



Wärmenetzsysteme 4.0

Endbericht –

Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“ .

Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi

Leistungsabruf: durch Referate IIC3 und IIB1 am 05.10.2016

BMW-Projekt-Nr.: 102/16-03 „Studie Niedertemperaturnetze Saisonal-speicher“

Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, April 2017

Impressum

Autoren

Hauptbearbeiter:

Dr. Martin Pehnt, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Wilckensstr. 3
D-69120 Heidelberg
martin.pehnt@ifeu.de

Bearbeiter:

Michael Nast, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Christian Götz, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Sebastian Blömer, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Anton Barckhausen, adelphi consult GmbH
David Schröder, adelphi consult GmbH
Rolf Miljes, PricewaterhouseCoopers GmbH
Christian Pottbäcker, PricewaterhouseCoopers GmbH
Henriette Breier, PricewaterhouseCoopers GmbH
Christian Nabe, Ecofys Germany GmbH
Sigrid Lindner, Ecofys Germany GmbH
Benjamin Dannemann, Agentur für Erneuerbare Energien e. V.

Reviewer:

Thomas Wenzel, Deutsche Energie-Agentur GmbH
Marco Wunsch, Prognos AG

Auftraggeber

BMW i, Abt. IIB1, Referatsleiter MR Stefan Besser, Bearbeiter ORR Michael Blohm
BMW i, Abt. IIC3, Referatsleiterin MR'in Katja Neumann, Bearbeiter ORR Dr. Ron Lipka

Inhalt

Inhalt	1
1 Zusammenfassung	4
2 Wärmenetzsysteme 4.0	17
2.1 Zielstellung und Aufbau der Studie	17
2.2 Warum Wärmenetzsysteme 4.0?	17
2.2.1 Energiewirtschaftliche und klimapolitische Notwendigkeit einer neuen Generation von Wärmenetzen	17
2.2.2 Was sind Wärmenetzsysteme der vierten Generation? Ein Definitionsansatz	19
2.2.3 Gibt es genügend Wärmenetzpotenziale?	22
2.3 Quellen und Senken für Wärmenetzsysteme 4.0	24
2.3.1 CO ₂ -arme Quellen für Wärmenetzsysteme 4.0	24
2.3.2 Großspeicher für Wärmenetze	30
2.3.3 Resultierende Netztypen	32
2.4 Technische Mindestanforderungen an Wärmenetzsysteme 4.0	35
2.4.1 Anforderungen an eine klimaschonende Wärmeerzeugung: Mindestanteile für erneuerbare Energien und weitere Brennstoffanforderungen	37
2.4.2 Mindestgröße	39
2.4.3 Temperaturniveau	40
2.4.4 Wärmeverluste	42
2.4.5 Groß- und Saisonalwärmespeicher	44
2.4.6 Effizienz und Mindestanforderungen an Komponenten und Gesamtsystem	46
2.4.7 Experimentelle Einzelkomponenten	49
2.4.8 Akzeptanz	51
2.4.9 Stromsystemdienlichkeit, Speichergröße und Sektorkopplung	52
2.5 Einbindung von Bestandsnetzen in das Fördersystem	56
2.5.1 Struktur der Fernwärmebereitstellung	56
2.5.2 Maßnahmen der Netztransformation	57
2.5.2.1 Schaffung technischer Voraussetzung für die EE-Integration durch einzelne Optimierungsmaßnahmen	57
2.5.2.2 Umstrukturierung der Netze: Sekundärnetze und Kaskadennutzung	58
2.5.2.3 Einbindung von EE-Anlagen	59
2.5.2.4 Netzentwicklungsplanung, „Netzsanierungsfahrplan“	60

3 Förderbedarf, Wirtschaftlichkeit und Kostendegression	62
3.1 Hemmnisse von Wärmenetzen 4.0	62
3.1.1 Vorgehen	62
3.1.2 Ergebnisse: Typische Hemmnisse	62
3.1.2.1 Hemmnisse bei der Nutzung der bestehenden Fördermöglichkeiten	63
3.1.2.2 Planung und Konzepte	64
3.1.2.3 Ausbildung und Beratung	65
3.1.2.4 Hemmnisse bei den Anzuschließenden	65
3.1.2.5 Hemmnisse bei den Kommunen	66
3.1.2.6 Hemmnisse im Bereich der Wärmenutzung im Gebäude	67
3.1.2.7 Hemmnisse bei der Wärmeverteilung	68
3.1.2.8 Hemmnisse im Bereich der Wärmeerzeugung	68
3.1.3 Zusammenschau der Ergebnisse und Schlussfolgerungen für das Programm	70
3.2 Systemkosten heutiger Netze	71
3.2.1 Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und der Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Netztypen	71
3.2.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen für das Programm	74
3.3 Kostenreduktionspotenziale von Einzelkomponenten und Gesamtsystem	77
3.3.1 Methodischer Überblick zu Kostenreduktionspotenzialen	78
3.3.2 Kostenreduktion auf Grund von Skaleneffekten und Standardisierung	80
3.3.3 Exkurs: Günstige dänische Netzsysteme – übertragbar auf Deutschland?	84
3.3.3.1 Kosten von Kollektorfeldern	85
3.3.3.2 Kosten und Technik von saisonalen Speichern	91
3.3.3.3 Begünstigende Randbedingungen	92
3.3.4 Kostenreduktion auf Grund von kostengünstigen oder verbesserten Komponenten und Verfahren	93
3.3.5 Kostenreduktion auf Grund von organisatorischen, strukturellen und gesetzlichen Maßnahmen	95
3.3.6 Kostenreduktion durch Effizienzsteigerung	99
3.3.7 Kostenreduktion durch neue Erlösoptionen	99
3.3.8 Kostenreduktion durch Digitalisierung	105
3.3.9 Gesamtblick: Kostenziele für zukünftige Wärmenetze	106
3.4 Spezifische CO ₂ -Einsparung durch die Wärmenetze	108
3.5 Abschätzung des Fördervolumens und möglicher Finanzszenarien	109
4 Untersuchung verschiedener Förderkonzepte	116
4.1 Derzeitige Fördersituation auf Bundesebene	116
4.2 Innovative Fördererelemente auf Landesebene und deren Wirksamkeit: Beispiele	118

4.2.1	Baden-Württemberg: Initiierung, Planung/Beratung, Hardware, Kompetenzstelle Wärmenetze	118
4.2.2	Bayern	119
4.2.3	Hamburg	119
4.3	Ausgestaltungsoptionen für ein Förderprogramm	120
4.3.1	Überblick	120
4.3.2	Erfolgsvoraussetzungen für ein wirkungsvolles Gesamtprogramm	121
4.3.3	Element 0: Förderung von Wärmenutzungsplanung (optional)	121
4.3.4	Element 1: Förderung von vorbereitenden Machbarkeitsstudie (erforderlich)	122
4.3.5	Element 2: Investitionsförderung	123
4.3.6	Adressierung von Bestandsnetzen	129
4.4	Flankierende förderliche Rahmenbedingungen	132
5	Anhang	134
5.1	Bewertungsfaktoren	134
5.2	Inputdaten	135
5.2.1	Kostenstruktur der Netze	135
5.2.1.1	Brennstoffkosten	136
5.2.1.2	Wärmeerzeugung / Wärmeeinkopplung	136
5.2.1.3	Wärmespeicherung	138
5.2.1.4	Wärmeverteilung	139
5.2.1.5	Wärmeübergabe und dezentrale Systeme	140
5.2.1.6	Overheadkosten	140
5.3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und WärmeGESTEHUNGSKOSTEN der Beispielnetze	140
5.3.1	Beispiel Dronninglund	141
5.3.2	Beispiel Crailsheim	146
5.3.3	Beispiel München Ackermannbogen	151
5.3.4	Beispiel Dollnstein	156
5.3.5	Beispiel Büsingen	161
5.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und WärmeGESTEHUNGSKOSTEN der generischen Netze	165
5.4.1	Beispiel Solarnetz mit saisonalem Speicher	165
5.4.2	Beispiel Solarnetz ohne Speicher	171
5.4.3	Beispiel Abwärmenetz	176
5.4.4	Beispiel Solarnetz mit Wärmepumpe	181
5.5	Zusammenstellung ausgewählter Förderprogramme	186
5.6	Liste der befragten Experten	191
5.7	Literaturverzeichnis	192

1 Zusammenfassung

Hintergrund

Wärmenetze sind ein wichtiges Infrastrukturelement für eine zukünftige Wärmeversorgung und weisen trotz rückläufigen Gebäudewärmebedarfs ein beträchtliches Ausbaupotenzial auf (mit einem langfristigen wirtschaftlichen Potenzial von rund 25 % bis 30 % des Wärmebedarfs). Wärmenetzinfrastrukturen bieten den systemischen Vorteil eines räumlichen und zeitlichen Ausgleichs von Wärmequellen und Wärmenachfrage in einem technisch und wirtschaftlich optimierten System über angepasste Vor- und Rücklauftemperaturen, Wärmespeicher und Sektorkopplung.

Die zukünftige **4. Generation** soll die Möglichkeiten von Wärmenetzen voll ausschöpfen. Unter Wärmenetzsystemen der vierten Generation werden innovative Wärmeinfrastrukturen auf Basis von verlust- und temperaturoptimierten Wärmenetzen verstanden. Die Wärmebereitstellung erfolgt unter Kriterien des Klimaschutzes und der perspektivisch kostengünstigen Wärmeversorgung überwiegend auf Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme. Die Optimierung des Temperaturniveaus erlaubt die Erschließung zusätzlicher Wärmequellen und steigert Energie- und Kosteneffizienz der Systeme.

In dieser Studie werden diese „Wärmenetzsysteme 4.0“ definiert als innovative Wärmeinfrastrukturen auf Basis von Wärmenetzen mit niedrigen Temperaturen (20 bis max. 95 °C). Die Wärmebereitstellung erfolgt unter Kriterien des Klimaschutzes und der perspektivisch kostengünstigen Wärmeversorgung überwiegend auf Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme. Solche Systeme bieten eine Reihe von Vorteilen (Abbildung 1).

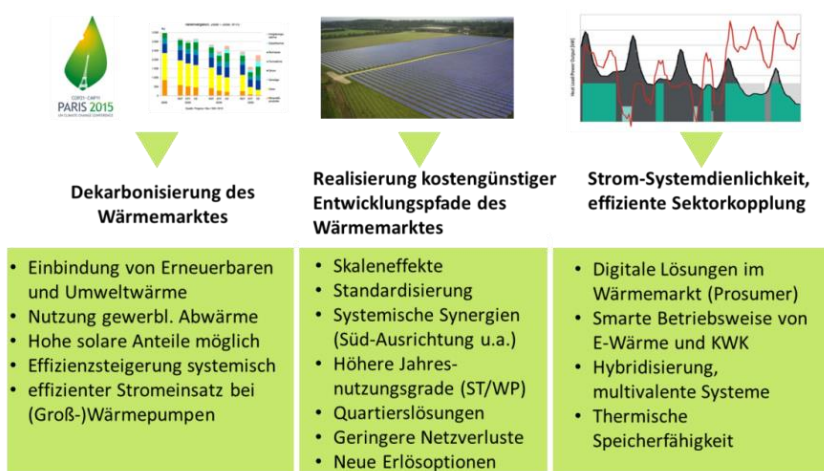


Abbildung 1: Gründe für Wärmenetzsysteme 4.0

Es gibt eine Reihe von vielversprechenden **Netztypen**, die in Deutschland bisher nur selten und in kleinem Maßstab oder auch gar nicht vertreten sind. Für die meisten dieser Netztypen gibt es aber bereits erfolgreiche Beispiele in anderen europäischen Ländern. Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollten neben die bereits etablierten, meist auf klassischer KWK basierenden Netzkonzepte zukünftig verstärkt innovative Konzepte treten mit Solarthermiefreiflächenanlagen und saisonalen Großwärmespeichern, Netze mit hohen Geothermie- und Abwärmeanteilen, Netze mit Großwärmepumpen – unter besonderer Berücksichtigung der Stromsystemdienlichkeit – und kalte Nahwärme, auch in Kombination mit weiteren stromnetzdienlichen Aspekten und endkundenseitigen Maßnahmen. Potenzialstudien belegen, dass über die bestehende Wärmeversorgung hinaus **Ausbaupotenziale** für solche Wärmenetze trotz steigender Gebäudestandards vorhanden sind. Dies liegt vor allem an dem äußerst **heterogenen Gebäudebestand** und den damit zusammenhängenden Restriktionen („Dämmsockel“, Kopplungsprinzip, das eine Obergrenze für die Sanierungsgeschwindigkeit bedingt).

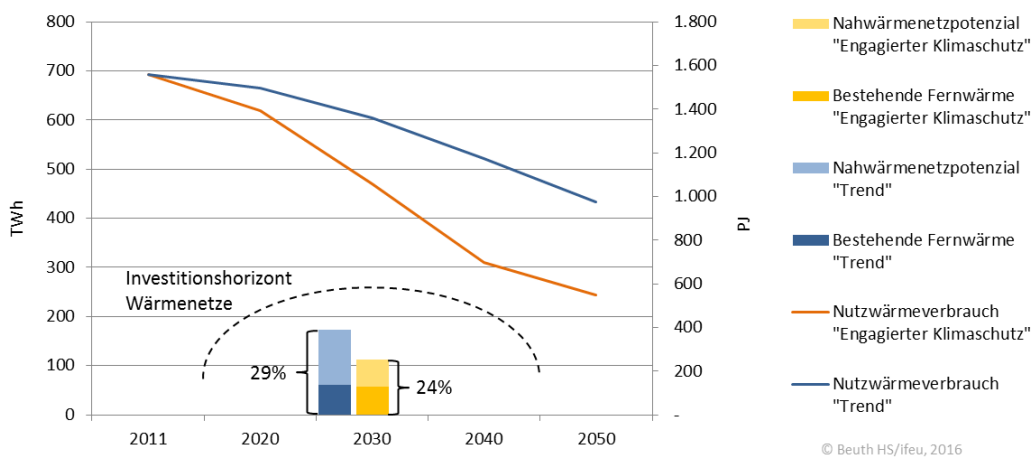


Abbildung 2: Potenziale bestehender Fernwärmenetze und neuer Nahwärmenetze am Nutzenergieverbrauch für Raumwärme- und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Abhängigkeit der energetischen Sanierungstätigkeit (Quelle: Beuth/ifeu 2016)

Zielstellung der Studie

In dieser Studie wird basierend auf einer Auswertung von 65 Beispielnetzen, einer Befragung von 30 Experten, zwei Fachworkshops, einer ausführlichen Hemmnisrecherche, intensiven Wirtschaftlichkeits- und Potenzialüberlegungen und einer Auswertung von bestehenden Förderprogrammen Rahmenbedingungen, technische Mindestanforderungen und Detailausgestaltung für ein Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ abgeleitet. Dieses Programm hat folgende Ziele:

- Es soll die Marktdiffusion von erneuerbaren Energieträgern und Abwärme in Wärmenetzen maßgeblich verbessern und damit die Marktreife von geeigneten Netzkonzepten herstellen bzw. verbessern.
- Es soll die Voraussetzungen für eine kosteneffiziente Wärmeversorgung schaffen, die perspektivisch vergleichbar/günstiger sind als konventionelle Heizungssysteme.
- Es soll mit der Realisierung von Nieder-Temperatur-Netzen und Speicherinfrastrukturen sowie weiterer Innovationen zukunftscompatible Infrastrukturen schaffen und durch

verbessertes Know-How der Marktteilnehmer die Voraussetzung für weitere marktgetriebene Netze schaffen.

- Das Programm ist finanziell so ausgestattet, dass es nicht lediglich einzelne „Leuchtturm-Projekte“, sondern Projekte in nennenswerter Stückzahl und damit den Übergang dieser sehr innovativen Wärmenetzkonzepte von der Energieforschung in die Breitenanwendung fördert.

Technische Mindestanforderungen

Basierend auf den oben genannten Quellen werden technische Mindestanforderungen abgeleitet, die als Leitplanken eines Förderprogramms „Wärmenetzsysteme 4.0“ dienen können. Sie werden in der Studie ausführlich auf Basis von Beispielrechnungen, statistischen und energiewirtschaftlichen Analysen abgeleitet.

Regelungsbereich	Anforderung
Klimaschonende Energieträger	<p>Mindestanteil EE-Wärme oder Abwärme 70 % oder Mindestanteil EE-Wärme oder Abwärme 50 % in Verbindung mit Inzentivierung höherer EE-Anteile mit höherer Förderquote.</p> <p>Außerdem max. 10 % fossiler Spitzenkessel ohne KWK und zusätzl. Anforderungen an Biomasse und Abwärme.</p> <p>Ausnahmen bei Bestandsnetzen, wenn erhebliche Reduktion der Einsparung (10 %) fossiler Wärme und Vorliegen eines Netztransformationsplans</p>
Mindestgröße	Mind. 100 Anschlüsse oder 3 GWh/a. Ausnahmen bei innovativen Netzen möglich
Temperaturniveau	$T_{VL} < 85 \text{ °C}$ (Neubau und Teil-Sekundärnetz) bzw. $< 95 \text{ °C}$ (Bestandsnetze Variante Netztransformation). Ausnahmen bei tiefer Geothermie und Abwärme möglich
Wärmeverluste	Einsatz von Rohren der Dämmserie 3 oder Duo-Rohren. Wenn davon abgewichen wird, müssen Verluste unter 15 % nachgewiesen werden. Verluste über 15% können nur akzeptiert werden, wenn nachgewiesen wird, dass Abwärme sonst überhaupt nicht hätte genutzt werden können.
Wärmespeicher und Stromnetzdienlichkeit	<p>Saisonale Speicher werden regelmäßig vorausgesetzt, sind aber in begründeten Fällen verzichtbar.</p> <p>Bei Einsatz von KWK gelten Mindestanforderungen an die Größe von Wärmespeichern.</p> <p>Die angeschlossenen Stromverbraucher und –erzeuger weisen eine Schnittstelle für einen markt- oder netzdienlichen Betrieb ohne manuelle Eingriffe des Betreibers auf und sind mit dem Label VHP ready (bzw. Smart Grid Ready 2.0) ausgezeichnet.</p>
Weitere Effizienzanforderungen	<p>Verpflichtendes Online-Monitoring des Gesamtnetzes mit Übermittlung und Veröffentlichung der Daten</p> <p>Hausübergabe:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bei den Endkunden verpflichtende Durchführung eines hydraulischen Abgleichs und eines Optimierungsschecks (Überprüfung von Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur und effizienten Einbindung in das Netz) - Bei Ein- und Zweifamilienhäusern sind beim Ersatz oder bei der erstmaligen Installation von Hausübergabestationen für die Warmwasserbereitung Frischwasserstationen zu nutzen. Auch bei Mehrfamilienhäusern ist möglichst auf Zirkulationsleitungen zu verzichten und der Einsatz von Frischwasserstationen anzustreben. - Die Wärmeübergabe für die Heizung ist so auszulegen, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem primärseitigen und dem sekundärseitigen Rücklauf stets unter 5 K liegt.

Hemmnisse

Basierend auf dem Expertenworkshop und Stakeholder-Interviews ergeben sich verschiedene Hemmnisse, die – neben rein wirtschaftlichen Hemmnissen – bei der Ausgestaltung des Programms zu beachten sind.

Identifiziertes Hemmnis	Anforderung an/Konsequenzen für das Programm
Problemkreis Aktivierung und Wissen	
Fehlende Aus- und Weiterbildungsangebote im Bereich innovative Technologien bei Wärmenetzen	Anreiz durch Förderung innovativer Technologien, um diese auch in den Fokus von Aus- und Weiterbildung zu rücken.
Fehlende Anreize und Praxiserfahrungen bei Beratern	Anreiz durch Förderung innovativer Technologien, um diese auch in den Fokus von Beratung zu rücken und um Praxiserfahrungen zu ermöglichen. Förderung von Beratungsleistungen
Fehlende Akzeptanz bei den Anzuschließenden	Förderung von Kommunikationsmaßnahmen zur Erhöhung der Anschlussrate (Integration in „Deutschland macht’s effizient“), ggf. von Beratungsleistungen in dieser Phase
Keine Infrastrukturplanung	Förderung der Erstellung von Wärmeplänen oder „Wärmemanagern“
Problemkreis Kosten, Wirtschaftlichkeit, Risiko	
Hohe Infrastrukturkosten, hohes Investitionsrisiko	Adäquate Fördersätze, hohe Förderobergrenzen
Niedrige Preise für Gas und Öl	Außerhalb des Programms: CO ₂ -Lenkungsabgabe o.ä.
Niedrige Preise fossiler Fernwärme und anderer konkurrierender netzgebundener Energieträger	Außerhalb des Programms: CO ₂ -Lenkungsabgabe o.ä.
Förderobergrenzen für Speicher	Ausreichend hohe Förderobergrenzen zur Realisierung von Großspeichern
Hohe Initialkosten für Konzepte und Planung	Deutliche Förderung der Konzept- und Planungsphase, ggf. per Pauschalförderung
Konkurrenz mit dezentralen Lösungen	Sicherstellung (langfristig) günstiger Wärmepreise
Risiko geringer Anschlussquoten	Absicherung des Anschlussrisikos. Ggf. Förderung von Maßnahmen zur Nachverdichtung und Umstellung auf NT-Heizungen
Rahmenbedingungen und Sonstiges	
Fehlende Planungssicherheit	Langfristig und verlässlich fördern
Unübersichtlichkeit bestehender Fördermöglichkeiten	Einfaches, zukunftsweisendes Förderkonzept in einem Programm zusammengefasst
Langwierige Fördermittelbereitstellung, Zeitverzug	Schnelle Zusagen von Fördermitteln, zügiger Mittelfluss
Förderung zu sehr auf Komponentenebene	Förderung von Gesamtsystemen
Hemmnisse im Bereich der Wärmeherzeugung	Hinreichende Berücksichtigung der technologiespezifischen Hemmnisse bei der Ausgestaltung der Fördersystematik. Keine Vorgabe von Technologien.
Hemmnisse bei der Nutzung von Solarthermie	Außerhalb des Programms: Vorgaben in Bebauungsplänen
Hemmnisse bei der Nutzung von Biomasse	Keine Überförderung von Biomasse, um der langfristigen Ressourcenknappheit/Nutzungskonkurrenz keinen Vorschub zu leisten.
Hemmnisse bei der Nutzung von Geothermie (Akzeptanz, Fündigkeitsrisiko)	Geothermie sollte im Programm gefördert werden. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie sollten Akzeptanzfragen untersucht werden.
Hemmnisse bei der Nutzung von Wärmepumpen	Außerhalb des Programms: Sektorkopplungsfreundliche Umgestaltung des Strom-Abgabesystems
Hemmnisse bei der Abwärmennutzung	Besondere Berücksichtigung von Abwärme, z.B. durch schwächere Anforderungen an die maximalen Wärmeverluste (räumliche Trennung von Quelle und Senke) und Förderung benötigter Anlagen zur Besicherung.

In der Hemmnisanalyse kristallisieren sich verschiedene Hemmnisebenen heraus:

- Hemmnisebene „Aktivierung und Wissen“: Für diesen Bereich sind aktivierende Maßnahmen und die Initiierung von Planungs- und Handlungswissen erforderlich;
- Hemmnisebene „Wirtschaftlichkeit und Kosten“ ;
- Hemmnisebene „Risiko“ (durch Investitionsförderung nur teilweise abgedeckt, außerdem Förderung akzeptanzsteigernder und vorbereitender Maßnahmen)

und weitere, z. T. technologiespezifische Hemmnisse.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von heutigen Wärmenetzen der vierten Generation wird anhand von Kostenrecherchen der realen Netze bestimmt; hierfür wird ein Kostenkalkulator aufgebaut, der diese Kosten durch Bottom-up-Rechnungen nachbaut. Damit ist es möglich, Systemveränderungen vorzunehmen und Kostenstrukturen zu identifizieren.

Die ermittelten **Wärmekosten** der Beispielnetze liegen zwischen rd. 6,5 und 20,0 ct/kWh. Vergleicht man diese Kosten mit denen von Benchmark-Technologien (Gaskessel/Solar 8,0 bis 11,0 ct/kWh; Pellet/Solar 8,8 bis 12,6 ct/kWh; Wärmepumpe 12,6 bis 16,7 ct/kWh), wird schnell deutlich, dass insbesondere im Vergleich zur Standardlösung Gas/Solar die Netzsysteme einen tendenziell hohen Förderbedarf aufweisen. Eine Ausnahme bildet Dronninglund. Dieses wurde äußerst günstig realisiert, was an einem komponentenweisen Vergleich der in den Projektberichten dokumentierten Kosten mit typischen zu erwartenden Kosten in Deutschland deutlich wird. Gerade das ist ein wesentlicher Beweggrund für das Programm: Eine Realisierung verschiedener solcher Netze in Deutschland sollte daher insbesondere diese Kostensenkungsoptionen auswerten.

Eingeschränkt kommen auch die Bio-Solar-Netze auf vergleichsweise konkurrenzfähige Wärmekosten. Bei allen anderen Beispielnetzen liegen die Wärmegestehungskosten über denen von Gaskessel-Solarthermie-Kombinationen, z. T. aber auch von Wärmepumpen. Aus der Betrachtung der Wärmegestehungskosten wird auch deutlich, dass bereits heute erhebliche Förderzuschüsse in Anspruch genommen werden. Im Ergebnis liegen die Kosten der betrachteten Netze zum Teil im Bereich der dezentralen Lösungen. Berücksichtigt man die zahlreichen o. g. Hemmnisse, wird deutlich, warum die Investitionen in innovative Wärmenetze deutlich unterhalb des verfügbaren Potenzials liegen und warum trotz verfügbarer Förderprogramme Bedarf an einem spezifischen, zuschussintensiven Förderprogramm besteht.

Tabelle 1: Ermittelte Wärmekosten der Beispielnetze

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

Eine Auswertung der Wärmekosten nach Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Overhead führt bei allen Netzen auf Anteile der Erzeugung zwischen 53 und knapp 61 %, wobei ein Großteil dieser Kosten in der Betriebsphase entsteht (insb. Brennstoffkosten). In Netzen mit hohen Anteilen brennstofffreier (Solar-)Erzeuger, wie in Dronninglund und Crailsheim, sind die durch die Erzeuger bedingten Kapital- und Betriebskosten insgesamt etwa gleich groß.

Die konkreten Netze wurden in einem weiteren Arbeitsschritt verallgemeinert und auf Basis deutscher Kostendaten modelliert. Dadurch ergeben sich insbesondere für das Solarnetz deutlich höhere Wärmekosten bedingt durch höhere Komponentenkosten.

Unter bestehenden Rahmenbedingungen ist i. d. R. ein erheblicher **Investitionskostenzuschuss** nötig, damit innovative Wärmenetze wirtschaftlich sind. Unter günstigen lokalen Bedingungen können innovative Wärmenetze auch mit geringer Förderung auskommen (Bsp. Abwärmenetz). Dies wird jedoch nur ermöglicht, wenn von der Bereitstellung günstiger Abwärme (Annahme hier: 4 Cent/kWh) ausgegangen wird. Die anderen Netztypen weisen derzeit z. T. noch einen Förderbedarf von mehr als 50 % (bezogen auf die Investitionskosten) auf, damit Wärmegestehungskosten im Bereich von weniger als 10 ct/kWh möglich werden. Dies ist die bezogen auf die Gesamtinvestitionen erforderliche Förderquote.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass einerseits die Kosten der konkurrierenden Technologien zukünftig steigen werden und zudem die Technologien ein Kostensenkungspotenzial aufweisen, wodurch die erforderlichen Förderquoten zukünftig sinken werden (**Zahlen in rot**). Diese Kostensenkungsprozesse sollen u. a. durch die Förderung angestoßen werden. Bezüglich der Konzepte mit saisonalem Speicher ist das Kostendegressionspotenzial nach 2030 potenziell noch größer als in der Tabelle ausgewiesen, wenn es gelingt, die dänische Kostensituation zu reproduzieren. Zudem sind die Systemfunktionen der Speicher (Flexibilität, Steigerung des saisonalen Anteils brennstofffreier Wärmebereitstellung) von Bedeutung.

Tabelle 2: Notwendige Förderquote zum Erreichen bestimmter Wärmegestehungskosten. **In Rot: Kostenprognose 2030**

Netztyp	Wärmekosten		Gemittelte Förderquote zum Erreichen definierter Wärmegestehungskosten heute / 2030		
	Ohne Förderung ct/kWh	50 % Zuschuss ct/kWh	12 ct/kWh	9 ct/kWh	7 ct/kWh
Solarnetz mit saisonalem Speicher	17,2 / 14,5	11,8 / 10,0	48% / 27%	76% / 61%	95% / 83%
Solarnetz ohne Speicher	11,5 / 10,0	8,6 / 7,4	- / -	43% / 19%	77% / 58%
Abwärmenetz	7,6 / 6,7	4,3 / 3,8	-	-	8% / -
Solarnetz mit Wärmepumpe	11,8 / 9,6	8,8 / 7,2	-	46% / 13%	79% / 53%

Aktuell wird der Förderbedarf auch dadurch erhöht, dass die Wärmegestehungskosten der typischen dezentralen Lösungen durch niedrige Gas- und Ölpreise gering sind. Wärmenetze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stehen zwar für langfristig stabile Wärmepreise, unter den aktuellen Rahmenbedingungen werden sie jedoch als teuer wahrgenommen.

Kostensenkungspotenziale

Kostenreduktionspotenziale werden zunächst anhand von verfügbaren Daten, Literatur und Experteneinschätzungen aus Wissenschaft, Industrie und Handwerk qualitativ erfasst. Die bisherige Entwicklung und die qualitativen Aussagen werden anschließend in einem zweistufigen Verfahren quantifiziert mit dem Ziel, eine Kosteneinschätzung für das Jahr 2030 zu prognostizieren.

Dabei wird unterschieden nach Kostensenkung durch **Skaleneffekte**, **Standardisierung**, **verbesserte Komponenten** und Verfahren, **Effizienzsteigerungen**, **organisatorischen Maßnahmen** (etwa Betreiberkonzepte) und weitergehenden **Innovationen**. Abbildung 3 zeigt die Kostendegressionspotenziale durch größere Speicher und andere Speicherkonzepte (oben) sowie die starke Abhängigkeit der Verlegekosten von der Größe der Leitungen, der Bodenbeschaffenheit und der Leitungssysteme (starre oder flexible Rohre).

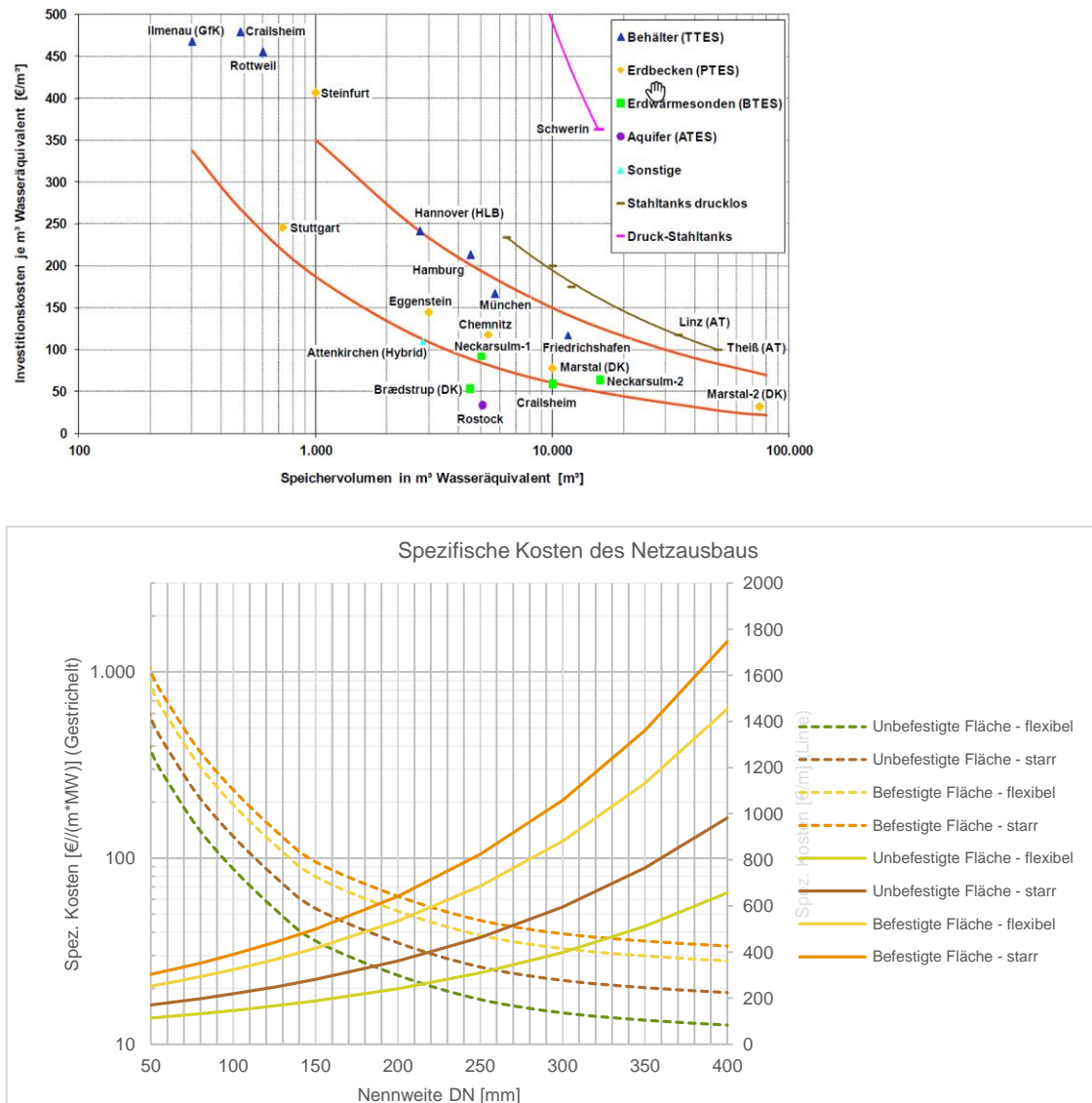


Abbildung 3: Beispiel für Skaleneffekte und Kosteneffekte der Verlegevarianten: thermische Speicher (oben) (Solites 2016) und Netzverlegung (unten)

Exkurs: Wärmenetzkonzepte in Dänemark

Die Kostenanalysen zeigen, dass es bei Kollektorfeldern und saisonalen Speichern große Kostenunterschiede zwischen Deutschland und Dänemark gibt. In Dänemark konnten Vorhaben auf Grund der jahrzehntelangen Erfahrung, der regulatorischen Rahmenbedingungen, aber auch der frühzeitigen Erschließung von Skaleneffekten bereits zu deutlich niedrigeren Preisen realisiert werden. Überträgt man die typische Kostensituation in Deutschland auf ein Netz wie Dronninglund, so wurde es in Dänemark um rund ein Drittel günstiger realisiert als für Deutschland gemäß heutiger Kostensituation zu erwarten. Eines der zentralen Ziele des Programms Wärmenetzsysteme 4.0 ist daher, Ansätze zur kostengünstigen Realisierung von Wärmenetzen, wie sie in Dänemark entwickelt wurden, auch nach Deutschland zu transportieren.

In Dänemark begann eine konsequente Entwicklung schon im Jahre 1988 mit den ersten beiden am Boden installierten, großen Kollektorfeldern, die in Fernwärmenetze einspeisten. Seitdem gab es viele Verbesserungen im Detail, aber an den Grundzügen des Kollektoraufbaus (Abmessungen, Zwischenfolie) wurde nichts mehr verändert. Heute sind in Dänemark weit über 1 Mio. m² dieses Kollektortyps installiert, das größte Kollektorfeld mit einer Fläche von über 150.000 m² ging in Silkeborg im Dezember 2016 in Betrieb. Auch speichertechnisch geht Dänemark mit Speichern mit schwimmender Abdeckung einen anderen Weg, der grundsätzlich auch in Deutschland realisierbar wäre und zu deutlich sinkenden Kosten führen würde.

Dass diese Netzkonzepte in der Praxis zu niedrigen Kosten führen können, zeigt das Beispiel der dänischen Kleinstadt Dronninglund (ca. 3.300 Einwohner). Die Kosten der Gesamtanlage einschließlich Planungen und Grundstück belaufen sich auf rund 14,6 Mio €, davon ca. 6,2 Mio. € für das Kollektorfeld (165 €/m²) und ca. 2,3 Mio. € (37 €/m³) für den Speicher (jeweils einschließlich Verrohrung bis zum Technikgebäude). Das ist deutlich günstiger als deutsche Kollektorfelder und Speicherkonzepte. Die Wärmepreise eines Standardhauses in Dronninglund betragen rund 6,6 ct/kWh Arbeitspreis plus 2,55 €/m² Wohnfläche Festpreis. Gegenüber dem alten Wärmepreis sparen die Haushalte in Dronninglund rund 260 Euro im Jahr. Die Wärmegestehungskosten nur aus dem Solarteil liegen bei etwa 4 ct/kWh.



Abbildung 4: Solarspeicher und Kollektorfeld in Vojens (mit freundlicher Genehmigung von Arcon-Sunmark)

Eine Sonderrolle nehmen Erlöse durch **Flexibilisierung am Strommarkt** ein, die sowohl in Regelenergiemärkten (insb. Sekundärregelleistung) als auch auf Strommärkten erzielt werden können. Allerdings ist das Preisniveau auf dem Sekundärregelleistungsmarkt stark

gesunken, während die Preise auf dem Strommarkt stabil bleiben bzw. eher steigen werden. Die resultierenden Senkungseffekte für die Wärmekosten hängen stark von der Konfiguration ab. In einer Beispielrechnung für eine Wärmepumpe werden beispielsweise Kostensenkungseffekte zwischen 0,35 und 0,5 ct/kWh ermittelt.

Im Gesamtblick werden erwartete Kostenreduktionen je nach Komponente zwischen 10 % (petrothermale Geothermie-Systeme) und 40 % (Vakuurröhrenkollektoren) für Wärmeerzeuger geschätzt. Das Kostensenkungspotenzial von Wärmespeichern wurde mit 15 bis 30 % quantifiziert. Weitere Kostensenkungen werden durch einen Wechsel auf Erdbeckenspeichersysteme möglich, hier liegen die günstigsten Speichertechnologien z. T. ein Faktor 3 unter den anderen Speicheransätzen für vergleichbar große Speicher. Erdbeckenspeichersysteme sind in Deutschland allerdings bislang nicht verbreitet, da es in der Branche kaum Erfahrungswerte gibt – auch im Umgang mit regulatorischen Rahmenbedingungen. Diese sollten daher unbedingt im Rahmen eines Programms in größeren Stückzahlen realisiert werden. Für die Wärmeverteilung liegen Einsparpotenziale bei 5 bis 20 % (Kunststoffmantelrohr/Polymerrohr).

Wendet man diese Kostensenkungspotenziale, die durch ein Förderprogramm angestoßen werden könnten, auf den weiteren Förderbedarf an, so reduzieren sich die erforderlichen Förderquoten zukünftig bereits bis 2030 beträchtlich (siehe Tabelle 2, rote Zahlen). Es wird deutlich, dass einige der Netze dann nicht mehr förderbedürftig wären, während sich für die anderen Netze der Förderbedarf deutlich reduziert. Zugleich wird auch die Bedeutung der anlegbaren Wärmekosten demonstriert; geht man von einem Benchmark von 12 ct/kWh aus, der sich entweder für die Wärmevollkosten von Gas-Solar-Kesseln mit zukünftiger Preisentwicklung (z. B. auf Grund einer CO₂-Komponenten in der Energiesteuer) oder auch für Wärmepumpensysteme ergibt, so könnte 2030 die Förderung komplett entfallen.

Abschätzung von Förderaktivitäten, CO₂-Einsparung und Fördervolumen

Ausgehend von den Auswertungen der MAP- und KWKG-Förderstatistik, der Erfahrung mit einem Förderprogramm für Wärmenetze in Baden-Württemberg und Rückmeldungen aus der Branche werden Abschätzungen für eine Inanspruchnahme des Programms abgeleitet. In einem ersten Szenario werden folgende Parameter angenommen:

- 50 Neubaunetze, 60 geförderte Planungen für Neubaunetze, 15 große Optimierungsmaßnahmen an Bestandsnetzen, 120 Machbarkeitsstudien
- Kosten der Neubauvorhaben entsprechend der generischen Modellnetze: rd. 3 Mio. (kleines Nahwärmenetz mit Abwärme); rd. 8 Mio. Euro (Wärmepumpennetz); rd. 16 Mio. Euro (Bio-Solarnetz) und 40 Millionen Euro (großes Solarnetz mit saisonalem Speicher). Der Mittelwert ergibt sich aus einer angenommenen Verteilung der Netztypen zu rd. 14 Mio. Euro pro Netz.
- Kostenbandbreite für Maßnahmen an Bestandsnetzen: 1 bis 50 Mio. Euro (angenommener Mittelwert: 10 Mio. Euro)
- Kosten für Machbarkeitsstudien zwischen 200 und 400.000 Euro (angenommener Mittelwert 300.000 Euro)
- Förderquote vereinfachend: 50 %.

Aus diesen Annahmen ergibt sich eine **Fördersumme** von insgesamt 468 Mio. Euro von 2017 bis zum Jahr 2021. Im Jahr 2023 nach Fertigstellung des letzten Netzes ergibt sich aus

den geförderten Projekten eine **CO₂-Einsparung** von rund 215 Kilotonnen (addiert jährlich) durch die geförderten Projekte.¹ Die gesamte CO₂-Einsparung durch die Projekte summiert sich bis zum Jahr 2030 auf knapp 2 Mio. Tonnen. Auch danach sparen die Projekte weiterhin CO₂ ein.

Wenn es gelingt, auf Grund veränderter Rahmenbedingungen die Attraktivität von Wärmenetzen gegenüber heute zu steigern, können auch höhere Aktivitätsraten erzielt werden. Bei einer Erhöhung der Fördersumme auf 800 Mio. € könnten Wärmenetzsysteme gefördert werden, die eine addierte jährliche Einsparung von 380 Kilotonnen im Jahr 2023 (3,5 Mio. Tonnen CO₂-Einsparung bis zum Jahr 2030) anstoßen. Führt die Kombination von vorteilhaften Rahmenbedingungen und erfolgreichen Modellvorhaben und dadurch angestoßene Kostensenkungspotenziale dazu, dass in der Folgezeit marktgetrieben viele weitere Netze mit nur geringerer und perspektivisch im Zeitraum bis 2050 auch ohne Förderung entstehen, würden sich deutlich höhere Energie- und CO₂-Einsparungen ergeben.

Die Planung von Wärmenetzen erfordert eine **Vorlaufzeit**, da zunächst Potenziale erhoben und mögliche Kunden gewonnen werden müssen. Während für eine Machbarkeitsstudie inkl. Beauftragung ein Jahr angesetzt werden muss, können Bauzeiten für Netzsysteme bei zwei bis über vier Jahren liegen nach Fertigstellung der Planung liegen.

Diese Vorlaufzeiten können aber für konkrete Netze teilweise auch kürzer ausfallen, weil es einen gewissen Rückstau an bereits geplanten Netzen geben dürfte, die nur aufgrund des Verfalles des Ölpreises nicht realisiert wurden bzw. in anderen Förderprogrammen eingereicht wurden und daher mit Modifikationen und einer Förderung nun wieder aktiviert werden könnten. Zugleich gibt es große Möglichkeiten zur Optimierung bereits in bestehenden Netzen. Daher ist der Einbezug von Optimierungsmaßnahmen an Bestandsnetzen besonders wichtig.

Existierende Förderprogramme

Auf Bundesebene gibt es als Förderprogramm v.a. das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und das 2015 novellierte Marktanreizprogramm (MAP) sowie das Programm „Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung Investitionsfinanzierung zur nachhaltigen Verbesserung der Energieeffizienz der kommunalen Versorgungssysteme“ (IKK/IKU). Förderobergrenzen, die Stückelung der Tatbestände und verschiedene technische Mindestanforderungen führen dazu, dass in diesen Programmen kein ausreichender Impuls für eine neue Generation an Wärmenetzen gegeben wird. Es fehlt ein „One stop shop“ für hocheffiziente, innovative Wärmenetze der 4. Generation mit hohen EE-Anteilen.

Auf Länderebene gibt es verschiedene Programme, die in diesem Bericht analysiert werden. Von besonderer Relevanz für die Entwicklung des Programms ist das baden-württembergische Förderprogramm „Energieeffiziente Wärmenetze“, da es einen ähnlich umfassenden Förderansatz verfolgt wie auf Bundesebene diskutiert. Gefördert werden dort die Erstellung von Wärmeplänen, Initiativen zur Beratung und Unterstützung im Vorfeld einer Investition; sowie Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung

¹ Die CO₂-Einsparung bezieht sich auf die durch die Modellnetze eingesparten direkten Emissionen durch Substitution des Mixes an nicht-erneuerbaren Heizungssystemen in Deutschland („nicht-erneuerbarer Wärmemix D“). Es ist zu beachten, dass sich dieser Wärmemix natürlich zukünftig verbessern wird, wenn sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbare Energien auch im sonstigen Energiemix verbessern.

von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter KWK mit einer Grundförderung von 20 % der Investitions- (de minimis) bzw. Investitionsmehrkosten (AG-VO) (mit anderen Programmen kumulierbar). Es werden Boni gewährt für Abwärmenutzung, Solaranlagen (> 10 % Anteil), große Wärmespeicher und Maßnahmen zur Absenkung von Rücklauftemperaturen. Außerdem gibt es bei der Klimaschutz- und Energieagentur des Landes Baden-Württemberg ein landesweites Kompetenzzentrum Wärmenetze.

Ausgestaltungsvorschlag für ein Förderprogramm

Basierend auf der Hemmnisanalyse, der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und der Überprüfung existierender Programme wird ein Förderdesign vorgeschlagen, das aus drei Elementen besteht:

1. Verknüpfung mit **Wärmenutzungsplanung**. Voraussetzung für die Realisierung eines Wärmenetzes ist das Wissen über netzgeeignete Regionen. Dieses Wissen kann durch ein systematisches kommunales Wärmenutzungskonzept erarbeitet werden. Wärmenutzungsplanung wird bereits als Teilkonzept in der NKL gefördert. Auf die Förderung dieser Wärmenutzungskonzepte könnte über das entsprechende, beim Projektträger angesiedelte Förderportal des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ hingewiesen werden.

2. Eine auskömmliche Finanzierung einer **Machbarkeitsstudie** inklusive der Personalmittel für einen **Netzmanager** (ähnlich wie dem Klimaschutzmanager in der Nationalen Klimaschutzinitiative) erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit von Wärmenetzen deutlich. Qualitätsanforderungen für die Machbarkeitsstudie werden definiert. Im Fall eines Bestandsnetzes untersucht diese im Sinne eines „Netztransformationskonzeptes“, wie eine Transformation des Netzes hin zu einer Dekarbonisierung bewerkstelligt werden kann.

3. Eine **Investitionsförderung**, die aus einer Grundförderung von 30-40% der Vorhabenkosten besteht, ergänzt um eine Erhöhung der Förderquote für besonders innovative Systemteile. Die Förderquote für die **besonders innovativen Bestandteile** ergibt sich zum einen aus den beihilferechtlichen Obergrenzen und würde über 50 % liegen.

Eine Belohnung **besonders kostengünstiger Netze** macht das Programm komplizierter. Andererseits hat eine solche Komponente eine Signalwirkung für die Zielrichtung des Programms. Wenn man diese Komponente wünscht, sollte ein einfacher Benchmark auf Basis des AGFW-Typgebäudes und dem AGFW-Durchschnittspreis gebildet werden. Netze mit einem günstigeren Endkundenpreis erhalten dann den gleitenden Bonus von bis zu xx [10] %.

Eine von der „Nachhaltigkeit der Netze“ (insb. **EE-Anteil**) abhängige Förderkomponente ist aus Sicht der Gutachter zwar im Grundsatz wünschenswert, ist allerdings ebenfalls mit einer zusätzlichen Komplexität abzuwägen. Wenn eine solche Regel gewählt wird, sollte sie den über 50 % hinausgehenden EE-Anteil (ohne Abwärme, da diese in der Regel kostengünstig bereitgestellt werden kann) mit bis zu xx [10] % zusätzlicher Förderquote anreizen.

Insgesamt könnte sich dann je nach innovativem Anteil eine Förderquote von über oder unter 50 % ergeben.¹ Dies erscheint angesichts der Tatsache, dass im Vergleich zu dezentralen Wärmekosten von 9 ct/kWh mittlere Förderquoten (bezogen auf die gesamten Investitionskosten) für einige Netztypen von über 58 bis 64 % erforderlich wären, angemessen.



Abbildung 5: Überblick über Vorschläge zu Förderelementen für Neubaunetze bzw. Teil- und Sekundärnetze in Bestandsnetzen (links) und für Bestandsnetze in der Variante Netztransformativkonzept (rechts)

Ausführlich werden in der Studie Optimierungspotenziale von **Bestandsnetzen** untersucht. Hierfür werden zwei Alternativen vorgeschlagen: die Förderung von Sekundär- und Teilnetzen, wenn sie die Bedingungen des Programmes erfüllen, und die Förderung von Netzen bei Vorliegen eines langfristigen Netztransformativkonzepts und Maßnahmenpakete zur Netzoptimierung, wenn eine erhebliche (z. B. 10%) Einsparung von fossil eingespeister Wärme erfolgt.

Sekundärnetz/Teilnetz:
zusammenhängende Netzteile

- Durch Wärmeübertrager getrennte Netzteile (Übergabestation ●)
- Durch Netztopographie, -topologie, geografische Lage, Kundenstruktur abgrenzbar

Netztransformation

- Transformationskonzept in Verbindung mit einem ersten Maßnahmenpaket, das erheblich fossile Wärme einspart

Abbildung 6: Möglichkeiten einer Bestandsnetz-Förderung im Rahmen des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“

¹ Beispiel: 5 Mio. € Vorhabenkosten, davon 1 Mio. € für innovative Komponenten, Annahme: Förderquote für innovative Komponenten 70 %, 100 % EE-Anteil, Kostenbenchmark unterschritten. Förderung = 4 Mio. € * (0,3+0,1+0,1) + 1 Mio. € * 0,7 = 2,7 Mio. €. Mittlere Förderquote 54 %.

Flankierende Rahmenbedingungen

Flankierend zu dem Programm würden weitere politische Maßnahmen die Marktdiffusion von Wärmenetzsystemen 4.0 erheblich voranbringen. Hierzu zählen:

- eine **kommunikative Begleitung des Programms** durch Antragsberatung, Verknüpfung mit zielgruppenspezifischer Beratung, basierend auf lokalen Netzwerkknoten (z. B. Energieagenturen), und umfassender Kommunikationsarbeit, Best-praxis-Kommunikation in verschiedene Zielgruppen (Wohnungswirtschaft, Architektenkammer, EVU etc.) und eine Verknüpfung mit anderen kommunalen Beratungsstellen;
- eine Weiterentwicklung der Anforderungen an **Wärmenutzungsplanung** und **Abwärmennutzung** im Rahmen der Entwicklung von ordnungsrechtlichen Instrumenten der Effizienzpolitik;
- eine **Überarbeitung des Steuer- und Abgabensystems** beispielweise durch Einführung einer CO₂-Lenkungsabgabe und
- eine **Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren der EnEV**. Eine wichtige Randbedingung für die Attraktivität von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist die Abbildung dieses Vorteils in den Primärenergiefaktoren.

2 Wärmenetzsysteme 4.0¹

2.1 Zielstellung und Aufbau der Studie

In dieser Studie wird basierend auf einer Auswertung von 65 Beispielnetzen, einer Befragung von rund 30 Experten, zwei Fachworkshops, einer ausführlichen Literaturrecherche, intensiven Wirtschaftlichkeits- und Potenzialberechnungen und einer Auswertung von bestehenden Förderprogrammen Rahmenbedingungen, technische Mindestanforderungen, Einsparpotenziale und Detailausgestaltung für ein Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ abgeleitet.

Aufbauend auf eine Begriffsschärfung und energiepolitische Einordnung (Kapitel 2.2) sowie eine Zusammenstellung möglicher Quellen und Senken möglicher Wärmenetze (Kapitel 2.3) werden technische Mindestanforderungen an die Netzsysteme abgeleitet (Kapitel 2.4).

Die Analyse der Hemmnisse (Kapitel 3.1) und Wirtschaftlichkeit in Kapitel 3.2 – unter besonderer Berücksichtigung der Kostensenkungspotenziale (Kapitel 3.3) identifiziert den Förderbedarf und die möglichen Ausbaupfade und eingesparten CO₂-Emissionen bei Einführung eines Förderprogramms (Kapitel 3.4 und 3.5).

Aus den Hemmnissen und der Wirtschaftlichkeitslücke sowie aus einer Analyse bestehender Fördermöglichkeiten werden dann Empfehlungen für die Ausgestaltung eines Förderprogramms und flankierender Rahmenbedingungen abgeleitet (Kapitel 4).

2.2 Warum Wärmenetzsysteme 4.0?

2.2.1 Energiewirtschaftliche und klimapolitische Notwendigkeit einer neuen Generation von Wärmenetzen

Wärmenetze bilden ein wichtiges Infrastrukturelement für eine zukünftige Wärmeversorgung. Sie bieten den systemischen Vorteil eines räumlichen und zeitlichen Ausgleichs von Wärmequellen und Wärmenachfrage in einem technisch und wirtschaftlich optimierten System über angepasste Vor- und Rücklauftemperaturen und Wärmespeicher. Wärmenetze sind nicht überall und für alle Anwendungen sinnvoll. Einer Planung von Wärmenetzen geht daher stets eine sorgfältige Abwägung von Vor- und Nachteilen einer wärmenetzbaasierten Versorgung voraus.

¹ Zu erwägen ist die Nomenklatur des Programmes. Der Begriff **Wärmenetzsysteme** soll demonstrieren, dass es nicht nur um Netze, sondern auch um Erzeugung, Speicherung, Endkunden geht. 4.0 symbolisiert die 4. Generation. Hier besteht ggf. Verwechslungsgefahr mit 4.0 für Digitalisierung (Industrie 4.0 usw.). Alternativ könnte daher der Name „Wärmenetzsysteme 4G“ oder „4G-Wärmenetze“ gewählt werden.

Die Vorteile von Wärmenetzen gegenüber einer dezentralen Wärmebereitstellung manifestieren sich vor allem auf der Erzeugerseite. Durch den in einer Heizzentrale zusammengeführten Wärmebedarf ergeben sich gegenüber einer dezentralen Versorgung folgende technische und wirtschaftliche Verbesserungen:

Vorteile

- Bei BHKW und sonstigen KWK-Anlagen eine Erhöhung der Stromausbeute.
- Feste Biomasse kann nicht nur in Heizkesseln, sondern auch in KWK-Anlagen genutzt werden, da diese eine Mindestgröße erfordern. Zudem können Biomassefraktionen genutzt werden, die einen erhöhten verfahrenstechnischen Aufwand erfordern, z. B. Stroh und Rinde.
- Die Nutzung industrieller Abwärme wird möglich.
- Große solarthermische Anlagen sind deutlich kostengünstiger als Dachanlagen.
- Große saisonale Speicher, die trotz geringem Materialeinsatz auf Grund des niedrigen Oberfläche-Volumen-Verhältnisses nur sehr geringe Wärmeverluste aufweisen, können Wärme über mehrere Monate speichern. Sie sind daher als Ergänzung zu großen Solaranlagen sehr geeignet, da sie im Sommer kostengünstig gesammelte Wärme bis in die Wintermonate speichern können. Erst dadurch werden solare Deckungsanteile möglich, die deutlich über 25% liegen. Bezogen auf die Wärmespeicherkapazität sind große saisonale Speicher zudem weitaus kostengünstiger als die bisher üblichen kleineren Speicher.
- Die großen Mengen an Wärme, die bei der Tiefengeothermie anfallen, können nur mit der Hilfe von Wärmenetzen genutzt werden.
- Einfachere Umsetzung einer flexiblen Fahrweise und Steuerung (z.B. Redispatch) von größeren Anlagen.
- Die Flexibilität bei einer Umstellung auf andere Energieträger innerhalb des gesamten Versorgungsgebiets ist höher.
- Die Erschließung günstiger, zentraler (Ab-)Wärmequellen auf geringem Temperaturniveau durch Großwärmepumpen wird möglich.
- Wärmeerzeugung und Wärmeverbrauch können räumlich getrennt erfolgen. Innerhalb von Siedlungen stehen die für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen erforderlichen Flächen häufig nicht zur Verfügung. Besonders deutlich wird dies bei großen solarthermischen Freiflächenanlagen. Bei größeren Anlagen fallen die zusätzlichen Kosten für Wärmetransportleitungen von siedlungsnahen Standorten bis in den Ortskern nur wenig ins Gewicht.
- Die Wärmegestehungskosten frei Heizzentrale sind stets günstiger als bei der dezentralen Variante.
- Wärmenetze erlauben neue Konzepte der Sektorkopplung, deren Notwendigkeit sich aus dem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich ergibt (siehe hierzu Kapitel 2.4.9).¹

¹ Stromspeicher sind teuer – im Vergleich zu Wärmespeichern der gleichen Kapazität etwa um einen Faktor 100. Es ist daher wirtschaftlich geboten, in den Fällen, wo eine Kopplung von Strom- und Wärmemarkt vorhanden ist (also bei KWK, Wärmepumpen, E-Heizern), den Speicherbedarf so weit als möglich auf der Wärmeseite zu realisieren. Hierfür bieten sich die großen, vergleichsweise kostengünstigen Wärmespeicher an, die in den Fernwärmenetzen ohnehin benötigt werden.



Abbildung 7: Gründe für Wärmenetze

Ein unvermeidlicher Nachteil von Wärmenetzen gegenüber einer dezentralen Wärmeversorgung entsteht durch den hohen Infrastrukturkostenanteil, die beim Verlegen der Wärmeleitungen zwischen der Heizzentrale und den angeschlossenen Verbrauchern entstehen, sowie durch die Wärmeverluste in diesen Leitungen. Diese Verluste sind durch die Länge des Netzes, die Wärmedämmung der Leitungen und die Netztemperaturen bestimmt. Auch bei einer Reduktion des Wärmebedarfs aufgrund einer energetischen Sanierung der angeschlossenen Gebäude bleiben daher diese Netzverluste weitgehend konstant, es sei denn, dass durch die Gebäudesanierung auch eine Absenkung der Netztemperaturen ermöglicht wird. Durch Gebäudesanierungen kann daher der prozentuale Anteil dieser Verluste an der insgesamt in das Netz eingespeisten Wärmemenge zunehmen.

Nachteile

Allerdings geschieht dieser Prozess nur langsam, sodass dieser Effekt häufig durch Anschlussverdichtungen kompensiert werden kann, und er ist außerdem durch die Hemmnisse, die es bei der energetischen Gebäudesanierung gibt, begrenzt¹.

2.2.2 Was sind Wärmenetzsysteme der vierten Generation? Ein Definitionsansatz

Wärmenetze haben sich im Laufe von weit mehr als einem Jahrhundert weiterentwickelt. Bei der anfänglichen 1. Generation handelte es sich noch um Hochtemperatur-Dampfnetze in dicht besiedelten Stadtzentren, die ihre Wärme meist aus Kohleheizwerken bezogen. Die Wärmeleitungen wurden in Betonkanälen verlegt und erst nachträglich isoliert. In der 2. Generation wurde die Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt. Bei der heutigen 3. Generation wird bereits eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt. Die Wärmeleitungen und Hausübergabestationen sind industriell vorgefertigt und die Temperaturen liegen typischerweise unter 100 bis 120°C.

¹ In (IWU 2013), (Techem 2016), (Majcen 2013) und (BMW 2015a) werden Möglichkeit und Grenzen der energetischen Sanierung von Gebäuden und insbesondere der Einfluss von Reboundeffekten dargestellt.

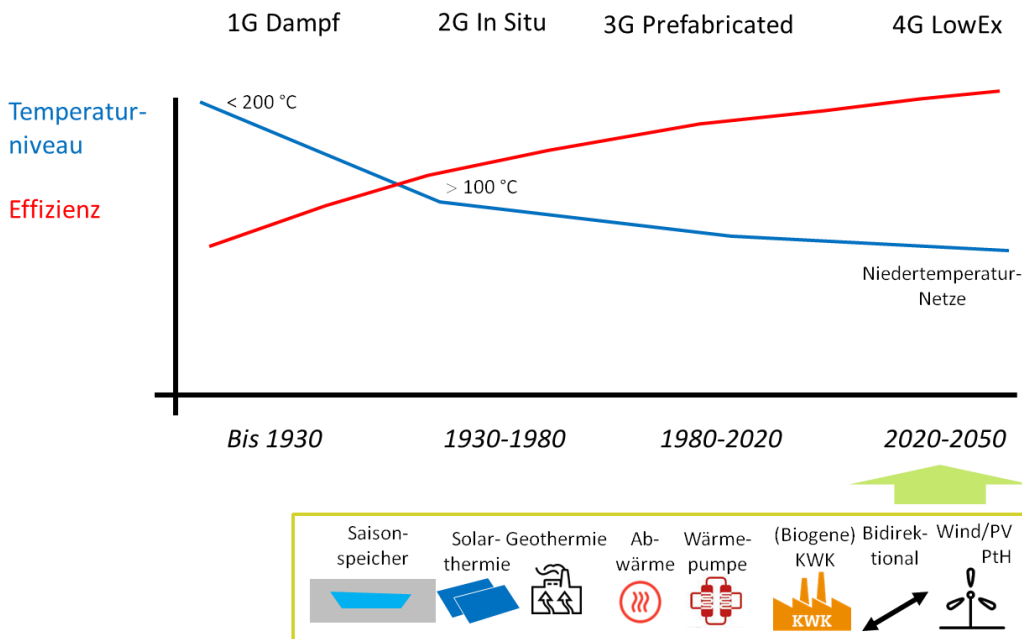


Abbildung 8: Vierte Generation Wärmenetze im Konzept von Lund et al. (2014) (Darstellung ifeu nach Lund et al. 2014)

Die zukünftige 4. Generation mit Temperaturen unterhalb dieser Grenze (die Dänen visionieren in ihrer Vision 4G sogar Temperaturen unter 70°C an) soll die Möglichkeiten von Wärmenetzen voll ausschöpfen (Lund et al. 2014). Niedrige Netztemperaturen bieten zu den o.g. Vorteilen von Wärmenetzen hinaus folgende Vorteile:

- Erschließung zusätzlicher lokaler Wärmequellen (insbesondere brennstofffreier Technologien wie Solarkollektoren und Abwärme; Großwärmepumpen sowie anderen Wärmequellen, die bislang nicht genutzt werden konnten, beispielsweise weil die Flächenverfügbarkeit für Solarthermie oder Großwärmepumpen am Stadtrand eher befriedigt werden kann);
- Steigerung der Erträge (Sonnenkollektoren) und Wirkungsgrade (Wärmepumpen);
- Senkung der Netzverluste, insbesondere in Gebieten mit geringen Wärmedichten;
- Verringerte thermische Spannungen in den Rohrmaterialien, dadurch geringere Degradation.
- Mit den o. g. Faktoren tragen sie potenziell auch zur Kostensenkung durch die Erschließung von erneuerbaren Energien mit Skaleneffekten und weiteren systemischen Vorteilen bei.

Vorteile niedriger Temperaturen

Durch innovative Betreibermodelle und Organisationsstrukturen sollen Hemmnisse und Akzeptanzprobleme abgebaut werden.

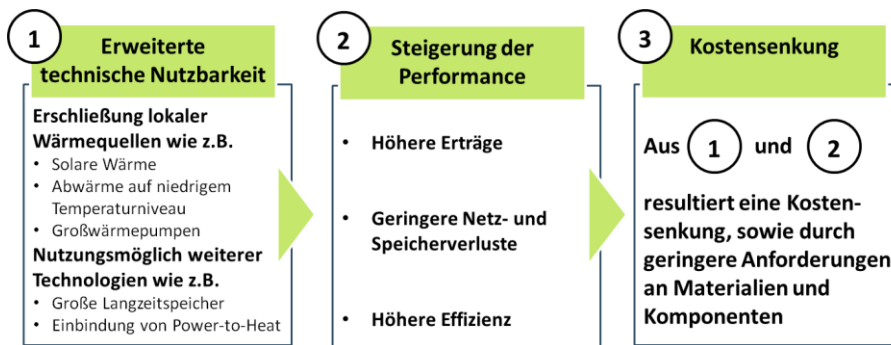


Abbildung 9: Vorteile niedriger Netztemperaturen (Quelle: eigene Darstellung ifeu)

Für den Zweck dieser Studie definieren wir Wärmenetzsysteme der vierten Generation („4.0“) folgendermaßen:

Wärmenetzsysteme 4.0 sind innovative Wärmeinfrastrukturen auf Basis von Wärmenetzen mit niedrigen Temperaturen (20 bis max. 95 °C). Die Wärmebereitstellung erfolgt unter Kriterien des Klimaschutzes und der perspektivisch kostengünstigen Wärmeversorgung überwiegend auf Basis von erneuerbaren Energien und Abwärme.

Definition

Dabei bedeuten:

- **Innovativer Charakter**

Der innovative Charakter eines Wärmenetzes bestimmt sich zum einen schon durch den Innovationsgrad der einzelnen Komponenten, insbesondere aber durch deren optimiertem Zusammenwirken in einem Gesamtsystem. Beispielhaft und nicht abschließend sind hier anzuführen innovative Wärmeerzeugung, saisonübergreifende Speicherkonzepte wie saisonale Großwärmespeicher, effizienzfördernde Netzoptimierungsmaßnahmen, Einbindung fluktuierender Wärmeerzeugung bzw. Energieträger, effiziente Sektorkopplung mit bidirektionalen Schnittstellen, Einsatz von Digitalisierungsstrategien, Maßnahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit oder institutionelle Innovationen (Betreibermodell, Kundenmotivation und Akzeptanzsteigerung, Finanzierung etc.)

- **Verlust- und temperaturoptimierte Wärmenetze**

Die Verlustoptimierung von Wärmenetzen beschreibt insbesondere Maßnahmen beim Bau oder im Betrieb bestehender Wärmenetze zur Verringerung von Netzverlusten. Beispielhaft und nicht abschließend sind dies die Verwendung effizienter Leitungssysteme wie Duo-Leitungen, Strömungsoptimierung und optimierte Mess-, Steuer und Regeltechnik. Die Temperaturoptimierung von Wärmenetzen beschreibt die gezielte Absenkung des Temperaturniveaus, die es ermöglicht, Wärmeerzeugungsquellen mit einem geringeren Temperaturniveau, insbesondere erneuerbare Energien aus Solarthermie und Geothermie sowie Abwärme, einzubinden.

- **Kriterien des Klimaschutzes**

Kriterien des Klimaschutzes bezeichnen die vorteilhaften Aspekte hinsichtlich Treibhausgasemission. Hier sind insbesondere die vermehrte Nutzung von erneu-

erbaren Energien und bisher ungenutzter Abwärme sowie eine Effizienzsteigerung des Gesamtsystems hervorzuheben.

- **Perspektivisch kostengünstige Wärmeversorgung**

Eine perspektivisch kostengünstige Wärmeversorgung bezeichnet die mittel- bis langfristig gesteigerte Wirtschaftlichkeit durch niedrige Wärmegestellungs- und -verteilungskosten.

