muss die sog. Abwärmekaskade berücksichtigt werden:

1) Abwärmevermeidung

2) Direkte Integration der Abwärme in Prozesse und Anlagen

Die direkte Nutzung von Abwärme beinhaltet die Rückgewinnung von Abwärme aus einem Prozess und deren Wiederverwendung im selben Prozess oder System. Dies ist die billigste Form der Abwärmenutzung.

3) Integration der Abwärme in andere Betriebsprozesse
Abwärme kann auch intern in anderen Prozessen bei hohen Temperaturen oder zur Raum- und Wassererwärmung genutzt werden.

4) Umwandlung der Abwärme in andere Nutzenergieformen
Abwärme könnte auch in andere nützliche Energieformen wie Kühlung oder Elektrizität umgewandelt werden.

5) Weitergabe der Abwärme an Dritte.

Je nach Höhe der Anwendungstemperatur der Abwärmequelle können unterschiedliche Abwärmesenken genutzt werden.

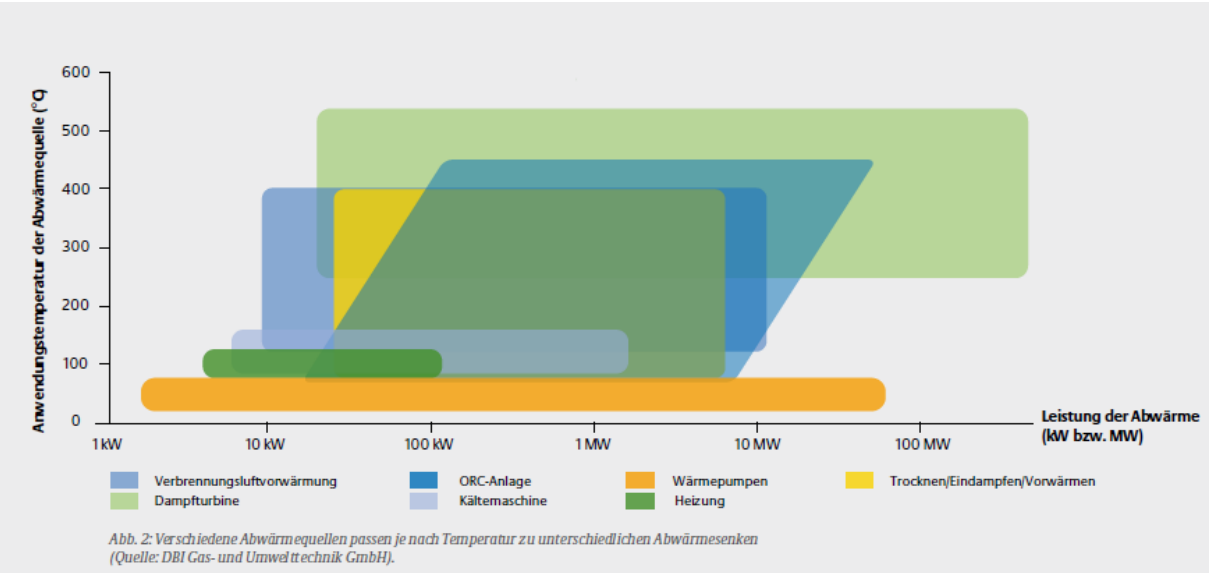

Abbildung 9-4 Verschiedene Abwärmequellen passen je nach Temperatur zu unterschiedlichen Abwärmesenken (Quelle: (DENA, 2019))

Im Jahr 2018 lag der Anteil an industrieller Abwärmenutzung an der Wärmenetzeinspeisung bei ca. 2%, dies entspricht ca. 1,3 TWh/a (AGFW 2019). Das bundesweit technisch-wirtschaftliche Potenzial industrieller Abwärme zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung liegt bei ca. 20 TWh/a (NENIA, 2019, S. 131).

Beispiel

In Sindelfingen wird seit 2008 Abwärme, welche beim Betrieb von Druckmaschinen entsteht, in das Fernwärmenetz des nahgelegenen Wohngebietes eingespeist. Die Firma Körner Rotationsdruck verwendet vier Offset-Rotationdsdruckmaschinen. Hierbei ist die Trocknung von Papierbahnen im Anschluss an den Druckprozess erforderlich. Diese erfolgt mittels erdgasbefeuerter Trockner, welche eine integrierte Nachverbrennung der kohlewasserstoffhaltigen Abluft beinhalten. Das daraus entstehende Reingas mit einer Temperatur von 400 °C wurde vorher ungenutzt in die Umgebung abgegeben. Mithilfe von Wärmetauschern auf dem Dach der Produktionshalle wird die Abwärme zur Aufheizung von Wasser auf die Temperatur auf 105 °C verwendet. Über eine Sammelleitung wird das aufgeheizte Wasser an eine zentrale Übergabestation transportiert und dort durch zwei Wärmetauschern in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Sindelfingen eingespeist (Wärmeleistung insgesamt 2,5 MW) (Pehnt et. al 2010, S. 38 f.).

Geplante jährliche Abwärmenutzung	6.000 MWh (entspr. 600.000 l Heizöl)
Versorgungspotenzial Haushalte	ca. 400 EFH (Deckungsbedarf 70 % der HH)
Projektkosten	1,5 Mio. €
Auskoppelbare Wärmeleistung	2.500 kW
Benötigte Fernwärmeleitung	1.100 m
Anzahl Offset-Druckmaschinen	4
Baubeginn	Januar 2008
Inbetriebnahme	November 2008
Eingesparte Menge CO_2	800 t/a (entspr. Reduzierung um 84 %)

Abbildung 9-5 Übersicht technische Daten der Abwärmenutzung in Sindelfingen (Quelle: Pehnt et. al 2010, S. 40)

Beitrag zur Bestandstransformation

Durch Nutzung der Abwärme ist die Erschließung neuer Wärmequellen in Randgebieten möglich (adelphi 2017, S. 21). Hierdurch werden keine zusätzlichen Emissionen freigesetzt und auch keine zusätzlichen Brennstoffe in der Industrie eingesetzt. Die Abwärmenutzung kann daher einen Beitrag zur Defossilisierung und Optimierung von Bestandsnetzen leisten. Voraussetzung hierbei ist jedoch, dass Angebot und Nachfrage an die Abwärme zusammengebracht werden. Hierzu ist ein Ausbau der Schnittstellen bzw. der Wärmenetze erforderlich, welcher den Transport ermöglicht, wenn die Gegebenheiten vor Ort keinen Einsatz der Abwärme ermöglichen. Sollten Maßnahmen in direkter Nähe zur Abwärmequelle möglich sein, deren Umsetzung lediglich an der Wirtschaftlichkeit scheitert, so muss eine Förderung dort ansetzen.

„Da Fernwärmeleitungen mit festen Betriebsparametern betrieben werden, müssen vor Ort bestimmte Bedingen erfüllt oder die Abwärme aufbereitet werden. Generell handelt es sich bei der Einspeisung in ein Fernwärmenetz immer um sehr individuelle technische und wirtschaftliche Lösungen.“ (MIE, o.J.)

Derzeitige Förderung

KfW 295: Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft. Für den Einsatz in der Prozesswärme fördert die Richtlinie für die „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ (KfW-Programm 295) die Nutzung von Abwärme mit Krediten von bis zu 25 Mio. € pro Vorhaben und mit Tilgungszuschüssen. In Modul 1 (Querschnittstechnologien) wird die Investition in Wärmeübertrager für die Abwärmenutzung bzw. Wärmerückgewinnung aus Abwässern mit einem Tilgungszuschuss von bis zu 30% (40% für KMU) der förderfähigen Kosten unterstützt. In Modul 4 (Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen) werden Maßnahmen zur Abwärmenutzung mit einem Tilgungszuschuss bis zu 30% (40% für KMU) der förderfähigen Kosten unterstützt.

https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozessw%C3%A4rme-aus-Erneuerbaren-Energien-(295)/

Analog hierzu gibt es das Zuschussprogramm der **BAFA: Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss.**

https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html

KfW-Programm 201: IKK - Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung. Das Programm IKK – Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung fördert die Wärmeversorgungsstrukturen auf Quartierseben in Form eines Tilgungszuschusses. Im Modul A: Wärme- und Kälteversorgung im Quartier werden u.a. Anlagen zur Nutzung industrieller Abwärme mit einem Tilgungszuschuss bis zu 10% der förderfähigen Kosten gefördert. Antragsberechtigt sind ausschließlich kommunale Gebietskörperschaften sowie deren rechtlich unselbstständigen Eigenbetriebe sowie Gemeindeverbände (z.B. kommunale Zweckverbände). „Eine Kombination mit der Wärme-/ Kältenetz- beziehungsweise Wärme-/ Kältespeicherförderung nach §§ 18 bis 21 beziehungsweise §§ 22 bis 25 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ist möglich, sofern es sich um ein Vorhaben mit hohem Quartiersbezug handelt. Ein Vorhaben hat dann einen hohen Quartiersbezug, wenn zwei oder mehr förderfähige Maßnahmen gemeinsam durchgeführt werden, für die hierfür vor Antragstellung eine gemeinsame Planung (ggf. auch für mehr als ein Quartier) erstellt wurde, Vergleiche Modul A unter "Was wird gefördert?"

https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002292-M-Stadtsanierung-QV-201.pdf

BAFA: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0). Mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetze 4.0) werden insb. Gesamtsysteme im Bereich der Wärmeinfrastruktur gefördert, die einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aufweisen, Abwärme nutzen und im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen ein deutlich geringeres Temperaturniveau aufweisen. Im zweiten Schritt (Modul 2) wird die Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten (max. 15 Mio. €) bezuschusst.

Einschränkungen/Hinweise:

- Modul 2, 3.24: Müllverbrennung wird mit fossilen Energieträgern befeuerten Kesselanlagen zugeordnet
- Modul 2, 3.3.1 Anteile von Erneuerbaren Energien und Abwärme sind über Mindestnutzungsdauer von 10 Jahren einzuhalten

https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Die Amortisationsdauer als wichtige wirtschaftliche Steuerungskennzahl steht Abwärmeprojekten häufig im Weg. Unternehmen fordern größtenteils eine Amortisationsdauer innerhalb von 1 und 5 Jahren, wobei der Schwerpunkt bei 2 - 4 Jahren liegt. Vor diesem Hintergrund haben Abwärmeprojekte (i.d.R. mit hohen Anfangsinvestitionen, einer geringen Marge und langen Nutzungsdauern) einen schweren Stand im unternehmensinternen Wettbewerb mit anderen Investitionsprojekten (NENIA 2019, S. 178).

Neben der Investition, die im Falle einer Stilllegung des abwärmeliefernden Prozesses abzuschreiben wäre, entsteht ein erhebliches Betriebsrisiko für das FVU. Fällt die Wärmelieferung über einen Zeitraum von z.B. 2 Jahren aus, wenn beispielsweise ein Brand die Anlage zerstört hat oder weil andere unvorhergesehene Ereignisse einen Produktionsbetrieb zum Erliegen bringen, dann trägt das FVU in aller

Regel das Ausfallrisiko. Auch vertraglich ist dann oftmals ein unbeeinflussbares Ergebnis seitens des Wärmelieferers vereinbart, dass dieses die Lieferpflicht aussetzen kann. Dann betreibt das FVU Ersatzanlagen. Diese verursachen ungleich höhere Wärmegestehungskosten und in der Regel auch deutlich höhere CO_2-Frachten. Dieses Risiko abzusichern ist mind. genauso wichtig, wie das leichter bewertbare Investitionsrisiko. Wie lange der ungeplante Ausfall aber dauert, ist im Vorfeld kaum absehbar.

Ein großes Hemmnis stellt die räumliche Trennung von Wärmequellen und Wärmesenken dar. Dies macht einen Neubau oder eine Ausweitung des Einzugsgebietes von Bestandsnetzen notwendig und erfordert Investitionskosten für die Erschließung dieser Quellen. Zudem ist ein wesentliches Hemmnis, dass die Lieferung von Abwärme nicht das Kerngeschäft der beteiligten Marktakteure umfasst, zumeist produzierenden Unternehmen.

Da das Kerngeschäft definitionsgemäß immer Vorrang hat, muss die Abwärme zusätzlich besichert und von Dritten im Rahmen der Projektentwicklung erschlossen werden, was zusätzliche Transaktionskosten und Investitionen bedingt. Auch unterschiedliche Vorstellungen bezüglich Vertragslaufzeiten bei Unternehmen und Netzbetreibern können ein Hemmnis darstellen.

Ein weiteres Hemmnis im Bereich der Bestandsnetze besteht darin, dass die Wärmenetzbetreiber derzeit in der Regel nicht daran interessiert sind, Wärme zuzukaufen, da sie ihre eigenen Anlagen errichtet haben, diese zur Wärmeerzeugung betreiben und auslasten wollen.

Spezifische CO_2-Einsparung

Bei externen Einspeisungen aus industriellen Abwärmequellen sind der Brennstoffverbrauch und die CO_2-Emissionen dem industriellen Produktionsprozess zuzuordnen. D.h. die direkt eingespeist Abwärme ist CO_2-frei.

Gemäß obigem Beispiel wurde die Wärme, in die das Netz eingespeist wird, vorher durch Kesselanlagen und BHKW erzeugt. Die Abwärmenutzung i.H.v. 6.000 MWh/a reduziert die CO_2-Emissionen jährlich von 980 t auf 154 t. Dies entspricht einer Reduktion der CO2-Emissionen um 84 %. (Pehnt et. al 2010, S. 40)

Förderdynamik

Abwärme soll nach den derzeitigen Projektionen bis zu 16 % zur Fernwärmerzeugung von rd. 125 TWh im Jahr 2050 beitragen, das entspricht einer Wärmemenge von rund 20 TWh. Laut AGFW-Hauptbericht beträgt der derzeitige Umfang der Abwärmenutzung nur etwa 2 % oder 1,3 TWh. Insoweit müssen zukünftig trotz etlicher kürzlich öffentlich bekannt gewordener Abwärmenutzungsvorhaben wie Aurubis/Hamburg, Georgsmarienhütte oder Evonik/Rheinfelden deutlich mehr industrielle bzw. gewerbliche Abwärmeprojekte für Fernwärmenetze nutzbar gemacht werden (AGFW, 2018).

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Grundsätzlich wird insoweit ein wirtschaftlicher Förderbedarf gesehen. Auch auf Grund von anderen Hemmnissen z.B. Vorgabe von sehr kurzen Amortisationszeiten von 2 bis 4 Jahren.

Voraussetzung für die Förderung einer Abwärmemaßnahme nach diesem Förderprogramm sollte der Nachweis sein, dass die Abwärme unvermeidbar im Sinne der obigen Definition ist (Abwärmekonzept). Dieser Nachweis wird im Rahmen des Transformationsplans erbracht. Darin sind die beantragten Maßnahmen zu beschreiben sowie deren Effekte (Wirtschaftlichkeit, Energie- und CO_2-Einsparung zu quantifizieren.

Sofern später auch auf Mittel des „Absicherungsfonds“ (s.u.) zurückgegriffen werden soll, sind auch die vertraglichen Vereinbarungen zwischen Abwärmelieferant und Wärmeversorger darzustellen (vgl. Technische Mindestanforderungen zum Merkblatt KFW-Programm 294)

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja.

Förderquote 40%

Ergänzung des Förderprogramms durch einen Baustein zur Absicherung der wirtschaftlichen Risiken des Abwärmelieferanten und/oder Wärmeversorgers bei langfristigem Ausfall der Anlage, aus der die Abwärme entnommen wird (z.B. bei Werksschließung, Verlagerung der Produktion) durch Versicherungslösung, Bereitstellung von Ersatzkapazität (z.B. durch Rückgriff auf mobile Heizwerke) oder Fondslösung. Eine unabhängige Expertenkommission könnte das Eintreten des Absicherungsfalls und die Unzumutbarkeit einer „Ersatzlösung“ zu Lasten der Vertragspartner überprüfen.

Technische Mindestanforderung:

Erstellung eines fallspezifischen Abwärme-Energieeinspar- und -nutzungskonzeptes (Abwärmekonzept) durch sachverständige Gutachter im Rahmen des Transformationsplans. Darin sind die beantragten Maßnahmen zu beschreiben sowie deren Effekte (Wirtschaftlichkeit, Energie- und CO_2-Einsparung) zu quantifizieren.