Das Programm Wärmenetzsysteme 4.0 greift diese Elemente als Ziele auf und versucht, sie technologie- und akteursoffen umzusetzen, um einen deutlichen Beitrag zur Erreichung des Ziels des nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes zu leisten, mit einer kosteneffizienten Wärmeinfrastruktur, die perspektivisch vergleichbar/günstiger ist als konventionelle Heizungssysteme. Die Kriterien und technischen Mindestanforderungen werden in Kapitel 2.4 abgeleitet.

2.2.3 Gibt es genügend Wärmenetzpotenziale?

Bevor ein Programm zur weitflächigen Förderung von Wärmenetzen ins Leben gerufen wird, ist sicherzustellen, dass überhaupt Potenziale für diese Versorgungsoption bestehen. Diese Frage haben diverse Studien für Deutschland adressiert, siehe u. a. Nast et al. (2011), Prognos et al. (2015). Das Ausbaupotenzial für Wärmenetze ist vorhanden. Als Orientierungsgröße kann Dänemark dienen, wo bereits heute über 60% der Wohnungen an Wärmenetze angeschlossen sind, die zu knapp 60% aus erneuerbaren Energien, Abwärme und Müllverbrennung gespeist werden (Danish Energy Agency 2016). Aus struktureller Sicht kann wegen der in Dänemark geringen Bevölkerungs- und Siedlungsdichte in Deutschland sogar von einem größeren Potenzial für Wärmenetze ausgegangen werden. Dies wird durch Potenzialuntersuchungen auf der Basis von Satellitendaten bestätigt (Gils 2015).

Bisher sind in Deutschland allerdings nur 13,6% der Wohnungen an die Fernwärme angeschlossen (BDEW 2016). Energieszenarien weisen der wärmenetzgebundenen Wärmeversorgung eine sehr unterschiedliche Rolle zu. Während die Leitstudie des BMUB im Jahr 2012 einen erheblichen Ausbau von Wärmenetzen vorsieht, wird in den Zielszenarien zur Energieeffizienzstrategie Gebäude Fernwärme verhaltener angesetzt (Prognos 2015). Der Fernwärmeabsatz geht absolut gesehen zurück, allerdings erhöhen sich die Anteile von 9% im Jahr 2008 auf 10% im Szenario Effizienz und auf 12% im Szenario Erneuerbare Energien im Jahr 2050.

Untersuchungen zum Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland gehen von einem langfristigen Potenzial für Fernwärme von 249 TWh/a (IFAM 2014) aus, was nur etwa einer Verdopplung der heutigen Fernwärmeversorgung von 121 TWh (BMWi 2015b) entspricht. Bei dieser Potenzialuntersuchung werden allerdings kleinere Gemeinden mit unter 20.000 Einwohnern überhaupt nicht berücksichtigt. In Dänemark sind dagegen Wärmenetze auch in kleinen ländlichen Gemeinden weit verbreitet.

In einer aktuellen Studie des ifeu wurde ein hochauflösendes GIS-Modell der langfristigen Wärmebedarfsentwicklung im Wohngebäudebestand entwickelt. Auf dieser Grundlage wurde für das gesamte Bundesgebiet auf Ebene eines 500m-Rasters eine räumliche Analyse der bestehenden Fernwärmeversorgungsgebiete und potenzieller neuer Nahwärmegebiete durchgeführt (Beuth HS & ifeu 2016).

Dabei ist eine wesentliche Determinante der **heterogene Gebäudebestand**, dessen Nutzwärmebedarf – bedingt durch die in ifeu und Beuth (2014) untersuchten Dämmrestriktionen, aber auch ein ökonomisch bedingtes Optimum von Effizienzmaßnahmen – nicht auf Null gesenkt werden kann. Auch die Geschwindigkeit des Rückgangs des Wärmebedarfs muss sich aus ökonomischen Gründen („Kopplungsprinzip“) an den Sanierungszyklen orientieren (siehe Abbildung 11).

Unter Annahme einer moderaten energetischen Sanierung besteht im Bundesgebiet ein **theoretisches Potenzial** von rund 14.000 neuen Nahwärmegebieten. Davon rund ein Drittel sehr kleine Netze im ländlichen Raum mit einem Wärmeabsatz von 1-2 GWh/a, ein Drittel in dichteren dörflichen Siedlungsstrukturen mit einem Wärmeabsatz von 2-5 GWh/a und ein Drittel in urbanen Randlagen – auch angrenzend an bestehende Fernwärmegebiete – mit einem Wärmeabsatz > 5 GWh/a (Abbildung 10).

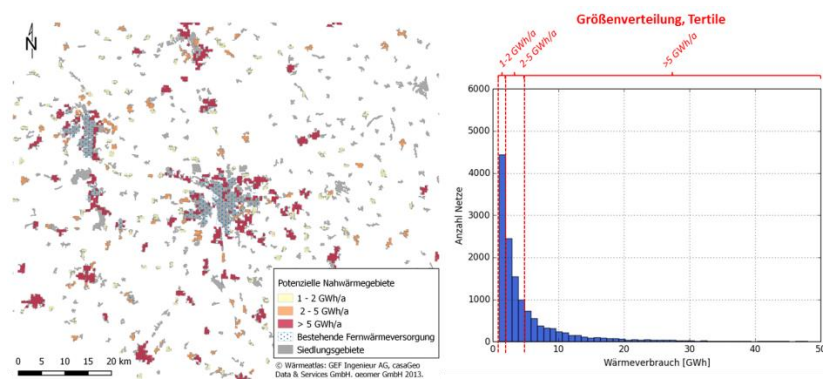


Abbildung 10: Schema der kartographischen Cluster-Bildung auf Siedlungsebene zur Ableitung potenzieller Nahwärmenetze.

Unter Annahme eines weitgehend konstanten Wärmeabsatzes in bestehenden Fernwärmegebieten und regional differenzierten Wirtschaftlichkeitsparametern neuer Nahwärmenetze, die auf ermittelte Trassenlängen und szenarienabhängige Wärmedichten übertragen wurden, lassen sich bei moderater energetischer Sanierungstätigkeit im Stichjahr 2030 173 TWh/a (29%) und bei ambitionierter Sanierung 112 TWh/a (24%) des Nutzenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser im Wohn- und Nichtwohngebäudebestand durch Wärmenetze decken. Diese Werte können als Abstraktion eines Investitionshorizontes über den Zeitraum von 2020 bis 2050 als langfristiges Wärmenetzpotenzial angesehen werden (Abbildung 11).

Mit einem langfristigen **wirtschaftlichen Potenzial** von 24 % bis 29 % sind Wärmenetze folglich in vielen Gebieten als relevante Versorgungsoption anzusehen. Ein Förderprogramm zur Umsetzung energieeffizienter Wärmenetzinfrastrukturen kann vor diesem Hintergrund – auch im Kontext der bundespolitischen Zielsetzungen im Gebäudesektor – einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung im Wärmesektor leisten.

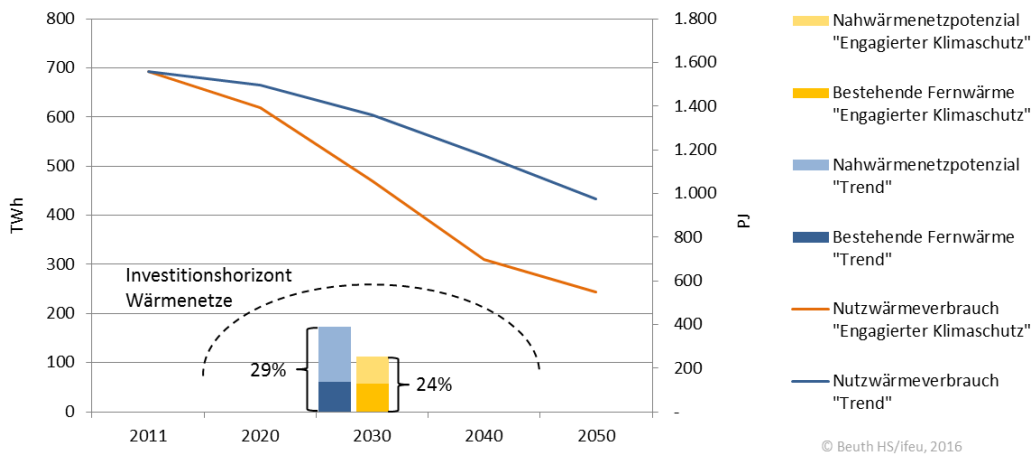


Abbildung 11: Potenzielle bestehender Fernwärmenetze und neuer Nahwärmenetze am Nutzenergieverbrauch für Raumwärme- und Warmwasser in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Abhängigkeit der energetischen Sanierungstätigkeit (Quelle: Beuth/ifeu 2016)

2.3 Quellen und Senken für Wärmenetzsysteme 4.0

2.3.1 CO₂-arme Quellen für Wärmenetzsysteme 4.0

Typischerweise werden in bereits bestehenden, als innovativ betrachteten Wärmenetzen der vierten Generation meist mehrere Erzeuger zur Deckung der Wärmelast kombiniert. Dies ist oftmals erforderlich, um die Wärmekunden mit der teils nur fluktuierend verfügbaren bzw. quantitativ limitierten erneuerbaren Wärme einzelner Erzeuger konstant zu versorgen. Die realisierten Konzepte unterscheiden sich zwar deutlich in der Erzeugerstruktur, bestimmte Konstellationen treten aber gehäuft auf.

Es gibt eine Reihe von vielversprechenden innovativen Wärmenetzkonzepten, die in Deutschland bisher allenfalls sehr selten und nur in kleinem Maßstab im Rahmen von Forschungsvorhaben oder auch noch gar nicht vertreten sind. Für die meisten dieser Netztypen gibt es aber bereits erfolgreiche Beispiele in der großtechnischen Anwendung in anderen europäischen Ländern – meist in Dänemark. Es ist wichtig, dass es auch in Deutschland Beispiele für derartige Netze in großen Anwendungsprojekten gibt, damit erstens belegt werden kann, dass eine Übertragung auf Deutschland möglich ist und zweitens ein inländischer Erfahrungsaustausch und der Erwerb von Erfahrungswerten möglich wird, der erhebliche Kostendegressionen auch in Deutschland ermöglicht, auf gleichen gesetzlichen und steuerlichen Randbedingungen beruht und zudem nicht mit den Problemen einer Sprachgrenze belastet ist.

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über geeignete Energiequellen, die ausführlich in ifeu, GEF, AGFW (2014) bewertet wurden. In den folgenden Abschnitten werden für Wärmenetzsysteme 4.0 besonders geeignete Energieträger dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht der Möglichkeiten zur Einbindung erneuerbarer Energien (ifeu, GEF, AGFW 2014)

Einbindung erneuerbarer Energien in die Fernwärme

verfügbar
 nicht verfügbar/nicht sinnvoll
 nicht zutreffend

Parameter/Kategorie Ausprägung	holzartige Biomasse		Biomasse- Mitverbrennung		Biogas		Biomethan		hydrothermale Tiefengeothermie		Solarthermie		Wärmepumpe (Abwasser)		Direktelektrische Heißwassererzeugung		Industrielle Abwärme	
	Kessel	KWK	Kessel	KWK	Kessel	KWK	Kessel	KWK	reine Wärme- nutzung	KWK	Flach- Kollektor	Vakuüm- röhren- Kollektor	reine Wärmenutzung	reine Wärmenutzung (Elektrokessel)	reine Wärme- nutzung	KWK		
Ausreichende Verfügbarkeit des EE	Holzartige Biomasse nur begrenzt verfügbar, problematisch hinsichtlich Nachhaltigkeitskriterien und Flächenverbrauch				Biogas und Biomethan nur begrenzt verfügbar, problematisch hinsichtlich Nachhaltigkeitskriterien und Flächenverbrauch				Geothermie regional verfügbar		für Großanlagen Aufstellungsfläche 1500 m ² oder größer		gerader Kanalschnitt mit > 1 m Durchmesser, Fließrate 15 l/s bei trock. Wetter (Tagesmittelwert)		Überschussstrom aus EE fluktuierend verfügbar		standortspezifisch	
Erzeugertyp		Dampf- kraft- Prozess	ORC/KC	in Kohle- kesseln	Kohle Dampf- kraft-Proz.		BHKW	Mikro- Gas- turbine		alle Erdgas-KWK- Anlagen möglich								
therm. Leistungsklasse																		
bis 1 MW	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓	(✓) flukt.	(✓) flukt.	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓		
1 bis 5 MW	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓	(✓) flukt.	(✓) flukt.	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓		
5 bis 10 MW	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓	(✓) flukt.	(✓) flukt.	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓		
10 bis 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓			bei größerem Abwärme-Potenzial (Meerwasser, Industrie) auch größer	✓	✓	✓		
> 20 MW	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓		
elektr. Leistungsklasse																		
bis 1 MW			✓				✓	✓		✓						✓		
1 bis 5 MW			✓				✓	✓		✓						✓		
5 bis 10 MW		✓		✓			✓			✓								
10 bis 20 MW		✓		✓			✓			✓								
> 20 MW		✓		✓			✓			✓								
Lasttyp																		
Spitzenlast	(✓) ³⁾	3)	3)	(✓) ³⁾	3)	(✓) ³⁾	3)	3)	✓	3)	4)	3)			4)	fluktuierend	(✓)	3)
Grundlast	✓	✓	✓	✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Sommerlast											✓	✓						
Temperaturniveau																		
Dampfnetz	✓	✓		✓	✓	(✓) ¹⁾		✓	✓	✓					✓	(✓)		
Hochtemperaturnetz (T _{vl} > 140°C)	✓	✓		✓	✓	(✓) ¹⁾		✓	✓	✓					✓	(✓)		
Heißwassernetze (140°C > T _{vl} > 110°C)	✓	✓		✓	✓	(✓) ¹⁾	✓ ²⁾	✓	✓	✓					✓	✓		
110°C > T _{vl} > 90°C	✓	✓		✓	✓	(✓) ¹⁾	✓ ²⁾	✓	✓	✓	standortspezifisch	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾		✓	✓		
Low-Ex-Netz	✓	✓		✓	✓	(✓) ¹⁾	✓	✓	✓	✓	✓ ⁶⁾	✓ ⁶⁾	✓ ⁷⁾	✓	✓	✓		

1) Biogas in Kesseln zu verbrennen ist technisch möglich, aber in der Praxis nicht verbreitet, da die Nutzung in KWK-Anlagen durch das EEG ökonomisch attraktiver ist

2) heißgekühlte BHKW oder Mikrogasturbinen

3) Technisch ist der Einsatz von KWK-Anlagen auch in der Spitzenlast möglich. In der Praxis werden KWK-Anlagen in der Regel in der Grundlast betrieben, besonders Anlagen, die nach EEG Stromvergütung erhalten.

4) Technisch sind Geothermie und Wärmepumpen auch zur Spitzenlastdeckung einsetzbar, in der Praxis herrscht aber Grundlasteinsatz vor.

5) In hydrothermalen Geothermieprojekten in Deutschland sind bisher elektr. Leistungen < 5 MW realisiert.

6) Für solarthermische Anlagen sind die Temperaturen im Sommerbetrieb ausschlaggebend (VL 70-80 °C, RL 50-60 °C, je niedriger, desto besser)

7) Die Netzeinspeiseleistung ist abhängig von Temperaturniveau und Fließrate des Abwassers, Größe des Wärmetauschers sowie der Netzvorlauf- und Rücklauf Temperatur. Realisierte Projekte in der Schweiz liegen im kleinen Leistungsbereich

8) Biomasse-Kessel können - analog zu Kohleheizwerken - Teile der Spitzenlast während der Heizperiode bedienen, aber keine kurzfristigen Lastspitzen abfahren.

Solare Nahwärme mit hohen solaren Deckungsanteilen

Im Sommer steht Sonnenwärme in großen Mengen zur Verfügung. Um diese Wärmemengen auch noch im Winter nutzen zu können, sind kostengünstige saisonale Speicher erforderlich, die auch solare Deckungsanteile über 40 % zulassen.

Um solare Strahlung zur Wärmeversorgung für Trinkwarmwasser und Heizungsunterstützung zu nutzen, kommen in der Regel verglaste Flachkollektoren (FK) oder Vakuumröhrenkollektoren (VRK) zum Einsatz. Handelsübliche Flachkollektoren für die Anwendung in Ein- oder Mehrfamilienhäusern arbeiten im Temperaturbereich von 20–80 °C; Vakuumröhrenkollektoren können höhere Temperaturen bis 120 °C erzeugen (Kaltschmitt 2006). Flachkollektoren benötigen im Primärkreislauf ein Frostschutzmittel. Durch den Wärmetauscher zwischen solarem Primär- und Sekundärkreis gehen etwa 5 Kelvin bis zur Einspeisung ins Fernwärmenetz verloren.

Die Wärmegestehungskosten für solare Wärme ergeben sich hauptsächlich aus den Investitionskosten und dem jährlichen Ertrag des Kollektorfeldes (siehe Kapitel 3.2). Der wichtigste Kennwert für die Wirtschaftlichkeit eines Kollektorfeldes ist der Quotient aus Kosten und Ertrag mit der Einheit €/ (MWh/a). Mit Hilfe eines Annuitätsfaktors, der sich aus dem projektspezifischen Kalkulationszinssatz und der angesetzten Lebensdauer der Anlage ergibt, lassen sich daraus leicht die zugehörigen Wärmegestehungskosten errechnen.

Als kostengünstig wird im Rahmen dieser Studie ein Solarsystem angesehen, bei welchem die auf die erzeugte Wärmemenge bezogenen Investitionskosten unter 600 €/ (MWh/a) liegen.¹ Bei einem Zinssatz von 4% und einer an die Lebensdauer der Anlage angepassten Abschreibungszeit von 25 Jahren folgen hieraus Wärmegestehungskosten von knapp unter 4 ct/kWh. Die bisher kostengünstigste deutsche Solaranlage, welche im Jahr 2012 in Büsingen errichtet wurde, erreichte einen Wert von 730 €/ (MWh/a)². Diese Anlage ist mit einer Kollektorfläche von knapp 1.000 m² sehr klein gegenüber den heutigen dänischen Anlagen, deren größte (in Silkeborg) eine Kollektorfläche von 156.000 m² aufweist.

Wärmenetzkonzepte mit großen saisonalen Erdbecken-Wärmespeichern und einem hohen solaren Deckungsanteil werden bisher vor allem in Dänemark umgesetzt (siehe Kapitel 3.3.3). Der Vorteil von solarer Nahwärme mit saisonaler Speicherung ist, dass nahezu der gesamte Wärmebedarf einer beliebigen Siedlung aus unbegrenzt verfügbarer Solarstrahlung gedeckt werden kann. Aus technischer Sicht lassen sich auch in Deutschland Anlagen zu ähnlichen Kosten wie in Dänemark realisieren. Die Anforderungen an den Standort sind gering. Der Grundwasserspiegel sollte zuverlässig unterhalb des Bodens des Erdbeckenspeichers liegen und das Erdreich sollte als Böschung für die Wände des Speichers nutzbar sein (Böschungswinkel ca. 26°). Für die Aufstellfläche für die Solaranlage gelten die gleichen Anforderungen wie für die in Deutschland weit verbreiteten PV-Freiflächenanlagen. Im Vergleich zu den Kosten für das Kollektorfeld sind die Preise für Acker- oder Wiesen-

¹ Die Investitionskosten für das Kollektorfeld umfassen die Kosten für den gesamten Kollektorkreis, also die Kollektoren einschließlich Installation, Wärmeleitungen zur Heizzentrale, Wärmetauscher in der Heizzentrale, Pumpen und das notwendige Regelungssystem. Kosten für Grundstück, Planung oder Gebäude müssen beim Nachweis, dass es sich um eine kostengünstige Solaranlage handelt, nicht berücksichtigt werden. Als jährlicher solarer Ertrag ist hier die Einspeisung des Kollektorfeldes in das Wärmenetz oder einen Solarspeicher zu verstehen, die sich aus der Berechnung mittels eines anerkannten Simulationssprogramms ergibt.

² Seit 2012 wurden in Deutschland einzelne weitere Anlagen mit Kollektorflächen bis zu 8.000 m² errichtet. Diese weisen aber überraschenderweise höhere spezifische Investitionskosten auf.

oder Brachflächen auch in Deutschland vernachlässigbar gering. Nachteilig ist der große Flächenbedarf dieses Konzepts. Dieser ist zwar weitaus geringer als beim Anbau von Biomasse. Aber bevor nicht der praktische Nutzen von großen solarthermischen Freiflächenanlagen in Siedlungsnähe auch in Deutschland nachgewiesen ist, können Akzeptanzprobleme dennoch nicht ausgeschlossen werden.

Aus Dänemark werden für die neuesten Anlagen sehr geringe Gestehungskosten für solare Wärme von unter 2,5 ct/kWh berichtet (Solarthemen 2015). Im Programm Wärmenetzsysteme 4.0 sollten daher auch Anlagen enthalten sein, die belegen, dass auch in Deutschland günstige Kosten für solare Wärme erreichbar sind.

Geothermie

Günstige Bedingungen für die Nutzung von hydrothermalen Geothermie finden sich im Großraum München im sog. Molassebecken. Mit Einschränkungen gilt dies auch für den Oberrheingraben. Auch in allen anderen Teilen Deutschlands ist die Nutzung petrothermaler Tiefengeothermie prinzipiell möglich, aber die Erschließung der Wärmequelle wird dann wesentlich teurer. Aufgrund des Fündigkeitsrisikos muss mit stark streuenden Bohrkosten gerechnet werden. An Standorten außerhalb des Molassebeckens traten in Projekten Akzeptanzprobleme auf, die im Rahmen eines UBA-Vorhabens ausführlich untersucht werden.

Aufgrund der hohen Investitionskosten werden Geothermie-Heiz(kraft)werke bisher in Deutschland ausschließlich von regionalen Versorgern realisiert. Vor allem im Großraum München wurden bereits einige Projekte umgesetzt. Die Sekundärfeuerung basiert dort jedoch bisher nur zu einem geringen Teil auf biogenen Brennstoffen. Meist werden fossile Kessel oder BHKW eingesetzt. Im Heizwerk Poing bei München werden beispielsweise 70% des Wärmebedarfs mit Erdwärme und 30% mit fossilen Kesseln gedeckt.

Dort, wo Geothermie genutzt werden kann, stellt sie eine gute Lösung für die Wärmenetzversorgung dar und sollte daher im Rahmen des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ aufgegriffen werden. Deutlich verbesserte Startbedingungen haben dabei Projektvorhaben an Standorten, die bereits über ein zu erweiterndes Fernwärmenetz verfügen.

Abwärme

Die Möglichkeit der Nutzung von Abwärme in Wärmenetzen ist ähnlich wie die Geothermie stark von den lokalen Voraussetzungen abhängig. Wenn günstige Abwärme aus Industriebetrieben genutzt werden kann, bietet sich allerdings auch die Möglichkeit für z. B. Energiegenossenschaften, diese in ein eigenes Nahwärmenetz einzuspeisen.

Tabelle 4: Mögliche Abwärmequellen für Wärmenetze und deren Größenordnung (nur sensible Wärme, keine Erfassung von Kondensationsdampfkühlanlagen in der Großindustrie)

Sektor	Abwärmequellen	>95 °C		50-95 °C	
		Menge [PJ] (Ref. Temp. 35°C)	Anzahl Quellen	Menge [PJ] (Ref. Temp. 35°C)	Anzahl Quellen
10 - Nahrungsmittelherstellung	Backöfen/-straßen, Dampfkonservierung, Trocknung, Röstung, Kochen, Kühlung	3,4	204	0,7	33
17 – Papier-/Pappeherstellung	Zellstoffkochung, Eindickung, Reststoff-/Restholzverbrennung	8,3	196	0,8	43
20 - Chemie	Synthesegasherstellung, Steam-Cracking, Brennvorgänge, Kochen, Schmelzen, Trocknung	20,9	595	2,2	131
23 - Nichtmetallische Minerale (Zement, Gips, Glas)	Direkte Brennung mineralischer Ausgangsstoffe zur Kalk-, Zement-, Ziegel- und Keramikherstellung, Trocknung	34,4	1090	1,77	395
24 - Metallerzeugung	Eisen-/Stahlherstellung in Hochöfen, Konverter, Warmwalzanlagen, Gießereien	47,7	606	7,8	136
Übrige Industriezweige		24,5	1644	1,8	245
Summe Industrie		139,1	4335	15,1	983
Gewerbe	Bäckereien, Wäschereien, Autowaschanlagen, Rechenzentren u.a.	Keine Potenzialabschätzungen verfügbar, eher blockweise Nutzung		Keine Potenzialabschätzungen verfügbar, eher blockweise Nutzung	
Öffentliche Versorgung	Abwassersysteme, Kläranlagen	Nicht quantifizierbar, Wärmepumpeneinsatz erforderlich		Nicht quantifizierbar, Wärmepumpeneinsatz erforderlich	

Die Nutzung von Abwärme ist überall in Deutschland möglich. Die Kosten streuen stark, da sie von den jeweiligen Voraussetzungen in dem Betrieb, aus dem die Wärme ausgekoppelt werden soll, sowie von der an den Betrieb angrenzenden Siedlungsstruktur abhängen. Auch für die Nutzung von Abwärme ist das technische Potenzial begrenzt. Abschätzungen für luftgetragene Abwärme über 95 °C ergeben rund 140 PJ an Potenzial; weitere 15 PJ sind im Temperaturbereich zwischen 50 und 95 °C zu erwarten (aktuelle Berechnungen ifeu, Energiemengen bezogen auf 35 °C Referenztemperatur).

Großwärmepumpen

In einem zukünftigen Energiesystem, in welchem der Strombedarf zum größten Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, nimmt die Bedeutung von Wärmepumpen, die Strom effizient in Wärme umwandeln, zu. Gegenüber kleinen Wärmepumpen haben große Wärmepumpen, die in Fernwärmenetze einspeisen, den Vorteil, dass sie pro kW Heizleistung kostengünstiger sind und dass sich ihr Betrieb durch eine Kombination mit weiteren Wärmequellen und kostengünstigen Wärmespeichern leichter flexibilisieren lässt. Nachteil der Wärmepumpen, welche in Wärmenetze einspeisen, ist ihre meist geringe Jahresarbeitszahl, was durch die im Vergleich zu Einzelgebäuden höheren Vor- und Rücklauftemperaturen in den Netzen bedingt ist (auch bei Niedertemperaturnetzen unter 90 °C).

Um eine sehr ambitionierte Jahresarbeitszahl von 4,5 zu erreichen¹, wie sie vom MAP für innovative Wärmepumpen gefordert wird (MAP-RiLi vom 1.4.2015), darf die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und dem Wärmenetz im Mittel 40-45 K nicht übersteigen. Bei einer Quelltemperatur von 10°C, wie sie bei der Nutzung von Grundwasser weitverbreitet zur Verfügung steht, bedeutet dies, dass auch beim Einsatz besonders effizienter Wärmepumpen die mittlere Temperatur des Wärmenetzes die meiste Zeit des Jahres unter 55°C liegen sollte². Dieser Wert wird in deutschen Netzen bisher nur sehr selten erreicht.

In den skandinavischen Ländern Norwegen, Schweden und Finnland gibt es leistungsstarke Wärmepumpen, welche in große Fernwärmenetze einspeisen. Als Wärmequelle wird dabei Abwasser oder Meerwasser verwendet. Die für die jeweiligen Auslegungspunkte im Sommer oder Winter erreichten COPs (= Coefficient of Performance³) liegen zwischen 2,8 und 3,51. Der höchste dieser Werte wird für eine große Wärmepumpe in Helsinki erreicht, wo sie in ein Wärmenetz mit sehr geringen Netztemperaturen von nur 62°C für den Vor- und 50°C für den Rücklauf einspeist (Pietrucha 2008, EHPA 2015). In Deutschland ist kein größeres Wärmenetz mit einer elektrisch angetriebenen Großwärmepumpe bekannt, bei welchem natürliche Wärmequellen genutzt werden. Kleinere Netze, welche einen größeren Teil ihres Wärmebedarfs aus Wärmepumpen decken, gibt es in Lauterecken (Netzlänge nur 200 m) und Dollnstein (Heizleistung der Wärmepumpe 430 kW). Die prognostizierten Jahresarbeitszahlen liegen hier zwischen 3,3 für Dollnstein (CARMEN 2015) und 3,5 für Lauterecken (IER 2014). Eine sehr effiziente Anlage mit einer Wärmeleistung von 2.000 kW wurde in Rye/Dänemark realisiert. Im Auslegungspunkt⁴ ergibt sich hier ein COP von 4,0. Allerdings liegt auch hier die im Jahr 2015 tatsächlich gemessene JAZ nur bei 3,74 (Plan-Energi 2016).

Wärmespeicher, die in ein Wärmenetz integriert werden, werden schon aus Kostengründen i.a. mit Temperaturen beaufschlagt, die oberhalb der Vorlauftemperatur des Netzes liegen. Die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe, die diesen Speicher belädt, nimmt daher ab. Die Vorteile eines systemdienlichen Betriebs der Wärmepumpe, der durch einen Wärmespeicher ermöglicht wird, sind daher gegen die Nachteile einer geringeren Effizienz abzuwägen. Diese Problematik tritt bei der Flexibilisierung von KWK-Anlagen oder solarthermischen Anlagen nicht oder in weit geringerem Maße auf.

In Deutschland scheint die Nachfrage nach großen Wärmepumpen gering zu sein. Durch das MAP erhielten im Jahr 2016 nur 5 große Wärmepumpen mit einer Leistung von jeweils mindestens 100 kW eine Förderzusage. Davon vermutlich keine im Zusammenhang mit einem Fernwärmenetz. Es sollte aber auch in Deutschland wenigstens ein Beispiel für ein Wärmenetz geben, welches zum überwiegenden Teil aus einer Großwärmepumpe gespeist wird. Jahresarbeitszahlen von 3,8 und mehr, wie sie im MAP für gebäudeintegrierte Wärmepumpen gefordert werden, wurden bisher selbst in Niedertemperaturnetzen nirgends erreicht.

¹ Wird zusätzlich zur Wärme auch Kälte durch die Wärmepumpe bereitgestellt, so könnte auch diese bei der Beurteilung der Effizienz berücksichtigt werden. Die Gesamteffizienz liegt dann höher. Für die Anlage „Sandvika“ in Oslo liegt z.B. der COP für die Heizung bei 3,1 (entspricht der JAZ) und der Gesamt-COP für Heizung und Kälte bei 5,22 (Pietrucha 2008).

² Die zugehörigen Vor- und Rücklauftemperaturen könnten dann beispielsweise bei 70/40°C liegen.

³ Der COP gibt die Effizienz der Wärmepumpe für einen bestimmten (frei wählbaren) Betriebspunkt an. Die JAZ (=Jahresarbeitszahl) entspricht in etwa einem gemittelten COP, bei welchem alle Betriebsbedingungen, die im Laufe eines Jahres auftreten, berücksichtigt werden. Die JAZ ist meist geringer als der für die Wärmepumpe angegebene COP.

⁴ Quelltemperatur 9/5°C (Grundwasser), Einspeisung in das Wärmenetz bei Tvor/Trück = 75/35°C.

Grundsätzlich gibt es kaum prinzipielle Einschränkungen für den Einsatz großer Wärmepumpen in Wärmenetzen. Für einen effizienten Betrieb sind aber besonders geringe Netztemperaturen erforderlich. Zudem stehen große Wärmepumpen in Konkurrenz zu großen Solaranlagen, welche weniger empfindlich bezüglich der Netztemperaturen sind. Beim Einsatz von Wärmepumpen ist also die Kopplung mit Niedertemperaturnetzen unter 90 °C eine wichtige Randbedingung für hohe Einspeiseanteile. Netze mit Großwärmepumpen dürften unter den heutigen Randbedingungen zu den teureren Wärmenetzsystemen 4.0 gehören (siehe hierzu Kapitel 3.2), allerdings auch zu den Netzen mit der geringsten Betriebserfahrung in Deutschland und mit einem großen Systemintegrationspotenzial. Sie sollten daher unbedingt Bestandteil des Programms sein.

Biomasse

Nahwärmenetze auf Basis von Biobrennstoffen (insbesondere Biogas/Biomethan; feste Biomasse) gibt es zahlreiche, beispielsweise in Bioenergiedörfern. Diese Netzkonzepte setzen beispielweise auf ländliche Biogasanlagen, deren Abwärme bislang häufig nicht genutzt wurde.

Begrenzend bei Biomasse ist das energiewirtschaftlich zur Verfügung stehende Potenzialangebot, das in zahlreichen Studien umfassend beziffert wurde. Negative Umweltwirkungen durch den Import von nicht nachhaltig angebaute Biomasse oder durch indirekte Landnutzungsänderungen müssen vermieden werden. Die zunehmende Nachfrage nach Biomasse führt inzwischen zu Logistikketten, die nicht länger nur auf regionale Potenziale zurückgreifen, sondern Biomasse im nationalen und internationalen Rahmen beschaffen. Im europäischen Ausland sowie weltweit ist von einem starken Wachstum der energetischen Biomassenutzung auszugehen, so dass auch das Potenzial für den Import von Holz nach Deutschland limitiert ist.

Zudem bestehen Nutzungskonkurrenzen, da Bioenergie auch in anderen Einsatzfällen verwendet werden sollte, in denen andere erneuerbare Energien nur erschwert eingesetzt werden können. Dies betrifft insbesondere den Schwerlast- und Flugverkehr, die industrielle Prozesswärme und den stofflichen Einsatz im produzierenden Gewerbe.

Im Rahmen des Vorhabens Wärmenetzsysteme 4.0 sollten daher Wärmenetze auf überwiegender Basis von Biomasse nicht gefördert werden, zumal diese Netztypen in den existierenden Programmen schon ausreichend abgedeckt sind.

Erfolgversprechend ist hingegen die Kombination aus kostengünstiger Biomasse und kostengünstiger Solarthermie, die einen brennstoffärmeren Betrieb im Vergleich zu reinen Bioenergiesystemen bis hin zu einer Abschaltung von Verbrennungsprozessen im Sommer erlaubt. Daher ist auch dieser Netztyp für das Programm geeignet, auch wenn noch relativ hohe Mengen potenzialbegrenzter Biomasse zum Einsatz gelangen.

2.3.2 Großspeicher für Wärmenetze

Es gibt unterschiedliche Arten von Großwärme- und Saisonalwärmespeichern. Tank-Wärmespeicher (Behälter) sind mit Wasser gefüllte, meist unterirdische Stahlbetonbehälter. Erdbecken-Wärmespeicher bestehen aus einem künstlich angelegten Teich, der mit Speichermaterial gefüllt und mit einem Deckel verschlossen ist. Bei Erdsonden-Wärmespeichern dient Gestein oder Lehm im Untergrund mithilfe von durchfließendem Wasser zur Wärmespeicherung. Bei Aquifer-Wärmespeicher werden unterirdische, was-

serführende Gesteinsschichten durch Bohrungen erschlossen und zur Wärmespeicherung genutzt (Solites 2016a). Darüber hinaus gibt es Latentwärmespeicher, die hier nicht weiter betrachtet werden.

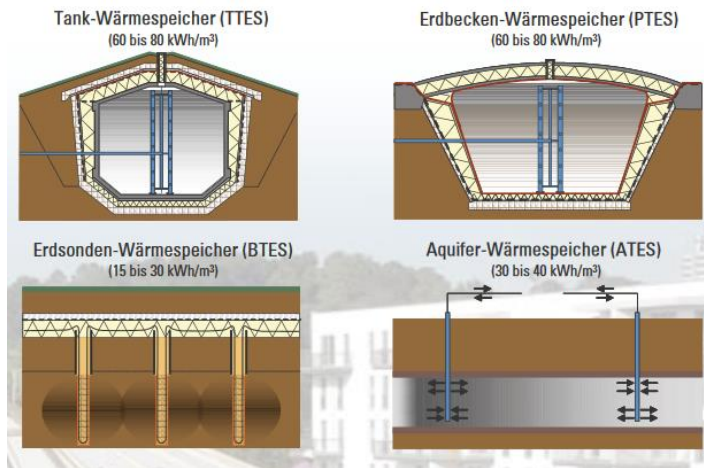


Abbildung 12: Arten von Saisonalwärmespeichern. Quelle: SolNet BW (2015)



Abbildung 13: Skizze eines Erdbeckenspeichers mit schwimmender Abdeckung (Jensen 2014)

Nur wenige Speicher setzen auf die in Dänemark zunehmend verbreiteten Erdbeckenspeicher: In Dänemark wurden **Erdbeckenspeicher mit schwimmender Abdeckung** seit dem Jahr 1993 konsequent weiterentwickelt (Jensen 2014). Beginnend mit dem ersten Speicher in Ottrupgård (1.500 m³) im Jahr 1993 über Marstal 1 (10.000 m³), Marstal 2 (75.000 m³) und Dronninglund (62.000 m³) bis zum 2015 fertiggestellten saisonalen Speicher in Vojens mit einem Speichervolumen von über 200.000 m³. Erst der Speicher in Dronninglund funktionierte von Anfang an so wie erwartet. Gegenüber Behälterspeichern oder Erdbeckenspeichern mit frei tragenden Decken haben sie aufgrund ihrer einfachen Konstruktion erhebliche Kostenvorteile. Nachteilig sind die höheren Wärmeverluste, da Boden und Wände der dänischen Speicher nicht wärmegeämmt sind¹, der vergleichsweise große Flächenbedarf sowie die mechanisch nur begrenzt belastbare schwimmende Abdeckung.

Auch Erdsondenwärmespeicher, welche ebenfalls kostengünstig konstruiert werden können, sind nur am oberen Rand wärmegeämmt. Sie sind mechanisch belastbar und können nach der Fertigstellung problemlos mit Fahrzeugen befahren werden. Sie lassen sich nachträglich erweitern, indem am Rande des Speichers weitere Erdsonden installiert werden.

¹ Dennoch geht der größte Teil der Wärme durch die gut isolierte schwimmende Abdeckung verloren, da erstens die Temperaturen oben im Speicher am höchsten sind und zweitens auch der Erdboden in be-
grenztem Umfang als Wärmedämmung fungiert.

Nachteilig ist bei den Erdsondenwärmespeichern, dass Wärme nur langsam ein- oder ausgespeichert werden kann und dabei zudem große Temperaturverluste in Kauf genommen werden müssen. Aquiferwärmespeicher können sehr kostengünstig erschlossen werden, für ihren erfolgreichen Betrieb müssen aber sehr spezifische geologische Randbedingungen erfüllt sein.

In Deutschland führten die ersten Versuche mit saisonalen Speichern mit Wasser als Speichermedium zu Kosten von über 100 €/m³ (Quelle: www.saisonalpeicher.de). Die heutigen dänischen Saisonalpeicher sind größer als die bisher in Deutschland realisierten, liegen aber bei den Kosten nur bei etwa 20 – 35 €/m³. Auch in Deutschland sollte es daher möglich sein, kostengünstigere saisonale Speicher als bisher zu realisieren. Die Gründe für eine zögerliche Entwicklung von Saisonal Speichern dänischen Typs werden in Kapitel 3.3.3 diskutiert. Aufgrund der nicht vorhandenen Erfahrung mit diesem Speichertyp in Deutschland wird dringend empfohlen, im Rahmen des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ diesen Speichertyp durch eine Aufnahme in die Innovationsförderung zu realisieren und Praxiserfahrung damit zu sammeln.

2.3.3 Resultierende Netztypen

Wärmenetze können aus unterschiedlichen Wärmequellen gespeist werden und sie können in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen realisiert werden. Dabei ist aber nicht jede Kombination aus Wärmequelle und Siedlungsstruktur gleich gut geeignet.

Die realisierbare Abnehmerstruktur in Bezug auf räumliche Dichte (Ausreichende Trassenbelegung zur Minimierung der Transportverluste) sowie Mindesttemperaturanforderungen (Temperaturabsenkung zur Effizienzsteigerung bei der Erschließung erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme) ist bestimmend für das technische Wärmenetzpotenzial. Ein ausreichender Wärmeabsatz ist ebenfalls relevant für die Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten. Da sich diese Faktoren bei modernen Wärmenetzen der 4. Generation nicht mehr nach dem klassischen Muster: „Dichte Siedlungsstruktur = hohe Wärmedichte = hohes technisch-wirtschaftliches Wärmenetzpotenzial“ richten müssen, ist eine Fokussierung auf die Anforderungen der zu erschließenden klimafreundlichen Wärmequellen sinnvoll.

Bei den verschiedenen Wärmequellen ist in Bezug auf die Siedlungsstruktur auf Folgendes zu achten: Große solarthermische Anlagen benötigen eine kostengünstige Stellfläche. Diese sind eher im ländlichen Raum verfügbar. Bei der Verfeuerung fester Biomasse sollte das Versorgungsgebiet so groß sein, dass KWK-Anlagen sinnvoll eingesetzt werden können. Bei Biogas-BHKW ist davon auszugehen, dass sich nur dörfliche Strukturen in der Umgebung der Anlage befinden (Ausnahme: Vergärung von Biomüll). Beim Einsatz großer, zentraler Wärmepumpen sollte die Siedlungsstruktur das Erreichen niedriger Netztemperaturen erleichtern. Neubaugebiete sind diesbezüglich besonders geeignet. Wegen der hohen Investitionskosten verbunden mit der bei Wärmepumpen problematischen Speicherung ist zudem auf einen auch an Wochenenden durchgängigen Wärmebedarf zu achten. Bei der Tiefengeothermie werden stets große Wärmequellen erschlossen, dazu muss dann auch der Wärmebedarf passen. Da die Nutzungsmöglichkeiten für Geothermie sehr stark von den geologischen Gegebenheiten abhängen, wird in der nachfolgenden Tabelle beispielhaft von den günstigen Verhältnisse im Münchener Raum (Molassebecken) ausgegangen. Abwärme wird aus industriellen oder gewerblichen Prozessen ausgekoppelt. Für deren Nutzung kommen daher nur Strukturen in Frage, die Industrie- oder Gewerbegebiete in vertretbarer Entfernung erwarten lassen. Saisonale Wärmespeicher benötigen eine Min-

destgröße und sind damit nicht für den Einsatz in kleinen Dörfern geeignet. Auch Industriegebiete eignen sich weniger für die saisonale Speicherung, da hier hohe Rücklauftemperaturen die nutzbare Speicherkapazität beeinträchtigen. Zudem benötigen auch sie Stellfläche – besonders wenn es sich um die kostengünstigen Erdbeckenspeicher mit schwimmender Abdeckung handelt. In Tabelle 5 ist für die verschiedenen Optionen der Wärmeerzeugung und eine Auswahl von Siedlungsräumen und –typen dargestellt, welche Kombinationen sich für die Realisierung von Wärmenetzen eignen. Falls eine Kombination sich zusätzlich für den Einsatz von saisonalen Speichern eignet, so ist sie in der Tabelle durch Fettdruck hervorgehoben.

Speziell die Bewertung für Kollektorfelder einschließlich etwaiger zugehöriger saisonaler Speicher kann sich langfristig verbessern, da bei einer fortschreitenden Verbreitung dieser Technologie mit größeren Anlagen gerechnet werden kann, bei denen etwaige Kosten für Transportleitungen kaum noch ins Gewicht fallen. Dann müssen für diese Großanlagen keine stadtnahen Stellflächen mehr gefunden werden.

Kalte Nahwärme wird in der Tabelle nicht berücksichtigt, da diese weitgehend unabhängig von der Siedlungsstruktur eingesetzt werden kann.¹ Hier ist es dagegen wichtig, dass sich vor Ort eine zentrale, kostengünstig erschließbare Quelle für Umweltwärme befindet. Zudem ist hier besonderer Wert auf die Gebäudesanierung zu legen, da dies zu einer Verbesserung der Jahresarbeitszahl führt.

¹ Von **kalter Nahwärme** spricht man bei Vorlauftemperaturen kleiner 30°C. Der Vorlauf wird dann in der Regel dezentral bei den Verbrauchern mit Wärmepumpen auf die benötigte Temperatur angehoben. Als Wärmequelle können u.a. auch Erdsondenkollektoren oder Flussläufe dienen. Mit PV-Anlagen kann der Strombedarf der Wärmepumpen zum Teil, mit Solarthermie zusätzlich ein Teil des Wärmebedarfs gedeckt werden. In Fischerbach, Baden-Württemberg, verfolgt eine Genossenschaft ein weiteres Konzept: In einem bidirektionalen Kälte-Wärme-Netz (bKWN) heben dezentrale Wärmepumpen die Vorlauftemperaturen von 0 bis 25°C auf Heizniveau an. Ein im Sommer auf bis zu 45°C aufgeheizter Wärmespeicher wird über die Heizperiode bis zur Vereisung vollständig entladen. Dabei wird die latente Wärme genutzt, die beim Phasenübergang von flüssig (Wasser) zu fest (Eis) des Wassers zusätzlich entzogen werden kann. Kalte Nahwärme hat gegenüber dem üblichen Einsatz von Wärmepumpen den Vorteil, dass es eine gemeinsame Wärmequelle für alle im Versorgungsgebiet installierten Wärmepumpen gibt. Dies erspart die individuellen Aufwendungen für die Erschließung einer Wärmequelle auf jedem Grundstück. Gegenüber normaler Nahwärme hat kalte Nahwärme den Vorteil, dass auf eine Wärmedämmung der Verteilleitungen verzichtet werden kann und trotzdem höchstens geringe Wärmeverluste auftreten. Der Nachteil ist, dass in jedem der angeschlossenen Gebäude anstelle einer Hausübergabestation eine teurere Wärmepumpe installiert werden muss, die zudem Betriebsstrom benötigt. Potenzialuntersuchungen zu kalter Nahwärme sind nicht bekannt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass hier ähnlich Kriterien wie bei normaler Nahwärme angesetzt werden können, sodass auch die technischen Potenziale ähnlich sein dürften.

Tabelle 5: Eignung von Kombinationen von Wärmeerzeugung und Siedlungsstruktur für Wärmenetze und saisonale Speicherung (**fett** = für saisonale Speicherung gut geeignet). Im Einzelfall sind Abweichungen möglich.

	Solarthermie	Feste Biomasse	Biogas-BHKW	Zentrale Wärmepumpe	Geothermie	Abwärme
Siedlungsräume						
Dorf Wärmebedarf <10 GWh/a	Gut	Mittel	Gut	Mittel	Schlecht	Schlecht/Mittel
Klein- und Mittelstadt im ländlichen Raum	Gut	Gut	Mittel	Mittel	Gut	Gut
Vorstädte von Großstädten im ländlichen Raum	Mittel	Gut	Mittel	Mittel	Gut	Mittel
Übriges (städtische Strukturen in Verdichtungsräumen)	Mittel	Gut	Schlecht	Mittel	Gut	Gut
Siedlungstypen						
Aufgelockerte Bauweise (Überwiegend Einfamilienhäuser)	Gut	Mittel	Gut	Gut	Mittel	Gut
Verdichtete Wohn- und Mischbebauung (Geschosswohnungsbau, Siedlungszentren)	Mittel	Gut	Schlecht	Mittel	Gut	Gut
Gewerbegebiete für Büros und Handel	Mittel	Mittel	Schlecht	Mittel	Gut	Gut
Industriegebiete (einschließlich produzierendem und verarbeitendem Gewerbe)	Schlecht	Gut	Mittel	Schlecht	Mittel	Gut
Verdichtete Neubaugebiete	Gut	Mittel	Mittel	Gut	Gut	Gut

Aus den oben aufgeführten Netztypen ergeben sich eine Reihe von vielversprechenden innovativen Wärmenetzkonzepten, die in Deutschland bisher allenfalls sehr selten und nur in kleinem Maßstab im Rahmen von Forschungsvorhaben oder auch noch gar nicht vertreten sind. Für die meisten dieser Netztypen gibt es aber bereits erfolgreiche Beispiele in der großtechnischen Anwendung in anderen europäischen Ländern – meist in Dänemark. Es ist wichtig, dass es auch in Deutschland Beispiele für derartige Netze in großen Anwendungsprojekten gibt, damit erstens belegt werden kann, dass eine **Übertragung auf Deutschland** möglich ist und zweitens ein inländischer Erfahrungsaustausch und der Erwerb von Erfahrungswerten möglich wird, der erhebliche Kostendegressionen auch in Deutschland ermöglicht, auf gleichen gesetzlichen und steuerlichen Randbedingungen beruht und zudem nicht mit den Problemen einer Sprachgrenze belastet ist. Die Netztypen, von denen es in Deutschland Beispiele im größeren Maßstab geben sollte, werden im Folgenden aufgelistet und kurz kommentiert.

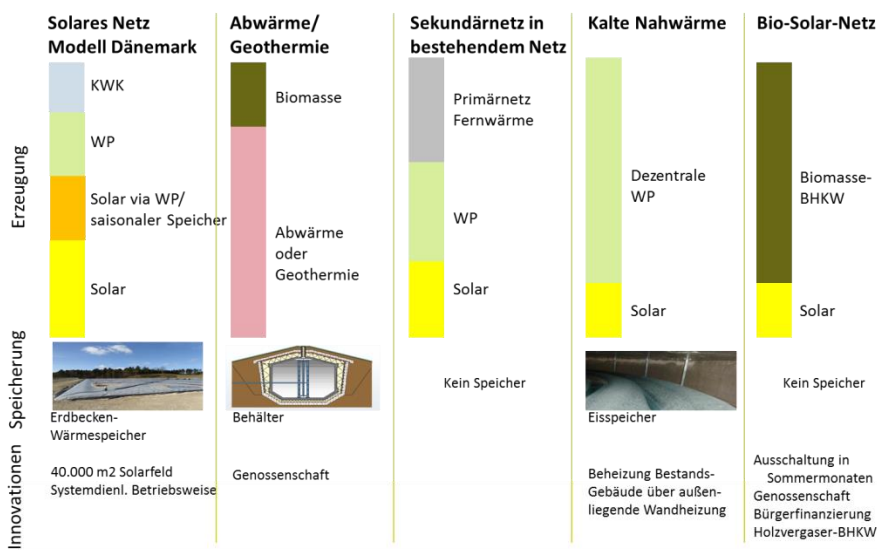


Abbildung 14: Schematische Darstellung von **Beispielen** verschiedener Wärmenetzsysteme 4.0

2.4 Technische Mindestanforderungen an Wärmenetzsysteme 4.0

Im folgenden Kapitel werden technische Mindestanforderungen abgeleitet, die für ein Förderprogramm für Wärmenetzsysteme 4.0 zu Grunde gelegt werden sollten. In einem ersten Arbeitsschritt wurden Kurzcharakterisierungen, technische und Kostendaten von 65 innovativen Wärmenetzen zusammengetragen. Die Auswahl erfolgte mit der Zielstellung, Netze zu identifizieren, die zu einer Erreichung der o. g. Ziele beitragen können. Mit den dokumentierten Netzen ist eine große Bandbreite von innovativen Fällen erfasst. Die Tabelle dient der Konkretisierung des Fördergegenstands, der Ableitung von technischen und wirtschaftlichen Kriterien und der Erprobung des Förderkonzepts.

In einem zweiten Schritt wurden basierend auf diesen Beispielnetzen, Analysen und Studien zukünftiger Netzkonzepte, der Erfahrung ausländischer Netze sowie den Rückmeldungen zweier Expertenworkshops¹ und weiterer Experteneinschätzungen technische Mindestanforderungen an Wärmenetze im Rahmen des Programms abgeleitet. Schließlich wurden die Kriterien im Lichte der Befragungsergebnisse kritisch überprüft.

Dabei wird insgesamt der **Grundsatz** verfolgt, eine größtmögliche Konzeptoffenheit zu verfolgen und Anreize zu schaffen, über einen „**Wettbewerb der Konzepte**“ einen höchstmöglichen Beitrag zu den o. g. Zielen zu leisten.

Tabelle 6: Zusammenfassung der technischen Mindestanforderungen bei Neubau-, Sekundär- oder Teilnetzen

Regelungsbereich	Anforderung
Klimaschonende Energieträger	<p>Mindestanteil EE-Wärme oder Abwärme 70 % oder Mindestanteil EE-Wärme oder Abwärme 50 % in Verbindung mit Inzentivierung höherer EE-Anteile mit höherer Förderquote.</p> <p>Außerdem max. 10 % fossiler Spitzenkessel ohne KWK und zusätzl. Anforderungen an Biomasse und Abwärme.</p> <p>Ausnahmen bei Bestandsnetzen, wenn erhebliche Reduktion (10%) der Einsparung fossiler Wärme und Vorliegen eines Netztransformationsplans</p>
Mindestgröße	Mind. 100 Anschlüsse oder 3 GWh/a. Ausnahmen bei innovativen Netzen möglich
Temperaturniveau	$T_{VL} < 85 \text{ °C}$ (Neubau und Teil-Sekundärnetz) bzw. $< 95 \text{ °C}$ (Bestandsnetze Variante Netztransformation). Ausnahmen bei tiefer Geothermie und Abwärme möglich
Wärmeverluste	Einsatz von Rohren der Dämmserie 3 oder Duo-Rohren. Wenn davon abgewichen wird, müssen Verluste unter 15 % nachgewiesen werden. Verluste über 15% können nur akzeptiert werden, wenn nachgewiesen wird, dass Abwärme sonst überhaupt nicht hätte genutzt werden können.
Wärmespeicher und Stromsystemdienlichkeit	<p>Saisonale Speicher werden regelmäßig vorausgesetzt, sind aber in begründeten Fällen verzichtbar.</p> <p>Bei Einsatz von KWK gelten Mindestanforderungen an die Größe von Wärmespeichern.</p> <p>Die angeschlossenen Stromverbraucher und –erzeuger weisen eine Schnittstelle für einen markt- oder netzdienlichen Betrieb ohne manuelle Eingriffe des Betreibers auf und sind mit dem Label VHP ready (bzw. Smart Grid Ready 2.0) ausgezeichnet.</p>
Weitere Effizienzanforderungen	<p>Verpflichtendes Online-Monitoring des Gesamtnetzes mit Übermittlung und Veröffentlichung der Daten</p> <p>Hausübergabe:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bei den Endkunden verpflichtende Durchführung eines hydraulischen Abgleichs und eines Optimierungsschecks (Überprüfung von Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur und effizienten Einbindung in das Netz) - Bei Ein- und Zweifamilienhäusern sind beim Ersatz oder bei der erstmaligen Installation von Hausübergabestationen für die Warmwasserbereitung Frischwasserstationen zu nutzen. Auch bei Mehrfamilienhäusern ist möglichst auf Zirkulationsleitungen zu verzichten und der Einsatz von Frischwasserstationen anzustreben. - Die Wärmeübergabe für die Heizung ist so auszulegen, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem primärseitigen und dem sekundärseitigen Rücklauf stets unter 5 K liegt.

¹ Durchgeführt am 25.11.2016, Teilnehmerliste siehe Anhang, und am 21.2.2017.

2.4.1 Anforderungen an eine klimaschonende Wärmeerzeugung: Mindestanteile für erneuerbare Energien und weitere Brennstoffanforderungen

Vorschlag: Feste Mindestanteile

- Die Wärmebereitstellung erfolgt zu mindestens 70% der Wärme aus Wärmeerzeugern, die Abwärme nutzen oder erneuerbare Energiequellen einsetzen.
- Der Anteil von als Spitzenkesseln genutzten Heizkesseln auf Basis fossiler Energieträger ohne Kraft-Wärme-Kopplung oder direktelektrischer Stromnutzung ist spätestens drei Jahre nach Inbetriebnahme auf max. 10 % der in das Netz eingespeisten Wärme begrenzt.
- Die restliche Wärmebereitstellung erfolgt auf Basis hocheffizienter KWK auf Erdgas-Basis oder einem vorgelagerten Primärnetz.
- Als erneuerbare Energiequellen im Sinne des Förderprogramms gelten:
 - (1) die dem Erdboden entnommene Wärme (Geothermie),
 - (2) die der Luft oder dem Wasser entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme (Umweltwärme) mit Ausnahme von Abwärme;
 - (3) die durch Nutzung der Solarstrahlung zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs technisch nutzbar gemachte Wärme (solare Strahlungsenergie),
 - (4) Wärme aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, die mit fester oder gasförmiger Biomasse betrieben werden.¹

Sofern für Nummern (1) und (2) Wärmepumpen eingesetzt werden, so ist bei elektrisch betriebenen Wärmepumpen auf einen netzdienlichen Betrieb und eine hohe JAZ zu achten.

- Abwärme ist die Wärme oder Kälte, die aus technischen Prozessen und aus baulichen Anlagen stammenden Abluft- und Abwasserströmen entnommen wird und ohne zusätzlichen Einsatz von fossilen Brennstoffen bereitgestellt wird. Für Abwärme muss ein Nachweis durch ein Abwärmenutzungskonzept erbracht werden, dass sie nicht durch Effizienzmaßnahmen vermeidbar ist. Der Projektträger ist befugt, mit einem technischen Merkblatt Eingrenzungen bezüglich der anrechenbaren Abwärmequellen vorzunehmen.
- Wärmenetze mit einem Anteil von über 50 % aus biogenen Energieträgern (bspw. Heiz- oder Heizkraftwerken mit fester Biomasse oder Wärme aus Biogas/Biomethan-BHKWs) müssen einen Solaranteil von mindestens 15 % aufweisen oder mit besonders effizienten Umwandlungstechnologien auf Basis eines Holzvergaser-BHKW oder einer Brennstoffzelle ausgestattet sein, mit denen der überwiegende Teil der Biomasse genutzt wird.
- Wenn Wärme aus einem Sekundärnetz genutzt wird, wird sowohl der EE-Anteil als auch der Anteil von Heizkesseln des vorgelagerten Netzes auf den erforderlichen Mindestanteil angerechnet.
*Beispiel: Das Sekundärnetz wird zu 40 % aus dem vorgelagerten Netz beliefert; das vorgelagerte Netz enthält 40 % Wärme aus einem hocheffizienten Biomasse-HKW, dann dürfen 40 % * 40 % = 16 % EE-Anteil für das Sekundärnetz bilanziert werden.*
- Bei förderfähigen Maßnahmen in Bestandsnetzen nach dem Prinzip „Netztransformation“ kann in Einzelfällen von diesen Anforderungen abgewichen werden, wenn ein erheblicher Beitrag zur Reduktion der Einspeisung fossiler Wärme erbracht wird und ein Netztransformationskonzept vorgelegt wird (definiert z. B. als

¹ Hier ist bewusst Wärme aus biogenen Heizwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung für die Anrechnung auf die 70 % ausgeschlossen.

10 % Einsparung fossil eingespeister Wärme, Einzelheiten hierzu siehe Kapitel 4.3.6).

Variante Gleitender Einstieg:

- Der Mindestanteil beträgt nur 50 % - mit obigen Anforderungen -, dafür wird ein Anreiz in Form einer steigenden Förderquote für Netze mit höheren EE-Anteilen geschaffen (siehe hierzu Kapitel 4.3.5).
- Die anderen Anforderungen gelten unverändert.

Begründung:

Zukunftsweisende Wärmenetze müssen perspektivisch überwiegend aus CO₂-freien und unerschöpflichen Wärmequellen gespeist werden. Während die Ausschreibung „Innovativer KWK“ vorrangig das Ziel verfolgt, neben KWK auch erneuerbare Wärmeerzeugung in bestehende Fernwärmenetze zu integrieren, ist das Ansinnen des Programms Wärmenetzsysteme 4.0, die Versorgung vom Zielzustand her zu denken und aufzuzeigen, dass eine erneuerbare Energieversorgung technisch machbar und übertragbar ist. Eine weitere Ausschöpfung des knappen Biomassepotenzials sollte im Rahmen von Wärmenetzsysteme 4.0 nur zurückhaltend gefördert werden.

Vorgeschlagen wird eine Mindestanforderung von 70 % EE- bzw. Abwärme-Anteil oder alternativ 50 %, wenn durch einen Mechanismus sichergestellt wird, dass höhere EE-Anteile angereizt werden. Damit ist es möglich, dass ein gewisser Anteil für effiziente KWK aus Erdgas als Brückentechnologie und bei Erfordernis im Strommarkt zulässig ist. Ein geringer Anteil von Wärme aus fossil befeuerten Kesseln bleibt aus Wirtschaftlichkeitsgründen zulässig. Mit einem Anteil dieser günstigen Kessel von 10% an der jährlichen Wärmeerzeugung kann typischerweise bereits mehr als die Hälfte der winterlichen Spitzenlast abgedeckt werden, sodass die teureren Komponenten wie Wärmepumpen, Biomassekessel, KWK-Anlagen oder Tiefenbohrungen nur noch auf knapp die Hälfte der am kältesten Tag auftretenden Wärmelast ausgelegt werden müssen.

Wärme aus Wärmepumpen wird in diesem Vorschlag ohne explizite Effizienzanforderungen anerkannt. Dies hat folgenden Hintergrund: Wie ausführlich in Kapitel 2.3.1 erläutert, schwanken die in der Praxis in Wärmenetzen erzielbaren JAZ je nach Schaltvariante, Temperaturniveau und Quelle zwischen 2,5 und 4,3. In vielen Fällen wird sinnvoll keine JAZ von 3,8 (wie im MAP für Großwärmepumpen gefordert) realisierbar sein. Auch im MAP dürfte dieser Fördertatbestand auf Grund der hohen Anforderung ins Leere laufen. Hohe JAZ lassen sich in Verbindung mit Kältebereitstellung erreichen; dies schränkt aber den Einsatzbereich von Wärmenetzen weiter ein.

Effizienz von Wärmepumpen
Siehe auch Kap. 2.2.1

Erschwerend kommt ein weiterer Aspekt hinzu: Die Wärmepumpen in Kombination mit Solaranlage und saisonalem Speicher nehmen als Wärmequelle nicht die Umwelt, sondern sie entnehmen die Wärme aus dem Fernwärmesystem und fügen sie an anderer Stelle dem System wieder zu - also zunächst ein Nullsummenspiel. Dem System wird erst mal nur die eingesetzte Bioöl- oder Strommenge zugeführt – ganz egal wie groß der COP der Wärmepumpe gerade ist. Insofern ist in diesen Fällen die JAZ, wenn sie direkt an der Wärmepumpe gemessen wird, bedeutungslos. Wichtiger ist das, was in der Literatur „Systemarbeitszahl“ genannt wird, die auf folgender Analyse beruht: Um wieviel steigt die Einspeisung aus der Solaranlage in das Fernwärmenetz, wenn der Solaranlage noch eine Wärmepumpe zugefügt wird? Um das zu berechnen, sind nicht nur die Temperaturen am Ein- und Ausgang der Wärmepumpe und deren COP wichtig, sondern entscheidend sind die gerin-

geren Verluste im Solarfeld und im Speicher, weil die Wärmepumpe zu geringeren Mitteltemperaturen im Kollektorfeld und im Speicher führt. Aber um diese Systemarbeitszahl zu berechnen, ist ein hoher Simulationsaufwand erforderlich.

Andererseits ist wegen der hohen Stromkosten eine hohe JAZ schon im Interesse der Betreiber; anders als bei privaten Endkunden handelt es sich hier um professionell betriebene und kontinuierlich überwachte Systeme, deren Optimierungspotenzial ausgeschöpft werden dürfte.

Netze mit einem hohen Biomasse-Anteil werden bereits heute vielfältig realisiert und durch das MAP ausreichend gefördert. Daher stellt das Programm Wärmenetzsysteme 4.0 zusätzliche Anforderungen an solche Netze, nämlich eine ressourcenschonendere Nutzung des begrenzten Potenzials an Biomasse durch einen Mindestsolaranteil, innovative KWK mit Holzvergasern oder Brennstoffzellen.

Geprüft wurde auch eine Alternative auf Basis von „nachhaltigkeitskorrigierten Primärenergiefaktoren“. In dieser Variante werden die Anforderungen so formuliert, dass verschiedene Kombinationen von Energieträgern in Grenzen möglich sind. Die Bedingung wäre, dass ein neu definierter, gemäß der energetischen Anteile gewichteter, nachhaltigkeitsmodifizierter Primärenergiefaktor maximal xxx [bspw. 0,35] betragen darf. Der nachhaltigkeitsmodifizierte Primärenergiefaktor PEF_{korrr} wird nach der Formel $PEF_{korrr} = \sum_i Anteil_i * PEF_{korrr,i}$, (i: Brennstoff) berechnet. Der bewertete Primärenergiefaktor wird basierend auf den Primärenergiefaktoren gemäß EnEV berechnet, allerdings unter zusätzlicher Berücksichtigung der Klimawirkung und der Knappheit der Brennstoffe. Einen Vorschlag für ein Bewertungssystem enthält Tabelle 5-1 im Anhang. *Beispiel: Der Bewertungsfaktor für ein Netz mit 40 % Solarenergie und 60 % Biomassekessel errechnet sich mit den Faktoren aus Tabelle 5-1 zu $(0,4*0,0 + 0,6*0,5) = 0,3$.*

Dafür werden die in Tabelle 5-1 dargestellten Bewertungsfaktoren definiert, welche eine ähnliche Funktion wie die aus der EnEV bekannten Primärenergiefaktoren haben, aber zusätzlich noch Aspekte der Nachhaltigkeit berücksichtigen. Der in Variante 2 als Richtwert angesetzte nachhaltigkeitskorrigierte Primärenergiefaktor von beispielsweise maximal 0,3 wird nur von den Beispielnetzen unterschritten, die hohe Anteile an Solarwärme, Abwärme oder Biomasse-KWK aufweisen. Mit der einfachen Verbrennung von Biomasse lässt sich dieser Richtwert nicht erreichen.

Dieser Vorschlag erlaubt es zwar, elegant Nachhaltigkeitsgrenzen der einzelnen Energieträger (z. B. Biomasse) zu bewerten. Es handelt sich aber um ein neues Bewertungsverfahren, dessen Einführung gerade im Kontext der Diskussion um Primärenergiefaktoren derzeit im politischen Prozess nur schwierig einzuführen ist.

2.4.2 Mindestgröße

Vorschlag:

- Mindestens 100 Anschließer bzw. ein Wärmeabsatz im geplanten Endausbau-Zustand größer als 3 GWh/a
- Ausnahmen sind bei besonders innovativen Systemen möglich (Ermessensspielraum des Fördermittelgebers bei Antragsprüfung).

Begründung:

Biomasse

Geprüfte, aber verworfene Variante: nachhaltigkeitskorrigierte Primärenergiefaktoren

Der für die kostengünstige Wärmeerzeugung entscheidende Skaleneffekt von Wärmenetzen, der durch die Zusammenfassung von mehreren Verbrauchern entsteht, muss zum Tragen kommen¹. Die Ausschöpfung des großen Potenzials von Wärmenetzsystemen 4.0 kann zwar mit kleinen Netzen (bevorzugt im ländlichen Raum) beginnen, muss aber perspektivisch auf die größeren Netze ausgedehnt werden. Kleinere Netze gibt es bereits in größerer Zahl, sodass eine Hervorhebung im Programm nur beim Vorliegen besonders innovativer Elemente erwogen werden sollte. Aus der Potenzialanalyse in Kapitel 2.2.3 geht andererseits hervor, dass eine große Anzahl an Netzen in einem Größenbereich ab 2 GWh/a verortet ist.

Auf der anderen Seite ist die Anzahl von 100 Anschlüssen noch nicht zu groß, um von einer neu gegründeten Bürgerinitiative organisiert zu werden. Sie liegt aber bereits in dem Bereich, in welchem nur wenige Erfahrungen mit dem Neubau regenerativer Wärmenetze im ländlichen Raum bestehen. Die Mindest-Wärmeabsatzmenge würde bei 100 Anschlüssen bei ungefähr 2-3 GWh/a liegen, wenn es sich um typische Wohneinheiten handelte.