Förderfähig sind die wärmenetzseitigen Kosten zur Erschließung der Abwärme bis einschließlich zum Wärmeübertrager. Eine Ergänzung mit der Förderung aus dem Programm „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ ist möglich. Allerdings muss die Förderung trennscharf abgegrenzt werden, eine Kumulierung von Förderung aus diesen Programmen ist nicht gestattet.

Wenn die Abwärme auf einem Temperaturniveau über 95 Grad Celsius vorliegt, sollte diese so genutzt werden. Der Einsatz von Niedertemperaturwärmenetzsystemen sollte keine Fördervoraussetzung darstellen.

9.7 Wärmespeicher

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Wärmespeicher sind Vorrichtungen zur temporären Speicherung von Wärme, die dazu dienen, Schwankungen von Wärmebereitstellung und Wärmebedarf auszugleichen.“ (BAFA , 2020A) Aber auch eine Sektorenkopplung wie bei einer KWK-Anlage ist mittels Wärmespeichern mit dem Zusatznutzen der zeitlichen Verschiebbarkeit möglich. Einige, vor allem größere Wärmespeicher ab einigen Megawatt

thermischer Leistung, ermöglichen es elektrische Energie ein- bzw. auszuspeichern und können somit auch eingesetzt werden, um die Stromnetze zu entlasten.

Ausgehend von der groben Definition lassen sich Wärmespeicher in Gruppen unterteilen. Im Zusammenhang mit den „Wärmenetzsystemen 4.0“ sind dabei insbesondere kurzfristige und saisonale Speicher zu unterscheiden.

Saisonale Wärmespeicher:

Als saisonale Wärmepeicher werden u.a. Erdbecken-, Bohrloch- oder Aquiferspeicher bezeichnet, welche in den Sommermonaten mittels überschüssiger thermischer Energie, die meist von Solarthermiefeldern stammt, aufgeheizt und im Winter, wenn die entsprechende Wärme zur Raumheizung benötigt wird, wieder entladen werden. Speicher dieser Kategorie definieren die Lagerung von Wärme über einen Zeitraum bis zu mehreren Monaten. Der Bau eines solchen Langzeitspeichers erfordert bestimmte technologische und geografische Voraussetzungen. So ist bei der Auswahl des Bestimmungsortes darauf zu achten, dass kein oberflächennahes Grundwasser vorhanden ist, da ansonsten die eingespeicherte Wärme schnell wieder abkühlen würde, wodurch sich diese Art der Speicherung nicht für alle Regionen eignet. In Deutschland gibt es derzeit nur noch keine Erdbeckenspeicher und wenig Erfahrungen mit den übrigen o.g. Saisonalwärmespeichern. Häufig scheitern Saisonalspeicherprojekte auch an den fehlenden verfügbaren Flächen, die innenstadtnah verfügbar sein müssen, um bestimmter Mindestgrößen zu erreichen. (energate, 2019)

Das Modellvorhaben Wärmesysteme 4.0 definiert saisonale Wärmespeicher folgendermaßen:

"Als saisonal wird ein Wärmespeicher eingestuft, sofern dieser mindestens eine Speicherkapazität von einem Sechstel des Jahreswärmeabsatzes des (Teil-)Netzes aufweist. Alternativ gelten alle Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium und einem Volumen von 25.000 m³ unabhängig vom Jahreswärmeabsatz des Wärmenetzes als saisonaler Wärmespeicher" (BAFA, 2020B)

Im Gegensatz zu den bisher beschriebenen geologisch anspruchsvollen Speichern kommen latenten und chemische Wärmespeicher auch mit einer guten Isolierung aus. Daher wird in der Literatur auch zwischen den folgenden drei Speichertechnologien unterschieden (Sterner & Stadler, 2014):

- **Sensible Wärmespeicher:**

  Bei sensiblen Wärmespeichern erfolgt eine fühlbare Änderung der Temperatur. Dazu wird ein Speichermedium erhitzt oder abgekühlt. Als Speichermedium wird dabei häufig Wasser eingesetzt, da es neben einer guten Wärmekapazität über weitere Vorteile wie eine gute Umweltverträglichkeit, geringe Kosten und eine hohe Verfügbarkeit verfügt. Ein Kilogramm Wasser kann dabei eine maximale Wärmemenge von 0,116 kWh speichern, wenn es von seinem Gefrierpunkt bis hin zum Siedepunkt erwärmt wird. Das Zuführen von Energie führt dabei immer zu einer höheren Temperatur des Wassers solange kein Phasenübergang eintritt. Mit dem Ausbau volatiler Energieträger wird künftig immer mehr Elektrizität, welche ansonsten abgeregelt werden würde in Wärme für sensible Warmwasserspeicher umgewandelt.

- **Latente Wärmespeicher**

  Bei latenten Wärmespeichern wird zusätzlich die Phasenübergangenergie, vor allem von fest zu flüssig, gespeichert. Dies bewirkt Vorteile in Form von einer höheren Energiedichte und eine

konstante Temperatur bei der Energieabgabe. Ein Nachteil gegenüber sensiblen Wärmespeichern besteht darin, dass die Wärmeübertragung zeitabhängig ist und die Wärme des Entladevorgangs immer schwächer wird. (DLR, 2015)

- **Thermochemische Wärmespeicherung**

  Bei der thermochemischen Wärmespeicherung wird die Energie durch Nutzung von chemisch reversiblen Reaktionen gespeichert. Vorteile entstehen durch eine sehr hohe Energiedichte sowie der Trennung der Reaktionsprodukte, was eine lange Speicherung ohne Verluste erlaubt. Die entsprechenden Technologien sind allerdings erst bedingt praxistauglich.

Beitrag zur Bestandstransformation

Durch den Einsatz von Wärmespeichern können erneuerbar erzeugte Energien zwischengespeichert und damit bedarfsgerecht verteilt werden (DLR, 2015). Diese Speicherung ermöglicht eine weitere Verdrängung von konventioneller Wärme zugunsten erneuerbar erzeugter Wärmeenergie. Als Resultat ergibt sich eine CO2- Einsparung im Umfang der verdrängten konventionellen Erzeugung. Darüber hinaus erlaubt die Speicherung in Kombination mit dem Einsatz von KWK- oder PtH-Anlagen eine Flexibilisierung der Anlagen und damit verbunden Möglichkeiten zum Lastmanagement im Wärme- und Stromsektor (Prgonos, 2011).

Derzeitige Förderung

Im Rahmen der *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0)* werden im Modul II Wärmesysteme gefördert. Da Wärmespeicher – saisonale Großwärmespeicher oder beim Einsatz von KWK-Anlagen für Flexibilisierung ausreichend dimensionierte Wärmespeicher – Wärmepumpen eine notwendige Bedingung für die Förderung der Wärmesysteme sind, ist eine anteilige Förderung möglich. Dabei muss das System die Anforderung einer Innovation erfüllen. Insgesamt können max. 50 % der Investitionskosten bis zu einer Summe von 15 Mio. € gefördert werden.

Im Rahmen der *KFW-Programme „271/281 Erneuerbare Premium“* können bis zu 100 % der Investitionskosten bis **max. 25 Mio. €** mit einem niedrig verzinsten Kredit finanziert werden. Für Wärmespeicher ist ein **Tilgungszuschuss von bis zu 1 Mio. €** möglich. Damit ein Speicher gefördert wird, muss er ein Mindestvolumen von 10 m³ aufweisen und mit über 50 % aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Ebenfalls ausgeschlossen sind Anlagen, die über das KWKG gefördert werden und Speicher für Ein- und Zweifamilienhäuser.

Im Rahmen des *KWKG* können Wärmespeicher, die bis zum 31.12.2025 (bis 31.12.2029 KWKG 2020) in Betrieb genommen werden, mindestens 50 % ihrer Wärme aus KWK- Anlagen beziehen, an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen und größer als 1 m³ sind sowie einen Wärmeverlust von weniger als 15 Watt pro Quadratmeter aufweisen, Zuschläge erhalten, wenn diese für den wirtschaftlichen Betrieb notwendig sind. Die Förderung ist dabei auf 10 Mio. € pro Projekt begrenzt und beträgt 250 € pro m³ Wasseräquivalent des Speichervolumens. Bei Anlagen die größer als 50 m³ sind, ist die Förderung weiter auf 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten gedeckelt.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Bei Wärmespeichern lassen sich deutliche Skaleneffekte feststellen, die sich durch das sinkende Verhältnis von Oberfläche zu Volumen bei steigendem Volumen erklären lassen. In Abbildung 9.8 sind die

spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit vom Speichervolumen dargestellt. Bezüglich der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit ist zu bedenken, dass Wärmespeicher oftmals in Ergänzung zu anderen Technologien, wie z.B. PtH oder erneuerbaren Anlagen betrieben werden. Der Wärmespeicher zielt dabei auf einen effizienteren und wirtschaftlicheren Betrieb der jeweiligen Technologie ab und muss daher im Zusammenhang mit dessen Wirtschaftlichkeit betrachtet werden. Saisonale Wärmespeicher sind für eine Lebensdauer von ca. 30 bis 50 Jahren ausgelegt.

Die Betrachtung kann jedoch nicht eigenständig erfolgen. Da hierbei ebenso die zugeführte Energiequelle berücksichtigt werden muss. Wird die zugeführte Energie beispielsweise von Solarthermie bereitgestellt, müssen die Kosten des Investitionsvolumens in entsprechender Größe mit hinzugezogen werden. Zur besseren Übersicht soll in der Beschreibung des Beispiels jedoch darauf verzichtet werden.

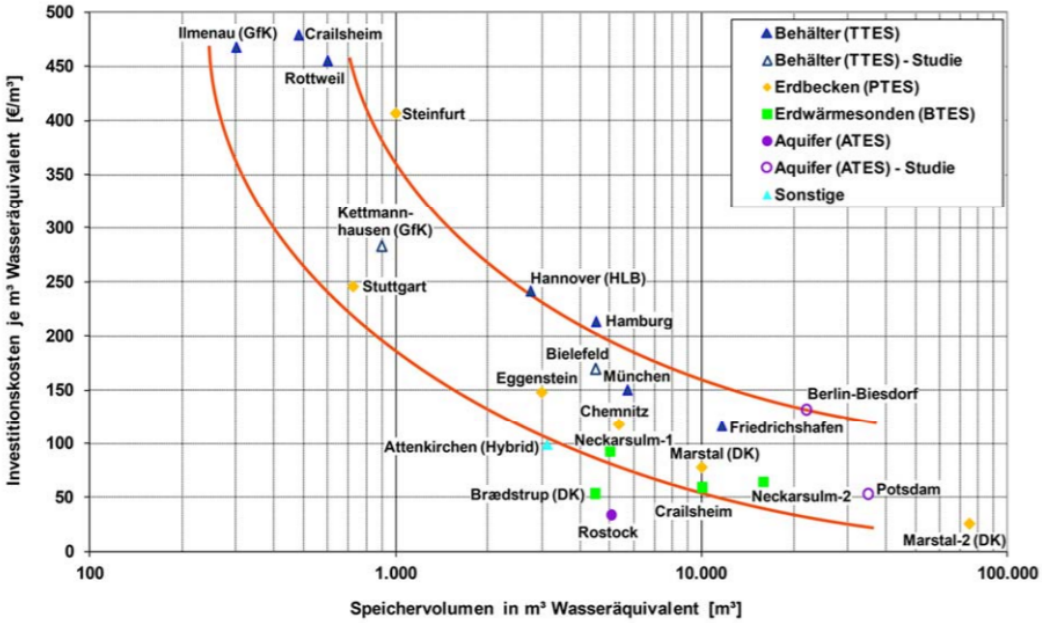

Abbildung 9-6: Economy of Scale bei Wärmespeichern, Quelle: (Solites, 2016)

Beispiel

Beim Heizkraftwerk Nord in Salzburg ist eine Großspeicheranlage mit 27.000 m³ Volumen und einer Speicherkapazität von 1,1 GWh_{th} installiert. Der Pufferspeicher verfügt über eine Be- und Entladeleistung von 60 MW_{th}. Die spezifischen Investitionskosten beliefen sich auf 15 €/kWh_{th}, wohingegen die Gesamtinvestitionen mit circa 16 Mio. € angegeben wurden. Die jährlichen CO_2-Gesamteinsparungen belaufen sich auf 7.500 Tonnen. (DLR, 2015)

Spezifische CO_2-Einsparung

Werden die Angaben des Beispiels mit einer Speicherkapazität von 1,1 GWh, einer Einsparung von 7.500 Tonnen CO_2 und einer Lebensdauer von 40 Jahren zur Berechnung der CO_2-Einsparungen herangezogen, so ergibt sich eine Einsparung von circa 0,272 t CO_2 pro installierter kWh. Auch hier muss erwähnt werden, dass die spezifische CO_2-Einsparung nicht ohne die entsprechende Energiequelle zu

betrachten ist. Denn mit dem Ausbau fluktuierender Energieträger wird es immer schwieriger die Angebotsmenge an Energie mit jener der Nachfrage in Einklang zu bringen. Dadurch sinkt in den einzelnen fluktuierenden Energieträger die spezifische CO_2-Einsparung, welche jedoch durch das Vorhandensein von Wärmespeichern wieder angehoben wird.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Wärmespeicher ermöglichen den Einsatz anderer effizienzsteigernder Technologien wie z.B. Vergrößerung des Potenzials von Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und PtH. Des Weiteren wirken sie netzstabilisierend und können bei Einbindung von KWK-Anlagen die Gesamtsystemkosten durch einen verringerten Bedarf an Redispatchmaßnahmen senken. Hemmnisse durch die Förderung entstehen vor allem durch die Obergrenzen hinsichtlich der maximalen Baugröße, welche bezuschusst wird, der häufig unzureichenden Förderquote selbst und der unübersichtlichen Fördermöglichkeiten, wie die Beispiele von KfW, BAFA und KWKG aufzeigen.

Förderdynamik

Abschätzungen, wie häufig dieser Förderungen für Wärmespeicher zukünftig nachgefragt werden, z.B. basierend auf der Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien und auf der Angebots- und der Nachfrageseite der Sektoren Strom, Mobilität und Wärme, sind auf Grund der Komplexität schwierig zu begründen. Der Zubau von großen Wärmespeichern als Behälter-, Erdbecken- und Aquiferspeicher wird auch durch die Flächenproblematik in der Bundesrepublik bestimmt. Bedingt durch die hohen Grundstückskosten sowie die kritischen Wahrnehmung von jedweder Landschaftsnutzungen (auch bei unterirdischen Anlagen) ist anzunehmen, dass in Deutschland beispielsweise saisonale Wärmespeicher deutlich weniger zum Einsatz kommen werden als in Nachbarländern. Dies gilt auch, solange Wärme vermeintlich günstiger aus KWK-Anlagen erzeugt werden kann.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen Saisonspeicher sollten auch als Einzelkomponente gefördert werden, wenn Mindestvorgaben zur Be-grenzung der Wärmeverluste eingehalten werden (vgl. Abbildung 9-9).