Richtige Skalenvorteile lassen sich allerdings erst ab Mindestwärmeabsatz deutlich über 2 GWh/a erzielen, die sich bei saisonalen Speichern, großen Kollektorfeldern oder KWK-Anlagen mit biogenen Brennstoffen ergeben. Saisonale Speicher sollten eine Mindestgröße von 10.000 m³ nicht unterschreiten, um die prozentualen Wärmeverluste zu begrenzen. Bei diesem Volumen und einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 70 K liegt die Speicherkapazität bei etwa 0,8 GWh, was einem Sechstel des Jahreswärmebedarfs entspricht. Hiermit lassen sich solare Deckungsanteile von über 40% erreichen, was ausreichend ist, um von saisonaler Speicherung zu sprechen. Aus technischen oder Kostengründen sollte die Größe von Kollektorfeldern nicht unter 2.000 m², die von KWK-Anlagen mit fester Biomasse nicht unter 1 MW_{th} und die von Holzvergaser-BHKW nicht unter 250 kW liegen. Auch aus diesen Mindestgrößen folgt mindestens der oben geforderte Mindestwärmeabsatz von 3 GWh/a, wenn folgende plausiblen Randbedingungen angesetzt werden: Jährliche Kollektorausbeute von 500 kWh/m²a bei einem solaren Deckungsanteil von 20%, der auch ohne saisonale Speicherung erreichbar ist, oder 5.000 Vollbenutzungsstunden bei einem Hackschnitzel-HKW mit einem Deckungsanteil von 80%. Für ein auf die Deckung der sommerlichen Grundlast ausgelegtes Holzvergaser-BHKW mit 8.000 Vollbenutzungsstunden und einem Deckungsanteil von 20% ist dagegen ein Mindestwärmeabsatz von 3 GWh/a bereits zu knapp bemessen.

2.4.3 Temperaturniveau

Vorschlag:

- Erforderliche Vorlauftemperatur im Winter maximal 85°C bei Neubau- bzw. 95 °C bei Bestandsnetzen. Ausnahmen sind in den Fällen möglich, in denen die Wärme ohne den Einsatz von Brennstoffen oder zusätzlichem Aufwand bei höheren Temperaturen zur Verfügung steht (z.B. Abwärme aus Hochöfen, Geothermie im südlichen Molassebecken)
- Bei förderfähigen Maßnahmen in Bestandsnetzen kann in Einzelfällen von diesen Anforderungen abgewichen werden, wenn ein erheblicher Beitrag zur Reduktion der Einspeisung fossiler Wärme erbracht wird und ein Netztransformatorenkon-

¹ Beim MAP, wo auch Netze mit nur einem Anschluss gefördert werden, ist dies häufig nur begrenzt der Fall.

zept vorgelegt wird (definiert z. B. als 10 % Einsparung fossil eingespeister Wärme, Einzelheiten hierzu siehe Kapitel 4.3.6).

Begründung:

Netze können hinsichtlich ihres Temperaturniveaus in verschiedene Bereiche eingeteilt werden (Abbildung 15). Niedertemperaturnetze sind Netze mit Vorlauftemperaturen von unter 90 - 95 °C (wobei in den Netzen typischerweise mit gleitender Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur gearbeitet wird).

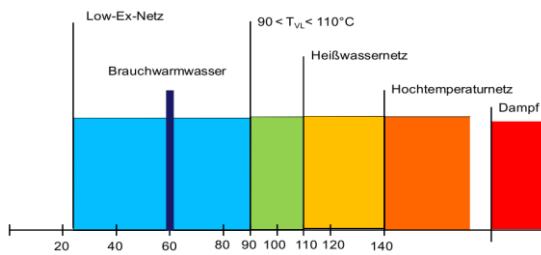


Abbildung 15: Temperaturniveaus Wärmenetze. Quelle: ifeu et al. (2013).

Dabei wird unterschieden in drei Bereiche: a) eng gefasste LowEx-Definition mit bis zu 40°C Vorlauf, b) rund 60°C Vorlauf (Legionellengrenze) und c) 70-95°C Vorlauf.

Ein geringeres Temperaturniveau mindert nicht nur die Wärmeverluste, sondern erleichtert auch den Einsatz von Wärmepumpen, Solar- oder Geothermie. Netztemperaturen von unter 100°C sind aus Sicherheits- und Kostengründen ohnehin sinnvoll. Die geforderten Temperaturen werden in fast allen neu errichteten Beispielnetzen eingehalten. Umgekehrt reicht ein Temperaturniveau von bis zu 85 °C aus, um die üblichen Wärmeanforderungen zu decken, auch in unsanierten Bestandsgebäuden mit problematischer Wärmeabgabe-Infrastruktur. Vereinzelt höhere Anforderungen (z. B. Dampfbedarf) kann mit dezentraler Nacherwärmung erzielt werden.

Die meisten der recherchierten 65 Beispielnetze halten diese Anforderungen ein (Abbildung 16). Die Temperaturniveaus der erfassten Netze bewegen sich zwischen rd. 50 und 85 °C Vorlauftemperatur im Winter bei den meisten Netzen. Ausnahmen sind: kalte Nahwärmenetze, Netze mit geothermischer Wärme oder Abwärme, bei denen das Temperaturangebot durch die Quelle höher liegt und Netze, die in Fernwärmenetze einspeisen.

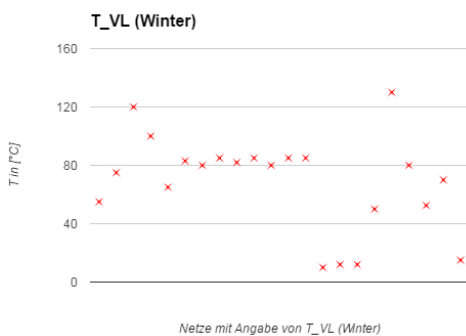


Abbildung 16: Vorlauftemperatur im Winter in den Beispielnetzen.

Unterhalb von 85 °C gibt es hingegen unterschiedliche Netzkonzepte, die jeweils unterschiedliche Einsatzbereiche haben. Eine weitere Einschränkung des zugelassenen Temperaturfensters wäre daher nicht zielführend.

Bei Bestandsnetzen ist die Anforderung auf 95 °C anzuheben, da bei einer Reihe von Praxisnetzen in der ersten Transformationsphase Schwierigkeiten bei der Umstellung der Endkunden auf niedrigere Temperaturen auftreten können, die nur im Laufe eines Umstellungsprozesses schrittweise behoben werden können.

2.4.4 Wärmeverluste

Vorschlag:

- Bei den Wärmeleitungen sind ausschließlich Rohre der Dämmserie 3 oder Duo-Rohren einzusetzen. Werden Wärmeverluste unter 15% für den Ausbauzustand des Netzes nachgewiesen, so dürfen auch andere Rohre eingesetzt werden.
- Die Wärmeverluste müssen nach anerkanntem Stand der Technik berechnet werden. Die Planungsunterlagen sind beizufügen.
- Verluste über 15% können nur akzeptiert werden, wenn nachgewiesen wird, dass Abwärme sonst überhaupt nicht hätte genutzt werden können.

Begründung:

Wärmeverluste sind bei der Nutzung von Wärmenetzen unvermeidlich. Die dabei an die Leitungsumgebung abgegebene Energiemenge muss zusätzlich in das Netz eingespeist werden. Wie hoch der Aufwand hierfür ist, hängt von der Wärmequelle ab. Zu strenge Grenzwerte bei den Wärmeverlusten können kontraproduktiv sein. Auch vorbildliche Gesamtsysteme wie das Beispielnetz im dänischen Hvidebaek, welches seinen Wärmebedarf kostengünstig und vollständig aus lokal verfügbarem Überschussstroh und solarer Wärme deckt, können Verluste von deutlich über 30% aufweisen¹. Erhöhte Wärmeverluste sind allerdings nur unter bestimmten Umständen tolerabel, insbesondere dann, wenn ohnehin mehr Wärme zur Verfügung steht als genutzt werden kann (z.B. Abwärme aus Raffinerien oder Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken). Aber auch in diesen Fällen sollte darauf geachtet werden, dass möglichst wenig Wärme verloren geht.

Rohrleitungen mit verbesserter Wärmedämmung sind sperriger als normale Leitungen und daher besonders im städtischen Umfeld schwerer zu verlegen. Sie werden daher nur bei hohen Wärmeverlusten gefordert, wie sie normalerweise nur im ländlichen Umfeld auftreten. Durch Verwendung der besten heute am Markt verfügbaren Rohrtypen ist eine Minderung der Verluste um den Faktor 2 möglich. Die verstärkte Wärmedämmung verursacht zusätzliche Kosten, welche sich durch Einsparungen beim Wärmeverbrauch amortisieren müssen. Logstor empfiehlt den Übergang von Dämmserie 2 zur Dämmserie 3 ab Wärmekosten von 50 €/MWh (Jorsal 2016). Die Firma Solarcomplex, welche sich auf Wärmenetze für Bioenergiedörfer spezialisiert hat, verwendet stets die bestgedämmten am Markt verfügbaren Wärmeleitungen (Kraft 2014).

¹ Im Mittel weisen dänische Netze Verluste von 20% auf.

Exkurskasten: Einflussparameter für die Netzverluste

Um die Netzverluste gering zu halten, gibt es eine Reihe von Möglichkeiten. Zunächst sind hier die Netztemperaturen zu nennen. Je geringer die Temperaturdifferenz des Netzes gegenüber dem Erdreich ist, in welchem die Leitungen verlegt sind, desto geringer sind auch die Verluste. Dies ist einer der Gründe, warum in jedem Netz Maßnahmen ergriffen werden sollten, sowohl die Vorlauf- als auch die Rücklauf-temperatur möglichst weit abzusenken. Auch die Qualität der Wärmeleitungen hat einen erheblichen Einfluss auf die Verluste. Die wichtigsten Parameter sind hier:

- Die Dicke der Wärmedämmung, die das Wärmeleitungsrohr umhüllt. Es werden standardmäßig Fernwärmerohre mit einfacher (sog. Serie 1), verstärkter (Serie 2) oder zweifach verstärkter Wärmedämmung (Serie 3) angeboten.
- Die Wärmeleitfähigkeit (λ -Wert) des Isoliermaterials. Dabei sind auch Verschlechterungen aufgrund von Diffusionsprozessen während der Lebensdauer der Leitung zu berücksichtigen¹ (Jorsal 2016).
- Der Aufbau der Wärmeleitung. Es werden Uno- und Duo-Rohre angeboten. Bei den Duo-Rohren befinden sich die beiden mit dem Heizwasser gefüllten und von der Wärmedämmung umhüllten Mediumrohre für den Vor- und Rücklauf des Wärmenetzes in dem gleichen Mantel. Diese Bauart weist deutlich geringere Wärmeverluste auf und ist im Vergleich zu zwei Uno-Rohren sogar billiger. Dafür sind sie sperriger und daher schwerer zu verlegen. Perspektivisch gibt es auch Überlegungen, ein drittes Mediumrohr innerhalb des gleichen Mantels zu integrieren. Dieses Rohr ist dünner als die beiden anderen und dient die meiste Zeit des Jahres als Vorlaufleitung. Nur an den kältesten Tagen wird auch noch die zweite, dickere Vorlaufleitung benötigt. Wegen der geringen Abmessungen der dritten Leitung sind deren Wärmeverluste besonders gering (Bruus et al 2004).

Die Unterschiede zwischen den heute bereits am Markt verfügbaren Rohrtypen sind erheblich. Während zwei einfach isolierte Uno-Rohre mit dem Durchmesser DN 100 bei einer Vor-/Rücklauf-temperatur von 80°C/50°C noch Wärmeverluste von 28,6 W je Trassenmeter aufweisen sinkt dieser Wert bei einem Duo-Rohr mit zweifach verstärkter Wärmedämmung auf nur noch 12,3 W/m, also eine Verbesserung um mehr als den Faktor 2 (Brugg 2016). Die verstärkte Wärmedämmung verursacht zusätzliche Kosten, welche sich durch Einsparungen beim Wärmeverbrauch amortisieren müssen.

Meistens werden die Verluste eines Netzes nicht als Absolutwert, sondern als Prozentwert im Vergleich zur insgesamt in das Netz eingespeisten Wärmemenge angegeben. Auf diesen Verlustwert hat neben den oben angegebenen Parametern auch noch die an die Wärmekunden abgegebene Wärmemenge einen entscheidenden Einfluss. Je geringer die verkaufte Wärmemenge, umso höher ist der prozentuale Netzverlust. So ist etwa der Wärmeabsatz in Neubaugebieten mit gut gedämmten Häusern relativ gering. Dänische Untersuchungen zeigen aber, dass auch bei der Versorgung von Niedrigenergiehäusern bei einem Wärmeabsatz von unter 200 kWh pro Trassenmeter und Jahr (also deutlich unter dem MAP-Grenzwert für förderfähige Wärmenetze von 500 kWh/m,a) die Wärmeverluste kostengünstig auf 10% begrenzt werden können (Olsen et al 2008).

In Altbaugebieten werden geringe prozentuale Netzverluste dann erreicht, wenn die Gebäude dicht stehen und sich möglichst alle Gebäude an das Wärmenetz anschließen lassen. Ländliche Gebiete mit meist aufgelockerter Bebauung sind strukturell daher zunächst weniger geeignet. Dafür stehen hier kostengünstige Biomasse oder Flächen für großflächige Solaranlagen zur Verfügung. Beispiele von Bioenergiedörfern zeigen, dass in der Praxis auch die zunehmende Erfahrung eine Rolle bei den gemessenen Netzverlusten spielt. Während sich beim ersten Bioenergiedorf der Firma Solarcomplex noch ein Wärmeverlust von 38% ergab, welcher deutlich über dem prognostizierten Wert lag, sanken die Verluste beim achten Bioenergiedorf, dessen Wärmenetz 6 Jahre später in Betrieb genommen wurde, auf einen Wert von unter 18%, welcher nur noch geringfügig über dem rechnerisch erwarteten Wert liegt (Nast 2015). Neben der zunehmenden Erfahrung spielten auch besser gedämmte Wärmeleitungen, eine etwas geringere Netztemperatur sowie eine höhere Netzbelegung bei der Abnahme der Wärmeverluste eine Rolle.

¹ Das Isolationsmaterial der Wärmedämmung wird mit einem gut isolierenden Gas aufgeschäumt. Dieses kann, sofern keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden, im Laufe der Jahre aus dem Dämmmaterial heraus diffundieren.

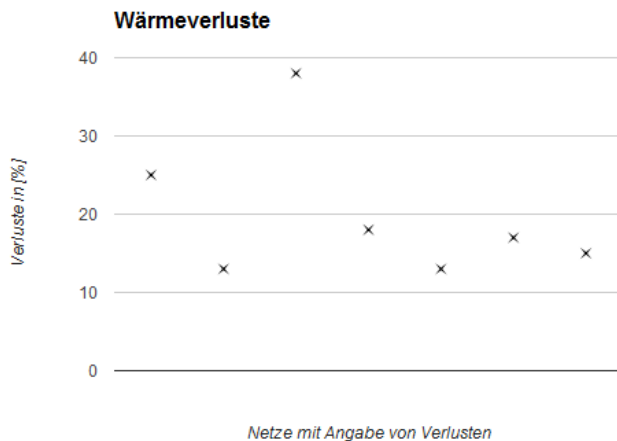


Abbildung 17: Wärmeverluste in den Beispielnetzen.

2.4.5 Groß- und Saisonalwärmespeicher

Vorschlag:

- Wärmenetze sollten mit einem saisonalen Großwärmespeicher ausgestattet sein. Sie müssen aber nicht zwingend ein Bestandteil des Gesamtsystems sein, wenn dies konzeptionell nicht sinnvoll ist. Ein Verzicht hierauf ist im Förderantrag aber näher zu begründen. Saisonalpeicher sollten – wenn es zu einer Innovationsfördersäule käme – als Einzelkomponente dort verbessert gefördert werden (siehe Kapitel 4.3).
- Bei Einsatz von KWK gelten ergänzend Mindestanforderungen an die Größe von Wärmespeichern:
 - Bei KWK-Anlagen mit fossilen oder festen Brennstoffen: Speicherkapazität für 48 Stunden Volllastbetrieb der Anlage
 - Bei (Roh-)Biogas-BHKW: Wärmespeicherkapazität entsprechend der Speicherkapazität des Biogasspeichers.
- Für den Zweck der Innovationsförderung (siehe Kapitel 4.3.5) werden Saisonalpeicher wie folgt definiert:
 - Die Wärmespeicherkapazität¹ ist größer als ein Sechstel des Jahreswärmeabsatzes (entsprechend zwei Monaten) des Gesamtsystems.
 - Mindestgröße² 10.000 m³.
 - Jährlicher Wärmeverlust kleiner als 40% der dem Speicher entnommenen Wärmemenge (entspricht 30% der eingespeisten Wärme)
 - Ausnahmen von der Anforderung an die Mindestgröße des Speichers und an das Gesamtsystem sind bei besonders innovativen Konzepten möglich (Ermessensspielraum des Fördermittelgebers bei Antragsprüfung), aber im Antrag detailliert zu begründen.

¹ Die für die Berechnung erforderliche Temperaturdifferenz ist anhand des bestimmungsgemäßen Betriebs des Speichers innerhalb des Gesamtsystems zu ermitteln.

² Angabe gilt für Wasser als Speichermedium. Bei der Verwendung anderer Materialien ist die Speichergröße so zu wählen, dass sich die gleiche Speicherkapazität ergibt.

Begründung:

Ob einem Speicher eine saisonale Funktion zukommt, hängt von der Höhe des Wärmebedarfs der Verbraucher in Relation zur Speicherkapazität ab. Mit der oben geforderten Mindestwärmespeicherkapazität von zwei Monaten wird ein solarer Deckungsanteil von ca. 40% erreicht (beispielsweise im dänischen Dronninglund). Das ist ausreichend, um dem Speicher eine saisonale Funktion zuzusprechen.

Das geforderte Mindestvolumen des Speichers ergibt sich aus dem Mindest-Jahreswärmeabsatz, der für das Gesamtsystem gefordert wird. Speicher mit einem Volumen von über 10.000 m³ sind in Deutschland selten und dienen dann meist dem stromgeführten Betrieb von KWK-Anlagen. Der größte dänische Speicher in Vojens hat das 20fache Volumen und dient als saisonaler Speicher für ein großes Kollektorfeld.

Ebenso wie im Wärmenetz ist beim Speicher auf eine Begrenzung der Verluste zu achten. Es wird hier das in den MAP-Richtlinien vom April 2015 festgelegte Kriterium (Kap. V Nr. 6 in der Richtlinie vom 11.3.2015) übernommen, welches die Verluste auf die über den Speicher umgesetzten Wärmemengen bezieht. Diese werden in der Planung auch eingehalten (München-Attenkirchen = 10%, Crailsheim = 37%, Eggenstein = 27%). In einigen vermessenen saisonalen Speichern liegen die Werte allerdings teilweise sehr viel schlechter (Solites 2012, S. 137 ff.)

Des Weiteren können bei der Bewertung von Saisonalspeichern Kriterien berücksichtigt werden, die sich auf Speichertemperatur, Be- und Entladeeinrichtungen, Hilfsstrom oder Kosten beziehen. Allerdings ist eine generische Formulierung solcher Bedingungen nicht möglich. Im Rahmen des Planungsprozesses müssen diese Aspekte sowieso berücksichtigt werden.

Mindestgröße Speicher zur Flexibilisierung der Stromerzeugung

Siehe Kapitel 2.4.9.

Sinnhaftigkeit des Einsatzes saisonaler/Groß-Speicher je nach Anwendungsgebiet

Speicher sind kein Zweck an sich, sondern müssen eine Funktion erfüllen, damit die mit ihnen verbundenen Kosten und Verluste für das Gesamtsystem sinnvoll sind. Im Kern gibt es zwei Gründe für den Speichereinsatz:

1. Wenn **Angebot und Nachfrage** nicht zum gleichen Zeitpunkt erfolgen. Saisonwärmespeicher sind erst dann erforderlich, wenn zwischen dem Wärmeangebot und der Wärmenachfrage deutlich mehr als ein Monat liegt. Dies ist in erster Linie bei thermischen **Solaranlagen** mit hohen solaren Deckungsanteilen der Fall, wo mit dem großen sommerlichen Wärmeangebot erst im Winter geheizt werden soll. Dazu gehören auch Wärmeerzeuger, bei denen im Sommer Wärme anfällt, die ohne Speicherung unwiderruflich verloren wäre. Beispiele hierfür sind Biogasanlagen, bei denen das ganzjährig anfallende Biogas kaum speicherbar ist und daher sofort genutzt werden muss, verschiedene **Abwärmeanlagen** mit kontinuierlichem Abwärmeanfall oder Anlagen zur Müllverbrennung, die das ganze Jahr über genutzt werden müssen.
2. Der zunehmende Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Strommarkt wirkt sich über die Sektorkopplung auch auf den Wärmemarkt aus. Große Wärmespeicher können dazu beitragen, die **Fluktuationen im Strommarkt** zu be-

grenzen und auch um etwaigen Überschussstrom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Beim Einsatz von Strom im Wärmemarkt (über Wärmepumpen oder E-Heizer) ist für die maximale erforderliche Speicherdauer der zeitliche Abstand zwischen einer Periode mit großer und mit geringer Residuallast entscheidend. Der Verlauf der Residuallast hängt besonders vom Verlauf des Stromangebots von PV- und Windanlagen ab. Hier gibt es zwar Zeiten, in denen das Angebot über mehr als eine Woche knapp ist, nicht jedoch über mehr als einen Monat. Beim Einsatz von KWK-Anlagen können Wärmespeicher dazu genutzt werden, diese Anlagen stromgeführt, d.h. in Abhängigkeit vom Strompreis zu fahren. Wird bei hohem Strompreis gerade keine Wärme benötigt, so kann sie zwischengespeichert werden, bis sie während einer Periode mit niedrigem Strompreis, wenn die KWK-Anlage stillsteht, wieder benötigt wird. Auch diese Perioden richten sich nach dem Verlauf der Residuallast. Speicherzeiten von mehr als einem Monat sind daher nicht erforderlich (siehe hierzu Kapitel 2.4.9). Große Wärmespeicher in Wärmenetzen mit KWK-Anlagen, Wärmepumpen oder E-Heizern sind geeignet, um über die Sektorkopplung den Strommarkt zu stabilisieren. Es müssen dafür aber nicht unbedingt Saisonalpeicher sein.

Saisonalpeicher sollten daher im Regelfall ein Bestandteil des Gesamtsystems sein, und können deshalb bei der Förderung bevorzugt berücksichtigt werden. Ausnahmen können wirtschaftliche oder technische Ursachen haben. Dafür kommen folgende Gründe in Frage:

- Es gibt kostengünstigere alternative Speichermöglichkeiten. Dies ist bei fester Biomasse und allen Arten fossiler Brennstoffe der Fall.
- Es wird Strom genutzt, um die Wärme bereitzustellen (z.B. unter Einsatz von Wärmepumpen). Angebot und Nachfrage nach Strom sind relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt. Überschüsse oder Knappheiten treten jeweils nur für kurze Zeiträume auf. Bei groß dimensionierten Wärmespeichern tritt zudem die Gefahr auf, dass verstärkt kostengünstiger Braunkohlestrom genutzt werden kann, mit der Folge eines erhöhten Ausstoßes von Klimagasen.
- Bei der Nutzung von Abwärme ist eine Wärmespeicherung nur dann sinnvoll, wenn wenigstens in den Wintermonaten die Nachfrage nach Wärme das Angebot an Abwärme übersteigt.
- Die Realisierung von beispielhaften solaren Großanlagen sollte nicht durch Forderungen nach einem unter den örtlichen Randbedingungen unwirtschaftlichen saisonalen Speicher verhindert werden¹.
- Wenn in der Nähe eines ansonsten vorbildlichen Wärmenetzes kein geeigneter Standort für einen saisonalen Speicher vorhanden ist.

2.4.6 Effizienz und Mindestanforderungen an Komponenten und Gesamtsystem

Vorschlag:

- Es muss ein **Online-Monitoring** des Gesamtnetzes mit Übermittlung der Daten an den Fördergeber garantiert sein, mit dem Ziel, diese im Internet zugänglich zu machen. Nur dann ist sichergestellt, dass aus den Erfahrungen mit dem Netz gelernt werden kann.

¹ Beispielsweise wäre die weltweit größte und äußerst kostengünstige Anlage in Silkeborg mit einer Kollektorfläche von 157.000 m² wohl nicht gebaut worden, wenn ein saisonaler Speicher gefordert worden wäre.

- Bei den **Hausübergabestationen** und der Heizverteilung ist mit verschiedenen Maßnahmen auf eine geringe Rücklauftemperatur und eine hohe Effizienz zu achten.
 - Verpflichtende Durchführung eines **hydraulischen Abgleichs** und eines **Optimierungschecks** (Überprüfung von Maßnahmen zur Absenkung der Rücklauftemperatur und effizienten Einbindung in das Netz) bei allen Anschließen
 - Bei Ein- und Zweifamilienhäusern sind beim Ersatz oder bei der erstmaligen Installation von Hausübergabestationen für die Warmwasserbereitung **Frischwasserstationen** zu nutzen. Auch bei Mehrfamilienhäusern ist möglichst auf Zirkulationsleitungen zu verzichten und der Einsatz von Frischwasserstationen anzustreben.
 - Warmwasser-Speichersysteme mit innenliegenden Wärmetauschern werden im Rahmen von Wärmenetzsysteme 4.0 nicht gefördert.
 - Die Wärmeübergabe für die Heizung ist so auszulegen, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem primärseitigen und dem sekundärseitigen Rücklauf stets unter 5 K liegt.
- Keine zusätzlichen Anforderungen, die über das in den anderen Abschnitten geforderte hinausgehen.

Begründung:

Ein **Online-Monitoring** erlaubt die Erfassung der Betriebserfahrung mit den Wärmenetzen und ist daher eine wichtige Informationsquelle für eine allfällige Übertragbarkeit und eine Bewertung der Performance. Sie stellt auch ein gewisses Korrektiv dar, weil die Antragsteller bereits wissen, dass hinterher die Performance der Anlage eingesehen werden kann. Die Mehrkosten sind vernachlässigbar, und bei einer Erfassung auf Netzebene sind auch keine datenschutztechnischen Probleme zu befürchten.

Die **Heizsysteme** und **Hausübergabestationen** der an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude haben einen entscheidenden Einfluss auf die Netztemperaturen und damit auch auf die Wärmeverluste. Für ein gegebenes Gebäude müssen die Heizflächen auf eine Mindesttemperatur gebracht werden können, damit auch am kältesten Tag das Haus warm bleibt. Wird die Wärmedämmung verbessert oder werden die Heizkörper vergrößert, so sinkt diese Mindesttemperatur. Dies bedeutet, dass nach einer Sanierung das Gebäude mit geringeren Vor- und Rücklauftemperaturen beheizt werden kann. Je größer die Heizflächen (am besten Fußbodenheizung) und je besser die Wärmedämmung, umso geringer ist die erreichbare Rücklauftemperatur. Der Aufwand für diesbezügliche Sanierungsmaßnahmen ist aber sehr hoch, sodass hier keine quantitativen Mindestanforderungen gestellt werden. Es wird aber gefordert, dass neu installierte Übergabestationen so ausgelegt sind, dass die primärseitige (= fernwärmeseitig) Rücklauftemperatur nur geringfügig über der sekundärseitigen (gebäudeseitig) liegt und dass eine Analyse der angeschlossenen Kunden erfolgt.

Brand (2013) zeigt anhand eines an ein Wärmenetz angeschlossenen Gebäudes aus den 70er Jahren, dass sich durch Sanierungsmaßnahmen (Halbierung des jährlichen Wärmebedarfs und Verdopplung der Einbautiefe der Radiatoren) die am kältesten Tag erforderlichen Vor- und Rücklauftemperaturen von 78°C/33°C auf 50°C/24°C absenken lassen. Dadurch sinken auch die absoluten Wärmeverluste im Netz. Die prozentualen Wärmeverluste, die sich auf den geringeren Wärmebedarf der sanierten Gebäude beziehen, nehmen dabei zwar immer noch zu, aber weitaus geringer, als dies der Fall wäre, wenn nur der geringere Wärmebedarf berücksichtigt würde.

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 Rücklaufemperatur aufgrund von ungleichmäßig durchströmten Heizkörpern zu vermeiden.

Die im obigen Beispiel erreichte Vorlaufemperatur von 50°C ist für Niedertemperatur-Wärmenetze eine wichtige Grenze. Bei dieser Temperatur ist die Bereitstellung des häuslichen Warmwasserbedarfs mit der erforderlichen Zapfemperatur von 40°C prinzipiell noch möglich. Sinkt die Vorlaufemperatur merklich unter diesen Wert, so ist in jedem Gebäude 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 Vorlaufemperatur die Nachteile eines zusätzlichen Strombedarfs ausgleichen können (Ommen 2016).

Auch bei Vorlaufemperaturen von über 50°C stellt die Warmwasserbereitung besondere Herausforderung an die Auslegung von Hausübergabestationen. So zeigt Ziegler (2016) am Beispiel eines Wärmenetzes in München, dass außerhalb der Heizsaison die Rücklaufemperaturen stark ansteigen können. Hauptursache hierfür sind die Zirkulationsleitungen in den angeschlossenen Mehrfamilienhäusern. Zirkulationsleitungen müssen aus hygienischen Gründen auf einer Temperatur von wenigstens 55-60°C gehalten werden. Wie stark sich diese hohe Temperatur auf die Rücklaufemperatur des Wärmenetzes auswirkt, hängt von der Konstruktion der Hausübergabestation ab. Gute Produkte nutzen die hohen Temperaturen, die bei der Aufheizung der Zirkulationsleitung erforderlich sind, um entweder den Vorlauf des Heizsystems anzuheben (nur möglich während der Heizsaison) oder um das Brauchwasser aufzuheizen. Letztere Möglichkeit wird durch einen hohen Warmwasserbedarf und hohe Vorlaufemperaturen begünstigt. Auf diese Weise können gemäß eines Forschungsberichts zu LowEx Fernwärme-Systemen – in Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten – trotz des Betriebs von Zirkulationsleitungen auch im Sommer noch Rücklaufemperaturen von etwa 30°C erreicht werden (bei $T_{\text{vor}} = 85^\circ\text{C}$, Dämmung der Zirkulationsleitung gemäß EnEV, Verhältnis Zirkulationsverluste zu Nutzwärme für Warmwasser = 0,62) (SWM 2014). Einer der in dem Forschungsbericht genannten Gründe für die hohen sommerlichen Rücklaufemperaturen in bestehenden Netzen ist der häufige Einsatz von Warmwasserspeichern mit innenliegenden Wärmeübertragern.

Neben den Zirkulationsleitungen können Warmwasserspeicher zu hohen Rücklaufemperaturen führen. Dies ist besonders dann der Fall, wenn aus hygienischen Gründen eine tägliche Aufheizung des Speichervolumens auf mindestens 60°C erfolgen muss (Legionellenschaltung). Werden Frischwasserstationen, bei welchen das benötigte Warmwasser erst zum Zeitpunkt der Zapfung über einen hinreichend groß dimensionierten (Platten-)Wärmeübertrager erhitzt wird, verwendet, so ist kein Speicher erforderlich und es können Rücklaufemperaturen nahe an der Kaltwassertemperatur erreicht werden, also unter 20°C.

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 geben sollte, wird zum Ausgleich der Lastspitzen ein Pufferspeicher auf der Pri-

märseite 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.

Da die Umstellung auf ein Niedertemperatur-Wärmenetz ein langwieriger Prozess ist und die Lebensdauer der Übergabestationen bei ca. 20 Jahren liegt, wird empfohlen, ggf. schon heute strengere Vorschriften bei Neubau oder Ersatz von Hausübergabestationen zu beachten. Dies wird keine einfache Aufgabe sein, da ein erheblicher Aufwand erforderlich ist, um beispielsweise in einem Mehrfamilienhaus die bestehende zentrale Warmwasserversorgung auf dezentrale Frischwasserstationen umzustellen.

Beim Einsatz von Systemen, die zu einer guten Speicherschichtung führen, lassen sich die negativen Auswirkungen von Zirkulationsverlusten und Legionellenschaltung vermindern. Bei den weit verbreiteten Speichersystemen mit innenliegenden Wärmetauschern kann keine gute Schichtung des Speichers erreicht werden. Sie sollten daher nicht Bestandteil eines Programms Wärmenetzsysteme 4.0 sein.

Weitere Anforderungen an die Effizienz von Wärmenetzen, Saisonspeichern, Wärmepumpen, KWK-Anlagen oder Abwärme werden bereits in den vorhergehenden und dem nachfolgenden Abschnitt gestellt. Bei anderen Komponenten sind die Unterschiede entweder marginal (Heizkessel) oder kaum beeinflussbar (Tiefengeothermie). Auch die Unterschiede im Solarertrag liegen bei guten Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren bei typischen Wärmenetzbedingungen nur im Bereich zwischen 15% und 20% und rechtfertigen somit keine speziell auf Solarthermie zugeschnittenen Effizienzanforderungen. Weitere Anforderungen erscheinen daher verzichtbar.

2.4.7 Experimentelle Einzelkomponenten

Vorschlag:

- Es werden keine festen Anforderungen an besondere Innovationen gestellt. Bereits durch die o. g. Anforderungen sind Wärmenetzsysteme 4.0 als innovativ zu bezeichnen. Darüber hinaus sollte das Programm hochinnovative Einzelkomponenten durch eine höhere Förderkomponente besonders fördern (siehe Kapitel 4.3.5).
- Förderfähige Innovationen sollten eine positive Kostenprognose aufweisen.

Begründung:

Bereits die o. g. Mindestanforderungen charakterisieren Wärmenetzsysteme 4.0 als innovativ. Der hohe Innovationsgrad aller förderfähigen Netze dokumentiert sich beispielsweise darin, dass es deutschlandweit keine Netze mit Großwärmepumpen und größeren Son-

nenkollektoren gibt; auch die optimierte Kopplung von KWK, Solarthermie und Strommarkt erfolgt nur in wenigen Netzen. Auch die Planungs- und Umsetzungsinfrastruktur, beispielsweise Planungs- und Ingenieurbüros, ist wenig ausgeprägt.

Neben diesem grundsätzlich innovativen Charakter von Wärmenetzsystemen 4.0 gibt es darüber hinaus hochinnovative Einzelkomponenten, deren Innovationsgrad sich naturgemäß nur schwer planen und ohne konkretes Beispiel kaum bewerten lässt. Es ist aber bereits im Vorfeld möglich, Kriterien oder **beispielhafte** Innovationen aufzuzeigen. Diese Strukturierung erfolgt hier anhand der Bereiche Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung (inkl. Kundeninstallationen), Speicher und organisatorische Innovationen.

Wärmeerzeugung

- Großflächensolarthermie ab einer Mindestgröße (z. B. 5.000 m²) oder einem Mindestanteil (z. B. 20 % der Wärmeeinspeisung)
- Erschließung neuer Temperaturbereiche (z. B. ganzjährige Ernte niedertemperierter Solarthermie)
- Kopplung von Windkraft und Wärmepumpen mit Wärmenetzeinspeisung z.B. auch ohne EEG-Vergütung
- Besonders hocheffiziente, innovative KWK-Technologien zur Biomassenutzung (z. B. Biomasse-Vergaser)
- Erschließung von unterschiedlicher Wärme- und Abwärmequellen je nach lokaler Verfügbarkeit und Kosteneffizienz (gewerbliche Quellen, Ab- und Grubenwässer oder andere Quellen und Medien, multivalente Kaskaden-Systeme etc.)
- Maßnahmen zur Förderung der dezentralen Netzein- und Ausspeisung („Prosumer“-Konzepte, digitale Schwarm-Wärme o.ä.)
- Besonders innovative Maßnahmen zur Steigerung der Strommarktdienlichkeit

Speicher

- Einsatz innovativer Speicher und saisonaler Großwärmespeicher unterschiedlicher Bauart, Größe und Speichermedien inkl. der Besonderheiten der unterschiedlichen Geologie, Speichermedien, Schichtungs-Techniken und damit der wesentlichen Kriteriums der Speichereffizienz sowie Be- und Entladung. Speichergöße und -verluste sollten z.B. die in Kapitel 2.4.5 definierten Kriterien einhalten.
- Verfügbarkeit von Flächen (unterirdisch, überirdisch) und der Einbindung der Speicher z.B. über zentrale oder dezentrale „Schwarm“-Speicherung oder Temperaturniveaus; z.B. als Quellmedium für Großwärmepumpen oder für die Direktnutzung; mit solarthermischer Unterstützung oder ohne, etc.

Wärmeverteilung und Übergabe

- Neue oder umfassend eingesetzte Verfahren zur Minderung der Rücklauftemperatur (z.B. hydraulischer Abgleich aller angeschlossenen Gebäude, Rückmeldung der in jedem Gebäudes erreichten Rücklauftemperatur an die Anschließer einschließlich Benchmarking, Gebäudeanschluss an den Rücklauf, innovative Hausübergabestationen, neue Tarifsysteme, ...)
- Verfahren zur Minderung der Vorlauftemperatur (z.B. Initiierung von geeigneten Umbauten derjenigen Gebäude, die die höchsten Auslegungswerte für die Vorlauftemperatur aufweisen, innovative Hausübergabestationen)
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit z.B. durch den Einsatz innovativer Verfahren, um die Tiefbaukosten in Gebieten mit verdichteter Bebauung zu verringern

Wärmesenken (-Abnahme)

- Der Gebäudebestand als Wärmesenke unterscheidet sich in vielfacher Hinsicht und definiert durch ihre Eigenschaften als diejenige zentrale mit Wärme zu beliefernde Stelle, welches Temperaturniveau und welche Menge bereitzustellen ist. Hierbei sind modellhaft unterschiedliche Konfigurationen denkbar und erproben: Gebäudealter, Qualität der Gebäudehülle, Ausrichtung und Eignung zur Nutzung solarer Gewinne (aktiv und passiv), Funktion (Gewerbe, Nicht-Gewerbe, kommunale und städtische Gebäude) und Typologie von Wohngebäuden wie z.B. Ein- und Mehrfamilienhäusern, Denkmalschutz und Baudenkmäler, etc.
- Innovative verbrauchsseitige Maßnahmen in Gebäuden, z.B. außenliegende Wandflächenheizungen oder andere kostengünstige Sanierungsmaßnahmen

Organisatorische Maßnahmen und damit zusammenhängende Kosten

- Etablierung besondere Finanzierungsmechanismen, etwa durch genossenschaftliche Konzepte
- Etablierung besonderer Tarifmodelle, etwa zur Schaffung von Anreizen für eine Rücklauf Temperaturabsenkung
- Standardisierung und Erschließung von Synergien mit anderen sowieso-Maßnahmen, beispielsweise sonstigen kommunalen Erd- oder Leitungsarbeiten

Bewertungsregeln für die oben aufgeführten Kriterien für besondere Innovationen lassen sich im Vorhinein nur schwer festlegen. Wenn als Ergebnis von Kapitel 4.3.5 die Belohnung von hochinnovativen Einzelkomponenten erwogen würde, müsste die erforderliche Bewertung am konkreten Fall getroffen werden und bleibt daher dem geldgebenden Ministerium, dem Projektträger oder einer aus Experten bestehenden Jury überlassen.

2.4.8 Akzeptanz

Vorschlag:

- Es werden keine festen Anforderungen an Akzeptanzmaßnahmen gestellt. Das Programm sollte Akzeptanzmaßnahmen beispielsweise durch die Förderung entsprechender vorbereitender Maßnahmen unterstützen (siehe Kapitel 4.3.4).

Begründung:

Um wirtschaftlich zu sein, müssen Wärmenetze innerhalb des von ihnen versorgten Gebietes einen hohen Anschlussgrad erreichen. Dies ist nur bei hoher Akzeptanz möglich¹. Diese wird i.a. nur dann erreicht, wenn die potenziellen Anschließer schon in einem frühen Stadium in die Planungen einbezogen werden oder gar die Grundzüge ihrer zukünftigen Wärmeversorgung selber bestimmen. Nach der erfolgreichen Umsetzung eines Projektes können Zeitungsartikel oder sonstige Publikationen die Initiierung und Akzeptanz von weiteren Projekten fördern. Im Rahmen des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“ sind daher akzeptanzfördernde Elemente des Förderantrags positiv zu bewerten wie etwa:

¹ Selbst ein etwaiger Anschlusszwang kann nur dann ausgesprochen werden, wenn eine hohe Akzeptanz in den Entscheidungsgremien (z.B. Gemeinderat) vorhanden ist, welche wiederum von der Akzeptanz der von dem Zwang betroffenen Bürger abhängt.

- Durchführung von Infoveranstaltungen zu der Projektidee, ggf. einschließlich von Bürgergutachten
- Bürgernahe Organisationsform der Betreibergesellschaft (am besten Genossenschaft der Anschließer)
- Öffentlichkeitsarbeit nach erfolgreicher Inbetriebnahme des Wärmenetzes.
- Bei der Installation von solarthermischen Großanlagen eine Abstimmung mit Naturschutzverbänden etwa zur Verbesserung der Artenvielfalt auf den für die Aufständerung genutzten Landflächen.

2.4.9 Stromsystemdienlichkeit, Speichergröße und Sektorkopplung

Vorschlag:

- Die angeschlossenen Stromverbraucher und -erzeuger weisen eine bidirektionale Schnittstelle für einen markt- oder netzdienlichen Betrieb ohne manuelle Eingriffe des Betreibers auf und funktionieren mit offenen, d.h. herstellerunabhängigen Kommunikationsprotokollen.
- Speichieranforderungen zur Flexibilisierung der Stromerzeuger/-verbraucher gemäß Kapitel 2.4.5.
- Es werden darüber hinaus keine verpflichtenden Anforderungen an die Stromnetzdienlichkeit gestellt.
- Maßnahmen zur Erhöhung der Stromnetzdienlichkeit sollten jedoch im Rahmen einer Innovationskomponente belohnt werden. Folgende Maßnahmen könnten auf einer Positivliste genannt sein (keine abschließende Sammlung):
 - Investition in VPP-Steuerung (leittechnische Verbindung, Überwachung, Steuerung)
 - Auslegung und Investition in Komponenten zur Flexibilisierung.

Begründung:

Keine Mindestanforderungen aus Stromsicht für alle Netze

Die zukünftige Rolle der Wärmenetze soll nicht auf die Sammlung und Verteilung von Wärme beschränkt sein, sondern auch Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt schaffen, allerdings nur wo dies sinnvoll ist. Denn es ist nicht zwangsläufig, dass jedes Wärmenetz einen Flexibilitätsbeitrag leisten muss. Vielmehr kann es auch Netze geben, die vorrangig der Erschließung von EE- oder Abwärmequellen dienen, ohne dass sie stromdienliche Betriebselemente enthalten müssen.

Netze mit signifikantem Anteil Sektorkopplungstechnologien müssen stromgeführt betrieben werden können

Sofern jedoch Sektorkopplungstechnologien in signifikantem Ausmaß eingesetzt werden und werden können (KWK, PtH, Wärmepumpen), sollten diese so betrieben werden, dass den Belastungen des Stromsystems durch die fluktuierenden Einspeisungen von PV und Windkraftanlagen entgegengewirkt wird. Die recherchierten Beispielnetze zeigen hierfür verschiedene Beispiele: Neben den konsequent wärme- und stromoptimiert betriebenen dänischen Netzen wird beispielsweise in konkreten deutschen Beispielnetzen eine Strombörsenpreis-geführte Zusammenschaltung von mehreren Flexibilisierungsoptionen vorgenommen (E-Heizer, Li-Ionen-Batterien, Warmwasserspeicher, BHKW, intelligent betriebene Wärmepumpe).

Wärmespeicher bzw. die Wärmespeicherfähigkeit des Systems sollten gefördert werden

In der Wärmeversorgung besteht eine **Flexibilität** des Einsatzes von PtH, WP, KWK – die ausgenutzt werden soll – in zweifacher Hinsicht:

- **1. Speichereigenschaft:** Die Speichereigenschaft des Wärmesystems aus Sicht des Stromsystems bedeutet konkret, dass der Lastgang des zur Wärmeerzeugung eingesetzten Stroms zeitlich nach vorne und hinten verschoben werden kann. Dies dient dem Stromsystem zum Peak shifting, d.h. Verlagerung von teureren in günstige Stunden
- **2. Substitutionseigenschaft (*Fuel switch*):** Neben der Speichermöglichkeit bestehende Möglichkeit, Sekundärenergie zu substituieren, beispielsweise Strom durch Gas und umgekehrt (dient z.B. zum Peak shaving).
- **Laständerungsgeschwindigkeit:** Minimale Laständerungsgeschwindigkeiten können eine *Nebenbedingung* für die Erbringung bestimmter Netzdienstleistungen sein.

Es sind grundsätzlich eine Reihe von zusätzlichen Maßnahmen zur systemdienlichen Nutzung von Flexibilität möglich:

- Investiv: (hier im Fokus)
 - Optimierungs- und Steuerungstechnologien (VPP Hard- und Software) (zwingend erforderlich)
 - Zusätzliche Energiewandler im Wärmenetz (WP, Direktheizer)
 - Zusätzliche Wärmespeicher (neben der Speicherfähigkeit des Netzes)
 - Überdimensionierung von Wandlern und Speichern, auch Netz-Überdimensionierung
- Operativ: Praktische Durchführung einer systemdienlichen Optimierung (siehe letzter Punkt)

Die Flexibilität des Wärmesystems (z.B. gemessen in der möglichen Entladedauer (E/P)) sollte möglichst den Anforderungen aus dem Stromsystem entsprechen. Die Speichergröße sollte möglichst ein Kostenoptimum darstellen. Sie ergibt sich im Zusammenwirken aller Komponenten des Netzes und der Verbraucher und berücksichtigt z.B. auch die Wärmespeicherfähigkeit des Netzes an sich sowie die Wärmekapazität von Gebäuden. Als Konsens der Stromsystemstudien ist ein Anstieg des Speicherbedarfs nach 2030 zu sehen. Da Wärmespeicher eine langfristige Investition sind, Investitionsanreize kurzfristig aber nicht bestehen, ist eine Förderung von Wärmespeichern grundsätzlich angemessen.

Bei der Auslegung der Wärmenetzsysteme sollte ein Zeitbereich für die mögliche Speicherung von einem halben Tag bis zu zwei Tagen gefördert werden

In Abbildung 18 ist eine Spektralanalyse der prognostizierten Residuallast dargestellt. Die Abbildung zeigt, mit welcher Häufigkeit welche Zyklen der Residuallast zu erwarten sind. Die Abbildung zeigt deutliche Spitzen bei einem Zyklus pro Tag sowie bei zwei Zyklen pro Tag. Daneben finden sich nur geringe Ausschläge bei den höheren Frequenzen. Stärkere Ausschläge sind im Bereich der Saison erkennbar.

Für kurzfristige Speicherung ist damit deutlich, dass der 12 und 24 stündige Zyklus (2 bzw. 1 mal pro Tag) der Residuallast wichtige Auslegungsparameter für Speicher sein können.

Ein Speicher, der den 24-stündigen Zyklus ausgleicht und eine Speicherkapazität von bis zu 12 Stunden hat, würde die durch PV-Einspeisung bedingten Tag-Nacht Unterschiede der Residuallast ausgleichen. Ein Speicher, der den 12-Stündigen Zyklus adressiert, würde die „Schultern“ der Residuallast ausgleichen, die sich im täglichen Zyklus aus dem Zusammenwirken der Last mit der PV-Einspeisung ergeben und die Mittagsstunden bzw. in die frühen Morgen- oder Abendstunden verlagern. Damit ergibt sich als Anforderung des Stromsystems eine geforderte Speicherdauer von 12 Stunden. Darüber hinausgehende Speicherdauern könnten nur geringer ausgelastet werden, d.h. sie würden eine geringe Zahl von Vollzyklen erreichen.

Diese Aussagen gelten zunächst unabhängig von der Wärmequelle. In Netzen mit hohen Solarthermie- oder Abwärmeanteilen ist durch die vorhandenen Speichermöglichkeiten i. d. R. die Systemdienlichkeit mit den obigen Anforderungen gut realisierbar. Eine sinnvolle, vom Antragsteller zu analysierende Obergrenze der Speichergröße stellt die Überbrückung eines Wochenendes dar. Am Wochenende besteht ein niedrigerer Strombedarf als innerhalb der Woche. Wenn Speicher den Wärmebedarf für ein Wochenende überbrücken können, wird dadurch verhindert, dass KWK-Kraftwerke angefahren werden müssen.

In bestehenden Wärmenetzen mit KWK-Anlagen werden derzeit in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen größere Wärmespeicher nachgerüstet¹. In Dänemark ist bereits ein großer Teil der Fernwärmesysteme mit Wärmespeichern ausgestattet, welche so dimensioniert sind, dass aus ihnen der Wärmebedarf eines typischen Winterwochenendes gedeckt werden kann. Der wirtschaftliche Vorteil dieser Speicher besteht darin, dass erstens die KWK-Anlagen nicht laufen müssen, wenn der Strompreis am Wochenende niedrig oder gar negativ ist und es zweitens in diesen Zeiten auch nicht erforderlich ist, anstelle der KWK-Anlage einen Spitzenkessel zur Bereitstellung des aktuellen Wärmebedarfs laufen zu lassen.

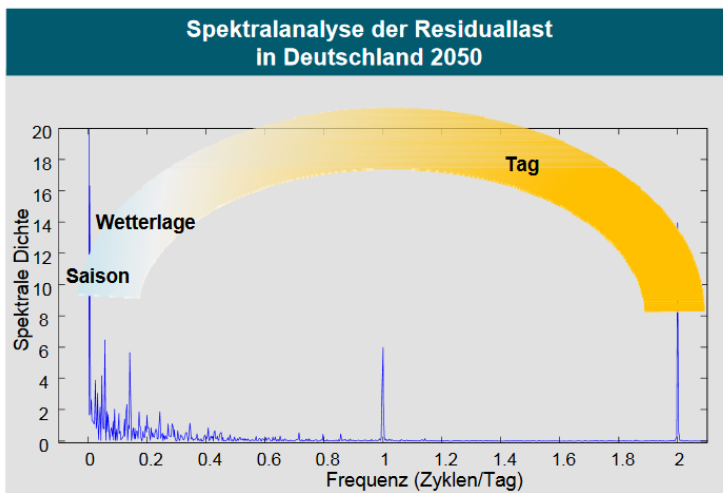


Abbildung 18: Spektralanalyse der Residuallast in Deutschland 2050. Waldstein, Georg (2011). Power-to-Gas Stand und Perspektiven, Solar Fuels GmbH, Analyse von Fraunhofer IWES

¹ Bisher gab es in Deutschland nur zwei Wärmespeicher mit einem Speichervolumen von über 20.000 m³ (in Flensburg und Mannheim). Allein im Jahr 2016 sollen vier weitere derartige Speicher hinzukommen (Quelle: Wikipedia, Fernwärmespeicher)

Saisonalspeicher in Netzen mit hohen Anteilen KWK

Ein saisonaler Ausgleich ist bei KWK-Anlagen, deren Brennstoff sich problemlos speichern lässt, nicht erforderlich, da das Angebot von KWK-Wärme im Winter, wenn auch der Strombedarf steigt, am größten ist, also grob parallel zum Wärmebedarf verläuft. Dies ist besonders dann der Fall, wenn der sommerliche Strombedarf zukünftig zunehmend aus PV-Anlagen gedeckt wird und sich damit die Strompreise, die für den Betrieb von KWK-Anlagen auskömmlich sind, noch stärker als bisher auf die Wintermonate konzentrieren.

Allerdings ist eine separate Qualitätsanforderung hierzu nicht erforderlich, weil sich die ökonomische Unattraktivität eines solchen Speichers bereits im Planungsprozess manifestiert.

Keine Förderung von dezentralen Speichern in kalten Nahwärmenetzen mit dezentralen Wärmepumpen

Dezentrale Wärmespeicher für verteilte Wärmepumpen (kalte Nahwärme) werden nicht gefördert, da kleine Wärmespeicher (meist im Keller der versorgten Gebäude) erstens teuer sind, zweitens hohe Wärmeverluste aufweisen, drittens zu einer Verschlechterung der Jahresarbeitszahl führen und viertens i.a. nur eine Wärmekapazität aufweisen, die deutlich unter der nutzbaren Wärmekapazität des Gebäudes liegt. Damit aber die Speicherkapazität des Gebäudes genutzt werden kann, wird eine bidirektionale Steuerungsmöglichkeit der Wärmepumpe anhand von Signalen aus dem Stromnetz gefordert (Smart Grid).

Die Wärmespeicherung für Großwärmepumpen ist zwar wegen des bei Wärmepumpen geringen Temperaturhubs immer noch teurer als bei KWK-Anlagen, aber bereits wesentlich günstiger als bei kleinen, dezentralen Wärmepumpen. Bei einer Speicherkapazität des Wärmespeichers von mindestens 12 Stunden (entsprechend dem Tageszyklus aus der Abbildung) wird ein netzdienlicher Betrieb der Wärmepumpe in Abhängigkeit von Wetter- und Strompreisprognosen mit vertretbarem Aufwand möglich.

Neben dem Investment in die Speicherfähigkeit des Wärmenetzes müssen die Voraussetzungen für den operativen Einsatz geschaffen werden (Steuerungstechnologien)

Das Koordinationsinstrument des Wärmenetzes mit dem Stromsystem ist der Strompreis. Dazu erforderlich sind die Steuerungs- und Optimierungstechnologien. Diese müssen vorhanden und genutzt werden. Sie sind zwingend in die Bewertung einzubeziehen.

Notwendige Voraussetzung ist eine „intelligente“ Steuerung, die bestehende Flexibilität nutzt und gegen Effizienzverluste abwägt: Daher muss die Anforderung definiert werden, dass die Wärmepumpen und Elektroheizer von einer übergeordneten Optimierung (Virtual Power Plant Software) angesteuert werden können.

Zur Ansteuerung der strombetriebenen Komponenten im Wärmenetz (Wärmepumpe, Direktheizer, BHKW) wird Fernwirktechnik eingesetzt. Zur Sicherstellung der künftigen Anpassbarkeit an neue Anforderungen, Ergänzung oder Umrüstung ist wichtig, dass auf herstellerübergreifende Technologien bzw. Standards zurückgegriffen wird um „lock-in“ Effekte zu vermeiden. So können Komponenten eingesetzt werden, die dem Industrie-

standard „VHP ready“ entsprechen.¹ Technisch gesehen basiert VHPready auf den Fernwirkprotokollen IEC 60870 und IEC 61850.

2.5 Einbindung von Bestandsnetzen in das Fördersystem

Vorschlag: Die Einbindung von Bestandsnetzen ist energiewirtschaftlich von großer Bedeutung. Teilweise wird dies durch die Ausschreibung innovativer KWK abgedeckt. Dennoch verbleibt Handlungsbedarf, der aus Sicht der Gutachter durch das Programm abgedeckt werden müsste. Hierfür werden zwei Alternativen vorgeschlagen: die Förderung von Sekundär- und Teilnetzen, wenn sie die Bedingungen des Programmes erfüllen, und die Förderung von Netzen bei Vorliegen eines langfristigen Netztransaktionskonzepts und Maßnahmenpakete zur Netzoptimierung, wenn eine erhebliche (z. B. 10%) Einsparung von fossil eingespeister Wärme erfolgt.

2.5.1 Struktur der Fernwärmebereitstellung

Aktuell bestehen in rund 225 der dicht besiedelten Städte und Gemeinden in Deutschland größere Fernwärmeversorgungsgebiete. Insgesamt werden 1324 Wasser- und 48 Dampfnetze betrieben (AGFW 2016). In die Fernwärmenetze werden 75 TWh_{th} pro Jahr eingespeist und bei Netzverlusten von durchschnittlich 12% rund 66 TWh_{th} an Endkunden verteilt (ebd.). Die Fernwärme deckte in den letzten Jahren einen Anteil von etwa 9% des Endenergieverbrauchs zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ab (BMW i 2016).

Auch wenn mit 83% ein Großteil der eingespeisten Wärme effizient in KWK-Anlagen umgewandelt wird, besteht im Hinblick auf die eingesetzten Primärenergieträger eine deutliche Dominanz Treibhausgas-intensiver fossiler Brennstoffe. Steinkohle hat in den zentralen Groß-KWK-Anlagen einen Anteil von 31%, 11% entfallen auf Braunkohle und 40% auf Erdgas (AGFW 2016). Erneuerbare Wärmequellen werden bisher nur in Form von Biomasse mit einem Anteil von 5% - plus weitere 5% biogener Anteil in der Müllverbrennung - an der Wärmeversorgung sowie vereinzelt Tiefengeothermieanlagen (München) eingesetzt.

Die bestehenden Fernwärmenetze stellen in dicht besiedelten urbanen Gebieten eine wichtige Infrastruktur zur Integration erneuerbarer Wärme und flexibler Sektorkopplungstechnologien dar. Mögliche Transformationsansätze zum Ersatz fossiler Groß-KWK durch dezentralere Biomasse-Heizkraftwerke, Großwärmepumpen, Tiefengeothermie, große Solarthermie oder Einspeisung industrieller Abwärme sind stark von lokalen Gegebenheiten abhängig und erfordern eine umfassende Planung und Risikoabsicherung seitens der Netzbetreiber.

Innovative Ansätze zur langfristigen Modernisierung der bestehenden Fernwärme sollten deshalb auch im Rahmen eines Förderprogramms für Modellvorhaben berücksichtigt werden.

¹ Siehe <https://www.vhpready.de/>

2.5.2 Maßnahmen der Netztransformation

2.5.2.1 Schaffung technischer Voraussetzung für die EE-Integration durch einzelne Optimierungsmaßnahmen

Eine ressourcenschonende und energetisch effiziente Transformation der bestehenden Fernwärme hin zu Wärmenetzen der vierten Generation erfordert im Großteil der Netze die Erschließung einer größeren Anzahl dezentraler Wärmequellen mit ggf. variierenden Temperaturniveaus und zeitlicher Verfügbarkeit. Voraussetzung hierfür sind in der Regel diverse, **schrittweise Transformationsmaßnahmen**. Eine zentrale Säule der Transformation bestehender Fernwärmenetze hin zu Netzen mit hohen EE-Anteilen ist die generelle **Absenkung der Druck-** und insbesondere der **Temperaturniveaus**. In den meisten Fernwärmenetzen werden heute gleitende Vorlauftemperaturen im Bereich zwischen 90 °C und 140 °C durch zentrale, leistungsstarke Erzeugeranlagen gefahren (ifeu, GEF Ingenieur AG, AGFW 2013).

Die möglichen technischen Maßnahmen zur Optimierung bestehender Fernwärme Richtung „LowEx“ im Sinne des Programms Wärmenetzsysteme 4.0 umfassen u. a.:

- Umstellung von Dampfnetzen auf Heißwasser.
- Absenkung der Rücklauftemperatur bei Kunden, die die Netzzücklauftemperatur maßgeblich bestimmen (stufenweises Vorgehen). Bei Kunden mit großen Wassermengenbezügen und hohen Rücklauftemperaturen sind grundlegende Maßnahmen zu prüfen und i.d.R. wirtschaftlich umsetzbar.
- Absenkung der Rücklauftemperatur bei einzelnen, reinen Heizkunden durch kundenseitige Maßnahmen wie hydraulischem Abgleich oder ähnliche geringinvestive Maßnahmen.
- Umstellung der Trinkwarmwasserbereitung auf Fernwärme-Durchflusssysteme und Rückbau von Speicherladesystemen.
- Integration von Wärmespeichern.
- Gebietsweise Absenkung der Rücklauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen z.B. durch Versorgung eines Sekundärnetzes aus dem Rücklauf des Primärnetzes (Gebietsbeimischstation mit Dreifach-Anschluss, über den Kunden in Abhängigkeit der Netztemperatur flexibel aus Vorlauf oder Rücklauf versorgt werden können).
- Absenkung des Vorlauftemperaturbedarfs bei einzelnen Kundengruppen und Einzelobjekten z.B. durch Prozessanpassung, durch Anpassung der kundenseitigen Heizsysteme auf größere Heizflächen (wie z.B. Fußbodenheizungen). Diese Kunden können an geeigneten Netzabschnitten zunächst aus dem Rücklauf z.B. mit Rücklaufanschluss mit Dreifachanschluss versorgt werden (siehe auch Zepf 2009).
- Absenkung der Vorlauftemperatur in zusammenhängenden Netzteilen, die wenig oder keine Durchleitungsfunktion für nachgelagerte Netzteile haben. Dort kann ohne hydraulische Entkopplung eine Gebietsstation mit Dreifachanschluss hergestellt werden.

Tabelle 7: Bewertungsversuch der Einzelschritte zur Netztransformation hin zu niedrigeren Temperaturniveaus (Bewertung 1 = gering, 5 = hoch, Potenzial: liefert unmittelbaren Beitrag zur Temperaturveränderung). Quelle: GEF in ifeu, GEF, AGFW (2014)

Maßnahme	Aufwand	Schwierigkeiten	Potenzial	Priorität	Reihenfolge
T_{RL} -Absenkung bei Großkunden	3	3	3	5	1
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden durch TWW-Veränderung	3	4	3	3	2
T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden Heizsystem-Veränderung	4	4	3	4	3
T_{RL} -Absenkung in Netzteilen (z.B. mit Dreileitersystemen)	3	2	2	3	4
T_{VL} -Absenkung bei Einzelkunden	5	5	4	5	5
T_{VL} -Absenkung in Netzteilen	4	2	5	5	6

Eine **Veränderung des Druckniveaus** ist ungleich schwieriger als die schon nicht trivialen Temperaturabsenkungen – zumal dann, wenn die Temperatur- und zugleich die Druckniveaus abgesenkt werden sollen. In der Praxis ist es weitgehend üblich, Temperaturabsenkungsschritte z.T. durch Erhöhungen des Druckniveaus zu ermöglichen, um die benötigten Leistungen bei verminderter Temperaturdifferenz bereitstellen zu können.

Eine Optimierung etwaiger fossiler, mit dem Netz verbundener Erzeugungsanlagen kann im Einzelfall sinnvoll sein, sollte allerdings nicht im Rahmen des Programms gefördert werden.

2.5.2.2 Umstrukturierung der Netze: Sekundärnetze und Kaskadennutzung

Eine weitergehende Umstrukturierung kann, ausgehend von den verfügbaren alternativen Wärmequellen, für Teile des bestehenden Netzes oder für neue Versorgungsgebiete mit niedrigeren Druck- und Temperaturniveaus erfolgen, die jeweils als Sekundärnetze eingebunden werden oder als autarke Inselnetze bestehen. Auf Ebene der Sekundärnetze ist eine interne Optimierung der thermohydraulischen Betriebsparameter und der Regelstrategie zum Ausgleich von Wärmeangebot und Nachfrage möglich.

Unter Sekundärnetzen werden thermohydraulisch durch Übergabestationen und ggf. eigene Wärmeerzeuger abgegrenzte Wärmenetze verstanden, die aus einem vorgelagerten Netz (teil-)versorgt werden. Das Sekundärnetz zeichnet sich in der Regel auch durch ein verringertes Temperaturniveau gegenüber dem vorgelagerten Netz aus.

Definition

Ein Beispiel ist die Einbindung großer Solarthermieanlagen, Wärmepumpen und Langzeitwärmespeicher in Nahwärmenetze wie den Münchener Ackermannbogen, deren relativ geringer Restwärmebedarf durch einen Anschluss an die bestehende Fernwärmeschiene gedeckt wird (Mangold, Riegger, Schmidt 2008). Ein weiteres Beispiel für ein Sekundärnetz ist das neu gebaute Passivhausquartier Heidelberg Bahnstadt. Die Versorgung erfolgt hier bilanziell durch ein effizientes Holzheizkraftwerk mit einem Anschluss an die bestehende Fernwärmetrasse als Backup. Die Baufelder werden sukzessive durch Mini-Wärmenetze an die Verteilstränge im Plangebiet angeschlossen (Abbildung 19).

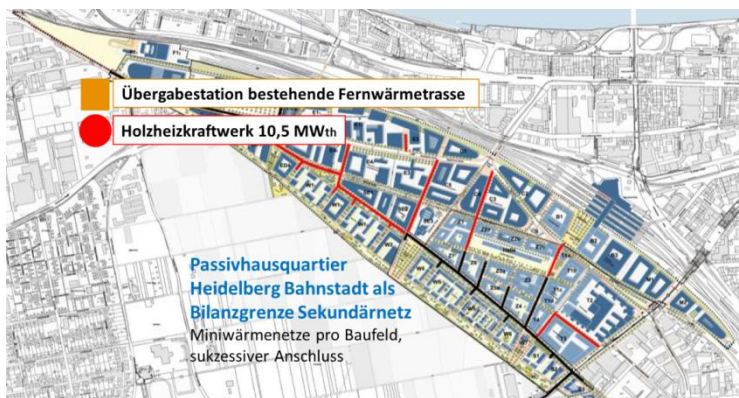


Abbildung 19: Sekundärnetz im Passivhausquartier Heidelberg Bahnstadt. Karte: Stadt Heidelberg 2015.

Sekundärnetze mit ausreichend niedrigen Vorlauftemperaturen, etwa in Form von Niedrigenergiesiedlungen mit Flächenheizungen, können in einigen Fällen zur weiteren Auskühlung des **Fernwärmerücklaufs** genutzt werden und damit nach dem Prinzip der Kaskadennutzung die Gesamteffizienz des Systems erhöhen. Ein Beispiel hierfür ist das Glücksstadt-Quartier in Mannheim (Stadt Mannheim 2016).

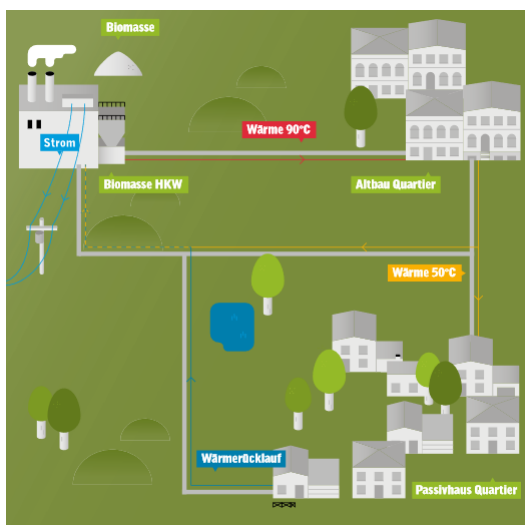


Abbildung 20: Beispiel für ein Sekundärnetz, das den Rücklauf der Fernwärme nutzt (ifeu 2015)

2.5.2.3 Einbindung von EE-Anlagen

Ohne eine Anpassung der Netzstruktur können hohe EE-Anteile in den Bestandsnetzen nur durch den Ersatz bestehender Erzeuger durch große EE-Wärmeerzeuger, die vergleichbare Leistungsbereiche und Temperaturniveaus abdecken, oder durch mehrere dezentrale Einspeiser erreicht werden. Für eine reine Substitution fossiler Großerzeuger kommen insbesondere in Frage:

- Biomasseheizkraftwerke auf Basis fester (und vereinzelt, wenn Nachhaltigkeitskriterien erfüllt sind, flüssiger) Biomasse

- Einbindung bis dato nicht integrierter Müllverbrennungsanlagen
- Einbindung von Abwärmequellen, wenn gewährleistet ist, dass zuvor alle Optimierungspotenziale ausgeschöpft wurden;
- je nach Randbedingungen Tiefengeothermieanlagen sowie
- große solarthermische Anlagen.

2.5.2.4 Netzentwicklungsplanung, „Netzsanierungsfahrplan“

Die Transformation eines bestehenden Fernwärmenetzes erfordert vom Wärmenetzbetreiber eine sehr vorausschauende Planung und langfristige Abstimmung der verschiedenen oben beschriebenen Schritte.