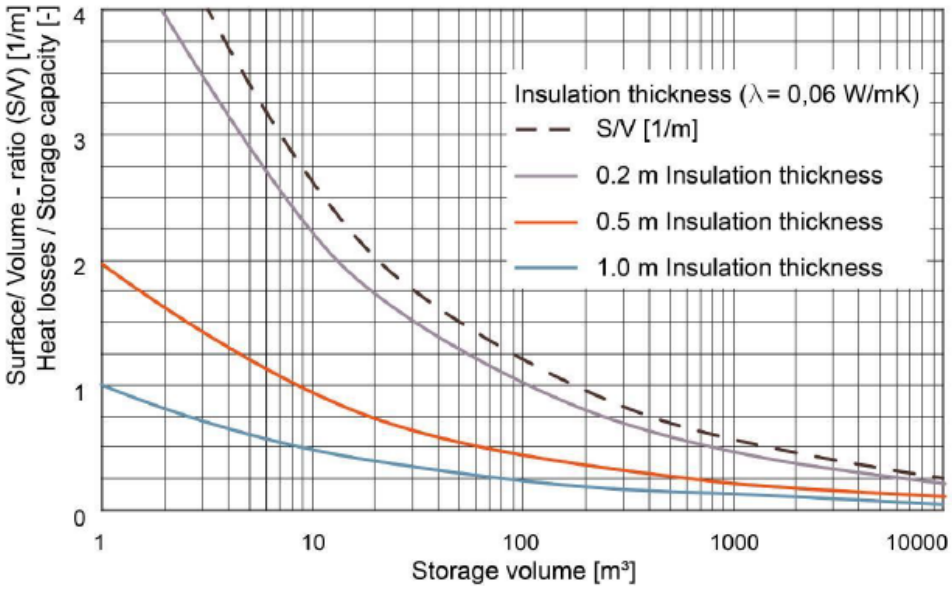

Abbildung 9-7 Verhältnis des Wärmeverlusts zum Speichervolumen für eine 6- monatige Speicherung 40K über der Umgebungstemperatur, Quelle: (IEA-DHC, 2018)

Zur Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen können Wärme- oder Kältespeicher neben der Speicherung aktuell überschüssiger Energie auch zur Flexibilisierung der Anlagenfahrweise genutzt werden. Kleinunternehmen im Sinne der Definition für kleine und mittlere Unternehmen in der Europäischen Union bekommen besonders zugeschnittene Konditionen.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote: 40%

Bei Förderung als Einzelmaßnahmen ist im ersten Jahr ein Mindestanteil EE von 5 % zu erreichen, der spätestens fünf Jahre nach Netzinbetriebnahme größer 50 % betragen muss. Im Gegensatz zur Förderung nach KWKG sollten auch hier auch Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten förderfähig sein. Insbesondere bei Saisonal-Wärmespeichern würden ansonsten erhebliche Teil der Investitionskosten ungefördert bleiben.

Technische Mindestanforderung? Je nach Größe und Technologie: Für Kleinspeicher (<50 m³): Fortgeltung der Anforderungen des KWKG und der KfW (u.a. Wärmeverluste < 15 W/m², fabrikneu; technische Beschreibung des Herstellers)

Für größere drucklose (Behälter-)Wärmespeicher (> 50 m³): Fortgeltung der Anforderungen von KWKG (u.a. Wärmeverluste <15 W/m², fabrikneu, Projektbeschreibung und Wärmeverlustberechnung z.B. gemäß FW 313 vom AGFW)

Für (saisonale) Wärmespeicher: (u.a. Erdbecken- und Aquiferspeicher) keine quantifizierte Vorgabe der Wärmeverluste; aber Vorlage einer qualifizierten Wärmeverlustberechnung[9], Zukünftig wären material-abhängige Mindestdämmschichtdicken wünschenswert; allerdings sind für Deutschland noch keine konkreten Angaben möglich, da hier weitgehend noch Pionieranwendungen existieren und die Übertragbarkeit von Ergebnissen aus Dänemark zunächst evaluiert werden muss (u.a. abhängig von Geologie, Grundwassernähe).

Da dieses Speicherkonzept in Deutschland noch nicht in größerer Anwendung implementiert ist, ist es hier schwierig Vorgaben für Prototypen oder „Leuchtturmprojekte“ vorzugeben. Es bestehen zwar Vergleichswerte zu Speichern ähnlicher Dimensionierung in Dänemark, jedoch ist die Bodenbeschaffenheit und Nähe zum Grundwasser in Deutschland eine andere, was dazu führt, dass auch die Investitionskosten und Wärmeverluste nur grob als Vorgabe dienen können. Daher halten wir die im Endbericht vorgesehene Formulierung (Mindestforderung Vorlage einer qualifizierten Wärmeverlust-berechnung) für passend.

9.8 Power-to-Heat (PtH)

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Power-to-Heat beschreibt die Nutzbarmachung elektrischer Energie im Wärmebereich. Die Verknüpfung des Wärme- und Stromsektors erlaubt den Anteil an erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung zu erhöhen und die CO_2-Emissionen zu reduzieren. Für die Umwandlung der Energie stehen verschiedene Technologien zur Verfügung (BDEW, 2020).

Zum einen kann die elektrische Energie direkt unter Ausnutzung des elektrischen Widerstandes in Wärme umgewandelt werden. Ein häufiges Anwendungsbeispiel dieser Technologie sind Elektroden-Heißwasserkessel. Elektrodenkessel weisen dabei niedrige Investitionskosten und eine hohe Flexibilität auf, sodass sie gut für die Aufnahme von Lastspitzen geeignet sind. Anfang 2019 waren in Deutschland 36 größere PtH-Module mit einer Leistung zwischen 0,5 und 60 Megawatt installiert. Insgesamt ergibt sich eine PtH-Leistung von ca. 555 MW (BDEW, 2020). Wärmepumpen werden separat in Kapitel 9.3 behandelt.

Die gewonnene Wärmeenergie aus PtH-Anlagen kann direkt verbraucht, in ein Fernwärmenetz eingespeist oder für die spätere Nutzung gespeichert werden. Die Flexibilität der PtH-Anlagen ermöglicht es Volatilitäten in der Stromerzeugung auszugleichen und die Abregelung von erneuerbaren Erzeugern zu verhindern. Gleichzeitig können in Zeiten niedriger Stromnachfrage und -preise KWK-Anlagen ersetzt werden. Im Bundesförderprogramm „Nutzen statt Abregeln“ soll dieses Prinzip umgesetzt und nutzbar gemacht werden. PtH-Anlagen können dabei auch am Regelmarkt teilnehmen und weisen eine gute Skalierbarkeit auf, die von der Versorgung einzelner Gebäude bis hin zu Stadtteilen reicht (BDEW, 2020).

[9] Eine Beispielhafte Wärmeverlustrechnung bei einem dänischen Projekt findet sich im Report „SUNSTORE 3 Pashe 2 Implementation“ **Es ist eine ungültige Quelle angegeben.**

Beispiel

Im November 2018 hat Vattenfall eine der größten PtH-Anlagen Deutschlands in Hamburg in Betrieb genommen. Der Elektroheizkessel „Karoline“ verfügt über eine Leistung von 45 MW und soll bei einem Überangebot von Windstrom eingesetzt werden. Das Wasser im Kessel erreicht Temperaturen zwischen 90- 133 °C bei einer Umwälzmenge von bis zu 900.000 Litern pro Stunde (Energieexperten, 2019). Die Ausschreibungssumme der Anlage belief sich auf 1 Mio. € (Ausschreibungen-Deutschland, 2020).

Beitrag zur Bestandstranformation

Power-to-Heat-Anlagen ermöglichen die Integration (überschüssiger) erneuerbarer Energien in die Wärmeerzeugung. Zum anderen verdrängen PtH- Anlagen konventionelle Kraftwerke vom Regelleistungsmarkt und reduzieren die Must-run Kapazitäten konventioneller Kraftwerke (Agora, 2013). Insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern können die volkswirtschaftliche Effizienz gesteigert und Systemkosten gesenkt werden indem sonst abzuregelnde Stromerzeugung, bei vorliegender Netzüberlastungen, nutzbar gemacht wird. Dieser Effekt kann besonders dort genutzt werden, wo eine hohe Korrelation zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und saisonalen Wärmebedarf vorliegt (BDEW, 2020).

Derzeitige Förderung:

KWKG: Förderung innovativer KWK-Anlagen (iKWK)

Im Rahmen der KWKG- Förderungen werden sogenannate innovative KWK-Anlagen gefördert, welche als Komponente mindestens über einen elektrischen Wärmeerzeuger verfügen müssen. Zusätzlich muss eine weitere Komponente zur Bereitstellung innovativ erzeugter Wärme integriert sein, was über eine elektrische Wärmepumpe realisiert werden kann. Somit können 2 der drei benötigten Komponenten mit PtH-Technologien abgedeckt werden, wobei eine Wärmepumpe nicht beide Komponenten abdecken darf. (BAFA, o.J.) Zu beachten ist, dass diese Förderung nur in Verbindung mit KWK-Anlagen möglich ist und weitere Anforderungen an das Gesamtsystem der KWK-Anlage vorliegen. Es handelt sich im Ergebnis nicht um eine direkte Förderung von PtH-Anlagen, auch wenn diese für den Erhalt der Förderung zwingend notwendig sind.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

„Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat-Anlagen, welche ihren Strom aus dem Netz beziehen, wird wesentlich über die Strombezugskosten bestimmt. Mit 52,5 % stellen Steuern, Abgaben und Umlagen mehr als die Hälfte der Strombezugskosten für Betreiber von Power-to Heat-Anlagen (als Letztverbraucher) dar. Um die Potentiale von Power-to-Heat zur Integration der Erneuerbaren Energien und zur Flexibilisierung sowie zur weiteren Defossilisierung des Energiesystems im Zuge einer breiten Anwendung der Technologie voranzubringen, sind Anpassungen des regulatorischen Rahmens erforderlich.“ (BDEW, 2020)

Durch die aktuell hohen Abgaben von über 50 % sind PtH-Anlagen derzeit nur schwer wirtschaftlich zu betreiben.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemnisse /Aspekte

Die wirtschaftliche Nutzung von PtH Anlagen wird im wesentlichen durch einen hohen Abgaben- und Netzentgeltanteil bei den Strombeschaffungskosten gehemmt. Selbst bei sehr niedrigen Börsenstrompreisen, werden die Kosten durch Entgelte und Abgaben auf den Strombezug aus dem öffentlichen Netz hoch gehalten.

Darüber hinaus ist PtH bislang nicht als erneuerbare Energie klassifiziert und wird nicht wie andere vergleichbare Technologien priviligiert (IKEM, 2017).

Ingesamt bestehen durch die fehlende Klassifizierung als EE weitere Hemmnisse für den Einsatz von PtH-Technologien im Wärmemarkt, welche im Rahmen des EEWärmeG auftreten, da für Neubauten eine anteilige Nutzung EE zur Wärme- und Kälteversorgung vorgeschrieben wird. Der Primärenergiefaktor dient zur Ermittlung der Energiebilanz von Gebäuden und hat als Effizienzmaßstab im Wärmemarkt Einfluss auf die Auswahl von Heiztechnologien und Energieträger. So begrenzt die Energieeinsparverordnung (EnEV) – die zusammen mit dem EEWärmeG – den maximal zulässigen Primärenergiebedarf eines Gebäudes. Wobei das Ziel der beteiligten Akteure bei der Auswahl von Heiztechnologien und -systemen in der Gebäudeplanung ein möglichst niedriger Primärenergiefaktor ist (BDEW, 2020). Gleiches gilt für das am 14.08,2020 in Kraft getretene GEG, in dem die Regelungen des EEWärmeG und der EnEV weitgehend aufgegangen sind.

Ebenso anzustreben ist eine Befreiung/Reduzierung von Letztverbraucherabgaben für Power-to-Heat-Anlagen und andere Flexibilitätsoptionen in Zeiten des netzdienlichen Strombezugs zur Reduzierung von CO_2.

Förderdynamik

Ebenso wie bei Wärmespeichern basiert die Häufigkeit dieser Förderungen auf der Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Angebotsseite und der Nachfrageseite der Sektoren Strom, Mobilität und Wärme. Aktuell kommt PtH in Deutschland kaum zur Anwendung weshalb eine Förderung angesetzt werden sollte. So wird bespielsweise für das Jahr 2050 und einer Fernwärmeerzeugung von 125 TWh ein Anteil von PtH von 16 % prognostiziert. Der aktuelle Gesamtbestand von PtH-Anlagen beläuft sich auf eine Nennleistung von 555 MW wodurch weniger als eine TWh zur Fernwärmeerzeugung beigetragen werden (BMWi, 2019).

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Nein

Förderquote: keine

Technische Mindestanforderung?

Für PtH ist keine Förderquote vorgesehen. Die Regelungen zu PtH in Form von Elektrokesseln sollten im Rahmen der EEG-Novelle und im Rahmen des EnWG § 13 Abs. 6a ausgestaltet werden.

9.9 Steuerungs- und Regelungstechnik für Wärmenetzsysteme

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Wie bereits im Fördergesetz für Wärmenetze 4.0 sollen im Folgenden unter Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik für Wärmenetzsysteme solche Technologien verstanden werden, die die digitale Vernetzung der Wärmenetzteilnehmer ermöglichen. Durch die Vernetzung können die Daten der Wärmenetzteilnehmer wie z.B. Zähler, Verbraucheranlagen, Speicher oder Wärmeerzeuger gleichzeitig erfasst und verarbeitet werden. Darüber hinaus kann das Gesamtsystem intelligent zentral gesteuert werden, sodass z.B. die Be- und Entladung von Speichern automatisiert erfolgt. Die Vernetzung kann dabei unter Ausnutzung von Cloud Technologien und/oder Verwendung von Breitband- bzw. Mobilfunknetzen erfolgen. Die Förderung erstreckt sich dabei sowohl auf notwendige Hardware-Technologien als auch anwendbare Software-Lösungen.

Beispiel

Eine in Dänemark entwickelte Software der Firma „Schneider Electrics“ ermöglicht die nutzenorientierte Minimierung der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes, wodurch Wärmeverluste um ca. 10% reduziert werden können. Die Optimierung bewirkt dadurch eine Reduzierung der CO_2- Emissionen von 2 bis 5%. Die Software wurde dabei weltweit im Jahr 2016 in ca. 500 Städten zur Versorgung von ca. 100 Mio. Wohnungen eingesetzt. (adelphi, 2017)

Ende 2017 wurde die SAMSON AG von Vattenfall mit der Vernetzung von mehr als 31.000 Fernwärmestationen beauftragt. Die 24.400 Verbrauchzähler und 3.000 Fernheizungsregler werden dabei über eine Cloud verbunden, wobei die Datenübertragung über GPRS-Gateways erfolgt.

Beitrag zur Bestandstransformation

Nach Experteneinschätzungen ist ein Effizienzgewinn im Gesamtsystem durch die voranschreitende Digitalisierung zu erwarten. Der umfangreiche Einsatz von Sensoren im Rahmen der EMSR-Technik ermöglicht ein deutlich umfangreicheres Potenzial der Datenanalyse. Die gesammelten Daten können zu einer stetigen Verbesserung der Planung von Wärmenetzsystemen beitragen, da bisher schlecht prognostizierbare Faktoren, wie die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien oder Power-to-Heat, entsprechend berücksichtigt werden können. Dabei ist zu beachten, dass Erneuerbare Energien und PtH-Anlagen zwar zur Einsparung bzw. Verdrängung fossiler Wärmearbeit beitragen, allerdings überwiegend keine oder nur geringe Einsparungen bei der notwendigen Leistungsbereitstellung bewirken.

Die Steuerung und Vernetzung der einzelnen Komponenten mit intelligenter Elektro-, Mess- und Regelungstechnik bietet Potenzial den Wärmebedarf optimaler durch geregelte Zuspeisung verschiedener Wärmequellen zu decken. Beispielsweise könnte somit ein höherer solarer Wärmeanteil durch eine optimierte Be- und Entladung des Speichers erreicht werden.

Derzeitige Förderung

1) BAFA: Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft (Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software). Förderung von Vorhaben zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Einsatz von Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft.

Förderfähig ist insb. der Erwerb, die Installation und die Inbetriebnahme von:

- Softwarelösungen zur Unterstützung eines Energiemanagementsystems oder Umweltmanagementsystems (Energiemanagement-Software)
- Sensoren sowie Analog-Digital-Wandlern zur Erfassung von Energieströmen sowie sonstiger für den Energieverbrauch relevanter Größen zwecks der Einbindung in das Energie- oder Umweltmanagementsystem
- Steuer- und Regelungstechnik zur Beeinflussung von Systemen und Prozessen, sofern der vornehmliche Zweck ihres Einsatzes in der Reduktion des Energieverbrauchs liegt.

Zu den förderfähigen Investitionskosten zählen insbesondere:

- Erwerb einer Lizenz zur Nutzung einer Energiemanagement-Software oder Softwarelösung
- Erwerb, Installation und Inbetriebnahme von a) Sensoren zur Integration in ein Energie- oder Umweltmanagementsystem bzw. alternatives System, b) Analog-Digital-Wandlern, c) Aktoren zur effizienten Steuerung/Regelung von Energieströmen, c) Datenloggern sowie Gateways zur Übertragung von Sensordaten zur Softwarelösung, deren Einsatz zur quantifizierbaren Reduktion des Energieverbrauchs führen soll
- Einweisung bzw. Schulung des Personals durch Dritte im Umgang mit der geförderten Softwarelösung
- Sofern es sich bei der Energiemanagement-Software um einen Cloud-Dienst handelt, die vollständigen externen Kosten zur Nutzung

Nicht förderfähig sind:

- Erwerb, Installation und Inbetriebnahme von Rechnern/Servern zum Betrieb einer Energiemanagement-Software sowie zur Ansicht der Verbrauchsdaten/Berichte
- Monitore, Drucker, unterbrechungsfreie Spannungsversorgungen sowie sonstige Peripheriegeräte
- Erwerb, Installation und Inbetriebnahme eines Gebäude-/Prozessleitsystems, sowie Steuerungs- und Regelungstechnik, die nicht auf Prozesse im Sinne der Richtlinie einwirkt
- Erwerb, die Installation und Inbetriebnahme von Industrie-PCs/Speicherprogrammierbaren Steuerungen zum Betrieb des Gebäude-/Prozessleitsystems

Förderung: max. 10 Mio. € pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 40% der förderfähigen Investitionskosten.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

In erster Linie ist die Nutzung von modernen Mess-, Steuerungs- und Regelungssystemen mit zunächst erhöhten Kosten verbunden. Durch Standardisierung in der Produktion aber auch in der Anwendung sind langfristig kostensenkende Effekte zu erwarten (ifeu, 2017). Die Wirtschaftlichkeit ist dabei von den Gegebenheiten und Optimierungspotentialen des betrachteten Wärmenetzes abhängig. Insbesondere die Möglichkeit der optimierten und evtl. vollautomatischen Nutzung von Speichern ist dabei zu beachten.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Die Herausforderungen in der Implementierung und Datenverarbeitung intelligenter Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik in Wärmenetzen sind analog zu den Anforderungen eines „Smart-Grids“ in der Stromversorgung. Wie auch bei den Smart-Grids spielt die Datensicherheit sowohl in Bezug auf Sicherung der Privatsphäre aber auch mit Hinblick auf die Korrektheit der Daten und die Sicherheit vor Hackerangriffen eine bedeutende Rolle. Hierbei sind auch mögliche Akzeptanzhürden der Kunden zu beachten (Eisenkrämer, 2017).

Der Einsatz intelligenter Steuerungs- und Regelungstechnik besitzt das Potential, die Gesamteffizienz des Wärmenetzes und somit auch der einzelnen Komponenten zu erhöhen, und ist somit als netzdienlich einzustufen.

Spezifische CO_2-Einsparung

Der Einbau intelligenter Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik bedingt zunächst keine direkten CO_2-Einsparungen (evtl. geringere Druckverlustbeiwerte werden vernachlässigt, da diese nicht durch die „intelligente“ Technologie beeinflusst werden). Erst die optimierte Netznutzung durch die gewonnenen Daten und verbesserte, zentrale Steuerbarkeit der Anlagen bewirkt vermiedene Wärmeeinsatz- und Pumpstromkosten, verringerte Wärmeverluste und CO_2-Einsparungen. Es ist anzunehmen, dass die realisierbaren Einsparungen stark von den Eigenschaften des jeweiligen Wärmenetzes abhängig sind. Dabei ist davon auszugehen, dass eine hohe Durchdringung in einem Wärmenetz einen höheren Effekt als die absolute Anzahl von intelligenten Steuerungs- und Regelungsanlagen hat. Als Konsequenz sind spezifische CO_2- Einsparungen auf Anlagenebene nur schwer zu quantifizieren. Im Jahre 2012 bezifferte der Anbieter einer Optimierungssoftware die Einsparungen auf Netzebene auf 10 % in Bezug auf die Verlustwärme. Als Resultat gibt der Anbieter um 2-5 % reduzierte CO_2-Emissionen je Netz an. (adelphi, 2017)

Förderdynamik

Hier nicht relevant, da jeweils Teil einer umfangreicheren Imvestitionsmaßnahme.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm ja als Teil der systemischen Förderung

Förderquote: 40 % wie die übrigen Gegenstände des Trafoplanes

Technische Mindestanforderung: Datensicherheitstandards gemäß BSI-Anforderungen

9.10 Hausübergabestationen und Kundenanlagen

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Die **Hausübergabestation** ist die Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber und den Kunden. Im einfachsten Fall enthält sie nur die Mess-, Ablese- und Sicherheitseinrichtungen des Betreibers. Es handelt sich dann um eine sog. direkte Wärmeübergabe. Meist enthält sie aber auch noch wenigstens einen Wärmeübertrager, um die Fernwärmeleitungen hydraulisch von den hausinternen Leitungen des Kunden abzukoppeln. Es handelt sich dann um eine indirekte Übergabe. Die Hausübergabestationen können zusätzlich auch noch einen Wärmeübertrager für die Trinkwassererwärmung enthalten (für Speicherladesysteme oder Durchflusssysteme).

Bezüglich der Heizung ergeben sich bei einer direkten Übergabe die niedrigsten Vor- und Rücklauftemperaturen, da hier die Temperaturverluste (Grädigkeit), die bei der indirekten Übergabe im Wärmeübertrager unvermeidlich sind, ganz entfallen. Auch bei gut ausgelegten Wärmeübertragern liegen unter Volllast diese Verluste bei ca. 3 K, sowohl für den Vor- als auch für den Rücklauf. Die direkte Übergabe ist zudem billiger. Ein großer Nachteil der direkten Übergabe ist, dass in den Heizkörpern dasselbe Fernwärmewasser zirkuliert wie in der Heizzentrale. Lecks in den Kundenanlagen wirken sich daher auf das gesamte Fernwärmenetz aus. Bei der indirekten Übergabe sollten die Wärmeübertrager so groß ausgelegt sein, dass die Grädigkeit unter 3 K liegt. Solange ein Netz noch mit hohen Vorlauftemperaturen gefahren wird (und diese möglicherweise auch noch in den technischen Anschlussbedingungen garantiert sind), werden für viele Kunden auch unterdimensionierte (und damit billigere) Wärmeübertrager ausreichen. Für ein gesamtwirtschaftliches Optimum ist dies aber eine Fehldimensionierung.

Bezüglich der Warmwasserbereitung ist irgendwo immer ein Wärmeübertrager erforderlich, welcher Wärme vom Fernwärmewasser auf das Trinkwasser überträgt. Es gibt drei Grundtypen (Abbildung 9-8):

a. Die Trinkwasserleitungen sind direkt an einen (Platten-)Wärmeübertrager angeschlossen. Es handelt sich dann um eine Frischwasserstation, die meist schon in die Hausübergabestation integriert ist. (Durchflusssystem).

b. Das Fernwärmewasser wird durch einen Wärmeübertrager geleitet, welcher sich innen in einem Trinkwasserspeicher befindet. (Speichersystem)

c. Das Fernwärmewasser wird durch einen (Platten-)Wärmeübertrager geleitet, welcher sich außerhalb des Trinkwasserspeichers befindet. Im Unterschied zu den vorigen beiden Varianten ist hier eine zusätzliche Pumpe erforderlich, die das Trinkwasser zwischen Wärmeübertrager und Speicher zirkulieren lässt. (Speicherladesystem)

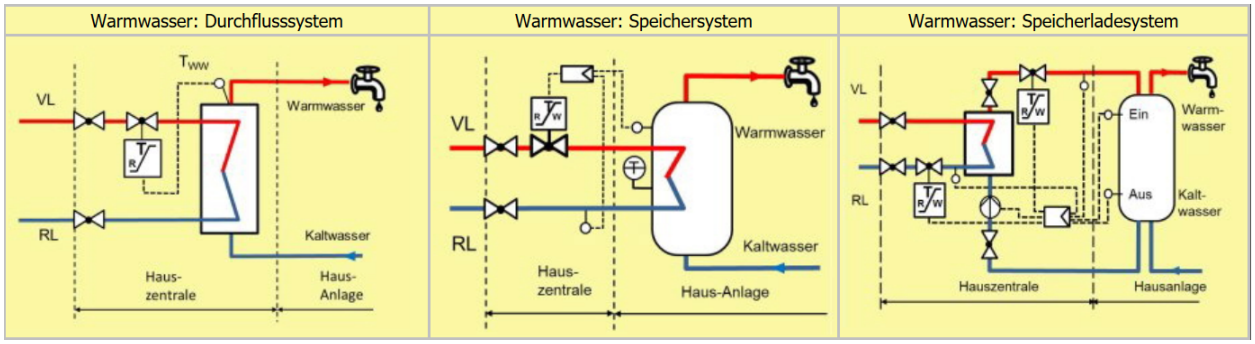

Abbildung 9-8: Grundtypen der Warmwassersysteme in der Fernwärmeversorgung (Quelle: Ingenieurbüro Junge, http://www.ing-büro-junge.de/html/fern-nahwaerme.html)

Warmwasserspeicher haben Vor- und Nachteile gegenüber Durchflusssystemen. Speicher können bei Zapfungen sofort große Mengen an Warmwasser bei einer konstanten Temperatur zur Verfügung stellen. Es genügt ein kleiner Wärmeübertrager, welcher während der Zapfpausen den Speicher wieder aufheizt. Bei der Warmwasserbereitung nach dem Durchflussprinzip muss dagegen der (Platten-)Wärmeübertrager relativ groß dimensioniert sein, damit der hohe Wärmeleistungsbedarf beim Duschen oder beim Befüllen einer Badewanne gedeckt werden kann. Zudem ist die Einhaltung einer konstanten Warmwassertemperatur ein regelungstechnisch anspruchsvolles Problem. Dafür lassen sich mit einer dezentralen Trinkwassererwärmung nach dem Durchflussprinzip niedrige Rücklauftemperaturen erreichen.

Bei Hausübergabestationen mit Warmwasserspeichern[10] und erst recht beim Einsatz einer Warmwasserzirkulation muss dagegen ein höherer Aufwand betrieben werden, um hohe Rücklauftemperaturen zu vermeiden (siehe unten).

In jeder Hausübergabestation müssen schon zum Zweck der Heizkostenabrechnung Durchflüsse und Temperaturen gemessen werden. Können diese Daten elektronisch an den Fernwärmebetreiber übermittelt werden, so hat dies neben der Einsparung des Zählerablesens vor Ort eine Reihe weiterer Vorteile:

- Heizkosten lassen sich mit geringem Aufwand mehrmals jährlich abrechnen.
- Sonst unbemerkte Fehlfunktionen können vom Netzbetreiber frühzeitig erkannt (z.B. überhöhte Rücklauftemperaturen[11]) und Gegenmaßnahmen ergriffen werden.
- Die Ursache von Funktionsstörungen lassen sich schon vor der Vereinbarung eines Ortstermins mit einem Techniker eingrenzen.
- Verschwenderische Verhaltensweisen können vom Netzbetreiber erkannt werden, indem Wärmeverbräuche ähnlicher Objekte miteinander verglichen werden.

Wenn in der Hausübergabestation auch noch die Möglichkeit der Fernsteuerung vorhanden ist, so kann der Netzbetreiber mit der Durchführung energiesparender Regelungsaufgaben beauftragt werden. Beispielsweise kann eine Schule ihren Belegungs-und Veranstaltungsplan einreichen, anhand

[10] Besonders ungünstig wirken sich Speicher mit innenliegenden Wärmetauschern (Speichersystem) auf die Rücklauftemperatur aus, da hier keine guten Temperaturschichtungen möglich sind. Einer der in (SWM 2014) genannten Gründe für die hohen sommerlichen Rücklauftemperaturen in bestehenden Netzen ist der häufige Einsatz von Warmwasserspeichern mit innenliegenden Wärmeübertragern.

[11] In vielen Fernwärmekommunen Dänemarks war es durch die Digitalisierung möglich zu überprüfen, wie effizient dem Fernwärmewasser durch die eigene Heizanlage Wärme entzogen wurde. Das Maß dafür war die Temperaturspreizung des Fernwärmewassers (= Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur). Im Internet wurden die Mittelwerte dieser Daten über mehrere Jahre in adressenscharfen Karten abgebildet, sodass sowohl die eigenen Fortschritte verfolgt werden konnten als auch ein Vergleich mit der Effizienz beispielsweise des Nachbarn möglich war. Gebäude mit vorbildlicher Effizienz waren in den Karten grün, solche mit deutlichem Verbesserungspotenzial rot dargestellt.

dessen die Vorlauftemperaturen und Durchflüsse im Heizsystem in den Zeiten herabgesetzt werden, zu denen sich keine Personen in dem Gebäude aufhalten. Für das FWU hat dies den Vorteil einer stärkeren Kundenbindung.

Wenn auch der Wärmekunde selbst von Ferne auf die Steuerung zugreifen kann (z.B. über das Internet), so ist es beispielweise bei Abwesenheiten von unbestimmter Dauer ohne Komfortverzicht möglich, die Raumtemperaturen weit absinken zu lassen, da bereits rechtzeitig vor der Rückkunft das Signal zur Wiederaufheizung gegeben werden kann.

Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizungssystem der Kunden

Die vom Fernwärmeversorger gelieferte Vorlauftemperatur muss an jedem Tag des Jahres ausreichen, um bei jedem Kunden, dessen Heizungsanlage in Übereinstimmung mit den technischen Anschlussbedingungen des Versorgers ist, komfortable Raumtemperaturen erreichen zu können. Mit welcher minimalen Vorlauftemperatur dies bei einem bestimmten Kunden noch möglich ist, hängt von der Größe der Heizflächen in Relation zu seinem Wärmebedarf ab. [12] Die Unterschiede zwischen den Heizungssystemen sind sehr groß. Für Heizkörper wird standardmäßig von Vor/Rücklauftemperaturen von 75/65°C und für Fußbodenheizung von 35/28°C ausgegangen. Derartige Temperaturabsenkungen lassen sich in den Teilen des Wärmenetzsystems, die sich im Eigentum der FWU befinden, nicht erreichen. Eine Beratung der Anschließer durch den Fernwärmeversorger kann daher eine effiziente Maßnahme zur Absenkung der Netztemperaturen sein.

In jedem Fall sollte in jedem der angeschlossenen Gebäude der ohnehin vorgeschriebene hydraulische Abgleich des Heizsystems auch tatsächlich durchgeführt werden, um eine unnötige Erhöhung der Rücklauftemperatur aufgrund von ungleichmäßig durchströmten Heizkörpern zu vermeiden[13]. Ebenso sollten auch sonstige Überströmung von Vorlaufwasser in den Rücklauf vollständig vermieden werden[14].

Durch Sanierungsmaßnahmen in einem typischen Altbau (Halbierung des jährlichen Wärmebedarfs und Verdopplung der Einbautiefe der Radiatoren) lassen sich die am kältesten Tag erforderlichen Vor- und Rücklauftemperaturen von 78°C/33°C auf 50°C/24°C absenken (Brand 2013). Die dabei erreichte Vorlauftemperatur von 50°C ist für Niedertemperatur-Wärmenetze eine wichtige Grenze. Bei dieser Temperatur ist auch die Bereitstellung des häuslichen Warmwasserbedarfs mit der erforderlichen Zapftemperatur von 40°C prinzipiell noch möglich. Sinkt die Vorlauftemperatur merklich unter diesen Wert, so ist in jedem Gebäude für die Warmwasserbereitung eine Temperaturanhebung erforderlich, welche durch E-Heizer oder durch Mikro-Wärmepumpen erfolgen kann. Dies ist allerdings mit Zusatzkosten verbunden und auch aus energetischer Sicht ist es fraglich, ob die Vorteile einer weiter abgesenkten Vorlauftemperatur die Nachteile eines zusätzlichen Strombedarfs ausgleichen können (Ommen 2016). Wärmenetze mit Vorlauftemperaturen unter 50°C werden daher hier nicht weiter betrachtet.

Vor- und Rücklauftemperaturen im Warmwassersystem der Kunden

---

[12] Zudem muss der kvs-Wert der Hausübergabestation, von welchem abhängt, ob sie primärenergieseitig von einer passenden Menge an Fernwärmewasser durchströmt wird, auf den sekundärseitigen Wärmebedarf abgestimmt sein.