Zielführend ist die Erstellung langfristiger Entwicklungskonzepte („Netz-Sanierungsfahrplan“), die basierend auf einer Analyse der individuellen Gegebenheiten im Netz und einer technisch-wirtschaftlichen Potenzialanalyse eine Abfolge von Maßnahmen als Meilensteine definieren.

Dieser Netzsanierungsfahrplan müsste folgende Bedingungen erfüllen:

- Darstellung eines **Transformationspfades** des Netzes über die nächsten Jahre in Jahren und Jahrzehnten, so dass es **im Zielzustand die Mindestanforderungen** des Programms Wärmenetzsysteme 4.0 einhält;
- Definition von **Maßnahmenpaketen** (inkl. veranschlagter Investitionskosten, eingesparter CO₂-Emissionen, eingesparter fossiler Wärmeeinspeisung in das Netz), bestehend aus sinnvoll gebündelten Einzelmaßnahmen, die jeweils keinen Lock-in-Effekt bzgl. Dekarbonisierung verursachen;
- **Analyse möglicher Optimierungsmaßnahmen** im Sinne der Kapitel 2.5.2.1 und 2.5.2.2
- **Analyse möglicher EE-Erzeugungsanlagen** hinsichtlich einer zur Vorlauftemperatur im Bestandsnetz passende Temperatur der neuen Erzeugungsanlagen; der räumlichen Nähe zum bestehenden Fernwärmenetz; einer ausreichende Nennweite für die einzuspeisende Leistung aus der neuen Erzeugung; dem am neuen Standort aufzubringenden Differenzdruck für die Einbindung; einer hydraulischen Prüfung der Versorgungssituation(en) bei Einbindung aus den verschiedenen Standorten; einer neuen Regelstrategie, sowie weiterer Voraussetzungen wie z.B. Flächenbedarf, evtl. Anbindung ans Verkehrs-, Strom- oder Gasnetz, Immissions-situation, etc. (ifeu, GEF, AGFW 2014).
- **Darstellung eines Gesamtfahrplans** in Schritten.

Als Strukturierung des Netzsanierungsfahrplans kann der in ifeu, GEF und AGFW (2014) definierte Entscheidungsbaum dienen (Abbildung 21).

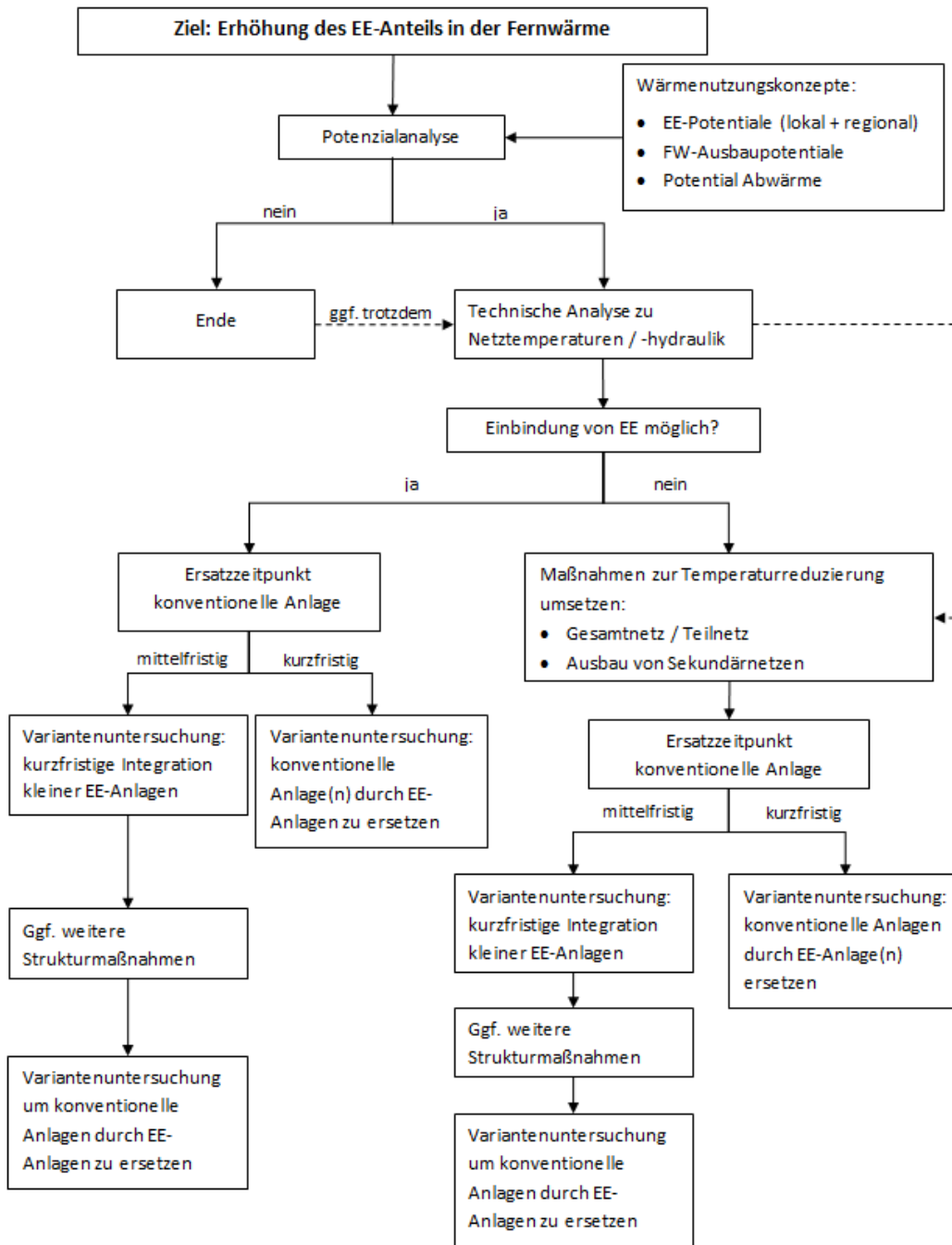


Abbildung 21: Entscheidungsbaum zur Entwicklung einer Transformationsstrategie (ifeu, GEF, AGFW 2014)

3 Förderbedarf, Wirtschaftlichkeit und Kostendegression

3.1 Hemmnisse von Wärmenetzen 4.0

3.1.1 Vorgehen

Die nachfolgend benannten Hemmnisse für die Ausschöpfung des Potenzials von Wärmenetzsystemen der 4. Generation beruhen auf den Ergebnissen des Fachgesprächs am 25.11.2016 im BMWi in Berlin sowie ausführlichen Interviews mit Experten aus dem Bereich Planung, Anbieter, Kommunen, Betreiber und Wissenschaft. Zu diesem Zweck wurde ein Interviewleitfaden erarbeitet, der für die Durchführung einer Reihe semistrukturierter Interviews genutzt wird. Die Durchführung der Interviews erfolgt durch die Projektpartner adelphi, PwC und AEE. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Befragung von kommunalen Akteuren, insbesondere Betreibern von Wärmenetzen, die nach ihren konkreten Erfahrungen bei der Realisierung und dem Betrieb von Wärmenetzen befragt werden. Zusätzlich werden diese Kontakte auch genutzt, um die für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen benötigten Praxisdaten zu beschaffen.

Die Listen der befragten Experten und Teilnehmer/innen an den Workshops sind als Anhang 5.6 in diesem Dokument enthalten.

3.1.2 Ergebnisse: Typische Hemmnisse

Ein grundsätzliches Hemmnis bei Investitionen in zentrale Wärmeversorgungssysteme ist die im Vergleich zur dezentralen Erzeugung **aufwändige Infrastruktur**. Dennoch sehen viele Energieversorger und Kommunen aus technischer Perspektive keine großen Einschränkungen. Wie im Folgenden anhand von Beispielnetzen¹ gezeigt, liegen die derzeitigen Kosten für Wärme aus zentraler Erzeugung mit 8,2 bis 12,1 ct/kWh zwar in ähnlicher Größenordnung wie bei der dezentralen Erzeugung z. B. aus einem System aus Solarkollektor und Erdgaskessel (8,8 - 11,1 ct/kWh²), jedoch mit einem deutlich **höheren Investitionsrisiko**. Dies hindert gerade kleinere Energieversorger an Investitionen, da generell das Kapital knapp ist und in manchen Fällen auch Bürgschaften fehlen. Dies liegt auch in der Inflexibilität bezüglich veränderter Wärmeabnahme und dem hohen Anteil der Infrastrukturkosten (Netz- und Erzeugerkosten) begründet.

Die aktuell **niedrigen Preise für Gas und Öl** stellen ein Investitionshemmnis speziell für Wärmenetze mit einem hohen Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung dar. Gleichzeitig

¹ Unter Berücksichtigung der Förderung; Siehe Tabelle 8

² nach Fraunhofer ISE 2016; Siehe Tabelle 9

können steigende Öl- und Gaspreise einen entgegengesetzten Effekt haben und für einen Impuls von neuen Wärmenetzen sorgen, wie es auch in der Vergangenheit der Fall war. In vielen konkreten Fällen noch schwerwiegender sind die **niedrigen konkurrierenden Wärmekosten** aus anderen **wärmenetzspeisenden Wärmequellen**, die derzeit vielfach konkurrenzlos günstig sind. Abwärme aus einem Kohle-Heizkraftwerk, aus motorischen Blockheizkraftwerken oder aus Müllverbrennungsanlagen liegen häufig in einer Größenordnung von 1-2 ct/kWh.

Außerdem wird in den Interviews eine paradoxe Ausgangslage geschildert: Während sich für Neubaugebiete gerade Niedrigtemperaturnetze anbieten, ist der Betrieb für Versorgungsunternehmen aus wirtschaftlicher Sicht uninteressant, da hier hohe Investitionskosten einer geringen Nachfrage gegenüberstehen. Auf der anderen Seite bestehen auf Seiten der Versorger für Bestandsnetze technische Möglichkeiten und auch wirtschaftliche Interessen, die Temperatur zu senken. Allerdings ist der Bedarf der Nachfrageseite auf hohe Temperaturen angewiesen.

Die flankierenden **Rahmenbedingungen** können ebenfalls hemmend oder fördernd wirken. Explizit genannt werden in diesem Zusammenhang die Weiterentwicklung von Öl- und Gassteuer, Mietrecht, geförderter oder verpflichtender Wärmeplanung und auch Abgaben auf Strom (Steuer, EEG-Umlage etc.). Hier wird vor allem auf fehlende Planungssicherheit als Hemmnis verwiesen. Die mit dem Bau eines Wärmenetzes verbundenen **bürokratischen Hürden** lassen gerade kleinere Energieversorger vor einer Umsetzung zurückschrecken und eher dezentrale Lösungen bevorzugen.

Rendite spielt eine wichtige Rolle bei investitionsintensiven Projekten. Mit Wärmenetzen können heute nur Renditen im einstelligen Bereich erwirtschaftet werden. Große Energiekonzerne haben bis zu 20 Prozent Gewinnerwartung. Kommunale Eigenbetriebe und Genossenschaften investieren mit deutlich geringeren, niedrig einstelligen Renditeerwartungen. Daher sind es vor allem diese, die das Thema innovative Wärmenetze derzeit verfolgen. Bei diesen Betreibern sind die Kunden ggf. auch bereit, einen geringfügig höheren Wärmepreis zu bezahlen, wenn die Wärme zu großen Teilen aus erneuerbaren Quellen kommt und eine Absicherung gegenüber langfristigen Preissteigerungen erfolgen kann. Grundlage dafür ist aber eine große Transparenz und Nachvollziehbarkeit bei den Planungen und der Kostenrechnung.

3.1.2.1 Hemmnisse bei der Nutzung der bestehenden Fördermöglichkeiten

Bezüglich des bestehenden Förderregimes wird immer wieder auf die **Unübersichtlichkeit** der bestehenden Fördermöglichkeiten hingewiesen. Bestehende Fördermechanismen können durch Anpassung von Einzelaspekten zwar verbessert werden, sind aber nicht ausreichend für die Anreizung umfangreicher Investitionen in Wärmenetze der vierten Generation. Als Problem werden durch einzelne Akteure die absoluten **Förderobergrenzen** für Netze und Speicher im MAP genannt. Die Mehrheit der Experten bewertet die Förderung für konventionelle Speicher im MAP als passend. Die Begrenzung der Förderung von Wärmenetzen auf einen jährlichen Mindestwärmeabsatz von 500 Kilowattstunden je Meter macht gerade kleine Niedertemperaturnetze im Neubaubereich unwirtschaftlich. Hier wird in den Expertengesprächen ein Änderungsbedarf artikuliert. Speziell im Bereich der saisonalen Speicher wird aber darauf hingewiesen, dass - obwohl entsprechende Speicherlösungen bereits Stand der Technik sind -, nur wenige Marktakteure in Deutschland aktiv sind. Die derzeit maximale Förderung von 1 Mio. € pro Speicher im MAP wird als nicht ausreichender Anreiz für die Investition in große saisonale Speicher angesehen.

Bei der Förderabwicklung werden teilweise Hemmnisse in der Wahrnehmung der **Antragsverfahren** als äußerst aufwendig benannt. Teilweise wird die Förderlandschaft als nicht zuverlässig bezüglich langfristiger Planungen bezeichnet. Das Fehlen einer **kontinuierlichen** Förderung verhindert den Aufbau von benötigter Kompetenz und auch Produktionskapazität. In diesem Zusammenhang wird vor allem auf Unsicherheiten in Bezug auf die weitere Entwicklung des **KWKG** verwiesen.

Auch der **Zeitverzug** zwischen Beantragung und Bewilligung stellt ein Hindernis dar. Die Verknüpfung von Fördermitteln mit Krediten (z.B. im Programm KfW 294) ist für Unternehmen deutlich weniger attraktiv als eine reine Zuschussförderung und kann Investitionen verhindern.

Allgemein wird darauf hingewiesen, dass der aktuelle Fördermix eher Netze mit einem geringen Anteil solaren Deckungsgrades (ohne großen Speicher) belohnt als solche mit Speicher und hohem solarem Deckungsanteil. Die Förderung erfolge derzeit zu **stark auf Komponentenebene**. Es sollte eher vom Ziel her gedacht das Gesamtsystem gefördert werden, z.B. über die CO₂-Einsparung.

Die Förderung der Wärmenetze selbst über KWKG oder MAP werden ausdrücklich nachgefragt und bringen einen ausreichenden Anreiz. Allerdings können die Kosten für die Tiefbaumaßnahmen durch individuelle Umstände vor Ort (beispielsweise Kopfsteinpflaster) die Kosten stark nach oben treiben, so dass die Förderung hier nicht genügt. Auch eine gesonderte Förderung von Sekundärnetzen, sowie die Förderung der Anzuschließenden gerade für den generellen Anschluss, von Hausübergabestationen und von kleinen Wärmepumpen als Ergänzung zum Wärmenetz werden genannt. Das große Hemmnis liegt bei den Erzeugungsanlagen. Genannt werden hier fehlende Förderungen für tiefe Geothermie, für Solarthermie in Verbindung mit Großspeichern und Großwärmepumpen in Verbindung mit Langzeitspeichern. Gleichzeitig warnen die Interviewpartner auch vor der Gefahr einer Überförderung.

3.1.2.2 Planung und Konzepte

Ein Hemmnis stellen auch die **hohen Planungs- und Konzeptkosten** dar, die in der Initiierungsphase von potenziellen Investoren getragen werden müssen. Größere Städte und Stadtwerke benötigen meist keine finanzielle Unterstützung bei der Planung oder der Erstellung von Konzepten. Kleinere Gemeinden und Energieversorger benötigen eine Förderung von Wärmeleitplanungen und Konzepten jedoch sehr dringend. Daneben könnte auch eine gesonderte Förderung von Machbarkeitsstudien helfen, die bisher nicht angeboten wird. Auch fehlt es an einer professionellen Unterstützung von alternativen Betreiberstrukturen, wie z.B. Energiegenossenschaften. **Kommunikationsmaßnahmen** in der Konzeptionsphase und andere Aufwände zur Steigerung des Anschlussgrades werden nicht gefördert. Eine pauschale Förderung für die Konzeptphase fehlt bislang, was als Hemmnis für die Initiierung von Wärmenetzvorhaben gesehen wird.

Ein Experte hat die Erfahrung gemacht, dass Planer teilweise die Berücksichtigung von Speichern als zu aufwändig empfinden und diese daher nicht berücksichtigen. Dies kann z.B. daher kommen, dass bestimmte Planungsprogramme (Software) die Berücksichtigung von Speicherlösungen nicht anbieten. Als problematisch wird auch die statische Momentaufnahme von Konzepten gesehen. Hier könnte eine fortlaufende und flexible Planung helfen. Gerade für Bestandsnetze könnte eine Förderung von digitalen Messsystemen zur Systemoptimierung helfen und so Schwachstellen und sinnvolle Maßnahmen identifizie-

ren. Auch der Modernisierungsbedarf könnte so evaluiert und in der Planung berücksichtigt werden.

3.1.2.3 Ausbildung und Beratung

Es mangelt an Aus- und **Weiterbildungsprogrammen** im Bereich der für innovative Wärmenetze benötigten Technologien und Konzepte. Dies führt dazu, dass diese bei der Planung von Wärmenetzen nicht, unzureichend oder in ungeeigneter Weise berücksichtigt werden. Es besteht ein umfassender Beratungsbedarf bei Niedertemperaturnetzen in kleinen Kommunen und bei kleinen Energieversorgern. Zudem haben einige Anbieter Probleme, entsprechend qualifiziertes **Personal** zu gewinnen. Dies ist aktuell noch ein beherrschbares Problem, geht man jedoch von einer stärkeren Umsetzung von innovativen Vorhaben aus, wird mit einem Mangel an qualifizierten Planern zu rechnen sein.

Im Bereich der Beratung bestehen kaum Anreize, das Beratungsportfolio im Bereich der Wärmenetze auf innovative Technologien auszuweiten, da diese aufgrund der dargelegten Hemmnisse in der Praxis letztlich kaum nachgefragt und umgesetzt werden. Zudem fehlen noch umfängliche Praxiserfahrungen mit innovativen Technologien, um diese auch innerhalb einer Beratung weitergeben zu können.

Selbst Stadtwerke mit einem großen Wärmenetz greifen bei der Projektierung von Erzeugungsanlagen auf das Fachwissen von externen Beratern zurück. Daher verlassen sich die Stadtwerke auch auf die Empfehlungen der Berater und aufgrund fehlender Praxis sind hier Niedrigtemperaturnetze mit einem solarthermischen Anteil meist nicht im Blick der Stadtwerke. Speicher sind für Stadtwerke derzeit nicht als Saisonalspeicher ausgelegt, sondern als Pufferspeicher für Lastspitzen. Gerade in größeren Städten besteht Skepsis gegenüber großen Saisonalspeichern, da die Dimensionen als technisch nicht machbar angesehen werden. Hier könnte eine gezielte Beratung Ängste abbauen und realistische Konzepte kommunizieren.

3.1.2.4 Hemmnisse bei den Anzuschließenden

Ein weiteres Hemmnis stellt das **Anschlussrisiko**, also die Abweichung von geplanten und realisierten Anschlussquoten dar. In Bestandsgebieten wird das Akzeptanzproblem auch durch den langen **Investitionszyklus** von Anlagen der dezentralen Wärmeerzeugung von oft mehr als 20 Jahren verschärft. Grundsätzliches Hemmnis bei den Anzuschließenden ist, dass sie **mit** den bestehenden, **dezentralen Heizsystemen zufrieden** sind. So zeigen Befragungen von Heizungsbesitzern, dass diese z.B. die Zuverlässigkeit sowie die freie Lieferantwahl und auch die Wahl des Lieferzeitpunkts (insbesondere bei Ölheizungen) als positive Aspekte dieser Heizsysteme benennen.

Umgekehrt sehen die etablierten Energiehändler Wärmenetze als Bedrohung ihres Geschäfts und schalten teilweise sogar Werbekampagnen gegen geplante Vorhaben. Als Beispiel sei hier auf die Kampagne der Plattform „freie Wärme“ gegen das geplante Wärmenetz in Freiburg Gutleutmatten verwiesen.¹

¹ www.freie-waerme.de

Bei den Anzuschließenden bestehen teilweise spezielle **Vorbehalte ggü. Niedertemperaturnetzen**. In diesem Zusammenhang wird z.B. auf die Legionellenproblematik bei dezentralen Trinkwasserspeichern verwiesen.

Eine Möglichkeit zur Erhöhung des Anschlussgrades ist der den Kommunen zur Verfügung stehende „**Anschluss- und Benutzungszwang**“. Häufig scheuen Kommunen die Nutzung dieses Instruments, da damit eine rasche und vollständige Erschließung des Wärmeabnahmepotenzials erreicht, die Entscheidungsfreiheit der Kunden jedoch eingeschränkt wird. Grundsätzlich ist es zu favorisieren, dass die Planung des Netzes mit großer **Transparenz** erfolgt. Hier ist es von Vorteil, wenn der Wärmenetzbetreiber lokal ist („mein Stadtwerk“).

Möglichkeiten zur Absicherung dieses Anschlussrisikos fehlen. Hier wird auf die Möglichkeit verwiesen, sog. **Blindanschlüsse** zu fördern. Diese haben den Vorteil, die Anschlussquote im Nachhinein zu verbessern, da Wärmenutzer ohne aufwändige und teure Maßnahmen auch später noch an das Wärmenetz angeschlossen werden können. Auch die Förderung der Nachverdichtung von Bestandsnetzen wird als wichtiges Thema benannt. In einem Beispiel wurde die Situation geschildert, dass gegen den Anschluss- und Benutzungszwang geklagt wird, da die Wärmepreise des Niedertemperaturnetzes zu hoch seien. In einem anderen Beispiel wurde die Wahl zwischen einer dezentralen Heizung auf Basis erneuerbarer Energien oder dem Anschluss an das Wärmenetz vorgeschrieben.

Aufwände für Stakeholder-Einbindung und Maßnahmen zur Erhöhung der **Akzeptanz** bei den Anzuschließenden werden im bisherigen Förderregime nur unzureichend gefördert. Auch wird die mangelnde Kenntnis der Vorteile einer Fernwärmeversorgung bei den Anzuschließenden als Hemmnis genannt. Einzelne Stakeholder wünschen sich hier eine **Kampagne** zur Information der Bevölkerung, der Kommunen und der Stadtwerke.

Fehlende Kommunikation und Einbindung der Bevölkerung hat in der Vergangenheit zum Scheitern von Vorhaben geführt. Inzwischen sind viele Akteure sensibler und beziehen die Anzuschließenden frühzeitiger mit ein. Durch ein zusätzliches Angebot des Anschlusses und der Verlegung eines **Glasfaserkabelnetzes**, welches meist sehr günstig ist, da die Tiefbauarbeiten ohnehin vorgenommen werden müssen, kann eine zusätzliche Attraktivität geschaffen werden. Andere Energieversorger arbeiten mit finanziellen Anreizen beim Anschluss.

3.1.2.5 Hemmnisse bei den Kommunen

Generell lässt sich bei allen befragten Kommunen eine hohe Bereitschaft zum Handeln feststellen. Dabei spielen der Klimaschutz und die Effizienz eine wichtige Rolle, aber auch der Einsatz für die kommunale Wertschöpfung und die Pflege des kommunalen Images. Sobald finanzielle Ressourcen zur Verfügung stehen, nutzen Kommunen diese auch für Projekte. Meist sind die finanziellen Ressourcen jedoch eher nicht gegeben. Tätig werden die Kommunen dann erst, wenn sich eine direkte Chance ergibt, etwa durch die Abwärme aus einer Biogasanlage, den Kauf einer günstigen Erzeugungsanlage oder durch die Nachfrage nach einer Heizungsmodernisierung oder durch Neubaugebiete. Eine interkommunale Zusammenarbeit kann zu einer wichtigen Bündelung der Ressourcen führen und so Projekte möglich machen. Dabei können Studien und Konzepte helfen, um die Wärmeplanung auch zielgerichtet, abgestimmt und nachhaltig verfolgen zu können.

Das Fehlen von kommunalen **Wärmenutzungsplänen** wird als hinderlich für Wärmenetze gesehen. Dadurch ist den Kommunen oft nicht bekannt, welche Flächen z.B. für große solarthermische Anlagen in Frage kommen und welche ungenutzten Abwärmepotenziale zur Verfügung stehen. Die Förderung von Wärmeplänen wird im Rahmen der Kommunalrichtlinie der NKI gefördert. Allerdings haben bislang erst wenige Kommunen von dieser Förderung Gebrauch gemacht.

Besonders in kleinen Kommunen fehlt es hier häufig an einer Person, die für das Thema zuständig ist und sich auch dafür einsetzt („**Wärmemanager**“). Teilweise bestehen auch Ängste, dass bei einem invasiven Großprojekt, wie der Verlegung eines Wärmenetzes Probleme auftreten und das Vorhaben dadurch stark verteuert wird. Dies ist für Lokalpolitiker, die in den Kommunen leben und bekannt sind, durchaus ein Problem. Hier kann Förderung helfen, das Risiko zu reduzieren.

Im Bereich der innovativen Wärmenetze fehlt es in den Kommunen an Know-how. Hier können Multiplikatoren und Leuchtturmprojekte helfen, die Möglichkeiten im Bereich der Wärmenetze bei Kommunen zunächst bekannt zu machen. Einzelne Experten berichten, dass sie bei der Beratung mit Kommunen immer „bei Null anfangen“, weil praktisch **kein Vorwissen** zu innovativen Wärmenetzen vorliegt. Die Kommunen müssen sich jedoch gezielt mit der Thematik auseinandersetzen und eine Bereitschaft bzw. den Willen haben, etwas zu verändern. Hier bedarf es einer Person, die das Thema aus eigenem Antrieb voranbringt. Dies kann ein Bürgermeister oder auch ein Stadtwerke-Chef sein.

Einige Experten stellen fest, dass sich Wärmenetzbetreiber zunehmend für das Thema interessieren und sprechen hier von einem gewissen Generationenwechsel. Viele befragte Experten wünschen sich **mehr Kommunikation von Bundesministerien** zu diesem Thema. Mehrfach wird der Wunsch geäußert, dass innovative Wärmenetze im Rahmen von „**Deutschland macht's effizient**“ beworben werden sollten. Ziel muss es sein, dass das Thema Wärmenetze positiver belegt wird.

Viele Kommunen schreiben für die Wärmeversorgung ihrer kommunalen Liegenschaften europaweit und technologieoffen aus und orientieren sich hierbei meist ausschließlich am **Angebotspreis**. Diese Vorgehensweise verdrängt oft regionale und regenerative Wärmelösungen und untergräbt damit die eigentlich ambitionierten Ziele, die in vielen Klimaschutzkonzepten vorgesehen sind. Dabei kann gerade die Nachfrage von größeren kommunalen Gebäuden entscheidend zur Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen beitragen.

3.1.2.6 Hemmnisse im Bereich der Wärmenutzung im Gebäude

Grundvoraussetzung für die Nutzung von Niedertemperaturwärme ist das Vorhandensein von **Flächenheizungen oder groß dimensionierten Heizkörpern**. Während Flächenheizungen im Neubau einen sehr hohen Marktanteil aufweisen, ist der nachträgliche Einbau im Sanierungsfall in der Regel zu aufwändig. Das Fehlen von Flächenheizungen in Bestandsgebieten reduziert die mit Niedertemperaturnetzen erreichbaren **Anschlussquoten**.

Die Umstellung der Bestandsnetze von einem hohen Temperaturniveau auf ein niedriges Temperaturniveau ist von Seiten der Anlagenbetreiber grundsätzlich möglich. Bei den meist stromgeführten größeren Biomasseheizkraftwerken kann eine niedrige Temperatur zu einer besseren Stromausbeute führen. Allerdings scheitert eine Umstellung an den technischen Voraussetzungen bei den Verbrauchern, da diese eher Anreize für kleine Heizkörper haben, die mit hohen Temperaturen gefahren werden. Auch die Anschlusstechnik

bei den Verbrauchern ist meist nicht auf niedrige Temperaturen ausgelegt. Lediglich in besonders alten Gebäuden mit oftmals überdimensionierten Heizkörpern ist eine Absenkung des Temperaturniveaus ohne zusätzliche Anpassungsmaßnahmen möglich.

3.1.2.7 Hemmnisse bei der Wärmeverteilung

Hier muss eine Unterscheidung zwischen Land und Stadt vorgenommen werden. Grundsätzlich ist das Verlegen eines Wärmenetzes ein erheblicher **Eingriff**. In innerstädtischen Gebieten kommt dazu, dass die **Verlegekosten** sehr hoch sind und Projekte alleine daran scheitern können. Zum Beispiel bestehen in Frankfurt erhebliche Probleme beim Verlegen von Netzen im Boden, da Platzmangel in den Straßen herrscht. Ländliche Projekte lassen sich hier derzeit besser umsetzen. Grundsätzlich ist hier ein starker Wille innerhalb der Kommune nötig, da mit Widerständen zu rechnen ist. Es gibt aber auch einzelne Beispiele, in denen Stadtwerke ein Gasnetz zurückgebaut und dafür Wärmeleitungen verlegt haben, da sie dies als zukunftsichere Investition bewerten.

3.1.2.8 Hemmnisse im Bereich der Wärmeerzeugung

Solarthermie. Grundsätzlich können Solarthermie-Großanlagen unter den aktuellen Förderbedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Allerdings erhöhen sich die Kosten für das Gesamtsystem und meist braucht es eine andere Erzeugungstechnologie, die mit der Solarthermie kombiniert wird. Dies schreckt viele der Befragten ab. Wirtschaftliche Vorteile bieten solarthermische Anlagen aber laut Befragten dank der niedrigen Wartungskosten und den wegfallenden Brennstoffkosten. Die Betriebskosten können so zwar gesenkt werden, aber die Anfangsinvestitionen stellen eine beträchtliche Hürde dar. Ein Problem dabei stellt der Platzbedarf dar, der in Ballungsräumen oft nicht verfügbar ist. Eine Zielvorgabe für solarthermische Flächen auf der Ebene der Bundesländer könnte hier helfen. Bei der Aufstellung von Großanlagen außerhalb des Stadtgebiets erhöhen sich die Kosten für den Leitungsbau und die Wärmeverluste steigen. Für die Alternative, die dezentrale Einspeisung aus Dachanlagen, fehlt es bislang an technischen Lösungen. Außerdem besteht eine Nutzungskonkurrenz mit Photovoltaikanlagen, so werden Dächer in der Innenstadt eher für PV genutzt. Soll hier ein Umdenken stattfinden, muss es attraktiver werden, in Solarthermie statt PV zu investieren. Bei Bestandsgebäuden und hier insbesondere bei mehrstöckigen Mehrfamilienhäusern, ist die Einbindung von Dachanlagen in Wärmenetze mit großem baulichen Aufwand verbunden, der die Kosten noch einmal in die Höhe treibt.

Tiefe Geothermie. Ein grundsätzliches Hemmnis für einen breiten Einsatz von tiefer Geothermie stellt die Standortabhängigkeit dar. Darüber hinaus besteht ein Fündigkeitsrisiko, welches erhebliche Vorleistungen und ein entsprechendes finanzielles Risiko bedingt, das aber grundsätzlich im MAP adressiert wird. Dazu kommt die hohe Investitionsintensität. In der praktischen Realisierung erweist sich die Akzeptanz der Bevölkerung als zentrales Hemmnis.

Oberflächennahe Geothermie (Wärmepumpen) oder warme an der Oberfläche verfügbare Quellen (ungenutzte Heilquellen in ehemaligen „Bäder-Ortschaften“ etc.). Hemmend für den Einsatz von Wärmepumpen sind die hohen Strompreise (im Vergleich zu den aktuell geringen Gas- und Ölpreisen) sowie die Unsicherheit bezüglich ihrer weiteren Entwicklung. Ein weiteres Hemmnis kann der hohe Flächenbedarf bei erdgekoppelten Wärmepumpen darstellen. In Kur- und Bäderbetrieben liegen z.T. niedertemperierte geothermische Wärmequellen vor, welche mittlerweile für diese Zwecke nicht mehr genutzt werden

und bislang aufgrund der ehemals erforderlichen höheren Temperaturniveaus auch nicht für die Temperierung von Gebäuden genutzt wurden. Wo solche Quellen vorliegen, könnte jedoch auch deren Einbindung

Abwärme. Trotz der geringen Grenzkosten von ungenutzter Abwärme erfolgt bislang kaum die Einbindung in Wärmenetze. Dabei bestehen Abwärmepotenziale z.B. in den Entwässerungs-Systeme städtischer Agglomerationen, den mehr als 400 Großrechenzentren oder sonstigen gewerblichen Unternehmungen, bei denen bislang Wärme ungenutzt anfällt oder mit großem Aufwand „weggekühlt“ werden muss. 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. Fördermöglichkeiten zur Besicherung des Ausfallrisikos fehlen, können jedoch in multivalenten Systemen durch andere Wärmeerzeuger abgedeckt werden. 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 haben und diese zur Wärmeerzeugung betreiben.

Biomasse. Als grundsätzliches Problem beim breiten Einsatz von Biomasse werden der hohe Flächenverbrauch und die lokale Verfügbarkeit von Brennstoffen gesehen. Für Biomasse stellt sich derzeit eher die Frage, inwiefern ihr Einsatz in Wärmenetzen aus politischer und Gesamtsystemsicht wünschenswert ist. Ein wirkliches Hemmnis besteht nicht, Biomasse-KWK wird auch aufgrund der derzeitigen Fördersituation regelmäßig in Wärmenetzen eingesetzt. Langfristig zeichnet sich eine Nutzungskonkurrenz für Biomasse ab, da diese perspektivisch auch zunehmend im Verkehrssektor und als Ersatz für CO₂-intensive Brennstoffe in industriellen Prozessen benötigt wird. Eine Umstellung auf niedrige Temperaturniveaus ist für Biomasseanlagen meist sogar positiv zu bewerten, da sich dies positiv auf die Stromerzeugung auswirken kann.

Bei Bestandsnetzen mit Biomasse sorgt die derzeitige Vergütung über das EEG zu einer Fahrweise der Anlagen, die mit der Nutzung solarthermischer Anlagen schwer zu vereinbaren ist. In den solarthermisch besonders interessanten Monaten steht aufgrund der EEG-Förderung bereits ein Überangebot von Abwärme zur Verfügung, so dass sich der Betrieb einer Solaranlage negativ auf den wirtschaftlichen Betrieb von Bestandsanlagen auswirkt. Diese Problematik lässt sich durch Einsatz von saisonalen Speichern mindern, da die im Sommer überschüssige Wärme aus den Solarkollektoren eingespeichert werden kann.

Dezentrale Einspeisung / Einspeisung durch Dritte. Eine dezentrale Einspeisung durch Dritte kann sich anbieten, wenn Versorgungsgebiet und Wärmenetz groß sind (z.B. wie in Berlin). Bei kleinen Wärmenetzen ist die Einspeisung durch Dritte in großem Maße nicht praktikabel. Wärmenetze sind komplexer als Stromnetze im Hinblick auf die Einspeisung durch Dritte. Im Vergleich zum Strom ist das Potenzial der Einspeisung durch Dritte im Wärmebereich geringer. Hinzu kommen Fragen der technischen Umsetzbarkeit. Wärmenetzbetreiber fürchten fluktuierende Einspeisung mit fluktuierenden Temperaturen, die zu Netzschäden führen können. Die Regulierung eines Netzes mit dezentraler Einspeisung ist

eine große Herausforderung. Da auch jedes Netz anders ist (Temperaturniveau, Druck) muss jeweils differenziert vorgegangen werden. Ein Wärmegesetz analog zu StromNEV etc. ist nicht sinnvoll. Jedes Netz weist (insbesondere hydraulische) Besonderheiten auf. Die Einführung einer **garantierten Einspeisevergütung mit Abnahmegarantie** wurde kontrovers kommentiert. Generell sinnvoll wurde es nur bei großen solarthermischen Freiflächenanlagen empfunden.

3.1.3 Zusammenschau der Ergebnisse und Schlussfolgerungen für das Programm

Tabelle 8: Übersicht identifizierter Hemmnisse und abgeleiteter Anforderungen an das Programm

Identifiziertes Hemmnis	Anforderung an/Konsequenzen für das Programm
Problemkreis Aktivierung und Wissen	
Fehlende Aus- und Weiterbildungsangebote im Bereich innovative Technologien bei Wärmenetzen	Anreiz durch Förderung innovativer Technologien, um diese auch in den Fokus von Aus- und Weiterbildung zu rücken.
Fehlende Anreize und Praxiserfahrungen bei Beratern	Anreiz durch Förderung innovativer Technologien, um diese auch in den Fokus von Beratung zu rücken und um Praxiserfahrungen zu ermöglichen. Förderung von Beratungsleistungen
Fehlende Akzeptanz bei den Anschlussenden	Förderung von Kommunikationsmaßnahmen zur Erhöhung der Anschlussrate (Integration in „Deutschland macht’s effizient“), ggf. von Beratungsleistungen in dieser Phase
Keine Infrastrukturplanung	Förderung der Erstellung von Wärmeplänen oder „Wärmemanagern“
Problemkreis Kosten, Wirtschaftlichkeit, Risiko	
Hohe Infrastrukturkosten, hohes Investitionsrisiko	Adäquate Fördersätze, hohe Förderobergrenzen
Niedrige Preise für Gas und Öl	Außerhalb des Programms: CO ₂ -Lenkungsabgabe o.ä.
Niedrige Preise fossiler Fernwärme und anderer konkurrierender netzgebundener Energieträger	Außerhalb des Programms: CO ₂ -Lenkungsabgabe o.ä.
Förderobergrenzen für Speicher	Ausreichend hohe Förderobergrenzen zur Realisierung von Großspeichern
Hohe Initialkosten für Konzepte und Planung	Deutliche Förderung der Konzept- und Planungsphase, ggf. per Pauschalförderung
Konkurrenz mit dezentralen Lösungen	Sicherstellung (langfristig) günstiger Wärmepreise
Risiko geringer Anschlussquoten	Absicherung des Anschlussrisikos. Ggf. Förderung von Maßnahmen zur Nachverdichtung und Umstellung auf NT-Heizungen
Rahmenbedingungen und Sonstiges	
Fehlende Planungssicherheit	Langfristig und verlässlich fördern
Unübersichtlichkeit bestehender Fördermöglichkeiten	Einfaches, zukunftsweisendes Förderkonzept in einem Programm zusammengefasst
Langwierige Fördermittelbereitstellung, Zeitverzug	Schnelle Zusagen von Fördermitteln, zügiger Mittelfluss
Förderung zu sehr auf Komponentenebene	Förderung von Gesamtsystemen
Hemmnisse im Bereich der Wärmeerzeugung	Hinreichende Berücksichtigung der technologiespezifischen Hemmnisse bei der Ausgestaltung der Fördersystematik. Keine Vorgabe von Technologien.
Hemmnisse bei der Nutzung von Solarthermie	Außerhalb des Programms: Vorgaben in Bebauungsplänen
Hemmnisse bei der Nutzung von Biomasse	Keine Überförderung von Biomasse, um der langfristigen Ressourcenknappheit/Nutzungskonkurrenz keinen Vorschub zu leisten.

Hemmnisse bei der Nutzung von Geothermie (Akzeptanz, Fündigkeitsrisiko)	Geothermie sollte im Programm gefördert werden. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie sollten Akzeptanzfragen untersucht werden.
Hemmnisse bei der Nutzung von Wärmepumpen	Außerhalb des Programms: Sektorkopplungsfreundliche Umgestaltung des Strom-Abgabesystems
Hemmnisse bei der Abwärmenutzung	Besondere Berücksichtigung von Abwärme, z.B. durch schwächere Anforderungen an die maximalen Wärmeverluste (räumliche Trennung von Quelle und Senke) und Förderung benötigter Anlagen zur Besicherung.

3.2 Systemkosten heutiger Netze

3.2.1 Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und der Wärmege- stehungskosten unterschiedlicher Netztypen

Für den Vergleich der Wärmege-
stehungskosten unterschiedlicher Netztypen werden zu-
nächst für eine Anzahl der untersuchten Modellnetze die Wärmege-
stehungskosten ermit-
telt, indem Investitionskosten für die einzelnen Komponenten der Netze recherchiert bzw.
bei den Betreibern abgefragt werden. Ziel ist es, eine möglichst solide Datenbasis für die
modellbasierte Ermittlung von Wärmege-
stehungskosten zu erhalten. So kann die Wirt-
schaftlichkeit der einzelnen Netze besser miteinander verglichen werden (z.B. bei stark
unterschiedlichen Renditeerwartungen einzelner Betreiber). Zusätzlich erfolgt ein Abgleich
mit realen Wärmege-
stehungskosten, sofern diese verfügbar sind, oder Wärmepreisen.

Eine erste Einordnung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Netztypen erfolgt anhand
des Vergleichs der Wärmege-
stehungskosten. Diese werden für bestehende Netze und
später für synthetische und geplante Netze mithilfe eines Bottom-Up-Modells in Anleh-
nung an die VDI-Richtlinie 2067 ermittelt. Die vereinfachte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
berücksichtigt die Hauptkomponenten und trifft Annahmen für Begleit-, Betriebs- und
Wartungskosten.

Zunächst wurde eine ausführliche Literaturrecherche zur Ermittlung typischer Kompen-
tenkosten durchgeführt. Diese Kostendaten bilden die Grundlage für:

- die Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Wärmege-
stehungskosten von
Beispielnetzen der unterschiedlichen, in diesem Vorhaben betrachteten, Netztypen.
- die Identifikation von wirtschaftlich kritischen Komponenten, Kostentreibern und evtl.
Hinweise zur Sinnhaftigkeit einer Förderung einzelner Komponenten innovativer Netze.
- die Bottom-Up-Ermittlung der (synthetischen) Netzkosten aus Komponenten für
unterschiedliche, förderfähige Netze zur Überprüfung unterschiedlicher
Förderkonditionen.
- die Betrachtung der weiteren Kostenentwicklung für Schlüsselkomponenten in Kapitel
(Kostendegression).

Die zur Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendeten Rahmendaten der
im Anhang aufgeführten Tabellen basieren größtenteils auf den nachfolgenden Quellen.
Im Rahmen der Befragung wurden weitere Kostendaten erhoben:

- Hamburg Institut (2016): Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-
Solarthermie-Anlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetz.

- Solites (2013): Gesamtbetrachtung zu solaren saisonalen Wärmespeichern und mögliche multifunktionale Nutzungen.
- Martin Willinge (2016): Aktuelle Solarprojekte für Nah- und Fernwärmenetz in Deutschland.
- Geyer (2012): „Machbarkeitsstudie“ – Nahwärmeverbund Grettstadt
- UDE (2015): Einsatz von KWK-Technologien in NRW - Detailfragestellungen und Forschungsagenda
- Solites (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung
- EES Enerko (2016): KWK, PtH und Wärmespeicher
- J. Clausen, Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH (2012): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze - Arbeitspapier zu AP 6 A im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungs- Systemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung“
- AGFW (2013): Transformationsstrategien Fernwärme
- IER (2014) - Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland

sowie weitere technologiespezifische ältere Literatur (Lambauer 2008, Manderfeld 2008a).

Ausführlich sind die zu Grunde gelegten Kostendaten in Anhang 5.2 dokumentiert.

Basierend auf den so erfassten Werten kann ebenfalls die Kostenstruktur der Wärmege-
stehungskosten, aufgeschlüsselt nach fixen Kapitalkosten, bzw. den Investitionskosten der
einzelnen Komponenten, und variablen Betriebskosten erfolgen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Netze, die für die jeweilige Netzkategorie als Beispiel-
netze gewählt wurden.

Tabelle 9: Ausführlich untersuchte Beispielnetze

Netze mit hohen Solaranteilen	Sekundärnetz in bestehendem Netz	Kalte Nahwärme	Bio-Solar-Netz
Dronninglund	München-Ackermannbogen	Dollnstein	Büsing
Crailsheim			

Vorgehensweise der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Nachfolgend wird das Vorgehen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit (im Sinne der resul-
tierenden Wärmege-
stehungskosten) beispielhaft anhand des Fernwärmenetzes Crailsheim
erläutert. Die Ergebnisse zu den weiteren in der Tabelle aufgeführten Netzen werden im
nachfolgenden Abschnitt dargestellt.

Das entwickelte Tool zur Berechnung der Wärmegestehungskosten basiert auf einer unterstützten Abfrage wichtiger technischer und wirtschaftlicher Daten und Rahmenbedingungen des jeweils zu betrachtenden bestehenden oder synthetischen Netzes. Weiterhin unterstützen die hinterlegten Informationen zu typischen, spezifischen Kosten zentraler Komponenten, Begleitkosten (z.B. Baubegleitung und Umsetzungsplanung) und den Aufwänden für Instandsetzung und Wartung die Abschätzung der anzunehmenden Kosten. Das Tool ist auf eine unterschiedlich detaillierte Datenlage ausgerichtet. Es können jeweils aggregierte Werte, wie z.B. für die Investitionskosten, Förderung oder Netzverluste, als auch detaillierte Daten, z.B. für aufgeschlüsselte Kostendaten für Netzkomponenten, eingegeben werden. In Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 werden schließlich die Wärmegestehungskosten des spezifizierten Netzes errechnet.

Im Folgenden werden die Abschnitte des Modells näher erläutert. Beispielhaft werden die technischen und wirtschaftlichen Daten des solar unterstützten Fernwärmenetzes mit Langzeitwärmespeicher in Crailsheim Hirtenwiesen verwendet.

1. Grunddaten

In den Grunddaten werden die maßgeblichen technischen Parameter des Netzes abgefragt. Hierzu zählen die Leistung, bzw. die Aperturflächen, sowohl der innovativen als auch der konventionellen (Backup) Wärmeerzeuger, die Kapazität der Netzspeicher und die Netzlänge, jeweils aufgliedert nach Typen. Im Anhang ist diese Tabelle beispielhaft für das solar unterstützte Fernwärmenetz in Crailsheim dokumentiert.

2. Energieertrag

Im Abschnitt Energieertrag werden im Wesentlichen die Netto-Erzeugung nach den Erzeugertechnologien sowie die Verluste in Speicher oder Netz abgefragt. Ergebnis der Abfrage ist die Netto-Erzeugung, bzw. die abgegebene Wärmeenergiemenge. Die Daten sind im Anhang dokumentiert.

3. Zusätzliche Erlöse

Über die Wärmebereitstellung hinaus, können die Erzeuger im innovativen Netz weitere Erlöse aus z.B. Zahlungen nach EEG oder KWKG für Strom aus der Kraft-Wärme-Kopplung, Bereitstellung von Regelenergie oder vermiedenen Netzbezug durch Eigenstromverbrauch erzielen. Diese werden hier erfasst und verringern schließlich die Wärmegestehungskosten.

4. Investition

Im Abschnitt Investition werden die Investitionskosten des Netzes abgefragt. Dies kann pauschalisiert für das Gesamtnetz oder detailliert für alle Komponenten erfolgen. Die Eingabe soll hier durch Vorschläge für typische spezifische Kosten einzelner Komponenten unterstützt werden. Das beispielhaft berechnete Netz in Crailsheim wird mit pauschalen Investitionskosten in Höhe von 8 Mio € angegeben. Die Daten sind im Anhang dokumentiert.

5. Förderung

Innovative Wärmenetze können über eine Anzahl von Mechanismen über nicht rückzahlbare Investitionsförderungen unterstützt werden. Diese gleichen die relativ hohen Investitionskosten teilweise aus und verringern im Ergebnis den Kapitalkostenanteil der Wärmegestehungskosten. Um die Vergleichbarkeit der betrachteten Netze zu gewährleisten und den Einfluss der Förderung transparent darzulegen, wird in dem Tool nach Gestehungskosten mit und ohne Berücksichtigung der erhaltenen Förderung unterschieden und jeweils

beide Werte genannt. Abbildung 51 zeigt diesen Abschnitt des Tools am Beispiel des Netzes Crailsheim. Hier ist insgesamt eine Investitionsförderung von 5,2 Mio. €, bestehend aus 2,4 Mio. € vom BMUB, 1,4 Mio. € vom Wirtschaftsministerium BaWü und 1,4 Mio. € von der Stadt Crailsheim geleistet worden.

6. Kapitalkosten

Die Kapitalkosten beschreiben die dynamisch umgelegten Aufwendungen zur Deckung der Investitionskosten. Hierfür wird eine Annuität der Investitionsaufwendungen in Abhängigkeit vom gewählten Betrachtungszeitraum und eines kalkulatorischen Zinssatzes berechnet.

7. Betriebskosten

Die Betriebskosten beschreiben die laufenden variablen Aufwendungen die sich aus dem Betrieb des Netzes ergeben. Sie setzen sich aus Kosten für Wartung und Instandhaltung, variable Betriebskosten für Brennstoffe oder direkten Wärmebezug von Dritten und sonstige Betriebsmittel zusammen. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden über relative Kosten als Anteil der Investitionskosten nach VDI 2067, getrennt nach den Komponentenkosten, vereinfacht und abgeschätzt.

8. Wärmegestehungskosten

Das Ergebnis der Berechnungen bildet die Berechnung der Wärmegestehungskosten als Quotient der jährlichen Kosten und der jährlich gelieferten Wärmemenge. Die Angabe unterscheidet nach den Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung und weist die Anteile der Kapital- und Betriebskosten aus.

Weiterhin wurden ebenfalls die Wärmegestehungskosten für die Netze Dronninglund, München-Ackermannbogen, Dollnstein und Büsingen mit dem Tool gerechnet. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Es handelt sich bei den dargestellten Kosten um Top-Down ermittelte Kosten, d.h. es wurde von den dokumentierten Investitionskosten und Förderzuschüssen ausgegangen.

Tabelle 10: Ermittelte Wärmekosten der Beispielnetze

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

3.2.2 Ergebnisse und Schlussfolgerungen für das Programm

Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu dezentralen Versorgungslösungen

Die Wärmevollkosten für marktübliche, dezentrale Versorgungslösungen liegen, wie in Tabelle 11 dargestellt, zwischen 8,4 Cent/kWh für eine Lösung mit Gaskessel und solar-

thermischer Unterstützung und bis zu 16,7 Cent/kWh für eine strombetriebene Wärmepumpe.

Die ermittelten Wärmekosten der Beispielnetze liegen zwischen rd. 6,6 und 19,7 ct/kWh. Vergleicht man diese Kosten mit denen von Benchmark-Technologien (Gaskessel/Solar 8 bis 11 ct/kWh der betrachteten Wärmenetze, wird schnell deutlich, dass diese eine höhere Bandbreite der Wärmekosten aufweisen. Eine Ausnahme bildet Dronninglund. Die Wärmegestehungskosten für Dronninglund sind bezogen auf die tatsächlichen Projektkosten des Wärmenetzes. Dieses wurde äußerst günstig realisiert, was an einem komponentenweisen Vergleich der in den Projektberichten dokumentierten Kosten mit typischen Kosten in Deutschland deutlich wird. Gerade das ist ein wesentlicher Beweggrund für das Programm: Eine Realisierung verschiedener solcher Netze in Deutschland sollte daher insbesondere diese Kostensenkungsoptionen auswerten.

Eingeschränkt kommen auch die Bio-Solar-Netze auf vergleichsweise konkurrenzfähige Wärmekosten. Bei allen anderen Beispielnetzen liegen die Wärmegestehungskosten über denen von Gaskessel-Solarthermie-Kombinationen, z. T. aber auch von Wärmepumpen.

Tabelle 11: Wärmevollkosten für dezentrale Versorgungslösungen (nach Fraunhofer ISE 2016)

Wärmeversorgungs- option Privathaushalt	Investition	Brennstoff	Wärmevollkosten
Gaskessel & Solarthermie	Gaskessel: 180-230 €/kW ST: 700-1.050 /kW	Arbeitspreis: 4,2-5,5 ct/kWh Grundpreis: 180 €/a	8,4 – 11,1 ct/kWh
Pelletkessel & Solarthermie	Pelletk.: 400-600 €/kW ST: 700-1.050 /kW	4,0-5,5 ct/kWh	8,8 – 12,6 ct/kWh
Wärmepumpe	1.000-1.400 €/kW	Arbeitspreis: 18-20 ct/kWh Grundpreis: 170 €/a	12,6 – 16,7 ct/kWh

Aus der Betrachtung der Wärmegestehungskosten wird auch deutlich, dass bereits heute erhebliche Förderzuschüsse in Anspruch genommen werden. Im Ergebnis liegen die Kosten der betrachteten Netze dennoch im Bereich der dezentralen Lösungen. Berücksichtigt man die zahlreichen weiteren unter Kapitel 3.1 beschriebenen Hemmnisse, wird deutlich, warum die Investitionen in innovative Wärmenetze deutlich unterhalb des verfügbaren Potenzials liegen und warum trotz verfügbarer Förderprogramme Bedarf an einem spezifischen, zuschussintensiven Förderprogramm besteht.

Bedeutung einzelner Kostenkomponenten für die Wärmegestehungskosten

In der nachfolgenden Tabelle ist der jeweilige Anteil der wesentlichen Kostenbereiche an den Wärmegestehungskosten der einzelnen Beispielnetze dargestellt.

Tabelle 12: Anteile einzelner Kostenkomponenten an den Wärmekosten (Kosten ohne Förderung)

Netz	Wärmegestehungskosten [%]			
	Erzeugung	Speicherung	Verteilung	Overhead
Ackermannbogen	53,0	24,9	2,3	19,9
Kapitalkosten	33,9 (Flachkollektoren 13,9 und Wärmepumpe 19,9)		21,7	2,3
Betriebskosten	19,1 (Betriebsmittel Wärmeerzeuger, Wartung und Instandhaltung)		3,2	0
Büsingen	54,1	0,8	31,2	13,9
Kapitalkosten	12,2 (Vakuümrohrenkollektoren 8,7, Holzhackschnitzel 2,2, Bio-Ölkessel 1,3)		0,7	31,2
Betriebskosten	41,9 (Betriebsmittel Wärmeerzeuger, Wartung und Instandhaltung)		0,1	0
Crailsheim	52,9	16,6	12	18,5
Kapitalkosten	30,2 (Flachkollektoren 27,5 und Großwärmepumpe 2,6)		14,8	12
Betriebskosten	22,6 (Betriebsmittel Wärmeerzeuger, Wartung und Instandhaltung)		1,7	0
Dollnstein	60,6	0,8	22,3	16,3
Kapitalkosten	22,2 (Großwärmepumpe 4,4, Erdgas BHKW 3,9, Flachkollektoren, Tiefenbohrung)		0,7	22,3
Betriebskosten	38,5 (Betriebsmittel Wärmeerzeuger, Wartung und Instandhaltung)		0,1	0
Dronninglund	60,6	9,2	4,6	25,6
Kapitalkosten	31,2 (Flachkollektoren 14,6%, Erdgas BHKW, Bio-Ölkessel, Großwärmepumpe, Erdgaskessel)		8,2	4,6
Betriebskosten	29,4 (Betriebsmittel Wärmeerzeuger, Wartung und Instandhaltung)		1	0

Der Übersicht ist zu entnehmen, dass in allen betrachteten Netzen die Wärmeerzeugung den größten Anteil der Wärmegestehungskosten ausmacht. In Netzen mit großen Speichern stellt dieser zudem eine relevante Kostenposition dar. Auch die Overheadkosten (Gebäude, Messtechnik, Planung etc.) machen über alle Netztypen hinweg einen relevanten Teil der Wärmegestehungskosten aus. Daraus wird der Bedarf nach einer Gesamtsystemförderung deutlich, die alle Komponenten und auch die planerischen Aspekte innovativer Wärmenetze mit berücksichtigt.

Relevant ist weiterhin, dass bei den Erzeugungskosten ein Großteil der Kosten in der Betriebsphase entsteht. In Netzen mit hohen Anteilen brennstofffreier (Solar-)Erzeuger, wie in Dronninglund und Crailsheim, erhöht sich der Anteil der Kapitalkosten des Wärmeerzeugers auf max. knapp 50 % (überwiegend bedingt durch die Sonnenkollektoren).

Resultierender Förderbedarf

Auf Basis der dargestellten Beispielnetze wurden weiterhin (wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben) generische Netze berechnet. Dazu erfolgte die Bottom-Up-Ermittlung der (synthetischen) Netzkosten aus Komponentenkosten für vier unterschiedliche Netztypen. Die Netze orientieren sich an den Beispielnetzen, sind jedoch vereinfacht und um jeweilige Spezifika bereinigt und erlauben damit verallgemeinerte Aussagen zum resultierenden Förderbedarf. Berechnet wurden die Wärmegestehungskosten für ein Solarnetz mit und ein Solarnetz ohne saisonalen Speicher, ein Solarnetz mit Großwärmepumpe sowie ein aus Abwärme gespeistes Netz. Für das erste Netz wurde als Ausgangsbasis das Netz in Dronninglund verwendet, allerdings wurden die typischen Kostendaten für Deutschland eingesetzt. Für die anderen drei wurde das Netz in Büsingen verwendet. Für diese Netze konnte eine besonders gute Datengrundlage ermittelt werden. Die ausführlichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen finden sich im Anhang.

Da das Ziel des Förderprogramms die Schaffung von Wärmenetzen mit günstigen Wärmegestehungskosten ist, wurde für die drei Netze berechnet, welche Förderquote (im Sinne eines Investitionskostenzuschusses) jeweils notwendig ist, um einen bestimmten Wärmegestehungspreis zu erreichen. Dies ist die bezogen auf die Gesamtinvestitionen erforderliche Förderquote zum Kosten-Break even.

Tabelle 13: Notwendige Förderquote zum Erreichen bestimmter Wärmegestehungskosten

Netztyp	Wärmevollkosten		Förderquote zum Erreichen definierter Wärmevollkosten		
	Ohne Förderung ct/kWh	Mit 50 % Zuschuss ct/kWh	12 ct/kWh	9 ct/kWh	7 ct/kWh
Solarnetz mit saisonalem Speicher	17,2	11,8	48%	76%	95%
Solarnetz ohne Speicher	11,5	8,6	/%	43%	77%
Abwärmenetz	7,6	4,3	/	/	8%
Solarnetz mit Wärmepumpe	11,8	8,8	/	46%	79%

Es wird deutlich, dass unter bestehenden Rahmenbedingungen ein erheblicher Investitionskostenzuschuss nötig ist, damit innovative Wärmenetze wirtschaftlich sind im Vergleich zu dezentralen Wärmelösungen. Dies bestätigen auch die im Rahmen der Interviews befragten Experten, die aktuell einen Förderbedarf von mindestens 20 bis 50 % (nicht rückzahlbarer Zuschuss) sehen. Unter günstigen (lokalen) Bedingungen können innovative Wärmenetze auch mit geringer Förderung auskommen (Bsp. Abwärmenetz oder multivalente solare Systeme mit geeigneten Flächen und hocheffizienter Regelung). Andere Netztypen weisen gemäß der hier vorgelegten Berechnungen einen Förderbedarf von mehr als 40 % (bezogen auf die Investitionskosten) auf, damit Wärmegestehungskosten im Bereich von weniger als 10 ct/kWh möglich werden. Ausgehend von einem nach Art. 25 AGVO maximal zulässigen Zuschuss i.H.v. 50 Prozent liegen die Wärmegestehungskosten der betrachteten Netze zwischen 4,3 ct/kWh und 11,8 ct/kWh.

In einigen Bereichen (z.B. bei den Flachkollektoren oder auch bei dezentralen Speichern) sehen die Anbieter noch deutliche Kostenreduktionspotenziale durch Skaleneffekte (s. Kapitel 3.3), wodurch sich der Förderbedarf bereits mittelfristig verringern kann. Eine entsprechende Darstellung der durch Kostenreduktionspotenziale erreichbaren Wärmegestehungskosten ist, wiederum am Beispiel der vier generischen Netze, in Kapitel 3.3.9 zu finden.

Aktuell wird der Förderbedarf auch dadurch erhöht, dass die Wärmegestehungskosten der typischen dezentralen Lösungen durch niedrige Gas- und Ölpreise gering sind. Wärmenetze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien stehen zwar für langfristig stabile Wärmepreise, unter den aktuellen Rahmenbedingungen werden sie jedoch als teuer wahrgenommen. Dies erschwert sowohl die politische Durchsetzbarkeit vor Ort, als auch die Gewinnung von Kunden und damit das Erreichen einer guten Anschlussquote erheblich.

3.3 Kostenreduktionspotenziale von Einzelkomponenten und Gesamtsystem

Wärmenetzsysteme 4.0 sind innovative Wärmeinfrastrukturen, die auf die Erfahrungen mit heutigen Technologien aufsetzen, jedoch insbesondere hinsichtlich der Kriterien des

Klimaschutzes neue Komponenten zur Wärmeversorgung mit einbinden und Innovationen auf systemischer Ebene inkl. der Einbindung von Saisonspeichern befördern. Somit sind im Hinblick auf den innovativen Charakter der Wärmenetzsysteme 4.0 zukünftig Kostenreduktionspotenziale verschiedener Art zu erwarten. Dies betrifft sowohl Einzelkomponenten als auch kostensenkende Installations- und Verlegetechniken bzw. standardisierte Verfahren. Dabei beziehen sich die nachfolgend skizzierten Kostenreduktionspotenziale insb. auf einzelne Komponenten der Wärmenetze und als auch auf die Auswirkungen auf das Gesamtsystem.

Im Folgenden werden diese Kostenreduktionspotenziale von Wärmenetzsystemen 4.0 überblickartig dargestellt. Die in Kapitel 3.2 zu Grunde gelegten gegenwärtigen Kostenstrukturen der Netze dienen als Grundlage für die Betrachtung der möglichen Kostenreduktionspotenziale bezüglich einzelner Komponenten und des Gesamtsystems. Dabei wird einerseits die bisherige Entwicklung der einzelnen Komponenten der Wärmenetze berücksichtigt, andererseits werden innovative Entwicklungen im Hinblick auf die Technologien und das Gesamtsystem betrachtet und in die Bewertung der Reduktionspotenziale mit einbezogen. Insbesondere erfolgt nach Möglichkeit ein Einbezug dänischer Projekte, die einen Ausblick auf Kostensenkungspotenziale bei Realisation vergleichbarer Projekte in Deutschland bieten. Die resultierenden Einflüsse auf die Kosten werden quantifiziert und auf ihre Auswirkungen auf die gegenwärtigen Wärmegestehungskosten hin analysiert, um eine Basis zur Untersuchung der Förderkonzepte zu schaffen.

3.3.1 Methodischer Überblick zu Kostenreduktionspotenzialen

Zur Einschätzung der Auswirkungen möglicher Kostenreduktionspotenziale der verschiedenen Komponenten wird ein einheitliches methodisches Konzept angewendet.

Zunächst werden Kostenreduktionspotenziale qualitativ erfasst anhand von verfügbaren Daten, Literatur und Experteneinschätzungen aus Wissenschaft, Industrie und Handwerk. Diese qualitativen Aspekte werden in den Kapiteln 3.3.2 bis 3.3.8 dargestellt und gemäß der wesentlichen Ursachen (siehe Abbildung 22) kategorisiert.

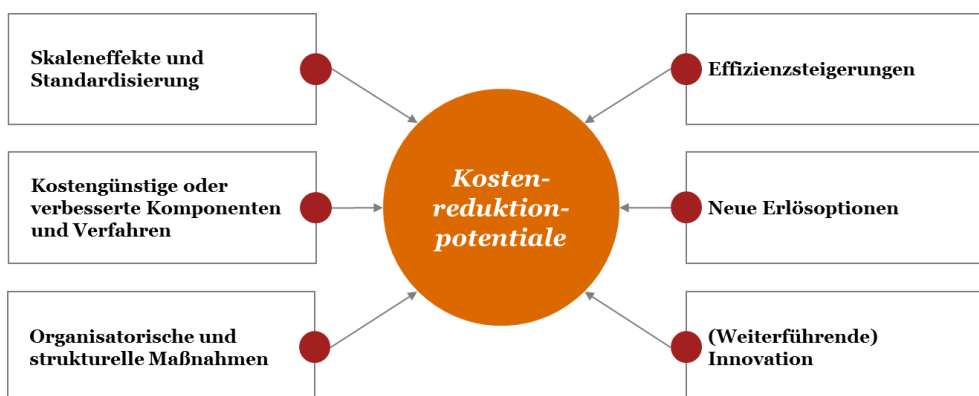


Abbildung 22: Entstehungsbereiche von Kostenreduktionspotenzialen

Die bisherige Entwicklung und die qualitativen Aussagen werden anschließend in einem zweistufigen Verfahren quantifiziert mit dem Ziel, eine Kosteneinschätzung für das Jahr 2030 zu prognostizieren.

In der **ersten Stufe** erfolgt eine Einschätzung des grundlegenden Preisniveaus für die

Infobox: Nominale Indexreihen und Preisniveau

Der Einbezug von nominalen Indexreihen führt häufig zu einem leichten Anstieg des Preisniveaus. Begründet ist dies durch die enthaltenen Preissteigerungseffekte, die aus Lohnsteigerungseffekten und Veränderungen der Preisniveaus zuglieferter Komponenten oder Rohstoffen entsteht.

Die Veränderung des „Verbraucherpreisindex gesamt“ wird als Ermittlungsgröße für das generelle Preisniveau herangezogen. Im Rahmen einer beispielhaften, stark vereinfachten Betrachtung würde sich ein prognostiziertes Preisniveau von 129,4 im Jahr 2030 ergeben. Dabei liegen das Preisniveau von 106,9 im Jahr 2015 zu Grunde und ein jährlicher unterstellter Zuwachs von 1,5 Indexpunkten pro Jahr.

Komponenten im Jahr 2030 durch den Einbezug von Indexreihen des statistischen Bundesamtes (Destatis 2016). Da zumeist keine speziellen Indexreihen für die zu bewertenden Einzelkomponenten vorliegen, wird in der Regel eine spezifische Indexreihe aus zugrundeliegenden Einzelkomponenten und Arbeits- bzw. Dienstleistungsanteilen gebildet. Diese Indexreihe wird hinsichtlich ihres vergangenen Einflusses untersucht. So können die Auswirkungen von Trends bei Rohstoffpreisen und Lohnsteigerungseffekten berücksichtigt und in die Entwicklung der Komponenten von Wärmenetzsystemen 4.0 einbezogen werden. Die Trendabschätzung

erfolgt aufgrund der Vielzahl an Komponenten stets linear. Insbesondere Lohnsteigerungseffekte führen hier oftmals zu einer leicht ansteigenden Trendprognose (siehe Infobox). Wie umfangreich die Trends aus den Indexreihen in die Gesamtbetrachtung der zukünftigen Entwicklung einfließen, hängt auch von der Einschätzung der vergangenen Einflussnahme auf die Preiseentwicklung der Einzelkomponente ab. Aufgrund von Experteneinschätzungen oder unter Berücksichtigung von Literaturquellen kann eine entsprechende Anpassung der Trendprognose aus den Indexreihen erfolgen.

Die **zweite Stufe** der Prognose beinhaltet die produktspezifischen Kostenreduktionspotenziale, die nicht in den Indexreihen enthalten sind. Dies betrifft die Quantifizierung der in den Kapiteln 3.3.2 bis 0 qualitativ beschriebenen Kostensenkungspotenziale. Ein zentraler Aspekt ist dabei die Steigerung der Projektanzahl von Wärmenetzsystemen 4.0 und die dadurch realisierbaren Kostensenkungen. Im Vordergrund stehen somit Skaleneffekte und Standardisierungseffekte, die typischerweise durch eine Steigerung der Produktionsmengen entstehen und meist anhand von Lernkurven dargestellt werden. Das zugrunde liegende Erfahrungskurvenkonzept unterstellt, dass eine Kostensenkung mit steigender kumulierter Produktionsmenge eintritt. Die sogenannte Lernrate gibt demgemäß die Kostensenkung bei einer Verdopplung der kumulierten Stückzahl wieder. Im Hinblick auf die Vielzahl der im Rahmen dieser Studie betrachteten Komponenten von Wärmenetzen 4.0 wird ein vereinfachtes Verfahren angewendet. Lerneffekte oder Kostensenkungseffekte werden für das Kalenderjahr 2030 unmittelbar geschätzt. Basis dieser Schätzung sind die in den Kapiteln 3.3.2 bis 0 verwendete Literatur und Experteneinschätzungen.