[1313] Ein krasses Beispiel hierfür wäre ein vom Heimwerker nachträglich eingebauter, kleiner Heizkörper, bei welchem keine Einstellungen zur Reduzierung der maximalen Durchflussmenge vorgenommen wurden. Über einen solchen Heizkörper entsteht bei offenem Thermostatventil eine Art Kurzschluss zwischen Vor- und Rücklauf mit entsprechenden Folgen für die Rücklauftemperatur. Die unkontrolliert abgegebene Wärmemenge bleibt dagegen aufgrund der geringen Abmessungen des Heizkörpers beschränkt, sodass dieser Missstand nicht unbedingt sofort auffällt.

[14] Eine Auflistung möglicher Verursacher solcher Überströmungen findet sich in (SWM 2014).

In Warmwassersystemen gibt es für den Minimalwert der Vorlauftemperatur zwei wichtige Grenzen. Aus Komfortgründen werden in Haushalten Temperaturen von 40-45°C benötigt (z.B. zum Duschen). Damit ist eine Absenkung der Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz kaum unter 50°C möglich.

Die zweite wichtige Grenze folgt aus den Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes W 551 zur Verhinderung von Gesundheitsschäden durch Legionellen. Gemäß dieser Vorschrift sind am Ausgang von größeren Warmwasserspeichern (>400 l) und bei der Einspeisung in ausgedehnte Warmwassernetze (Wasserinhalt >3 l) Temperaturen von 60°C einzuhalten. Bei kleineren Speichern, wie sie in Ein- und Zweifamilienhäusern üblich sind, genügen 50°C. Die Temperaturen in Zirkulationsleitungen, wie sie in MFH üblich sind, dürfen während der Betriebszeiten 55 °C nicht unterschreiten. Dies hat zur Folge, dass in den heutigen Fernwärmenetzen die Vorlauftemperatur nicht unter 65 °C fallen darf. Das DVGW-Arbeitsblatt lässt allerdings auch geringere Warmwassertemperaturen zu, wenn kein Warmwasserspeicher verwendet und stattdessen eine Frischwasserstation nach dem Durchflussprinzip genutzt wird und zusätzlich das Wasservolumen in den Leitungen zwischen der Frischwasserstation und den Ausläufen unter 3 l liegt.

Da kaltes Frischwasser Temperaturen um 10°C aufweist, sind bei einer Warmwasserbereitung prinzipiell sehr geringe Rücklauftemperaturen von unter 20°C möglich. Mit Frischwasserstationen gelingt dies auch. Problematisch für die Rücklauftemperatur sind Warmwasserspeicher und Zirkulationsleitungen, da diese aus Komfort- und hygienischen Gründen auch dann auf Temperatur gehalten werden müssen, wenn gerade keine Zapfungen erfolgen und daher auch kein Kaltwasser zufließt. Der Ausgleich der Wärmeverluste von Speichern und Zirkulationsleitungen führt zwangsläufig zu hohen Rücklauftemperaturen. Der Bedarf zur Deckung dieser Verluste ist hoch. Bei Mehrfamilienhäusern ist der für die Deckung der Wärmeverluste der Zirkulationsleitung benötigte Wärmebedarf etwa genauso groß wie der Bedarf zur Aufheizung des Kaltwassers auf die Komforttemperatur. So zeigt (Ziegler 2016, Folie 3) am Beispiel eines Wärmenetzes in München, dass außerhalb der Heizsaison aus diesem Grund die Rücklauftemperaturen stark ansteigen können (z.B. im Netz des Münchener Geothermieheizwerks um 12 K). Ein wichtiges Ergebnis dieser von den Stadtwerken München beauftragten Untersuchungen ist, dass dezentrale Trinkwassererwärmungsanlagen (also ohne Zirkulationsleitungen) wenigstens in neuen Nahwärmenetzen obligatorisch werden sollten (SWM 2014, S.335).

In den dänischen Richtlinien, welche zur Umstellung von bestehenden Fernwärmenetzen auf Niedertemperaturnetze erarbeitet wurden, wird daher empfohlen, ganz auf Trinkwasserspeicher, Legionellenschaltungen und Zirkulationsleitungen zu verzichten (Olsen 2014). Um dies zu ermöglichen, sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- Der Austausch von bestehenden Brauchwasserspeichern gegen Frischwasserstationen. Falls es aufgrund der dadurch ansteigenden Anschlussleistung Probleme in der Hausanschlussleitung geben sollte, wird zum Ausgleich der Lastspitzen ein Pufferspeicher auf der Primärseite der Hausübergabestation benötigt, welcher mit Fernwärmewasser gefüllt ist.
- Die Leitungen der hausinternen Warmwasserverteilung sollen von der Hausübergabestation direkt und ohne Abzweigung zu den verschiedenen Zapfstellen im Haus geführt werden. Außerdem soll für diese Leitungen ein möglichst geringer Durchmesser gewählt werden. Durch diese Maßnahme wird erstens sichergestellt, dass in den einzelnen Leitungen nicht das Maximalvolumen von 3 l überschritten wird, ab welchem eine Legionellenschaltung erforderlich ist,

und zweitens verringern sich die Ablaufverluste, sodass auf Zirkulationsleitungen verzichtet werden kann.

- In Mehrfamilienhäusern sollen alle Wohnungen mit Frischwasserstationen ausgerüstet werden.

Die in den dänischen Richtlinien vorgeschlagenen Maßnahmen sind aufwändig und können nur in einem langwierigen Prozess durchgeführt werden. Dazu gehört eine langfristige Transformationsplanung.

Beitrag zur Bestandstransformation

Hausübergabestationen und erst recht die Kundenanlagen haben einen erheblichen Einfluss auf die Netztemperaturen. Der Nutzen von Temperaturabsenkungen wird im Abschnitt 9.12 ausführlich dargestellt. In einer Transformationsplanung dürfen daher nicht nur diejenigen Hausübergabestationen berücksichtigt werden, die sich im Eigentum des FWU befinden, sondern auch diejenigen Komponenten der Wärmeversorgung, die sich im Eigentum der Kunden befinden. Ein Einfluss des FWU auf die Kunden ist über Beratung und über die Technischen Anschlussbedingungen möglich.

Derzeitige Förderung

Hausübergabestationen werden derzeit nur im KfW-Teil des MAP explizit gefördert. Der Tilgungszuschuss beträgt 1.800 € je Hausstation. Sie werden nur zusammen mit einem Wärmenetzes gefördert. Technische Mindestbedingungen werden nicht an die Hausübergabestation sondern an das Wärmenetz gestellt. Insofern handelt es sich um eine systemische Förderung.

Bei einer Förderung nach dem KWKG bleiben Hausübergabestationen unberücksichtigt. Dafür sind dort die übrigen Förderzuschüsse in den meisten Fällen höher als im MAP.

Außerdem können Hausübergabestationen als Bestandteil eines Maßnahmenpaketes in den Gebäudeprogrammen der KfW gefördert werden. Außerdem werden im gegenwärtigen Entwurf zum BEG auch sog. Gebäudenetze gefördert.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten von Hausübergabestationen sind im Vergleich zu ihrer Bedeutung für den Netzbetrieb gering. Gemäß den Evaluationen des Marktanreizprogramms liegen deren mittlere Kosten bei etwas über 3.000 € (Zech u.a. 2018, S. A2-9). Andere Schätzungen gehen allerdings von deutlich höheren Kosten aus in der Größenordnung 150 €/kW (bis 50 kW), 100 €/kW bis 100 kW und darüber hinaus 75 €/kW.

Die Zusatzkosten für größere Wärmeübertrager sind gering im Vergleich zu ihrem Nutzen. Thorsen beziffert die Zusatzkosten in einem Einfamilienhaus, die aus dem Einsatz eines effizienteren Plattenwärmetauschers mit 40 anstelle von 26 Platten resultieren, mit 90 € (Thorsen 2016, Folie 13). Die Rücklauftemperatur sinkt durch diese Verbesserung um mehr als 3 K. Den Zusatzkosten steht im ge-

wählten Beispiel beim FWU ein jährlicher Nutzen von gut 32 € gegenüber, der aus Einsparungen aufgrund der geringeren Rücklauftemperatur resultiert. Die Investition amortisiert sich somit nach weniger als drei Jahren, wenn diese Einsparungen an den Kunden weitergeben würden - z.B. mit Hilfe von Tarifen, bei denen der Arbeitspreis von der Rücklauftemperatur abhängt.[15] Dies wird aber bisher nur von wenigen FWU praktiziert.

Eine Absenkung der Rücklauftemperatur durch verbesserte Hausübergabestationen wird daher eher durch organisatorische Maßnahmen und Beratung als durch direkte Zuschüsse angereizt.[16] Dies gilt in verstärktem Maße für (Beratungs-)Maßnahmen zur Verbesserung der Kundenanlagen (Heizflächen, Wärmedämmung, WW-Speicher, Zirkulationsleitung,…), auf die das FWU keinen direkten Zugriff hat.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Hausübergabestationen sollen nur in einem systemischen Zusammenhang gefördert werden. Das Gleiche gilt für Beratungen der Anschließer im Zusammenhang mit denjenigen Kundenanlagen, die sich nicht im Eigentum des FWU befinden. Wenigstens folgende Maßnahmen sollten als förderwürdig anerkannt werden:

- Verbesserung der Grädigkeit von Heizungs- und Brauchwasser-Wärmeübertragern
- Zählertechnik, die rücklauftemperaturabhängige Tarife erlaubt
- Umrüstung von Speichersystemen auf Frischwasserstationen (meist nur Beratung möglich)
- Maßnahmen zur alternativen Brauchwasser-Erwärmung (z.B. Beratung zu solarthermischen Dachanlagen)
- Rückbau von Zirkulationsleitungen (meist nur Beratung möglich)
- Sonstige Beratung zur Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen in den Kundenanlagen (z.B. Vergrößerung der Heizflächen, Verbesserung der Wärmedämmung)

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja, als Teil einer systemischen Förderung

Förderquote: 40 %

Technische Mindestanforderung: Keine. Es wird davon ausgegangen, dass das FWU aus Eigeninteresse auf den Einsatz effizienter Hausübergabestationen achtet.

9.11 Wasserstoff und synthetische Brennstoffe

Beschreibung

Wasserstoff und synthetische Brennstoffe (PtX) sind relativ gut speicherbar und können zur dezentralen sowie zur zentralen Erzeugung von Wärme genutzt werden. Im Zuge der Defossilisierung ist es

[15] Bei größeren Anschließern sind die Einsparungen entsprechend höher. Dies führt tendenziell zu noch geringeren Amortisationszeiten.

[16] Bei größeren Hausübergabestationen, die sich im Eigentum der Anschließer befinden, kann es dennoch sinnvoll sein, im BEG eine Förderung vorzusehen.

langfristig nur sinnvoll, Brennstoffe zu nutzen, bei deren Erzeugung keine Treibhausgase entstehen. Dies ist der Fall, wenn Wasserstoff und synthetische Brennstoffe aus erneuerbarem Strom gewonnen werden. Die Herstellungsprozesse sind jedoch mit recht hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Der erste Prozessschritt ist die Elektrolyse, bei der aus Wasser mit Stromeinsatz Wasserstoff, H_2, gewonnen wird. Bei diesem Prozess entsteht Abwärme, die in ein Wärmenetz eingespeist werden könnte. Als Ausgangsstoff wird Wasser benötigt. In wasserarmen Gebieten muss es ggf. per Meerwasserentsalzung gewonnen werden. Um aus Wasserstoff gasförmige oder flüssige Kohlenwasserstoffe zu gewinnen, sind unter Einsatz einer Kohlenstoffquelle (C) weitere Syntheseschritte notwendig. Dazu wird in der Regel Synthesegas benötigt, das ist eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Als einfachster gasförmiger Kohlenwasserstoff kann Methan (CH_4) über eine Methanisierungsreaktion von Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff erzeugt werden. Über die Methanolsynthese kann Methanol (CH_3OH) als einfachster Alkohol gewonnen werden. Über die Fischer-Tropsch-Synthese kann FT-Syncrude erzeugt werden. Dieses kann wiederum zu Kraftstoffen wie Diesel und Kerosin weiterverarbeitet werden. All diese Prozesse befinden sich aktuell im Demonstrationsstadium oder in einem frühen Stadium der Kommerzialisierung (Wasserstoff).

Beitrag zur Bestandstransformation

Um einen treibhausgasneutralen Energieverbrauch zu erreichen, ist laut aktuellen Energie- und Klimaschutzszenarien mittel- bis langfristig der Einsatz strombasierter Energieträger notwendig. Noch gibt es aber hohe Unsicherheiten, welche Technologie sich durchsetzen wird und wie sich die Kosten entwickeln werden. Der Einsatz im Wärmebereich wird wahrscheinlich eher gering sein, da es günstigere Technologien gibt. Im Gegensatz dazu gibt es in der Industrie, z. B. für die Stahlproduktion, und im Flug- und Schiffsverkehr wenige Alternativen zu Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen. Voraussichtlich notwendig ist auch der Einsatz von Wasserstoff in der Energiewirtschaft in Kraftwerken und KWK-Anlagen in Spitzenlastsituationen, vorwiegend im Winter. Für die reine Fernwärmeerzeugung wird Wasserstoff voraussichtlich aus Kostengründen nicht eingesetzt werden.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Heute liegen die Kosten für erneuerbar erzeugten Wasserstoff und synthetische Energieträger um ein Vielfaches höher als fossile Alternativen. Wie weit sich perspektivisch Kosten senken lassen und wie die einzelnen Technologien eines PtX-Produktions-Anlagenparks zusammenspielen werden, muss noch weiter erforscht werden. In „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“ (Prognos 2020) werden unter Annahme unterschiedlicher Stromerzeugungsvarianten und unterschiedlicher Kostensenkungspotenziale Bandbreiten zu den Kosten von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen berechnet. Für Wasserstoff ergeben sich damit für den Fall einer Erzeugung in der MENA-Region aus Wind und PV-Strom aktuell Gestehungskosten zwischen 13 und 23 Ct_{2016}/kWh, welche in 2050 auf 9 bis 15 Ct_{2016}/kWh sinken könnten. Je nach Anwendungsfall müssen darauf noch Kosten für die inländische Infrastruktur, Vertrieb und ggf. Umlagen gerechnet werden. Wird der Wasserstoff in Deutschland erzeugt, sind die eingehenden Stromgestehungskosten zwar höher, die Transportkosten dafür deutlich geringer. Die Gesamtkosten liegen damit in einer ähnlichen Größenordnung,

perspektivisch kann die Erzeugung in Deutschland sogar leicht günstiger sein. Dabei wurden jedoch keine Flächenrestriktionen berücksichtigt.

Die Bandbreiten für synthetisches Methan liegen aufbauend auf obigen Annahmen bei Gestehungskosten von 21-40 Ct_{2016}/kWh (2020) und könnten auf 15-27 Ct_{2016}/kWh (2050) sinken.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und Empfehlung

Werden die Kosten von Wasserstoff und synthetischem Methan mit aktuellen Erdgaspreisen verglichen, besteht theoretisch eine erhebliche Förderlücke. Der Einsatz von Wasserstoff und synthetischem Methan ist jedoch aus Gesamtsystemsicht in Wärmenetzen nur in einzelnen Fällen sinnvoll. Außerdem müsste eine Förderung von Wasserstoff an übergeordneter Stelle erfolgen. Dies ist mit der Wasserstoffstrategie bereits in Arbeit. Der Einsatz von Wasserstoff in KWK-Anlagen bzw. die Errichtung von „H2“-ready KWK-Anlagen, die auch mit Wasserstoff betrieben werden können, sollte, falls überhaupt, im Rahmen des KWKG gefördert werden. Für reine Wärmeerzeuger ist eine solche Vorgabe nicht sinnvoll.

Damit sollte im Basisprogramm Wärmenetze keine Förderung der Erzeugung bzw. Nutzung von Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen erfolgen. Im Rahmen eines Trafoplans kann die Nutzung von Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen als einer von mehreren Bausteinen dagegen aufgenommen werden. Dabei ist sicherzustellen, dass dies nicht die einzige oder die Hauptmaßnahme ist, da dann eine Umsetzung aufgrund der hohen Kosten unwahrscheinlich ist.

Als weiterer Punkt außerhalb des BEW sollten bei der **Entwicklung der Wasserstoffstrategie die Nutzung der entstehenden Abwärme der Elektrolyseure mitgedacht werden** und ggf. entsprechende Anreize gesetzt werden.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Nein

Als Maßnahme im Trafoplan zugelassen? Ja

9.12 Absenkung des Temperaturniveaus und Optimierung der Netze

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

In der Heizzentrale wird der Vorlauf des Fernwärmewassers mindestens auf die Temperatur aufgeheizt, die für die Versorgung der angeschlossenen Kunden (also: Anschließer) erforderlich ist. Dabei muss einkalkuliert werden, dass in kleinen Netzen durch Wärmeverluste die Vorlauftemperatur abnimmt, bis das Fernwärmewasser die verschiedenen Kunden erreicht hat. Dort muss die Temperatur immer noch ausreichend hoch sein, um die Versorgungsaufgaben (Erwärmung von Räumen auf komfortable Temperaturen, Bereitstellung von hygienisch einwandfreiem Trink-und Brauchwasser, ggf. Bereitstellung von gewerblicher oder industrieller Prozesswärme) zuverlässig erfüllen zu können. Ist das

Fernwärmewasser beim Anschließer angelangt, so wird ihm dort in der Hausübergabestation und in der Kundenanlage Wärme für die Heizung und die Warmwasserbereitung entzogen. Je effizienter die Hausübergabestationen und die Kundenanlagen arbeiten, umso geringer ist die für die Übertragung der Wärme erforderliche Vorlauftemperatur.

Das auf die Rücklauftemperatur abgekühlte Fernwärmewasser wird zurück zur Heizzentrale geleitet und verliert auf diesem Wege nochmals einen Teil seiner Wärme[17]. Ansätze für eine Absenkung der Netztemperaturen sind sowohl im Bereich des Wärmenetzes als auch im Bereich der Kunden zu finden. Bei den Kunden ist dabei zwischen den Hausübergabestationen, welche sich häufig im Eigentum des Fernwärmeversorgers befinden, und den eigentlichen Kundenanlagen (Heizflächen, Warmwasserspeicher), welche stets den Kunden gehören, zu unterscheiden. Des Weiteren muss zwischen der Raumheizung und der Warmwasserbereitung unterschieden werden. Im Einzelnen gibt es folgende Ansatzpunkte für eine Absenkung des Temperaturniveaus im Netz:

- Verbesserung der Kundenanlagen (vergrößerte Heizflächen, verbesserte Wärmedämmung der Gebäude)
- Verbesserung der Wärmedämmung der Vorlaufleitungen des Fernwärmenetzes bei ohnehin stattfinden Austauscharbeiten oder Verlegung einer dritten Leitung
- Verringerung des Querschnitts des Mediumrohres, durch welches das Fernwärmewasser geleitet wird – sofern die Netzauslegung dies erlaubt. (Bei gleichbleibender Dicke der umhüllenden Wärmedämmung nehmen dann die Wärmeverluste ab)
- Akquisition zusätzlicher Kunden entlang bereits bestehender Trassen – sofern die vorhandene Leitungsdimensionierung dies erlaubt. (Um den zusätzlichen Wärmebedarf zu decken, muss dann mehr Fernwärmewasser durch die Leitungen gepumpt werden. Die nahezu konstanten Wärmeverluste verteilen sich damit auf eine größere Wassermenge, so dass die Temperaturverluste zwischen der Heizzentrale und den Anschließern sinken.)
- Abkopplung von Subnetzen, die mit geringeren Temperaturen als das übrige Netz betrieben werden können.
- Gelingt es in einzelnen Gebäuden oder gar in ganzen Netzteilen (z.B. bei Neubausiedlungen) die erforderlichen Vorlauftemperaturen unter die Rücklauftemperatur des übrigen Fernwärmenetzes abzusenken, so kann der Rücklauf des Fernwärmenetzes als Wärmequelle genutzt werden[18]. Dies führt zu einer Absenkung der Rücklauftemperatur des Wärmenetzes[19].
- Verbesserung der Effizienz der Hausübergabestationen
- Herauslösung der Warmwasserversorgung

[17] Diese Verluste führen zwar zu einer Minderung der Rücklauftemperatur, sind aber trotzdem unerwünscht und nach Möglichkeit zu vermeiden.
[18] Diese Möglichkeit wird als Dreifachanschluss bzw. ein Dreileitersystem bezeichnet, da das versorgte Gebäude mit mindestens zwei Leitungen an den Fernwärmerücklauf angeschlossen sein muss und meist auch noch der übliche Anschluss an den Vorlauf erhalten bleibt. Damit wird erreicht, dass auch dann die Wärmeversorgung gesichert ist, wenn die Rücklauftemperatur des Netzes doch mal nicht ausreichen sollte.
[19] Es gibt zwar schon seit vielen Jahren Beispiele für Wärmeversorgungen aus dem Rücklauf. Eine Internetrecherche legt jedoch den Schluss nahe, dass deren Anzahl nur langsam steigt. Dies könnte sowohl an dem höheren Aufwand für drei statt zwei Anschlüssen als auch an den speziellen Bedingungen liegen, die Voraussetzung für eine Wärmeversorgung aus dem Rücklauf sind.

- Hydraulischer Abgleich der Kundenanlagen. Unabgeglichene Kundenanlagen führen dazu, dass heißes Fernwärmewasser aus dem Vorlauf ohne die eigentlich mögliche Abkühlung in den Rücklauf überführt wird, was zu einem Anstieg der Rücklauftemperatur führt.
- Überprüfung der Technischen Anschlussbedingungen des FWU, sofern dort den Kunden eine Mindestvorlauftemperatur garantiert wird.
- Anpassung der Netztemperaturen an die Wetterlage – insbesondere Temperaturabsenkungen im Sommer.
- Umrüstung von Heizdampfnetzen auf Heizwassernetze

Von den hier aufgezählten Punkten haben Verbesserungen an den Kundenanlagen den größten Effekt auf die Vor- und Rücklauftemperaturen. Dennoch werden die Kundenanlagen in dieser Ausarbeitung nur am Rande berücksichtigt, da sie sich regelmäßig nicht im Eigentum des Fernwärmeunternehmens (FWU) befinden und daher förderpolitisch dem BEG zugeordnet sind. Allerdings kann eine Absenkung der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes, die aufgrund von Verbesserungen bei den Kunden möglich wird, zu hydraulischen Problemen führen[20]. Die damit verbundenen Kosten sind bei der hydraulischen Optimierung zu berücksichtigen und zu fördern.

Beitrag zur Bestandstransformation

Ein geringeres Temperaturniveau des Fernwärmenetzes mindert zunächst dessen Wärmeverluste. Dies wirkt sich besonders in Wärmenetzen, die in ländlichen Gebieten gebaut werden, aus, da dort aufgrund der geringen Siedlungsdichte der Wärmeabsatz je m Trassenlänge gering ist. Wärmenetze in ländlichen Gebieten sind naturgemäß besonders geeignet für die Nutzung von Holz oder Biogas, sind aber auch für die Einführung von Solarthermie von besonderer Bedeutung, da hier die Flächenverfügbarkeit für Kollektoren besser ist als im städtischen Umfeld.

Zudem werden durch geringere Netztemperaturen der Einsatz von Wärmepumpen, Solar- oder Geothermie und die Nutzung von Abwärme erleichtert. Bei Wärmepumpen steigt die Effizienz um ca. 2%, wenn die mittlere Netztemperatur um 1 K abnimmt. Bei solarthermischen Kollektorfeldern um ca. 1%. In Dänemark, wo die Netztemperaturen typischerweise um 20 K unter den deutschen liegen, kann daher bei der Solarthermie im Mittel mit Erträgen gerechnet werden, die um 20% über den deutschen

[20] Eine Absenkung der Vorlauftemperatur kann zu einer Abnahme der Wärmemenge, die durch das Netz verteilt werden kann, führen.
Die Wärmeleistung einer Wärmeleitung hängt von der Temperaturspreizung (das ist die Temperaturdifferenz zwischen Vor-und Rücklauf), dem Innendurchmesser der Leitung und der Geschwindigkeit des Fernwärmewassers in der Leitung ab. Abnehmende Temperaturspreizungen können durch eine höhere Umwälzgeschwindigkeit kompensiert werden. Dies resultiert allerdings in höheren Druckverlusten und damit in einem höheren Pumpstrombedarf. Die Geschwindigkeit, mit der sich das Fernwärmewasser in den Rohren bewegen darf, ist zudem durch (länderspezifische) technische Vorschriften begrenzt. Für kleinere Rohrdurchmesser bis ca. DN100 (Innendurchmesser = ca. 114 mm) liegt die maximal zulässige Geschwindigkeit bei 1 bis 2 m/sec (Nussbaumer 2017). Durch diese Begrenzungen wird ein Betrieb ohne unzulässige Kavitation und Geräuschentwicklung sichergestellt. Abnehmende Temperaturspreizungen lassen sich daher nur begrenzt durch stärkere Pumpen kompensieren.
Mindestanforderungen an die Wärmeleistung können daher zu Einschränkungen bei der Minderung der Netztemperaturen führen. Selbst wenn in einem Netz für alle Anschließer eine geringere Vorlauftemperatur ausreichen würde, so kann eine mit dieser Absenkung verbundene Minderung der Temperaturspreizung dazu führen, dass die bestehende Netzdimensionierung nicht mehr ausreicht, um so viel Fernwärmewasser zirkulieren zu lassen, dass der von der Vorlaufabsenkung unbeeinflusste Wärmebedarf noch gedeckt werden könnte. Dieser Gefahr wird entgegengewirkt, wenn entweder auch Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur durchgeführt wurden oder der Wärmebedarf, der aus dem Netz gedeckt werden muss, abnimmt (z.B. aufgrund von energetischen Sanierungen der angeschlossenen Gebäude).
Zudem wurden vielen Wärmenetze mit einem Sicherheitsaufschlag gebaut. Das bedeutet, dass höhere Rohrdurchmesser gewählt wurden als unbedingt erforderlich. Eine Praxiserhebung an 52 Schweizer Fernwärmenetzen zeigte, dass 80% der Haupt- und Teilstränge größer ausgeführt waren als effektiv erforderlich, meist um ein bis zwei Nenndurchmesser (Nussbaumer 2017). Da eine Erhöhung des Rohrquerschnitts um einen Nenndurchmesser in etwa mit einer Verdopplung der Wärmeleistung einhergeht (Dötsch et al. 1998), folgt daraus, dass es in den meisten Netzen einen weiten Spielraum für etwaige Minderungen der Temperaturspreizung gibt. Im Einzelnen müssen jedoch die tatsächlichen Verhältnisse vor Ort berücksichtigt werden.

liegen. Dennoch werden in Dänemark die Anstrengungen fortgeführt, die Netztemperaturen noch weiter abzusenken. Die Nutzung von Tiefengeothermie ist an vielen Orten in Deutschland möglich. Sie steht aber nur im Großraum um München und im Oberrheingraben mit einem Temperaturniveau zur Verfügung, welches für die Einspeisung in normale deutsche Fernwärmenetze ausreicht. Industrielle Abwärme kann nur dann für Fernwärme genutzt werden, wenn wenigstens die Rücklauftemperatur unter dem Temperaturniveau der Abwärme liegt.

Auch bei der Wärmespeicherung ergeben sich Vorteile durch geringe Netztemperaturen. Gespeicherte Wärmemengen, deren Temperatur unter der Rücklauftemperatur des Netzes liegt, können nicht genutzt werden. Sinkt die Rücklauftemperatur im Netz, so kann in den angeschlossenen Speichern mehr Wärme gespeichert werden. Außerdem sinken auch hier die Wärmeverluste. Speicher sind sowohl für die Solarthermie als auch für die Sektorkopplung von besonderer Bedeutung.Die Absenkung der Netztemperaturen ist daher ein wichtiger Baustein bei der Transformation von Bestandsnetzen.

Derzeitige Förderung

Maßnahmen zur Absenkung der Netztemperaturen werden bisher nicht direkt gefördert. Es gibt jedoch technische Mindestanforderungen an die Wärmeverluste oder die Qualität der Fernwärmeleitungen, welche sich auch positiv auf die Netztemperatur auswirken. Z.B. werden im Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ für die Leitungen wenigstens die Dämmserie 3 und Mindestanforderungen an die Temperatur des Rücklaufs der Hausübergabestationen gestellt. Im landesspezifischen Förderprogramm Baden-Württembergs gehört ein maximaler Wärmeverlust von 20% zu den Förderbedingungen.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten temperatursenkender Maßnahmen hängen sehr stark vom Einzelfall ab. Zwei Beispiele sollen dies verdeutlichen:

Das Fernwärmenetz einer größeren deutschen Stadt hat einen Netzwiederbeschaffungswert von über 200 Mio. €. Dort wurde abgeschätzt, was es kostet, dass Netz auf TVL < 80°C abzusenken. Ergebnis: rd. 100 Mio. € Aufwand, die im Wesentlichen (> 80%) auf der Kundenseite liegen. Damit sind diese Maßnahmen sehr kostenintensiv, werden sich aber auch über einen langen Zeitraum strecken.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Die Kundenanlagen (z.B. die Auslegung der Heizflächen bei den Anschließern) haben einen sehr großen Einfluss auf die Netztemperaturen. Durch technische Maßnahmen lassen sich hier sehr große Verbesserungen erreichen. Da sich diese Anlagen aber im Eigentum der Kunden befinden, kann hier das FWU nur beratend eingreifen. Folgende Bereiche sind dabei wichtig:

- Verbesserung der Wärmedämmung der angeschlossenen Gebäude
- Wahl des Heizsystems (Fußbodenheizung, Radiatorheizung,…)
- Dimensionierung der Heizkörper

- Umstellung der Warmwasserversorgung auf effizientere Systeme (Durchflusssysteme, Verzicht auf Zirkulationsleitungen,…)
- Effiziente Hausübergabestationen
- Durchführung von hydraulischem Abgleich.

Erfolgt die Beratung durch Kundengespräche, so ist dies zeit- und damit kostenaufwändig. Auch Informationsbroschüren, die die obigen Punkte ansprechen, sollten bereitgestellt werden.

Spezifische CO_2-Einsparung

Die Einsparung ergibt sich sehr maßnahmenspezifisch. Beispiel Dämmung von Rohrleitungen: Beim Übergang von der Serie 1 zur Serie 3 wird gemäß obigem Beispiel jährlich eine Wärmemenge von 58 kWh je Trassenmeter eingespart. Falls diese Wärmemenge durch einen Gaskessel hätte erzeugt werden müssen, so hätte dafür eine Treibhausgasmenge von 14 kg emittiert werden müssen. Während der Lebensdauer der Wärmeleitung von wenigstens 25 Jahren summiert sich diese Einsparung auf über 0,35 Tonnen.

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen für die Systemische Förderung

In den Transformationsplänen, die eine Voraussetzung für eine systemische Förderung sind, sollten stets auch die Möglichkeiten zur Temperaturabsenkung detailliert untersucht werden.

Alle anerkannten Maßnahmen eines förderfähigen Transformationsplans (oder zusammenhängenden größeren Teilen daraus) werden mit dem gleichen Prozentsatz gefördert. Sollen Maßnahmen zur Temperaturabsenkung als Teil einer systemischen Förderung bezuschusst werden, so stellt sich die Frage, welche der diesbezüglichen Maßnahmen zu den förderfähigen Kosten gerechnet werden dürfen. Da es sich bei der systemischen Förderung um ein Gesamtpaket handelt, welches als Ganzes bewertet und gefördert wird, wird eine großzügigere Abgrenzung empfohlen als bei den Einzelmaßnahmen:

- Hydraulische Optimierung des Fernwärmenetzes
- Neudimensionierung des Netzes (insbesondere Reduzierung der Leitungsdurchmesser)
- Erneuerung der Regelung
- Neue Zählertechnik und Digitalisierung
- Neue Pumpen (Dimensionierung, drehzahlgeregelte Hocheffizienzpumpen)
- Optimierter Netzbetrieb im Sommer
- Alle Maßnahmen im Zusammenhang mit Hausübergabestationen und Kundenanlagen, sofern die zugehörigen Kosten vom FWU getragen werden (siehe auch Abschnitt xx, Hausübergabestationen).