Die Kombination der ersten und zweiten Stufe ermöglicht eine Einschätzung der Kosten der Einzelkomponenten im Jahr 2030 unter Berücksichtigung genereller wirtschaftlicher Effekte und projektanzahl- sowie produktspezifischer Effekte. Eine Verifizierung dieser Ergebnisse erfolgt anhand von Prognosen in der bestehenden Literatur. Sofern mehrere Experten für einen Themenbereich zur Verfügung stehen, werden Querchecks durchgeführt.

Nachfolgend wird das Vorgehen kurz anhand der Vakuumröhrenkollektoren verdeutlicht. Für die Komponente Vakuumröhrenkollektoren werden die Indexreihen „Hohlglas“, „Stahl- und Leichtmetallbauerzeugnisse“ sowie „Tariflöhne im produzierenden Gewerbe (ohne Baugewerbe)“ unterstellt. Mittels Kombination der einzelnen Indizes erfolgt eine lineare Trendprognose bis zum Jahr 2030. Diese Prognose wurde in Abstimmung mit Experten der Solarthermiebranche angepasst (siehe Abbildung 23).

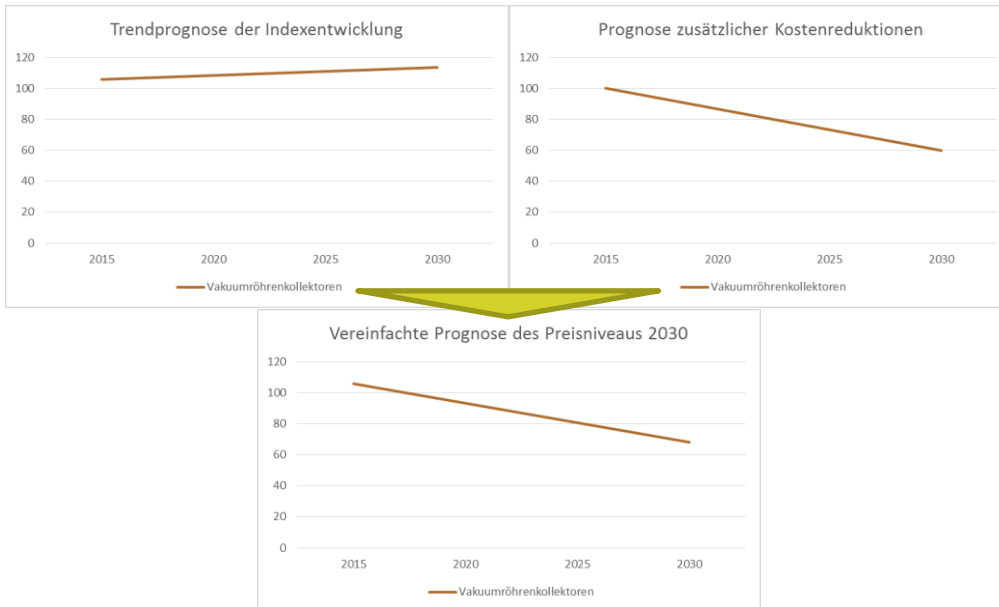


Abbildung 23: Indikation der Kostenentwicklung von Solarkollektoren aus Indexentwicklung, zusätzliche Kostenreduktion, resultierende Prognose des Preisniveaus (Hochrechnung, Datengrundlage: Statistisches Bundesamt (2016))

Parallel zur Trendprognose werden nach dem erfolgreichen Einsatz von Pilotprojekten mit Freiflächen-Vakuumkollektoranlagen leistungsbezogene Kostensenkungen von rd. 40 % bis zum Jahr 2030 prognostiziert, die sich aufgrund von Experteneinschätzungen und Literaturanalysen abschätzen lassen. Grundlage dieser Quantifizierung bilden Effekte, die in den Kapiteln 3.3.2 bis 0 beschrieben werden. Aus der Kombination der beiden Verfahren ergibt sich eine Prognose für das Preisniveau des Jahres 2030, welches direkt auf aktuelle Kostenstrukturen angewendet werden kann.

3.3.2 Kostenreduktion auf Grund von Skaleneffekten und Standardisierung

Viele Komponenten von Nahwärmesystemen weisen deutliche Größendegressionseffekte (Skaleneffekte) auf. Bei der Verwendung von technischen Einrichtungen sind erhebliche Kostensenkungen erzielbar. Es ist zu unterscheiden zwischen projektgrößenbezogenen und produktionsgrößenbezogenen Effekten. Die projektgrößenbezogenen Effekte werden widerspiegelt durch die Kostenstrukturen, die den spezifischen Kosten der Einzelkomponenten in Kapitel 3.2 zu Grunde liegen. Diese Kostendegression ist beispielhaft für thermische Solarkollektoren in Abbildung 24 dargestellt.

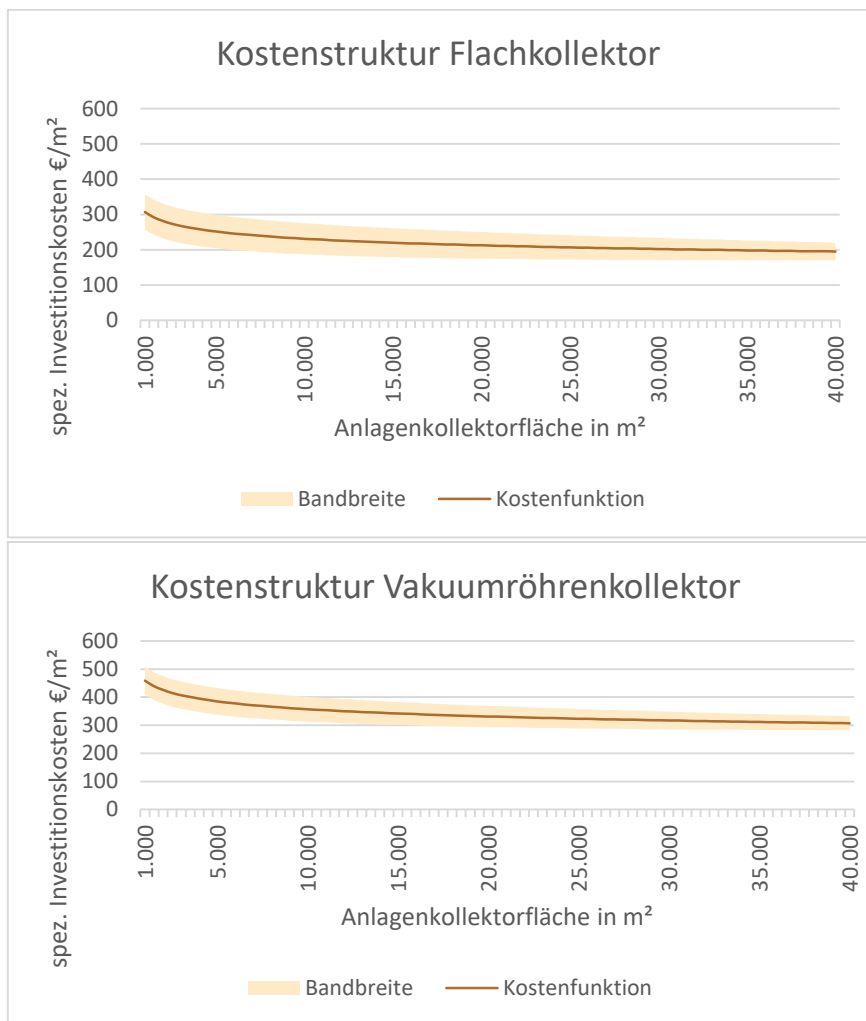


Abbildung 24: Projektgrößeneffekte bei Solarkollektoren (eigene Berechnungen in Anlehnung an Solites (2016) und Expertenaussagen)

Die idealisierte Schätzung der Kostendegressionskurven erfolgt anhand realer Projekte, aufgrund von verfügbaren Marktdaten und/oder durch Auswertung von Literaturquellen. Aus diesem Grund sind im Rahmen von Investitionskostenvergleichen Abweichungen zwischen einzelnen Projekten möglich, die aufgrund örtlicher oder projektbezogener Gegebenheiten entstehen. Diese können gegebenenfalls einen signifikanten Einfluss auf die projektspezifische Höhe der Wärmegestehungskosten haben.

Im Folgenden sollen nicht die Größendegressionseffekte in Abhängigkeit von Projektgröße und -gegebenheiten betrachtet werden, sondern die darüberhinausgehenden Reduktionspotenziale durch **Skaleneffekte und Standardisierung** im Rahmen der Steigerung der Projektanzahl. Von diesem Effekt sind vor allem innovative Einzelkomponenten der Wärmenetzsysteme 4.0 wie z.B. große Solarthermiefreiflächenanlagen, digitale Steuerungs- und Messtechnik oder Saisonalwärmespeicher sowie die Projekt- und Planungskosten betroffen. Dagegen weisen viele klassische Komponenten des Wärmenetzes, wie Rohrleitungen und Wärmetauscher, aufgrund ihres bisher bereits erfolgten vielfachen Einsatzes in der Wärmewirtschaft sowie im Heizungs- und Sanitärgewerbe geringere Reduktionspotenziale auf.

Nach Experteneinschätzungen bestehen sowohl bei den Vakuumröhrenkollektoren als auch bei den Flachkollektoren im Bereich der **Solarthermie** für Freiflächenanlagen Kostensenkungspotenziale durch Produktion größerer Einzelanlagen und höherer Stückzahlen. Im Markt könnte hierdurch ein stärkerer Wettbewerb entstehen und ein Streben nach einem erhöhten Automatisierungsgrad der Fertigung ausgelöst werden. Die bisherigen einzelnen Fertigungsprozesse erfolgen zum Teil noch manuell oder teilautomatisiert. Sie bergen somit noch ein zusätzliches Kostensenkungspotenzial durch Verschlankeung und Optimierung.

Im Rahmen der oberflächennahen **Geothermie** könnten Skaleneffekte im Bereich der standardisierten Produkte realisiert werden. In diesem Zusammenhang genutzte Erdwärmesonden für geringe Tiefen und horizontal verwendete Erdwärmekollektoren sind schon derzeit als standardisierte Produkte am Markt vorhanden (REHAU 2016). Hier könnte aber durch eine Ausweitung der Produktion ein Kostensenkungspotenzial aufgrund von Lerneffekten bei Produktionsausweitung vorhanden sein. Allerdings sind diese Effekte als gering einzustufen, da ein Großteil der Kosten auf Erdarbeiten bzw. Bohrungen entfällt. Ferner basieren sowohl die Kollektoren als auch die Sonden bei der oberflächennahen Geothermie auf Kunststoffrohren, deren industrielle Produktion bereits verbreitet ist und damit viele Kostensenkungspotenziale bereits gehoben sind. Projekte, die eine größere Bohrtiefe aufweisen, sind zumeist stark geprägt durch die örtlichen Gegebenheiten. Auch hier entfällt ein Großteil der Kosten auf die Bohrung, die sich nach den örtlichen Gegebenheiten richten muss. Hier könnten Skaleneffekte erst mit einer weitaus größeren Marktdurchdringungen zu realisieren sein (IUE 2014) und es stehen technische Verbesserungen bei Bohrung und Exploration im Vordergrund (siehe Kapitel 3.3.3).

Wärmespeicher bergen weniger im großskalierten Bereich als bei kleinen Volumina zusätzliches stückzahlabhängiges Potenzial zur Kostensenkung. Dies gilt insbesondere für kleinere Speicher, die sich für den Gebrauch in Ein- und Mehrfamilienhäusern eignen und bisher eine geringe Marktdurchdringung aufweisen. Auch für Latentwärmespeicher, die auch als standardisierte Produkte (Viessmann 2016) angeboten werden und Potenziale im Rahmen einer Produktionsausweitung vermuten lassen, könnte dies zutreffen. Große saisonale Wärmespeicher sind hingegen nur geringfügig von Skaleneffekten betroffen, da Aspekte der Serienfertigung nachrangig sind. Erdbeckenspeicher beruhen auf bewährten Methoden zum Bau von Wasserbauwerken mit umfangreichen Erdbewegungen. Nach Expertenaussagen ist mit zunehmender Projektanzahl vielmehr eine Verbesserung der Robustheit und Langlebigkeit der Speicher zu erwarten als eine Investitionskostenreduzierung. Tendenziell senkt dies perspektivisch auch den Wartungs- und Ersatzaufwand. Allerdings ist dieser Effekt empirisch schwer zu quantifizieren.

Ferner müssen Aquifer- und Erdsondenspeicher sich stark an den Gegebenheiten des Untergrunds ausrichten. Für große, bereits gängige Behälterspeicher ist eine Serienfertigung nicht ersichtlich, da diese auf die Gegebenheiten des Netzes und der Erzeuger ausgerichtet werden. Damit sind nur geringe zusätzliche Potenziale durch stückzahlabhängige Skaleneffekte bei großen Speichern zu erwarten. Gegebenenfalls kann eine vermehrte Produktion von (wärmeisolierenden) Folien zur Abdeckung und Abdichtung von Erdbeckenspeichern sowie eine stärkere Standardisierung der eingesetzten Komponenten (einschließlich Planung, Bau und Genehmigung) Kostensenkungspotenziale beinhalten.

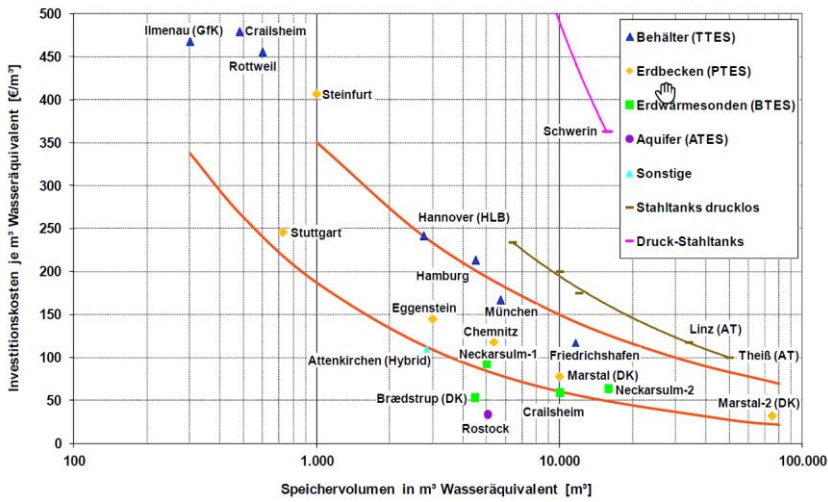


Abbildung 25: Skaleneffekte bei thermischen Speichern (Solites 2016)

Die in der Vergangenheit für die **Fernwärmeverteilung** in großen Teilen eingesetzten **Kunststoff-** und **Stahlmantelrohre** können als Standardanwendung betrachtet werden. Skaleneffekte können lediglich projektgrößenbezogen unterstellt werden, da die Verwendung größerer Nenndurchmesser die spezifischen Verlegekosten pro MW senkt (Manderfeld 2008; siehe Abbildung 26). Eine produktionsbezogene Kostenreduktion ist hier nicht ersichtlich.

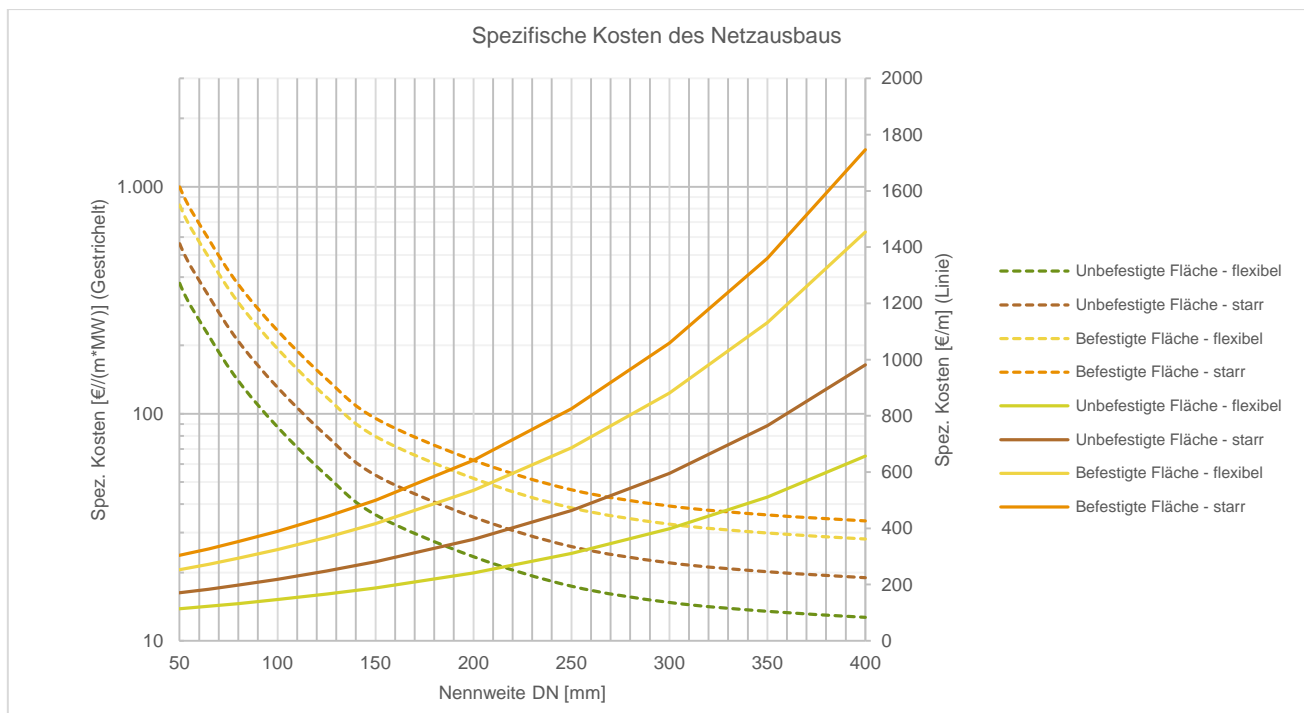


Abbildung 26: Skaleneffekte im Netzaufbau (Datengrundlage: Manderfeld (2008), eigene Berechnungen)

Gegenüber den in Abbildung 26 gezeigten Kosten für typische Kunststoffmantelrohrverlegungen (KMR) weist die in Niedertemperaturnetzen zunehmend verbreitete Technologie der Verlegung von **Polymermediumrohren** Kostenvorteile auf. Der Einsatz von Polymerrohren ist heutzutage zwar insbesondere bei Neubauten von Wärmenetzen gebräuchlich, aber noch deutlich ausbaufähig, wenn auch der Einsatz von Niedertemperaturwärmenetzen als Satellitennetz von Bestandsfernwärmenetzen häufiger Anwendung finden würde. Die größere Marktdurchdringung mit dieser Technologie kann infolge der Produktionsausweitung zu Kostenreduktionspotenzialen führen. Allerdings sind aufgrund des begrenzten Anteils der Rohrkosten am gesamten Netzausbau (einschließlich Oberfläche), bezogen auf die gesamten Verlegekosten, nur geringe Senkungspotenziale zu erwarten.

Die Kosten für die **Verlegung von flexiblen Leitungen** können positiven Einflüssen im Rahmen der Standardisierung unterliegen. So sind die derzeit verfügbaren Verfahren (siehe Kapitel 3.3.3) zwar vorhanden und umsetzbar, allerdings ist die praktische Umsetzung nicht in vollem Maße ausgeschöpft. Eine zunehmende Marktdurchdringung der Verlegungsverfahren von flexiblen Rohrleitungen und voranschreitende Standardisierung der Arbeitsschritte birgt ein Kostensenkungspotenzial. Begrenzung findet die Anwendung dieser Verlegetechnik durch die Beschaffenheit des Bodens.

Das umfangreiche Monitoring von Wärmenetzsystemen 4.0 bedingt den weitreichenden Einsatz von **Sensoren** und aufwendiger **MSR-Technik**. Diese zunächst teuren Komponenten können durch Standardisierung sowohl in der Anwendung als auch in der Produktion ein Kostensenkungspotenzial bieten.

Die **Planung** von Wärmenetzsystemen 4.0 ist durch die Vielzahl an einzubeziehenden Faktoren und Möglichkeiten komplex und stellt hohe Anforderungen an das Fachwissen der Planer und an die genutzte Software. Nach Experteneinschätzungen sollte mit steigender Anzahl der Projekte eine Reduktion des anfänglich höheren Planungsaufwands gegeben sein. Begründet ist dies in standardisierter Software, die in der Lage ist auch komplexe Projekte effizient abzubilden und gesteigertem Fachwissen durch z.B. Erfahrungen, standardisierte Weiterbildungen und Literatur.

Für weitere Komponenten der Fernwärmeverteilung wie beispielsweise Wärmetauscher oder **Hausübergabestationen** ist die Verringerung der Kosten durch Skaleneffekte aufgrund der vielfachen Anwendung dieser Komponenten in der traditionellen Fernwärmeversorgung nicht anzunehmen.

3.3.3 Exkurs: Günstige dänische Netzsysteme – übertragbar auf Deutschland?

Die Kostenanalysen zeigen, dass es bei Kollektorfeldern und saisonalen Speichern große Kostenunterschiede zwischen Deutschland und Dänemark gibt. Dies verdeutlicht auch der unmittelbare Vergleich der realen Projektkosten in Dronninglund und der typischen Preise in Deutschland auf Basis der Bottom up-Abschätzung aus Kapitel 3.2 in Tabelle 14.

Tabelle 14: Generisch ermittelte Kosten für zentrale Komponenten des Wärmenetzes „Modell Dronninglund“ im Vergleich zu dokumentierten Kosten

		Komponentenpreise aus Literatur-Aus Projektbericht angaben			
Wärmeerzeuger		Spezifisch - typische Preise		Skaliert auf Dronninglund	Reale Kosten Dronning- lund
Flachkollektoren	[€/m ²]	250	[€]	9.400.000	6.193.933
Kollektorfläche	[m ²]	37.600			
Anbindung und Netz					
Flexibel	[€/m]	135	[€]	1.552.500	1.327.271
Länge der Netzanbin- dung	[m]	11.500			
Speicher					
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]	65	[€]	4.030.000	2.359.594
Speichervolumen	[m ³ WE]	62.000			
Sonstige Investitionskosten					
Planung, Genehmigung[% v. Gesamt]		5	[€]	1.615.119	737.373

Diese Unterschiede beruhen auf verschiedenen Ursachen, welche im Folgenden untersucht werden sollen. Grundsätzlich zeigt der Vergleich, dass dänische Wärmenetzkonzepte auf Deutschland übertragbar sind und auch die Potenziale zur Kostensenkung erschlossen werden können. Eines der zentralen Ziele des Programms Wärmenetzsysteme 4.0 ist daher, Ansätze zur kostengünstigen Realisierung dänischer Wärmenetze auch nach Deutschland zu transportieren.

Gleichwohl gilt es, das dänische Konzept auf deutsche Verhältnisse zu übertragen. Dies bezieht sich sowohl auf die genehmigungstechnischen Besonderheiten; die unterschiedlichen technischen und rechtlichen (z. B. EnEV) gebäudeseitigen Anforderungen als auch die Wechselwirkungen mit dem Strommarktdesign.

3.3.3.1 Kosten von Kollektorfeldern

In Dänemark begann eine konsequente Entwicklung schon im Jahre 1988 mit den ersten beiden am Boden installierten, großen Kollektorfeldern, die in Fernwärmenetze einspeisten. Seitdem gab es viele Verbesserungen im Detail, aber an den Grundzügen des Kollektoraufbaus (Abmessungen, Zwischenfolie) wurde nichts mehr verändert. Heute sind in Dänemark weit über 1 Mio. m² dieses Kollektortyps installiert, das größte Kollektorfeld mit einer Fläche von über 150.000 m². Die Installation der Kollektormodule ist einfach und auch die Anforderungen an die Stellfläche sind gering. Daher wirken sich die Kostenreduktionen, die bei der Kollektorherstellung z.B. aufgrund von Massenfertigung erreicht werden konnten, voll auf die Kosten der schlüsselfertigen Kollektorfelder aus. Da auch die ersten, inzwischen nahezu 30 Jahre alten Kollektorfelder heute noch funktionieren, hat

sich ein Vertrauen in diese Technologie gebildet, das den Aufwand für die Akquisition neuer Projekte verringert.

In Deutschland begann die Entwicklung erst 1996. Bis 2013 wurden 14 größere Anlagen (>1.000 m²) installiert, mit einer Gesamt-Kollektorfläche von 36.000 m² (SDH 2017). Die Kollektorfelder wurden teils auf Dächern, teils am Boden aufgestellt. Teilweise handelte es sich dabei um Prototypen, die beispielsweise speziell für die Installation an einem Lärmschutzwall entwickelt wurden. Eine Entwicklungslinie wie in Dänemark ist nicht erkennbar. In jüngerer Zeit wurden in Deutschland vier größere Kollektorfelder¹ (insgesamt ca. 12.000 m²) mit Vakuumröhrenkollektoren ausgestattet. Beispiele für die in Dänemark eingesetzte Technik gibt es in Deutschland bisher noch nicht. Bei einem Anziehen der deutschen Nachfrage wäre aber damit zu rechnen, dass auch hier die Preise signifikant fallen – auch wenn die dänischen Unternehmer aufgrund von Transportentfernungen, deutschen Genehmigungsverfahren und mangelnder Erfahrung auf dem deutschen Markt nicht ganz so günstig wie im eigenen Land anbieten können.



Abbildung 27: Weltweit größtes solarthermisches Kollektorfeld in Silkeborg mit 156.694 m². Das Netz versorgt 4.400 Haushalte (mit freundlicher Genehmigung von Arcon-Sunmark)

Best practice Beispiele in Dänemark (PlanEnergi 2015, Radloff 2015b, Frey 2015)

Beispiel Dronninglund

Dass auch die Einbindung großer Mengen Solarthermie in lokale Wärmenetze möglich ist, zeigt das Beispiel der dänischen Kleinstadt Dronninglund (ca. 3.300 Einwohner). Das Fernwärmeunternehmen in Dronninglund ist im Besitz der Einwohner der Kommune. Bereits seit 1959 gibt es ein Wärmenetz mit einer Gesamtlänge von 50 km und einer jährlichen Wärmeproduktion von 40.000 MWh. Ursprünglich wurde das Wärmenetz von 4 Gas-BHKW (3.600 kW_{el}, 6.400 kW_{th}) und Ölkesseln gespeist. Als 2006 festgestellt wurde, dass zwei alte Heizkessel ersetzt werden müssen, und sich zudem andeutete, dass die

¹ Büsingen, Luftschutzbunker in Hamburg, Neukirch-Külz, Senftenberg

Auslastung der BHKW auf Grund des steigenden Windstromanteils in Dänemark stark sinken würde, entschied man sich, auf erneuerbare Energien zu setzen. Handlungsleitend waren die Ziele der damaligen dänischen Regierung, bis zum Jahr 2035 in den Bereichen Strom und Wärme zu 100 Prozent auf erneuerbare Energien umzusteigen. Die Zustimmung im Gemeinderat war überwältigend (85 Prozent), trotz des hohen Investitionsbedarfs. 2014 wurde ein 37.573 m² großes Solarkollektorfeld installiert, das auch nach Abzug der Speicherverluste immer noch einen Anteil von ca. 40% an der gesamten Wärmeproduktion bereitstellt. Vorteilhaft für die Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes ist die hohe Besteuerung von Gas und Öl in Dänemark und eine Förderung für die Solaranlage. In einer alten Kiesgrube wurde außerdem ein saisonaler Warmwasserspeicher mit 62.000 m³ Fassungsvermögen errichtet, der in den Sommermonaten auf bis zu 90 °C erwärmt und im Winter mit Hilfe der Wärmepumpe auf 10°C abgekühlt wird. Die erwarteten jährlichen Wärmeverluste liegen bei 1.600 MWh. Bezogen auf die Speicherkapazität von 5.750 MWh sind dies 28%. Bis Oktober wird das Netz fast ausschließlich aus dem Solarkollektor und den (am Strommarkt agierenden) BHKWs gespeist. Ab Dezember ist das Wasser im Speicher auf 40–50 °C abgekühlt. Mit einer Absorptionswärmepumpe wird die Wärme dann auf das benötigte Temperaturniveau hochgepumpt. Die BHKWs werden betrieben, wenn der Strompreis an der Börse sehr hoch ist (>10 ct./kWh).

Die Kosten der Gesamtanlage einschließlich Planungen und Grundstück belaufen sich auf rund 14,6 Mio €, davon ca. 6,2 Mio. € für das Kollektorfeld (165 €/m²) und ca. 2,3 Mio. € (37 €/m³) für den Speicher (jeweils einschließlich Verrohrung bis zum Technikgebäude). Das Projekt wurde mit insgesamt knapp 3 Mio. € gefördert. Die Wärmepreise eines Standardhauses in Dronninglund betragen rund 6,6 ct/kWh Arbeitspreis plus 2,55 €/m² Wohnfläche Festpreis. Gegenüber dem alten Wärmepreis sparen die Haushalte in Dronninglund rund 260 Euro im Jahr. Die Wärmegestehungskosten nur aus dem Solarteil liegen bei etwa 4 ct/kWh.

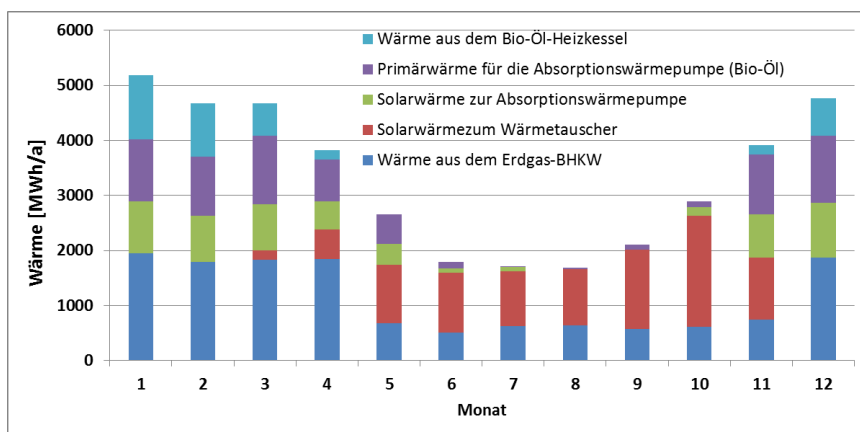


Abbildung 28: Monatliche Wärmeproduktion in Dronninglund

Beispiel Gråsten (Radloff 2015a)

Gråsten (dt. „Gravenstein“) ist eine dänische Ortschaft mit gut 4.200 Einwohnern nahe der deutschen Grenze. Dort gibt es schon seit dem Jahr 1956 ein genossenschaftlich betriebenes Wärmenetz, welches anfangs seine Wärme aus einem mit Schweröl gespeisten Kessel bezog. Die heutige Anschlussquote liegt bei nahezu 100%. In das Wärmenetz mit einer Trassenlänge von 50 km wurde im Jahr 2013 eine Wärmemenge von 35,3 GWh eingespeist. Da aufgrund des Ausbaus der Windkraft die Einnahmen aus der Stromerzeugung aus den bisher genutzten Erdgas-KWK-Anlagen zurückgingen und außerdem ohnehin Erneuerungsinvestitionen anstanden, wurde beschlossen, die Wärmeversorgung von Gråsten vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen. Sie beruht seit 2012 zu 28% auf Solarthermie, zu 55% auf Stroh und zu 17% auf einem Holzpelletkessel, welcher eine Absorptionswärmepumpe antreibt. Insgesamt wurde in die neuen Anlagen ein Betrag von 11,5 Mio. € investiert. Die wichtigsten Anlagedaten sowie die Aufteilung der Investitionskosten gehen aus der nachfolgenden Tabelle hervor. Die Anlage wurde zwar ohne Förderung realisiert, aber es gab kommunale Bürgschaften, die eine günstige Kreditaufnahme ermöglichten.

Eine Kopplung mit dem Strommarkt findet in Gråsten nicht statt und auch auf einen saisonalen Speicher wurde verzichtet, da bei der Wasserqualität ähnliche Probleme wie in Marstal befürchtet wurden. Es wurden aber bereits Flächen reserviert, die eine Vergrößerung des Kollektorfeldes bis auf 50.000 m² erlauben. Für die heutige solarthermische Anlage ergeben sich Wärmegestehungskosten von 4 ct/kWh.

Tabelle 15: Technische Daten und Investitionskosten der Wärmebereitstellung in Gråsten

Anlagenteil und technischen Daten	Investition
Gebäude (0,94 Mio. €) und Grundstücke (0,55 Mio. €)	1,49 Mio. €
Kollektorfeld, 19.000 m ² (297 €/m ²)	5,64 Mio. €
Strohheizwerk, 12 MW	2,76 Mio. €
Pufferspeicher, 5.500 m ³ (122 €/m ³)	0,67 Mio. €
Holzpelletkessel, 2 MW	0,41 Mio. €
Absorptionswärmepumpe mit 0,7 MW Verdampferleistung	0,36 Mio. €
PV-Anlage, 75 kW	0,14 Mio. €
	11,5 Mio. €

Die Wärmekosten konnten aufgrund der neuen Anlage gesenkt werden. In 2014 betrug die Heizkostenrechnung für ein typisches dänisches Einfamilienhaus (Wärmebedarf 18,1 MWh/a, Wohnfläche 130 m²) nur noch 1.300 €, entsprechend 7,2 ct/kWh (o. MwSt.). Das sind 20% weniger als in den Jahren davor.

Die Netztemperaturen in Gråsten liegen bei 75°C für den Vorlauf und bei nur 38°C für den Rücklauf. Damit dies so bleibt, wird bei einer überhöhten Rücklauftemperatur für jedes fehlende Grad ein Aufschlag von 1% auf den Arbeitspreis von 4,37 ct/kWh erhoben.

Beispiel Vojens (Radloff 2015c, Ramboll 2016, Dansk Fjernvarme 2015, PlanEnergi 2013, Energitilsynets 2016)

Die Ortschaft Vojens in Südjütland mit 7.650 Einwohnern verfügt seit Mitte der 60er Jahre über eine genossenschaftlich betriebene Fernwärmeversorgung. Zunächst auf der Basis von Schweröl. Später wurde dann erst auf Kohle und dann auf Erdgas-KWK umgestellt. Über das heutige Fernwärmenetz mit einer Gesamtlänge von 74 km werden je nach Wetter jährlich zwischen 38 und 50 GWh Wärme abgesetzt. Die Anschlussquote liegt bei 75%. Im Jahr 2012 wurde ein Kollektorfeld mit 17.500 m² installiert, welches im Jahr 2014 um zusätzliche 54.000 m² erweitert wurde. Hinzu kommt der bis heute größte saisonale Speicher, welcher eine ehemalige Kiesgrube nutzt und im Mai 2015 in Betrieb genommen wurde. Ein Diffusorturm als eine Schlüsselkomponente des Saisonspeichers ermöglicht es, Wasser mit unterschiedlichen Temperaturen in verschiedenen Schichten des Beckens ein- und auszuspeisen. Mit dieser Anlage kann ein solarer Deckungsanteil von ca. 50% erreicht werden. Der Rest der Wärmebereitstellung erfolgt auf der Basis von Erdgas, davon nur noch ein sehr kleiner Teil aus KWK-Anlagen. Teil des Systems ist auch eine Absorptionswärmepumpe, welche das Rauchgas eines Gaskessels nutzt, und ein Elektrodenkessel, welcher negative Regelleistung zur Verfügung stellen kann. (Ein Betrieb mit Überschussstrom aus Windkraftanlagen ist bisher nicht möglich, da auch dieser mit den hohen dänischen Steuern und Abgaben belastet wird.) Insgesamt wurde ein Betrag von 23,6 Mio. € investiert, welcher aufgeteilt auf die einzelnen Anlagenteile zusammen mit deren technischen Daten in der nachfolgenden Tabelle dargestellt ist.

Bei der Abrechnung mit den Kunden gibt es einige Besonderheiten. Es wird eine Rücklauftemperatur von maximal 30°C gefordert. Wird diese überschritten, wird für von größeren Kunden für jedes zusätzliche Grad ein Aufschlag von 1% auf den Arbeitspreis von 5,59 ct/kWh (o. MwSt., Stand Aug. 2016) gefordert. Niedrigenergiehäuser oder sonstige besonders sparsame Kunden erhalten einen Rabatt auf den Grundpreis von derzeit 2,15 € je m² beheizter Wohn- oder Nutzfläche.

Tabelle 16: Technische Daten und Investitionskosten der Wärmebereitstellung in Vojens

Anlagenteil und technischen Daten	Investition
Grundstücke für Kollektoren und Speicher	0,7 Mio. €
Kollektorfeld 1. Abschnitt, 17.500 m ² (199,5 €/m ²)	3,5 Mio. €
Kollektorfeld 2. Abschnitt, 54.000 m ² (186 €/m ²)	10,0 Mio. €
Pufferspeicher, 3.000 m ³ (157 €/m ³)	0,5 Mio. €
Umsetzung des vorhandenen Gaskessels, 7 MW	0,1 Mio. €
Absorptionswärmepumpe mit 0,6 MW Verdampferleistung	1,4 Mio. €
Elektrodenkessel, 10 MW	0,8 Mio. €
Erdbeckenwärmespeicher, 200.000 m ³ (23,5 €/m ³)	4,7 Mio. €
zugehöriges Gebäude für die Pumpanlage	0,5 Mio. €
Verwaltungs- und Betriebsgebäude inkl. PV-Anlage, 28 kW	1,3 Mio. €
	23,6 Mio. €



Abbildung 29: Diffusorturm in Vojens

Beispiel Braedstrup (Kristensen 2009, Kristensen 2012, Solarge 2008, PlanEnergi 2013, Energitilsynets 2016, Dansk Fjernvarme 2016)

Braedstrup ist eine Ortschaft mit 3.600 Einwohnern in Mitteljütland. Für das Wärmenetz mit einer Anschlussquote von 95% und einer Trassenlänge von insgesamt 49 km wurden im Jahr 2015 39,6 GWh an Wärme erzeugt und 31,1 GWh an die 1.450 Anschließer verteilt. Die Netztemperaturen sind gering (Vor-/Rücklauftemperatur im Winter 75/35°C). Damit dies so bleibt, werden die Kundenanlagen alle 2-3 Jahre inspiziert. Bis zum Jahr 2007 wurde die Wärme in zwei BHKW (zusammen 8,2 MW_{th}) und zwei Erdgaskesseln (zusammen 24 MW_{th}) erzeugt. Hinzu kam ein Speicher mit einem Wasservolumen von 2.000 m³.

Da aufgrund des zunehmenden Anteils von Windkraft im dänischen Strommix die Laufzeiten der BHKW ab- und die der Kessel zunahm erschien die Wirtschaftlichkeit für eine große Solaranlage gegeben. So wurde Braedstrup im Jahr 2007 das erste Beispiel für ein Netz, welches Wärme sowohl aus KWK als auch aus Kollektoren bezog. Der solare Deckungsanteil lag bei 8%.

Im Jahr 2012 wurde in einem zweiten Bauabschnitt das Kollektorfeld vergrößert, und es wurden ein saisonaler Erdsondenwärmespeicher, eine Elektro-Wärmepumpe und ein Elektrodenkessel hinzugefügt. Der solare Deckungsanteil stieg dadurch auf 20% an. Der Speicher wird in einem Temperaturbereich zwischen

15°C und 55-60°C betrieben. Die beiden BHKW, die Wärmepumpe und der Elektrodenkessel nehmen am Spot- und Regelenergiemarkt teil. Braedstrup ist damit ein herausragendes Beispiel für die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt. Kosten und technische Daten der beiden Bauabschnitte finden sich in der nachfolgenden Tabelle.

Falls sich die Erwartungen an den saisonalen Speicher erfüllen, soll in einem dritten Schritt der Erdsondenschpeicher auf 200.000 m³ und die Solaranlage auf 50.000 m² erweitert, eine zusätzliche Wärmepumpe (2,4 MW_{th}) hinzugefügt werden. Der solare Deckungsanteil soll dann auf 50% anwachsen.

Tabelle 17: Technische Daten und Investitionskosten der Wärmebereitstellung in Braedstrup

Anlagenteil und technischen Daten	Investition
Kollektorfeld, 8.000 m ² , komplett inkl. Anbindung an Heizzentrale (190 €/m ²)	1,52 Mio. €
Informationspavillon für die Öffentlichkeit	0,05 Mio. €
Summe 1. Bauabschnitt (2007)	1,57 Mio. €
Davon durch Zuschuss finanziert (22%)	0,35 Mio. €
Kollektorfeld (10.600 m ²) und Pufferspeicher (5.500 m ³), komplett inkl. Verrohrungen	3,20 Mio. €
Erdsondenschpeicher, 19.000 m ³ (16,30 €/m ³)	0,31 Mio. €
Elektro-Wärmepumpe; 1,2 MW _{th} ; 0,45 MW _{el}	0,10 Mio. €
Elektrodenkessel, 10 MW	0,66 Mio. €
Steuerungs- und Messsystem	0,48 Mio. €
Gebäude, Grundstücke, Bepflanzung, archäologische Ausgrabungen, Sonstiges	0,54 Mio. €
Summe 2. Bauabschnitt (2012)	5,29 Mio. €
Davon durch Zuschuss finanziert	0,93 Mio. €

Die günstigen Kosten des Erdsondenschpeichers von 16,30 €/m³ müssen insofern relativiert werden, als die spezifische Speicherkapazität des Erdbodens nur etwa halb so groß ist wie die von Wasser und auch der nutzbare Temperaturbereich nur etwa halb so groß ist, wie bei einem Erdbeckenschpeicher. In einem gleich großen Erdbeckenschpeicher nach dem Muster von Dronninglund lässt sich daher etwa die vierfache Wärmemenge speichern.

Der Arbeitspreis (Stand August 2016) liegt bei 3,8 ct/kWh. Für das dänische Referenzgebäude (Wärmeverbrauch 18,1 MWh/a, Wohnfläche 130 m²) liegen einschließlich der MwSt. die jährlichen Heizkosten bei 1.279 €. Braedstrup Fjernvarme gehört damit zu den günstigsten Anbietern in ganz Dänemark.

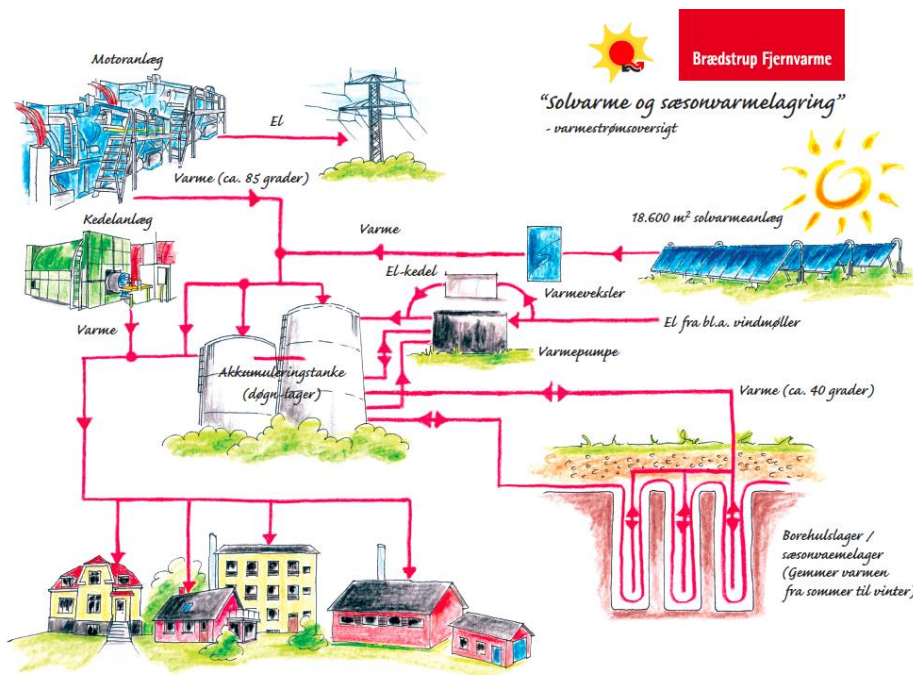


Abbildung 30: Skizze der Anlage in Braedstrup für das Jahr 2012

3.3.3.2 Kosten und Technik von saisonalen Speichern

In Dänemark wurden Speicher mit schwimmender Abdeckung im Laufe von 25 Jahren konsequent weiterentwickelt (Ottrupgaard, Marstall 1, Marstall 2, Dronninglund, Vojens). Baubeginn des ersten Speichers dieser Art mit einem Speichervolumen von nur 1.500 m³ war im Jahr 1993 in Ottrupgaard. Der bisher größte Speicher (200.000 m³) wurde 2016 in Vojens in Betrieb genommen. Aufgrund der jeweiligen Betriebserfahrungen wurden sukzessive Verbesserungen angebracht. In Dronninglund wurden beispielsweise gegenüber dem Vorgängerprojekt in Marstall die Beladeeinrichtung in Edelstahl ausgeführt, das Speicherwasser aufwändig gereinigt und auf einen PH-Wert von 9,8 eingestellt, temperaturunempfindlichere Materialien für die Speicherabdeckung verwendet und die Kontrolle der Schweißnähte der Abdichtfolie verbessert. Der Speicher in Dronninglund war danach mit 38 €/m³ zwar etwas teurer als das Vorgängermodell, aber dafür wurden die dort aufgetretenen Probleme beseitigt (Jensen 2014). So wurde Dronninglund der erste dänische Speicher, der von Anfang an dicht war.



Abbildung 31: Solarspeicher und Kollektorfeld in Vojens (Bildquelle: Lago Laumark Möller)

Gegenüber Behälterspeichern haben Erdbeckenspeicher mit schwimmender Abdeckung den Vorteil, dass die Wände mit zunehmender Speichergröße nicht verstärkt werden müssen und dass auch keine weiteren Maßnahmen zur Abstützung der Decke erforderlich sind. Sie haben den Nachteil, dass die Speicherdecke nur begrenzt belastet werden darf und dass aufgrund der unisolierten Seitenwände und des Bodens die Wärmeverluste etwas größer sind als bei einem Behälterspeicher der gleichen Größe. Gegenüber Erdsondenspeichern oder Aquiferspeichern ist der Platzbedarf größer, auch deshalb, weil die schwimmende Abdeckung empfindlicher ist und daher nicht frei zugänglich bleiben kann.

In Deutschland wurden verschiedene Konzepte für kleine saisonale Speicher erprobt. Erste Versuche fanden bereits im Jahr 1982 in Stuttgart statt (Kies-Wasser-Speicher, 1.050 m³). Es folgten größere Projekte mit Behälterspeichern, Erdbeckenspeicher mit frei tragender Abdeckung, Erdsonden- und Aquiferspeicher. Ein zu bevorzugendes Konzept kristallisierte sich dabei nicht heraus. Günstige Kosten wurden für Aquifer- und Erdsondenspeicher erreicht, welche allerdings technischen und geologischen Einschränkungen unterliegen. Die in ihrer Performance mit den dänischen Saisonspeichern vergleichbaren deutschen Behälter- oder Erdbeckenspeicher konnten bisher nicht unter 110 €/m³ realisiert werden. In Deutschland wurde der letzte saisonale Speicher im Jahr 2008 gebaut. Es wurde aber im Jahr 2012 in Braedstrup/Dänemark ein Erdsondenspeicher mit deutscher Unterstützung realisiert (Sørensen 2013), sodass die deutsche Entwicklung nicht völlig abgebrochen ist. Ziel eines Programms Wärmenetzsysteme 4.0 sollte es daher auch sein, kostengünstige Speicherkonzepte nach Deutschland zu bringen und hierfür Anreize für die kostengünstige Realisierung im Förderprogramm zu setzen.

3.3.3.3 Begünstigende Randbedingungen

Die Hauptursache für die deutschen Defizite bezüglich großer Kollektorfelder und saisonaler Speicherung dürften die deutschen Randbedingungen sein, die trotz der derzeitigen Förderung einen wirtschaftlichen Betrieb von großen Solaranlagen nicht erlauben. Die

wichtigsten Randbedingungen, die den dänischen Erfolg unterstützen, sind nachfolgend aufgelistet:

1. Hohe Besteuerung fossiler Brennstoffe
2. Weite Verbreitung von Wärmenetzen – auch im ländlichen Raum, wo genügend Stellflächen für Kollektorfelder vorhanden sind
3. Verbindlich vorgeschriebene und langfristig angelegte kommunale Wärmeplanung
4. Ambitionierte Klimaschutzziele
5. Zunehmende Verdrängung von fossiler KWK durch zunehmende Anteile an Windstrom. Daher muss die bisher durch KWK bereitgestellte Wärme anderweitig bereitgestellt werden.

3.3.4 Kostenreduktion auf Grund von kostengünstigen oder verbesserten Komponenten und Verfahren

Zum einen ergeben sich verbesserte Verfahren im Bereich der Herstellung von Anlagenkomponenten, zum anderen werden neue Techniken beim Anlagen- bzw. Fernwärmenetzbau erkennbar. Weiterentwicklungen bei der Herstellung zeigen sich vorrangig für solarthermische Anlagen und Wärmespeicher. Verbesserte Techniken in Bezug auf die Fernwärmerohrverlegung und im Bereich der geothermischen Wärmegewinnung sind im Bereich des Anlagenbaus relevant.

Bei **solarthermischen Kollektoren** besteht die Möglichkeit der Kostensenkung durch den Einsatz neuer Materialien. Dies umfasst nach Experteneinschätzung beispielsweise die Anwendung spezieller Kunststoffe sowie die Beschichtung der Kollektoren zur besseren Selbstreinigung. Des Weiteren kann eine Senkung der Produktionskosten durch veränderte Produktionsverfahren wie das Kleben der Kollektoren erreicht werden. Gemäß Experteneinschätzungen ist, vor dem Hintergrund des rückläufigen Klein- bzw. Dachanlagenmarktes (siehe auch BMWi 2016b) und dem erwarteten Potenzial im Bereich der Großanlagen, mit einer verstärkten Ausrichtung der Produkte auf das Segment der Großanlagen zu rechnen. Diese Entwicklung hin zu größeren Einzelkollektoren im Bereich der Flachkollektoren wird sich nach Meinung der Befragten fortsetzen und auch für Vakuumröhrenkollektoren abzeichnen. Dies kann insbesondere die Kosten der Montage deutlich verringern, da weniger Rohrverbindungen und Montagearbeiten notwendig sind bei gleicher Gesamtanlagenfläche (DSTTP 2010). Die niedrigeren spezifischen Montagekosten für Großanlagen sind auch bei derzeitigen dänischen Projekten ein wichtiger Aspekt für die Wirtschaftlichkeit.

Zentralen Einfluss auf die **geothermische Wärmeerzeugung** können Verbesserungen bei der Exploration und den Bohrtechniken haben. Auf die Bohrung entfällt ein Großteil der Investitionskosten im Rahmen der geothermischen Wärmeerzeugung (Ie-Leipzig 2007; IUE 2014). Die Erkenntnisse aus Pilotprojekten, wie dem Iceland Deep Drilling Project (Fridleifsson et al. 2010), und entsprechende Weiterentwicklungen der Bohrtechniken können zu Kostensenkungen führen. Die Kosten für Exploration könnten durch eine zunehmend bessere Kenntnis des Untergrunds und verbesserter Verfahren sinken (IUE 2014; Edenhofer et al. 2012). Die Potenziale der petrothermalen Geothermie werden geringer eingeschätzt. Zwar können die beschriebenen Effekte Anwendung finden und es existieren auch Pilotprojekte (Pfender et al. 2006), allerdings könnte hier eine geringere Akzeptanz in der Bevölkerung möglich sein, aufgrund der Beeinflussung des Untergrunds. Eine öffentliche Wahrnehmung ähnlich die der Fracking-Verfahren zur Rohstoffgewinnung könnte entstehen.

Großwärmepumpen werden häufig für den konkreten Anwendungsfall entwickelt und realisiert. Hier ist ein zentraler Zukunftsaspekt die Entwicklung neuer Kältemittel und Verdichter. Die Forschung in diesem Bereich kann nicht nur zu umweltverträglicheren Kältemitteln, sondern auch zu einem wirtschaftlicheren Einsatz von Großwärmepumpen führen. Somit ist auch die erweiterte Einbindung von Abwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau oder die Wärmebereitstellung für Industrieprozesse mit einem höheren Temperaturniveau durch Großwärmepumpen zunehmend denkbar. Diese Entwicklungen erhöhen zwar die Einsatzmöglichkeiten, allerdings können derzeit nur geringe Kostensenkungspotenziale abgeschätzt werden (IER 2008, IER 2014).

Die Kosten von **Wärmespeichern** können positiv beeinflusst werden durch den Einsatz verbesserter Bauverfahren und weiterentwickelter Materialien. Eine positive Beeinflussung der Kosten für Erdsonden- und Aquiferspeicher kann unterstellt werden durch die für die Geothermie beschriebenen, verbesserten Bohrtechniken und Explorationsmöglichkeiten. Eine Verbesserung der Dämmstoffe durch den Einsatz anderer Materialien kann sich positiv auf Behälterspeicher, Erdbeckenspeicher, Latentwärmespeicher und Feststoffspeicher auswirken. Ein zentraler Aspekt ist der Bau von günstigen Erdbeckenspeichern in Anlehnung an große dänische Speicher wie das Speicherprojekt in Marstal (Marstal Fjernvarme 2014) (siehe Kapitel 3.3). Der einfache Aufbau dieser Speicher ermöglicht niedrige spezifische Baukosten für großvolumige Speicher. Die analoge Umsetzung solcher Speicherprojekte in Deutschland kann erfolgen, sofern die Nutzung entsprechender Flächen ermöglicht wird. Im Bereich der Latentspeicher birgt der Einsatz spezieller, auf den Zweck ausgerichteter Materialien Kostensenkungspotenziale. Beispielhaft ist hier der Einsatz von Cryosol Plus (dispergiertes PCM) zu nennen (Pollerberg et al. 2015).

Die zunehmende Anwendung von flexiblen Polymermediumrohren bei der Wärmeverteilung macht neue **Verlegetechniken** vermehrt möglich (siehe auch Kapitel 3.3.2). Die klassische offene Bauweise wird ergänzt durch das Einziehverfahren, das Einpflüßverfahren und das Spülbohrverfahren (siehe Abbildung 32). Ebenfalls sind Leitungsverbindungen und –abzweigungen einfacher zu realisieren. Dies reduziert den Umfang kostenintensiver Tiefbauarbeiten und es können Wärmesenken erschlossen werden, die bisher aufgrund von Hindernissen (z.B. andere Leitungen, Bäume) in ihrer Erschließung unwirtschaftlich waren (REHAU 2014). Allerdings ist die Anwendung dieser Verfahren momentan schon gebräuchlich und fließt bereits in die Kalkulation aktueller Modellnetze ein. Bei einer Steigerung des Ausbaus von Wärmenetzsystemen 4.0 ist auch von einem erhöhten Einsatz solcher Verfahren auszugehen, da die Marktdurchdringung noch nicht gänzlich abgeschlossen ist. Somit könnten auch Kostenreduktionspotenziale durch voranschreitende Verbesserungen gehoben werden.

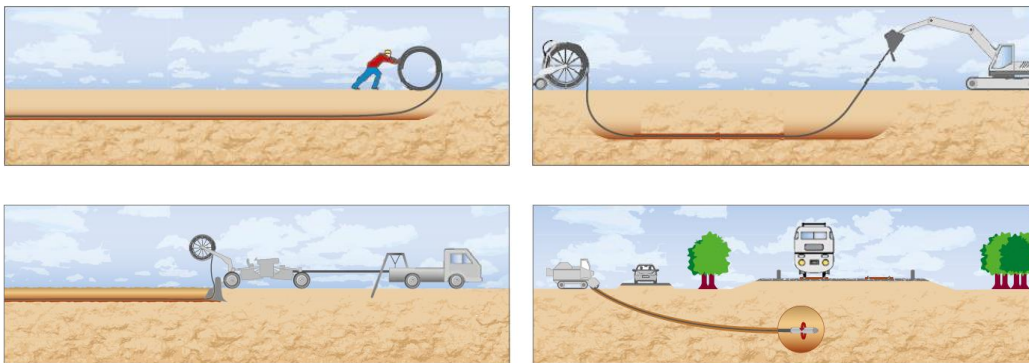


Abbildung 32: Darstellung Verlegetechniken (oben links: offene Bauweise; oben rechts: Einziehverfahren; unten links: Einpflügenderfahren; unten rechts: Spülbohrverfahren; Quelle: REHAU 2014)

3.3.5 Kostenreduktion auf Grund von organisatorischen, strukturellen und gesetzlichen Maßnahmen

Die Erwartung an die Verzinsung des eingesetzten Kapitals richtet sich auch an der Eigentümerstruktur des Wärmenetzsystems aus. **Nahwärmegenossenschaften** können als alternative Eigentümerstrukturen im Rahmen von Wärmenetzsystemen 4.0 genutzt werden. Umweltverträglichkeit und starker örtlicher Bezug von Projekten bieten Anreize sich in einer Nahwärmegenossenschaft zu organisieren. Dieses Konzept findet derzeit bereits Anwendung in verschiedenen Bereichen und ist entsprechend übertragbar auf Wärmenetzsysteme 4.0. Solche Genossenschaften sind zweckgebunden und darauf ausgerichtet eine günstige Wärmeversorgung sicherzustellen. Aufgrund einer nicht gewinnorientierten Ausrichtung ist die Verzinsung des benötigten Kapitals und die Haftungs- und Versorgungsverpflichtung im Genossenschaftskreis gering, wodurch ein Beitrag zur Senkung der Wärmegestehungskosten geleistet wird und die Anschlussbereitschaft vergrößert wird. Interessant erscheint das Genossenschaftsmodell auch für Kommunen, wenn Quartierskonzepte oder Neubausiedlungen mit hoher ökologischer Qualität entwickelt und rasch unter Beteiligung vieler Interessenten umgesetzt werden sollen. Im Gegensatz zu alternativen Lösungen kann auch eine gesteigerte Wertschöpfung vor Ort realisiert werden. Dies resultiert aus einem sehr geringen Bezug von Vorleistungen aus anderen Regionen. Wärmenetze und -erzeugungsanlagen können meist von lokal ansässigen Betrieben errichtet werden und der Bezug von Brennstoffen, wie Holz, geschieht in der Regel aus dem regionalen Umfeld. Auch die Einbindung von Abwärme hat einen ausgeprägten Bezug zur örtlichen Wertschöpfung, da bestehende gewerbliche Anlagen eingebunden werden.

Eine hohe planerische Unsicherheit prägt nach Meinung von Experten derzeit das Umfeld von Wärmenetzsystemen 4.0 und hemmt deren Ausbau (siehe Kapitel 3.1). Wärmeerträge aus erneuerbaren Energien, damit verbundene Speicherfahrweisen und Power-to-Heat sind schwieriger zu planen als konventionelle Heiz- oder Heizkraftwerke. Die wirtschaftliche Realisation ist häufig nur bei **hohen Anschlussquoten** gegeben. Eine Möglichkeit die Anschlussquoten im Bereich von Wärmenetzsysteme 4.0 zu sichern, könnte der Anschluss- und Benutzungszwang sein. Im derzeitigen regulatorischen Rahmen kann ein solcher Zwang durchgesetzt werden und findet auch bei Verbänden als Maßnahme Beachtung (AGFW 2017). Zwar kann der ökologische Aspekt von Wärmenetzsystemen 4.0 die Akzeptanz eines Anschluss- und Benutzungszwangs erhöhen, dennoch könnte die breite Einführung eines Anschlusszwanges hinderlich für die Akzeptanz von erneuerbaren Energien sein. Nach Meinung vieler Experten ist eine entsprechende Besteuerung von Öl und Gas

nach dänischem Vorbild besser geeignet. Dies würde statt eines direkten Zwanges die relative Vorteilhaftigkeit von erneuerbaren Energien in den Vordergrund stellen. Damit könnten auch entsprechende Anschlussquoten realisiert werden. Dies würde allerdings weitreichende Maßnahmen der Gesetzgebung oder einer Regulierungsbehörde erfordern, die nicht weiter im Rahmen der vorliegenden Analyse betrachtet werden.

Im Zuge des Ausbaus von Wärmenetzsystemen 4.0 ist eine zielgerichtete, langfristige **Netzentwicklungsplanung** vorteilhaft. So sollte der Ausbau von innovativen Wärmenetzen nicht nur in Abstimmung mit der Errichtung von Neubausiedlungen erfolgen, sondern auch Bestandsnetze und deren Erweiterung einbezogen werden. Die Identifikation von abgrenzbaren Teilnetzen, die niedrigere Temperaturniveaus nutzen können und eine schrittweise Umstellung großer Bestandsnetze ermöglichen, ist ein zentraler Aspekt.

Eine effektive Planung muss zum einen die Siedlungsstruktur berücksichtigen, um eine möglichst effektive Erschließung durch die Implementierung des Wärmenetzes 4.0 zu gewährleisten. Zum anderen sollte der vorhandene Gebäudebestand mit einbezogen werden zur Berücksichtigung verbraucherseitiger Aspekte (siehe Abbildung 33 und SDH 2015). Eine sinnvolle Umstellung oder der Ausbau eines Wärmenetzes sollte in Abstimmung mit Sanierungsmaßnahmen und den technischen Standards der Gebäude geschehen. Die Realisierung einer hohen Anschlussquote ist nur möglich, sofern niedrigere Temperaturen großflächig technisch genutzt werden können. Die Reduktion des Wärmebedarfs durch Sanierung kann die Umstellung der Netztemperatur begünstigen. Eine mögliche Verringerung der Wärmeleistung aufgrund eines niedrigeren Temperaturniveaus, kann so auf der Verbraucherseite kompensiert werden.

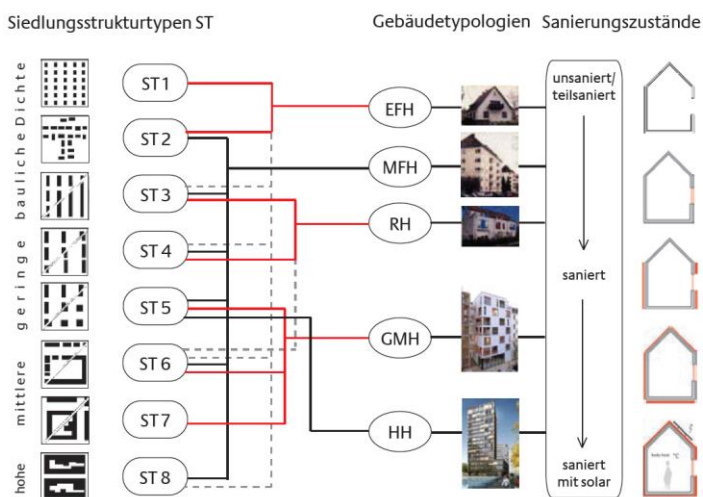


Abbildung 33: Verknüpfung Siedlungsstrukturtypen ST und deren Siedlungsdichte (Koziol 2011)

Neben der Analyse der Netzgegebenheiten und der Verbraucher ist ein weiterer Aspekt die umfassende Analyse der Erzeugung. In diesem Zusammenhang ist die Kenntnis über bestehende, nutzbare Wärmequellen in Form von Wärmeplänen (siehe Kapitel 4.4) relevant. Weiterhin sind Flächennutzungspotenziale für Solarthermie und Speicherbau einzubeziehen sowie der mögliche lokale Bezug von Biomasse. Ferner sind juristische Implikationen eines niedrigen Temperaturniveaus zu beachten, da gegebenenfalls die unternehmenseigenen technischen Anschlussbedingungen hinderlich sein können (ifeu GEF AGFW 2013). Die Optimierung der Netzentwicklung mittels ganzheitlicher Planung, ermöglicht

eine effektive und effiziente Realisierung von Wärmenetzen 4.0, allerdings hier ein starker Bezug auf den Einzelfall gegeben (vgl. auch Fallstudien in SolnetBW 2015).

Synergien mit Tiefbauarbeiten und Breitbandverlegung-

Im Zuge des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen 4.0 können sich **Synergien mit anderen Tiefbauarbeiten** ergeben. Die simultane Verlegung anderer Infrastrukturen wie Strom-, Wasser-, Abwasser- oder Glasfaserleitungen ist durch eine abgestimmte Planung möglich. Diese Synergien könnten nicht nur in der klassischen offenen Bauweise realisiert werden, sondern auch im Rahmen neuerer Verlegeverfahren (siehe Kapitel 3.3.4). Beispielhaft können Einflügeverfahren simultane Verlegungen ermöglichen. Auch wenn eine zeitliche Verschiebung seitens der Ausbauprojekte besteht, bietet die Verlegung von **Leerrohren** im Zuge des Ausbaus von Wärmenetzsystemen 4.0 die Möglichkeit der Nutzung von Synergien.

Besondere Relevanz hat hier der **Breitbandausbau**. Die deutschlandweite Erschließung im Bereich der höheren Bandbreiten ist noch nicht umfänglich erreicht (siehe Abbildung 34) und Synergiepotenziale blieben häufig ungenutzt (Limbach et al. 2013). Das DigiNetzG soll den schnellen Breitbandausbau mit Glasfaserkabel fördern und eine bessere Nutzung des Infrastrukturatlas gewährleisten. Die entsprechenden Änderungen im Telekommunikationsgesetz (TKG 2016) definieren die Rahmenbedingungen der Mitbenutzung öffentlicher Infrastrukturen. Ein entsprechend koordinierter Ausbau beider Infrastrukturen kann so realisiert werden und zu einer Kostensenkung führen.

Um hier zu einer Abschätzung der Kostensenkungseffekte zu gelangen, sei auf den Preis der Vermietung von Leerrohren eines großen deutschen Telekommunikationsanbieters verwiesen, der Leerrohre für 0,12 €/m und Monat vermietet. Bei Verlegekosten von Leerrohren und Schächten in Höhe von rd. 12 €/m könnte durch die Mitverlegung und Vermietung von Leerrohren durch den Wärmenetzbetreiber ein Zusatzerlös bzw. eine Kostensenkung von rd. 20 bis 40 €/m aus dem im Beilau mitverlegten und vermieteten Leerrohr erzielt werden. Größere Kostensenkungspotenziale (bis zu 50 % der Verlegekosten der Wärmeleitungen) sind bei der gemeinsamen Verlegung von Strom- bzw. Wasser- und Abwasserleitungen möglich.