Transformationspläne müssen Mindestanforderungen erfüllen, damit die zugehörigen Maßnahmen als förderfähig anerkannt werden können. Die Netztemperaturen sollten bei der Transformation soweit als möglich abgesenkt werden. Z.B. wird sich die maximale Vorlauftemperatur in den allermeisten Fällen durch geeignete Maßnahmen auf unter 90°C absenken lassen. Es wird hier jedoch keine pauschale

Mindestanforderung empfohlen, da es Sonderfälle gibt (z.B. hohes Temperaturniveau bei manchen Geothermiebohrungen oder manchen industriellen Abwärmequellen, Prozesswärmebereitstellung kann nicht von Gebäudeversorgung getrennt werden), wo dies nicht sinnvoll ist.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Ja

Förderquote: 40 % als Bestandteil der systemischen Förderung

9.13 Contracting von Hausübergabestationen und Kundenanlagen

Beschreibung des Fördergegenstands und technische Eigenschaften

Contracting im Energiesektor ist allgemein in der DIN 8930-5 als „zeitlich und räumlich abgegrenzte Übertragung von Aufgaben der Energiebereitstellung und Energielieferung auf einen Dritten, der im eigenen Namen und auf eigene Rechnung handelt“ definiert.

In Contractingprojekten übernimmt ein fachkundiger Dienstleister, der sogenannte Contractor, Planung und Umsetzung von Bau- bzw. Sanierungsmaßnahmen, deren Betrieb und Instandhaltung sowie das Finanzierungsmodell. Dadurch eröffnet sich eine wirtschaftliche Möglichkeit Energieeffizienzmaßnahmen durchzuführen. Der Contractor kann dabei spezifisch vorhandenes Knowhow einbringen und somit den Contractingnehmer bzw. Auftraggeber entlasten. Darüber hinaus fehlen für größere Sanierungs- und Renovierungsmaßnahmen z.B. bei Wohnungsbaugesellschaften oder Einrichtungen der öffentlichen Hand oft die nötigen finanziellen Mittel oder die Investitions-Prioritäten der Contractingnehmer /Auftraggeber liegen an anderer Stelle. Dieses Problem kann über Contractingmodelle gelöst werden, da der Kapitalbedarf häufig auf die Nutzungsdauer der Anlage verteilt, sowie Teile des Bau- und Betriebsrisikos auf den Contractor übertragen wird (Contracting im Energiebereich)Beispiel

Beitrag zur Bestandstransformation

Contracting im hier aufgeführten Sinn soll ein mögliches Instrument darstellen, um Investitionen in Hausübergabestationen bzw. Kundenlagen von Liegenschaften des Contractingnehmers unabhängig von seinen finanziellen Mitteln durchzuführen. Darüber hinaus ermöglicht es den zielgerichteten Einsatz gebündelten Fachwissens und Erfahrung. Als Resultat kann das Contracting die Umsetzung von CO2-reduzierende Projekte (z.B. zur Absenkung der Rücklauftemperaturen in den Kundenanlagen) ermöglichen und eine erfolgreiche Umsetzung erleichtern.

Derzeitige Förderung:

Am 31.12.2018 die Förderung von Beratungsleistungen im Rahmen des Energiespar-Contracting durch das BAFA ausgelaufen.

KfW 153- Energieeffizientes Bauen

In der Förderrichtlinie werden explizit auch Contractoren als mögliche Förderempfänger genannt. In dem Programm kann der Bau oder Kauf eines KfW-Effizienzhaus oder einer entsprechenden Eigentumswohnung unterstützt werde. Neben günstigen Kreditkonditionen sind bis zu 30.000 Tilgungszuschuss möglich.

Förderbedarf auf Grund anderer Hemmnisse/Aspekte

Die Möglichkeit des Contracting von Hausübergabestationen und Kundenanlagen ist oftmals unzureichend bekannt und leidet ggf. unter Vorbehalten, die auf Informationslücken beruhen.[21] Häufig wird der Heizungs- und Sanitärinnung mehr Vertrauen entgegengebracht als dem lokalen Fernwärmeversorger, in diesem Fall könnte ein Contractingangebot zur Einstellung und Anpassung der Kundenanlage (sowohl für die Raumwärme- wie die Warmwasserbereitstellung (vgl. Kapitel 3.10)

Schlussfolgerungen für die Förderwürdigkeit und technische Förderanforderungen

Mit Hinblick auf die Förderung ist festzuhalten, dass die Möglichkeit, das Contracting von Hausübergabestationen und Kundenanlagen zuzulassen und zu fördern, vor allem Hemmnisse aufgrund mangelnder Expertise oder fehlender finanziellen Mittel zur Durchführung dieser Maßnahmen abbaut. Daher sollte es ebenso gefördert werden, wie der hydraulische Abgleich bei dezentralen Kesselanlagen.

Das Problem der Kostenneutralität bei Wärmelieferungen an Mieter wird in Kapitel 7.3.4 behandelt.

9.14 Wärmenetze und Netzausbau

Der Ausbau eines traditionellen Fernwärmenetzes in ein Neubaugebiet hinein stellt für den Klimaschutz keinen Fortschritt dar, sofern die Fernwärme nicht zu hohen Anteilen bereits heute oder schon sehr bald aus Wärmeenergiequellen stammt, die keine CO_2-Emissionen verursachen. Ein solcher Netzausbau sollte nicht gefördert werden. Es wäre für die am Klimaschutz interessierte Stadt oder Gemeinde besser, wenn der Fernwärmeversorger im Neubaugebiet demonstriert, wie mit heutigem Wissen und heutiger Technik ein Neubaugebiet klimafreundlich und sehr energieeffizient mit Wärme versorgt werden kann, und wie hierbei auch dem Bedürfnis nach Raumkühlung Rechnung getragen werden kann.

Sofern die Wärmeversorgung für Neubaugebiete im Wege des Ausbaus eines bestehenden Fernwärmenetzes mit überwiegender Wärmeerzeugung aus fossilen Endenergien, aber mit Trafoplan erfolgen soll, dann muss der Netzbetrieb energieeffizient erfolgen. Das Quartiernetz sollte dann als Sekundärnetz mit einer Vorlauftemperatur von ganzjährig nicht höher als 75 °C eingerichtet werden. Bei der Netzauslegung muss davon ausgegangen werden, dass die Netztemperaturen auf 60 °C abgesenkt werden, was in den Installationen zur Warmwasserbereitung zu berücksichtigen ist. Die Ankündigung zur Absenkung der Netztemperaturen mit Konsequenzen für die Warmwasserbereitung muss auch Bestandteil der Fernwärmelieferungsverträge sein, weil spätere einseitige Änderungen der Wärmelieferungszusagen rechtlich nicht möglich sind. Der Ärger der Bauherren und Käufer von Neubauten würde groß sein, wenn die künftigen Betriebsbedingungen der Fernwärme nicht antizipiert wurden,

[21] https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/49589/Contracting_im_Energiebereich.pdf/957c071b-eb9d-4e11-8dc2-34149e6934bb

und wenn bereits nach zehn bis 15 Jahren ein Änderungsbedarf bezüglich der Heizungstechnik im Neubau entsteht.

Auf diese vorausschauenden Vorkehrungen kann nur dort verzichtet werden, wo bereits heute klar ist, dass das bisherige Fernwärmenetz auf dem bisherigen Temperaturniveau noch für lange Zeiten weiterbetrieben wird, weil am Ort die Abwärme eines größeren Industriebetriebes mit höherem Temperaturniveau und zudem langfristig genügend sicher zur Verfügung steht (Beispiel Hennigsdorf, Abwärme von der Gießerei, FN-Dinslaken Abwärme aus Chemie- und Stahlindustrie, Karlsruhe Abwärme aus Raffinerie), oder weil bereits heute klar ist, dass die Fernwärmeversorgung mit Wärmebezug aus der tiefen Geothermie fortgesetzt werden kann (dies mag für einige Städte im Oberrheingraben oder im Gebiet des Molassebeckens am nördlichen Alpenrand eine Option sein). Aber auch an diesen begünstigen Standorten ist die sorgfältige Klärung der Frage wichtig, in welchem Umfang die Netz- und Speicherverluste die Fernwärme verteuern oder die kostengünstig erschließbaren Wärmequellen knapp machen, sodass auch hier eine Effizienzsteigerung des Fernwärmenetzes durch Absenkung der Netztemperaturen zum Gebot der Stunde wird, denn die Wärmeverbraucher werden nicht bereit sein, jeden Wärmepreis zu bezahlen, der in der Stadt gefordert wird, wenn sie sehen, dass die Wärme anderswo kostengünstiger ist.

9.14.1 Effizienzanforderung an Wärmenetze

Das wichtigste Kriterium für die Effizienz eines Wärmenetzes ist dessen prozentualer Wärmeverlust. Besonders bei Netzen mit geringem Wärmeabsatz je Trassenmeter ist auf eine Minimierung der Wärmeverluste zu achten. Allerdings ist die Vorhersage dieses Wertes aufwändig und unsicher. Es gibt eine Reihe nur ungefähr bekannter Inputparameter, sodass die Möglichkeit besteht, diese so anzupassen, dass die Berechnungen das gewünschte Ergebnis liefern. Eine Überprüfung der Berechnungen oder gar deren Falsifizierung durch den Fördermittelgeber ist kaum möglich. Eine messtechnische Kontrolle nach Inbetriebnahme der Anlage verbietet sich sowohl aus Akzeptanzgründen als auch aufgrund von Messungenauigkeiten.

Es wird daher empfohlen, bei Einzelförderungen[22] im Wesentlichen bei der Förderbedingung eines Mindestwärmeabsatzes von 500 kWh/(m*a) zu bleiben, welche sich im MAP bewährt hat. Aufwand und Nutzen stehen bei dieser Regelung in einem ausgewogenen Verhältnis.

Es gibt aber auch potenziell wirtschaftliche und umweltschonende Wärmenetze mit einem Wärmeabsatz von weniger als 500 kWh/(m*a). Diese sollten nicht komplett aus der Förderung fallen. Für diese Netze sollte dann aber ein zusätzlicher Nachweis gefordert werden, dass die Wärmeverluste auf ein Mindestmaß begrenzt werden. Dieser Nachweis könnte auf zweierlei Weise geführt werden:

1. Es wird vom Antragsteller versichert, dass die Vorlauftemperatur des Netzes stets unter 75°C liegt – was zu geringen Wärmeverlusten an das die Leitungen umgebende Erdreich führt. Die tatsächlich erreichten Vorlauftemperaturen lassen sich nach Inbetriebnahme sehr leicht und zweifelsfrei nicht nur vom Fördermittelgeber feststellen. Es kann daher von wahrheitsgemäßen Angaben ausgegangen werden. Eine Überprüfung der Berechnungen des Antragsstellers kann daher entfallen.

[22] Bei der systemischen Förderung ist diese Zusatzbedingung nicht erforderlich, da hier ein Trafoplan vorgelegt werden muss, bei welchem die Effizienz des Gesamtsystems als Ganzes betrachtet wird.

2. Der Antragssteller legt einen Qualitätsnachweis für das eingesetzte Rohrleitungsmaterial vor. Diese Angaben lassen sich auch ohne Ortskenntnisse vom Fördermittelgeber leicht überprüfen. Hierzu wird das im nachfolgenden beschriebene Verfahren vorgeschlagen.

Am Markt werden unterschiedlich effiziente Wärmeleitungen angeboten. Sie unterscheiden sich z.B. durch die Dicke Wärmedämmung (Standard, 1-fach verstärkte Wärmedämmung, 2-fach verstärkte Wärmedämmung) oder durch den Leitungsaufbau (UNO-Rohre mit Vor- und Rücklauf in getrennten Rohren und DUO-Rohre[23] mit Vor- und Rücklauf in einem gemeinsamen Mantel). Als Mindestqualität kann gefordert werden, dass überwiegend[24] Wärmeleitungen mit verstärkter Wärmedämmung eingesetzt werden. Die Effizienz dieser Leitungen hängt auch vom Hersteller ab. Ein quantitatives Maß für die Effizienz der Wärmeleitungen ist der U-Wert, welcher den Wärmeverlust bezogen auf die Temperaturdifferenz zum Erdreich und die Leitungslänge angibt [W/(m*K)]. Diese Werte werden von den Rohrherstellern angegeben. Tabelle 9-2 konkretisiert mögliche Mindestanforderungen an den U-Wert (die U-Werte der tatsächlich eingesetzten Leitungen müssen geringer sein).

Tabelle 9-2: Mindestanforderungen an den U-Wert von Leitungen in Wärmenetzen mit geringer Wärmeabsatzdichte in Abhängigkeit vom Nenndurchmesser DN[25].

Nenndurchmesser DN	Außendurchmesser des Mediumrohres *	U-Wert
	mm	W/(m*K)
15	21,3	0,095
20	26,9	0,110
25	33,7	0,128
32	42,4	0,142
40	48,3	0,157
50	60,3	0,171
65	76,1	0,195
80	88,9	0,208
100	114,3	0,218
125	139,7	0,246
150	168,3	0,273
200	219,1	0,288
250	273,0	0,291
300	329,0	0,323

* gilt exakt nur für KMR und sonstige glatte Mediumrohre aus Metall

[23] Sie werden auch als Twin-oder Doppelrohre bezeichnet.
[24] Ausnahmen können bis zu einem Anteil von 10% der gesamten geförderten Netzlänge zugelassen werden, um an besonders kritischen Stellen (z.B. Unterquerung einer Autobahn oder eines Baches) flexibel zu bleiben.
[25] Der Nenndurchmesser DN bezieht sich auf den Außendurchmesser des (Medium-)Rohres. Bei glatten Stahlrohren (starr) ist er eindeutig definiert. Bei Wellrohren (flexibel) oder Polymermediumrohren kann es (geringe) Abweichungen geben. Trotzdem ist eine klare Zuordnung der am Markt befindlichen Leitungen zum jeweiligen Nenndurchmesser möglich – auch wenn dieser nicht von allen Herstellern ausgewiesen wird. Eine Ausnahme gibt es im Bereich zwischen DN 100 und DN 125, wo eine Zwischengröße angeboten wird, welche gelegentlich auch mit DN 125 bezeichnet wird. Für diesen Spezialfall wären noch Ergänzungen zur Tabelle erforderlich.

Die Werte in der Tabelle wurden so gewählt, dass bei KMR-Leitungen eine zweifach verstärkte Wärmedämmung erforderlich ist. Bei PMR-Leitungen reicht eine einfache Verstärkung aus[26] (in Ausnahmefällen kann bei PMR und unter Verwendung von besonders effizientem Isoliermaterial auch die Standarddicke der Wärmedämmung ausreichen). DUO-Rohre erfüllen die Grenzwerte in jedem Fall.

Bei dem oben dargestellten Verfahren müssen für jeden einzelnen Netzabschnitt die Förderbedingungen eingehalten werden. Auch wenn bis zu einem gewissen Grade Ausnahmen zugelassen sind, schränkt dies die Flexibilität bei der Planung des Netzes deutlich ein. Z.B. lassen sich Rohre, die die Grenzwerte aus Tabelle 9-2 auch nur knapp verfehlen, kaum noch einsetzen. Mit einem alternativen Verfahren, welches mit den gleichen Inputdaten auskommt, kann dieser Nachteil vermieden werden.

Bei dieser Alternative wird ähnlich wie beim Referenzgebäude der EnEV ein Referenznetz definiert. Dieses weist die gleichen Leitungslängen und Nenndurchmesser wie das tatsächliche Netz auf. Als U-Werte werden im Referenznetz die in Tabelle 9-2dargestellten Werte angesetzt. Daraus lässt sich dann leicht der Referenzwärmeverlust des gesamten Netzes ermitteln [in W/K]. Die Mindestanforderung an das tatsächliche Netz lautet dann, dass dessen Wärmeverlust nicht den des Referenznetzes übersteigen darf.