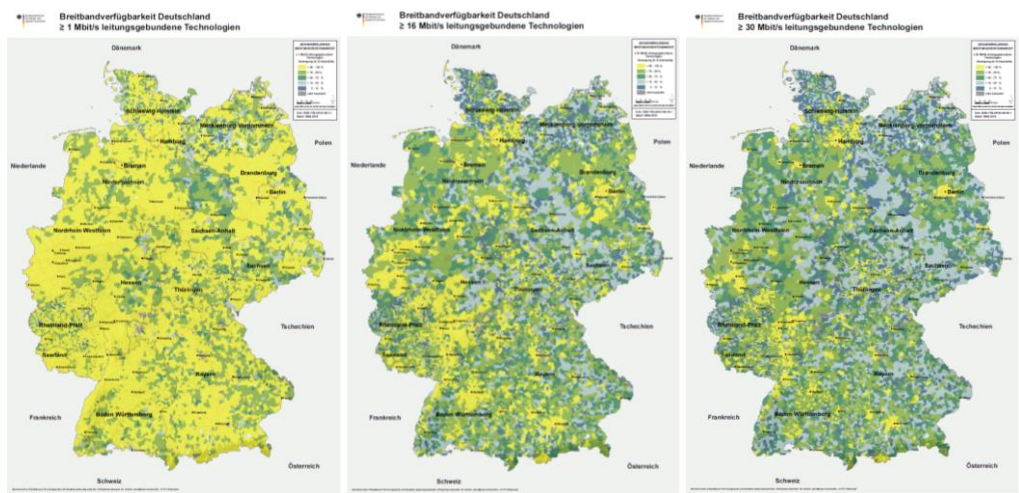


Abbildung 34: Breitbandverfügbarkeit in Deutschland (leitungsgebunden) für ≥ 1 Mbit/s, ≥ 16 Mbit/s und ≥ 30 Mbit/s (Zukunft Breitband 2017)

Insbesondere die ländlichen Gebiete weisen im Rahmen der Erschließung Defizite auf, da die Kosten pro Kunde in Abhängigkeit der Penetration vergleichsweise hoch sind (siehe Abbildung 35). Diese Gebiete sind somit oft nicht mit Glasfaserleitungen erschlossen und bieten häufig ebenso Potenziale für den (Aus-)Bau von Wärmenetzen (Claußen 2016). Synergiepotenziale können somit unterstellt werden, sind allerdings von der projektspezifischen Koordination abhängig und können daher nicht verallgemeinert einbezogen werden. Damit die Synergien aus der Mitverlegung von anderen Leitungen bzw. Leerrohren auch umgesetzt werden gibt es insbesondere auf Länderebene **Leitfäden** für die Mitverlegung von Leerrohren (Leitfaden 2016) sowie Koordinierungsstellen zur gemeinsamen Koordination von Baumaßnahmen von Infrastrukturleitungen.

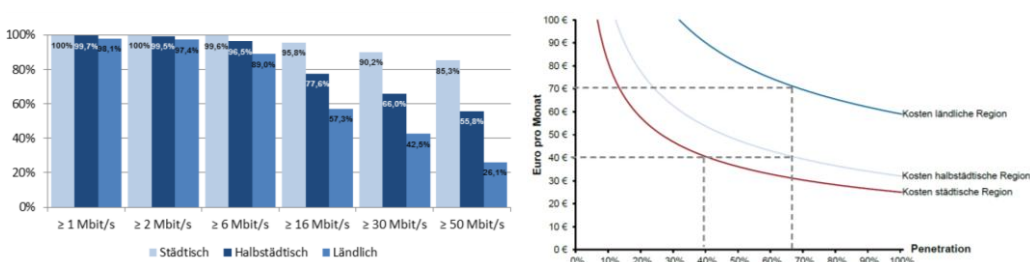


Abbildung 35: Breitbandverfügbarkeit nach Gemeindeprägung, in % der privaten Haushalte (Mitte 2015) und Schematische Darstellung der Kosten des Breitbandausbaus pro Kunde in Abhängigkeit der Penetration (WIK 2016)

Ebenfalls ist die Erschließung von Gewerbegebieten mit hochgeschwindigkeits Datenverbindungen problematisch. Die dezentrale Lage außerhalb von Ballungszentren führt hier zu kostspieligen Verlegearbeiten (Micus 2016). Sofern diese Gewerbegebiete nutzbare Abwärmequellen für Wärmenetzsysteme 4.0 aufweisen, können hier gezielt projektspezifische Synergien genutzt werden.

Das „**Lernen**“ aus anderen Projekten insbesondere dänischer Anlagen und Konzepte, ist in technischer Hinsicht in den Kapiteln den Kapiteln 3.3.2, 3.3.3 und 3.3.4 enthalten. Im Folgenden sollen die regulatorischen und organisatorischen Aspekte berücksichtigt werden. Organisatorisch ist eine ganzheitliche konzeptionelle Planung und Umsetzung von Wärmenetzsystemen 4.0 wünschenswert. Sieht man hier Dänemark als Vorbild, so könnte eine Prüfung der Konzepte auf kommunaler Ebene als sinnvoll erscheinen, da so sozioökonomische Effekte einbezogen und beurteilt werden können. Kostengünstige dänische Projekte zeigen auch, dass die örtlichen Gegebenheiten berücksichtigt werden sollten. Beispielsweise wurden Erdbeckenspeicher auch sehr günstig realisiert durch die Nutzung bestehender Kiesgruben. Regulatorische Rahmenbedingungen sollten diese organisatorischen Aspekte unterstützen und eine Übertragung der Lerneffekte auf andere Projekte ermöglichen. So können beispielsweise allgemein zugängliche verpflichtende Projektberichte den Informationsfluss aus realisierten Projekten sichern. Ferner sollte die Übertragbarkeit der Ergebnisse gewährleistet sein. Beispielsweise ist nach Expertenaussage die Übertragbarkeit von Materialtests im Speicherbau derzeit nur schwer möglich. Ferner müssen Effizienzanforderungen offen genug ausgestaltet sein, dass eine Förderung unter sozioökonomischen Aspekten geschieht. Dänische Projekte zeigen, dass mit großen Erdbeckenspeichern und Flachkollektoren ein positiver ökologischer Effekt auch wirtschaftlich vertretbar erzielt werden kann. Hier sind nicht die Effizienzkriterien einzelner Komponenten vordergründig, sondern die positiven Effekte des Gesamtkonzepts.

3.3.6 Kostenreduktion durch Effizienzsteigerung

Effizienzsteigerungen können auf der Ebene der Einzelkomponenten vor allem durch technische Ausgereiftheit bzw. Verbesserung der Technik erreicht werden. Zusätzlich sind auch Effizienzsteigerungen und damit verbundene Kostensenkungen bezüglich des Gesamtsystems möglich.

Solar- und geothermische Anlagen sowie Wärmespeicher, betrachtet als einzelne Komponenten, unterliegen einer stetigen Steigerung der Wärmeausbeute durch technische Verbesserungen. Den Ansporn zur Effizienzsteigerung geben das Marktwachstum und die damit steigende Konkurrenzsituation vor. Bei Wärmespeichern tragen neue Konzepte zur Dämmung (siehe auch Kapitel 3.3.2) zur Effizienzsteigerung bei. Im Bereich der Solarthermie bietet der Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren Steigerungen in der Wärmeausbeute gegenüber Flachkollektoren. Dieser Aspekt ist insbesondere zu berücksichtigen, da die Bereitstellung von Freiflächen für große Solarthermieanlagen in Deutschland problematisch ist. Hier kann der Einsatz teurer Vakuumröhrenkollektoren sinnvoll erscheinen, da aufgrund des höheren Ertrags pro m² Kollektorfläche die Grundstückskosten reduziert werden können. Im Rahmen der durchgeführten Analyse werden Grundstückskosten aufgrund starker Schwankungen in Abhängigkeit des Ortes nicht einbezogen (siehe Kapitel 0).

Nach Experteneinschätzungen ist ein Effizienzgewinn im Gesamtsystem durch die voranschreitende Digitalisierung zu erwarten. Der umfangreiche Einsatz von Sensoren im Rahmen der MSR-Technik ermöglicht ein deutlich umfangreicheres Potenzial der Datenanalyse. Die gesammelten Daten können zu einer stetigen Verbesserung der Planung von Wärmenetzsystemen 4.0 beitragen, da bisher schlecht kalkulierbare Faktoren, wie die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien oder Power-to-Heat, entsprechend berücksichtigt werden können. Die Steuerung und Vernetzung der einzelnen Komponenten mit intelligenter 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.

Im Hinblick auf das Gesamtnetz sind Effizienzsteigerungen durch die generelle Absenkung des Temperaturniveaus insbesondere als Zielstellung für Niedertemperaturnetze ersichtlich. Da durch das geringere Temperaturniveau im Netz die Temperaturdifferenz zur Umgebung gesenkt wird, verringern sich die Wärmeverluste im Vergleich zu Wärmenetzen mit höherem Temperaturniveau. Hier ist aber stets ein zweckdienliches Temperaturniveau zu wählen, welches sich an den projektspezifischen Gegebenheiten orientiert. Allerdings ist die Absenkung des Temperaturniveaus in Bestandsnetzen aufwendig (ifeu GEF AGFW 2013). Eine schrittweise Umstellung mittels Sekundärnetzen kann in diesen Fällen sinnvoll sein. Dieses sukzessive Vorgehen teilt Investitionen zeitlich auf und ermöglicht eine stärkere Auskühlung des Rücklaufs und trägt somit zur Effizienzsteigerung bei.

3.3.7 Kostenreduktion durch neue Erlösoptionen

Wärmekosten aus Wärmenetzen können auch durch die Nutzung weiterer Erlösoptionen aus der Bereitstellung von Flexibilität durch Wärmenetzsysteme 4.0 am Strommarkt entstehen. Betrachtet werden Erlösoptionen aus der Kombination von Großwärmepumpen, Power to Heat und KWK jeweils mit Wärmespeichern.

Der Einsatz von Wärmespeichern ermöglicht einerseits die Optimierung des Strombezugs von Großwärmepumpen oder Power to Heat Anlagen (bzw. der Fahrweise des KWK), und andererseits die Bereitstellung von Regelleistung.

Regelleistungsvermarktung

Für die Vermarktung der Flexibilitäten am Regelenenergiemarkt kommen folgende Produkte infrage:

Primärregelleistung als schnellste Regelleistungsart ist ein symmetrisches Produkt, d.h. es muss ein von einem bestimmten Arbeitspunkt ausgehendes symmetrisches Regelband angeboten werden. Für die in Wärmenetzen diskutierten Flexibilitäten ist es nur unter dauerhafter Verschiebung ihres Arbeitspunktes bereitstellbar. So müsste z.B. eine Wärmepumpe ständig bereit sein, ihre Leistung zu steigern oder zu senken. Die Kosten der Veränderung des Arbeitspunktes müssten von der Vergütung kompensiert werden. Darüber hinaus existieren weitere Barrieren wie eine nur wöchentliche Ausschreibung eines Bandes oder technische Präqualifikationsanforderungen, die nur unter so großem Aufwand (Poolung und Steuerung) erfüllt werden können. Damit wird diese Option nicht weiter betrachtet.

Die übrigen Regelleistungsarten **Sekundärregelung** und **Minutenreserve** können jedoch prinzipiell bereitgestellt werden. Sie unterteilen sich jeweils in ein negatives und ein positives Produkt. Die beiden Produkte unterscheiden sich in der notwendigen Aktivierungsdauer und Ansteuerung. Es existieren auch praktische Erfahrungen mit der Vermarktung von Anlagen, in der Regel in Anlagenpools. Folgende Produkte sind möglich:

- Wärmepumpen und PtH-Anlagen können durch Leistungszuschaltung negative Sekundärregelung und Minutenreserve anbieten. Die nicht benötigte Wärme wird zwischengespeichert.
- Umgekehrt kann durch Leistungsabschaltung positive Sekundärregelung und Minutenreserve angeboten werden. Die Wärme wird aus dem Speicher bereitgestellt.

Die Wahl der Angebotsstrategie hängt zum einen von den jeweils erzielbaren Preisen der Produkte sowie der Fahrweise der Anlagen im Ausgangszustand ab. Grundsätzlich kann es sinnvoll sein, die Fahrweise der Anlagen aufgrund der zusätzlichen Erlösmöglichkeiten zu ändern. Dazu ist eine laufende Optimierungsrechnung für jedes System auf Basis der Preisverhältnisse auf dem Regelenenergiemarkt, der Brennstoffpreise für alternative Wärmeherzeugung, der tolerierten Temperaturschwankungen der Wärmelieferung etc. notwendig.

Die Preisverhältnisse auf den Regelenenergiemarkten sind stark volatil und haben eine sinkende Tendenz.

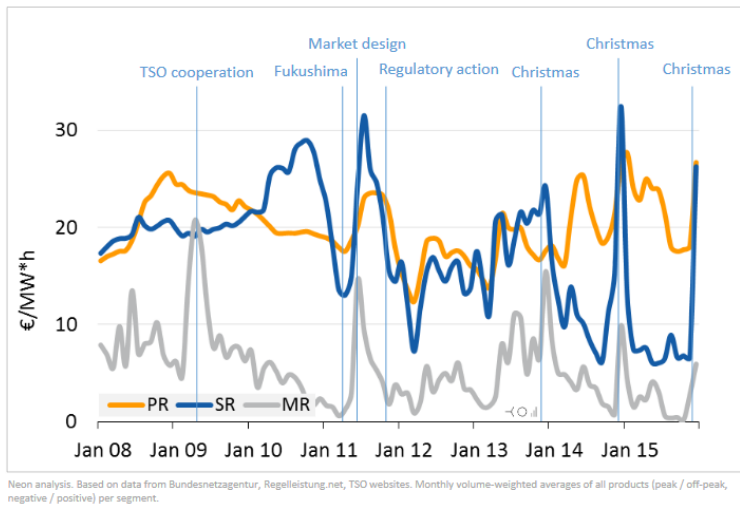


Abbildung 36: Preisentwicklung der Leistungspreise auf dem Deutschen Minutenreservemarkt (Quelle: neon neue Energieökonomik)

Insgesamt lässt sich beobachten, dass das Preisniveau der Leistungsbereitstellung von der „schnelleren“ Reserveleistungen über dem der „langsameren liegt“. Da Primärregelung aus den genannten Gründen nicht bereitgestellt werden kann, wird im Folgenden die Option der Bereitstellung von Sekundärregelung weiter betrachtet.

Auch das Preisniveau der Sekundärregelung ist in den vergangenen Jahren deutlich gesunken, wie der linke Teil der folgenden Abbildung zeigt.

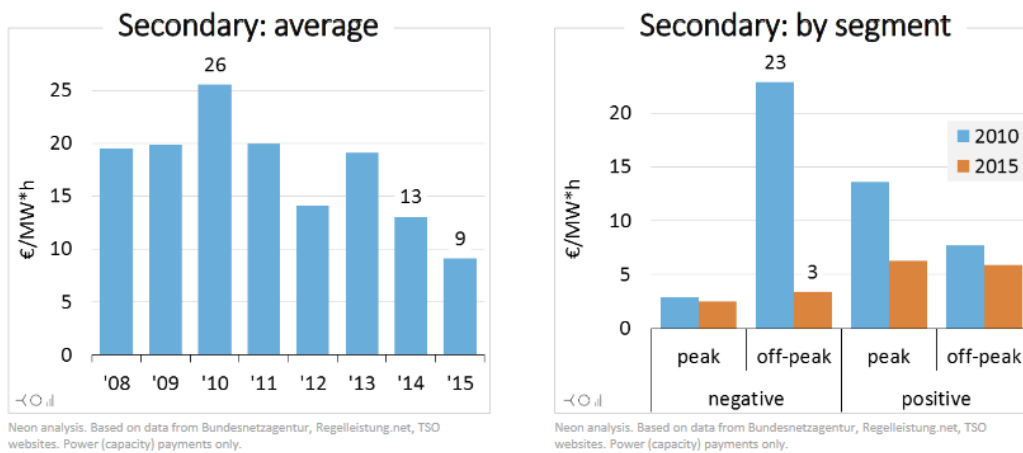


Abbildung 37: Preisentwicklung für Sekundärregelung

Eine differenziertere Betrachtung der einzelnen positiven und negativen Produkte zeigt, dass der Rückgang vor allem auf den Rückgang der Preise für das negative Sekundärregelungsprodukt zu off-peak Zeiten zurückgeführt werden kann. Dieser Preisverfall auf rund 8 € pro MW und Stunde, d.h. ein Drittel des Preises von 2010, ist auf ein stark gestiegenes Angebot zurückzuführen.

Im Jahr 2011 erleichterte die Bundesnetzagentur durch eine Festlegung die Teilnahme von kleinen Einheiten am Regelenergiemarkt, da Pooling von kleinen Anlagen erleichtert wurde. Daraufhin kam es zu zahlreichen Markteintritten von PtH Anlagen zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelung. Auf Basis der Preise aus den Jahren 2011 bis 2013 ließ sich eine Amortisation einer PtH Anlage von 12 MW innerhalb von lediglich 9,2 Monaten darstellen.¹

Entsprechend stellen die zuletzt zu beobachtenden Preise bereits eine Annäherung an ein Marktgleichgewicht dar. Für die folgenden Überlegungen kann daher von einem kurzfristig erzielbarem Leistungspreis von 8 € pro MW und Stunde, bzw. 0,8 ct pro kW und Stunde ausgegangen werden. Wie der rechte Teil der Abbildung ebenfalls zeigt, haben sich die Preise negativer und positive Sekundärregelung einander angenähert. Um die Betrachtung zu vereinfachen, wird näherungsweise für das positive und das negative Sekundärregelungsprodukt der gleiche Preis angenommen.

Für die langfristige Betrachtung ist zunächst die langfristige Nachfrage nach Regelleistung relevant. In der dena-Systemdienstleistungsstudie wurde der künftige Bedarf nach verschiedenen Regelleistungsprodukten abgeschätzt, wie in der folgenden Abbildung gezeigt wird.

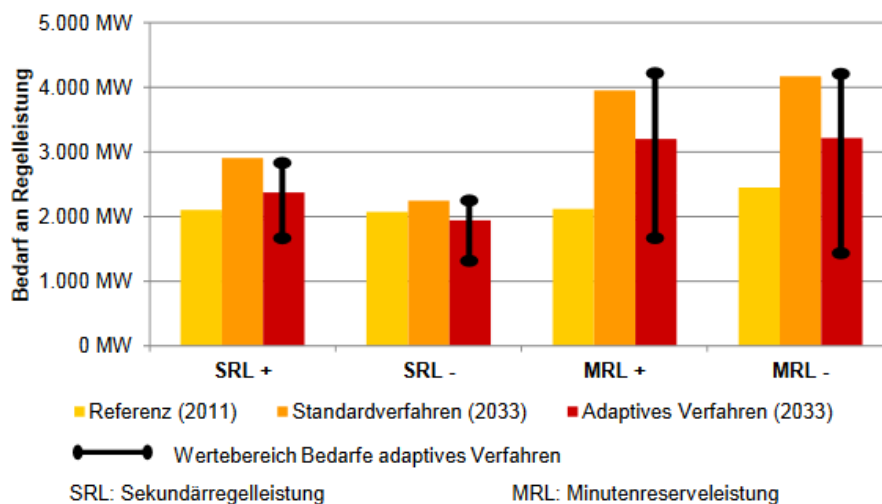


Abbildung 38: Abschätzung des künftigen Bedarfs an Regelleistung (Quelle: dena Studie Systemdienstleistungen 2030)

Langfristig wird sich die Nachfrage nach Sekundärregelung nicht wesentlich erhöhen. Durch eine dynamische Bedarfsanpassung kann sie sogar leicht gesenkt werden. Auf der Angebotsseite erhöht sich laufend die Anzahl der Teilnehmer am Markt, die zunehmend neue Flexibilitäten anbieten. Gleichzeitig erfolgt schrittweise eine europäische Integration der Märkte. Da somit gleichzeitig aber die Zahl der Angebotsoptionen sich erhöhen wird, ist von einem konstanten bis leicht sinkenden Preisniveau auszugehen. Für die folgenden Analysen wird von einer langfristigen Preissenkung auf 50 % des Niveaus von 2015 ausgegangen. Es ergeben sich somit Leistungspreise von 0,4 ct/kW und Stunde.

¹ Vgl. Schimmler, Johannes. Wirtschaftliche Betriebsführung von Elektroden-Heißwasserkesseln. Masterarbeit am FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, TU Berlin, 2013.

Bislang wurden nur Arbeitspreise betrachtet. Bei Aktivierung der bereitgestellten Leistung wird auch ein Energiepreis vergütet, der dem abgegebenen Gebot entspricht. Das Preisniveau des aktivierten Arbeitspreises entspricht im Mittel etwa dem Spotmarktpreis. Daher werden Erlöse aus dem Arbeitspreis im Folgenden vernachlässigt.

Zusammenfassend wird von der Möglichkeit einer Regelleistungsvermarktung auf dem Sekundärregelmarkt ausgegangen. Es wird von einem Erlösniveau von kurzfristig **0,8 ct/kW** und Stunde ausgegangen. Ferner wird der gleiche Preis für das negative und das positive Produkt unterstellt. Je nach Einsatzsituation der Wärmepumpe oder der PtH Anlage kann entweder das positive oder das negative Produkt angeboten werden. Damit ist es möglich, die Erlöse auf ein Jahr mit 8760 Stunden zu skalieren. Die jährlichen Erlöse betragen somit kurzfristig **70 €/kW**. Langfristig wird von einer **Halbierung** dieses Preisniveaus ausgegangen.

Für die Vermarktung von elektrischer Energie am Regelleistungsmarkt sind einige der oben dargestellten typisierten Wärmenetzsysteme 4.0 grundsätzlich geeignet. Allerdings ist dies nur als zusätzliche Erlösoption anzusehen, da mit der Auslegung der Komponenten stets sichergestellt werden muss, dass die Nennleistung der Erzeugungskomponenten für den Hauptzweck (Wärmeversorgung) bereitgestellt werden kann und die Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Eine tiefgehende Betrachtung der notwendigen Fahrweise der Einzelkomponenten erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht. Eine vereinfachte Kalkulation ermöglicht dennoch eine grobe Einschätzung der zusätzlichen Erlöse.

Für das Solarnetz mit Wärmepumpe kann die Regelleistungsvermarktung durch Erhöhung/Verminderung der elektrischen Leistungsaufnahme der Großwärmepumpe erfolgen. Die in der Modellrechnung unterstellte Großwärmepumpe weist eine JAZ von 3,5, eine thermische Leistung von 1,69 MW und 3.000 Vollast-Äquivalent Betriebsstunden pro Jahr auf. Unterstellt man hier eine entsprechend optimierte Nutzung des Gesamtsystems, kann die elektrische Leistung von ca. 0,48 MW zumindest zeitweise am Markt angeboten werden. In der Praxis sind verschiedene Einschränkungen (u.a. durch Ausfall, Wartung) zu berücksichtigen. Vereinfacht wird hier von einer Regelleistungsbereitstellung von 400 kW ausgegangen, was einem zusätzlichen jährlichen Erlös von 28.000 Euro entsprechen würde. Das entspricht einer Senkung der Wärmegegestehungskosten von 0,3 ct/kWh oder 2,7 %.

Über PtH-Anlagen sind bei weiteren Wärmenetzkonfigurationen Zusatzerlöse am Regelleistungsmarkt denkbar. Hier ist eine vereinfachte Berechnung der Zusatzerlöse noch schwieriger, da die Auslegung des Speichers auf den Einsatz und die Größe der PtH-Anlage abgestimmt werden muss. Nur mit entsprechender Auslegung der Komponenten ist eine ausreichende Flexibilität für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu gewährleisten. Eine Ausnahme bildet hier das Solarnetz mit saisonalem Wärmespeicher. Die Größe des Speichers in Verbindung mit einem Speicherzyklus pro Jahr bedingt nur geringe Einschränkungen im Betrieb der PtH-Anlage.

Unterstellt man beispielhaft den Einsatz einer zusätzlichen 5 MW PtH-Anlage für das Solarnetz mit saisonalem Wärmespeicher, so können auch hier Zusatzerlöse am Regelleistungsmarkt erzielt werden. Bei angenommenen Investitionskosten von 150 Euro pro kW (Agora 2013), sinken die Wärmegegestehungskosten um rd. 1 ct/kWh. Dies entspricht einer Reduktion der Wärmegegestehungskosten um rd. 5,6 %.

Die dargestellten Zusatzerlöse sinken allerdings im Zeitverlauf, da - wie oben dargelegt - langfristig geringere Leistungspreise am Regelenenergiemarkt anzunehmen sind.

Optimierung am Strommarkt

In einem sich verändernden Stromsystem mit höheren Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien ergeben sich Erlösoptionen durch Optimierung am Strommarkt. Dabei wird die Speicherkapazität des Wärmesystems ausgenutzt, um den Strombezugpreis zu optimieren. Dies bedeutet, dass sich der Einsatz von Wärmepumpen bzw. PtH nach dem Strompreis richtet und sich möglichst auf die Stunden mit relativ niedrigerem Strompreis konzentriert. Dies sind gleichzeitig die Stunden, in denen die fossile Erzeugungseinheiten am geringsten ausgelastet werden.

Die Optimierung am Strommarkt setzt Leistungsmessung und eine viertelstündliche Bilanzierung nach gemessenem Abnahmeprofil voraus. Nur dann können Stromhändler eine Optimierung des Wärmepumpeneinsatzes nach dem fluktuierenden Strompreis auch tatsächlich in einem reduzierten Beschaffungspreis umsetzen. Diese Voraussetzung wird für Anlagen bei Verbrauchern mit einer jährlichen Abnahmemenge von mehr als 100.000 kWh heute erfüllt und gilt daher entsprechend auch für Wärmenetze mit Großwärmepumpen.

Mit dem Beginn des Smart Metering Rollouts im Jahr 2018 wird diese Anforderung allmählich auch von Anlagen von Verbrauchern unterhalb dieser Abnahmemenge und damit von den üblichen Dimensionierungen von Wärmepumpen erfüllt, denn Wärmepumpen sind als „§ 14a EnWG-Anlagen“ beim Rollout zu priorisieren.¹

Im Status quo dagegen existieren bislang nur geringe bis keine Anreize für kleine Wärmepumpen die nicht leistungsgemessen eine Optimierung am Strommarkt durchzuführen. Ihre Bilanzierung erfolgt über temperaturabhängige Standardlastprofile, die vom Netzbetreiber vorgegeben sind. Diese enthalten teilweise Unterbrechungszeiten die laststarke Zeitpunkte ausschließt. Jedoch können diese nicht dynamisch auf die Preissignale des Strommarktes reagieren.

Die Auswirkungen einer Optimierung des Wärmepumpeneinsatzes am Strommarkt wurde in einer Studie mit Hilfe eines Strommarktmodells untersucht (Ecofys, Prognos 2011). Dort wurden in einem Szenario mit rund 2 Mio. installierter Wärmepumpen im Jahr 2030 (entsprechend einer installierten elektrischen Leistung von 5,3 GW) Systemkostensparnisse (d.h. Brennstoffkostenreduktion für den deutschen Kraftwerkspark) durch strompreisbasierte Fahrweise der Wärmepumpen von rund 50 Mio. € im Jahr ermittelt. Dies entspricht rund 0,5 % der Systembetriebskosten. Als Benchmark diente die Fahrweise nach Standardlastprofilen der Netzbetreiber. Auf die elektrische Leistung der installierten Wärmepumpe bezogen ergibt dies eine jährlichen Kostenreduktion von rund 10 €/kW_{el}. Durch den Einsatz von zusätzlichen Wärmespeichern konnte in der Studie eine Erhöhung der Ersparnisse um rund 20 – 30 % nachgewiesen werden.

Diese Systembetriebskostensparnisse sind nicht direkt in Stromkostensparnisse für Wärmepumpen umrechenbar. Wie erwähnt, ergeben sich Stromkostensparnisse aus einer Verschiebung des Verbrauchs in Zeiträume günstigerer Strompreise.² Strompreise repräsentieren in der Regel die Grenzkosten des *teuersten* eingesetzten Kraftwerkes. Strompreise refinanzieren nicht nur den Systembetrieb, sondern dienen auch zur Refinanzierung der Investitionen des Kraftwerksparks. Daher sind Systembetriebskosten in den Strompreisen enthalten, bilden aber nur ein Teil davon ab. Dies gilt insbesondere in stärker

¹ Vgl. auch den folgenden Abschnitt zu Kostenreduktion durch Digitalisierung

² Bei der Optimierung am Strommarkt kann es zu einer leichten Verbrauchssteigerung kommen, da die Wärmepumpen in ungünstigere Wirkungsgradbereichen gefahren wird (vgl. Ecofys/Prognos 2011).

von erneuerbaren Energien geprägten Systemen, in denen die Systembetriebskosten (im Wesentlichen Brennstoffkosten) weiter sinken werden. Die Differenz zwischen Systembetriebskosten und den auf Strompreisen basierenden Erlösen wird sich daher erhöhen. Die jährliche Kostenreduktion von rund 10 €/kW_{el} kann daher als Untergrenze interpretiert werden.

Im Ergebnis ergeben sich für Wärmepumpen Kostensenkungsmöglichkeiten durch eine am Strommarkt orientierte Fahrweise gegenüber dem Status quo. Ihre Größenordnung wurde auf langfristig mindestens 10 €/kW_{el} abgeschätzt. Sie sind damit kleiner als die zusätzlichen Erlösmöglichkeiten auf dem Regelleistungsmarkt.

Senkung der Wärmegestehungskosten

Für die Berechnung resultierender Senkungseffekte für die Wärmegestehungskosten müsste eine genaue Systemauslegung erfolgen. Auch müsste eine Optimierung der Fahrweise erfolgen die neue Erlösmöglichkeiten einbeziehen, da sich die Optimierung am Strommarkt und die Nutzung des Regelleistungsmarktes teilweise ausschließen. Eine grobe Abschätzung verdeutlicht aber die Größenordnung der zusätzlichen Erlöse: Durch die Regelleistungsvermarktung einer elektrischen Wärmepumpe mit einer JAZ von 3,5 könnten bei angenommenen 4000 h/a Kostensenkungseffekte zwischen 0,35 und 0,5 ct/kWh für den aus der Wärmepumpe bereitgestellten Wärmeanteil erzielt werden. Dies ist ein Kostensenkungsbeitrag in einer Größenordnung von 3 bis 6 % der Wärmekosten (0,35 bzw. 0,5 dividiert durch 11,8 Ct/kWh gemäß Tabelle 13).

3.3.8 Kostenreduktion durch Digitalisierung

Die Digitalisierung steht im Zusammenhang mit Wärmenetzsystemen und insbesondere bei den Nahwärmenetzen noch am Anfang. Eine umfangreiche Datenerfassung bietet hohes Innovationspotenzial. Die Erkenntnisse aus intelligenten Netzen, sogenannten Smart Grids, können nicht nur im Strombereich verwendet werden, sondern auch zur Optimierung der Steuerung und Fahrweise von Wärmenetzen und -speichern genutzt werden. Durch die erweiterte Datengenerierung und -nutzung werden neue Tarifmodelle möglich, die die Höhe der tatsächlichen Vor- und Rücklauftemperaturen berücksichtigen können. Die Planung von neuen Netzen oder eines Netzausbaus wird vereinfacht durch die verbesserte Datenlage, sofern die Daten realisierter Projekte zur Verfügung gestellt werden. Essentiell sind die verbesserten Steuerungsmöglichkeiten vor dem Hintergrund von Wärmenetzsystemen 4.0. Eine intelligente zentrale Steuerung des Gesamtsystems kann eingesetzt werden, um die Wärmeerzeugung erneuerbarer Energien optimal zu nutzen. So kann die Be- und Entladung zentraler oder dezentraler Speicher automatisiert gesteuert werden. Anhand einer granularen Datenbasis und unter Einbezug von Umweltfaktoren wie Luft- sowie Bodentemperatur und weiterer Wettereinflüsse könnte der Wärmebedarf der Verbraucher präziser einbezogen werden. Dies kann dazu beitragen, die simultanen Lasten im Netz zu reduzieren und die Netzauslegung weiter zu optimieren. Die Kosten im Rahmen von Mess-, Regel- und Steuertechnik können im Vergleich zu konventionellen Wärmenetzen zunächst als höher angesehen werden, sollten aber durch den Mehrwert kompensiert werden und im Zeitverlauf sinken.

3.3.9 Gesamtblick: Kostenziele für zukünftige Wärmenetze

Entsprechend des in Kapitel 3.3.1 beschriebenen Vorgehens und unter Berücksichtigung der in den Kapiteln 3.3.2 bis 3.3.8 dargestellten Kostensenkungspotenziale wurden die in Tabelle 18 dargestellten Preisniveaus für das Kalenderjahr 2030 unter Zugrundelegung bestimmter Parameter (s. Anhang) im Modell ermittelt.

Tabelle 18: Übersicht Prognose der Investitions-Kostenreduktionspotenziale bis 2030

	Preisniv. Index 2015	Preisniv. Index 2030	Zusätzliche Kostenreduktion	Preisniv. 2030
Wärmeerzeugung / Wärmeeinkopplung				
Solarthermie				
Flachkollektoren	100,3	91,4	30%	64,0
Vakuumröhrenkollektoren	106,0	113,5	40%	68,1
Geothermie				
oberflächennah	110,4	140,9	20%	112,7
hydrothermale Geothermie	109,0	128,2	25%	96,2
petrothermale Systeme	109,0	128,2	10%	115,4
tiefe Erdwärmesonden	109,0	128,2	25%	96,2
Großwärmepumpen	108,8	137,6	15%	117,0
Wärmespeicherung				
Behälterspeicher	107,8	129,9	20%	103,9
Erdbeckenspeicher	110,8	130,2	30%	91,1
Erdsondenspeicher	107,4	121,8	25%	91,4
Aquiferspeicher	107,4	121,8	25%	91,4
Latentwärmespeicher	102,6	114,0	30%	79,8
Feststoffspeicher	106,8	127,1	15%	108,0
Wärmeverteilung				
KMR	107,5	127,1	5%	120,8
Polymerrohr	109,9	128,0	20%	102,4
Stahlmantelrohr	105,5	117,8	5%	111,9
Netzbau unbefestigt flexibel	107,5	127,1	25%	95,3
Netzbau unbefestigt starr	106,5	122,2	0%	122,2
Netzbau befestigt flexibel	107,5	127,9	25%	95,9
Netzbau befestigt starr	106,5	123,0	0%	123,0
Sonstiges				
MSR-Technik	5%		10%	4,5%
Planung, Genehmigung	5%		10%	4,5%
Gesamtsystem				
Wärmepumpe	111,0	146,2	10%	131,6
Fernwärme				
	115,6	182,5	9%	165,5

Für die nicht explizit betrachteten Komponenten wird eine Preisentwicklung analog zum generellen Preisniveau unterstellt. Für das generelle Preisniveau wird eine jährliche Steigerung von 1,5 Indexpunkten pro Jahr angenommen, was zu einem Indexniveau von 129,4 in 2030 führt. Hierbei ist ein Indexniveau von 106,9 im Jahr 2015 berücksichtigt. Eine detaillierte Anwendung der Prognose auf die Netzmodelle ist im Anhang abgebildet.

Die im Rahmen der Prognose genutzten Indexreihen basieren auf nominellen Werten. Zum Zwecke der Vergleichbarkeit mit den aktuellen Preisen, werden die ermittelten nominalen Wärmegestehungskosten in einen realen Wert überführt. Dies geschieht mittels einer Rückrechnung anhand der Entwicklung des angenommenen generellen Preisniveaus. Die notwendigen Förderquoten zur Erreichung bestimmter Wärmegestehungskosten auf Basis realer Preise für das Jahr 2030, vergleichend zum Ursprungsjahr 2015, sind in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Übersicht Wärmegestehungskosten und Förderbedarf im Jahr 2030 auf Basis realer Preisniveaus zum Jahr 2015

Netztyp	Wärmegestehungskosten		Förderquote zum Erreichen definierter Wärmegestehungskosten		
	Ohne Förderung ct/kWh	50 % Zuschuss ct/kWh	12 ct/kWh	9 ct/kWh	7 ct/kWh
Solarnetz mit saisonalem Speicher	14,5	10,0	27%	61%	83%
Solarnetz ohne Speicher	10,0	7,4	/	19%	58%
Abwärmenetz	6,7	3,8	/	/	/
Solarnetz mit Wärmepumpe	9,6	7,2	/	13%	53%

Es wird deutlich, dass sich der Förderbedarf der Wärmenetzsysteme reduziert. Zur Beurteilung der zukünftigen Entwicklung kann auch die relative Vorteilhaftigkeit von Wärmenetzsystemen 4.0 gegenüber dem derzeitigen Erzeugungsmix im Fernwärmesektor und den korrespondierenden Wärmegestehungskosten herangezogen werden. Hierzu wird die Indexreihe der Fachserie 17/2 637 des Statistischen Bundesamtes herangezogen und analog zur in Kapitel 3.3.1 dargestellten Methode vorgegangen.

Die mögliche Entwicklung der Primärenergie bzw. Brennstoffpreise und die Entwicklung von Kostenreduktionspotenzialen durch Effizienzgewinne in der (Fern-)Wärmewirtschaft sollten entsprechende Berücksichtigung finden. Der Einfluss schwankender Primärenergie- bzw. Brennstoffpreise ist vereinfacht der historischen Indexanalyse zu entnehmen. Die Schwankungen des Fernwärmepreisindex in Abbildung 39 (links) werden in die Analyse einbezogen, in dem die größten absoluten Abweichungen von der Trendschätzung die Begrenzungslinien der zukünftigen Fernwärmepreise definiert. Verlängert man diese Min-/Max-Trendlinien bis 2030, ergibt sich eine Bandbreite von 205,3 (max) bis 166,8 (min) für ein prognostiziertes Indexniveau von 182,4 (Trend) für das Jahr 2030.

Im rechten Bereich von Abbildung 39 ist die direkte Anwendung der Index-Trendprognose auf den durchschnittlichen Mischpreis des AGFW für einen Abnahmefall von 15 kW / 27 MWh von 8,0 ct/kWh (AGFW 2015) dargestellt.

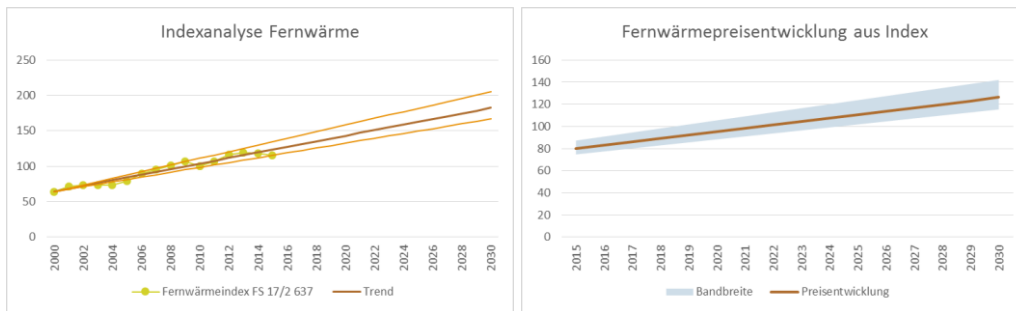


Abbildung 39: Indexanalyse und Prognose des durchschnittlichen Fernwärmepreis (eigene Darstellung auf Basis von AGFW 2015 und Destatis 2015)

Für die Effizienzsteigerung in der Fernwärmeversorgung wird im Rahmen dieser Studie vereinfacht ein aus der Gas- bzw. Stromnetzregulierung abgeleiteter Effizienzgewinn von 1,1 % p.a. unterstellt. Dieser pauschale Effizienzgewinn ist allerdings nur auf die unternehmenseigene Wertschöpfung eines Wärmeversorgers anzuwenden, der hier mit rd. 50 % veranschlagt wird. Damit reduziert sich der zukünftig anzusetzende Effizienzgewinn auf 0,65 % p.a. oder 9,3 % für das Jahr 2030.

Unter Einbezug der Effizienzsteigerung ergibt sich der prognostizierte nominelle Fernwärmepreis für den Abnahmefall 15 kW / 27 MWh in der Bandbreite von 10,4 ct/kWh (min) bis 12,9 ct/kWh (max) bei einem Prognosewert von 11,4 ct/kWh für 2030. Dies entspricht einem prognostiziertem realen Fernwärmepreis von 9,5 ct/kWh unter Berücksichtigung der oben dargelegten Annahmen. Diese unterschiedliche Entwicklung von klassischen und Wärmenetzsystemen 4.0 verdeutlicht die Steigerung der relativen Vorteilhaftigkeit und Attraktivität von Wärmenetzsystemen 4.0 in der Zukunft.

3.4 Spezifische CO₂-Einsparung durch die Wärmenetze

In der nachfolgenden Tabelle ist jeweils der CO₂-Ausstoss der Beispielnetze und der gängigen dezentralen Wärmeversorgungs-lösungen dargestellt. Es wird deutlich, dass gegenüber Lösungen mit Gaskessel oder Wärmepumpe ein erhebliches CO₂-Reduktionspotenzial besteht.

Um aus den spezifischen Einsparungen ein CO₂-Reduktionspotenzial eines Förderprogramms abzuleiten, werden im Folgenden sowohl denkbare Aktivitätsraten als auch damit verknüpfte deutschlandweite CO₂-Einsparpotenziale abgeleitet.

Tabelle 20: Übersicht der CO₂-Emissionen der Beispielnetze und der gängigen dezentralen Lösungen

Erzeugertyp	Netz	Spez. CO ₂ -Emissionen [g _{CO2aq} /kWh]
Netze mit hohen Solaranteilen	Dronninglund	97
	Crailsheim	158
Sekundärnetz in bestehendem Netz	München-Ackermannbogen	161
Kalte Nahwärme	Dollnstein	144
Bio-Solar-Netz	Büsingens	26
CO₂-Emissionen dezentrale Versorgungslösungen		
Gaskessel & Solarthermie* (20% solare Deckung)		205
Pelletsessel & Solarthermie** (20% solare Deckung)		28
Wärmepumpe***		190

*Daten aus Gemis Version 4.94; Emissionen der Wärmebereitstellung, je kWh Nutzwärme, Erdgas-Brennwerttherme **Daten aus Gemis Version 4.94; Emissionen der Wärmebereitstellung, je kWh Nutzwärme ***Daten aus Gemis Version 4.94; Emissionen der Wärmebereitstellung, je kWh Nutzwärme, Elektrowärmepumpe Luft mit dt. Strommix (2010)

3.5 Abschätzung des Fördervolumens und möglicher Finanzszenarien

1. Erfahrungen aus einem Förderprogramm für Wärmenetze mit hohen EE-Anteilen in Baden-Württemberg zeigen, dass – vor dem Hintergrund der Anreize des Baden-Württembergischen Förderprogramms – keiner von rd. 60 Anträgen alle Anforderungen und 2 Anträge zumindest in Teilen die Anforderungen an Wärmenetzsysteme 4.0 erfüllt.

Von den insgesamt rund 60 Anträgen, die im Baden-Württembergischen Förderprogramm (und dessen Vorgängerprogramm „Klimaschutz mit System“) eingereicht wurden, das in attraktiver Weise das MAP aufstockt, sind die Hälfte Biomasse-dominierte Netze, vor allem auf Basis von Bestands-Biogasanlagen (Finanzierung durch KWK-Bonus) oder Hackschnitzel-Heizungen, und eher quartiersbezogene Netze, die nicht die Anforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0 einhalten. Lediglich ein Netz plant die Inanspruchnahme des Solar-Bonus für große Solaranlagen, ein Netz den Bonus für niedrige Rücklauf-Temperaturen. Zwei weitere Anträge sind angekündigt.

Insgesamt könnten in Baden-Württemberg daher ca. 4 Netze realisiert werden, die Teile dessen umsetzen, was den Anforderungen des Programms Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 angestrebt wird.

2. Die Evaluation der MAP- und KWKG-Förderstatistik ergibt rd. 374 neu gebaute Netze pro Jahr.

Die neueste MAP-Evaluation ergab, dass in 2014 durch die KfW 64 Wärmenetze mit mehr als 50 Anschlößern gefördert wurden. Im Mittel hatte diese Gruppe von Netzen 88 Anschlößern. Die Zahl der „großen“ Netze dürfte daher deutlich darunter liegen (genauere

Antragszahlen lagen nicht vor). Für die Jahre 2009 bis 2013 waren unter den 201 in diesem Zeitraum geförderten Netzen mit wenigstens 50 Anschlüssen nur 10 Netze mit wenigstens 200 Anschlüssen. Der Maximalwert lag bei 290 Anschlüssen. Vermutlich hat von diesen größeren Netzen kein einziges auch noch die übrigen Mindestbedingungen (beispielsweise bezüglich der Energieträger-Struktur) erfüllt, die wir an ein Wärmenetz 4.0 stellen. Die im Jahr 2016 bis Ende Nov. von der KfW zugesagten Tilgungszuschüsse für Wärmenetze aller Größen liegt in Höhe von nur 30 Mio. € (dieser Wert enthält allerdings nur das Netz im engeren Sinne, d.h. ohne die Wärmeerzeuger, Speicher und Ertüchtigung zur Übergabe in Bestandsgebäude).

Im KWKG, das ebenfalls Netze und Netzmaßnahmen mit EE-KWK und Abwärme fördert, wurden im Mittel der Jahre 2009 bis 2013 rd. 310 Neubauvorhaben pro Jahr realisiert, allerdings mit einer durchschnittlichen Trassenlänge von lediglich rd. einem Kilometer. Würde man annehmen, dass 10 % der KWKG-geförderten Wärmenetzvorhaben nach einer Hochlaufphase Wärmenetzsysteme 4.0 entsprechen, so wären dies rund 30 Neubauvorhaben pro Jahr. Wenn sich die Rahmenbedingungen insgesamt verbessern würden und 50 % der KWKG-geförderten Vorhaben den Anforderungen entsprechen würden, so wären dies 150 Vorhaben.

3. Die Zahl erheblicher Optimierungen in Bestandsnetzen im KWKG beträgt 360 Bestandsmaßnahmen pro Jahr, die Anforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0 erfüllt keines davon.

Das KWKG hat im Schnitt rund 360 Bestandsmaßnahmen pro Jahr gefördert, dazu je rd. 15 Netzverstärkungen und Netzzusammenschlüsse. Allerdings sind dies z. T. sehr kleinteilige Maßnahmen (der verausgabte KWK-Zuschlag liegt bei nur rd. 100.000 € pro Projekt).

Die Investitionskosten für solche Maßnahmen schwanken erheblich und können in einer Spannbreite von 1 bis zu mehreren 10 Millionen Euro liegen. Ohne repräsentative Beispielsammlung können CO₂-Einsparungen nur äußerst grob aus der durchschnittlichen CO₂-Einsparung pro Förder-Euro aus den Neubauvorhaben übertragen werden.

Die zu erwartenden Fördersummen für Machbarkeitsstudien und die Planung der bestehenden Fernwärme lassen sich über Kostenangaben z.B. des Fernwärme-Planungsunternehmens GEF Ingenieur AG rechnerisch ermitteln.

Für Transformationskonzepte von Bestandsnetzen wird von Kosten zwischen 400.000 und 1,6 Mio. € für Studie, Kommunikation, Stakeholderbeteiligung und Overhead ausgegangen (ohne Ausführungsplanung, Genehmigungsverfahren, Rechtsberatung und Maßnahmenumsetzung).

4. Wärmeplanung findet in Kommunen meist bedarfsorientiert und nicht proaktiv statt. Erfahrungen mit dem Teilkonzept Wärmenutzung der NKI lassen nicht erwarten, dass ohne weitere Änderung der Rahmenbedingungen dreistellige Konzeptzahlen in die Förderung kommen.

Kosten für Machbarkeitsstudien von neuen Netzen inkl. Wärmeerzeuger und Speicherung und Stakeholderbeteiligung werden in einer Größenordnung von rund 200 bis 400.000 € für Erstdimensionierung, Erzeugerkonzept, Wirtschaftlichkeitsbewertung, jahresaufgelöste Analysen, Behördenkommunikation und Finanzierungsfragen sowie Rechtsberatung abgeschätzt (grobe Machbarkeit mit Bedarfs- bzw. Absatzpotentialanalyse, Entwurf eines Verteilnetzes inkl. Erstdimensionierung, Erzeugerkonzept, annuitätische Wirtschaftlichkeits-

bewertung: 25 bis über 100 k€; Detaillierung, jahresaufgelöste Wirtschaftlichkeitsberechnung mit Barwertmethode: 50 bis 150 k€; Behördenkommunikation, Finanzierung, Rechtsberatung: 100 k€; angenommener Mittelwert: 300 k€).

5. Die Planung von Wärmenetzen erfordert eine Vorlaufzeit, da zunächst Potenziale erhoben und mögliche Kunden gewonnen werden müssen. Es dauert daher, bis sich verbesserte Förderbedingungen auswirken (ein bis zwei Jahre). Von besonderer Bedeutung sind Maßnahmen zur Stärkung der Öffentlichkeitsarbeit (siehe Kapitel 4.4).

Zwar dürfte es einen gewissen Rückstau an bereits geplanten Netzen geben, die nur aufgrund des Verfalles des Ölpreises nicht realisiert wurden und daher mit Modifikationen und einer Förderung nun wieder aktiviert werden könnten. Zugleich gibt es große Möglichkeiten zur Optimierung bereits in bestehenden Netzen. Daher ist der Einbezug von Optimierungsmaßnahmen an Bestandsnetzen besonders wichtig.

6. Vorteilhafte Rahmenbedingungen (CO₂-Lenkungsabgabe auf Öl und Gas; Vorschriften zu Wärmenutzungsplanung; weiterentwickelte Primärenergiefaktoren) können diese Aktivitätsraten signifikant erhöhen.

Erfahrungen aus dem europäischen Ausland als auch modellbasierte Ergebnisse aus Szenarien legen nahe, dass bei Veränderungen des Energiepreisgefüges im Wärmesektor auch Veränderungen in der Wahl der prioritär bevorzugten Wärmequellen zu beobachten sind. Hierbei sind insb. die Weltmarktpreise für fossile Brennstoffe, Steuern, Abgaben und Umlagen als auch die spezifischen Technologiekosten und Zinssätze von ausschlaggebender Bedeutung. Werden beispielsweise – wie im Grünbuch Energieeffizienz konsultiert – die Förderkonditionen und sonstigen Anreize ausgebaut und/oder Fördermechanismen verstetigt und verbessert, sind signifikante Änderungen der bevorzugten Technologien und Wärmequellen zu erwarten.

Fördermittel und CO₂-Einsparung

Basierend auf diesen Abwägungen werden im Folgenden drei Szenarien gerechnet. Dabei wird von einer beispielhaften und vereinfachten Förderquote von 50 % ausgegangen.¹

Dabei bezieht sich die CO₂-Einsparung auf die durch die Modellnetze eingesparten direkten Emissionen durch Substitution des Mixes an nicht-erneuerbaren Heizungssystemen in Deutschland („nicht-erneuerbarer Wärmemix D“). Es ist zu beachten, dass sich dieser Wärmemix natürlich zukünftig verbessern wird, wenn sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz erneuerbare Energien auch im sonstigen Energiemix verbessern. In diesem Fall würde die Einsparung in der Zeit nach 2030 tendenziell weiter absinken. Die CO₂-Einsparungen erfolgt über die Lebensdauer der Netze (40 Jahre oder mehr).

¹ Anmerkung zu den zu Grunde gelegten Kosten: Die Kosten beziehen sich auf generisch aufgebaute Netze. Diese sind alle in starker Anlehnung an tatsächlich realisierte Netze entworfen, jedoch leicht angepasst und auf deutsche Verhältnisse übertragen.

Das Solarnetz mit Saisonspeicher ist auf dem Projektdesign von Dronninglund (DK) aufgebaut. Statt der tatsächlichen Kosten wurden aber die nach unseren Recherchen in Deutschland derzeit anfallenden, spezifischen Komponentenkosten angesetzt. Die 4 Mio. Euro sind also die Kosten, die nach unseren Recherchen anfallen würden, wenn ein Speicher von der gleichen Größe wie in Dronninglund in Deutschland gebaut würde (in etwa 65€/m³WE statt 38 €/m³WE). Wenn das Programm erfolgreich war, werden diese Kosten entsprechend absinken und die Fördereffizienz steigen.

Die kleinen Netze wurden in Anlehnung an das Solarnetz in Büsingen entworfen und angepasst auf verschiedene Energieträger.

Die Netzkosten werden dabei in Anlehnung an die generischen Modellnetze festgelegt: rd. 3 Mio. (kleines Nahwärmenetz mit Abwärme); rd. 8 Mio. Euro (Wärmepumpennetz); rd. 16 Mio. Euro (Bio-Solarnetz) und 40 Millionen Euro (großes Solarnetz mit saisonalem Speicher). Die Verteilung der Netztypen kann nur schwer vorhergesagt werden; hier erfolgt eine Setzung mit einem höheren Anteil kleiner Netze, aber auch großer Solarnetze mit Saisonspeicher. Kosten für Bestandsmaßnahmen schwanken stark; Bandbreiten von 1 bis 50 Mio. Euro erscheinen möglich; angesetzt wird ein mittlerer Wert von 10 Mio. Euro.

4 Untersuchung verschiedener Förderkonzepte

4.1 Derzeitige Fördersituation auf Bundesebene

Auf Bundesebene gibt es als Förderprogramm v.a. das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (**KWKG**) und das 2015 novellierte Marktanzreizprogramm (**MAP**) sowie das Programm „Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung Investitionsfinanzierung zur nachhaltigen Verbesserung der Energieeffizienz der kommunalen Versorgungssysteme“ (**IKK/IKU**).

Das KWKG fördert den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen auf Basis überwiegend fossil befeuerter Wärmeerzeuger, welche gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung bereitstellen, mit bestimmten, festgesetzten Zuschlagszahlungen je Netzmeter (100 € pro Trassenmeter bzw. 30 % der förderfähigen Investitionskosten bei größeren Netzen) sowie seit 2012 auch den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältespeichern (§22-25). Das MAP fördert schwerpunktmäßig EE-Heizungsanlagen im Gebäudebestand und fördert ergänzend auch den Bau von Wärmeleitungen mit bestimmten EE-Mindestanteilen sowie von Wärmespeichern innerhalb festgelegter Grenzen zu. Hierbei wird pro Leitungsmeter eine fixe Förderprämie (60 € pro Trassenmeter) unabhängig von den tatsächlichen Kosten der Leitungsverlegung gefördert. Das MAP fördert außerdem auch die Errichtung von Erzeugungsanlagen, die für Wärmenetzsysteme 4.0 relevant sein können, namentlich Biomasseanlagen, Großwärmepumpen, biogene KWK-Anlagen und solarthermische Kollektoren unterhalb der festgelegten Obergrenzen. Setzt man für letztere die ertragsabhängige Förderung an, sind sogar Förderquoten (je nach Antragsteller) bis zu den beihilferechtlichen Begrenzungen zu erzielen. In dem Fördertatbestand „Wärmepumpen mit hohen Jahresarbeitszahlen bzw. verbesserter Systemeffizienz“ können Wärmepumpen im Zusammenhang mit Kalter Nahwärme gefördert werden.

Tabelle 21: Förderansatz MAP und KWKG

	MAP	KWKG
Förderansatz	Förderung von Einzelkomponenten (Erzeuger, Netz, Speicher)	Förderung von Einzelkomponenten (Netz, Speicher)
Anwendungsbereich	Überwiegend kleinere Netze bzw. einzelne Komponenten in Netzen	KWK-Netze inkl. Bestandsnetze
Begrenzungen des Anwendungsbereichs	Restriktive, an kleineren Netzen orientierte Förderdeckelung	Mindestanteil KWK gefordert
Förderhöhe	Netze: Festgelegte spez. Grundförderung mit Förderdeckel Speicher: Festgelegte Grundförderung EE-Erzeuger: unterschiedlich (Solar: Prozentual; Biomasse, Wärmepumpe, Geothermie: Fördersatz pro kW mit Bonusstruktur)	Netze: Festgelegte spez. Grundförderung mit Förderdeckel, darüber prozentual Speicher: Festgelegte Grundförderung EE-Erzeuger: keine

Allerdings wirken sich die Förderbestimmungen z. T. auch begrenzend auf die Machbarkeit von Wärmenetzsystemen 4.0 aus: Die Richtlinien des Marktanzreizprogramms vom 11.03.2015 fördern höchstens 30 % der für den Speicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten und je Wärmespeicher höchstens 1 000 000 €. Dabei dürfen die jährlichen Wärmeverluste für saisonale Speicher (weniger als 12 Entladungen pro Jahr) maximal 40 % der entnommenen Wärme betragen. Für eine Förderung nach dem KWKG muss mindestens 50 % der eingespeicherten Wärme aus KWK-Anlagen stammen und die mittleren Wärmeverluste des Speichers dürfen einen Wert von 15 Watt pro Quadratmeter Behälteroberfläche nicht erreichen. Beispielsweise wäre der in Marstal errichtete Speicher SUNSTORE 4 nicht förderfähig, da keine KWK-Wärme eingespeichert werden soll und die Wärmeverluste laut Planung über 40 % ($3000/[3950+3109] = 42,5\%$) der entnommenen Wärme betragen. Eine wirtschaftliche Realisierung eines solchen Projekts ist daher in Deutschland kaum erkennbar. So ist die deutsche Projektlandschaft derzeit vom Bau unterschiedlicher Speicherkonzepte geprägt, die einen stärkeren Fokus auf Effizienz anstelle von Speichervolumen aufweisen.

Die **Nationale Klimaschutzinitiative** fördert netzrelevante Aspekte vor allem auf zwei Ebenen: einerseits der Förderaufruf „Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte“¹, zum anderen durch die Förderung von Klimaschutzkonzepten inklusive Teilkonzepte für eine kommunale Wärmenutzungsplanung. Von den insgesamt 9.364 Förderprojekten, die im Rahmen der Kommunalrichtlinie gefördert wurden, beinhalten 994 den Förderschwerpunkt der Klimaschutzteilkonzepte. Davon beinhalten wiederum lediglich 76 den Förderbereich der integrierten Wärmenutzung in Kommunen (69 abgeschlossene und 7 laufende Fördervorhaben, Quelle: Service- und Kompetenzzentrum nationaler Klimaschutz). Eine Verpflichtung zur Erstellung von Wärmeplänen wie in Dänemark existiert nicht.

In den **Bundesländern** besteht eine große Vielfalt an Förder- und Finanzierungsmechanismen für innovative Wärmenetze auf EE- und Abwärmebasis und Wärmespeicher, von der Unterstützung für Demonstrationsvorhaben über Zinszuschüsse und Darlehen.

Ebenso besteht in den Kommunen eine große Vielfalt von Förderangeboten, wie Investitionszuschüsse, Beteiligungen über Stadtwerke oder letztendlich auch Informationskampagnen.

Eine Überblickstabelle findet sich im Anhang (Tabelle 24).

¹ Im Rahmen dieses Programmes werden investive Modellprojekte in Kommunen und im kommunalen Umfeld gefördert, die durch eine direkte, weitreichende Treibhausgasreduzierung einen beispielhaften Beitrag zu den Klimaziele der Bundesregierung leisten. Beispielhaft werden genannt: Energie- und Ressourceneffizienz, Abfallentsorgung, Abwasserbeseitigung, Grün in der Stadt. Wärmenetze sind nicht explizit genannt, könnten aber theoretisch eingereicht werden. „Förderaufruf für investive Kommunale Klimaschutz-Modellprojekte im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit“
http://www.klimaschutz.de/sites/default/files/161130_fa_modellprojekte_bt-ua_final.pdf

4.2 Innovative Förderelemente auf Landesebene und deren Wirksamkeit: Beispiele

4.2.1 Baden-Württemberg: Initiierung, Planung/Beratung, Hardware, Kompetenzstelle Wärmenetze

Von besonderer Relevanz für die Entwicklung des Programms ist das baden-württembergische Förderprogramm „Energieeffiziente Wärmenetze“, da es einen ähnlich umfassenden Förderansatz verfolgt wie auf Bundesebene diskutiert.¹

Gefördert werden

- die **Erstellung von Wärmeplänen** durch auf eine Zusatzförderung von 20 Prozent zu der NKI-Klimaschutzteilkonzepte-Förderung von 50 %.
- Die Förderung von **Initiativen zur Beratung und Unterstützung** im Vorfeld einer Investition; hier werden in bis zu 12 Regionen Baden-Württembergs auf Ebene der Regionalverbände Einrichtungen (Beratungs/Netzwerkinitiativen) gefördert, die das Thema energieeffiziente Wärmenetze proaktiv aufgreifen. Förderfähig sind auch Akzeptanzmaßnahmen und Machbarkeitsstudien in diesem Rahmen.
- Schließlich werden **Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze** unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter KWK mit einer Grundförderung von 20 % der Investitions- (de minimis) bzw. Investitionsmehrkosten (AGVO) (mit anderen Programmen kumulierbar). Es werden Boni gewährt für
 - Abwärmennutzung,
 - Solaranlagen (> 10 % Anteil)
 - Große Wärmespeicher (> 500 m³ Wasser bzw. Wasseräquivalent)
 - Maßnahmen zur Absenkung von Rücklauftemperaturen.

Die Systemgrenze des Programmes umfasst auch Hausübergabestationen, Biogasleitungen, Wärmespeicher, Nebenanlagen und notwendige bauliche Maßnahmen.

- Außerdem gibt es bei der Klimaschutz- und Energieagentur des Landes eine **landesweites Kompetenzzentrum** Wärmenetze.

Die Erfahrungen aus dem ersten Jahr des Programms sind für die Ausgestaltung des Programms sehr relevant (Stad 15.1.2017):

- Der Förderbaustein Wärmenutzungs-Teilkonzept wurde nur einmal in Anspruch genommen.
- Insgesamt sind rund 50-60 Netz beantragt worden: 27 im Rahmen des aktuellen Programms „Energieeffiziente Wärmenetze“, rd. 30 Anträge im Vorgänger-Programm „Klimaschutz mit System“. Diese Anträge teilen sich ungefähr hälftig auf in Biomassenetze, vor allem auf Basis von Bestands-Biogasanlagen (Finanzierung durch KWK-Bonus) und eher quartiersbezogene Netze. Konzepte für

¹ <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/beratung-und-foerderung/foerdermoeglichkeiten/energieeffiziente-waermenetze/>, Zugriff 12.2.2017.

den Ersatz von Biogas-Anlagen nach Wegfall der EEG-Vergütung liegen nicht vor; die verbleibende Laufzeit wird vielfach als ausreichend eingeschätzt. Die Anschlussquote in diesen Netzen ist – bedingt durch den niedrigen Ölpreis – eher niedriger als vor einigen Jahren.

- Die Boni werden kaum in Anspruch genommen (1 Solar-Bonus, 1 Rücklauf-Bonus; zwei weitere geplant). Dies ist besonders wichtig für das Programm: eine zu starke Einengung des Kreises der antragsberechtigten Netze kann dazu führen, dass insgesamt zu wenig Dynamik entsteht.

4.2.2 Bayern

Das bayerische Staatsministerium für Wirtschaft bezuschusst seit dem 1. Januar 2015 im Programm „Förderung von Energiekonzepten und kommunalen Energienutzungsplänen“¹ die Erstellung von Energiekonzepten und Energienutzungsplänen in Kommunen mit bis zu 70 % der Kosten der Studie (Fachplanung und öffentliche Präsentation) bei einer Förderhöchstsumme von 50.000 EUR. Seit 01.12.2015 wird auch die Beratung und gutachterliche Unterstützung bei der Umsetzung von Maßnahmen durch fachkundige Dritte gefördert (Umsetzungsbegleitung) (LfU Bayern 2016).

Zur Erstellung von Energienutzungsplänen wurde von der Technischen Universität München ein Leitfaden erstellt (TU München 2010). Der Leitfaden enthält anschauliche Anleitungen zur Akquise und Aufbereitung räumlicher Daten des Gebäudebestandes sowie Angaben zur Abschätzung flächenbezogener Wärmebedarfswerte [MWh/ha*a] mittels energetischer Gebäude- und Siedlungstypologien. Zusätzlich werden methodische Anleitungen zur Erfassung und Bewertung bestehender Wärmeerzeuger, Energieinfrastrukturen (Wärmenetze, Gasleitungen) und alternativer erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme gegeben. Darauf aufbauend werden im Leitfaden Bewertungsmuster und Beispiele für die Erstellung von Entwicklungsszenarien dargestellt. In Ergänzung zum Leitfaden der TU München wird im Handbuch für Energienutzungspläne die Wärmebelegungsdichte [MWh/m*a] modellierter Netzstrukturen als Kenngröße gefordert (Hochschule Landshut 2011).

4.2.3 Hamburg

Hamburg fördert im Programm „Erneuerbare Wärme“²

- große Wärmepumpen (zulässige Wärmequellen: Wasser, Erdreich, Abwärme, Solarkollektoren, die in ein Wärmenetz einspeisen, mit 100 €/kW Wärmeleistung (bei Wärmepumpen über 500 kW erfolgt die Festlegung des Fördersatzes individuell), wenn sie lastmanagementfähig sind und sie mit einem Saisonal- oder Pufferspeicher (mind. 12 Stunden Speichervolumen) verbunden sind.
- die Errichtung und Erweiterung von Wärmeverteilnetzen, wenn die Wärmeverluste 10 % nicht überschreiten, wenn der Solaranteil der eingespeisten Wärme 5 bzw. 8 % überschreitet und wenn der Anteil der Wärme aus EE, Abwärme und

¹

https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Foerderprogramme/Dokumente/2017-01-

[23 Richtlinien zur Foerderung von Energiekonzepten und kommunalen Energienutzungsplaenen.pdf](https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Foerderprogramme/Dokumente/2017-01-23_Richtlinien_zur_Foerderung_von_Energiekonzepten_und_kommunalen_Energienutzungsplaenen.pdf)

² <https://www.ifbhh.de/umweltschutz-in-unternehmen/erneuerbare-waerme/>

hocheffizienter KWK 50 (Bestandsgebäude) bzw. 60 % überschreitet. Die Höhe des Zuschusses beträgt bis zu 80% der notwendigen Investitionskosten.

- die Modernisierung von Wärmeverteilnetzen, wenn der Anteil der Wärme aus EE, Abwärme und hocheffizienter KWK 50 % überschreitet und durch die Maßnahmen die in das Netz eingespeiste Wärme aus fossilen Erzeugern um mind. 10 % verringert wird. Die Höhe des Zuschusses beträgt bis zu 20 % der notwendigen Investitionskosten.
- Wärmespeicher.

Quelle:

https://www.ifbhh.de/fileadmin/pdf/IFB_Download/IFB_Foerderrichtlinien/FoeRi_Erneuerbare_Waerme.pdf

4.3 Ausgestaltungsoptionen für ein Förderprogramm

4.3.1 Überblick

In der Hemmnisanalyse in Kapitel 3.1 kristallisieren sich verschiedene Hemmnisebenen heraus:

- Hemmnisebene „Aktivierung und Wissen“: Für diesen Bereich sind aktivierende Maßnahmen und die Initiierung von Planungs- und Handlungswissen erforderlich: Förderelement 1 (optional) und 2 (nicht optional)
- Hemmnisebene „Wirtschaftlichkeit und Kosten“ (Förderelement 2)
- Hemmnisebene „Risiko“ (durch Investitionsförderung nur teilweise abgedeckt, außerdem Förderung akzeptanzsteigernder und vorbereitender Maßnahmen)
- und weitere, z. T. technologiespezifische Hemmnisse.