Der Vorteil dieser Methode ist, dass auch in längeren Abschnitten die U-Werte aus Tabelle 9-2 überschritten werden dürfen, wenn dies dafür in anderen Abschnitten durch höherwertige Leitungen kompensiert wird. Ausnahmen, wie sie im zuvor beschriebenen Verfahren gemäß Fußnote 24 erforderlich sind, können dann entfallen.

Auch bei diesem Verfahren ist die Kontrollierbarkeit durch den Fördermittelgeber gut. Es werden die gleichen Daten benötigt wie beim zuvor beschriebenen Verfahren (nämlich Rohrleitungslängen untergliedert nach Nenndurchmessern zusammen mit den zugehörigen U-Werten der tatsächlich eingesetzten Leitungen). Nur der Rechenaufwand zur Bestimmung des gesamten, temperaturbezogenen Wärmeverlustes sowohl des Referenz- als auch des tatsächlichen Netzes ist etwas höher. Er lässt sich aber leicht mit Hilfe eines einfachen Excel-Sheets automatisieren.

In den Formblättern der KfW zur MAP-Förderung von Wärmenetzen wird die Angabe des prozentualen Wärmeverlustes gefordert. Auf diese Angabe sollte auch zukünftig nicht verzichtet werden – obwohl sie in keiner Weise nachgeprüft wird. Mit dem Zwang zu dieser Angabe wird der Antragsteller implizit dazu aufgefordert, sich Klarheit über die (kostenrelevanten) Verluste seines Wärmenetzes zu machen, ohne dass es einen Druck zum „Frisieren“ der Berechnungen gibt.

Falls sich obige Anforderungen an die Qualität des eingesetzten Rohrmaterials bewährt, könnten sie auch auf Netze mit Wärmeabsatzdichten von mehr als 500 kWh/(m*a) ausgeweitet werden.

---

[26] KMR = Kunstoffmantelrohr (starre Leitung mit Mediumrohr aus Stahl), PMR = Polymermediumrohr (flexible Leitung mit Mediumrohr aus Kunststoff). PMR-Mediumrohre benötigen eine dickere Wandstärke, was einerseits zu geringeren Wärmeverlusten führt. Andererseits führt dies auch dazu, dass der Innendurchmesser sinkt und somit weniger Querschnitt zum Transport des Wärmeträgermediums zur Verfügung steht. Dieser Nachteil wird zum größten Teil dadurch ausgeglichen, dass die Wände, die mit dem Wärmeträger in Berührung kommen, glatter sind als beim KMR.
KMR und PMR decken den größten Teil des Wärmeleitungsmarktes ab.

Schlussfolgerung

Aufnahme in Förderprogramm? Neu gebaute Wärmenetze oder Netzteile werden dann gefördert, wenn der EE-/Abwärmeanteil > 50 % ist. Automatisch sind damit Wärmenetze 4.0 förderfähig[27].

In Neubaugebieten müssen die Wärmenetze (und die dazugehörigen Gebäude) auf Temperaturen TVL < 75°C als Betriebsparameter ausgelegt sein, es sei denn es liegt eine klimaschonende Hochtemperatur-Wärmequelle vor (Abwärme, Geothermie).

Netze im Zusammenhang mit Bestandsnetzen sind dann förderfähig, wenn sie Bestandteil der Defossilisierung im Trafoplan sind.

Förderquote: 40 %

Technische Mindestanforderung? Anforderung an die Effizienz der Wärmenetze wie oben beschrieben für Wärmenetze in der Einzelförderung

[27] Hierzu sollten die Anforderungen entschärft werden, insbesondere bzgl. Mindestgröße (abschaffen) und Monitoring.

10 Anhang: LCOE-Kostenvergleich

Um darzulegen, dass die dargelegten Förderhöhen zu keiner Überförderung führen, werden für die Technologien, die eine Betriebsbeihilfe erhalten, die Gesamtgestehungskosten der Wärmeerzeugung mit dem jeweils erzielbaren Markt- bzw. Referenzpreis sowie der zugehörigen Betriebsförderung verglichen. Dabei werden die Wärmegestehungskosten, der Referenzpreis und die spezifische Förderhöhe mit der Methode LCOE (Levelized Costs of Energy) nach folgender Formel berechnet:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,therm}}{(1+i)^t}}$$

mit

LCOE	Wärmegestehungskosten
I_0	Investitionsausgaben in Euro
A_t	jährliche Gesamtkosten in Euro/a im Jahr t
$M_{t,\ therm}$	bereitgestellte Wärmemenge im jeweiligen Jahr in kWh
i	realer kalkulatorischer Zinssatz in %
n	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, …n)

Die Berechnung erfolgt für definierte Beispielfälle der Technologien Solarthermie, Geothermie und Großwärmepumpen. Da im Fall der Geothermie eine Einzelfallprüfung erfolgt, wird hier nur ein Beispiel betrachtet. Bei den Berechnungen wird der Fördersatz von 40 % der förderfähigen Investitionsgesamtkosten berücksichtigt, in dem die Investitionsausgaben I_0 um diesen Prozentsatz reduziert werden. Die Zahlung der Betriebsförderung erfolgt jeweils für 10 Jahre. Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 6 %, die wirtschaftliche Nutzungsdauer 20 Jahre. In Tabelle 1 sind die Ergebnisse der Berechnungen dargestellt. Es zeigt sich, dass sich mit den vorgeschlagenen Förderhöhen keine Überförderung ergibt.

Tabelle 1: Ergebnisse Überprüfung der Förderhöhen der Betriebsförderung

In €/MWh	Wärmegestehungskosten (LCOE), inkl. Investitionszuschuss ($€_{2019}$/MWh)	Mittlerer Marktpreis (Referenzpreis) ($€_{2019}$/MWh)	Differenz zwischen Wärmegestehungskosten (LCOH) und dem Marktpreis (Referenzpreis) ($€_{2019}$/MWh)	BEW-Zuschlag je erzeugter MWh Fernwärme* ($€_{2019}$/MWh)	Zuschlag kleiner gleich Differenz?
Solarthermie					
Flachkollektor	44	27	17	13	ja
Vakuumröhrenk.	45	27	19	13	ja
Geothermie Beispiel					
Norddeut. Becken	49	27	22	13	ja
Großwärmepumpen					
Abwasser, JAZ 2.0	104	27	77	45	ja
Abwasser, JAZ 2.5	87	27	60	45	ja
Abwasser, JAZ 3	76	27	49	39	ja
Abwasser, JAZ 3.5	68	27	41	36	ja
Abwasser, JAZ 4	67	27	40	33	ja
Oberflächen-Gewässer JAZ 2,8	81	27	54	41	ja
Luft JAZ 2,5	91	27	64	45	ja
NT-Geothermie JAZ 4	70	27	43	33	ja

* Betrachtet über 20 Jahre.

11 Literaturverzeichnis

Adelphi (2017):
Wärmenetze - Transformationsfeldanalyse im Rahmen des Projektes Evolution2Green. Verfügbar unter: https://evolution2green.de/sites/evolution2green.de/files/documents/2017-01-e2g-waermenetze-borderstep_0.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

AGFW (2018):
AGFW- Hauptbericht 2018. Verfügbar unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_secure-downloads&p=436&u=0&g=0&t=1594919577&hash=147c929ff96cf3fcb0ccb0a6dfe4e75a5ba060dd&file=fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2018.pdf (Zugriff: 12.08.2020).

AGFW (2019):
AGFW- Hauptbericht 2019.Verfügbar unter: https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/ (Zugriff: 17.08.2020)

Agora (2013):
Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

Ausschreibungen-Deutschland (2020):
Erneuerung Elektrokessel Karoline - Leistungstransformator - Vattenfall Wärme Hamburg GmbH. Verfügbar unter: https://ausschreibungen-deutschland.de/334906_Erneuerung_Elektrokessel_Karoline_-_Leistungstransformator_-_Vattenfall_Waerme_Hamburg_GmbH_2017_Hamburg (Zugriff: 17.08.2020).

BAFA (2020A):
Modellvorhaben Wärmenetzesysteme 4.0 – Modul II:Antragstellung und Verwendungsnachweis. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/wns_4_m2_merkblatt_realisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Zugriff: 17.08.2020).

BAFA (2018):
Merkblatt für innovative KWK-Systeme. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_merkblatt_innovative_kwk-systeme.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Zugriff: 17.08.2020).

BDEW (2020):
Positionspapier- Power-to-Heat: Ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

BMWi (2019):
Evaluierung der Kraft-wärme-Kopplung. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Zugriff: 17.08.2020).

Brand, M., S. Svendsen (2013):
Renewable-based low-temperature district heating for existing buildings in various stages of refurbishment. Energy 62(2013): 311-319.

Bröer, Guido (2020):
Arcon-Sunmark wird abgewickelt. Erschienen auf www.solarserver.de/2020/04/01/arcon-sunmark-wird-abgewickelt/ (Zugriff am 1.4.2020).

Brugg (2019):
Technische Datenblätter der Firma German Pipe, Brugg: PREMANT Fernwärmeleitung. Verfügbar unter https://www.bruggpipes.com/fileadmin/user_upload/downloads/produkte/01-nah-und-fernwaerme/premant/dokumentation/brugg-rohrsysteme-premant-katalog_de.pdf (Zugriff am 12.8.2020)

Bundeskartellamt (2020):
Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß §32e GWB – August 2012. Verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zugriff am 12.8.2020)

DLR (2015):
Herausforderung Wärmespeicher. In Physik Journal 14, 2, S. 33-39. Verfügbar unter: https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/veroeffentlichung_alle/Waermespeicher_Physik_Journal_2015.pdf (Zugriff: 17.08.2020)

DENA (2019):
Erfolgreiche Abwärmentzung im Unternehmen – Energieeffizienzpotenziale erkennen und erschließen.Verfügbar unter: https://www.photovoltaik.eu/planung-wartung/ost-west-anlagen-bringen-40-prozent-mehr-ertrag (Zugriff: 17.08.2020)

Eisenkrämer, S (2017):
Datenschutz im intelligenten Stromnetz. Verfügbar unter: https://www.springerprofessional.de/en/smart-grid/datensicherheit/datenschutz-im-intelligenten-stromnetz/12009714 (Zugriff: 17.08.2020)

Energate (2019):
Neue Konzepte für Erdbeckenspeicher. Verfügbar unter: https://www.energate-messenger.de/news/198372/neue-konzepte-fuer-erdbeckenspeicher (Zugriff: 17.08.2020).

Energieexperten (2019):
Power-to-Heat: Technik und Anwendungsbeispiele. Verfügbar unter: https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/sektorkopplung/power-to-heat.html (Zugriff: 17.08.2020).

IEA-DHC (2018):
Integrated Cost-effective Large-scale Thermal Energy Storage for Smart District Heating and Cooling. Verfügbar unter: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XII/IEA_DHC_AXII_Design_Aspects_for_Large_Scale_ATES_PTES_draft.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

ifeu (2019):
EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Verfügbar unter:

https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Schlussbericht_EnEffW%C3%A4rme-NENIA.pdf (Zugriff: 17.08.2020)

ifeu et al. (2017):
Wärmenetzsysteme 4.0. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturnetzen“, ifeu, adelphi, PwC, Ecofys, AEE. Heidelberg. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf (Zugriff am 12.8.2020)

IKEM (2017):
Power-to-Heat: Eine Chance für die Energiewende. Verfügbar unter:
https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2017/12/20171220_IKEM_Positionspapier_PtH_Windnode.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

Henke, S., T. Kröper, J. Spannig (2014):
Breitenanwendung von Niedertemperatur-Systemen als Garanten für eine nachhaltige Wärmeversorgung: LowEx-Systeme. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben: LowEx-Fernwärme-Systeme im Rahmen des Förderkonzeptes EnEff Wärme - Forschung für energieeffiziente Wärme- und Kältenetze. Stadtwerke München. Verfügbar unter https://www.tib.eu/de/suchen/?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIBKAT%3A856917435&tx_tibsearch_search%5Bcontroller%5D=Download&cHash=abee59b07a5eb340295ad1183f6a141b#download-mark (Zugriff am 14.8.2020)

Jorsal, P. (2016):
Low-temperature district heating grids – Secure the lowest Total Cost of Ownership in district heating networks. 2nd international conference on Smart Energy Systems and 4GDH, Aalborg, 27 September 2016. Verfügbar unter https://www.4dh.eu/images/eventlist/events/2016_conference/9-1_Peter_Jorsal.pdf (Zugriff am 14.8.2020)

Kraft, A., B. Weierich (2014):
Doppelt verstärkt isoliertes Duo-Rohr senkt Wärmeverluste. Euro-Heat&Power, 43. Jg (2014),Heft 6.

MIE (o.J.):
Praxisleitfaden- Abwärmenutzung in Unternehmen. Verfügbar unter: https://www.mittelstand-energiewende.de/fileadmin/user_upload_mittelstand/MIE_vor_Ort/Leitf%C3%A4den/MIE-Leitfaden_Abw%C3%A4rme.PDF (Zugriff: 17.08.2020).

Neidlein, H.-C. (2020):
Solarwärme vom Römerhügel. Verfügbar unter www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/waerme/solarwaerme-vom-roemerhuegel/ (Zugriff am 12.08.2020)

Olsen, P.K., C.H Christiansen, M. Hofmeister, S. Svendsen, J. E. Thorsen (2014):
Guidelines for Low-Temperature District Heating. Bericht im Rahmen des Projektes “Full-scale demonstration of low temperature district heating in existing buildings” der Dänischen Energieagentur.

Ommen T., W. B. Markussen and B. Elmegaard (2016):
Performance evaluation of utility plant and booster heat pumps in ultra low temperature district heating system at varying flow temperatures of the network. 2nd international conference on Smart Energy Systems and 4GDH, Aalborg, 28th September 2016. Verfügbar unter
www.4dh.dk/images/eventlist/events/2016_conference/22-3_Torben_Ommen.pdf (Zugriff am 12.8.2020)

Pehnt et al. (2010):
Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Nutzung_industrieller_Abwaerme.pdf (Zugriff am 17.08.2020)

PlanEnergi (2020):
1 GW solvarme hos danske fjernvarmeværker. Vergügbar unter http://planenergi.dk/wp-content/uploads/2019/08/Udvikling-2009-19DK.jpg (Zugriff am 12.8.2020)

PlanEnergi (2015):
SUNSTORE 3, Phase 2, Implementation. Final report March 2015. Verfügbar unter https://energiteknologi.dk/sites/energiteknologi.dk/files/slutrapporter/sunstore_3_-_final_report_1_23102015_1501.pdf (Zugriff am 12.8.2020)

Prognos (2011):
Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Verfügbar unter: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/111219_Prognos_Studie_AGFW_Waermespeicher_Integration_Erneuerbare_Energien_01.pdf (Zugriff: 17.08.2020).

Prognos AG (2020):
Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Basel. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am 12.8.2020)

Sterne,M. & Stadler, I. (2014):
Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer.

Thorsen, J.E., M. Brand, O. Gudmundsson (2016):
Impact of increased thermal length of heat exchangers for district heating substations by case example. International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating Aalborg, 27-28 September 2016. Verfügbar unter https://smartenergysystems.eu/wp-content/uploads/2019/04/10-1_Jan_Eric_Thorsen.pdf (Zugriff am 14.8.2020)

Umweltministerium Baden-Württemberg (2015):
Contracting im Energiebereich- Erfolgsbeispiele aus Baden-Württemberg. Verfügbar unter: https://www.energieatlas-bw.de/documents/24384/49589/Contracting_im_Energiebereich.pdf/957c071b-eb9d-4e11-8dc2-34149e6934bb (Zugriff: 17.08.2020).

Winterscheid, C., T. Schmidt (2019):
Dronninglund Monitoring Data Evaluation 2015-2017. Datenauswertung Solites im Auftrag von PlanEnergi. Verfügbar unter https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/10/Dronninglund-evaluation-report-2015-2017_20190531.pdf (Zugriff am 12.8.2020)

Zech, D. (2018):
Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018 – Evaluation des Förderjahres 2017. Ausarbeitung im Auftrag des BMWi, Stuttgart.

Ziegler, F. J. (2016):
Kundenanlagen mit niedrigen Rücklauftemperaturen – die Basis für energieeffiziente Fernwärmesysteme. Vortrag bei der Tagung „Nahwärme kompakt“ am 29.9.2016 in Karlsruhe.