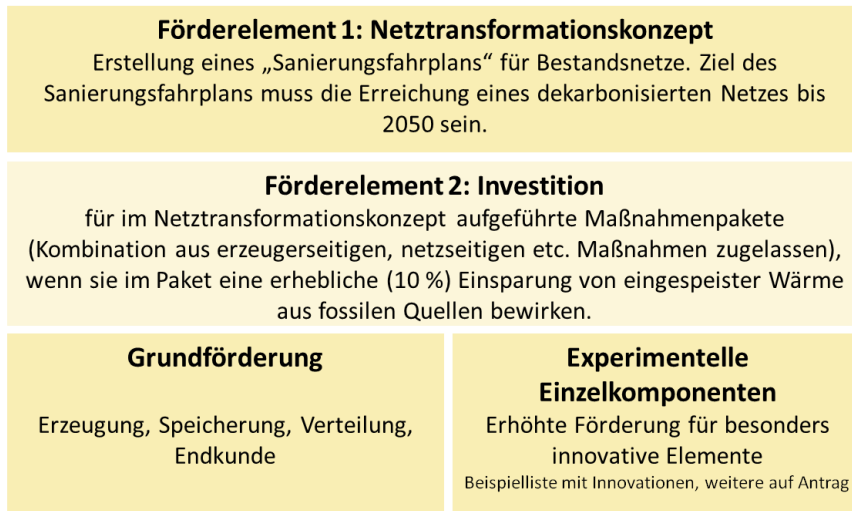
Bei der Ausgestaltung des Programms müssen diese Problemkreise möglichst innerhalb des Programms oder durch flankierende Maßnahmen adressiert werden. Dabei ist zu beachten, dass bezüglich der Zeitachse der Realisierung für die Förderelemente 0 und 1 ein Vorlauf von ein bis zwei Jahren erforderlich ist, bis tatsächlich Netze realisiert werden.

Im Folgenden werden die verschiedenen Förderelemente vorgestellt und konzeptioniert.

Förderelement 1: Vorbereitungsphase Förderung von Initiierung und Machbarkeit		
Förderelement 2: Investition für alle Netzkomponenten und Planung, wenn techn. Mindestanforderungen erfüllt		
Grundförderung Erzeugung, Speicherung, Verteilung, Endkunde	Experimentelle Einzelkomponenten Erhöhte Förderung für besonders innovative Elemente	Evtl. Anreiz zur Kostensenkung und Nachhaltigkeit Belohnung besonders kostengünstiger Netze und Netze mit besonders hohen Anteilen EE

Flankierend: Förderberatungsstelle

Abbildung 40: Überblick über Vorschläge zu Förderelementen für Neubaunetze und Teil- bzw. Sekundärnetze im Bestand



Flankierend: Förderberatungsstelle

Abbildung 41: Überblick über Vorschläge zu Förderelementen für Bestandsnetze in der Variante Schrittweise Netztransformation

4.3.2 Erfolgsvoraussetzungen für ein wirkungsvolles Gesamtprogramm

In den verschiedenen Gesprächen mit Versorgern, Planern, Kommunen und anderen Akteuren im Rahmen der Fachgespräche und Interviews werden die folgenden Aspekte regelmäßig als Erfolgsvoraussetzung genannt:

- Schnelle Bearbeitung der Förderbewilligung in einem **unbürokratischen** Verfahren (u.a. Vermeidung generischer Formulare wie Easy). Daher werden von vielen Marktakteuren auch klarere Kriterien gegenüber einem komplizierten Antragsverfahren bevorzugt.
- **Begleitende Antragsberatung** durch eine fachlich qualifizierte Förderstelle (ähnlich Breitband-Büro oder regionale Wärmenetzberatungsstellen in Baden-Württemberg)

4.3.3 Element 0: Förderung von Wärmenutzungsplanung (optional)

Vorschlag: Gfs. enge Verzahnung mit der Förderung von Wärmenutzungs-Teilkonzepten im Rahmen der Kommunalrichtlinie der NKI (www.klimaschutz.de), sofern Kommunen Adressaten sind. Da die Kommunalrichtlinie der NKI in Zuständigkeit des BMUB liegt, wäre hier die Bereitschaft des Ressorts zu prüfen, etwaige Synergien zu erschließen. Eine Wärmenutzungsplanung auf kommunaler Ebene wäre hilfreich, jedoch nicht zwingende Voraussetzung für die Realisierung innovativer Modellvorhaben.

Begründung

Voraussetzung für die Realisierung eines Wärmenetzes ist das Wissen über erforderliche Wärmebedarfe und mögliche Wärmequellen sowie deren Temperaturniveaus, verfügbare Flächen für Erzeugung, Zwischenspeicherung und Verteilung von Wärme. Dieses Wissen kann durch ein systematisches (kommunales oder sonstiges) Wärmenutzungskonzept erarbeitet werden.

Wärmenutzungsplanung wird bereits als Teilkonzept in der NKI gefördert (s.o.). Diese Förderung muss nicht dupliziert werden. Allerdings sind Bürgerinitiativen, nicht kommunale Unternehmen (kommunaler Anteil unter 50 %) oder Energiegenossenschaften nicht förderfähig. Dies ist ein wesentliches Hemmnis. Daher sollte auf eine entsprechende Änderung der NKI-Richtlinie hingewirkt werden.

Die Förderung könnte über die Förderoberfläche eingebunden werden. Ein Beispiel, wie dies realisiert werden kann, bietet die Landesförderung in Baden-Württemberg. Dort ist die NKI-Förderung in die Förderoberfläche eingebunden.

Energieeffiziente Wärmenetze

Der Wärmemarkt hat mit rund 50 Prozent den größten Anteil am Endenergieverbrauch und bietet damit großes Potenzial, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Um die Energiewende im Wärmesektor voranzubringen und die Wärmeversorgung spätestens bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral zu gestalten, muss der Wärmebedarf vor allem von Gebäuden konsequent reduziert und der verbleibende Restwärmebedarf vornehmlich auf Basis erneuerbarer Energien gedeckt werden. Vor diesem Hintergrund unterstützt die Landesregierung den Ausbau energieeffizienter Wärmenetze und setzt damit wichtige Maßnahmen des Integrierten Energie- und Klimaschutzkonzepts Baden-Württemberg sowie des Landeskonzepts Kraft-Wärme-Kopplung um. Denn Wärmenetze ermöglichen es, erneuerbare Energien, hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung und Abwärme möglichst effizient zu nutzen.

Mit dem breit angelegten Förderprogramm energieeffiziente Wärmenetze sollen nicht nur der Bau und die Erweiterung von Wärmenetzen, sondern auch die Erstellung von Wärmeplänen als Grundlage für Wärmenetze gefördert werden. Zudem sollen gezielt auch Beratungs- und Informationsmaßnahmen im Vorfeld zu einer Investition unterstützt werden, um Akteure vor Ort zur Umsetzung von Wärmenetzen zu motivieren.

Das Förderprogramm energieeffiziente Wärmenetze umfasst drei verschiedene Förderbausteine:

Förderbaustein 1 für kommunale Wärmepläne

Förderbaustein 2 für Beratungsinitiativen

Förderbaustein 3 für Investitionen in Wärmenetze

4.3.4 Element 1: Förderung von vorbereitenden Machbarkeitsstudie (erforderlich)

Vorschlag: Vorbereitende Machbarkeitsstudien inklusive Daten- und Akzeptanzerhebung vor Ort sollten gefördert werden, weil diese die Grundlage für alle folgenden Schritte zur Realisierung eines Modellvorhabens Wärmenetzsystem 4.0 sind.

Begründung

Eine Wärmenutzungsplanung weist grundsätzlich geeignete Netzregionen aus und kann hierdurch einen erste grundsätzliche Eignung eines Gebietes feststellen. Darüber hinaus sind jedoch weitere vorbereitende Schritte für eine positive Investitionsentscheidung erforderlich. Dazu gehören insbesondere lokale Machbarkeitsstudien, vor Ort, welche Wärmequellen, Wärmesenken, Flächen und Infrastrukturbedarfe erheben und miteinander bestmöglich kombinieren. Ergebnis der Befragung in AP 2 und des Expertenworkshops am 25.11.2016 war der Hinweis, dass die erste Barriere zur Erstellung einer konkreten Machbarkeitsstudie nicht übersprungen wird, u.a. da es für die Erstellung einer solchen Machbarkeitsstudie vorab einen hohen Kapitalbedarf mit ungewisser Aussicht auf die Realisierung anschließender Erträge gibt. In der Folge gibt es bislang keine zahlreichen Akteure, die solche Machbarkeitsstudien marktgetrieben erstellen.

Eine auskömmliche Finanzierung einer **Machbarkeitsstudie** inklusive der Personalmittel für einen **Netzmanager** (ähnlich wie dem Klimaschutzmanager in der Nationalen Klimaschutzinitiative) würde daher eine Realisierungswahrscheinlichkeit von Wärmenetzen deutlich voranbringen. Allerdings kann es dann auch vorkommen, dass Machbarkeitsstudien gefördert werden, ohne dass Wärmenetze realisiert werden. Wenn der Fördersatz allerdings so gewählt wird, dass eine angemessene Eigenbeteiligung zu leisten ist, dürften keine Konzepte „für die Schublade“ gefördert werden.

Eine Machbarkeitsstudie sollte zumindest folgende inhaltliche Aspekte abdecken:

- Grundlagenermittlung
- Analyse des Ist-Zustands der Nachfrageseite (straßenweise Erhebung des Energiebedarfs, wenn vorhanden: Energieverbrauch, vorhandene Infrastruktur, Sanierungszustand), zukünftige Entwicklung des Wärmeverbrauchs
- Erzeugerseitige Potenzialerhebung (bestehende Wärmeversorgungsanlagen im Gebiet, Potenziale neuer Versorgungsoptionen einschl. Flächenanalyse für große Solarthermie, Recherche bislang ungenutzter Abwärmequellen)
- Umfrage bzgl. Kundeninteressen vor Ort
- Variantenfestlegung
- Technischer und ökologischer Vergleich von technischen Konzepten und Trassenverläufen
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Vorschläge für die Festlegung von Versorgungsgebieten
- Empfehlungen für die Umsetzungsphase (Öffentlichkeitsarbeit, erforderliche Beratung, Kundenakquise, Betreiberkonzept)

Neben der Machbarkeitsstudie sollten aber auch flankierende Maßnahmen gefördert werden:

- Örtliche Infoveranstaltung und
- Endkundenberatung.

4.3.5 Element 2: Investitionsförderung

Vorschlag:

- Grundförderung von 35-40% der Vorhabenskosten für innovative Wärmenetzsysteme 4.0¹
- Erhöhung der Förderquote für besonders innovative, experimentelle Einzelkomponenten. Die Förderquote für die besonders innovativen Bestandteile ergibt sich zum einen aus den beihilferechtlichen Obergrenzen, deren Ermittlung nicht Be-

¹ Die vom MAP gewährten Zuschüsse liegen im Mittel für die hier betrachteten größeren Wärmenetzsysteme und unter Berücksichtigung des APEE-Zusatzbonus und des KMU-Zuschlags in den Bereichen Biomasse, Wärmepumpen und Geothermie unter diesem Wert. Für Speicher und die Wärmeverteilung ergibt sich in etwa ein Gleichstand. Für den Solaranteil liegt dagegen die Förderung durch den KfW-Teil des MAP-deutlich über der einer Grundförderung von 35%.

standteil dieses Gutachtens ist. Angesichts der Tatsache, dass im Vergleich zu dezentralen Wärmekosten von 9 ct/kWh mittlere Förderquoten (bezogen auf die gesamten Investitionskosten) in der Modellierung für einige Netztypen von 58 bis 64 % erforderlich wären, erscheint eine Förderquote in einer Größenordnung von 70 % für besonders innovative Systemteile denkbar, die dann zu einer mittleren Förderquote für das gesamte Netzsystem von über 50 % führen könnte, wenn das Netz hohe Anteile experimenteller Komponenten aufweist.

- Eine Belohnung besonders kostengünstiger Netze könnte das Programm komplizierter machen und Nachteile aufweisen, wenn diese nicht anhand einfacher zu überprüfender und eindeutiger Kriterien definiert sind. Andererseits hat eine solche Komponente eine politische Signalwirkung und unterlegt das politisch gesetzte Ziel der bezahlbaren Energieversorgung mit einer förderpolitischen Anreizwirkung. Wenn man diese Komponente wünscht, sollte ein einfaches Benchmark wie z.B. auf Basis des AGFW-Typgebäudes und dem AGFW-Durchschnittspreis oder einer anderem geeigneten Kriterium gebildet werden. Netze mit einem günstigeren Endkundenpreis erhalten dann den Bonus von bis zu xx [10] %. Gleitende Boni setzen in diesem Fall einen Anreiz, der mit wachsendem technischen Aufwand auch eine steigende Förderung unterlegt
- Eine von der „Nachhaltigkeit der Netze“ abhängige Förderkomponente ist aus Sicht der Gutachter zwar im Grundsatz wünschenswert, könnte allerdings ohne eindeutige Kriterien im Förderdesign das Programm verkomplizieren; daher ist eine solche Regelung durch möglichst eindeutige und überprüfbare Kriterien zu fassen. Wenn eine solche Regel gewählt wird, sollte sie den über 50 / 60 % hinausgehenden EE-Anteil (ohne Abwärme) anreizen und keine einfache Grenze festlegen, welche einen vollen Zuschlag verursacht. Gleitende Boni haben den Vorteil, eine stetige Anreizwirkung mit proportional steigender Förderleistung bei steigender Zielerreichung zu koppeln und damit die Anreizwirkung im Sinne der politisch gesetzten Ziele zu erreichen.

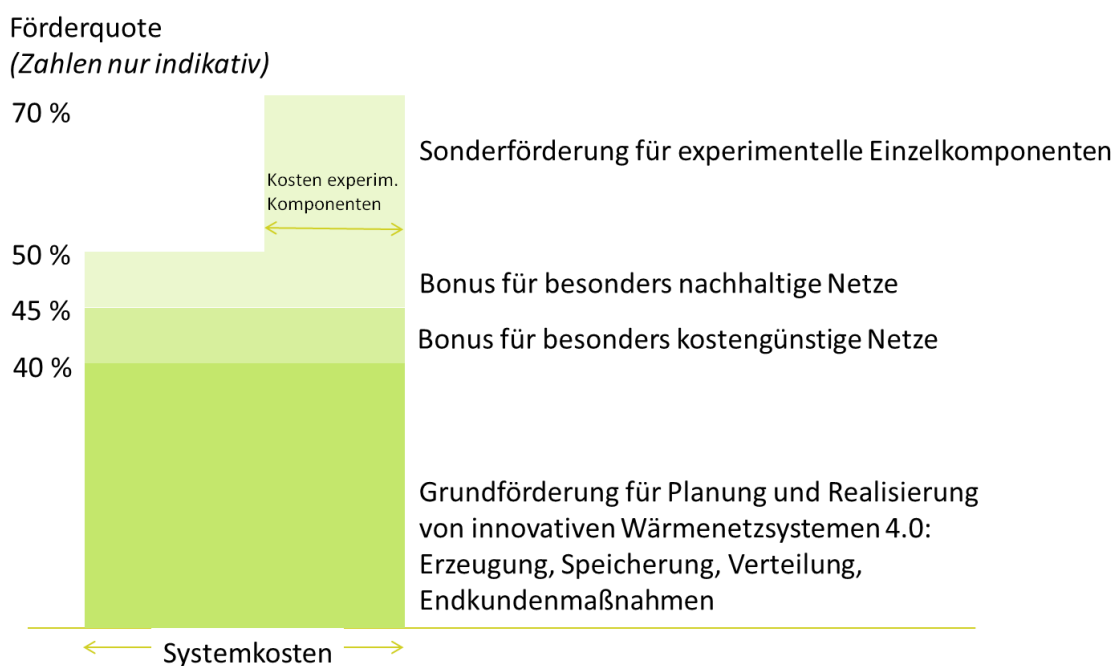


Abbildung 42: Mögliche Fördersystematik

Begründung

Die klassische Fördermethode ist ein prozentualer Zuschuss zu den Investitionskosten. Die Vorteile dieses Verfahrens sind ein einfacher Nachweis der Investitionskosten über die Vorlage von Rechnungen und ein einfaches Prüfverfahren, bei welchem kein oder nur ein geringer technischer Sachverstand erforderlich ist. Zudem ist ein Nachweis der Investitionskosten aus beihilferechtlichen Gründen ohnehin erforderlich. Allerdings differenziert dieses Verfahren nicht nach dem erforderlichen Investitionszuschuss zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke.

Systemgrenze der Investitionsförderung

Um aus dem prozentualen Zuschuss einen absoluten Betrag zu berechnen, muss die absolute Höhe der Investitionen bekannt sein. Anerkannt werden können nur solche Investitionen, die für die Erreichung des mit dem Förderprogramm angestrebten Ziels erforderlich sind. Bei dem Programm zur Förderung von Wärmenetzsystemen 4.0 sollte die Systemgrenze entsprechend ganzheitlich definiert werden, so dass das Programm zu einem systemischen Innovationsprogramm wird. Dabei ähnelt es einem „**One stop shop für Wärmenetzsysteme**“, in dem es folgende Komponenten als ganzheitliches System definiert und hierfür einen einzigen Zugangspunkt (one stop shop) für antragstellende Unternehmen etabliert:

- Wärmeerzeugung und Zubehör einschließlich der dafür benötigten Gebäude
- Wärmespeicher
- Wärmeverteilung einschließlich Hausanschlüssen und Hausübergabestationen
- Zugehöriges MSR-System
- Planung
- Verbesserungen an den Kundenanlagen, soweit sie einer Absenkung der Netztemperaturen dienen und vom Netzbetreiber bezahlt wurden. Auch Zuschüsse des Netzbetreibers an die Anschließter können als Investitionen anerkannt werden, sofern sie dem Zweck der Temperaturabsenkung dienen.
- Insbesondere: Anlagen zur Brauchwarmwasserbereitung für eine legionellenfreie Warmwasserbereitung auch bei niedrigen Netztemperaturen

Höhe der Investitionsförderung

Die Förderhöhe ist so zu bemessen, dass sich ein hinreichender Anreiz zur Realisierung von Wärmenetzen 4.0 ergibt, ohne dass dabei eine Überförderung stattfindet. Die Analyse in Kapitel 3.2.2 zeigt, dass in vielen Fällen zur Erreichung eines Kostenbenchmarks von 9 ct/kWh Förderquoten um bis zu 60 % erforderlich sind, für 12 ct/kWh immerhin noch 40 %. Allerdings gibt es auch Netze – beispielsweise Abwärmenetze mit niedrigeren Wärmeeinspeisekosten –, die mit deutlich niedrigeren Förderquoten aus wirtschaftlicher Sicht auskommen, die derzeit allerdings auf Grund anderer, nicht-monetärer Hemmnisse oftmals nicht gebaut werden.

Hauptziel des Förderprogramms zu Wärmenetzsystemen 4.0 ist die Realisierung von Innovationen für zukunftsorientierten Wärmenetzsysteme auf der Basis von erneuerbaren Energien, die zu „Grenzkosten Null“ Wärme bereitstellen und somit die Voraussetzung dafür schaffen, dass Betreiber dauerhaft Gewinne erwirtschaften und Kunden eine kostengünstige Wärmeversorgung vertraglich zugesichert bekommen. Erforderlich hierfür sind zunächst hohe Investitionskosten zu Beginn, möglichst unter Einschluss von saisonaler Wärmespeicherung, und nicht nur eine Konzentration auf die bislang vorherrschenden, heute noch billigsten Lösungen. Hierfür sind innovative Regeltechniken im Gesamtsystem,

die Einbindung von Großspeichern und hohe Anteile von Wärmeerzeugern, die ohne Treib- bzw. Brennstoffkosten auskommen.

Theoretisch könnte eine Differenzierung der Förderquote je nach eingesetzter Technologie sinnvoll sein, da die Wirtschaftlichkeit eines Netzes je nach Entwicklungsstand der Technologie unterschiedlich sein kann. Allerdings kompliziert es das Programm und setzt damit nicht mehr auf die Erzielung eines besonders guten Ergebnisses (= dekarbonisierte Wärme), sondern nimmt ähnlich wie das MAP stark Einzelkomponenten in den Vordergrund. Daher sollte eine solche Differenzierung nicht weiterverfolgt werden.

Auch ohne ein eigenes Förderprogramm für Wärmenetzsysteme 4.0 könnte theoretisch auch heute schon Wärmenetze und die zugehörige Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien durch das MAP gefördert werden; hierfür wären allerdings so weitreichende Änderungen des MAP erforderlich, dass es in der heute bekannten Struktur und Systematik im Kern und sehr grundlegend verändert werden würde. Diese Option wird daher nicht weiter verfolgt.

Ein weiteres Förderprogramm wird u.a. deshalb für erforderlich erachtet, weil die Innovationen durch die systemische Gesamtbetrachtung und –Steuerung zum Kern des neuen Programms gehören, zweitens durch das MAP gesetzten Anreize nicht ausreichen und u.a. bestehende Obergrenzen als auch die Systematik des MAP nicht geeignet sind, um die gewünschten System-Innovationen und Kostendegressionen zu verwirklichen. Dies hat u. a. mit folgenden Aspekten zu tun:

- Gefördert werden verschiedene Einzeltechnologien, allerdings führen die Förderanforderungen auch zu **Förderlücken**. Beispielsweise sind Netzoptimierungsmaßnahmen nicht förderfähig. Dabei sind insb. die systemischen Optimierungen im Zusammenspiel aller Komponenten von zentraler Bedeutung.
- Für große saisonale Speicher ist die Fördergrenze des MAP (RiLi vom März 2015) von 1 Mio. € nicht ausreichend. Das gleiche gilt für größere Wärmenetze (derzeitige Fördergrenze 1 Mio. €) und große Wärmepumpen (Fördergrenze bei nur 50.000 €). In dichter besiedelten Gebieten sind auch die Fördersätze für Wärmenetze von 60 €/m zu gering.
- Eine Kreditförderung mit Tilgungszuschuss ist für viele Antragsteller deutlich weniger attraktiv als eine Investitionszuschussförderung, etwa wenn der Eigenkapitalanteil der Projekte ausreichend und eine Kreditaufnahme nicht geplant sind.

Daher müssen die Anreize des Programms für Wärmenetzsysteme 4.0 stärker auf Innovation, Kostendegression und Systemische Aspekte ausgerichtet sein als es das MAP zu leisten vermag.

Förderung von experimentellen Einzelkomponenten

Eine erhöhte Förderung ist erforderlich für Wärmenetze mit besonders innovativen Bestandteilen, da diese in der Einführungsphase i.a. noch nicht konkurrenzfähig sind. Dadurch kann auch die Wahrscheinlichkeit gesteigert werden, Netze zu realisieren, wie sie in Kapitel 2.3 aufgeführten relevanten Musterbeispiele von Wärmenetzen der 4. Generation aus energiesystemischer Sicht wünschenswert wären und bislang nur in Dänemark in großtechnischer Anwendung gebaut wurden.

Für denjenigen Teilbereich des Netzes (Erzeugung, Speicher, Verteilung), auf den sich die Innovation überwiegend auswirkt, wird ein Zuschuss gewährt, der sich an der Obergrenze des beihilferechtlich Zulässigen orientiert.

Besonders innovative Netzelemente werden bei der Antragstellung gesondert gekennzeichnet. Über die Bewilligung könnten BMWi oder Projektträger entscheiden, ggf. unter Rückgriff auf ein Expertengremium. Einige orientierende Beispiele führt Tabelle 24 auf.

Durch die erhöhte Förderung wird zugleich ein Anreiz für die Steigerung des EE-Anteils, insbesondere auch durch brennstofffreie Systeme, gegeben.

Tabelle 22: Nicht abschließende **Beispielliste** für besondere Innovationen (siehe Kapitel 2.4.7)

Erzeugung	Speicherung und Systemdienlichkeit	Verteilung und Endkunde
Großwärmepumpe	Saisonale Großwärmespeicher, die folgende Charakteristika einhalten ¹ : <ul style="list-style-type: none"> • Wasservolumen > 20.000 m³ • Maximale Speicherkosten < 60 €/m³ • Zulässige Beladetemperatur > 80°C² 	Neue oder umfassend eingesetzte Verfahren zur Minderung der Rücklauf-temperatur (z.B. hydraulischer Abgleich aller angeschlossenen Gebäude, Rückmeldung an die Anschließer einschließlich Benchmarking, Gebäudeanschluss an den Rücklauf, innovative Hausübergabestationen, neue Tarifsysteme, ...)
Solarthermie ab Mindestgröße (z. B. 5.000 m ²) oder Mindestanteil (z. B. 20 %)	Besonders innovative Maßnahmen zur Steigerung der Systemdienlichkeit	Verfahren zur Minderung der Vorlauf-temperatur (z.B. Initiierung von geeigneten Umbauten derjenigen Gebäude, die die höchsten Auslegungswerte für die Vorlauf-temperatur aufweisen, innovative Hausübergabestationen)
Besonders hocheffiziente, innovative KWK-Technologien zur Biomassenutzung (z. B. Biomasse-Vergaser und Brennstoffzellen)		Innovative verbrauchsseitige Maßnahmen zur Senkung der Rücklauf-temperatur, z.B. außenliegende Wandflächenheizungen oder andere kostengünstige Sanierungsmaßnahmen
Maßnahmen zur Förderung der dezentralen Netzeinspeisung („Prosumer“)		
Weitere Innovationen können auf Antrag geprüft und anerkannt werden.		

¹ Zum Vergleich: Der 62.000 m³ fassende Speicher in Dronninglund wurde für 31,2 €/m³ gebaut. Bei einem ΔT von 50 K ergeben sich daraus spezifische Kosten für die Wärmespeicherung von etwa 0,5 €/kWh. In der Praxis liegen diese Kosten noch geringer, da aufgrund des Einsatzes einer Wärmepumpe der Speicher bei Temperaturen zwischen 10°C und 90°C betrieben wird.

² Diese Anforderungen gelten für Heißwasserspeicher (Behälter oder Erdbecken). Für andere Speicher (Erdsonden, Aquifer, sonstige) gelten bezüglich des auf Wasseräquivalent umgerechneten Volumens und des solaren Deckungsanteils die gleichen Anforderungen.

Belohnung von besonders kostengünstigen Netzen

Um die Realisierung besonders kostengünstiger Netze anzureizen, könnte eine Zusatzförderung eingesetzt werden für die Wärmeanbieter, die den Endkunden besonders attraktive Angebote macht. Als besonders kostengünstig gilt ein Wärmenetz, wenn trotz der hier gestellten erhöhten Anforderungen die Wärmekosten für die Verbraucher um einen Prozentsatz (bspw. 10%) unter denen liegen, die für bestehende konventionelle Wärmenetze erhoben werden.

Hierzu müsste ein Kostenbenchmark definiert werden, der jedes Jahr an die Marktsituation angepasst wird. Hierzu könnte das Vergleichsgebäude der AGFW-Preisübersicht herangezogen werden. Es besteht aus einem Wohngebäude mit 30 WE, 160 kW Wärmeanschlusswert, 288 MWh/a Jahreswärmeverbrauch und 1.800 h/a Ausnutzungsdauer. Dies könnte verglichen werden mit dem sich für dieses Typgebäude ergebenden gewichteten Mischpreis, der in der Preisübersicht jedes Jahr ausgegeben wird (<https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/preisuebersicht/>).

Kostenbenchmark

Eine Differenzierung nach Bundesländern sollte nicht erfolgen, da die Datenlage gerade in den Stadtstaaten auf Grund der geringen Menge der teilnehmenden Netzbetreiber anfällig für Zufälligkeiten ist.

Aufgrund dieser Vorüberlegungen könnten Benchmark-Anforderungen formuliert werden, die für den Bonus unterschritten werden müssen, z. B.:

- Wenn der angezielte Mischpreis für das Typgebäude unter dem für das jeweilige Bundesland angegebenen Benchmark liegt, gibt es den Kostenbonus.
- Mit jedem Prozentpunkt, die der reale Mischpreis unter dem Mittelwert liegt, gibt einen halben Prozentpunkt mehr Förderung auf die Basisförderung, bis zu maximal zusätzlichen 10 %-Punkten.
- Sofern die einmalige Kosten für den Anschluss, die Hausübergabestation oder etwaige Genossenschaftsbeiträge noch nicht in den Tarifen enthalten sind, so sind sie mit einem Annuitätsfaktor von z.B. 5% in eine jährliche Belastung umzurechnen und zu den Jahresheizkosten hinzuzuaddieren.
- Es wird eine Preisgleitklausel z.B. mit einer vertraglich zugesicherten Mindestlaufzeit gefordert, welche verhindert, dass die günstigen Tarife nur für eine kurze Zeit gelten.
- Für Netze, deren Tarife zum Antragszeitpunkt noch nicht kalkuliert sind, kann dieser Bonus auch nachträglich beantragt werden.

Alternativ hierzu wäre es auch denkbar, einen **gewissen Anteil**, etwa 20 % der kostengünstigsten Netze, mit der Bonusförderung auszustatten. Alle Netze müssten für zwei Beispielkunden im Antragsformular ihren Endkundenpreis eintragen. Dieses Verfahren stößt allerdings auf das Problem, dass die Förderanträge nicht zu Stichtagen, sondern nach und nach eingereicht werden, weshalb kein Zeitpunkt für die Anteilsbildung definiert werden kann.

Von einigen Marktakteuren wird allerdings eingewendet, dass die Netze sich auch heute schon im örtlichen Wärmemarkt behaupten müssen und eine kartellrechtlich Preisaufsicht eingreifen kann. Es wird z.B. befürchtet, dass durch „Low Price“ auch „Low Quality“ realisiert wird. Dem kann entgegen gehalten werden, dass eine Anreizwirkung für die Entwicklung kostengünstiger Wärmenetze erforderlich ist, um die Marktpotenziale solcher Netze zu erschließen, die Verbreitung solcher Infrastrukturen zu ermöglichen und wirtschafts- als auch energiepolitisch gewünschte Ziel einer bezahlbaren Energieversorgung zu erreichen.

Nachteile eines Kostenbenchmarks

Insgesamt ist die „psychologische“ und Anreiz-Wirkung des Kostensenkungsbonus mit der gesteigerten Komplexität der Regelung abzuwägen.

Belohnung von besonders „nachhaltigen“ Netzen?

Grundsätzlich ist es erstrebenswert, wenn besonders „gute“ Netze auch besonders gut gefördert werden. Im Folgenden werden vier Vorschläge dargestellt, welche Forderungen an ein „besonders nachhaltiges Netz“ gestellt werden könnten. Hiervon erscheinen die letzten drei weniger erfolgversprechend und wurden daher nicht weiter ausgearbeitet.

1. Werden die Mindestanforderungen an den Anteil von erneuerbaren Energien (siehe Abschnitt 0) überschritten, so könnte beispielsweise für jeweils 2 volle Prozentpunkte **EE-Anteile** über [50] %¹ die Förderquote für das Gesamtnetz um einen halben Prozentpunkt steigen. Abwärme sollte nicht auf diese Quote angerechnet werden, da sie meist kostengünstiger nutzbar ist.
2. Wird die **CO₂-Minderung** durch die Netze als Maßstab genommen (bspw. pro 10 % Dekarbonisierung über einen Benchmark hinaus steigt die Förderquote um x %), so müssten Zusatzregeln eingeführt werden, mit deren Hilfe die Minderung quantitativ zu bestimmen ist (u.a. Definition eines Referenzsystems). Außerdem wären auch hier Regelungen zu treffen, die die Knappheiten und Nutzungskonkurrenzen bei der Biomasse berücksichtigen.
3. Ein guter Vergleichsmaßstab für ein „nachhaltiges“ Netz könnten die in Kapitel 0 genannten **nachhaltigkeitskorrigierten Primärenergiefaktoren** sein. Diese bilden den energiewirtschaftlichen Nutzen von Wärmenetzen ab. Allerdings sind sie nicht in einer bestehenden Norm oder einem ähnlichen Regelwerk verankert (auch wenn der Gelbdruck der FW 309-Teil 1 der AGFW erste Ansätze in diese Richtung enthält), was ihre Akzeptanz schwächt.
4. Im praktischen Betrieb werden die erwarteten, auslegungsgemäßen Werte nicht immer erreicht. Es besteht daher auch die Möglichkeit, dass die Nachhaltigkeit eines Wärmenetzes anhand der gemessenen, **tatsächlichen Performance** nachgewiesen wird. Dies war auch einer der Vorschläge im Zuge der Expertengespräche. Grundsätzlich ist eine Belohnung einer guten tatsächlichen, gemessenen Performance des Netzes begrüßenswert; wie auch im Bereich der Energieeffizienz würde eine tatsächliche Einsparung belohnt und zugleich ein Anreiz für einen effizienten Betrieb geschaffen. Allerdings weist ein solcher Ansatz auch Schwächen auf: In den ersten Jahren steigen meist die Anschlussquoten noch merklich an und es müssen noch Erfahrungen mit dem Betrieb und dem Zusammenspiel der Wärmeerzeuger gesammelt werden. Zudem muss mit anfänglichen Störungen beim Betrieb oder beim Monitoring gerechnet werden. Dies hat zur Folge, dass eine Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien möglicherweise erst nach einigen Jahren nachgewiesen werden kann. Dies lässt sich kaum mit der Administration eines Förderprogramms innerhalb eines kameralistischen Systems vereinbaren.

4.3.6 Adressierung von Bestandsnetzen

Vorschlag: Einbezug von Bestandsnetzen sowohl über den Mechanismus Sekundärnetz/Teilnetz als auch Netztransformation

¹ Bei XX ist die Einstiegsanforderung an den Erneuerbaren-Anteil einzutragen. Die Gutachter würden einen Wert oberhalb des Schwellwertes des Marktanzuges bevorzugen, z. B. 60 %.

Begründung: Zur Integration von Bestandsnetzen in das Programm bestehen verschiedene Varianten. Dabei ist zu beachten, dass einzelne Komponenten (Netze, Speicher, Erzeuger) schon in den etablierten Programmen gefördert werden.

Sekundärnetz/Teilnetz: zusammenhängende Netzteile

➤ Durch Wärmeübertrager
getrennte Netzteile
(Übergabestation ●)



➤ Durch Netztopo-
graphie, -topologie,
geografische Lage,
Kundenstruktur
abgrenzbar



Netztransformation

➤ Transformationskonzept in
Verbindung mit einem ersten
Maßnahmenpaket, das
erheblich fossile Wärme
einspart



Abbildung 43: Möglichkeiten einer Bestandsnetz-Förderung im Rahmen des Programms „Wärmenetzsysteme 4.0“

Variante 1: Förderung abgrenzbarer Netzteile (Teilnetze, virtuelle Bilanzkreise)

In dieser Variante werden plausibel physisch oder virtuelle abtrennbare Teilbereiche von Bestandsnetzen gleichbehandelt wie neu errichtete Netze nach den obigen Grundsätzen. Dies bedeutet auch, dass beispielsweise der Anteil erneuerbarer Energien nicht auf das Gesamtnetz bezogen wird, sondern auf den (virtuell anhand plausibler Systemgrenzen, z. B. hydraulisch abgrenzbarer Netzbereiche oder Versorgungsstichleitungen) Teilbereich.

Damit wird es beispielsweise auch möglich, Sekundärnetze, die aus einem vorgelagerten Netz versorgt werden, oder die Umrüstung von Teilnetzen auf erneuerbare Energien zu fördern. Die entsprechenden Teilnetze könnten dabei durchaus auch größere Ausdehnung haben (Bsp. Versorgung Heidelberg aus dem vorgelagerten Mannheimer Fernwärmenetz).

Bei einer Definition von Sekundär- oder Teilnetzen ist abzuwägen, dass

- **einerseits** nicht durch das Programm künstliche Sekundärnetze abgekoppelt oder „Zerinselungen“ geschaffen werden müssen, die der Systemeffizienz abträglich sind. Jena und andere Beispiele zeigen, dass der EE-Anteil oft leichter (technisch und wirtschaftlich) erhöht werden kann, wenn die gegenseitige Besicherung oder anderweitige Flexibilität eines größeren Netzverbundes gegeben ist. Sonst müssten gerade Solarthermie-Anlagen stärker besichert werden.
- **andererseits** nicht die Programmbedingungen durch rein virtuelle Konstrukte zu einfach erfüllbar sind.

Dies bedeutet, dass die Definition von Sekundär- und Teilnetzen einerseits klar formuliert sein muss, um vom Projektträger prüfbar zu sein, aber auch bestimmte Flexibilitäten zulassen darf. In Rückgriff auf Studien zum Umbau von Fernwärmenetzen (GEF 2015; GEF 2012) könnte folgende Formulierung erfolgen:

(1) ANWENDBARKEIT DES PROGRAMMS AUF BESTANDSNETZE. Das Programm ist auch anwendbar auf Netzbereiche in Bestandsnetzen, die sich durch ihre hydraulischen und/oder thermischen Eigenschaften bzw. durch das geografische Versorgungsgebiet vom Primärnetz sinnvoll abgrenzen lassen und die in diesen Netzbereichen die technischen Anforderungen gemäß Nr. xxx bis yyy einhalten (Sekundär- oder Teilnetze).

(2) SEKUNDÄR- und TEILNETZE sind in sich zusammenhängende Bereiche in einem größeren Fernwärmenetzsystem. Sekundärnetze sind von einem Primärnetz durch Wärmeübertrager hydraulisch entkoppelt und ggf. mit in das Sekundärnetz einspeisenden Wärmeerzeugern ausgestattet. Die Wärmeleitungen des Sekundärnetzes werden überwiegend zur Versorgung von Gebäuden innerhalb des Sekundärnetzes verwendet. Zu Sekundärnetzen zählen z.B. auch abgeschlossene Netzbereiche, die aus dem Rücklauf der Fernwärme versorgt werden.

Teilnetze sind Bestandteil eines größeren Fernwärmenetzes und durch die Netztopographie, Topologie, die geografische Lage, die Kundenstruktur oder sonstige wesentliche Kriterien eindeutig abgrenzbar. Beispiele sind die Versorgung eines Stadtteils aus einem zentralen Netz über eine eigene Fernwärme-Versorgungsleitung oder Netzteile, die aus einem vorgelagerten Netz an einen separaten Versorger geliefert werden.

Anmerkung: Die Grenzen zwischen Sekundärnetzen und Teilnetzen können fließend sein.

Variante 2: Förderung eines Netztransformationskonzeptes („Netz-Sanierungsfahrplan“) und Förderung von einzelnen Maßnahmenpaketen dieses Transformationskonzeptes, wenn sie einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung beitragen

In der Praxis werden viele Netze allerdings eher schrittweise saniert. Hier ergibt sich eine Analogie zu Sanierungsfahrplänen für Wohngebäude. Wichtig ist, dass die einzelnen Transformationsschritte einem Plan folgen, der das Ziel einer umfassenden Dekarbonisierung 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 2.5.2.4.

Um eine zu kleinteilige Förderung zu vermeiden, wäre es denkbar, eine „**Erheblichkeitschwelle**“ zu definieren. Hamburg beispielsweise fördert eine Netzoptimierung, **wenn mindestens 10 % der fossil erzeugten Wärmeeinspeisung reduziert wird**. Diese Anforderung könnte einen sinnvollen Vorschlag darstellen.

Eine entsprechende Formulierung in einer Förderrichtlinie könnte sein:

(3) NETZTRANSFORMATION. 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

- dieses Maßnahmenpaket die Einspeisung von Wärme aus fossilen Energieträgern um mindestens xx Prozent reduziert;
- ein Netztransmutationsplan vorgelegt wird, der

- ein zielführendes erstes Maßnahmenpaket definiert
- nachweist, wie mit weiteren zukünftigen Maßnahmen innerhalb der nächsten yy Jahre ein Netzzustand erzielt wird, der die technischen Mindestanforderungen des Programms einhält.

Die Anforderungen an das Netztransformationskonzept regelt ein Merkblatt.

Maßnahmen, die im Rahmen dieser Förderkomponente zu einem ersten Maßnahmenpaket zusammengeschnürt werden könnten, wurden ausführlich in Kapitel 2.5.2 abgeleitet und hier nur noch mal beispielhaft aufgeführt:

- Einbindung von EE und Abwärme
- Vergrößerung der Heizflächen in den angeschlossenen Gebäuden
- Hydraulischer Abgleich der Heizsysteme
- Umrüstung von Speichersystemen auf Frischwasserstationen
- Maßnahmen zur alternativen Brauchwasser-Erwärmung
- Rückbau von Zirkulationsleitungen
- Verbesserung der Grädigkeit von Heizungs- und Brauchwasser-Wärmeübertragern
- Zählertechnik, die Rücklauftemperaturabhängige Tarife erlaubt
- Überprüfungen des Netzbetreibers vor Ort, wobei besonders auf schleichende Überströmmöglichkeiten vom Vor- in den Rücklauf zu achten ist (SWM 2015).

Bei fast allen dieser Maßnahmen ist eine Absprache zwischen Netzbetreiber und den Kunden erforderlich. Dies erfordert Zeit, sodass für die Erfüllung der oben genannten Bedingungen ein Zeitraum in der Größenordnung von drei Jahren anzusetzen ist. Die Umrüstkosten sind Gegenstand des Gesamtsystems und fallen daher beim antragstellenden Netzbetreiber an.

4.4 Flankierende förderliche Rahmenbedingungen

Kommunikative Begleitung des Programms durch

- Antragsberatung,
- Verknüpfung mit zielgruppenspezifischer Beratung, basierend auf lokalen Netzwerkknoten (z. B. Energieagenturen), und umfassender Kommunikationsarbeit,
- Best praxis-Kommunikation in verschiedene Zielgruppen (Wohnungswirtschaft, Architektenkammer, EVU etc.),
- Verknüpfung mit Aktivitäten der NKI-geförderten Service- und Kompetenzstelle Kommunaler Klimaschutz SK:KK.

Wärmenutzungsplanung. Ein wichtiger strategischer Baustein einer erfolgreichen Wärmewende ist deshalb die lokale Erfassung von Wärmequellen und Wärmesenken sowie deren integrierte Bewirtschaftung unter Berücksichtigung längerfristiger Entwicklungslinien auf Ebene von Gebäudeensembles bzw. Quartieren. Hierbei gilt es, die unterschiedlichen Planungshorizonte, Interessen, Informationsstände und wirtschaftlichen Ausgangspositionen der beteiligten Akteure zu berücksichtigen. Ziel ist es, Informationsdefizite abzubauen und Planungssicherheit für Energieversorger, Unternehmen mit Abwärmepotenzialen, Bauherren und Gebäudebesitzer zu schaffen.

Die geeignete Ebene einer integrierten Wärmenutzungsplanung sind die Städte und Gemeinden. Diesen kommen im Rahmen der Flächen- und Bauleitplanung, der Erstellung von Klimaschutzkonzepten, der Verwaltung öffentlicher Liegenschaften sowie als Eigentümer oder Konzessionär lokaler Energieversorgungsunternehmen Schlüsselfunktionen bei der

Ausgestaltung der Wärmeversorgung des Gebäudesektors zu. Über die Funktion als Planungs- und Verwaltungsinstanz hinaus bildet die Kommune den Handlungsrahmen der Bürgerinnen und Bürger, die auf lokaler Ebene in die Planungsprozesse einbezogen werden können. Um die Akteure zu entsprechenden Projekten zu veranlassen, werden verlässliche Planungsgrundlagen benötigt, die das gegebene Recht nicht bietet. Diese Lücke könnte geschlossen werden, indem die rechtlichen Grundlagen für die Aufstellung von regionalen und lokalen Wärmenutzungsplänen geschaffen werden.

Abwärmennutzung. Unternehmen haben keine Verpflichtung zur Überprüfung ihrer Abwärmepotenziale oder zur Nutzung wirtschaftlicher Potenziale. Verschiedene Instrumenten-Vorschläge thematisieren eine Prüf- oder Nutzungsvorgabe.

Überarbeitung des Steuer- und Abgabensystems beispielweise durch Einführung einer CO₂-Lenkungs-komponente in der Energiesteuer. Eine Internalisierung der externen Klimaschadenskosten in Form einer CO₂-Lenkungs-komponente in der Energiesteuer würde eine signifikante Lenkungswirkung entfalten. In Dänemark basiert die Attraktivität der wärmenetzgebundenen Versorgung i. w. auf einer CO₂-Steuer. Ein solcher „Klima-Soli“ kann aufkommensneutral erhoben und vollständig über eine Klimadividende zurück an die Bevölkerung gegeben werden oder über andere Mechanismen rückverteilt werden.

Analysen von ifeu zeigen dabei, dass Größenordnungen von 60 – 100 €/t CO₂ (entsprechend 1,5 bis 2,5 ct/kWh bei Gas und 1,9 bis 3,2 ct/kWh bei Heizöl) erforderlich sind, um verschiedene Maßnahmen der Effizienz bzw. des Einsatzes erneuerbarer Energien in Haushalten anzutriggern. Für Wärmenetze wurden diese Analysen nicht durchgeführt. Die Größenordnung ist aber eine ähnliche: Die Kosten eingespeister Abwärme aus fossilen Quellen (bspw. Kohle-KWK, Gas-BHKW etc.) liegen vielfach zwischen 1,5 bis 2 ct/kWh, während Wärme aus großen Kollektorfeldern, Biomasse-Anlagen und Geothermie vielfach zwischen 4 und 6 ct/kWh liegen.

Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren der EnEV. Eine wichtige Randbedingung für die Attraktivität von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist die Abbildung dieses Vorteils in den Primärenergiefaktoren. Eine genaue Ausarbeitung ist in iTG, ifeu, Wuppertal Institut (2016) zu finden. In Kürze würde dies u. a. bedeuten, dass

- die Faktoren der fossilen Brennstoffe stärker die CO₂-Last der jeweiligen Energieträger widerspiegeln (beispielsweise durch eine stufenweise Einführung einer CO₂-Komponente im Primärenergiefaktor¹); und
- die Stromgutschriftmethode durch ein anderes KWK-Bewertungsverfahren (Arbeitswert/Carnot-Methode) bzw. ein Pauschalwert-Verfahren ersetzt wird, damit nicht mit fossiler KWK (insbesondere Kohle-KWK) bereits so niedrige Primärenergiefaktoren erreicht werden, dass kein Anreiz zur Einbindung von Erneuerbaren mehr besteht.

¹ Formel-Vorschlag in iTG, ifeu, Wuppertal Institut 2016:

$$f_{P,erweitert,i} = (1 - X_{CO_2\ddot{a}q}) \cdot f_{P,ne,i} + X_{CO_2\ddot{a}q} \cdot f_{P,ne,Erdgas} \cdot \frac{e_{CO_2\ddot{a}q,i}}{e_{CO_2\ddot{a}q,Erdgas}},$$

wobei $X_{CO_2\ddot{a}q}$ der Gewichtungsfaktor zwischen Primärenergie und Treibhausgas-Emissionen ist.

5 Anhang

5.1 Bewertungsfaktoren

Tabelle 5-1: Bewertungsfaktoren für nicht-erneuerbare und zukunftscompatible Wärmebereitstellung

Erzeuger		Bewertungsfaktor BW
Wärme aus	Solar	0,0
	Biomasse aus Kesseln	0,5
	Biomasse-KWK	0,2
	Müllheizkraftwerk	
	Wärmepumpe	
	JAZ > 5	0,2
	JAZ < 5	mit Stromfaktor
	KWK aus Erdgas*	0,5
	KWK aus Kohle*	0,9
	Abwärme**	0,0
	Geothermie	0,2
	Kessel	
	aus Gas	1,2
	aus Öl	1,4
beliebigem Brennstoff	1,4	
Strom	1,8	

*fossil befeuerte KWK-Anlagen müssen das Hocheffizienzkriterium gemäß KWKG erfüllen. Anderenfalls sind sie wie Heizkessel zu behandeln.

**Nachweis erforderlich, dass Abwärme nicht durch Effizienzmaßnahmen vermeidbar.

Die in der Tabelle aufgeführten Bewertungsfaktoren sind zwar an die Primärenergiefaktoren der EnEV angelehnt, berücksichtigen aber zusätzliche Eigenschaften der Energieträger wie CO₂-Einsparung, Zukunftsfähigkeit und Innovation:

- Solarenergie ist CO₂-frei und unbeschränkt verfügbar. Ihr wird daher der bestmögliche Bewertungsfaktor von 0 zugeordnet.
- Das Potenzial der Biomasse und damit deren Zukunftsfähigkeit sind beschränkt. Daher wird ihr im Rahmen des Programms Wärmenetzsysteme 4.0 ein Bewertungsfaktor von 0,5 zugeordnet, der deutlich über dem Primärfaktor der EnEV liegt.
- KWK-Anlagen nutzen den Exergiegehalt der fossilen oder erneuerbaren Brennstoffe besser aus, sodass sich gegenüber der Nutzung der gleichen Brennstoffe in einfachen Heizkesseln eine Verbesserung des Bewertungsfaktors ergibt. Dem Ansatz

der EnEV, bei welcher sich bei KWK-Anlagen durch Stromgutschriften sogar negative Primärenergiefaktoren ergeben können, wird hier nicht gefolgt.

- Abwärme, die ohnehin anfällt und sonst ungenutzt an die Umgebung abgegeben worden wäre, wird mit dem Faktor 0 bewertet.
- Tiefengeothermie wird unter Berücksichtigung des nicht unerheblichen Strombedarfs für die Förderpumpen mit 0,2 bewertet.
- Für Strom wird mit dem Bewertungsfaktor von 1,8 der heutige Ansatz der EnEV übernommen. Für besonders effiziente Wärmepumpen wird ein besonders günstiger Bewertungsfaktor angesetzt, wodurch die Bedeutung von Effizienzfortschritten, welche speziell bei dieser Technologie einen entscheidenden Einfluss auf die klimaschonende Wirkung haben, betont wird.
- Erdgas wird genau wie in der EnEV bewertet, Öl dagegen wegen der höheren CO₂-Emissionen etwas schlechter.

5.2 Inputdaten

5.2.1 Kostenstruktur der Netze

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die im Weiteren verwendeten Randbedingungen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen. Neben den allgemeinen Randbedingungen werden im Folgenden die Kosten für die Komponentenkategorien Erzeugung, Verteilung und Speicherung aufgezeigt. Sofern unterschiedliche Quellen für einzelne Kostenpositionen verwendet wurden, sind diese untereinander dargestellt. In diesem Fall ist in der ersten Spalte eine freie Zelle dargestellt. Die folgende Tabelle zeigt für die einzelnen Komponenten die angenommene Nutzungsdauer, den Aufwand für Instandsetzung sowie für Wartung und Inspektion.

	Rechn. Nutzungsdauer [a]	Aufwand Instandsetzung [% der Inv.-Kosten]	Aufwand für Wartung und Inspektion [% der Inv.-Kosten]
Vakuümrohrenkollektoren	18-25	0,5	0,5-1
Flachkollektoren	15-25	0,5	0,5-1
Wärmespeicher	40	1	0,25
Solarnetz	40	1	0
Anlagentechnik	15	1,5	0,75
Gebäude	50	1	1
MSR-Technik / Mess- und Regelgeräte	15-20	1,5	1-1,5
Warmwasser-Rohrleitung aus gez. oder gew. Stahl	40	1	0
Gas-Brennwertkessel	20	1	2
Holzpellet-Heizkessel	15	3	3
Hackschnitzel-Heizkessel	15	3	3
WP - Luft/Wasser (Elektro)	18	1	1,5
WP - Sole/Wasser, Wasser/Wasser (Elektro)	20	1	1,5
WP - Gas	15	3	1,5
BHKW	15	6	2
Wärmeüberträger	20	2	0
Hausübergabestation	30	2	1
Erdsonden	50	2	1

Im weiteren Verlauf werden die Komponenten Kategorien Erzeugung, Speicherung, Übergabe und Verteilung tabellarisch in ihren Einzelkomponenten hinsichtlich der angenommenen Investitionskosten dargestellt. Als alternative Berechnungsgrundlage sind zusätzlich typische Wärmegestehungskosten aufgeführt.

5.2.1.1 Brennstoffkosten

Holzackschnitzel	56	[€/MWh]
Bioöl	106	[€/MWh]
KWK Erdgas	33	[€/MWh]
Erdgas-Kessel	80	[€/MWh]
Strom	200	[€/MWh]
Fernwärme	60	[€/MWh]
Abwärme	40	[€/MWh]

5.2.1.2 Wärmeerzeugung / Wärmeeinkopplung

Diese Tabelle zeigt die angenommenen Investitionskosten bezüglich der Solarthermie.

Solarthermie	Investitionskosten				Einheit	Wärmegestehungskosten			Einheit
	Größe der Anlage	unspez.	bis 500	bis 2000		ab 2000	bis 10 000	10 000 bis 100 000	
Flachkollektoren	295-580				m ²	bis 10 000	10 000 bis 100 000	ab 100 000	MWh/a
	250-350				€/m ²	50-150	50-100	45-85	€/MWh
		340	290	250	€/m ²				€/MWh
Vakuümrohrenkollektoren	412				€/m ²	78			€/MWh
	486				€/m ²	50			€/MWh
	542				€/m ²	58			€/MWh
		550	440	380	€/m ²				€/MWh

Die nachfolgende Tabelle führt die angenommenen Investitionskosten der einzelnen Arten von Biomasseerzeugern auf. Zusätzlich wird der angenommene Energieträgerpreis angegeben.

Biomasse	Investitionskosten				Einheit	Wärmegestehungskosten			Einheit	Energieträgerpreis (€/MWh)
	Größe der Anlage	unspez.	bis 50	bis 250		ab 250	bis 10 000	10 000 bis 100 000		
Holzhackschnitzel	100-500				€/kW	62			€/MWh	27
		850	400	260	€/kW				€/MWh	
Holzpellets	200- 1000				€/kW				€/MWh	47
		800	270		€/kW				€/MWh	
Biogas / Biometan	200-460				€/kW	116			€/MWh	100
Scheitholz	100-400				€/kW				€/MWh	11-40

Nachfolgend werden die angenommenen Investitionskosten für diverse KWKs dargestellt.

Größe der Anlage	Investitionskosten				Einheit	Gestehungskosten			Einheit
	unspez.	bis 50	bis 250	ab 250		bis 10 000	10 000 bis 100 000	ab 100 000	
KWK Erdgas	425-575						25-45 €/MWh		€/MWh
KWK Kohle	2800-3600						20-40 €/MWh		€/MWh
KWK Biomethan	425-575					89-92	25-45 €/MWh		€/MWh
		1900	1400	1150	€/kW _{el}				
KWK Holzhackschnitzel						56			€/MWh

Die folgende Tabelle zeigt die einzelnen angenommenen Investitionskosten für Geothermie.

Geothermie	Investitionskosten				Einheit	Wärmegestehungskosten			Einheit
	Größe der Anlage	unspez.	bis 50	bis 250		ab 250	bis 10 000	10 000 bis 100 000	
Hydrothermale Geothermie	1350-3850				€/kW _{th} (HW)				€/MWh
Hydrothermale Geothermie	6100				€/kW _{th} (HKW)				
Tiefe Erdwärmesonden	5000-15000								€/MWh

Die Tabelle zeigt die einzelnen angenommenen Investitionskosten für Großwärmepumpen.

Großwärmepumpe	Investitionskosten				Einheit
	Größe der Anlage	unspez.	bis 50	bis 250	
Elektrisch	135-255				€/kW _{th}
Elektrisch	480				€/kW _{th}
GWP	600-1275				€/kW _{th}
Elektrische Heizung	300-600				€/kW _{th}

5.2.1.3 Wärmespeicherung

Die nachfolgende Tabelle listet die einzelnen Kosten für die jeweiligen Komponenten in der Wärmespeicherung auf. Über alle Komponenten hinweg werden jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von 1,25% der Investition angenommen.

Größe des Speichers	Investitionskosten				Einheit
	Unspez.	Bis 1000	1 000 bis 10 000	Ab 10 000	
Stahlbehälter		400-450	100-250		€/m ³ WE
			300-700		€/m ³ WE
		500	170	90	€/m ³ WE

Erdbecken-Speicher		250-400	75-400	25-75	€/m³ WE
		320	110	65	€/m³ WE
Erdsonden-Speicher			50-100	50-75	€/m³ WE
		170	65	40	€/m³ WE
Aquifer-Speicher	35-160		35-160	35-160	€/m³ WE

5.2.1.4 Wärmeverteilung

Im Folgenden werden die Komponenten der Wärmeverteilung dargestellt. Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten für das Leistungsnetz werden mit 1% der Gesamtinvestition angenommen. Bei der Netztechnik (Pumpen, Regelungsarmaturen, Erdkabel, Wärmespeicher sowie die Netzleittechnik) gehen wir davon aus, dass sich die Kosten auf 7,2% der Gesamtinvestitionsvolumen belaufen.

Leitungsnetz	Investitionskosten				Einheit
	Unspez.	bis 50	50-100	100-150	
Nenn-durchmesser					mm
Unbefestigte Fläche		100-125	125-150	150-185	€/m
*flexibel		105	130	170	€/m
*starr		155	200	255	€/m
Befestigte Fläche		230-270	270-340	340-430	€/m
	200				€/m
*flexibel		230	2920	375	€/m
*starr		275	350	450	€/m
Stahlmantelrohr					€/m
Kunststoffmantelverbundrohr		15	40	65	€/m
Polymerrohr		30	80	130	€/m
Rohrsysteme ohne Verbund					

5.2.1.5 Wärmeübergabe und dezentrale Systeme

Folgend sind die angenommenen Investitionskosten für die Wärmeübergabe und dezentrale Systeme aufgelistet.

	Investitionskosten	Einheit
Hausanschlussstation	4000-5000	€/Stck.
Gesamtsumme pro Abnehme	24 800	€/Stck.
Wärmepumpe	500-700	€/kW
Trinkwasser-nacherwärmung		
Dezentraler Speicher	5500	€/Stck.
Dezentrale Erzeugung		

5.2.1.6 Overheadkosten

Abschließend werden hier die angenommenen Kosten für Planung und Realisierung, Machbarkeitsstudien, Umsetzungsplanung sowie Baubegleitung als Anteil am Gesamtinvestitionsvolumen dargestellt.

Planung und Realisierung	5%	% Gesamtinvestitionsvolumen
Machbarkeitsstudien	0,5%	% Gesamtinvestitionsvolumen
Umsetzungsplanung	2,0%	% Gesamtinvestitionsvolumen
Baubegleitung	2,5%	% Gesamtinvestitionsvolumen

5.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Wärmegebungskosten der Beispielnetze

5.3.1 Beispiel Dronninglund

Grunddaten

Netz	Dronninglund, Dänemark
Kategorie	Solares Netz
Kurzbeschreibung	Solares Netz höherem solarem Deckungsanteil, saisonalem Wärmespeicher und Absorptionswärmepumpe; hoher
Quellen	1. http://drlund-fiernvarme.dk/media/4448586/2015-2016-bestyrelsens-beretning.pdf

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie			
Flachkollektoren	m ²	37.600	
Vakuumröhrenkollektoren	m ²		
Biomasse			
Holzhackschnitzel	[MW]		
Holzpellets	[MW]		
Bioöl	[MW]	15,00	5 MW (verknüpft mit Wärmepumpe) + 10 MW
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[MW]		
Müllheizkraftwerk	[MW]		
KWK Erdgas	[MW]	3,60	Erdgas-KWK und Erdgas-Kessel waren bereits vorhan
KWK Kohle	[MW]		
Geothermie			
oberflächennah	[MW]		
hydrothermale Geothermie	[MW]		
petrothermale Systeme	[MW]		
tiefe Erdwärmesonden	[MW]		
Großwärmepumpe	[MW]	3,50	Absorptionswärmepumpe (2,1 MW Verdämpferleist
Abwärme	[MW]		

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MW]		
Erdgas-Kessel	[MW]	8,00	Erdgas-KWK und Erdgas-Kessel waren bereits vorhan
Fernwärme	[MW]		
...	[MW]		

Mittlere Netztemperatur

Vorlauf	[°C]	
Rücklauf	[°C]	

Anbindung und Netz

Unbefestigte Fläche			
flexibel	[m]	11500	Es ist nicht vorgegeben, um welche Rohre handelt es :
starr	[m]	11500	
Befestigte Fläche			
flexibel	[m]	11500	
starr	[m]	11500	

Speicher

Stahlbehälter	[m ³ WE]	
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	62.000
Erdsonden-Speicher	[m ³]	
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
Latentwärmespeicher	[m ³]	
Feststoffspeicher	[m ³]	
Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 44 Grunddaten des Netzes Dronninglund

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	27873
Erzeugung	[MWh/a]	40746
Verluste	[MWh/a]	12874

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	16840
Vakuümröhrenkollektoren	[MWh/a]	
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MWh/a]	
Holzpellets	[MWh/a]	
Bioöl	[MWh/a]	12874
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]	
KWK Erdgas	[MWh/a]	11032
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	
Hauswärmepumpen	[MWh/a]	

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[MWh]	12873,5	
Speicher und andere Verluste	[%]	3695	10
Netz	[%]	9178,5	10

Abbildung 45 Energieertrag des Netzes Dronninglund

Investitionen

Pauschal	[€]	16.473.626				
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]	36.927.981				
Innovative Wärmeerzeuger						
Solarthermie						
Flachkollektoren	[€/m²]	250	250	[€]	9.400.000	6.193.933
Vakuümrohrenkollektoren	[€/m²]			[€]	0	
Biomasse						
Holzhackschnitzel	[€/MW]			[€]	0	
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0	
Bioöl	[€/MW]	80000	80000	[€]	1.200.000	214.847,60
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0	
Müllheizkraftwerk						
KWK Erdgas	[€/MW]	500000	500000	[€]	1.800.000	802.983
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0	
Geothermie						
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0	
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0	
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0	
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0	
Großwärmepumpe	[€/MW]	500.000		[€]	1.750.000	670.000
Abwärme	[€/MW]			[€]	0	
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)						
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0	
Erdgas-Kessel	[€/MW]	300000	300000	[€]	2.400.000	1.070.643
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0	
Öl-kessel	[€/MW]			[€]	0	
Anbindung und Netz						
Unbefestigte Fläche						
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	1.552.500	1.327.271
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	2.338.295	
Befestigte Fläche						
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	3.430.795	
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	4.120.795	
Anschlüsse	[€/Einheit]			[€]	0	
Speicher						
Stahlbehälter	[€/m³ WE]			[€]	0	
Erdbecken-Speicher	[€/m³ WE]	25		[€]	1.550.000	2.359.594
Erdsonden-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0	
Aquifer-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0	
Latentwärmespeicher	[€/m³ WE]			[€]	0	
Feststoffspeicher	[€/m³ WE]			[€]	0	
Thermochemische Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0	
Sonstige Investitionskosten						
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.477.119	
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.477.119	
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	2.954.239	3.096.967
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.477.119	737.373

Abbildung 46 Berechnung der Investitionskosten des Netzes Dronninglund

Förderung

Gesamt	[€]	2.950.000		
Spezifisch				
Förderung innovative Erzeuger	[%]			[€] 0
Förderung Speicher	[%]			[€] 0
Förderung Netz	[%]			[€] 0
Förderung Pauschal	[%]			[€] 0
				[€] 2.950.000

Abbildung 47 Investitionsförderung des Netzes Dronninglund

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	1.054.509	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	865.674	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	16.473.626	
Investition abzgl. Förderung	[€]	13.523.626	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	1.054.509	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	865.674	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		
Betriebskosten			

Gesamt	[€/a]	2.064.650			
	[€/a]	2.173.914			
		Spezifisch		Gesamt	
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]	0	Vorschlag 2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1	1,0	[€/a]	141.500
konventionelle Erzeuger	[%]	2	2,0	[€/a]	48.000
Anlagentechnik	[%]	2,25	2,3	[€/a]	66.470
MSR-Technik	[%]	2,5	2,5	[€/a]	110.784
Speicher	[%]	1,25	1,3	[€/a]	19.375
Gebäude	[%]	2	2,0	[€/a]	59.085
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holz hackschnitzel	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Holz pellets	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	106	106,00	[€/a]	1.364.644
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]	33	33,00	[€/a]	364.056
KWK Kohle	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]	1		[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]	1		[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Abwärme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]	1	200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]	1	80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]	1	60	[€/a]	0
....	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				0
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 48 Kapitalkosten des Netzes Dronninglund

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	2.064.650			
	[€/a]	2.195.994			
		Spezifisch	Vorschlag		Gesamt
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1	1,0	[€/a]	141.500
konventionelle Erzeuger	[%]	2	2,0	[€/a]	48.000
Anlagentechnik	[%]	2,25	2,3	[€/a]	72.680
MSR-Technik	[%]	2,5	2,5	[€/a]	121.134
Speicher	[%]	1,25	1,3	[€/a]	19.375
Gebäude	[%]	2	2,0	[€/a]	64.605
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Holzpellets	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	106	106,00	[€/a]	1.364.644
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]	33	33,00	[€/a]	364.056
KWK Kohle	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]	1		[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]	1		[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Abwärme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]	1	200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]	1	80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]	1	60	[€/a]	0
....	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				0
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 49 Betriebskosten des Netzes Dronninglund

5.3.2 Beispiel Crailsheim

Grunddaten			
Netz	Crailsheim		
Kategorie	Solares Netz		
Kurzbeschreibung	Solares Wärmenetz mit Langzeitwärmespeicher		
Quellen	http://www.itw.uni-stuttgart.de/dokumente/Publikationen/publikationen_05-04.pdf		
Innovative Wärmeerzeuger			
Solarthermie			
	Flachkollektoren	m ²	7.405
	Vakuumröhrenkollektoren	m ²	
Biomasse			
	Holzhackschnitzel	[MW]	
	Holzpellets	[MW]	
	Bioöl	[MW]	
	Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[MW]	
	Müllheizkraftwerk	[MW]	
	KWK Erdgas	[MW]	
	KWK Kohle	[MW]	
Geothermie			
	oberflächennah	[MW]	
	hydrothermale Geothermie	[MW]	
	petrothermale Systeme	[MW]	
	tiefe Erdwärmesonden	[MW]	
	Großwärmepumpe	[MW]	0,53
	Abwärme	[MW]	
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)			
	Elektro-kessel	[MW]	
	Erdgas-Kessel	[MW]	
	Fernwärme	[MW]	
	...	[MW]	
Mittlere Netztemperatur			
	Vorlauf	[°C]	65
	Rücklauf	[°C]	35
Anbindung und Netz			
Unbefestigte Fläche			
	flexibel	[m]	925
	starr	[m]	925
Befestigte Fläche			
	flexibel	[m]	750 300 m Solarnetz-Verbindungsleitung
	starr	[m]	750
Speicher			
	Stahlbehälter	[m ³ WE]	580 480 + 100 m ³
	Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	
	Erdsonden-Speicher	[m ³]	10.000 Wasser-Equivalent, tatsächliches Volumen 39,000 m ³
	Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
	Latentwärmespeicher	[m ³]	
	Feststoffspeicher	[m ³]	
	Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 50 Grunddaten des Netzes Crailsheim

Energieertrag				
Gesamt-Netto		[MWh/a]	4702	
Erzeugung		[MWh/a]	5532	
Verluste		[MWh/a]	830	
Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)				
Solarthermie				
Flachkollektoren		[MWh/a]	2740	
Vakuurröhrenkollektoren		[MWh/a]		
Biomasse				
Holzhackschnitzel		[MWh/a]		
Holzpellets		[MWh/a]		
Bioöl		[MWh/a]		
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)		[MWh/a]		
Müllheizkraftwerk		[MWh/a]		
KWK Erdgas		[MWh/a]		
KWK Kohle		[MWh/a]		
Geothermie				
oberflächennah		[MWh/a]		
hydrothermale Geothermie		[MWh/a]		
petrothermale Systeme		[MWh/a]		
tiefe Erdwärmesonden		[MWh/a]		
Großwärmepumpe		[MWh/a]	1129	
Hauswärmepumpen				
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)				
Elektro-kessel		[MWh/a]		
Erdgas-Kessel		[MWh/a]		
Fernwärme		[MWh/a]	1663	
Wärmeverluste				
Pauschal		[%]	15	
Speicher		[%]	0	10
Netz		[%]	0	10

Abbildung 51 Energieertrag des Netzes Crailsheim

Investitionen					
Pauschal		[€]	8.000.000		
Spezifisch - Summe aller Komponenten		[€]	4.788.438		
Innovative Wärmeerzeuger			Spezifisch	Vorschlag	Gesamt pro Kompor
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m ²]		250	250	[€] 1851250
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m ²]				[€] 0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]				[€] 0
Holzpellelets	[€/MW]				[€] 0
Bioöl	[€/MW]				[€] 0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]				[€] 0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]				[€] 0
KWK Erdgas	[€/MW]				[€] 0
KWK Kohle	[€/MW]				[€] 0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]				[€] 0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]				[€] 0
petrothermale Systeme	[€/MW]				[€] 0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]				[€] 0
Großwärmepumpe	[€/MW]		335000	335000	[€] 177550
Abwärme	[€/MW]				[€] 0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]				[€] 0
Erdgas-Kessel	[€/MW]				[€] 0
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]				[€] 0
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]		135	135,00	[€] 124875
starr	[€/m]		203	203,33	[€] 188080
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]		298	298,33	[€] 223748
starr	[€/m]		358	358,33	[€] 268748
Anschlüsse	[€/Einheit]				[€]
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m ³ WE]		425	425	[€] 246500
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]				[€] 0
Erdsonden-Speicher	[€/m ³ WE]		75	75	[€] 750000
Aquifer-Speicher	[€/m ³ WE]				[€] 0
Latentwärmespeicher	[€/m ³ WE]				[€] 0
Feststoffspeicher	[€/m ³ WE]				[€] 0
Thermochemische Speicher	[€/m ³ WE]				[€] 0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]		5	5	[€] 191538
MSR-Technik	[% v. Gesamt]		5	5	[€] 191538
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]		10	10	[€] 383075
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]		5	5	[€] 191538

Abbildung 52 Berechnung der Investitionskosten des Netzes Crailsheim

5.3.3 Beispiel München Ackermannbogen

Grunddaten

Netz	München Ackermannbogen		
Kategorie	Sekundärnetz in bestehendem Netz		
Kurzbeschreibung	Solare Nahwärme in Neubausiedling als Pilotprojekt mit hohem solaren Deckungsgrad		
Quellen	http://www.wagnis.org/assets/files/presse/wagnis2_SNAB.pdf; https://www.energieatlas.bayern.de/energi		
Innovative Wärmeerzeuger			
Solarthermie			
Flachkollektoren	m ²		2.921
Vakuumröhrenkollektoren	m ²		
Biomasse			
Holz hackschnitzel	[MW]		
Holz pellets	[MW]		
Bioöl	[MW]		
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[MW]		
Müllheizkraftwerk	[MW]		
KWK Erdgas	[MW]		
KWK Kohle	[MW]		
Geothermie			
oberflächennah	[MW]		
hydrothermale Geothermie	[MW]		
petrothermale Systeme	[MW]		
tiefe Erdwärmesonden	[MW]		
Großwärmepumpe	[MW]	1,40	Absorptionswärmepumpe
Abwärme	[MW]		
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)			
Elektro-kessel	[MW]		
Erdgas-Kessel	[MW]		
Fernwärme	[MW]		
...	[MW]		
Mittlere Netztemperatur			
Vorlauf	[°C]		50
Rücklauf	[°C]		30
Anbindung und Netz			
Unbefestigte Fläche			
flexibel	[m]		
starr	[m]		150
Befestigte Fläche			
flexibel	[m]		300
starr	[m]		
Speicher			
Stahlbehälter	[m ³ WE]		
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]		5.700
Erdsonden-Speicher	[m ³]		
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]		
Latentwärmespeicher	[m ³]		
Feststoffspeicher	[m ³]		
Thermochemische Speicher	[m ³]		

Abbildung 56 Grunddaten des Netzes München Ackermannbogen

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	2295
Erzeugung	[MWh/a]	2295
Verluste	[MWh/a]	0

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	1154
Vakuumröhrenkollektoren	[MWh/a]	
Biomasse		
Holzhackschnitzel	[MWh/a]	
Holzpellets	[MWh/a]	
Bioöl	[MWh/a]	
Biogas /Biomethan	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]	
KWK Erdgas	[MWh/a]	
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	
Hauswärmepumpen	[MWh/a]	

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	1141

Abbildung 57 Energieertrag des Netzes München Ackermannbogen

Investitionen

Pauschal	[€]	5.100.000			
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]	3.800.311			
Innovative Wärmeerzeuger					
		Spezifisch	Vorschlag		Gesamt pro Komponente
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m²]	250	250	[€]	730.250
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m²]			[€]	0
Biomasse					
Holz-hackschnitzel	[€/MW]			[€]	0
Holz-pellets	[€/MW]			[€]	0
Bio-öl	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]			[€]	0
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]	750000	500000	[€]	1.050.000
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]			[€]	0
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	0
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	30.500
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	89.499
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	0
Hausanschluss	[€/Einheit]			[€]	
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m³ WE]			[€]	0
Erdbecken-Speicher	[€/m³ WE]	200		[€]	1.140.000
Erdsonden-Speicher	[€/m³ WE]		50	[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5	5	[€]	152.012
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5	5	[€]	152.012
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10	10	[€]	304.025
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5	5	[€]	152.012

Abbildung 58 Investitionskosten des Netzes München Ackermannbogen

Förderung

Gesamt	[€]	3.957.000	
		Spezifisch	Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]		[€] 0
Förderung Speicher	[%]		[€] 0
Förderung Netz	[%]		[€] 0
Förderung Pauschal	[%]		[€] 0
			[€] 3957000

Abbildung 59 Förderung und Zuschüsse des Netzes München Ackermannbogen

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	326.461	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	73.166	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	5.100.000	
Investition abzgl. Förderung	[€]	1.143.000	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	326.461	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	73.166	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		

Abbildung 60 Kapitalkosten des Netzes München Ackermannbogen

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	124.834			
		Spezifisch	Vorschlag		Gesamt
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]		2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1	1,0	[€/a]	17.803
konventionelle Erzeuger	[%]	2	2,0	[€/a]	0
Anlagentechnik	[%]	2,25	2,3	[€/a]	6.841
MSR-Technik	[%]	2,5	2,5	[€/a]	11.401
Speicher	[%]	1,25	1,3	[€/a]	14.250
Gebäude	[%]	2	2,0	[€/a]	6.080
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]			[€/a]	0
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]			[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
Müllheizkraftwerk	[€/MWh]			[€/a]	0
KWK Erdgas					
KWK Erdgas	[€/MWh]			[€/a]	0
KWK Kohle					
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe					
Großwärmepumpe	[€/MWh]			[€/a]	0
Abwärme					
Abwärme	[€/MWh]			[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]		200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]		80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]	60	60	[€/a]	68.460
....	[€/MWh]			[€/a]	0

Abbildung 61 Betriebskosten des Netzes München Ackermannbogen

5.3.4 Beispiel Dollnstein

Grunddaten

Netz	Dollnstein, Bayern
Kategorie	Kalte Nahwärme
Kurzbeschreibung	Kaltes Nahwärmenetz mit kleinen Solarkollektoren, KWK und Grundwasserwärmepumpe. Möglichkeit zu Einspeisung durch Dritte (Solarthermie)
Quellen	https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/waermenetze/1966-waermenetze-neu-gedacht

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie			
Flachkollektoren	m ²		100
Vakuumröhrenkollektoren	m ²		
Biomasse			
Holzhackschnitzel	[MW]		
Holzpellets	[MW]		
Bioöl	[MW]		
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[MW]		
Müllheizkraftwerk	[MW]		
KWK Erdgas	[MW]	0,20	200kWh und 150kWh
KWK Kohle	[MW]		
Geothermie			
oberflächennah	[MW]		
hydrothermale Geothermie	[MW]		
petrothermale Systeme	[MW]		
tiefe Erdwärmesonden	[MW]	1,82	
Großwärmepumpe	[MW]	0,44	Grundwasserwärmepumpe (JAZ 3,3)
Kleine Wärmepumpen			
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)			
Elektro-kessel	[MW]		
Erdgas-Kessel	[MW]	0,20	
Fernwärme	[MW]		
Abwärme	[MW]		
Mittlere Netztemperatur			
Vorlauf	[°C]	30	Sommer: 30°C, Winter 80°C
Rücklauf	[°C]	20	
Anbindung und Netz			
Unbefestigte Fläche			
flexibel	[m]	1000	1800m gesamt, pauschal aufgeteilt
starr	[m]		
Befestigte Fläche			
flexibel	[m]	800	
starr	[m]		
Hausanschluss	[#]	42	
Speicher			
Stahlbehälter	[m ³ WE]	42	27 m ³ Warmwasser (80 °C) + 15 m ³ Kaltwasser (30 °C)
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]		
Erdsonden-Speicher	[m ³]		
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]		
Latentwärmespeicher	[m ³]		
Feststoffspeicher	[m ³]		
Thermochemische Speicher	[m ³]		

Abbildung 62 Grunddaten des Netzes Dollnstein

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	1200
Erzeugung	[MWh/a]	1331
Verluste	[MWh/a]	131

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	82
Vakuumröhrenkollektoren	[MWh/a]	
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MWh/a]	
Holzpellets	[MWh/a]	
Bioöl	[MWh/a]	
Biogas / Biomethan	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]	
KWK Erdgas	[MWh/a]	324
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	667
Kleinwärmepumpen	[MWh/a]	220

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	38
Fernwärme	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[%]	0	
Speicher	[%]	0	10
Netz	[%]	0	10

Abbildung 63 Energieertrag des Netzes Dollnstein

Investitionen

Pauschal - Literatur	[€]	1.600.000			
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]	1.422.830			
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch	Vorschlag		Gesamt pro Komponente
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m ²]	340	340	[€]	34.000
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m ²]			[€]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]			[€]	
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]	500000	500000	[€]	100.000
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]	190000	190000	[€]	83.600
Großwärmepumpe	[€/MW]	255000	255	[€]	112.200
Kleine Wärmepumpen	[€/MW]				
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]	200000	200000	[€]	40.000
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]	4500	4500	[€]	189.000
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	135.000
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	0
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	238.664
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	0
Hausanschluss	[€/Einheit]	4500	4500		189.000
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m ³ WE]	400	400	[€]	16.800
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Erdsonden-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	56.913
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	56.913
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	113.826
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	56.913

Abbildung 64 Berechnung der Investitionskosten des Netzes Dollnstein

Förderung

Gesamt	[€]	<input type="text" value="0"/>	
		Spezifisch	Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]	<input type="text" value=""/>	[€] <input type="text" value="0"/>
Förderung Speicher	[%]	<input type="text" value=""/>	[€] <input type="text" value="0"/>
Förderung Netz	[%]	<input type="text" value=""/>	[€] <input type="text" value="0"/>
Förderung Pauschal	[%]	<input type="text" value=""/>	[€] <input type="text" value="0"/>

Abbildung 65 Investitionsförderung des Netzes Dollnstein

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text" value="102.419"/>
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	<input type="text" value="102.419"/>
Investition		
Investitionskosten gesamt	[€]	<input type="text" value="1.600.000"/>
Investition abzgl. Förderung	[€]	<input type="text" value="1.600.000"/>
Finanzierung		
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	<input type="text" value="25"/> <input type="text" value="25,0"/>
kalkulatorischer Zins	[%]	<input type="text" value="4,0"/> <input type="text" value="4,0"/>
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text" value="102.419"/>
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	<input type="text" value="102.419"/>
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal		
OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text" value=""/>
Mit Förderung	[€/a]	<input type="text" value=""/>

Abbildung 66 Kapitalkosten des Netzes Dollnstein

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	79.164			
		Spezifisch	Vorschlag	Gesamt	
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1	1,0	[€/a]	3.298
konventionelle Erzeuger	[%]	2	2,0	[€/a]	4.580
Anlagentechnik	[%]	2,25	2,3	[€/a]	2.561
MSR-Technik	[%]	2,5	2,5	[€/a]	4.268
Speicher	[%]	1,25	1,3	[€/a]	210
Gebäude	[%]	2	2,0	[€/a]	2.277
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]			[€/a]	
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]	45	45,00	[€/a]	14.580
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]	50	50,00	[€/a]	33.350
Kleinwärmepumpen	[€/MWh]	50	50,00	[€/a]	11.000
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]		200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]	80	80	[€/a]	3.040
Fernwärme	[€/MWh]		60	[€/a]	0
....	[€/MWh]			[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 67 Betriebskosten des Netzes Dollnstein

5.3.5 Beispiel Büsingen

Grunddaten

Netz	Bioenergie-Dorf Büsingen
Kategorie	Bio-Solar-Netz
Kurzbeschreibung	Kleines Nahwärmnetz mit Solar-Grundlast im Sommer und Holzhackschnittel-Boiler https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=16&ved=0ahUKewjr7-
Quellen	jr7-

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie			
Flachkollektoren	m ²		
Vakuumröhrenkollektoren	m ²	1.090	
Biomasse			
Holzhackschnittel	[MW]	1,35	450 kW + 900 kW
Holzpellets	[MW]		
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[MW]		
Müllheizkraftwerk	[MW]		
KWK Erdgas	[MW]		
KWK Kohle	[MW]		
Geothermie			
oberflächennah	[MW]		
hydrothermale Geothermie	[MW]		
petrothermale Systeme	[MW]		
tiefe Erdwärmesonden	[MW]		
Großwärmepumpe	[MW]		
Abwärme	[MW]		
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)			
Elektro-kessel	[MW]		
Erdgas-Kessel	[MW]		
Fernwärme	[MW]		
Ölkessel	[MW]	1	muss geklärt werden ob dies ein Bestandteil des Proje
Mittlere Netztemperatur			
Vorlauf	[°C]	75	
Rücklauf	[°C]	50	
Anbindung und Netz			
Unbefestigte Fläche			
flexibel	[m]	1885	Gesamt 5800m, Pauschal aufgeteilt
starr	[m]	1015	
Befestigte Fläche			
flexibel	[m]	1885	
starr	[m]	1015	
Hausanschlüsse	[#]	105	
Speicher			
Stahlbehälter	[m ³ WE]	100	
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]		
Erdsonden-Speicher	[m ³]		
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]		
Latentwärmespeicher	[m ³]		
Feststoffspeicher	[m ³]		
Thermochemische Speicher	[m ³]		

Abbildung 68 Grunddaten des Netzes Büsingen

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	3500
Erzeugung	[MWh/a]	3500
Verluste	[MWh/a]	0

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie			
Flachkollektoren	[MWh/a]		
Vakuümröhrenkollektoren	[MWh/a]	455	13% von 4200MWh, netto-Angabe
Biomasse			
Holzackschnitzel	[MWh/a]	3045	87% von 4200MWh, netto-Angabe
Holzpellets	[MWh/a]		
Biogas /Biomethan	[MWh/a]		
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]		
KWK Erdgas	[MWh/a]		
KWK Kohle	[MWh/a]		
Geothermie			
oberflächennah	[MWh/a]		
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]		
petrothermale Systeme	[MWh/a]		
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]		
Großwärmepumpe	[MWh/a]		
Hauswärmepumpen	[MWh/a]		

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	
Ölkessel	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[%]	0	Keine zus. Verluste, bereits Netto-Ang	
Speicher	[%]	0	0	
Netz	[%]	0	0	

Abbildung 69 Energieertrag des Netzes Büsingen

Investitionen

Pauschal	[€]	3.500.000			
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]	3.244.214			
Spezifisch - Berechnung von typischen Komponentenpreise					
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch - typi Vorschlag			Gesamt pro Kompor
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m ²]			[€]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m ²]	490	440 - 540	[€]	534.100
Biomasse					
Holz hackschnitzel	[€/MW]	100000		[€]	135.000
Holz pellets	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]			[€]	0
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]			[€]	0
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]	80000	80000	[€]	80.000
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	254.475
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	206.380
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	562.352
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	363.705
Hausanschlüsse	[€/Einheit]	5000	5000,00	[€]	525.000
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m ³ WE]	425	425	[€]	42.500
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Erdsonden-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	135.176
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	135.176
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	270.351
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	0

Abbildung 70 Berechnung der Investitionskosten des Netzes Büsingen

Förderung

Gesamt	[€]	100.000		
		Spezifisch		Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]		[€]	0
Förderung Speicher	[%]		[€]	0
Förderung Netz	[%]		[€]	0
Förderung Pauschal	[%]		[€]	0

Abbildung 71 Investitionsförderung des Netzes Büsingen

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	224.042	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	217.641	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	3.500.000	
Investition abzgl. Förderung	[€]	3.400.000	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	224.042	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	217.641	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		

Abbildung 72 Kapitalkosten des Netzes Büsingen

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	199.370			
		Spezifisch		Gesamt	
Wartung und Instandhaltung			Vorschlag		
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1		[€/a]	6.691
konventionelle Erzeuger	[%]	2		[€/a]	0
Anlagentechnik	[%]	2,25		[€/a]	6.083
MSR-Technik	[%]	2,5		[€/a]	10.138
Speicher	[%]	1,25		[€/a]	531
Gebäude	[%]	2		[€/a]	5.407
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)			Vorschlag		
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	56	56,00	[€/a]	170.520
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	0	0,00	[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]		0,00	[€/a]	0
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]			[€/a]	0
Abwärme	[€/MWh]			[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]		200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]		80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]		60	[€/a]	0
....	[€/MWh]			[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 73 Betriebskosten des Netzes Büsingen

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Wärmegestehungskosten der generischen Netze

5.4.1 Beispiel Solarnetz mit saisonalem Speicher

Grunddaten

Netz	Solarnetz mit saisonalem Speicher
Kategorie	Solarnetz mit saisonalem Speicher
Kurzbeschreibung	Solars Netz höherem solarem Deckungsanteil, saisonalem Wärmespeicher und Absorptionswärmepumpe; hoher
Quellen	

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie		
Flachkollektoren	m ²	37.600
Vakuumröhrenkollektoren	m ²	
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MW]	
Holzpellets	[MW]	
Bioöl	[MW]	15,00
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[MW]	
Müllheizkraftwerk		
KWK Erdgas	[MW]	3,60
KWK Kohle	[MW]	
Geothermie		
oberflächennah	[MW]	
hydrothermale Geothermie	[MW]	
petrothermale Systeme	[MW]	
tiefe Erdwärmesonden	[MW]	
Großwärmepumpe	[MW]	3,50
Abwärme	[MW]	

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MW]	
Erdgas-Kessel	[MW]	8,00
Fernwärme	[MW]	
...	[MW]	

Mittlere Netztemperatur

Vorlauf	[°C]	
Rücklauf	[°C]	

Anbindung und Netz

Unbefestigte Fläche		
flexibel	[m]	11500
starr	[m]	11500
Befestigte Fläche		
flexibel	[m]	11500
starr	[m]	11500
Hausanschlüsse		1350

Speicher

Stahlbehälter	[m ³ WE]	
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	62.000
Erdsonden-Speicher	[m ³]	
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
Latentwärmespeicher	[m ³]	
Feststoffspeicher	[m ³]	
Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 74 Grunddaten eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	27873
Erzeugung	[MWh/a]	40746
Verluste	[MWh/a]	12874

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	16840
Vakuumröhrenkollektoren	[MWh/a]	
Biomasse		
Holzackschnitzel	[MWh/a]	
Holzpellets	[MWh/a]	
Bioöl	[MWh/a]	12874
Erdgas (bil. Biogas/Biomethan)	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk		
KWK Erdgas	[MWh/a]	11032
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	
Hauswärmepumpen	[MWh/a]	

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[MWh]	12873,5	
Speicher und andere Verluste	[%]	3695	10
Netz	[%]	9178,5	10

Abbildung 75 Energieertrag eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

Investitionen

Pauschal	[€]				
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]		46.777.981		
Spezifisch - Berechnung von typischen Komponentenpreise					
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch - typi Vorschlag			Gesamt pro Kompor
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m ²]	250	250	[€]	9.400.000
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m ²]			[€]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]			[€]	0
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]	80000	80000	[€]	1.200.000
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MW]	500000	500000	[€]	1.800.000
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]	500.000		[€]	1.750.000
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]	300000	300000	[€]	2.400.000
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]			[€]	0
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	1.552.500
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	2.338.295
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	3.430.795
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	4.120.795
Anschlüsse	[€/Einheit]	4.000	4000	[€]	5.400.000
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m ³ WE]			[€]	0
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]	65		[€]	4.030.000
Erdsonden-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.871.119
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.871.119
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	3.742.239
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	1.871.119

Abbildung 76 Berechnung der Investitionskosten eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

Förderung

Gesamt	[€]	0	
		Spezifisch	Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]		[€] 0
Förderung Speicher	[%]		[€] 0
Förderung Netz	[%]		[€] 0
Förderung Pauschal	[%]		[€] 0

Abbildung 77 Investitionsförderung eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	2.994.350	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	2.994.350	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	46.777.981	
Investition abzgl. Förderung	[€]	46.777.981	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	2.994.350	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	2.994.350	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		

Abbildung 78 Kapitalkosten eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	2.064.650			
	[€/a]	2.267.954			
		Spezifisch		Vorschlag	Gesamt
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1	1,0	[€/a]	141.500
konventionelle Erzeuger	[%]	2	2,0	[€/a]	48.000
Anlagentechnik	[%]	2,25	2,3	[€/a]	84.200
MSR-Technik	[%]	2,5	2,5	[€/a]	140.334
Speicher	[%]	1,25	1,3	[€/a]	50.375
Gebäude	[%]	2	2,0	[€/a]	74.845
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Holzpellets	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	106	106,00	[€/a]	1.364.644
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]	33	33,00	[€/a]	364.056
KWK Kohle	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]	1		[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]	1		[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Abwärme	[€/MWh]	1		[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]	1	200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]	1	80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]	1	60	[€/a]	0
....	[€/MWh]	1		[€/a]	0

Abbildung 79 Betriebskosten eines Solarnetzes mit saisonalem Speicher

5.4.2 Beispiel Solarnetz ohne Speicher

Grunddaten

Netz	Solarnetz ohne Speicher
Kategorie	Solarnetz ohne Speicher
Kurzbeschreibung	Kleines Nahwärmnetz mit Solar-Grundlast im Sommer und Holzhackschnitzel-Boiler
Quellen	

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie		
Flachkollektoren	m ²	
Vakuumröhrenkollektoren	m ²	5.450
Biomasse		
Holzhackschnitzel	[MW]	6,75
Holzpellets	[MW]	
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[MW]	
Müllheizkraftwerk	[MW]	
KWK Erdgas	[MW]	
KWK Kohle	[MW]	
Geothermie		
oberflächennah	[MW]	
hydrothermale Geothermie	[MW]	
petrothermale Systeme	[MW]	
tiefe Erdwärmesonden	[MW]	
Großwärmepumpe	[MW]	
Abwärme	[MW]	
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)		
Elektro-kessel	[MW]	
Erdgas-Kessel	[MW]	
Fernwärme	[MW]	
Ölkessel	[MW]	5
Mittlere Netztemperatur		
Vorlauf	[°C]	75
Rücklauf	[°C]	50
Anbindung und Netz		
Unbefestigte Fläche		
flexibel	[m]	9425
starr	[m]	5075
Befestigte Fläche		
flexibel	[m]	9425
starr	[m]	5075
Hausanschlüsse	[#]	525
Speicher		
Stahlbehälter	[m ³ WE]	500
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	
Erdsonden-Speicher	[m ³]	
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
Latentwärmespeicher	[m ³]	
Feststoffspeicher	[m ³]	
Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 80 Grunddaten eines Solarnetzes ohne Speicher

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	17500
Erzeugung	[MWh/a]	17500
Verluste	[MWh/a]	0

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	
Vakuumröhrenkollektoren	[MWh/a]	2275
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MWh/a]	15225
Holzpellets	[MWh/a]	
Biogas / Biomethan	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]	
KWK Erdgas	[MWh/a]	
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	
Hauswärmepumpen	[MWh/a]	

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	
Ölkessel	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[%]	0	
Speicher	[%]	0	0
Netz	[%]	0	0

Abbildung 81 Energieertrag eines Solarnetzes ohne Speicher

Investitionen

Pauschal	[€]				
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]		16.147.575		
Spezifisch - Berechnung von typischen Komponentenpreise					
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch - typi Vorschlag		Gesamt pro Kompor	
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m ²]			[€]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m ²]	380	380	[€]	2.071.000
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]	100000		[€]	675.000
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]			[€]	0
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]			[€]	0
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]	80000	80000	[€]	400.000
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	1.272.375
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	1.031.900
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	2.811.760
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	1.818.525
Hausanschlüsse	[€/Einheit]	5000	4500,00	[€]	2.625.000
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m ³ WE]	425	425	[€]	212.500
Erdbecken-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Erdsonden-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m ³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	645.903
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	645.903
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	1.291.806
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	645.903

Abbildung 82 Berechnung der Investitionskosten eines Solarnetzes ohne Speicher

Förderung

Gesamt	[€]		
		Spezifisch	Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]		[€] 0
Förderung Speicher	[%]		[€] 0
Förderung Netz	[%]		[€] 0
Förderung Pauschal	[%]		[€] 0

Abbildung 83 Investitionsförderung eines Solarnetzes ohne Speicher

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	1.033.638	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	1.033.638	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	16.147.575	
Investition abzgl. Förderung	[€]	16.147.575	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	1.033.638	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	1.033.638	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		

Abbildung 84 Kapitalkosten eines Solarnetzes ohne Speicher

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	986.061			
		Spezifisch		Gesamt	
Wartung und Instandhaltung			Vorschlag		
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1		[€/a]	27.460
konventionelle Erzeuger	[%]	2		[€/a]	0
Anlagentechnik	[%]	2,25		[€/a]	29.066
MSR-Technik	[%]	2,5		[€/a]	48.443
Speicher	[%]	1,25		[€/a]	2.656
Gebäude	[%]	2		[€/a]	25.836
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)			Vorschlag		
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	56	56,00	[€/a]	852.600
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	0	0,00	[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MWh]			[€/a]	0
KWK Erdgas	[€/MWh]		0,00	[€/a]	0
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]			[€/a]	0
Abwärme	[€/MWh]			[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]		200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]		80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]		60	[€/a]	0
....	[€/MWh]			[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 85 Betriebskosten eines Solarnetzes ohne Speicher

5.4.3 Beispiel Abwärmenetz

Grunddaten

Netz	Abwärmenetz
Kategorie	Abwärmenetz
Kurzbeschreibung	Kleines Nahwärmenetz mit Solar-Grundlast im Sommer und Erdgaskessel als Back-Up
Quellen	

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie		
Flachkollektoren	m ²	
Vakuumröhrenkollektoren	m ²	1.090
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MW]	
Holz pellets	[MW]	
Erdgas (bil. Biogas / Biomethan)	[MW]	
Müllheizkraftwerk		
KWK Erdgas	[MW]	
KWK Kohle	[MW]	
Geothermie		
oberflächennah	[MW]	
hydrothermale Geothermie	[MW]	
petrothermale Systeme	[MW]	
tiefe Erdwärmesonden	[MW]	
Großwärmepumpe	[MW]	
Abwärme	[MW]	
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)		
Elektro-kessel	[MW]	
Erdgas-Kessel	[MW]	1,35
Fernwärme	[MW]	
Ölkessel	[MW]	
Mittlere Netztemperatur		
Vorlauf	[°C]	75
Rücklauf	[°C]	50
Anbindung und Netz		
Unbefestigte Fläche		
flexibel	[m]	1450
starr	[m]	1450
Befestigte Fläche		
flexibel	[m]	1450
starr	[m]	1450
Hausanschlüsse	[#]	105
Speicher		
Stahlbehälter	[m ³ WE]	100
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	
Erdsonden-Speicher	[m ³]	
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
Latentwärmespeicher	[m ³]	
Feststoffspeicher	[m ³]	
Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 86 Grunddaten eines Abwärmenetzes

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	3500
Erzeugung	[MWh/a]	3500
Verluste	[MWh/a]	0

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	
Vakuumröhrenkollektoren	[MWh/a]	455
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MWh/a]	
Holzpellets	[MWh/a]	
Bioöl	[MWh/a]	
Biogas / Biomethan	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk		
KWK Erdgas	[MWh/a]	
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	
Abwärme	[MWh/a]	3045

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	
Ölkessel	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[%]	0	
Speicher	[%]	0	0
Netz	[%]	0	0

Abbildung 87 Energieertrag eines Abwärmenetzes

Investitionen

Pauschal	[€]				
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]		3.539.203		
Spezifisch - Berechnung von typischen Komponentenpreise					
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch - typi Vorschlag			Gesamt pro Kompor
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m²]			[€]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m²]	490	440 - 540	[€]	534.100
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]			[€]	0
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]			[€]	0
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]			[€]	0
Abwärme	[€/MW]	0	0	[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]	300000	300000	[€]	405.000
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]			[€]	0
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	195.750
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	294.829
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	432.579
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	519.579
Hausanschlüsse	[€/Einheit]	5000	5000,00	[€]	525.000
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m³ WE]	425	425	[€]	42.500
Erdbecken-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Erdsonden-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	147.467
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	147.467
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	294.934
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	0

Abbildung 88 Berechnung der Investitionskosten eines Abwärmenetzes

Förderung

Gesamt	[€]	<input type="text"/>	<i>Nur 100 000 € von EFRE; Deutsche Fön</i>	
		Spezifisch		Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]	<input type="text"/>	[€]	<input type="text" value="0"/>
Förderung Speicher	[%]	<input type="text"/>	[€]	<input type="text" value="0"/>
Förderung Netz	[%]	<input type="text"/>	[€]	<input type="text" value="0"/>
Förderung Pauschal	[%]	<input type="text"/>	[€]	<input type="text" value="0"/>

Abbildung 89 Investitionsförderung eines Abwärmenetzes

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text" value="226.551"/>
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	<input type="text" value="226.551"/>
Investition		
Investitionskosten gesamt	[€]	<input type="text" value="3.539.203"/>
Investition abzgl. Förderung	[€]	<input type="text" value="3.539.203"/>
Finanzierung		
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	<input type="text" value="25"/> <input type="text" value="25,0"/>
kalkulatorischer Zins	[%]	<input type="text" value="4,0"/> <input type="text" value="4,0"/>
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text" value="226.551"/>
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	<input type="text" value="226.551"/>
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal		
OHNE Förderung	[€/a]	<input type="text"/>
Mit Förderung	[€/a]	<input type="text"/>

Abbildung 90 Kapitalkosten eines Abwärmenetzes

Betriebskosten

Gesamt	[€/a]	37.567			
		Spezifisch		Gesamt	
Wartung und Instandhaltung			Vorschlag		
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1		[€/a]	5.341
konventionelle Erzeuger	[%]	2		[€/a]	8.100
Anlagentechnik	[%]	2,25		[€/a]	6.636
MSR-Technik	[%]	2,5		[€/a]	11.060
Speicher	[%]	1,25		[€/a]	531
Gebäude	[%]	2		[€/a]	5.899
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)			Vorschlag		
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	56	56,00	[€/a]	0
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]			[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]			[€/a]	0
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe					
Abwärme	[€/MWh]	40	50,00	[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]			[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]			[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]			[€/a]	0
....	[€/MWh]			[€/a]	0
Sonstiges					
Betriebsmittel	[€/a]				
Stromkosten	[€/a]				

Abbildung 91 Betriebskosten eines Abwärmenetzes

5.4.4 Beispiel Solarnetz mit Wärmepumpe

Grunddaten

Netz	Solarnetz mit Wärmepumpe
Kategorie	Solarnetz mit Wärmepumpe
Kurzbeschreibung	Kleines Nahwärmetz mit Solar-Grundlast im Sommer, Erdwärme-GWP und Holzhackschnitzel-Boiler
Quellen	

Innovative Wärmeerzeuger

Solarthermie		
Flachkollektoren	m ²	
Vakuumröhrenkollektoren	m ²	2.725
Biomasse		
Holzhackschnitzel	[MW]	1,13
Holzpellets	[MW]	
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[MW]	
Müllheizkraftwerk		
KWK Erdgas	[MW]	
KWK Kohle	[MW]	
Geothermie		
oberflächennah	[MW]	
hydrothermale Geothermie	[MW]	
petrothermale Systeme	[MW]	
tiefe Erdwärmesonden	[MW]	
Großwärmepumpe	[MW]	1,69
Abwärme	[MW]	
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)		
Elektro-kessel	[MW]	
Erdgas-Kessel	[MW]	
Fernwärme	[MW]	
Ölkessel	[MW]	
Mittlere Netztemperatur		
Vorlauf	[°C]	75
Rücklauf	[°C]	50
Anbindung und Netz		
Unbefestigte Fläche		
flexibel	[m]	4713
starr	[m]	2538
Befestigte Fläche		
flexibel	[m]	4713
starr	[m]	2538
Hausanschlüsse	[#]	263
Speicher		
Stahlbehälter	[m ³ WE]	250
Erdbecken-Speicher	[m ³ WE]	
Erdsonden-Speicher	[m ³]	
Aquifer-Speicher	[m ³ WE]	
Latentwärmespeicher	[m ³]	
Feststoffspeicher	[m ³]	
Thermochemische Speicher	[m ³]	

Abbildung 92 Grunddaten eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

Energieertrag

Gesamt-Netto	[MWh/a]	8750
Erzeugung	[MWh/a]	8750
Verluste	[MWh/a]	0

Innovative Wärmeerzeuger (Netto-Erzeugung)

Solarthermie		
Flachkollektoren	[MWh/a]	
Vakuümrohrenkollektoren	[MWh/a]	1137,5
Biomasse		
Holz hackschnitzel	[MWh/a]	2537,5
Holz pellets	[MWh/a]	
Biogas / Biomethan	[MWh/a]	
Müllheizkraftwerk	[MWh/a]	
KWK Erdgas	[MWh/a]	
KWK Kohle	[MWh/a]	
Geothermie		
oberflächennah	[MWh/a]	
hydrothermale Geothermie	[MWh/a]	
petrothermale Systeme	[MWh/a]	
tiefe Erdwärmesonden	[MWh/a]	
Großwärmepumpe	[MWh/a]	5075
Hauswärmepumpen		

2/3 des Ertrags

Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)

Elektro-kessel	[MWh/a]	
Erdgas-Kessel	[MWh/a]	
Fernwärme	[MWh/a]	
Ölkessel	[MWh/a]	

Wärmeverluste

Pauschal	[%]	0	
Speicher	[%]	0	0
Netz	[%]	0	0

Abbildung 93 Energieertrag eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

Investitionen

Pauschal	[€]				
Spezifisch - Summe aller Komponenten	[€]	8.250.923			
Spezifisch - Berechnung von typischen Komponentenpreise					
Innovative Wärmeerzeuger		Spezifisch - typi Vorschlag			Gesamt pro Kompor
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/m²]			[€]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/m²]	380	380	[€]	1.035.500
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MW]	100000		[€]	112.500
Holzpellets	[€/MW]			[€]	0
Bioöl	[€/MW]			[€]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MW]			[€]	0
Müllheizkraftwerk	[€/MW]			[€]	0
KWK Erdgas	[€/MW]			[€]	0
KWK Kohle	[€/MW]			[€]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MW]			[€]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MW]			[€]	0
petrothermale Systeme	[€/MW]			[€]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MW]			[€]	0
Großwärmepumpe	[€/MW]	335000		[€]	566.708
Abwärme	[€/MW]			[€]	0
Konventionelle Wärmeerzeuger (Back-Up)					
Elektro-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Erdgas-Kessel	[€/MW]			[€]	0
Fernwärme-Anschluss	[€/MW]			[€]	0
Öl-kessel	[€/MW]	80000	80000	[€]	0
Anbindung und Netz					
Unbefestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	135	135,00	[€]	636.188
starr	[€/m]	203	203,33	[€]	515.950
Befestigte Fläche					
flexibel	[€/m]	298	298,33	[€]	1.405.880
starr	[€/m]	358	358,33	[€]	909.262
Hausanschlüsse	[€/Einheit]	5000	4500,00	[€]	1.312.500
Speicher					
Stahlbehälter	[€/m³ WE]	425	425	[€]	106.250
Erdbecken-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Erdsonden-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Aquifer-Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Latentwärmespeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Feststoffspeicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Thermochemische Speicher	[€/m³ WE]			[€]	0
Sonstige Investitionskosten					
Anlagentechnik, Wärmetauscher	[% v. Gesamt]	5		[€]	330.037
MSR-Technik	[% v. Gesamt]	5		[€]	330.037
Gebäude, Umzäunung, Erschließung	[% v. Gesamt]	10		[€]	660.074
Planung, Genehmigung	[% v. Gesamt]	5		[€]	330.037

Abbildung 94 Berechnung der Investitionskosten eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

Förderung

Gesamt	[€]		
		Spezifisch	Gesamt
Förderung innovative Erzeuger	[%]		[€] 0
Förderung Speicher	[%]		[€] 0
Förderung Netz	[%]		[€] 0
Förderung Pauschal	[%]		[€] 0

Abbildung 95 Investitionsförderung eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

Kapitalkosten

Jährliche Kosten für Investition OHNE Förderung	[€/a]	528.158	
Jährliche Kosten für Investition mit Förderung	[€/a]	528.158	
Investition			
Investitionskosten gesamt	[€]	8.250.923	
Investition abzgl. Förderung	[€]	8.250.923	
Finanzierung			
Betrachtungszeitraum / Laufzeit Finanzierung	[a]	25	25,0
kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0
Jährliche Kapitalkosten OHNE Förderung	[€/a]	528.158	
Jährliche Kapitalkosten mit Förderung	[€/a]	528.158	
Jährliche Fixkosten Kapital - Pauschal			
OHNE Förderung	[€/a]		
Mit Förderung	[€/a]		

Abbildung 96 Kapitalkosten eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

Betriebskosten

Gesamt [€/a] 503.367

		Spezifisch		Gesamt	
			Vorschlag		
Wartung und Instandhaltung					
Pauschal, Gesamt	[%]	0	2,0	[€/a]	0
innovative Erzeuger (gemittelt)	[%]	1		[€/a]	17.147
konventionelle Erzeuger	[%]	2		[€/a]	0
Anlagentechnik	[%]	2,25		[€/a]	14.852
MSR-Technik	[%]	2,5		[€/a]	24.753
Speicher	[%]	1,25		[€/a]	1.328
Gebäude	[%]	2		[€/a]	13.201
Variable Betriebskosten (Direkter Bezug, Brennstoff etc.)					
Solarthermie					
Flachkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Vakuumröhrenkollektoren	[€/MWh]			[€/a]	0
Biomasse					
Holzhackschnitzel	[€/MWh]	56	56,00	[€/a]	142.100
Holzpellets	[€/MWh]			[€/a]	0
Bioöl	[€/MWh]	0	0,00	[€/a]	0
Erdgas (bil. Biogas /Biomethan)	[€/MWh]			[€/a]	0
Müllheizkraftwerk					
KWK Erdgas	[€/MWh]		0,00	[€/a]	0
KWK Kohle	[€/MWh]			[€/a]	0
Geothermie					
oberflächennah	[€/MWh]			[€/a]	0
hydrothermale Geothermie	[€/MWh]			[€/a]	0
petrothermale Systeme	[€/MWh]			[€/a]	0
tiefe Erdwärmesonden	[€/MWh]			[€/a]	0
Großwärmepumpe	[€/MWh]	57,14	57,14	[€/a]	289.986
Abwärme	[€/MWh]			[€/a]	0
Betriebskosten konventionelle Erzeuger					
Elektro-kessel	[€/MWh]		200	[€/a]	0
Erdgas-Kessel	[€/MWh]		80	[€/a]	0
Fernwärme	[€/MWh]		60	[€/a]	0
....	[€/MWh]			[€/a]	0

Abbildung 97 Betriebskosten eines Solarnetzes mit Wärmepumpe

5.5 Zusammenstellung ausgewählter Förderprogramme

Tabelle 24: Überblick über Förderprogramme für Wärmenetze und -netzkomponenten

	KWKG	MAP / KfW Erneuerbare Energien – Premium	KfW IKK/IKU	APEE - An- reizprogramm Energieeffizienz (BAFA, KfW)	Erneuerbare Wärme - IFB Hamburg	Energiewende in Unter- nehmen - Intelligente Einbindung in die Ener- gieversorgung, Hamburg Behörde für Energie und Umwelt
Netze	Förderung 100€/m, max. 40 % d. Investitionskosten, bei >100 mm max. 30 % (Bedingung 60 % KWK-Einspeisung, bei EE-Einspeisung min. 25 % KWK)	Darlehen bei überwiegend EE-Einspeisung in Höhe v. bis zu 100% d. Investitionskosten, max. 10 Mio. €. Tilgungszuschuss bei überwiegend EE-Einspeisung 60 €/m, max. 1 Mio. € (bei Einspeisung aus Tiefengeothermie 1,5 Mio. €)	Darlehen für 100% d. Investitionskosten. Zusätzlich Tilgungszuschüsse in Höhe von 5% des Zusagebetrages möglich, maximal 2,5 Mio. €.	Zusatzbonus v. 20 % der MAP-Förderung bei Förderung durch MAP.	Bei überwiegend EE-Einspeisung werden bis zu 80 % (Neubau), 20 % (Modernisierung d. Investitionskosten gefördert	
Speicher	250 €/m ³ für Wärmespeicher ab 10 m ³ , max. 10 Mio. €. Bei Speichern > 50 m ³ Zuschlag von max. 30 % d. Investitionskosten	Darlehen siehe Netze. Tilgungszuschuss für Wärmespeicher ab 10 m ³ von bis zu 250 €/m ³ , max. 30 % der Nettointestitionskosten und max. 1 Mio. €.	Konditionen s. oben		Speicher mit min 4 m ³ werden mit 400 €/m ³ bis 10 m ³ und 250€/m ³ ab 10 m ³ gefördert.	

Biomasse	Bei Anlagen >100kW 20 €/kW Nennwärmeleistung, max. 50.000 €, Bonus v. bis zu 30 €/kW bei Erfüllung weiterer Vorgaben. Für Biomasse-KWK-Anlagen zw. 100-2.000 kW 40 €/kW Nennwärmeleistung.	Zusatzbonus v. 20 % der MAP-Förderung bei Förderung durch MAP.	Biomasse-Verbrennungsanlagen mit Nennwärmeleistung zw. 100 - 500 kW werden mit 45 €/kW gefördert.
Groß-Wärmepumpen	80 €/kW für Anlagen >100 kW Wärmeleistung, min. 10.000 € und max. 50.000 €. Für Erdsonden bis 400 m 4 €/m, ab 400 m 6 €/m vertikale Tiefe.	Zusatzbonus v. 20 % der MAP-Förderung bei Förderung durch MAP.	Wärmepumpen mit Nennwärmeleistung zw. 100 - 500 kW werden mit 100 €/kW gefördert.
tiefe Geothermie	200 €/kW Nennwärmeleistung, max. 2.000.000 €. Für Bohrung differenzierter Zuschuss je nach Tiefe zw. 375 - 740 €/m vertikale Tiefe, max. 2.500.000 € je Bohrung, max. 4 Bohrungen pro Projekt.		
KWK-Anlagen zur Einspeisung in Wärmenetze	Zuschlag für den eingespeisten KWK-Strom. Die Höhe richtet sich nach der Art der Anlage und Zeitpunkt der Inbetriebnahme.	Konditionen s. oben	350 €/tCO ₂ f. KWK-Anlagen ab 300 kW thermisch zur Einspeisung in ein Wärmenetz
Industrielle Abwärme		Gefördert werden Anlagen zur Nutzung industrieller Abwärme. Konditionen s. oben	350 €/tCO ₂ f. Anlagen zur Nutzung von Abwärme mit Verbindung zu Wärmenetz ab 300 kWth

große Solar-
kollektoran-
lagen

Tilgungszuschuss von max. 40 % d. Nettoinvestitionskosten, die überwiegend in Wärmenetze einspeisen. Alternativ ertragsabhängige Förderung.

Zusatzbonus v. 20 % der MAP-Förderung bei Förderung durch MAP.

NKI

Solares Bauen/ Energie- ENEFF Stadt/ Wärme effiziente Stadt

Landesprogramm BW Wärmenetze

Bayern: Förderung von Tiefengeothermie- KfW-Abwärme Wärmenetzen

Netze

Mitfinanzierung in Höhe von bis zu 20% d. Investitionskosten bei überwiegend EE-Einspeisung, Wärmepumpen, KWK-Anlagen od. industrieller Abwärme, max. 200.000 €.

Förderung durch Zuschuss od. Darlehens. 40 - 60 € /m je nach Wärmeabsatz, max. 500.000 € (Neuprojekte) bzw. max. 200.000 € (Erweiterung). Der Finanzierungsanteil beträgt bis zu 50% der Kosten, max. 10 Mio.€.

<p>Wärme- konzepte Für d. Erstellung eines Konzepts zur integrier- ten Wärmenutzung zw. 10.000 - 40.000 € je nach Größe d. Kommu- ne gewährt.</p>	<p>Förderung für Klimaschutzkonzepte mit Fokus auf integrierter Wärmenutzung – zusätzlich zur Bundesförderung – bis zu 20% der Ausgaben. Förderung f. Beratungs- und Netzwerkinitiativen bis zu 90 % der Ausga- ben, max. 90.000€ über drei Jahre.</p>
<p>Modell- projekte Förderung f. Modell- projekte von bis zu 80 % der Ausgaben. in Höhe von bis zu 50 % der Mindestzuwendung profähigen Kosten. entstehenden zuwendungs- Vorhaben 200.000 €</p>	<p>Zuschuss f. Modelprojekte Zuschuss f. Mo- dell/Pilotprojekte in Höhe von bis zu 50 % der entste- henden zuwendungsfähigen projektbezogenen Kosten.</p>
<p>Industri- elle Abwär- me</p>	<p>Darlehen von bis zu 100% der Investitionskosten, i.d.R. max. 25 Mio. € . Weitere Tilgungs- zuschüsse v. max. 40% d. Investitionskosten möglich</p>

5.6 Liste der befragten Experten

Tabelle 25: Teilnehmer/innen an den Expertengesprächen

Name	Institution
Achim Lichtenfels	IngBüro Lichtenfels
Andreas Jenne	Rehau
Axel Popp	Deematrix Energiesysteme GmbH
Christian Stadler	Arcon-Sunmark GmbH
Detlev Seidler	Solid Solarinstallationen
Dr. Bernd Eikmeier	Fraunhofer IFAM
Dr. Bernd Wenzel	iner
Dr. Heiko Huther	AGFW e. V.
Dr. Herbert Koschel	Stadtwerke München
Dr. Janybek Orozaliev	IdE Institut dezentrale Energietechnologien gemeinnützige GmbH
Dr. Martin Sabel	BWP
Dr. Matthias Sandrock	HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Dr. Nikolaus Meyer	Geo-En Energy
Dr. Roman Marx	Universität Stuttgart ITW
Dr. Stephan Richter	GEF
Dr. Volker Lenz	Deutsches Biomasse Forschungszentrum
Elias Bettrich/ S. Emig	ratioplan
Georg Wagener-Lohse	BEE
Gerhard Stryi-Hipp	Fraunhofer ISE
Jens Clausen	Borderstep
Johannes Hinrichsen	BTB GmbH
Leonhard Thien	Netzwerk Geothermie NRW
Martin Willige	Ritter Solar
Niklas Martin	FVEE
Patrick Hoffmann	IZES gGmbH
Per Alex Sörensen	PlanEnergi Nordjylland
Prof. Dr. Oliver Kastner	Institut für Solar-energieforschung GmbH
Steffen Oberlaender	EHPA (Europäischer Wärmepumpenverband)
Thomas Pauschinger	Solites
Torsten Czulwik	URBANA Energiedienste

Tabelle 26: Befragte Expert/innen

Name	Institution
Achim Lichtenfels	IngBüro Lichtenfels
Andreas Jenne	Rehau
Axel Popp	Deematrix Energiesysteme GmbH
Bernd Henninger	Stadtwerke Neckarsulm
Bernd Riehl	Vorstand Energiegenossenschaften Erfurthausen
Christian Stadler	Arcon-Sunmark GmbH
Detlev Seidler	Solid Solarinstallationen
Dr. Bernd Eikmeier	Fraunhofer IFAM
Dr. Bernd Wenzel	iner
Elias Bettrich/ S. Emig	ratioplan
Frank Schmid	Ewa Riss
Frank Schöttke	Stadtwerke Jena
Helmut Böhnisch	Kompetenzzentrum Wärmenetze, KEA
Jens Clausen	Borderstep
Karl-Heinz Weber	Gemeinde Lathen
Klaus-Dieter Szafranski	IBT.PAN GmbH
Manfred Durner	AFK (Aschheim-Feldkirchen-Kirchheim)- Geothermie GmbH
Marc Meurer	Verbandsgemeindewerke Simmern
Martin Willige	Ritter Solar
Michael Viernickel	Geo-En Energy Technologies GmbH
Olaf Böttcher	BBSR
Patrick Hoffmann	IZES gGmbH
Paul Fay	Frankfurter Senat
Thomas Kerner	Kommunalunternehmen Energie Dollnstein
Thomas Pauschinger	Solites
Thomas Pietsch	Stadtwerke Magdeburg
Ulf Uhlig	Stadtwerke Chemnitz
Volker Ries	DEGEWO
Konrad Raab	Umweltministerium Baden-Württemberg

5.7 Literaturverzeichnis

AEE (2016a): Kunz C., Kirrmann S., Agentur für Erneuerbare Energien e. V. (AEE) (Berlin 2016): Die Neue Wärmewelt - Szenario für eine 100 % Erneuerbare Wärmeversorgung in Deutschland. Online unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/551.AEE>

_Neue_Waermewelt_Online.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

AGFW – Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V, (2016): AGFW-Hauptbericht 2015. Online unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menu/zahlen_und_statistiken/Version_1_HB2015_WEB.pdf&t=1480687394&hash=077482809909b8682bd56ec382fc52e17258eb5b (abgerufen am 01.12.2016).

AGFW – Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V, (2016): Wirtschaftliche Dämmung von KMR: Online unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/likes_menu/verteilung/Aktuelles/Wirtschaftliche_Daemmung_von_KMR/Wirtsch__Daemmung_von_KMR_271109_Internet.pdf&t=1481882298&hash=9a5d867552645d94927d55368e882290a9476217 (abgerufen am 15.12.2016).

AGFW – Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V, (2016): Transformationsstrategien FW S. 81 und 83: Online unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/likes_menu/forschung_und_innovation/Studie/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf&t=1481894189&hash=b02f8bbb232217e51ba1db411f27f0a057b7fd24 (abgerufen am 15.12.2016).

AGFW (2017): Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) (Frankfurt am Main 2017): Anschluss- und Benutzungszwang. Online unter: <https://www.agfw.de/recht/anschluss-und-benutzungszwang/> (abgerufen am 17.01.2017).

Agora (2013): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Fraunhofer IWES, Kassel. Studie im Auftrag der Agora Energiewende https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf (abgerufen 23.2.2017)

BDEW (2016): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2015

Beuth HS & ifeu (2016): Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Kurztitel: Anlagenpotenzial. Studie im Auftrag des BMWi. FKZ 03MAP318B. Noch nicht veröffentlicht.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Vorhaben 2b. Stromerzeugung aus Geothermie. Online unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2b,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 15.12.2016).

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Online unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html> (abgerufen am 01.12.2016).

BMWi (2015a): BMWi: Energieeffizienzstrategie Gebäude - Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin 2015.

BMWi (2015b): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. BMWi 2015.

BMWI (2016b): Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Stuttgart 2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland - unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (A-GEE_Stat). Online unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (abgerufen am 29.12.2016).

Brugg (2016): Technische Datenblätter der Firma German Pipe, Brugg.

Bruus et al (2004): F. Bruus and H. Kristjansson : Principal design of heat distribution. News from DBDH 2/2004.

CARMEN (2015): Wärmenetze neu gedacht. <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/waermenetze/1966-waermenetze-neu-gedacht>

Clausen (2012a): Clausen J., Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH (Hannover 2012): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze - Arbeitspapier zu AP 6 A im Rahmen des Projektes "Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen [...]". Online unter: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2014/07/Clausen-Kosten_-laendliche_-Waermenetze-2012.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Clausen, Jens (2012) - Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. Online unter: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2014/07/Clausen-Kosten_-laendliche_-Waermenetze-2012.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Clearingstelle BW - Empfehlungen für die Verlegung von Leerrohren

Danish Energy Agency (2016): Energistyrelsen: Energistatistik 2015. www.ens.dk

Dansk Fjernvarme (2015): Nøgletal Benchmarking 2015. <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/aarsstatistik/benchmarking-statistik-2014-2015>

Dansk Fjernvarme (2016) Dansk Fjernvarme: Årsstatistik 2016 - Nøgletal-2.xlsx. <http://www.danskfjernvarme.dk/viden-om/aarsstatistik/statistik-2015-2016>

Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform (DSTTP): DSTTP_strategie_einzelseiten. Online unter: http://www.solarthermietechologie.de/fileadmin/img/Service/PDF/Studien/DSTTP_strategie_einzelseiten.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

DSTTP (2010): Stryi-Hipp G., Drück H., Wittwer V. Zörner W., Deutsche Solarthermie-Technologie Plattform (DSTTP) (Berlin 2010): Forschungsstrategie Niedertemperatur-Solarthermie 2030 - für eine nachhaltige Wärme- und Kälteversorgung Deutschlands. Online unter: http://www.solarthermietechologie.de/fileadmin/img/Service/PDF/Studien/DSTTP_strategiepapier_web.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Ecofys/Prognos (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des BMWi.

Edenhofer et al. (2012): Edenhofer et al., Cambridge University Press (New York 2012): Renewable energy sources and climate change mitigation - Special report of the intergovernmental panel on climate change. ISBN 978-1-107-02340-6

EHPA (2015): The World's Largest „Natural“ District Heat Pump. <http://www.ehpa.org/about/news/article/the-worlds-largest-natural-district-heat-pump/>

Energitilsynets (2016): Dänische Preisstatistik für Fernwärme. <http://energitilsynet.dk/varme/statistik/prisstatistik/>

FhG-ISI (2014): G. Schubert, F. Sensfuß, M. Nast, M. Fette, B. Eikmeier: Kopplung von Strom- und Wärme-markt vor dem Hintergrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien. Endbericht für das BMWi 2014. <https://doi.org/10.2314/GBV:848982517>

Frey J. (2015) Leiter Dronninglund Fjernvarme: Private Mitteilung am 24. März 2015 in Dronninglund.

Fridleifsson et al. (2010): Fridleifsson et al., World geothermal congress 2010 (Bali, Indonesien 2010): Iceland Deep Drilling Project - The first IDDP Drill Hole drilled and completed in 2009. Online unter: http://iddp.is/wp-content/uploads/2010/07/3902_Fridleifsson_et_al.pdf (abgerufen am 29.12.2016).

ifeu, GEF, AGFW (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, GEF Ingenieure Leimen, AGFW. Online unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/inkes_menu/for-schung_und_innovation/Studie/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf&t=1483002319&hash=154560fe5691b99c8b3b60e4285e699e9a70bc17 (abgerufen am 15.12.2016).

GEF 2015: http://www.gef.de/fileadmin/Dateien/Publikationen/160330_oeffentliche_Version_Abschlussbericht_final.pdf

GEF 2012: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Projektbilder/Waerme-_und_Kaeltenetze/Optimierung_FW-Versorgung_Ulm/Abschlussbericht_Exergetische_Optimierung_Fernwaermeversorgung_Ulm_V3.pdf

Gils (2015): H. C. Gils: Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Doctoral Thesis, University of Stuttgart, 2014

Hochschule Landshut (2011): Handbuch für Energienutzungspläne. Ergänzung zum Leitfaden Energienutzungsplan. Erarbeitet im Rahmen der ARGE „Energienutzungspläne“ des Bayerischen Gemeindetags. Online unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1635/handbuch.pdf> (abgerufen am 01.12.2016).

IE Leipzig (2007): Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Ie-Leipzig), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Berlin 2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. Online unter: http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_TiefeGeothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (abgerufen am 28.12.2016).

IER (2008): J. Lambauer, U. Fahl, M. Ohl, M. Blesl, A. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (Stuttgart 2008): Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Online unter: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Lambauer_IER_Forschungsbericht_Grosswaerme-pumpen.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

IER (2014): Blesl M., Fahl U., Jakobs R., Voß A., Wolf S., Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) und Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW). Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) (Stuttgart 2014): Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland. Online unter: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/veroeffentlichungen/forschungsberichte/downloads/141216_Abschlussbericht_FKZ_0327514A.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

IFAM (2014): B. Eikmeier u.a.: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht von Prognos, FhG-IFAM, IREES, und BHKW-Consult für das BMWi, Berlin 2014.

ifeu, GEF Ingenieur AG, AGFW (2013): Transformationsstrategien Fernwärme. AGFW-Reihe Forschung und Entwicklung, Heft 24. Online unter: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Publikationen/Dokumente/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf (abgerufen am 06.12.2016).

IUE (2014): M. Kaltschmitt, Technische Universität Hamburg-Harburg - Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (Hamburg 2014): Vorhaben 2b Stromerzeugung aus Geothermie - Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Online unter: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2b,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 15.12.2016).

IWU (2013): N. Diefenbach, C. v. Malottki, A. Enseling, T. Loga, H. Cischinsky, B. Stein, M. Hörner, M. Grafe: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudereich – Zielerreichungsszenario. BMVBS-Online-Publikation, Nr. 03/2013

Jensen, M. V. (2014): Seasonal pit heat storages - Guidelines for materials & construction. IEA Task 45 Large Systems, 2014. <http://task45.iea-shc.org/fact-sheets>

Jorsal (2016): P. Jorsal: 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. <http://www.4dh.dk/events/event/53-conference>

Koziol M. et al. (2011): Handlungsleitfaden zur energetischen Stadterneuerung; Berlin; Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Bauinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)

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

Kristensen P. (2009): Leiter Braedstrup Fjernvarme. Private Mitteilung am 21.10.2009 in Braedstrup

Kristensen P. (2012): Solar Systems and District Heating. Internationaler Workshop Solare Nahwärmesysteme, 27./28. Sept. 2012 in Braedstrup.

Leitfaden (2016): Leitfaden für Kommunen - Förderung der Verlegung von Leerrohrtrassen mit Glasfasereinsatz und deren Überlassung an private Netzbetreiber

Limbach et al. (2013): Kooperativer Breitbandausbau in Deutschland, TU Berlin

LfU – Landesamt für Umwelt Bayern (2016): Energiekonzepte und Energienutzungs-pläne. Programm des StMWi. Online unter: http://www.izu.bayern.de/foerder/programme/detail_programm.htm?id=128 (abgerufen am 01.12.2016).

Lund et al. (2014): H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, B. V. Mathiesen: 4th Generation District Heating (4GDH) - Integrating smart thermal grids into future sus-tainable energy systems. Energy 68 (2014) 1-11

Majcen (2013): D. Majcen, H. Visscher, L. Itard: Energy labels in Dutch dwellings – their actual energy con-sumption and implications for reduction targets. ECEEE 2013 SUMMER STUDY.

Manderfeld (2008): Manderfeld M. (Jülich 2008): Handbuch zur Entscheidungsunterstützung - Fernwärme in der Fläche. Online unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1136251.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Manderfeld, Markus (2008a): Handbuch zur Entscheidungsunterstützung – Fernwärme in der Fläche. Online unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1136251.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Mangold, Riegger, Schmidt (2008): Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Wissenschaftliche-Technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus. Online unter: <http://www.solites.de/download/literatur/AB-SUN%20VI%20FKZ%200329607L.pdf> (abgerufen am 06.12.2016).

Marstal Fjernvarme (2014): SUNSTORE 4, Marstal Fjernvarme (2014): Project final Report. Online unter: https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/SUNSTORE4_Report.pdf (abgerufen am 29.12.2016).

Micus (2016) - Entwicklungskonzept Brandenburg Glasfaser 2020

Møller Moos: Municipality in Transition to Low Temperature District Heating. District Energy – White Paper, Editor: State of Green, 2016.

Nast (2015): M. Nast: Verluste in Wärmenetzen - Erfahrungen und Spannbreiten. Wärmewende-Info 23, Okt.2015.

Olsen et al (2008): P.K.Olsen, H. Lambertsen, R. Hummelshø1, B. Bøhm, C.H. Christiansen, S. Svendsen, C.T. Larsen, J. Worm: A New Low-Temperature District Heating System for Low-Energy Buildings. The 11th International Symposium on District Heating and Cooling, August 31 to September 2, 2008, Reykjavik, ICELAND

Pfender et al. (2006): Pfender M., Teza D., Tischner T., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR); BESTEC GmbH. Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hannover, Kandel 2006): Hot Dry Rock Projekt Soultz - Erste Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilot-anlage. Online unter: http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Themen/Energie/Downloads/soultz_abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 29.12.2016).

Pietrucha (2008): U. Pietrucha: Großwärmepumpen zur Fernwärme- und Kälteversorgung. Tagungsband 1. Groß-Wärmepumpen-Symposium, 12. Juni 2008 in Stuttgart.

PlanEnergi (2013) Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet. Nov. 2013. https://issuu.com/planenergi.dk/docs/udredning_vedr__rende_varmelagrings

PlanEnergi (2013): P. Sørensen u.a.: Boreholes in Braedstrup. Final report, June 2013.

PlanEnergi (2015) SUNSTORE 3, Phase 2, Implementation. Final report March 2015.

PlanEnergi (2016): Framework conditions and policies on small district heating and cooling grids in Denmark, Austria and Germany. <http://www.coolheating.eu>

PlanEnergi (2016): New heat pump and solar heating. Final report for EUDP. http://ryekv.dk/wp-content/uploads/2016/06/final_report_-_rye_kraftvarmevaerk_-_new_heat_pump_and_solar_heating_-_incl_app.pdf

Pollerberg et al. (2015): Pollerberg C., Zeidler-Fandrich B., Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UM-SICHT) (Oberhausen 2015): LowEx-Wärmespeicher - Latentwärmespeicher auf Basis von CryoSol. Online unter: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/en/documents/infomaterial/OE800/110318-cryosol-plus.pdf> (abgerufen am 28.12.2016).

Raab (2016): K. Raab: Landesförderprogramm energieeffiziente Wärmenetze – Richtlinie und erste Erfahrungen

Radloff R. (2015a): Gråsten Fjernvarme: 100 % erneuerbar für 8,6 ct./kWh. Wärmewende-Info 14, Januar 2015

Radloff R. (2015c): Weltgrößte Solarthermieanlage in Vojens. Wärmewende-Info 15, Januar 2015

Radloff R., S. Löck (2015b) Dronninglund Fjernvarme. Wärmewende-Info 20, Juni 2015

Ramboll (2016): World largest thermal heat storage pit in Vojens. <https://stateofgreen.com/en/profiles/ramboll/solutions/world-largest-thermal-pit-storage-in-vojens>

REHAU (2014): Technische Information - REHAU Systeme für die Wärmeversorgung RAU-VITHERM und RAUTHERMEX. Online unter: <https://www.rehau.com/download/1767298/rauthermex-rauvitherm-technische-information.pdf> (abgerufen am 29.12.2016).

REHAU (2016): RAUGEO Systemtechnik - Innovativ heizen, kühlen und sparen mit Erdwärme. Online unter: <https://www.rehau.com/download/1473302/raugeo-technische-information.pdf> (abgerufen am 29.12.2016).

SDH (2015): Studie zur detaillierten Bewertung von solaren Wärmenetzkonzepten für drei typische Siedlungsgebiete. Solites, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. Download <http://solar-district->

heating.eu/Portals/3/StudieSolareNahw%C3%A4rmefuerSiedlungsgebiete.pdf (abgerufen am 23.2.2017).

SDH (2017): Ranking List of Large Scale Solar Heating Plant. Solar-district-heating.eu/ServicesTools/Platdatabase.aspx (abgerufen am 19.2.2017).

Sørensen (2013): Boreholes in Braedstrup. Final report for EUPD.

Solarge (2008): Brædstrup Fjernvarme. Veröffentlicht auf der von der EU finanzierten Website von SOLARGE. <http://www.solarge.org/index.php?id=1646>

Solites (2012): Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung. Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. Online unter: <http://www.saisonalspeicher.de/Projekte> (abgerufen am 15.12.2016).

Solites (2016): Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme: Online Rechner für solare Nah- und Fernwärmeanlagen. Online unter: <http://www.sdh-online.solites.de/> (abgerufen am 15.12.2016).

Solites (2016): Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme: Online Rechner für solare Nah- und Fernwärmeanlagen. Online unter: <http://www.sdh-online.solites.de/> (abgerufen am 15.12.2016).

Solnet BW (2015): Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg. Grundlagen | Potenziale | Strategien. Solites, Hamburg Institut, IER, KEA, AGFW. Online unter: http://solar-district-heating.eu/Portals/21/150701_SolnetBW_web.pdf (abgerufen am 23.2.2017).

Stadt Mannheim (2016): Glückstein-Quartier. Nachhaltigkeit. Online unter: <http://www.glueckstein-quartier.de/node/86> (abgerufen am 06.12.2016).

Statistisches Bundesamt (2016): Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009) - Lange Reihen der Fachserie 17, Reihe 2 von Januar 2000 bis August 2016. Online unter: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseLangeReihen.html> (abgerufen am 15.12.2016).

Techem: Energiekennwerte (2016). Studie zum Wärme- und Wasserverbrauch in Mehrfamilienhäusern, November 2016. http://www.techem.de/fileadmin/user_upload/epaper-EKW-2016_leseversion/#0

Technische Universität Hamburg-Harburg Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft - Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG

Themenspeicher Prioritäten für Wärmebezirke festlegen: Solarthermie/Wärmepumpe – Holz/Solar - Wärmenetz Nahwärme/Fernwärme, Erd/EE-Gasnetz/Solar,

TKG (2016): Telekommunikationsgesetz vom 22. Juni 2004 (BGBl. I S. 1190), geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 23. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3346). Insb. §77i Abs. 6.

TU München (2011): Leitfaden Energienutzungsplan. Teil 1: Bestands- und Potenzialanalysen. Online unter: [http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000000?SID=472186192&ACTIONxSESSxSHOWPIC\(BILDxKEY:stmug_klima_00003,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF\)](http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000000?SID=472186192&ACTIONxSESSxSHOWPIC(BILDxKEY:stmug_klima_00003,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF)) (abgerufen am 01.12.2016).

UBA (2014): M. Memmler, L. Schrempf, S. Hermann, S. Schneider, J. Pabst, M. Dreher: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2014.

Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung - IER (2014): Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland. Online unter: http://www.ier.uni-stutt-gart.de/publikationen/veroeffentlichungen/forschungsberichte/downloads/141216_Abschlussbericht_FKZ_0327514A.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung: IER (2008) - Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Online unter: http://www.ier.uni-stutt-gart.de/publikationen/pb_pdf/

Viessmann (Allendorf 2016): Eisspeicher-System VITOFRIOCAL. Online unter: http://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/Produkte/Eisspeicher/kpr-w-Eisspeichersystem.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/kpr-w-Eisspeichersystem.pdf (abgerufen am 29.12.2016).

von Oehsen (2014): A. von Oehsen, M. Pehnt, M. Jentsch und N. Gerhardt: Benötigt man zeitlich aufgelöste Stromprimärenergiefaktoren in der Energieeinsparverordnung? ENERGIIEWIRTSCHAFTLI-CHE TAGESFRAGEN 64. Jg. (2014) Heft 11

WIK (2016): Die Rolle der Kommunen beim Breitbandausbau. WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH. Bad Honnef

Wolff D., Jagnow, K.: Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen, (AGFW - Transformationsstrategien FW Seite 54 - Daten FUG). Online unter: https://www.zukunftsheizen.de/fileadmin/user_upload/3_Technik/3.6_Projekte_und_Studien/3.6.3_Nah-_und_Fernwaermenetze/Studie_Untersuchung_Nah-_und_Fernwaermenetze_IWO.pdf (abgerufen am 15.12.2016).

Zukunft Breitband (2017): http://www.zukunft-breitband.de/Breitband/DE/Breitbandatlas/Kartendownload/kartendownload_node.html (abgerufen am 23.2.2017).